

Garantía de Suministro en Generación en Colombia

Introducción

El hecho que los mercados eléctricos basados en el costo marginal puedan no proporcionar la señal económica requerida para incentivar la instalación de nueva capacidad, ha llevado a que las autoridades regulatorias diseñen mecanismos que complementen el mercado y que permitan transmitir a los agentes las señales económicas correctas que materialicen las directrices de los estados en política energética.

Esta dificultad condujo a que en Colombia en el momento de efectuar las reformas del sector eléctrico, se introdujera desde la misma ley el concepto de generación de respaldo, que posteriormente la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) desarrolló bajo la figura de pagos por capacidad. El cargo por capacidad establecido en el mercado colombiano desde el 1° de enero de 1997, por una vigencia de diez años, está próximo a expirar en el año 2006. Este hecho plantea un hito importante en el mercado, pues habrá que definir si se requiere o no de una señal de intervención, o si el mercado por si mismo, esta en capacidad de alcanzar su viabilidad.

En este sentido, el presente trabajo pretende abordar este asunto desde la perspectiva de los resultados logrados y de las deficiencias presentadas en los casi diez años de aplicación del cargo por capacidad, para establecer si el mecanismo diseñado para asegurar el abastecimiento de la demanda en el largo plazo, ha cumplido con los objetivos para los que fue definido. Posteriormente se realizará

un análisis prospectivo del mercado de generación desde el año 2006, momento en el que culmina la vigencia del cargo por capacidad, para determinar si las condiciones que motivaron su creación en el momento de efectuar la reforma del sector, aún permanecen o contrariamente han desaparecido y según sea el caso, que tipo de mecanismo regulatorio debiera implantarse en el mercado.

1 Garantía de Suministro en los Mercados Eléctricos

Dado el impacto que para la sociedad tiene su interrupción, la garantía del abastecimiento de la demanda de electricidad en el largo plazo es un asunto de permanente preocupación para los gobiernos y autoridades regulatorias en todos los sistemas y mercados eléctricos. El abastecimiento de la demanda en el largo plazo impone como condición, la existencia de una capacidad de generación (transmisión) que sea capaz de atender la demanda actual y futura del sistema bajo un nivel de confiabilidad dado, que dicho de paso, no es otra cosa que garantizar el nivel de inversión en generación requerido.

En los esquemas centralizados, la responsabilidad de la planificación eléctrica recae en el organismo administrador, quien con base en las proyecciones sobre el comportamiento y evolución de la demanda y en algunos criterios de confiabilidad, toma las decisiones de inversión en generación requeridas para el nivel de confiabilidad deseado.

En un esquema de libre mercado, que será en el que se enfocará el presente trabajo, la planeación de la generación se realiza descentralizadamente y son las empresas quienes a su propio riesgo y con base en las señales de mercado, deciden si realizan las inversiones en generación y expanden el sistema. Aquí la figura del planificador central se sustituye por una multiplicidad de “pequeños planificadores”. La esencia de este esquema de planificación es alinear los intereses del agente que toma decisiones de inversión, con los intereses de la eficiencia económica global, dado que en un entorno competitivo, las empresas toman la decisión de invertir solo cuando tiene sentido económico, eliminando los intereses políticos que suelen darse en la planificación centralizada. Esta descentralización, que años atrás no hubiera sido posible, hoy en día es factible por razones de índole económico y tecnológico, dado que el desarrollo de nuevas tecnologías de generación (turbinas a gas) han disminuido significativamente las cantidades a invertir y los tiempos de construcción de los proyectos. Se puede afirmar que el desarrollo tecnológico ha logrado reducir

las economías de escala en la industria de generación eléctrica. Sin embargo, la introducción de la competencia trae consigo un problema de incertidumbre fundamental: ¿cómo será la remuneración del generador?¹

En un mercado competitivo el generador obtiene sus ingresos vendiendo energía al mercado mayorista o directamente al cliente final. El problema que resulta aquí es que el generador desconoce tanto el nivel de energía a producir como el precio de venta. En los mercados eléctricos en donde la energía se negocia a través de un pool, como es el caso colombiano, la predicción del precio es una variable fundamental para determinar los ingresos del generador.

1.1 Mercados Competitivos de Electricidad

En teoría los mercados eléctricos en competencia resuelven los problemas económicos y consiguen una asignación óptima de los recursos a través del precio. En el equilibrio, los consumidores maximizan su utilidad pagando un precio igual a la valoración marginal de consumir electricidad, y los generadores maximizan sus beneficios ofertando un precio igual al costo marginal de producción. En este punto de equilibrio, se cumple que la valoración marginal del consumidor es igual al precio del mercado y éste es igual al costo marginal de producción de corto plazo². Niveles de producción inferiores (o superiores) al equilibrio son ineficientes y conllevan a precios inferiores (o superiores) al costo marginal del sistema³, y por tanto, convendría incrementar (o disminuir) la producción hasta el punto de equilibrio. De esta manera, se explica cómo los precios, al proporcionar información a consumidores y generadores, constituyen el mecanismo central de asignación⁴.

-
- 1 Las empresas de generación frente al nuevo entorno. Juan José Alba R, Subdirector de Regulación Grupo Endesa
 - 2 El término corto plazo significa el período más largo de tiempo durante el cual no es posible alterar al menos uno de los factores utilizados en el proceso de producción. Para el caso de la generación, corto plazo es el período de tiempo en que el capital (número de centrales) no puede ser modificado. Largo plazo es el período más corto de tiempo necesario para alterar las cantidades de todos los factores utilizados en un proceso de producción. Microeconomía y Conducta, Robert H. Frank.
 - 3 El coste de aumentar la producción o el ahorro derivado de la reducción es por definición igual al costo marginal.
 - 4 Los mercados eléctricos competitivos y la política energética: mecanismos de compensación, Claudia Meseguer V y José I. Pérez A, Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería eléctrica, Lisboa, julio de 1999.

La utilización del costo marginal para calcular el precio tiene su justificación en la teoría microeconómica. Una empresa i tratará de elegir la relación precio (P)-producción (Q) que le permita maximizar su beneficio. Bajo competencia perfecta, es decir ninguna empresa tiene capacidad suficiente para influir en el precio del mercado, y asumiendo que los costos totales de producción son CT, cada empresa buscará maximizar:

$$\text{Max}(PQ_i - CT_i(Q_i))$$

La condición de primer orden para la maximización del beneficio entrega la combinación precio y cantidad producida que proporciona el máximo beneficio, la cual corresponde al punto en donde el precio se hace igual al costo marginal de producción C_m :

(1)

$$\frac{\partial(PQ_i - CT_i)}{\partial Q_i}$$

$$P = \frac{\partial CT_i}{\partial Q_i} = C_{m_i}(Q_i) \quad (2)$$

El punto de equilibrio dado por la ecuación (2) corresponde al precio al que converge de forma natural cualquier mercado competitivo y constituye la base de las decisiones de producción de las empresas. Esta es la hipótesis básica que hay detrás del diseño de un mercado eléctrico: en presencia de competencia, los precios ofertados por los distintos generadores son próximos a sus costos marginales⁵.

5 Las empresas de generación frente al nuevo entorno, Pedro Larrea Paguaga, Director de Estrategia y Regulación del Grupo Endesa.

Sin embargo, la aparición de ciertas dificultades prácticas en los mercados reales de electricidad (fallas de mercado), llevan a que el mecanismo de precios no siempre asegure una asignación óptima de los recursos o proporcione soluciones de mercado óptimas en el sentido de Pareto. Así por ejemplo, aparte de que la electricidad es un bien no inventariable, los mercados eléctricos con una componente hidráulica importante dependen de un recurso que no es provisto por el mercado (recurso hídrico), y a diferencia de otros insumos, el agua no tiene una función de oferta determinada⁶. Otra característica importante, es que los procesos de inversión para instalar nueva capacidad de generación son de larga maduración. Así mismo, la frecuente aplicación de price caps por parte del regulador limitan los posibles ingresos que los generadores pueden obtener del mercado. La falta de respuesta de la demanda frente a los cambios de precio (inelasticidad de la demanda), la no determinación por parte de los consumidores del nivel de confiabilidad deseado y la inexistencia de un sustituto de la electricidad, ayudan a que el mercado eléctrico sea incompleto. Adicionalmente, la incertidumbre asociada a la provisión del recurso hídrico conduce a una elevada volatilidad del precio de mercado que se refleja en ingresos inciertos para el generador. De otra parte, el hecho de que la electricidad sea considerada un bien esencial, impone una característica adicional al mercado bien importante y es que el sistema requiere de una “sobre instalación casi obligatoria” y que necesariamente conduce a precios marginales deprimidos.

Todas estas dificultades afectan los procesos de inversión del sector y dejan la duda sobre la eficacia del mecanismo de mercado como único instrumento para remunerar la capacidad existente⁷ y atraer oportunamente la inversión requerida en términos de confiabilidad. En consecuencia, el cumplimiento de ciertos objetivos de política energética, como la garantía de suministro de largo plazo y la diversificación de las fuentes de generación, no parecen factibles a través del mercado.

6 Cargos por capacidad y mínimos operativos: una aproximación conceptual, Universidad EAFTT, diciembre de 2002.

7 A market Approach to Long Term Security of Supply, Carlos Vásquez, Michel Rivier, José I. Pérez A, mayo de 2002.

1.1.1 Remuneración de costos de generación

La pregunta clásica que a menudo se plantea, es si el mecanismo de precios asegura siempre una asignación eficiente de los recursos. La respuesta es afirmativa siempre y cuando no existan fallos de mercado. En presencia de externalidades, aunque se alcance el equilibrio, los precios no reflejan la valoración marginal de los consumidores o el costo marginal de una unidad adicional del producto⁸. En este sentido, el precio de equilibrio obtenido en (2) no necesariamente garantiza la recuperación de los costos por parte de todas las empresas. Aquellas empresas cuyos costos medios de producción sean superiores al costo marginal, no serán viables en el largo plazo, y únicamente permanecerán los generadores que tengan costos medios menores al costo marginal.

