

## 5. Evolución del Mercado Eléctrico Colombiano desde su Creación

En este capítulo se presenta la evolución del mercado observado a través de las principales variables, como indicadores de su desarrollo.

La información que no tiene asociada referencia de fuente, ha sido obtenida de la base de datos del sistema de información Neón de ISA.

### 5.1 Demanda

El mercado de energía se inició el 20 de julio de 1995 con la puesta en funcionamiento de la Bolsa de Energía. La demanda del sistema ha evolucionado en consonancia con el crecimiento económico del país como lo muestra el crecimiento del PIB (Tabla 5-1 y Figura 5-1).

Tabla 5-1<sup>76</sup>

Año	Demanda GWh	Crecimiento Demanda Energía %	Crecimiento PIB %
1995	41.774	5,40	5,20
1996	42.300	1,26	2,06
1997	43.633	3,15	3,43
1998	43.734	0,23	0,57
1999	41.503	-5,10	-4,20
2000	42.240	1,78	2,92
2001	43.206	2,29	1,39
2002	44.511	3,02	1,62
2003	45.771	2,83	3,74

Fuente UPME

Durante el período de existencia del mercado, se ha atendido la demanda, con un comportamiento variable en crecimiento, se presentó la recesión económica de los años 1998 y 1999 y la recuperación de la economía en los últimos 3 años. En el año 2002 se superó la demanda de energía del año 1998, lo que equivale a un período de 4 años de atraso en el crecimiento del sector.

---

76 Los crecimientos del PIB para años 2000 a 2003 figuran como provisionales en la fuente DANE

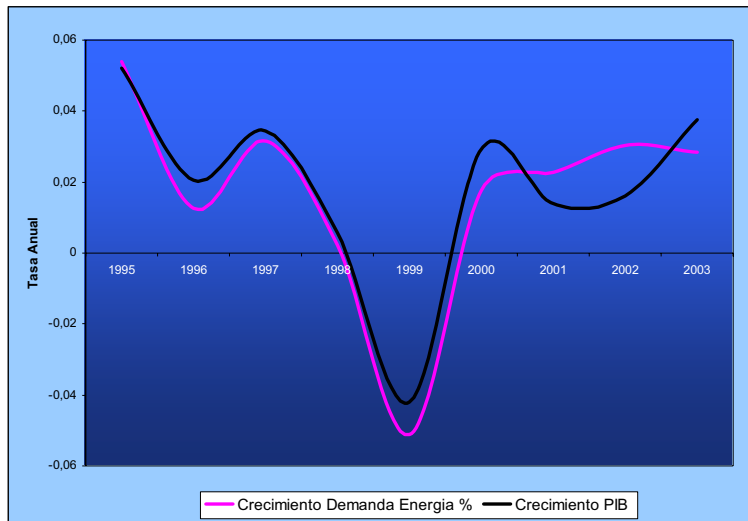


Figura 5-1 Crecimiento anual - Demanda de Energía y PIB

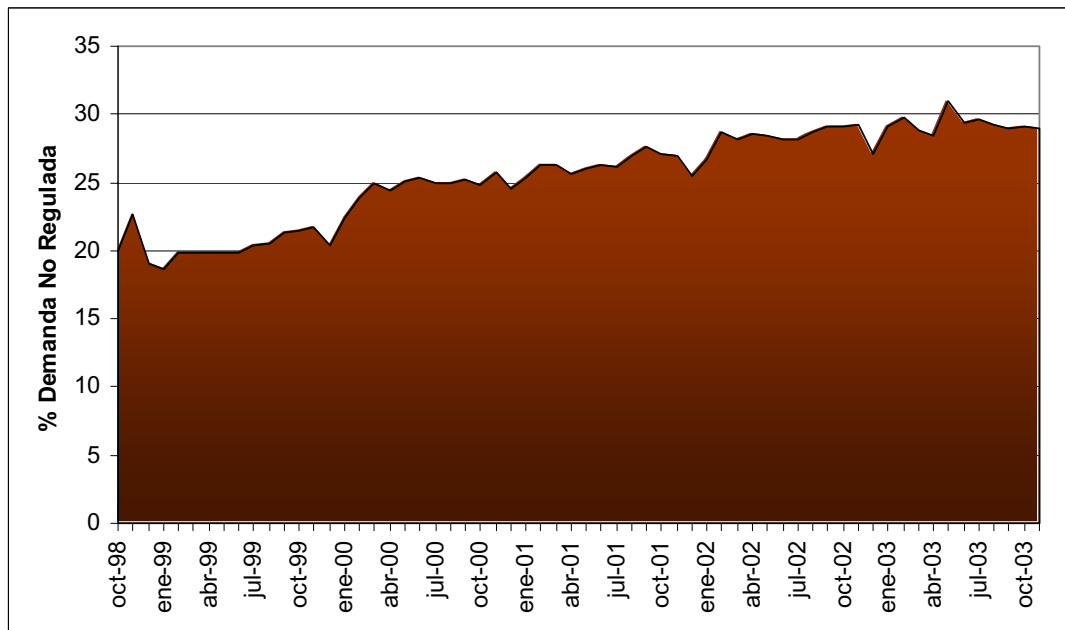


Figura 5-2 Demanda No Regulada Nacional

Como se muestra en la figura 5-2, con la reducción del límite de grandes consumidores a 0.5 MW o 270 MWh mes, en enero de 1998, la demanda de usuarios no regulados pasó rápidamente al 20% de la demanda total. En enero de 2000, con el siguiente paso de disminución del umbral de usuarios no regulados (0.1 MW o 55 MWh mes) presentó

un nuevo incremento de 5 puntos. A partir de esta fecha el incremento de penetración ha sido de tan solo el 4% en 3 años.

Con base en la información que las empresas reportan a la CREG<sup>77</sup>, se ha calculado que a finales de 2003 el suministro de demanda por parte de comercializadores entrantes o comercializadores diferentes al de la empresa de distribución local, fue del 48% de la demanda del sector industrial, 18% de la demanda del sector comercial, 15% del sector oficial y 0.1% de la demanda del sector residencial.

