



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**MECANISMOS DE SUBASTAS PARA LA
CONTRATACIÓN DE ENERGÍA
EN MERCADOS ELÉCTRICOS:
APLICACIÓN EN EL MERCADO
COLOMBIANO**

GERMÁN ALBERTO CAICEDO BELTRÁN

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, julio, 2013.

© 2013, Germán Alberto Caicedo Beltrán



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

MECANISMOS DE SUBASTAS PARA LA CONTRATACIÓN DE ENERGÍA EN MERCADOS ELÉCTRICOS: APLICACIÓN EN EL MERCADO COLOMBIANO

GERMÁN ALBERTO CAICEDO BELTRÁN

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

ENZO SAUMA SANTIS

CARLOS SILVA MONTES

DIEGO J. CELENTANO

Para completar las exigencias del grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, julio, 2013.

Dedicado a Vicky, Andrea y Alejandro, por su invaluable apoyo, compañía, paciencia, amor y comprensión, sin los cuales no habría logrado este proyecto de vida y familia.

AGRADECIMIENTOS

Esta investigación fue el resultado de un esfuerzo en el cual participaron muchas personas sin las cuales no habría logrado esta gran meta que me fijé hace casi 10 años.

Agradezco a Alberto Mejía, Carlos Solano, Jorge Mario Pérez, Claudia Ángel y Jesús Aristizábal de Empresas Públicas de Medellín, por confiar en mis capacidades, brindarme el apoyo de la empresa y hacer parte de este logro. A mis compañeros de trabajo del Área Gestión Mercado de Energía de EPM, por haber redoblado esfuerzos cubriendo mi puesto de trabajo durante mi comisión de estudios.

A mi guía, tutor y sobre todo *maestro* Hugh Rudnick por brindarme su apoyo, colaboración, paciencia, conocimientos, sin él este proyecto habría sido imposible de realizar. De igual forma a mis profesores de la Facultad de Ingeniería y de Ciencias Económicas de la Pontificia Universidad Católica de Chile, en particular a los profesores Enzo Sauma y Juan de Dios Ortuzar.

Agradezco de la misma manera a mis compañeros de clases y de investigación en especial a mi amigo y compañero colombiano Juan David Molina a quien le tengo un gran aprecio y sentido de gratitud. A todos mis amigos y compañeros de Chile quienes me abrieron su amistad de una forma desinteresada para que la estancia en este gran país fuera totalmente satisfactoria y gratificante.

Por último pero no menos importante a toda mi familia y mi hogar, a mi esposa Victoria y mis hijos Alejandro y Andrea, por su paciencia, apoyo, compañía de traspasos, quienes dejaron sus proyectos en Colombia para acompañarme en esta osada meta de familia.

Que Dios los bendiga a todos.

INDICE GENERAL

	Pág.
AGRADECIMIENTOS	iv
INDICE GENERAL.....	v
INDICE DE FIGURAS.....	viii
INDICE DE TABLAS	x
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Problemática y antecedentes.....	3
1.2. Objetivo de la investigación.....	5
1.3. Hipótesis de la investigación.....	6
1.4. Estado del arte	7
1.5. Potenciales hallazgos.....	14
1.6. Metodología.....	16
1.7. Organización de la tesis.....	17
2. ELEMENTOS CARACTERÍSTICOS DE LICITACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	19
2.1. Conceptos básicos en licitaciones de suministro.....	19
2.2. Mecanismos de licitación relevante al caso eléctrico.....	20
2.3. Principales características de subastas inversas	24
2.3.1. Cantidades a subastar	24
2.3.2. Mecanismos de la subasta de reloj descendente	25
2.3.3. Criterios para la selección del diseño de subasta	27
2.4. Elementos fundamentales en licitaciones de largo plazo	35
2.4.1. Formación de precios de largo plazo	35
2.4.2. Instrumentos de cobertura y estructura de mercados de largo plazo	46
2.4.3. Modelamiento y simulación de estrategia en mercados eléctricos	50
3. REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL.....	56
3.1. Reino Unido	56

3.2.	Alberta (Canadá)	60
3.2.1.	Plataformas de Operaciones del Mercado Financiero Eléctrico	64
3.2.2.	Participantes en el Mercado Financiero Eléctrico.....	66
3.3.	PJM (EUA).....	67
3.3.1.	Coordinación del mercado	67
3.3.2.	Operador - Organismo Controlador	68
3.3.3.	Mercado de Derechos de Capacidad de Transporte	70
3.3.4.	Mercado para atención de demanda regulada	71
3.3.5.	Ofertas de precios.....	71
3.3.6.	Monitoreo del Desarrollo del Mercado (MMU)	72
3.4.	Brasil	73
3.4.1.	Descripción del diseño y composición del mercado	73
3.4.2.	Descripción general del mecanismo de licitación	77
3.5.	Perú.....	84
3.5.1.	Descripción del diseño y composición del mercado	84
3.5.2.	Descripción general del mecanismo de licitación	93
3.5.3.	Descripción de aspectos destacados del mecanismo.....	96
3.6.	España	98
3.6.1.	Mercado eléctrico.....	98
3.6.2.	Contratación bilateral física	99
3.6.3.	Contratación por diferencias	100
3.6.4.	Acuerdos a plazo fuera del mercado	101
3.6.5.	Mercados a plazo organizados	102
3.6.6.	Subastas CESUR.....	103
3.7.	Illinois.....	104
3.7.1.	Descripción del diseño y composición del mercado	104
3.7.2.	Descripción general del mecanismo de licitación	107
3.7.3.	Descripción de aspectos destacados del mecanismo.....	110
4.	MECANISMO DE CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO EN COLOMBIA.	112

4.1.	Estructura Institucional.....	112
4.2.	Características Generales Del Mercado De Energía Mayorista (MEM)	113
4.2.1.	Estructura del Mercado	113
4.2.2.	Tipos de Transacciones	114
4.2.3.	Contratos financieros bilaterales.....	114
5.	MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN MECANISMOS DE SUBASTA Y ESTRATEGIAS ÓPTIMAS DE CONTRATACIÓN	119
5.1.	Método y herramienta de simulación y optimización	119
5.2.	Simulación Energética.....	121
5.3.	Modelamiento Matemático.....	125
5.3.1.	Modelo Generador	126
5.3.2.	Modelo Demanda.....	130
5.3.3.	Modelo Subasta.....	140
6.	CASOS SIMULADOS	145
6.1.	Caso Base de Simulación	145
6.2.	Simulación Función de Demanda.....	151
6.3.	Casos de Estudio	152
7.	CONCLUSIONES	170
	BIBLIOGRAFÍA	173
	A N E X O S	181
	Anexo A. Resumen Ventas de Generadores en Contratos en Colombia	182
	Anexo B. Resumen Compras de Distribuidores/Comercializadores en Contratos en Colombia.....	183

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1. Evolución de rondas en subasta descendente	25
Figura 2-2. Evolución rondas subasta descendente con demanda inelástica	27
Figura 2-3. Cobertura de ventas de energía en el spot	36
Figura 2-4. Representación de frontera eficiente en contratos.....	38
Figura 2-5. Sensibilidad de portafolios	38
Figura 2-6. Función de utilidad considerando las distribuciones objetivo y de utilidad	39
Figura 2-7. Representación del costo de oportunidad.....	41
Figura 2-8. Curva de distribución para estimación del VaR.....	42
Figura 2-9. Elementos considerados para la definición de precios y cantidades.	43
Figura 2-10. Sensibilidades de riesgos.....	43
Figura 2-11. Relación entre utilidad y nivel de contratación	44
Figura 2-12. Funciones de oferta para 2 y 11 competidores	45
Figura 2-13. Histograma de equilibrio de precios para 3 y 6 competidores en una licitación de primer precio	45
Figura 2-14. Función de pago de una opción call de energía	47
Figura 2-15. . Simulación mecanismo de mercado	48
Figura 2-16. Representación de tipos de tendencias de modelamiento en mercados eléctricos	51
Figura 2-17. Estructura matemática de modelos de optimización firma única y modelos basados en equilibrio de agentes	52
Figura 3-1. Estructura Transacciones Mercado Eléctrico Pool de Alberta.....	61
Figura 3-2. Estructura Transacciones Mercado Eléctrico Forward de Alberta.....	62
Figura 3-3. Mercado financiero de contratos estandarizados.....	63
Figura 3-4. Organigrama Unidad de Monitoreo del Mercado de PJM	73
Figura 3-5. Contratación en dos ambientes.....	76
Figura 3-6. Horizontes de adjudicación de licitaciones en Brasil.....	79
Figura 3-7. Fases del proceso de licitación en Brasil.....	81
Figura 3-8. Agentes del mercado energético en Perú	90
Figura 3-9. Fases y modificaciones de los esquemas de licitaciones.....	96
Figura 3-10. Estructura Mercado Eléctrico de España.....	99
Figura 3-11. Estructura de la licitación de Illinois	108
Figura 3-12. Conjunto de productos en la licitación de suministro de Illinois	109
Figura 3-13. Producto de 1 y 4 unidades con segmentos de 10%	109
Figura 4-1. Estructura mercado eléctrico colombiano	113

Figura 4-2. Evolución nivel y precio de contratos y bolsa.....	115
Figura 4-3. Proyección demanda y oferta por tecnología disponible para contratos	117
Figura 5-1. Diagrama de flujo general del proceso de simulación y optimización.....	119
Figura 5-2. Procedimiento simulación optimización estratégica de subasta.....	120
Figura 5-3. Esquema del proceso estocástico del SDDP	123
Figura 5-4. Diagrama de procesos SDDP	124
Figura 5-5. Funciones de distribución variables de entrada.....	125
Figura 5-6. Representación gráfica de las funciones de suministro y demanda	129
Figura 5-7. Función demanda de electricidad	132
Figura 5-8. Función semilogarítmica de demanda de electricidad	133
Figura 5-9. Diagrama casación subasta ascendente	137
Figura 5-10. Representación de la evolución de una subasta de reloj descendente.....	143
Figura 5-11. Evolución rondas y exceso de oferta subasta descendente.....	143
Figura 6-1. Captura visual del modelo de simulación estratégica	147
Figura 6-2. Funciones de oferta a partir de los vectores cantidad - precio	149
Figura 6-3. Gráfica resultante modelo simulación de subasta	150
Figura 6-4. Funciones demanda simuladas para diferentes precios de ronda	152
Figura 6-5. Resultados Utilidad Vs. Cantidad Adjudicada	156
Figura 6-6. Representación gráfica funciones demanda agregada y desagregada	158
Figura 6-7. Utilidad conjunta uniforme Vs Precio de cierre – Sin precio reserva aleatorio y restricción pivotal.....	162
Figura 6-8. Utilidad conjunta uniforme Vs Precio de cierre – Con precio reserva aleatorio y restricción pivotal.....	163
Figura 6-9. Sensibilidad Utilidad Vs Cantidad Adjudicada para 5, 6 y 7 generadores	165
Figura 6-10. Relación Utilidad Conjunta Esperada Vs. Utilidad Conjunta Uniforme para Precio Ronda 140\$/KWh	165
Figura 6-11. Relación precio de cierre y cantidad adjudicada con restricción pivotal para precio ronda 140 \$/kWh.....	166
Figura 6-12. Distribución lognormal simulación 5, 6 y 7 generadores.....	167
Figura 6-13. Simulación minimización exceso de oferta para 5 generadores.....	169

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1-1. Principales aspectos de comparación.....	13
Tabla 3-1. Plazos de contratación	87
Tabla 5-1. Simulación subasta ascendente de dos puntas	137
Tabla 6-1. Parámetros para simulación caso base.....	146
Tabla 6-2. Vectores cantidad y precio resultantes simulación estratégica caso base.....	149
Tabla 6-3. Resultados simulación subasta. P Cierre=110 \$/kWh. Dda=1000 GWh-año	151
Tabla 6-4. Resultados simulación producto heterogéneo.	154
Tabla 6-5. Resultados simulación producto homogéneo (25 GWh-año).....	154
Tabla 6-6. Resultado sensibilidad mecanismo de despeje	155
Tabla 6-7. Resultados sensibilidad demanda agregada y desagregada	159
Tabla 6-8. Sensibilidad sin restricción pivotal y precio reserva fijo.....	161
Tabla 6-9. Sensibilidad sin restricción pivotal y precio reserva aleatorio	162
Tabla 6-10. Resultados sensibilidad con restricción pivotal 50 % y precio reserva aleatorio.....	162
Tabla 6-11. Resultado sensibilidad valor medio distribución de probabilidad precio de bolsa	163
Tabla 6-12. Resultados sensibilidad porcentaje de restricción pivotal	168

RESUMEN

En los mercados eléctricos los contratos de energía de largo plazo se han desarrollado principalmente como garantía de abastecimiento aún en condiciones energéticas críticas, incentivo para la competencia y cubrimiento de volatilidad de precios, creando la necesidad de diseñar estructuras de mercados cada vez más sofisticadas.

En particular, el mercado colombiano ha sufrido cambios importantes como las subastas de energía firme que aseguran un ingreso para el generador y complementan los mercados de bolsa y contratos de largo plazo. El mecanismo de contratación está formado por licitaciones públicas en sobre cerrado con productos diseñados por cada comprador.

Actualmente el regulador está rediseñando este mecanismo y la propuesta más reciente se basa en subastas de reloj descendente donde la demanda regulada es representada por el regulador como comprador único, argumentando principalmente falta de competencia, discriminación y precios altos.

El presente trabajo resuelve inquietudes derivadas de esta propuesta planteando alternativas de diseño que logren un equilibrio de mercado frente a las expectativas, tanto de los agentes, como del planificador y regulador. Para este fin, se realiza un referenciamiento internacional, analizando formación del precio de largo plazo, riesgos de mercado y formas de gestión. Con estos elementos y aplicando teoría de subastas se desarrollan modelos de simulación de estrategia óptima y de subasta de reloj descendente realizando sensibilidades de producto, mecanismo de despeje, restricción de oferta y asignación de pago considerando además la expectativa del comprador. Se asume que no hay posibilidades de ejercer poder de mercado.

Como aporte adicional se plantea una metodología para estimar la función de demanda que satisface la disposición al pago de la demanda y la utilidad máxima de oferta aplicando asignaciones sub-óptimas de costo de oportunidad y frontera eficiente.

Los resultados obtenidos permiten concluir que la subasta descendente despeja a precios más adecuados frente a subastas de sobre cerrado y fomenta la competencia bajo ciertas características de la función de demanda e.g. agregada a partir de la función de pago de

los compradores. Se obtienen mejores resultados con un producto estandarizado pero en bloques que no superen el 1% de la cantidad subastada. Un mayor tamaño crea soluciones infactibles aumentando de precio de cierre que contrasta al considerar una restricción de oferta pivotal donde se obtienen menores de precios de cierre.

El aspecto más relevante es la inadecuada participación por parte del regulador en la definición de la función de demanda dadas las posibilidades de intervención del mercado, por lo cual la aplicación de la metodología propuesta se convierte en una solución analítica más objetiva. Desarrollos futuros permitirían incorporar optimización en varias etapas, ajuste a modulación de curvas de demanda y demostración mediante economía experimental.

ABSTRACT

In electricity markets the long-term contracts have developed mainly as a supply warranty even under critical energy conditions, incentives for competition and price volatility coverage, creating the need to design structures in increasingly sophisticated markets.

Particularly, the Colombian market has undergone significant changes as in the firm energy auction to ensure an income for the generator and complement the pool markets and long-term contracts. The contracting mechanism consists of public tenders in a sealed envelope with products designed for every buyer.

Currently the regulator is redesigning this mechanism and the latest proposal is based on a descending clock auction where demand is regulated by the regulator represented as a single buyer, arguing primarily lack of competition, discrimination and high prices.

This work addresses concerns arising from this proposal considering design alternatives that balance against market expectations of both the agents and the planner and regulator. To this end, an international review is performed by analyzing price long-term formation, market risk management and management strategies. With these elements and applying auction theory, optimal strategy simulation models are developed with descending clock auction, developing sensitivities to products, clearance mechanism, restriction of supply and payment allocation, considering also the expectation of the buyer. It is assumed that there is no market power.

As additional contribution a methodology is proposed to estimate the demand function that satisfies the willingness to pay of demand and the offer maximum return, using suboptimal allocations of opportunity cost and efficient frontier.

The results obtained indicate that the descending auction clears at prices more suitable versus closed envelope auctions and promotes competition with certain characteristics of the demand function, eg aggregate function from the payment function of the buyers. Better results are obtained with a standardized product but in blocks of no more than 1% of the amount auctioned. Infeasible solutions are obtained with larger blocks, with the

closing price increasing, in contrast to considering a pivotal supply restriction, where lower closing prices are obtained.

The most important aspect is the inadequate participation by the regulator in the definition of the demand function, given the scope for market intervention. The application of the proposed methodology implies a more objective analytical solution. Future developments would allow including multistage optimization, modulation of demand curves, and demonstration by experimental economics.

1. INTRODUCCIÓN

Los mercados eléctricos han sido ampliamente estudiados desde diferentes perspectivas como la regulatoria y de poder de mercado, análisis del mercado de bolsa y corto plazo considerando gestión de riesgo y mecanismos de oferta, impacto de los mecanismos de contratación de mediano y largo plazo para mitigar el efecto de los riesgos asociados al mercado de corto plazo, estimaciones de equilibrios de mercado para diferentes horizontes, entre otros. Todos ellos analizan soluciones o metodologías para estimar el comportamiento futuro de los agentes y/o estimaciones de precios y cantidades, bien sea para tomar medidas de vigilancia y control, realizar estimaciones estratégicas tanto de oferta como de compra, fomentar la competencia y eficiencia y propender por garantizar el suministro en todo el horizonte de abastecimiento del servicio, a precios adecuados para el mercado.

Algunos investigadores como (Oren 2004), (Cramton 2006), (Moreno et al. 2009, 2010) plantean la idoneidad de complementariedad de diferentes mecanismos para lograr mayor eficiencia y competitividad en el mercado como son el mercado de corto plazo tipo spot, mercado de contratos de largo plazo con diferentes horizontes de duración y tiempos de planeación, y mecanismos tipo opciones para asegurar la expansión en el largo plazo. De esta forma se busca lograr diversificar los riesgos presentes en el mercado, en particular los estimados por los generadores, lo cual redundaría en precios de oferta mayores, en la medida que esos riesgos sean de difícil gestión y alta probabilidad de ocurrencia.

Desde el 2005 se vienen presentando acciones en esta línea en diferentes países como Brasil, Perú, Colombia, Alberta en Canadá y algunos casos en Estados Unidos como Illinois, Nueva Inglaterra, que han incorporado mecanismos de subastas para licitar la firmeza de energía o potencia y así buscar asegurar la expansión en generación con el fin de cubrir la suficiencia energética. No obstante en casos como el de Colombia se realizan licitaciones de energía complementarios con el fin de cubrir el suministro mediante esquemas financieros.

En este sentido, el mercado eléctrico colombiano ha sufrido cambios importantes desde su creación como mercado de libre competencia en la oferta, con figuras de comercializador y distribuidor tendientes a crear dicha complementariedad de mercado por medio del mercado spot, mercado de contratos, mercado de cargo por confiabilidad y el recientemente creado mercado de futuros de electricidad. No obstante, debido a la matriz energética colombiana y su alta componente hidráulica, la generación se ve muy afectada por los aportes hidrológicos y efectos del clima en particular por los menores aportes debido al efecto “El Niño”. Este aspecto, unido a otros como la posibilidad de discriminación por parte de la oferta hacia los distribuidores/comercializadores, escasez de oferta en algunas licitaciones, integración vertical, alta concentración de la oferta en cuatro empresas, han generado diferentes situaciones que a la vista de la política energética, el ente regulador, la demanda y los mismos agentes que participan en el mercado, indicarían que se requieren cambios importantes, en particular en el mecanismo de confluencia de contratos de los generadores y compradores, para atender su demanda tanto regulada como no regulada en el mediano y largo plazo.

Es así como desde hace ya casi 8 años el regulador viene formulando propuestas de cambios al mecanismo actual de licitaciones de sobre cerrado y diseñadas por cada comprador. Dichas propuestas se han orientado a conformar una estructura de producto estandarizado adjudicado mediante subastas tipo reloj descendente con la figura de comprador único, quien en este caso sería el regulador, el cual definiría la función de compra, tema que ha generado mucho debate en el país.

Este trabajo entrega los antecedentes que justifican la investigación, así como la metodología y parte del marco teórico y conceptual encaminado a verificar cual es el mecanismo más idóneo para atenuar los problemas que se han identificado en la estructura de mercado colombiana, para la atención de demanda de largo plazo, contrastado con el mecanismo actual y un referenciamiento internacional con mercados de estructura similar a la de dicho mercado.

El problema se aborda desde la óptica de participación de agentes en el mercado mediante estrategias óptimas de comportamiento en un juego simultáneo, considerando

varios generadores y la demanda como agente que establece una función de compra que debe ser atendida a niveles máximos requeridos, bajo los menores precios posibles. Esto, considerando que el ejercicio del oferente está encaminado a maximizar utilidades, teniendo en cuenta el mercado spot y el de contratos, sujetos ambos a condiciones de riesgo que satisfagan la gestión del vendedor, considerando conceptos de probabilidad, efectos de teoría de portafolio, frontera eficiente y minimización de costo de oportunidad por asignación subóptima de recursos.

El ejercicio se resuelve mediante modelos de simulación que buscan encontrar estrategias óptimas, tanto de oferentes como compradores, realizando sensibilidades tendientes a verificar de forma empírica, y aplicando los conceptos teóricos de cuáles son los efectos de las propuestas realizadas tanto por el regulador como por los agentes. Adicionalmente con los mismos criterios, se propone una metodología de construcción de la función de demanda a partir de la simulación del mercado, lo cual es una de las mayores inquietudes de la propuesta del regulador. Las simulaciones se realizan con herramientas que permiten un ágil modelamiento y versatilidad para ajustar las funciones objetivo y restricciones para realizar sensibilidades desde la perspectiva del regulador, del gestor de política energética o de los agentes participantes, bien sean los generadores o los compradores. Los modelos desarrollados brindan elementos teóricos y empíricos no sólo para aplicación al mercado colombiano sino también a mercados eléctricos de estructura similar.

1.1. Problemática y antecedentes

Actualmente el regulador de Colombia conceptúa que el mecanismo actual de licitaciones tiene los siguientes aspectos susceptibles de revisión:

- Falta de ofertas hacia algunos comercializadores
- Discriminación

- Preferencias por ofertas en determinadas regiones geográficas donde tenga presencia el distribuidor integrado vertical u horizontalmente.

Ante el problema planteado el regulador ha identificado la necesidad de reformular el proceso de licitaciones considerando las siguientes premisas.

- Asignación de cantidades mediante subasta de reloj descendente.
- Producto único
- Período de planeación o anticipación al inicio del contrato de 1 año
- Horizonte o duración del contrato de 1 a-2 años
- Regulador bajará el límite regulado y el no regulado buscando aumentar la competitividad
- Dos productos con participación voluntaria del generador:
 - Demanda regulada, participación obligatoria.
 - Demanda no regulada, participación voluntaria.
- El regulador tomará de cada distribuidor comercializador la curva de demanda y disponibilidad de pago.
- Agregaré en una única función para representar la demanda y su disponibilidad al pago, asumiendo cierto grado de inelasticidad.

Lo anterior ha condicionado un gran cuestionamiento sobre el rol del regulador, y los riesgos para el mercado por la eventual intervención. Ha surgido un gran cuestionamiento sobre la forma de construir la función y si refleja realmente la señal de mercado. Por último, se cuestiona también que el distribuidor comercializador no haría gestión de compra pues pasa el 100% del precio de compra.

Los mercados eléctricos vienen sufriendo una serie de cambios a nivel internacional, en especial en aquellos países donde se busca competencia a nivel de generación. Se presenta tendencia mundial a mitigar la exposición a la volatilidad de precios de los mercados spot y a su vez garantizar la suficiencia en la atención de la demanda, los

casos más comunes son los mecanismos de contratación bilaterales ente generadores y representantes de la demanda que pueden ser empresas de distribución o la figura de comercializador, cuando esta está presente. Estos tipos de contratos varían dependiendo del país o mercado que los adopte, pasando por contrataciones directas hasta licitaciones públicas, que permiten ofertar energía a precios que consideren los generadores que pueden cubrir sus riesgos. Sin embargo estos mecanismos no han sido del todo exitosos en algunos casos, pues dependen de varios factores como cuál es el precio de despeje, presencia o no de precios máximos de oferta impuestos por los reguladores, rol de los reguladores y de la demanda, mecanismos para lograr el equilibrio entre los generadores y la demanda, entre otros.

1.2. Objetivo de la investigación

El objetivo del trabajo es analizar los mecanismos de subastas para la adjudicación de contratos de largo plazo en mercados eléctricos, en particular subastas de reloj descendente con único comprador e información asimétrica, versus el mecanismo de licitaciones de sobre cerrado con información simétrica. Se busca establecer ventajas y desventajas de cada uno de ellos y determinar el esquema que pueda brindar mejores condiciones de competencia del mercado donde éste se desarrolle. Para el logro de este objetivo se realiza un referenciamiento internacional en diferentes mercados del mundo como el Reino Unido, Nueva Inglaterra e Illinois (EEUU), España, Nueva Zelanda, Alberta (Canadá), Brasil, Colombia, Perú y Chile, identificando los efectos que ha tenido el desarrollo de cada uno de estos mecanismos de *retail* y su efecto sobre la atención de la demanda y el poder de mercado. Para la definición de la función de la demanda, se analizan diferentes metodologías como minimización de costos y modelos econométricos de elección discreta, con funciones de optimización de ingresos del lado de la oferta considerando mediciones de riesgo como el VaR y CVaR. Posteriormente se analiza cómo afecta la estrategia de participación de un generador y los riesgos a los que se ven enfrentados tanto la demanda como los generadores con la implementación de

este esquema. Finalmente se proponer ajustes o recomendaciones al esquema, determinando cuan eficiente es la participación más activa de la demanda con el fin de lograr un mejor equilibrio de mercado.

1.3. Hipótesis de la investigación

El desarrollo de la presente investigación considera los siguientes supuestos:

- Los agentes participantes, tanto compradores como vendedores son racionales, con intereses individuales de maximizar sus utilidades, condicionadas a restricciones de riesgo que inciden en las decisiones.
- Los agentes vendedores son neutrales al riesgo pero consideran en sus decisiones niveles de contratación racionales que inciden en el ejercicio de maximizar la utilidad.
- El agente comprador busca contratar la mayor cantidad de energía al menor precio posible.
- El regulador propende el lograr un equilibrio económico entre los agentes.
- La metodología planteada influye en la eficiencia y la competencia del mercado considerando que los agentes participantes formulan sus estrategias bajo un esquema de no-cooperación.

Estas consideraciones permiten esgrimir la hipótesis de investigación:

Mediante el desarrollo de un modelo de simulación de estrategias óptimas de compra y venta de agentes, en un mercado eléctrico que considera incertidumbre en generación y precio spot, se logran obtener condiciones de oferta de precio y cantidad para contratos de largo plazo, en esquemas de subastas de reloj descendente, considerando la evaluación del costo de oportunidad y la construcción de una función de demanda, a partir de simulaciones de frontera eficiente entre el precio mínimo de cierre de las subastas y la cantidad adjudicada.

1.4. Estado del arte

El mercado eléctrico colombiano ha sufrido cambios importantes desde su creación como mercado de libre competencia en la oferta, con figura de comercializador y distribuidor, quienes atienden tanto demanda regulada como no regulada por medio de contratos de largo plazo. El horizonte de contratación es normalmente de 1 y 3 años con períodos de licitación de dos a tres años de anticipación mediante licitaciones públicas de sobre cerrado para el mercado regulado y negociaciones directas para el caso del mercado no regulado. Este mercado de contratos ha sido complementado con la creación de un mercado tipo opción *call* para asegurar la expansión en generación, llamado cargo por confiabilidad y recientemente con la creación de un mercado financiero estandarizado de futuros de electricidad cuyo subyacente es el precio del mercado spot.

Este mercado, por su alta componente de generación hidro (70 %), es muy afectado por la hidrología y efectos del clima, en particular por los menores aportes cuando se presenta el fenómeno “El Niño”. Esta condición, unida a las características descritas del mercado, integraciones verticales y horizontales, concentración de oferta y suministro de combustible (gas natural, carbón, combustibles líquidos) para la atención del parque térmico (30%), se reflejan directamente en la formación del precio de bolsa y del mercado de contratos.

Por otra parte, la oferta insuficiente en algunos procesos licitatorios y de negociación directa para el mercado no regulado y la poca gestión por parte del comprador (comercializador/distribuidor) para obtener menores precios en su compra, han creado diferentes situaciones que a la luz de la política energética, la regulación, la demanda y los mismos agentes que participan en el mercado, implican la necesidad de cambios importantes, en particular en el mecanismo de confluencia de los generadores y compradores para atender su demanda en el mediano y largo plazo.

Desde el 2004 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha elaborado propuestas de modificación al actual mecanismo de contratación de largo plazo o contratos forward¹ con destino al mercado regulado, el cual se realiza entre generadores y distribuidores/comercializadores mediante esquemas de licitaciones públicas, desarrolladas de forma independiente por cada distribuidor/comercializador. Por su parte el mercado no regulado puede realizar contrataciones directas con los generadores por medio de un comercializador.

Dado el esquema anterior y derivado de estudios y consultorías, se han elaborado propuestas de estandarización de los procesos de licitación de tal forma que sean subastas anónimas, coordinadas por el regulador y ejecutadas por un subastador centralizado con carácter de participación obligatorio para el representante de la demanda regulada y de manera voluntaria para el generador. Lo anterior con el fin de mitigar el ejercicio del poder de mercado, despeje de precios de contratos más eficientes y no discriminatorios.

En los últimos años, los precios promedio de compra en contratos mediante licitaciones se han caracterizado por no mostrar una racionalidad de comprar más barato por parte de los comercializadores/distribuidores. La señal que se ha brindado al mercado es la compra de manera simultánea o en fechas cercanas de las licitaciones, convocadas por los distribuidores que atienden mayor demanda, dado que regulatoriamente el comprador puede transferir al usuario final vía tarifa todas la compras en contratos que no superen el precio medio de contratos (Mc) de todo el mercado regulado.

Ante un esquema de estandarización propuesto como el Mercado Organizado (MOR), cambia la racionalidad de compra con respecto a la bolsa, pues al incorporar el MOR, la señal de eficiencia de que el comercializador sólo puede traspasar al usuario final contratos máximo hasta el precio medio de contratos (Mc) ya no se daría, pues el Mc se elimina, convirtiendo la señal de precios de la

¹ Contratos forward: contratos no estandarizados OTC de mediano plazo de tipo financiero realizado entre los generadores y comercializadores con una duración promedio de 2 a 3 años y con tiempos de licitación variables de 6 meses a 2 años previo al inicio del contrato.

compra en el MOR en un *passthrough*. Lo anterior muestra que la disposición a pagar del distribuidor sufre importantes transformaciones en su estrategia. Las únicas señales podrían ser al momento de comprar, en casos donde no se acepten precios muy altos debido al aumento en el cargo de generación (G) de la tarifa, lo cual afectaría no sólo las demás componentes de la tarifa final sino también el margen de comercialización, el recaudo y la cartera. Dado lo anterior, si el comercializador tiene altas necesidades de contratación, buscaría salir a contratarse cuando los demás lo hagan, para no exponerse a comprar en bolsa pues empezaría a escasear la oferta para el mercado de contratos.

Esta disposición al pago entonces puede venir afectada por la disposición a pagar del usuario final. De aquí surgen 4 alternativas para buscar esa señal de eficiencia y que además refleje la disposición al pago:

- Análisis de disposición al pago desde la tarifa de usuario final, tratando de reflejar el impacto en el consumo final con el aumento de precios (spot, precio contratos, demanda por región por empresa, consumos, precio tarifa final y en lo posible los precios desagregados por componente). No obstante, este mecanismo puede dar señales perversas si el precio de disposición al pago es muy bajo, pues surgen inquietudes tales como quién asumiría esos costos o sí sería necesario la incorporación de subsidios. Esto debido a que los generadores buscan maximizar su utilidad y su función de oferta estaría muy por encima de la función de compra, exponiendo a la demanda a la bolsa, salvo que exista obligatoriedad de contratación, lo cual no está regulado.
- A partir de la historia de las licitaciones, considerando el precio spot, precio Mc, precio de cierre de las demás licitaciones con fechas de apertura cercanas, tiempo de anticipación al despacho del contrato, nivel de contratación, integración vertical, integración horizontal, cercanía geográfica.

- Identificar otra posible señal de precio que genere incentivo a la adecuada gestión de compra por parte del comercializador (no sólo el Mc), analizando señales que incorporen análisis de riesgo de cartera, nivel de confianza que impida trasladar la totalidad del cargo de generación.
- Estimación de función de demanda a partir de simulación del comportamiento del mercado, el cual busca un equilibrio óptimo donde converjan tanto las funciones de maximización de la utilidad de la oferta como la minimización de costos del comprador, atendiendo la mayor cantidad posible de sus requerimientos de demanda.

Por otra parte, un aspecto que ha generado gran controversia con el esquema propuesto por el regulador está relacionado con los costos transaccionales, pues actualmente las licitaciones no representan un gran costo para los compradores. En el esquema actual, los generadores deben presentar garantías de cumplimiento en la entrega y el comprador debe presentar documentos contractuales que garanticen el pago, uno por cada licitación. En la propuesta del MOR la demanda regulada se agregaría y todas las transacciones de contratos deben garantizarse en función de la demanda que se requiera comprar, lo cual lleva a un costo importante en el cual incurre el comprador, al ser un mecanismo similar al actual esquema de garantías para compras en bolsa.

El aspecto de eficiencia en la compra y el de pago de garantías generan gran cuestionamiento acerca del mecanismo adecuado para que el comprador realice una gestión eficiente de la compra. Lo anterior tiene mayor incidencia en los distribuidores que en los comercializadores puros, pues el distribuidor recibe, adicional al ingreso por su gestión comercial de compra/venta de energía, el ingreso regulado asociado a sus redes de distribución, siendo éste último el rubro más importante para su flujo de caja. Estos factores crean la necesidad de determinar mecanismos que incentiven la compra eficiente reflejando la

disposición al pago del comprador pero a su vez considerando la expectativa de maximizar utilidad.

Un análisis preliminar del MOR lleva a concluir aspectos importantes que favorecen la competitividad que sería necesario comprobar:

- Homogenización del producto. Disminuye la eficiencia pero aumenta la competitividad al ser un solo producto, un solo bloque de compra.
- No aviso de las subastas. Genera una incertidumbre adicional en el generador que conlleva a competir de manera más agresiva dado que no hay certeza de cuándo puede presentarse una nueva subasta. Información asimétrica.
- Agregación de la demanda. Se puede analizar como este aspecto favorece la competencia dado que un comprador único tiene mayor poder de compra, logrando que los precios promedio de contratación sean más bajos.
- Subasta de precio uniforme.

En cuanto a la consideración de la elasticidad, esta se podría considerar siempre y cuando existan otras alternativas distintas a las del MOR. Cabe anotar que la demanda no estaría obligada a contratarse en un 100%, tendría la opción de poder seguir comprando en el spot, o en el nuevo mercado secundario del MOR (contratos bilaterales).

El trabajo se orienta a demostrar estos aspectos y su incidencia sobre la competencia. Para ello se compararía contra el esquema actual de contratos forwards, heterogéneos, *pay as bid*, licitaciones no simultáneas, diferentes compradores, conocimiento de los agentes participantes tanto vendedores como compradores. Para ellos se simularán las subastas comparando contra el esquema actual.

El MOR tiene señales importantes pero aún hay vacíos, como ya se mencionó, en especial el tema de la elasticidad, pues el comprador no considera actualmente el

precio de bolsa como una señal tan preponderante para la definición de su precio de reserva. Adicional, dado que el Mc desaparecería, al comprador le preocuparía sólo la señal de exposición a bolsa, por tanto aceptaría cualquier precio de cierre, dado que se convertiría en un *passthrough*. Una alternativa que busque dar esas señales puede ser a través de encuestas de satisfacción, información de gestión de cartera, recaudo o afectación de la imagen pública de la empresa distribuidora ante un incremento considerable en tarifas, pero todas estas alternativas conllevan a estudios detallados de mercado.

Una alternativa es analizar la disposición al pago de los usuarios considerando el efecto sobre la cartera del comercializador por efecto del no pago. Esto conllevaría a ver la posibilidad de analizar el caso en sentido inverso, es decir desde el usuario hacia arriba. Para lograr esto se deben dar unas señales de incentivo a contratarse frente a las expectativas de volatilidad de la bolsa, pero se crea la incertidumbre de los efectos en caso de no existir dicho incentivo. Una solución posible es mediante la realización de encuestas con el fin de poder elaborar modelos de elección discreta. No obstante, para que esta metodología tenga total aplicabilidad se requeriría que la estructura de mercado sea totalmente liberalizada, es decir que el usuario regulado tenga la opción de escoger su propio suministro tal como ocurre en el Reino Unido, Nueva Zelanda o España.