En un mercado competitivo basado en el precio marginal, los generadores han de recuperar sus costos fijos en los períodos en que ellos son inframarginales. Así por ejemplo, cuando en la figura 1 el generador A sea el marginal, el precio del sistema no le permitirá cubrir sus costos fijos. Ahora, cuando el generador B sea el marginal, el precio del mercado se incrementará respecto a la situación anterior, y este mayor precio permitirá que el generador A recupere parcial o totalmente los costos fijos. El grupo más costoso del sistema solo podrá producir cuando todos los demás generadores hayan sido despachados previamente. En particular, en un sistema hidrotérmico como Colombia, el grupo C podría ser un generador térmico que solo resulta despachado cada tres o cuatro años, en caso de sequía extrema, por lo que sus ingresos son extremadamente inciertos. Como puede verse este esquema de precios no garantiza, aún para los generadores marginales, la recuperación de los costos de generación.

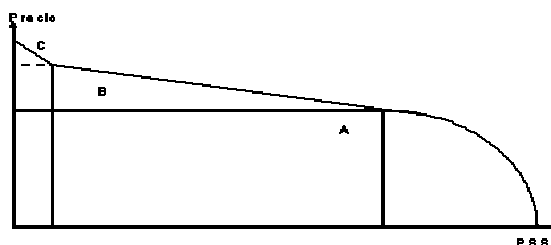


Figura 1: curva de duración de precios típica de un sistema eléctrico

8 Los mercados eléctricos competitivos y la política energética: mecanismos de compensación, Claudia Meseguer V y José I. Pérez A, Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería eléctrica. Lisboa, Portugal, julio de 1999.

1.1.2 Señal de expansión

En un mercado como el señalado hasta ahora, la única señal económica que condiciona las inversiones es el precio marginal. Bajo condiciones de una oferta insuficiente (falta de capacidad), los precios subirían y atraerían inversiones adicionales en generación. No obstante este es el mecanismo natural, en él se vislumbran algunas limitaciones importantes: a) en primer lugar al tratarse de una señal de corto plazo, podría no ofrecer el margen de tiempo necesario para reaccionar oportunamente con las inversiones requeridas. Los precios se incrementarían significativamente, cuando el desequilibrio entre oferta y demanda ya exista y no haya tiempo para instalar nueva capacidad; b) la dependencia exclusiva del precio marginal lleva a una situación de riesgo excesivo para las tecnologías que funcionan en punta. Aún asumiendo, que el promedio de los ingresos de una planta pico fueran suficientes para remunerar los costos totales, y que en teoría la decisión de inversión estaría justificada económicamente, un agente adverso al riesgo sentiría que la alta volatilidad de los ingresos pondría su inversión en un alto riesgo y no invertiría. Estas limitaciones son especialmente importantes en sistemas con una volatilidad intrínseca significativa, como el sistema eléctrico colombiano, en donde las tecnologías de punta tienen una elevada probabilidad de no recuperar sus costos fijos, que complica las decisiones de inversión.

Un sistema con estas características, unido con la incertidumbre respecto al comportamiento futuro de la demanda, inducirá a que los generadores con aversión al riesgo tiendan a invertir menos de lo que necesita el sistema (niveles subóptimos de inversión), lo cual puede finalmente reflejarse en precios elevados de la electricidad o en altos riesgos de racionamiento. La existencia de estas fallas de mercado, exige la intervención regulatoria del Estado para crear los mecanismos que estimulen la inversión en el largo y mediano plazo en los sistemas eléctricos y poder llevar a cabo los objetivos de política energética.

2 Garantía de Suministro de Electricidad en Colombia

El temor de que el mercado por sí mismo no asegurara la garantía de suministro del sistema en el largo plazo, condujo a que en el momento de la ejecución de la reforma del sector eléctrico, se introdujera desde la misma ley el

concepto de generación de respaldo. En este sentido, la ley 143 de 1994 en su artículo 23 estableció que, para crear las condiciones que aseguraran la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, se debería tener en cuenta la capacidad de generación de respaldo.

En cumplimiento de este mandato, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expide la resolución 53 de 1994, mediante la cual se introducen los llamados cargos por respaldo y potencia vigentes hasta diciembre de 1996 y define la metodología de remuneración de los agentes por este concepto⁹. Después de casi dos años de aplicación de los cargos por respaldo y potencia, la Comisión expide las resoluciones 01, 22, 98 y 116 de 1996 a través de las cuales crea el cargo por capacidad¹⁰, en sustitución del cargo por respaldo, y cuya aplicación inicia en enero de 1997.

2.1 Criterios básicos sobre el cargo por capacidad en Colombia

Un mercado de electricidad organizado en forma de pool con las características y composición exhibidas por la industria de generación colombiana, inevitablemente enfrenta una depresión y volatilidad en los precios e ingresos de bolsa, que puede desincentivar toda iniciativa de inversión en nueva capacidad de generación, y adicionalmente, conducir a una baja disponibilidad de la capacidad existente en el corto plazo. La incertidumbre en los precios de la energía se origina en la elevada componente hidráulica del parque generador (70% a diciembre de 2002), la baja capacidad de regulación de los embalses¹¹ y la varianza en la hidrología ocasionada por la estacionalidad del sistema y los fenómenos climatológicos como El Niño y

9 El cargo por potencia se cobra a los comercializadores por la energía comprada en bolsa y a los generadores por compras realizadas para cubrir los contratos cuando no tienen la disponibilidad para hacerlo. Se paga a los generadores en proporción a la energía real generada en exceso de sus contratos. El cargo de respaldo busca retribuir a las plantas que sólo generan en condiciones extremas.

10 Posteriormente se expiden las resoluciones CREG 107 y 113 de 1998, 047 y 059 de 1999, 049, 72, 73, 77, 78, 81, 82, 83 y 111 de 2000, 006 de 2001, 017 y 74 de 2002.

11 Salvo por el embalse del Peñol (asociado a la central de Guatapé) que tiene regulación multianual, los demás embalses del sistema son de regulación estacional o mensual. La capacidad de almacenamiento de los principales embalses son: Peñol 4905 GWh, Guavio 2239 GWh, Esmeralda 1178 GWh, Betania 299 GWh.

La Niña¹². Bajo estas condiciones la fuerte componente hidráulica del sistema y la baja capacidad de regulación puede conducir a que el mercado exhiba precios de bolsa deprimidos por prolongados períodos de tiempo (1999-2000), que no permitan siquiera el cubrimiento de los costos operacionales de los generadores y produzcan un estrangulamiento financiero del sistema en el mediano plazo¹³.

En síntesis, en el mercado colombiano se presentan dos situaciones:

A. Aún suponiendo que la remuneración le permitiera al generador recuperar su inversión en un período de tiempo suficientemente largo, surge el problema de que la variabilidad de los ingresos en el tiempo haría poco atractiva la inversión en nueva capacidad de generación.

B. Aparte del problema de la variabilidad, siempre ha existido la preocupación de que en promedio los precios de corto plazo no sean lo suficientemente altos para remunerar la actividad de generación.

Ante esta situación, que el precio del pool estuviera resultando muy bajo para remunerar la expansión del sistema¹⁴ y que la alta volatilidad de los precios ahuyentara la inversión en generación, la Comisión consideró dos alternativas para atenuar estas dos situaciones¹⁵: a) Subiendo el costo de racionamiento de manera que se garantice el plan de expansión de referencia (mecanismo del tipo first best). b) Añadiendo un cargo por capacidad, que corresponde a una medida de tipo “second best”¹⁶. Antes de adoptar una posición a favor de una u otra alternativa, se examinó la posibilidad de manejar el problema a través del costo de racionamiento. Sin embargo, los resultados de las simulaciones del mercado en el largo plazo,

12 El fenómeno natural llamado El Niño produce sequías severas en casi todas las regiones del país. Se ha identificado en los siguientes años: 1948-49, 52-53, 57-58, 65-66, 69-70, 72-73, 76-77, 82-83, 86-87, 91-92, 97-98 y 02-03. El otro fenómeno llamado La Niña, trae un exceso de lluvias. Eventos La Niña se han identificado en los años 1949, 54, 64, 70, 73, 75, 88 y 98.

13 Esta situación es especialmente compleja en los generadores térmicos a gas que tienen que realizar elevados pagos mensuales y anuales a los productores y transportadores de gas por los niveles de take or pay de sus contratos de suministro y transporte.

14 “El precio promedio del pool para esa época era insuficiente para remunerar a todas las plantas eficientes del sistema en las proyecciones que usaban en el plan de expansión de referencia..”, Anexo 1, documento CREG 024 de marzo de 1996.

15 Esta situación se relaciona con el hecho de que al ser el sistema colombiano altamente hidráulico, se requiere mantener un considerable exceso de capacidad instalada por encima de la demanda pico.

16 Documento CREG 079 de noviembre de 1995.

mostraron poca sensibilidad en la variación del precio esperado de la bolsa ante incrementos del costo de racionamiento: la baja capacidad de regulación hidráulica hacía que el precio del pool fuese relativamente insensible a modificaciones del costo de racionamiento.

A la luz de los resultados, como una forma de atenuar los problemas señalados y con el objeto de contribuir a la formación de señales económicas adecuadas que faciliten la entrada de nuevos agentes (expansión del sistema de generación), se crea el cargo por capacidad. El cargo por capacidad es en el esquema colombiano, un instrumento financiero de remuneración adicional, que reduce el riesgo del precio a los generadores, que promueve la consecución de una garantía de suministro en el largo plazo y que facilita el acercamiento entre los costos marginales de corto plazo y de largo plazo en cada año¹⁷.