Estos usuarios han cambiado de comercializador en forma dinámica y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC ha registrado hasta 1.042 cambios en un año.

## 5.2 Generación

La capacidad efectiva de generación del SIN presentó en el período de existencia del mercado un incremento de 3.168 MW incluyendo la entrada de nuevas centrales y los retiros. La evolución de la capacidad con relación a la demanda máxima se presenta en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2

Año	Capacidad Efectiva MW	Demanda MW
1995	10102	7130
1996	10639	7276
1997	11217	7559
1998	12083	7506
1999	11595	7365
2000	12264	7712
2001	13170	7787
2002	13470	8078
2003	13270	8257

Fuente: Informes Operación ISA

La Tabla 5-3 presenta las plantas que entraron en operación en el período de existencia del mercado. El capital privado invirtió en este desarrollo mediante dos esquemas: 1.435 MW en contratos PPA (Power Purchase Agreement) y 710 MW a riesgo del mercado. Las empresas de carácter público por su parte instalaron 1.896 MW.

---

77 Información reportada a través del Instructivo Eléctrico. [WWW.creg.gov.co](http://WWW.creg.gov.co). Consulta Mayo 7 de 2004.

Tabla 5-3

Central	Capacidad (MW)	Capital	Tipo
Paipa IV	168	Privado PPA	Térmica Carbón
TEBSA	768	Privado PPA	Térmica Gas
Termo Dorada	52	Privado PPA	Térmica Gas
Termo EMCALI	233	Privado PPA	Térmica Gas
Termo Valle	214	Privado PPA	Térmica Gas
Miel	396	Público	Hidráulica
Porce II	405	Público	Hidráulica
Termo Centro	285	Público	Térmica Gas
Termo Sierra	470	Público	Térmica Gas
Urrá	340	Público	Hidráulica
Termo Candelaria	300	Privado Riesgo	Térmica Gas
Termo Flores II	99	Privado Riesgo	Térmica Gas
Termo Flores III	157	Privado Riesgo	Térmica Gas
Termo Merieléctrica	154	Privado Riesgo	Térmica Gas

El capital privado también se vinculó al sector, mediante la compra de plantas de generación en operación, con el proceso de privatización de activos del estado. Seis empresas de capital privado: Chivor, Termotasajero, Termocartagena, Central Hidroeléctrica de Betania, EMGESA y EPSA<sup>78</sup>, adquirieron la propiedad de 5.137 MW que eran de empresas estatales. En esta forma, el 55% de la generación es de capital privado en el año 2003. Se incluye en esta generación la capacidad de las plantas que tienen contrato PPA.

La componente de capacidad térmica en el período de funcionamiento del mercado pasó del 22% al 33%. La componente de capacidad de generación con gas pasó de 13% al 27% y la de generación con carbón pasó del 8% al 5% de la capacidad total.

En el año 1998 los recursos térmicos presentaron el mayor nivel de generación, cuando fueron utilizados como respaldo durante la sequía ocasionada por El Niño 1997-1998. En ese año la generación térmica cubrió el 30% de la demanda anual y específicamente en los meses de enero y febrero, cubrió el 49% de la demanda, según lo registran los informes de operación de ISA; ver Figura 5-3. Para lograr este nivel de generación, se copó la capacidad de suministro de gas natural y fue necesario utilizar fuel oil como combustible alterno.

78 El contrato PPA TermoValle también se transfiere pero la propiedad de esa central no cambia.

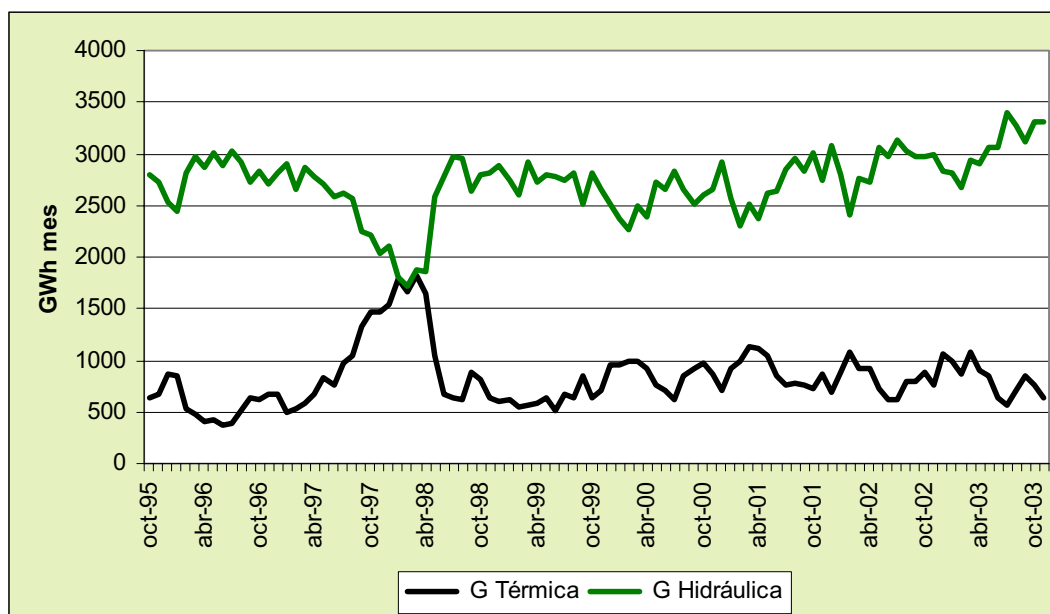


Figura 5-3 Generación Térmica e Hidráulica Mensual

La generación térmica se incrementó en los períodos de verano hasta el 30% de la demanda, con excepción del año 1999 a consecuencia del fenómeno de La Niña que siguió al período de sequía mencionado anteriormente. Por otro lado, la generación térmica no fue inferior al 11% y en los años 2000 y 2001 al 17% por efectos de la generación de seguridad requerida para mantener en operación el sistema, ante los atentados a la red de transmisión.