El trabajo se centra entonces en simular las subastas, la elasticidad de la demanda frente a este mecanismo para encontrar un esquema que sea eficiente y brinde señales adecuadas de competencia. Por ende, surgen otras interrogantes que deben ser resueltas con la investigación: ¿Quién debe dar esas señales de compra de energía? ¿El operador, el regulador, el comercializador mismo? ¿Cuál es la función de demanda, partiendo de que el MOR asume a la CREG como un único comprador?, pues a la luz de la teoría de subastas y la misma experiencia internacional, se demuestra que esto puede ser lesivo para el desarrollo del mercado. Esto, pues posibilita intervención del mercado, lo cual se traduce en un riesgo adicional para el generador con el consecuente incremento en sus ofertas.

La Tabla 1-1 presenta una comparación de ambos esquemas con el fin de llegar a estimar la principales consideraciones requeridas en los análisis y simulaciones. La función de demanda o la cantidad a subastas pueden estimarse a partir de diferentes sensibilidades como la propuesta del regulador (el regulador define un precio tope por encima del cual no adjudica la totalidad de la oferta), propuesta de los gremios (precios anteriores), simulaciones (modelos de elección discreta, subastas ascendentes previas, simulación de mercado considerando frontera eficiente), etc.

Tabla 1-1. Principales aspectos de comparación

Esquema Actual	Esquema MOR
Diseñada por los distribuidores	Quién y cómo define la función
Valoración de competitividad	Valoración de competitividad
Contratación independiente	Subasta simultánea
Pay as Bid	Uniforme
Incentivo a la eficiencia (Mc)	¿Incentivo a la eficiencia?
	Función de demanda

El mecanismo que se defina debe tener la premisa de una señal adecuada de disposición al pago, pues si se dan precios muy bajos, se pueden dar señales perversas como subsidios, mientras señales altas pueden llevar a ineficacias del mercado e insostenibilidad por parte del comprador y por ende de los usuarios. Por tal razón se optó por la realización de simulaciones que permitan construir esa función de demanda, reflejando los intereses de los agentes tanto compradores como oferentes.

1.5. Potenciales hallazgos

Las señales actuales pueden llevar a concluir que el esquema propuesto en realidad tenga aspectos demasiado ambiguos como para considerar que reemplace el esquema actual de licitaciones. O pueden darse conclusiones que muestren un camino alternativo híbrido, tomando los aspectos que se identifican como positivos del MOR.

Otro aspecto importante corresponde al producto propuesto para el mercado no regulado: participación voluntaria para ambas partes, producto independiente pero funcionando bajo el mismo esquema, función de demanda definida por el usuario no regulado, no requiere intermediario.

Este último mercado es también de vital importancia, pues si el generador no encuentra señales adecuadas en el MOR y a su vez no quiere enfrentarse al riesgo de exponerse a la bolsa, aumentaría su interés en vender al mercado no regulado, el cual tiene señales más elásticas, dejando con déficit de oferta el mercado regulado, forzando a que los precios techo suban.

En cuanto al soporte teórico y evidencias empíricas para el diseño adecuado del mecanismo de subasta y el tipo de producto (Von Der Fehr 2010) quien junto a (Natalia Fabra 2006, 2008) presentan evidencias de los mejores resultados de productos homogéneos frente a los heterogéneos y la conveniencia de agregar la demanda para lograr menores precios de cierre.

Por otra parte, adicional a las referencias internacionales, se encontró que el caso Illinois puede ser muy relevante como caso de estudio pues tuvo una experiencia muy negativa con el mecanismo desarrollado en el 2006. Como solución a los inconvenientes presentados, se creó la Agencia de Energía, entidad que de manera centralizada coordina las subastas para atender las necesidades manifestadas por los distribuidores, con la salvedad que las disposiciones al pago son las referidas por la funciones de utilidad por parte de los compradores y no son establecidas por la Agencia, lo cual da cuenta de una señal más transparente para el mercado.

En el referenciamiento se destaca la agregación de la demanda, pues bajo un esquema donde los usuarios finales seleccionen su proveedor en el mercado regulado, puede presentar resultados eficientes y mejorar la competencia. Sin embargo, no brinda los resultados esperados cuando hay pocas empresas, debido principalmente a barreras de entrada para los nuevos agentes. Para el caso del mercado no regulado la situación es más dinámica, pero no arroja resultados importantes de competencia. Un mecanismo que podría mostrar gestión eficiente de un comercializador es mediante señales de topes para el paso al regulado. De ahí que una de las formulaciones del problema se efectúa modelando dos jugadores, uno la demanda agregada y otro la oferta agregada (varios generadores), donde cada uno buscará su comportamiento estratégico desde la óptica de teoría de juegos.

El comprador por su parte busca minimizar sus costos asociados a la compra de energía pero satisfaciendo toda su demanda. Si la función de pago considera valores muy bajos corre el riesgo de tener oferta insuficiente, por lo tanto la obtención de la función de demanda debe ser parte también de las simulaciones que permiten obtener la curva de oferta.

De esta forma se debe estimar una función de demanda que refleje cual sería el mayor valor a pagar y por su parte el generador cual sería el menor valor a vender, teniendo en cuenta que el generador busca maximizar su utilidad sujeto a condiciones de riesgo. Estas condiciones de riesgo son las que motivan a vender en contratos. El comportamiento estratégico de ambos lleva a un equilibrio que no necesariamente es el único, alrededor de la cual los jugadores buscarán estar. De esta forma se genera una región alrededor de un precio tope P_1 , por debajo del cual se asignaría el 100 % de la energía ofrecida.

Adicionalmente para reflejar un nivel de elasticidad en la demanda es necesario establecer otro punto P_2 en función de P_1 formando una resta con pendiente negativa. El precio P_2 reflejaría la gestión de riesgo de cartera por parte del distribuidor, de tal forma que ofertas con precios mayores este último punto no

serían adjudicadas. En ese orden de ideas, sería necesario identificar hasta qué punto ante un incremento de precio el usuario final empieza a presentar condiciones atípicas pago.

1.6. Metodología

- Revisión teórica sobre la necesidad de licitaciones en un mercado eléctrico, componentes de la formación de precio, esquema de diseños de subastas para el mercado eléctrico y especial énfasis del funcionamiento de las subastas de reloj descendente.
- Referenciamiento con los esquemas de Reino Unido, Alberta, PJM , Brasil, Perú, España, Nueva Inglaterra, Chile e Illinois, con el fin de analizar los resultados que se han tenido con la contratación de largo plazo y la participación de la demanda.
- Análisis de la propuesta de Mercado Organizado en el mercado colombiano, simulando la subasta planteada por el regulador como comprador único, proponiendo la función de demanda mediante simulaciones de comportamiento estratégico de agentes compradores y generadores en función de la maximización de utilidad conjunta y la minimización del costos de oportunidad.
- Simulación de la subasta y sensibilidades mediante diferentes funciones de demanda a partir de la función base obtenida mediante simulación de mercado y frontera eficiente en Optquest.
- Comparación de resultados entre las diferentes sensibilidades y con respecto al mecanismo actual para estimar eficiencia y competitividad del mecanismo propuesto por el regulador y la propuesta del presente trabajo de investigación.
- Recomendaciones y conclusiones

1.7. Organización de la tesis

La tesis se ha organizado en 7 capítulos y anexos. El objetivo de cada capítulo es presentar los elementos más representativos de cada fase de la investigación y el desarrollo de los modelos matemáticos y de optimización mediante simulaciones que sustentan los conceptos descritos. Los anexos presentan cuadros de datos referenciados en algunos capítulos y resultados de sensibilidades.

El primer capítulo describe la problemática, el objeto de estudio y el estado del arte del problema así como la organización del trabajo.

En el segundo capítulo se presenta una descripción completa de los principales elementos que hacen parte de las licitaciones de suministro eléctrico, considerando la justificación del desarrollo de las mismas y los mecanismos más comunes, haciendo especial énfasis en la subasta descendente, diseño objeto de esta investigación. Se presentan al final de este capítulo elementos comparativos en mayor detalle del mecanismo planteado que permitan esgrimir el diseño más adecuado de acuerdo con la literatura y evidencias empíricas de otros mercados.

En capítulo 3 se relaciona el referenciamiento internacional de los mercados objeto de estudio a fin de establecer de igual forma comparaciones con estructuras similares a las del mercado colombiano, dado el nivel de complejidad de reglas que ha alcanzado éste mercado como énfasis especial de la investigación. En el capítulo se describen los elementos principales de la estructura y particularmente de los esquemas para contratación de mediano y largo plazo.

En el cuarto capítulo se hace una descripción del mercado colombiano con el fin de presentar al lector una clara descripción de las características de éste mercado y brindar las bases de identificación de la problemática actual del mecanismo de contratación a plazos. Se presenta un análisis de la evolución del mercado de contratos para dar una visión inicial de las estrategias de los generadores y compradores a fin de estimar posibles soluciones.

El capítulo 5 presenta la descripción de la herramienta Optquest de Oracle Crystal Ball, como la utilizada para el modelamiento de la optimización y simulaciones,

dado el potente optimizador con algoritmos metaheurísticos. Se continúa con la descripción del algoritmo de solución del problema de optimización focalizado a la maximización de las utilidades de los generadores y a la conjunta, considerando restricciones de riesgo y además la función de demanda como requerimiento en el problema objetivo, buscando maximizar también la utilidad del comprador. Este capítulo describe en detalle el modelamiento matemático considerado para dar solución al problema de convergencia de jugadores considerando probabilidades estimadas e incertidumbre en las principales variables principales. El problema se resuelve maximizando la utilidad de cada generador considerando la minimización del costo de oportunidad el cual se obtiene como la diferencia entre la utilidad que esperan recibir los agentes generadores y la que realmente reciben como resultado del nuevo mecanismo de mercado planteado. Dicha maximización de utilidad se construye mediante estrategia óptima de portafolio la cual se aplica a cada generador. Al final del capítulo se describe el modelo matemático del mecanismo de subasta considerado a aplicar en el mecanismo de adjudicación.

El capítulo 6 presenta la aplicación de los modelos matemáticos en la herramienta seleccionada con el fin de demostrar su aplicabilidad y versatilidad, para dar respuesta a los problemas planteados mediante simulaciones de Montecarlo considerando optimización de estrategia óptima de agentes en un juego iterativo no cooperativo con información incompleta. Finalmente en el capítulo 7 se presentan las conclusiones a partir de los análisis, el modelamiento y los casos simulados.

2. ELEMENTOS CARACTERÍSTICOS DE LICITACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

2.1. 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 plazo 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 participantes². 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 generadores más eficientes; incrementar los niveles de contestabilidad y competencia; y dar transparencia y objetividad. No obstante, el diseño de la licitación es una variable crítica para el logro de los objetivos que se propongan³.

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).

2.2. 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

² 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.

³ A pesar que, en teoría, existe una equivalencia de los ingresos para todos los tipos de licitaciones estándares.

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.

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, entre otras.

Existen diversos tipos de subastas que obedecen al diseño propiamente tal lo cual las cuales se diferencian principalmente por la metodología para obtener el precio de cierre o despeje. En el mercado eléctrico a nivel internacional se ha utilizado todos los tipos que se describen a continuación siendo la más usada la subasta inglesa, A continuación se describen los diferentes tipos de subasta:

Subasta Inglesa: en este tipo de subasta, los compradores van emitiendo ofertas en orden ascendente de precios, empezando por precios bajos y mejorando sus ofertas hasta que ningún comprador puede superar el precio del último ofertante y este adquiere el bien, la subasta termina cuando el tiempo de subasta acaba. En este tipo de subasta, existe asimetría de la información porque cada participante conoce cuánto valora el bien que desea adquirir; pero desconoce la valoración de sus rivales. El agente subastador, a su vez, desconoce cuánto están dispuestos a ofrecer los participantes por los bienes; además, el valor del bien es conocido por cada

participante pero existe incertidumbre acerca de la valoración del resto. Este tipo de subasta, también permite al vendedor especificar un precio de reserva, debajo del cual el bien no será vendido y se considera al alza porque el precio sube mientras los compradores ofrecen incrementos al precio inicial.

Subasta Holandesa: en este mecanismo el vendedor va anunciando diferentes precios en orden descendente, partiendo de un precio muy elevado que va reduciendo poco a poco hasta que el precio es suficientemente bajo como para que alguno de los compradores lo acepte, gane la subasta y compre el bien. Al igual que en la subasta inglesa existe asimetría de la información pues cada agente conoce su valor de reserva y tiene incertidumbre acerca de los valores de los otros participantes. A diferencia del tipo anterior de subasta los agentes no pueden ir obteniendo información a medida que la subasta avanza. En la subasta holandesa, el vendedor puede enumerar múltiples bienes idénticos y se invita a los compradores a que compren uno o más de esos artículos. El vendedor establece un precio de reserva, mediante el cual determina el precio mínimo al que está dispuesto a vender durante el proceso de la subasta. Los compradores ponen una oferta en ese precio mínimo o arriba de él. Al final de la subasta, los compradores que hayan puesto una oferta mayor ganan el derecho a adquirir esos bienes al precio de la mínima oferta exitosa.

Subasta de Primer Precio: Este es uno de los mecanismos más utilizados en las subastas del sector eléctrico. Es cuando cada comprador, puede realizar solamente una oferta que formula al mismo tiempo que todos los demás y sin saber qué han ofertado estos. El bien se adjudica a la oferta más alta siendo el precio de colocación el precio de la oferta. Es más conocida como la subasta a sobre cerrado.

Subasta Vickrey o de Segundo Precio: Conocida también como subasta a sobre cerrado de segundo precio, bajo esta modalidad cada comprador realiza una única

postura de forma simultánea siendo el ganador el agente que hizo la oferta más alta. Pero en esta variante es la primera oferta no aceptada la que determina el precio de colocación. Este tipo de remate induce a que los agentes revelen su verdadero valor de reserva porque como se paga el valor inmediato inferior al máximo, cada agente piensa que si su valoración es la mayor de todas, puede ofrecerla porque termina pagando solo el valor de reserva del agente con una oferta inferior a él.

Subastas en reversa: Este mecanismo es cada vez más común en las subastas del sector eléctrico cuando uno de los principales objetivos es buscar el aumento de los participantes y por ende de la competencia. Son un formato especializado de subastas, que permite buscar bienes y servicios al menor precio posible. Los probables compradores elaboran una lista de bienes que desea comprar, entonces los vendedores ofrecen el mejor precio posible. El mecanismo permite a vendedores potenciales el ingresar una oferta y el que haya puesto la de menor precio ganará la subasta. El comprador decide las especificaciones exactas del objeto que necesita, en lugar de que el vendedor lo haga. Entre otras se tienen las siguientes clases de subasta en reversa:

- *Subasta Inglesa en Reversa:* El comprador ingresará una subasta en la que indica las especificaciones del bien y ganará el vendedor que haga la menor oferta de precio.
- *Subasta Holandesa en Reversa:* En este caso el comprador debe especificar el precio máximo, oferta inicial, y la cantidad o demanda del bien al cual está dispuesto a comprar. Los vendedores por su parte realizan sus ofertas considerando el precio mínimo al cual están dispuestos a vender y la referencia es el precio máximo establecido por el comprador. La subasta finaliza y es exitosa para aquellos vendedores que hayan ofrecido el menor precio ganando el derecho a vender los bienes o elementos requeridos.

En algunas subastas, el bien tiene un precio mínimo oculto, precio que el vendedor está dispuesto a aceptar por el artículo en venta; el comprador no puede ver este precio mínimo, solo puede saber si ya se ha alcanzado o no. El vendedor no está obligado a vender el artículo si no se alcanza su precio mínimo.

2.3. Principales características de subastas inversas

2.3.1. Cantidades a subastar

Como punto de inicio el subastador o comprador debe determinar las cantidades a subastar y las características del mismo. Esta decisión se debe tomar considerando la información del mercado y la valoración que cada agente tienen del mercado pero garantizando una adecuada participación de la suficiente cantidad de vendedores para garantizar así una adecuada competencia y distribución del mercado.

Una regla simple que puede evitar las posibles concentraciones de mercado es la regla de 3 vendedores pivotaes⁴. Esta regla condiciona que la oferta máxima que pueden nominar los agentes considerados como esenciales debe ser menor que un determinado porcentaje de la cantidad de demanda requerida lo cual se aplica a las tres empresas con mayor participación en el mercado o con mayor oferta. De esta forma se garantiza que existan al menos cuatro competidores para realizar la asignación de mercado. Una ventaja adicional de esta regla es que la demanda revela poca información acerca de la distribución exacta de las asignaciones de mercado. Esta regla es usada desde el 2005 en las subastas de abastecimiento eléctrico en PJM (PJM 2008) donde se establece que una subasta es competitiva si

⁴ Se entiende por vendedor pivotal aquella empresa cuya oferta es esencial para el sistema y el mercado, de tal forma que su ausencia afectaría de manera importante la atención de la demanda con el consecuente efecto en los precios. Esta condición contribuye a un eventual ejercicio de poder de mercado.

la demanda es abastecida por más de un oferente distinto a los 3 mayores generadores.

La regla se puede establecer también mediante la determinación de un límite global $X\%$ que no puede ser excedido por los 3 agentes pivotaes (Ausubel, Cramton, 2006). Dado q_1, q_2, \dots, q_n ($q_1 \geq q_2 \geq \dots \geq q_n$), las cantidades nominadas se ordenan de forma descendente y se determina la cantidad global como $Q = q_1 + q_2 + \dots + q_n$. Siendo D la demanda requerida y subastable, la condición de agentes pivotaes se limita mediante la expresión de la ecuación 2.1, así:

$$D = \min \{ xF, Q - q_1 - q_2 - q_3 \} \quad (2.1)$$

2.3.2. Mecanismos de la subasta de reloj descendente

Este tipo de subasta es de fácil implementación e interacción entre agentes por medio de conexión de internet y sus precios entre rondas generalmente son en pasos discretos principalmente por que resuelve posibles problemas de comunicación asociados con el tiempo de duración entre cada ronda y por otra parte mejora el descubrimiento de precio al brindar la oportunidad a los oferentes de reflejar mejores precios y ajustar estrategias con la información obtenida de rondas previas.

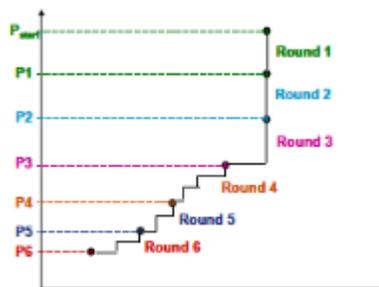


Figura 2-1. Evolución de rondas en subasta descendente

La subasta comienza con un precio P_1 , antes el cual todos los vendedores están dispuestos a ofrecer determinada cantidad previa evaluación de optimización de sus recursos y disposición a la venta. Para el caso de la Figura 2-1 los 4 generadores ofrecen una cantidad tal que al totalizar, la oferta excede los requerimientos de la demanda. Derivado del exceso de oferta, el precio es reducido a un precio P_2 ante el cual los agentes ofrecen sus cantidades deseadas ante esa nueva expectativa de precio. El proceso continúa bajando los precios hasta que la oferta sea igual a la demanda.

En subastas dinámicas, en algunas ocasiones los participantes tienen un incentivo a esperar hasta el final de las rondas para realizar las ofertas definitivas y de esta forma evitar revelar información a los competidores, derivado de esto se presenta un factor de espera δ que puede afectar la oferta de cada ronda dependiendo del nivel de paciencia de cada tomador de decisión de los agentes participantes. Para evitar este tipo de comportamiento y promover el descubrimiento de precio, se requiere que los oferentes satisfagan la regla de actividad y no se permitan incrementos de cantidad de oferta al transcurrir las rondas y así forzar a que la oferta tenga una leve pendiente positiva y de esta forma los generadores ofrecer mayores cantidades a precios más altos.

Un aspecto importante en las subastas con rondas discretas es el tamaño de los decrementos pues pasos de disminución grandes conllevan a que la subasta concluya en pocas rondas pero potencialmente generan ineficiencias motivadas por los considerables deltas de precio. Una subasta diseñada con pequeños decrementos de precios, incrementa el número de rondas y por ende el tiempo en despejarse la subasta. Los oferentes generalmente prefieren subastas de corta duración para así evitar exponerse a cambios en las referencias de precios y revelación de información.

Al final de cada ronda, el subastador conforma la curva agregada de suministro a partir de las subastas individuales, de tal forma que si se presenta exceso de oferta,

el subastador reporta dicho exceso dando comienzo a una nueva ronda con la respectiva disminución de precio.

Por otra parte, el requerimiento de demanda puede reflejar elasticidad o una curva de disposición a la compra, como se observa en la Figura 2-2, lo cual puede permitir menores precios de despeje producto de dichas elasticidad de la demanda. La formación de esta curva es un aspecto relevante dado que obtener la disposición al pago de un usuario final como en el caso eléctrico el cual es representado por un comercializador o un distribuidor ante el subastador u operador de un mercado, puede requerir diversos modelamientos o adquisición de información, o estimaciones mediante técnicas de simulación como se presentará en 5.3.

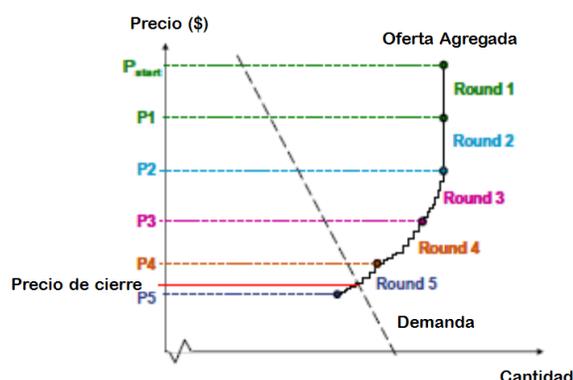


Figura 2-2. Evolución rondas subasta descendente con demanda inelástica

2.3.3. Criterios para la selección del diseño de subasta

De acuerdo con Ausubel y Cramton (2004,2006) se puede establecer una comparación y aspectos claves que permitan diseñar una subasta que logre resultados eficientes, fomente la competencia, controlen las posibles colusiones, garanticen participación de la oferta sin discriminación hacia la demanda y cubrimiento satisfactorio de las necesidades de la demanda. De esta forma se planea un análisis de opciones: 1. Abierta vs sobre cerrado. 2. Precio uniforme vs

Pague lo ofertado (Pay as Bid). 3. Simultánea vs secuencial. 4. Ofertas individuales vs agrupadas. 5. Fomento de la competencia.

2.3.3.1. Subasta abierta vs Subasta Sobre Cerrado

Diversos autores han realizado análisis acerca de la conveniencia de mecanismos estáticos (sobre cerrado) o dinámicos (ofertas ascendentes o descendentes). (Cramton, 1998), (McAfee y McMillan, 1987), (Milgrom 2004), (Krishna 2002). (Milgrom y Weber, 1982) plantean que una de las principales razones para la adopción de subastas dinámicas es la reducción de la incertidumbre del valor común o precio de despeje al cual estarían dispuestos a vender los participantes. El valor del activo o del contrato está directamente relacionado con su valor al hacerse efectivo en el caso de títulos valor o ser despachado en el caso de los contratos, lo cual es ligeramente similar para todos los oferentes. Cada oferente estima estos valores siendo el valor real desconocido. La subasta dinámica revela el mercado de oferta con una declinación en el precio, dadas las condiciones de sus ofertas sobre la información agregada del mercado. Lo anterior permite reducir la incertidumbre del valor común y adicionalmente los oferentes ofertarían más agresivamente sin caer en la maldición del ganador.⁵

En el caso de compras de grandes volúmenes las subastas dinámicas juegan un papel importante, pues al estar en capacidad de identificar la información tentativa de precio, los oferentes estarían tendrían la posibilidad de ajustar las cantidades que deseen vender. De esta forma, las ofertas en ausencia de información de precios hace que el problema sea más complejo para los oferentes y adicionalmente con una subastas dinámica, los oferentes tienen mejores posibilidades de manejo de liquidez y riesgo de portafolio.

⁵ Maldición del ganador: tendencia para los licitadores que ganan en una subasta a pagar en exceso o vender a muy bajo precio dada una sobrevaloración o subvaloración en exceso según el caso.

Una ventaja adicional para las subastas abiertas es la transparencia, pues cada agente que oferta puede ver lo requerido para ganar una cantidad en particular. Si un ofertante vende menos, es el resultado consciente de quien realiza la oferta de vender menos cantidad dados los menores precios. La transparencia es una de las principales razones para que en la práctica se presenten resultados más eficientes con las subastas de reloj descendente.

Frente a la transparencia y su relación con la información que debe ser publicada para el adecuado funcionamiento de un mercado eléctrico, Von Der Fehr (2010), hace un análisis sobre el informe (ERGEG, 2010b) de la Comisión de Reguladores de Europa, donde se establecen una serie de medidas que buscan aumentar la transparencia de información requerida para un adecuado funcionamiento del mercado eléctrico en pro de la competencia y control de posiciones dominantes. Analiza que el exceso de información no es conveniente dado que los tomadores de decisiones individuales le asignan un valor a la información en la medida en que mejora la calidad de sus decisiones de tal forma que la información excesiva o irrelevante carece de valor afectando las decisiones de forma negativa. Adicionalmente, en el marco del mercado eléctrico si los agentes generadores son forzados a brindar información estratégica puede inducir un comportamiento destinado a ocultar o distorsionar la información y finalmente afectar la competencia dando como resultado problemas de monopolios y colusiones tácitas. Por otra parte, garantizar un comportamiento económico racional y un resultado eficiente y competitivo del mercado no requiere necesariamente acceso general a la información en un nivel muy detallado o con un alto grado de inmediatez. Es así como información individual de los participantes del mercado puede ser garantía para el funcionamiento del sistema principalmente a nivel operativo, pero no para el comportamiento racional y competitivo de los participantes del mercado pues este detalle individual revela el comportamiento estratégico de cada individuo facilitando la colusión. Información agregada del mercado en particular del lado de las ofertas puede ser suficiente.

En cuanto a la oportunidad en la disponibilidad de la información, es justificable y vital en tiempo real para la operación de los sistemas sin considerar la vigilancia del mercado. Por el contrario no es necesaria para la toma de decisiones racionales de los participantes del mercado, pues el acceso a la misma puede facilitar la coordinación y colusión, pues la información de la operación real puede mejorar la comprensión del funcionamiento del mercado y por tanto la capacidad de predecir precios.

Con respecto la información sobre la oferta y la demanda futura, son claramente valiosas dado que permite a los participantes estimar precios futuros, pero es suficiente con brindar la información de forma agregada con respecto a nivel y periodo de tiempo. La información detallada sobre consumo de combustible de cada planta, generación por cada unidad, entre otras puede proporcionar oportunidades para la coordinación y el ejercicio de poder de mercado unilateral, lo cual no garantiza un comportamiento competitivo del mercado.

La literatura basada en economía experimental soporta fuertemente la conclusión de la idoneidad en desempeño de las subastas dinámicas frente a las de sobre cerrado en términos de eficiencia y precio de cierre. En las subastas de sobre cerrado hay una tendencia consistente a sobre ofertar (Kagel, Hardstad y Levin 1987; McCabe, Rassenti y Smith 1990) convergiendo con frecuencia a resultados ineficientes. En contraste, muchos experimentos han demostrado que el formato de subastas tipo reloj tanta su simplicidad, es suficiente para que aún participantes sin experiencia aprendan rápidamente a comportarse de forma óptima (Kagel, Hardstad y Levin 1987). De forma complementaria (Kagel 1995) establece que los agentes ofertantes transfieren fácilmente las estrategias y comportamientos adquiridos en las subastas de sobre cerrado hacia el formato tipo reloj. En (Levin, Kagel y Richard 1996), los ofertantes adoptan estrategias simples para incorporar dinámicamente los cambios de un formato a otro, como por ejemplo estimación de los vectores de precio de salida en las rondas de cada competidor y cambios de cantidad eficientes asociados con las disminuciones precios en cada ronda.

Uno de los principales beneficios de las subastas de reloj es el inherente al mecanismo de realimentación del precio de despeje el cual es prácticamente ausente en el formato de sobre cerrado. Específicamente, derivado del avance y progreso de las subastas, los participantes terminan aprendiendo como reflejar los cambios de la demanda agregada en el precio, lo cual permite a los oferentes actualizar sus estrategias y evitar la maldición del ganador (Kagel 1995). (Levin, Kagel y Richard 1996) muestran que los oferentes se exponen más a la maldición del ganador bajo el esquema de sobre cerrado que en el formato de subasta tipo reloj. (Kegel y Levin 2001) compara una subasta de reloj contra una subasta de sobre cerrado donde los ofertantes participan por unidades múltiples de demanda y confirman que los resultados son más óptimos en una subasta de reloj, obteniendo que los resultados de eficiencia satisfactorios.

2.3.3.2. Precio Uniforme Vs. Discriminatoria (*pay as bid*)

Desde el punto de vista de los oferentes, las subastas discriminatorias pueden ocasionar ciertos problemas. Para realizar una oferta adecuada, los participantes deben intentar pronosticar el precio de despeje, ya que ofertar por debajo del precio de despeje conlleva a vender a precios innecesariamente bajos y ofertar a precios muy altos involucra no vender. Tal regla favorece a los participantes con mayor participación o nominación, pues son ellos quienes tienen mejores capacidades de estimar o influenciar el precio de despeje. Por otra parte el esquema discriminatorio también crea una razón adicional que genera posibles colusiones, ya que algunos ofertantes pueden reducir el riesgo ofreciendo muy poco o no vendiendo, aumentando las posibilidades de colusión.

Por su parte, las subastas de precio uniforme pueden ser mejor vistas que las discriminatorias, ya que el ganador recibe el mismo precio por todas las cantidades ofrecidas. Con las subastas uniformes es importante asegurar una suficiente

competencia para evitar problemas de reducción de demanda (Ausubel y Cramton 2002).

La selección entre estos dos mecanismos de subasta ha sido un tema importante en investigaciones recientes en la mayoría de los mercados bajo esquema de competencia, llegando a un intenso debate acerca de la eficiencia de estos dos mecanismos sin llegar a un real consenso teórico o práctico. En la práctica las subastas uniformes son de mayor uso en la mayoría de los mercados en Estados Unidos como New England ISO, New York ISO y PJM, aunque las subastas discriminatorias son utilizadas en la actualidad en los mercados de Inglaterra y Gales (Helman y Hobbs 2008).

Algunas investigaciones sustentan sus trabajos en favor de las subastas uniformes (Kahn et al., 2001; Macatangay 2001; Rassenti et al, 2003) argumentando que todos los ganadores reciben o pagan al mismo precio y los no ganadores para poderlo hacer, deben ofrecer igual o menor precio que el de equilibrio de mercado. Por el contrario (Haghighat et al. 2008), defiende las subastas discriminatorias dado en las uniformes, las ofertas infra-marginales reciben el mismo precio del sistema el cual puede ser muy superior a sus propias ofertas recibiendo ingresos excesivos, por lo tanto sería más conveniente pagar el precio correspondiente a su propia oferta y de esta manera beneficiar al usuario. Pero este argumento puede no ser correcto, pues se hace bajo el supuesto que las ofertas de los generadores no cambian a pesar de que el mecanismo de subasta se altere. En realidad y como argumento adicional en defensa del mecanismo uniforme, los generadores bajo un comportamiento racional intentarían estimar o anticiparse al precio de cierre en lugar de ofertar sus costos operativos más una prima adicional tal como ocurre en las subastas discriminatorias (Vásquez et al, 2001). Se puede consultar una mayor profundidad sobre este debate refiriéndose a (Kahn et al, 2001; Fabra et al, 2002; Oren, 2004; Federico y Rahman, 2003).

No obstante, algunos estudios han comparado el desempeño del mercado bajo comparación teórica y experimental. (Abbink et al, 2003) estudió

experimentalmente el desempeño de subastas multiunidad comparando uniforme y discriminatoria con incertidumbre en la demanda y relacionó el efecto de la información asimétrica en la demanda. Los resultados muestran que bajo ambas condiciones, el precio de transacción y la volatilidad del precio no son diferentes significativamente. En un juego repetitivo (Fabra 2003) compara el nivel de conducta de los agentes desde el punto de vista de la posible colusión bajo los dos esquemas, concluyendo que la subasta uniforme facilita más la colusión que la subasta discriminatoria, la penalización óptima es igualmente severa en ambos formatos, pero el incentivo a desviarse es más débil en las ofertas bajo esquema uniforme. De forma complementaria (Fabra et al 2006) caracteriza el comportamiento de oferta y los desempeños de mercado en ambos esquemas de subasta encontrando que en subastas uniformes el precio promedio es más alto que en las discriminatorias, aunque la clasificación en términos de eficiencia productiva es ambigua.

Otros estudios se han enfocado en determinar el ejercicio de poder de mercado bajo ambos esquemas. Matakay (2001) propone que los grandes jugadores bajo el esquema discriminatorio tienen ventajas adicionales de información ayudando a que tengan una posición dominante disminuyendo la eficiencia del mercado.

La mayoría de los autores se enfocan en analizar el comportamiento estratégico desde el lado del generador y unos pocos autores rediseñan los esquemas bajo el concepto de oferta de dos puntas de tal manera que se da una participación activa a la demanda (Wang y Ying, 2004) diseñan un mecanismo de compatibilidad de incentivos que puede inducir a que los participantes adversos al riesgo revelen o participen con sus costos más cercanos a los marginales, donde proponen una regla de casación basada en la minimización de los costos de transacción. (Block et al. 2008) introducen un mecanismo que puede facilitar de forma más eficiente la casación de ambas puntas, proponiendo un mecanismo combinatorial de dos puntas teniendo en cuenta los requerimientos específicos tanto de productores como consumidores.

En la práctica los mecanismos más comunes de transacción en los mercados eléctricos son los contratos sean estandarizados o no (futuros ó forwards) y transacciones tipo spot, son complementarias una a la otra de tal manera que un mecanismo de subasta acertado para ambos mercados fomentaría la adecuada asignación de recursos y contratos logrando así un mercado más eficiente y competitivo. (Ausubel y Cramton 2010).

2.3.3.3. Simultanea vs Secuencial

La valoración realizada por los agentes participantes de las subastas para los diferentes bienes o contratos es determinada en parte por factores como riesgo sistémico del mercado local y la economía de los años siguientes. Desde esta óptica la valoración para ofertar por un contrato incide en la estimación de otros bienes o contratos subsecuentes, de tal manera que con subastas con mecanismos simultáneos los oferentes pueden basar las ofertas de unos determinados contratos en las ofertas de otras anteriores, ayudando en la formación del precio permitiendo desde la perspectiva de la utilidad de la oferta manejar de forma más adecuada la liquidez y el riesgo de portafolio, reflejando así precios más competitivos y eficientes.

La opción de las subastas secuenciales tienen el efecto de limitar la información que está disponible a los oferentes y como pueden responder a dicha información. En las subastas secuenciales, la oferta debe estimar cuáles serán los precios de despeje de subastas futuras basando las ofertas en la subasta actual, ante lo cual una predicción incorrecta resulta en un despeje y asignación ineficiente en especial cuando cada subasta de cada contrato o grupo de contratos son independientes entre sí. Adicionalmente una subasta secuencial podría eventualmente eliminar o bloquear muchas estrategias, en gracia de discusión un oferente no puede volver a un punto anterior de oferta si los precios caen demasiado en una subasta posterior. Los ofertantes son propensos al arrepentimiento de haber venido temprano a

precios bajos o no haber venido inicialmente a precios más altos. Dado lo anterior, las estimaciones de precios de despeje de subastas futuras en el esquema secuencial son complejos y por ende menos eficientes.

2.4. Elementos fundamentales en licitaciones de largo plazo

2.4.1. Formación de precios de largo plazo

2.4.1.1. 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
- Mantenimiento 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 fija⁶. La Figura 2-3 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.

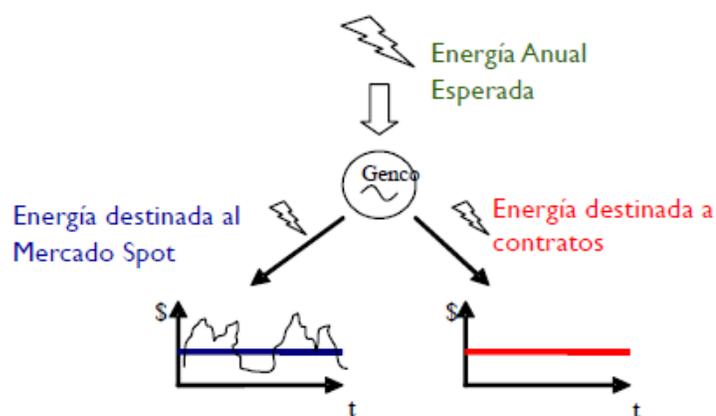


Figura 2-3. Cobertura de ventas de energía en el spot

⁶ El precio es generalmente indexado según el valor de los índices de precios del productor como señal de la inflación o considerando los precios de los combustibles

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”.

2.4.1.2. 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 2-4 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). 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.