De otra parte, se menciona que el mecanismo de remuneración al condicionarse a una simulación ex ante del sistema y a la disponibilidad real de la planta, se concibe como un incentivo económico para que en el corto plazo motive una alta disponibilidad del parque de generación existente, y para que en el largo plazo, estimule la inversión en nueva capacidad de generación¹⁸. Dicho ingreso remunera parcialmente la inversión efectuada en la planta y en este sentido, no sustituye el esfuerzo de competencia que debe hacer cada generador, pues este cargo no es suficiente para recuperar toda la inversión.

El cargo por capacidad entró en funcionamiento en el mercado el 1° de enero de 1997 y por una vigencia de 10 años, período al final del cual se espera que el mercado se encuentre lo suficientemente maduro y estabilizado, en el sentido que el precio promedio de bolsa alcance un nivel tal que remunere la inversión requerida, para que este tipo de intervención en la formación del precio no sea necesario¹⁹.

17 Documento CREG-024 de marzo de 1996

18 Al respecto el documento CREG-024 de marzo de 1996, en relación con la asignación y liquidación del cargo por capacidad señala: "El despacho ex ante bajo condiciones críticas genera una señal conveniente para la inversión en plantas que provean firmeza a la oferta. La liquidación ex post con base en las disponibilidades reales incentiva una alta disponibilidad real...."

19 Documento CREG 024 de 12 de marzo de 1996.

La reseña realizada en este punto, constituye el marco institucional que rige actualmente el cargo por capacidad y mediante el cual el Gobierno ha definido la política económica de largo plazo, en cuanto a la garantía de suministro de energía eléctrica en Colombia. Hoy el cargo por capacidad se reconoce como elemento fundamental del mercado y de estabilidad de la industria de generación a largo plazo.

3 Evolución de las principales variables del mercado

3.1 Proyecciones de demanda de energía y potencia

Para efectos de tener una ilustración del comportamiento de la demanda de energía y potencia del sistema durante los 8 años de mercado y lo que se espera será su crecimiento hasta el 2011, se presentan las figuras 2, 3 y 4.

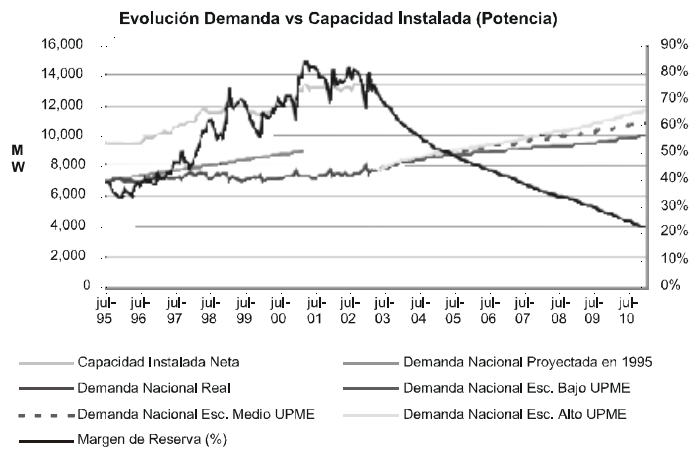


Figura 2 (información de Neón ISA y del Plan de Expansión 2002-2011 UPME)

La figura 2 ilustra cómo ha sido la evolución de la capacidad instalada del sistema desde 1995 (MW), frente a la demanda real de potencia y la demanda proyectada por la UPME sin exportaciones a otros países. Adicionalmente, se muestra el margen de reserva del sistema, el cual corresponde a la capacidad adicional como porcentaje de la demanda real (hasta el 2003) o como porcentaje de la demanda proyectada para el escenario medio de la UPME (después de 2003). Sobresale el elevado incremento de la capacidad instalada durante el período 1995-2002. Debe señalarse que no todas las plantas que entraron en operación después 1995 son fruto de la reforma realizada en el sector eléctrico. Hacia 1993-1994, cuando el país acababa de salir del más intenso y prolongado racionamiento que recuerde su historia²⁰ y las leyes eléctrica y de servicios públicos eran apenas proyectos que hacían trámite en el Congreso, el Gobierno decidió aumentar la capacidad de generación térmica y vincular el sector privado en la financiación, construcción y operación de las nuevas plantas, mediante la suscripción de contratos de suministro de energía a largo plazo.

Adicionalmente, cuando el esquema de mercado fue puesto en funcionamiento, se tenían proyectos de generación en construcción concebidos dentro del modelo de planeación centralizada y de propiedad 100% estatal. En este sentido, las plantas instaladas en el período 1995-2002 se pueden agrupar en dos categorías: las que provienen de contratos “Power Purchase Agreements” o PPA’s firmados en la época 1992-1995, y las plantas que ingresaron al sistema bajo condiciones de riesgo, las cuales se muestran en las tablas 1 y 2.

Tabla 1: Proyectos PPA

PLANTA	CAPACIDAD	FECHA DE ENTRADA
Tebesa	750	1996
Dorada	50	1997
TermoValle	220	1998
TermoEmcali	220	1999
Paipa IV	150	1999

²⁰ El racionamiento abarcó el período marzo 2 de 1992 a abril 1 de 1993, con una demanda no atendida de 5183 GWH.

Tabla 2: Proyectos bajo riesgo

PLANTA	CAPACIDAD	FECHA DE ENTRADA
Flores II	100	1996
Centro C.S	200	1997
Sierra C.S	300	1998
Meriléctrica	150	1998
Flores III	150	1998
Centro C.C	85	2000
Candelaria	300	2000
Urrá	340	2000
Sierra C.C	150	2001
Porce II	405	2001
La Miel	396	2002

Se hace notar que los tres proyectos hidroeléctricos Urrá, Porce 2 y Miel (1141MW) fueron concebidos durante el tiempo en que existía el esquema de monopolio estatal con planeación y ejecución determinada por un “Plan de Expansión” determinístico.

El aumento del margen de reserva que se observa en este intervalo, se debe al incremento de la capacidad instalada y al desfase de la demanda proyectada y la demanda real de potencia. Mientras la capacidad instalada creció durante este período y cumplió con las metas esperadas, la demanda de electricidad registró una caída importante. A partir del 2003 y manteniendo fija la capacidad instalada hasta el año 2010 y asumiendo como crecimiento proyectado de la demanda de potencia el escenario medio de la UPME, se observa un decrecimiento del margen de reserva. Allí se indica que el margen de reserva alcanza para el año 2010 un valor cercano al 20 %. Se nota además que en torno al año 2006 se llega a un margen similar al que se tenía en el año 1995 del orden del 40%.

En cuanto a la demanda de energía se observa que a partir de 1998 su crecimiento se detuvo, presentando incluso un valor negativo de 4.2% en 1999. Solo hasta el año 2003 la demanda acumulada anual de energía con corte en mayo ya es superior a la que se tenía en 1995. Ver figuras 3 y 4. El comportamiento de la demanda en este período afectó en forma severa el sector eléctrico²¹.

21 Obviamente al caer la demanda también se impacta el cargo por capacidad, pues se calcula sobre el 105% de la proyección de demanda alta de la UPME y esta obviamente disminuye acorde con la realidad.

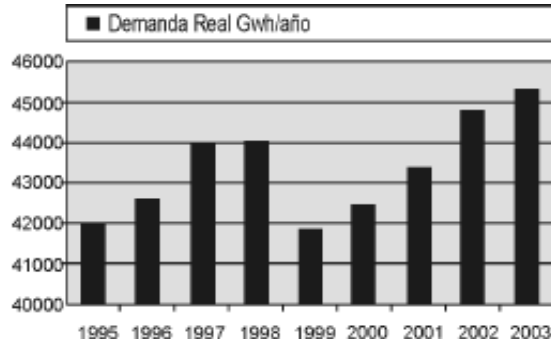


Figura 3 (Fuente base de datos Neón, ISA)

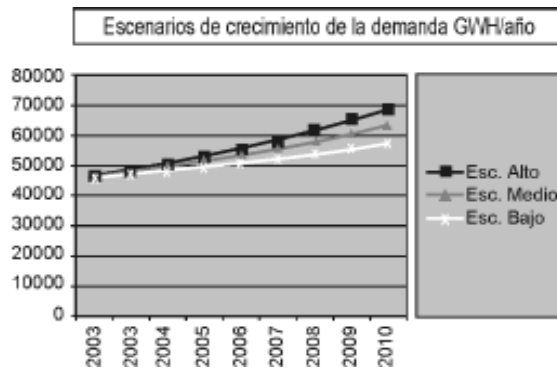


Figura 4 (Fuente UPME Plan de Expansión de Referencia 2002-2011)

Es importante señalar que por lo elevado de sus costos de operación y obsolescencia, durante el período transcurrido se presentaron retiros de plantas, los cuales se muestran en la tabla 3.

En resumen en estos 8 años han entraron 3240 MW y se retiraron 890 MW para un neto de 2350 MW, 74% térmicos y 26 Hidráulicos.

Tabla 3: Retiro definitivo de plantas de generación

Año	Central	MW	Tecnología
1997	Palenque 4	14	Térmica
1997	Rio 1	4.5	Térmica
1997	Ballenas 1	14	Térmica
1997	Riomar	9	Térmica
Total 1997		41.5	Térmica
1998	Chinú 1	6	Térmica
1998	Chinú 2	5	Térmica
1998	Opón 1	104	Térmica
1998	Opón 2	104	Térmica
1998	Yumbo 3	29	Térmica
1998	Tabor	25	Térmica
1998	Barranquilla 1	54	Térmica
Año	Central	MW	Tecnología
Total 1998		327	Térmica
1999	Tibú	15	Térmica
1999	Unión	44	Térmica
1999	Ballenas II	13	Térmica
1999	Chinú	132	Térmica
1999	Gualanday	40	Térmica
1999	Cospique	35	Térmica
1999	Ocoa	40	Térmica
Total 1999		168.7	Térmica
2002	Casalaco	303	Hidráulica
2002	Riogrande I	50	Hidráulica
Total 2002		353	Hidráulica
Total 537	MW Térmicos	353 MW Hidráulicos	890 MW, 60T/40H

Vale la pena mencionar que en los últimos años el sistema de transmisión nacional se vio sometido al más severo ataque terrorista por parte de los grupos armados, que pusieron a prueba la seguridad y confiabilidad del sistema. Durante el período 1999 y junio de 2003, se contabilizan 1612 atentados terroristas contra

la infraestructura eléctrica distribuidos en la siguiente forma: en 1999 se presentaron 244 atentados, 454 en el 2000, 282 en el 2001, 483 en el 2002 y 149 en lo corrido de 2003²². Un indicador de la robustez del sistema lo constituye el porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas, el cual para el año 2002 fue de apenas 0.28% de la demanda total nacional²³.