La generación hidráulica presentó su máximo nivel en el año 2003, alcanzando el 86% de cubrimiento de la demanda del mes de julio. Con excepción del período de sequía, la generación hidráulica supera el 69% de la demanda mensual en el período.

La evolución de los caudales de los ríos que alimentan las centrales hidráulicas se puede caracterizar en tres períodos, dos determinados por los fenómenos de El Niño y de La Niña, entre los años 1997 y 1999, ver Figura 5-4, para el cual en el mes de febrero de 1998 los caudales bajaron al 39% con respecto a la media histórica y en el mes de diciembre subieron al 120%. El tercer período, corresponde a los últimos años con aportes entre el 88% y el 89%.

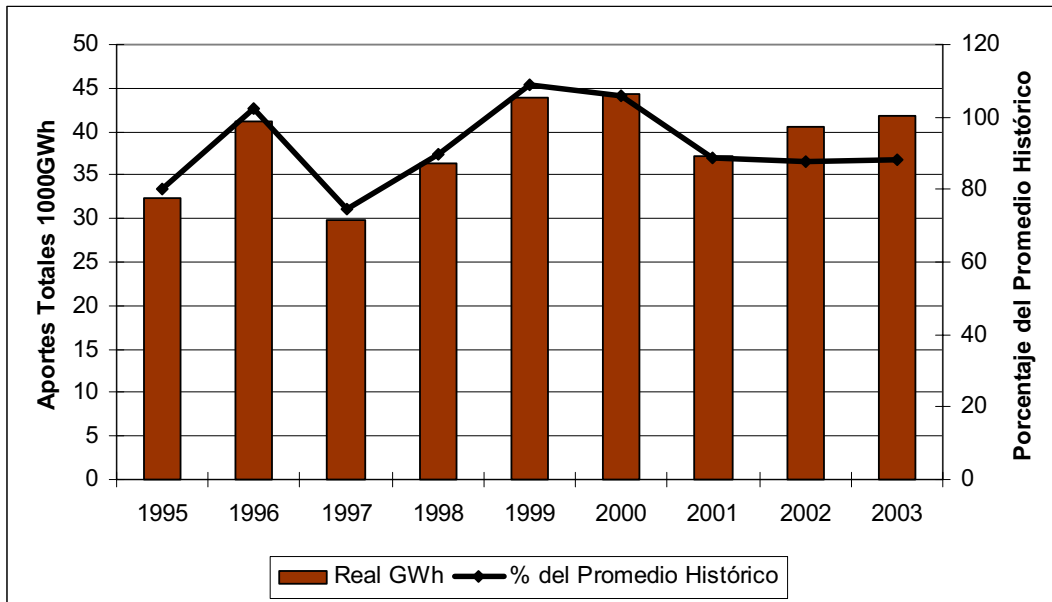


Figura 5-4 Aportes Hídricos Anuales

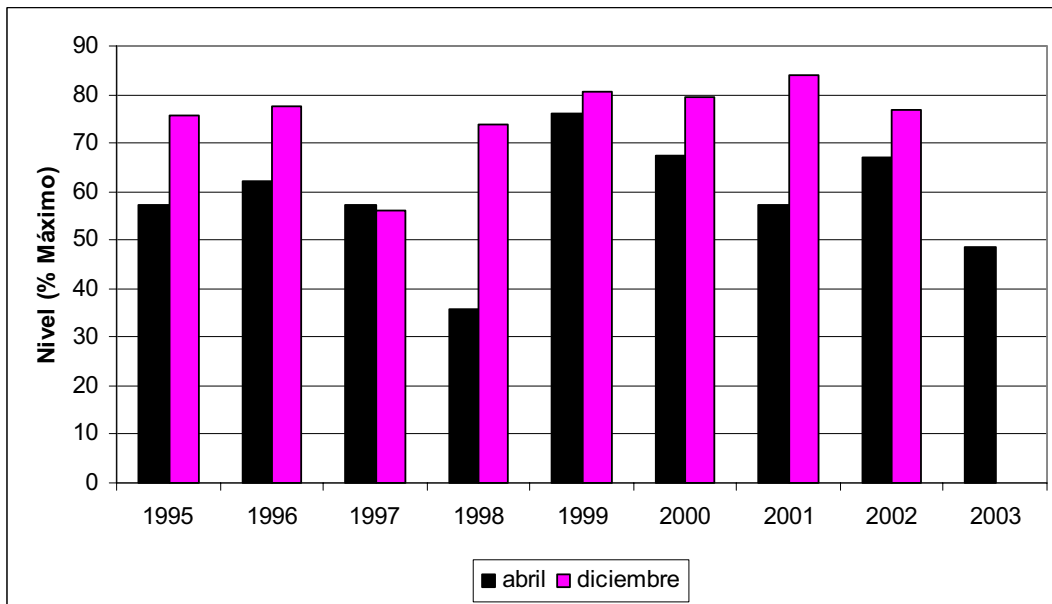


Figura 5-5 Niveles de Embalse Finales de abril y diciembre

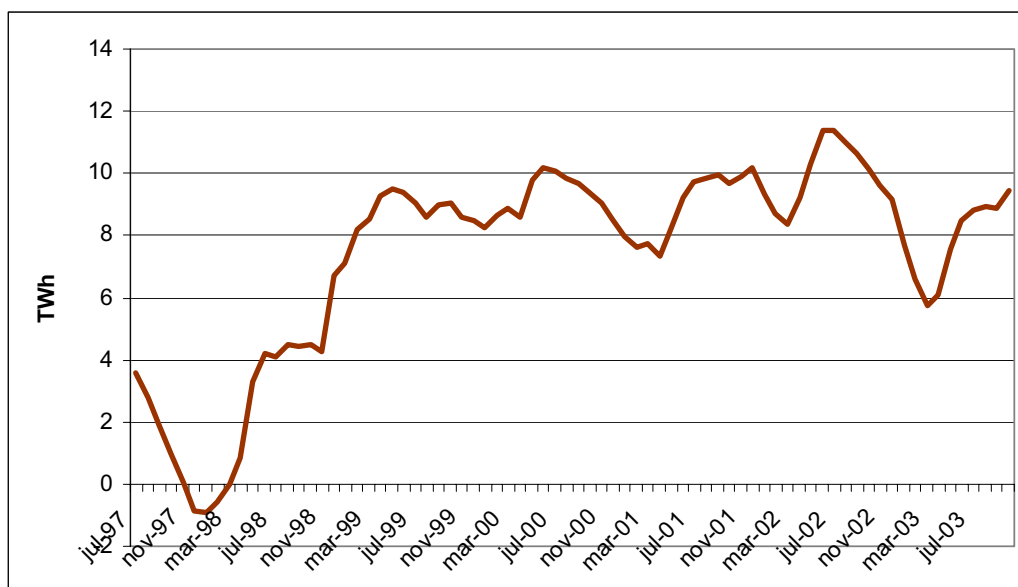


Figura 5-6 Energía Ofertable Disponible en Embalses

La Figura 5-5 presenta el nivel del embalse en porcentaje de la capacidad máxima, al final de los meses de abril y diciembre de cada año. En la Figura 5-6 se presenta la energía disponible en embalses para el mercado, después de haber descontado la energía almacenada en el Nivel Mínimo Operativo. Se identifican la reducción de reservas en embalses durante los períodos de sequía, la recuperación durante el período de altos caudales y el corto período de regulación del mismo.

### 5.3 Contratos y Bolsa

Los precios del mercado mayorista para los dos posibles tipos de transacción de energía: contratos a mediano plazo y transacciones de corto plazo o en Bolsa, han evolucionado como lo muestra la Figura 5-7.

Se presentan valores promedio mensual, tal que las variaciones horarias y diarias están suavizadas. Adicionalmente, los precios se han convertido a precios constantes de diciembre de 2003, utilizando el Índice de Precios al Productor - IPP. El valor promedio del precio de contratos en todo el horizonte fue del 62 \$/kWh. El valor promedio del precio de Bolsa fue de 68 \$/kWh. Esto significa que en el largo plazo los contratos han resultado ser más económicos que las compras en Bolsa. Adicionalmente, esta última opción requiere de un respaldo financiero muy importante