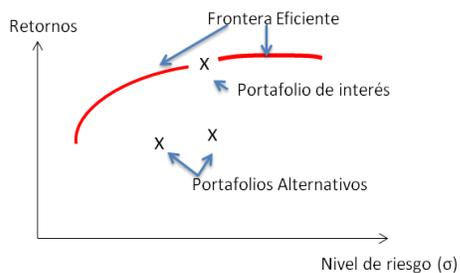


Figura 2-4. Representación de frontera eficiente en contratos

La desviación estándar se multiplica por un índice de aversión al riesgo (ecuación 2.2), de tal forma que:

$$U \pi = E \pi - \gamma \cdot Var \pi \quad (2.2)$$

La Figura 2-5 muestra la obtención del portafolio eficiente aplicando la fórmula anterior para distintos escenarios de generación, precio, disponibilidad de combustibles, hidrología, entre otros 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.

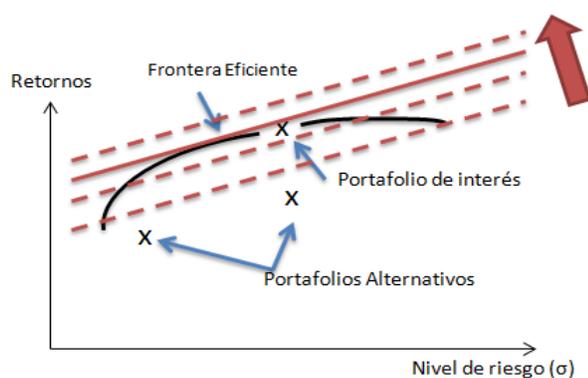


Figura 2-5. Sensibilidad de portafolios

La función de utilidad de un agente o inversionista está dada por una función de utilidad esperada $u(\psi)$ para la cual el agente se encuentra satisfecho con el nivel de asignación (ecuación 2.3) o adquisición de bienes o contratos tal que:

$$\alpha \rightarrow E u \psi_\alpha \equiv \int u(\psi) f_{\psi_\alpha}(\psi) d\psi \quad (2.3)$$

Donde f_{ψ_α} es la función de densidad de probabilidad objetivo, de tal forma que $u(CE \alpha) \equiv E u \psi_\alpha$. De esta forma el agente prefiere incrementar la cantidad de asignación o adjudicación (contratos) para obtener una mayor utilidad esperada. (Varian 1992). (Ver Figura 2-6).

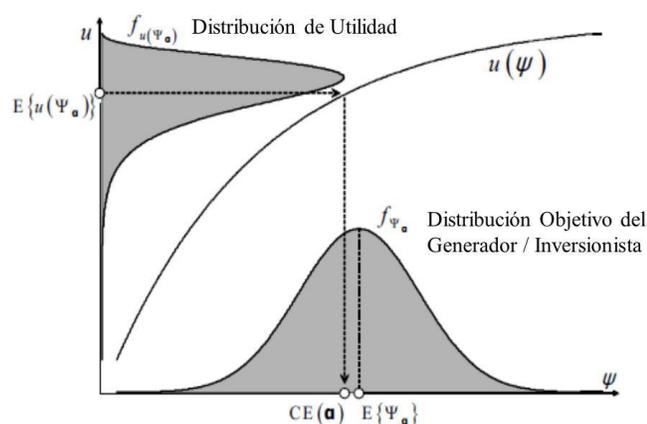


Figura 2-6. Función de utilidad considerando las distribuciones objetivo y de utilidad

De esta forma la prima de riesgo relaciona el equivalente cierto y la distribución de probabilidad de la utilidad como valor esperado.

$$PR \alpha = E \psi_\alpha - CE(\alpha) \quad (2.4)$$

Considerando para cualquier nivel de asignación de contratos α :

$$u \text{ func concava} \Leftrightarrow PR \alpha \geq 0 \quad (2.5)$$

El equivalente cierto CE es una medida del nivel de aversión al riesgo del agente si y solo si la función de utilidad es cóncava. El valor absoluto del percentil objetivo considerando los beneficios netos, es conocido como el valor en riesgo (VaR) con un nivel de confianza c de la asignación α :

$$VaR_c \alpha \equiv -Q_{\psi_\alpha} \mathbf{1} - c \quad (2.6)$$

Donde adicional a la definición de VaR, éste se puede considerar también como un índice de cuantíl basado en la satisfacción de una asignación dada α genérico para un inversionista en términos del cuantil objetivo del mismo inversionista o gestor de riesgo.

Basado en el índice de satisfacción a partir de la distribución de probabilidad de la utilidad esperada, el agente evalúa los beneficios ante determinadas asignaciones de α . De tal manera que la función óptima es aquella que maximice dicho nivel de satisfacción y por tanto el equivalente cierto, de acuerdo con la ecuación 2.7:

$$\alpha \equiv \underset{\alpha \in Q}{\operatorname{argmax}} S(\alpha) \equiv \underset{VaR \alpha \leq \gamma}{\operatorname{argmax}} P_\alpha EC(\alpha) \quad (2.7)$$

El resultado es un vector de cantidad y precios que cumplen con la condición óptima. Considerando el nivel de satisfacción asociado a la utilidad esperada α y el nivel de satisfacción de la utilidad obtenida en el despeje del mercado α , la diferencia a partir de los niveles de satisfacción es el costo de oportunidad CO (ecuación 2.8), el cual de ser mínimo para los intereses del agente que oferta, de tal manera que las asignaciones de contratos minimicen la distancia entre la frontera eficiente óptima y la asignación sub-óptima.

$$CO = S(\alpha) - S(\alpha) + pr(\alpha) \quad (2.8)$$

Donde $pr(\alpha)$ es la prima de riesgo o el valor de penalidad expresado como un costo de violar la restricción de VaR α . La asignación sub-óptima es el valor afectado por la penalidad y es determinado por la línea de iso-satisfacción

$\varepsilon = S + \frac{v}{2\xi}$, donde ε es el valor esperado de utilidad, v la desviación estándar y ξ constante que determina el nivel de riesgo o de satisfacción del inversionista. (Ver Figura 2-7). (Meucci 2005).

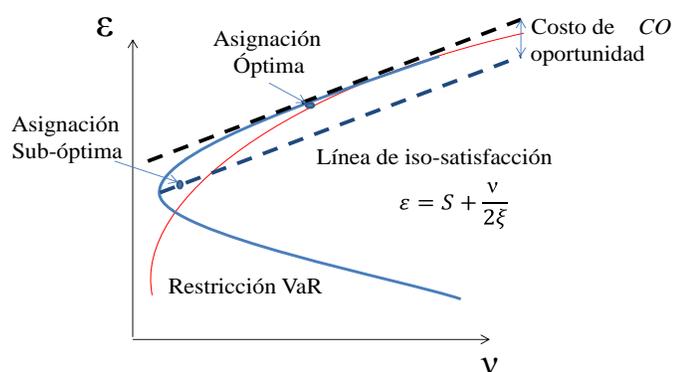


Figura 2-7. Representación del costo de oportunidad

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% (Figura 2-8).

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.

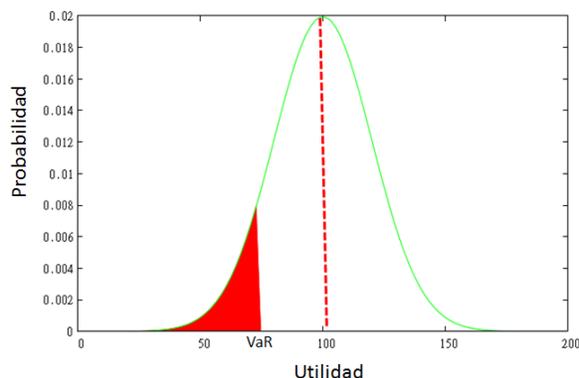


Figura 2-8. Curva de distribución para estimación del VaR⁷

2.4.1.3. 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 2-9 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.

De este tipo de evaluaciones se pueden obtener resultados como los ilustrados en la Figura 2-10, 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.

⁷ 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.

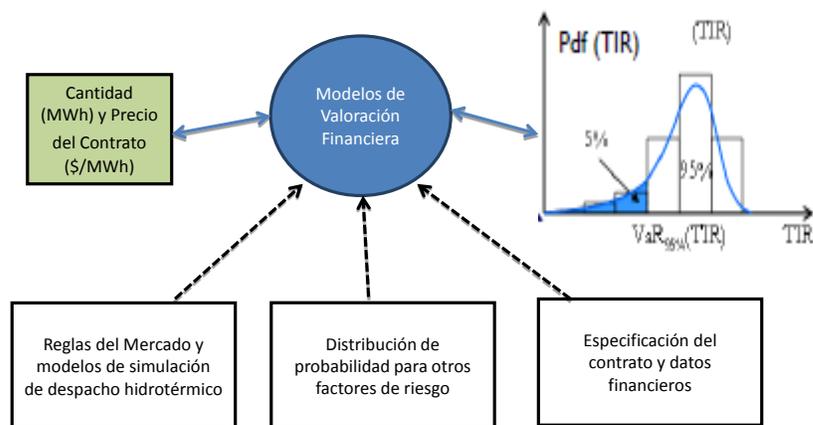


Figura 2-9. Elementos considerados para la definición de precios y cantidades.

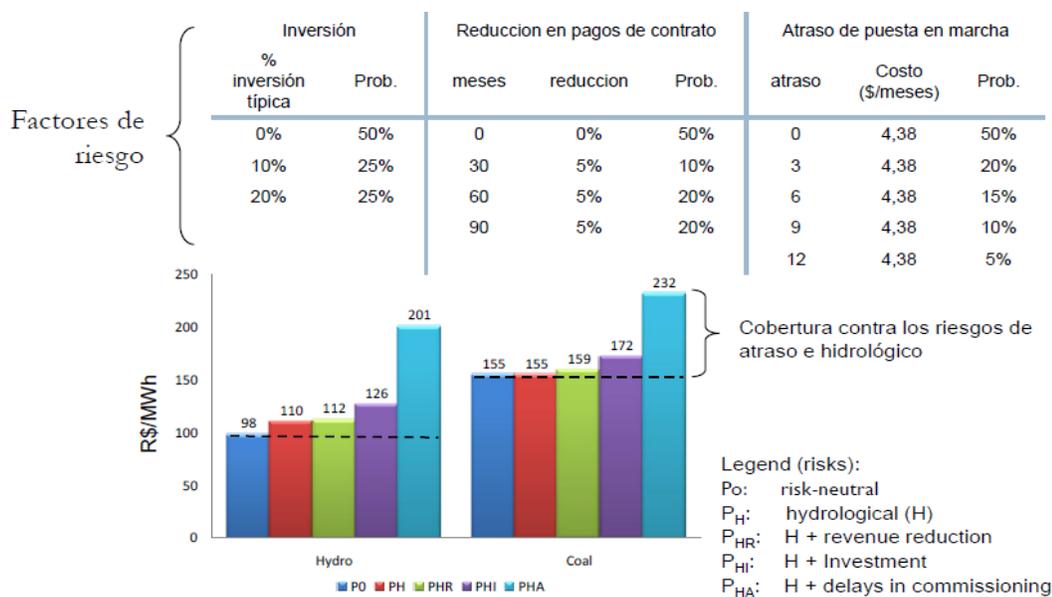


Figura 2-10. Sensibilidades de riesgos

2.4.1.4. Estimación del nivel de contratación

La Figura 2-11 muestra cómo cambia la función de utilidad de Markowitz definida en la sección 2.4.1.2 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.

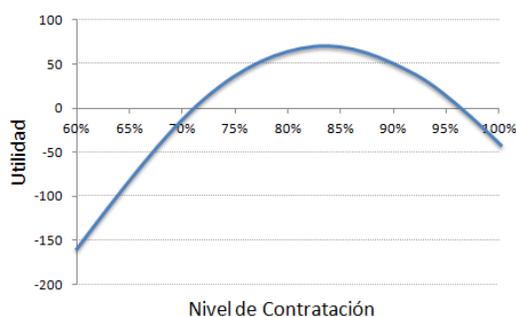


Figura 2-11. Relación entre utilidad y nivel de contratación

2.4.1.5. 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 oferentes (Moreno et al. 2009). En este contexto, la Figura 2-12 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 cuál 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.

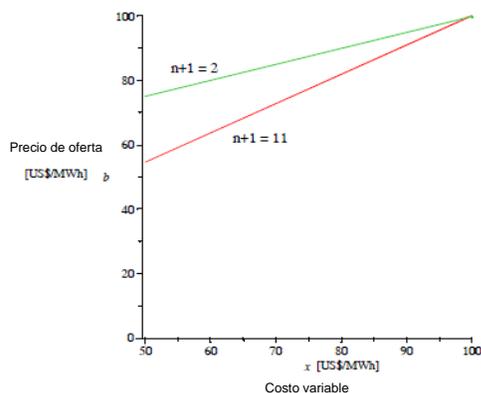


Figura 2-12. Funciones de oferta para 2 y 11 competidores

Mientras la figura anterior muestra el efecto de la competencia en los niveles de oferta, oferta, la

Figura 2-13 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.

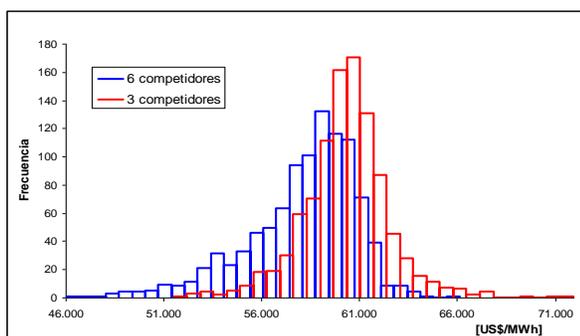


Figura 2-13. Histograma de equilibrio de precios para 3 y 6 competidores en una licitación de primer precio

Lo anterior 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).

2.4.2. Instrumentos de cobertura y estructura de mercados de largo plazo

2.4.2.1. 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 2-14 ilustra el valor de liquidación de una opción *call* para 1 MW.

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.

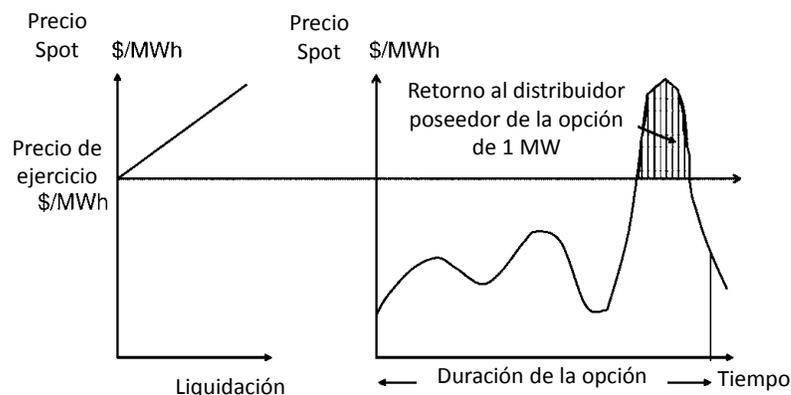


Figura 2-14. Función de pago de una opción call de energía

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 2-15 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.

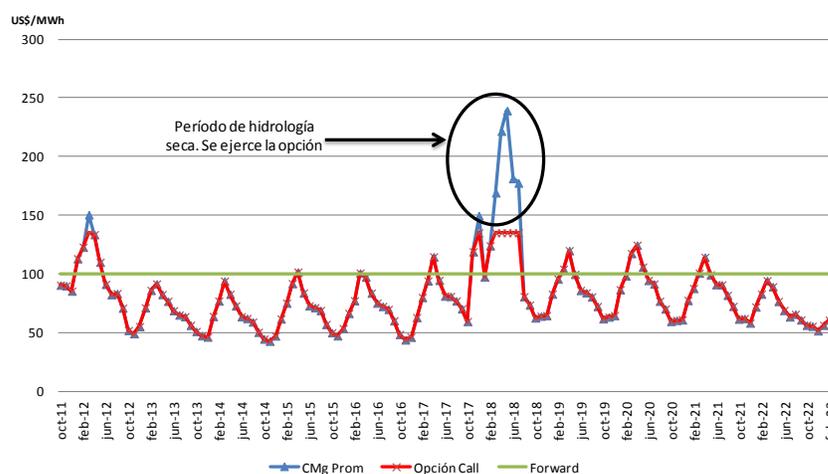


Figura 2-15. . Simulación mecanismo de mercado

Cabe anotar que este mecanismo es distinto del *peak pricing*, en el cual se cobra un cargo fijo por potencia. Por otra parte, este mecanismo 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. Finalmente, las opciones *call* permiten enfrentar la incertidumbre futura de manera más eficiente, repartiendo los riesgos existentes en el mercado spot de manera más adecuada pues desliga los riesgos de largo plazo a considerar en inversiones futuras de los riesgos de precio e hidrología de mediano y corto plazo que se gestionan con los contratos.

2.4.2.2. 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 certidumbre (Ausubel, Cramton 2010). 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.

2.4.2.3. 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 garantizan 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.

2.4.2.4. 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.

2.4.3. Modelamiento y simulación de estrategia en mercados eléctricos

Numerosas publicaciones dan evidencia de un amplio esfuerzo por la comunidad investigativa para modelos de mercados eléctricos que se adapten al contexto competitivo. (Ventosa et al, 2005), identifican tres grandes tendencias en este sentido: modelos de optimización, equilibrio y simulación. (Smeers, 1997), (Kahn, 1998), (Hobbs, 2001), (Day et al., 2002).

2.4.3.1. Estructura matemática de modelos para mercados energéticos

De acuerdo con (Ventosa, 2005) desde un punto de vista estructural, los diferentes enfoques que se han propuesto en la literatura técnica se pueden clasificar de acuerdo con el esquema mostrado en la Figura 2-16.

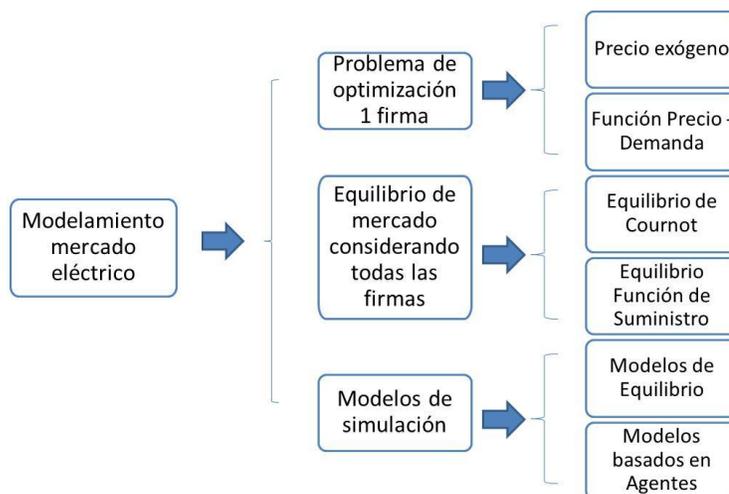


Figura 2-16. Representación de tipos de tendencias de modelamiento en mercados eléctricos

Existen tres agrupaciones principales, una es la optimización basada en modelos donde se formula como un programa de optimización única en la que una empresa busca maximizar su beneficio, en ella existe una única función objetivo que es optimizada sujeta a una serie de limitaciones técnicas y económicas. Por el contrario, tanto los modelos de equilibrio y como los basados simulación consideran la definición de una maximización del beneficio de forma simultánea para cada empresa que compite en el mercado. Ambos tipos de modelos se representan esquemáticamente en la Figura 2-17, donde π^f es el beneficio de cada empresa, x^f corresponden a las variables de decisión y h^f , g^f representan limitaciones técnicas y económicas de la firma f .

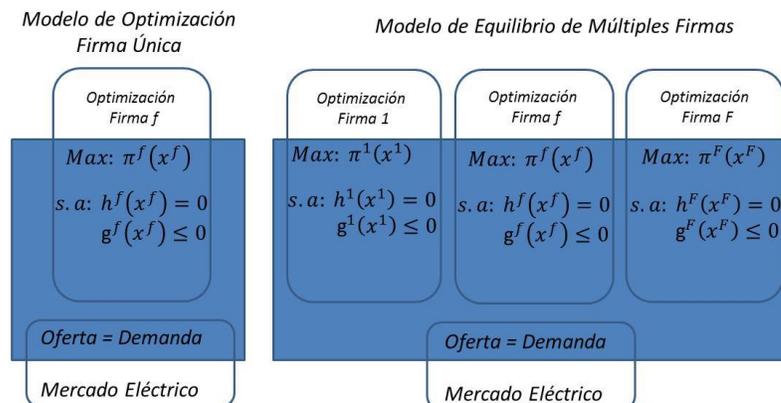


Figura 2-17. Estructura matemática de modelos de optimización firma única y modelos basados en equilibrio de agentes

En contraste con los enfoques anteriores en el que el precio de equilibrio del proceso se supone que es independiente de decisiones de la empresa, existe otra familia de modelos que explícitamente considera la influencia de la producción en el precio. En el contexto de teoría microeconómica, el comportamiento de una empresa que busca maximizar su beneficio tiene en cuenta la curva de demanda estimada y la curva de oferta del resto de los competidores tal como se describe en el modelo líder en precio (Varian, 1992).

Los enfoques que consideran explícitamente los equilibrios de mercado dentro de un marco de programación matemática tradicional se agrupan en la categoría de modelos de equilibrio. En esta clase hay dos tipos principales de modelos de equilibrio siendo el tipo más común el modelo de competencia de Cournot, donde las empresas compiten en estrategias de cantidad y por otra parte se encuentra un modelo más complejo basado en Funciones de Suministro (SFE), donde las empresas compiten con las estrategias de la curva de oferta.

Por su parte (Batlle et al., 2000) presentan un procedimiento capaz de tener en cuenta algunos factores de riesgo, tales como las entradas de los generadores hidráulicos, el crecimiento de la demanda y los costos de combustible. En el comportamiento del mercado de Cournot se considera el uso del modelo de

simulación descrito en (Otero-Novas et al., 2000), que calcula los precios de mercado en una amplia gama de escenarios. El modelo Batlle proporciona medidas de riesgo como *Value At Risk* (VaR) o ganancia en riesgo (PAR) y por su parte (Barroso et al., 2011) incorpora la metodología CVaR para construir el perfil de riesgo de los generadores aplicada a subastas de contratos de largo plazo.

2.4.3.2. Modelos de simulación

Los modelos de equilibrio se basan en una definición formal de equilibrio, que se expresa matemáticamente en la forma de un sistema de ecuaciones algebraicas y / o diferencial. Esto impone limitaciones a la representación de la competencia entre los participantes, además el conjunto de ecuaciones resultante es frecuentemente difícil de resolver.

Los modelos de simulación son una alternativa a los modelos de equilibrio cuando el problema es demasiado complejo para ser abordado dentro de un marco de equilibrio formal y suelen representar estrategias dinámicas con las decisiones de cada agente mediante un conjunto de reglas secuenciales. La gran ventaja de un enfoque de simulación radica en la flexibilidad que proporciona para implementar casi cualquier tipo de comportamiento estratégico. Sin embargo, esta libertad también requiere que los supuestos incorporados en la simulación se justifiquen teóricamente.

En muchos casos, los modelos de simulación están estrechamente relacionados con una de las familias de modelos de equilibrio, por ejemplo cuando en una simulación de empresas modelo se supone que tomar sus decisiones en forma de cantidades, los autores normalmente se refieren al modelo de equilibrio de Cournot con el fin de apoyar la adecuación de su enfoque. (Otero-Novas et al., 2000).

2.4.3.3. Modelos basados en agentes

La metodología de simulación proporciona un marco más flexible para explorar la influencia que la interacción repetitiva de los participantes ejerce sobre la evolución de los mercados mayorista de electricidad. Los modelos estáticos pueden atenuar el hecho de que los agentes basan sus decisiones en la información histórica. En otras palabras, los agentes de la experiencia pasada, mejoran la toma de decisiones y se adaptan a los cambios en el entorno.

El foco central de muchos estudios se centra en pronóstico de precio, contratos bilaterales, subastas y licitaciones, determinación de la estrategia de oferta óptima y determinación de equilibrios de Nash y mitigación de poder de mercado. (Vishnu N. Tapas K. 2009).

Bajo la influencia de la competencia, los participantes del mercado tienden a ofertas estratégicas para obtener beneficios. Estos resultados de comportamiento estratégico en precios varían de acuerdo con diferentes mecanismos de subasta. Entre los trabajos de investigación acerca de los comportamientos estratégicos de generadores se destacan (Wolfram 1998), (Green y Newberry 1992), (Von der Fehr y Harbord 1998), y (Kian et al. 2005).

Para la determinación de la estrategia de oferta de los generadores participantes del mercado de la energía se puede modelar mediante la maximización de sus beneficios mediante la búsqueda de estrategias óptimas de licitación. Una versión genérica de la formulación de la estrategia de oferta puede administrarse representarse de la siguiente manera. Dado un vector de decisión oferta en el momento t por $D_t = \vartheta_t^l: l \in G$; donde ϑ_t^l representa el vector de ofertas del generador l del conjunto de generadores G , el problema bi-nivel se puede expresar como: encontrar D_t tal que $Max \pi g Q_t^l, P_t^l$ sujeto a condiciones del sistema, del mercado o las ofertas de los otros generadores, donde Q_t^l y son la cantidad vendida en el mercado mediante spot- contratos y P_t^l el precio de despeje de cada canal o mecanismo de venta para cada generador l en la etapa t .

Para resolver el problema de optimización de estrategias de oferta individuales existen varios enfoques de optimización diferentes se han utilizado para esta tarea, incluyendo algoritmos genéticos, la programación evolutiva, la simulación de Montecarlo, programación dinámica y programación matemática con restricciones de equilibrio. (Fushuan y Kumar, 2001).

La gran mayoría de los enfoques resuelven el problema de optimización de oferta para el mercado spot y otros trabajos de investigación se enfocan a revisar el efecto del mercado de contratos en el mercado diario. Uno de los aportes de este trabajo es que se modela mediante simulación el comportamiento estratégico de los generadores considerando la maximización de utilidad de cada participante teniendo en cuenta la oferta en contratos y la venta en el spot sujeto a condiciones de riesgo y maximización de la utilidad de la demanda en el contexto de la una subasta iterativa de reloj descendente para el mercado de contratos. Adicionalmente la función de demanda es construida mediante la consideración de simulación de frontera eficiente entre la minimización del precio de cierre de la subasta de contratos y la cantidad adjudicada.

3. REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL

Con el fin de tener señales de otros mercados y sus diferentes esquemas de contratación de energía de largo plazo, se realizó referenciamiento sobre el funcionamiento del mercado, estructura y esquemas de compra – venta de energía para España, Illinois, PJM (EUA), Alberta (Canadá), Brasil, Perú y Reino Unido. Estos mercados fueron seleccionados dado que tienen elementos similares a la estructura del mercado colombiano, de tal forma que se pudieran identificar elementos que permitan asociar soluciones ante diferentes problemas relacionados con el esquema de venta de contratos de largo plazo y la búsqueda de la eficiencia y competencia. La particularidad de estos mercados es que en su gran mayoría tienen un mercado minorista liberalizado lo cual hace que la función de demanda tenga un carácter de mayor elasticidad al tener mayor número de opciones o alternativas de suministro o en casos como el de Perú incorporan los dos mercados en un solo mecanismo de subasta, es decir el mercado de energía existente y la estimada para incentivar la expansión, es decir que apalancan el desarrollo de las inversiones con los contratos de energía de largo plazo, distinto a Colombia que separa los dos mercados, al igual que Brasil.

No obstante existen ciertos aspectos que pueden ser comparados con el esquema propuesto para Colombia como es el caso de un mecanismo centralizado y coordinado para adquirir la energía mediante subastas homogéneas y en su mayoría mediante el mecanismo de reloj descendente. El factor común presente es el rol del regulador el cual establece reglas y coordina la fecha de realización y periodicidad de las subastas más no ejerce características de comprador único y no establece parámetros en las funciones de disposición al pago. A continuación se describen los mercados referenciados.

3.1. Reino Unido

Existen cinco actividades específicas en el proceso de producción de electricidad y abastecimiento a los usuarios finales, todas las cuales necesitan de una respectiva licencia por parte de la autoridad.

- **Generación:** Productores de energía eléctrica. Sector totalmente liberalizado para la competencia, se distinguen dos tipos: los de alto voltaje (400 kV hasta 275 kV) y los de bajo voltaje (230 kV hasta 132 kV) llamados generadores distribuidos.
- **Transmisión:** Una red de alto voltaje dispuesta a través de todo el país, mediante la cual la energía generada es transportada hacia los centros de consumo.
- **Distribución:** La electricidad es tomada de las líneas de transmisión de alto voltaje y distribuida en un voltaje menor hacia los consumidores finales. Llamados “Distribution Networks Operators” o DNOs, son los dueños y operadores de las instalaciones de medio y bajo voltaje que transportan la energía hasta los usuarios finales en un área de concesión específica. También existen licencias para los llamados Independent Distribution Network Operators o IDNOs, quienes operan fuera de aéreas de concesión.
- **Interconexión:** Corresponde al negocio de proveer la conexión para el transporte de electricidad entre distintos sistemas eléctricos.
- **Suministro o Comercialización:** Es la actividad que abastece de energía eléctrica a los usuarios finales, facturando los cobros adecuados por su consumo.

Cualquier persona jurídica puede ejercer como comercializador excepto aquellos que posean licencias para operar como de Transmisores o Distribuidores. Sin embargo, una empresa distribuidora y comercializadora pueden ser controlada por un mismo agente, en ese caso las compañías deben estar operacional, legal y financieramente separadas.

En el ámbito de la comercialización de energía, al permitir libre competencia no existe regulación de precios. Solamente se requiere que los comercializadores con licencia para abastecer consumos domésticos reporten su rendimiento al final de cada año al OFGEM y al Consejo de Consumidores de Gas y Electricidad,

conocido como Energywatch, con el objetivo de informar a los usuarios de las empresas que poseen las alternativas más económicas.

La función básica del comercializador es la compra y venta de energía, además es el encargado de contratar los servicios de medición, ofrecido por operadores de los medidores, los cuales compiten por dar sus servicios. Por disposición del Electricity Act de 1989, cualquier grupo componente de agentes puede proveer el servicio de medición, incluyendo consumidores. Los comercializadores en señal de competencia han introducido al mercado nuevos esquemas de tarifas, ofreciendo una flexibilidad tarifaria mayor para los clientes. Existen variados esquemas tarifarios tales como: contratos con tarifa fija, precios Green, contratos en línea y contratos con incentivos para aquellos clientes que ahorran energía.

- Contratos con precios fijos ofrecen a los clientes a protegerse de las variaciones del precio de la energía en el mercado mayorista.
- Contratos con precios online ayudan a los consumidores a entender cuanta energía consumen en cualquier instante del día.
- Contratos con tarifas Green se aplican a aquellos suministros de electricidad que están acreditados que provienen de fuentes renovables de energía.

Además de los esquemas tarifarios flexibles, los comercializadores han innovado en la forma de pago de las cuentas de suministro eléctrico. Actualmente los usuarios pueden pagar por crédito convencional o por prepago.

Existe un arancel con respecto a las tarifas, términos y condiciones para la prestación de servicios de distribución. Los DNO's poseen y operan el sistema de distribución local dentro de sus áreas asignadas, tienen un monopolio y, en la ausencia total de controles de precios, cada DNO busca maximizar sus ganancias mediante el aumento de sus precios o la reducción de la disponibilidad de su servicio. Por lo tanto, los DNO's son regulados por la oficina reguladora de los mercados del gas y electricidad (OFGEM), para asegurarse de que no abusen de su condición de monopolio.

Todos DNO's están sujetos a control de precios, lo que limita la cantidad de dinero que un DNO puede cobrar a sus clientes en lo que respecta a las partes reguladas de su negocio. El control de precios de distribución de electricidad es revisado por OFGEM cada cinco años.

Hasta el año 2001 en el Reino Unido el mercado mayorista de energía eléctrica operó las transacciones del mercado con un sistema POOL de energía. Sin embargo debido al uso del poder de mercado de las empresas existentes los precios de la energía no eran acordes a lo esperado en un mercado competitivo. En el mercado empezó a operar con contratos bilaterales combinado con un sistema Power Exchange, llamado New Electricity Trading Agreement (NETA). En este nuevo esquema el mercado fue descentralizado y la función del operador del sistema (la empresa transmisora National Grid Company o NGC), fue restringida al balance de energía y demanda.

En el año 2005 el mercado comenzó a operar el Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA), mercado mayorista que opera actualmente como una extensión del NETA, al incluir a Escocia. Manteniendo el esquema de contratos bilaterales de energía y un Power Exchange que funciona para balancear el mercado.

La característica principal del mercado inglés es el realizar un despacho centralizado por orden de mérito, basado en las curvas de ofertas de precios de los agentes del mercado.

Para fijar el precio, cada generador entrega un esquema con su curva de oferta, en donde se especifica el precio al cual estaría dispuesto a abastecer energía al día siguiente. El centro de despacho calcula la generación de las centrales que minimiza los costos de operación del sistema para un determinado nivel de seguridad, e identifica a la "planta marginal" (la última planta despachada) cada media hora, la cual determina el precio al cual se transará la energía. El precio que la planta marginal ofrece es pagado a todas las plantas durante la media hora.

Aunque la Bolsa de Energía en Colombia tiene su inspiración en el mercado spot británico, existen marcadas diferencias entre ellos: primero, la Bolsa colombiana adoptó diferentes mecanismos de subasta de energía que la bolsa británica; y segundo, las características de los sectores eléctricos de ambos países son muy diferentes. Mientras que en el mercado británico una cantidad importante de energía es producida con energía nuclear, en el mercado colombiano el principal recurso energético es el agua utilizada a través de centrales hidroeléctricas. Finalmente, la principal característica que comparten ambos modelos es que el precio es determinado por la oferta de la firma marginal.

3.2. Alberta (Canadá)

El Mercado eléctrico financiero de Alberta ofrece a los productores y consumidores de la provincia un método que permite cubrir los riesgos en los precios de la energía. Las dos plataformas principales disponibles para realizar transacciones forward son a través de la Bolsa de Valores de Gas Natural (NGX) o por el intermediario del mercado Over-the-Counter (OTC). Estas transacciones financieras también se producen directamente entre las partes interesadas. Recientemente, fue subastado un poder financiero a través de World Energy. La crisis financiera del 2008 generó preocupaciones de riesgo de incumplimiento de las contrapartes dando lugar a que un porcentaje de las transacciones OTC se transfieran a NGX para su liquidación. El fuerte desarrollo del mercado financiero eléctrico dio lugar a un sólido mercado forward facilitando la gestión de riesgos y la determinación de precios.

La jurisdicción de la MSA en el mercado financiero se deriva de la Ley de Electric Utilities (EUA) y de la Comisión de Servicios Alberta Act (AUCA). La MSA monitorea constantemente y analiza el mercado financiero con el fin de promover equidad en la competencia, siendo más eficiente y abierta en el mercado global incluyendo el mercado spot y el mercado minorista.

El mercado de electricidad en Alberta se compone de varios mercados interrelacionados que tienen sus propias dinámicas y precios. El más conocido para muchos es el sistema Pool de energía AESO. En Alberta, el AESO gestiona un mercado de energía Pool que facilita el flujo de electricidad desde los proveedores de la carga y también crea un índice por hora (precio del Pool) en base a los pagos que se realizan a partir de la carga a los proveedores (Ver Figura 3-1). En el sistema Pool de energía, la electricidad se compra y se vende, ya que en él se produce y se consume comportándose a menudo como un mercado en tiempo real o en el mercado spot.

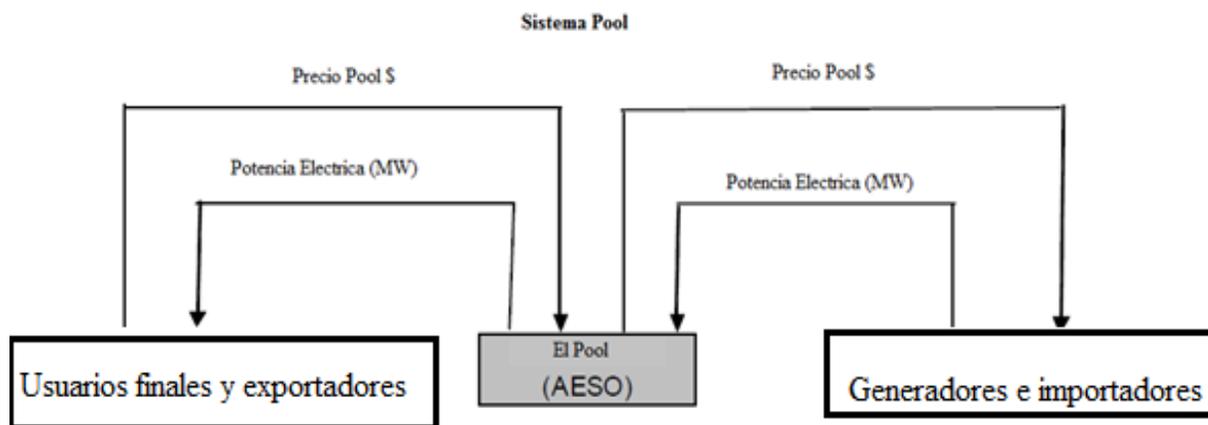


Figura 3-1. Estructura Transacciones Mercado Eléctrico Pool de Alberta

En el sistema Pool de energía, las unidades generadoras se despachan en orden con base en una clasificación hecha según los precios de oferta. La generación con precios de oferta más bajas son enviados antes que las de precios de oferta más altos hasta cubrir con la demanda. El precio Marginal del Sistema Pool (SMP) es fijado por la oferta del megavatio anterior, lo cual permite equilibrar el mercado. El precio por hora es calculado de la media ponderada de los SPM en una hora, sirviendo como un índice para liquidar las transacciones de electricidad que se produjo en el Pool.