En relación con la disponibilidad de la capacidad de generación, se observa un incremento de este indicador en el parque hidráulico y una mejora sustancial en el parque en el térmico. La figura 5²⁴ revela que el indicador pasó del 65% al 90% en la componente térmica y a su vez el hidráulico subió de 86% al 90%. En resumen, el sistema de generación colombiano presenta un aumento en su disponibilidad total.

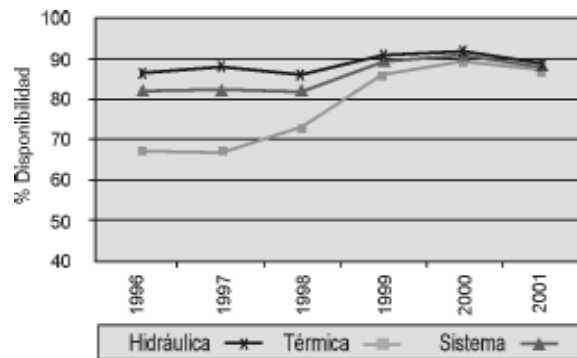


Figura 5: Disponibilidad del parque de generación

1.1 Precios del mercado

La figura 6 muestra el comportamiento de los precios de la energía en el mercado colombiano durante el período 1995-2003, tanto en la bolsa como en contratos de largo plazo. También muestra el costo incremental promedio de largo

22 Documento ISAGP-041 de junio de 2003.

23 Informe ISA del Mercado de Energía Mayorista de diciembre de 2002.

24 Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2002-2011 UPME

plazo (CIPLP)²⁵ y el nivel del embalse ofertable²⁶. Como consecuencia de la holgura existente en el balance oferta-demanda, los precios han estado por debajo de \$ 50 KWh durante la mayor parte del período, salvo cuando se han presentado temporadas con aportes hidrológicos bajos, en los que expresamente el nivel de los “Mínimos Operativos” se ha ubicado en condiciones exigentes²⁷, que incrementan artificialmente el precio del mercado como ocurrió en entre enero y abril de 1998²⁸.

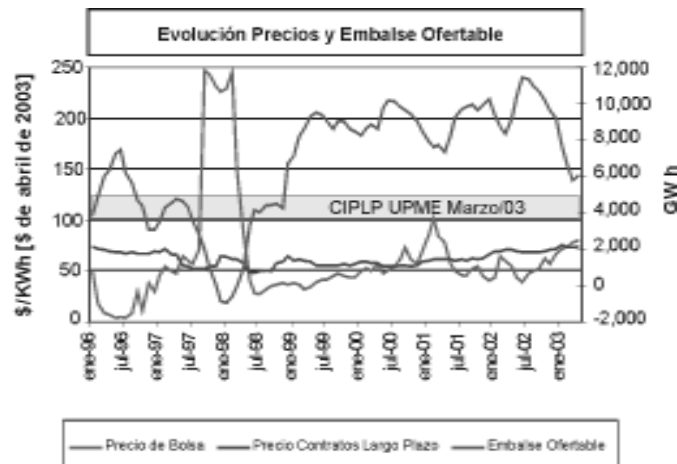


Figura 6 (Fuente: base de datos NEÓN y Plan de Expansión 2002-2011 UPME)

- 25 El CIPLP calculado por la UPME incluye los costos de inversión, operación, mantenimiento y combustible de cada proyecto, considerando el cronograma de desembolsos típico para cada tecnología de generación y una tasa de descuento del 10%. El costo mínimo corresponde a la estrategia LP3, compuesta por una canasta de 660 MW hidráulicos y 300 MW térmicos a gas, con un CIPLP de 32.73 US\$/MWh, mientras el costo máximo corresponde a la estrategia LP2, compuesta por una canasta de 660 MW hidráulicos y 150 MW térmicos a gas, con un CIPLP de 41.55 US\$/MWh; ambos costos se pasaron a pesos utilizando la TRM promedio de abril de 2003.
- 26 Volumen de agua almacenada en los embalses del sistema por encima del nivel mínimo superior.
- 27 Los Mínimos Operativos, son una señal regulatoria con la cual el regulador, de acuerdo con su percepción de riesgo, interviene los embalses haciendo que cuando el nivel real alcance el valor del “mínimo operativo” el precio de oferta de la central lo establece una regla de intervención externa al mercado y que lo fija en un valor superior al de los demás recursos térmicos e hidráulicos no intervenidos.
- 28 Documentos EEPPMDMG-031 y DOCC-243 de junio de 1998: estos documentos muestran que el precio promedio promedio entre enero y abril 20 de 1998 hubiera sido de 56.89 \$/KWh sin intervención, en lugar de 112.68 \$/KWh con la intervención.

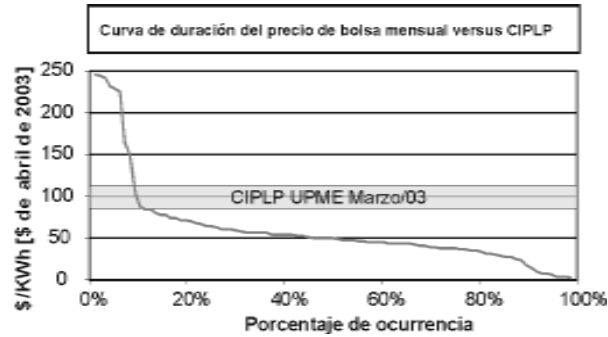


Figura 7

Analizando los precios del mercado mediante una curva de duración de precios de bolsa mensuales, la cual se presenta en la figura 7, se nota que el precio de bolsa ha estado por debajo del CIPLP el 90% de las veces.



Figura 8 (FUENTE: Informe de Operación de ISA 2002)

La volatilidad mensual anualizada del precio en bolsa muestra una reducción considerable en sus variaciones con respecto al comportamiento histórico, llegando al 40,12% a diciembre 31 de 2002, el cual ha sido el valor mínimo de volatilidad de precio en bolsa en toda la historia del mercado. La volatilidad máxima del año

fue de 381,04%, correspondiente al día 24 de marzo²⁹. Datos del NYMEX sugieren que la electricidad es probablemente el bien más volátil de los más tranzados. La volatilidad típica de un fondo financiero es del 25%, la del gas natural es del orden del 60%.

Las figuras 9 y 10 muestran el precio en bolsa, el Costo Equivalente de la Energía del cargo por capacidad (CERE), el CERE como porcentaje del precio en bolsa y el margen variable entre el precio en bolsa y el CERE. Entre julio de 1995 y diciembre de 1996, el cargo por capacidad como tal no existía y el margen variable era en consecuencia igual al precio de bolsa. En el momento en que se incorpora el cargo por capacidad, esta señal se convierte en una componente significativa del precio en bolsa, siendo en promedio el 52.9 % del mismo. En consecuencia, al ser el CERE el piso de la bolsa, éste se convierte en un elemento de estabilización de los ingresos del generador. Por su parte, el margen variable del precio en bolsa es del 47.1%³⁰, lo cual permite inferir que sin un mecanismo de intervención como el cargo por capacidad, el mercado estaría permanentemente con precios muy bajos.

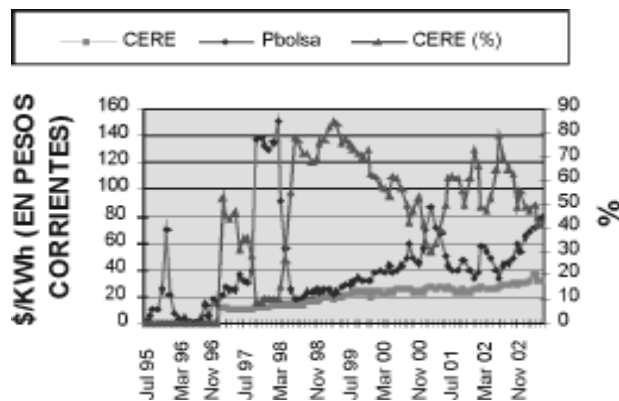


Figura 9

²⁹ Informe Anual de ISA, Mercado de Energía Mayorista 2002.

³⁰ Como el precio en bolsa incluye el cargo por transferencias ambientales y la contribución al Fazni, el margen variable es en realidad ligeramente menor.