para cubrir la gran volatilidad que presenta este precio. Si se calcula el precio promedio a partir de mayo de 1998, después de El Niño 1997-1998, el valor promedio de Bolsa sería 54 \$/kWh y el promedio de contratos los mismos 62 \$/kWh. Esta diferencia es indicador del precio que se paga por el cubrimiento del riesgo.

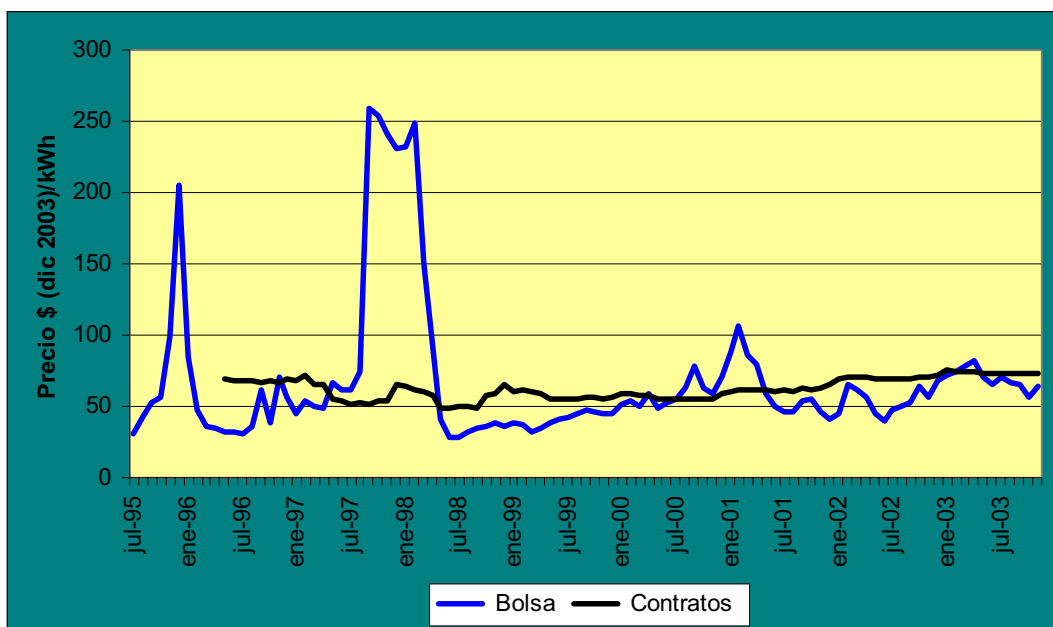


Figura 5-7 Evolución Precios Promedio Bolsa y Contratos en Términos Constantes

La formación del precio de Bolsa presenta alta correlación con la energía disponible en los embalses. Sin embargo, se ha encontrado que las variables que explican las variaciones de las ofertas son diversas, entre ellas se encuentran los cambios en la regulación, los precios de los contratos, las inflexibilidades, la generación de seguridad y las ofertas de otros recursos de la misma empresa, en forma adicional a las que determinan su costo marginal como son caudales, disponibilidad y demanda<sup>79</sup>.

A partir de marzo de 2003 se puso en funcionamiento el esquema de Transacciones Internacionales de Energía de Corto Plazo - TIE, con el Ecuador. Este esquema ha permitido realizar transacciones en ambas direcciones. Las diferencias de precio entre los dos mercados y la limitación de la red de transmisión han originado rentas de

congestión, que en Colombia se asignan hasta un 10% a respaldo para cubrimiento por parte del ASIC, el 80% para el fondo FOES y la cantidad restante para reducir el valor de restricciones. Esta última porción representa entre un 10% y 12% del valor de las restricciones<sup>80</sup>.

El impacto que las transacciones TIE tiene sobre el precio de Bolsa promedio mensual se estimó como un incremento máximo de 4.8% en el mes de septiembre de 2003 y valor mínimo de 0.30% en el mes de mayo de 2003.