Sin embargo, en Alberta la electricidad se transa antes de producirla y se consume a través de compras y ventas en el mercado forward. En el mercado forward, el flujo de electricidad a partir de los vendedores a los compradores sigue siendo a través del Pool, en tiempo real, el pago de los compradores a los vendedores se produce fuera del Pool, como se muestra en la Figura 3-2.

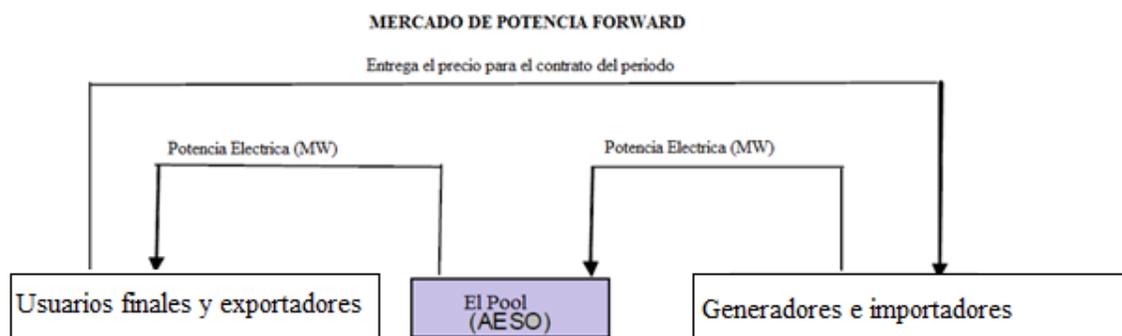


Figura 3-2. Estructura Transacciones Mercado Eléctrico Forward de Alberta

El mercado forward también incluye la negociación de los contratos financieros de derivados. Las transacciones de estos contratos financieros forman un mercado de electricidad forward. El mercado financiero forward se diferencia del mercado de potencia, ya que sólo implica el flujo de efectivo, no con el flujo (o «entrega») de electricidad. La contratos financieros también se les conoce como "Contratos por Diferencia (CFD)" o swaps financieros. En el asentamiento, una parte paga a la otra la diferencia entre el precio acordado y el precio del Pool por hora para el período del contrato, es decir, los compradores swaps tienen el precio del Pool variable y el del vendedor es un precio fijo. Como tal, el precio por hora del Pool también sirve como índice para realizar transacciones financieras.

Puesto que no hay «entrega» de electricidad física, los participantes en el mercado financiero forward abarcan no sólo a los productores de energía (generadores) y consumidores de energía (cargas), sino también a los que no producen o consumen electricidad, como los vendedores de potencia (los vendedores al por mayor y

minoristas) y los comerciantes intermediarios de propiedad (sobre todo financieros o fondos de alto riesgo debido a su actividad en los mercados financieros no eléctricos o afiliación con instituciones financieras). La Figura 3-3 representa el mercado financiero estandarizado de electricidad en Alberta, en el cual los generadores, usuarios finales, vendedores y comerciantes de energía de propiedad pueden estar en cualquier lado de un contrato financiero

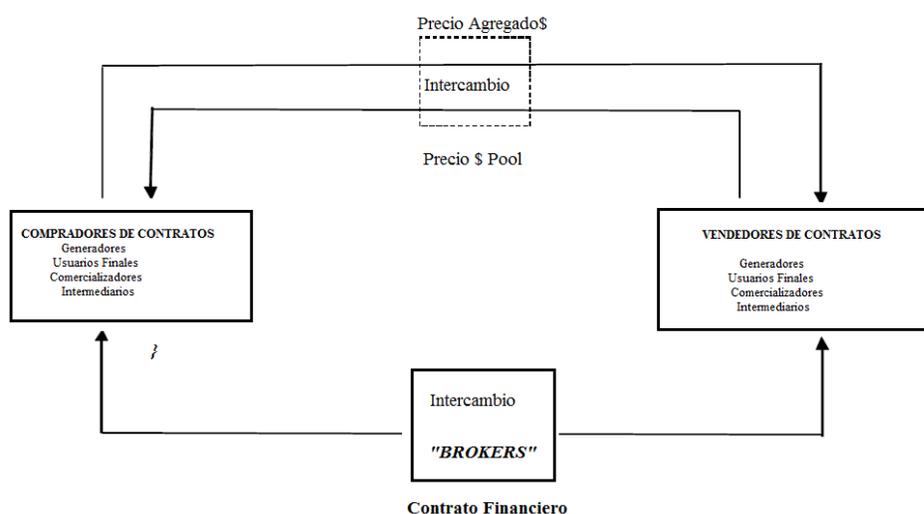


Figura 3-3. Mercado financiero de contratos estandarizados

El mercado forward, es el más limpio, transparente y comúnmente utilizado para el comercio de cobertura y de propiedad. El mercado financiero ofrece un mecanismo alternativo para la gestión de riesgos de precios que enfrentan los comercializadores de energía de productores (generadores) y los consumidores (carga). También proporciona una visión conjunta sobre las expectativas de los precios del Pool en el futuro. Un mercado financiero sólido y confiable da lugar a una curva de precios forward que pueden indicar la necesidad de invertir en generación. Los precios forward que son persistentemente más altos que los costos de la nueva generación y así impulsar adecuadamente la inversión.

Los contratos financieros de electricidad en Alberta se liquidan contra el precio del Pool, como resultado, los contratos financieros afectan los precios del generador en el mercado spot en tiempo real. A su vez, esto puede influir en el comportamiento de la oferta de los generadores en el mercado spot.

3.2.1. Plataformas de Operaciones del Mercado Financiero Eléctrico

Las transacciones de electricidad de los contratos financieros se pueden llevar a cabo directamente entre dos partes interesadas. Sin embargo, muchas actividades comerciales se ven facilitadas por la Bolsa de Valores de Gas Natural y por los corredores. El mercado de los agentes de bolsa, junto con el mercado bilateral, se denomina el mercado Over-the-Counter (OTC).

3.2.1.1. Mercado OTC

El mercado OTC se realiza por medio de intermediarios. Un corredor reúne a los compradores y vendedores de contratos financieros de electricidad. Aunque los contratos financieros que se comercializan a través de intermediarios son muy similares a los negociados en NGX (plataforma de comercio electrónico utilizada por las entidades de contrapartida central y los servicios de datos para el gas natural de América del Norte y los mercados de la electricidad), hay ocasiones en las que los corredores pueden facilitar contratos de diferentes tamaños y / o períodos contractuales.

A diferencia de NGX, los corredores no ofrecen el servicio de “contrapartida central”. Por lo tanto, los compradores y vendedores que comercializan contratos financieros a través de corredores están expuestos al riesgo del incumplimiento de sus contrapartes debido a que los comerciantes podrían negarse a pagar o en otro caso que el precio Pool y el precio sugerido por el generador tienda en sentido contrario, alejándose uno del otro.

El riesgo de incumplimiento de la contraparte asociado con el contrato hace que sea más difícil de poner fin a un contrato en el mercado OTC en comparación con una en NGX. En el mercado OTC una operación de inversión no puede compensar el riesgo de incumplimiento asociado al contrato original. Si la inversión ingresa una contraparte, se posiciona en tercer lugar y el riesgo de incumplimiento puede aumentar.

Para gestionar el riesgo de incumplimiento, las transacciones facilitadas por los corredores (y en algunos casos incluso directamente contratos financieros bilaterales) se puede mover a NGX para efectos de compensación y liquidación. En los últimos meses, aumento del volumen de las transacciones OTC que han sido compensadas y liquidadas en NGX.

3.2.1.2. Tipos de contratos

Los contratos financieros según la entrega de electricidad en Alberta existen los siguientes tipos.

- Plano: Un contrato de electricidad plana cubre cada hora de cada día del período de contrato
- En Punta: Un contrato de electricidad en el pico cubre horas que termina a HE8 HE23 de lunes a sábado, excepto los domingos y días festivos del NERC, en el período del contrato •
- Fuera de Punta: Un contrato de electricidad fuera del horario pico cubre HE1 a HE7 y HE24 de lunes a sábado, y todas las horas de los domingos y festivos del NERC en el período del contrato.
- Pico ampliado: Un contrato de pico extendido cubre HE8 a HE23 todos los días en el período del contrato.
- Extendido Off-Peak: Un extendido fuera del horario pico contrato cubre a HE1 HE7 y HE24 todos los días en el período del contrato.

- Súper pico: Pico de Super contrato cubre HE17 HE22 para cada día del período de contrato.

3.2.2. Participantes en el Mercado Financiero Eléctrico

En la práctica, los participantes individuales del mercado pueden operar en más de una categoría.

- Generadores: llevan sus activos de generación al mercado de contado están expuestos a riesgos derivados de la volatilidad del precio del pool. Durante las horas en que el precio pool no es suficiente para cubrir el costo de envío, (costos asociados con el envío de la unidad), el activo se genera y no se obtiene ningún beneficio. Muchas empresas de generación no tienen completamente cubierta las condiciones de mercado real. Los Generadores se apoyan en los contratos financieros para al menos asegurar una parte de la exposición a los precios al contado.
- Comercializadores de energía: incluyen también aquellos que se dedican a la comercialización mayorista de energía así como los distribuidores que suministran energía a los clientes finales. Algunos vendedores de energía no poseen instalaciones de generación y tienen que comprar la energía del Pool con el fin de cumplir con las obligaciones a sus clientes. Esto expone a los comercializadores de energía a detectar riesgos de los precio. Los vendedores de alimentación pueden utilizar el mercado financiero para cubrir estos riesgos en los precios al contado de una manera similar como cargas.
- Negociadores por cuenta propia: son los participantes del mercado cuyas actividades no están respaldados por la producción o el consumo de electricidad, sino que tratan de obtener un beneficio por comprar barato y vender caro basado en las opiniones de sus mercados.

- Operadores de Propiedad: analizan la información a disposición del público a partir de una amplia variedad de fuentes y se pronuncia sobre los movimientos de precios. Cuando su visión es consistente con la evolución real de los precios, un comerciante propietario es capaz de beneficiarse de la transacción. De lo contrario, incurrirá en una pérdida.

3.3. PJM (EUA)

El 13 de Marzo de 1999 la FERC emite una propuesta para unir todas las redes de transporte de EEUU a través de los operadores de red, Regional Transmission Organizations (RTOs) y el 20 de Diciembre la Orden 2000, que obliga a las compañías propietarias de las infraestructuras de red que participan en el comercio eléctrico entre diferentes estados a formar RTOs. El 11 de octubre de 2000, PJM crea su RTO, de acuerdo con la Orden 2000 y atiende todo o parte de los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Virginia, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, West Virginia y el Distrito de Columbia.

PJM es una entidad privada encargada de la operación del sistema y la operación del mercado eléctrico. También es el operador de la red de transporte (TSO, Transmission System Operator), y mantiene acuerdos con los propietarios de la red, cuya propiedad es independiente de PJM y tiene las siguientes actividades:

- Coordina y dirige el funcionamiento de la red de transporte de la región.
- Administra el mercado competitivo mayorista de electricidad.
- Elabora los regionales de las mejoras de expansión de transmisión, garantizar la confiabilidad de la res y reducir la congestión.

3.3.1. Coordinación del mercado

PJM gestiona los flujos de potencia eléctrica para 60 millones de personas de los siguientes estados: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan,

New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el District of Columbia.

3.3.1.1. Mercado Abastecido

La capacidad instalada alcanza los 164895 MW, las líneas de transmisión totalizan una longitud de 56499 km y considera un total de 6145 subestaciones.

3.3.2. Operador - Organismo Controlador

PJM es una entidad privada encargada de la operación del sistema y la operación del mercado eléctrico. También es el operador de la red de transporte (TSO, Transmission System Operator). Funcionalmente, PJM se organiza en torno a Comités y grupos, que constituyen parte integral del desarrollo y perfeccionamiento de las normas de PJM, políticas y procesos. Estos grupos ofrecen un foro para que los miembros compartan sus posiciones y resolver problemas difíciles.

PJM Opera con un sistema de membrecías. Los derechos de cada participante dependen del tipo de membrecía. Entre estas se incluye:

- Participantes del Mercado Mayorista
- Representantes de organizaciones federales / estatales
- Organizaciones parte del programa de reducción de energía
- Otros miembros

Dado lo anterior, los conflictos entre los participantes del mercado surgen de la aplicación de la regulación vigente, de las interpretaciones que de la regulación PJM hace o del comportamiento anticompetitivo de los agentes.

Los afectados pueden recurrir al Directorio de PJM, a la Unidad de Monitoreo del Mercado y a las autoridades regulatorias.

PJM es un operador del Mercado y del Sistema, no es propietario de la Red. Esta es de terceros, los cuales se someten a la coordinación del mencionado organismo.

3.3.2.1. Operación del sistema

La programación de la generación, depende de los resultados del mercado diario. Los miembros de PJM negocian la energía para el día siguiente a través del mercado diario organizado por PJM. En la misma subasta se asignan los agentes que participarán en los servicios complementarios.

3.3.2.2. Operación en tiempo real

En PJM existe un mercado de ajustes en tiempo real, por medio del que mantiene el equilibrio entre generación y demanda, ajustando la programación de los generadores o de los intercambios, para lo cual se calcula los precios LMP basándose en la situación actual del sistema.

Para determinar las condiciones de operación del sistema, PJM resuelve un modelo de estimador de estado cada 5 minutos y calcula, basándose en las ofertas de los agentes, los precios LMP. El cálculo de los precios LMP se realiza utilizando un método de optimización que minimice los costes, dadas las condiciones del sistema (obtenidas del estimador de estado), las restricciones de red y las ofertas. Como en el mercado diario, el precio LMP es el coste marginal de suministrar un incremento de demanda en ese nudo.

Las liquidaciones de este mercado están basadas en las desviaciones horarias respecto al programa resultante del mercado diario y en los precios LMP medios horarios.

3.3.2.3. Gestión de la Congestión

Cuando existen congestiones en la red de transporte, PJM se ve obligado a despachar a generadores más caros (que no habrían resultado despachados en ausencia de congestiones) para no sobrepasar la capacidad de las líneas. Para este caso, el operador determina dos costos:

- Implícitamente: Cuando existen congestiones en la red de transporte, los consumos pagan a su precio LMP y los generadores cobran a su precio LMP. La diferencia entre todos los pagos y los cobros es un cargo implícito por la congestión, C1.
- Explícitamente: existen dos tipos de cargos por congestión que los agentes deben pagar de forma individual, dando lugar a una cantidad C2:
- Cargos punto por punto” basados en la diferencia de precio LMP entre nodo/s de generación y consumo.
- Cargos de red basados en las diferencias de precio LMP entre una zona de generación y una zona de consumo. Deben pagarlos los agentes que ejecutan un contrato bilateral físico.

La suma $C1 + C2$ es el cargo por congestiones de todo el área de control de PJM (PJM control Area Congestion Charge).

3.3.3. Mercado de Derechos de Capacidad de Transporte

Los derechos de transporte (Fixed Transmission Rights, FTRs) son un mecanismo financiero que consiste en contratos que conceden a su propietario los derechos de cobro (u obligaciones de pago¹) basados en la diferencia de precios LMP entre determinados nodos de la red de transporte.

Existe una subasta mensual en la que los FTRs pueden ser negociados, aunque también se pueden negociar mediante contratos bilaterales. PJM utiliza un modelo de programación lineal que evalúa las ofertas de compra y venta y determina el

precio de los FTRs maximizando su valor sujeto a las restricciones impuestas por la capacidad de las líneas. Cada día, los propietarios de FTRs reciben los ingresos derivados de las diferencias de precio LMP del mercado diario entre los nudos correspondientes.

3.3.4. Mercado para atención de demanda regulada

A cada generador (Load Serving Entity, LSE), se le asigna una cuota de regulación secundaria (proporcional a su cuota de generación). Cada LSE puede cumplir con sus obligaciones de regulación secundaria de varias formas:

- Realizando la regulación con sus propios generadores.
- Comprando el servicio a través de contratos bilaterales.
- Negociando a través del Mercado de Regulación de PJM (PJM Regulation Market), el que tiene lugar el día antes.

En el mercado regulado, los generadores envían ofertas horarias (en \$/MWh) y PJM selecciona aquellas que minimizan el costo del servicio. En tiempo real, los generadores son remunerados al precio marginal del sistema. Los agentes que compran este servicio deben pagarlo a dicho precio marginal del sistema.

3.3.5. Ofertas de precios

Los participantes envían sus ofertas de compra y venta de energía al mercado diario. Con esas ofertas, el Operador Mercado realiza la programación horaria o Unit Commitment, a través de la utilización de modelos de optimización para definir la programación en un horizonte diario. El despacho se realiza teniendo en cuenta las restricciones del sistema, la programación de los contratos bilaterales y las ofertas enviadas por los agentes.

PJM también determina el precio marginal del sistema en cada nudo (Locational Marginal Price, LMP) para cada hora del día siguiente. El cálculo de los precios

LMP se realiza utilizando un método de optimización que minimiza los costos, dadas las ofertas de los generadores y las condiciones esperadas para el día siguiente (estados operacionales de líneas, restricciones de capacidad, mantenimientos, etc.) del sistema y las restricciones de red.

El LMP en el nudo al que está conectado un generador, es el precio al que es pagada la energía que suministra. El precio LMP en el nudo al que está conectada una carga, es el precio al que ésta debe pagar la energía que consume. Las diferencias de precio entre los nudos de generación y consumo, que ponen de manifiesto la existencia de congestiones, se utilizan para determinar la remuneración del transporte entre los nudos.

PJM publica los precios nodales de la red de transporte, LMPs agrupados por regiones en los llamados “hubs”, los que representan una región específica dentro del área de control de PJM, con un precio que es la media ponderada de los precios nodales de los nudos que forman el “hub”. El precio del “hub” es, por lo tanto, mucho menos volátil que el precio individual de todos los nodos que lo componen, por lo que suele utilizarse como el precio de referencia para los contratos. Existen tres “hubs”: Western Hub (111 nudos), Eastern Hub (237 nudos) y West Int Hub (3 nudos).

En cuanto a la información, PJM posee procedimientos que establecen los estándares para la entrega de información transparente del mercado mayorista y minorista.

3.3.6. Monitoreo del Desarrollo del Mercado (MMU)

En PJM la Unidad de Monitoreo del Mercado MMU, la que considera un jefe y un equipo conformado por 11 personas. Realizan las tareas de verificación del comportamiento en conformidad con los lineamientos de operación de PJM, identificación de casos de ejercicio de poder de mercado y de comportamiento inusual, realizan investigaciones, siguen y evalúan el comportamiento del mercado y buscan soluciones para mejorar diseño del mercado. Se encuentran organizados

como un grupo único, donde los integrantes son asignados a un tema específico del mercado.

El MMU no tiene autoridad para sancionar o establecer medidas de mitigación, (excepto para poner precios techo a las unidades en operación), pero divulgan sus resultados a las entidades apropiadas (por ejemplo, Directorio de PJM y a los reguladores). PJM no utiliza a un consultor específico externo. Emplean a consultores para aconsejarlos en distintas materias del mercado para situaciones específicas. (Ver Figura 3-4).

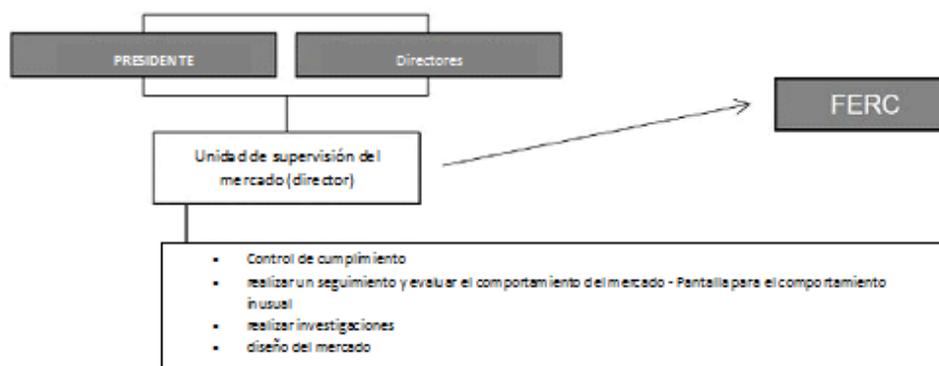


Figura 3-4. Organigrama Unidad de Monitoreo del Mercado de PJM

3.4. Brasil

3.4.1. Descripción del diseño y composición del mercado

3.4.1.1. 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.

3.4.1.2. 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 3-5)

- 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 contractable).
- 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.

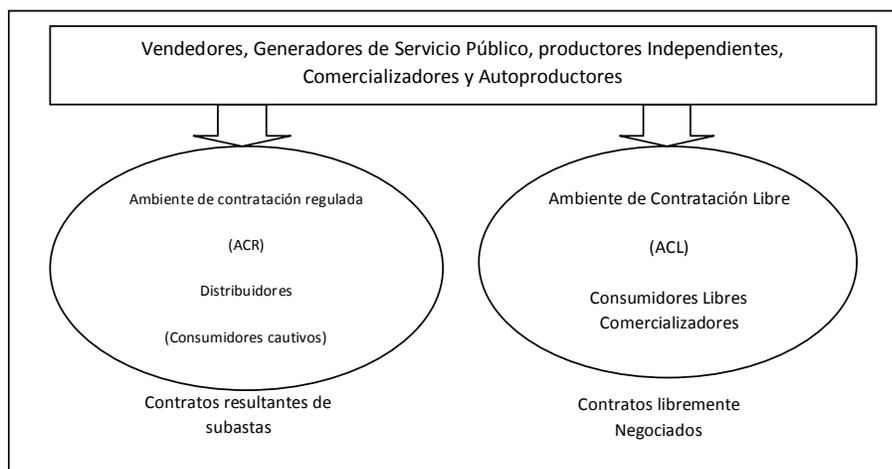


Figura 3-5. Contratación en dos ambientes

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, autogeneradores, agentes de comercialización, importadores de energía y consumidores libres⁸. Esencialmente este corresponde a las bases del modelo institucional que reinaba antes de la promulgación de la ley del año 2004.

3.4.2. Descripción general del mecanismo de licitación

3.4.2.1. 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

⁸ 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.

contratada es menor que la consumida, el usuario paga una multa relacionada con el costo de la construcción de la nueva generación. Los usuarios regulados también pueden estar sobrecontratados con un excedente de hasta el 3 %⁹. 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 contratación¹⁰.

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

⁹ 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.

¹⁰ 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 enfrentarían por el uso y conexión a los sistemas de transmisión.

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 3-6. Los plazos de contratación y fecha de inicio de los contratos licitados se relacionan como se indica a continuación:

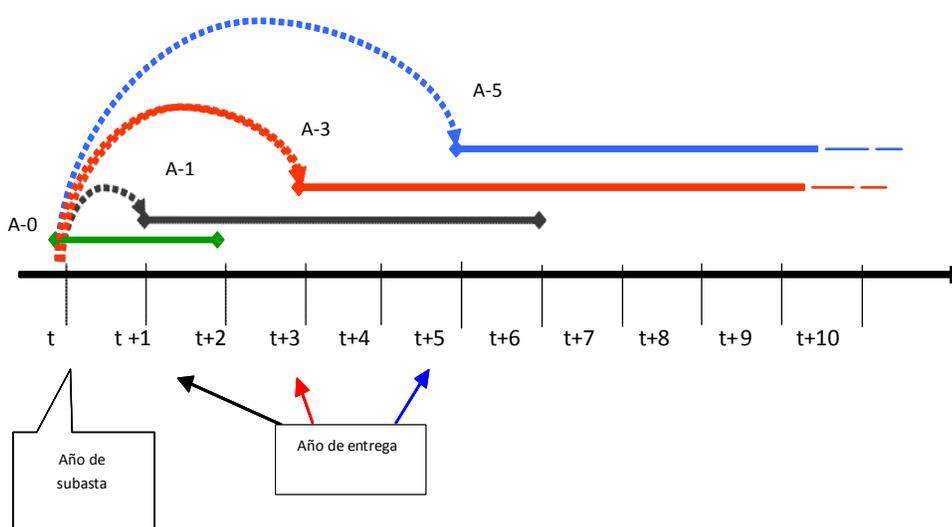


Figura 3-6. Horizontes de adjudicación de licitaciones en Brasil

- 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 fórmulas 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 homogéneo¹¹ 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 3-7. 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).

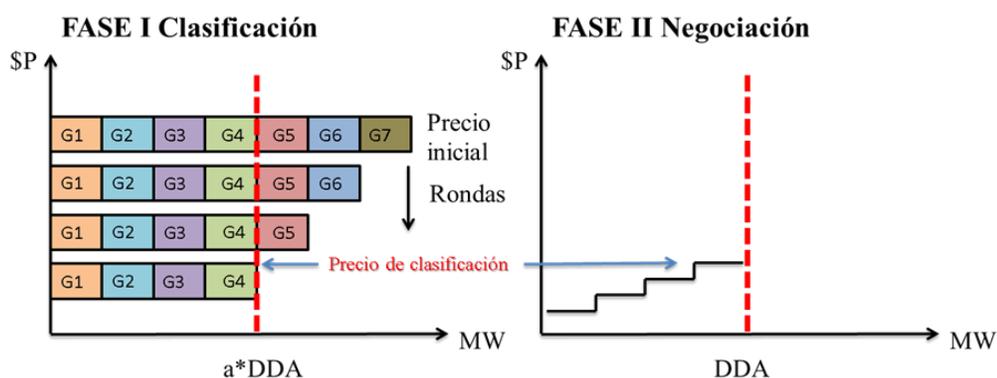


Figura 3-7. Fases del proceso de licitación en Brasil

¹¹ Entendiendo que existen bloques/contratos estandarizados a distintos plazos que se licitan secuencialmente.

3.4.2.2. 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.

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 anualmente (Barroso et al, 2006). La cantidad de energía licitada en el modelo brasilero nunca se revela sino que hasta después de la licitación.

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 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 fórmulas 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 fórmulas de indexación permite al licitante escoger las ofertas que realmente minimizan el costo total en el horizonte de contratación.

Firmeza de las ofertas

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.

3.5. Perú

3.5.1. 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. Por su parte, ente las principales características de este mercado se encuentran:

- 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 ley¹² 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.

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 3-1 se presenta un resumen sobre los 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

¹² Ley No. 28832 del 2006. "LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA".

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.

Tabla 3-1. 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

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 IGV¹³.
- 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

¹³ IGV: Impuesto General a las Ventas (18%)

equivalente del 1% del presupuesto del estudio hasta un tope de 25 UIT¹⁴, 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 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 3-8, 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:

3.5.1.1. 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.

¹⁴ UIT: Unidad Impositiva Tributaria, es un valor de referencia que puede ser utilizado en las normas tributarias para determinar las bases imponibles.

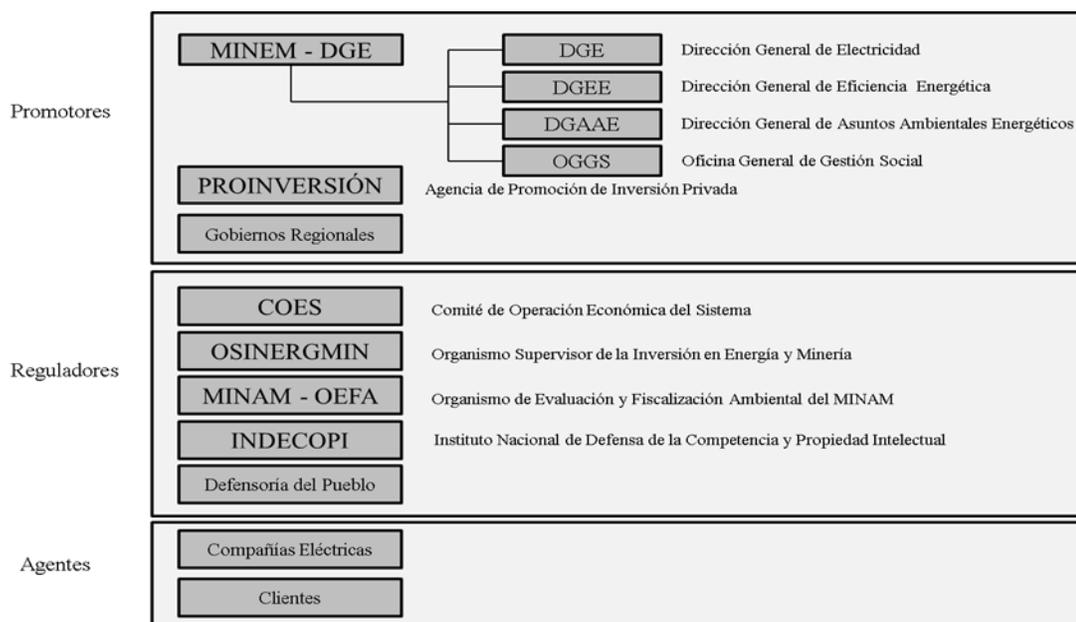


Figura 3-8. Agentes del mercado energético en Perú

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.

3.5.1.2. 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.

3.5.1.3. 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.

Clientes

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.

3.5.1.4. 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.

3.5.2. 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.

La Figura 3-9 muestra las etapas y modificaciones del esquema de licitaciones.

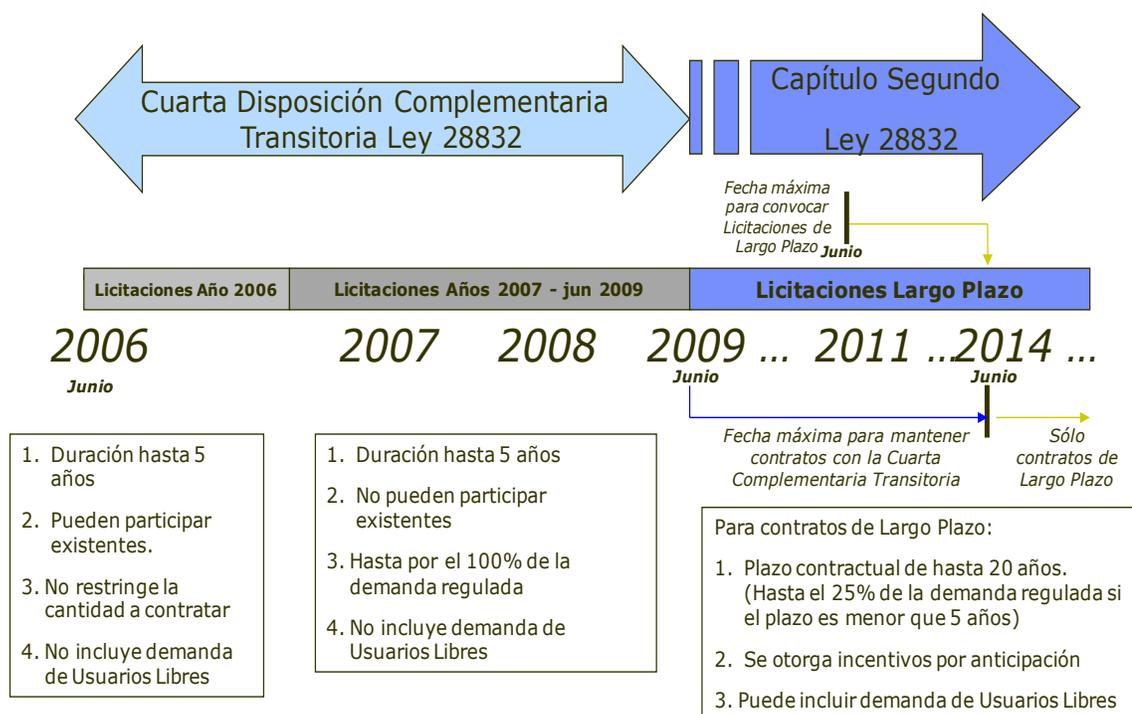


Figura 3-9. Fases y modificaciones de los esquemas de licitaciones

3.5.3. 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. 28832 15. 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.

¹⁵ Ley No. 28832 del 2006. "LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA".

3.6. España

En España, las transformaciones quedan reflejadas en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, del 27 noviembre de 1997, por la que se transpone la mencionada Directiva 96/92/CE. En la exposición de motivos de la ley se explicita el cambio de modelo: *"No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Así, se abandona la noción de servicio público, sustituyéndola por la expresa garantía del suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional."* Y también: *"La gestión económica del sistema, por su parte, abandona las posibilidades de una optimización teórica para basarse en las decisiones de los agentes económicos en el marco de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica."*

En la UE como en España, se ha ido avanzando en el fomento de una mayor competencia en el ámbito de la comercialización, con el objetivo de que, a largo plazo, todos los clientes contraten con comercializadores libres, así como en la sofisticación de los instrumentos de mercado, con la finalidad de facilitar las transacciones y de que éstas proporcionen señales de precio para nuevas inversiones, todo ello para poner en marcha el mercado interior de la electricidad (y de la energía) dentro de la UE.

3.6.1. Mercado eléctrico

La energía eléctrica en España se negocia según la estructura definida en el Artículo 11 de la Ley 54/1997: *"mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados"*. La Figura 3-10 ilustra la estructura del mercado eléctrico español.

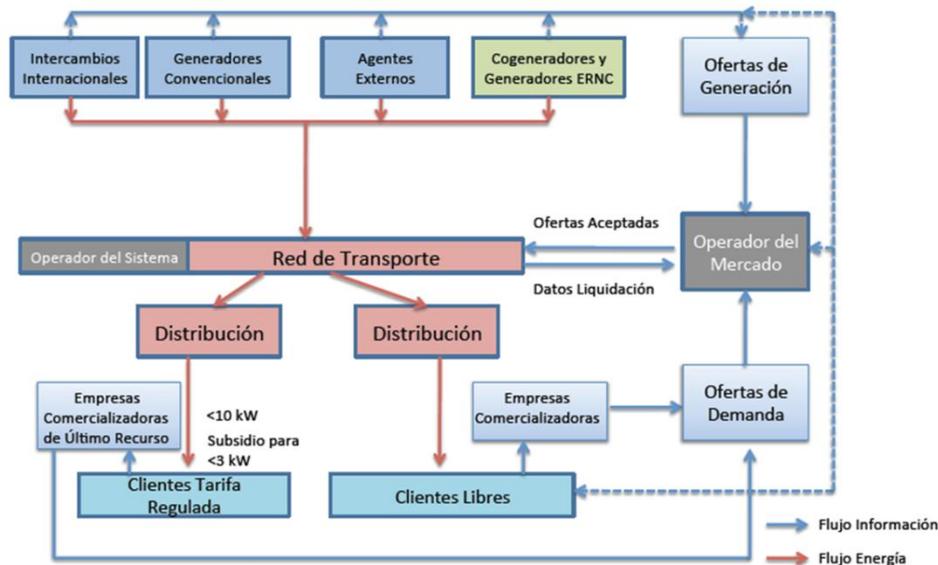


Figura 3-10. Estructura Mercado Eléctrico de España

De forma similar, a los comercializadores de electricidad se les plantea una disyuntiva parecida y en vez de arriesgar todas sus compras a lo que resulte en el Mercado Diario, pueden tener interés en llegar a acuerdos de compra a plazo a un precio determinado.

El hecho de que los generadores y los comercializadores tengan estrategias complementarias de aseguramiento es lo que posibilita la viabilidad del mercado a plazo de electricidad y de que puedan cerrarse contratos entre ellos.

En la práctica, existen varias modalidades de contratación a plazo. A continuación se describen las más utilizadas.

3.6.2. Contratación bilateral física

En esta modalidad, la más simple de todas, un generador y un comercializador acuerdan intercambiarse una determinada cantidad de energía eléctrica en una fecha determinada, durante un plazo determinado y a un precio determinado. Por

ejemplo 100 MWh, durante las 24 horas de todos los días del primer trimestre de 2013 a un precio de 45 €/MWh.

El término bilateral hace referencia a que sólo el generador y el comercializador intervienen en el acuerdo. El término físico hace referencia a que el generador especifica la central en concreto que producirá la energía y el comercializador los puntos de entrega de la misma. Llegado el momento de ejecución del contrato, las partes informan de los detalles de su acuerdo (a excepción del precio, que no están obligados a desvelarlo a terceros) al Operador del Sistema (OS) a efectos exclusivos de seguridad del sistema, sin que afecte a la formación de precios del Mercado Diario.

La experiencia indica que el contrato bilateral físico resulta ser excesivamente rígido. Por un lado, el carácter bilateral deja a ambos contratantes sometidos al riesgo de incumplimiento, parcial o total, del acuerdo por parte del otro. Por otro lado, el carácter físico del acuerdo limita la flexibilidad de generadores y comercializadores en la localización de sus puntos de entrega y demanda, los cuales podrían variar en el periodo comprendido entre la firma del contrato y su ejecución.

La modalidad de acuerdo bilateral físico impide la participación de otros agentes que no sean generadores y comercializadores, por ejemplo agentes financieros que podrían ayudar a facilitar acuerdos, aportando flexibilidad y aseguramiento ante riesgos a las contrapartes.

