



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

SEÑALES DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN EN MERCADOS DE ELECTRICIDAD – CASO DEL CARGO POR  
CONFIABILIDAD EN COLOMBIA

Trabajo final de maestría para optar el título de Magister en Ingeniería de Sistemas

DAVID BECERRA DIAZ

Ingeniero de Sistemas e Informática

Director

CARLOS JAIME FRANCO CARDONA. Phd

MAESTRÍA EN INGENIERÍA – INGENIERÍA DE SISTEMAS

Perfil: Profundización

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Sede Medellín

Medellín, Colombia

Noviembre de 2012

## Tabla de contenido

Lista de figuras.....	4
Lista de tablas.....	5
Lista de ecuaciones.....	6
Resumen.....	7
Abstract .....	8
Objetivos .....	9
Introducción .....	10
Capítulo 1. Estructura de los Mercados de Electricidad.....	14
1.1.    Introducción .....	14
1.2.    Arquitectura y diseño de los mercados de electricidad .....	15
1.3.    Arquitectura del mercado .....	16
1.4.    Diseño del mercado.....	19
1.5.    Evolución de los mercados de electricidad .....	21
Capítulo 2. Evolución y estructura del mercado colombiano de electricidad.....	28
2.1.    Introducción .....	28
2.2.    Evolución del mercado de electricidad colombiano .....	28
2.3.    Estructura del mercado colombiano.....	34
2.3.1. <i>Arquitectura del mercado colombiano</i> .....	34
2.3.2. <i>Diseño del mercado colombiano</i> .....	38
Capítulo 3. Confiabilidad y Eficiencia en los mercados de electricidad .....	41
3.1.    Introducción .....	41
3.2.    Definición de la confiabilidad .....	42
3.3.    Evidencias de la eficiencia y la confiabilidad en los mercados de electricidad – Presencia del riesgo y su confrontación .....	47
3.3.1. <i>Caso Chile</i> .....	47
3.3.2. <i>Caso Reino Unido</i> .....	48
3.3.3. <i>Caso Inglaterra</i> .....	48
3.3.4. <i>Caso Estados Unidos</i> .....	49
3.3.5. <i>Caso PJM</i> .....	50
3.3.6. <i>Caso Brasil</i> .....	51
3.4.    Definición de la eficiencia en los mercados de electricidad.....	51

3.5. Evidencias de la eficiencia y la confiabilidad en los mercados de electricidad en el mercado colombiano.....	52
Capítulo 4. Manejo del riesgo en Mercados de electricidad.....	57
4.1. Introducción .....	57
4.2. Definición del riesgo en los mercados de electricidad.....	58
4.3. Clasificación del riesgo en los mercados de electricidad .....	60
4.3.1. <i>Riesgo corporativo</i> .....	60
4.3.2. <i>Riesgo Financiero</i> .....	61
4.3.3. <i>Riesgo Operativo</i> .....	62
4.3.4. <i>Riesgo de regulación</i> .....	62
4.4. Manejo del riesgo en los mercados de electricidad.....	64
4.5. Herramientas de análisis en los mercados de electricidad para el manejo del riesgo .....	70
4.5.1. <i>Modelos económicos</i> .....	70
4.5.2. <i>Modelos financieros</i> .....	71
4.6. Evidencias en el mercado colombiano .....	72
Capítulo 5. Señales de expansión de generación en mercados de electricidad .....	77
5.1. Introducción .....	77
5.2. Cambio de paradigma de los mercados de electricidad – inmersión a las señales de expansión .....	78
5.3. Conceptualización de las señales de expansión en mercados de electricidad .....	80
5.4. Clasificación de las señales de expansión en mercados de electricidad .....	83
5.4.1. <i>Mercados de solo energía</i> .....	85
5.4.2. <i>Mercados de requerimientos de capacidad</i> .....	85
5.4.3. <i>Mercados de Pagos por capacidad</i> .....	86
5.4.4. <i>Mecanismo de pagos por capacidad locacional</i> .....	86
5.4.5. <i>Contratos de pago por confiabilidad</i> .....	87
5.4.6. <i>Mercados de servicios auxiliares</i> .....	87
5.4.7. <i>Mercados de transmisión y FTRs (Derechos financiero de transmisión)</i> .....	88
5.5. Evidencias de las señales de expansión en entornos desregulados .....	90
5.5.1. <i>Inglaterra</i> .....	90
5.5.2. <i>New England</i> .....	90
5.5.3. <i>Suiza</i> .....	91
5.5.4. <i>Otros</i> .....	92
5.6. Evidencias de las señales de expansión en el mercado de electricidad colombiano.....	93
Capítulo 6. Cargo por confiabilidad .....	95
6.1. Introducción .....	95
6.2. Antecedentes del mecanismo en el mercado colombiano .....	95

6.3.	Funcionamiento del esquema .....	98
6.3.1.	<i>Objetivos del mecanismo</i> .....	98
6.3.2.	<i>El producto</i> .....	99
6.3.3.	<i>Determinación del precio de ejercicio</i> .....	99
6.3.4.	<i>Penalidad por incumplimiento</i> .....	100
6.4.	Obligaciones de Energía Firme – OEF .....	101
6.5.	La subasta .....	103
6.6.	Las Penalidades y Anillos de Seguridad .....	108
Capítulo 7. Tendencia de modelado en mercados de electricidad .....		113
7.1.	Introducción .....	113
7.2.	Tendencias de modelado en los mercados de electricidad .....	114
7.3.	Aportes de varias metodologías a los mercados de electricidad .....	118
7.3.1.	<i>Dinámica de Sistemas</i> .....	120
7.3.2.	<i>Modelos de optimización</i> .....	123
7.3.3.	<i>Modelos de equilibrio</i> .....	123
7.3.4.	<i>Modelos de simulación</i> .....	124
7.4.	Estado del arte en señales de expansión de generación en mercados de electricidad .....	124
7.5.	Aportes para el mercado colombiano .....	126
7.5.1.	<i>Modelos desarrollados para el cargo por confiabilidad</i> .....	127
Conclusiones .....		129
Referencias .....		132

## Lista de figuras

Figura 1. Unidades de negocio de la compañía holding de electricidad en Nigeria – PHCN. ....	17
Figura 2. Leyes que sustentan la transformación del Sector Eléctrico colombiano.....	29
Figura 3. Evolución del número de agentes públicos y privados en generación. ....	32
Figura 4. Evolución de la capacidad instalada y precios mayoristas en Colombia.....	33
Figura 5. Proyección de la demanda nacional de energía eléctrica. ....	34
Figura 6. Diferencias entre usuarios regulados y no regulados .....	36
Figura 7. Marco institucional del sector eléctrico colombiano. ....	38
Figura 8. Relaciones causales del mercado a través de precios.....	45
Figura 9. Participación por tecnología en la capacidad efectiva neta del mercado colombiano.....	53
Figura 10. Evolución del porcentaje de pérdidas en el mercado colombiano. ....	54
Figura 11. Evolución del precio de bolsa y los contratos en Colombia entre 1990 y el 2002.....	73
Figura 12. Dinámica de la capacidad de expansión en el mercado Suizo de electricidad. ....	92
Figura 13. Definición del esquema del Cargo por Confiabilidad. ....	100
Figura 14. Participación en la subasta de energía firme. ....	102
Figura 15. Asignación de las obligaciones de energía firme. Subasta de reloj descendente.....	103
Figura 16. Proyectos GPPS 2014-2018. ....	106
Figura 17. Anillos de Seguridad. ....	110
Figura 18. Tipos de Subastas de Reconfiguración. ....	111
Figura 19. Representación esquemática de las tendencias de modelado en mercados de electricidad .....	115
Figura 20. Esquema general de modelación. ....	128

## Lista de tablas

Tabla 1. Porción de mercado de las tres firmas más grandes (%).....	23
Tabla 2. Cambios en la industria debido al proceso de desregulación. ....	24
Tabla 3. Empresas de servicios públicos. ....	36
Tabla 4. Cambios en el mercado debido a la desregulación con relación al nivel de incertidumbre...	59
Tabla 5. Instrumentos financieros desarrollados en los mercados de electricidad para el manejo del riesgo .....	67
Tabla 6. Periodo de vigencia de la OEF. ....	102
Tabla 7. Metodologías de planificación en función de la incertidumbre y compromiso de los recursos .....	116
Tabla 8. Metodologías para la formulación de estrategias aplicadas al mercado después de la desregulación .....	117
Tabla 9. Estado del arte de aplicaciones en mercados de electricidad con diferentes metodologías	119
Tabla 10. Estado del arte de las aplicaciones en mercados de electricidad con Dinámica de Sistemas .....	122

## Lista de ecuaciones

Ecuación 1. Cálculo de la demanda nacional de energía en Colombia .....	33
Ecuación 2. Reservas operativas. ....	43
Ecuación 3. Pérdida de carga .....	44
Ecuación 4. Promedio de interrupciones de servicio por cliente por año .....	44
Ecuación 5. Promedio del tiempo de restauración por cliente.....	44
Ecuación 6. Promedio del tiempo total de interrupción por cliente al año.....	45
Ecuación 7. Prima de opciones de confiabilidad .....	107

## Resumen

La evolución que han tenido los mercados de electricidad en el mundo ha implicado una serie de transformaciones en diferentes aspectos que se deben principalmente a la transición de un mercado regulado por el Estado a un entorno desregulado, en el cual se permitió que inversionistas privados tuvieran la posibilidad de participar en el sector a través de un modelo de mercado competitivo en el que se definieran los precios del mismo. Sin embargo, como consecuencia de dichos cambios surge un conjunto de factores que alteraron la dinámica del mercado agregando un nivel de complejidad mayor para las decisiones de sus agentes, razón por la cual los problemas emergentes se convirtieron en objeto de estudio e interés para muchos expertos en el mundo, buscando resolver interrogantes en el sector y facilitando el manejo de su complejidad.

Este trabajo presenta una revisión de la señales de expansión de generación en los mercados de electricidad, las cuales se presentan como una alternativa con la que se busca incentivar la capacidad de generación, ya sea por medio de información implícita en incentivos financieros o a través de intervenciones en los mercados, pero que en cualquier sentido generen garantías de inversión en el mismo a través de condiciones favorables en términos de riesgo para los inversionistas y que por otra parte busquen mantener los niveles de confiabilidad en el suministro de energía.

Para cumplir con el objetivo general de este trabajo, se presenta una inmersión en diferentes aspectos de los mercados de electricidad, los cuales como se mencionó inicialmente han sido objeto de transformación de forma paralela al sector. En primera instancia se hace una revisión de la estructura de los mercados de electricidad, entendiendo la forma en la que se han asentado los agentes en el sector y la arquitectura que se ha constituido para facilitar y controlar las interacciones entre los mismos. Posteriormente y como caso de contextualización se presenta una revisión de la estructura del mercado colombiano y de su evolución, con lo cual se puede proceder a la presentación del concepto de confiabilidad y de la manera en la que el mercado se ha preocupado por controlar los riesgos del sistema, toda vez que se puedan superar las expectativas mínimas de retorno a la inversión y se garantice la sostenibilidad del mercado en el suministro de energía en el corto y largo plazo.

Como medida particular se introducen las señales de expansión de generación, las cuales se han alineado con los objetivos del mercado y se convierten en un medio atractivo e importante para el mismo y por ende para su análisis. Continuando con la referenciación en el mercado colombiano, se hace una revisión del cargo por confiabilidad, el cual es una señal que busca desarrollar un seguro sobre el suministro de electricidad y estabilizar las utilidades sobre nuevos proyectos de inversión en el mercado.

Finalmente y entendiendo la inexperiencia del sector, se reconoce la necesidad de contar con mecanismos que faciliten la toma de decisiones de los agentes del mercado, motivo por el cual se presenta una revisión de las tendencias de modelado en el sector buscando tener una perspectiva de algunas iniciativas que han acompañado la resolución de interrogantes en el mercado y sin asumir costos y consecuencias reales.



## Abstract

The evolution that electricity markets have had around the world has implied a serie of transformations in different aspects that have to do mainly to the transition from a market regulated by the state to a deregulate environment, in which it was permitted that private investors had the chance to participate in the field through a competitive market model in which the prizes of it could be defined. However, as consequence of those changes it emerges a group of factors that change the dynamic of the market adding a bigger level of complexity for their agents' decisions, reason why the resulting issues became object of study and interest for many experts around the world, trying to solve queries on the field and easing the handle of its complexity.

This paper presents a revision of the expansion of generation signals in the electricity markets, which are presented as an alternative with the purpose of encouraging the generation capacity, eitherthrough implicit information in financial incentives or through market interventions, but that in any sense it generates investment guarantees by easing conditions for investors in terms of risk, but at the same time that those conditions keep the levels of reliability in the energy supply.

To accomplish with this work's main goal, it is presented an immersion in different aspects of the electricity market, which as it mentioned initially have been object of transformation in a parallel way to the field. At first, a revision of the electricity market structure is made, understanding the way in which field agents have settled and the architecture that has constituted to ease and control the interactions between themselves. Later and as contextualization case, it is presented a revision of the structure of the Colombian market and its evolution, after that it can proceed to the presentation of the concept of reliability and in the way which the market has worried to control the system risks, provided that it can overcome the minimum expectations for investment return and guaranteed the market sustainability in the energy supply in short and long term.

As particular measure there are introduced the expansion of generation signals, which have aligned with the market goals and become in an attractive and important mean for itself and for analysis. Continuing with the referencing in the Colombian market, it is made a revision of the reliability charge, which is a signal that looks to develop an assurance on the electricity supply and stabilize the utilities on new investment market projects.

Finally, and understanding the lack of experience of the field, it is recognized the need to count on mechanisms that facilitate decision making by market agents, reason which is why it is presented a revision of the modeling tendencies in the field, looking for a perspective of some initiatives that have joined the solution of queries in the market and without assuming costs and real consequences.

## **Objetivos**

### **Objetivo general**

- Identificar las señales de expansión de generación en mercados de electricidad buscando reconocer su impacto en la mitigación de riesgos, confiabilidad y eficiencia del mercado en el corto y largo plazo, tomando como referencia el cargo por confiabilidad en el mercado de electricidad colombiano.

### **Objetivos específicos**

1. Presentar el contexto en el cual se enmarcan los mercados de electricidad, mediante el estudio de la estructura y evolución de los mismos, haciendo énfasis en el caso colombiano.
2. Realizar una revisión de la literatura de los conceptos de confiabilidad, eficiencia y riesgo en los mercados de electricidad buscando contextualizar el tema de las señales de expansión de generación.
3. Analizar el manejo del riesgo de los mercados de electricidad, haciendo referencia en el mercado de electricidad colombiano.
4. Identificar las señales de expansión de generación en los mercados de electricidad profundizando en el mecanismo de cargo por confiabilidad para el caso colombiano.
5. Identificar las tendencias de modelado de señales de expansión en generación en los mercados de electricidad.

## Introducción

La tendencia mundial de liberalización de los mercados de electricidad ha ocasionado un aumento en la volatilidad de los precios de la energía eléctrica (H. Rudnick & Zolezzi 2000). Este hecho ha conducido a la industria eléctrica a profundizar en el conocimiento de cómo manejar los riesgos que se manifiestan en el mercado, de manera tal que se puedan hacer más eficientes las inversiones en proyectos de expansión y modernización de la capacidad instalada y planificar la compra y venta de la electricidad a corto y largo plazo (Larsen & Bunn 1999). Para responder a estas necesidades, es necesario entonces comprender la estructura de los mercados eléctricos y los cambios que ha experimentado, desde la integración vertical de la generación y transmisión, hasta la liberalización, concebida como el panorama actual de muchos países.

El punto de partida que permite definir las reformas de los mercados eléctricos, es el paradigma de eficiencia estatal como regulador los servicios públicos, el cual generó una gran desconfianza a nivel mundial como consecuencia de los monopolios naturales, haciendo que el rol del estado como regulador se convirtiera en el mayor problema para la industria de la electricidad (Jaccard 1995). Este hecho conllevó a la reestructuración de la industria eléctrica, agotando lentamente la planeación centralizada, para la cual se consideró necesario buscar incrementos en la eficiencia de la industria y atraer capital privado (Ibarburu 2001).

La interconexión de sistemas locales de generación y transmisión, en una única red nacional, cambiaron después de las reformas en el sector eléctrico en Chile en 1982 y en Inglaterra en 1990 (Ibarburu 2001), generando un nuevo modelo liberalizado cuya aplicación se extendió rápidamente en otros países, tales como: Estados Unidos (California y Pennsylvania), Australia y Noruega (Borenstein & Bushnell 2000).

El mercado colombiano no se escapa de este fenómeno. En este modelo, se vinculan las interacciones entre los entes reguladores y otros agentes, los cuales vislumbran alternativas para estructurar los precios del mercado eléctrico, basados en la mayor participación de los agentes del mercado y menos participación de cargos y controles reglamentados (CREG 2008).

El anterior panorama internacional, permite entonces comprender las condiciones bajo las cuales se fueron modificando los mercados eléctricos. Sin embargo, dicha estructuración abarca varios factores que se convierten en los pilares del comportamiento del mercado, tales como el control de precios, el incremento en la eficiencia y confiabilidad, el manejo de los riesgos del mercado, un nuevo esquema de investigación y la promoción de la competencia en el mercado (Larsen & Bunn 1999). Para abarcar estos elementos se plantea una revisión, la cual parte de la identificación de la estructura de los mercados de electricidad, en la que se pueden reconocer sus principales agentes y cómo se generan las interacciones entre los mismos como consecuencia del modelo de mercado. Posteriormente se plantean los conceptos de eficiencia y confiabilidad en aras de reconocer la importancia del manejo del riesgo en el mercado y del diseño de mecanismos que garanticen la sostenibilidad del sistema en el corto y largo plazo.

La industria eléctrica, comprende aspectos como la generación, transmisión y distribución de la electricidad, si bien en esta tesis se abarcan aspectos que interrelacionan las tres capas del mercado, el problema del manejo de la confiabilidad y de las señales de expansión se focalizan en el segmento de la generación, razón por la cual se desarrolla un contenido en torno a esta actividad. En este sentido, para el caso de la generación de electricidad las reformas buscaron la desintegración horizontal, es decir, permitir la entrada de varios agentes que abarquen el suministro de toda una región (Vignolo & Monzón 2000). A partir de esto, se comienza a considerar que la adecuada planificación y expansión de la generación en mercados eléctricos competitivos, debe permitir su desarrollo a mínimo costo, basado en incentivos de eficiencia económica, con niveles adecuados de confiabilidad eficiencia y calidad de servicio, adaptado a los requerimientos de generadores y consumidores y remunerando en forma justa a sus propietarios (H. Rudnick & Zolezzi 2000); (Rodilla & Batlle 2012); (Goldthau & Sovacool 2012).

En torno al esquema que se plantea en los mercados de oferta y demanda de electricidad, se hace necesario entonces, comprender la interacción entre los agentes que participan en el mercado eléctrico y la dinámica del mismo, con el objetivo de reconocer las posibles respuestas que puede tener el sistema ante ciertas señales e información que le ingresan, fomentando la toma de decisiones efectivas, que garanticen la estabilidad del mercado e incrementen los beneficios multilaterales del mismo (Visudhiphan & Skantze 2001). Dichas interacciones sumadas a las necesidades del mercado, son los determinantes de la complejidad del sistema y como efecto de la desregulación se convierten en un reto interesante para los agentes del mismo.

Como respuesta a la necesidad de comprender dicha complejidad y dada la ausencia de experiencias y analogías (Olsina et al. 2006), el análisis a través de modelos comienza a jugar un papel importante en temáticas como la interacción económica de la energía, políticas de regulación, problemas ambientales, comportamiento estratégico competitivo y el impacto de la privatización (Bunn & Larsen 1997).

En este sentido, comenzaron a surgir un conjunto de aportes desde diferentes metodologías, las cuales en conjunto han buscado soportar la toma de decisiones de los agentes del mercado a través de representaciones que no impliquen costos reales para el sistema. Muchas de las metodologías implementadas han sido cuestionadas a lo largo del tiempo, ya que algunas de éstas fueron adaptaciones de otros mercados de los cuales se creía tener afinidad con el sector eléctrico, tales como los *comodities* y los mercados financieros. Sin embargo éstas adaptaciones han conllevado a la evolución de modelos más robustos que se han convertido en los mecanismos tradicionales para el sector.

Como un caso particular, la dinámica de sistemas ha tenido una larga tradición para las aplicaciones en energía (Larsen & Bunn 1999) y (Dyner 2000), y se pueden identificar varios trabajos que se han basado en esta metodología para desarrollar casos inherentes al mercado en estudio (Bunn et al. 1997; (Vlahos & Bunn 1998); (Nail 1992); Larsen & Bunn, 1999; (M. Vélez 2004), a los cuales se suman otros más recientes considerando que constantemente resultan problemas en el mercado que se pueden trabajar bajo esta perspectiva. No obstante, existen otras metodologías que han tenido acogida en el mercado, tales como los modelos basados en agentes, modelos de optimización, modelos financieros, modelos de predicción, entre otros (Dyner & Larsen 2001), sobre los cuales se

hace una revisión para reconstruir un panorama global de las tendencias de modelado en los mercados de electricidad.

Los modelos de simulación surgen entonces como una alternativa robusta, que apoyan la toma de decisiones y se ajustan a las características del sistema, facilitando la construcción de esquemas que den respuesta a problemas específicos, tal y como lo son los cambios producidos por las señales de expansión en el mercado eléctrico, que afectan notoriamente la estructura y comportamiento del mismo.

Esta tesis de maestría, busca plantear una contextualización de la estructura y diseño de los mercados de electricidad, haciendo énfasis especialmente en las señales de expansión de generación como elementos relevantes que apuntan a la sostenibilidad del mercado en el largo plazo, mitigando en lo posible los riesgos inherentes al sistema y desarrollando estrategias en pro de la confiabilidad del mismo.

Para la contextualización del contenido a continuación se presenta un resumen de cada uno de los capítulos de la tesis.

### **Capítulo 1.** Estructura de los mercados de electricidad

Se hace una revisión general de la evolución de los mercados de electricidad, aclarando la forma en la que éstos han adaptado su estructura de acuerdo a las condiciones emergentes del mercado, marcadas principalmente por la transición entre el mercado regulado por el estado a un modelo descentralizado que incentivó la competencia en el mismo. En esta medida se introducen los conceptos de arquitectura y diseño, que en esencia conciben la estructura de los mercados de electricidad y para soportar éstos elementos se muestran algunos casos que permiten evidenciar las adaptaciones de cada mercado en consecuencia a la evolución que han tenido los mismos.

### **Capítulo 2.** Evolución y estructura del mercado colombiano de electricidad

Después de revisar los conceptos de estructura y diseño de los mercados de electricidad, se hace una revisión general de la evolución del sector eléctrico en Colombia, analizando el impacto de las reformas en la función del estado, así como una identificación de los agentes emergentes del mismo tanto en el esquema regulador como de aquellos nuevos participantes del entorno desregulado (inversionistas privados). A partir de esta revisión se pueden identificar las generalidades del mercado Colombiano, sobre las cuales posteriormente se revisan las condiciones de confiabilidad y eficiencia en el sistema y la implementación de mecanismos que buscan garantizar la expansión de la capacidad para este caso de estudio.

### **Capítulo 3.** Confiabilidad y eficiencia de los mercados de electricidad

La confiabilidad en los mercados de electricidad es una de las condiciones necesarias bajo las cuales debe operar el sistema. Con esta premisa los agentes participantes de los mercados de electricidad deben ser conscientes de su rol en el mismo y aportar a través de su comportamiento en pro del suministro confiable. Sin embargo, dicha conciencia no es suficiente para garantizar el suministro de electricidad, por lo tanto han sido necesarios ciertos mecanismos que incentiven el mercado y emitan las señales necesarias para la expansión en el corto y largo plazo. En este capítulo se revisa el concepto de confiabilidad y algunos indicadores que se han definido en el mercado para llevar un

control sobre el mismo, finalizando con una revisión de las evidencias internacionales con relación a problemas asociados a la confiabilidad que dan muestra de la importancia de este requerimiento. Por último se muestra una revisión del caso colombiano.

#### **Capítulo4.** Manejo del riesgo en los Mercados de electricidad

La desregulación de los mercados de electricidad, ha traído consigo un conjunto de riesgos debido a la incertidumbre que se genera sobre varios aspectos del mercado que antes eran controlados por el Estado. En esta medida se despierta la necesidad de controlar el riesgo emergente a través de varias metodologías y estrategias que implican la evaluación del riesgo y la implementación de políticas para mitigarlos.

En una primera parte se hace la introducción sobre los tipos de riesgos del mercado y las diferentes metodologías encontradas en la literatura para abordarlos. Por último, se realiza un análisis de la situación del mercado colombiano ante esta situación y las respectivas medidas implementadas por los agentes del mercado a lo largo de la evolución del mismo.

#### **Capítulo5.** Señales de expansión de generación en mercados de electricidad.

Los mercados de electricidad han implementado diferentes mecanismos con el objetivo de garantizar el suministro de electricidad en el corto, mediano y largo plazo, algunos de estos se basan en incentivos para los inversionistas con el objetivo de mitigar la incertidumbre del mercado. En este capítulo, se presenta una revisión de algunos mecanismos implementados en los mercados y en un caso particular aquellos que se han implementado en Colombia.

#### **Capítulo 6.** Cargo por confiabilidad

Este capítulo hace énfasis en el cargo por confiabilidad, el cual ha sido un mecanismo implementado en Colombia con el objetivo de desarrollar una señal de expansión en el mercado, buscando mitigar los riesgos del mismo y por ende garantizar la confiabilidad del sistema. Con la revisión de los capítulos anteriores, es posible desarrollar el contenido del cargo por confiabilidad, ya que estos elementos se conjugan y definen un incentivo inyectado en la estructura de un mercado (El colombiano), buscando mantener la confiabilidad del sistema en el largo plazo, reconociendo los riesgos del mismo y entendiendo las necesidades de todos los agentes del mercado.

#### **Capítulo7.** Tendencias de modelado en mercados de electricidad

En este capítulo se muestra las tendencias de modelado en mercado de electricidad, resaltando principalmente aquellos trabajos relacionados con la investigación de las señales de expansión de generación en mercados de electricidad.

Inicialmente se introducen las tendencias de modelado en mercados de electricidad dentro de las cuales se encuentran: optimización, simulación y equilibrio. Posteriormente se hace una referenciación de algunos trabajos en cada una de estas metodologías que permitan dar evidencia de los problemas de interés para el mercado, sin embargo, la revisión se enfoca en la presentación de un contenido en torno a las aplicaciones que evalúan directamente el impacto de las señales de expansión necesarias para garantizar la confiabilidad en el corto y largo plazo, así como modelos que se enfocan en el manejo del riesgo en el mercado.

## Capítulo 1. Estructura de los Mercados de Electricidad

### 1.1. Introducción

En el esquema que se plantea en los mercados de oferta y demanda de electricidad, se hace necesario comprender la interacción entre los agentes que participan en el mercado eléctrico y la dinámica del mismo, con el objetivo de reconocer las posibles respuestas que puede tener el sistema ante ciertas señales e información que le ingresa (Visudhiphan & Skantze 2001), fomentando la toma de decisiones efectivas, que garanticen la estabilidad del mercado e incrementen los beneficios multilaterales del mismo.

Este alto nivel de complejidad que se incorpora a la estructura del mercado eléctrico como consecuencia de las múltiples interacciones entre los agentes, restricciones, regulaciones, factores exógenos, la medición de los impactos identificados en las señales de expansión y las respuestas y decisiones en el sistema de todos sus participantes directos e indirectos (Rodilla & Batlle 2012), justifican el interés por comprender sus componentes de una forma efectiva, asimilando los riesgos de largo plazo y asumiendo costos bajos en esta labor.

La desregulación de los mercados desde empresas de comercio de mercancías, hasta empresas de servicios financieros y de servicios públicos, ha generado un impacto profundo en los mismos, cambiando las condiciones de competencia de forma permanente y significativa. Los mercados de servicios públicos han evidenciado los cambios más trascendentales debido a la desregulación (Gary & Larsen 2000) y (Dyner et al. 2009), afectando diferentes aspectos de las compañías del sector, tales como el nivel de empleo, la planeación financiera y operacional y la estrategia (Dyner & Larsen 2001).

El término “estructura”, se refiere a las propiedades del mercado estrechamente ligadas a la tecnología y a la propiedad. La medida clásica estructural es un índice de concentración para la propiedad de la capacidad de producción. La estructura de costos de una industria, otro componente de la estructura del mercado, describe tanto los costos de generación como los costos de transmisión. Muchos de estos aspectos son difíciles de alterar y otros son imposibles. Sin embargo, los mercados de energía contienen una tecnología excepcional basada en acuerdos que puede ser fácilmente alterada o que requiere de decisiones administrativas relativas a su funcionamiento. Estos acuerdos forman parte de la estructura del mercado y exigen un diseño tal como lo hacen los componentes arquitectónicos. (Steven Stoft 2002)

Como consecuencia de lo anterior y reconociendo la electricidad como un bien de consumo necesario para la sociedad, la comprensión de la estructura y diseño del mercado se convierte en un elemento importante, ya que con su entendimiento se facilita la desagregación los componentes del sistema y se pueden identificar las interacciones entre los agentes que participan, asimilando los riesgos inherentes al mercado.

La estructura de los mercados tiene un impacto decisivo en el poder del mercado y en la inversión. Los agentes del sistema que participan, ya sea por parte de la oferta o la demanda, pueden generar ciertos efectos sobre la operación del sistema, lo cual hace necesario una intervención estructural.

Una estructura pobre representa la mayor amenaza para los mercados de energía (Steven Stoft 2002).

## **1.2. Arquitectura y diseño de los mercados de electricidad**

Antes de definir la arquitectura y el diseño de los mercados de electricidad, es importante conocer cuáles son los elementos (agentes, estrategias y comportamientos) que componen dicho mercado. Adicionalmente, se debe reconocer para qué están conformados en esencia éstos mercados.

Un buen acercamiento desde un punto general del para qué se conforma un mercado, se puede encontrar en el trabajo de (Von der Fehr 2003), quienes plantean que el objetivo general de la prestación de servicios de energía es entregar electricidad a la población de manera sostenible tanto financiera, económica, social, política como ambientalmente.

Bajo la anterior definición, se pueden identificar los actores clave del sector de energía: Los agentes políticos, los intereses de las empresas que son grandes consumidores, los consumidores de electricidad actuales y potenciales, las compañías eléctricas, los inversionistas extranjeros, el sector financiero y los trabajadores y uniones sindicales. Adicionalmente, (Von der Fehr 2003), resaltan algunas cuestiones políticas sensibles como la propiedad, el precio, facilitar la inversión tanto en la red como en la capacidad de generación, proporcionar acceso general a la electricidad y las cuestiones ambientales. Lo anterior, es consecuencia de las interacciones entre los actores del mercado que conllevan a la constante necesidad de evolución de los mercados de electricidad.

Como resultado de estos cambios fundamentales, la dinámica de los mercados de energía es cada vez más impredecible, pero no menos importante para la mayoría de los países (Smith et al. 2005).

Por otra parte, y bajo la condición de que los mercados de electricidad, al igual que muchos otros mercados, no son entornos que se comportan en condiciones imperfectas, comienzan a surgir limitaciones a raíz de los intereses de cada uno de los actores del mercado. Como caso ilustrativo, (Von der Fehr 2003), identifican algunas posibles limitaciones: el sistema judicial y la incertidumbre regulatoria, el recurso humano poco capacitado y sin experiencia, las barreras a la competencia (como la tecnología, economías de escala, la estructura de propiedad, la estructura de la red y las barreras de entrada), restricciones financieras (capacidad del gobierno, deuda, acceso a créditos), barreras sociales y ambientales (cobertura del servicio, limitaciones naturales).

Si bien hasta el momento se ha hecho una descripción de los actores del mercado, es importante hacer referencia al producto que se va a desarrollar; en este caso la electricidad. Sobre esta se puede decir que es un producto final, un bien intermedio o un bien de consumo final; se usa en casi todos los sectores productivos y en algunos de ellos suele representar un costo importante. La atención oportuna de su demanda, asociada con una producción eficiente en términos económicos, ha motivado muchos de los procesos de desregulación y liberalizaron de sectores eléctricos en las últimas dos décadas. En estos procesos, dicha atención ha dejado de ser un monopolio natural del Estado para pasar a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad por parte de agentes privados en un ambiente de mercado, es decir una desintegración vertical (Franco et al. 2008).



Finalmente, la demanda de electricidad, junto con la oferta y la regulación, conforman las tres fuerzas fundamentales del mercado eléctrico, las cuales son influenciadas por un gran número de factores de comportamiento complejo que gobiernan su evolución (Franco et al. 2008).

A continuación, se desarrolla un contenido que hace referencia a la arquitectura y diseño de los mercados de electricidad, en los cuales confinan la interacción de los elementos que se han descrito hasta el momento y que en consecuencia dan forma a cada uno de los mercados que se ha desarrollado a nivel mundial.

### **1.3. Arquitectura del mercado**

La arquitectura del mercado se refiere a la organización de actividades del mismo (incluyendo la estructura vertical y horizontal), así como la delimitación de las transacciones internas y externas. También involucra los procedimientos para proporcionar señales de corto plazo para la operación del sistema y señales de largo plazo para la expansión del mismo. Adicionalmente, incluye las reglas y regulaciones gubernamentales que rigen las interconexiones, las obligaciones contractuales (incluidos los PPAs) y las consecuencias ambientales y de distribución. La arquitectura del mercado implica una serie de ventajas y desventajas como la selección entre la competencia o el monopolio regulado o entre “buenos” o muchos jugadores. La capacidad adecuada de la arquitectura del mercado depende de la existencia de instituciones complementarias así como de las características tecnológicas del sistema (Von der Fehr 2003).

De forma complementaria, (Steven Stoft 2002) se refiere al concepto de “Arquitectura”, como un mapeo de los componentes del mercado o submercados del mismo, el cual incluye el tipo de cada mercado y las relaciones existentes entre ellos. De manera más amplia los submercados de un mercado de energía incluyen a su vez el mercado mayorista, el mercado de futuros y el mercado de servicios auxiliares. La categoría “tipo”, los clasifica por ejemplo como mercados bilaterales, intercambio privado o un “Pool”. Los vínculos entre estos submercados pueden ser relaciones implícitas de precio causadas por el arbitraje o pueden generarse a través de reglas explícitas vinculando los derechos de compra en un mercado para participar en otro.

Lo anterior da un punto de partida para referirse a la complejidad implícita de los mercados de electricidad, ya que no se habla de un todo, sino de cada una de las componentes del mismo, es decir, que de manera desagregada se pueden encontrar sub-arquitecturas que hacen referencia a interacciones puntuales entre los actores del mercado.

Muestra de lo anterior se puede evidenciar en el trabajo de (Von der Fehr 2003), quienes indican que la actividad del suministro de energía puede ser dividida en al menos 5 categorías de actividades:

- Generación: producción de electricidad en las centrales eléctricas.
- Transmisión: transporte de energía a lo largo de cables de alta tensión que constituyen la red principal de energía.
- Distribución: transporte de energía de baja tensión a los consumidores finales.

- Comercio: negocio encargado de facilitar el intercambio de electricidad al por mayor entre los generadores y entre los generadores y minoristas (distribuidores) incluyendo el manejo de los riesgos involucrados.
- Venta al por menor: negocio de publicidad, agrupación de contratos y facturación a los clientes finales.

Para los autores, los límites entre las diferentes categorías no están totalmente claros, principalmente entre la transmisión y la distribución y entre los clientes involucrados en la venta al por mayor o al detal. La organización de estas actividades está determinada por la competencia, regulación y la viabilidad.

A modo de ejemplo, se presenta el modelo de mercado de la red de transmisión de electricidad en Nigeria, (Ver Figura 1).

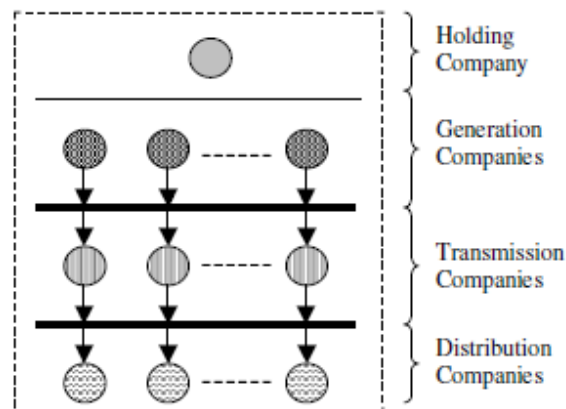


Figura 1. Unidades de negocio de la compañía holding de electricidad en Nigeria – PHCN.

(Opadiji et al. 2011)

Como se muestra en la Figura 1, las unidades de negocio de la PHCN se dividen en cuatro capas. En la capa más superficial es el *holding* que actúa como órgano de coordinación de la organización y administra las actividades de las otras unidades de negocio de la organización sin interferir en su autonomía. La segunda capa se compone de unidades de negocio, cuya función principal es la generación de electricidad. La tercera capa es la que se compone de las empresas de transporte que poseen la infraestructura de transmisión de la red de suministro eléctrico. La última capa se compone de unidades de negocios que son las compañías de distribución. En esta estructura de organización, la sociedad de cartera es esencialmente un papel de gestión y no participa directamente en la producción de electricidad y el proceso de entrega, mientras que las unidades de negocio restantes en las otras capas están directamente involucradas en la entrega de electricidad a los consumidores. Las empresas generadoras se encargan de conectar a las empresas de distribución a través de la infraestructura suministradas por las empresas de transmisión. La dirección de las flechas en la figura muestra el flujo de energía a través de la red (Opadiji et al. 2011).

La arquitectura del mercado también define cuáles transacciones deben ser basadas en el mercado, lo cual está muy relacionado con la organización de las actividades, pues dependiendo de esto las transacciones podrán ser internas o externas. Muchas transacciones son basadas en el mercado,

como la financiación de nuevas inversiones, compra de equipos y servicios de construcción y decisiones de empleo. Otras por lo general no son basadas en el mercado como son el desarrollo de nuevas plantas de generación (que dependen de la aprobación del gobierno), y el acceso a infraestructura. El tema de transacciones basadas en el mercado es más abierto en las áreas de intercambio físico de energía (cantidad que debe producir cada generador y que debe consumir cada usuario en un momento dado) y la gestión de riesgos (Von der Fehr 2003).

La arquitectura del mercado también debe tener en cuenta las necesidades resultantes tanto del intercambio eficiente de la energía como de la gestión de riesgos (temas que se desarrollaran de forma más amplia en capítulos posteriores -manejo del riesgo de los mercados de electricidad y confiabilidad en mercados de electricidad-) y cobra especial importancia cuando se hace referencia a mercados de energía de largo plazo (Helm 2005).

Por su parte, la transmisión y distribución local de la electricidad implica grandes costos y bienes de capital con significativos efectos ambientales. Estas etapas del suministro de electricidad son generalmente consideradas monopolios naturales. Por lo general, cada país tiene una empresa para operar la red de transmisión y varios monopolios regionales que operan las redes de distribución. Con la excepción de ciertos servicios auxiliares, el alcance de la competencia en la prestación de los servicios de electricidad de transporte es limitado. El carácter de monopolio natural del negocio de la red implica que es necesario algún tipo de regulación, la cual debe considerar incentivos tanto para el corto plazo de la operación de las redes existentes como de largo plazo para la extensión de la red. (Von der Fehr 2003).

En una etapa final de la prestación de servicios de electricidad en la cual los consumidores hacen un uso de éstos, se debe hacer referencia a la estructura de tarifas, las cuales juegan un papel igualmente importante en el uso eficiente de las redes. La estructura tarifaria debe reflejar las características subyacentes de costos, teniendo en cuenta los costos de operación y las limitaciones de capacidad. Al mismo tiempo, el sistema de tarifas debe contribuir a la financiación de inversiones en la red y proporcionar incentivos para el desarrollo de la industria (Von der Fehr 2003). Lo anterior se convierte en un argumento a la hora de hablar de las señales de expansión de la capacidad del sistema, ya que es el precio una señal primaria que muestra en gran medida a los actores del mercado cómo se está comportando el mismo.

En consecuencia, se introduce el concepto de capacidad y calidad de la red, ya que juegan un rol importante a la hora representar los cuellos de botella para la industria del suministro en general. Las bajas tasas de aranceles o una tarifa base pequeña puede dificultar la financiación de inversiones como de los ingresos arancelarios (Von der Fehr 2003). Sobre este elemento radica otro de los aspectos de la cadena crítica de la confiabilidad de los mercados de electricidad, ya que si bien el sistema puede tener una adecuada generación, pero no se puede garantizar una distribución efectiva de la electricidad sobre todo el sistema, también se está afectando la confiabilidad del suministro, motivo por el cual se debe resaltar nuevamente la necesidad de sincronización de generación, transmisión y comercialización, a pesar de la desintegración vertical que sufrieron la mayoría de los mercados.

Vale la pena reforzar que una característica inusual de la industria de la electricidad es la necesidad constante de equilibrio físico entre la generación y el consumo. Haciendo caso omiso de los costos de información y de procesamiento, este equilibrio se puede lograr en un mercado que funcione bien en

el que los participantes toman decisiones basadas sólo en los precios, sin embargo, en los mercados de electricidad la demanda es inelástica al precio, por lo que en la práctica se requiere un mecanismo de equilibrio centralizado, en el que se racionan la oferta y demanda (Von der Fehr 2003).

En los sistemas tradicionales, el funcionamiento de las redes eléctricas se lleva a cabo por una entidad integrada, que a menudo es estructurada por el gobierno. En este sistema, el suministro de la reserva necesaria para las redes de electricidad no es demasiado complicado. Sin embargo, con la reestructuración del sector eléctrico, se han producido algunas dificultades. En los sistemas reestructurados, la generación participa en el mercado como una entidad independiente y por lo tanto no puede ser una porción predeterminada de cada una de las unidades participantes para proporcionar reserva. Para resolver este problema, el mercado ha sido lanzado como un mercado de energía de reserva activa, donde los generadores anuncian sus ofertas en un mercado que incluye escalas de precio y cantidades de MW (Ghoraba & Ameli 2012).

#### **1.4. Diseño del mercado**

La introducción de un modelo de liberalización de la energía, condujo entonces a la estructuración de un mercado competitivo, donde generadores y comercializadores compiten por abastecer a los distribuidores. Sin embargo, la competencia en los mercados eléctricos no es un resultado inmediato de la reestructuración del sector eléctrico, sino que requiere el desarrollo de reglas, y en particular el diseño de mecanismos. Dentro de este esquema existe una gran cantidad de alternativas de diseño e implementación de los mercados, con fuertes implicaciones prácticas, lo cual condujo a la generación de varias alternativas en el diseño de mercados (Ibarburu 2001).

Se puede partir de la premisa que un buen diseño de mercado comienza con un objetivo (Steven Stoft 2002). En el caso de los mercados eléctricos, el objetivo es la producción eficiente y confiable de electricidad para satisfacer la demanda. Eso involucra tanto los elementos de corto plazo (menos costo diario de producción), como los elementos de largo plazo (inducir las decisiones de inversión eficiente) (Peter Cramton 2003).

Mientras la arquitectura del mercado tiene que ver con la estructura del mismo, el diseño de mercado se refiere a las normas de conducta. Así, mientras que la arquitectura de mercado debe basarse en la comparación de los costos de transacción según la organización de las actividades y las formas de transacción, el diseño del mercado puede ser visto como la forma de minimizar el nivel de estos costos para un determinado tipo de mercado basados en transacciones. Para resolver este problema, las normas que rigen el funcionamiento del mercado (incluida la participación, los tipos de contrato, y los procedimientos comerciales) deben ser elegidas cuidadosamente (Von der Fehr 2003).

Los mercados de electricidad en el mundo adoptan particularmente ciertos diseños basados en su estructura económica, en sus restricciones físicas y en otras necesidades inherentes a su operación. Sin embargo, bajo esta condición es importante tal y como lo plantea (Steven Stoft 2002), que dichos diseños se prueben antes de su operación, ya que los agentes participantes del mismo se aprovechan rápidamente de las fallas en los diseños, ocasionando en algunos casos problemas en el sistema.

El debate sobre las reformas del mercado de electricidad se ha centrado en los mercados *spot* o en los *pools* de electricidad. En la mayoría de los países, este mercado se ha organizado en forma de subasta, aunque los detalles varían considerablemente según el país. En otros lugares, la participación se limita a los generadores principales, mientras que en otros, la participación está abierta a todos, incluidos los consumidores y comerciantes. En algunos países, la participación en el mercado *spot* para grandes generadores es obligatoria, en otros, la electricidad puede ser libremente negociada fuera del pool (Von der Fehr 2003).

El precio de la electricidad, como un reflejo de la operación del mercado mismo, presenta un comportamiento muy diferente al de otros bienes físicos o de productos financieros. En este sentido, y a diferencia de otros tipos de mercados, el patrón de demanda, sumado a las características particulares de cada sistema de generación y a las tecnologías que lo conforman, induce una estructura económica que puede llegar a ser particular de cada región o país, de tal forma que un diseño de mercado específico no puede ser implantado directamente en otro mercado diferente para el cual fue diseñado, sin tener en cuenta las condiciones particulares (Franco et al. 2008).

Particularmente, los países de América Latina han adoptado diversos diseños para sus mercados *spot*. Colombia, por ejemplo, ha adoptado el usado en Inglaterra y Gales, antes de su reforma, tipo *pool*. Esto, considerando que ambos mercados compartían algunas características que facilitaban analogías en los diseños de mercado.

El mercado minorista también ha recibido mucha atención. En general se reconoce que es demasiado costoso basar este mercado (de hogares y otros pequeños consumidores) en una medición continua (por ejemplo, con una base horaria). Algunos países han logrado "perfilación", a través de la cual el perfil de tiempo de consumo durante un período más largo se determina de acuerdo a esquemas de regulación predeterminados (Von der Fehr 2003). Para hacer un análisis del mercado es importante tener un enfoque en la evolución de los precios, los costos, los productos y la calidad del suministro.

La mayor complejidad en los mercados de electricidad, en comparación con cualquier otro producto que se comercializa en un mercado, es el balance en tiempo real de la oferta y la demanda. Esto se debe a la imposibilidad de almacenar la electricidad de manera eficiente. La tarea es difícil debido a las incertidumbres tanto de la oferta como de la demanda (Vignolo & Monzón 2000; Cramton 2003). Las crisis de abastecimiento pueden ser grandes e impredecibles como resultado de la incapacidad de unidades de generación. Esto exige que el operador del sistema tenga una capacidad significativa de recursos flexibles que puedan estar rápidamente disponibles para responder a las contingencias. Y finalmente, recompensar adecuadamente estos recursos es un reto importante en el diseño de mercados (Peter Cramton 2003).

Este hecho requiere de un operador independiente, que coordine todo el sistema, dirigiendo a los generadores de tal manera que cumplan los requisitos de la demanda en cualquier momento exacto de tiempo. (Vignolo & Monzón 2000). Este esquema, planteó la dinámica del mercado y un punto de referencia para la toma de decisiones de los generadores.

Tal vez el problema más grave en las industrias de electricidad de América Latina es la insuficiente capacidad y el mal estado de algunas instalaciones existentes. La pequeña capacidad de generación y las redes de transmisión y distribución débiles limitan la oportunidad de ofrecer un servicio universal de calidad razonable. Se requieren nuevas inversiones con el fin de mejorar la calidad y

disponibilidad del servicio, en este punto es muy importante el diseño de incentivos a la inversión por parte del gobierno (reducir los costos de la inversión, como lo son la reducción de las barreras de salida y reducir el riesgo asociado) (Von der Fehr 2003).