Los agentes han realizado transacciones en magnitudes que superan la demanda en un porcentaje mayor al 20%, alcanzando cantidades del 57% por encima de la demanda, ver Figura 5-8. Los niveles de contratación en promedio han superado hasta en un 20% la demanda<sup>81</sup>. Las transacciones en Bolsa se han encontrado alrededor del 40%, con un máximo del 47%. Esto muestra el potencial que existe para transar contratos normalizados.

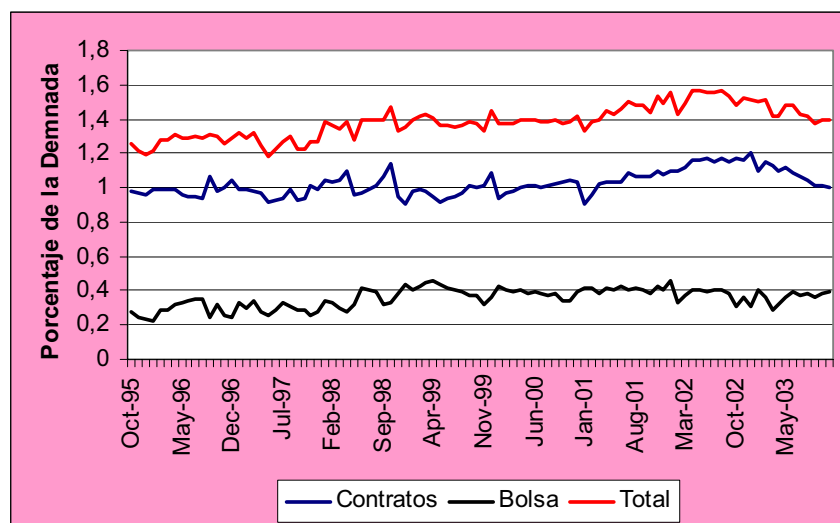


Figura 5-8 Nivel de Transacciones en Contratos y Bolsa

79 UPME. "Mercado de Energía en Colombia, Análisis Comercial y de Estrategias". Trabajo elaborado por Sistemas Digitales de Control. Bogotá, mayo 2004.

80 Ibid 79

81 Existió obligatoriedad para los comercializadores de respaldar con contratos un mínimo porcentaje de su demanda hasta el año 1999. El 80% para 1996, del 60% para 1997 y 1998 y el 30% en 1999.

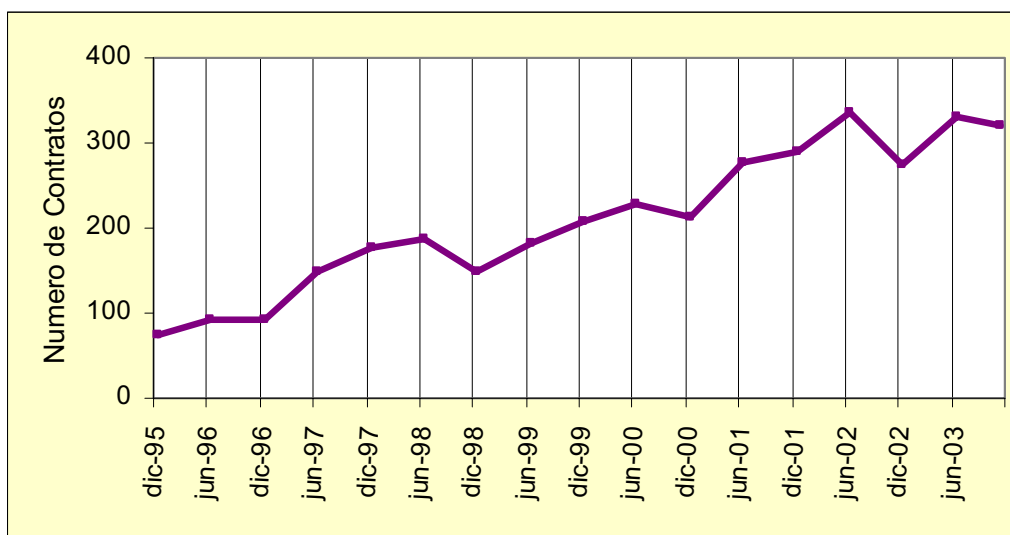


Figura 5-9 Número de Contratos

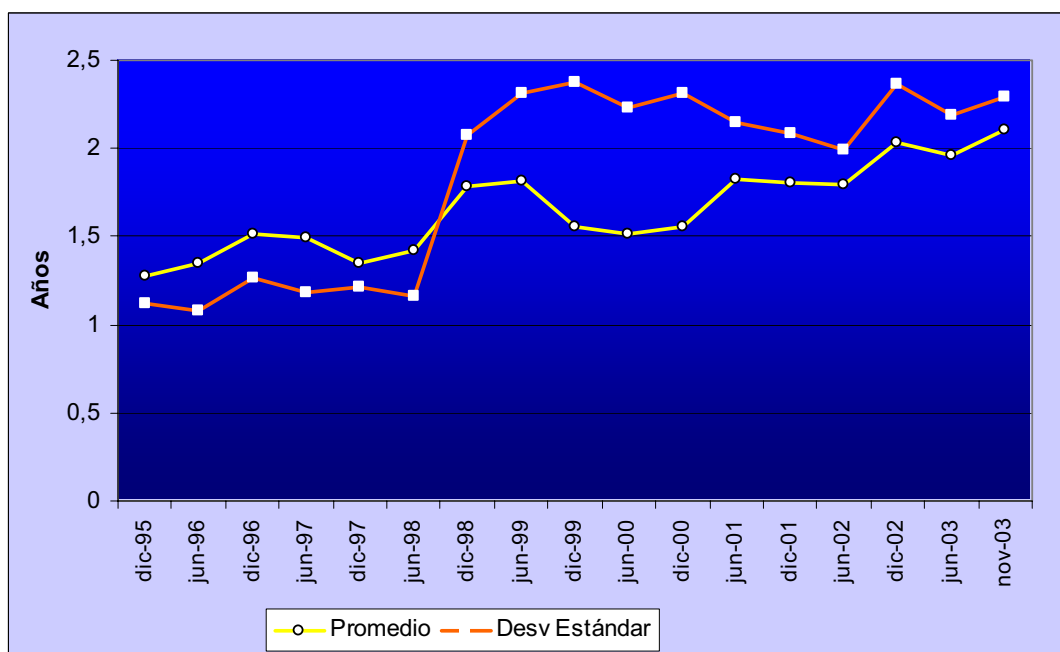


Figura 5-10 Duración de Contratos

El número de contratos despachados creció de 74 en diciembre de 1995 a 321 en el mes de noviembre de 2003, Figura 5-9. La duración de los contratos se ha

incrementado en los últimos años hacia contratos de 2 años en promedio<sup>82</sup>, Figura 5-10. Sin embargo, se han registrado contratos en el rango de duración menor a un mes, hasta de término indefinido.