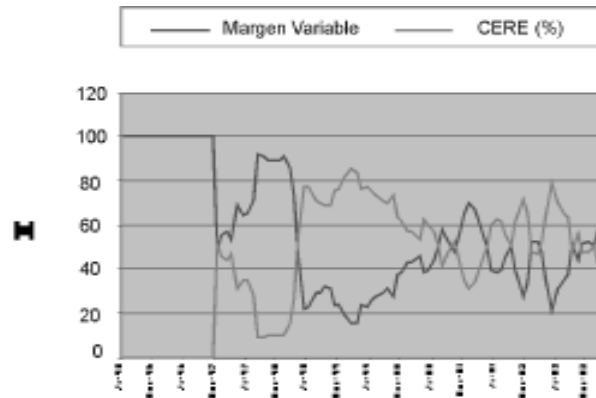


Figura 10

4 *Análisis del cargo por capacidad en el horizonte 1995-2003 y prospectivo 2006-2011*

En esta parte del estudio se pretende, en primera instancia, realizar un análisis del desempeño del cargo por capacidad durante el período 1995-2003, que permita dar respuesta a las preguntas objeto de este estudio: **a) ¿la señal del cargo por capacidad implementada por el Gobierno ha cumplido con el objetivo para el cual fue creado?, b) ¿las motivaciones que dieron lugar a la creación del cargo por capacidad existen hoy en el mercado, o por lo contrario se observa que han desaparecido y por consiguiente este mecanismo no se requiere?** Posteriormente, se efectuará un análisis prospectivo del mercado de generación desde el 2006, momento en el que culmina la vigencia del cargo por capacidad, hasta el año 2011³¹, lo cual permitiría responder las dos últimas preguntas objeto del estudio: **c) ¿después del 2006 se continúa con un mecanismo centralizado, o se justifica un cambio de esquema?, d) ¿qué medios regulatorios se recomendarían y por qué?**

31 El último Plan de Expansión de Referencia de la UPME toma un escenario de Largo plazo 2002-2011 y referenciamos el análisis prospectivo a dicho escenario.

4.1 Análisis del desempeño del cargo por capacidad

Si a la luz de los objetivos para los que fue creado el cargo por capacidad se evalúa su desempeño, se encuentra que los resultados son ampliamente favorables. El propósito del esquema de pagos por capacidad implantado en el mercado colombiano, fue el de crear un incentivo económico de largo plazo, que al tiempo que estimulara la inversión en nueva capacidad de generación ayudara a mitigar la vulnerabilidad del sistema frente a la incertidumbre hidrológica, y que en el corto plazo motivara un alta disponibilidad de las plantas existentes, objetivos éstos que en el período 1995-2003, se han cumplido sin lugar a cuestionamientos. Las razones que fundamentan esta afirmación son las siguientes:

a) Como se muestra en las tablas 1 y 2, durante el período 1995-2003 ingresaron al sistema 16 proyectos de generación que en total aportaron una capacidad adicional de 3896 MW, con una composición 71% térmico y 29% hidráulico. Hay que anotar que esta capacidad entrante mitigó su riesgo de mercado al encontrar una fuente de ingresos proveniente del cargo por capacidad que le permitió permanecer en el mercado dentro de un entorno de precios bajos. Como lo muestra la curva de duración de precios de la figura 7, el 60% de las veces el precio de bolsa ha estado por debajo de 50 \$/KWh (precios de abril de 2003), valor significativamente inferior al costo incremental promedio de largo plazo de la cualquiera de las alternativas de expansión consideradas por la UPME e incluso menor al costo de generación de solo combustible de una planta a térmica a gas ciclo combinado³².

b) Al ser la componente del cargo por capacidad en promedio el 52.9% del precio en bolsa (ver figura 9), éste claramente se ha convertido en el instrumento que le da viabilidad y que estabiliza los ingresos de la industria de generación al no estar sujeto a la variabilidad del precio de bolsa.

c) No todos los proyectos que entraron en operación en el período 1995-2003 ingresaron al sistema en respuesta a la señal económica del cargo por capacidad. Así por ejemplo, los proyectos PPA's que en total suman 1320 MW, son producto del impacto que produjo el racionamiento 91-92 y del afán de eliminar el riesgo

³² El costo de solo combustible de una planta térmica a gas ciclo combinado como La Sierra es superior a 50 \$/KWh

futuro de falla de mercado³³ (síndrome de racionamiento). Igualmente, la totalidad de los proyectos hidráulicos que ingresaron en este período, 1141 MW, fueron concebidos en el esquema de planeación estatal determinística y centralizada. Por su parte, los proyectos que entraron bajo decisiones de riesgo de sus inversionistas, públicos o privados, lograron en parte su viabilidad financiera fundamentalmente por el ingreso del cargo por capacidad. En consecuencia, el cargo por capacidad sí ha cumplido con el objetivo de ser un incentivo económico para atraer nueva inversión en capacidad, pues al país ingresaron 1435 MW totalmente a riesgo con el esquema de pagos por capacidad.

d) Se debe resaltar el hecho de que el esquema de cargo por capacidad ha mantenido la señal de eficiencia en el sistema, puesto que la nueva capacidad instalada en el país ha correspondido a la tecnología más avanzada y de más alta eficiencia hoy en día en el mundo³⁴. Al país no han llegado plantas de segunda categoría. Igualmente, la señal de eficiencia del cargo por capacidad ha operado en el otro sentido, es decir no ha remunerado plantas ineficientes, de altos costos de operación, de baja disponibilidad o de poca firmeza. La metodología implantada al utilizar como criterio de asignación del ingreso la eficiencia económica (costos variables de operación), ha proporcionado una señal clara para que las plantas obsoletas o de elevados costos operativos o de baja disponibilidad salgan del mercado. Prueba de esta situación lo constituye el retiro a la fecha de 890 MW y muy probablemente el retiro de otras plantas que hoy permanecen en el mercado con bajas eficiencias, con graves problemas de viabilidad financiera y sin remuneración por cargo. En este sentido, el cargo por capacidad ha funcionado eficientemente como señal económica, dado que no ha fomentado una expansión en generación de cualquier tipo y tamaño.

e) La figura 11 muestra el ingreso anual en millones de dólares que por capacidad remunerable teórica ha recibido la industria de generación. Es evidente que el cargo por capacidad se ha convertido en un mecanismo de estabilización de ingresos. En términos generales se observa que tal remuneración no presenta

³³ Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 1995-2007, UPME-ISA.

³⁴ Las plantas que han ingresado al sistema corresponden a ciclos simples y ciclos combinados pertenecientes a la familia de turbinas de última generación 5D y 7F de Westinghouse y General Electric respectivamente.

variaciones significativas de año a año, que en promedio es del orden de 490 millones de dólares-año, salvo por cuestiones atribuibles al decaimiento de la demanda de energía. En este sentido, puede afirmarse que la señal del cargo ha operado correctamente. Ahora bien, no puede negarse que el esquema de pagos por capacidad ha sido y es objeto de permanentes críticas. Básicamente, los cuestionamientos se deben a la forma como la metodología asigna estos pagos entre los participantes y en que no existe claridad sobre el producto que la demanda está pagando, en el sentido de que anticipa un pago y no existe un compromiso de que el producto estará disponible en el momento en que se requiera.

Como lo muestra la figura 5, la disponibilidad de la capacidad de generación se incrementó en 8 puntos porcentuales en el período 1995-2001, lo cual refleja la importancia de haber condicionado el pago de capacidad a la disponibilidad real de la planta. Este aumento de la disponibilidad de las plantas en el corto plazo es sin lugar a duda, un logro de la política económica del cargo.

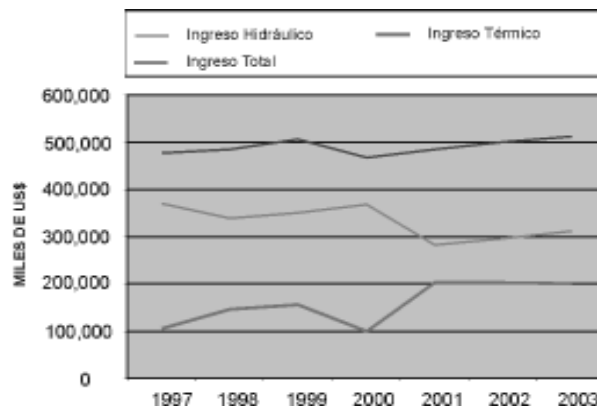


Figura 11

g) Desde el punto de vista de la composición energética y de la vulnerabilidad del sistema, es evidente que se tuvieron logros importantes al incrementarse la componente térmica y en consecuencia mejorarse la confiabilidad del sector. Es así como en 8 años se pasó de una capacidad instalada de 10.063 MW en 1995, de los cuales el 78% era hidráulico y el 22% térmico, a una capacidad de 13.169 MW en

el año 2002, de los cuales el 66% es hidráulico y el 34% térmico. De nuevo se señala que si bien no todos los proyectos que ingresaron fueron motivados por el cargo por capacidad, sí es importante resaltar que la mayor parte de la capacidad instalada corresponde a esta señal y que además su sostenimiento y permanencia en el mercado definitivamente los ha logrado el cargo.

Dentro del período de análisis del desempeño del cargo se presentaron dos fenómenos El Niño (1997-1998, 2002-2003) y una traza hidrológica de muy bajo aportes en 1995. No obstante el riesgo de racionamiento que entraña este tipo de fenómenos en un sistema como el colombiano, al país se le garantizó el suministro de energía sin contratiempo alguno. Es importante señalar que El Niño 97-98 ha sido el más crítico desde el punto de vista de los aportes hidrológicos. Adicionalmente, el sector enfrentó una oleada de atentados terroristas contra la infraestructura eléctrica sin precedente alguno en el país (1612 atentados), que puso a prueba la robustez del sistema de transmisión y de generación. El hecho de que para el año 2002 solo el 0.28% de la demanda total nacional haya sido racionado por este tipo de eventos, es una prueba fehaciente de la confiabilidad que el parque de generación le brinda al país.

En conclusión, la señal regulatoria del cargo por capacidad ha cumplido con los objetivos para los cuales fue creado, aún con todos los cuestionamientos y problemas que este tipo de mecanismos de garantía de suministro suele traer consigo.