En España, los contratos bilaterales físicos se han limitado, en la práctica, a acuerdos intragrupo (entre productores y comercializadores del mismo grupo empresarial¹¹). En el año 2011, el volumen de energía negociado en esta modalidad fue de 70 TWh (un 30% del total de la energía demandada).

3.6.3. Contratación por diferencias

Esta modalidad es la más extendida en los mercados a plazo de cualquier producto. En ella las partes se aseguran el precio de apertura del contrato a plazo, al acordar

intercambiarse la diferencia de precios entre el precio pactado en ese contrato y el precio de cierre en el mercado de referencia.

En un contrato por diferencias no se hace referencia a ninguna central de producción ni a ningún punto de demanda, se trata de un puro acuerdo financiero, similar a un seguro. Las partes pueden ser un generador y un comercializador, ya que, según se ha visto, ambos tienen estrategias complementarias de aseguramiento de precios. Sin embargo, pueden cerrarse contratos entre un generador y una contraparte ajena al mundo eléctrico (que acepta asumir el riesgo de mercado), de la misma forma que pueden cerrarse acuerdos entre un comercializador y una contraparte puramente financiera.

La contraparte financiera del acuerdo puede tener intereses diversos en el mismo. Por un lado, puede servirle de cobertura de otros riesgos asumidos y que sean complementarios al eléctrico, por ejemplo con materias primas, bienes o servicios, etc. Por otro lado, obviamente, puede tener un mero interés especulativo, lo que le llevaría a abrir un contrato con un generador si tuviese una perspectiva de precios al alza en el Mercado Diario, beneficiándose de (PMD - PMP); o con un comercializador si esperase precios a la baja en el Mercado Diario, beneficiándose en este caso de (PMP - PMD).

En resumen, el contrato por diferencias es similar al contrato bilateral físico en términos de aseguramiento de precio, aunque resulta de una mayor flexibilidad por su carácter financiero, razón por la cual se utiliza mucho más.

Como se verá seguidamente, las formas que ha ido tomando en España la contratación eléctrica a plazo es mediante el sistema de acuerdos fuera del mercado y, más recientemente, en mercados organizados.

3.6.4. Acuerdos a plazo fuera del mercado

Estos acuerdos se denominan OTC ("Over The Counter") y su característica básica es que no están sometidos a ningún mercado organizado, siendo un puro acuerdo

financiero entre las partes y sin ninguna cobertura en el caso de incumplimiento de la otra parte¹².

En España, los contratos OTC de electricidad se pusieron en marcha muy poco después del comienzo del Mercado Diario en 1998 y han tenido un desarrollo importante con los años. En 2011, la energía contratada de esta forma fue de 284 TWh, concentrándose el mayor volumen de negociación (63%) en productos con horizontes de vencimiento inferior o igual a un año.

3.6.5. Mercados a plazo organizados

La característica distintiva de los mercados organizados es la existencia de una "cámara de compensación" encargada de garantizar el cumplimiento del contrato, para lo cual los agentes deben aportar las garantías exigidas. Los mercados organizados están completamente regulados.

En España, el Mercado a Plazo está gestionado por OMIP (Operador del Mercado Ibérico. Polo Portugal), como consecuencia de los acuerdos entre España y Portugal al constituirse el Mercado Ibérico de Electricidad¹³. En OMIP se negocian, desde 2006, contratos de electricidad española y portuguesa. El OMIPClear actúa de cámara de compensación. El proceso de negociación es anónimo.

El OMIP, a diferencia del sistema OTC, tiene estandarizados los valores nominales de energía de los contratos en función de los periodos de entrega, pudiéndose distinguirse energía base (24 horas al día) y energía de punta (12 horas, de 8 a 20, de lunes a viernes). Así, el nominal de un contrato de energía base para el mes de marzo es de 743 MWh, resultado de 1 MWh por 30 días con 24 horas y de 1 día con 23 horas (por el cambio horario).

En España, la contratación a plazo organizada ha ido evolucionando con el tiempo, siempre sensiblemente inferior a la contratación por el sistema OTC. En la Figura 2 puede verse la cantidad de energía contratada en ambos mercados durante los últimos años, en paralelo con la energía demandada.

En otros países, el grado de desarrollo de la contratación a plazo, tanto OTC como en mercados organizados, ha sido considerablemente mayor que en España, siendo normal que suponga entre 5 y 10 veces la demanda en países como Alemania, Holanda y Países Nórdicos, mientras que en España fue de 1,2 veces en 2011.

3.6.6.Subastas CESUR

En España, un caso especial de mercado organizado a plazo es el de las subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso).

Se trata de una subasta organizada por el Operador del Mercado Ibérico - Polo Español (OMIE), en la que los agentes compradores son los Comercializadores de Último Recurso (CUR) y los agentes vendedores pueden ser, bien generadores o bien cualquier tipo de agentes financieros. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) fija el volumen de energía a subastar en función de las necesidades de los CUR.

La subasta se organiza de forma descendente. OMIE fija un precio y los agentes ofrecen energía de venta. Se compara la energía demandada por los CUR con la oferta de los agentes: si la oferta es mayor que la demanda, se pasa a una siguiente ronda con un precio inferior fijado por OMIE, así hasta que la oferta iguale a la demanda, siendo el precio resultante de la subasta el correspondiente a esta última ronda.

La subasta se realiza 4 veces al año, unos días antes del comienzo de cada trimestre y hay dos tipos de productos, ambos con periodo de entrega durante el siguiente trimestre. Por un lado, energía base, durante las 24 horas de todos los días y por otro, energía punta, desde las 8:00 a las 20:00 de lunes a viernes de la semana.

El resultado de la subasta es un contrato de tipo financiero, que se liquida por diferencias con el precio del Mercado Diario. Para el CUR, la subasta le permite asegurarse el precio de la energía que necesita para suministrar a sus clientes de

último recurso, de forma que cuando acuda al Mercado Diario con esa demanda será indiferente al precio de este mercado.

El resultado de la subasta CESUR lo utiliza el MINETUR para calcular trimestralmente la parte correspondiente a la adquisición de energía de la Tarifa de Último Recurso (TUR), como ya se vio en el Artículo I de esta serie. Con este mecanismo, la TUR proporciona al CUR exactamente el precio que éste pagó en la subasta CESUR, con lo que queda eliminado el riesgo de precio en su actividad comercializadora.

3.7. Illinois

3.7.1. 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 del 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.

3.7.2. 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 3-11; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). 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 3-11. 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 3-12; Error! No se encuentra el origen de la referencia..

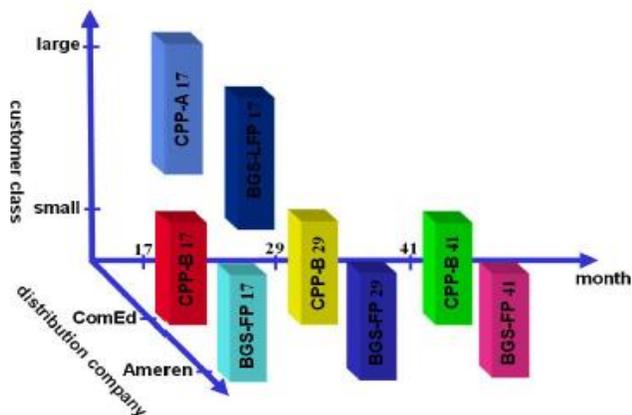


Figura 3-12. Conjunto de productos en la licitación de suministro de Illinois

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 3-13 muestra la evolución de los segmentos para 1 a 4 unidades.

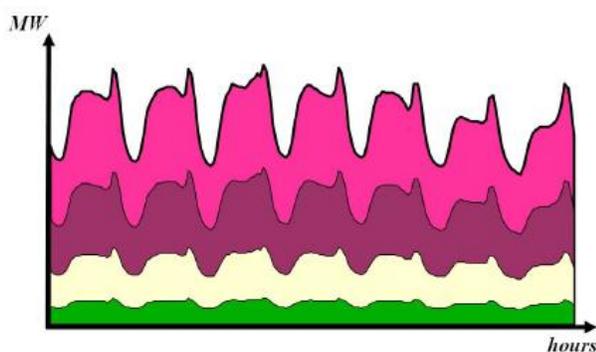


Figura 3-13. Producto de 1 y 4 unidades con segmentos de 10%

Esta licitación tiene un complejo conjunto de reglas con el propósito de incentivar 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 por su parte 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.

3.7.3. Descripción de aspectos destacados del mecanismo

3.7.3.1. 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.

3.7.3.2. 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.

No obstante, Luego del 2008, se reestructuró mediante subastas de reloj descendente anuales cuya función de pago es suministrada por los compradores y ejecución centralizada por la Agencia de Energía (No regulador). Las cantidades y las funciones de pagos son reportadas por los distribuidores a la AE quien a su vez convoca dos veces por año la subasta agregando la función de demanda reportada. Este mecanismo corrigió el gran problema de riesgo de volumen y diversidad de tipos de productos pues 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 demandado. Adicionalmente la estandarización del producto y la convocatoria conjunta de la demanda participando activamente en la subasta creo un cambio importante en la estrategia de los generadores, llevando a precios de cierre más bajos y mayor cobertura.

4. MECANISMO DE CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO EN COLOMBIA

En 1994 se institucionalizó la Ley 142, denominada “Ley de Servicios Públicos Domiciliarios”, y a partir de la reforma constitucional de 1991, se introdujo el modelo de mercados en competencia para la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, sometidos a la regulación, control y vigilancia por parte del Estado. Para el servicio de energía eléctrica en particular, con la Ley 143 de ese mismo año se estableció el esquema aplicable a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como los elementos y principios rectores del Mercado de Energía Mayorista - MEM. Este mercado entró en funcionamiento el 20 de julio de 1995 bajo este enfoque.

4.1. Estructura Institucional

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 Planeación 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 planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (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).

4.2. Características Generales Del Mercado De Energía Mayorista (MEM)

4.2.1. Estructura del Mercado

El MEM está conformado por agentes generadores y comercializadores que operan en el SIN, los cuales realizan transacciones de compra y venta de electricidad tanto de corto como de largo plazo (Ver Figura 4-1). En este mercado se transa toda la energía que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios conectados al SIN, representados por los comercializadores, y que es ofertada por los generadores que conectan sus plantas o unidades de generación a dicho sistema.

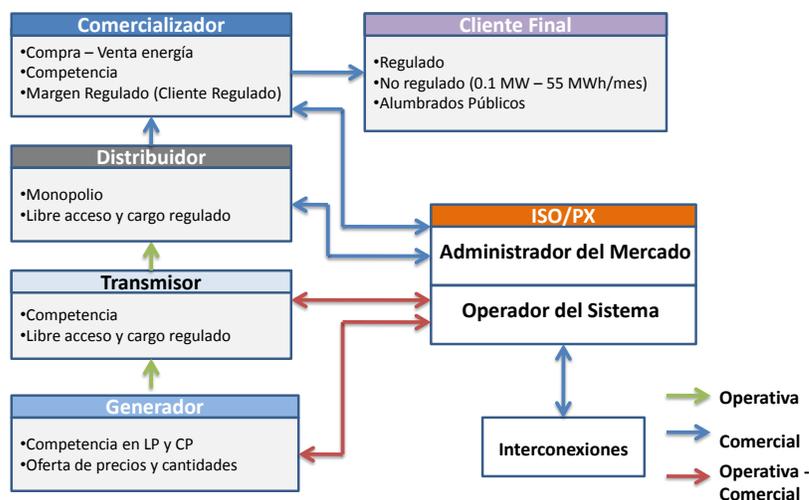


Figura 4-1. Estructura mercado eléctrico colombiano

4.2.2. Tipos de Transacciones

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 tres modalidades: i) Transacciones horarias en la bolsa de energía; ii) Contratos bilaterales financieros de energía; y iii) Subastas para la asignación de Obligaciones Energía Firme, del Cargo por Confiabilidad, que sustituyó al Cargo por Capacidad, las 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.

4.2.3. Contratos financieros bilaterales

El modelo de contratos bilaterales elegido en Colombia es el de contratos tipo OTC (Over The Counter), es decir diseñados por los participantes, lo cual está reglamentado mediante la resolución CREG 20/1996 los cuales son en su mayoría del tipo pague lo contratado (*take or pay*) y en menor proporción pague lo demandado (*take and pay*). Es de destacar que en Colombia a pesar de ser contratos bilaterales financieros no estandarizados, todos se comunican y registran al Operador del Mercado, XM.

A pesar de ser un mercado tipo *pool* con contratación bilateral y contar recientemente con un mercado de futuros organizado, el mercado colombiano tiene una alta contratación bilateral. Tal como se observa en la Figura 4-2a, el mercado se contrata por encima de las necesidades de la demanda regulada y no regulada. Al agregar este mercado con el mercado spot se presentan excedentes que se reflejan directamente en los precios, como se aprecia en la Figura 4-2b. No

obstante, el mercado de contratos puede eventualmente dar señales distorsionadas a la formación del precio de bolsa y no al contrario. Es ahí donde un mercado estandarizado de contratos y como canal único de ventas para atención de la demanda regulada cobra importancia y para la participación adicional del mercado no regulado le garantizaría un mayor acceso a la oferta redundando en menores precios de suministro vía contratos y cubriendo exposiciones a bolsa.

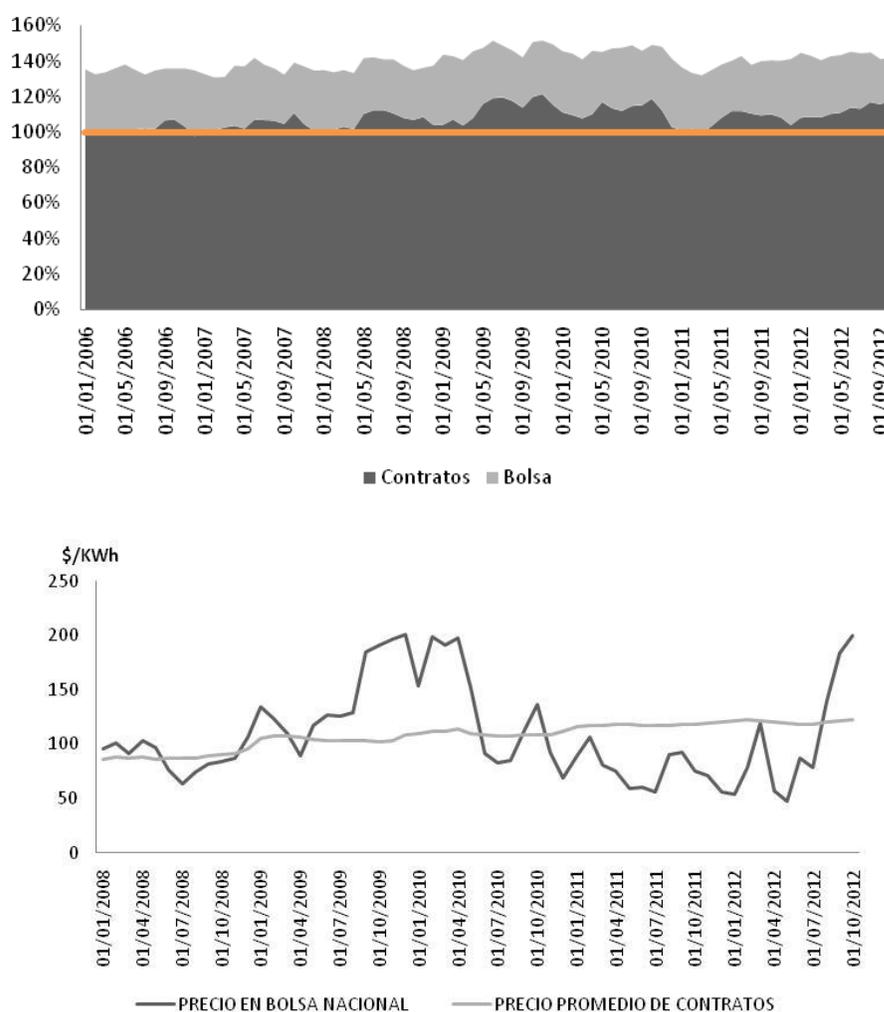


Figura 4-2. Evolución nivel y precio de contratos y bolsa.

De acuerdo con (Barrera, García 2010) se evidencia que la curva de carga se satisface muy cerca de la entrega, es decir el período de planeación tiende a ser corto. No obstante de acuerdo con las tablas presentadas en los Anexo A y Anexo B se observa como en las recientes convocatorias se da una tendencia a realizar licitaciones para compra hasta del 50 % de la demanda de cada distribuidor con 3 y hasta 4 años de anticipación. Este tipo de cambio obedece principalmente a dos situaciones: el aumento de la incertidumbre por señales del efecto “El Niño” y la incertidumbre causada por la propuesta de cambio regulatorio del mecanismo de contratación.

Otro aspecto importante corresponde a la simultaneidad de las licitaciones convocadas por parte de los compradores. Esto debido a que regulatoriamente el valor promedio del mercado de contratos Mc es el precio máximo al cual pueden transferir al usuario final las compras adquiridas para el mercado regulado mediante dichas licitaciones. Dado lo anterior, los compradores tratan de licitar cuando los grandes compradores inician sus procesos de adjudicación y de esta forma la señal del Mc se convierte en un precio techo o precio de reserva revelado para las adjudicaciones conllevando a ineficiencias del mercado.

Esta señal junto con la expectativa en bolsa se convierten en herramientas básicas para las decisiones estratégicas de las ofertas de los generadores, al igual que las señales de cantidad de oferta y demanda disponible para el mercado. Lo anterior muestra que la información disponible para el mercado de contratos tiene un importancia preponderante para la estimación de los precios de largo plazo, toda vez que el mecanismo de sobre cerrado y apertura simultanea pública y donde cada comprador define la cantidad y momento de compra, permite un continuo aprendizaje de las estrategias de la oferta, pues desde el lado de la compra, dado que se permite transferir todos los costos que estén por debajo del Mc , no existe un real incentivo para realizar compras eficientes.

En los anexos A y B, se resumen las cantidades y precio de colocación mediante licitaciones desarrolladas por los principales distribuidores/comercializadores. Se

puede observar como los vendedores tienen más gradualidad en sus ventas, de tal manera que con 3 años de anticipación tratan de ubicar el 50 % de su generación real esperada.¹⁶

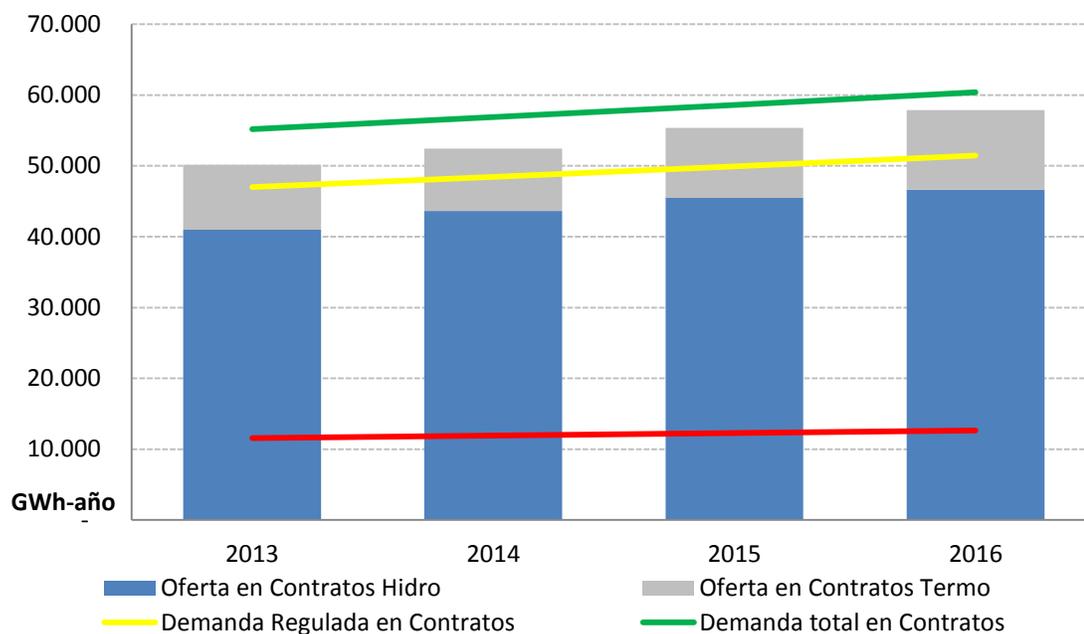


Figura 4-3. Proyección demanda y oferta por tecnología disponible para contratos

Considerando la generación esperada tanto de plantas hidráulicas como térmicas, realizando una proyección de la demanda regulada y no regulada a partir de los porcentajes estimados de crecimiento de la UPME y teniendo en cuenta los niveles de contratación históricos de cada empresa, se puede estimar la cantidad de energía en contratos que puede ser suplida por generadores hidráulicos y de esta forma vislumbrar si ante el crecimiento de la demanda, la energía en contratos sería eventualmente suplida por generación térmica y estimar si hay suficiente oferta de tal manera que se puedan hacer estimaciones del precio de contratos

¹⁶ La generación real esperada se obtiene a partir de la generación resultante del modelo estocástico de simulación energética afectada por un porcentaje de indisponibilidad esperado de la red eléctrica llamado índice de red. Este índice obedece a las estimaciones de evolución de las restricciones eléctricas e indisponibilidad de las líneas bien sea por causas forzadas o por fuerza mayor.

futuros. (Ver Figura 4-3). Lo cual da cuenta del nivel de aprendizaje tanto de compradores como de vendedores, producto del nivel de información derivado del diseño actual del mecanismo de licitación, teniendo presente además que es un mercado que en los próximos años continúa siendo un mercado de oferta. Es allí donde se identifica claramente la necesidad de diseñar un mecanismo que sea más transparente y eficiente para el mercado para lograr precios que no afecten la tarifa usuario final y viabilicen la gestión y sostenibilidad del mercado tanto del lado de los generadores como de los compradores.

5. MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN MECANISMOS DE SUBASTA Y ESTRATEGIAS ÓPTIMAS DE CONTRATACIÓN

5.1. Método y herramienta de simulación y optimización

El procedimiento para la determinación de los precios de despeje bajo un mecanismo de subasta y la estimación de la eficiencia, se realiza de acuerdo con el flujo de proceso general de la Figura 5-2 y detallado en la Figura 5-2.

El procedimiento considera el desarrollo de un producto homogéneo cuyos mecanismos de compra son coordinados por una entidad centralizada que refleja la necesidad de compra de energía de comercializadores y distribuidores con destino tanto al mercado regulado como al no regulado.

El proceso tiene seis grandes bloques de simulación para posteriormente realizar estimaciones de eficiencia y competitividad:

- Simulación energética.
- Estimación de función de demanda.
- Estimación de parámetros y estrategia de oferta en generación.
- Optimización de estrategia (portafolio óptimo y mínimo costo de oportunidad)
- Simulación de subasta descendente.
- Estimación de indicadores de eficiencia y competencia

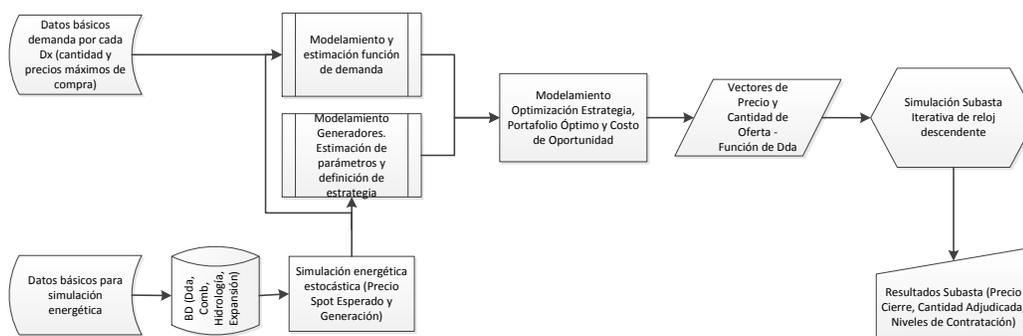


Figura 5-1. Diagrama de flujo general del proceso de simulación y optimización

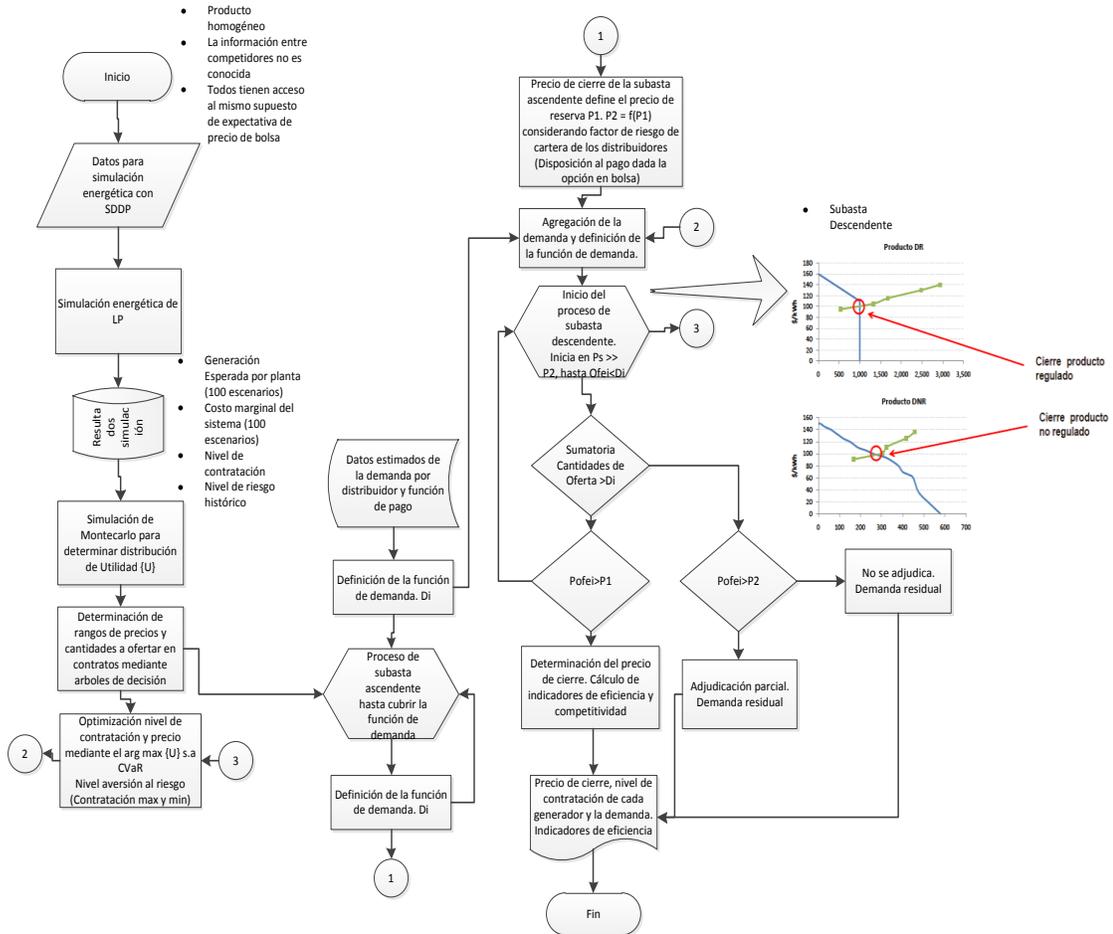


Figura 5-2. Procedimiento simulación optimización estratégica de subasta

El esquema general obedece a la necesidad de datos estimados de ciertos parámetros requeridos para la simulación de las expectativas de ingreso de los generadores y de costos de compra de energía de los distribuidores. Para ello es necesario realizar simulaciones energéticas tal como se describe en detalle en el siguiente numeral.

A partir de los parámetros simulados del mercado (precios spot) y cantidades de energía se simulan los mecanismos de venta de energía de largo plazo que reemplazarían el actual mecanismo de licitaciones de sobre cerrado realizado por cada uno de los comercializadores. Para ello se hace la propuesta de complementar

el mecanismo planteado actualmente por el regulador mediante un esquema de subastas descendente previa simulación de frontera eficiente para la función de demanda. Lo anterior con el objetivo de lograr eficiencia en el despeje del precio y buscando resolver el problema del precio techo o de reserva partir del cual no se adjudica.

Esta simulación realizada por el operador del mercado o coordinador de la subasta permitiría establecer un precio techo para la compra, el cual no sería revelado y determina uno de los puntos de la función de demanda (P1) y un segundo punto en función de P1 el cual determinaría la elasticidad de la demanda al tener la opción de comprar en el spot (P2). Posteriormente se simula la subasta descendente la cual debe estar por debajo de la función de demanda obtenida, dando cuenta de la eficiencia de este mecanismo y su mayor búsqueda de competencia al partir de un precio alto tal que sea atractivo para todos los generadores, creando exceso de oferta pero considerando la función del comprador quien también realiza un optimización. Las decisiones de los generadores se ajustan a partir de la simulación que se hace de cada precio de ronda, las decisiones están en función de la cantidad y el precio. La sumatoria de las cantidades ofrecidas conforma la oferta agregada la cual se compara contra la cantidad requerida por el comprador de tal manera que la diferencia constituye el exceso de oferta. La subasta termina cuando el exceso de oferta es cero y el precio de cierre es el mayor precio de los generadores habilitados con la oferta es decir, los oferentes cuyo precio de oferta es menor que el precio de reserva.

5.2. Simulación Energética

La simulación energética simula las condiciones de largo plazo de sistema con el fin de obtener los parámetros de entrada para la determinación de las expectativas de ingresos de los generadores y de compra por parte de los distribuidores/comercializadores. Los resultados de esta simulación ofrecen 100 escenarios posibles de generación por planta y 100 escenarios posibles de costo

marginal del sistema. Esta información se asume pública y suministrada por el operador del sistema.

Para la simulación energética se utilizó el modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Program) desarrollado por PSRI¹⁷, que está basado en programación dinámica dual estocástica, con optimización mediante programación lineal. Este modelo entrega una representación continua de la función de costo futuro (FCF) en cada etapa, para el problema multinodal y multiembalse, haciendo una representación lineal de las pérdidas en el sistema de transmisión. Su horizonte de planificación es variable y suele ser de 10 años, más dos años adicionales para eliminar el efecto terminal.

Para el tratamiento de la hidrología, el SDDP utiliza un modelo de generación estocástica de series sintéticas¹⁸ de tiempo a partir de la historia de los caudales de los ríos y aportes a los embalses. Se cuenta además con la opción de modelar incertidumbre reducida para acotar los posibles escenarios extremos, lo cual es útil al momento de requerir modelar el efecto “El Niño” en la hidrología.

A partir de las series hidrológicas estimadas, el SDDP sortea un conjunto de L secuencias de caudales iniciales de duración T (horizonte de estudio), H_t^l $T_{t=1}$, $l = 1 \dots L$, que normalmente son 100, usadas en la recursión *backward* del SDDP. Una secuencia inicial de caudales debe entenderse como una trayectoria completa de la variable hidrológica a lo largo de todo el horizonte de planificación de largo T . Estos L escenarios se obtienen mediante sorteo de la componente estocástica del modelo GESS, en cada etapa. Esquemáticamente esto se aprecia en la Figura 5-3, donde las líneas azules corresponden a los L escenarios iniciales. Alternativamente, el SDDP permite obtener los escenarios iniciales directamente como sorteos del registro histórico, asumiendo independencia estadística entre años.

¹⁷ PSRI. Power System Research Inc. Compañía de Brasil dedicada a la investigación de mercados eléctricos.

¹⁸ Una serie sintética corresponde a una secuencia de caudales ficticios, simulados por el modelo, para todo el horizonte de planificación.

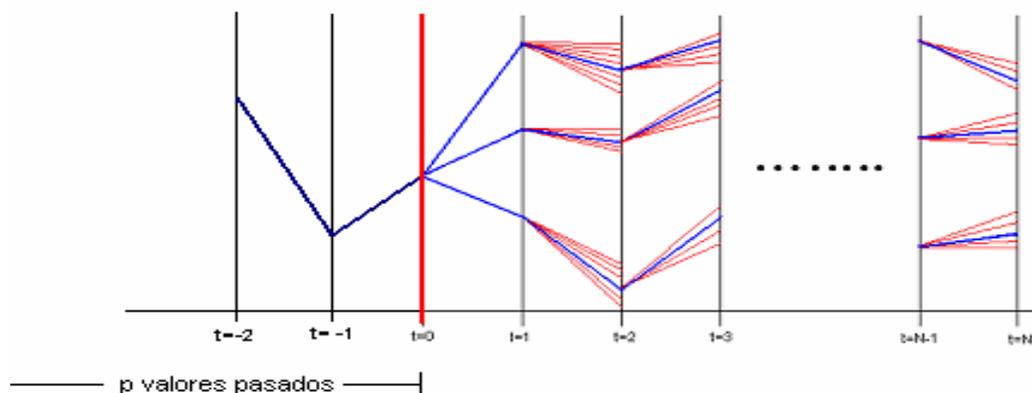


Figura 5-3. Esquema del proceso estocástico del SDDP

El SDDP requiere del ingreso de la toda la información asociada con el sistema energético a simular siendo las principales el modelamiento de los embalses y sus ríos afluentes, valores históricos de caudales de los ríos, parámetros de las centrales de generación hidráulicas con sus afluentes o embalses asociados, parámetros de las centrales térmicas, costos y disponibilidad de combustibles de las centrales térmicas, modelamiento de la red de gas con sus nodos de producción y gasoductos asociados, proyección de demanda eléctrica mensual por bloques de duración, proyección de demanda térmica y no térmica de los combustibles, exportaciones e importaciones de electricidad. Para el caso de este estudio se ingresan los costos asociados a las emisiones por tipo de combustible y sensibilidad para reducción de emisiones asociados a cada central térmica. En la Figura 5-4 se muestra el diagrama de proceso donde se relacionan las principales entradas del modelo y las salidas luego del proceso de optimización del despacho hidrotérmico luego de minimizar los costos de operación a partir de la valoración del agua almacenada en los embalses y los costos de combustibles.

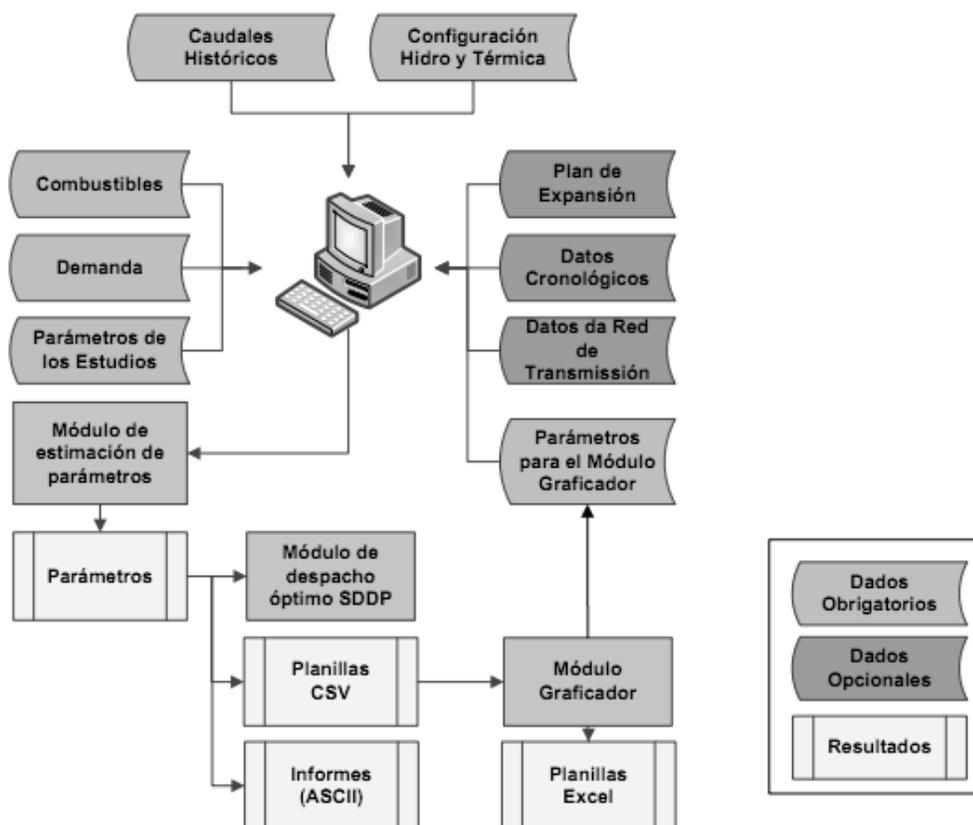


Figura 5-4. Diagrama de procesos SDDP

Los casos simulados mediante este modelo ofrecen como salida variables de salida principal la generación y el costo marginal mediante 100 series de escenarios posibles. La variable de costo marginal es necesario ajustarla para reflejar de forma más adecuada el comportamiento de precio de bolsa conformado por los agentes en el mercado diario y de esta forma hacer una mejor estimación del comportamiento en el largo plazo. Para ello se realiza un ajuste de regresión lineal AR(1) a los resultados ajustando con respecto al precio de bolsa histórico y de esta manera capturar de mejor manera el comportamiento de la media y volatilidad que expliquen en mejor medida la salida del SDDP. (Rendón, Trespalacios, 2011).