Larsen & Bunn (1999), proponen un esquema comparativo entre el modelo de mercado monopolista y el competitivo, resaltando que el paso del monopolio a la competencia es fundamental y las diferencias entre ambos son sustanciales. En primera instancia, el entorno empresarial para el mercado monopolista se mantiene estable con incertidumbres en la demanda y los costos, mientras que el mercado competitivo es inestable con volatilidad en los precios, surgen nuevos actores con diferentes objetivos y existe incertidumbre sobre la regulación de las empresas.

En cuanto a la información, en el mercado monopolista es de dominio público y existe la planificación, mientras que en el mercado competitivo la información se convierte en secreto y las señales futuras son engañosas. Por su parte en el entorno social, el mercado monopolista se preocupa por el bienestar social, mientras que en el competitivo existe un equilibrio torpe entre los clientes y las empresas que entran a competir en el mercado.

Finalmente, mientras que para el mercado competitivo, el poder del mercado es crucial para los reguladores y las empresas, para el monopolista no es un problema ya que se encuentra regulado.

### **1.5. Evolución de los mercados de electricidad**

(Borenstein & Bushnell 2000) plantean que el análisis sobre la reestructuración de la industria eléctrica comienza con el reconocimiento de tres componentes distintos: generación, transición y distribución. A partir de esta fragmentación de la integración vertical que venía operando bajo el paradigma de mercado centralizado (Jaccard 1995), inicia una reestructuración, privatización y liberalización de la electricidad que comienza como una ideología política en Chile, Nueva Zelanda y el reino Unido (Larsen & Bunn 1999).

Durante las últimas dos décadas en muchos países y regiones de todo el mundo la industria de generación de energía eléctrica ha experimentado una transformación significativa que ha pasado de ser un monopolio centralmente coordinado a un mercado liberalizado desregulado (Kagiannas et al. 2004). Los procesos de desregulación de los mercados eléctricos han encontrado campo en diversos países alrededor del mundo (Sioshansi 2001; Sioshansi 2002), desde aquellos que se encuentran en etapa de discusión legislativa acerca de la conveniencia o no de la introducción de los mismos, hasta los que han propuesto la desregulación a nivel de usuario final como el Reino Unido (Montoya 2004).

A corto plazo la eficiencia de los generadores de energía en virtud del entorno competitivo ha atraído un considerable esfuerzo de los investigadores, mientras que a largo plazo el rendimiento de las inversiones ha recibido menos atención (Kagiannas et al. 2004).

En los años noventa comenzó un cambio fundamental en los mercados de electricidad de todo el mundo. Los mayores cambios estructurales se originan por la necesidad de crear competencia y eficiencia en las economías maduras y estimular la inversión independiente. Las medidas tomadas incluyen la desregulación, el libre acceso al mercado, la separación de la generación, transmisión y

distribución, creación de los *pools* de electricidad y la privatización completa de las industrias (Vlahos & Bunn 1998).

El Reino Unido fue uno de los pioneros en la liberalización del sector eléctrico, adaptando un modelo cuya estructura sería tomada luego por otros países como Colombia (M. Vélez 2004). En 1989, el Reino Unido reestructura el sector eléctrico buscando estimular la competencia en los sectores de comercialización y generación, y crea para esto un mercado de corto plazo o *Pool* de electricidad (M. Vélez 2004). Antes de la reorganización de la industria de la electricidad en Inglaterra y Gales, la generación y la transmisión era responsabilidad de la CEGB (*Central Electricity Generation Board*) y la distribución y comercialización de electricidad estaban a cargo por 12 distribuidoras, las cuales eran las compañías locales (Bunn & Larsen 1992a). A su vez, la red de transmisión estaba interconectada con Escocia y Francia (Montoya 2004).

En 1990, la reorganización del sector dividió el CEGB en cuatro partes: Tres compañías de generación y una compañía de transmisión. Dos de las compañías de generación, *Powergen* y *National Power*, operaban las plantas no nucleares, y el tercer generador, *Nuclear Electric*, operaba la totalidad de las plantas nucleares y permaneció de carácter público durante un tiempo, aunque el gobierno posteriormente formó la compañía *British Energy* con algunas centrales nucleares, para luego ser privatizada en 1996 (Montoya 2004).

Posteriormente, entre los años 1998 y 1999, decide revisarlo y propone un nuevo esquema para las transacciones de electricidad, denominado NETA, de sus siglas *New Electricity Trading Arrangement* (M. Vélez 2004); que entra en funcionamiento en marzo de 2001 y que reemplazó la Bolsa de Energía Eléctrica, la cual había permitido a los generadores de energía mantener los precios artificialmente altos. NETA representa el mayor cambio en la forma de comercializar la energía en el mercado mayorista desde la privatización. Esta tenía como intención que la comercialización de la electricidad se asemejara a la de otros bienes, y ha logrado que existan presiones competitivas en las diferentes actividades de la industria eléctrica (Montoya 2004).

Actualmente, el Reino Unido, incluido Escocia, se está funcionando bajo un único mercado integrado denominado BETTA (*British Electricity Trading and Transmisión Arrangements*) el cual comenzó operación en el 2005.

La reforma se fue propagando y adecuando a las necesidades de otros mercados, encontrando casos como los de California, Pennsylvania, Australia y Noruega (Borenstein & Bushnell 2000). Desde ese momento, se introdujo el modelo de competencia a la Industria de Suministro de Electricidad, involucrando dos aspectos muy relacionados entre sí, la reestructuración y la privatización (Vignolo & Monzón 2000). Por su parte países como Chile, Argentina, Noruega, Nueva Zelanda también han dado lugar a éstas reformas y posteriormente otros países se fueron vinculando al proceso. En todos los casos, el cambio se comienza a manifestar por una ideología económica y la pérdida de convicción en el control estatal y como consecuencia los métodos convencionales de la planeación central de la electricidad pasaron a ser menos relevantes (Vlahos & Bunn 1998).

Sin embargo, el punto inicial de la desregulación ha sido diferente a través de varios países. Esto no es más que el resultado de las diferencias en la evolución de las industrias de electricidad nacionales basadas en diferentes elementos; el acceso a los recursos naturales, las diferentes opciones sobre las tecnologías en el mercado, los objetivos políticos, la disponibilidad de capital, entre otros (Larsen

et al. 2004). Aunque las motivaciones varían, por lo general las reformas son impulsadas por el deseo de hacer que el sector sea más eficiente a través de la introducción de la competencia entre los jugadores (Sioshansi 2006).

En los años noventa los países en desarrollo fueron testigo de reformas en el sector de la energía, siendo éstas más pronunciadas y generalizadas en la región de Latinoamérica y el Caribe, la cual vivió una ola de privatizaciones, liberalizaciones, promoción de la competencia y creación de regímenes de regulación independientes. Se esperaba que la introducción de capital privado y la liberación de las fuerzas del mercado producirían un sector de energía más comercial, eficiente, con sensibilidad del cliente y menos politizado (Hugh Rudnick 1998).

Estas reformas fueron motivadas por la falta de incentivos, niveles arancelarios que no reflejaban los costos reales que condujeron a malos resultados de las empresas estatales, abuso político de las utilidades, se permitió que los políticos se tomaran el sector distorsionando así los objetivos, dando subsidios, haciendo una ineficiente expansión de la distribución y convirtiendo el sector en una especie de agencia de empleo sujeta a corrupción. Es de resaltar que hubo excepciones, como el caso de Medellín (Colombia) donde aspectos como la calidad del servicio, la eficiencia operativa, la formulación de aranceles y otros fueron bien atendidos (Millán & Von der Fehr 2003).

En América Latina, Chile fue el primer país en iniciar el proceso de desregulación del mercado y posteriormente la mayoría de los países de Sur América se sumaron al proceso (Lomi & Larsen 1999). Sin embargo, la privatización del sector eléctrico en esta región está lejos de completarse. En muchos países, el estado aún controla tamaños importantes de las actividades de generación, transmisión y distribución. En estas circunstancias, los conflictos de intereses afloran al interior de los gobiernos (Montoya 2004) (Ver Tabla 1).

**Tabla 1. Porción de mercado de las tres firmas más grandes (%).**

(Montoya (2004))

	Generación	Transmisión	Distribución
Argentina	30	80	50
Bolivia	70	100	70
Brasil	40	60	40
Chile	50	100	50
Colombia	50	100	60
Costa Rica	100	100	80
República Dominicana	50	100	50
Ecuador	50	100	60
Guatemala	70	100	100
Jamaica	90	100	100
México	90	100	100
Paraguay	100	100	100
Perú	100	100	100
Salvador	90	100	80
Trinidad & Tobago	100	100	100
Uruguay	100	100	100



Venezuela	90	90	90
-----------	----	----	----

Las expectativas de esta oleada de cambios se centraban principalmente en menores precios, mayor eficiencia y nueva inversión, sin embargo estos ejes de desregulación variaron de acuerdo con las necesidades de cada país. La transición en el mercado finalizó entonces con diferentes diseños que no son más que diferentes versiones de cómo: reestructurar, crear mecanismos de mercado y regular (Larsen & Bunn 1999).

Adicionalmente, se presentaron soluciones de emergencia como los acuerdos de compra de energía (PPA-*Power Purchase Agreements*), pero estos aumentaban la carga financiera de las empresas. En este contexto, la privatización del sector energético fue vista como una solución. Las reformas de la mayoría de países latinoamericanos han sido en gran parte inspiradas en las reformas de países desarrollados. Sin embargo, sus fines son diferentes. Por ejemplo los países de la OCDE, generalmente apuntan a la desregulación o estructura de la industria de electricidad para facilitar la competencia como una forma de mejorar la eficiencia y no como medio para atraer nuevos inversores privados (Millán & Von der Fehr 2003).

A nivel industrial, se comenzaron a reflejar una serie de cambios en las principales características del sector. En la Tabla 2 se resumen los cambios experimentados por la industria debido al proceso de desregulación, los cuales se describen con mayor detalle en el trabajo de (Larsen & Bunn 1999).

**Tabla 2. Cambios en la industria debido al proceso de desregulación.**

(Larsen & Bunn 1999)

<b>Atributo</b>	<b>Cambios en el sector</b>	
	<b>Mercado monopolístico</b>	<b>Mercado competitivo</b>
Entorno empresarial	Estable con un ajuste gradual. Cambios impulsados técnicamente. Incertidumbres en la demanda y en los costos.	Inestable, con precios volátiles, nuevos inversionistas, diversos objetivos, incertidumbres corporativas y regulatorias.
Información	Dominio de la información pública y abierta. Futuro planeado.	La información se vuelve un secreto. Se presentan señales engañosas del futuro.
Entorno de regulación	Preocupación por el bienestar social	Balance complicado entre los intereses de los consumidores y los nuevos participantes del mercado.
Poder del mercado	No es un problema debido a la presencia de un monopolio regulado.	Se vuelve un elemento crucial para los entes reguladores y las empresas.
Conservación y ambiente	Fácil de incorporar dentro de la política energética.	Añade un nivel más al riesgo de regulación.
Investigación y desarrollo público	La inversión en investigación y desarrollo se veía como una parte importante de las obligaciones de largo plazo.	Las empresas no pueden justificar el dominio público de la inversión en investigación y desarrollo.

Como se puede observar en la anterior revisión, la transición entre los entornos regulados y los desregulados representó un cambio radical en cada uno de los aspectos que componen la estructura

del mercado. Desde el punto de vista del monopolio controlado por el estado, era posible identificar que se tenía un control sobre algunos atributos típicos de una estructura monopólica, tales como la información y el poder del mercado. Sin embargo, este modelo representaba ciertas falencias que afectaba otras condiciones igual de importantes para un mercado de electricidad, tales como el control de los costos y de incentivos a la inversión que vuelven el mercado más eficiente y que soportan la confiabilidad del mismo. Debido a lo anterior y soportado en antecedentes que mostraban la necesidad de cambiar el modelo del mercado (Larsen et al. 2004), se decidió entonces permitir la entrada de nuevos inversionistas, volviendo el mercado un modelo competitivo, que si bien también trajo algunas eficiencias también transformó otros atributos en condiciones más riesgosas y volátiles, típicas de un entorno atractivo para inversionistas.

Desde el punto de vista tecnológico, los mercados de electricidad consideraron cambios en términos de economías de escala y en la ruptura de las barreras de entrada, permitiendo en consecuencia el ingreso de nuevas inversiones. Un cambio significativo que se puede resaltar tiene que ver con las tecnologías de generación, donde el tamaño eficientemente económico de las plantas de generación paso de ser de 1000MW en los ochentas, a 400MW con la entrada de las turbinas de gas de ciclo combinado, pero éste segundo ofreció un horizonte de inversión inferior, lo cual fue llamativo para los inversionistas que pasaban mayores periodos de tiempo sin retornos sobre el capital de inversión (Lomi & Larsen 1999).

Esta serie de cambios en el mercado planteó un conjunto de inquietudes entre los participantes del mismo, que no son más que los temores resultantes de la carencia de antecedentes (Larsen & Bunn 1999). En este sentido, el trabajo desarrollado por los autores (Vlahos & Bunn 1998), señalan tres preguntas fundamentales que giran en torno a la regulación, a los cambios estructurales y la incertidumbre:

- ¿Cuál es la estructura óptima de las industrias de electricidad que maximiza la competencia sin comprometer la confiabilidad del suministro?
- ¿Cómo pueden las empresas públicas y privadas de electricidad ser mejor reguladas, de manera que se proporcionen los incentivos adecuados y que además los beneficios del esquema competitivo se distribuyan de manera equitativa entre los inversionistas y los usuarios?
- ¿Cómo pueden las empresas enfrentar la incertidumbre y los riesgos de los mercados desregulados?

Estas inquietudes se desarrollan en torno a la dicotomía utilidad – confiabilidad, toda vez que el modelo de mercado se debe desarrollar de tal forma que se garanticen los retornos esperados sobre el costo de oportunidad de los inversionistas y simultáneamente se debe garantizar un nivel de confiabilidad en el sistema en el corto, mediano y largo plazo.

De igual forma como lo plantea (Lomi & Larsen 1999), los mercados de electricidad no son los únicos que han afrontado retos inherentes a la adaptación a ambientes inciertos, tal y como se plantea en su trabajo, existen otras industrias que han experimentado cambios similares y cuyo conocimiento debe trascender a sectores como el de la electricidad. En este sentido, el aprendizaje del mercado a través de las experiencias vivenciales mencionadas, se convertía en un hito y antecedente para mitigar la incertidumbre de aquellos interesados en invertir en el mercado.

A principios de la primera década del 2000 se evidenciaron dificultades para poner en rigor las reformas en el sector energético, mientras algunos países iniciaban su proceso de reforma (Venezuela y México), otros ya lo habían iniciado encontrando grandes dificultades (Brasil), pocos países tenían autoridades reguladoras apropiadas y solo dos mercados mayoristas se desempeñaron según lo esperado. Dichas dificultades pusieron en duda la sostenibilidad de la reforma (Millán & Von der Fehr 2003). Según F. Sioshansi (2006), en diseño inicial del mercado pueden tener defectos inherentes que solo se manifiestan con el paso del tiempo, como son eventos externos, políticos, económicos o naturales.

En países como El Salvador, procedimientos mal concebidos llevaron a que los consumidores pagaran precios más altos requiriendo una rápida intervención del gobierno en el mercado recién creado. En Chile, los apagones y la falta de transferencia de las ganancias de eficiencia a los consumidores generaron una crisis política que llevó a la revisión de la legislación eléctrica. En los mercados peruano y boliviano, reflejos del modelo chileno, la situación no fue mejor. En Colombia se presenta una preocupación generalizada con relación a que el *pool* de precios no proporcione las señales de largo plazo que los inversionistas requieren para mantener la seguridad del suministro. En Guatemala, el alto costo de los PPA firmados antes de la reforma se convirtió en una gran carga financiera del sector, ocasionando la intervención del gobierno para amortiguar el efecto de los aranceles. En Brasil, las sequías condujeron a un estado de emergencia que requirió medidas severas del gobierno para racionar el suministro. Estos problemas, crearon dudas sobre la eficiencia del modelo de competencia del sector energía, con lo cual muchos políticos reclamaban el regreso al modelo de Estatal. Varios estudios de economistas en la década de los noventa, muestran que las dificultades de los países en desarrollo en adoptar un modelo que fue exitoso para los países de la OCDE fue la falta de instituciones tanto formales como informales para soportar el modelo (Millán & Von der Fehr 2003).

En resumen, el nuevo régimen es sin duda una mejora al anterior. Algunas cuestiones como incompatibilidad con las capacidades tecnológicas, institucionales y de recursos humanos amenazaban seriamente la sostenibilidad del modelo a largo plazo. América Latina enfrenta un vacío institucional que amenaza la consolidación de la reforma, por la falta de aspectos como derechos de propiedad claros, poder judicial independiente y competente, mecanismos de resolución pacífica de conflictos, cumplimiento de contratos, calidad de las burocracias públicas y falta de agencias de competencia; los cuales se dan por sentado en los países desarrollados. Esto es, no existe un modelo universal, pues todos los modelos tienen incorporados una serie de componentes tácitos necesarios para su éxito. Adicionalmente, el éxito de una reforma de este tipo, depende de la oportunidad con la que El Estado haga las reformas necesarias para adoptar los nuevos modelos en la versión local, pues un modelo implementado fuera de contexto es un riesgo considerable (Rodrik, 2000). (Millán & Von der Fehr 2003).

Los países latinoamericanos tienen dificultades especiales para el desarrollo de la reforma, muchas derivadas del pequeño tamaño del mercado, el riesgo del país y el comportamiento estratégico de los grandes inversionistas internacionales que conspira contra el número mínimo de jugadores necesarios para mantener la competencia del mercado, adicionalmente, la falta de confianza (Millán & Von der Fehr 2003).

En los países de América Central, los mercados de energía son pequeños, la estrategia de mediano plazo para la región debe hacer hincapié en la creación de un mercado integrado (Millán & Von der Fehr 2003).

La estructura y evolución de los mercados eléctricos ha brindado a los agentes diferentes formas o mecanismos para transar la energía, según lo que se pretenda o según las regulaciones establecidas en cada país. En general, existen tres tipos de mercados para transar electricidad: El mercado *Spot* o de corto plazo, los *Forwards* físicos o mercados bilaterales, y los *Forwards* financieros o mercados de futuros (M. Vélez 2004).

Al analizar los costos de la electricidad, se encuentra que están tradicionalmente divididos en tres grandes categorías: generación, transmisión y distribución; el mercado minorista no se menciona. Los costos del mercado minorista pueden ser la mitad que el mercado mayorista. Este mercado no es la distribución de energía a nivel local, por lo general solo representa transacciones financieras. (Steven Stoft 2002).

Después de la revisión de literatura sobre la estructura de los mercados de electricidad y su evolución es importante resaltar que los mercados de electricidad han tenido cambios trascendentales, pasando de una estructura centralizada (monopolio) a una descentralizada, desregulada y compleja (monopolio competitivo), con un alto grado de incertidumbre y de un entorno de cambio continuo. Es decir, se pasa del esquema de monopolios estatales a esquemas de mercado con participación de inversionistas privados.

La transición del esquema regulado al desregulado, representó un sacrificio de elementos que se tenían controlados por el Estado pero que no iban en pro de la confiabilidad del sistema, aspecto que se debe considerar prioritario a la hora de hablar de un bien necesario para la sociedad.

En este marco, el papel del Estado, que inicialmente era de proveedor principal del sistema, evoluciona al de regulador, determinando un marco normativo y ejerciendo la supervisión del mercado, con el fin de promover la competencia en las actividades en las cuales tiene influencia, como lo es la generación, para finalmente garantizar la confiabilidad del sector.

En el capítulo siguiente, se estudiará la evolución y estructura del mercado colombiano de electricidad con el fin de analizar el contexto en el cual se busca identificar las señales de expansión particularmente para el caso de cargo por confiabilidad, temas que serán tratados posteriormente en los Capítulos 5 y 6 respectivamente.

## **Capítulo 2. Evolución y estructura del mercado colombiano de electricidad**

### **2.1. Introducción**

### **2.2. Evolución del mercado de electricidad colombiano**

Después de estudiar la estructura de los mercados de electricidad a nivel general y dando continuidad a la revisión de la evolución del mercado de electricidad, se profundiza en el caso colombiano con el fin de contextualizar el entorno del cual se espera identificar señales de expansión de generación.

En 1950 se reforzó la tendencia de que el Estado proveyera los servicios con grandes activos en infraestructura en América Latina (González 2010). En esta época, el servicio de electricidad en Colombia estaba siendo proporcionado por las entidades municipales y nacionales, ya que el sector privado del país, como otros de la región, fue incapaz de ampliar el servicio más allá de los mercados más rentables o de afrontar los retos de una nación en crecimiento, lo que obliga al Estado a asumir estas responsabilidades (Ayala & Millán 2003).

Durante las próximas tres décadas, el modelo, basado en integración vertical de empresas propiedad del Estado, dependía de la banca multilateral para desarrollar el potencial hidroeléctrico del país y satisfacer las crecientes demandas de energía. Colombia llegó a la década de los 90 con un rezago en todas las áreas, especialmente en la infraestructura del sector energético, donde la cadena de provisión de electricidad descansaba completamente en el Estado y la oferta de energía estaba muy por debajo de las necesidades del país. Como resultado, en 1990, solo el 78% de la población había sido electrificada (Ayala & Millán 2003; González 2010).

A diferencia del desarrollo en otros países de América Latina, el enfoque de Colombia fue muy descentralizado, con dos empresas municipales integradas verticalmente generando y distribuyendo cerca del 40% de la energía total. El 60% restante fue proporcionado por compañías regionales propiedad del Estado (Instituto Colombiano Electricidad - ICEL, Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - CORELCA, y Corporación Regional del Valle del Cauca - CVC), una compañía del Estado propiedad de estas compañías regionales, y el propietario de la red de interconexión y con capacidad de generación considerable (Interconexión Eléctrica S. A - ISA). A pesar de estos logros, o tal vez como resultado de ellos, el sector estuvo casi en bancarrota, representando el 30% de la deuda externa total y el 33% del déficit público no financiero (Ayala & Millán 2003).

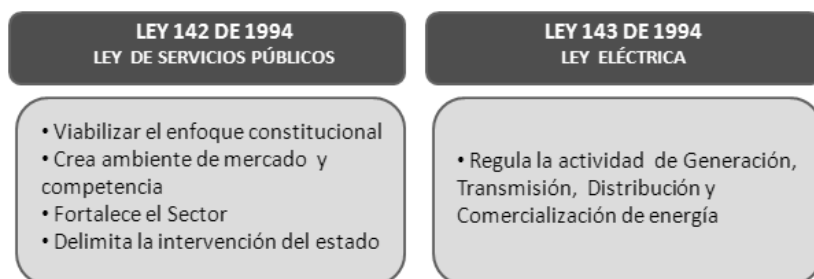
El funcionamiento continuo del sector eléctrico y la crisis financiera, fue causado, en parte, por no haber separado los roles del Estado como empresario, legislador y regulador. Esta falta de separación de funciones lleva a ofrecer incentivos perversos, obstaculiza la gestión eficiente, compromete la capacidad del Estado para endeudarse y politiza la toma de decisiones en todos los niveles (Ayala & Millán 2003).

La regulación actual del sistema eléctrico colombiano es la herencia de un cambio de paradigma económico de principios de los 90 (González 2010). Las reformas del sector eléctrico colombiano en

esa época de crisis, eran parte de una familia más grande de las reformas estructurales llevadas a cabo en América Latina, como resultado de ese cambio de paradigma. Estas reformas limitan el papel del Estado a la definición de políticas y regulación, dejando el rol empresarial al sector privado. Este nuevo paradigma busca la eficiencia económica a través de la competencia y regulación en segmentos con condiciones de monopolio. La sostenibilidad financiera debía ser alcanzada mediante la atracción de la inversión privada y el precio de recuperación. La sostenibilidad social se lograría mediante el establecimiento de subsidios transparentes destinados a las poblaciones objetivo que no distorsionen las señales arancelarias (Ayala & Millán 2003).

Con la reforma constitucional de 1991, se impulsó la transformación del sector eléctrico en el país, mediante la redefinición de los roles del estado y el sector privado, dejando a este último la producción de los bienes y servicios que éste estaría en mejor capacidad para atender (Montoya 2004), llevando a que el Estado se concentrara en las necesidades fundamentales de seguridad, justicia, protección al medio ambiente y desarrollo social.

La reforma constitucional dio libertad de manera explícita a compañías privadas o estatales para atender los servicios públicos de usuarios finales. Adicionalmente en 1992, un evento El Niño, fenómeno oceánico-atmosférico, lleva al Estado a tomar la decisión de racionar la electricidad, hecho que acelera la necesidad de reformar el esquema colombiano. El siguiente paso en la reforma del sector se da con la expedición de la Ley de Servicios Públicos, Ley 142 de 1994, la Ley Eléctrica, Ley 143 de 1994 (Figura 2), y la instauración de la Bolsa de Energía en 1995, habilitando a la desregulación para que tomara lugar en el mercado en el verano de 1995 (Larsen et al. 2004).



**Figura 2. Leyes que sustentan la transformación del Sector Eléctrico colombiano**

Estas leyes, fueron el punto de partida para la reestructuración del sector eléctrico mediante un esquema de libre mercado de energía, abandonando el modelo de monopolio que se tenía en el sector eléctrico, atrayendo una mayor inversión privada que ha estimulado la competencia y ha creado mecanismos que aseguran la expansión de la capacidad de generación; como lo fue anteriormente el cargo por potencia, el cargo por capacidad y actualmente el cargo por confiabilidad.

La ley 142, ordena a la CREG promover la competencia en desarrollo de la intervención del estado en los servicios públicos, le atribuye la facultad de establecer los mecanismos para evitar la concentración de la propiedad accionaria en empresas con actividad complementarias en un mismo sector o sectores afines en la prestación de cada servicio público. Le asigna la función de regular el ejercicio de las

actividades de los sectores de energía y gas combustible, propiciar la competencia en el sector de minas y energía, crear medidas para impedir el abuso de posición dominante y buscar la libre competencia en los mercados (CREG 2006a).

Por su parte la ley 143 ordena al Estado impedir prácticas que constituyan abuso de posición dominante en el mercado y determina que en las actividades del sector eléctrico podrán participar diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, los cuales gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia.

Colombia desreguló el mercado de electricidad en 1994, permitiendo a los usuarios y compañías de distribución negociar directamente con los generadores a través de contratos o por medio del mercado *spot*. El modelo adaptado para Colombia tiene muchas características similares con el modelo implementado en el Reino Unido en 1990, aunque evitando algunas inconsistencias que habían sido observadas en éste último (Dyner et al. 2009).

En 1995, se cambió de un esquema planeado centralizado, (administrado por técnicos y controladas por los legisladores) a uno de agentes, con una comisión reguladora, un mercado competitivo en el segmento de negocio (generación), y la regulación de los segmentos no competitivos (transmisión y distribución) (Ayala & Millán 2003). En ese orden cronológico el *pool* inicia operaciones en Julio de 1995 (Dyner & Bunn 1997). Este nuevo esquema comenzó a operar con un sector de propiedad pública (sobre todo local o regional), cuya privatización se inició con la compra de activos del sector pertenecientes al gobierno, la participación de acciones en empresas de generación y de distribución, posteriormente los inversionistas privados inician la construcción de plantas termoeléctricas que podían ascender a un 10% del total de la capacidad de generación (Dyner & Bunn 1997).

El nuevo ambiente desregulado y su proceso de transición del esquema regulado, se tornó en un asunto delicado debido a que las caídas en los precios, el bajo margen de reserva y los altos subsidios parecían no ser las condiciones iniciales más favorables. Surgiendo un interés en temas particulares del mercado:

- La evolución de los precios.
- El régimen de subsidios.
- La confiabilidad de la oferta.
- Alternativas de oferta.
- Control sobre la demanda.

Consecuentemente, emerge la necesidad de implementar y priorizar los proyectos del mercado que den respuesta a dichos planteamientos, buscando sinergias, incentivos para los inversionistas, entre otros (Dyner & Bunn 1997).

En 1998 se incorporó el sector privado en la empresa eléctrica de Bogotá, esto mejoró las expectativas para el crecimiento económico y atrajo muchos inversionistas privados lo cual favoreció la generación de un mercado competitivo (Ayala & Millán 2003).

Existen discusiones que cuestionaron la decisión del gobierno colombiano de desregular la industria de la electricidad. Como punto de partida frente a esta discusión, se tiene que la confiabilidad de la desregulación se estableció en 1993 cuando la desregulación había tomado fuerza en Inglaterra y

Gales así como en el país vecino, Chile. Sin embargo, (Larsen et al. 2004), señalan las tres principales razones por las cuales la desregulación se convirtió en prioridad en 1993:

1. Dos periodos grandes de racionamiento: El primero de ellos en 1983 y el segundo durante el periodo de 1992-1993. Estos apagones fueron considerados políticamente inaceptables, por lo cual el gobierno necesitaba encontrar la forma de evitar cualquier evento similar en la posteridad.
2. Una forma de disminuir la probabilidad de un apagón era incrementar la cantidad de capacidad en el sistema colombiano. Sin embargo, el gobierno no estaba dispuesto a financiar la expansión de la capacidad, dada la necesidad de incrementar los esfuerzos económicos en otras áreas relacionadas, principalmente en la erradicación de la pobreza. Lo anterior exigía la participación de la inversión privada que financiara el sector.
3. La segunda forma de mejorar el sistema era incrementar la eficiencia de la capacidad existente, lo cual también era probable a través de la desregulación y la creación de incentivos para el sector privado.

Usar el concepto Británico como referencia para la restructuración del mercado colombiano, fue consecuencia de la eminente necesidad de éste último debido a la carencia de información y de experiencia del sector, por lo cual se consideró una fuente poderosa de estructuración organizacional y una estrategia eficiente para reducir la incertidumbre, asumiendo que el mercado referencia era percibido como similar al mercado objetivo y que el nuevo conocimiento que buscaba aplicarse era comparable con el conocimiento existente (Lomi & Larsen 1999).

(Larsen et al. 2004) sostienen igualmente que puede ser útil comparar el mercado colombiano con otros como el de Noruega que comparten su generación basada en los recursos hídricos, o con el mercado Inglés cuyo modelo de regulación fue implementado en Colombia como se ha mencionado anteriormente.

En este caso los principios regulatorios de los mercados colombianos e ingleses eran similares, en parte por el rol jugado por las empresas consultoras en el diseño de los mercados de América del Sur. Sin embargo dado las diferencias significativas en tecnología, las dinámicas de la formación del precio en ambos mercados son completamente diferentes. A pesar de las similitudes institucionales, quedó un vacío de qué tanto pudieron aprender algunas compañías colombianas de sus contrapartes Británicas para sobrevivir en el nuevo entorno competitivo (Lomi & Larsen 1999).

La introducción de la competencia en la industria de la generación ha sido un aspecto fundamental en las reformas de la industria de la electricidad y descentralización que ha ocurrido alrededor del mundo. Una característica central de este proceso en muchos países ha sido la creación de un mercado mayorista de electricidad o mercados de corto plazo denominados Pool (Nils-Henrik & Harbord 1997). En Colombia se creó uno similar al del primer esquema de mercado del Reino Unido, que opera como una subasta donde los generadores ofertan su energía a unos precios que se organizan en forma ascendente y que garantiza un despacho por orden de mérito (Larsen et al. 2004). Sin embargo, existieron varias diferencias en este sentido entre ambos mercados, el más significativo es que el mercado colombiano no tenía pago fijo por capacidad.



Se instauró además en Colombia la figura del comercializador, que se encarga de comprar y vender energía a través de mecanismos de contratos bilaterales o participando en la bolsa, mientras la transmisión y la distribución siguen siendo reguladas por su condición de monopolio natural.

En el año 2000, el sector privado controlaba el 56% de la generación y el 47,5% de la distribución (que se concentran en cinco grandes empresas de servicios públicos que controlan más del 60% de la energía vendida en los mercados regulados y abierto). ISA, una empresa estatal controlada, controla el 80% de la red de transmisión, mientras que la mayor parte del 20% restante, pertenece a empresas de servicios públicos verticalmente integradas. El grado de integración vertical en la distribución y generación es también significativo. Bogotá, Medellín, y el Valle del Cauca son atendidos por empresas de servicios públicos integradas verticalmente ya sea directa o indirectamente (mediante el intercambio de un propietario común)(Ayala & Millán 2003).

Por otra parte, la difícil situación socioeconómica desanima la inversión extranjera directa en Colombia, la cual decreció sistemáticamente (Montoya 2004). El mercado de energía en Colombia se tornó más incierto que lo que sugerían las tendencias mundiales, debido al gran deterioro que sufrió la situación política del país, lo que tuvo y sigue teniendo un gran efecto en la confiabilidad que tienen tanto el día a día como el desarrollo a largo plazo del sistema (Smith et al. 2005).

Los agentes privados domésticos e internacionales perciben el país como un lugar inseguro, especialmente por los ataques a la infraestructura eléctrica. Adicionalmente, la evolución de los mercados internacionales ha creado menos participantes – resultado de las adquisiciones, alianzas o distribuciones estratégicas de mercado. Entonces, en Colombia, los principales actores privados son dos grupos internacionales que han expresado su preferencia por la integración vertical (Montoya 2004).

Al finalizar el año 2003 la capacidad instalada bajo control privado ascendía a 7100 MW (59% del total instalado) (Figura 3) (Montoya 2004).

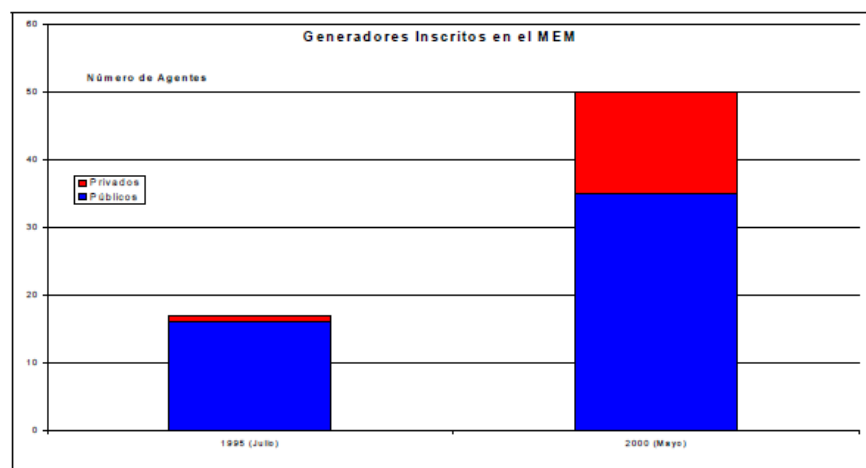
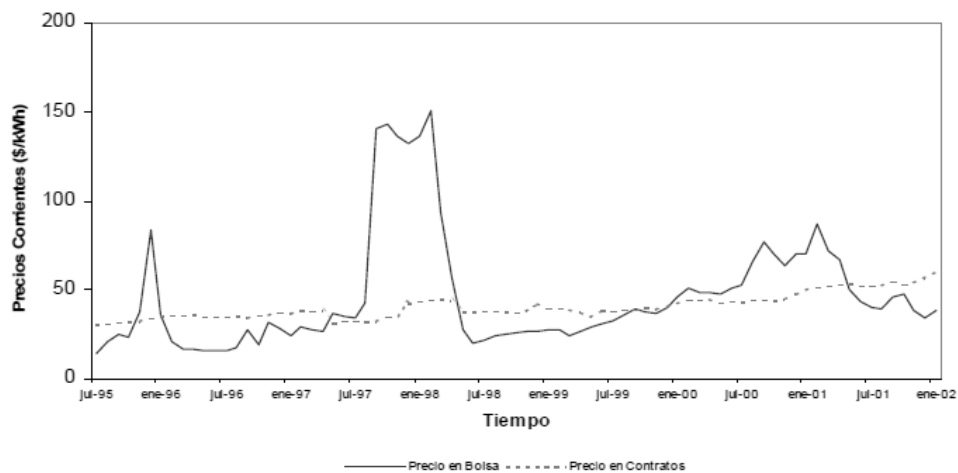


Figura 3. Evolución del número de agentes públicos y privados en generación.

(Montoya 2004)

La Figura 4 ilustra cómo ha sido la evolución del mercado en Colombia desde su introducción. Se presenta la evolución de los precios en el mercado en Bolsa así como los valores promedios de los contratos del electricidad, realizados entre los diferentes agentes, que en buena parte establece los precios para más del 80% de las transacciones que se realizan en el mercado (Montoya 2004).



**Figura 4. Evolución de la capacidad instalada y precios mayoristas en Colombia.**

**(UPME, 2002)**

Con relación a la demanda de energía, la UPME (2010) presenta las proyecciones de la misma en un horizonte hasta el año 2031, para su cálculo se emplea una combinación de diferentes modelos a fin de obtener la mejor aproximación a través del horizonte de pronóstico. La demanda de energía eléctrica nacional (sin considerar transacciones internacionales) está constituida por la suma de las ventas de energía reportadas por las empresas, la demanda de las cargas industriales especiales las pérdidas de transmisión y distribución.

$$Demanda = Ventas + Cargas especiales + pérdidas$$

**Ecuación 1. Cálculo de la demanda nacional de energía en Colombia**

**(XM 2012)**

Para ilustrar las proyecciones de la demanda según las metodologías comentadas anteriormente, en la Figura 5 se presenta las tendencias de de la demanda para el periodo comprendido entre el 2009 y 2031. En estas tendencias es importante resaltar la definición de tres escenarios, los cuales en orden descendiente en la gráfica son: Escenario Alto, Medio y Bajo. Estas condiciones se encuentran delimitadas por los supuestos de crecimiento del PIB y crecimiento poblacional en el mismo periodo.

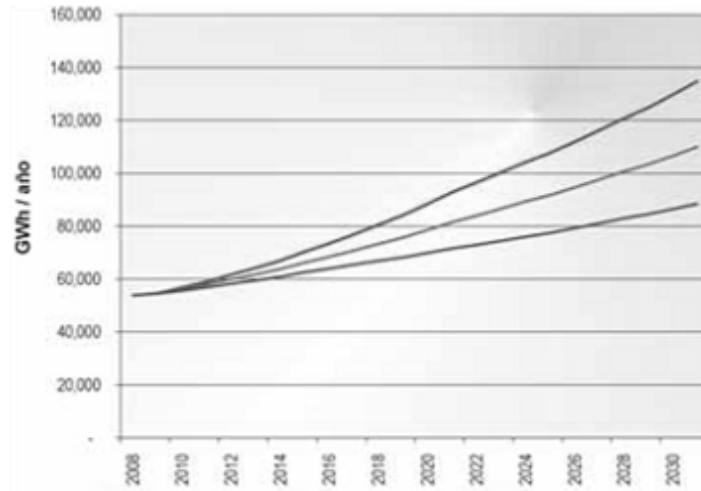


Figura 5. Proyección de la demanda nacional de energía eléctrica.  
(UPME 2010)

El futuro del sistema energético en Colombia es más incierto que nunca, tanto con amenazas como con oportunidades potenciales. Por un lado, el colapso económico potencial podría desencadenar una serie de factores negativos, como una escalada aún mayor del conflicto u oposición constante contra las políticas de globalización que conduce a una reducción de la inversión extranjera. Por otro lado, puede haber una creciente voluntad de los países industrializados para ayudar a Colombia a resolver sus problemas internos, proporcionando el apoyo financiero y militar y, en particular, ayudar en la negociación directa con la guerrilla (Smith et al. 2005).

### 2.3. Estructura del mercado colombiano

Después de revisar la evolución de mercado colombiano desde la década de los 50's y las importantes reformas de la década de los 90's, se hace una revisión de la arquitectura y el diseño del mercado en la actualidad con el fin de entender el contexto en el que se presenta las señales de expansión de generación del sector y así, facilitar su interpretación.

#### 2.3.1. Arquitectura del mercado colombiano

En referencia a la arquitectura del mercado colombiano, se identifican las siguientes actividades:

- **Transmisión:** Se entiende como Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV (J. E. Salazar 2008).

- **Distribución:** La distribución agrupa los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). El STR es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, que operan en el nivel de tensión 4 (tensión nominal de operación mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV) y que están conectados eléctricamente entre sí a este nivel de tensión, o que han sido definidos como tales por la CREG. El SDL es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones que operan a tensiones menores de 57.5 kV (niveles de tensión 3, 2 y 1) dedicados a la prestación del servicio en uno o varios mercados de comercialización (J. E. Salazar 2008).
- **Comercialización:** Los usuarios se dividen en Regulados (UR) y No Regulados (UNR). Los UNR, son aquellos cuya demanda promedio mensual durante seis meses, en potencia, mayor a 0.1 MW; o en energía de 55 MWh/mes (J. E. Salazar 2008).
- **Generación:** Las plantas generadoras se dividen entre las que no son despachadas centralmente (capacidad menor a 20 MW e hidráulicas filo de agua) y las que lo son. Los autogeneradores producen energía para atender exclusivamente sus propias necesidades y los cogeneradores venden sus excedentes al mercado. (J. E. Salazar 2008).
- Se instauró además en Colombia la figura del comercializador, que se encarga de comprar y vender energía a través de mecanismos de contratos bilaterales o participando en la bolsa, mientras la transmisión y la distribución siguen siendo reguladas por su condición de monopolio natural (Montoya 2004).

Las obligaciones de servicio universales aplicadas a las empresas de distribución, se ven obstaculizadas tanto por limitaciones políticas como económicas. En países como Colombia, muchas empresas de distribución están ubicadas en zonas pobres con baja cobertura de servicios y capacidad de gestión y pago limitados por lo que son propensas a la manipulación política. Los subsidios son a menudo mal dirigidos, muy distorsionados, y se administran políticamente (Von der Fehr 2003).

En cuanto a los participantes del mercado, se encuentran grandes grupos tanto locales como con participación internacional, dentro de estos se encuentran el Grupo Endesa. Endesa es la compañía líder en el mercado español de energía y la primera multinacional eléctrica privada en Latinoamérica, en Colombia tiene participación en Emgesa (negocio de generación y comercialización en el mercado no regulado) y Codensa (negocio de distribución y comercialización en el mercado regulado). La nueva Empresa de Energía de Bogotá conservó el negocio de transmisión, convirtiéndose luego en la primera Holding del sector eléctrico colombiano, seguida por el grupo EPM y finalmente por el grupo Colinversiones.

La (CREG 2012a), indica el número de agentes que existen actualmente (Ver Tabla 3). Se tiene 43 generadores, 9 transportistas, siendo ISA el mayor de ellos (J. E. Salazar 2008). Se cuenta con la participación activa de 29 agentes distribuidores y 72 comercializadores.

**Tabla 3. Empresas de servicios públicos.**

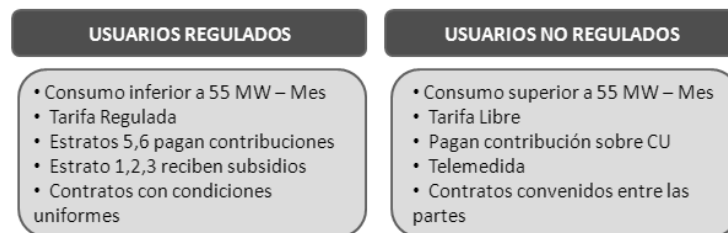
**(CREG 2012a)**

<b>Actividad</b>	<b>Cantidad</b>
Generación	43
Transporte	9
Distribución	29
Comercialización	72

Las principales empresas del sector eléctrico colombiano son: Empresas Públicas de Medellín EPM, Codensa, Electrificadora del Caribe ELECTRICARIBE, EMGESA, ISAGEN y la Empresa de Energía del Pacífico EPSA.

Por otro lado, se tiene los usuarios finales, los cuales se clasifican en regulados y no regulados según su consumo. El regulado representa el 67,9% de la demanda total y el mercado no regulado demandante del 32% restante, este mercado corresponden a industrias con un alto consumo de energía. Estos, están en libertad de comprar la energía al comercializador de su preferencia o directamente a los generadores si constituyen su propia comercializadora de energía (Quintero 2011).

La diferencia radica en que los primeros tienen un consumo inferior a 55 MWH mensuales o capacidad instalada menor a 100 KVA), mientras los usuarios no regulados tienen que tener un consumo superior a esta cifra y adicionalmente cumplir con el código de medida; el cual establece que cada usuario no regulado debe tener un contador digital y sistemas de comunicación, para poder medir su consumo mensual. Se reportan 11.178.000 usuarios en el SIN, de los cuales 10.208.000 son tipo residencial (CREG 2012a). En la Figura 6, se presentan las principales diferencias entre usuarios regulados y no regulados.



**Figura 6. Diferencias entre usuarios regulados y no regulados**

Por otro lado, la electricidad se negocia en el mercado de la energía al por mayor (Mercado Mayorista de Energía - MEM), conformado por un conjunto de sistemas de intercambio de información entre los generadores y los comercializadores que operan en el Sistema Interconectado Nacional –SIN- que representan una oferta y atienden una demanda tanto regulada como no regulada. En este sistema se realizan las transacciones de compra y venta de electricidad tanto de corto plazo, como de largo plazo. En este mercado se transa toda la energía que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios,

representados por los comercializadores y que es ofertada por los generadores que conectan sus plantas o unidades de generación a dicho sistema (J. E. Salazar 2008).

Dicho mercado ha sido operado desde su creación en 1995 por ISA con un alto grado de profesionalismo y eficiencia. El mercado es centralizado al estilo de Inglaterra y Gales, donde las ofertas de los generadores de las siguientes 24 horas, se envían con el precio de la oferta marginal, y se complementan con un mercado de contratos financieros a largo plazo (Ayala & Millán 2003). Esto es, un mercado que opera como una subasta donde los generadores ofertan su energía a unos precios que se organizan en forma ascendente y que garantiza un despacho por orden de mérito (Montoya 2004).

Además de operar, el Sistema Nacional de Interconexión - ISA administra el Centro Nacional de Despachos y el Sistema de Intercambios Comerciales (Ayala & Millán 2003). Las transacciones en el MEN se hacen bajo varias modalidades: Transacciones horarias en la bolsa, contratos bilaterales de energía, regulación secundaria de frecuencia, pagos por confiabilidad (J. E. Salazar 2008).

Los generadores están obligados a participar con todas sus plantas o unidades de generación conectadas al SIN y con capacidad mayor o igual a 20 MW, las cuales deben ser despachadas centralmente. Ninguna empresa generadora podrá tener, directamente o indirectamente una participación superior al 25% en la actividad de generación de electricidad; calculada como la suma del EFICC de sus plantas dividido por la sumatoria del ENIFCC de todas las empresas de generación (CREG 2006a).

A su vez, todos los comercializadores que atienden usuarios finales están obligados a realizar transacciones a través del MEM. Un usuario final, sea este regulado o no regulado no pueden participar en las transacciones del MEM directamente; ya que éstos tienen que ser representados por un agente comercializador (CREG 2006a).

Los comercializadores que representan demanda regulada, están obligados a comprar la energía eléctrica a través de licitación pública, garantizando de esta manera un proceso transparente con precios eficiente para su energía, que luego se trasladará al usuario final mediante la tarifa de energía. De otro lado, se encuentran los clientes no regulados que por su clasificación pueden negociar en forma directa el precio de la energía final con cualquier comercializador, sea éste el que atiende el mercado o un comercializador incumbente. Ninguna empresa comercializadora podrá tener directa o indirectamente una participación superior al 25% de la actividad de comercialización, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el Sistema Interconectado Nacional y las ventas totales de energía a usuarios finales en el SIN medidas en kilovatios hora (KWh).

Finalmente en las actividades de transmisión y distribución, por estar reguladas no existen transacciones entre los agentes. Estas actividades son de libre acceso con pagos ya definidos por el ente regulador que realizan los usuarios finales a través de la tarifa impuesta por la CREG.