4.2 Existencia de señales que motivaron el cargo por capacidad

En relación con la inquietud de si los aspectos que motivaron la implantación del cargo por capacidad han desaparecido, la respuesta es que además de que éstos subsisten, ha habido un deterioro general de las condiciones bajo las cuales se desenvuelve el mercado eléctrico. Las razones que explican esta aseveración son:

a) Aún suponiendo que el problema de la insuficiencia del precio para remunerar la inversión estuviera superado, en el sentido de que los precios en bolsa fueran lo suficientemente altos, se tiene el inconveniente de que la variabilidad de los ingresos haría poco atractiva la inversión en nueva capacidad de generación. La inestabilidad mostrada en la figura 12 para el margen variable del precio en bolsa, haría que aquellas plantas que solo son despachadas en los veranos o períodos de

sequía muy fuerte (generadores pico) no recibieran remuneración la mayor parte del tiempo y solo en algunas ocasiones tendrían altos ingresos. Así pues y aunque en teoría la decisión de inversión estuviera justificada económicamente, un agente averso al riesgo sentiría que la alta volatilidad de los ingresos pondría su inversión en un alto riesgo y no invertiría.

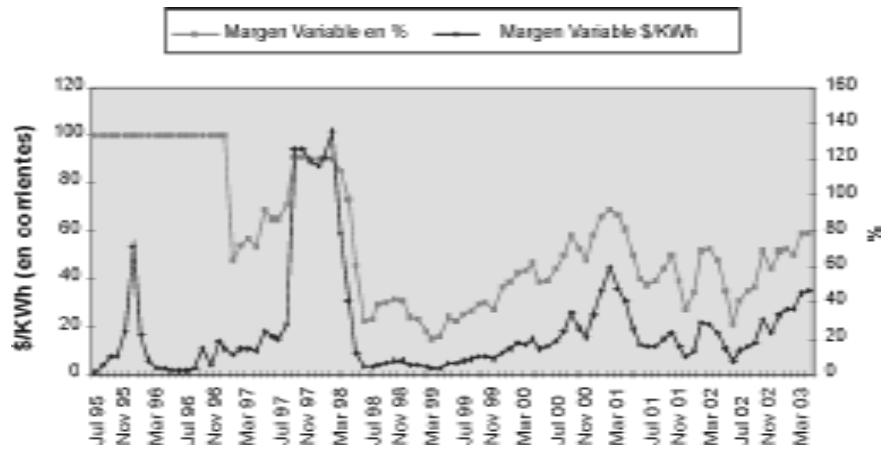


Figura 12

b) Además del inconveniente de la variabilidad, se tiene el problema de que los precios de corto plazo en promedio no son lo suficientemente altos para remunerar la actividad de generación. Como se observa en la figura 12 y salvo en las temporadas con aportes hidrológicos bajos, en donde por efecto de los “Mínimos Operativos” los precios se incrementaron artificialmente, como ocurrió en entre enero y abril de 1998³⁵, el margen variable en promedio es de 25000 \$/MWh (9 US\$/MWh), frente a un costo incremental promedio de largo plazo que oscila entre 32.73 US\$/MWh y 41.55 US\$/MWh según el cálculo de la UPME para el período 2002-

35 Documentos EEPPMDMG-031 y DOCC-243 de junio de 1998: estos documentos muestran que el precio promedio promedio entre enero y abril 20 de 1998 hubiera sido de 56.89 \$/KWh sin intervención, en lugar de 112.68 \$/KWh con la intervención.

2011. Ahora bien, si se remonta al Plan de Expansión Generación-Transmisión 1996-2010 se encuentra que el costo incremental promedio calculado en esa época para el período 1996-2010, oscilaba entre 43.13 US\$/MWh y 43.47 US\$/MWh, valores superiores a los precios que se han dado durante los ocho años de mercado.

En consecuencia, los precios de mercado actuales no cubren de ninguna manera los costos incrementales de largo plazo estimados para las alternativas de expansión requeridas por el sistema hacia futuro. Idéntica situación se tenía en 1995, cuando en el Plan de Expansión 1996-2010 se señalaba que “El costo marginal promedio de corto plazo es 20 US\$/MWh. A este valor se le deberá adicionar el cargo por capacidad que si se supone igual a 11 US\$/MWh durante todo el período, se obtiene un valor promedio de 31 US\$/MWh ... Este valor es menor que CIPLP, lo cual sugiere la necesidad de analizar y evaluar continuamente el comportamiento de la bolsa para garantizar la expansión de largo plazo y revisar el cargo por capacidad si fuera necesario”³⁶. Aquí se puede establecer que las motivaciones que dieron lugar al cargo por capacidad en el pasado en cuanto a la suficiencia de la señal económica del precio para el equilibrio de largo plazo, están vigentes en el mercado hoy en día.

c) Adicionalmente a las consideraciones anteriores, que como se señaló son similares a las condiciones que se tenían en el momento de reestructurar el sector, en la actualidad se observa una nueva situación que afecta el desempeño del mercado. La expedición de la resolución CREG 34 de 2001 que además de no remunerar los costos de la generación térmica requerida por fuera de mérito, estableció un price cap o techo para el precio de bolsa, fijado en el primer segmento de racionamiento y que a la fecha es de 447596 \$/MWh. Este hecho corta los posibles precios de punta que pudieran surgir en situaciones de escasez, limita los ingresos que los generadores pueden obtener del mercado y en consecuencia, hace menos viable la instalación de tecnologías de punta. En otras palabras, el establecimiento de un price cap que “achate” la curva de precios es una intervención que desajusta el equilibrio del mercado en el largo plazo, razón por la cual se requeriría un mecanismo compensatorio.

³⁶ Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 1996-2010, página 7-123.

d) Otro elemento importante es la pérdida de confianza de los inversionistas en el sector. Un estudio reciente del Banco Mundial, divulgado en junio de 2002, sobre la inversión privada en el sector eléctrico en los países en vía de desarrollo, muestra que el nivel de insatisfacción de los inversionistas en Colombia es del 83%, sólo superado por Argentina, y que cinco de cada seis inversionistas extranjeros se irían del país si pudieran, porque no le ven futuro a sus inversiones en el sector eléctrico³⁷. Además de demostrar la pérdida de confianza de los inversionistas en el sector eléctrico colombiano, el estudio deja entrever una señal preocupante sobre el futuro del sector, donde, sin el concurso del sector privado, difícilmente se podrá asegurar la demanda futura, ya que la crítica situación fiscal de la Nación le impide asumir la totalidad de las inversiones requeridas³⁸.

4.3 Análisis prospectivo

La expiración de la vigencia del mecanismo del cargo por capacidad en el 2006, plantea un hito importante para el mercado; habrá que definir si se requiere de una señal de intervención, o si el mercado por sí mismo proporcionará la señal económica que incentive la inversión en nueva capacidad de generación. Para abordar este asunto, se analizará en primera instancia, la conveniencia o no de un esquema u otro.

4.3.1 Mercados de sólo energía

Este mecanismo plantea que la señal de precio de la energía que se forma libremente en el mercado spot, será lo suficientemente alta para cubrir el costo incremental de largo plazo, recuperar las inversiones e incentivar la entrada oportuna de los proyectos. La solución del problema de la confiabilidad se deja en manos del mercado: no intervenir y esperar que la señal económica del precio dirija la inversión. No se remunera explícitamente la potencia, ni se organizan mercados obligatorios de capacidad. Aquí sólo se reciben ingresos por la venta de energía. Los mercados donde se ha implantado este esquema tienen la particularidad de contar con un parque de generación sobre-dimensionado y de disponer de importantes interconexiones con sistemas vecinos (Noruega, Suecia, Australia, Nueva Zelanda y California).

37 The World Bank - Ranjit Lamech & Kazim Saeed, Private Power Investors in Developing Countries, Survey 2002 Preliminary Findings, Energy Forum 2002, June 5, 2002, Washington, D.C.

38 El Apagón de la Generación Eléctrica, Acolgen 2002.

La crítica fundamental a este modelo radica en que solo proporciona reservas de corto plazo (ancillary services) y no existe una provisión explícita de capacidad que asegure el suministro en el largo plazo. Por ejemplo, si las unidades de punta que reciben ingresos elevados en períodos muy cortos de tiempo, perciben que éstos no son suficientes para remunerar sus inversiones, no entrarán al mercado y en el mediano plazo se contará con un sistema restringido. Experiencias como la del sistema de California indican, que adoptar un modelo en el que todo el mercado este basado en los precios spot, es completamente inadecuado³⁹

En relación con el mercado colombiano, veamos la conveniencia de adoptar un esquema basado únicamente en el precio spot. La curva de costos marginales de la figura 13⁴⁰, obtenida con un modelo de simulación del mercado para el período 2007-2013, muestra claramente que los valores oscilarían entre 10 y 20 US\$/MWh, los cuales son inferiores a los costos incrementales de largo plazo para cada una de las alternativas de expansión del Plan de Referencia de la UPME 2002-2011 (32.73 y 41.55 US\$/MWh). Adicionalmente, los price caps establecidos en la resolución 34 de 2001 desanimarían cualquier iniciativa de inversión al limitar los ingresos que los generadores pudieran obtener del mercado. Lo anterior indica que definitivamente no habría una señal de expansión clara en el mercado y que no sería benéfico implantar un esquema de esta naturaleza.

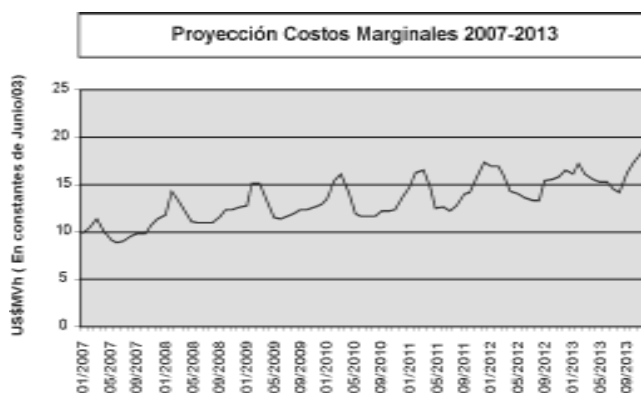


Figura 13

³⁹ The California Power Crisis: Lessons for developing countries, The World Bank, abril 2001

⁴⁰ Costos marginales mensuales a precios de junio de 2003 para la corrida estocástica con 100 series hidrológicas con los siguientes supuestos: crecimiento de demanda de energía escenario medio de la UPME, entrada de Porce III a finales de 2009, costos de combustible promedio declarados por los agentes y elaborado por CND, intercambio con Ecuador.