Los agentes del mercado han creado 53 formas de liquidación de precio de los contratos y 57 formas para representar el cubrimiento de riesgo en la magnitud de los contratos. Estas formas se han creado con base en las definidas por la Resolución CREG 024 de 1995: contratos pague lo demandado y contratos pague lo contratado.

## 5.4 Reconciliaciones

La forma de pago, composición y precio de las restricciones ha evolucionado acorde con los cambios en regulación y con las condiciones de limitación del sistema de transmisión.

**Forma de pago de las restricciones por los agentes.** Se inició con un cobro a los agentes en proporción a la demanda, posteriormente, se pasó a distribuir por partes iguales entre generadores y demanda para retornar en octubre de 2000 a ser distribuidas únicamente en proporción a la demanda. Las restricciones imputables a un agente operador de red o comercializador son cargadas a estos.

**Composición.** Inicialmente las restricciones se calculaban incluyendo los efectos de regulación secundaria, los cuales fueron separados a la cuenta de AGC para ser distribuidos entre generadores. Antes del año 2000 se tenían solamente dos categorías de restricciones: locales y globales, las primeras se cargaban a los comercializadores que atendían la demanda local, las segundas se distribuían por partes iguales entre generadores y comercializadores, como se mencionó anteriormente. En el año 2000 se crearon 27 categorías de generación de seguridad, o generación obligada y de acuerdo con el tipo es cargada al comercializador local, a la demanda del SIN, o al operador del sistema de transmisión.

**Precio.** Se ha limitado el precio máximo para las reconciliaciones positivas y negativas a partir de marzo 2001.

Las reconciliaciones han tenido el comportamiento que se presenta en la Figura 5-11. A partir de octubre de 2000, fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 063 de

---

82 Ibid 79

2000, las magnitudes en GWh y valores en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas son diferentes por efecto de la generación obligada para control automático de frecuencia (AGC).

A partir de marzo de 2001 se presenta un cambio en el valor de las reconciliaciones causado por el límite a los precios de reconciliación positiva y negativa definido por la Resolución CREG 034 de 2001, Figura 5-12. Esta variación también es apreciable en la Figura 5-13 que presenta los precios promedio resultantes de las reconciliaciones en comparación con el precio de Bolsa.

De los análisis detallados por zona y por planta se encuentra que a partir de 1998 la zona Costa ha obtenido los mayores ingresos por reconciliaciones positivas con costo muy alto con respecto a las zonas Bogotá, Antioquia, Nordeste y Valle, que le siguen.