Las respectivas salidas de generación y precio permiten definir o estimar una función de distribución para cada agente generador y una distribución de precio spot como expectativa común a todos los agentes del mercado.

5.3. Modelamiento Matemático

El modelamiento matemático se elabora a partir de la maximización de la utilidad para cada generador considerando sus ventas en bolsa y ventas en contratos menos los costos, aplicando la teoría de portafolios sujeto a la medición de riesgo del valor en riesgo condicionado CVaR. Los precios de venta en contratos obedecen a una simulación equiprobable de un rango de precios obtenidos mediante simulaciones Montecarlo con una distribución triangular. Por su parte los precios spot se simulan a partir de los resultados del modelamiento energético obteniéndose una media y desviación estándar para diferentes escenarios de precios de bolsa de tal manera que se puedan simular diferentes condiciones del mercado, para ellos se simulan mediante una distribución normal (Ver Figura 5-5).

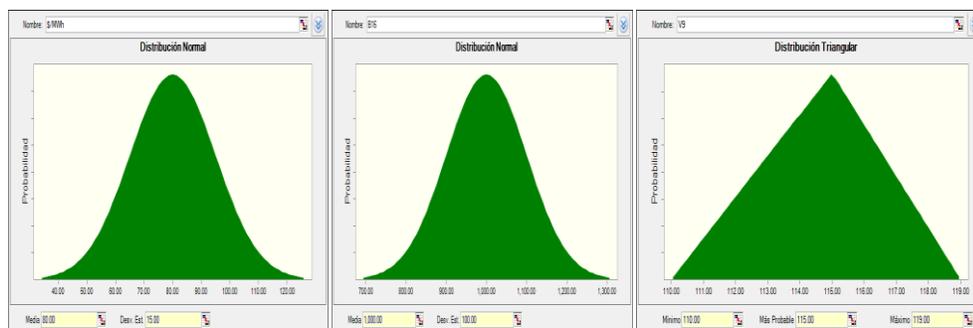


Figura 5-5. Funciones de distribución variables de entrada

De igual forma se simula mediante una distribución lognormal la generación esperada a partir de la media y desviación estándar de los 100 escenarios que se obtienen de la simulación energética.

5.3.1. Modelo Generador

El modelamiento de los agentes generadores se realiza considerando la estrategia óptima de cada generador a partir de la generación estimada, la cual permite respaldar los contratos de energía, lo cuales son un mecanismo de cobertura frente a la volatilidad del spot. La diferencia en cuanto al mecanismo convencional de contratos forward, es la estructuración de subastas tipo reloj descendente y no licitaciones de sobre cerrado. Este hecho cambia de manera radical la estrategia de los generadores al no tener éstos la posibilidad de seleccionar las licitaciones y de esta forma determinar con que distribuidor / comercializador perfeccionan los contratos. Lo anterior a raíz de que el mecanismo propuesto corresponde a una compra centralizada administrada por un agente imparcial del mercado. De igual forma el aprendizaje por parte de los generadores se limita dado que no es tan evidente la estrategia de los competidores.

El modelo maximiza la utilidad de cada generador de forma independiente asociando escenarios probabilísticos mediante simulaciones de Montecarlo donde la función objetivo de cada generador brinde como resultado las variables de decisión, la cantidad y el precio que cada uno está dispuesto a ofrecer de acuerdo con la ecuación 5.1, considerando además su percepción de riesgo la cual se agrega como restricción, la cual puede ser el VaR o el CVaR, de acuerdo con la ecuación 5.3:

$$Ug_i = \underset{\substack{Q_{i,S} \in Q_{inf}, Q_{sup} \\ P_{c_{i,S}} \in P_{c_{inf}}, P_{c_{sup}}}}{\operatorname{argmax}} \frac{1}{n} \sum_{s \in \Omega} \pi e_{i,S} \quad (5.1)$$

s. a

$$0 \leq Q_{i,S} \leq Q_{imax} \quad (5.2)$$

$$\operatorname{VaR}_{5\%} \pi_{i,S} \geq \gamma \quad (5.3)$$

$$G_{imax} \geq G_{i,S} \geq 0 \quad (5.4)$$

Donde:

$$\pi e_{i,S} = (G_{i,S} - Q_{i,S})Pb_S + Q_{i,S} * Pc_{i,S} - C_i \quad (5.5)$$

$$Pb \sim N \mu_p, \sigma_p$$

$$G_i \sim \text{LogN} \mu_g, \sigma_g$$

$$n = \text{Dim } \Omega$$

Siendo C_g el conjunto de generadores, Ug_i la utilidad esperada del generador i , $G_{i,S}$ generación esperada del generador i en escenario s , Ω Conjunto de escenarios, $Q_{i,S}$ vector decisión de cantidades a ofrecer en subasta para el generador i , para cada escenario simulado s , $Pc_{i,S}$ vector decisión de precios a ofrecer en subasta para el generador i , para cada escenario simulado s , Q_{imax} valor máximo de cantidad máxima a ofrecer en contratos, G_{imax} valor máximo de generación esperada para el generador i , γ valor de referencia de pérdida máxima admisible para cada generador, $\pi e_{i,S}$ utilidad esperada del generador i , en el escenario s , $\pi u_{i,S}$ utilidad esperada uniforme recibida por el generador i , en el escenario s , C_i costos asociados a la generación o cantidad ofertada, Pb_s precio spot escenario s , distribución normal, $\text{VaR}_{5\%}$: Valor en riesgo al 5% con nivel de confianza del 95%, μ_p, σ_p : Media y desviación estándar de la función de probabilidad del precio spot.

Definiendo UT_r como la utilidad total agregada, para cada ronda r se calculan los vectores como argumento que maximizan la función de utilidad de cada generador cuya sumatoria promedio de los escenarios simulados es la utilidad conjunto denominada utilidad total UTe_r . (ecuación 5.6)

$$UTe_r = \sum_{0 \leq i \leq C_g} Ug_i \quad (5.6)$$

Se puede calcular la utilidad uniforme como el resultado del ingreso de cada generador i respecto al precio de cierre de cada ronda de cada subasta, cuyo valor

de despeje como equilibrio del mecanismo de mercado es el valor a reconocer para la cantidad adjudicada a cada generador (ecuación 5.7) y obteniendo la utilidad uniforme total de acuerdo con la ecuación 5.11.

$$Uu \ i = \underset{\substack{Q_{i,S} \in Q_{inf}, Q_{sup} \\ P_{C_{i,S}} \in P_{C_{inf}}, P_{C_{sup}}}}{\operatorname{argmax}} \frac{1}{n} \sum_{s \in \Omega} \pi u_{i,S} \quad (5.7)$$

s. a

$$0 \leq Q_{i,S} \leq Q_{imax} \quad (5.8)$$

$$\operatorname{VaR}_{5\%} \pi_{i,S} \geq \gamma \quad (5.9)$$

Donde igualmente la utilidad uniforme está dada por la ecuación 5.10 y 5.11 para la utilidad uniforme conjunta, así:

$$\pi u_{i,S} = (G_{i,S} - Q_{i,S}) P_{b_S} + Q_{i,S} * P_{S_S} - C_i \quad (5.10)$$

$$UU \ r = \sum_{0 \leq i \leq C_g} Uu \ i \quad (5.11)$$

De tal forma que el precio $P_{S_{i,S}}$ es el valor a reconocer por la cantidad ofrecida y adjudicada en la subasta para cada generador i .

Aplicando las ecuaciones 5.6 y 5.11, se obtiene la diferencia entre el valor esperado y el valor a reconocer por el precio de despeje del mercado, de acuerdo con (Meucci, 2005, Moreno 2007) como costo de oportunidad (ecuación 5.12).

$$CO \ r = UTe \ r - UU \ r \quad (5.12)$$

Por lo tanto, el despeje del mercado se obtendría a partir de la minimización del costo de oportunidad CO de acuerdo con la ecuación 5.13, así:

$$UCO = \min_{\substack{Q_{i,S} \in Q_{inf}, Q_{sup} \\ P_{c_{i,S}} \in P_{c_{inf}}, P_{c_{sup}}} CO(r) \quad (5.13)$$

s.a

 c_g

$$Q_{i,S} \leq Dr \quad (5.14)$$

 $i=1$

$$Q_{i,S}; P_{c_{i,S}} \leq Pre \quad (5.15)$$

$$Qp_{i,S}; Pre \leq P_{c_{i,S}} \leq Pmax \quad (5.16)$$

$$0; P_{c_{i,S}} \geq Pmax \quad (5.17)$$

Donde Dr en la ecuación 5.14, es la demanda requerida, $Pmax$ es el precio máximo al cual está dispuesto el comprador, Pre es el precio de reserva por debajo del cual el comprador asigna el 100 % de las ofertas recibidas representado como la cantidad total adjudicada $Q_{i,S}$. Si una oferta esta entre $Pmax$ y Pre se asigna la cantidad parcial $Qp_{i,S}$ correspondiente a la ecuación lineal que represente el segmento de curva de demanda elástica (ecuaciones 5.15 – 5.17). (Ver Figura 5-6).

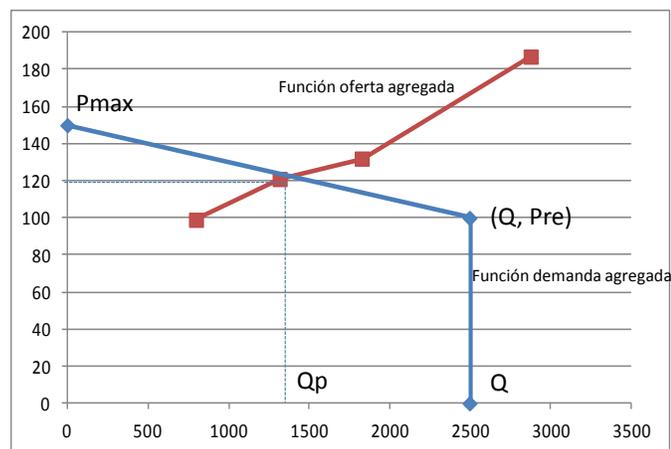


Figura 5-6. Representación gráfica de las funciones de suministro y demanda

5.3.2. Modelo Demanda

La obtención de la función de demanda adecuada para considerar en la subasta es uno de los principales objetivos de esta investigación. Según lo explicado en el numeral 1.4. , la propuesta de ajuste al mecanismo actual de contratación consiste en definir un precio de reserva el cual sería definido por el regulador y por debajo del cual se adjudicaría la totalidad de la cantidad ofrecida. Para ello se exploraron alternativas que fueran encaminadas a estimar puntos adecuados para la definición de la función de compra tal que al simular las estrategias óptimas de los generadores se encuentre un adecuado precio de equilibrio de mercado. Las alternativas analizadas se describen a continuación, definiéndose la simulación de frontera eficiente de precio y cantidad adjudicada como la más adecuada.

5.3.2.1. Derivación de la función de demanda de electricidad

La estimación de la función de demanda está directamente relacionada con la disposición a pagar por el servicio de electricidad donde cobran importancia una serie de factores que indiquen sobre el tipo de función, estos factores van desde el tipo de usuario (residencial, comercial, industrial), diversos factores macroeconómicos (ingreso, inflación), opciones disponibles como sustituto de la electricidad (gas, combustibles líquidos), nivel de atención y servicio de la empresa distribuidora, entre otros factores, con los cuales se determina la elasticidad de la demanda ante cambios en el precio. Esta consideración es de vital importancia para determinar dentro de una estimación de equilibrio de mercado hasta donde estaría dispuesto a pagar el usuario final por el bien que se le ofrece el cual está representado por el distribuidor/comercializador. El equilibrio se logra en la medida que se tengan herramientas y datos adecuados de la demanda para que al simular su comportamiento en conjunto con las expectativas de ingreso de los

generadores, quienes buscan maximizar sus utilidades considerando medidas de control de riesgo.

Existen diversos estudios relacionados con el modelamiento de la demanda. (Westley 1989) asume elasticidad de precio constante y describe una forma funcional logarítmica doble¹⁹. Este supuesto implica demanda infinita a precios bajos lo cual tampoco es real en los mercados eléctricos, pues en un mercado de oferta competitiva en generación nunca se presenta atención de demanda a precio cero. Adicionalmente la demanda tiene un valor finito considerado como demanda máxima, no sólo por efecto económico sino también por aspectos técnicos propios de la cadena productiva eléctrica.

El uso de la función logarítmica aplicada al precio fue analizada por (Haas, Schipper 1998) y (Beenstock, Goldin y Nabot 1999). Empíricamente se ha considerado la demanda eléctrica como directamente asociada al tipo y frecuencia de consumo del sector residencial el cual es más complejo de estimar debido a las mediciones las cuales no se realizan de manera horaria y en tiempo real como ocurre en el sector industrial. La incursión de las redes inteligentes en los últimos años está permitiendo cerrar esa brecha. No obstante lograr una medición tan directa del consumo es aún complejo y costoso en especial en países no desarrollados donde el consumo residencial tiene un alto porcentaje de la demanda total del sistema.

En la práctica, los modelos de demanda de electricidad son utilizados como metodología para determinar la disposición al pago del consumidor, debido a que generalmente no se tiene la suficiente cantidad de datos con el nivel de detalle requerido, excepto si se dispone de un sistema estructurado de redes inteligentes o encuestas a muestras representativas de usuarios, tal como se presentará en sección posterior. La aproximación más común para calcular el beneficio del consumidor es el basado en una función lineal; $BC = \frac{1}{2} (p_A - p_B) (q_B - q_A)$. Esta expresión

¹⁹ Deaton y Muellbauer (1980) muestran que la función logarítmica doble no es consistente con la teoría del consumidor dado que viola el principio de aditividad.

tiene la bondad de requerir solamente dos puntos para estructurarla en función de la cantidad y el precio de la electricidad (Figura 5-7a). Alternativamente permite representar la elasticidad del comprador considerando un sustituto (gas, combustibles líquidos, cogeneración, eólica, solar) o la adquisición de la suministro a partir de mecanismos complementarios (spot – contratos) en el caso de las firmas distribuidoras, toda vez que les sea permitido hacer gestión de riesgo. Por su parte en el caso de encontrarse el esquema de mercado minorista de electricidad, los usuarios tienen la opción de seleccionar la firma que ofrezca el suministro a menor precio, aplicando una forma funcional similar. (Yepez-García et al, 2010).

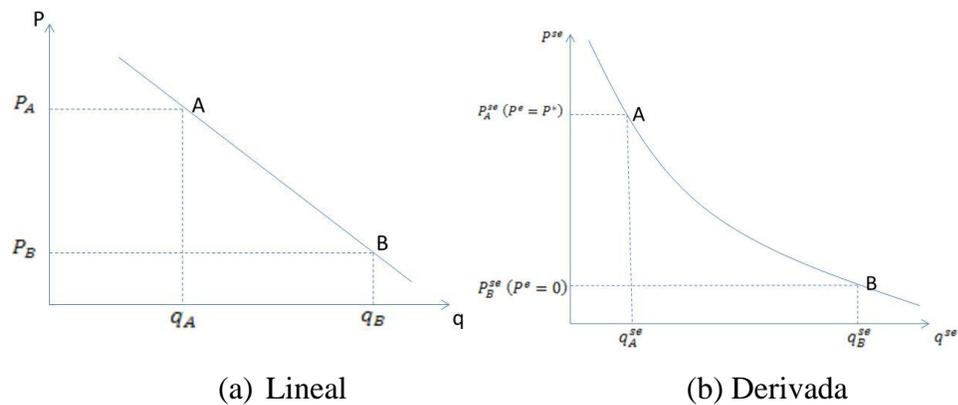


Figura 5-7. Función demanda de electricidad

No obstante una disposición a pagar debe reflejar una curvatura para estimar cambios pequeños, lo cual se puede obtener mediante la expresión $BC = 1/(1 + c) \cdot (p_A - p_B) / (q_B - q_A)$. Se destaca que el parámetro c el cual debe ser ≥ 1 , tiende a seleccionarse de manera arbitraria según conveniencia o tratando de reflejar el nivel de aversión al riesgo por parte del tomador de decisión. Para ello la expresión se puede derivar una función de demanda partiendo de la función de utilidad individual $U = U(q_1^b, \dots, q_m^b, q_1^s, \dots, q_n^s)$, donde q_i^b y q_i^s son las cantidades de bienes y servicios consumidos respectivamente. (Choyowski 2002).

La función de demanda está en función del ingreso y , costos asignados al suministro de electricidad p^{se} y costos de los demás bienes y servicios p_o , tal que: $q^{se} = f(y, p^{se}, p_o)$. Considerando que la relación del costo y el precio de la electricidad es positivo dado que una componente del costo del usuario, $p^{se} = g(p^e)$, donde $dg/dp^e > 0$ y p^e es el precio de la electricidad. Por su parte, teniendo en cuenta que la cantidad requerida del servicio es positiva como función de los consumos, instalaciones, equipos y tecnologías propias: $q^e = h(q^{se})$, se puede obtener una relación de los cambios de la cantidad con respecto al precio en función del ingreso, los consumos y los costos asignados a la electricidad por parte del usuario, de tal forma que: $dq^e/dp^e = \frac{dh}{dq^{se}} \frac{df}{dp^{se}} \frac{dg}{dp^{se}}$, permitiendo la representación gráfica de la Figura 5-7b.

Por su parte, las firmas pueden llevar un patrón similar en especial el caso de la electricidad donde la teoría microeconómica muestra que la demanda es negativa en relación al precio. Considerando el intercepto de la función derivada se puede aproximar a $\ln q^e = \alpha + \beta p^e$, donde β representa la semi-elasticidad de la demanda representando el beneficio económico de adquirir el servicio. Mediante la representación gráfica de la Figura 5-8 para el caso de la firma entonces, dado un rango de integración de cantidades q_0 y q_1 , se obtiene la función de beneficio económico de electricidad: $BE = q_1 p_1 - 1/\beta - q_0 p_0 - 1/\beta$.

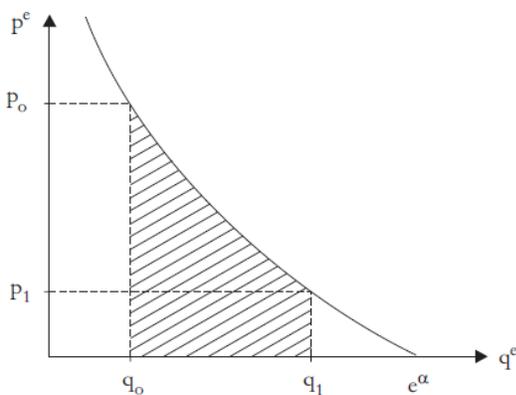


Figura 5-8. Función semilogarítmica de demanda de electricidad

5.3.2.2. Planteamiento mediante estimación de modelos de elección discreta

Se consideró importante describir este proceso a pesar que no se incorporó en el modelamiento final. Esto obedece a que fue la primera aproximación al problema toda vez que el objetivo era encontrar soluciones para la definición de la función de demanda, para lo cual esta metodología se considera como la más aportante aplicando la metodología de (Revel, Train, 2000), quienes desarrollaron la aplicación de modelos de elección discreta, en particular logit mixto, para estimar las preferencias de los usuarios regulados para elegir la empresa de suministro eléctrico, considerando variables demográficas, de ubicación, ingreso y opciones de sustitución. No obstante para el caso colombiano no aplica directamente dado que no existe liberalización total del mercado minorista. Sin embargo se plantea como alternativa para el mercado no regulado y opciones de trabajos futuros.

Se dispone actualmente de los siguientes parámetros que permitirían iniciar la modelación de la función de demanda y estimar la curva de disposición al pago. (Ecuación 5.18):

$$U_e = \alpha_1 Pa + \alpha_2 Er + \alpha_3 Ea + \alpha_4 Ps + \alpha_5 P_{MC} + \alpha_6 Iv + \alpha_7 Rg + \alpha_7 Ih + \alpha_8 D_T + \alpha_9 T_C$$

Donde:

- U_e Utilidad Empresa
- Precio de adjudicación Pa
- Energía requerida Er
- Energía Adjudicada Ea
- Precio Spot fecha de adjudicación Ps
- Precio Mc fecha de adjudicación P_{MC}
- I_v Dummy Integración Vertical (1=Integrado, 0= No integrado)

- R_g Dummy Región Geográfica (cercanía geográfica entre el comprador y el generador 1= cercano, 0 = no cercano)
- I_h Dummy Integración Horizontal
- D_T Demanda Total
- T_c Clasificación por tipo de clientes (R residenciales, C comerciales, I industriales)

Con los parámetros obtenidos a partir de la información de las licitaciones, se puede construir una función de utilidad aplicada a cada comercializador, con una componente de error aleatorio que distribuye normal (ecuación 5.19).

$$U_{ijt} = \beta_i X_j - \alpha_i P_{it} + \varepsilon_j + \Delta \varepsilon_{jt} + \varepsilon_{ijt} \quad (5.19)$$

Dentro un conjunto de elecciones se pueden estimar las probabilidades de elección para obtener los valores los coeficientes α y β , mediante la aplicación de un modelo *Logit Simple*. (Ecuación 5.20)

$$S_{jt} = \frac{\exp x_j \beta - \alpha P_{jt} + \xi_j + \Delta \xi_{jt}}{1 + \sum_{k=1}^J \exp x_j \beta - \alpha P_{jt} + \xi_j + \Delta \xi_{jt}} \quad (5.20)$$

Esta función de utilidad agregada permitiría modelar la disposición al pago por parte de los comercializadores, lo cual depende directamente de la cantidad de productos a elegir y opciones disponibles que tenga el comercializador. Dado que aquí se está incorporando la consideración de elasticidad de la demanda, se esperaría que los valores que se obtengan de los parámetros α y β para la demanda regulada fueran muy bajos, a diferencia de los coeficientes para el mercado no regulado.

Para que el mercado sea competitivo se parte del supuesto que la demanda tenga la posibilidad de elegir pero dado que su implementación es compleja se comprueba mediante simulaciones de la subasta en la herramienta de simulación/optimización, incorporando la función de demanda encontrada. Mediante sensibilidades sobre los

diferentes parámetros asociados a la demanda se puede determinar el efecto de este esquema sobre el precio de despeje de la subasta. Finalmente este precio de cierre será aquel que remunera las ventas de largo plazo a los generadores, afectando la estrategia de venta de los mismos y el equilibrio de mercado.

5.3.2.3. Función de demanda mediante simulación subasta ascendente

Una alternativa adicional para la estimación de la función de demanda y en particular el precio de reserva del comprador o la demanda agregada puede ser efectuada mediante la simulación de una subasta ascendente previa a la subasta descendente, de tal forma que se conforme una subasta mixta.

Para la simulación de la subasta ascendente se utiliza el toolbox de MathLab, Matpower (MP) el cual es una herramienta que permite realizar despachos considerando flujos de potencia o con red infinita mediante flujos DC, considerando diferentes esquemas de despeje de precio, para este caso subasta de precio uniforme.

El MP tiene incorporadas funciones para realizar simulaciones de subastas, esto quiere decir que calcula precios de cierre entre precios y cantidades de ofertas de generadores para alcanzar una demanda obteniendo un precio al cual se le pagará a todos los generadores y el mismo al cual pagará la demanda. La metodología considera tres tipos de subastas. Las que interesa explorar, son la 1 (subasta de una sola punta – el que oferta es el generador) y la 2 (subasta de 2 puntas – tanto demanda como generador ofertan). La forma como calcula o como se llega al precio de cruce entre la oferta y la demanda, es decir el LAO y LAB en la Figura 5-9, se realiza mediante despacho ascendente de cantidades en función de los precios ofertados. Se parte organizando los recursos del más barato al más costoso acumulando las cantidades de energía ofertadas hasta llegar a la demanda.

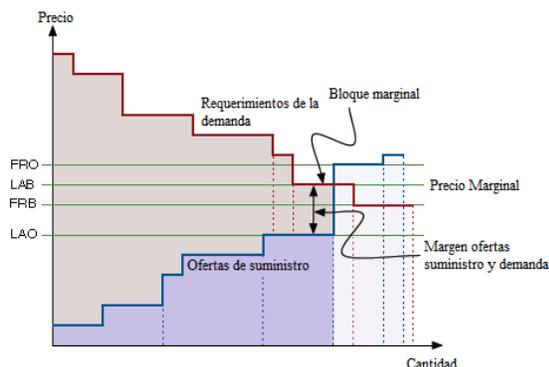


Figura 5-9. Diagrama casación subasta ascendente

Para los ajustes iniciales, se realizó un ejemplo con 6 generadores con distintas ofertas en cantidad y precio, para abastecer 3 ofertas de demanda también con cantidad y precio diferenciado, de tal manera que se pudiera simular una subasta de dos puntas. La Tabla 5-1 muestra el resultado de la simulación del caso de sintonización de modelo. Los nudos 7 y 15 corresponden a barras de demanda.

Tabla 5-1. Simulación subasta ascendente de dos puntas

Gen	Bus	Pg	Precio	Ingreso	Fijo + Var	Strt/Stp	Total	Utilidad
#	#	(MW)	(\$/MWh)	(\$)	Cost (\$)	Cost (\$)	Cost (\$)	(\$)
1	1	35.92	58	2083.28	1196.74	0	1196.74	886.53
2	2	32	58	1856	1040	0	1040	816
3	220	36	58	2088	1200	0	1200	888
4	27	36	58	2088	1200	0	1200	888
5	23	32	58	1856	1040	0	1040	816
6	13	39.73	58	2304.07	1386.27	0	1386.27	917.8
7	7	-30	58	-1740	-3000	0	-3000	1260
8	15	-11	58	-638	-1100	0	-1100	462
9	30	-19	58	-1102	-1900	0	-1900	798
Total:		151.64		8795.34	1063.01	0	1063.01	7732.34

A pesar de ser una herramienta adecuada para simular el esquema inicial, esta opción no se consideró viable totalmente, dados los supuestos que se debían realizar por parte del coordinador de la subasta ascendente previa, lo cual podría dar señales inadecuadas del precio de reserva pues no reflejaría la verdadera función de disposición a la compra.

5.3.2.4. Modelo de función de demanda mediante simulación de frontera eficiente del precio de cierre y cantidad adjudicada

Luego de analizar las opciones de estimación de la función de disposición al pago por parte de la demanda, puede requerirse una exhaustiva obtención de los datos necesarios para incorporar en los modelos bien sea de elección discreta o para simular una subasta ascendente lo cual puede volver complejo el proceso de estimación de la demanda previa a la convocatoria de la subasta.

Por otra parte en virtud de la comprobación de muchos elementos teóricos en torno a la teoría de subastas y de juegos repetitivos y considerando uno de los objetivos principales de este trabajo de investigación es simular y comparar el mecanismo de adquisición de energía propuesto por el regulador y evaluar su idoneidad. Dado lo anterior, se encontró necesario plantear un mecanismo simple que permita estimar dicha función de demanda a partir de información que puedan suministrar los diferentes distribuidores/comercializadores y de información histórica del mercado que permita construir dicha curva.

Esta función se construye considerando un comportamiento racional de la oferta y así mismo una adecuada disposición al pago por parte de la demanda que busque cubrir la mayor cantidad posible de energía mediante contratos y adicionalmente que el precio de cierre de la subasta converja a soluciones adecuadas tanto para los generadores como compradores, es decir llegar a precios de equilibrio que no disten mucho del valor esperado del spot.

Basado en lo anterior se realizó un modelamiento aplicando el concepto de portafolio eficiente con el fin de estimar mediante una representación gráfica el comportamiento de la función objetivo que en ese caso sería la minimización del precio de cierre de la subasta ante cambios en un requerimiento o restricción que haga parte del modelamiento similar a un análisis de sensibilidad. El concepto de frontera eficiente que fue explicado en el numeral 2.4, no sólo permite ser aplicado a una estimación de utilidad frente una varianza o desviación estándar de una variable simulada por un procedimiento como el Montecarlo, puede ser de igual forma utilizado ante cualquier función objetivo, sensibilizando contra variables de interés. Por tal razón, considerando la función y derivación de la función de demanda descrita en 5.3.2.1, se realizó sensibilidad sobre el precio en función de la oferta adjudicada con el fin de estimar la frontera eficiente que determine la tendencia de valor de precio asociada a los valores de demanda requeridos. Para ello se establece la función Fd como la expresión que satisface la ecuación 5.20:

$$Fd = \min_{Q_{adj}} \frac{1}{n} \sum_{s \in \Omega} Pcs_s \quad (5.20)$$

s.a

$$UC = \max \frac{1}{n} \sum_{s \in \Omega} \pi ec_{i,s} \geq \varphi \quad (5.21)$$

$$VaRC_{5\%} \pi_{i,s} \geq \theta \quad (5.22)$$

$$UCO = \min_{\substack{Q_{i,S} \in Q_{inf}, Q_{sup} \\ Pc_{i,S} \in Pc_{inf}, Pc_{sup}}} CO(r) \quad (5.23)$$

$$VaR_{5\%} \pi_{i,s} \geq \gamma \quad (5.24)$$

Donde Pcs_s es el precio de cierre de subasta, para cada escenario simulado s , $\pi ec_s = VUF - (D - Qc_{i,s})Pb_s + Qc_{i,s} * Pc_{i,s}$; $Pb \sim N \mu_p, \sigma_p$, es la función de utilidad esperada del comprador en función de un requerimiento de

demanda D , el cual es cubierta mediante ofertas en contratos elaboradas por los generadores y adjudicada mediante el mecanismo de reloj descendente, sujeto a satisfacer condiciones de valoración de riesgo $\text{VaRC}_{5\%}\pi_{i,s}$ ante posibles pérdidas que sean mayores a θ . La demanda no cubierta por este mecanismo es adquirida en el spot, el cual tiene el mismo valor esperado Pb_s de los generadores el cual es simulado mediante escenarios Montecarlo que pertenecen a un conjunto Ω y tiene una distribución normal con media μ_p y distribución estándar σ_p . La función de utilidad es por tanto las ventas a usuario final VUF menos las compras tanto en spot como en contratos. Por su parte Q_{adj} es el vector de frontera eficiente de cantidades adjudicadas $Qc_{i,s}$ entre un rango Q_{adjmin} y Q_{adjmax} que minimizan el precio de cierre. Los vectores de cantidades $Qc_{i,s}$ y precios $Pc_{i,s}$ son las variables de decisión de la función de utilidad conjunta que minimiza el costo de oportunidad entre el mecanismo de subasta uniforme y la utilidad que espera recibir cada generador, tal como describió en el numeral 5.3.1.

5.3.3. Modelo Subasta

La simulación de la subasta se realiza a partir de los vectores de cantidad y precio para cada generador, obtenidos en el proceso de estimación de estrategias óptimas de cada generador considerando a su vez la estrategia óptima del comprador (Ver 5.3.1) y el mecanismo de despeje de precio como subasta de reloj descendente (Ver 2.2).

A partir de las variables de decisión del modelo del generador descrito en 5.3.1, dados Qg_i como vector de cantidad de oferta en contratos para el generador i , Pg_i vector de precio asociado a las cantidad ofrecida contratos para el generador i , función de demanda con parámetro máximo de requerimiento de compra D , precio inicial de subasta Pi , precio de cada ronda $P\rho$, tiempo entre rondas t_r , δ es el delta de disminución de precio entre cada ronda, el precio de reserva Pre es el precio máximo al cual el comprador adjudica el 100% de la oferta.

La subasta inicia con un precio alto P_i tal que incentive a los generadores para ofrecer la suficiente cantidad como para que se presente exceso de oferta garantizando una adecuada competencia. Pasado el tiempo entre rondas t_r si continua presentándose exceso de oferta, el mecanismo de subasta disminuye el precio de ronda en un valor δ tal que $P_\rho = P_i - \delta$, lo cual se hace de forma iterativa hasta que el precio de ronda no sea atractivo para un determinado generador n , el cual evalúa su estrategia óptima maximizando su utilidad considerando el precio de cada ronda derrateando su oferta en función del precio obtenido a partir de los vectores Qg_i y Pg_i en los cuales cada vector de precio de generador cumple con la siguiente condición $P_\rho \geq Pg_i \geq Pre$.

En cada ronda se evalúa el cumplimiento de la condición de precio anterior para cada generador i , obteniendo el respectivo valor Qg_i con el fin de valorar el exceso de oferta EOf de acuerdo con la ecuación 5.24, tal que:

$$EOf = D - \sum_{i=1}^{C_g} Qg_i \quad (5.24)$$

Donde C_g es la cantidad de generadores. El proceso se realiza de forma iterativa disminuyendo el precio de cada ronda en el valor δ hasta que el $QOf = D$, es decir hasta que el exceso de oferta sea cero, $EOf = 0$. El precio de la ronda en la cual se presente esta condición será el precio de cierre de subasta Pc_s al cual se le paga la cantidad final adjudicada a los generadores cuyos precios de oferta estén por debajo del precio de reserva. Estos precios y cantidades son las estimadas en el modelo de optimización de estrategia tal que permita maximizar la utilidad de los generadores.

A manera de ejemplo, si la demanda requerida es de 1000 GWh-año y el precio de inicio es 500\$/MWh, todos los generadores oferta una cantidad total de 5000 GWh-año. Esta sería la ronda 1, luego automáticamente el precio de la subasta debe bajar a \$450/MWh por ejemplo (el delta puede ser declarado por el usuario

como dato, y así el ciclo que vaya disminuyendo el precio de la subasta sería contante), con ese precio bajo el supuesto que todos los generadores tengan un precio inferior a éste:

Gen 1. Q=1000 GW P=300 \$/MWh

Gen 2. Q=500 GW P=100 \$/MWh

Gen 3. Q=500 GW P=90 \$/MWh

Gen 4. Q=2000 GW P=200 \$/MWh

Gen 5. Q=1000 GW P=150 \$/MWh

En este caso, para el precio de ronda establecido los 5 generadores siguen estando por debajo de ese valor sumando 5000 GW de oferta, se sigue entonces a otra ronda 2 de 400 \$/MWh, y así hasta que llegará a un precio de 250 \$/MWh, en ese momento, el generador 1, será el primero en ser descartado pues su precio de disposición a la venta mayor, por tanto se restan 1000 GW de la consideración de la oferta, dando el acumulado en 4000 GW lo cual aún supera la demanda requerida, es decir se presenta exceso de oferta. Dado lo anterior es necesario seguir a otra ronda, hasta que se llega a 100 \$/MWh, en ese momento se han descartado los generadores 1, 4 y 5, quedando solamente los generadores 2 y 3, los cuales suman 1000 GW que es la demanda requerida finalizando así la subasta, dado como precio de cierre 100 \$/MWh el cual es el valor o precio uniforme al cual se le paga la cantidad adjudicada a los generadores 2 y 3.

En la Figura 5-10, se puede observar una simulación del proceso tanto para una función de demanda agregada como desagregada.

En la Figura 5-11 se ilustra cómo se van descartando los generadores con precios altos dado que son excesos de ofertas, de tal manera que en la ronda 6, se logra un precio 6 (Pr_6) al cual están dispuestos los generadores a vender su energía.

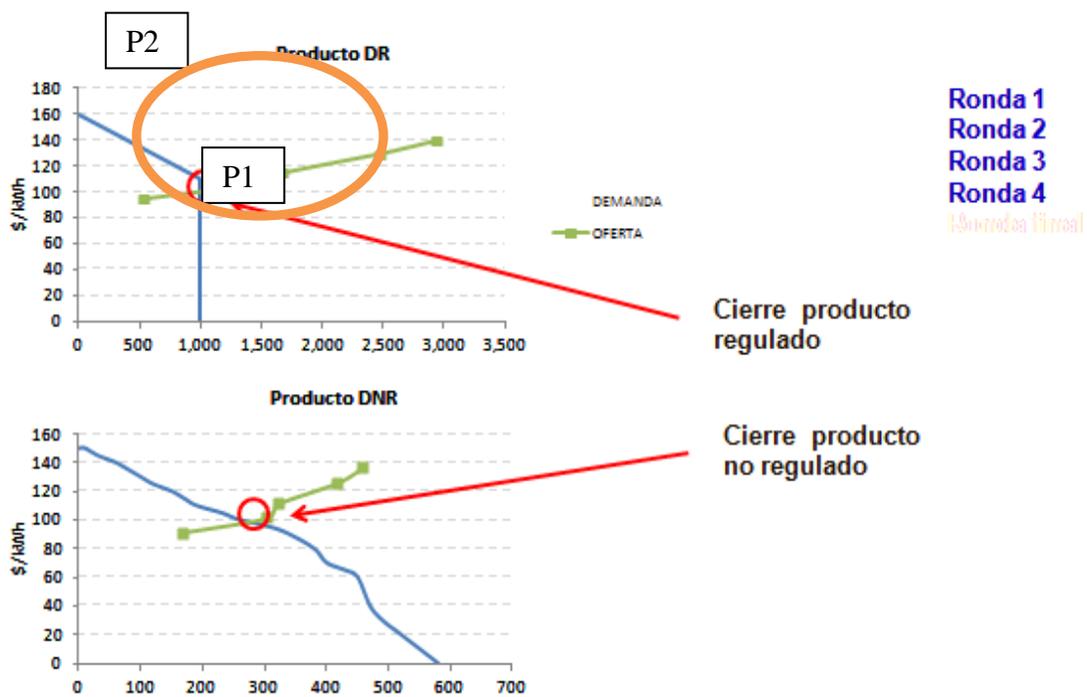


Figura 5-10. Representación de la evolución de una subasta de reloj descendente

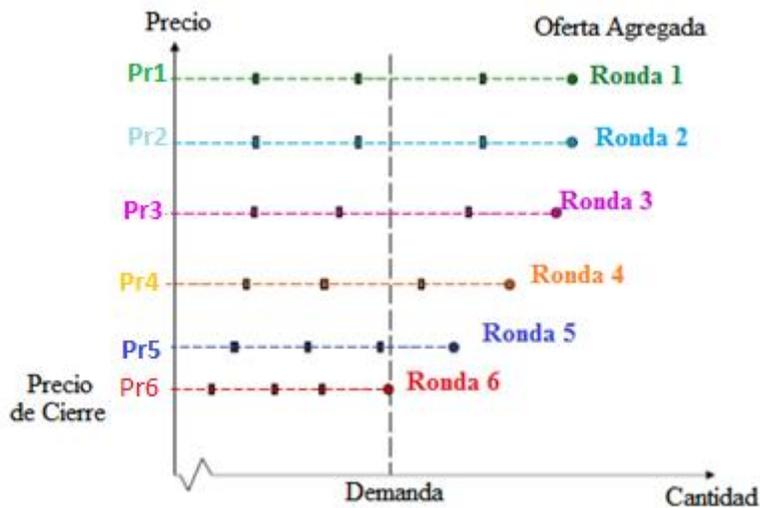


Figura 5-11. Evolución rondas y exceso de oferta subasta descendente

Para el caso del producto Demanda Regulada (DR), la función de demanda tiene una pendiente, en cuyo caso si el precio resultante de las rondas (curva de oferta) cruza la curva de demanda en esta región, la cantidad asignada será parcial, es decir que si el precio de cierre está entre P_1 y P_2 el precio de cierre sería el obtenido en el corte de las dos curvas, pero la cantidad será el valor que corresponda en el eje X, (e.g $P_1 = 80$ \$/MWh) para este caso, sólo se asignarían energía al generador 3 cuya oferta es 90 \$/MWh, pero no le asignarían 500 MW, se le asigna el valor de x para la $P(x) = 90$.