### 2.3.2. Diseño del mercado colombiano

En cuanto al diseño del mercado colombiano, El Estado participa en la definición de la política energética, la regulación y la vigilancia y el control. Las entidades que realizan estas funciones son: Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero-Energética –UPME, Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Ver Figura 7 presentada por CREG (2012)).



Figura 7. Marco institucional del sector eléctrico colombiano.

(CREG 2012)

La mayor autoridad administrativa en el sector eléctrico corresponde a la Presidencia de la República y la misma es representada por el Ministerio de Minas y Energía (MME), que se encarga de la elaboración de políticas, supervisión de las empresas de energía en las que el Estado es el accionista mayoritario. Gran parte de esta función es desarrollada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), perteneciente también al MME, la cual es responsable de llevar a cabo el plan de expansión de la capacidad, el plan de transmisión y la implementación de políticas sobre el uso racional de la energía (Larsen et al. 2004), en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.

Después de la desregulación, la Comisión de Regulación para de Energía y Gas (CREG), se convirtió en la entidad con la responsabilidad de vigilar tanto el sector eléctrico como el del Gas reconociendo la interdependencia de ambas industrias. Si bien ésta institución opera de manera independiente, hace parte del Ministerio de Minas y Energía (Larsen et al. 2004). La CREG es integrada por: El Ministro de minas y energía, El Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación, cinco expertos en asuntos energéticos, de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para periodo de cuatro años. Esta comisión es la encargada de asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos (CREG 2006b).

Junto a la CREG se encuentra el Consejo Nacional de operación –CNO- y el Consejo Asesor de Comercialización –CAC- cuya función es apoyar a la CREG en todo lo referente a los aspectos técnicos,

para garantizar que la operación integrada del sistema sea segura, confiables y adicionalmente revisar los aspectos comerciales del mercado mayorista.

La tarea final de vigilancia y control, la desempeña la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, organismo de carácter técnico adscrito al Departamento Nacional de planeación – DNP. Se han presentados varias crisis de las entidades reguladoras del sistema, siendo la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el eslabón más débil.

Otros organismos con un participación importante son: Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P., Consejo, Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión –CPT (J. E. Salazar 2008), Consejo Nacional de Comercialización COC, Asociación Colombiana de Generadores ACOLGEN y la Asociación Colombiana de Distribuidores ASOCODIS (Ayala & Millán 2003).

Debido a las dificultades que el sector eléctrico atravesó durante la década de los 90, se dictaron las leyes 142 y 143, mediante las cuales se reorganizaría el sector en toda su cadena. Específicamente en el año 1996 y por medio de las resoluciones CREG 020 y 128 se prohíbe la integración vertical de las empresas de servicios públicos (ESP) constituidas con posterioridad a la vigencia de las leyes 142 y 143, es entonces en este momento cuando se crean líneas de negocio alternas para las empresas del sector. El sector eléctrico está compuesto por empresas que pueden desarrollar actividades independientes o actividades simultáneamente consideradas complementarias (CREG 2006a).

- Empresas Integradas verticalmente (Generación–Transmisión-Distribución-Comercialización)
- Empresas con integración vertical parcial
- Empresas que solo participan en una actividad
- Según la normatividad vigente son excluyentes las siguientes actividades:
  - o Generación – transmisión
  - o Generación – Distribución
  - o Transmisión – Distribución
  - o Transmisión – Comercialización

Colombia está interconectada con Ecuador (capacidad de importación 215 MW y de exportación 285 MW) y Venezuela (capacidad de importación 205 MW y de exportación 336 MW). Utilizando el esquema de Transacciones Internacionales de Energía (TIES) que hasta la fecha ha regido en los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) Colombia ha realizado exportaciones significativas de energía hacia Ecuador, las cuales, sin embargo, disminuyeron en el último año. El intercambio con Venezuela ha sido muy bajo y normalmente limitado a casos de emergencia o soporte para control de frecuencia. Actualmente se está estudiando la construcción de la conexión con Panamá de 300 MW que permitiría la unión con el Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central – SIEPAC. (J. E. Salazar 2008).

Al finalizar la revisión del mercado eléctrico en Colombia, se debe resaltar un hito que dividió la historia de mismo, el cual fue la reforma constitucional de 1991, en la que se impulsó la transformación del sector eléctrico colombiano, mediante la redefinición de los roles del estado y el sector privado, dejando a este último la producción de los bienes y servicios para concentrarse en atender las necesidades fundamentales del país. El modelo adaptado por Colombia se basó en el



implementado en el Reino Unido en 1990, y ha experimentado una serie de reformas y reestructuraciones en la búsqueda de mayor eficiencia, proceso que ha significado la desregulación progresiva del sector, la desintegración vertical de las empresas y la introducción de la competencia en la generación y comercialización de energía.

Todo lo anterior, llevó al desarrollo de un mercado organizado y regulado, y como consecuencia se han desarrollado Bolsas de Energía e instrumentos financieros derivados cuyo subyacente es la energía eléctrica, permitiendo a los usuarios y compañías de distribución negociar directamente con los generadores a través de contratos o por medio del mercado *spot*.

A finales de los años 90, el mercado eléctrico colombiano sufrió un gran deterioro debido a la oleada de atentados terroristas a la infraestructura de transporte de energía de la que fue objeto el país, desanimando la inversión nacional y extranjera ante la creciente percepción de riesgo. Así las cosas, el mercado de energía en Colombia se tornó más incierto que la tendencia mundial, con el componente adicional de inseguridad nacional, lo que tuvo un gran efecto en la confiabilidad a largo plazo del sistema.

Al revisar la arquitectura del mercado colombiano se identifican 5 actividades a saber: generación, transmisión, distribución y comercialización. Adicionalmente, se encuentran grandes grupos económicos locales e internacionales y los usuarios finales, que se dividen en regulados y no regulados.

En cuanto al diseño del mercado colombiano, El Estado participa en la definición de la política energética, la regulación y la vigilancia y el control. Las entidades que realizan estas funciones son: Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero-Energética –UPME, Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

De la anterior revisión, tanto de la estructura de los mercados de electricidad y del caso del modelo colombiano como parámetro de comparación, se puede plantear que existe una organización de los agentes del mercado a través del diseño de una arquitectura que facilita la interacción entre éstos, lo cual confina en la dinámica del sector e incrementa el nivel de complejidad del mercado. En esta medida, una de las condiciones que se hace necesaria para la sostenibilidad del mercado es la confiabilidad basada en decisiones de inversión y en la adecuación de los riesgos del mercado para tener la capacidad de generación requerida por los consumidores. Es por esto, que teniendo una contextualización sobre la estructura de los mercados de electricidad se presenta una revisión de la confiabilidad y eficiencia en los mismos, evaluando los mecanismos y modelos de mercado que se han implementado como soporte para su estabilidad.

## Capítulo 3. Confiabilidad y Eficiencia en los mercados de electricidad

### 3.1. Introducción

Como consecuencia de las reestructuraciones que implicó la transición entre el esquema centralizado y el liberalizado, los mercados mundiales que se fueron adaptando a la nueva dinámica del sistema, partieron de un alto nivel de inexperiencia que venía acumulado desde el paradigma anterior. Sin embargo, la confiabilidad fue una de los factores que se convirtió en el centro de interés del mercado (Olsina et al. 2006), y por ende una de las motivaciones subyacentes de la liberalización ha sido suministrar electricidad de manera más eficiente, confiable y con mayor calidad (Bacon & Besant-Jones 2001).

El papel fundamental que juega la electricidad en la economía y las consecuencias políticas desencadenadas de la escasez de electricidad o por los picos en los precios, ha llevado a los reguladores de todo el mundo a tomar medidas más allá de la dependencia de las fuerzas del mercado, con el objetivo de garantizar la adecuación de la generación (Roques et al. 2005).

En el sector eléctrico, proporcionar un nivel adecuado de seguridad del suministro es uno de los problemas más importantes y difíciles. En este sentido, se puede asegurar que la introducción de reformas no resuelve necesariamente estos problemas (Von der Fehr 2003), sin embargo, los agentes del mercado, en cabeza del regulador del mismo han buscado atender a esta necesidad a través de la implementación de diferentes mecanismos, los cuales en primera instancia se preocupan por vincular los intereses de todos los involucrados y posteriormente definen condiciones que buscan mejorar los niveles de confiabilidad.

Como caso de contextualización, se puede presentar la crisis del suministro de energía a principios de la primera década del 2000 en California y Brasil, así como otros mercados, quienes evidenciaron que sin importar quién sea el proveedor de servicios, en caso de escasez el gobierno siempre será culpado. Con los anterior es posible evidenciar la necesidad de controlar los niveles de confiabilidad en el mercado, ya que después del proceso de desregulación los agentes privados se desligan un poco de los intereses de los consumidores finales, pues era una función que se encontraba en cabeza del estado, pero que independientemente y reconociendo la electricidad como un bien de consumo necesario (CREG 2006a), la confiabilidad del suministro debe tenerse como una condición necesaria para el mercado (Von der Fehr 2003).

En esta medida, se presentan los argumentos de Stoft (2002), quien plantea que la confiabilidad está en el corazón de cada debate sobre los incrementos en los precios de la energía, ya que si éstos son los suficientemente grandes inducen a la inversión, que a su vez proporciona la generación de la capacidad necesaria para mantener la confiabilidad del sistema.

Reconociendo la importancia de la confiabilidad en el suministro de electricidad, en este capítulo se presenta una revisión de los elementos más relevantes sobre este aspecto, teniendo como punto de partida la definición de confiabilidad y la dimensión que se puede establecer sobre ésta en el mercado, tanto en términos cuantitativos como desde un punto de vista cualitativo.

### 3.2. Definición de la confiabilidad

Generalmente, un generador de energía es capaz de producir lo que dice. Desafortunadamente en el mundo real, los dispositivos mecánicos se descomponen para todos los generadores sin excepción. Esto ha generado una cuestión muy importante, más que saber cuál pieza fallará, se requiere saber cuándo lo hará (Allen & Ilic 2000). Por su parte, (Ochoa & Van Ackere 2009) soportan el argumento anterior planteando que la oferta casi siempre debe ser igual a la demanda, debido a que solo en circunstancias extremas la energía es físicamente imposible de obtener. En esta medida, la seguridad del suministro se define como el deseo de tener los precios relativamente estables sobre el tiempo.

Es ampliamente sabido que la energía no es almacenable y por lo tanto las fallas en la producción no pueden ser cubiertas mediante inventarios como en el caso de otros *comodities* (Allen & Ilic 2000; González 2010). En cambio, es necesario tener la generación en el sistema operativo a una capacidad inferior, de modo que la energía de reserva esté disponible fácilmente en caso de que falle un generador de la línea (N-1) (Allen & Ilic 2000). Teniendo en cuenta estas características, la confiabilidad de corto plazo implica que no haya recortes en el suministro y que haya un balance en tiempo real entre oferta y demanda; en ese sentido, se trata de un problema de seguridad. Sin embargo, la confiabilidad a largo plazo requiere una lógica distinta. El abastecimiento de la demanda en el largo plazo exige que haya una adecuada capacidad instalada de generación, que debe ser garantizada mediante inversiones, con el fin de atender la demanda actual y futura, es decir, asegurar la confiabilidad del sistema, en cuyo caso se trata de un problema de suficiencia (Restrepo et al. 2012).

Por otra parte, varios autores han orientado el concepto de la confiabilidad desde diferentes perspectivas pero sin cambiar la esencia y el papel del mismo dentro del mercado. Por ejemplo (Borenstein & Bushnell 2000), P. Cramton & S. Stoft (2008), Ibarburu (2001) y (Olsina et al. 2006), plantean el concepto de confiabilidad como medida de desempeño de los mercados eléctricos, toda vez que es posible mantener la demanda del sistema. P. Cramton & S. Stoft (2008), establecen que la confiabilidad en los mercados eléctricos, asegura la generación de recursos suficientes y la capacidad de los precios de las ofertas competitivas en una subasta anual. Y finalmente S. Oren (2000), resalta que el papel fundamental de la electricidad en la economía y la escasez generalizada de electricidad, han llevado a muchos organismos reguladores de todo el mundo a tomar medidas más allá de la dependencia de las fuerzas del mercado con el fin de garantizar la suficiencia de la generación y por ende alcanzar la confiabilidad esperada por el mercado.

Ibarburu (2001) por su parte, plantea que en los sistemas de generación hidráulica, la gestión del agua almacenada es esencial para evitar situaciones de escasez y racionamiento. En esta medida, el regulador, como responsable político en caso de racionamiento, posee una agenda propia de objetivos de confiabilidad y estabilidad del sistema.

Roques et al. (2005), propone que la confiabilidad en los mercados de electricidad ha sido una de las preocupaciones primordiales que ha guiado la reestructuración del sector. En esta medida, la política denominada "*Keeping the lights on*", ha sido una de las motivaciones principales para muchas restricciones técnicas y económicas impuestas sobre los diseños de los mercados.

Existen dos aspectos de la confiabilidad que siempre se encuentran en contraste. La *seguridad* que se define como la habilidad del sistema para soportar los grandes disturbios, mientras que la *adecuación* es la propiedad relacionada con la capacidad de mantener la seguridad durante un periodo largo de tiempo (Steven Stoft 2002). Los requerimientos de las reservas operativas, buscan proporcionar seguridad y su rol está relacionado con el incremento de los precios, estimulando la inversión lo cual conlleva a contribuir con la adecuación. Esta dicotomía se ratifica en la definición planteada por Restrepo et al. (2012), quienes plantean que la confiabilidad comprende tanto la seguridad como la suficiencia.

En un mercado regulado, esta reserva se conoce como el criterio del (N - 1), sin embargo en el mercado desregulado, la responsabilidad de la reserva no está bien definida. El mantenimiento del (N - 1) implica un costo significativo, algunos usuarios les gustaría evitar este costo, mientras que otros dependen de un servicio altamente confiable sin interrupciones (Allen & Ilic 2000).

Allen & Ilic (2000) indican que para conocer la reserva basada en el mercado, es importante responder dos cuestiones, a saber: (i) El efecto de la reserva basada en la oferta y demanda del mercado en los patrones de flujo de la red de transporte. Todas las cuestiones relacionadas con este tema apuntan a separar los problemas de confiabilidad en la generación de los problemas de confiabilidad en la transmisión. (ii) La necesidad conceptual de reservas uniformemente dispersas. Cabe preguntarse si esta necesidad es simplemente debido a los cuellos de botella de transmisión, o si pueden surgir otros problemas.

Para un generador, la confiabilidad plantea dos cuestiones principales. La primera cuestión es la provisión de reserva de energía que se vende. La segunda, es determinar cuánta energía debe ser vendida en el mercado *spot* y la cantidad de generación que debe mantenerse en reserva con el fin de maximizar el beneficio esperado (Allen & Ilic 2000).

Por otra parte, a menudo los sistemas de energía experimentan disturbios frecuentes como pérdidas de los generadores o en líneas de transmisión. La posibilidad de que un evento de estas características ocurra se denomina *contingencia*. Estos eventos a su vez disminuyen la cantidad de capacidad disponible para atender la demanda. En respuesta, los otros generadores pertenecientes al mercado incrementan su capacidad de generación a través de la potencia adicional resultante de la energía cinética de su rotación y no de su fuente de combustible (Steven Stoft 2002).

Steven Stoft (2002) propone un modelo simple de confiabilidad, en el cual se define la capacidad de generación instalada como  $K$ , las pérdidas en la generación como  $g$ , y la demanda de energía cuando el sistema se encuentra operando en condiciones normales como  $l$ . Dado que se espera que las reservas operativas se encuentren disponibles cuando se requieran dentro de los límites de la capacidad instalada, se puede plantear la siguiente ecuación:

$$\text{Reservas operativas} = RO = K - g - l$$

**Ecuación 2. Reservas operativas.**

**(Steven Stoft 2002)**

Sin embargo, la demanda por su definición puede superar las fronteras de la oferta, en este caso se denomina como pérdida de carga *LL* (por sus siglas en inglés *Lost of Load*), y se define como el grado en que la reserva operativa es negativa, o es cero siempre que la reserva sea positiva. Por lo tanto la pérdida nominal de carga es:

$$\text{Pérdida de Carga} = LL = \max(-RO, 0)$$

**Ecuación 3. Pérdida de carga**

**(Steven Stoft 2002)**

Este planteamiento, muestra que considerando un funcionamiento adecuado de los niveles de seguridad, la adecuación de la generación (representada por la capacidad instalada *K*), es el determinante fundamental de la confiabilidad. A medida que la capacidad instalada sea mayor, menor va a ser el valor de la pérdida de carga.

De lo anterior, se puede resaltar que la expectativa de pérdida de carga o *LOLE* (*loss of load expectation* por su siglas en inglés) como lo plantea (Nieto & Fraser 2007), es una medida de confiabilidad relevante, la cual examina la volatilidad de la demanda y la confiabilidad de la capacidad de los generadores para determinar cuántas horas al año, en promedio, es probable que la demanda exceda la capacidad instalada.

(Borenstein & Bushnell 2000) muestran que es importante considerar que cualquier iniciativa de reestructuración, debe reconocer que la falta de medios económicos y de almacenamiento de capacidad que responda a la demanda puede producir graves perturbaciones del mercado. En esta medida, El reconocimiento de la vulnerabilidad de los mercados en casi todo el mundo, ha llevado a poner en marcha algún tipo de mecanismo o regulación sobre los generadores, toda vez que se pueda garantizar el abastecimiento de electricidad en el corto y largo plazo. Este control sobre el rendimiento de la capacidad de generación, se ha considerado en el diseño de mercados eléctricos desde comienzos de su reestructuración, por ejemplo, Deshpande (1985), plantea tres métodos que facilitan la cuantificación de la confiabilidad en los mercados de electricidad definiendo las siguientes ecuaciones:

$$F = \frac{\text{Número\_de\_interrupciones\_por\_año}}{\text{Número\_de\_clientes\_en\_el\_año}}$$

**Ecuación 4. Promedio de interrupciones de servicio por cliente por año**

$$R = \frac{\text{Número\_de\_horas\_de\_interrupción\_por\_año}}{\text{Número\_de\_interrupciones\_por\_año}}$$

**Ecuación 5. Promedio del tiempo de restauración por cliente**

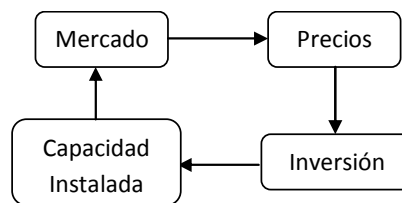
$$H = \frac{\text{Número\_de\_horas\_de\_interrupción\_por\_año}}{\text{Número\_de\_clientes}}$$

**Ecuación 6. Promedio del tiempo total de interrupción por cliente al año**

Donde F Corresponde al promedio de interrupciones de servicio por cliente por año, R Corresponde al promedio del tiempo de restauración por cliente y H corresponde al promedio del tiempo total de interrupción por cliente al año.

Con relación al manejo de la confiabilidad en el mercado, (Nieto & Fraser 2007) sostienen en su trabajo que los problemas relacionados con la confiabilidad en un sistema interconectado de electricidad deben ser resueltos o abolidos a través de la combinación eficiente de inversiones en la transmisión, generación y/o en alternativas relacionadas con la demanda del mercado.

En este sentido, se puede plantear que las ganancias impulsan la inversión, lo cual es la clave en el equilibrio del mercado. El núcleo de este proceso de equilibrio se encuentra en la relación causal del mercado que se describe en la Figura 8 entre los precios, la inversión, la capacidad instalada y el retorno al mercado. Esta causalidad determina el equilibrio del mercado en el largo plazo. Si los precios son altos se fomenta la inversión, lo cual conlleva a que se incremente la capacidad instalada. (Steven Stoft 2002)



**Figura 8. Relaciones causales del mercado a través de precios.**

**(Steven Stoft 2002)**

A medida que se tenga más capacidad instalada en el mercado, los precios pueden caer. Se dice entonces que el sistema se encuentra en equilibrio si la capacidad instalada combinada con factores exógenos, hace que los precios sean lo suficientemente rentables para cubrir los costos fijos de la capacidad instalada. Por esto (Steven Stoft 2002) plantea que en los mercados de electricidad con las fallas existentes por parte de la demanda y con la elasticidad insignificante de la misma, se puede presentar poca inversión en generación si no se cuenta con una fijación de precios regulatorios. El precio de intervención mínimo que puede producir un nivel de confiabilidad aceptable se conoce como valor de pérdida de carga (VOLL, *Value of Lost Load*), el cual ha sido estudiado e implementado por varios mercados.

La reserva de energía es un bien diferente de la energía en el mercado *spot*. Mientras que la energía negociada en el mercado *spot* está programada antes de su uso, la reserva de energía es energía disponible en línea para su uso inmediato en caso que ocurra una contingencia del sistema. El mercado

de reserva puede funcionar simultáneamente con el mercado *spot* de energía, pero con precios diferentes. Como cualquier otro mercado, el precio de reserva refleja el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda. El suministro de reserva proviene de generadores, que también abastecen al mercado *spot* de electricidad (Allen & Ilic 2000). El precio de reserva puede ser mayor o menor que el precio *spot*, dependiendo de si los pagos de reserva se hacen para despacho inmediato de energía o para energía realmente reservada.

En términos del manejo de la confiabilidad de los mercados de electricidad, se encuentran diferentes eventos que aumentan el grado de complejidad de esta tarea. Por parte de la oferta se encuentra que la energía no se puede almacenar, así que las características de producción en tiempo real son importantes, lo cual interactúa negativamente con las fallas de la demanda. Por lo tanto el mercado no puede operar por sí solo. (Steven Stoft 2002)

Los sistemas dependientes de condiciones climáticas han generado variaciones significativas sobre la volatilidad de los precios del mercado, lo cual ha repercutido especialmente sobre la confiabilidad del sistema, sobretodo porque los fenómenos naturales han ocasionado que las cosas parezcan peor en términos de los ciclos de exceso y carencia de capacidad (Larsen et al. 2004).

Se requieren muchos servicios para brindar al mercado energía confiable de alta calidad. Estos pueden ser proporcionados por el mercado liberalizado, por el Estado, por proveedores regulados o por algún tipo de acuerdo híbrido (Steven Stoft 2002).

En condiciones bajo las cuales la confiabilidad del sistema se ve afectada, es necesario implementar medidas de contingencia que eviten los apagones o periodos de racionamiento (Steven Stoft 2002) como lo son los “Requerimientos de reservas operativas” y “los Picos en los precios e Inversión” descritos a continuación:

**Requerimientos de reservas operativas:** Las interrupciones deliberadas del servicio de energía son eventos raros, pero su posibilidad tiene un impacto enorme en el mercado. Para evitarlo, los sistemas pueden comprar varios tipos de reservas operativas, las cuales son generadores remunerados para otorgar energía al sistema en cualquier momento que se requiera. Normalmente el efecto de las reservas operativas sobre el precio del mercado es modesto, cuando se excede la capacidad disponible en un 10% o más, un mercado competitivo mantiene el precio de la energía hasta aproximadamente el costo variable del generador más costoso. En un año cuando la carga del sistema nunca exceda el rango normal, los precios son modestos a pesar de la obligación de administrar la reserva operacional. De hecho los precios son tan bajos que los generadores no pueden cubrir sus costos fijos. Si esta situación continúa año tras año no construirán nuevos generadores, lo cual es el resultado esperado del sistema (Steven Stoft 2002).

**Picos en los precios e Inversión:** A medida que aumenta la demanda en el sistema, la oferta se va volviendo más estricta y el operador del sistema encuentra imposible mantener un margen de reserva operativa del 10%. Cuando las reservas se usan en el corto plazo, el operador del sistema ofrece pagar más por la energía de las reservas, lo cual hace que el precio incremente. Esta dinámica es la fuente de los precios altos que induce a la inversión. El corazón de este proceso es la decisión administrativa sobre cuanto pagar dependiendo de cuan baja es la reserva operativa. Esto se refiere a la confiabilidad

con el incentivo de inversión. Los altos precios pagados por el operador del sistema para conocer los requerimientos de confiabilidad controlan todos los altos precios del mercado (Steven Stoft 2002).

### **3.3. Evidencias de la eficiencia y la confiabilidad en los mercados de electricidad – Presencia del riesgo y su confrontación**

Como se ha planteado anteriormente, el papel de la confiabilidad desempeña un rol importante en los mercados eléctricos, a tal punto que se convierte en causante de reformas que implican cambios significativos en el mercado.

Este esquema no ha sido ajeno a muchos países, ya que la confiabilidad será siempre una de las principales variables a considerar en el diseño de mercados eléctricos y una de las mayores preocupaciones que ha llevado a la reestructuración de los mismos (Roques et al, 2005).

Aunque a nivel general los mercados eléctricos liberalizados han mostrado un buen desempeño en cuanto a reducción de precios, calidad y confiabilidad en el suministro, no todo ha sido satisfactorio. Se han presentado racionamientos en países como Chile, Brasil y Estados Unidos (la famosa crisis de California en 2001), manipulación de precios por parte de algunas compañías (evidenciada en el Reino Unido), quiebra de grandes empresas del sector (ENRON), para citar sólo algunos ejemplos. Por lo anterior, debe cuestionarse cuáles son los aspectos que han fallado en los diferentes esquemas, para luego evaluar nuevas propuestas que se presentan en diferentes países. (M. Vélez 2004)

A continuación se describe brevemente la situación de algunos mercados: Chile, Inglaterra, Estados Unidos, Brasil y Colombia.

#### **3.3.1. Caso Chile**

La crisis de Chile entre 1998 y 1999, debida en parte a factores exógenos, como una gran sequía dado que su generación es en alto porcentaje hidráulica, también ocurrió a raíz de otros factores. Mientras los costos marginales de corto plazo se incrementaron por encima del costo de racionamiento, los consumidores regulados (más del 60% de la demanda) estaban tomando decisiones de consumo basados en costos marginales de producción de largo plazo, completamente aislados de los reales costos marginales de producción del momento. Este desacoplamiento entre la escasez de provisión y la forzada inelasticidad de la demanda, en la práctica, significó una falla en el sistema de precios, que impactó las compañías y el país en general (Montero y Rudnick, 2002).



### **3.3.2. Caso Reino Unido**

En el Reino Unido, durante su primera etapa de reestructuración, se pudo establecer que, aunque los costos de producción habían bajado considerablemente, los precios de la electricidad no lo habían hecho en la misma proporción y la demanda aún no jugaba un papel en la determinación del precio (Ofgem, 1999). En esta medida, se mantuvo una preocupación grande del gobierno sobre si la capacidad de generación continuaría siendo adecuada para garantizar la seguridad del abastecimiento de electricidad, y si los incentivos sobre la inversión ayudarían a soportar el mercado en el largo plazo, reflejando adecuadamente la rentabilidad social de la inversión, dada la experiencia turbulenta que había experimentado el mercado en la primera década de desregulación (Roques et al. 2005).

### **3.3.3. Caso Inglaterra**

En Inglaterra, se mantiene una considerable preocupación del Gobierno por saber si la capacidad de generación seguirá siendo adecuada para garantizar la seguridad del abastecimiento de electricidad, y si las señales de inversión reflejan oportuna y adecuadamente la rentabilidad social de inversión (Roques et al. 2005).

El mercado eléctrico de Inglaterra, refleja actualmente mayores riesgos que hace unos años, lo cual obstaculiza la tasa de rendimiento y puede perjudicar la inversión en plantas de energía firme, arriesgando la capacidad de generación destinada a satisfacer las demandas máximas de electricidad, lo que finalmente tiende a desmejorar la eficiencia y seguridad de suministro (Roques et al. 2005). Otros fallos del mercado, como la aversión al riesgo del inversor, la incertidumbre de la regulación, y la falta de contratos de largo plazo, también distorsionan los incentivos sobre la inversión.

En esta medida, surgen varios interrogantes acerca de la inversión y la eficiencia del mercado eléctrico en Inglaterra, tales como: ¿las falencias del mercado son lo suficientemente fuertes para requerir una regulación con el fin de apoyar la inversión? y ¿Existen mejores prácticas para el diseño de mercados que puedan garantizar la suficiencia de la generación en el largo plazo con costos más bajos, mientras se disminuye la interferencia de la regulación en el mercado?

Existen diferentes diseños de mercado, que operan con pagos independientes para la capacidad y obligaciones de reserva y tienen la ventaja de no depender de los precios picos para remunerar la capacidad de reserva. Inglaterra ha experimentado, sucesivamente, dos extremos del diseño de mercados, “The Pool” que incluye una capacidad de pago, y “*The New Electricity and Trading Arrangements*” (NETA), que es una forma descentralizada de pago para garantizar una oferta de electricidad en el mercado.

El diseño de mercado “Pool” tiene muchas ventajas en lo que se refiere a los incentivos sobre la inversión: su carácter obligatorio genera liquidez y una referencia marginal en el precio del sistema para elaborar los contratos de cobertura. Además, la capacidad de pago proporcionó una fuente adicional de ingresos, lo cual facilitó la entrada de productores independientes al mercado, sin embargo, dada la excesiva concentración en el mismo, se prestó para juegos entre los generadores y

adicionalmente, la estructura inflexible del gobierno generó reformas incrementales difíciles de superar.

Los diseños implementados en el mercado eléctrico de Inglaterra, son una muestra de las medidas regulatorias sobre el mercado, generando señales en el mismo para la generación de electricidad. En esta media y a pesar de las críticas, polémicas y duros cuestionamientos en torno a la reestructuración del mercado, se ha buscado mantener un nivel de confiabilidad respondiendo a la demanda y otros factores que inciden sobre el sistema eléctrico en Inglaterra implementando cada vez diseños más eficientes.

### **3.3.4. Caso Estados Unidos**

Para el escenario del mercado de Estados Unidos, se presentan una serie de particularidades relacionadas con la definición de precios locacionales en el mercado. Con relación a éstos, se puede considerar que Los precios que el mercado utiliza o LMP (precios marginales localizados), reflejan el valor de la energía en el lugar y hora de la entrega. En caso de que la electricidad de menor precio pueda llegar a todos los lugares, los precios son los mismos en toda la red, en caso contrario, es decir, cuando haya congestión en la transmisión, la energía no fluye libremente a ciertos lugares, lo que encarece el precio marginal de localización en esos lugares y se genera un efecto negativo sobre la confiabilidad del mercado (FERC 2012).

En los primeros años de reestructuración, la construcción de plantas en el mercado estadounidense tuvo un boom en el mercado, y la mayor parte de los niveles de capacidad agregada se encontraban por encima de los niveles requeridos. Sin embargo, la adecuación de la generación, no era uniforme dentro de cada región, ya que muchas plantas fueron construidas en áreas de bajo costo buscando eficiencias de los inversionistas, pero en su lugar se dejó de asignar capacidad de generación en otras áreas donde más se requería (Nieto & Fraser 2007).

En este sentido, (Nieto & Fraser 2007) exploran un rango de alternativas que se han llevado a cabo en los Estados Unidos y en otros países con fin de proporcionar incentivos para el problema de la ubicación. Uno de los enfoques más relevantes al respecto, se encuentra relacionado con el diseño de mecanismos de pagos por capacidad, con una modificación adicional que mitigara el impacto de los precios locacionales del mercado. Desde otras perspectivas también se exploraron alternativas como contratos de pago por confiabilidad, servicios auxiliares locacionales, entre otros. Dichos métodos, se evalúan desde el punto de vista de los incentivos generados para los participantes del mercado, y del impacto potencial sobre la eficiencia del mismo.

El trabajo presentado por (Joskow, 2006), argumenta que en el caso de los Estados Unidos, hay una serie de imperfecciones del mercado y limitaciones institucionales que tienen el efecto de mantener los precios de energía al por mayor y la operación de las reservas por debajo de sus niveles de eficiencia durante las horas cuando los precios deberían ser muy altos y cuando se proporcionan ingresos netos insuficientes para apoyar los gastos de las instalaciones de generación. Si esta situación persiste, conducirá a inversiones insuficientes en la capacidad de generación y situaciones de racionamiento involuntario. Estos problemas se han agravado en los EE.UU. por la inestabilidad de

diseños en el mercado mayorista, las reglas del mercado, compromisos inciertos de los encargados de formular políticas para la liberalización y una transición incompleta estable de un esquema de competencia al por menor.

### **3.3.5. Caso PJM**

Como un caso puntual localizado en Estados Unidos, se puede referenciar el mercado PJM, el cual es una entidad privada encargada de la operación del mercado eléctrico y del funcionamiento del sistema de transmisión en Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia. También es el operador de la red de transporte TSO (*Transmission System Operator*) (PJM 2012).

Además, para garantizar el acceso abierto, justo y equitativo de los proveedores, los clientes mayoristas y otros agentes participantes, PJM en su calidad de operador de la red, monitorea y equilibra las necesidades de todos los agentes (PJM 2012). Es importante resaltar que el mercado PJM es regulado por la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) quien a su vez lo autoriza para gestionar la confiabilidad del sistema eléctrico de transmisión y la operación del mercado mayorista de energía en un área definida de control que se enumeró anteriormente entre un conjunto de estados. (Bowring 2006)

Como respuesta a la estructura del mercado basado en precios marginales localizados, se desarrolló un mecanismo denominado FTR's (Por sus siglas en inglés) o Derechos Financieros de Transmisión, los cuales se enmarcan dentro del grupo de derivados financieros sobre la capacidad de transmisión de electricidad. Los derivados de este grupo buscan garantizar el acceso libre, la utilización eficiente y la inversión adecuada sobre las redes de transmisión y sus valores se obtienen de la capacidad de transmisión de la red (Deng & S. S. Oren 2006).

Los FTR's se especifican sobre dos puntos cualquiera de la red de transmisión. Éstos le otorgan el derecho a su propietario de recibir una compensación o un cargo (obligaciones de pago) sobre los costos de congestión de transmisión, que se generan, como su nombre lo indica, cuando las redes se encuentran congestionadas al momento de planificar un despacho óptimo para el día siguiente o en un horizonte de planeación. El costo asociado a una unidad de FTR se produce a partir de las diferencias en el precio de despacho de generadores más caros y fuera de mérito que serían utilizados para aliviar la carga en las líneas afectadas. Para cada hora que exista congestión entre los puntos de inyección y de retiro de energía que comprometan al FTR del propietario, éste recibirá como compensación una parte de los cargos cobrados (Deng & S. S. Oren 2006). En este orden de ideas, PJM *Interconnection* subasta Derechos Financieros de Transmisión para ayudar a los participantes del mercado en la cobertura del riesgo de precio para la entrega de energía en la red.

### **3.3.6. Caso Brasil**

El diseño del mercado en Brasil, ha sido la respuesta del mismo al problema de escasez financiera que detuvo la inversión pública en el sector eléctrico, en una economía con gran necesidad en este sector (Rudnick, 1998).

Si bien el diseño del mercado de Brasil coincide con el de Argentina en cuanto a la determinación conjunta de la operación óptima y los precios de mercado, el de Brasil, a diferencia del de Argentina, es un caso de despacho centralizado con costos regulados. Al despacho concurren las centrales térmicas con sus precios de oferta, pero las centrales hidráulicas, que aportan la mayor parte de la energía, son consideradas en un modelo centralizado en el que se determina la operación óptima de largo plazo. El objetivo del modelo es minimizar el valor actual de los costos esperados de combustible y energía no suministrada. De este modelo centralizado resulta la operación de los grandes embalses, la cantidad de energía a generar por cada central hidráulica y térmica y el precio de mercado, que depende del valor del agua. (Ibarburu 2001).

Los reguladores deben crear un ambiente donde se fomente y garantice la competencia, y se reduzcan precios. Pero también tienen la función de velar por la supervivencia de las empresas del sector, lo que garantiza la calidad y la confiabilidad en el suministro. (M. Vélez 2004)

Quizá uno de los problemas estructurales más dramáticos de los mercados de energía es la carencia casi total de respuesta de la demanda a las fluctuaciones en el precio. (Steven Stoft 2002)

### **3.4. Definición de la eficiencia en los mercados de electricidad**

En economía el término eficiencia tiene un significado específico. El significado más simple se aplica a la eficiencia productiva que se refiere a que lo que se produce, se produce al menor costo posible. Minimizar costos es a menudo la parte más difícil del problema del diseño de mercados, por lo que este significado es generalmente suficiente (Steven Stoft 2002). Cuando no califica como eficiencia productiva, la eficiencia incluye tanto la oferta como la demanda en el mercado. En este sentido la eficiencia significa que la electricidad: (1) Se produce con los proveedores más baratos. (2) Se consume por los que puedan pagar más. (3) Se produce la cantidad correcta (Steven Stoft 2002).

Tal y como lo plantean (Larsen et al. 2004) la eficiencia del mercado se encuentra ampliamente relacionada con las pérdidas no técnicas en el sistema, particularmente en algunas ciudades que se encuentran distanciadas, en cuyo caso el problema se vuelve de carácter locacional. En algunos mercados se llegaron a registrar pérdidas de hasta el 22%, sin embargo la mayoría de las industrias tienen inversiones en investigación y desarrollo para mitigar este tipo de problemas.

Como consecuencia de los cambios que ha experimentado la industria de la electricidad hacia la desregulación, el objetivo de mejorar la eficiencia económica se ha convertido en un nuevos reto para el mercado, ya que todos los agentes del este se ven involucrados en dicha labor (Vlahos & Bunn 1998) (Mariano Ventosa et al. 2005). Lo anterior ha llevado a que las organizaciones generen grandes

cambios, incluyendo un cambio cultural y soluciones tecnológicas más eficientes (Dyner & Larsen 2001). (Steven Stoft 2002), plantea que mientras más eficiente es un mercado, las decisiones iniciales que se tomen sobre el mismo serán más acertadas y los costos asociados a estas decisiones van a ser menores, lo cual apoya en todo sentido el cambio organizacional en torno a la eficiencia del mercado.

Como parte de la evolución del mercado a entornos competitivos, Stoft (2002) señala que la formación de precios en el mismo juega tres roles importantes con relación a la eficiencia del mercado:

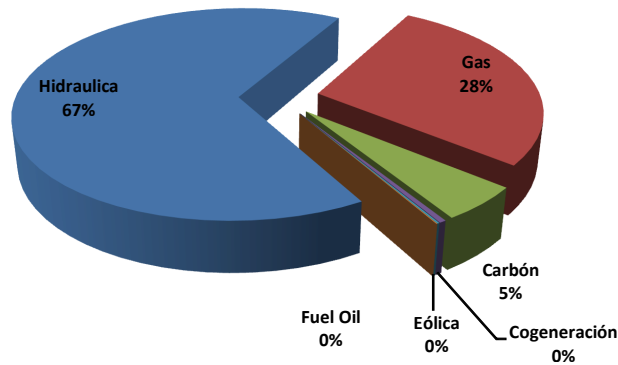
- Inducen a la oferta de menor costo.
- Inducen un consumo eficiente.
- Inducen a una inversión eficiente en la capacidad de generación.

### **3.5. Evidencias de la eficiencia y la confiabilidad en los mercados de electricidad en el mercado colombiano**

Las medidas de confiabilidad no han sido ajenas a Colombia. En nuestro modelo de mercado se han presentado varias medidas reguladoras y a pesar que la energía eléctrica es considerada un bien privado, la confiabilidad del suministro ha sido definida como un bien público, lo cual justifica la intervención regulatoria del Estado en el sector para garantizar el abastecimiento ininterrumpido de energía (Villareal & Córdoba 2008). De acuerdo con Nance (2005), la consideración de la confiabilidad como un bien público en Colombia es una consistente y valiosa decisión de política, dadas las características físicas del sistema (hidro-térmico) y de algunas consideraciones legales (Restrepo et al. 2012).

La energía eléctrica en Colombia proviene fundamentalmente de plantas de generación hidráulica (77% aproximadamente) y en una menor proporción de plantas de generación térmica (18%) (XM 2012). por esta razón se convierte en un país dependiente de los aportes hidrológicos, vulnerable a cambios en los regímenes de lluvias (González 2010). Las épocas de sequía que se presentan durante eventos como El Niño, hacen indispensable contar con plantas de generación con energía firme, que replacen la energía generada por hidroeléctricas, para atender la demanda. De no contar con estos recursos, los usuarios tendrían que ser racionados, con los correspondientes costos sobre la economía nacional y el bienestar de la población (CREG 2006a). Para representar la magnitud de la dependencia del mercado colombiano con relación a los aportes hídricos, en la Figura 9 se muestra la participación por tecnología para la capacidad efectiva neta del mercado.

Tecnología	Participación (MW)
Hidráulica	9001
Gas	3759
Carbón	700
Cogeneración	57
Eólica	18
Fuel Oil	8



**Figura 9. Participación por tecnología en la capacidad efectiva neta del mercado colombiano (UPME 2010)**

El mercado eléctrico colombiano, en su corta historia, ha mostrado algunos logros. En 1998 se presentó un evento El Niño de mayor intensidad al de 1992 y, sin embargo, no se produjeron racionamientos. De igual forma, aunque se ha gestado la competencia en algunos segmentos de la cadena, se han señalado problemas que ameritan la revisión del esquema y su reforma.

Bajo tal contexto y con base a las características del sector de generación colombiano, es probable encontrar escenarios en los que la demanda supera a la oferta y por lo tanto se produzcan racionamientos en el servicio, lo que representaría altos costos a nivel social, económico y político. Por dicha razón, y teniendo en cuenta que en Colombia, a pesar de que la energía está definida como un bien privado, la confiabilidad está definida por la ley como un bien público que debe ser garantizado por el Estado; por lo tanto, se hace necesaria la intervención del mismo para asegurar la confiabilidad en el abastecimiento de energía y la protección de los usuarios finales contra precios altos o racionamientos (Villareal & Córdoba 2008).

El Mercado Eléctrico Colombiano utilizó el Cargo por Capacidad (conocido como “*Capacity Mechanism*” o “*Capacity Payments*”), el cual es un dinero que se transfiere a los generadores por tener su capacidad de generación disponible. El objetivo principal es inducir una mayor confiabilidad en la oferta eléctrica que la que se espera por el mercado (IEA 2002; González 2010).

Luego de diez años de utilización de una herramienta similar de estabilización de ingresos denominada Cargo por Capacidad, se consideró necesario migrar hacia un esquema de mercado que proporcione la señal de largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación en Colombia y que, adicionalmente, permita asegurar que los recursos de generación no solo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez de energía, sino que este abastecimiento se efectúe (CREG 2006; González 2010).

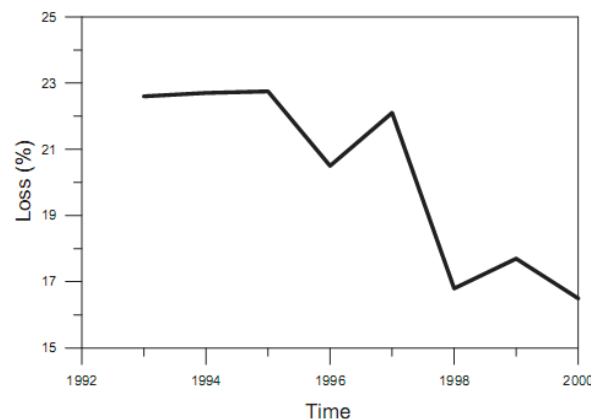
En esta medida, el ente regulador del mercado colombiano definió los criterios y principios para el nuevo mecanismo llamado Cargo Por Confiabilidad, definido como una remuneración que se le brinda a los generadores a cambio de una obligación que adquieren de entregar energía firme a un precio de escasez definido por el regulador, mecanismo sobre el cual se entrará en mayor detalle en el capítulo 5 (CREG 2008).

Por otra parte, uno de los principios subyacentes en un sistema de precios como el diseñado para el Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia, es que éste debe proporcionar la señal económica de largo plazo para la expansión de la capacidad instalada requerida por el país. Asimismo, la evolución y el comportamiento de los precios deben reflejar el nivel de confiabilidad en el suministro que está dispuesta a pagar la demanda nacional (CREG 2006a).

En el contexto colombiano, se ha experimentado mejoras significativas después de la desregulación. Una de las medidas implementadas en el sistema es el número de empleados por cada GWh producido por los generadores. Este indicador cayó de 0,58 empleados a 0,49 entre 1997 y 1999, lo cual se tradujo en una mejora de 15% en dos años (Larsen et al. 2004).

En otra instancia, en lo relacionado con el Mercado de Energía Mayorista, en el año 2009 se implementaron diferentes normas para lograr mayor eficiencia en la formación del precio de la Bolsa de Energía, esquemas para tener precios de contratos de energía más eficientes y en la regulación para los intercambios internacionales de energía con Ecuador y Panamá (UPME 2010).

Otra medida de desempeño son las pérdidas del sistema, las cuales en Colombia han sido relativamente altas aunque después de la desregulación tuvieron una mejora considerable (Larsen et al. 2004). En la Figura 10, se puede observar los cambios en las pérdidas del sistema y particularmente que antes del proceso de desregulación el porcentaje de pérdidas permanecía constante, esto se debe principalmente a las eficiencias adquiridas por las nuevas inversiones en tecnología del sector privado.



**Figura 10. Evolución del porcentaje de pérdidas en el mercado colombiano.**

**(Larsen et al. 2004)**

Sin embargo, para el mes de septiembre de 2009 se confirmaba el inicio del fenómeno de “El Niño”, lo que propiciaría un evento de sequía. Esta situación hizo que se disminuyera en forma importante la generación de electricidad con recursos hídricos. Adicionalmente, se presentaron limitaciones de suministro de gas natural para algunas centrales de generación debido a restricciones en el sistema de transporte hacia el interior del país, lo cual llevó a operar algunas plantas térmicas con combustibles líquidos. Para atender estas contingencias y frente a la respuesta del mercado, se desarrollaron

medidas transitorias reglamentadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG y el Ministerio de Minas y Energía (UPME 2010).

Esta situación llevó a una lección importante en el manejo del Fenómeno de “El Niño” y es que a pesar de la efectividad que se pueda lograr a través de los mecanismos de mercado, es muy conveniente adoptar medidas de largo plazo que eviten incertidumbres adicionales a las propias del fenómeno climatológico. Algunas de estas medidas podrían hacerse permanentes tomando como referencia variables energéticas o indicadores de seguimiento a la situación energética, tales como el indicador de nivel de embalse y la relación de la demanda sobre las reservas.

Con base en esto se puede concluir que el sistema colombiano se enfrenta a un riesgo de racionamiento (unido a altos precios), para el cual se busca un mecanismo de cobertura partiendo del hecho de que la confiabilidad en el sistema eléctrico colombiano significa asegurar la disponibilidad de energía en firme durante periodos secos o críticos (Villareal & Córdoba 2008).

Los mecanismos de cobertura, en el que el Gobierno participa activamente a nivel regulatorio, deben ser diseñados de tal manera que disminuyan la probabilidad de racionamiento, minimicen el precio de la confiabilidad del sistema (se logre eficiencia), aseguren el abastecimiento de energía en períodos críticos o secos, y cubra la demanda contra altos precios durante estos períodos. Eso se debe lograr creando los incentivos necesarios para garantizar la inversión suficiente en capacidad de generación y especialmente de respaldo (capacidad que genera la prestación del servicio principalmente durante periodos secos) (Villareal & Córdoba 2008).

Para concluir este capítulo, se puede resaltar que el panorama anteriormente descrito plantea el nivel de relevancia que ha logrado la confiabilidad en los mercados de electricidad, sobre todo cuando gran parte de la economía de los países depende de este sector. Por este motivo, la confiabilidad se ha convertido en objeto de estudio de gran impacto, al igual que todas las medidas y factores del sistema que inciden sobre ésta y la eficiencia del sistema, ya que a partir de la comprensión de su comportamiento en el mercado y de los aspectos que tienen mayor injerencia sobre éstas, es posible encontrar alternativas e investigaciones que conlleven a garantizar en el peor de los casos la demanda del mercado.