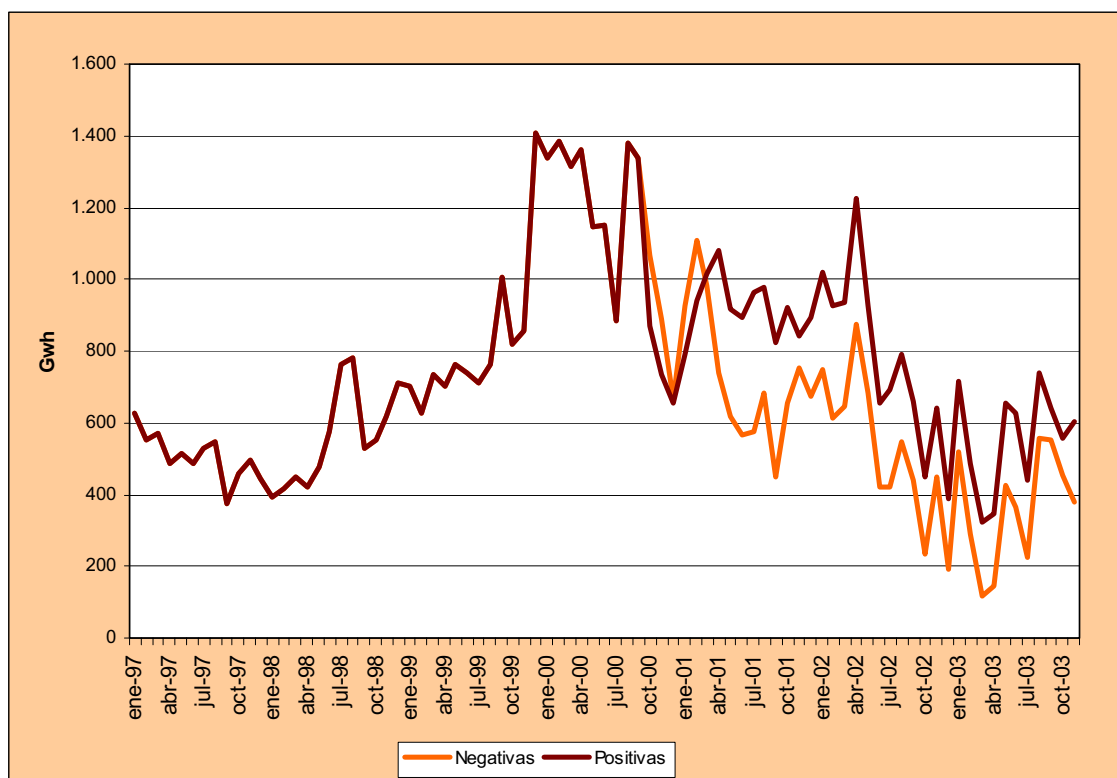


Figura 5-11 Magnitud de Reconciliaciones Positivas y Negativas

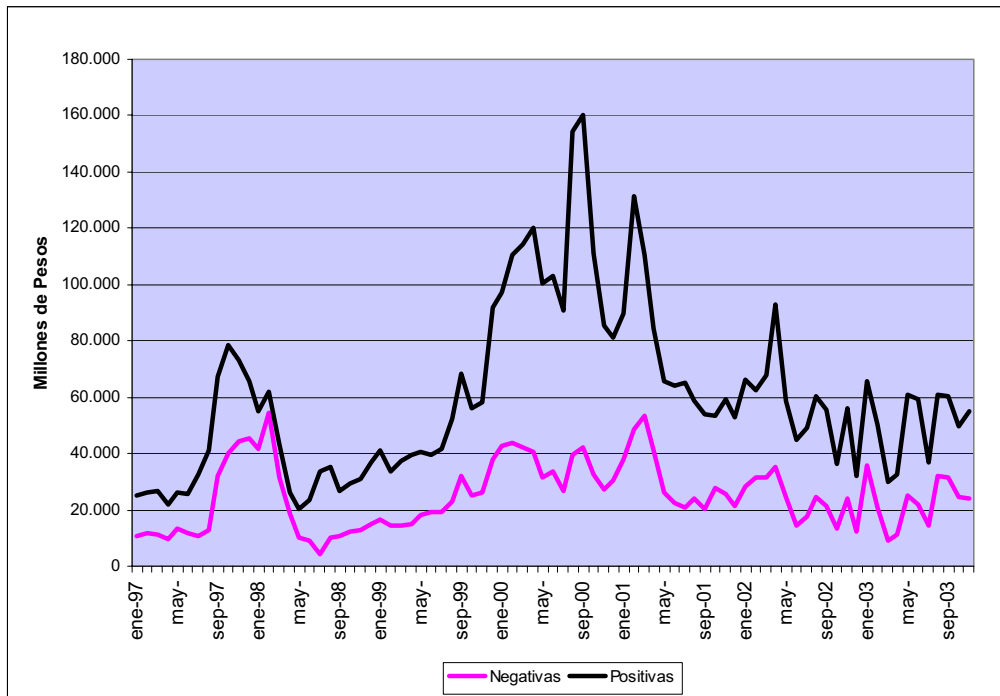


Figura 5-12 – Valor de Reconciliaciones Positivas y Negativas

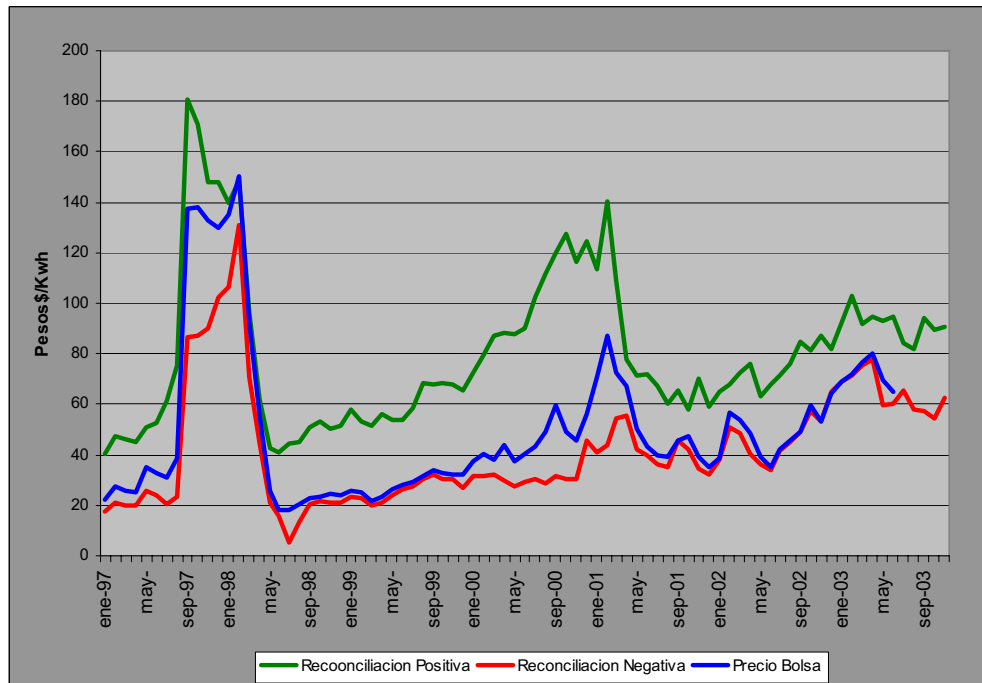


Figura 5-13 – Precio Promedio Mensual de Reconciliaciones

Las zonas Antioquia y Bogotá en todo el período de estudio son las que presentan los mayores valores por reconciliaciones negativas, indicando que son las zonas desplazadas por la generación forzada fuera de mérito. Consistente con esto, los mayores reembolsos por reconciliación negativa se presentan alternativamente en las plantas San Carlos y Guavio; les siguen en orden de importancia Chivor y Guatapé.

Los ingresos por reconciliación positiva en la zona Valle durante todo el periodo de estudio ocurren principalmente en las plantas Alto y Bajo Anchicayá.

Desde 1999 la planta con mayor costo (valor en Col\$) por reconciliación positiva es TEBSA, con costos inferiores le siguen en orden de importancia Termoflores, Termogujira y Termotasajero. En general se puede decir que en la zona Costa están localizadas las plantas que reciben la mayor remuneración por generación forzada fuera de mérito y que el reembolso por generación desplazada no guarda proporciones con los ingresos de reconciliación positiva en esa zona.

Los ataques a la infraestructura de transmisión obligaron la operación de unidades fuera de mérito, principalmente en los años 2000 a 2002. En la Tabla 5-4 se presenta un resumen del número de torres derribadas o averiadas en cada año.