Pero aún asumiendo que los precios del mercado spot pudieran alcanzar los niveles adecuados, suposición que implica la eliminación del price cap de la resolución 34 de 2001, se tendría el problema de la volatilidad de los precios y de la incertidumbre de la entrada oportuna de los proyectos de generación. La aversión al riesgo de los agentes, que claman por la estabilización de los ingresos, llevaría a la infra-inversión. Así mismo, un modelo basado en una señal de corto plazo no ofrece el margen de tiempo necesario para reaccionar. Los precios se incrementarían significativamente, cuando el desequilibrio entre oferta y demanda ya exista y no haya tiempo para instalar nueva capacidad.

Otra posible alternativa es que los consumidores se den cuenta de la necesidad de tener contratos de largo plazo (5 años). Algunos autores plantean que los contratos entre consumidores y generadores serían el mecanismo ideal para asegurar el nivel de confiabilidad deseado por los usuarios, dado que éstos libremente decidirían cuánto quieren pagar para tener una garantía de suministro y cuál sería el nivel de confiabilidad que están dispuestos a pagar. Aunque en teoría debieran incentivar la entrada de más generación, al estabilizar los ingresos de los generadores, en los mercados reales existe el problema de que el consumidor no tiene suficiente preparación para determinar el producto que más le conviene y para especificar el nivel de seguridad que desea, razón por la cual este objetivo solo pudiera lograrse después de un largo período de aprendizaje y muy probablemente después de haber pasado por situaciones de racionamiento, que conducirían a la modificación del esquema antes de que el usuario haya madurado suficientemente⁴¹.

En general, la crítica que se hace a los sistemas que han adoptado este modelo (Australia, California, Escandinavia) es que han ignorado el problema de la suficiencia en generación en el diseño de sus mercados, quizá porque en el momento de implementar la competencia, existía una sobre-instalación en el sistema que hizo irrelevante la amenaza de racionamiento, o porque se creyó que el mercado resolvería este problema por si mismo. Infortunadamente, el pobre funcionamiento de este mecanismo en California llevó a una falta de inversión y a precios pico. En otros casos como Finlandia, Noruega y Australia, el mecanismo

41 Documento: A MARKET APPROACH TO LONG TERM SECURITY OF SUPPLY, Carlos Vásquez, Ignacio J. Pérez A, mayo 2002.

ha llevado a que se tomen medidas altamente intervencionistas, como por ejemplo, que el operador del sistema compre unidades de generación para cubrir picos, al darse cuenta que los precios de mercado no proporcionan los incentivos apropiados y de forma oportuna⁴².

4.3.2 Pagos por capacidad

Este mecanismo pretende remunerar separadamente la energía y la potencia y su objetivo es establecer un pago administrado para que incentive nuevas inversiones y estabilice la volatilidad de los ingresos a los agentes. La cantidad a remunerar es definida anticipadamente por el regulador y la asignación entre los agentes se determina mediante modelos que simulan la operación del sistema. Este esquema de remuneración se aplica en Colombia (desde 1997), España, Chile, Argentina y Ecuador.

Las críticas que se hacen a este mecanismo en Colombia, y en general en aquellos sistemas en donde ha sido implantado, se relacionan con el volumen total de remuneración al mercado (cuánto), la forma de asignar estos pagos entre los participantes (a quién) y la definición del producto que paga el usuario. El primer aspecto es especialmente crítico, dado que el establecimiento de un volumen insuficiente de remuneración implica una baja inversión en capacidad. Por lo que se ha visto hasta el momento, este no pareciera ser un problema en Colombia. El punto más controversial ha sido sin lugar a dudas la asignación de los recursos, dada la cantidad de variables que considera la metodología empleada para determinar el aporte individual en firmeza, y la composición hidrotérmica del sistema, hecho que ha creado serios conflictos y terminado en demandas de carácter legal por parte de los agentes.

Ahora bien, es innegable que el cargo por capacidad requiere de una alta intervención del regulador, por lo que siempre generará conflicto entre los agentes, pero esta intervención o una equivalente es sin lugar a dudas necesaria si se quiere llegar a un equilibrio que en el largo plazo remunere la capacidad adicional requerida para atender los picos del sistema.

⁴² Ibidem

4.3.3 Mercado de capacidad

Aquí se obliga a los compradores a tranzar en el mercado de largo plazo y contratar un nivel de capacidad, de tal manera que se incentive un nivel de suficiencia de generación. Esta alternativa ha sido adoptada en los sistemas del noreste de Estados Unidos (PJM, New York, New England) en donde las autoridades regulatorias determinan la cantidad de capacidad firme que cada representante de la demanda debe comprar y la cantidad que cada generador puede vender. Aquí se tienen mercados organizados que facilitan la comercialización y el precio que remunera la capacidad instalada de generación, es el resultado de un mercado de capacidad competitivo.

Uno de los problemas de este esquema es que la competencia es usada solamente para determinar el precio, pero no la cantidad que cada generador puede vender. Cuando solo hay unidades térmicas en el sistema, el regulador puede fácilmente calcular la capacidad firme de cualquier generador pero cuando se tiene un sistema hidrotérmico, esta capacidad firme es muy difícil de calcular porque se convierte en un asunto controversial. Otra dificultad que presenta este esquema es que provee un incentivo débil a la operación confiable dado que el comprador no percibe el grado de compromiso y de cobertura que esta pagando por el producto.

4.3.4 Pago por potencia por medio de la energía

Otra forma de incorporar el pago por potencia es incrementando el precio de la energía en la bolsa. En este esquema la potencia se remunera a través de un sobreprecio que se introduce al costo marginal de la energía de corto plazo. Así el precio del pool se compone de dos elementos: el costo de generación (costo de producir la energía) y el costo de potencia, asociado al valor esperado del costo de falla de la energía no suministrada. Este era el esquema que se aplicaba en Inglaterra y Gales.

La crítica a este procedimiento es que al prescindir de un término explícito de capacidad, distorsiona la señal económica de la energía y adicionalmente, condiciona la inversión a una señal de muy corto plazo, hecho que se contrapone con la necesidad de suficiencia de largo plazo.

4.3.5 Mercado de opciones

En este esquema el regulador o el operador del sistema convoca a una subasta

en la que los generadores compiten entre sí para vender opciones estandarizadas. Las opciones que venden los generadores son compromisos de potencia y los ingresos corresponden a una combinación de potencia y energía. Las opciones se remuneran al precio marginal que resulte de la subasta. Esto significa que con la diferencia entre el precio marginal de equilibrio y el precio ofertado se paga la capacidad, y el objetivo de este diferencial será remunerar a los bloques de potencia más seguros. Al establecerse un precio de ejercicio, el generador renuncia a obtener los ingresos que pudiera lograr cuando el precio de la energía fuera mayor a aquel. Además, si el generador no puede atender su compromiso en ese instante, se verá obligado a comprar energía a otros generadores, y nuevamente asumir el diferencial, o a compensar por el monto del seguro en caso en que no haya energía disponible, lo que supone una fuerte penalización por no estar disponible. Esto se traduce en un fuerte incentivo para que los generadores produzcan, cuando el precio es muy elevado, la misma cantidad que contrataron en el mercado de opciones. En caso contrario quedarán expuestos a altos precios en el mercado, lo que implica que estén motivados a cumplir con el nivel de confiabilidad que se comprometieron⁴³.

En este tipo de mercados se distinguen dos alternativas: a) Los esquemas puramente financieros como el que se plantea la firma consultora Mercados Energéticos a la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el estudio “Computer-bases Simulation of Auctions of Option Contracts and of Futures Contracts in the Colombian Wholesale Electricity Market”; b) Los esquemas en los que se establece un atributo adicional orientado más hacia la confiabilidad a través de penalizaciones.

La implantación de este diseño, implica el funcionamiento correcto de ciertas instituciones y la adecuada definición de las responsabilidades: El responsable de definir el nivel de confiabilidad del sistema, que bien pudiera ser el organismo regulador, la entidad encargada de diseñar y llevar a cabo la subasta, la entidad que definirá la evolución de la demanda de energía y el establecimiento de un esquema sólido de garantías reales. En todo caso, la responsabilidad queda en manos de las autoridades y nunca sobre la demanda.

La crítica principal que a menudo se hace a este tipo de esquema es que, como no ha sido implementado en ningún mercado, no se dispone de experiencia alguna

⁴³ Memoria de grado Cargo por Capacidad Via Opciones Financieras, Carlos Alberto Altamiras Ceardi, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería.

respecto a su desempeño. En este sentido, la Universidad EAFIT señala: "...en este caso, no parece prudente pensar en mecanismos de opciones como los mecanismos óptimos: el horizonte temporal del problema, la escasa experiencia internacional específica en el tema, y los costos que tendría el mal funcionamiento del mercado, hacen poco recomendable implementar un mecanismo de opciones."⁴⁴. Adicionalmente y en relación con el esquema de opciones, la Federal Energy Regulatory Commission señala: "Este es un método nuevo y no experimentado, que podría presentar problemas por lo desconocido. Además, si el operador del sistema compra capacidad para el mercado, podría no tener un suficiente incentivo para estimar adecuadamente la cantidad de capacidad requerida, puesto que no se haría cargo del costo de excesivas compras de capacidad"⁴⁵.

Aunque el mecanismo de opciones sin lugar a duda alguna soluciona el problema financiero de la volatilidad de los ingresos, la incertidumbre y preocupación respecto la garantía de suministro de largo plazo no es despejada y continúa presente.