6. CASOS SIMULADOS

Para el modelamiento se exploraron diversas herramientas iniciando por AMPL utilizando el solver de CPLEX, así como el solver de MathLab. Sin embargo a pesar del gran potencial de estos programas se buscaba además una herramienta comercial que permitiera un *front end* más amigable, fue por ello que se optó inicialmente por @Risk el cual ofrece una serie de herramientas que trabajan como complementos del Excel con herramientas propias de optimización y árboles de decisión, así como simulaciones Montecarlo a partir de funciones de distribución predefinidas. No obstante al momento de realizar los primeros ensayos en esta herramienta se obtuvieron varios inconvenientes con respecto al optimizador: 1. No permite manejar funciones de optimización simultáneas; 2. El método de búsqueda de solución es mediante algoritmos genéticos y a pesar que cuenta con la posibilidad de automatizar la ejecución mediante programación con Visual Basic, los tiempos de ejecución no eran muy satisfactorios. Por tal razón a partir de las referencias de (Gortazar et. al, 2010) (Glover y Laguna 2011) se optó por el optimizador *OptQuest* la cual trabaja bajo el entorno de *Crystal Ball* en su nueva edición de fusión con Oracle. Esta herramienta permite modelar problemas de optimización en el entorno de Excel para manejo de datos pero con un solver que resuelve problemas lineales y no lineales para funciones de optimización simultáneas resolviendo el problema de los algoritmos genéticos con algoritmos metaheurísticos de búsqueda *Tabú* y *Scatter* lo cual brinda mayor eficacia en la ejecución. A continuación, se describe el caso de estudio implementado, las sensibilidades y los resultados²⁰.

6.1. Caso Base de Simulación

Para el caso inicial se especifican cada una de las funciones de utilidad de los generadores y restricciones de acuerdo con la formulación descrita en 5.3. siguiendo el proceso descrito en el diagrama de flujo de la Figura 5-2.

²⁰Valores expresados en pesos colombianos (CLP). 1 USD = 1900 CLP (TRM Julio/2013)

Se plantea un caso con 4 generadores dada la cantidad de empresas más representativas del caso colombiano, cada uno de ellos con una función de distribución lognormal asociada a la generación cuyos parámetros son obtenidos a partir de la simulación energética (Tabla 6-1). Como condición de la optimización multiobjetivo se representa también la función de maximización del comprador y de esta manera se simula la estrategia competitiva tanto del vendedor como del comprador. Se simula la estrategia óptima de cada agente aplicando teoría de juegos donde todos suponen la misma expectativa de precios de bolsa, la cual fue obtenida a partir de la simulación energética descrita en 5.2. Por su parte el tipo de juego se considera completo y asimétrico, pues el precio P1 obtenido en la subasta ascendente no es revelado durante el desarrollo de la misma, así como tampoco la cantidad de la demanda requerida. La única información revelada es el precio de cierre de cada ronda y el exceso total de oferta.

Tabla 6-1. Parámetros para simulación caso base

Identificador	Generación o compra		Expectativa Spot		Nivel contratación	
	μ	σ	μ	σ	Min	Max
G1	1000	100	100	30	0.3	0.85
G2	1500	150	100	30	0.4	0.80
G3	1500	150	100	30	0.35	0.65
G4	600	60	100	30	0.4	0.85

Por su parte, las decisiones de los generadores para ajustar sus cantidades en función de los precios que se vayan presentando en el desarrollo de la subasta se modelan mediante la solución del problema de optimización descrito en 5.3.1, cuyos resultados óptimos son parámetros de entrada en las variables de decisión de la función de optimización. De esta manera las variables de decisión son la cantidad y el precio a ofrecer en la subasta tal que maximice la función de utilidad para cada generador de manera independiente.

Cada oferta de cada generador es valorada contra el precio de reserva de la subasta de tal manera que si la excede es descartado por superar la disposición al pago por parte del comprador. En la Figura 6-1 se observa una captura visual del *front end* del modelo, donde se representan los datos de entrada de los generadores y la demanda, la sección de cálculo de las utilidades de compra y venta, así como las salidas a partir de las variables de decisión.

Oferta Generadores								
Orden	Id	Oferta Maxima	Cantidad Ofertada	Precio 1	U	Participa	Oferta Valida	Oferta Agregada Adjudicada
1	Gen 1	1189.1087	594.55	79.891	77271	1	594.5543501	595
2	Gen 2	1329.820027	685.11	85.078	89040	1	685.1073884	1280
4	Gen 3	1449.107774	617.37	129.965	80236	1	617.3701998	1897
3	Gen 4	589.3365532	100.00	110.732	12996	1	100	1997
	Total Oferta	4557.37	1997.03	Oferta adjudicada		1997		1997

Cálculo de Utilidades							
Generacion Esperada		Spot		Contratos		Costos	Utilidad
1000	100	\$/MWh	MW	\$/MWh	MW	\$	\$
	1189.1087	89.61942682	594.5543501	120	594.5543501	200	\$ 71,146.52
				Nivel Contratación		0.5	VaR
							GetForePercent(H16;5)
Demanda Agregada		Spot	Subasta	Cantidad	Ventas	Costos	Utilidad Compra
2000		\$/MWh	\$/MWh	Contratos			
		89.2262167	120	1997.03	240000	239908.6615	91.34

Id	Precio Final	Cantidades	Utilidad Conjunta		\$ Subasta	
G1	\$ 79.89	594.55	\$ 263,659.26	Total	Inicio	120
G2	\$ 85.08	685.11	\$ 259,543.41	Uniforme	Step	5
G3	\$ 129.96	617.37	\$ 197,096.69	Discriminatoria	Precio Cierre	129.9645782
G4	\$ 110.73	435.16	\$ 4,115.85	Dif Tot - Unif		

Demanda			Oferta	
Merito	Cantidad	Precio	Cantidad	Precio
1	0	210	595	79.89074054
2	2000	140	1280	85.07844782
3	2000	0	1897	110.7317075
4		0	1997	129.9645782
	FRC	Exceso de Oferta	Precio Reserva	
	1.5	3	130	
			-10	

Figura 6-1. Captura visual del modelo de simulación estratégica

Se realiza un proceso iterativo simulando el precio de ronda, y frente a este precio se ejecuta el proceso de optimización con el fin de obtener los vectores de decisión de cantidad y precio para cada generador. Dadas las condiciones y restricciones establecidas, la suma total de los generadores cuyo precio de oferta es menor que el precio de reserva, corresponde a la cantidad total adjudicada, la cual debe ser menor o igual que la demanda requerida.

El precio de cierre de subasta corresponde al precio máximo de los generadores que los habilita como participantes de la subasta. La Tabla 6-2 relaciona los vectores de resultado de cantidad y precio para cada generador, así como la distribución de probabilidad del precio de cierre a partir de las 4000 simulaciones de Montecarlo con un proceso de 1000 iteraciones.

Los vectores de decisión se modelan en rangos continuos simulando de esta forma que el producto es heterogéneo, pues tendrían cantidades estandarizadas lo cual incide en las decisiones tomadas por el generador. La Figura 6-2 muestra la representación gráfica a partir de las decisiones de los generadores es decir las funciones de oferta de cada agente con una regresión bien sea lineal o logarítmica a partir de los datos tabulados, de tal forma que den cuenta de la función continua obtenida.

A partir de los vectores de cantidad y precio se realiza la simulación de la subasta considerando una demanda requerida como restricción y un proceso de simulación de disminución de precios de ronda, donde se valora la cantidad que corresponde al rango de precios obtenidos del proceso de maximización de utilidades. De acuerdo con lo descrito y formulado en el numeral 5.3.3 se realiza de forma iterativa hasta que no haya exceso de oferta.

A partir de los vectores de cantidad y precio se realiza la simulación de la subasta considerando una demanda requerida como restricción y un proceso de simulación de disminución de precios de ronda, donde se valora la cantidad que corresponde al rango de precios obtenidos del proceso de maximización de utilidades. De

acuerdo con lo descrito y formulado en el numeral 5.3.3 se realiza de forma iterativa hasta que no haya exceso de oferta

Tabla 6-2. Vectores cantidad y precio resultantes simulación estratégica caso base

G1				G2				G3				G4			
Q	Pmin	Pmax	Max Round	Q	Pmin	Pmax	Max Round	Q	Pmin	Pmax	Max Round	Q	Pmin	Pmax	Max Round
2000	200	190	3	500	190	180	4	500	175	170	3	1500	180	160	2
900	190	180	3	450	179	170	4	450	170	165	3	1400	159	150	2
800	180	170	3	400	169	160	4	400	165	160	3	1300	149	140	2
700	170	160	3	350	159	150	4	350	160	155	3	1200	139	130	2
600	160	150	3	300	149	140	4	300	155	150	3	1100	129	120	2
500	150	140	3	250	139	130	4	250	150	145	3	1000	119	110	2
400	140	130	3	200	129	120	4	200	145	140	3	900	109	100	2
300	130	120	3	150	119	110	4	150	140	135	3	0	99	90	2
200	120	110	3	0	109	100	4	100	135	130	3	0	89	80	2
100	110	100	3	0	99	90	4	50	130	125	3	0	79	70	2
0	100	90	3	0	89	80	4	0	125	120	3	0	69	60	2
0	90	80	3	0	79	70	4	0	120	115	3	0	59	50	2
0	80	70	3	0	69	60	4	0	115	110	3	0	49	40	2

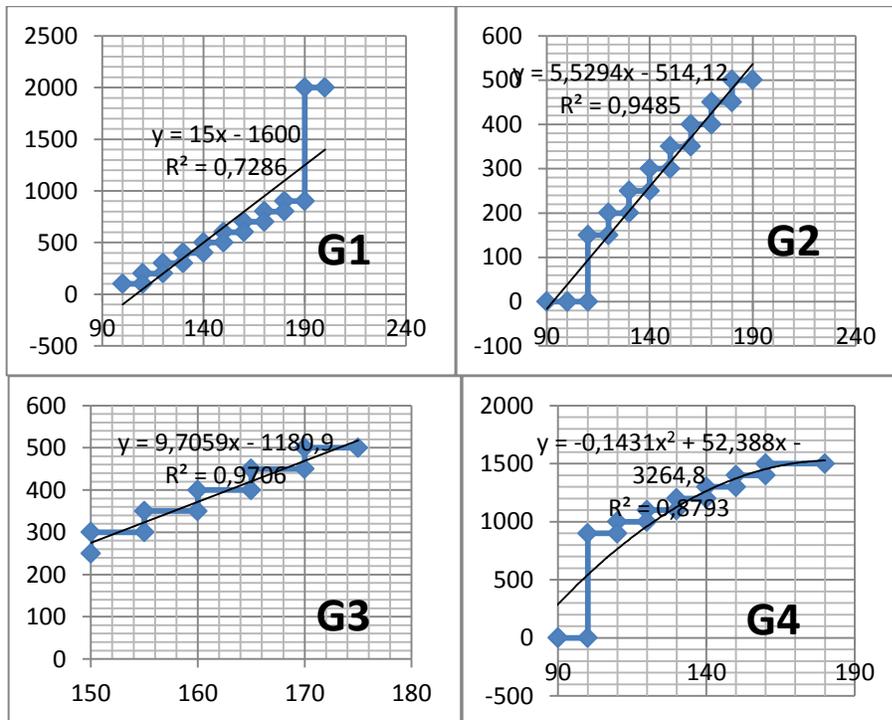


Figura 6-2. Funciones de oferta a partir de los vectores cantidad - precio

En la Figura 6-3 se presenta la simulación gráfica del proceso iterativo de subasta descendente, donde se observa como en la medida que disminuye el precio de ronda y en la Tabla 6-3, se presentan los resultados de forma tabular. Los generadores ajustan sus cantidades en función del precio acorde con los vectores previamente calculados como estrategia óptima del modelo de simulación el cual acumula las cantidades y descartando oferta hasta que el exceso sea cero, obteniendo como resultado un precio de cierre de 110 \$/kWh correspondiente al precio de oferta del generador 1 en este caso, pues la demanda se cubre con 100 GWh del generador 1 y 900 GWh del generador 4 cubriendo los 1000 GWh para el período que subastado, el cual se puede considerar equivalente al horizonte de contratación del mecanismo actual que es de 1 año.

El precio de oferta del último generador con cantidad adjudicada corresponde al precio de cierre y dadas las características del diseño del caso base, se considera despeje de precio uniforme de tal forma que este precio de cierre es el precio a reconocer a todos los generadores que hayan tenido adjudicación.

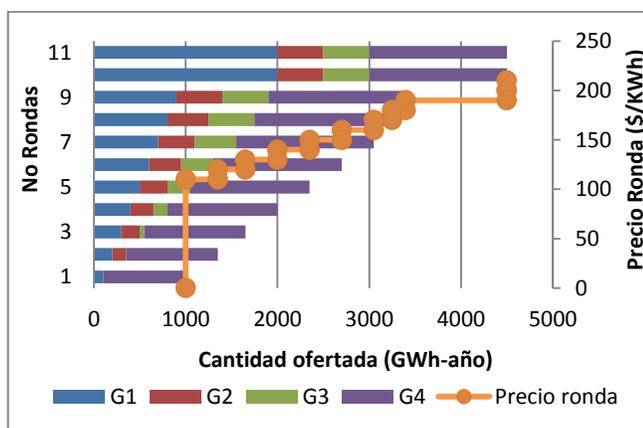


Figura 6-3. Gráfica resultante modelo simulación de subasta

El nivel de demanda adjudicada con respecto a la demanda requerida y el precio de cierre con respecto a la media de la distribución del precio spot se consideran

como las referencias para determinar la eficiencia del mecanismo y de cada una de las simulaciones y casos de estudio, así como la utilidad total y la utilidad de cada generador.

Ronda No.	Cantidad				Exceso	Precio Ronda
	G1	G2	G3	G4		
1	1000	500	500	1500	2500	210
2	1000	500	500	1500	2500	200
3	900	500	500	1500	2400	190
4	800	450	500	1500	2250	180
5	700	400	450	1500	2050	170
6	600	350	350	1400	1700	160
7	500	300	250	1300	1350	150
8	400	250	150	1200	1000	140
9	300	200	50	1100	650	130
10	200	150	0	1000	350	120
11	100	0	0	900	0	110

Tabla 6-3. Resultados simulación subasta. P Cierre=110 \$/kWh. Dda=1000 GWh-año

6.2. Simulación Función de Demanda

La función de demanda requerida para incorporar en el proceso de optimización del comportamiento estratégico de los agentes del mercado simulando la subasta, se realiza con las consideraciones descritas en el caso base a nivel de los supuestos, pero se considera la función objetivo planteada en el numeral 5.3.2 en la cual se simula la minimización del precio de cierre considerando las variaciones de la cantidad adjudicada mediante estimaciones de frontera eficiente para valores comprendidos entre 800 y 3500 GWh – año con pasos de 70 GWh de tal manera que se forme la función de demanda a partir de simulaciones de minimización del precio de cierre contra la cantidad adjudicada obteniendo la frontera eficiente ante los cuales se obtienen la región de valores que satisfacen las condiciones de la optimización.

La simulación que obedece al equilibrio de mercado simulando el comportamiento de los agentes da como resultado una función lineal que corresponde a las condiciones de función de demanda descritas en 5.3.2.1. la cual puede obtenerse mediante regresión lineal. La Figura 6-4 muestra la función obtenida con la simulación base para diferentes precio de ronda las cuales cumplen con las condiciones descritas en 5.3.2.4.

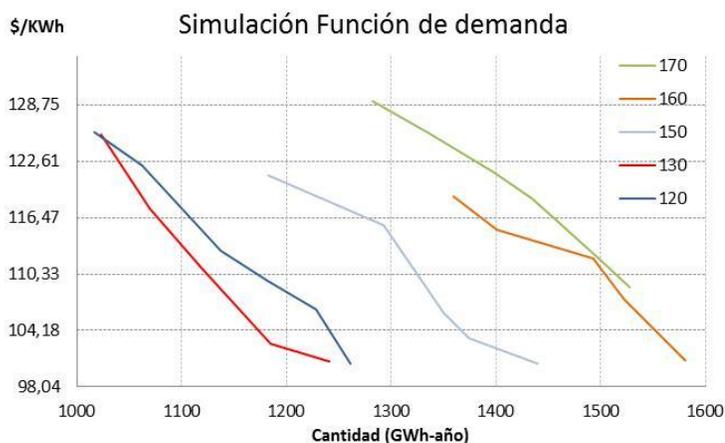


Figura 6-4. Funciones demanda simuladas para diferentes precios de ronda

6.3. Casos de Estudio

A partir del caso base se realizaron diversas sensibilidades con el fin de determinar efectos de variaciones en el diseño de la subasta y comparaciones con esquemas que permitan tener un panorama más claro de cual mecanismo puede ofrecer mayor competencia, aumentar la cobertura de las necesidades del comprador, ofrecer menos riesgos a los generadores de tal forma que se reflejen en precios más eficientes y evaluar además diversas medidas regulatorias que busquen aumentar la competencia o controlar el poder de mercado. La diversidad de simulaciones es un potencial del modelo y la herramienta en la cual se desarrolló de tal forma que de una forma versátil se pueden simular diferentes funciones

objetivo, combinando con diferentes requerimientos como aproximación a solución de múltiples funciones objetivo y realizando además simulaciones con la metodología de frontera eficiente. A continuación se describen la agrupación de las simulaciones realizadas y el planteamiento de los supuestos en cada caso, para posteriormente presentar los resultados de las principales variables.

- i. Sensibilidad de producto (homogéneo – heterogéneo): Este caso se modela mediante la consideración de bloques de energía para la variable de decisión de cada generador, de tal manera que el vector de cantidades de cada oferta se refleja mediante valores discretos en cantidades estándar de 50, 25 y 10 GWh para el caso de producto homogéneo realizando las simulaciones además con 5 generadores para simular mayor competencia incorporando un empresa de características térmicas.

Para el caso de producto heterogéneo las variables de decisión asociadas a la media de la cantidad ofertada se considera como variable continua de tal forma que los valores posibles ya no sean discretos.

En este caso los vectores de precio, cantidad, así como el precio de cierre para cada precio de ronda y las utilidades obtenidas por cada generador considerando asignación uniforme se presentan en las Tabla 6-4 y Tabla 6-5, para cada caso.

De esta forma se puede estimar el grado de eficiencia en términos del precio de cierre y del nivel de competencia a partir de la cantidad total adjudicada (cantidad total adjudicada) al estandarizar el producto en bloques de una determinada cantidad de energía.

De acuerdo con los resultados obtenidos los beneficios de homogenizar el producto dependen primordialmente del tamaño de bloques de energía que se definan, pues esto se convierte en una restricción adicional para el problema de estrategias óptimas de los generadores, ya que los vectores de decisión sólo pueden tomar valores discretos haciendo más restrictivo el

espacio de soluciones factibles para el problema de optimización, razón por la cual se observan menores cantidades adjudicadas en el caso de producto homogéneo. Dado lo anterior si bien es cierto que estandarizar las cantidades trae consigo beneficios transaccionales, el bloque debe ser de un tamaño adecuado que dependerá de la definición final de cantidad y periodicidad de la subasta, por ejemplo 1 GWh-año.

Tabla 6-4. Resultados simulación producto heterogéneo.

(5 Gencos - Dda = 3000 GWh-año - Precio Reserva 130 \$/KWh)

Id	μ Cantidad (GWh-año)		μ Precio (\$/KWh)		μ Utilidad (M\$)		μ Precio Cierre (\$/KWh)		μ Cant. Tot Adjud. (GWh-año)	
	140	150	140	150	140	150	140	150	140	150
G1	536	492	115	120	12542	12932	109	108	2094	2132
G2	549	544	133	121	14544	13025				
G3	925	940	128	130	13948	14054				
G4	585	579	120	121	13111	13056				
G5	874	947	126	124	13751	13395				

Tabla 6-5. Resultados simulación producto homogéneo (25 GWh-año)

d	μ Cantidad (GWh-año)		μ Precio (\$/KWh)		μ Utilidad (M\$)		μ Precio Cierre (\$/KWh)		μ Cant. Tot Adjud. (GWh-año)	
	140	150	140	150	140	150	140	150	140	150
G1	359	341	113	113	12768	12901	116	114	1154	1252
G2	276	359	125	128	15982	14631				
G3	412	473	129	124	15970	14122				
G4	284	260	113	123	13956	14067				
G5	361	391	130	117	15237	13368				

- ii. Sensibilidad al diseño de mecanismo de despeje (uniforme o pay-as-bid – discriminatoria): mediante este caso se busca encontrar el efecto tanto en las decisiones de la estrategia óptima del generador como del comprador.

De acuerdo con lo explicado en el numeral 2.3.3.2, se realizó sensibilidad con respecto al mecanismo de despeje con el fin de determinar la idoneidad desde el punto de vista de diseño de la subasta, sobre la conveniencia o no de pagar a todas ofertas que se adjudican, un precio único o remunerar al precio que cada generador oferte, pues esto conlleva a diferencias de eficiencia y manejo estratégico de la información que puede ocasionar distorsiones en el precio final de adjudicación.

Tabla 6-6. Resultado sensibilidad mecanismo de despeje

Tipo de despeje	Precio (\$/KWh)		Cantidad (GWh-año)		Utilidad Conjunta Oferta (M\$)		Utilidad Compra (M\$)	
	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ
Uniforme	115	1,3	1492	218	300520	11481	12981	1125
Discriminatoria	126	3,6	1439	326	338098	14977	14206	8008

Para simular este caso se evalúa en el problema de optimización del generador (véase 5.3.1) la diferencia entre la utilidad de cada generador y la utilidad conjunta pagados al mismo precio de adjudicación es decir el precio de cierre de la subasta, y utilidades calculadas a partir del vector de precio respectivo para cada generador, es decir se paga la cantidad ofertada al precio decidido por cada generador dentro del ejercicio de optimización. Este ejercicio se realiza modificando la (ecuación 5-5) donde la función de utilidad es obtenida en función del precio de oferta de contrato $P_{C_{i,s}}$ respectivo para cada generador para el conjunto de escenarios simulados s y no en función del precio de cierre de subasta P_{S_s} .

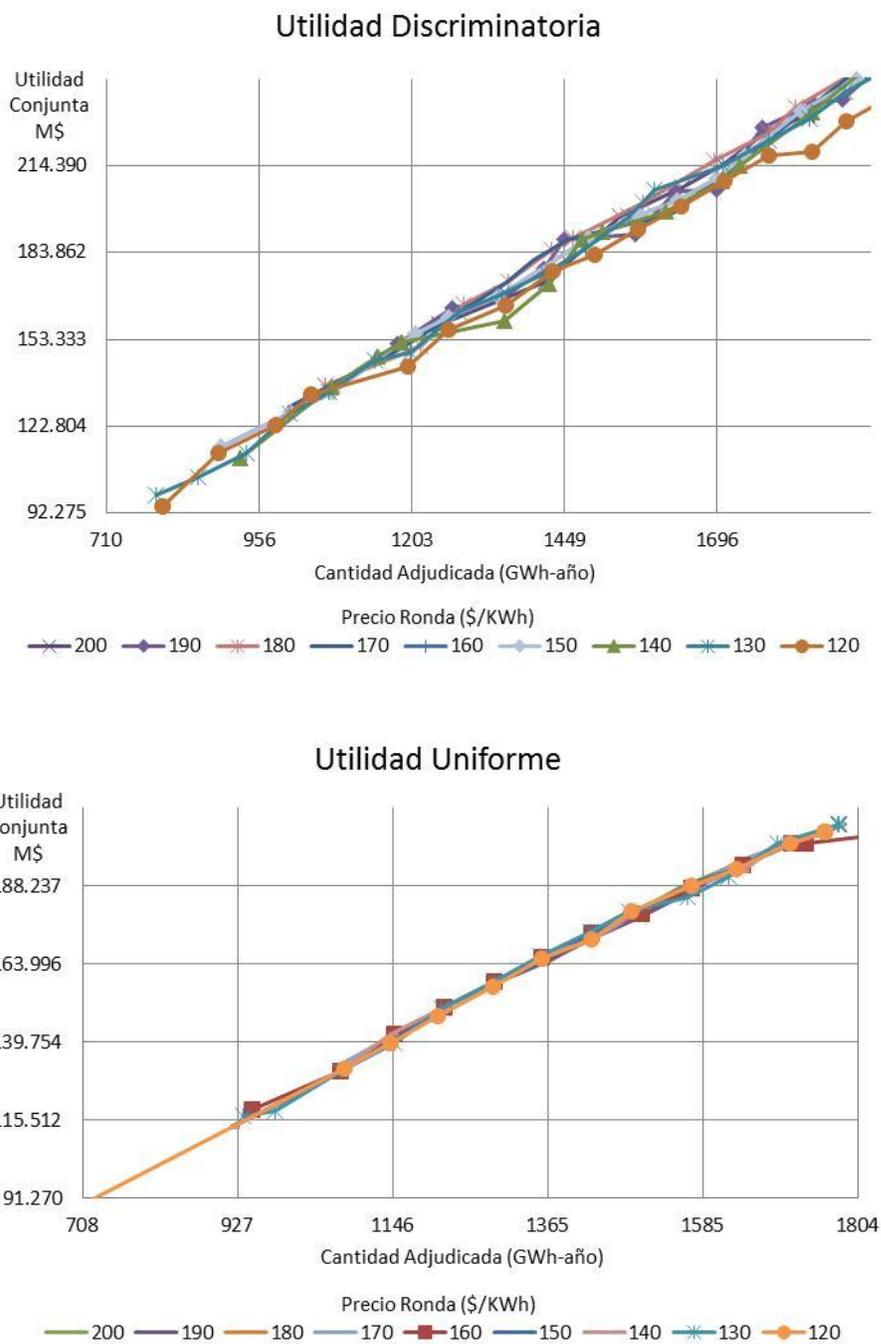


Figura 6-5. Resultados Utilidad Vs. Cantidad Adjudicada

Como medida de comparación se evalúa el precio de cierre y la utilidad conjunta total así como la cantidad adjudicada. La Tabla 6-6 muestra los

resultados obtenidos donde se realiza una comparación entre el precio de cierre, la cantidad adjudicada y las utilidades tanto conjunta de oferta como de compra y la Figura 6-5 muestra la gráfica de frontera eficiente de la utilidad conjunta de oferta en función de la cantidad adjudicada para cada caso. En las simulaciones realizadas, se obtienen mayores utilidades para el caso de subasta discriminatoria lo cual es consecuencia del mayor precio de cierre, no obstante cubre menor cantidad de oferta requerida lo cual lo hace menos adecuado para el mercado dado la proporción de demanda sin adjudicar. Esto hace necesario realizar una posterior subasta para el mismo período por la cantidad restante, lo cual tiene el eventual riesgo de aprendizaje de la oferta dada la secuencialidad del mecanismo con el consecuente incremento en los precios dado el ajuste estratégico de los generadores. Por su parte el mecanismo uniforme ofrece menores precios debido a la mayor participación en cantidad debido a la mayor expectativa de pago lo cual cierra más la brecha del costo de oportunidad definido en el capítulo 0.

- iii. Sensibilidad a la función de demanda (agregada – desagregada): esta simulación es una de las más relevantes pues permite observar la conveniencia o no de agregar la demanda, de tal forma que se encuentre si el diseño de la subasta debería darse mediante participación independiente de cada comprador o mediante la subasta simultánea de toda la demanda convocada por un ente centralizado que coordine la subasta pero teniendo presente que éste no compraría en nombre de los comercializadores/distribuidores. Por lo tanto todos deben reportar sus funciones de demanda al ente centralizado y este agregar en una sola función o establecer una función que refleje la disposición al pago de todos los compradores. Esta construcción es la elaborada mediante la metodología descrita en el numeral 5.3.2.4.

La simulación se realiza considerando la sensibilidad con las diferentes funciones objetivo descritas en 5.3.1 pero con precio de cierre y cantidad adjudicada diferenciados, pues el corte de las curvas de oferta agregada y demanda se puede dar en puntos diferentes, tal como se observa en la Figura 6-6.

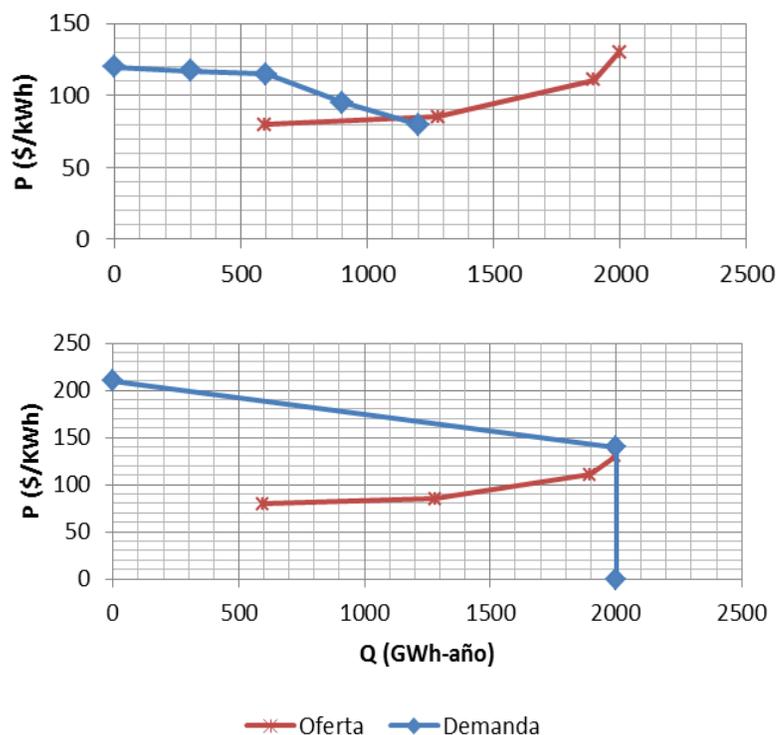


Figura 6-6. Representación gráfica funciones demanda agregada y desagregada

Simulando de forma iterativa para cada precio de ronda entre un valor máximo de inicio (200 \$/kWh) y un valor mínimo (Precio ronda – Precio reserva ≥ 0), se agregan las curvas de oferta y demanda de tal forma que el precio de cierre se obtiene considerando los generadores cuyo precio de oferta está por debajo del precio de reserva y la sumatoria de las cantidades ofertadas sea menor a la cantidad requerida, conforme a lo descrito en la

ecuación 5-24 en 5.3.3. De esta forma se obtiene el punto de intersección entre ambas curvas mediante la función de regresión lineal establecida entre cada punto de la curva. Aplicando el valor de y como precio de cierre en cada función lineal de demanda, se obtiene el valor de x que corresponde al valor de la cantidad adjudicada.

Tabla 6-7. Resultados sensibilidad demanda agregada y desagregada

Precio Ronda	Precio Cierre				Cantidad Adjudicada			
	Agregada		Desagregada		Agregada		Desagregada	
	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ
200	118,8	6,4	115,2	11,5	1.858,6	84,4	1.322,2	198,8
190	127,7	1,7	115,0	9,3	1.537,0	66,9	1.251,2	182,2
180	116,0	9,1	116,1	10,9	1.750,4	136,4	1.245,9	210,6
170	116,1	7,4	113,1	16,0	1.646,5	113,3	1.135,1	258,0
160	116,7	7,1	117,8	16,7	1.454,4	107,4	1.079,1	241,3
150	113,8	8,0	117,2	20,4	1.384,2	120,9	1.225,2	491,8
140	110,4	9,1	118,9	11,5	1.335,8	123,9	1.148,2	262,4
130	113,5	8,8	106,8	20,0	1.213,4	107,0	957,5	260,8
120	113,0	5,7	103,0	20,6	1.184,2	75,7	899,8	285,1

Se realiza este procedimiento para cada precio de ronda en las funciones de demanda establecidas, llegando a los valores de precio de cierre y cantidad adjudicada presentados en la Tabla 6-7. Para precios de ronda mayores a 150 \$/KWh las diferencias de precio de cierre en ambos esquemas son muy cercanas, pero en precios menores a 140 \$/KWh se observa una diferencia importante, lo cual permite concluir que agregar la demanda sea más adecuado que demanda desagregada, pero si es notable la mayor volatilidad en el precio en el caso de demanda desagregada. De forma complementaria analizando las cantidades adjudicadas es notable la mayor cantidad adjudicada en el caso de demanda agregada, por lo tanto en promedio ponderado agregar la demanda, es decir convocar de forma simultánea las necesidades de los distribuidores/comercializadores puede llevar a resultados más eficientes.

- iv. Sensibilidad precio de reserva (determinístico – aleatorio): el precio de reserva es el máximo precio al cual está dispuesto a adjudicar el comprador. De acuerdo con el diseño de la subasta este punto puede marcar el punto de inflexión entre una asignación total a la oferta y una adjudicación parcial. En los casos simulados las ofertas inferiores a este precio habilitan la oferta al respectivo generador, permitiendo acumular su oferta en el cálculo de la cantidad total, en caso contrario la oferta es descartada. No obstante si este precio es fijo, la optimización de la estrategia se construye con base en este precio, por tanto la maximización de la utilidad no incorpora una incertidumbre directa en esta variable. Por tal razón se consideró importante realizar una sensibilidad sobre el precio de reserva, creando variables aleatorias sobre este precio asumiendo distribución normal alrededor del mismo precio de reserva fijo como valor medio de la distribución y una desviación estándar del 10 % sobre el valor de la media. Esta función de distribución tiene iguales parámetros para cada uno de los generadores, pero cada uno estima el valor del precio de reserva de forma aleatoria a partir de funciones diferentes. Con esta sensibilidad se puede determinar entonces el efecto sobre el precio de despeje de la subasta y la cantidad adjudicada lo cual redundará en la utilidad para estimar desde el punto de vista económico y regulatorio cual es el efecto de crear incertidumbre sobre esta variable. Esta sensibilidad fue combinada con otras sensibilidades con el fin de establecer efectos agregados e.g. maximizar utilidad con producto heterogéneo y simulación aleatoria en el precio de reserva distinto para cada agente generador, minimizar precio de cierre simulando frontera eficiente de cantidad adjudicada y precio de reserva fijo y aleatorio para cinco y seis generadores.
- Para observar los primeros efectos, se simula el caso para seis generadores que buscan maximizar su utilidad considerando sensibilidad de frontera eficiente sobre la cantidad adjudicada con y sin precio de reserva aleatorio,

teniendo además la restricción de que los tres generadores con menores precios no pueden tener asignado más del 70 % de la demanda requerida, tal como se formula en la sección 2.3.

Al igual que las demás sensibilidades se realizan simulaciones para diferentes precios de cierre de ronda, tal que los generadores definan la estrategia óptima teniendo en cuenta en la respectiva función de utilidad la habilitación de participación en la subasta considerando la distribución de probabilidad para el precio de reserva. Los resultados para cada alternativa simulada se presentan en las Tabla 6-8 a Tabla 6-10. A partir de los resultados de esta simulación se observa como el efecto de considerar precio de reserva aleatorio lleva a un menor precio de cierre, debido a que se presenta un mayor rango de soluciones factibles, llegando a resultados más óptimos desde el punto de vista de la utilidad de cada generador. Adicionalmente si esta consideración se compagina con la restricción de oferta pivotal se obtienen mejores resultados analizando el precio de cierre y el porcentaje de cobertura. Por tanto, el precio de reserva no debería ser un valor único y determinístico si no un rango de valores producto de una simulación tal que encuentre un espacio de soluciones de las estrategias más óptimo.