En consecuencia, se puede plantear que los mercados de electricidad no solo deben trabajar en función del corto plazo, ya que esta condición puede ir en contravía a los requerimientos de confiabilidad en el sector, toda vez que en el corto plazo se omiten los posibles factores exógenos que pueden conllevar a altas demandas de energía en el largo plazo. Sin embargo, la expansión de la capacidad de largo plazo implica un nivel de complejidad mayor para los inversionistas, ya que las plantas que buscan satisfacer ciertos niveles de la demanda, pueden entrar en el mercado en un momento en el que no se requieren o en condiciones que pueden ser más favorables para otro competidor, por lo que el análisis de las proyecciones del mercado y de la información del sector juegan un rol importante. No obstante, las predicciones sobre el mercado no necesariamente son ajustadas y esto implicaría que los inversionistas incurran en un riesgo sobre sus inversiones.

Desde la anterior perspectiva podemos introducir un concepto que toma relevancia en los mercados de electricidad después del proceso de desregulación, y es el riesgo. En este contexto y desde la perspectiva de los inversionistas, se puede plantear que el riesgo en algunos casos es sinónimo de



oportunidad y rentabilidad, esto se debe principalmente a las volatilidades del mercado que pueden conducir a condiciones atractivas para los inversionistas con niveles de precios altos o con recursos a costos más eficientes para la generación. En otra medida, existen unos riesgos asociados a los inversionistas, sobre los cuales se puede afectar directamente el nivel de confiabilidad del sistema. Es por esto que para tener un mayor detalle del impacto que tiene el riesgo en el mercado, en el siguiente capítulo se presenta una revisión del mismo y la forma en la que se ha tratado de mitigar sus impactos negativos a través de diferentes metodologías y mecanismos de control.

## Capítulo4. Manejo del riesgo en Mercados de electricidad

### 4.1. Introducción

El efecto de la desregulación y la principal influencia que tiene sobre las empresas en un sector, puede resumirse como un proceso que crea incertidumbre (Dyner & Larsen 2001). Paulatinamente dicho efecto ha convertido a los mercados eléctricos en entornos dinámicos, con precios volátiles, los agentes se ven enfrentados a la incertidumbre regulatoria, a nuevas condiciones y reglas, una competencia más abierta y una mayor participación del usuario final en la dinámica del sector, lo cual afecta directamente la toma de decisiones y la planeación del mercado y confina en muchos casos en graves consecuencias para el mismo (Bunn 1994), (Lomi & Larsen 1999)(Ku 2003a). En respuesta, las organizaciones en las industrias desreguladas deben adoptar nuevas políticas que guíen las decisiones estratégicas y determinen su estabilidad en el corto y largo plazo (Gary & Larsen 2000)(Jamison et al. 2004).

En la mayoría de los mercados de electricidad se ha presentado una evolución histórica muy corta de los mismos y de sus participantes, incluyendo las instituciones regulatorias, por lo cual es posible afirmar que éstos tienen apenas una pequeña comprensión de cómo operar en el corto plazo y evolucionar en el futuro (Larsen & Bunn 1999). De esta forma, se exige mayor preparación e implementación de herramientas que faciliten a los agentes el proceso de toma de decisiones y que les permitan conocer frente a qué variables se enfrentan y qué consecuencias pueden tener sus decisiones en el tiempo de una forma más rápida y segura, sin afectar la estabilidad financiera de sus empresas (M. Vélez 2004).

Este proceso de desregulación ha tenido una larga transición entre el monopolio y el estado de competencia completa. Varios mercados, entre ellos el del Reino Unido e incluso el colombiano, dan muestra de ello. De lo anterior se puede argumentar que las condiciones de incertidumbre provocadas por la desregulación hacen difícil el aprendizaje de las compañías e inducen un temor por lo desconocido (Dyner et al. 2009).

En consecuencia, se puede plantear que quienes transan electricidad en los mercados liberalizados, están expuestos a riesgos que requieren un análisis y tratamiento diferente al de otro tipo de productos básicos (*commodities*). La dinámica del precio actual del mercado (*spot*), unida a la necesidad de completar el mercado cubriendo la exposición al riesgo de volumen son, entre otras, las características que hacen a este mercado diferente y complejo (Trespalcios et al. 2012).

Es por esto, que a continuación se presentan un conjunto de elementos que permiten tener una inmersión en los riesgos que experimentan los mercados de electricidad y la forma en la que éstos han generado estrategias en aras de mantener las condiciones deseadas del mercado, tanto para los inversionistas como para los consumidores. Antes de la presentación de las herramientas que han adoptado los mercados, es importante conocer cuáles son los riesgos que se presentan en el mismo, toda vez que dichas estrategias son diseñadas con base al tipo de riesgo del mercado, además de las experiencias que se han generado en sectores análogos. Por último se presenta una revisión en el

mercado colombiano como caso ilustrativo, el cual permite señalar las condiciones explícitas del riesgo en un mercado con ciertas particularidades.

#### **4.2. Definición del riesgo en los mercados de electricidad**

(Ku 2003a), comenta la forma en la que el mercado de electricidad calmado y predecible que existía anteriormente, ha cambiado a un tipo de negocio diferente, el cual tiene un comportamiento más dinámico y volátil. La presencia de esta nueva incertidumbre, conlleva entonces a la necesidad del mercado por manejar el riesgo y por flexibilizar la producción, comercio, suministro y entrega de la electricidad.

Es por esto que en el contexto de los mercados desregulados, el concepto de riesgo se ha asociado con las decisiones a largo plazo, principalmente porque se ha vinculado con la planeación de la capacidad de inversión y de los aspectos inherentes a este proceso, cuestiones que eran responsabilidad del estado en un entorno monopolizado. En este sentido, el riesgo de las inversiones debe ser considerado desde dos puntos de vista: de la inversión privada como tal y desde el punto de vista del impacto en la sociedad en general, toda vez que no se puede desligar el objetivo que tenía el gobierno con éste mercado (Von der Fehr 2003). De forma complementaria, el riesgo también se puede referir a los impactos financieros (Pérdidas y ganancias) emergentes de diferentes fuentes del riesgo. El riesgo de mercado, por ejemplo, se refiere a la posibilidad de que un movimiento adverso del mercado genere un impacto financiero negativo, sin embargo estas son cuestiones que se desarrollarán con mayor detalle en temas posteriores (Ku 2003a).

Adicionalmente, en los nuevos entornos desregulados se plantean varias posiciones de sus participantes con relación a las condiciones que se propician en el mercado. Por una parte se considera que asociado a los mercados, existe un riesgo que requiere de herramientas de gestión con propósitos de cobertura, y en otro sentido, se plantea que a partir de estas condiciones volátiles se generan más posibilidades, opciones y más flexibilidad, las cuales pueden ser aprovechadas por los agentes del mercado a su favor (Ku 2003a).

La anterior dicotomía permite entonces introducir el concepto de incertidumbre, toda vez que en esencia éste hace alusión a un desconocimiento de las probabilidades y que algo es incierto cuando la información es correcta y un evento deja de ocurrir o cuando la información es incorrecta y un evento ocurre. Sin embargo, es importante hacer una distinción entre incertidumbre y riesgo, ya que el riesgo es la aleatoriedad con probabilidades conocidas, y la incertidumbre es la aleatoriedad con probabilidades desconocidas (Ku 2003a).

Para acompañar las condiciones de incertidumbre en los mercados de electricidad, se puede plantear que antes del proceso de desregularización en las industrias de energía en el Reino Unido y Estados Unidos, muchos participantes creían con gran certeza que esta reforma conllevaría a una reducción de los precios de la energía debido a la introducción de un modelo de competencia. Después de todo, la competencia significaba opciones y las opciones significaban más proveedores compitiendo por el mismo número de clientes, lo cual debería en esencia debía conllevar a reducciones en los precios de la energía. Sin embargo la realidad fue diferente de lo esperado y los picos en los precios llevaron a la

bancarrota a varias compañías. A pesar de esto, algunos argumentaban que varios clientes (industriales y comerciales) se beneficiaron por la caída de los precios y que el resultado de la competencia, no generó una reducción acertada de los precios pero si una opción. El aprendizaje de esta circunstancia se determinó en que los precios de la energía no son determinados simplemente por factores económicos sino por factores de confluencia (visión holística del problema) (Ku 2003a).

Para mostrar la forma en la que el riesgo de los mercados de electricidad evolucionó con la transición de un entorno regulado a uno desregulado, en la Tabla 4, se muestra el nivel de incertidumbre en los elementos más relevantes para la planeación de los mercados de electricidad, poniendo en contraste un entorno monopolístico con un mercado desregulado. Aquí se puede observar cómo varios parámetros que tenían un nivel bajo de incertidumbre pasan a un nivel alto. En el caso de los precios por ejemplo se comienzan a presentar fluctuaciones, la información del mercado se vuelve limitada durante el tiempo y los otros aspectos se ven afectados por las condiciones cambiantes del mercado y la inexperiencia de los agentes en este nuevo entorno.

**Tabla 4. Cambios en el mercado debido a la desregulación con relación al nivel de incertidumbre**

(Dyner & Larsen 2001)

	<b>Mercado Monopolístico</b>	<b>Mercado Competitivo</b>
<b>Precio</b>	Bajo	Medio / Alto
<b>Información</b>	Bajo	Alto
<b>Demanda</b>	Medio	Alto
<b>Opción de consumo</b>	Bajo	Medio / Alto
<b>Regulación</b>	Bajo	Alto

Sin embargo, si bien el riesgo y la incertidumbre son necesarios para estimular la eficiencia en los mercados competitivos, existe un nivel óptimo que debe ser controlado para lograr la transición hacia la madurez del mercado (Bunn 1994). En este sentido, varios autores (Deb et al. 2000), (Chan & Gray 2006) y (Dyner et al. 2009), señalan que la desregulación en los mercados de electricidad ha incrementado la importancia del manejo del riesgo en el mismo, una de las principales causas de esto es la cantidad de incentivos y oportunidades que ha traído consigo el proceso de desregularización para los participantes del mercado, con lo cual el mercado se ha vuelto más retador debido a la alta volatilidad que se despierta en los precios (Chan & Gray 2006). En respuesta surgen una serie de medidas impuestas por el mercado con el fin de prevenir los comportamientos extremos que perjudican el mismo (M. Vélez 2004) y adicionalmente se introducen otras herramientas e instrumentos a favor de los agentes del mercado buscando mitigar impactos inherentes a sus actividades.

(Franco et al. 2000), presentan en su trabajo que en términos generales los individuos y los grupos necesitan un entrenamiento adecuado en temas relacionados con el análisis de riesgos y comportamiento estratégico, esto con el fin de poder tomar ventajas sobre las oportunidades del mercado y adicionalmente, puede ser útil contar con herramientas de soporte para los programas de entrenamiento dentro del mercado.

Para complementar lo anterior, es importante tener presente que la racionalidad de los agentes del mercado se ve afectada por la naturaleza de los mismos, la cual de una forma generalizada se puede representar como lo plantea (Steven Stoft 2002), quien en su trabajo define que los participantes del mercado pueden ser de dos tipos: Adversos al riesgo o Neutrales al riesgo. Un participante neutral al riesgo no responde a éste (a La desviación estándar del precio), en vez de esto responde solo a los precios promedios. De esta forma el comportamiento no exhibido por una parte neutral puede ser una respuesta al riesgo.

Por otra parte, existe un conjunto de factores tanto endógenos como exógenos del mercado que introducen otra serie de complejidades y en algunos casos trasladan los riesgos de otros mercados a los mercados de electricidad. En los nuevos esquemas de electricidad, el precio y la cantidad a producir depende de factores tales como los costos de los combustibles y el tipo de tecnología de producción, la incertidumbre de la demanda (afectada por factores económicos y climáticos en algunos casos), las fallas técnicas de los generadores, entre otros (Van Roy et al, 2000), son algunos de los factores que como se comentó anteriormente afectan las condiciones del mercado e incrementan el grado de incertidumbre. Sobre estos elementos, los agentes del mercado deben comenzar a analizar cuáles son sus riesgos asociados y la forma en la que pueden comprenderlos a través de herramienta que ayuden a soportar la toma de decisiones sobre los mismos, es por esto que se hace necesario hacer una tipificación de los riesgos asociados a los mercados de electricidad y una referenciación de los mecanismos y estrategias desarrolladas en el mercado para manejarlos.

### **4.3. Clasificación del riesgo en los mercados de electricidad**

En las industrias desreguladas se pueden identificar cuatro áreas de preocupación principales, las cuales coinciden en un tema común que es la comprensión del riesgo y en qué magnitud se presenta en el sector. (Larsen & Bunn 1999) definen entonces los diferentes tipos de riesgos en el mercado:

- Riesgo corporativo.
- Riesgo del mercado o financiero.
- Riesgo de regulación.
- Riesgo operativo.

#### **4.3.1. Riesgo corporativo**

La mayoría de las empresas sujetas al proceso de desregulación del mercado, no evolucionaron la misma cultura comercial y empresarial que exhiben las compañías completamente competitivas. Una de las principales causas de esto, es la inexperiencia de los agentes del sector, principalmente los administradores o quienes toman las decisiones estratégicas en las compañías (Larsen & Bunn 1999).

Una de las desventajas de las organizaciones es que responden con un gran retardo a los cambios estructurales y en consecuencia las empresas continúan ajustando las contingencias pasadas que ya no

son relevantes. Por otra parte, los problemas emergentes son tratados con soluciones rutinarias, lo cual no necesariamente llevará a la solución de los mismos (Lomi & Larsen 1999)

El efecto de la inexperiencia se trasladó a varios ámbitos de los mercados de electricidad tales como la parte financiera, regulatoria y el comportamiento estratégico en un ambiente competitivo, confinando en muchos casos en la quiebra de varias empresas (Larsen & Bunn 1999).

A éste tipo de riesgo se puede atribuir entonces la necesidad de herramientas que apoyan la toma de decisiones y el aprendizaje de los agentes del sector, lo cual se alcanzó a través de modelos de simulación que representaron los ambientes hostiles a los cuales se enfrentaron los administradores de las compañías, facilitando los retos ofrecidos por la desregulación.

#### **4.3.2. Riesgo Financiero**

El capital de inversión es el mayor factor de producción en las industrias de Energía, ya que la cantidad de fondos externos e internos disponibles para la industria puede ser determinante en su capacidad futura para aumentar la producción (Nail 1992). Adicionalmente, proporcionar certidumbre financiera permite remover el riesgo de incurrir en costos iniciales adicionales sobre las decisiones del mercado (Steven Stoft 2002) y por ende garantizar tasas de retorno de los inversionistas más altas y en este sentido se retroalimenta el mercado con nuevas inversiones.

Debido a la desregulación, las compañías se enfrentaron a nuevos niveles de riesgo financiero en términos de insolvencia. Sumado a lo anterior los mercados, como se mencionó al comienzo, no contaron con antecedentes o información histórica que facilitara el aprendizaje ante nuevos cambios en el sector, y en este sentido los mercados no podían usar el pasado para comprender el presente y mucho menos para predecir el futuro (Larsen & Bunn 1999).

En los mercados de electricidad evaluar el valor en riesgo de los inversionistas resulta un poco más difícil que en los mercados financieros tradicionales. Lo anterior se debe a las características particulares del mercado que resultan en una distribución inusual de los retornos, ya que éstos son volátiles y responden a estacionalidades. Adicionalmente los inversionistas requieren ciertos topes mínimos de comercialización debido a que se requiere cubrir las eventualidades sobre las pérdidas de potencia, sin embargo y como última instancia, para el mercado también se convierte en restricción medir el tope máximo de los retornos, debido a que una sobre capitalización conlleva a un capital ocioso que compromete la rentabilidad de las empresas.(Chan & Gray 2006)

Una herramienta usada comúnmente para establecer los niveles de inversión óptimos se conoce como el valor en riesgo (VaR por sus siglas en inglés). En general esta medida establece la cantidad que una firma puede perder con un  $\alpha\%$  de probabilidad sobre un cierto horizonte de tiempo  $\tau$  que puede cuantificarse sobre cualquier escala de tiempo. Los enfoques tradicionales clasifican en general la estimación del valor en riesgo como paramétricas y no paramétricas, bajo el enfoque paramétrico se define una distribución específica para el retorno sobre los activos, una distribución normal es una opción común en este caso. Por su parte el enfoque no paramétrico, no plantea supuestos sobre el retorno a la inversión. Sin embargo, los mercados de electricidad exhiben un nivel de volatilidad

diferente al de otros mercados financieros resultando en una distribución empírica sobre los retornos con una forma que dificulta especificar un esquema paramétrico, pero el enfoque no paramétrico es desconocido en estudios sobre mercados de electricidad, por lo que se busca implementar técnicas alternativas como la teoría del valor extremo para modelar los cambios en el precio identificando los retornos extremos de los inversionistas (Chan & Gray 2006).

En otras circunstancias, para reducir el riesgo el inversor debe entrar en algún tipo de contrato a largo plazo que traslada el riesgo a otros participantes del mercado. Los PPA's acuerdos de precios fijos y de largo plazo para la compra de energía basados en condiciones *take or pay*, son un buen ejemplo de una de las medidas que se implementaron en los mercados buscando mitigar los riesgos financieros a través de precios contratados que estabilizaban las volatilidades en el mercado (Von der Fehr 2003).

Ante la complejidad de la dinámica de los precios de Bolsa, la dificultad de su pronóstico y su riesgo implícito, los contratos son un mecanismo de mitigación de riesgo que facilita la operación comercial de los diferentes agentes del mercado. Por una parte, evitan que el comprador se vea sujeto a la variabilidad de los precios en la Bolsa y a precios excepcionalmente altos, que ocurren ante la presencia de eventos hidrológicos extremos secos; por otra parte, estabilizan los ingresos del vendedor y lo protegen de precios excepcionalmente bajos, que ocurren cuando se presentan eventos hidrológicos extremadamente húmedos. Anticipando un poco la forma en la que se ha manejado el riesgo en el mercado colombiano, pero como caso ilustrativo para el riesgo financiero, se puede mencionar que existen dos tipos de contratos representativos en el mercado eléctrico colombiano: pague-lo-contratado y pague-lo-demandado (Velásquez et al. 2010).

#### **4.3.3. Riesgo Operativo**

Los riesgos operativos del mercado se encuentran directamente ligados a las inconsistencias físicas que se puedan presentar en el mismo, es decir con las fallas técnicas o indisponibilidad de los recursos de generación. Sin embargo, dichas inconsistencias generan un vínculo directo con los riesgos financieros del mercado, es decir, un corte de energía inesperado de una línea de un generador causa problemas de control de frecuencia, el cual debe ser corregido en cuestión de minutos, pero adicionalmente se genera un desequilibrio en las transacciones del mercado, por ejemplo en los contratos bilaterales, lo cual implica la adquisición de contratos adicionales que atiendan dicha contingencia y asumir las sanciones pertinentes. Por lo tanto, los riesgos operativos imponen simultáneamente costos de transacción innecesarios e incrementan la complejidad en el mercado. (Steven Stoft 2002)

#### **4.3.4. Riesgo de regulación**

La transición en el mercado entre un ambiente monopolístico a un entorno desregulado, llevó a que las industrias se tornaran más competitivas e integradas y los objetivos entre los reguladores y las empresas comenzaron a divergir. La relación entre ambos agentes se volvió menos colaborativa,

despertando un comportamiento estratégico entre ambas partes basado en el oportunismo del mercado. En esta medida, dicha situación ejerce presión sobre la estructura del sistema desviándose de los objetivos principales de cada actor, tales como satisfacer la demanda de los clientes, incrementar el nivel de ingresos, entre otros (Lomi & Larsen 1999)(Jamison et al. 2004).

Uno de los principales problemas que se han observado con frecuencia en un entorno desregulado, se encuentra estrechamente relacionado con los acuerdos que debe establecer el regulador del mercado con el poder del mercado que ejercen los participantes del mismo. Es importante mencionar que la mayoría de los entornos desregulados ha facilitado a los participantes ganar cierto poder en el mercado (Larsen et al. 2004).

Es por esto que los entes reguladores del mercado deben balancear los controles sobre los precios, las inversiones, las políticas institucionales para limitar el comportamiento anti competitivo. Idealmente, la regulación debe ser vista como un instrumento temporal para controlar la transición a los mercados completamente competitivos (Larsen & Bunn 1999)(Jamison et al. 2004).

Cuando las anteriores condiciones no se satisfacen debidamente en el mercado, es posible que las inversiones en el mismo se vayan agotando, ya que tal y como lo define (Larsen et al. 2004), los inversionistas adquieren una percepción de riesgo de regulación excesivo. Con lo anterior se despierta la necesidad de construir un conjunto de casos o escenarios, con el fin de comprender ampliamente el efecto de las desregulación.

Adicionalmente, también es importante comprender cuándo los problemas son únicamente del periodo en transición o si son inherentes al diseño del mercado, en cuyo caso el problema se debe extender a los gobiernos y cuerpos regulatorios para que intervengan cuando deban hacerlo. Esta aclaración es importante, ya que los problemas transicionales se pueden solucionar en muchos casos por el mismo mercado, evitando así el uso excesivo de éste medio (Larsen et al. 2004).

Sin embargo, los mercados han experimentado una flexibilización de agentes caracterizada por la facilitación de la información y una mayor participación en tiempo real sobre las actividades del mismo, incrementado simultáneamente el nivel de negociación entre las empresas y los entes reguladores (Lomi & Larsen 1999).

El uso de modelos en los mercados de electricidad que busca estudiar el impacto y los efectos de los riesgos de regulación, se usan principalmente para presentar alertas a los agentes del mercado sobre consecuencias no deseadas que pueden desencadenar el gobierno o el regulador del sistema (Larsen & Bunn 1999).

Para finalizar la contextualización que se ha presentado con relación a los riesgos de los mercado de electricidad, se puede presentar una revisión expuesta en el trabajo de (Velásquez 2008), quien plantea en su tesis que los precios de la electricidad reflejan en su comportamiento la complejidad de las interacciones entre la oferta, la demanda y la regulación, recogiendo la influencia de sus determinantes físicos, organizacionales y regulatorios y como tal se convierten en un factor que permite evaluar la volatilidad del mercado y el impacto que tienen las medidas estratégicas implementadas en el mismo. Por su parte, los resultados de los análisis estadísticos reportados en la literatura indican que, en general, los precios de la electricidad presentan un comportamiento complejo evidenciado por la presencia de:



- Ciclos estacionales pronunciados de periodicidad diaria, semanal, mensual y demás ciclos estacionales que están asociados con variaciones similares en los determinantes de los precios. (Deb et al. 2000).
- Volatilidad variable en el tiempo, y regiones de volatilidad similar (Hull 2002)
- Incertidumbre debido a las variaciones año a año, y de estación a estación. (Deb et al. 2000)
- Estructura dinámica de largo plazo debido a su inmadurez, entre muchos otros factores.
- Efectos de apalancamiento y respuesta asimétrica de la volatilidad a cambios positivos y negativos en los precios.
- Valores extremos debido a la demanda instantánea insatisfecha.
- Correlaciones de largo plazo, cambios estructurales, tendencias locales y reversión en la media
- Diferentes determinantes para los riesgos en el corto, mediano y largo plazo.
- Una estructura de dependencia de las condiciones de las unidades de generación en el corto plazo, y de las inversiones en capacidad y la evolución en la demanda en el largo plazo.

De lo anterior, se pueden inferir el alto impacto que generan los riesgos del mercado en el ejercicio del mismo, partiendo del análisis del comportamiento del precio como una unidad de referencia importante cuando hablamos de los mercados de electricidad, toda vez que éste es un indicador de referencia para que los agentes del mercado identifiquen como se está comportando el sistema.

#### **4.4. Manejo del riesgo en los mercados de electricidad**

Existen varias formas de clasificar qué tipo de enfoque es el apropiado para la planificación en cada situación según el tipo de riesgo que se analice en el mercado. Una de las dimensiones puede ser el nivel de incertidumbre, considerando que éste constituye una de las principales fuentes de cambio que se produce con relación a la desregulación. Una segunda dimensión es el compromiso de los recursos, entendido en términos de qué tan importante es la decisión para la organización, qué recursos estarán involucrados y por cuánto tiempo (financieros, humanos, reputación, entre otros) y por otra parte se puede analizar qué significaría una falla para la organización (Bancarrota, caída en las ganancias durante un periodo o por el contrario un impacto poco significativo) (Dyner & Larsen 2001).

Independientemente del enfoque que se considere, es importante resaltar que ante las condiciones adversas que se presentan en los mercados de electricidad, sus agentes deben asumir una posición ante los cambios, toda vez que éstos puedan mitigar el nivel de incertidumbre de sus decisiones y de los riesgos asociados a éstas. Adicionalmente, los entes reguladores del mercado toman una posición importante con relación al manejo del riesgo, pues es inherente a sus funciones garantizar el comportamiento adecuado del mercado (Jamison et al. 2004). Por ejemplo, (Ochoa & Van Ackere 2009) analizan la capacidad de los mercados para la gestión de riesgos de seguridad energética, en su trabajo se concluye que los mercados podrían ser capaces de gestionar el riesgo de suministro y que los gobiernos sólo deberían intervenir cuando el mercado o fracasos políticos impiden la efectiva gestión del riesgo.

En el caso de la desregularización de la electricidad, la carencia de experiencia previa e información histórica, dificulta la predicción del futuro. Sin embargo, se plantea la posibilidad de utilizar nuevas

técnicas de simulación a través de las cuales se pueden construir escenarios futuros para generar aprendizaje del futuro involucrándose en las incertidumbres del presente (Larsen & Bunn 1999), (Ku 2003a).

Partiendo de las apreciaciones que se han realizado con relación al manejo del riesgo en los mercados de electricidad, a continuación se presenta una revisión de un conjunto de elementos, ya sean herramientas, metodologías, instrumentos u otros, que han evolucionado de la mano a los mercados de electricidad y que en algunos casos han sido la migración de experiencias exitosas en otros mercados, pero que independientemente han significado un punto de partida para soportar la toma de decisiones de los agentes del mercado y para mitigar en la medida de lo posible los riesgos a los cuales se encuentran expuestos.

Sin embargo, antes de presentar las herramientas adoptadas por el mercado, es importante reconocer que uno de los mercados que más ha influenciado el desarrollo de dichos mecanismos, ha sido el mercado financiero. En este sentido, si bien los mercados de electricidad pueden ser reconocidos como un diseño independiente del sector financiero que han tenido una evolución particular en consecuencia a su desregulación y que poseen condiciones particulares debido a sus recursos, estacionalidades, políticas, entre otros, se puede identificar un patrón de evolución que los ha unido y está relacionado directamente con el desarrollo de derivados y una serie de instrumentos como *Forwards*, opciones, futuros, entre otros, ante los cuales los mercados energéticos no se hicieron ajenos a sus ventajas, sobretodo en medio de un entorno abierto a estrategias y experiencias que permitieran manejar los riesgos emergentes de la desregulación, por lo que la implementación de dichos instrumentos se hizo evidente (Eydeland & Geman 1999).

En primera instancia, desde una perspectiva del precio y de la volatilidad en el mercado financiero, se tienen investigaciones y argumentos de autores que resaltan que la volatilidad del precio de las acciones se debe exclusivamente a la llegada aleatoria de nueva información sobre los rendimientos futuros de las acciones (Núñez 2009). Otros por su parte argumentan que la volatilidad es causada en gran medida por la negociación de las acciones (Hull 2002). Sin embargo, independientemente de dichas discusiones, se debe tener presente que con relación a los precios de los mercados de electricidad existen unas particularidades vinculadas a la complejidad del mercado y a las condiciones físicas del ejercicio del mismo que exigen independencia del comportamiento de un sistema financiero.

Para complementar lo anterior, se puede argumentar que la electricidad es una mercancía poco común ya que no puede almacenarse fácilmente. Adicionalmente la oferta máxima de electricidad en una región en cualquier momento es determinada por la capacidad máxima de todas las plantas de producción de electricidad en la misma. Por ejemplo en Estados Unidos existen regiones conocidas como áreas de control, en éstas la demanda de electricidad y la oferta se emparejan dentro de un área de control y cualquier exceso de energía se vende a otras áreas, en este aspecto, la cantidad de energía entregada a su vez depende de la capacidad de las redes de transmisión (Hull 2002). Lo anterior señala la importancia de considerar las condiciones geográficas, restricciones físicas y disposición de la electricidad de forma diferencial según el diseño de mercado que se tenga implementado.

Se debe tener presente entonces que modelar los precios de la electricidad, es un tema que tiene un alto grado de complejidad, para lo cual sería necesario tener presente muchas consideraciones, sobre todo cuando la volatilidad del mercado intradiario se asemeja a la volatilidad general del mercado. Para tener entonces el panorama completo de los precios en los mercados de energía, sería necesario incorporar algunas ineficiencias mencionadas anteriormente como los apagones de las plantas, la probabilidad de congestión de la red, cambios en políticas ambientales (Emisión de gases de efecto invernadero), el desarrollo de nuevas tecnologías para producir electricidad entre otros (Eydeland & Geman 1999).

Para dar muestra de esto, en su trabajo (Eydeland & Geman 1999) investigaron las aproximaciones para la fijación de precios de las opciones de electricidad que tienen mayor auge en el mercado. Como resultado, se identifican las características únicas que no se comparten con un mercado financiero:

- La imposibilidad del almacenamiento de la electricidad, lo cual requiere de nuevos enfoques para el estudio de los mercados de energía, desde el punto de vista económico y financiero. Al carecer de esta característica se rompe la relación que prevalece en el equilibrio entre precios *spot* y futuros sobre las acciones.
- Algunos mercados debido al tamaño y ubicación geográfica presentan distinciones en sus operaciones toda vez que sus características únicas, si bien ofrecen algunas ventajas, en otros casos representan restricciones con las cuales resulta imposible la movilidad de la energía entre regiones. Estas restricciones se traducen en una mayor volatilidad de los precios del mercado y no se pueden representar con certeza en la valoración de una opción.
- El mercado para las opciones en energía, no ha sido muy desarrollado en ciertas regiones, con lo cual se dificulta la estandarización de los contratos y por ende se dificulta el control y seguimiento de los mismos.

Lo anterior, plantea una discusión que se ha desarrollado a través de varios autores (Hull 2002),(Eydeland & Geman 1999), (Núñez 2009) y es la posibilidad de implementar modelos que se han desarrollado para los mercados financieros dentro de los mercados de electricidad. En este sentido, anteriormente se han presentado los argumentos que tipifican a los mercados de electricidad como un entorno que se debe diferenciar de los mercados financieros, sin embargo, ante la necesidad latente de los agentes de los mercados de electricidad, no se desconoce que la adaptación de los modelos existentes debe ser un punto de partida para valorar los riesgos emergentes y se tornan en un soporte importante para las metodologías de evaluación que se están desarrollando en el mercado.

Ahora bien, una vez presentadas las diferencias entre un sistema financiero y uno de electricidad, la implementación de algunos mecanismos en el mercado en estudio no ha sido una dificultad, toda vez que el desarrollo de los mismos ha implicado una serie de estudios y definición de particularidades que cumplan con las características de un mercado de electricidad. Ahora bien, a continuación se presentan algunas metodologías, instrumentos y estrategias implementadas por los mercados de electricidad, que se convierten en factores determinantes a la hora de manejar los riesgos que se heredaron de la desregulación del mercado.

En primera instancia se puede afirmar que la composición de un portafolio físico toma importancia a la hora de manejar los riesgos inherentes a este mercado. Dicho portafolio, puede incluir a menudo un conjunto de instrumentos financieros convencionales, tales como opciones *call* o contratos de seguro,

en posiciones de corto y largo plazo. Estos mecanismos son usados para cubrir el riesgo o para obtener algún otro valor oculto de los activos físicos. Como se puede observar, la naturaleza de los activos desafía el análisis a través de modelos financieros tradicionales. Sobre todo para el caso de los generadores, los cuales tienen un número de restricciones que generan dependencias a través del tiempo. Algunos investigadores intentan modelar a un generador como un instrumento financiero denominado “*Spark spread option*”, el cual es una opción *call* con una diferencia entre el precio del combustible y de la electricidad. Sin embargo La electricidad a diferencia de otros *commodities*, tiene una característica fundamental que la diferencia de estos, y es que estos se pueden almacenar, la cual se han mencionado recurrentemente en este contexto. Para complementar lo anterior, se plantea que almacenar la electricidad no es económicamente viable en grandes cantidades (Christian 2003).

Otro de los instrumentos que se pueden encontrar en los mercados de electricidad utilizado para manejar los riesgos del mismo, son las opciones. Una opción por definición es un derecho más no una obligación de tomar algún tipo de acción en el futuro, en otras palabras proporciona flexibilidad. En un mercado tan volátil como el de la electricidad, las opciones son muy valiosas debido a la oportunidad que estas ofrecen, ya que pueden ser usadas para capturar oportunidades y reducir el riesgo (Christian 2003).

Los activos en electricidad están llenos de opciones embebidas. Un generador, por su naturaleza, tiene la capacidad de producir electricidad cuando el precio del combustible sea favorable, o no generar en caso contrario. Si el generador tiene la capacidad de sustitución de combustibles, entonces se puede usar otra opción para explotar los diferenciales de precio del combustible. En efecto, un generador se puede definir como un portafolio de opciones que involucran un ejercicio de decisiones interdependientes (Christian 2003).

Para dar un mayor alcance a algunos de los mecanismos que se han desarrollado en los mercados de electricidad, a continuación se presenta un resumen que parte de los trabajo de (Deng & S. S. Oren 2006) y (Ku 2003b), en el cual se muestra la descripción de dichos mecanismos y su aporte en los mercados de electricidad para el manejo del riesgo.

**Tabla 5. Instrumentos financieros desarrollados en los mercados de electricidad para el manejo del riesgo**  
(Construcción personal a partir de (Deng & S. S. Oren 2006) y (Ku 2003b))

<b>Instrumentos financieros para el manejo del riesgo</b>	
<b>Mecanismo</b>	<b>Descripción</b>
Forwards	Representa la obligación de comprar o vender una cantidad fija de electricidad a un precio pre especificado en un momento de tiempo pactado en el futuro. Pueden ser usados para cubrir posiciones en opciones de electricidad u otros derivados más complejos.
Futuros	Similares a los Forwards, sin embargo los contratos de futuros están altamente estandarizados en las especificaciones del contrato. La diferencia más notable se encuentra en la cantidad de energía que va a ser entregada, siendo inferior la de los futuros.
Swap	Son contratos financieros que permiten a sus titulares pagar un precio fijo para la electricidad subyacente, independientemente del precio de la electricidad del mercado real. Son instrumentos eficientes para cubrir riesgos en la diferencia de

---

precios de dos locaciones.

---

Opciones <i>call</i> y <i>Put</i>	Ofrecen a su propietario el derecho pero no la obligación de comprar o vender una cantidad fija de electricidad subyacente a un precio determinado.
Opciones <i>Spark Spread</i>	Son opciones de productos cruzados, en las cuales se paga por ejemplo la diferencia entre el precio de la electricidad vendida por los generadores y el precio de los combustibles utilizados para generarla.
Opciones <i>Swing</i>	Estas opciones se conocen como opciones de nominación flexible y pueden ser ejercidas diariamente o hasta un número determinado de días durante el periodo que se permite el ejercicio. Adicionalmente, la cantidad diaria puede variar entre un volumen mínimo y máximo.
Opción Barrera: <i>Knock-in</i> <i>Knock-out</i>	Un contrato que causa que una opción entre en existencia ( <i>Knock-in</i> ) ante cierta condición. Esta condición puede ser un evento que se dispara, tal como algún nivel de precio preestablecido, lo cual inicia el contrato o lo termina.
Opción <i>Lookback</i>	La opción titular tiene el derecho para comprar o vender la garantía de entrega fijada con el mejor precio alcanzado durante la vida útil de la opción.
Contratos de peaje	Se paga una prima al propietario de una planta, lo cual da al comprador el derecho ya sea de operar y controlar la programación de la planta con el operador del sistema o simplemente definir la salida de electricidad durante un tiempo especificado sujeto a restricciones.
FTR ( <i>Financial</i> <i>transmission Rights</i> )	Permite a su propietario recibir una compensación asociada a los cargos por congestión que se puedan generar en la red de transmisión de electricidad. Generalmente se calcula con base a la diferencia de los precios locacionales de un mercado.
Swaps exóticos	Se pueden clasificar en dos categorías- Swap extensible: Uno que contiene la opción de extender el swap para un periodo dado y Swap cancelable: Un intercambio a corto o largo plazo (opción sobre un intercambio).

---

Para ilustrar la forma en la que los agentes del mercado establecen estrategias de cobertura, se puede definir que hay dos componentes de los riesgos a los que se enfrentan los productores de energía. Uno es el riesgo de precio y el otro es el riesgo de volumen. Aunque los precios se ajustan para reflejar los volúmenes, existe una relación menos que perfecta entre las dos y en este orden de ideas, los productores de energía deben tener ambos en cuenta cuando desarrollan una estrategia de cobertura. El riesgo de precio puede cubrirse usando los contratos de derivados de energía, mientras que los riesgos de volumen pueden cubrirse usando los derivados de clima(Hull 2002).

Desde otra perspectiva que hace referencia a las herramientas utilizadas por el mercado con el objetivo de facilitar la toma de decisiones de los agentes del mismo, es posible reconocer que existen diferentes formas de comprender la incertidumbre. Una forma de hacerlo, es a través de teoría de juegos, con lo cual se busca identificar las acciones que otras personas harían frente a diferentes situaciones y el tipo de decisiones que tomarían. En esta medida se puede evaluar el impacto de los efectos resultantes sobre otros agentes y posteriormente asociar un aprendizaje sobre los resultados (Ku 2003a).

En los mercados de electricidad, se usan comúnmente herramientas y reglas que faciliten el manejo de la complejidad del sistema. Con relación a la volatilidad en los precios son varias las metodologías usadas en los mercados. Las subastas se encuentran en este grupo y son usadas para ayudar al mercado a determinar los precios de equilibrio del sistema (Steven Stoft 2002).

En los últimos cuarenta años, la economía ha desarrollado una extensa teoría sobre las subastas. William Vickrey, quien ganó el Nobel de economía en 1996, dedicó gran parte de su trabajo en la teoría de las subastas y las clasificó en cuatro tipos:

- Inglesa: Los compradores empiezan a pujar a un precio alto. El mejor postor gana y paga el precio de la anterior oferta.
- Vickrey (Segundo precio): Los compradores presentan ofertas selladas y el ganador paga el precio de la oferta perdedora más alta. Esta subasta hace que los participantes oferten su valor real, o si se trata de una subasta de compra, que la oferta sea a su costo real.
- Holandesa: El subastador comienza en un nivel alto y comienza a pedir precios progresivamente más bajos. El primer comprador en aceptar ese precio gana y paga ese precio.
- Oferta sellada (Primer precio): Los compradores presentan ofertas selladas y el ganador paga el precio ofertado.

Estos cuatro tipos de subasta también pueden ser implementados para comprar productos en lugar de venderlos, concepto que es aplicado en los mercados de electricidad a la hora de adquirir la capacidad demandada por el sistema y son considerados un mecanismo de cobertura generalmente utilizado por los reguladores del mercado. (Steven Stoft 2002)

Otro concepto importante que se pueden tener con relación al manejo del riesgo de los mercados de electricidad y en general en cualquier mercado, es el de flexibilidad, el cual se refiere a la habilidad de actuar sobre la incertidumbre, o cómo “la habilidad de responder fácilmente a cambios imprevistos en una variedad de caminos”. Una forma consiste en romper una gran decisión con un fuerte impacto en una cadena de pequeñas decisiones y de esta forma limitar el compromiso y la exposición (Ku 2003b).

En el contexto de los mercados de electricidad, las palabras opciones y flexibilidad, son usadas frecuentemente para expresar el mismo sentido: “la capacidad de adaptarse a los cambios inesperados para tener la correcta selección de un curso o acción sin tener que estar obligados a hacer las cosas”. Las opciones no son usadas únicamente para la flexibilidad, también son herramientas importantes para el manejo del riesgo como se mostro en la revisión de los instrumentos financieros.

Si el futuro es incierto y las apuestas son altas, la flexibilidad es deseable. Mientras que en el largo plazo los contratos de precio fijo pueden mantener la certeza del precio y una cobertura sobre los incrementos del mismo, esto no le va a permitir al comprador tomar ventaja de las reducciones del precio. Lo que la flexibilidad permite al comprador y vendedor, es maniobrar las condiciones cambiantes del mercado y cambiar preferencias (Ku 2003b).

Por otra parte si el futuro es incierto y las apuestas no son altas, es decir, el impacto de cualquier futuro es insignificante, entonces la flexibilidad tiene un menor valor. En esta medida, el grado en el que la flexibilidad se requiere depende en la percepción de la incertidumbre y en el apetito al riesgo (Ku 2003b).

En otra instancia, y como se ha manifestado anteriormente, los costos de los combustibles y la adquisición de los mismos, juegan un rol importante en la forma de operar las plantas de generación de electricidad. Los costos de los combustibles son el primer determinante en los costos operativos relativos entre diferentes generadores y de esta forma pueden determinar su posición en el mérito del orden (Los costos de los combustibles constituyen generalmente más del 70% de los costos operativos para una unidad de generación basada en la quema de carbón, mientras que para el caso del gas natural constituyen más del 80%) (Wagle 2003).

En este sentido, los acuerdos de suministro de combustible deben apoyar la continuación, de manera fiable de la rentabilidad de la explotación de centrales eléctricas. Los poseedores de los combustibles deben establecer buenas relaciones con el mercado de generación proporcionando precios bajos suficientes para proporcionar buenos márgenes operativos con la suficiente flexibilidad de volumen para responder a las condiciones cambiantes del mercado. A menor precio de los combustibles, menos costos de operación, más rentabilidad, más incentivos para construir capacidad (Wagle 2003).

En los mercados de electricidad, las transacciones físicas pueden tener un riesgo asociado tan grande como las transacciones financieras, e incluso mayor. Las cargas pueden exceder las predicciones y variables claves como el clima no pueden ser controladas. Los contratos físicos de energía se ven afectados por cualquiera de estas variables impredecibles, mientras que un contrato financiero que se liquida en efectivo no se ve afectado por tantas variables exógenas (Christian 2003).

#### **4.5. Herramientas de análisis en los mercados de electricidad para el manejo del riesgo**

El análisis de los activos físicos requiere de herramientas especializadas. Los modelos financieros convencionales basados en simples caminatas aleatorias u opciones estándar, no pueden precisar en caracterizar un rango de posibles comportamientos (Hull 2002). Mientras que muchas técnicas convencionales no se pueden aplicar directamente, algunas técnicas, por ejemplo la simulación de Monte Carlo, se puede adaptar o extender al problema (Christian 2003).

La medida del riesgo y las finanzas es un tema inherente a las matemáticas. Como resultado, los mecanismos de análisis recientes tienen este enfoque. A continuación se presenta una revisión presentada por (Christian 2003) para identificar los enfoques más comunes y algunos problemas importantes para los administradores del riesgo y otros tomadores de decisiones que necesitan la comprensión de estas herramientas para su actividad en los mercados de electricidad.

##### **4.5.1. Modelos económicos**

Una clase importante de herramientas de análisis se basa en las propiedades económicas de los mercados de electricidad. Esos modelos económicos, saben explotar las relaciones entre la oferta, la demanda y los precios. En este caso, la demanda se modela comúnmente como una cantidad aleatoria y esto es una entrada del modelo. El precio es algo resultante, y se calcula basado en los costos

marginales de la oferta necesarios para cumplir la demanda. La oferta también se puede tratar como una variable aleatoria (por ejemplo para calcular el efecto de los activos resultantes o de las nuevas entradas al mercado, y el precio puede ser ajustado lejos del costo marginal para tener en cuenta las estrategias de oferta de los participantes. En efecto, un modelo económico busca resolver para el mercado un precio claro durante cada periodo a ser analizado.

Hay tres tipos de modelos económicos que son usados ampliamente:

- Modelos de pila: En un modelo de pila, todos los generadores del sistema se clasifican por un costo promedio de producción. Esta lista de clasificación es llamada la pila de generadores. Dada una predicción de la demanda, se estima un precio encontrando un conjunto de los generadores con menor costo que pueden proporcionar la capacidad total suficiente para cubrir toda la demanda. Las restricciones operativas, flujos de energía y otros atributos del sistema son ignorados.
- Modelos estructurales: Son los modelos económicos más estructurados y buscan simular la operación física del sistema a un nivel detallado. En estos modelos se representan la estructura completa del sistema, incluyendo la topología y las características de las líneas de transmisión, los parámetros y las restricciones de los generadores y las restricciones globales tales como los requerimientos de reserva. En los modelos estructurales más sofisticados, los voltajes eléctricos actuales son modelados usando ecuaciones matemáticas, con el objetivo de identificar las congestiones para la transmisión.
- Modelos econométricos: En un principio, se pueden usar técnicas estadísticas para inferir las restricciones sobre variables económicas importantes en un sistema sin el conocimiento actual de los mecanismos físicos subyacentes. Los modelos de este tipo, dependen de una variedad de técnicas matemáticas y estadísticas tales como regresión multivariable, autorregresión y todo con el objetivo de relacionar la oferta, la demanda, los precios y el tiempo. El mayor problema con los modelos econométricos, es que el mercado es típicamente inmaduro y cambiante, en esta medida es casi imposible inferir las relaciones estadísticas basados en la información histórica disponible.

#### **4.5.2. Modelos financieros**

Otra clase importante de modelos, son los financieros, los precios son asumidos como variables aleatorias que pueden ser descritas estadísticamente en términos de medias, desviaciones estándar, correlaciones, temporadas y otros atributos. Adicionalmente, los activos individuales son representados en términos de flujos de caja.

Existen variantes comunes entre los modelos financieros que se basan en métodos distintos:

- Modelos analíticos: Los parámetros del precio y de pagos del activo se alimentan directamente de fórmulas matemáticas, y los flujos de caja estimados son producidos en un paso simple. Uno de los modelos analíticos más importantes es el Black-Scholes para la valoración de las opciones, los cuales producen el valor de una opción dada la volatilidad de los precios, la tasa



de interés de riesgo libre, el precio strike (Es el precio al cual el tenedor de una opción puede comprar o vender el activo subyacente) y la fecha de cumplimiento de la opción.

- Modelos de árbol discretos: Son modelos basados en una valoración de opciones tradicional a través de constructos llamados árboles binomiales, los cuales representan diferentes caminos para el precio representados como ramas de árboles, cada rama tiene una probabilidad asociada y cada nodo el árbol tiene un precio. Cada ruta a través del árbol representa un posible escenario para los movimientos del precio.
- Modelos de simulación: En un modelo de simulación, se usan técnicas como la de Monte Carlo para producir cientos de miles caminos aleatorios para los precios basados en parámetros estadísticos que describen los movimientos del precio. Para cada camino del precio, se calculan los flujos de caja del activo, luego los resultados de todos los escenarios se combinan para calcular los valores esperados, los niveles de riesgos y otra información.

Con relación a los modelo de simulación, existen algunos temas en los que éstos pueden ser problemáticos:

- Velocidad: Debido a los requerimientos computacionales para la simulación de múltiples escenarios.
- Calibración: Normalmente la elaboración de los modelos, requieren ajustes en los parámetros del precio, lo cual representa dificultades matemáticas y se convierte en un proceso de búsqueda demorado.
- Toma de decisiones: La toma de decisiones puede no ser óptima sin el conocimiento del futuro.

En general, los mercados de electricidad se constituyen de un conjunto de activos físicos complicados y modelar sus características financieras puede ser un reto difícil. Con relación a esto, se pueden identificar un conjunto de particularidades que definen la complejidad del sistema tales como: Restricciones de actividad e inactividad, tiempos de inicio y costos preoperativos, costos de operación y de mantenimiento, programación de mantenimientos, apagones aleatorios, tasas de calor, entre otros elementos. Sin embargo, ante la falta de conocimiento de los mercados de electricidad, es indispensable contar con mecanismos como los descritos anteriormente que ayuden a soportar la toma de decisiones de los agentes del mercado, buscando mitigar en la medida de lo posible los riesgos inherentes al mercado.