5 Recomendación final

Como se ha mostrado a lo largo del trabajo, los mercados eléctricos, a diferencia de otros, tienen la particularidad de que el bien no es almacenable, los procesos de inversión son de larga maduración y presentan una elevada volatilidad en los precios. Esta situación o falla estructural del mercado, unido al papel estratégico que para la economía de un país tiene la electricidad, hacen que necesariamente los sistemas eléctricos requieran de algún grado de sobreinstalación, es decir una capacidad instalada mayor a la que el mercado definiría como óptima, en aras de asegurar el abastecimiento confiable de electricidad. En un sistema predominantemente térmico o incluso hidrotérmico pero no sujeto a una variabilidad

44 Estudio Cargos por Capacidad y Mínimos Operativos: una aproximación conceptual", Universidad EAFIT, 2002.

45 "This is a new and untried method, and could present problems as yet unknown. Further, if the system operator purchases capacity for the pool as a whole, it might not have a sufficient incentive to estimate accurately the amount of capacity needed, since it would not bear the cost of excessive capacity purchases. Also, having the system operator participate so directly in the energy market could have unintended and potentially anticompetitive consequences." Ensuring Sufficient Capacity Reserves in Today's Energy Markets: Should we? and How do we?, Federal Energy Regulatory Commission, 2001.

hidrológica fuerte, el margen de sobre-instalación requerido de capacidad no es un asunto tan complejo de resolver como en Colombia. Además de la incertidumbre asociada al crecimiento de la demanda de energía y potencia, la incidencia marcada de fenómenos climatológicos como El Niño y el hecho de que el sistema es predominantemente hidráulico con baja capacidad de regulación, hacen que el manejo de la confiabilidad en el largo plazo requiera en el sistema colombiano, un tratamiento diferente a lo realizado en otros sistemas. Esta situación obliga a que el margen de reserva de capacidad tenga que ser mayor al de un sistema que solo enfrente la incertidumbre de la demanda de energía, pues de lo contrario el riesgo de racionamiento sería elevado.

Ahora bien, los mecanismos para enfrentar este problema pueden ser de diferente naturaleza, dependiendo del nivel de exposición al riesgo que quiera asumir la autoridad responsable de la política energética: Estos mecanismos van desde esquemas de mercado muy abiertos, estilo California o mercado de opciones, que proclaman la no intervención y dejan en manos del mercado la garantía del suministro, hasta los esquemas de total intervención donde el regulador compra activos de generación.

En nuestra visión del problema, el hecho de que el consumidor no perciba el riesgo de racionamiento y que la electricidad sea un producto esencial y estratégico para la economía del país, hace que la atención de dicho riesgo necesariamente se convierta en una función del Estado (soberanía eléctrica), dado el impacto económico que su interrupción causaría. En consecuencia, dejar que la garantía de suministro de energía en el largo plazo sea resuelta por el libre mercado sin ninguna intervención regulatoria, no es conveniente y entraña un alto riesgo, por lo que se considera indispensable tener un mecanismo de intervención regulatorio que ajuste las fallas estructurales del mercado. Al respecto, la Universidad EAFIT en relación con el cargo por capacidad señala lo siguiente: "...el mecanismo actual aplicado en Colombia, cumple en líneas generales su cometido, a través de un esquema que, si bien no está exento de problemas, sí incluye los elementos básicos de un mecanismo económico: Definición de un bien; mecanismo de determinación del precio del mismo; mecanismo de recaudo y distribución de la prima implícita correspondiente. Así, no es claro que tenga sentido implementar un mecanismo de opciones, que por la naturaleza de largo plazo del problema, puede implicar riesgos mayores, que los costos que el mecanismo actual puede tener"⁴⁶.

⁴⁶Estudio Cargos por Capacidad y Mínimos Operativos: una aproximación conceptual", Universidad EAFIT, 2002

En este sentido y dado el costo que podría acarrear el fracaso de un nuevo esquema, la recomendación final es que el país no debe ser el pionero en este tipo de ensayos, menos aún cuando la reforma del sector aún no se ha consolidado suficientemente, y hasta tanto no se tengan experiencias exitosas en relación con el desempeño de mecanismos de mercado en otros sistemas, se debe continuar por diez años más, con un sistema administrado de pagos de capacidad similar al existente hoy en día, haciendo obviamente las modificaciones a que haya lugar en el tema del reparto de la remuneración entre los generadores. De todas formas, sea cual fuere el esquema que se establezca para asignar el recurso entre los agentes, se debe evitar que sobre la marcha se realicen cambios sustanciales en la metodología.

Ahora bien, en caso de que se optara por un mecanismo de mercado, la recomendación es que su implantación sea gradual, en donde el regulador convoque a una especie de subasta en la que el operador del sistema, en representación de la demanda, contrate volumen de energía que supere la demanda total del sistema.

En todo caso la recomendación que se desprende de todo este análisis, es que no existe una propuesta perfecta para solucionar todos los aspectos involucrados en un tema tan complejo como el de la confiabilidad. Todas las soluciones son parciales y unas se pueden ajustar en mayor o menor grado a la realidad de cada país.

6 Conclusiones

Como se ha mostrado a lo largo del trabajo, un mercado de electricidad organizado en forma de pool con las características y composición exhibidas por la industria de generación colombiana, se ve enfrentado a una depresión y volatilidad en los precios e ingresos de bolsa, que puede desincentivar la inversión en nueva capacidad de generación, conducir a una baja disponibilidad de la capacidad existente en el corto plazo y a tener un alto riesgo de racionamiento en el sistema.

Para enfrentar el asunto de la confiabilidad del suministro de energía en el largo plazo, en el mundo se han planteado diferentes esquemas regulatorios, todos ellos orientados a corregir las fallas de mercado e incentivar la inversión en

generación. En caso colombiano, el regulador optó por establecer un mecanismo administrado de pagos por capacidad, que si bien tiene dificultades metodológicas, éste en términos de la garantía del suministro ha cumplido satisfactoriamente.

El hecho de que en el año 2006 expire la vigencia del cargo por capacidad, plantea un hito importante para el mercado colombiano, pues debe decidirse que esquema debe continuar. En este sentido y luego de estudiar las múltiples alternativas regulatorias existentes para garantizar la confiabilidad en los sistemas eléctricos y teniendo en cuenta el desempeño del cargo por capacidad en Colombia y el contexto actual y futuro del mercado, se encuentra que es necesario mantener una señal externa que complemente el mercado de energía, que estimule la inversión eficiente, para lo cual se recomienda continuar con un esquema administrado como de pagos de capacidad similar al existente hoy en día.

Bibliografía

- AKERS, Jim. MEAD Dave. Federal Energy Regulatory Commission. Ensuring Sufficient Capacity Reserves in Today's Energy markets: Should We? And How Do We?, 2001. Disponible en www.stoft.com
- COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS, CREG. "Cargo por Capacidad", Documento, CREG-024, 12 de marzo de 1996.
- COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS, CREG. "Criterios sobre el cargo por capacidad en el mercado de electricidad", "Documento CREG-079", 20 de noviembre de 1995.
- COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS, CREG.. Resolución CREG-116 de 28 de noviembre de 1996, Resolución CREG-047 de octubre 14 de 1999, Resolución CREG 059 de noviembre 6 de 1999, Resolución CREG 029 de junio 17 de 2000, Resolución CREG-072 de octubre 24 de 2000, Resolución CREG-077 de 8 noviembre de 2000, Resolución CREG-111 del 26 de diciembre de 2000. Disponible en www.creg.gov.co.
- CHUANG S. Angela, WU. Felix, Capacity Payments and the Pricing of Reliability in Competitive Generation Markets. Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences-2000.
- DOLADER J. Clara. Consejero de CNE "Señales regulatorias para la inversión y el abastecimiento eficiente de energía eléctrica" Informe del Grupo de trabajo CIER08 "regulación de los Mercados eléctricos". Madrid 8 de noviembre del 2002.
- EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN. EEPPM. Base de datos ATENEA. Subgerencia Transacciones Energía.
- INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. ISA. Base de datos NEÓN, Gerencia del Mercado de Energía mayorista, Informe Mercado de Energía Mayorista 2002. Disponible en www.isa.com.co

- LARRY E. Ruff. "Competitive Electricity Markets: Why They are Working and how to Improve Them" NERA. 1999.
- MESEGUER V. Claudia (Instituto de Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas de Madrid), PÉREZ A. Jose Ignacio. (Comisión del Sistema Eléctrico Nacional), "Los mercados eléctricos competitivos y la política energética: mecanismos de compensación" 6ª jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Lisboa, Portugal. 7-9 julio 1999.
- MOREY Mathew. Envision Consulting. "Ensuring Sufficient Generation Capacity, During the transition to competitive electricity markets" Edison Electric Institute. 2001
- OCHOA Francisco. Conferencia "¿Quién hará la expansión futura? Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica, ACOLGEN, Cúcuta mayo 8 de 2003. Disponible en www.acolgen.org.co
- PALOMO G. Nohora LEY 143 de julio 11 de 1994, (Ley Eléctrica). Comentada y concordada Septiembre 2002. ACOLGEN.
- PÉREZ A. Ignacio J. "Long-term reliability of generation in competitive markets: A critical review of issues and alternative options" IIT Working Paper IIT-00-0981T, June 2001. Disponible en www.iit.upco.es
- RAMIREZ G. Manuel "Apuntes sobre participación del estado en la economía y la regulación". Notas de clase. Agosto de 2000.
- STOFT Steven. Power System Economics, "Designing Markets for Electricity", Introduction to part 2, How Price Spikes Recover Fixed Costs Chapter 2-1; Draft, January 2001, Reliability and Generation; Chapter 2-2.
- THE WORLD BANK "The California Power Crisis Lessons for developing Countries", Energy and Mining Sector Board, April 2001.
- UPME. "Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2002-2011" Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética. 2003, Plan de expansión de referencia generación transmisión 1996-2010". 1997