Tabla 6-8. Sensibilidad sin restricción pivotal y precio reserva fijo

Precio Simulado Subasta	Cantidad Total Adjudicada		Precio Cierre		% Cobertura	% Precio Adj / Precio Reserva	μ Cantidad Ofertada					μ Precio Oferta				
	μ	σ	μ	σ			G1	G2	G3	G4	G5	G1	G2	G3	G4	G5
200	2524,1	301,2	120,1	4,9	84%	92%	587,0	575,1	826,2	428,3	460,2	123,1	118,1	111,8	104,5	112,5
190	2291,1	324,3	119,5	6,1	76%	92%	598,4	575,1	862,5	411,1	360,1	89,9	134,6	113,5	114,7	110,1
180	2683,6	263,9	123,0	7,6	89%	95%	595,3	590,2	884,7	319,9	417,9	119,4	97,6	110,1	117,2	107,6
170	2781,6	329,0	120,3	7,8	93%	93%	590,0	583,8	906,4	430,7	389,5	83,2	87,4	123,1	106,5	101,7
160	2741,6	355,4	119,4	7,4	91%	92%	592,9	594,4	899,9	352,7	462,1	88,2	104,7	112,5	104,7	111,9
150	2727,1	236,4	118,4	8,4	91%	91%	598,0	599,1	883,5	330,5	433,9	82,7	92,0	111,4	109,4	117,9
140	2600,3	353,1	121,0	7,6	87%	93%	587,8	598,5	816,9	422,9	411,7	72,7	124,3	118,4	106,6	101,6
130	2377,9	604,0	121,9	6,1	79%	94%	589,6	582,1	905,2	383,9	376,5	81,6	93,8	119,8	120,3	131,1
Promedio	2590,9	345,9	120,4	7,0	86%	93%	592,4	587,3	873,2	385,0	414,0	92,6	106,6	115,1	110,5	111,8

Tabla 6-9. Sensibilidad sin restricción pivotal y precio reserva aleatorio

Precio Simulado Subasta	Cantidad Total Adjudicada		Precio Cierre		% Cobertura	% Precio Adj / Precio Reserva	μ Cantidad Ofertada					μ Precio Oferta				
	μ	σ	μ	σ			G1	G2	G3	G4	G5	G1	G2	G3	G4	G5
	200	2694,2	175,9	115,9			3,1	90%	89%	597,6	599,6	822,7	432,1	434,4	70,9	103,7
190	2679,8	169,2	116,2	5,4	89%	89%	598,8	561,4	917,8	397,0	397,3	74,7	101,0	110,1	101,1	114,5
180	2426,9	445,1	117,9	5,2	81%	91%	579,1	588,3	882,9	449,6	469,9	84,2	113,4	120,3	105,4	111,0
170	2374,3	464,6	117,9	5,5	79%	91%	578,4	585,8	875,0	447,0	474,4	80,3	114,3	122,7	105,5	114,0
160	2374,2	474,3	118,7	5,8	79%	91%	589,7	580,9	872,9	450,1	478,5	85,2	112,7	117,5	110,9	113,6
150	2192,7	522,0	117,9	5,9	73%	91%	564,1	563,2	878,9	430,0	499,1	106,2	95,0	121,8	113,9	121,6
140	2228,8	545,9	118,0	5,4	74%	91%	573,4	550,5	844,2	402,6	450,0	99,3	95,7	122,2	115,6	113,4
130	2558,6	341,8	117,3	4,2	85%	90%	543,1	579,1	801,3	399,4	451,4	86,0	84,8	112,2	104,8	117,0
Promedio	2441,2	392,3	117,5	5,1	81%	90%	578,0	576,1	862,0	426,0	456,9	85,9	102,6	118,1	107,4	113,3

Tabla 6-10. Resultados sensibilidad con restricción pivotal 50 % y precio reserva aleatorio

Precio Simulado Subasta	Cantidad Total Adjudicada		Precio Cierre		% Cobertura	% Precio Adj / Precio Reserva	μ Cantidad Ofertada					μ Precio Oferta				
	μ	σ	μ	σ			G1	G2	G3	G4	G5	G1	G2	G3	G4	G5
	200	2596,9	171,4	116,1			2,0	87%	89%	562,9	585,2	918,2	370,9	340,9	79,7	117,4
190	2643,3	142,6	116,8	4,1	88%	90%	557,5	569,6	893,5	394,4	440,9	78,0	118,6	110,6	102,0	100,4
180	2630,2	132,0	111,0	2,5	88%	85%	599,2	596,6	903,8	351,6	288,1	76,1	86,5	112,6	100,6	100,3
170	2792,0	141,1	110,1	1,8	93%	85%	574,5	551,9	907,2	373,3	476,4	88,1	102,7	110,2	100,8	100,5
160	2652,8	156,4	114,8	4,3	88%	88%	599,0	582,5	905,0	325,0	443,9	109,4	81,0	110,2	101,0	100,2
150	2742,3	116,5	112,7	1,6	91%	87%	546,3	599,4	888,9	463,9	386,3	107,3	98,1	113,1	103,8	101,9
140	2571,7	162,5	115,0	4,3	86%	88%	598,5	576,9	860,7	391,7	283,1	90,7	86,0	110,2	100,1	114,7
130	2174,8	266,8	125,0	1,4	72%	96%	597,2	599,4	910,1	250,3	265,5	130,0	147,5	134,4	117,9	126,1
Promedio	2600,5	161,2	115,2	2,7	87%	89%	579,4	582,7	898,4	365,2	365,6	94,9	104,7	114,1	103,4	105,5

La Figura 6-7 y la Figura 6-8 muestran una comparación para diferentes precios de simulación de ronda con y sin el efecto de aleatoriedad en el precio de reserva y la restricción de participación para los 3 generadores de mayor participación donde se confirma el efecto de menores precios con la convergencia de ambas consideraciones.

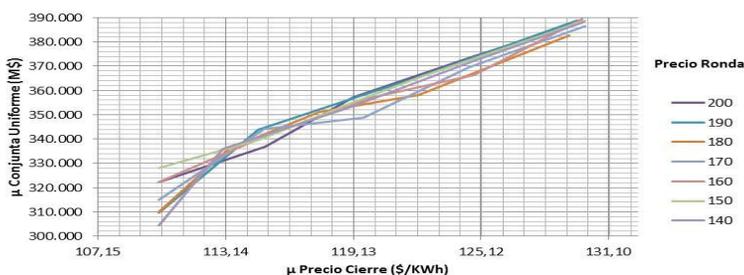


Figura 6-7. Utilidad conjunta uniforme Vs Precio de cierre – Sin precio reserva aleatorio y restricción pivotal

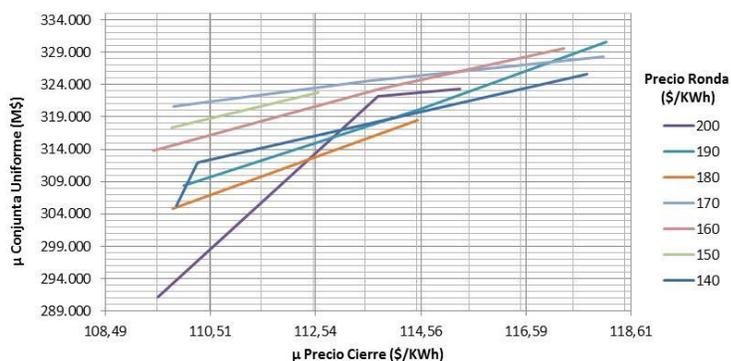


Figura 6-8. Utilidad conjunta uniforme Vs Precio de cierre – Con precio reserva aleatorio y restricción pivotal

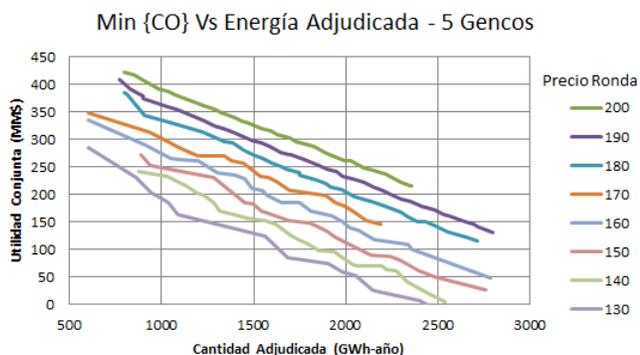
- v. Sensibilidad a la media del precio de bolsa esperado (90, 100, 120, 140): Una de las principales variables de incertidumbre para definir la estrategia óptima del generador, corresponde al precio spot tal como se describió en el numeral 2.4.1. Esta sensibilidad es complementaria con la descrita en el caso de sensibilidad iv dado que se parte del mismo caso principal de simulación (maximizar utilidad conjunta con restricción pivotal y precio de reserva aleatorio) pero en esta ocasión se simula para distintos valores de μ como valor medio de la distribución de probabilidad del precio spot el cual es común para todos los agentes, tal como se describió en el numeral 5.3.

Tabla 6-11. Resultado sensibilidad valor medio distribución de probabilidad precio de bolsa

Precio Ronda 130 (\$/KWh)			Requerimiento Demanda 2000 GWh-año		Nivel de Contratación				
μ Pb	Precio Cierre	Utilidad Total	% Costo Oportunidad	Oferta adjudicada	G1	G2	G3	G4	G5
90	106,7	199081,6	41%	1182,3	65%	54%	54%	69%	72%
100	117,8	176557,2	57%	1407,1	67%	61%	53%	75%	59%
120	123,5	173515,7	38%	930,6	62%	70%	51%	71%	58%
140	123,4	196576,4	78%	2119,5	53%	74%	32%	45%	40%

Para analizar el efecto se analizan los resultados sobre el precio de cierre y la utilidad conjunta total para un precio de ronda seleccionado de 130 \$/KWh según se observa en la Tabla 6-11.

- vi. Sensibilidad a la cantidad de competidores (5, 6, 7 generadores): esta sensibilidad es de gran importancia pues permite realizar análisis del efecto en competencia y la eficiencia de la misma. Se realizan análisis sobre la maximización de la utilidad conjunta, la mínima diferencia entre la utilidad esperada y la realmente recibida, efectos sobre el tipo de producto, esquema de despeje si es uniforme o discriminatorio y sobre la función de demanda, todas ellas partiendo igualmente de la formulación descrita en el numeral 5.3. De esta forma se logre establecer si cada uno de estos factores favorecen la competencia, reflejándose en el precio de cierre y en la cantidad total adjudicada. Las sensibilidades se realizaron para 5, 6 y 7 generadores. En la Figura 6-9 se presenta el resultado de la relación de utilidad conjunta partiendo de la función objetivo de optimizar el costo de oportunidad CO , frente a las variaciones en la cantidad adjudicada para precios de ronda entre 130 y 200 \$/KWh. Se observa como a mayor cantidad de generadores se obtiene mayor nivel de cobertura promedio en cuanto a la atención del requerimiento de demanda para los tres casos de 3000 GWh-año.



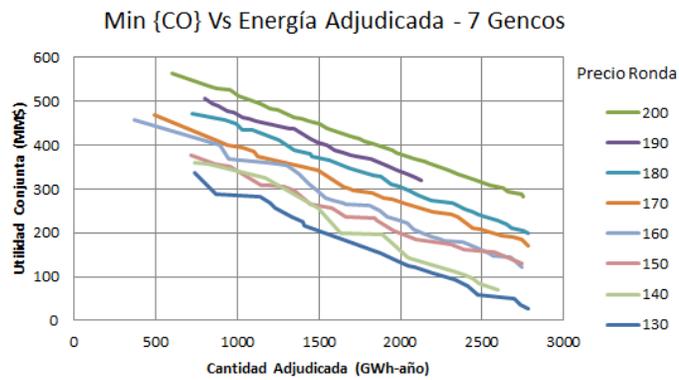
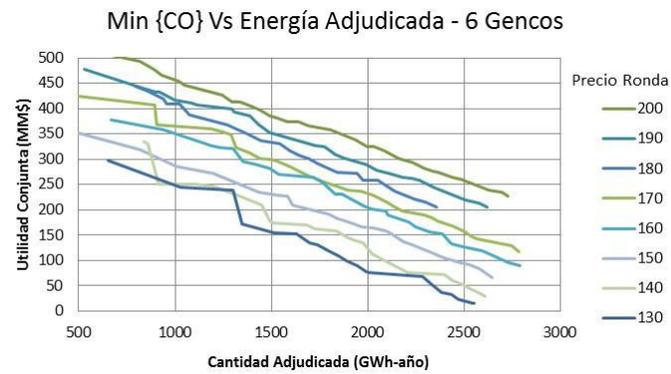


Figura 6-9. Sensibilidad Utilidad Vs Cantidad Adjudicada para 5, 6 y 7 generadores

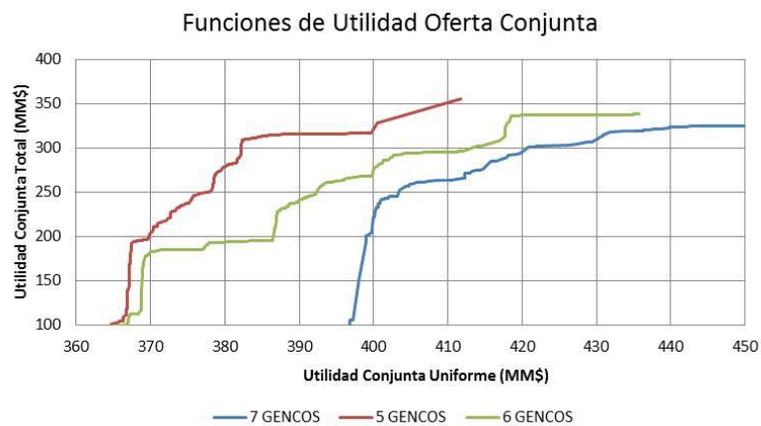


Figura 6-10. Relación Utilidad Conjunta Esperada Vs. Utilidad Conjunta Uniforme para Precio Ronda 140\$/KWh

Un mayor exceso de oferta tiene como efecto el incremento en la utilidad conjunta tanto en la utilidad esperada como la distribución de utilidad que recibirían los generadores. La Figura 6-10 ilustra la relación entre la Utilidad Conjunta y la función de utilidad con asignación uniforme. Las tres curvas a pesar de tener similar convexidad, presentan una relación menos lineal para el caso con 7 generadores y mayores valores promedio de utilidad conjunta uniforme. Derivado de ello se evidencia que en conjunto se perciben mayores beneficios producto del despeje de la subasta debido a la mayor competencia. Por tal razón es deseable crear los mecanismos para garantizar esa mayor participación con una alternativa como determinar la restricción de participación de mercado o restricción pivotal descrita anteriormente. La Figura 6-11 muestra el efecto en el precio de cierre con respecto a la cantidad adjudicada para 5 y 7 generadores, el beneficio es claro para el mercado en el sentido que se logran menores precios a mayor participación.

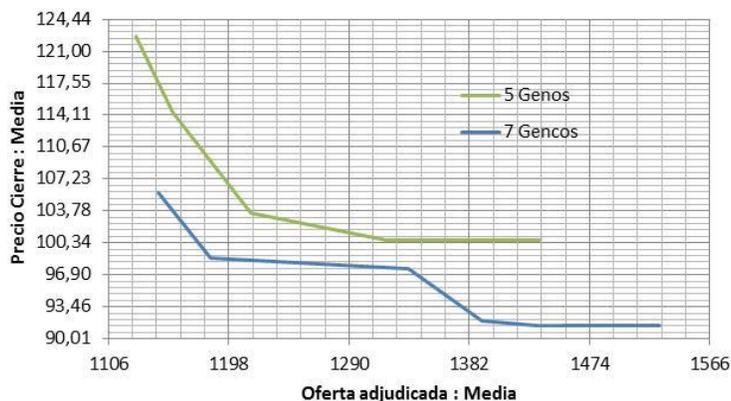


Figura 6-11. Relación precio de cierre y cantidad adjudicada con restricción pivotal para precio ronda 140 \$/kWh

En cuanto al precio de cierre, la Figura 6-12 muestra las distribuciones de probabilidad para cada caso considerando 5, 6 y 7 generadores siendo la distribución lognormal la de mejor ajuste al resultado de la simulación. Se

observa la disminución del valor medio de la distribución a mayor participación. No obstante se observa cómo se incrementa la dispersión debido a la mayor incertidumbre de las cantidades ofertadas.

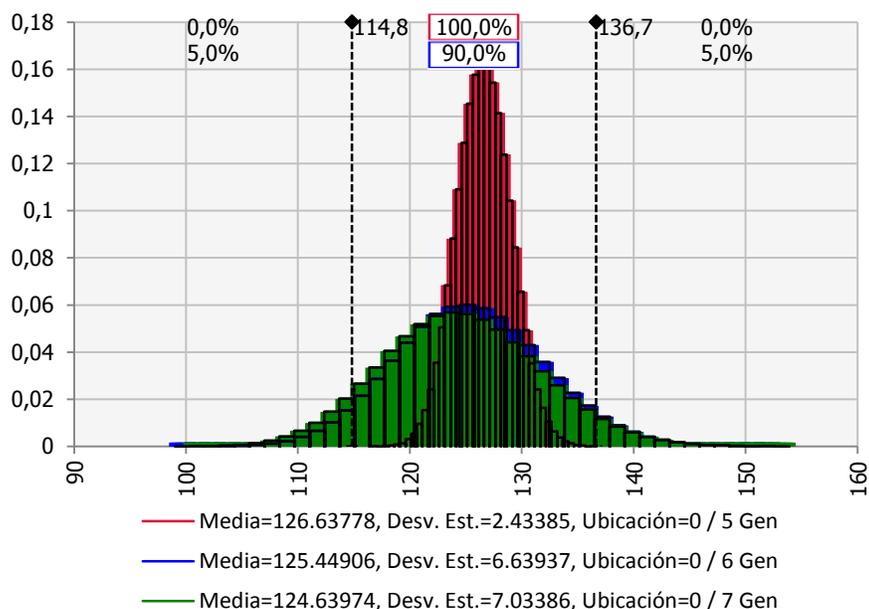


Figura 6-12. Distribución lognormal simulación 5, 6 y 7 generadores

- vii. Sensibilidad al índice pivotal (3 mayores cubran del 40 %- 70 % de la demanda requerida): Esta sensibilidad busca analizar el efecto de control de poder de mercado desde el punto de vista de política regulatoria como mecanismo para incentivar la competencia de acuerdo con lo descrito en el numeral 2.3. Para el análisis se parte del caso base haciendo sensibilidad sobre el porcentaje máximo admitido para que sea cubierto por los tres generadores que oferten menor precio. De acuerdo con los resultados de esta sensibilidad presentados en la Tabla 6-12, el efecto de limitar la participación de los tres mayores ofertantes produce un efecto positivo para el mercado considerando el precio de cierre. No obstante este límite debe ser analizado en detalle para cada mercado a aplicar pues puede generar señales

inadecuadas en cantidades y generar el efecto contrario cuando existe un nivel de concentración muy alto.

Tabla 6-12. Resultados sensibilidad porcentaje de restricción pivotal

% Restricción Pivotal	Precio Cierre	Utilidad Compra	Utilidad Total	Relac %	Oferta adjudicada
40%	111	9158	205745	40%	1120
50%	117	18938	197088	34%	838
60%	118	19004	194679	36%	876
70%	118	18388	195639	37%	906
Sin RP	119	12515	210183	50%	1298

Al limitar la cantidad a un generador pivotal puede poner en riesgo la cantidad disponible y dar paso a ofertas de tecnologías más costosas con el consecuente efecto en el precio de cierre del mercado.

- viii. Sensibilidad exceso de oferta: finalmente se realizó sensibilidad considerando como función objetivo la minimización del exceso de oferta. Ésta puede estar cubierta por las demás sensibilidades dado que el cumplimiento de este requerimiento está descrito como restricción dentro de la formulación de la función de estrategia óptima de los generadores. La Figura 6-13 muestra el resultado gráficamente para diferentes precios de ronda relacionando el exceso de oferta y el precio de cierre. Se observa el precio al cual el exceso de oferta llega a cero, siendo el menor precio de cierre el caso de precio de ronda de 150 \$/KWh dado que convergen la mayor cantidad de energía producto de la simulación de utilidad de cada generador. No obstante con esta estrategia no necesariamente se logra la mayor utilidad a los generadores, por tanto se desoptimiza el ejercicio de la generación conjunta, por tal razón el exceso de oferta se considera en las demás sensibilidades como un restricción al problema de optimización.

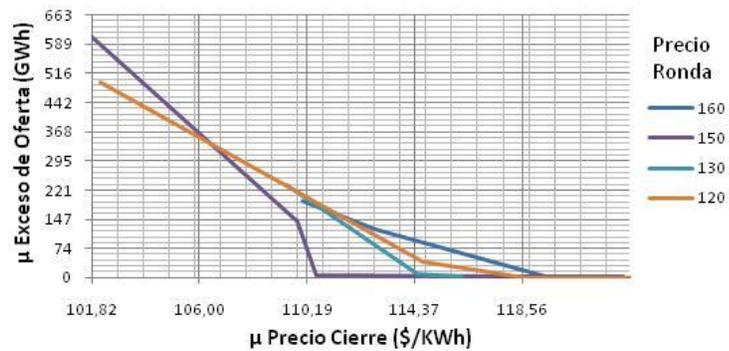


Figura 6-13. Simulación minimización exceso de oferta para 5 generadores

7. CONCLUSIONES

Desde el punto de vista de funcionamiento adecuado y eficiente del mercado, no es conveniente que el regulador participe en la definición de la función del comprador. Una posible y más idónea solución es que el regulador defina lineamientos pero debe establecer un agente imparcial que defina la frecuencia y coordine la realización de la subasta de forma conjunta. Éste agente centralizado puede obtener la información relevante de los compradores y mediante la aplicación de metodologías válidas desde el punto de vista económico construiría la función de compra que saldrá a subastar. Un regulador definiendo funciones de disposición a la compra y definiendo precios de reserva puede crear expectativas de intervención del mercado, lo cual representaría un riesgo elevado para los generadores e inversionistas creando un efecto de poca oferta o incorporación de esos efectos en la prima de riesgo, conllevando precios de despeje más altos ante una eventual menor competencia.

En este orden de ideas deberían ser los compradores quienes definan la cantidad, los precios de reserva que cada uno considera y dar señales adecuadas en qué momento se requeriría la subasta, en función de la exposición a la bolsa por falta de niveles adecuados de contratación. Con esto se daría una mayor participación a la demanda lo cual logra menores precios de despeje.

No obstante el comprador debe tener señales regulatorias que conlleven a la gestión eficiente de la compra. Una alternativa es mediante penalidades vía precio techo de transferencia a la tarifa a usuario final. Se pueden considerar también estos techos para penalizar en caso de sobrestimar el crecimiento de la demanda en cantidad. Otra alternativa que va en pro de la gestión eficiente de la compra, es mediante la convergencia de todos los compradores tal que reporten sus funciones de compra, agregadas por un ente coordinador de subasta y se realicen simulaciones mediante una de las metodologías propuestas para obtener una función que determine la región adecuada de precios y cantidades.

La subasta no debería ser realizada con una frecuencia muy corta para evitar el aprendizaje permanente de los generadores, además la periodicidad preestablecida aumenta el efecto, por lo tanto se sugiere realizar las subastas dos veces al año para establecer las necesidades de compra con dos o tres años de anticipación. Mayores tiempos de planeación generan incertidumbre con el consecuente aumento en los precios de oferta. Una realización muy frecuente de subastas conlleva a eventuales colusiones tácitas dada la mayor cantidad de información que puede obtener quien realice la oferta. Dada la complementariedad simulada en los casos de demanda desagregada y agregada se observa la adecuada complementariedad entre los mercados regulado (función de demanda agregada) y no regulado (función de demanda desagregada). Esto puede llevar a considerar la estructuración del mercado no regulado dentro del mercado centralizado con posibles ventajas para los participantes en el sentido que se tendrían precios de despeje de mercado más cercanos, complementariedad de productos y aumento de la cantidad requerida aumentando la competencia y participación de la oferta. Otro aspecto en el que puede contribuir es que la mayor elasticidad de la demanda no regulada puede contribuir a proteger tanto a los usuarios regulados como no regulados y reduce la preponderancia de la curva de la demanda regulada en la determinación del precio de mercado.

Uno de los principales objetivos de un mercado eléctrico complementario entre los mercados de contratos y el spot es la formación eficiente del precio de mercado. En ese orden de ideas, el mecanismo de subasta de reloj descendente brinda resultados más eficientes y de mayor competencia que el mecanismo de sobre cerrado lo cual se vería aumentado si converge tanto el mercado regulado como no regulado disminuyendo los riesgos vistos por el generador.

En los casos donde se realiza sensibilidad al porcentaje de participación de oferta de los 3 mayores generadores, se observa como cubre mayor demanda dado que se minimiza el precio de cierre. No obstante, ante valores extremos del porcentaje (menor de 40 % o mayor de 70%) no se dan soluciones factibles o son menos eficientes. Un rango entre el 50% al 60 % es más adecuado dado que se atiende mayor demanda dando mayor

participación a generadores más pequeños para el caso analizado. Lo anterior permite concluir que el tipo de regla pivotal en efecto favorece la competencia, evita colusión y corrobora que se logran mejores resultados agregando la demanda. No obstante se debe ser cuidadoso con esta restricción pues puede llevar a ineficiencias en el mercado dado que si los agentes participantes son pivotaes, el restringir su participación en grandes volúmenes puede llevar a que optimice su estrategia en el spot o incrementando e precio en la subasta y bajo pleno conocimiento este agente que es pivotal, llevaría a precios de despeje ineficientes.

Con los casos de sensibilidad al precio medio spot, se comprueba el efecto de que a mayor volatilidad producto del spot, mejor cobertura mediante contratos. Ante una mayor demanda agregada se obtiene mayor competencia que busca contratar mayor cantidad. Este efecto se puede observar en las curvas de frontera eficiente de precio de cierre contra cantidad de energía adjudicada.

BIBLIOGRAFÍA

Abbink, K., Brandts, J., McDaniel, T.M., (2003). Asymmetric demand information in uniform and discriminatory call auction: An experimental analysis motivated by electricity markets. *Journal of Regulatory Economics* 23, 125–144.

Ausubel, Lawrence M. and Peter Cramton (2002), Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions, University of Maryland *Working Paper 9607*, revised July 2002.

Ausubel, Lawrence M. and Peter Cramton (2004), Auctioning Many Divisible Goods. *Journal of the European Economic Association*, 2, 480-493.

Ausubel, Lawrence M. and Peter Cramton (2006). Dynamic Auctions in Procurement. Dimitri, Nicola, Gustavo Piga, and Giancarlo Spagnolo, *Handbook of Procurement*, Cambridge University Press, 220-245.

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

Azevedo, E., Correia, P. (2006). Bidding strategies in Brazilian electricity auctions. *Electrical Power and Energy Systems* 28, 309–314. doi:10.1016/j.ijepes.2005.12.002

Barrera, F., García, A., (2010). Desempeño del Mercado eléctrico colombiano en épocas de Niño: Lecciones del 2009-10. Un informe para la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica. ACOLGEN. Recuperado de <http://www.acolgen.org.co/jornada3/INFORME%20Barrera-Garcia.pdf>.

Barroso, L. A., A. Street, et al. (2011). "Offering Strategies and Simulation of Multi-Item Iterative Auctions of Energy Contracts." *Power Systems, IEEE Transactions on* 26(4): 1917-1928.

Barroso L. A., Rosenblatt J., Guimarães A., Bezerra B., Pereira M., (2006). 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*.

Battle,C.,Otero-Nova s, I.,Alba,J.J.,Meseguer, C.,Barquín,J.,(2000). A model based in numerical simulation techniques as a tool for decision-making and risk management in a wholesale electricity market. Part I: *general structure and scenario generators. Proceedings PMAFS00 Conference,Madeira.*

Beenstock, M., E. Goldin, and D. Nabot, (1999). "The Demand for Electricity in Israel." *Energy Economics* 21(2):168-83.

Block, C., Neumann, D., Weinhardt, C., (2008). A Market Mechanism for Energy Allocation in Micro-CHP Grids. In: *Proceedings of the 41st Hawaii International Conference on System Sciences*, pp. 1–11.

Choynowski, P.,(2002). Measuring willingness to pay for electricity. ERD Technical Note Series No. 3. *Economics and Research Department*. Asian Development Bank.

Cramton, P. (1998), "Ascending Auctions," *European Economic Review*, 42, 745-756.

Day,C.J.,Hobbs,B.F., Pang, J.-S., (2002). Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach. *IEEE Transactions on Power Systems* 17 (3),597–607 .

Deaton, A. S., and J. Meullbauer, (1980). *Economics and Consumer Behavior*. Cambridge: Cambridge University Press.

ERGEG (2010b), Draft Comitology Guidelines on Fundamental Electricity Data Transparency, European Regulators' Group for Electricity and Gas, 8 September 2010.

Fabra, N., Von der Fehr, N., Harbord, D., (2002). Modeling electricity auction. *The Electricity Journal* 7, 72–81.

Fabra, N., (2003). Tacit collusion in repeated auction: Uniform versus discriminatory. *Journal of Industrial Economics* 3, 271–293.

Fabra, N., Von der fehr, N., Harbord, D., (2006). Designing electricity auction. *RAND Journal of Economics* 1, 23–46.

Federico, G., Rahman, D., 2003. Bidding in an electricity pay-as-bid auction. *Journal of Regulatory Economics* 2, 175–211.

Fushuan, W.; David, A.K. (2001) Optimal bidding strategies and modeling of imperfect information among competitive generators. *Power Systems, IEEE Transactions*. Volume: 16, Issue: 1. doi: 10.1109/59.910776

Gortazar, F., A. Duarte, M. Laguna, R. Martí (2010) “Black Box Scatter Search for General Classes of Binary Optimization Problems,” *Computers and Operations Research*, vol. 37, no. 11, pp. 1977-1986.

Glover, F., Kelly, J., Laguna, M.,(1998). The optquest approach to crystal ball simulation optimization. Recuperado de <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/summary?doi=10.1.1.127.7194>

Green R, Newberry D.(1992). Competition in the british electricity spot market. *J Polit Econ* 1992;100:929–53

Haghighat, H., Seifi, H., Kian, A.R., (2008). The role of market pricing mechanism under imperfect competition. *Decision Support Systems* 45, 267–277.

Haas, R., and L. Schipper, (1998). “Residential Energy Demand in OECD-Countries and the Role of Irreversible Efficiency Improvements.” *Energy Economics* 20(4):421-42.

Helman, U., Hobbs, B.F., (2008). The design of US wholesale energy and ancillary service auction market: theory and practice. In: Sioshansi, F.P. (Ed.), *Competitive Electricity Markets—Design, Implementation, Performance*. Elsevier, pp. 179–243.

Hobbs,B., Rothkopf,M.,O’Neil,R., Chao, H., (2001). *The Next Generation of Unit Commitment Models*. Kluwer Academic Publishers,Boston.

Kagel, John H. (1995), “Cross-Game Learning: Experimental Evidence from First-Price and English Common Value Auctions,” *Economic Letters*, 49, 163-170

Kagel, John H. and Dan Levin (2001), “Behavior in Multi-Unit Demand Auctions: Experiments with Uniform Price and Dynamic Vickrey Auctions,” *Econometrica*, 69, 413-454.

Kahn,E., 1998. Numerical techniques for analyzing market power in electricity. *Electricity Journal* 11 (6),34–43.

Kahn, A.E., Cramton, P.C., Porter, R.H., Tabors, R.D., (2001). Uniform pricing or pay-as bid pricing: a dilemma for California and beyond. *The Electricity Journal* 14 (6), 70–79.

Kian AR, Cruz Jr JB, Thomas RB. (2005) Bidding strategies in oligopolistic dynamic electricity double-sided auctions. *IEEE Trans Power System*; 20(1):50–8.

Krishna, V. (2002) Auction Theory, Academic Press, San Diego, California.

Laguna, M. (2011). OptQuest. Optimization of complex systems. Opttek Sytems Inc.
 Recuperado de
<http://www.opttek.com/sites/default/files/pdfs/OptQuestOptimization%20of%20Complex%20Systems.pdf>

Levin, Dan, John H. Kagel, and Jean-Francois Richard (1996), “Revenue Effects and Information Processing in English Common Value Auctions,” *American Economic Review*, 86, 442-460.

McCabe, Kevin A., Stephen J. Rassenti, and Vernon L. Smith (1990), “Auction Institutional Design: Theory and Behavior of Simultaneous Multiple-Unit Generalizations of the Dutch and English Auctions,” *American Economic Review*, 80, 1276-1283.

Macatangay, E.R.A., 2001. Market definition and dominant position abuse under the new electricity trading arrangements in England and Wales. *Energy Policy* 29, 337–340

Meucci, Attilio (2005), Risk and Asset Allocation. Springer

Milgrom, Paul (2004), Putting Auction Theory to Work, Cambridge: Cambridge University Press.

Milgrom, Paul and Robert J. Weber (1982), "A Theory of Auctions and Competitive Bidding," *Econometrica*, 50, 1089-1122.

Montero, J.P, Rudnick, H., "Precios eléctricos flexibles", *Cuadernos de Economía*, Año 38, N°113, pp. 91-109, April 2001.

Moreno, R., Bezerra, B., Barroso, L., Mocarquer, S., Rudnick, H.,(2009) 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. 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., Rudnick, H. and Barroso, L., "First Price and Second Price Auction Modelling for Energy Contracts in Latin American Electricity Markets", 16th *Power Systems Computation Conference*, July, 2008, Glasgow, Scotland.

McAfee, R. Preston and John McMillan (1987), "Auctions and Bidding," *Journal of Economic Literature*, 25, 699-738.

Natalia. F, Van der Fehr, N, Harbord. D.(2006). "Designing electricity auctions," *RAND Journal of Economics*, *RAND Corporation*, vol. 37(1), pages 23-46, 03.

Oren, S., (2004). When is a pay-as bid preferable to uniform price in electricity markets. *IEEE Power Systems Conference and Exposition 3*, 1618–1620.

Oren, S. (2005) Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land. *The Electricity Journal*, Vol. 18, No. 9. (2005), pp. 28-42. doi:/10.1016/j.tej.2005.10.003

Otero-Novas, I., Meseguer, C., Batlle, C., Alba, J., 2000. A simulation model for a competitive generation market. *IEEE Transactions on Power Systems* 15 (1), 250–257.

Rassenti, S.J., Smith, V.I., Wilson, B.J., (2003). Discriminatory price auctions in electricity market: Low volatility at the expense of high price levels. *Journal of Regulatory Economics* 23, 109–123.

Revelt, D., Train, K., (2000). Customer-Specific Taste Parameters and Mixed Logit: Households' Choice of Electricity Supplier. Department of Economics. University of California, Berkeley.

Rendon J., Trespalacios A. Modelo estocástico para el precio de la energía en Colombia. (2011). *Revista AIE* No. 10 (Asociación de Ingenieros Electricistas Universidad de Antioquia). Diciembre de 2011. ISSN: 1794-6077

Smeers, Y., (1997). Computable equilibrium models and the restructuring of the European electricity and gas markets. *Energy Journal* 18 (4), 1–31.

Varian, R. H., (1992), *Microeconomic Analysis* (Norton) 3rd ed.

Vazquez, C., Rivier, M., Perez-Arriaga, I.J., (2001). If pay-as-bid auctions are not a solution for California, then why not a reliability market. *The Electricity Journal* 4, 41–48.

Ventosa, M., Baíllo, A., Ramos, A., Rivier, M., (2005). Electricity market modeling trends. *Energy Policy* 33, 897–913. doi:10.1016/j.enpol.2003.10.013

Vishnu, N., Tapas K. (2009). A survey of critical research areas in the energy segment of restructured electric power markets. *Electrical Power and Energy Systems* 31, 181–191 doi:10.1016/j.ijepes.2009.01.004

Von der Fehr NH, Harbord D. (1998). Competition in electricity spot markets: economic theory and international experience. *Technical report*. Oslo University, Department of Economics.

Von Der Fehr, N.H. (2010). Information provision in electricity markets - an economic analysis. Oslo University, Department of Economics.

Yepez-Garcia, R., Johnson, T., Andrés, L.A. (2010). Meeting the electricity supply/demand balance in Latin America and the Caribbean. The World Bank. Energy Sector Management Assistance Program. ESMAP. Recuperado de [www.esmap.org/sites/esmap.org/files/REPORT%20LAC%](http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/REPORT%20LAC%202010.pdf)

Wang, X.J., Yin, H., 2004. An incentive compatible double auction mechanism in electricity market. *Automation of Power Systems* 28 (18), 7–15.

Westley, G., (1989). The Demand for Electricity in Latin America: a Survey and Analysis. *Papers on Project Analysis* No. 35, Inter-American Development Bank., Washington, D. C.

Wolfram C. (1998). Strategic bidding in a multi-unit auction: an empirical analysis of bids to supply electricity in England and Wales. *RAND J Econ* 1998;29.

ANEXOS