#### **4.6. Evidencias en el mercado colombiano**

Uno de los mayores problemas con los cuales se confrontan los comerciantes en el mercado de electricidad colombiano es el pobre conocimiento del mismo, sus reglas, los mecanismos de participación y el proceso de toma de decisiones. Bajo estas condiciones las empresas generadoras y las compañías nuevas que buscan obtener una participación en el mercado, carecen de herramientas y mecanismos que faciliten la interacción con la incertidumbre y el comportamiento dinámico del mismo.

Por su parte, la incertidumbre en los precios juega uno de los roles más importantes en el mercado. En Colombia, si bien los precios son relativamente bajos en comparación a otros países de América Latina, su comportamiento en el tiempo muestra una variación significativa. Lo anterior no es un fenómeno, sino una función de la tecnología, los combustibles y la fecha de comparación (Larsen et al. 2004).

Para comprender cómo han cambiado los precios en Colombia después del proceso de desregulación, en la Figura 11, se muestra durante un periodo de tiempo los precios promedio de los contratos, los cuales no se incrementaron después de la desregulación del mercado, sino que por el contrario se reducen paulatinamente. Sin embargo los precios de la bolsa se muestran con una evidente variación debido a las condiciones climáticas del periodo, proporcionando señales mixtas para la expansión de la capacidad y haciendo evidente los problemas inherentes a un sistema predominantemente basado en hidroelectricidad.

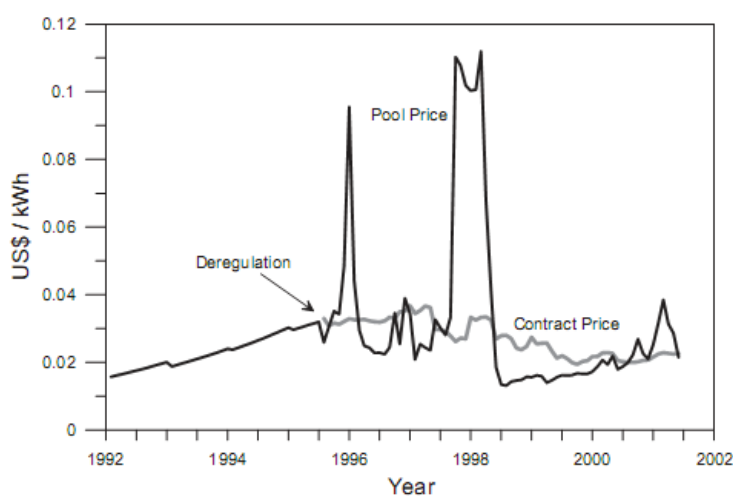


Figura 11. Evolución del precio de bolsa y los contratos en Colombia entre 1990 y el 2002.

(Larsen et al. 2004)

El aumento pronunciado en el precio de la bolsa a finales de 1995, se debió principalmente a la falsa alarma y gran incertidumbre sobre la bolsa durante un periodo de sequía, el cual sería el primero después de la desregulación. En este caso el regulador impuso límites sobre la cantidad de agua que los generadores podían tomar de las reservas, lo cual incrementó la preocupación de las empresas y consecuentemente subió el precio de bolsa que se manifiesta en primera instancia en la Figura 11. Finalmente, resultó que el periodo de sequía en 1996 no fue tan pronunciado, llevando a que los precios de la bolsa cayeran con la misma rapidez, inclusive por debajo del nivel de precios que había antes del pico (Larsen et al. 2004).

La anterior situación es el reflejo de la inexperiencia de un mercado que comienza con la desregulación del mismo y se anticipa de manera errada al comportamiento del sistema, sin embargo el aprendizaje forzado de los actores genera un conocimiento valioso para la industria y para los mercados en evolución, que en este caso radica principalmente sobre los límites en la utilización de las reservas, pues es el mercado quien debe percibir los pronunciamientos en los precios.

Después de la primera experiencia del mercado, los precios de bolsa se mantuvieron sobre un nivel bajo, debido a la abundancia de agua en el sistema y a la capacidad de generación que se incrementó después de la entrada de inversionistas privados al sector. Sin embargo, en el segundo semestre de 1997, Colombia experimentó el peor fenómeno del Niño de la historia, mostrando que los precios de la bolsa estaban lejos de ser estables. En respuesta, el regulador implementó una estrategia de techo sobre los precios con el objetivo de evitar el incremento desmedido de los mismos. En ese periodo, cabe resaltar que los precios de los contratos se mantuvieron estables, lo cual proporcionó un seguro para las empresas de distribución que fueron contratadas en su totalidad (Larsen et al. 2004).

Posteriormente, en 1999 Colombia experimentó una de las recesiones más fuertes, con un decremento de la economía del 5%, cuyo impacto se vio reflejado directamente en la demanda de la electricidad, llevando nuevamente a una caída abrupta del precio, a lo cual se le sumó un periodo fuerte de La Niña. Esta recaída del mercado llegó a un nivel tal que el precio de oferta era equivalente al costo marginal de una planta de generación de gas de ciclo combinado, generando dificultades para el sector del mercado no dependiente de los recursos hídricos (Larsen et al. 2004).

El último pronunciamiento de los precios fue consecuencia del conflicto eminente en Colombia, en el cual el bombardeo de torres de energía se convirtió en la estrategia de los grupos armados, como resultado varias plantas de bajo costo se aislaron de la red principal y fue necesario programar plantas más costosas (Larsen et al. 2004).

Por otra parte, con relación al riesgo de regulación los inversionistas se han confrontado con diferentes eventos a lo largo del periodo de desregulación en el mercado colombiano. En 1999 el mercado se confrontó con relación al pago por capacidad de los generadores, debido a que se presentía que los pagos por capacidad establecidos inicialmente no eran lo suficientemente transparentes y no se habían recompensado las plantas como debieron haber sido recompensadas. Esto llevó a que se formularan diferentes cambios sobre los pagos por capacidad aunque en realidad fueron pocos los ajustes que se ejecutaron realmente, sin embargo la incertidumbre de los inversores potenciales incrementó significativamente (Larsen et al. 2004).

Una de las mayores características del mercado colombiano, es que más del 70% de la capacidad de generación es hidroelectricidad con una capacidad de reserva relativamente limitada. Esta condición crea una situación de oferta volátil cuando aparece el fenómeno del NIÑO, ya que puede reducir significativamente las lluvias durante el año, lo cual afecta a su vez los precios *spot* de la electricidad (Franco et al. 2000). Sin embargo, dicho fenómeno se acompaña por otro sistema climático conocido como la NIÑA, el cual por el contrario incrementa el nivel promedio de lluvias en el año equilibrando de alguna manera el efecto generado sobre los precios por el NIÑO. En esta medida la única forma para una compañía de evitar esta situación potencialmente riesgosa es a través de contratos (Dyner et al. 2009).

En Colombia, el impacto del fenómeno del Niño ha sido significativo en la historia del mercado de electricidad. En 1997 se registró el efecto más fuerte sobre Colombia, llevando a que por ejemplo la afluencia de los ríos fuera de 2127 GW por mes comparado con el promedio de 2962 GW por mes.

Con relación a la volatilidad de los precios, durante los periodos donde hace presencia el fenómeno del Niño la volatilidad ha sido considerablemente mayor en comparación con las situaciones cuando hay

excesos de agua en el sistema. Si se toma como referencia el mercado de Noruega, el cual también tiene que lidiar con los acontecimientos climáticos, la volatilidad de los precios del mercado colombiano es mayor, considerando además otros fenómenos inherentes al país como por ejemplo los bombardeos de la guerrilla. Incluso, cuando el sistema Inglés tuvo el mismo sistema que el colombiano la volatilidad de los precios en Colombia fueron mayores en una escala considerable (Larsen et al. 2004).

Para finalizar, (Dyner & Bunn 1997) presentan una serie de cuestiones inherentes al mercado colombiano, señalando algunos de los problemas característicos que han tenido un efecto importante sobre el sector de generación de energía, dentro de los cuales se pueden resaltar los siguientes:

- La generación de energía es altamente dependiente de recursos hídricos.
- La incertidumbre hidrológica juega un papel importante.
- El país ha sufrido racionamientos.
- La termoelectricidad es altamente ineficiente.
- La planeación de la capacidad ha tenido deficiencias.

Ahora bien, en el mercado colombiano también se han implementado un conjunto de estrategias que buscan mitigar los riesgos a los cuales se ha visto expuesto el mercado de electricidad, el cual como se analizó tiene una alta influencia de las volatilidades climáticas. Uno de los avances en el sector se presentó cuando la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y XM, administradora de la bolsa de energía, se asociaron el 19 de mayo de 2009 para impulsar un mercado de derivados de electricidad en Colombia, creando el sistema Derivex. A su vez, la Bolsa Nacional Agropecuaria (BNA) está organizando instrumentos de cobertura para mitigar los riesgos de los generadores y distribuidores de energía. Cabe analizar la evolución de estos mercados a nivel internacional y local para dimensionar la importancia de los desarrollos en materia de coberturas financieras relacionadas con el mundo energético (González 2010).

Adicionalmente, La CREG viene construyendo una regulación estable y con criterios de largo plazo que premian la eficiencia operativa, a la vez que aseguran una oferta estable de energía. Uno de los instrumentos más importantes para ello ha sido el Cargo por Confiabilidad, que garantiza la consecución de energía en momentos de crisis con ingresos fijos para las plantas más eficientes. Adicionalmente, los contratos bilaterales y la bolsa de energía complementan los ingresos de las compañías pero persiste el problema de la falta de cobertura frente a la volatilidad de los precios de la electricidad (González 2010).

Para dar cierre a este capítulo, se puede resaltar que para mejorar los incentivos de inversión, se debe alentar a las instituciones de mercado que permitan la gestión de riesgos, lo cual también es esencial para reducir el riesgo regulatorio y político. En este orden de ideas, se puede argumentar que en los mercados de electricidad se hace necesario hacer una constante administración del riesgo, identificando aquellos factores tanto exógenos como endógenos que según las circunstancias se tornan en riesgos eminentes para el sector. Es por esto que el riesgo se debe clasificar en todas sus dimensiones y tipologías (operacional, regulatorio, financiero y corporativo), de tal forma que los agentes del mercado identifiquen las implicaciones que tendrían sus decisiones sobre el mercado y en qué forma se ven perjudicados.

Se podría argumentar que un mercado débil, es susceptible de ser capturado por los intereses de la industria, que si bien puede contar con un ambiente propicio para la inversión del sector privado, también ofrece una estructura débil para los inversionistas, quienes se verán afectados en el momento de tomar decisiones en el sector. Desde otra perspectiva, los agentes del sector pueden identificar falencias en el mercado y por ende generar su propio beneficio pero perjudicar a otro eslabón en la cadena como lo son los usuarios finales. En este sentido, es importante identificar y definir en la medida de lo posible condiciones y reglas en pro del equilibrio del mercado sin ejercer un control total que castigue la flexibilidad de mercado.

Una de las características de los mercados de electricidad es la falta de experiencia con la que ha contado el sector desde que se hizo la transición a los mercados desregulados. Sin embargo, la posibilidad de compartir la esencia del riesgo con otros sectores, ha permitido implementar instrumentos y herramientas que facilitan la mitigación del riesgo en el mercado y a su vez se generan estrategias que potencian los beneficios de los inversionistas. Uno de los mercados base para la referenciación de dichos mecanismos ha sido el mercado financiero, con el cual se ha tenido la posibilidad de adoptar el mercado de derivados además de otras herramientas que permiten la evaluación del riesgo.

En última instancia es importante hacer alusión a los modelos de simulación, ya que éstos han sido el medio a través del cual los mercados de electricidad han tenido la posibilidad de experimentar con el riesgo del sistema sin afectar las condiciones reales de las operaciones. En este sentido, han sido muchas las aplicaciones que se pueden encontrar en el mercado, pero en general se puede resaltar que éstas buscan evaluar las decisiones de los agentes en el mercado y de las estrategias para la mitigación del riesgo. Sin embargo para este aspecto, se plantea en el capítulo 7 una revisión de las tendencias de modelado en los mercados de electricidad.

Finalmente, se puede hacer un vínculo entre el manejo de riesgo en los mercados de electricidad y la implementación de señales de expansión de generación en los mismos, toda vez que éstas últimas se puede categorizar como una alternativa que busca establecer un equilibrio entre los requerimientos de confiabilidad del mercado y la definición de condiciones que mitiguen los riesgos para las inversiones ante volatilidades en el mercado. En este sentido, en el siguiente capítulo se presenta una revisión detallada de las señales de expansión desde su clasificación hasta las evidencias de su implementación en los mercados.

## Capítulo 5. Señales de expansión de generación en mercados de electricidad

### 5.1. Introducción

En los mercados desregulados de electricidad la capacidad de generación se convierte en una actividad que se desliga del Estado, es decir que la planeación de la expansión de la capacidad y la programación de las operaciones en el mercado, dejan de depender de procedimientos administrativos centralizados y pasan a depender de las decisiones descentralizadas de las compañías de generación de electricidad, las cuales suman un conjunto de motivaciones para el mercado tales como altas tasas esperadas de retorno a las inversiones, eficiencias en los costos de generación e incentivos basados en los precios de ejercicio en el mercado, buscando en consecuencia maximizar la utilidad de los inversionistas (Mariano Ventosa et al. 2002).

La apertura del mercado para nuevos participantes (inversores) es en esencia lo que se buscaba a través de la desregulación de los mercados de electricidad, por lo que se activaron aquellos riesgos que se mitigaban a través del control del estado de todo el sistema, generando en consecuencia un entorno interesante para los nuevos inversionistas, toda vez que las altas volatilidades en el mercado podrían significar mayores retornos a la inversión en el sector (Ku 2003b) y en compensación el mercado garantizaría la adecuación de la capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda del mismo.

Lo anterior trajo consigo un conjunto de consecuencias y dificultades especialmente en la inversión para la expansión de la capacidad, dado que las empresas asumieron mayores riesgos y se volvieron responsables de sus propias decisiones. Adicionalmente, debido a la carencia de experiencia en el mercado desregulado, se tornó más difícil evaluar los beneficios de largo plazo de los efectos emergentes del cambio (Roques et al. 2005).

En este sentido, la toma de decisiones de inversión se plantea como un proceso relevante al que se enfrentan las firmas en forma continua. Para esto, es importante plantear que las variables que conforman la industria eléctrica y sus interrelaciones dan lugar a la estructura de la industria, la cual delimita el alcance del problema de decisiones de inversión. Según Myrtveit (2000), “no es posible cuantificar la cantidad de factores inciertos que pueden influenciar el desempeño de un negocio y como tal el resultado de una decisión sobre el mismo”. Sin embargo, una condición generalizada de los mercados de electricidad, es que éste problema afecta por igual a todas las firmas en la industria eléctrica, por lo que en condiciones de competencia del mercado no se favorece a ningún participante, pero por el contrario se convierten en una condición necesaria que se debe controlar y facilitar a través de las entidades regulatorias (Montoya 2004).

Es por esto que si bien en teoría, permitir que los precios de la energía a corto plazo reflejen un equilibrio entre la oferta y la demanda creará las señales del mercado y proporcionará una financiación adecuada para la correcta expansión de la capacidad, muchos organismos reguladores se han preocupado de que los precios de la energía que ocurren en los distintos sistemas reestructurados, no son lo suficientemente altos para cubrir los costos de capacidad de generadores e impulsar las inversiones adecuadas a corto y largo plazo (S. Oren 2000).

Este hecho, refleja la eminente necesidad en el mercado eléctrico, por reconocer aquellas señales, que como lo planeta (CREG 2006a), deben provenir del mismo mercado para cumplir con el objetivo de tener un nivel determinado de confiabilidad en el largo plazo, sin la necesidad de mecanismos centralizados que brinden un nivel de ingresos determinado a los agentes generadores.

Por otra parte, a pesar de los diferentes esquemas de mercado que se han concebido y que mantienen como principio garantizar la demanda del sistema en la peor de las circunstancias, dichos esquemas mantienen un modelo de incertidumbre, en el cual los entes reguladores tienen poca comprensión y control sobre las señales del sistema y un gran desconocimiento sobre su comportamiento en el largo plazo (Olsina et al. 2006), razón por la cual se justifica la necesidad de utilizar herramientas que apoyen la toma de decisiones sobre el mercado, específicamente de las decisiones que se han mencionado por parte de los inversionistas.

En este capítulo, se presenta uno de los elementos que se ha convertido en el eje fundamentales de los mercados de electricidad y es lo concerniente a las señales de expansión de generación en dichos mercados, ya que como se ha planteado anteriormente, los nuevos inversionistas del mercado se enfrentan a un entorno incierto, en el cual si bien hay oportunidades de inversión, éstas se deben soportar en decisiones e incentivos que provengan del mismo mercado, pero sobre todo se deben respaldar a través de decisiones justificadas que puedan ser percibidas con mayor facilidad y claridad por todos los participantes en el mercado. Por esta razón se presenta una contextualización de dichas señales que se han desarrollado naturalmente en torno a los mercados de electricidad, haciendo una clasificación de las mismas y mostrando evidencias de su implementación en mercados desregulados, como lo es el caso colombiano.

## **5.2. Cambio de paradigma de los mercados de electricidad – inmersión a las señales de expansión**

Hasta 1970 muchos segmentos de la industria eran considerados monopolios naturales. En esa misma época, los investigadores y académicos comenzaron a cuestionar la sabiduría de la teoría de los monopolios naturales y gradualmente las actitudes fueron cambiando a favor de más mercados liberalizados, lo cual conllevó paulatinamente a la introducción de la competencia en la generación (Sioshansi 2003).

Antes de la desregulación, las empresas buscaban y establecían la forma de tomar la decisión sobre las inversiones en las plantas de energía. La planeación de la capacidad involucraba la predicción de la demanda, fijar una planeación del margen de reserva determinando la cantidad adicional de capacidad necesaria a través de un algoritmo de optimización y proyectar los costos de las inversiones sobre el periodo de expectativa de vida de los proyectos para obtener finalmente un costo unitario fijo. Este enfoque, es el primer método discutido en los libros de economía energética publicados antes de la desregulación y sobre el cual los agentes del mercado estructuraban la evaluación de sus proyectos en el sector (Ku 2003a).

Por otra parte, tras la liberalización se considera que son los inversores quienes asumen los riesgos económicos de las nuevas inversiones y toman como señal el precio fijado en el mercado. Como respuesta a lo anterior, se desarrollaron mecanismos complejos de funcionamiento del mercado, pero

aun los propios agentes no parecen poder comprenderlos cabalmente debido a la dificultad conceptual de los mismos y el gran volumen que los compone. Adicionalmente, en esas condiciones los integrantes del mercado han tenido que enfrentar una intensa competencia y gran riesgo en la regulación por los permanentes y súbitos cambios que se presentan.

Adicionalmente, la transferencia de la propiedad pública al sector privado señala tres cambios importantes en el mercado. En primer lugar los nuevos inversionistas privados exigen unas tasas de retorno sobre su inversión, adicionalmente emerge un cambio sobre la estructura de capital por la creciente deuda del sector y por último se generan impuestos para la industria bajo el esquema de privatización (Bunn et al. 1993). En consecuencia, los inversionistas en el mercado tienen evidentemente que generar un cambio sobre la evaluación de sus proyectos y sobre las medidas de planeación de sus inversiones en el largo plazo, toda vez que el mercado ofrece unas condiciones interesantes sobre los retornos de su inversión, pero adicionalmente se contraponen otras restricciones que dificultan la visión de expansión de la capacidad.

Para complementar lo anterior el esquema competitivo exige nuevos retos a los participantes: La necesidad de incentivos en el mercado para invertir en el mismo, efectos regulatorios necesarios para proteger la integridad del sistema, control sobre la incertidumbre y aversión al riesgo, la información se vuelve imperfecta y finalmente los competidores deben comenzar a definir estrategias para incrementar su participación en la industria (Bunn et al. 1993)(Gary & Larsen 2000)(Ku 2003a).

(Roques et al. 2005), plantean que la cuestión clave radica en que la industria liberalizada de electricidad, debe obtener la capacidad de generar ingresos competitivamente sostenibles, lo cual se logra cuando hay inversión oportuna y suficiente, construyendo a costos mínimos y manteniendo un nivel de entrega a precios competitivos.

En este sentido los mercados de electricidad han experimentado ciclos de inversión, los cuales ya han sido observados en una variedad de industrias tales como las manufactureras, en la industria de la construcción, entre otros. Este comportamiento no era prominente bajo el esquema regulado, ya que era obligación del Estado construir las plantas necesarias para garantizar el cubrimiento de la demanda, sin embargo algunas veces se sintió el impacto de la sobre producción o por el contrario de la escasez de suministro (Ford 1999). De una forma generalizada, muchos países comenzaron a experimentar que las condiciones de inversión en los mercados de electricidad eran muy demandantes e intensivos en términos de capital y particularmente en casos como el de Colombia, las inversiones en el sector tenían una participación importante sobre la deuda externa del país, lo cual repercutió en las necesidades de expansión de la capacidad con el soporte de inversiones privadas.

Larsen et al. (2004), señalan que uno de los aspectos más relevantes que ha llevado a las empresas a limitar o parar las inversiones es la falta de dimensionamientos de las políticas regulatorias y en esta medida, es necesario que los entes reguladores y las empresas comprendan más que solo las condiciones iniciales y las influencias de los nuevos esquemas regulatorios.

Desde la literatura clásica en mercados de electricidad, se encuentran planteamientos acerca de la estabilidad de largo plazo, definiéndola como un tema importante y complicado (Ford 1999). Sin embargo y tal y como lo plantea (Roques et al. 2005), en los primeros años de la liberalización el objetivo de las investigaciones académicas y el interés de la regulación, era principalmente la eficiencia



y la competitividad del mercado en el corto plazo y después de múltiples experiencias entre los pioneros de la liberalización, se comenzó a prestar importancia a las dinámicas de largo plazo.

La dicotomía en el sector de las visiones de corto y largo plazo es una discusión que se ha tenido en el mercado desde muchas perspectivas, (Steven Stoft 2002) plantea que los mercados regulados presentan dos problemas para garantizar la prestación del servicio de electricidad. En primera instancia, el regulador del mercado debe proveer incentivos a los participantes para que operen a precios bajos en el corto plazo y por otra parte se debe buscar la reducción de los costos promedios de generación en el largo plazo.

De los argumentos anteriores se puede resaltar entonces la necesidad del mercado por mantener un equilibrio entre las condiciones de corto y largo plazo, toda vez que en el corto plazo es relevante controlar los incentivos de los inversionistas, mitigar los riesgos latentes del mercado intradiario, como lo son los riesgos operacionales, y balancear la oferta y demanda de electricidad manteniendo la confiabilidad del sistema. Sin embargo, lo anterior permite sobreponer el análisis de esa necesidad de equilibrio con las condiciones de largo plazo, ya que es a través de éstas que el sistema prevé los requerimientos futuros del sistema por medio de los aprendizajes presentes del mercado y prepara a sus agentes para evitar la manifestación de posibles eventualidades o genera la necesidad de tener mecanismos de contingencia dado el caso. En este sentido, las condiciones de largo plazo en los mercados de electricidad también generan un refuerzo sobre las necesidades de corto plazo toda vez que éstas últimas pueden ser anticipadas.

### **5.3. Conceptualización de las señales de expansión en mercados de electricidad**

La capacidad de expansión es un problema importante en el diseño de los mercados de electricidad tanto para los mercados regulados como para los liberalizados. Varios autores (Sioshansi 2003; Ku 2003b y Steven Stoft 2002) han destacado los problemas emergentes en los mercados de electricidad debido a la combinación de la demanda extremadamente inelástica en el corto plazo y la oferta extremadamente inelástica, además el costo de almacenamiento prohibitivo genera una necesidad de balancear en tiempo real la oferta y la demanda (Ochoa & Van Ackere 2009).

El negocio de la energía requiere un capital intensivo y normalmente las inversiones tienden a ser incómodas. Consecuentemente esas responsabilidades por mantener el suministro de electricidad de forma adecuada, siempre han tenido un plan futuro, es decir una planeación de la expansión de la capacidad. En los mercados de electricidad, las planificaciones futuras comienzan con la predicción de la demanda, la cual debe estar combinada con una adecuada oferta de la generación, transmisión y distribución para servir a las necesidades de los clientes (Sioshansi 2003).

En este sentido, La planeación óptima de la expansión de generación a largo plazo es tradicionalmente percibida como la determinación del mínimo costo ligado a un plan de expansión de la capacidad, tal que responda a la demanda prevista dentro de un criterio de confiabilidad pre-especificado en un horizonte de planificación (Kagiannas et al. 2004). Lo anterior, no es más que un orden sobre el análisis de la planeación de la capacidad que entrará en el mercado de una forma que se adapte a las condiciones futuras del mismo y que se ven reflejadas principalmente en el precio del mercado. Para

esto, los costos de generación deben ser tan eficientes que se cubran las expectativas del retorno a la inversión y responda a los requerimientos de confiabilidad del sistema.

Consecuentemente, se puede plantear que la evaluación de la inversión se refiere a la consideración, en el presente, de la evolución de ese conjunto de factores críticos del mercado y de sus interrelaciones en el futuro. Tradicionalmente, las firmas realizan estas consideraciones simplificando el proceso y llevando todo a funciones expresadas en términos de costos y beneficios. Ambas son la expresión simple de flujos de eventos futuros y por tal razón presentan una naturaleza incierta. La incertidumbre aparece debido a que, si bien es posible tener algunas expectativas acerca de lo que puede ocurrir, a menudo es imposible tener certeza acerca de todos los eventos que tendrán lugar en el futuro (Ku 2003b). Por tal razón, las inversiones toman lugar alrededor de este conjunto de expectativas y bajo condiciones de incertidumbre (Dixit y Pindick, 1994). Esto confiere al proceso de inversión un carácter que es parcialmente subjetivo, individual (a cada firma) y sujeto a la racionalidad de los agentes en el entorno. Sin embargo, es importante señalar que una de las variables más importantes para la evaluación del mercado es el precio de la energía, ya que este se impregna del comportamiento y evolución del mismo (Montoya 2004).

Una forma de ver el problema de cómo los inversionistas deciden sus inversiones es según la cual las firmas valoran sus proyectos de acuerdo no solo con los estímulos que dan las señales del mercado (vía precios) sino que también evalúan la conveniencia de la inversión dependiendo de las expectativas acerca de las acciones de las demás firmas (lo cual es un desestímulo a la inversión). La dinámica en la industria permite así una permanente actualización de los precios y por tanto reajustes continuos de las expectativas de los inversionistas, lo cual afecta su comportamiento (Montoya 2004).

Adicionalmente, las firmas deben considerar otros determinantes de la decisión de inversión. Las proyecciones económicas del país destino de la inversión se constituyen en elemento importante de la toma de decisiones. Sin embargo, es difícil hacer estimativos confiables de estas variables a largo plazo, principalmente en países en desarrollo. Por lo anterior, se necesita de escenarios en los cuales se considere el impacto de la evolución macroeconómica en el valor del proyecto. Paradójicamente, países económicamente estables observan actualmente problemas para atraer las inversiones que garanticen el abastecimiento de la creciente demanda, tal como en el caso de Inglaterra y Estados Unidos (Montoya 2004).

En estas condiciones, Dixit y Pindyck (1994) demuestran analíticamente que es mejor invertir de acuerdo con el crecimiento esperado de corto plazo de los mercados, esto es, bajo condiciones de incertidumbre es mejor invertir en proyectos flexibles de poca escala (Montoya 2004).

Un planteamiento importante que debe entrar en discusión en esta conceptualización, es que debido a que la energía eléctrica no puede ser almacenada, la producción siempre debe ser igual al consumo (contando las pérdidas como parte del consumo), así la diferencia entre la oferta y la demanda no puede estar indicada por los flujos de energía (Steven Stoft 2002). Este elemento, a pesar de las consideraciones que se han resaltado en torno a la necesidad de planear la expansión de la capacidad, es un factor diferencial cuando tomamos otros mercados de commodities semejantes, que por su parte pueden contar con inventarios para el devenir del mercado.

Por otra parte, con relación al precio, se puede decir que la demanda es casi totalmente inelástica porque las fluctuaciones de los precios del mercado mayorista no suelen trasladarse a los clientes del mercado minorista (Steven Stoft 2002). Algunos autores ponen en consideración que la mayoría de los mercados se encuentra incompletos por que tienen en desconsideración a un agente importante en el mismo: "Los usuarios finales". La satisfacción de la demanda ha sido lenta por lo pronto, por lo que sólo un pequeño volumen de la misma se expone a los precios de mercado o es capaz de determinar por medio de una señal cuánto están dispuestos a pagar los usuarios por un determinado nivel de confiabilidad (Solo una parte de la demanda, capta las señales adecuadas del mercado, es decir, puede determinar con certeza cuanto está dispuesto a pagar por un buen nivel de confiabilidad) (Nieto & Fraser 2007).

De forma complementaria se plantea que los cambios en la demanda, no asociados con el precio, juegan un rol importante en todos los mercados, pero en los mercados de energía a menudo reciben atención sobre la determinación de los precios. Esto no es simplemente el resultado de la regulación de los precios, ya que incluso con precios de mercado, los cambios en la demanda tendrán un papel importante para determinar las tecnologías de producción. En consecuencia las fluctuaciones horarias de la demanda permiten determinar las características de la oferta a largo plazo. (Steven Stoft 2002)

Paralelamente, Las políticas de capacidad de expansión es uno de los mayores problemas en los mercados de electricidad y puede estar influenciada por otros factores políticos y estructurales tales como la selección de las tecnologías de generación o la evolución de los intercambios internacionales. Unas políticas inadecuadas para la expansión de la capacidad pueden afectar la confiabilidad del sistema, además de incrementar la volatilidad de los precios y el riesgo de apagones como lo fue el caso de California en el 2000 (Ochoa & Van Ackere 2009).

Hasta el momento se ha presentado una visión de la expansión de la capacidad desde la perspectiva de la demanda y las condiciones de inversión en el mercado (factores macroeconómicos, políticas de expansión y restricciones de generación). Como referencia adicional, existe otro aspecto que se encuentra relacionado con la adecuación de la inversión en la capacidad de generación a través de la fijación de un valor de pérdida de carga. Este es un proceso de largo plazo que no necesita de incentivos que cambien drásticamente minuto a minuto o incluso de un mes a otro. Sin embargo, este valor no es necesario para incentivar la inversión en generación, de hecho, los pagos por un Valor de Pérdida de Carga pueden ser muy riesgosos y hacen la inversión más costosa, esto se debe a que los picos en los precios son difíciles de estimar y por ende las ganancias pueden fluctuar anualmente. (Steven Stoft 2002)

En el corto plazo se plantea otra situación. Tener un valor de pérdida de carga no es necesario para inducir a los generadores a proporcionar reservas para el suministro de electricidad, la reserva se debe proporcionar antes de la contingencia y de esta forma antes de que se presenten los incrementos en los precios. En esta proporción, El valor de pérdida de carga es más beneficioso como un incentivo en el corto plazo para la reducción de la demanda, sin embargo, muchos esquemas para el manejo del riesgo pueden reducir severamente este incentivo. Adicionalmente, muchos clientes optan por no ver el precio en tiempo real, en esos casos el Valor de Pérdida de Carga es inútil como incentivo de corto plazo ya que la demanda se conserva a pesar de las variaciones forzadas en el precio del mercado (Steven Stoft 2002).

De lo anterior, se pueden encontrar diferentes visiones con relación a las señales que se encargan de garantizar la expansión de la capacidad en los mercados de electricidad. Sin embargo, en esencia se puede inferir que la planeación de las inversiones en los mercados de electricidad debe ser una acción recurrente e intensiva en todos los mercados, garantizada a través de incentivos de los reguladores y de las mismas condiciones naturales que parten de la interacción de los factores críticos del mercado, los cuales deben ser tomados por los inversionistas en aras de potencializar las utilidades esperadas de sus proyectos de inversión y complementariamente garantizar las condiciones de confiabilidad del mercado en el corto y largo plazo.

Por su parte, las señales de expansión de generación de capacidad toman sentido toda vez que si los participantes del mercado buscan concebir decisiones eficientes, el mercado debe garantizar que dichas señales sean las apropiadas. Para esto, los precios necesitan reflejar el valor económico real de los incrementos de la capacidad en cualquier periodo y lugar (Nieto & Fraser 2007).

#### **5.4. Clasificación de las señales de expansión en mercados de electricidad**

No existe un consenso en la literatura sobre cuál diseño de mercado proporciona los incentivos de largo plazo con menos distorsión. Sin embargo, en la teoría se sugiere que los mercados de solo energía, cuyos precios *spot* reflejen plenamente la escasez en el mercado, pueden generar ingresos suficientes sobre la capacidad para recuperar los costos asociados a la generación (Roques et al. 2005).

En el contexto de mercados liberalizados, la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), plantea la existencia de tres enfoques básicos para el diseño de mercados eléctricos en función de cómo sea tratada la capacidad. El primero es un esquema de mercados de sólo energía, en el cual la reserva de capacidad sólo es recompensada por la energía efectivamente producida. El segundo esquema es el de mercados de energía y capacidad, donde el mercado de capacidad instalada opera en paralelo con el mercado de energía, en el cual se impone una obligación a los proveedores de contratar con generadores el exceso de la demanda máxima esperada, lo cual ofrece un soporte frente a la demanda inesperada del sistema y las fluctuaciones de la oferta, además de un incentivo para que los generadores inviertan en la capacidad de las reservas. Finalmente hay mercados que incorporan la capacidad de pago, en el cual a los generadores se le paga por la capacidad que ofrecen en las horas pico (IEA, 2002).

En este contexto, se plantea entonces que la habilidad para analizar la dinámica de las inversiones de largo plazo es una cuestión importante no solo para los agentes del mercado, sino también para los reguladores (Rodilla et al. 2010).

En consecuencia, el nivel óptimo de la capacidad en los mercados de electricidad debe ser tal que los pagos en situaciones de escasez cubran los costos de generación de los generadores marginales. Partiendo de este nivel, se pueden vislumbrar dos situaciones: la primera se presenta cuando hay escasez de capacidad, que induce a incrementos en los pagos por la electricidad, generando en consecuencia excesos en los ingresos de las empresas de generación y dichos ingresos deberían atraer la expansión de la generación. En contraparte, los excesos de capacidad en el sistema eliminan los pagos por escasez, conduciendo a los precios hacia los costos marginales y cuando esto ocurre los

generadores no pueden cubrir los costos de la inversión a menos que reciban ingresos adicionales a través de algún mecanismo de remuneración. Dichos excesos de capacidad pueden resultar en retiradas tempranas de las plantas de generación y conducirá nuevamente a los precios hacia los niveles de equilibrio del mercado que se plantearon inicialmente (Roques et al. 2005).

Bajo el anterior esquema se pueden identificar tres niveles de satisfacción del mercado, uno en el cual los generadores pueden recibir ingresos excesivos que inducen a la expansión de la capacidad, un nivel óptimo en los precios, con el cual los generadores pueden cubrir sus costos de operación más un nivel de satisfacción de la rentabilidad esperada y finalmente un estado en el que el mercado se ve saturado de oferta y los precios no logran cubrir los costos marginales. Entre los tres niveles existe una relación causal que puede ser manipulada por los participantes del sistema y que inducen los denominados ciclos de sobre y sub inversión en los mercados de electricidad, lo cual es en esencia el resultado de la interacción entre la oferta y la demanda.

En este sentido se conciben las señales de expansión de la capacidad de generación, que corresponde a incentivos del mercado que buscan suavizar el efecto de los ciclos de generación de capacidad, mitigando el nivel de riesgo de los inversionistas y garantizando la sostenibilidad del sistema en el largo plazo.

Sin embargo, las condiciones ideales nunca se mantienen (Roques et al. 2005). Ya que por ejemplo, una característica importante de los mercados de electricidad con relación a las plantas de generación, es que éstas tienen unos costos de inversión y de operación particulares, lo cual agrega un nivel de complejidad a la hora de planear las inversiones en un periodo de tiempo (Murphy & Smeers 2005). Pero la cuestión no es que los mercados de electricidad logren resultados perfectos, sino identificar las características sistemáticas del comportamiento de los mismos con el objetivo de adaptar diseños de mercados más complejos y definir requerimientos regulatorios más acertados (Roques et al. 2005).

Adicionalmente, las inversiones en la expansión de la capacidad de generación de largo plazo implican una serie de riesgos en el mercado, los cuales generalmente son trasladados a los consumidores (Murphy & Smeers 2005).

Desde otra perspectiva, se puede encontrar que muchos mercados de energía funcionan como subastas, las cuales fijan el precio a través de reglas formales que pueden indicar o no el precio de equilibrio del mercado. Un ejemplo común es la regla por medio de la cual se fija el precio del mercado como el precio de la última oferta aceptada, lo cual muchas veces puede generar equilibrio en el mercado pero otras veces no, cuando no lo hace es porque la demanda es mayor que la oferta en este precio. (Steven Stoft 2002)

Por su parte (Bunn & Larsen 1994) señalan la emergente incertidumbre en los mercados de electricidad desregulados, en los cuales el comportamiento del mercado con relación a la inversión en capacidad se somete a un estado de especulación en el sistema, y por lo tanto es esencial comprender los incentivos y la dinámica de la nueva construcción de la capacidad (Bunn & Larsen 1992b). En este sentido, es posible identificar las políticas e incentivos necesarios para garantizar el suministro adecuado de electricidad en el largo plazo, y uno de los caminos señalados son los denominados pagos por capacidad, con los cuales se busca ofrecer incentivos a los participantes del mercado a través de la

reducción del riesgo dado por la volatilidad del precio, ofreciendo una remuneración por el suministro de electricidad en los períodos propensos a pérdida de carga.

Como se ha mencionado anteriormente, el proceso de desregulación en los mercados trajo consigo la necesidad de comprender la dinámica del mercado con el fin de proporcionar los niveles de confiabilidad requeridos por el mismo. En esta medida, el mercado se ha encargado no solo de comprender dicho comportamiento sino también de establecer políticas y definir incentivos que mitiguen la aversión de los participantes del mercado a los riesgos inminentes manteniendo su participación en el largo plazo.

Debido a lo anterior, se puede identificar en la literatura una variedad de modelos de mercado o mecanismos regulatorios implementados en diferentes mercados, los cuales se pueden caracterizar como señales de expansión.

#### **5.4.1. Mercados de solo energía**

Los mercados de sólo energía son, obviamente, la opción más simple. Su principio básico es la minimización de la interferencia con el mercado (Pérez 2001). Se considera que el precio de la energía en el mercado *spot* permitirá recuperar las inversiones y estimular la entrada de nuevos proyectos de generación, así que no se remunera explícitamente la potencia ni se organizan mercados de capacidad.

Esta aproximación requiere la eliminación de cualquier *price cap* (precios techo), permitiendo que los generadores recuperen sus inversiones por medio de *price spikes* (picos en los precios) o incrementos súbitos en los precios inherentes a las volatilidades del mercado. Este tipo de mercado se ha implementado, con ligeras diferencias, en California, Australia y en países nórdicos (Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca) (Restrepo et al. 2012).

Algunos de los críticos a este sistema consideran que los precios en determinados períodos pueden ser muy altos en relación con los costos marginales de producción, lo que supone una alta variabilidad de los precios *spot*; además, es complicado distinguir entre los *price spikes* necesarios para la recuperación de costos fijos o de los derivados del uso de poder de mercado (S. Oren 2005).

#### **5.4.2. Mercados de requerimientos de capacidad**

Los mercados de requerimientos de capacidad han sido implementados en PJM (Pennsylvania, New Jersey y Maryland) y NYPP (New York Power Pool). En este caso, el regulador obliga a todas las entidades responsables de la demanda (como grandes consumidores, minoristas y comercializadores) a adquirir determinada capacidad de generación firme, con el fin de cubrir sus picos de carga anuales esperados más un margen regulado de reservas adicionales. Igualmente, se determina la cantidad que cada generador puede vender, mediante la organización de mercados de capacidad que faciliten las transacciones.

El problema fundamental de este esquema es que aunque los precios se fijan de forma competitiva, el regulador determina las cantidades. Cuando sólo hay unidades térmicas en el sistema, el regulador puede fácilmente calcular la capacidad firme de cualquier generador; pero en las hidroeléctricas, esta capacidad es muy difícil de establecer a partir de un modelo de simulación y su determinación se vuelve un asunto controversial (Restrepo et al. 2012).

#### **5.4.3. Mercados de Pagos por capacidad**

En Inglaterra y Gales, considerando la incertidumbre sobre la demanda de electricidad y reconociendo las posibles fallas en las unidades de generación, se definió un mecanismo pago por capacidad conocido como Valor de pérdida de carga, el cual correspondía a un pago adicional a valor marginal de generación sin importar si había exceso de capacidad o carencia de la misma, la idea en general era que en los periodos de exceso de capacidad existiera un pequeño incentivo para invertir en nueva capacidad y en esta medida evitar los racionamientos (Bunn & Larsen 1992b), (Bunn & Larsen 1994).

Este mecanismo fue implementado en Chile por primera vez en 1981 considerando diferentes variaciones para el modelo del mercado, enfocadas principalmente con el criterio y el algoritmo que se utilizaba para determinar con cuanto se debía remunerar a cada generador. Posteriormente este mecanismo se implementó en otros países de América Latina como Argentina, Colombia, Perú, Brasil entre otros de Centro América (Pérez 2001).

La falencia encontrada en éste mecanismo es la incertidumbre de las entradas de la capacidad adicional en el sistema, ya que era posible generar ciclos de poco o mucho exceso de capacidad, por lo que dichas señales se volvieran poco confiables en el mercado. Para esto (Bunn 1994) en su discusión sobre el efecto de la privatización en los mercados electricidad puso en consideración una opción interesante que pudiera reducir la incertidumbre y en este sentido encarar los riesgos asumidos por las empresas. Dicho mecanismo consistía en una subasta para la nueva capacidad, lo cual apuntaba directamente sobre el apoyo a la toma de decisiones estratégicas de los generadores.

#### **5.4.4. Mecanismo de pagos por capacidad locacional**

En algunos países la asignación local de los precios de la energía proporciona una información nodal de las pérdidas de energía y congestión. Esto es justificado como un medio basado en el mercado para promover a corto plazo la asignación y la eficiencia productiva, así como la eficiencia a largo plazo en la generación localizada. Los precios marginales localizados, le indican a los generadores a través de una señal en qué lugar se encontrará más valorada la electricidad, por su parte, a los inversores en el mercado de la transmisión identificarán las líneas que van a ser necesarias para construir y por último a los usuarios como empresas industriales, en qué parte se deben ubicar para que el consumo de energía sea más económico. Conceptualmente un mecanismo de pago por capacidad locacional no debe ser polémico al menos conceptualmente (Niето & Fraser 2007).

Sin embargo, en los mercados que se implementa este tipo de mecanismos, es posible identificar que en algunas circunstancias ciertas áreas se hacen vulnerables a los periodos con picos altos en la demanda cuando las condiciones climáticas son extremas o hay cortes imprevistos en la generación y transmisión de la capacidad. Países como Estados Unidos, ilustran bien las anteriores circunstancias. En los primeros años de reestructuración, la construcción de plantas tuvo un boom en el mercado, y la mayor parte de los niveles de capacidad agregada se encuentran por encima de los niveles requeridos. Sin embargo, la adecuación de la generación no era uniforme dentro de cada región, ya que muchas plantas fueron construidas en áreas de bajo costo en lugar de tener cargas asignadas para áreas donde más se requería (Nieto & Fraser 2007).

#### **5.4.5. Contratos de pago por confiabilidad**

Este mecanismo, se basa en una metodología de remuneración para los agentes del mercado, en el cual a cambio de un incentivo, los agentes reguladores pueden llamar al propietario de una unidad generadora para poner a disposición del mercado dicha unidad cuando sea necesario, esto con el objetivo de mantener la confiabilidad de la red. La principal atracción de los mecanismos de pago por confiabilidad, es que los contratos solo envían la señal cuando las unidades contratadas son requeridas o cuando estas unidades sean requeridas para propósitos de la confiabilidad del sistema (Nieto & Fraser 2007; De Vries & Hakvoort 2004) .

Nieto & Fraser (2007), señalan adicionalmente que existen varios problemas con los contratos de pago por confiabilidad, y es que en particular puede llegar a ser difícil identificar aquellas unidades sometidas a contratos de pago por confiabilidad que cumplan con las condiciones demandadas por el mercado con relación a los siguientes aspectos:

- Tener una unidad que deba mantenerse en funcionamiento con el fin de mantener unos niveles aceptables de confiabilidad.
- Las unidades tienen la necesidad de un determinado nivel de garantía de precios para poder mantenerse en operación.

Es por esto, que una unidad central se debe mantener en constante interacción con el mercado, toda vez que pueda garantizar las condiciones de cumplimiento del mecanismo y no se convierta en un incentivo que genere un mayor ingreso para el inversionista pero con incumplimientos en las necesidades de capacidad de generación. Para esto, se recomienda contar con un sistema que permita hacer un análisis unitario y general de los ingresos de capacidad en el sistema y gestionar una estrategia de compensación alternativa (Nieto & Fraser 2007).

#### **5.4.6. Mercados de servicios auxiliares**

Un aspecto importante de la confiabilidad son los servicios auxiliares en particular de las reservas operacionales (por ejemplo los generadores que son capaces de entrar en línea en un tiempo



determinado de tal forma que pueden evitar en tiempo real los desequilibrios entre la oferta y la demanda). En mercados con precios locales marginales, las reservas operativas deben estar conjuntamente optimizadas y con un precio fijado con el mercado de energía, y los mercados de servicios auxiliares deben reconocer los requerimientos de las reservas operativas locales. Un sistema optimizado de energía y de reservas operativas que considera las restricciones locales, puede proporcionar precios de mercados potencialmente más efectivos durante horas de escasez de reserva y fomentar así las inversiones y decisiones operativas que conllevan finalmente a que las unidades se encuentren disponibles cuando sea necesario.

Estos precios, por ejemplo, podrían alentar a más inversiones en las unidades de inicio rápido o en unidades con tasas de importación rápidas en zonas con restricciones. Lamentablemente, desde los precios tope del mercado es probable limitar los precios de la energía en esos mismos períodos y también puede desmejorar los incentivos y la eficiencia de las señales locales.

#### **5.4.7. Mercados de transmisión y FTRs (Derechos financiero de transmisión)**

La transmisión es un enfoque completamente diferente para garantizar la adecuación de la capacidad en áreas limitadas o con restricciones de acceso, pero puede desempeñar una función de confiabilidad equivalente a la desempeñada por la generación. Cuando el valor subyacente de la capacidad difiere entre dos regiones, la capacidad de generación adicional puede justificarse en la región con el mayor valor de la capacidad. Es posible sin embargo, que una solución más eficiente pueda ser una nueva transmisión entre las dos regiones, así la región con una capacidad deficiente puede beneficiarse de la capacidad excedente de la región continua. Un buen sistema de derechos financieros de transmisión FTRs, podría ayudar a lograr soluciones de transmisión con más regularidad (Nieto & Fraser 2007).

En la práctica hay un gran escepticismo en el rol que desempeñan los FTRs para contribuir en el proceso de expansión de la capacidad. Algunos de los problemas señalados para este enfoque son los siguientes:

- Las rentas por congestión caen bruscamente cuando se añade capacidad de transmisión.
- Se dificulta asignar los derechos apropiados a los inversores del mercado en una red cuando la construcción de una pieza o equipo en una parte de la red afecta la capacidad de transferencia en muchas otras partes.
- Los planificadores centrales fallan en la precaución a fin de que las inversiones en las transmisiones centralmente planeadas se terminen antes de darle a los FTRs la oportunidad de hacer su trabajo.
- Los precios tope en la energía pueden limitar los valores de los FTRs por debajo de su valor económico.

A pesar de la implementación de muchos mecanismos que actúan como incentivos o señales que buscan garantizar la expansión de la capacidad de generación, existe un conjunto de particularidades y dificultades sobre dichos mecanismos que deben ser puestos en consideración, ya que facilitan el reconocimiento de las bondades de dichas señales pero a su vez reflejan sus desventajas. Para esto,

(De Vries & Hakvoort 2004) plantean que hay una cantidad de factores que pueden afectar la reducción de la inversión óptima y se pueden discernir en las siguientes fallas del mercado:

- Restricciones del precio: El hecho de que un precio límite sea necesario para proteger a los consumidores contra la sobrecarga en tiempos de escasez representa un riesgo significativo, debido a que el nivel óptimo de los límites del precio es difícil de determinar. Aunque la teoría es clara en que el precio tope debe ser igual al valor de la pérdida de carga, hay muchos métodos para medir el valor de la pérdida de carga con una amplia variedad de resultados. El costo de equivocarse es elevado. Una limitación de precios que no es igual al valor de la pérdida de carga probablemente resulte en un sub-nivel óptimo de inversión en capacidad de generación.
- Información imperfecta: Los productores carecen de la información necesaria para las decisiones de inversión socialmente óptimas. Esto aumenta el riesgo de la inversión y por tanto, reduce la disposición a invertir. A fin de calcular la probabilidad de que las unidades pico puedan operar y calcular el rendimiento esperado de la inversión, la generación de las empresas necesitan conocer tanto la distribución estocástica de la función de demanda (conocer la distribución de la frecuencia, la duración y la altura de los picos de precios) y el desarrollo previsto de la capacidad total disponible. Las características de la función de la demanda son difíciles de calcular, sobre todo en los mercados recientemente liberalizados para los que no están disponibles las secuencias de datos empíricos a largo plazo. Además, las características básicas de la demanda cambian a lo largo del tiempo (por ejemplo a causa de la introducción de nuevas tecnologías), lo que reduce la validez de la demanda basada en funciones de datos históricos.
- Incertidumbre en la regulación: La incertidumbre de la regulación aumenta el riesgo de inversión y, por tanto, influye negativamente en la voluntad de invertir. Las incertidumbres de la reglamentación pueden considerarse como una externalidad negativa asociada con los cambios en las políticas públicas. Especialmente en los mercados recientemente liberalizados, como la mayoría de los mercados de la electricidad, las incertidumbres de la reglamentación puede ser un factor importante.
- Restricciones sobre la regulación de la inversión: Los obstáculos para la obtención de los permisos necesarios pueden ser otra causa de la falta de inversión. A pesar de los beneficios sociales de un proceso de concesión de licencias, se debe tener en cuenta que se puede incurrir en efectos secundarios negativos. En primer lugar, el proceso de autorización puede ser largo, lo que aumenta el tiempo de respuesta de la generación de inversiones a un aumento de la demanda. Especialmente en una situación de información incompleta sobre el futuro desarrollo de la oferta y la demanda, esto puede contribuir al riesgo de inversión. Un segundo efecto de aumentar el retardo para la construcción de nuevas plantas, es que puede contribuir con los ciclos de inversión. Un tercer efecto de los permisos es que se podrán imponer requisitos adicionales a los generadores, lo que lleva a las restricciones operacionales a responder a las señales del mercado. Un ejemplo de ello es que las restricciones sobre el enfriamiento de agua pueden restringir la operación durante los períodos de clima caliente.

- Comportamiento de aversión al riesgo de los inversionistas: Algunos enfoques teóricos plantean que las empresas de generación se comportan de una forma neutral frente al riesgo con respecto a la inversión. Esto no es necesariamente el caso, especialmente cuando muchos riesgos no son bien entendidos. Dados los incontables riesgos en un mercado liberalizado de la electricidad, no es improbable que los inversores en generación de capacidad puedan elegir una estrategia de aversión al riesgo con respecto a la inversión de generación. Si todos los inversores lo hacen, ninguno de ellos pierde cuota de mercado, por lo que el castigo se limita a una pérdida de ventas durante los períodos de escasez de suministro. Sin embargo, esta pérdida de volumen es pequeño, en comparación con la producción total de electricidad y es probable que sea más que compensados por los altos precios que se desarrollan durante un período de escasez de suministro. Por lo tanto, un comportamiento de estrategia colectiva de aversión al riesgo de inversión es beneficioso para las empresas de generación, siempre que no atraigan nuevos entrantes al mercado. Esa estrategia de aversión al riesgo de inversión se traducirá en una disminución de la capacidad instalada que sería socialmente óptimo.

## **5.5. Evidencias de las señales de expansión en entornos desregulados**

### **5.5.1. Inglaterra**

Las primeras señales del mercado en Inglaterra y Gales se mostraron prometedoras debido a que se incrementó la capacidad del sistema en alrededor de un cuarto de la existente durante la primera década de la liberalización. El incremento en la capacidad de generación se debió a unos niveles elevados en los precios provocados por la estructura inicial del mercado, lo cual alentó una reestructuración del mismo que confluyó en una serie de eventos desafortunados. En primera instancia se generó una competencia fuerte entre los participantes del mercado sesgando los márgenes entre los costos y los precios, lo cual produjo dificultades financieras para las empresas de generación sobre las cuales sus acreedores comenzaron a ejercer presión y estos últimos finalmente se rehusaron a invertir en nuevas plantas de generación en una etapa posterior (Roques et al. 2005).

### **5.5.2. New England**

En el 2003 específicamente en el mercado de New England, PPL y Devon Power aplicaron ante la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) para el mecanismo del pago por confiabilidad en algunas unidades específicas. Posteriormente, el regulador en New England, requiere esas unidades para continuar manteniéndolas disponibles para fines de la confiabilidad del mercado, lo particular es que dichas unidades no era viables sobre los precios predominantes del mercado. Como parte de las complejas normas relativas a la mitigación del poder de mercado en determinadas zonas de congestión, los toques de los precios se habían impuesto basado en el costo anual de una nueva unidad de turbina de combustión dividido por el número de horas que se esperaba que operara durante el año, lo cual se desfasaba completamente con los precios esperados por las plantas de PPL y Devon.

Reconociendo entonces la necesidad de recuperación de costos, la FERC cambió la regla e introdujo un nuevo mecanismo denominado “*Peaking Unit Safe Harbor*” (PUSH, Unidad de tope segura), como una medida temporal en New England, esto con el objetivo de esperar un suplente para el mercado o mientras se definía una solución más permanente (Nieto & Fraser 2007).

El PUSH fue diseñado para permitirle a un generador que había operado a un factor de capacidad del 10% o menos en el 2002, acceder a un precio tope seguro basado en la suma del costo de esta variable y los costos fijos. El componente del costo fijo para el 2003 era calculado dividiendo los costos fijos anuales de las unidades por el número de MWh generadas en el 2002. El generador podía entonces recuperar sus costos en el 2003 si este generaba por el mismo número de horas (Y teniendo el mismo costo) que en el 2002. Estos precios también fueron autorizados para fijar los precios marginales locacionales del mercado (Nieto & Fraser 2007).

En teoría el enfoque PUSH se consideró más eficiente que los contratos de confiabilidad, ya que éste permite al precio del mercado en un área congestionada aumentar hasta que compense el costo de la unidad marginal. Sin embargo, este enfoque ha encontrado sus propios problemas. Como los precios de los combustibles aumentó después de 2002, las unidades tope más caras tuvieron que operar cada vez menos. Como estas unidades no alcanzaron los niveles del factor de capacidad del 2002, no pudieron recuperar completamente sus costos. La FERC ha asumido en virtud de que desde todos los precios marginales locales, las unidades generadoras en una región deben recibir un precio igual al mayor PUSH aceptado por la oferta, con lo cual sería posible que para una unidad se pudiera recibir un precio mayor que el propio PUSH ofrecido y que el riesgo de baja recuperación fuera balanceado (Nieto & Fraser 2007).

### **5.5.3. Suiza**

La política de expansión de la capacidad en Suiza se basa en la seguridad física del suministro, como la generación de la industria sigue siendo un monopolio gubernamental. Una política de seguridad del suministro tiene por objeto minimizar el riesgo de una interrupción física imprevista en el suministro de energía. Por lo tanto, se define un margen de seguridad deseado, el cual indica el porcentaje deseado de capacidad instalada de generación en exceso de la demanda pico de electricidad en un período determinado. Durante los períodos de baja demanda, el exceso de capacidad de generación se puede utilizar para la exportación de electricidad, con lo que aumenta las utilidades los beneficios, y cuando la seguridad del suministro disminuye, debido a una demanda o un aumento de capacidad, se pone nueva capacidad instalada, a fin de garantizar el suministro (Ochoa & Van Ackere 2009).

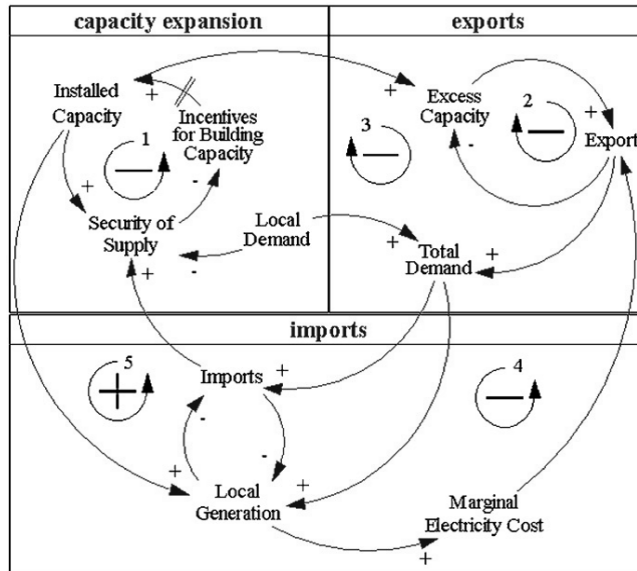


Figura 12. Dinámica de la capacidad de expansión en el mercado Suizo de electricidad.

(Ochoa & Van Ackere 2009)

En la Figura 12, se muestra el funcionamiento del mercado a través de un diagrama causal. La demanda local tiene un impacto directo sobre la seguridad del suministro, cuando la demanda local incrementa, la seguridad del suministro ya que la planta reduce su margen, por lo tanto es menor. Nueva capacidad debe ser instalada con el fin de satisfacer la demanda alta. Por esto los incentivos para construir la capacidad incrementan y, tras el periodo de construcción, se produce un aumento en la capacidad instalada, lo que aumenta la seguridad del suministro y reduce los incentivos para una mayor expansión de la capacidad.

Como los costos de almacenamiento de la electricidad son demasiados, la capacidad de generación tiene que ser superior a la más alta demanda esperada, a fin de garantizar el suministro de electricidad en cualquier momento. Esto crea un exceso de capacidad instalada durante los períodos de baja demanda, que permite la producción para la exportación. Cuando las exportaciones aumentan el exceso de capacidad disminuye, lo que limita las exportaciones.

El tercer ciclo, muestra cómo un aumento de las importaciones puede dar lugar, en el largo plazo, en una disminución de las exportaciones. La demanda total resulta de la adición de la demanda local y las exportaciones. Un aumento de la demanda total puede resultar en aumento de las importaciones, lo que aumenta la seguridad del suministro, reduciendo así los incentivos para la construcción de nueva capacidad y, a su vez la disminución de la capacidad instalada. El exceso de capacidad que pueden ser exportado disminuye, por lo tanto, las exportaciones decrecen.

#### 5.5.4. Otros

España y otros mercados de América del Sur tratan de estimular la inversión en capacidad de generación al proporcionar pagos por capacidad de generación (además de sus ingresos de la venta de electricidad). Tres sistemas en la Costa Este de los EE.UU. - el Pennsylvania de Nueva Jersey y Maryland (PJM), el Grupo Eléctrico Nueva York y el pool de energía de New England - usan sistema de requerimientos de capacidad para garantizar que siempre haya un cierto margen de reserva. Por su parte, la mayoría de sistemas europeos, no tienen disposiciones específicas para garantizar la adecuación de la capacidad. En cambio, se basan en el mercado de la electricidad para proporcionar el incentivo para la inversión. Ellos se pueden caracterizar como mercados de solo energía, ya que se identifica que el precio (esperado) de la energía eléctrica es el único motor de la capacidad de inversión (De Vries & Hakvoort 2004).

## **5.6. Evidencias de las señales de expansión en el mercado de electricidad colombiano**

Para el mercado colombiano el objetivo del planeamiento de la expansión en generación a largo plazo es establecer las necesidades del país con base en los comportamientos del SIN y diversas variables como demanda de energía, recursos energéticos, interconexiones eléctricas, entre otros. Dichas necesidades buscan satisfacer los requerimientos de la demanda de energía y potencia, considerando además criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales (UPME 2010).

Desde una perspectiva histórica, una de las grandes diferencias entre el diseño implementado en el mercado colombiano en relación al mercado inglés fue que el mercado colombiano no tenía un pago fijo por capacidad. Sin embargo, la CREG no tardó mucho en introducir los pagos por capacidad basados en un plan indicativo desarrollado y ejecutado por el Ministerio de minas y energía, el cual corrió un conjunto de escenarios enfocados en los peores casos, con el objetivo de determinar el pago por capacidad anual óptimo. Inicialmente, los clientes con una demanda inferior a 1MW, tenían que comprar la electricidad a través de compañías de distribución pero este umbral se fue reduciendo paulatinamente a 0,1MW (Larsen et al. 2004).

El mercado colombiano, cuenta con una unidad de planeación, que como su nombre lo indica, es la responsable de implementar los planes de expansión de la capacidad y desarrollar políticas sobre el uso adecuado de la energía (Larsen et al. 2004). En este sentido, se puede evidenciar la eminente oportunidad del mercado para controlar los planes de expansión de la capacidad, velando por la confiabilidad del suministro en el corto, mediano y largo plazo. Estos planes de expansión tiene como principal objetivo proveer información y señales de corto, mediano y largo plazo a los diferentes agentes económicos, sobre la inversión en generación de energía eléctrica requerida para garantizar un suministro confiable y eficiente de electricidad en el país (UPME 2010).

Adicionalmente, en el mercado colombiano se implementó un modelo basado en el cargo por capacidad el cual estuvo vigente hasta el 2006 durante un periodo de diez años. Este mecanismo consistía en una remuneración entregada a los generadores por su aporte en el cubrimiento de las necesidades de energía específicamente en condiciones hidrológicas críticas. El aporte recibido por los generadores correspondía al costo de una tecnología eficiente y era recibido por la planta si esta se

encontraba disponible. El esquema de recaudo se basaba en el cobro homogéneo a la demanda incluido dentro del precio total de la energía (J. E. Salazar 2008).

Durante la vigencia de la operación del pago por capacidad, no se registraron problemas de ineficiencia de suministro, sin embargo se hicieron evidentes algunas condiciones del mecanismo que motivaron su modificación:

- Variabilidad en los ingresos de los generadores.
- Cuestionamientos sobre la metodología de asignación.
- Falta de definición clara del producto que se remuneraba.
- Falta de penalizaciones por el incumplimiento en periodos críticos para el mercado.

Posteriormente se implementó el mecanismo denominado cargo por confiabilidad, tras diez años de aplicación ininterrumpida del Cargo por Capacidad, la CREG diseñó un nuevo esquema basado en un mecanismo de mercado denominado, que opera desde el primero de diciembre de 2006. Este mecanismo conserva lo esencial del esquema de liquidación, facturación y recaudo que garantizó, con éxito, durante los diez años continuos el pago a los generadores del Cargo por Capacidad. A través de este mecanismo se establece un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país (CREG 2008).

Como cierre de este capítulo, se puede presentar que las señales de expansión de generación, como su nombre lo indica, son un conjunto de mecanismos que se han desarrollado en la misma medida que han evolucionado los mercados de energía, lo cual ha facilitado la implementación de mejoras con la integración de otros mecanismos utilizados para el manejo de riesgo, que permitieron evolucionar de una señal primitiva y con un alto riesgo de mercado como son los precios, a incentivos financieros que reconocen el comportamiento y las necesidades del sector para infundir tranquilidad en los inversionistas y en los consumidores finales de la electricidad.

Como se mencionó inicialmente, el problema de la planificación de la expansión de la capacidad de generación se ha convertido en uno de los ejes fundamentales de los mercados de electricidad. Éste tema ha implicado el análisis desde diferentes perspectivas tales como: impactos regulatorios, influencias políticas, manejo del riesgo del mercado, entre otros, pero en cada dimensión se busca determinar el equilibrio entre los requerimientos de corto y largo plazo del mercado. En consecuencia, surgen un conjunto de mecanismos que son la respuesta a las necesidades de cada mercado, el cual a su vez identifica las posibles mejoras y adaptaciones que puedan ayudar a tratar los riesgos latentes inherentes a su estructura.

El mercado colombiano, como se ha venido mencionando a través del documento, es un referente para el análisis de la implementación de señales de expansión de generación. Teniendo como punto de partida las ventajas de la implementación un mecanismo de expansión y la estructura del mercado en estudio que se revisó en el capítulo 2, en el siguiente segmento se presenta una revisión puntual del cargo por confiabilidad, sobre el que se determinará cómo ha sido la implementación en el mercado colombiano y las implicaciones reales que se estiman para la planeación de la oferta de energía.

## **Capítulo 6. Cargo por confiabilidad**

### **6.1. Introducción**

El cargo por confiabilidad consiste en un mecanismo basado en subastas de largo plazo cuyo objetivo es desarrollar un seguro sobre el suministro de electricidad. Desde una perspectiva internacional, se puede encontrar que diferentes entes reguladores han optado por implementar dicho mecanismo, toda vez que los inversionistas del mercado puedan contar con incentivos económicos apropiados en aras de mantener la calidad de la oferta de energía en niveles socialmente óptimos (Rodilla et al. 2010).

J. E. Salazar (2008), señala la relevancia que han tomado los mecanismos de capacidad en la estructuración de diferentes mercados a nivel mundial en los intentos constantes por atraer la inversión privada y garantizar la expansión de la capacidad. Brasil y Nueva Inglaterra son países inspirados en el mecanismo denominado “opciones de confiabilidad” y han establecido en las discusiones de los expertos buenos comentarios sobre los beneficios obtenidos a partir de este.

Para el caso colombiano y siguiendo con la línea de los mecanismos de capacidad, después de adoptado el cargo por capacidad durante un período de diez años se decidió implementar un esquema de opciones de energía firme denominado Cargo por confiabilidad, el cual consiste en la compra de energía firme de largo plazo por parte del regulador del sistema mediante subastas destinadas a potenciales inversiones en nueva generación. En dicha licitación se pide a los ofertantes el precio por un producto de largo plazo (Energía firme), que les garantiza una remuneración por varios años a cambio de instalar nueva capacidad en el sistema y suplir la demanda de energía cuando sea requerida (J. E. Salazar 2008) en períodos críticos.

### **6.2. Antecedentes del mecanismo en el mercado colombiano**

Garantizar la confiabilidad del sistema y el abastecimiento de energía se ha convertido en los últimos años en uno de los puntos más restantes de la política energética de los países. Para lograr este objetivo se han diseñado diferentes mecanismos, los cuales han sido abarcados de forma general en el capítulo anterior. Como lo documenta (S. Oren 2000), países como Colombia, Argentina, Reino Unido, España, y algunos otros países latinoamericanos, han utilizado pagos por capacidad para los generadores que aporten a la confiabilidad del sistema. Por otra parte, mercados como el de California, el Nordpool y el Australian Victoria Pool, han adoptado el enfoque basado en mercados de sólo energía, en los cuales los generadores ofertan únicamente precios de energía en el mercado horario en ausencia de restricciones. Francia ha hecho uso de derivados energéticos como opciones y futuros (Villareal & Córdoba 2008).

En Colombia, uno de los aspectos fundamentales de la nueva regulación tenía que ver con la manera de estimular la inversión en activos eléctricos a través de una señal del mercado, es decir, el diseño de



un mecanismo que incentivara la construcción de proyectos de electricidad que sirvieran de respaldo en caso de un evento extremo, como lo fue el fenómeno del niño sufrido en 1992 (González 2010).

Así, con el fin de garantizar la confiabilidad en el sistema de energía eléctrica en Colombia y evitar racionamientos o interrupciones en el servicio, el Estado, a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, mediante resolución 01 de 1996, diseñó el cargo por capacidad (CXC) que fue implementado en el sector en 1996; este era básicamente un pago por capacidad que se hacía a los generadores que aportaban confiabilidad al sistema, según lo estipulado en la CREG (Villareal & Córdoba 2008), esto es, se diseñó un primer mecanismo cuyo propósito era estimular la inversión en activos de generación de electricidad, el cual estuvo vigente durante diez años, hasta el 2006 (CREG 2006; González 2010 y Restrepo et al. 2012).

Sin embargo, este mecanismo adolecía de problemas importantes (González 2010). La CREG realizó numerosos estudios acerca de su desempeño y resultados, encontrando algunas falencias. El regulador trabajó en conjunto con reconocidos académicos expertos en el tema; entre los estudios más relevantes se encuentran los de P. Cramton & S. Stoft (2008), J. E. Salazar (2008) y Wolak (2005).

Entre las falencias destacadas por (González 2010), (J. E. Salazar 2008) y (Wolak 2005), se tiene:

- El objetivo y alcance del cargo no eran claros. No se sabía qué remunerar.
- El CXC se asignaba por orden de mérito, de modo que probablemente estaba sesgado hacia tecnologías con menores costos variables, resultando en una mezcla subóptima de las mismas.
- No había garantía de lograr que efectivamente el sistema tuviera respaldo en caso de un evento climático externo (González 2010).
- No lograba garantizar que quienes fueran remunerados eran realmente los que aportaban a la confiabilidad del sistema.
- Bajo el mecanismo de cargo por capacidad, se compensa a los propietarios de las unidades de generación por la capacidad necesaria para satisfacer los picos de demanda diarios a través de un proceso administrativo que se basa en las funciones de oferta de precios presentadas por los proveedores hidroeléctricos (Wolak 2005). Se remuneraba por concepto de confiabilidad a plantas que probablemente no estaban disponibles en periodos secos, como las hidráulicas.
- Para los hidráulicos se podría generar incentivos perversos a retener agua ya que la medición de la capacidad disponible se hacía con el nivel de embalses actual, no con el histórico.
- El producto a remunerar no estaba claramente definido, ni un mecanismo de exigibilidad del mismo.
- No es claro que el precio de la confiabilidad haya sido el adecuado ni el eficiente.
- No era evidente cuánto era lo que había que pagar, ni mucho menos el precio para garantizar el respaldo (González 2010).
- Bajo el mecanismo de cargo por capacidad, la CREG tenía la responsabilidad de determinar las unidades de operación (y la cantidad de energía que producen) en virtud de la proyección de despacho. Bajo el nuevo esquema, cada propietario de unidad presenta una función de precio de la oferta mensual que expresa su voluntad de suministrar energía para el envío anticipado (Wolak 2005).

Debido a estos inconvenientes, el nuevo mecanismo diseñado por la CREG debería tener al menos las siguientes características:

- Su objetivo fundamental debe ser el de garantizar la confiabilidad mediante la disponibilidad de energía en los periodos de escasez.
- El producto ha de ser claramente definido, al igual que los mecanismos de exigibilidad del mismo.
- El producto que el sistema necesita es energía, particularmente energía en firme, por lo tanto, el mecanismo debe remunerar energía y no capacidad.
- Capacidad para generar los mecanismos de incentivos a la inversión en generación (de respaldo) adecuados y suficientes que lleven a consolidar una mezcla eficiente de tecnologías.
- No estar sesgado hacia ninguna tecnología en particular.
- Poder para determinar el precio de la confiabilidad a través de un mecanismo claro, competitivo y justo, no administrativamente.
- Ser capaz de reducir el riesgo asumido por los generadores de respaldo, es decir, reducir la volatilidad de sus flujos de caja con el fin de incentivar la inversión.

Según Wolak (2005) el objetivo de la CREG para el rediseño del mecanismo de pago por capacidad era "asegurar que exista suficiente capacidad de generación instalada para abastecer la demanda futura". La CREG distingue dos dimensiones de confiabilidad del suministro: (1) la seguridad de funcionamiento del sistema, que tiene que ver principalmente con la capacidad del sistema para responder a contingencias a corto plazo y (2) la suficiencia del suministro, que corresponde a la capacidad del sistema para satisfacer sus necesidades de demanda futura (Wolak 2005). Adicionalmente, dicho mecanismo debe asegurar no solo que los recursos de generación estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez de energía, sino que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente (CREG 2006a).

Con base en esto, en la teoría regulatoria y en el conocimiento de los mercados eléctricos se propuso reemplazar el cargo por capacidad por un nuevo mecanismo llamado nuevo cargo por confiabilidad, un sistema que solucionaba buena parte de los problemas del esquema anterior, que entró en operación en el sector a partir de diciembre de 2006 (CREG 2006; Villareal & Córdoba 2008) y que se encuentra operando en la actualidad (Restrepo et al. 2012).

Dicho mecanismo fue estipulado en las Resoluciones 071 y 086 de 2006 de CREG como un esquema de remuneración que permite viabilizar las inversiones en generación de energía eléctrica (Restrepo et al. 2012).

En la solución regulatoria del Cargo por Capacidad utilizada para garantizar confiabilidad, el precio de la confiabilidad se fijaba administrativamente, dejando de lado uno de los principios más importantes del diseño de precios en el sistema colombiano, que es el de facilitar que estos entreguen las señales de expansión adecuadas. De esta manera es más coherente contar con un mecanismo de mercado como el Cargo por Confiabilidad, en el cual se fija el precio de la confiabilidad, la cantidad de energía a ser remunerada (cobertura) y la asignación de la misma entre los generadores de manera competitiva. Así, a través de la implementación del modelo del Cargo por confiabilidad se logra mayor transparencia y eficiencia en la valoración de la confiabilidad en el sector, convirtiéndose en "una solución satisfactoria al problema de garantizar la oferta de largo plazo, con una cantidad limitada de intervención regulatoria" (Michel Rivier et al. 2001).

### **6.3. Funcionamiento del esquema**

Como se mencionó anteriormente, la nueva propuesta debía suplir las necesidades del mercado y mitigar los riesgos y falencias del pago por capacidad (J. E. Salazar 2008). El nuevo mecanismo está conformado por un mercado de energía firme basado en contratos financieros, en donde se determina y asigna el nuevo cargo por confiabilidad. Este diseño fue asesorado por un grupo de académicos (Villareal & Córdoba 2008).

Según S. Oren (2005) y (Michel Rivier et al. 2001), el cargo por confiabilidad reemplaza un mecanismo que remuneraba capacidad, el cual es un “producto artificial introducido en el mercado por el cual no hay demanda natural y que los consumidores no valoran”, por un mercado “cuyo producto tranzado es energía producida durante periodos críticos”.

El Cargo por Confiabilidad es un mecanismo de mercado basado en la competencia que busca garantizar un nivel de confiabilidad en el sistema en períodos de escasez a través de la generación de incentivos a la inversión en capacidad de respaldo. Este modelo busca hacerlo mediante la estabilización del flujo de caja de los generadores y la reducción del riesgo de inversión que asume un generador de respaldo, a quien le es muy difícil recuperar los costos de inversión. A su vez, trata de aminorar el riesgo que enfrenta la demanda, protegiéndola contra altos precios que ocurren en periodos críticos, en los que generadores de punta con altos costos variables son despachados al ser necesarios para suplir toda la demanda (Villareal & Córdoba 2008).

El esquema de cargo por confiabilidad tiene tanto un componente fijado vía administrativa como un componente determinado por el mercado. El primero, se paga sobre la base de un sistema de despacho anticipado por un período de dos años con una previsión de demanda alta para ese período indicado por la UPME. Un aporte importante para este proceso de despacho anticipado es una curva de precio de la oferta mensual por cada mes del año. Cada día del período de despacho anticipado se divide en tres períodos de demanda baja, la demanda intermedia y la demanda pico (Wolak 2005).

El nivel de unidades de generación promedio despachadas para el período comprendido entre el 1 de diciembre al 30 de abril del segundo año de la prospectiva de despacho es lo que la CREG llama “unidad energía firme”. Se escogió el período diciembre - abril para determinar el valor de MW de energía firme para cada unidad de generación debido a que en estos meses se presenta el período histórico de sequía en Colombia. Este valor del nivel de unidades de generación de energía se multiplica por el dólar por KW/mes determinado administrativamente y así calcular el pago mensual de capacidad energía firme por unidad de generación (Wolak 2005).

Para tener una perspectiva del cargo por confiabilidad, a continuación se presentan los elementos distintivos del nuevo modelo diseñado por el Regulador.

#### **6.3.1. Objetivos del mecanismo**

Como lo definen Cramton y Stoft (2006:1), el objetivo del mercado de energía firme es “reducir el riesgo de los proveedores (generadores) y mejorar la confiabilidad en el sistema, resultando en energía eléctrica confiable a mínimo costo para los consumidores.” Además, busca entregar a los generadores

los incentivos de inversión y operación adecuados para construir y operar los recursos energéticos eficientemente, en la cantidad necesaria y logrando una mezcla óptima de los mismos. Otro objetivo deseable es el de lograr una reducción del riesgo que enfrentan tanto la demanda como la oferta para generar los incentivos necesarios hacia mantener una relación riesgo-rentabilidad óptima mediante una reducción de la volatilidad de los pagos a través del contrato.

En esta medida, el objetivo establecido para el cargo por confiabilidad fue contar con una señal de expansión de la capacidad proporcionando un incentivo a los agentes del mercado para aumentar su aporte a la firmeza del sistema, o en otras palabras contribuir al aumento de la disponibilidad de generación en el largo, mediano y corto plazo. Adicionalmente se buscaba un aporte a la suficiencia del sistema toda vez que se lograra ajustar la capacidad instalada requerida por el mercado (J. E. Salazar 2008).

### **6.3.2. El producto**

Para diseñar un modelo cuyo objetivo principal sea el garantizar firmeza en el sector y confiabilidad en el abastecimiento de energía, es importante definir claramente cuál debe ser el producto a remunerar por concepto de cargo por confiabilidad de acuerdo a las necesidades y características del sector. Con la implementación del cargo por confiabilidad el mercado colombiano experimentará un cambio estructural al remunerar solamente energía como se hace en países como California y Francia (Villareal & Córdoba 2008). Esta decisión es acertada ya que la energía es el producto necesario para el mercado colombiano, particularmente la energía firme.

En este nuevo mecanismo, el producto es una opción financiera tipo Call que han sido llamadas obligaciones de energía firme – OEF (Villareal & Córdoba 2008; CREG 2006).

### **6.3.3. Determinación del precio de ejercicio**

Las opciones de confiabilidad serán asignadas entre los generadores a través de una subasta de energía firme. El administrador de la subasta es XM. Como lo argumentan P. Cramton & S. Stoft (2008) “la energía firme es la habilidad de entregar energía en períodos de escasez, como durante un periodo seco.”

Por su parte el precio de ejercicio es aquel al cual los generadores deben vender la energía a la que se comprometieron contractualmente si la opción se ejerce, es decir, cuando el precio de bolsa lo supera. También es conocido como el precio de escasez (Villareal & Córdoba 2008; J. E. Salazar 2008).

Esto es, se definió una señal que facilitara la determinación de los periodos críticos en el sistema basados en un nivel de precio de escasez, haciendo una analogía con una opción financiera tipo Call (J. E. Salazar 2008). Este precio será calculado de acuerdo con la metodología definida en CREG (2006), que busca garantizar que en condiciones críticas todos los recursos de generación tengan el incentivo de abastecer la demanda, y además, que el precio de ejercicio no interfiera en el funcionamiento

normal de la bolsa (precio spot) y ayude a mitigar el uso del poder del mercado (Villareal & Córdoba 2008).

#### 6.3.4. Penalidad por incumplimiento

Un generador que no honre las OEF, esto es, que no entregue la totalidad de la energía firme a la que se comprometió, deberá pagar al agente que está en largo en el contrato la diferencia entre el precio de bolsa y el de ejercicio multiplicado por la cantidad de energía comprometido que no entregó. Esta se conoce como la penalidad implícita del contrato (Villareal & Córdoba 2008; (J. E. Salazar 2008).

Así, a través de la implementación del modelo del cargo por confiabilidad se logra mayor transparencia y eficiencia en la valoración de la confiabilidad en el sector, convirtiéndose en “una solución satisfactoria al problema de garantizar la oferta de largo plazo, con una cantidad limitada de intervención regulatoria” (Michel Rivier et al. 2001).

Así, con lo anteriores elementos definidos, el nuevo mecanismo remunera la energía firme que las plantas de generación puede ofrecer en periodos de escasas, o sea, la electricidad que los generadores están en capacidad de dar al mercado y no algo tan poco confiable como su capacidad (Ver Figura 13) (González 2010; Rodilla et al. 2010).

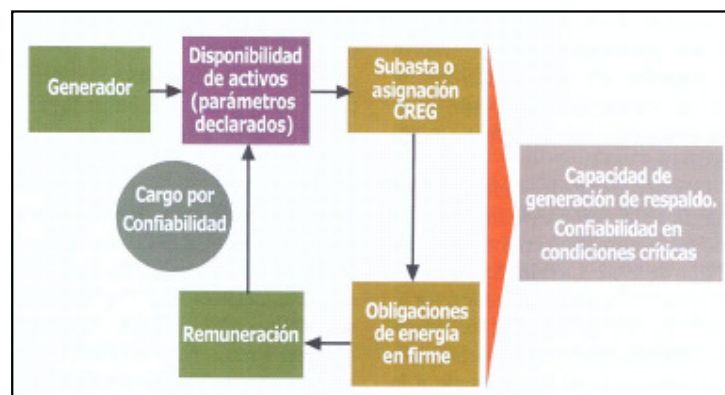


Figura 13. Definición del esquema del Cargo por Confiabilidad.

(González 2010)

Adicionalmente, el cargo por confiabilidad se convierte en un mecanismo que promueve la inversión en nuevos activos de generación en la medida en que ofrece un pago que suaviza los flujos de caja, por lo que incentiva la construcción de plantas de energía sin detrimento de la tecnología que usen (Villarreal y Córdoba, 2008).

La sensibilidad del mecanismo se encuentra en la determinación del período crítico del sistema basado en el precio de escasez, en la contribución real de cada unidad durante dichos períodos y en las

características del producto: confiabilidad, compromisos, tiempo de vigencia y mecanismos de respaldo (J. E. Salazar 2008).

#### **6.4. Obligaciones de Energía Firme – OEF**

Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme - OEF), las cuales son un producto diseñado para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes (CREG 2006a).

Dicho producto es una opción financiera tipo Call certificada por un recurso físico (activo de generación) capaz de producir energía en periodos críticos o secos. Estos instrumentos han sido llamados por el regulador, obligaciones de energía firme – OEF (Villareal & Córdoba 2008; CREG 2006).

Las opciones de energía firme son instrumentos respaldados con capacidad instalada, mediante las cuales el sistema adquiere el derecho pero no la obligación de adquirir la energía a un precio máximo denominado precio de ejercicio (CREG 2005).

Se entiende por Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales. El cálculo de esta energía se presenta más adelante en este documento (CREG 2006a).

Las OEF se ejercen en los días en los cuales, en al menos una hora, el precio de la bolsa supera al precio de escasez, reflejando así una situación crítica abastecimiento de electricidad. En tales períodos, los generadores venden su energía comprometida al precio de escasez y la energía adicional al precio de bolsa (CREG 2006; Restrepo et al. 2012).

Las OEF serán adquiridas por la demanda mediante transacciones centralizadas a través del ASIC, y subastadas y asignadas única y exclusivamente entre los agentes que tengan o planeen tener activos de generación, con su correspondiente energía firme, a partir de una fecha determinada, y que resulten seleccionados en la subasta (CREG 2006).

Como el objetivo fundamental del nuevo mecanismo es garantizar el abastecimiento de energía durante períodos de escasez, las opciones de energía firme deben ser ejercidas solamente en dichos períodos, es decir, cuando el sistema esté cerca de un racionamiento. Si el precio de ejercicio o de escasez se fija correctamente, las OEF no interferirán con el funcionamiento normal del mercado *spot* de energía (Villareal & Córdoba 2008).

La máxima cantidad de energía que debe suministrar cada generador con su portafolio de activos de generación en condiciones de escasez, así como la remuneración que recibirá por cada kilovatio hora comprometido a través de la OEF, se determinan en la subasta (CREG 2006).

Por otro lado, las opciones de confiabilidad permiten a las nuevas unidades asegurar un ingreso hasta por veinte años que les ayuda a recuperar sus costos fijos y de inversión iniciales, reduciendo el riesgo de inversión en el sector. Lo importante es que se genere un incentivo a la construcción de plantas de energía que ofrezca confiabilidad al sistema (González 2010).

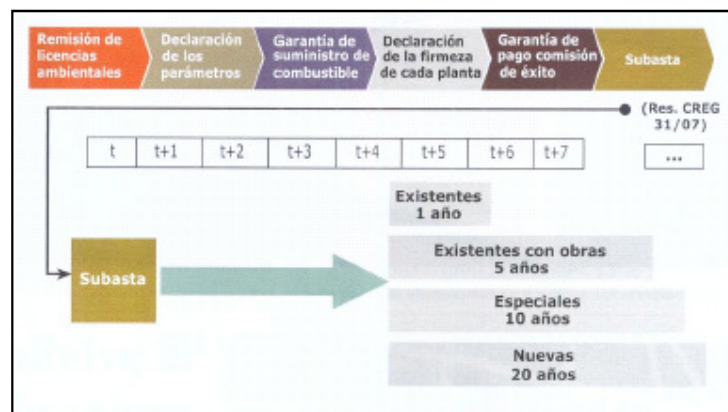
El período de vigencia de la OEF lo decide el propietario o representante comercial del activo de generación que la respalda (Ver Tabla 6) (CREG 2006a). Una vez seleccionado el período de vigencia, éste no puede ser modificado (Restrepo et al. 2012).

**Tabla 6. Periodo de vigencia de la OEF.**

(CREG 2006a)

Planta o unidad de generación	Definición	Período de vigencia de la OEF
Nueva	Al momento de ejecutarse la subasta no se ha iniciado la construcción de la planta.	Entre 1 y 20 años
Especial	Al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en proceso de construcción o instalación.	Entre 1 y 10 años
Existente	En operación comercial al momento de ejecutarse la subasta.	1 año

Las plantas existentes tienen derecho a un pago del Cargo por un año, porque se espera que ya hayan recuperado sus costos fijos y por tanto sólo necesitan recuperar los variables. Aquellas que emprendan obras de mejoramiento, lo mantienen por cinco años. Si es una obra en expansión o un activo especial, la Obligación que respalde este activo puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de diez años. Finalmente, las que presenten nuevos proyectos reciben el Cargo hasta por veinte años (Ver Figura 14) (CREG 2006; González 2010).



**Figura 14. Participación en la subasta de energía firme.**

Este ingreso recibido por los generadores es fijo, independiente de su participación diaria en el mercado mayorista, lo que reduce el riesgo de sus inversiones (Restrepo et al. 2012). Lo que se busca con este esquema es incentivar la entrada de nuevas plantas de respaldo, garantizando un ingreso a los nuevos inversionistas de proyectos de energía o agentes (González 2010; Quintero 2011).

Según CREG (2006), durante la vigencia de la OEF, el generador que la adquirió se compromete a:

- Generar, según sea requerido en el despacho ideal, la cantidad diaria de energía firme asociada a su OEF, cuando el precio de bolsa supere el Precio de Escasez.

- Mantener vigentes los contratos de suministro de combustibles y los de transporte de gas natural, cuando sean del caso, que permitan generar la energía asociada a su OEF. En caso de tener contratos que no son suficientes para cubrir el período de vigencia de la OEF, el generador deberá mantener vigentes las garantías de cumplimiento que aseguren la renovación de los contratos de combustibles y transporte de gas natural durante ese tiempo.

Como se mencionó, un agente con una OEF se compromete a generar diariamente, según el despacho ideal, una cantidad de energía cuyo valor máximo es la energía asociada a dicha Obligación. Cuando el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez, para verificar que cada generador ha cumplido este compromiso, se suma la generación que resultó en cada hora del despacho ideal, de cada uno de los recursos de generación del agente (y la energía contratada por el generador en los Anillos de Seguridad). Este total debe ser al menos igual a su obligación diaria de energía firme, de lo contrario, la diferencia debe adquirirla en la Bolsa de Energía (CREG 2006a).

El generador a quien se le ha asignado una OEF recibirá una remuneración fija durante el período de vigencia de la misma, haya sido solicitada o no la Obligación. El precio por cada kilovatio horade la OEF corresponde al precio de cierre de la subasta en la cual el agente vendió su energía firme, y se denomina Precio del Cargo por Confiabilidad.

La remuneración parte de un precio que se determina de manera competitiva entre los agentes a través de una subasta de reloj descendente (González 2010). La subasta se diseñó bajo un formato de reloj descendente con lo que se espera determinar el precio de las opciones mediante un mecanismo competitivo y dinámico de descubrimiento de precio. La subasta es uniforme, multirronda y multiproducto; es multiproducto en el sentido en que se subastan opciones de energía idénticas (prima y precio de ejercicio) pero las cantidades de energía comprometidas por cada participante (generador) pueden ser diferentes (Villareal & Córdoba 2008).

### 6.5. La subasta

Como se mencionó anteriormente, las opciones de energía firme requeridas para abastecer la demanda del sistema serán asignadas entre los generadores por medio de una subasta de tipo reloj descendente (Ver Figura 15). Solamente pueden participar en la subasta los generadores a quienes el regulador haya medido y certificado la energía firme.

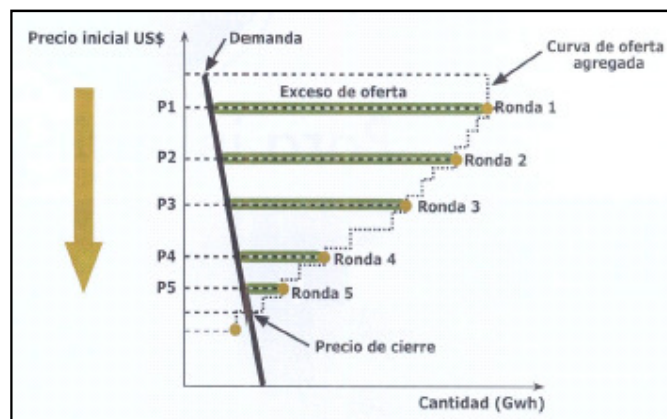


Figura 15. Asignación de las obligaciones de energía firme. Subasta de reloj descendente.



El propósito de la subasta del cargo por confiabilidad es asignar las OEF entre los generadores en inversionistas para garantizar el suministro de energía firme a precios eficientes. Una OEF, es un instrumento análogo a las opciones financieras tipo *call*, con un precio de ejercicio denominado precio de escasez (definido por el regulador) y cuya prima (cargo por confiabilidad) es recaudada por medio de la generación real, por lo tanto, funciona como un piso de los precios de oferta de energía de los generadores (Restrepo et al. 2012).

El mecanismo comienza con un nivel de precio (prima) muy alto, dos veces el costo del entrante (CONE -*Cost of New Entry*), que es calculado por la CREG y ya conocido por los agentes; quien además calcula y anuncia el precio mínimo al cual cerrará la subasta. Los generadores ofrecen la cantidad de energía firme que están dispuestos a comprometer (generar en periodos secos) en opciones a este precio. El precio de apertura es alto con el fin de incentivar la entrada de generadores y permitir exceso de oferta. Si la oferta supera a la demanda se abre otra ronda para la cual se anuncian los precios de apertura y cierre, y los generadores ofertan cantidades de energía y primas para ese rango de precios; este proceso continúa hasta que haya un balance entre generación y demanda (pronosticada para períodos de escasez de recursos), momento en el que se conoce la prima definitiva y la asignación de las opciones – OEF entre los generadores (Villareal & Córdoba 2008; Restrepo et al. 2012).

La prima es igual a la oferta de la última unidad asignada, unidad marginal, y es pagada a todos los participantes exitosos. Con la subasta se busca garantizar energía en periodos secos (de escasez) a un mínimo costo (costo eficiente), lo cual beneficia a los consumidores (Villareal & Córdoba 2008). La remuneración asignada a los generadores, es conocida, estable y en dólares (Restrepo et al. 2012; Quintero 2011).

En otras palabras, esta subasta está programada para hacer coincidir la oferta con la demanda de energía bajo unas características especiales determinadas por la CREG. El componente de la oferta está definido por la energía firme de los participantes en la subasta, entre quienes se encuentran los proyectos antiguos y los proyectos nuevos que desean se les conceda la remuneración. El cargo (precio al que se paga la energía firme) resulta del precio saliente de la subasta que vacía el mercado, en el que la demanda juega un papel puramente pasivo (Quintero 2009).

Los recursos que deben ser pagados mensualmente para remunerar la confiabilidad son un monto previamente conocido, y para establecer su asignación dicho monto se variabiliza de forma preliminar sobre las proyecciones de demanda, para luego hacer un ajuste sobre las cantidades reales que se presentaron. Por tanto el cargo por confiabilidad tiene dos efectos sobre el precio de bolsa. Un efecto cantidades y un efecto precios (Quintero 2011):

- Efecto cantidades: Si la demanda de energía en un mes determinado es alta (incluidas las transacciones internacionales), la componente del precio de bolsa que remunera el cargo por confiabilidad es baja, y lo contrario. Por tanto, ante demandas altas el efecto del cargo se refleja como una disminución del precio de bolsa y si la demanda es baja el efecto del cargo se refleja como un incremento en el precio de bolsa.
- Efecto Precios: El costo específico del cargo por confiabilidad está dado en dólares por tanto existe una relación de proporcionalidad directa entre las variaciones de la tasa de cambio y los

movimientos de la componente del precio de bolsa que remunera el cargo y por tanto en el precio de bolsa. Si la tasa de cambio baja, dicha disminución presiona a la baja al precio de bolsa por efecto precio del cargo y lo contrario si la tasa de cambio sube, sube directamente el precio de bolsa.

En Colombia, se estipuló que las subastas se realizarán con tres años de anticipación aunque la primera subasta de asignación se hizo con cuatro años y medio de antelación, en mayo de 2008. En la cual se asignaron las OEF de diciembre de 2012 a noviembre de 2013. Sin embargo, cada año la CREG evalúa el balance proyectado de oferta y demanda de energía firme y de considerarlo necesario comunica, mediante resolución, la decisión de convocar una subasta de reconfiguración (Restrepo et al. 2012; CREG 2006). El tiempo que transcurre entre el anuncio de la fecha de la Subasta para la Asignación de OEF y el final de la vigencia de las OEF, se clasifica en tres etapas: i) Período de Precalificación, ii) Período de Planeación y iii) Período de vigencia de la obligación (CREG 2006a).

Como resultado de las subastas realizadas en 2008, se espera en el 2019 el sector eléctrico colombiano cuente con una energía firme disponible de 90.419 GW/año, es decir, un incremento del 37% respecto a las 65.804 GW/año del parque instalado en 2009. Esto corresponde a una capacidad efectiva de 17.501 MW, un 32% por encima de la capacidad actualmente instalada (Restrepo et al. 2012).

En dicha subasta de reloj descendente a EEPM se le asignó un 32,6% de la energía firme, a ISAGEN un 4%, a Termoflores (hoy COLINVERSIONES) 36,4% y a GECELCA un 10,9% y a TERMOCOL un 16,3%, este último un nuevo agente con líquidos como combustible. En la subasta de GPPS, a ISAGEN se le adjudicó un 23,3% a EEPM 36,4% (contabilizando una participación de EEPM en Ituango del 46,7%, a EMGESA un 10,8% (Quintero 2011).

Para garantizar el éxito de la subasta se deben cumplir algunas condiciones se identifican los riesgos, los cuales pueden ser considerados como los primeros problemas del mecanismo de Cargo por Confiabilidad.

En primer lugar, se debe identificar el tipo de jugadores o agentes que van a entrar en la subasta. Como ya se mencionó, los agentes que pueden entrar en ella son unidades o plantas de generación a los que el regulador ha medido y certificado la energía firme. Estos, deberán respaldar la energía firme que están ofertando con activos de generación, contratos de combustibles, embalses, o en el caso de los generadores nuevos, con las garantías de puesta en operación de planta entre otros (Restrepo et al. 2012).

Según Michel Rivier et al. (2001) estos agentes se pueden definir, al menos teóricamente, así: a) unidades de energía firme, b) unidades de menos energía firme y c) nuevos entrantes.

Las primeras son unidades cuya energía firme es muy confiable y bien respaldada por sus activos de generación, por lo cual se espera que sus ofertas en la subasta sean las más bajas. Las unidades del grupo "b" ofrecerán altos valores para la prima en la subasta ya que asumen un riesgo muy alto de incumplir con sus obligaciones de energía firme porque su generación no está suficientemente respaldada por sus activos. Por último, los nuevos entrantes deben incluir en la prima ofertada en la subasta una cantidad que refleje su necesidad de recuperar costos fijos y variables tal que la inversión sea atractiva, pero a su vez, la prima ofrecida se reduce gracias a la confiabilidad que le dan los nuevos activos de generación que serán instalados (Villareal & Córdoba 2008).

Con base en esta tipificación se espera, por lo menos teóricamente, que los participantes definidos como grupo “a” sean los primeros asignados, después la primera parte del grupo “b”, posteriormente los del grupo “c”, y por último, la segunda parte del grupo “b” que son las unidades que menos firmeza pueden ofrecer (Villareal & Córdoba 2008).

Como en el mercado colombiano se presentan altos niveles de concentración horizontal y vertical, es posible que los generadores existentes tengan fuertes incentivos para ejercer poder de mercado en el mercado de confiabilidad. Para mitigar el uso del poder del mercado es importante garantizar la existencia de un mercado de nuevos entrantes suficientemente competitivo. Este es un riesgo del modelo del NCC que vale la pena tener presente con el fin de tomar medidas para evitarlo o al menos mitigarlo (Villareal & Córdoba 2008).

Este inconveniente fue evidenciado en la subasta del año 2008. Los nuevos participantes del sistema de esa subasta enfrentarán la competencia de los proyectos de “Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la Subasta del Cargo por Confiabilidad” (GPPS). Los GPPS son de generación hidráulica y se espera que aporten más de 3000Mw a la oferta energética del país en el 2018. Cerca del 33% de esta oferta corresponde a un solo generador, la Hidroeléctrica de Pescadero – Ituango en Antioquia (Ver Figura 16) (González 2010).

Cuadro 1. Proyectos GPPS 2014-2018			
Nombre	Localización	Tamaño (Mw)	Fecha de entrada
Miel 2	Caldas	135	nov-11
Cucuana	Tolima	60	dic-11
Quimbo	Huila	396	Jul-13 y sep-13
Porce 4	Antioquia	400	jun-15
Sogamoso	Santander	800	jun-14
Pescadero - Ituango	Antioquia	1.200	dic-18
<b>TOTAL</b>		<b>2.991</b>	

Figura 16. Proyectos GPPS 2014-2018.

(González 2010)

De tal forma que los actuales generadores con posición dominante incrementarán su participación en el mercado y el único agente nuevo en el mercado ingresa con una tecnología de costos variables altos, que dificultan su competitividad en el mercado spot y de contratos (Quintero 2011).

La adición de los GPPS al mercado energético encierra ciertos riesgos que deben ser considerados. (i) el cargo por confiabilidad debería estimular proyectos energéticos no hidráulicos, para diversificar las fuentes de oferta en caso de mala hidrología. (ii) Un crecimiento desbordado de la oferta (más de un 25% de la capacidad actual) implicaría una disminución en el valor del Cargo (González 2010). Es un riesgo que a través de este mecanismo solo ingresen al mercado nuevos agentes generadores atraídos por un ingreso fijo que garantiza una rentabilidad para proyectos de costos de inversión bajos pero altos costos variables. Surge la inquietud de si el cargo si puede viabilizar diferentes tecnologías con diferentes costos de inversión y costos de operación, de tal forma que se minimice el impacto de los fenómenos climáticos extremos sin comprometer los precios en el corto plazo (Quintero 2011).

El cargo por confiabilidad puede facilitar la entrada de nuevos agentes, no obstante debe ser estudiado a fondo si las condiciones en las cuales se están realizando las subastas facilitan en verdad esta entrada nuevos agentes con capacidad de competir en el mercado spot y en el mercado de contratos. Es un riesgo que a través de este mecanismo solo ingresen al mercado nuevos agentes generadores atraídos por un ingreso fijo que garantiza una rentabilidad para proyectos de costos de inversión bajos pero altos costos variables. Surge la inquietud de si el cargo si puede viabilizar diferentes tecnologías con diferentes costos de inversión y costos de operación, de tal forma que se minimice el impacto de los fenómenos climáticos extremos sin comprometer los precios en el corto plazo (Quintero 2011).

En segundo lugar, se debe tener en cuenta el concepto económico del valor de las OEF, el valor de las OEF en el momento de inicio del contrato es igual a la prima o precio de la opción que es determinado en la subasta de energía firme. Si el precio de ejercicio de las opciones es fijado correctamente estas solamente se ejercerán cuando el sistema entre en un período de escasez y un racionamiento esté cerca, de tal forma que conceptualmente el precio de las OEF o prima de las opciones es igual al precio de la confiabilidad, llamado cargo por confiabilidad (Villareal & Córdoba 2008).

Para entender el concepto económico detrás de la prima se pueden realizar dos aproximaciones al valor teórico de la misma. La primera tiene en cuenta el objetivo del NCC de incentivar la nueva inversión estabilizando el flujo de caja de los inversionistas. La segunda se centra en los ingresos a los que un generador renuncia por entrar en la opción de energía firme y que deben ser remunerados de alguna manera para lograr un equilibrio en el mercado (Villareal & Córdoba 2008).

La primera aproximación se realiza considerando que el cargo por confiabilidad es el pago que los generadores reciben por aportar confiabilidad al sistema (firmeza), el cual se convierte en un ingreso adicional para ellos. El objetivo del nuevo mecanismo es estabilizar el flujo de caja de los generadores para reducir el riesgo al que están expuestos. Bajo la segunda aproximación al valor teórico de la prima de las OEF, se considera el hecho de que un generador al entrar en una opción está renunciando a las rentas de escasez que podría obtener en periodos críticos, cuando el precio de Bolsa alcanza niveles muy altos (Villareal & Córdoba 2008).

A continuación se presenta la formalización matemática del valor teórico de la prima de las opciones de confiabilidad, para lo cual se tendrán en cuenta los tres tipos de agentes definidos anteriormente nominados por grupos a), b) y c). Según Michel Rivier et al. (2001) el valor teórico de la prima deberá formalmente ser igual a:

$$P_i = E_r \left[ \int_{p \geq k} (1 - \lambda_i)(p - k) dt \right] + E_r \left[ \int_{p > k} \lambda_i(p - k + pen) dt \right]$$

**Ecuación 7. Prima de opciones de confiabilidad**

Donde:

- $P_i$  es la prima requerida por la unidad i,
- $p$  es el precio spot de la energía,

- $k$  es el precio de ejercicio o precio de escasez,
- $pen$  es la penalidad explícita,  $\lambda_i$  es la probabilidad de que la unidad  $i$  no esté en la capacidad de producir la cantidad comprometida en la opción (OEF),
- $E_r$  es el operador que representa el valor esperado, incluida la aversión al riesgo, que utiliza la unidad generadora para evaluar su ingreso futuro.

Otro inconveniente del nuevo mecanismo, es que no existe un castigo explícito en caso de que los generadores comprometidos con el Cargo no provean la energía firme que se les demanda en caso de requerirse. Esto afecta el sistema en la medida en que pueden surgir unidades cuya confiabilidad sea baja (Villareal & Córdoba 2008; González 2010).

## 6.6. Las Penalidades y Anillos de Seguridad

Las penalidades asociadas a las OEF que una planta o unidad generadora deberá pagar si no entrega la energía firme comprometida son dos, y su valor teórico es el segundo término de la Ecuación 7.

Aunque el cálculo de la energía firme es realizado por los agentes propietarios y representantes de las plantas, una firma auditora externa debe garantizar que los parámetros declarados por los agentes si corresponden a la realidad (Restrepo et al. 2012).

- La penalidad implícita: esta penalidad está asociada a la diferencia entre el precio de Bolsa (*spot*) y el de ejercicio o de escasez que un generador debe pagar si incumple con la entrega de la energía comprometida en las OEF (penalidad análoga a la pagada por incumplimiento de opciones financieras) (Villareal & Córdoba 2008).

El nuevo cargo por confiabilidad cuenta con un mecanismo de incentivos que busca premiar o castigar a los generadores de acuerdo con su desempeño en el mercado, buscando mayor eficiencia en el sector. Si el precio de Bolsa supera al de ejercicio las opciones se ejercen, entonces los generadores entregan la energía firme comprometida al precio de ejercicio. Si algún generador no honra su contrato debe pagar la diferencia entre el precio de Bolsa y el de ejercicio multiplicado por la cantidad de energía comprometida en la opción, o por la cantidad de energía que no entregó. Por otra parte, si un generador produce más energía de la comprometida en la opción, cuando esta se ejerza el generador venderá la energía comprometida al precio de ejercicio y el resto lo puede vender en el mercado al precio *spot* que es más alto (Villareal & Córdoba 2008; Restrepo et al. 2012).

- La penalidad explícita: esta penalidad se ha denominado en el presente documento como  $pen$ , y corresponde a la que debe pagar una planta o unidad generadoras por incumplir con la entrega de energía firme comprometida, adicional a la penalidad implícita ya discutida. Como se mencionó anteriormente, esta penalidad no fue incluida en el diseño del instrumento por el regulador. La penalidad explícita jugaría un papel muy importante para garantizar la asignación del cargo por confiabilidad a las unidades más confiables con que cuente el sistema. Si esta penalidad explícita  $pen$  no existe, la prima requerida por cada unidad estará determinada por su nivel de aversión al riesgo y no por su nivel de confiabilidad, por lo tanto, unidades de baja confiabilidad pueden

ofertar primas muy pequeñas y salir exitosas, causando una disminución en la confiabilidad general del sistema, cuando confiabilidad es lo que se busca asegurar con el uso de opciones de energía. Al mismo tiempo, la penalidad explícita tiene otro papel importante como incentivo para evitar la entrada de especuladores en el mercado de energía firme (Villareal & Córdoba 2008).

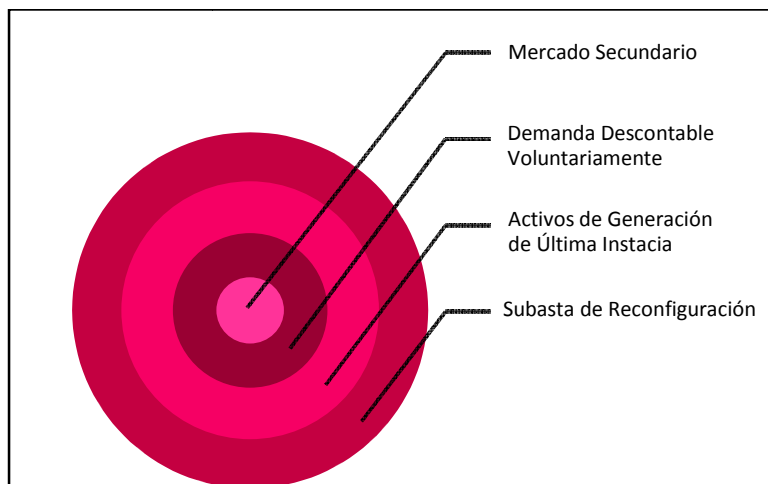
Si el pago por incumplimiento solamente es la penalidad implícita, para una unidad con niveles bajos de aversión al riesgo puede resultar atractivo en valor esperado entrar a especular con opciones de energía. Por el contrario, si se adiciona la penalidad explícita y se la fija correctamente se podría asegurar que únicamente un generador con la energía firme necesaria y que busque cambiar rentas inciertas por un ingreso fijo para aportar a la confiabilidad del sistema, entre a la subasta, y como se explicó anteriormente, sólo si cumple con estas características resultará asignado (Villareal & Córdoba 2008).

Aunque el regulador no incluyó una penalidad explícita en el mercado de energía firme; sin embargo, definió un conjunto de garantías que buscan asegurar que todas las plantas y unidades generadoras cumplan con sus obligaciones. Es así como la aplicación de una penalidad explícita elimina este problema, diseño y debate, pero logra a su vez con eficiencia garantizar el cumplimiento de las OEF disminuyendo el riesgo de incumplimiento.

El mercado de opciones de energía firme está conformado por dos mercados: un mercado primario de baja frecuencia y condiciones de largo plazo y un esquema de anillos de seguridad que permite ajustar la oferta a las condiciones de corto plazo de la demanda, el cual está orientado a establecer mecanismos que permitan alternativas de gestión de riesgo tanto a la oferta como a la demanda (CREG 2005).

El producto que los usuarios están pagando es el suministro de energía en condiciones críticas. Dicho propósito supone que el bien que por esencia se remunera es la entrega misma de energía, y que en el momento en que uno de los agentes generadores tenga limitaciones para cumplir con el compromiso pueda acudir a recursos disponibles en el sistema antes de entrar a la ejecución de un racionamiento y a la realización de compensaciones financieras por este concepto al usuario (CREG 2005).

Por esta razón, se crean los anillos de seguridad, los cuales son un conjunto de mecanismos orientados a facilitar el cumplimiento de las OEF (Restrepo et al. 2012) y el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas. En tal sentido se ha contemplado un esquema complementario conformado por tres mecanismos para lograr el balance oferta-demanda: i) Mercado secundario de energía firme; ii) Generación de última instancia; y iii) Demanda desconectable voluntariamente, que operan alrededor de los mercados mencionados anteriormente (Ver Figura 17) (CREG 2005; CREG 2006; CREG 2012b). Posteriormente se incorpora el mecanismo de subastas de reconfiguración (CREG 2006; Restrepo et al. 2012).



**Figura 17. Anillos de Seguridad.**

(CREG 2012b; CREG 2006 y CREG 2005)

- **Mercado primario de energía:** Es la misma bolsa de energía.
- **Mercado secundario de energía firme:** Es un mercado de contratos bilaterales (contratos de respaldo), en el que sólo participan los generadores. Los oferentes son aquellos que cuentan con energía firme que no fue vendida en la subasta, o que no ha sido comprometida en el mercado secundario, y los demandantes son los generadores que requieren temporalmente ENFICC para cumplir con sus OEF (Restrepo et al. 2012).

En este mercado se transan obligaciones de energía firme entre generadores que tienen comprometida su energía firme, que por alguna razón no disponen del físico (p. e. indisponibilidad de la planta que respalda el contrato), y generadores que no han comprometido toda su energía firme y pueden suplir al primero para que pueda honrar la obligación de entrega de energía (CREG 2005).

- **Demanda desconectable voluntariamente:** Este anillo de seguridad le permite al generador que prevea que no dispone de energía suficiente para cubrir su OEF acudir, a través de los comercializadores, a los usuarios del SIN que puedan reducir su consumo de energía porque cuentan con equipos de generación de respaldo o porque pueden modificar su proceso productivo (Restrepo et al. 2012; CREG 2006). Para los casos en los que se acuda por parte del sistema a este mecanismo, los costos generados por el mismo deberán ser asumidos por los generadores que incumplieron sus obligaciones de energía firme (CREG 2006a).
- **Generadores de última instancia:** Corresponde a un parque de generación instalado en el sistema que no participa en el mercado de opciones de energía firme ni en el mercado primario de energía de corto plazo (generadores fuera de mercado) ni en el mercado de contratos. Debido a la baja

despachabilidad esperada de estos generadores, deben tener características de bajos costos de inversión y presumiblemente altos costos variables de generación (CREG 2005).

La reglamentación de los anillos de seguridad se ha venido dando en la medida que el mercado ha avanzado en el uso de estos instrumentos de cobertura: Mercado Secundario, Resolución CREG 071 de 2006, la Demandad Descontable Voluntaria, Resolución CREG 063 de 2010 y la Generación de Última Instancia de Resoluciones CREG 071 de 2005, CREG 062 de 2007 y CREG 153 de 2011. Sin embargo, su reglamentación está en proceso, según las recomendaciones de (CREG 2012a).

- **Subastas de reconfiguración:** La iniciativa de utilizar los anteriores anillos de seguridad es de un agente generador y el costo que ello implique es asumido por él, sin posibilidad de trasladarlo a la demanda. En las Subastas de Reconfiguración es la CREG, en nombre de los usuarios del SIN, quien determina la necesidad de acudir a ellas en caso de detectar, con posterioridad a la Subasta para la Asignación de OEF, que para un año en particular se prevé un exceso o un déficit de energía firme (CREG 2006a). El precio que resulte de las Subastas de Reconfiguración, a diferencia de los demás Anillos de Seguridad, es remunerado por todos los usuarios del SIN.

La Subasta de Reconfiguración tiene un funcionamiento más simple que la Subasta para la Asignación de OEF. Se pueden tener subastas de reconfiguración de venta o de compra de OEF (Ver Figura 18) (CREG 2012b). Adicionalmente, son un mecanismo que se aplica después de la subasta de reloj descendente y cerca al inicio del período de compromiso.

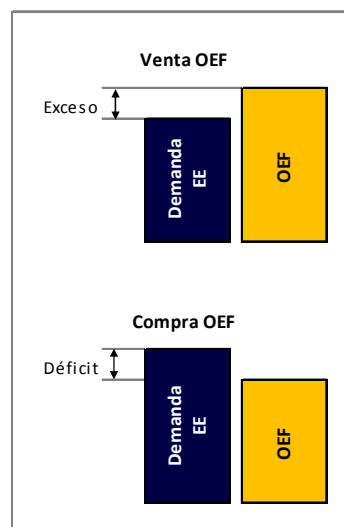


Figura 18. Tipos de Subastas de Reconfiguración.

(CREG 2012b)

Si se trata de una subasta de reconfiguración de venta de energía firme, cada generador que desee reducir su OEF envía en sobrecerrado la cantidad de ENFICC que quiere disminuir y el precio máximo al cual comprará esta reducción. El subastador selecciona a aquellos generadores con mayor disposición a pagar para eliminar o reducir su OEF (CREG 2006a). En esta subasta se busca



maximizar los ingresos a la demanda por la venta de los derechos correlativos a las OEF, lo que repercute en un menor costo de energía para los usuarios y el generador (CREG 2012b).

En el caso de las subastas de reconfiguración de compra, cada generador que disponga de ENFICC envía en sobre cerrado la cantidad de energía que está dispuesto a vender y el mínimo precio que espera recibir por ella. El subastador selecciona las ofertas más económicas para cubrir el déficit de energía firme calculado por la CREG (CREG 2006a). En esta subasta se busca minimizar los pagos que debe hacer la demanda por la compra de OEF adicionales para cubrir la demanda de forma confiable y el generador se beneficia con la venta de sus excedentes (CREG; 2012A).

Después de estudiar el nuevo mecanismo de cargo por confiabilidad, se pone de relieve su importancia dentro del Mercado Eléctrico Colombiano, en la medida que busca garantizar un nivel de confiabilidad en el sistema en períodos de escasez a través de la generación de incentivos a la inversión en capacidad de respaldo en el corto, mediano y largo plazo.

El mecanismo de cargo por confiabilidad ayuda a la transparencia en el reparto de los pagos por confiabilidad debido a que su asignación queda en manos de los propios generadores e inversionistas. A través de la implementación del modelo del NCC también se logra mayor eficiencia en la valoración de la confiabilidad en el sector, convirtiéndose en una solución satisfactoria al problema de garantizar la oferta de largo plazo, con una cantidad limitada de intervención regulatoria. Adicionalmente, con el nuevo mecanismo, la competencia entre agentes y la definición del producto, facilitan la fijación de precios.

Un componente clave del cargo por confiabilidad es el producto, cuyo diseño principal fue garantizar la firmeza de energía en el sector, mediante la creación de las OEF, las cuales son opciones financieras tipo *call* certificadas por activos de generación y que son asignadas a los generadores mediante una subasta de reloj descendente.

Con el fin de tener una cobertura adicional del riesgo de racionamiento, la CREG implementó dos medidas importantes; estableció penalidades a los generadores por el incumplimiento de las OEF, al mismo tiempo que creó los anillos de seguridad para facilitar el cumplimiento de las mismas.

## Capítulo 7. Tendencia de modelado en mercados de electricidad

### 7.1. Introducción

Para estudiar un problema enmarcado en la estructura de un sistema, es necesario recurrir a herramientas de modelado que permitan representar dicha estructura. Las herramientas de modelación con relación a la estructura han sido categorizadas en dos categorías: Metodologías duras (tales como los modelos de optimización tradicionales) y metodologías blandas (tales como los modelos de simulación). Convencionalmente los modelos de optimización han estado orientados al apoyo a la toma de decisiones en los procesos productivos (Ackoff, 2002) mediante modelos de estructura rígidos.

Para poder tratar con algunas de las limitaciones de las metodologías tradicionales de la investigación de operaciones, han ido tomando fuerza una generación de herramientas más flexibles y versátiles basadas en las aproximaciones blanda (modelos de simulación). Herramientas como la Simulación Basada en Agentes – SBA (Axtell, Axelrod, Epstein y Cohen, 1996) y la Dinámica de Sistemas - DS (Sterman 2000) permiten estudiar la interacción de los agentes en un sistema por medio de la realimentación de los efectos de las políticas y estrategias que guían los procesos para la toma de decisiones (Montoya 2004).

La evolución de los mercados de electricidad expuso a los mismos a un conjunto de riesgos mayores debido a la ausencia de experiencias y analogías (Lomi & Larsen 1999). En respuesta, se incrementó gradualmente la necesidad de metodologías y herramientas que soportaran las decisiones y ofrecieran un nivel de aprendizaje entre los agentes del sector (Larsen & Bunn 1999). Dicho fenómeno disparó a su vez el interés de la comunidad científica en la investigación sobre el sector, trayendo consigo un conjunto de aportes significativos para el mismo (Bunn 1994; Bunn & Larsen 1997).

Algunos de estos aportes se dieron en el análisis del poder del mercado, la competencia, mecanismos del mercado y en la planeación financiera y operativa, los cuales se vieron afectados de forma trascendental debido a la desregulación (Larsen & Bunn 1999). Cada uno de estos temas se abordó de diferentes formas con el objetivo de mitigar los riesgos a medida que evolucionara el sector. Uno de los enfoques utilizados por los agentes del mercado son las metodologías de planificación basadas en modelos, las cuales involucran modelos de optimización como programación lineal, simulación y predicción, entre otras (Dyner & Larsen 2001).

Lo anterior muestra que el sector energético ha sido tradicionalmente modelado (Dyner & Larsen 2001), pero adicionalmente los problemas que se han presentado a medida que van madurando los mercados, por ejemplo aquellos relacionados con el calentamiento global o la introducción de energías renovables para la generación de electricidad, estimularon, intensificaron y diversificaron la actividad analítica en el sector (Bunn & Larsen 1997). Bajo esta concepción, las investigaciones en el sector han sido dominadas principalmente por dos temas. Por una parte se encuentran las dificultades concernientes al financiamiento de nueva capacidad y en segundo lugar los problemas ambientales (Dyner & Bunn 1997).

## 7.2. Tendencias de modelado en los mercados de electricidad

Como se ha mostrado a lo largo del documento, la inexperiencia de los agentes de los mercados de electricidad como consecuencia de la transición de un esquema regulado a un modelo liberalizado y la imposibilidad de implementar estrategias de otros mercados similares debido a las características del sector, generó la necesidad de implementar mecanismos que ayudaran a soportar las decisiones del mercado, con un factor adicional y es la complejidad inherente a las interacciones entre los nuevos agentes del sistema.

Dichas metodologías se han enmarcado en diferentes tendencias de modelado, las cuales conllevan a otras discusiones sobre las ventajas potenciales de su base teórica, pero que en esencia se pueden agrupar entre metodologías blandas y metodologías duras de modelado, denominación que se asocia directamente con el enfoque de modelación y la posibilidad de representación de las características del mercado, sin embargo es un tema que se abordará con mayor detalle más adelante.

Ventosa et al. (2005) establece en su trabajo las tres mayores tendencias en el modelado de mercados de electricidad, las cuales se pueden enmarcar dentro de las metodologías blandas y duras que se han mencionado hasta el momento:

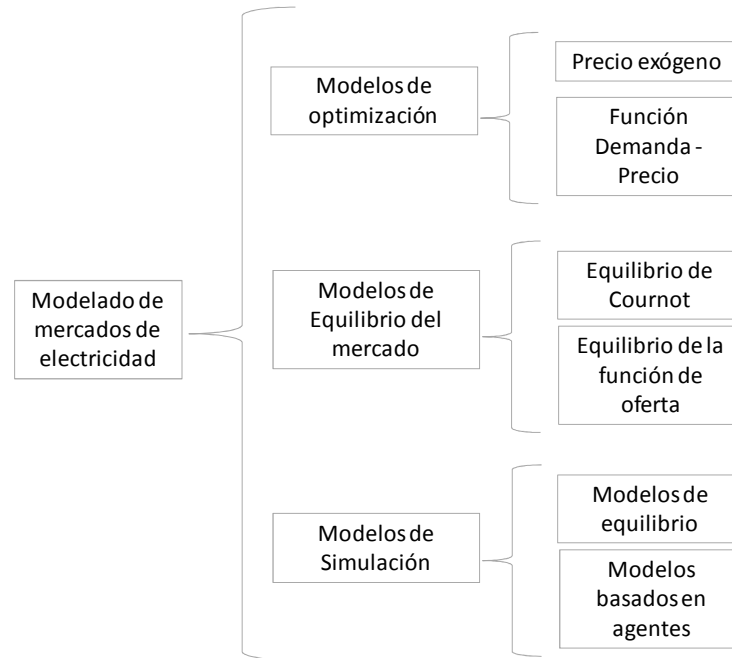
- Modelos de optimización.
- Modelos de equilibrio y
- Modelos de simulación.

Los mercados de electricidad han sido usuarios y promotores de varios aportes para la investigación de operaciones (Gary & Larsen 2000), en esta medida los modelos de optimización abarcando desde la programación lineal, integral, árboles de decisiones y predicción, han participado en varias áreas como la predicción de la demanda, planeación de mantenimientos y planeación de la inversión. Sin embargo, existe una amplia discusión acerca del éxito de dichos aportes, los cuales se atribuyen principalmente a la naturaleza del ambiente en el que se implementaron, es decir al mundo monopolístico estable donde la competencia no tenía lugar y un poco menos de incertidumbre financiera, dando lugar a los métodos “duros” de modelación (Dyner & Larsen 2001).

Por otra parte los modelos de equilibrio representan el comportamiento general del mercado teniendo en consideración la competencia de todos los participantes del mismo (Mariano Ventosa et al. 2005). Éstos se han desarrollado para orientar el diseño de los mercados para las industrias en proceso de desregulación y en su mayoría han sido exitosos en el apoyo a los responsables de la política reguladora, sin embargo, ha quedado un vacío en las herramientas y enfoques adecuados para guiar las políticas estratégicas en las organizaciones (Gary & Larsen 2000).

Finalmente, los modelos de simulación se presentan como una alternativa para los modelos de equilibrio cuando el problema en consideración es demasiado complejo para ser enmarcado en un modelo formal de equilibrio (Mariano Ventosa et al. 2005), ya que éstos incorporan la retroalimentación de la información a través de políticas de comportamiento, llenando ese vacío dejado por éstos últimos (Gary & Larsen 2000).

En la Figura 19 se puede apreciar una representación esquemática de la clasificación de tendencias de modelado planteadas por (Mariano Ventosa et al. 2005). Sin embargo, dentro de las tres tendencias de modelado que presenta el autor, se pueden identificar otras metodologías que han tenido acogida en el mercado, que ofrecen aportes significativos para el mismo y que pueden complementar ésta revisión.



**Figura 19. Representación esquemática de las tendencias de modelado en mercados de electricidad**

**(Mariano Ventosa et al. 2005)**

La Figura 19 como se mencionó anteriormente es una representación general de las tendencias de modelado. Según el problema que se estudie es posible señalar la mejor alternativa de modelado partiendo de las ventajas de cada esquema. Con relación a la manipulación computacional los modelos de equilibrio requieren métodos de programación matemática más complejos, mientras que los algoritmos de optimización ofrecen una capacidad de modelado más poderosa y reconocida. Por su parte los modelos de simulación proporcionan una forma más flexible de vincular el problema del mercado que los modelos de equilibrio, aunque se basan en supuestos particulares para cada estudio. (Mariano Ventosa et al. 2005)

No obstante Bunn & Larsen (1997), señalan que tradicionalmente los modelos desarrollados para los mercados de energía han implementado módulos basados en optimización y econometría como respuesta a las necesidades de evaluar diferentes políticas en áreas como la fijación de precios, crecimiento económico, impacto ambiental y recursos nacionales. Sin embargo, (Bunn 1994), señala que el proceso de desregulación en los mercados de electricidad ha generado desde una perspectiva de modelado, la necesidad de modelos analíticos que abarquen los modelos tradicionales de optimización, pero que se extiendan hacia cuestiones especulativas más “suaves” sobre la estrategia y regulación del mercado.

Como muestra de lo anterior y según lo que se mencionó en el capítulo 4, existen varias metodologías que soportan la planificación en los mercados de electricidad y que pueden ser evaluadas en varios niveles, sin embargo los más relevantes son la incertidumbre y compromiso de los recursos, con los cuales se puede clasificar varias metodologías de planificación basadas en modelos. La Tabla 7, muestra los métodos sugeridos en función de la incertidumbre y compromiso de los recursos.

**Tabla 7. Metodologías de planificación en función de la incertidumbre y compromiso de los recursos (Dyner & Larsen 2001)**

<i>Recursos</i>	<i>Entorno</i>	
	<i>Poca incertidumbre</i>	<i>Alta incertidumbre</i>
<b>Bajo riesgo</b>	Optimización	Simulación
	Predicción	Optimización
<b>Alto riesgo</b>	Optimización	Simulación
	Modelación financiera	Modelación financiera
	Predicción	Optimización
		Escenarios

Como se observa en la Tabla 7 a medida que aumenta el nivel de incertidumbre, los enfoques de optimización y metodologías “duras” de modelado necesitan ser complementadas con otros métodos de planificación como lo son los modelos de simulación, financieros y análisis de escenarios. Sin embargo, los modelos de optimización no se implementan de la misma manera que en el escenario de poca incertidumbre, convirtiéndose entonces en puntos de referencia para el proceso de planificación y en algunos casos como una entrada para el análisis de escenarios o modelos de simulación (Dyner & Larsen 2001).

Los modelos de optimización se caracterizan entonces por tener un alto nivel de detalle, en los cuales ocasionalmente se asumen un conjunto de variables como supuestos exógenos, que desde una perspectiva más amplia deben ser evaluadas como parte del modelo. Las interacciones entre el precio y la demanda y la realimentación del sistema, son ejemplos de elementos difíciles de modelar bajo este paradigma de optimización (Bunn & Larsen 1997).

Es por esto que las investigaciones posteriores al proceso de desregulación se enfocaron más a vincular modelos macroeconómicos como en desarrollar nuevas técnicas para el manejo de especificaciones más grandes y detalladas. A pesar de esto, como en todas las aplicaciones de modelación, el oportunismo de cada metodología depende del foco de análisis del problema. En concordancia, los métodos econométricos usan una gran cantidad de ecuaciones macroeconómicas que pueden proporcionar una amplia visión de la economía energética y determinar la demanda y los precios de una forma más endógena y en esta medida el sector energético ha sido representado de una forma completa a través de este enfoque. Sin embargo dichas representaciones siguen siendo ampliamente agregadas y dado que la metodología se basa en la estimación de series de tiempo, los modelos no son muy robustos en periodos de rápidos cambios estructurales (Bunn & Larsen 1997).

Finalmente el uso de los modelos de simulación tales como la Dinámica de Sistemas, permitieron especificar un conjunto de ecuaciones de comportamiento para todos los agentes que toman decisiones. Bajo este enfoque la filosofía de modelación se basó en una visión más holística del sistema en lugar del detalle, vislumbrándose como una fortaleza del mismo para los mercados de energía (Bunn & Larsen 1997).

Como una primera aproximación a la revisión de las principales tendencias de modelado en los mercados de electricidad, se plantea un esquema que resume algunas herramientas útiles bajo el nuevo esquema desregularizado. Dichas herramientas se centran en el desarrollo de estrategias en diferentes niveles de los mercados de electricidad y se presentan en la Tabla 8, teniendo como referencia el trabajo de (Dyner & Larsen 2001). El nivel de planeación que se define en la Tabla 8 hace alusión a los horizontes de planeación dentro de la organización, y se clasifican de la siguiente forma: Operacional (Corto plazo), Táctico (Mediano plazo) y Estratégico (Largo plazo).

**Tabla 8. Metodologías para la formulación de estrategias aplicadas al mercado después de la desregulación**  
(Dyner & Larsen 2001)

<b>Método</b>	<b>Nivel de planeación</b>	<b>Aplicaciones típicas</b>
Modelación con agentes	Operacional	Estrategia de ofertas
Dinámica de Sistemas	Táctico / estratégico	Estrategia de inversión y análisis de competencia
Análisis competitivo	Táctico / estratégico	Análisis de la industria y análisis de competencia
Modelación de riesgos financieros	Táctico / operacional	Contratación
Modelación financiera	Táctico / operacional	Precios y rentabilidad
Teoría de juegos	Operacional	Ofertas
Opciones reales	Estratégico	Decisiones de Inversión
Escenarios	Estratégico	Evaluación de estrategias de decisiones de inversión

Los modelos basados en agentes y la Dinámica de sistemas son métodos de simulación, la similitud entre ambos es que se centran en comprender las interdependencias del sistema pero existen diferencias significativas entre ambos. Por su parte los modelos basados en agentes son un método basado en la representación de los actores individuales en la industria, los cuales se pueden modelar de diferentes formas, desde reglas invariables de decisión, hasta algoritmos genéticos y redes neuronales. La dinámica de negocios es una metodología descriptiva de simulación de comportamiento, basada en el reconocimiento de la realimentación y retardos del sistema. Entre ambas metodologías, se resalta que los modelos basados en agentes se enfocan en los individuos de forma independiente, mientras que la Dinámica de Sistemas capta las situaciones con un nivel mayor de agregación (Dyner & Larsen 2001).

La dinámica de sistemas se vale de la construcción de diagramas causales para explicar un problema. Los diagramas causales capturan la estructura del sistema donde se presenta el problema. El problema es el que delimita la estructura del sistema a ser representada en el diagrama causal. El problema de decisión de inversión en la industria eléctrica presenta, en términos generales, una estructura similar a la que se presenta en aquellas industrias que operan bajo esquemas de mercado. En éstas, el precio se

forma como resultado del balance entre la disponibilidad y la demanda, lo que da origen a dos ciclos (Montoya 2004).

El análisis competitivo es considerado una estrategia de análisis tradicional, el cual analiza la industria más específicamente en mirar cómo se comporta la competencia y las capacidades del mercado. En otro lugar se encuentra la modelación financiera y de riesgos financieros que se desarrollaron, como sus nombres lo indican, para la aplicación en el sector financiero como herramientas para el control y comprensión de la evolución de una compañía. La teoría de juegos, es una metodología que se ha implementado principalmente para el desarrollo de estrategias de ofertas en los nuevos mercados y mercados de corto plazo, ésta metodología se basa en la teoría económica (Dyner & Larsen 2001).

Las opciones reales (adoptadas también por el sector financiero), en lugar de usar el tradicional Valor Presente Neto (VPN), la tasa interna de retorno u otras herramientas de presupuesto de capital para evaluar las inversiones, presentan un esquema para evaluar el momento óptimo de las inversiones.

La última de las metodologías tradicionales de modelación en los mercados de electricidad es la evaluación de escenarios, la cual se define como un esbozo de lo que se espera de los acontecimientos, usada básicamente para la evaluación de estrategias y políticas de la industria en el largo plazo donde el grado de incertidumbre es muy grande como para usar otras herramientas (Dyner & Larsen 2001). En contraparte, (Morecroft & Marsh 1997) expresan que la planeación con escenarios no es el camino para predecir o pronosticar el futuro, simplemente es el desarrollo de historias consistentes acerca de futuros alternativos. Un ejemplo de esta metodología se puede ver en el trabajo de (Blank & Ströbele 1997), los cuales muestran un modelo que refleja los aspectos importantes de la demanda energética y las condiciones de suministro en cien años, buscando identificar cómo tratar el problema de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

### **7.3. Aportes de varias metodologías a los mercados de electricidad**

La modelación del consumo de electricidad ha permitido mejorar la comprensión del impacto de los factores que gobiernan la evolución del consumo en el tiempo y dicho conocimiento ha sido capitalizado en la construcción de modelos de predicción en el corto, mediano y largo plazo (Abdel-Aal y Al-Gami, 1997), en los que se consideran horizontes de hasta un mes, hasta un año y hasta treinta años respectivamente. Desde un punto de vista institucional, la predicción de corto plazo se utiliza para planificar la operación del sistema, mientras que la predicción de largo plazo se usa como un insumo en las decisiones de expansión en la capacidad de generación y del sistema de distribución (AlSabayEl-Amin, 1999) (Franco et al. 2008).

En la práctica, estos modelos formales para representar la evolución de la demanda de electricidad han resultado de mucha utilidad, ya que ayudan a los analistas a hacer sus supuestos explícitos y a contrastar las teorías con el mundo real. No obstante, la gran cantidad de simplificaciones en estos modelos y la incertidumbre inherente a los sistemas energéticos generan errores considerables en las proyecciones, las cuales deben ser revisadas constantemente (Franco et al. 2008).

Franco et al. (2008) en su estudio sobre la caracterización de la demanda de electricidad en Colombia usando un modelo de componentes no observables, presenta un resumen sobre varios estudios representativos del modelado y predicción del consumo de electricidad. Ellos encontraron que los métodos más usados para explicar el comportamiento de la demanda son: regresión multivariada, cointegración, funciones de transferencia y modelos ARIMA; estos estudios han demostrado que la demanda depende en gran medida de la temperatura, el tamaño de la población, el crecimiento económico y el precio de la electricidad. Adicionalmente, encontraron que las predicciones se hacen para varias escalas de tiempo, según las necesidades del agente: anuales, trimestrales, mensuales, diarios e incluso por horas. Recientemente, Benavente, Galetovic, Sanhueza y Serra (2005) desarrollaron un método de paneles dinámicos con datos mensuales y procesos de ajuste no instantáneos y estimaron la elasticidad demanda residencial-precio. Así mismo, algunos estudios han demostrado que la respuesta de la demanda ante variaciones en sus determinantes puede ser no lineal.

Por su parte Ventosa et al. (2005) presenta un resumen de las publicaciones más relevantes en los mercados de electricidad, su aporte se enfoca en el modelado del mercado de generación de electricidad trabajando específicamente en aquellos modelos que combinan una representación detallada del sistema físico con el modelado racional del comportamiento de las firmas en un esquema de competencia.

Modelar el poder del Mercado ha sido una de las problemáticas con mayor participación en la revisión del estado del arte. A partir de estos enfoques se ayuda a explicar los factores que controlan el ejercicio del poder de mercado. Sin embargo, los modelos desarrollados no son necesariamente acertados como para generar predicciones, esto se debe a que el poder del mercado involucra un comportamiento estratégico de varios competidores. (Steven Stoft 2002).

Con relación a los diferentes enfoques metodológicos que se han comentado hasta el momento es posible estructurar una revisión que abarque infinidad de casos asociados a los mercados de electricidad, ya que como se ha mencionado, el mercado en estudio despertó un apetito particular de diferentes expertos. Sin embargo, a continuación se presenta una pequeña revisión de algunos trabajos que permiten dar evidencia de las aplicaciones reales de los diferentes enfoques que se han discutido.

**Tabla 9. Estado del arte de aplicaciones en mercados de electricidad con diferentes metodologías**

<b>Autor</b>	<b>Metodología</b>	<b>Uso en el mercado</b>	<b>Descripción</b>
(Gronhheit 1997)	Programación lineal	Análisis de política energética	Se describe el modelo EFOM (Energy Flow Optimization Model), el cual se usó en este trabajo para estudiar las estrategias de reducción de CO <sub>2</sub> en el sector eléctrico, centrándose en las condiciones cambiantes del mercado en la elección de nuevas unidades de generación y selección de combustibles.
(Islam 1997)	Programación matemática y modelos de econometría	Análisis de política energética	Se plantea un modelo para la planeación de la política energética para la economía Australiana que permite representar las características institucionales del mercado y evaluar estrategias en el sector.



(Kydes & Shaw 1997)	Sistema modular	Análisis de política energética	Se presenta la herramienta NEMS (National Energy Modelling System), usada para el análisis y predicción en el departamento de energía de Estado Unidos. Su aplicación abarca temas como la seguridad energética, mejoras en la eficiencia en la producción de energía, tecnologías de consumo, reformas en el sector del gas natural y el uso de recursos renovables en el mercado.
(Deb et al. 2000)	Simulación Monte Carlo	Análisis de Riesgos	Pronóstico del precio y análisis de la volatilidad para la bolsa de energía de California.
(Chan & Gray 2006)	Teoría del valor extremo	Análisis de Riesgos	Modelo que combinado con la teoría del valor extremo, genera una estimación más exacta para el valor en riesgo de los inversionistas.
(Velásquez 2008)	Técnicas de inteligencia artificial y análisis estadístico de series de tiempo	Predicción de precios	Análisis y construcción de modelos para la predicción de precios de electricidad en los mercados de Brasil y Colombia.
(Hong 2010)	Algoritmos evolutivos	Predicción de la demanda	Modelo de predicción para la demanda de energía a través de algoritmos evolutivos.
(Wang et al. 2010)	Modelo jerárquico de decisiones	Evaluación de recursos renovables	Identificación de alternativas renovables en el mercado a través de un índice de preferencias en el mercado según el criterio de expertos.
(Sharan & Balasubramanian 2012)	Modelo de optimización	Expansión de la capacidad.	Modelo de planeación de la expansión para un sistema integrado de transmisión y generación, considerando costos de capital de las unidades de generación y transmisión, así como los costos de los combustibles.
(Choi & Thomas 2012)	Modelo de optimización	Expansión de la capacidad.	Determinación del plan del plan de inversión y operación de mínimo costo para la capacidad de generación de un sistema eléctrico, introduciendo respuestas de la demanda y variaciones en el precio.

### 7.3.1. Dinámica de Sistemas

Por su parte, la Dinámica de Sistemas ha tenido una larga tradición en las aplicaciones para los mercados de energía, ya que desde su desregulación, ésta jugó un rol importante para los mercados en transición con desbalances estratégicos, toda vez que ayudó a comprender los procesos que forjarían la evolución del mercado (Bunn et al. 1997 ;Vlahos & Bunn 1998).Bajo esta concepción la Dinámica de Sistemas comienza su trayectoria cerca de 1970 en el campo de los mercados de energía(Nail 1992).

Los trabajos pioneros de Naill (1980), Ford y Youngblood (1982), mostraron el amplio potencial de esta metodología aplicada a problemas en el campo de la energía. Los trabajos de Bunn y Larsen (1992a), Bunn y Larsen (1992b) y Dyer (1996) y utilizaron por primera vez modelos de dinámica de sistemas para estudiar la introducción del mercado y la competencia en sistemas eléctricos. El uso extensivo de la dinámica de sistemas en campos que combinan la ingeniería y las ciencias sociales ha probado ser exitoso hasta el momento. Esta versatilidad ha permitido estudiar muchos de los problemas que aparecen por los cambios desatados por la liberación y la introducción de la competencia en los mercados de electricidad (Montoya 2004).

Sin embargo dada la gran importancia que han adquirido los modelos de dinámica de sistemas estos no han estado exentos de algún criticismo, como por ejemplo el procedimiento de cuantificación de variables que tradicionalmente han recibido descripciones de tipo cualitativo. Sin embargo, la fortaleza de la dinámica de sistemas reside en que es una de las pocas herramientas que puede tener en cuenta no solo las estructuras de realimentación y los retardos que ocurren en un sistema sino que también permite modificar la estructura en la medida en que los componentes del sistema lo requieran.

La evolución de los mercados de electricidad, como se ha mencionado anteriormente, afectó de manera trascendental el conocimiento de sus participantes sobre cómo operar el mercado en el corto plazo y gestionar estrategias en el futuro. Las propuestas diseñadas en los mercados basadas en la Dinámica de sistemas, ofrecieron una forma atractiva de comprender cómo podrían evolucionar varios aspectos en el nuevo esquema desregulado (Larsen & Bunn 1999).

Uno de los primeros aportes es el de COAL2 creado para el gobierno de los Estados Unidos (Nail 1977, 1992, et al. 1992), el cual a su vez se convirtió en la base para FOSSIL2 usado para preparar las proyecciones para el análisis de la política energética en el departamento de energía de los Estados Unidos (Nail 1992). A partir de esto, se desencadenaron otra serie de estudios dentro del mercado Estadounidense, dentro de las cuales se incluyen: La propuesta de Ford (1983) para la evaluación de políticas, inversión e incertidumbre Ford (1985), conservación Ford y Bull (1989). Otros estudios incluyen aspectos más generales de los sistemas de energía Sterman (1983) y el efecto de agentes externos sobre el desempeño de las utilidades (Geraghty and Lyneis 1985) y la evaluación del desempeño de todos los servicios públicos (Lyneis 1994).

Otro conjunto de modelos ha sido desarrollado para investigar partes de la industria Europea de electricidad entre ellos un modelo para la sustitución de combustibles para los países de la OECD (Moxnes 1990). En el Reino Unido los modelos han sido usados para investigar problemas relacionados con la privatización de los mercados de electricidad (Bunn and Larsen 1992; 1994; Bunn, Larsen and Vlakos 1993). Sobre el sistema francés también se han explorado algunas aplicaciones (Roche 1989), mientras que en Europa oriental se han encontrado modelos que combinan la econometría y la Dinámica de Sistemas (Backus 1994). Fuera de Europa se han encontrado otros estudios: Argentina (Rego 1989), Colombia (Dyner Smith y Peña 1993), India (Chowdhurg and Sahu 1992) y Nueva Zelanda (Bodger and May 1992). (Bunn y Larsen 1997), presentan un trabajo que incluye una serie de trabajos en Dinámica de sistemas aplicados al sector.

Bajo la metodología de Dinámica de Sistemas, han sido varios los aportes presentados para los mercados de electricidad en la literatura. Vélez (2004) plantea un micromundo que representa el esquema básico de comercialización y generación de electricidad en el Reino Unido, con el cual se buscaba generar un ambiente de aprendizaje y evaluar las fortalezas y debilidades del nuevo esquema de electricidad denominado NETA (*New Electricity Trading Arrangements*).

En la

Tabla 10, se presenta una revisión de algunos trabajos que se han desarrollado con base a la metodología de dinámica de sistemas, que al igual que los otros enfoques de simulación ha abordado varios interrogantes del mercado, tomando una participación y acogida interesante en el mercado.

**Tabla 10. Estado del arte de las aplicaciones en mercados de electricidad con Dinámica de Sistemas**

Autor	Uso en el mercado	Descripción
(Nail 1992) citando a (Nail 1977)	Análisis de política energética	Los trabajos de Nail (1977) presentan el desarrollo de las herramientas COAL2 y FOSSIL1, usados para la evaluación del plan nacional de energía en Estados Unidos, los cuales constituyen la base de FOSSIL2 desarrollado años después.
(Ford 1983)	Análisis de política energética	Planteamiento de un modelo para probar el efecto de diferentes políticas sobre el mercado de electricidad de Estados Unidos.
(Ford & Bull 1989)	Análisis de política energética	Análisis de los incentivos para la inversión en medidas que mejoren la eficiencia del uso de la electricidad.
(Nail 1992)	Análisis de política energética	Se presenta la herramienta desarrollada para el departamento de energía de los Estados Unidos, FOSSIL2, usada para preparar las proyecciones para el análisis de la política energética.
(Nail et al. 1992)	Análisis de política energética	Evaluación de políticas para mitigar el efecto del uso de la energía sobre el calentamiento global. Se mide el impacto de los incentivos para la implementación de tecnologías más eficientes en la generación de electricidad.
(Bunn et al. 1997)	Comportamiento estratégico	Se evalúa el poder del mercado disertando sobre la capacidad de un generador dominante para lograr, dado su tamaño y habilidad, negociar tanto en el mercado <i>spot</i> de electricidad como en el de gas.
(Wood & Geinzer 1997)	Análisis de política energética	Se plantea un modelo para desarrollar el plan de acción del cambio climático en los Estados Unidos. Este modelo tuvo una larga tradición en el soporte de políticas para las investigaciones de largo plazo en el balance de la oferta y la demanda con énfasis en el área de conservación.
(Morecroft & Marsh 1997)	Comportamiento estratégico	Desarrollo de un modelo para entender el mercado del petróleo a través del aprendizaje colectivo de los agentes del mercado facilitando el pensamiento estratégico de los mismos.
(Lyneis 1997)	Análisis de riesgos y comportamiento estratégico	Modelo desarrollado para que las empresas de servicios públicos, entre ellas los mercados de electricidad, puedan comprender las consecuencias de las inversiones futuras ante cambios estructurales significativos y desarrollar estrategias competitivas en el mercado.
(Vlahos & Bunn 1998)(Islam 1997)	Comportamiento estratégico	Modelo desarrollado para estudiar el comportamiento competitivo de los compradores y vendedores en el mercado de electricidad del Reino Unido. El modelo se desarrolló en una plataforma que integra el diseño orientado a objetos, la Dinámica de Sistemas y en términos de representación temporal se basa en la especificación de eventos discretos.
(Franco et al. 2000)	Comportamiento estratégico	Desarrollo de un micromundo para el mercado de electricidad colombiano, con el objetivo de soportar el entrenamiento de los comercializadores y del aprendizaje organizacional de las actividades relacionadas con la electricidad.
(Dyner et al. 2009)	Comportamiento estratégico	Se presenta un modelo desarrollado con Dinámica de Sistemas y Teoría de juegos, con el objetivo de crear una mejor comprensión entre los comerciantes potenciales de electricidad y los posibles riesgos y recompensas inherentes a la comercialización.

### **7.3.2. Modelos de optimización**

En general, los modelos de optimización aplicados a los mercados de electricidad, corresponden a enfoques basados en el problema de maximización de los beneficios de una empresa. Estos modelos toman en cuenta las limitaciones operativas del sistema de generación de una empresa, así como el proceso de generación de equilibrio en los precios. De acuerdo con la manera en que se representa este proceso, estos modelos se pueden clasificar en dos tipos: cuando el precio se modela como una variable exógena y cuando el precio se modela como una función de la demanda suministrada por la empresa en estudio (Mariano Ventosa et al. 2005).

### **7.3.3. Modelos de equilibrio**

Las aproximaciones que consideran explícitamente el equilibrio del mercado en un marco de programación matemática tradicional, se consideran en la categoría de los modelos de equilibrio de mercado. En esta categoría se conocen dos subdivisiones, la más conocida se basa en la competencia de Cournot, en las cuales las firmas compiten en estrategias de cantidad, mientras que el segundo enfoque se basa en la función de equilibrio de la oferta y se considera con mayor nivel de complejidad que la anterior. Sin embargo ambas clasificaciones se basan en el equilibrio de Nash (El mercado logra su equilibrio cuando la estrategia de cada empresa es la mejor respuesta a las estrategias de sus competidores) (Mariano Ventosa et al. 2005).

Las publicaciones implementadas en esta categoría se concentran en cuatro áreas principalmente: análisis del poder del mercado, coordinación hidrotérmica, la influencia de las redes de transmisión, representación de los precios de la electricidad y la evaluación del riesgo (Mariano Ventosa et al. 2005).

Una de las ventajas de este enfoque con relación a los modelos tradicionales de competencia imperfecta es que los modelos desarrollados parecen apropiados para predecir los precios de la electricidad en el mediano plazo, sin embargo su planteamiento matemático es difícil de comprobar y se requieren métodos numéricos para resolver el sistema de ecuaciones diferencias que se plantea en cada modelo, lo cual incrementa el coste computacional de éste enfoque.

De acuerdo con el modelo de Cournot, los ofertantes escogen su nivel de salidas y luego el precio del mercado se determina por la interacción de la oferta agregada y la curva de demanda del mercado. Los economistas modernos describen el modelo de Cournot como un juego cuyo resultado es del tipo conocido como equilibrio de Nash. Dentro del marco de la teoría de juegos los jugadores del juego de Cournot son ofertantes en el mercado y cada uno tiene permitido realizar solo un movimiento en el cual selecciona una cantidad resultante  $q$ , y la meta de cada jugador es maximizar las utilidades por vender dicha cantidad al precio de equilibrio de mercado y cubriendo sus costos de producción. (Steven Stoft 2002)

Por otra parte se encuentra el modelo basado en la competencia de Cournot, en el cual los participantes escogen sus cantidades resultantes u oferta del mercado. El precio es determinado por la

oferta total y la curva de demanda de los consumidores. Los ofertantes maximizan sus utilidades teniendo como supuesto que todos los demás competidores van a mantener sus ofertas constantes. (Steven Stoft 2002)

Lo anterior define el mecanismo del juego, pero existe un elemento crucial, el cual se relaciona con el conjunto de información. Cada competidor tienen su propio conjunto de información, pero el modelo de Cournot asume que todos los miembros tienen la misma información incluyendo el conocimiento de la función de la demanda del mercado y los costos de producción de los demás jugadores. En un mercado de varios competidores la participación de cada uno es definida como la salida del ofertante dividida la salida total del mercado. Mientras mayor sea la participación de un competidor mayor será su margen de beneficio sobre el costo marginal (Steven Stoft 2002).

#### **7.3.4. Modelos de simulación**

En general, los problemas relacionados con mercados de electricidad se pueden considerar complejos. Los modelos de simulación son entonces una alternativa que se sobrepone a los modelos de equilibrio cuando el problema en consideración es demasiado complejo. Los modelos propuestos bajo este enfoque representan la dinámica de las decisiones estratégicas de cada agente del sistema a través de un conjunto de reglas que responden a diferentes comportamientos del mercado (Mariano Ventosa et al. 2005).

Una de las mayores ventajas de este enfoque es la flexibilidad para implementar casi cualquier tipo de comportamiento estratégico, sin embargo ésta libertad también requiere que los supuestos involucrados en los modelos sean justificadas teóricamente (Mariano Ventosa et al. 2005).

En este enfoque se pueden identificar varias metodologías en la literatura: Modelos basados en agentes, entre otros (Mariano Ventosa et al. 2005).

#### **7.4. Estado del arte en señales de expansión de generación en mercados de electricidad**

Para las empresas de generación, es muy importante poder analizar y modelar el comportamiento del mercado con el fin de tomar decisiones con el mayor nivel de información. Esto es válido para el caso de las empresas existentes, los posibles nuevos inversores o cualquier entidad interesada en el mercado de la electricidad (Ramos et al. 1999). En esta medida, existe una serie de estudios relacionados con el desempeño competitivo de los mercados de electricidad, sin embargo, se ha prestado menos atención a la eficiencia y confiabilidad a largo plazo, específicamente en el área de la inversión en generación (Nils-Henrik & Harbord 1997; Murphy & Smeers 2005; Grobman y Carey, 2001; J. E. Salazar 2008).

En lo concerniente a las investigaciones que se encuentran relacionadas con las señales de expansión de generación en mercados de electricidad, se pueden identificar estudios desde diferentes enfoques y se han visto involucrados con herramientas bastante complejas (Murphy & Smeers 2005).

Desde los primeros desarrollos en los modelos con Dinámica de Sistemas para los mercados de electricidad, se han implementados sistemas que como bien lo plantea (Ford & Bull 1989) y (Wood & Geinzer 1997), desarrollan la integralidad del mercado buscando medir los impactos de las políticas energéticas en todos los ámbitos donde se pueda generar algún tipo de consecuencia. Parte de esta integralidad evalúa el impacto económico de los agentes involucrados en el mercado y sus decisiones de inversión, para lo cual se definen módulos que representan la planeación de la expansión de la capacidad, donde se miden factores como los riesgos asociados al suministro de energía, la tasa de retorno de los inversionistas, evaluación de señales de expansión, entre otros. En varias investigaciones (Ford 1983), (Ford & Bull 1989), (Nail 1992) y (Wood & Geinzer 1997), se pueden identificar la implementación de éstos módulos para la expansión de la capacidad, su aplicación en diferentes mercados y para la evaluación de diferentes políticas.

El trabajo de (Bunn & Larsen 1992b) plantea un modelo de simulación con Dinámica de Sistemas para evaluar la volatilidad del margen de reserva, las variaciones en la probabilidad de pérdida de carga y los diversos escenarios de participación en los mercados de Inglaterra y Gales con el fin de evaluar el comportamiento de la inversión en capacidad de cada uno de los participantes del mismo. Bajo la misma metodología (Bunn & Larsen 1994) muestran el aporte de los modelos de Dinámica de Sistemas para identificar elementos relevantes sobre la regulación de un nuevo enfoque de mercado debido al proceso de desregulación, profundizando en el efecto de los pagos por capacidad en las señales de expansión del mercado a partir de los incentivos de inversión que se generan entre los participantes del mismo.

Otras aportes como el de (Bunn et al. 1993), describen el uso de dos enfoques metodológicos de modelado en mercados de electricidad (optimización y Dinámica de Sistemas) para la planeación de la expansión de la capacidad, trazando los problemas y las consecuencias de la privatización sobre la inversión. Por su parte el enfoque de optimización plantea su aporte en la evaluación de los efectos de la transferencia de propiedad (del sector público al privado), mientras que la Dinámica de Sistemas evalúa el comportamiento de la estructura competitiva del mercado.

Más adelante en su trabajo (Ford 1999) describe un modelo diseñado con Dinámica de Sistemas para simular el potencial de los ciclos de inversión en los mercados de electricidad al occidente de Estados Unidos, representando principalmente los mecanismos que dan lugar a los ciclos de construcción. Posteriormente se introducen pagos por capacidad dentro del modelo evaluando su efecto sobre los ciclos de inversión, con lo anterior se concluyó que un pago por capacidad constante puede convertir un sistema inherentemente inestable a uno estable.

(Gary & Larsen 2000) exaltan las capacidades de la dinámica de sistemas y las falencias que ésta metodología permitió complementar con relación a los modelos de equilibrio. En su trabajo, se presenta un modelo desarrollado para examinar las consecuencias a nivel de rendimiento de las políticas de inversión en capacidad de generación en el sector eléctrico desregulado del Reino Unido. El modelo captura de manera explícita las políticas de decisión según la racionalidad limitada de los directivos de la industria, evitando los supuestos de equilibrio.

Un aporte presentado desde el enfoque de los modelos de equilibrio se pueden ver con mayor detalle en el trabajo de (Mariano Ventosa et al. 2002), los cuales presentan dos enfoques diferentes para modelar la planeación de la expansión de la capacidad en los mercados de electricidad bajo

condiciones de competencia imperfecta. Ambos enfoques consideran un mercado, en el cual las empresas compiten por cantidades como en el juego de Cournot Nash. En el primer enfoque, el equilibrio de Cournot Nash define un conjunto de precios, cantidades y la capacidad de generación nominal de las plantas y todas las empresas van definiendo su capacidad de generación y las nuevas inversiones de capacidad. En el segundo enfoque existe una sola empresa que lidera y anticipa los comportamientos de las otras firmas, lo cual se modela con programación matemática con restricciones de equilibrio.

En otra instancia, Botterud & Korpas (2004) hacen uso de programación dinámica estocástica para identificar una estrategia óptima de inversión en generación cuando el objetivo es maximizar el beneficio esperado de un mercado eléctrico descentralizado. Ellos asumen que el precio promedio de la electricidad durante todo el año, es una función de la fracción promedio de carga a la capacidad promedio disponible y que existe una relación funcional entre el precio promedio y la volatilidad en el precio *Spot*.

Un enfoque particular de modelado en mercados eléctricos, es el propuesto por Gnansounou & Dong (2004), donde se propone un modelo basado en agentes específicamente diseñado para apoyar las actividades de planificación descentralizada en los mercados eléctricos. Los agentes simulan el nivel de planificación y la operación, estos están diseñados de tal forma que permiten las posibles colisiones entre los agentes del mercado. Además, el modelo puede ser utilizado en otras perspectivas, por ejemplo, para ayudar al organismo regulador a garantizar la seguridad del suministro o para ayudar a un agente productor en nueva decisión de inversión en capacidad.

Por su parte en Gorenstin et al. (1993), describe una metodología para la planificación de la expansión de los sistemas de energía en virtud de varios factores de incertidumbre como el crecimiento de la demanda, los costos de combustible, la demora en la finalización del proyecto, las limitaciones financieras, entre otros. La solución se basa en técnicas de optimización estocástica, análisis de decisión, y multiobjetivo, y finalmente se discute un caso de estudio con el sistema brasileño.

Posteriormente, (Murphy & Smeers 2005), analizan tres modelos de expansión de la capacidad en el contexto de un mercado desregulado. El primero modelo es de competencia perfecta, el cual como su nombre lo indica asume que el mercado se encuentra en competencia perfecta. El segundo es un modelo de Cournot de ciclo abierto, el cual representa un mercado donde los compromisos de suministro de electricidad se hacen simultáneamente sobre las inversiones y los contratos de ventas, es decir, un mercado basado en acuerdos de compra de energía. Y finalmente, el tercer modelo representa a la industria como un mercado organizado alrededor de plantas de generación que satisfacen de manera eficiente la demanda total del sistema (Considerando la existencia de un mercado *Spot*), lo cual se reduce a un problema de equilibrio de capacidad sujeto a restricciones sobre la generación.

## **7.5. Aportes para el mercado colombiano**

Después de adoptar un esquema de desregulación similar al británico, el mercado colombiano experimentó una serie de cambios que llevaron a que la situación del mismo fuera abordada desde

una perspectiva que permitiera manipular y analizar ampliamente el comportamiento y la evolución de las particularidades del sector (Dyner & Bunn 1997).

Sin embargo, el mercado contaba con una serie de obstáculos, tales como la carencia de información sobre el nuevo esquema, lo cual es una condición con la que nuevos mercados desregulados se iniciaron en el sector (Gary & Larsen 2000). En consecuencia las propuestas metodológicas que se implementaran para analizar las políticas sobre el sistema, debían considerar las experiencias de otros países.

En un caso particular, dado que el mercado colombiano compartía el esquema del mercado británico, era posible personalizar arquetipos de modelos desarrollados con Dinámica de Sistemas desarrollados para entender el sistema del Reino Unido, investigando que comportamientos similares se podían exhibir en el mercado colombiano (Dyner & Bunn 1997).

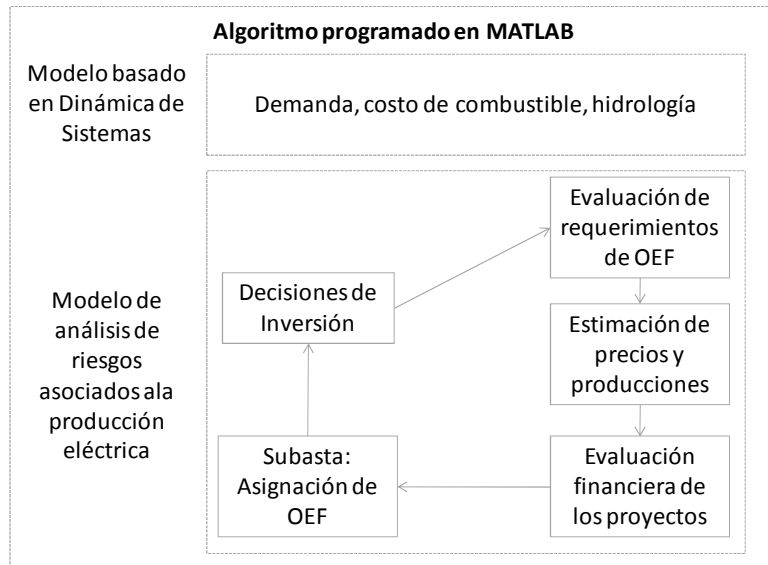
Uno de los primeros aportes sobre el sector, se puede explorar con más detalle en el trabajo de (Dyner & Bunn 1997). En éste, se plantea una plataforma desarrollada con Dinámica de Sistemas que respondió a la necesidad de implementar estructuras genéricas, modulares, adaptables y portables, capaces de soportar el proceso de análisis del mercado colombiano y la medición del impacto de la implementación de políticas sobre el mismo.

#### **7.5.1. Modelos desarrollados para el cargo por confiabilidad**

(J. E. Salazar 2008) plantea un modelo para el cargo por confiabilidad basado en las tesis de (Batlle 2002 y Sánchez, 2008), quienes desarrollan en orden de aparición un modelo de análisis de riesgos asociados a la producción eléctrica, el cual se utiliza para la simulación de la participación de los agentes del mercado, incorporando un módulo adicional para la modelación de las subastas del cargo por confiabilidad. Por su parte, siguiendo los planteamientos del trabajo del segundo autor (Sánchez, 2008), se modela de forma exógena otras fuentes de incertidumbre para la estructuración completa del mercado y del comportamiento de los agentes del mismo, tales como lo son: la demanda, costos de combustible y los aportes hidráulicos de energía, para esto, se cuenta con un modelo basado en Dinámica de Sistemas.

En la Figura se muestra un esquema general de la estructura del modelo planteado por (J. E. Salazar 2008), en cual se hace evidente la influencia de la modelación basada en un análisis de riesgos para soportar las decisiones de inversión de los agentes del mercado en las Obligaciones de Energía Firme y en un nivel superior se encuentra la modelación de otras variables que se requieren para completar la estructura general del sistema, lo cual se modela a partir de Dinámica de Sistemas. Finalmente, se plantea un algoritmo en MATLAB, el cual asocia los resultados obtenidos a partir de ambas metodologías.





**Figura 20. Esquema general de modelación.**

(J. E. Salazar 2008)

Po su parte, Restrepo et al. (2012), plantean un análisis de la seguridad en el suministro de electricidad en Colombia, considerando el esquema de cargo por confiabilidad. Para esto se realizará una simulación de escenarios posibles del comportamiento futuro de oferta y demanda. Con la simulación se pretende establecer la diferencia entre la oferta y demanda comparada con el comportamiento histórico de los últimos años.

En general la estructuración de los modelos mencionados anteriormente presentan un alto nivel de detalle sobre cada segmento estudiado, y esta necesidad de detalle es común en los mercados de electricidad, en los cuales se identifica una fuerte tradición de ingeniería en el uso de modelos para el apoyo a la toma de decisiones, para los cual es importante sustentar un nivel de credibilidad entre aquellos que se apoyan en dichos modelos para tomar las decisiones reales. Sin embargo, es importante señalar que en ciertos casos cuando se tiene claramente limitado el alcance de los modelos con relación a adquirir conocimientos generales sobre determinado sistema, es posible limitar en la misma medida el tamaño del modelo y por ende el nivel de detalle del mismo (Bunn et al. 1997).

## Conclusiones

Los mercados de electricidad han tenido cambios trascendentales en su estructura evolucionando de un ambiente conocido de los mercados centralizados, a un entorno exponencialmente incierto y complejo de los mercados desregulados. Esto, Además de comprometer a los agentes involucrados en el mercado a generar un proceso de adaptación estratégico, ha involucrado como tal la estructura completa, lo cual conlleva a fomentar estructuras fuertes en diferentes aspectos del sector. Un elemento que favorece a los mercados de electricidad, es la experiencia de otros mercados, dado que el aprendizaje adquirido en los mismos se convierte en un conocimiento reforzado para los nuevos retos afrontados por los mercados de electricidad.

La transición del esquema regulado (Monopolio) al desregulado (Modelo competitivo), representó un sacrificio de elementos que se tenían controlados por el Estado pero que no iban en pro de la confiabilidad del sistema, aspecto que se debe considerar prioritario a la hora de hablar de un bien necesario para la sociedad. Uno de los elementos que soportan este argumento, radica en esencia en la concentración de la inversión únicamente en el Estado, quién no posee una fuente ilimitada de recursos para ampliar la capacidad de generación de electricidad.

Para el caso colombiano, resulta importante comprender el funcionamiento de otras estructuras de mercado, particularmente de mercados desarrollados, ya que a partir de estas experiencias el sistema colombiano ha buscado oportunidades para la evolución y mejoramiento del mismo. Bajo esta perspectiva, se ha identificado que el aprendizaje a partir de experiencias ha sido un factor recurrente en los mercados de energía, sobretodo partiendo del desconocimiento de los problemas emergente de cada una de las particularidades del sector. En esta medida, se identifica en el mercado de electricidad colombiano unos factores interesantes que se desarrollaron en este trabajo, los cuales representan los cimientos fuertes que tiene el mercado y sobre los cuales se han podido construir experiencias con mecanismos como el cargo por confiabilidad.

Con relación a la confiabilidad de los mercados de energía se puede plantear que éstos presentan singularidades que deben ser analizadas con detalle. Por una parte la provisión de energía eléctrica requiere inversiones grandes con lo cual se pone en consideración la evaluación del riesgo de los inversionistas sobre sus retornos de capital, por otra parte las plantas de producción toman un tiempo significativo en ser instaladas para iniciar operaciones, situación que afecta primordialmente la medida de confiabilidad en el mercado y que se encuentra condicionada por los ciclos del mercado, en los cuales simultáneamente se pueden manifestar riesgos operativos que exigen tener provisiones adicionales en el mercado. Finalmente la electricidad es un bien esencial que no puede ser remplazado fácilmente en la sociedad, argumento que ratifica la necesidad de contar con mecanismos que garanticen las condiciones de inversión y expansión de la capacidad de forma eficiente. Adicionalmente, en este mercado se tranza un producto cuyas características físicas hacen que deba ser consumido en el momento en que se produce, debido a que no es posible almacenarlo. De acuerdo con esto, el mercado debe balancear oferta y demanda en tiempo real, lo que implica contar con la disponibilidad de generadores de respaldo.

Una de las características de los mercados de electricidad es la falta de experiencia con la que ha contado el sector desde que se hizo la transición a los mercados desregulados. Sin embargo, la posibilidad de compartir la esencia del riesgo con otros sectores, ha permitido implementar instrumentos y herramientas que facilitan la mitigación del riesgo en el mercado y a su vez se generan estrategias que potencian los beneficios de los inversionistas. Uno de los mercados base para la referenciación de dichos mecanismos ha sido el mercado financiero, con el cual se ha tenido la posibilidad de adoptar el mercado de derivados además de otras herramientas que permiten la evaluación del riesgo.

El problema de la planificación de la expansión de la capacidad de generación se ha convertido en uno de los ejes fundamentales de los mercados de electricidad. Éste tema ha implicado el análisis desde diferentes perspectivas tales como: impactos regulatorios, influencias políticas, manejo del riesgo del mercado, entre otros, pero en cada dimensión se busca determinar el equilibrio entre los requerimientos de corto y largo plazo del mercado. En consecuencia, surgen un conjunto de mecanismos que son la respuesta a las necesidades de cada mercado, el cual a su vez identifica las posibles mejoras y adaptaciones que puedan ayudar a tratar los riesgos latentes inherentes a su estructura.

El Cargo por Confiabilidad es un mecanismo de mercado basado en la competencia que busca garantizar un nivel de confiabilidad en el sistema en períodos de escasez a través de la generación de incentivos a la inversión en capacidad de respaldo. Este modelo busca hacerlo mediante la estabilización del flujo de caja de los generadores y la reducción del riesgo de inversión que asume un generador de respaldo, a quien le es muy difícil recuperar los costos de inversión. A su vez, trata de aminorar el riesgo que enfrenta la demanda, protegiéndola contra altos precios que ocurren en periodos críticos, en los que generadores de punta con altos costos variables son despachados al ser necesarios para suplir toda la demanda.

En este sentido, el mecanismo de cargo por confiabilidad, revisado como una señal de expansión de generación de largo plazo en el mercado colombiano, se presenta como ayuda a la transparencia en el reparto de los pagos por confiabilidad debido a que su asignación queda en manos de los propios generadores e inversionistas. Adicionalmente, con el nuevo mecanismo, la competencia entre agentes y la definición del producto, facilitan la fijación de precios.

De forma general, se puede identificar que los mercados de electricidad son un sistema que a lo largo de su evolución han despertado el interés de muchos analistas e investigadores, toda vez que las consecuencias de la complejidad inherente al mercado se convierten en un reto para sus agentes buscando entender el comportamiento del mismo y tratando de manejar los riesgos emergentes. De lo anterior y del reconocimiento a la electricidad como un servicio necesario para el desarrollo sostenible de la sociedad, se puede definir que el estudio de la estructura y diseño de los mercados responsables de éste servicio son objeto de investigación, particularmente en lo concerniente a las señales de expansión de generación como mecanismo estratégico facilitador de la confiabilidad del mercado y de su adaptación a los riesgos implícitos. Es por esto, que se resalta la participación del desarrollo de modelos que acompañan la toma de decisiones de los agentes del mercado.

En conjunto, los factores revisados en este trabajo, desde la estructura de los mercados de electricidad, pasando por las medidas de confiabilidad y eficiencia necesarias para la sostenibilidad del

sistema en el largo plazo, las cuales se complementan a su vez por las señales de expansión de generación y otros mecanismos que permiten la construcción de un mercado en condiciones apropiadas en términos de riesgo para los inversionistas y consumidores de energía, son la muestra del alto nivel de complejidad que experimentan los agentes pertenecientes al sector. En este sentido, se resalta la importancia de tener una perspectiva del sector con base a una visión holística del mercado que involucre los aspectos revisados en este trabajo, ya que como se ha discutido, es importante alinear cada una de las capas del mercado en función de los objetivos principales del mismo.

## Referencias

- Allen, E.H. & Ilic, M.D., 2000. Reserve markets for power systems reliability. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 15(1), pp.228–233.
- Ayala, U. & Millán, J., 2003. Chapter two, Colombia: Coping with Reform Crisis. En *Keeping the lights on: Power sector reform in Latin America*. New York: IDB Bookstore.
- Bacon, R.W. & Besant-Jones, J., 2001. Global Electric Power Reform, Privatization, and Liberalization of the Electric Power Industry in Developing Countries 1. *Annual Review of Energy and the Environment*, 26(1), pp.331–359.
- Blank, J. & Ströbele, W., 1997. Chapter 9: The Economics of the CO2 Problem\_What about the Supply Side? En *Systems Modelling For Energy Policy*. Chichester: John Wiley & Sons, pp. 141-165.
- Borenstein, S. & Bushnell, J., 2000. Electricity restructuring: deregulation or reregulation. *Regulation*, 23, p.46.
- Botterud, A. & Korpas, M., 2004. Modelling of power generation investment incentives under uncertainty in liberalised electricity markets. En *Proceedings of the Sixth IAEE European Conference 2004* (1-3). Available at: [http://reference.kfupm.edu.sa/content/m/o/modelling\\_of\\_power\\_generation\\_investment\\_75675.pdf](http://reference.kfupm.edu.sa/content/m/o/modelling_of_power_generation_investment_75675.pdf) [Accedido noviembre 21, 2012].
- Bowring, J., 2006. The pjm market. *Electricity Market Reform: An International Perspective, Fereidoon P. Sioshansi and Wolfgang Pfaffenberger, eds. Amsterdam: Elsevier*, pp.451–476.
- Bunn, D., 1994. Evaluating the effects of privatizing electricity. *Journal of the Operational Research Society*, 45(4), pp.367–375.
- Bunn, D., Dyner, I. & Larsen, E., 1997. Modelling latent market power across gas and electricity markets. *System Dynamics Review*, 13(4), pp.271-288.
- Bunn, D. & Larsen, E., 1994. Assessment of the uncertainty in future UK electricity investment using an industry simulation model. *Utilities Policy*, 4(3), pp.229–236.
- Bunn, D. & Larsen, E., 1997. Chapter 1: Systems Modelling For Energy Policy. En *Systems Modelling For Energy Policy*. Chichester: John Wiley & Sons, pp. 1-8.
- Bunn, D. & Larsen, E., 1992a. Sensitivity of reserve margin to factors influencing investment behaviour in the electricity market of England and Wales. *Energy policy*, 20(5), pp.420–429.
- Bunn, D. & Larsen, E., 1992b. Sensitivity reserve margin to factors influencing investment behavior in the electricity market of England and Wales. *Energy policy*, 20(5), pp.420-429.
- Bunn, D., Larsen, E. & Vlahos, K., 1993. Complementary Modeling Approaches for Analysing Several Effects of Privatization on Electricity Investment. *Journal of the Operational Research Society*, 44(10), pp.957-971.

- Chan, F. & Gray, P., 2006. Using extreme value theory to measure value-at-risk for daily electricity spot prices. *International Journal of Forecasting*, 22(2), pp.283–300.
- Choi, D.G. & Thomas, V.M., 2012. An electricity generation planning model incorporating demand response. *Energy Policy*, 42, pp.429-441.
- Christian, J., 2003. Analysing Risk and Return in the Physical Energy Portfolio: A Non-Technical Overview. En *Risk and flexibility in electricity - Introduction to the fundamentals and techniques*. London: Risk Books, p. 242.
- Cramton, P. & Stoft, S., 2008. Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency. *Utilities Policy*, 16(3), pp.194–201.
- Cramton, Peter, 2003. Electricity market design: The good, the bad, and the ugly. En *System Sciences, 2003. Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference on*. p. 8–pp. Available at: [http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\\_all.jsp?arnumber=1173866](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1173866) [Accedido noviembre 21, 2012].
- CREG, 2008. Cargo por confiabilidad - Descripción del mecanismo. Available at: <http://www.creg.gov.co/cxc/> [Accedido enero 29, 2011].
- CREG, 2006a. Cargo por Confiabilidad: Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia - Una visión de largo plazo.
- CREG, 2012a. Estudio de estimación de los costos asociados con las interrupciones del servicio y perturbaciones en la tensión suministrada.
- CREG, 2005. *Propuesta de trabajo para la remuneración del cargo por capacidad*, Bogotá.
- CREG, 2006b. Resolución 071 - Metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Available at: <http://domino.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/47e41a901b93a33e0525720600582890?OpenDocument> [Accedido febrero 2, 2010].
- CREG, 2012b. Subastas de reconfiguración del Cargo por Confiabilidad.
- Deb, R. et al., 2000. How to Incorporate Volatility and Risk in Electricity Price Forecasting. *The Electricity Journal*, pp.65-75.
- Deng, S.J. & Oren, S.S., 2006. Electricity derivatives and risk management. *Energy*, 31(6), pp.940–953.
- Deshpande, M., 1985. *Electrical Power System Design*, New Delhi: McGraw-Hill. Available at: [http://books.google.com.co/books/about/Electrical\\_Power\\_System\\_Design.html?id=xgSXRWvVwaEC&redir\\_esc=y](http://books.google.com.co/books/about/Electrical_Power_System_Design.html?id=xgSXRWvVwaEC&redir_esc=y) [Accedido noviembre 21, 2012].
- Dyner, I., 2000. Energy modelling platforms for policy and strategy support. *The Journal of the Operational Research Society*, 51(2), pp.136-144.
- Dyner, I. & Bunn, D., 1997. Chapter 13: A Systems Simulation Platform to Support Energy Policy in Colombia. En *Systems Modelling For Energy Policy*. Chichester: John Wiley & Sons, pp. 259-271.

- Dyner, I. & Larsen, E., 2001. From planning to strategy in the electricity industry. *Energy policy*, 29(13), pp.1145–1154.
- Dyner, I., Larsen, E. & Franco, C., 2009. Games for electricity traders: Understanding risk in a deregulated industry. *Energy Policy*, 37(2), pp.465–471.
- Eydeland, A. & Geman, H., 1999. Fundamentals of electricity derivatives. *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*, pp.35–43.
- Von der Fehr, N., 2003. Chapter one: Analytical Framework. En *Keeping the lights on: Power sector reform in Latin America*. New York: IDB Bookstore, pp. 1-16.
- FERC, 2012. *Energy Primer - A Handbook of Energy Market Basics*,
- Ford, A., 1999. Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States. *Energy policy*, 27, pp.637-658.
- Ford, A., 1983. Using simulation for policy evaluation in the electric utility industry. *SIMULATION*, 40(3), pp.85-92.
- Ford, A. & Bull, M., 1989. Using system dynamics for conservation policy analysis in the Pacific Northwest. *System Dynamics Review*, 5(1), pp.1–16.
- Franco, C. et al., 2000. Microworld for Training Traders in the Colombian Electricity Market. En Proceedings of the 18th International Conference of the System Dynamics Society. Bergen, Norway.
- Franco, C., Velásquez, J.D. & Olaya, Y., 2008. Caracterización de la demanda mensual de electricidad en Colombia usando un modelo de componentes no observables. *Cuadernos de Administración*, 21(36). Available at: [http://revistas.javeriana.edu.co/index.php/cuadernos\\_admon/article/download/3945/2915](http://revistas.javeriana.edu.co/index.php/cuadernos_admon/article/download/3945/2915) [Accedido noviembre 21, 2012].
- Gary, S. & Larsen, E., 2000. Improving firm performance in out-of-equilibrium, deregulated markets using feedback simulation models. *Energy policy*, 28(12), pp.845–855.
- Ghoraba, R. & Ameli, M.T., 2012. Energy market and reserve market modeling in simultaneous and serial implementation methods with the aim of reducing electricity costs. *International Journal of Industrial Engineering*, 3. Available at: [http://growingscience.com/ijiec/Vol3/IJIEC\\_2012\\_3.pdf](http://growingscience.com/ijiec/Vol3/IJIEC_2012_3.pdf) [Accedido noviembre 21, 2012].
- Gnansounou, E. & Dong, J., 2004. Agent-based model for market oriented planning of electricity generation expansion. *Swiss Federal Institute of Technology, Tech. Rep.* Available at: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.87.5586&rep=rep1&type=pdf> [Accedido noviembre 21, 2012].
- Goldthau, A. & Sovacool, B.K., 2012. The uniqueness of the energy security, justice, and governance problem. *Energy Policy*, 41, pp.232-240.

- González, M.A., 2010. El sistema eléctrico en Colombia: Pasado, presente y perspectivas. *Carta Financiera, ANIF*, 149, pp.26-33.
- Gorenstin, B.G. et al., 1993. Power system expansion planning under uncertainty. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 8(1), pp.129–136.
- Grohnheit, P., 1997. Chapter 7: Application and Limitations of Annual Models for Electricity Capacity Development. En *Systems Modelling For Energy Policy*. Chichester: John Wiley & Sons, pp. 89-116.
- Helm, D., 2005. European Energy Policy: securing supplies and meeting the challenge of climate change.
- Hong, W.C., 2010. Application of chaotic ant swarm optimization in electric load forecasting. *Energy Policy*, 38(10), pp.5830–5839.
- Hull, J., 2002. *Introducción a los mercados de futuros y opciones Cuarta.*, Madrid: Pearson Educación S.A.
- IEA, 2002. *Security of Supply in Electricity Markets: Evidence and Policy Issues*,
- Islam, S., 1997. Chapter 6: Energy Planning and Multi-level Optimization - The Australian Energy Planning System Optimization Modelling Study. En *Systems Modelling For Energy Policy*. Chichester: John Wiley & Sons, pp. 79-88.
- Jaccard, M., 1995. Oscillating currents: the changing rationale for government intervention in the electricity industry. *Energy policy*, 23(7), pp.579–592.
- Jamison, M.A. et al., 2004. Annotated Reading List for a Body of Knowledge on the Regulation of Utility Infrastructure and Services. *Retrieved August, 1*, p.2008.
- Kagiannas, A.G., Askounis, D.T. & Psarras, J., 2004. Power generation planning: a survey from monopoly to competition. *International journal of electrical power & energy systems*, 26(6), pp.413–421.
- Ku, A., 2003a. *Risk and flexibility in electricity - Introduction to the fundamentals and techniques*, London: Risk Books.
- Ku, A., 2003b. Uncertainty, Risk, and Flexibility: Introduction and Overview. En *Risk and flexibility in electricity - Introduction to the fundamentals and techniques*. London: Risk Books, p. 242.
- Kydes, A. & Shaw, S., 1997. Chapter 2: The National Energy Modelling System - Policy Analysis and Forecasting at the US Department of Energy. En *Systems Modelling For Energy Policy*. Chichester: John Wiley & Sons, pp. 9-30.
- Larsen, E. et al., 2004. Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy Policy*, 32(15), pp.1767–1780.
- Larsen, E. & Bunn, D., 1999. Deregulation in electricity: understanding strategic and regulatory risk. *Journal of the Operational Research Society*, 50(4), pp.337–344.



Lomi, A. & Larsen, E., 1999. Learning Without Experience: Strategic Implications of Deregulation and Competition in the Electricity Industry. *European Management Journal*, 17(2), pp.151-163.

Lyneis, J., 1997. Chapter 14: Preparing for a Competitive Environment - Developing Strategies for America's Electric Utilities. En *Systems Modelling For Energy Policy*. Chichester: John Wiley & Sons, pp. 273-301.

Millán, J. & Von der Fehr, N., 2003. Introduction. En *Keeping the lights on: Power sector reform in Latin America*. New York: IDB Bookstore.

Montoya, S., 2004. *Opciones de inversión y desinversión en el sector de generación del energía eléctrica*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.

Morecroft, J. & Marsh, B., 1997. Chapter 10: Exploring Oil Market Dynamics\_A System Dynamics Model and Microworld of the Oil Producers. En *Systems Modelling For Energy Policy*. Chichester: John Wiley & Sons, pp. 167-203.

Murphy, F. & Smeers, Y., 2005. Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets. *Operations research*, 53(4), pp.646–661.

Nail, R., 1992. A system dynamics model for national energy policy planning. *System Dynamics Review*, 8(1), pp.1-19.

Nail, R. et al., 1992. An analysis of the cost effectiveness of US. energy policies to mitigate global warming. *System Dynamics Review*, 8(2), pp.111-128.

Nance, P., 2005. *Cargo por Confiabilidad y Sistema Electrónico de Contratos Estandarizados.*, Bogotá: CREG.

Nieto, A.D. & Fraser, H., 2007. Locational Electricity Capacity Markets: Alternatives to Restore the Missing Signals. *The Electricity Journal*, 20(2), pp.10-26.

Nils-Henrik, M. & Harbord, D.C., 1997. *Capacity Investment and Competition in Decentralised Electricity Markets*, Citeseer. Available at: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.195.3998&rep=rep1&type=pdf> [Accedido noviembre 21, 2012].

Núñez, M.I., 2009. *Adaptación del modelo de Black & Scholes en la simulación de un portafolio de acciones*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.

Ochoa, P. & Van Ackere, A., 2009. Policy changes and the dynamics of capacity expansion in the Swiss electricity market. *Energy Policy*, 37(5), pp.1983-1998.

Olsina, F., Garcés, F. & Haubrich, H.J., 2006. Modeling long-term dynamics of electricity markets. *Energy Policy*, 34(12), pp.1411–1433.

Opadiji, J.F., Ajiboye, A.T. & Ayeni, A., 2011. Agent-Based Electricity Pricing and Transmission Planning Model Using Competitive Market Theory. *European Journal of Scientific Research*, 63(1), pp.45–55.

Oren, S., 2000. Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets. En VII Simpósio de especialistas em planejamento da operação e expansão elétrica. Brasil, p. 8. Available at: <http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=9n29ItGH-24C&oi=fnd&pg=PA388&dq=%22Imbedded+within+this+definition+is+the+notion+of%22+%22to+serve%22+which+is+arguably+out+of+step+with%22+%22of+a+deregulated+industry+with+competitive+supply.%22+%22the+concept+of+reliability+as+defined+by%22+&ots=FePuZ7ycf2&sig=W34D2AKlhqcCPIJtaRaAL9kSjqc> [Accedido noviembre 23, 2012].

Oren, S., 2005. Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets. *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*, pp.388–414.

Pérez, J.I., 2001. *Long-term reliability of generation in competitive wholesale markets: a critical review of issues and alternative options*, Madrid: Universidad Pontificia Comillas.

PJM, 2012. PJM - How we operate. Available at: <http://www.pjm.com/about-pjm/how-we-operate/territory-served.aspx> [Accedido agosto 31, 2012].

Quintero, C., 2009. *Cargo por confiabilidad en el sector eléctrico*,

Quintero, C., 2011. *Estudio sectorial de energía en Colombia - Analisis del mercado relevante y concentracion del mercado en el sector de energía eléctrica*, Bogotá. Available at: <http://www.sciencemag.org/content/286/5439/531.short> [Accedido noviembre 22, 2012].

Ramos, A., Ventosa, M. & Rivier, M., 1999. Modeling competition in electric energy markets by equilibrium constraints. *Utilities Policy*, 7(4), pp.233–242.

Restrepo, M.I., Arango, S. & Vélez, L., 2012. La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuadernos de Economía*, 31, p.56.

Rivier, Michel, Vásquez, C. & Pérez, J.I., 2001. A Market Approach to Long-Term Security of Supply. *Transactions on Power Systems*, 17(2), pp.349-357.

Rodilla, P. et al., 2010. Modeling generation expansion in the context of a security of supply mechanism based on long-term auctions. Application to the Colombian case. *Energy Policy*, 39, pp.176-186.

Rodilla, P. & Batlle, C., 2012. Security of electricity supply at the generation level: Problem analysis. *Energy Policy*, 40, pp.177-185.

Roques, F., Newbery, D. & Nuttall, W., 2005. Investment incentives and electricity market design: the British experience. *Review of Network Economics*, 4(2), pp.93–128.

Rudnick, H. & Zolezzi, J., 2000. Planificación y expansión de la transmisión en mercados eléctricos competitivos. *Escuela de Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile*, 7. Available at: <http://www2.ing.puc.cl/~power/paperspdf/sepope%20planif.pdf> [Accedido noviembre 21, 2012].

Rudnick, Hugh, 1998. The electric market restructuring in South America: Successes and failures on market design. En Harvard Electricity Policy Group Plenary Session. San Diego, California.

- Salazar, J.E., 2008. *Simulación del cargo por confiabilidad y de la expansión del mercado de generación en Colombia*. Madrid: Universidad Pontificia de Comillas.
- Sharan, I. & Balasubramanian, R., 2012. Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints. *Energy Policy*. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512000079> [Accedido noviembre 24, 2012].
- Sioshansi, F., 2006. Electricity Market Reform: What have we learned? What have we gained? *The Electricity Journal*, 19(9), pp.70–83.
- Sioshansi, F., 2003. What's driving the demand for forecasting? En *Risk and flexibility in electricity - Introduction to the fundamentals and techniques*. London: Risk Books, p. 242.
- Smith, R. et al., 2005. Energy scenarios for Colombia: process and content. *Futures*, 37(1), pp.1–17.
- Sterman, J., 2000. *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*, Boston: Irwin McGraw–Hill.
- Stoft, Steven, 2002. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity* 1.<sup>a</sup> ed., Wiley-IEEE press.
- Trespalcios, A., Rendón, J.F. & Pantoja, J., 2012. Estrategia de cobertura a través de contratos a plazo en mercados eléctricos. *Revista Latinoamericana de Administración*, 50, pp.148-157.
- UPME, 2010. Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2010-2024.
- Velásquez, J.D., 2008. *Construcción de Escenarios de Pronóstico del Precio de Electricidad en Mercados de Corto Plazo*. Universidad Nacional de Colombia.
- Velásquez, J.D., Franco, C. & Olaya, Y., 2010. Predicción de los precios promedios mensuales de contratos despachados en el mercado mayorista de electricidad en Colombia usando máquinas de vectores de soporte. *Cuad. Adm*, pp.321–337.
- Vélez, M., 2004. *Modelo de simulación para evaluar un nuevo esquema de mercados eléctricos: Caso Reino Unido*. Universidad Nacional de Colombia.
- Ventosa, Mariano et al., 2005. Electricity market modeling trends. *Energy policy*, 33(7), pp.897–913.
- Ventosa, Mariano, Denis, R. & Redondo, C., 2002. Expansión Planning in Electricity Markets. Two Different Approaches. En 14th Power System Computation Conference. Sevilla, España.
- Vignolo, M. & Monzón, P., 2000. The New Electricity Supply Industry in Argentina and Chile. *Facultad de Ingeniería-IIE, Montevideo-Uruguay*. Available at: [http://ohm.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/Argch\\_reg.pdf](http://ohm.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/Argch_reg.pdf) [Accedido noviembre 21, 2012].
- Villareal, J. & Córdoba, M.J., 2008. Incentivos y estructura del nuevo cargo por confiabilidad en el sector eléctrico en Colombia. *Ingeniería e Investigación*, 28(3), pp.105–115.

Visudhiphan, P. & Skantze, P., 2001. *Dynamic Investment in Electricity Markets and Its Impact on System Reliability*, Massachusetts: Energy Laboratory, Massachusetts Institute of Technology. Available at:

[http://books.google.com.co/books/about/Dynamic\\_Investment\\_in\\_Electricity\\_Market.html?id=lhbxXwAACAAJ&redir\\_esc=y](http://books.google.com.co/books/about/Dynamic_Investment_in_Electricity_Market.html?id=lhbxXwAACAAJ&redir_esc=y) [Accedido noviembre 21, 2012].

Vlahos, K. & Bunn, D., 1998. An Integrative Modelling Approach for Understanding Competitive Electricity Markets. *The Journal of the Operational Research Society*, 49(3), pp.187-199.

De Vries, L. & Hakvoort, R., 2004. The question of generation adequacy in liberalised electricity markets. Available at: [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=600503](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=600503) [Accedido noviembre 7, 2012].

Wagle, P., 2003. Fuel: Trading Procurement. En *Risk and flexibility in electricity - Introduction to the fundamentals and techniques*. London: Risk Books, p. 242.

Wang, B. et al., 2010. A decision model for energy resource selection in China. *Energy Policy*, 38(11), pp.7130–7141.

Wolak, F., 2005. Report on: Proposal for Determining and Assigning the Reliability Charge for the Wholesale Energy Market and Electronic System of Standardized Long-Term Contracts (SEC). *Documento preparado para la CREG*. Available at: [http://www.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/colombia\\_creg\\_report\\_final\\_mar28.pdf](http://www.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/colombia_creg_report_final_mar28.pdf) [Accedido noviembre 21, 2012].

Wood, F. & Geinzer, J., 1997. Chapter 3: The IDEAS Model and Its Use in Developing the US Climate Change. En *Systems Modelling For Energy Policy*. Chichester: John Wiley & Sons, pp. 31-46.

XM, 2012. Presentaciones Cargo por Confiabilidad. Available at: <http://www.xm.com.co/Pages/PresentacionesCxC.aspx> [Accedido febrero 1, 2010].