Tabla 5-4<sup>83</sup>

Año	Torres
1999	248
2000	454
2001	282
2002	483
2003	329

Fuente: Informes de Gerencia y Operación ISA

La entrada de refuerzos en la Costa con la línea Sabanalarga-Termocartagena, en el Nordeste con la línea Primavera-Guatiguará-Tasajero, en el Centro con las líneas La Sierra-Purnio y Purnio-Miel-SanFelipe y las compensaciones de reactivos en el Sur y en la Costa, contribuyeron a la reducción de las magnitudes de reconciliaciones positivas y negativas a partir del año 2002 y por lo tanto, del valor de las restricciones.

---

83 Fuente: ISA informe de Gerencia ISA pag.61. ISA Informe de Operación 2002 pag.22 ISA Informe de Operación 2003 pag.47.

Los valores y precios de reconciliaciones son una señal económica que permite establecer necesidades de refuerzo en el sistema de transmisión, o de compensación como reemplazo económico de generación de seguridad.

## 5.5 Restricciones

Las restricciones totales presentaron la evolución que se muestra en la Figura 5-14, la cual está explicada por:

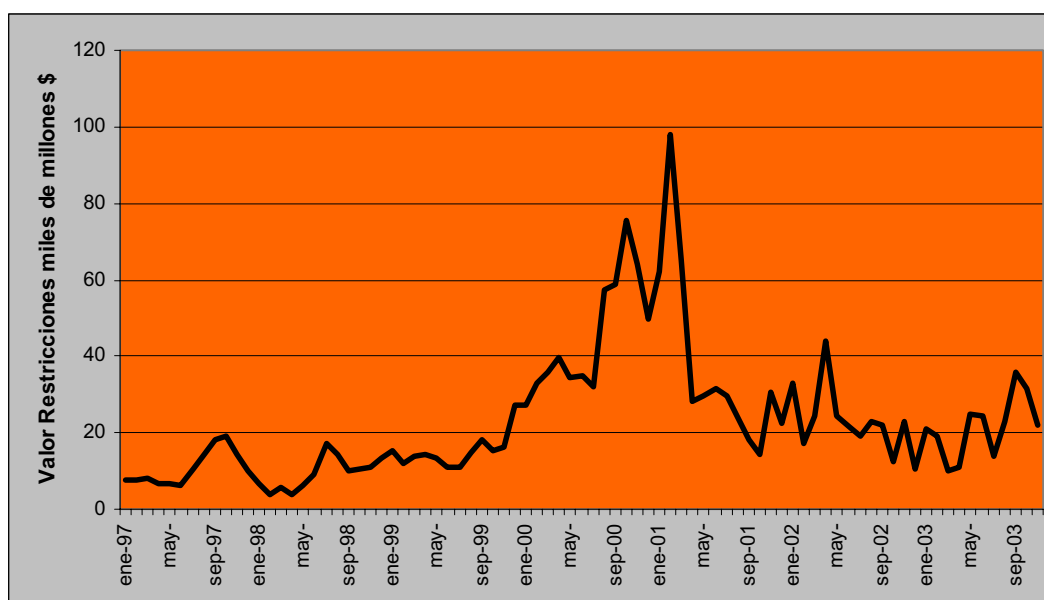
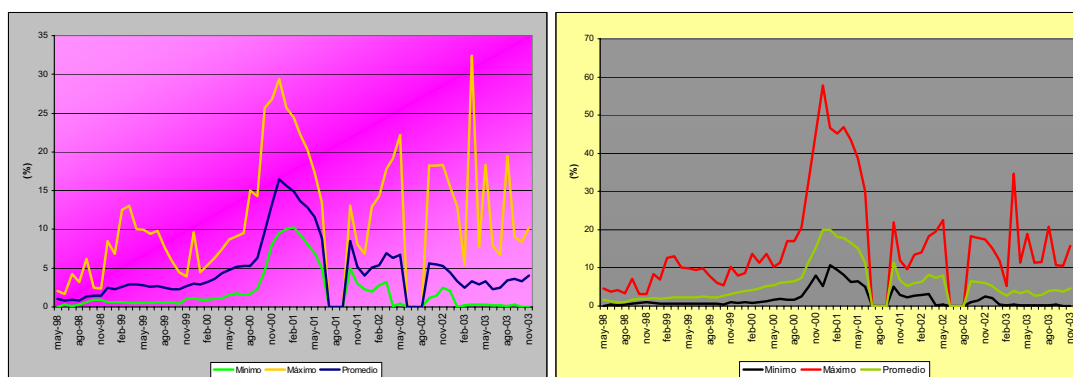


Figura 5-14 Restricciones totales

- El incremento en las necesidades de generación de seguridad por efecto del derribo de torres que se mencionó anteriormente entre los años 2000 a 2002,
- El cambio regulatorio que estableció cargar estos costos a los comercializadores en lugar del 50% a generadores y 50% a comercializadores como estaba establecido hasta junio de 2000,
- El incremento en los precios de la generación de seguridad hasta marzo de 2001, como se muestra en el análisis de reconciliaciones,
- El límite a los precios de reconciliación establecidos por regulación a partir de marzo de 2001,
- La entrada en servicio de líneas de refuerzo en el año 2001 y

- La reducción de la cuenta de restricciones, por razón de la asignación de un porcentaje de las rentas de congestión originadas en las TIE con Ecuador a partir de marzo de 2003.

Las restricciones tuvieron un impacto en la tarifa del usuario final que varía según el tipo de comercializador<sup>84</sup>. En la Figura 5-15 se presenta el impacto máximo, promedio y mínimo en porcentaje sobre la tarifa a usuarios regulados y sobre la tarifa media.



Figuras 5-15 Efecto de restricciones sobre tarifa regulada y media

Las restricciones tuvieron un impacto hasta del 30% en la tarifa de usuarios regulados. El impacto en promedio llegó al 16%, siendo mayor al 10% durante el segundo semestre de 2000 y el primer trimestre de 2001. Antes del inicio de la intensificación de voladuras, el impacto calculado promedio era del 3%, y en el 2002 fue de 5%. Los valores porcentuales para la tarifa media son superiores teniendo en cuenta que la tarifa media es inferior a la tarifa regulada.

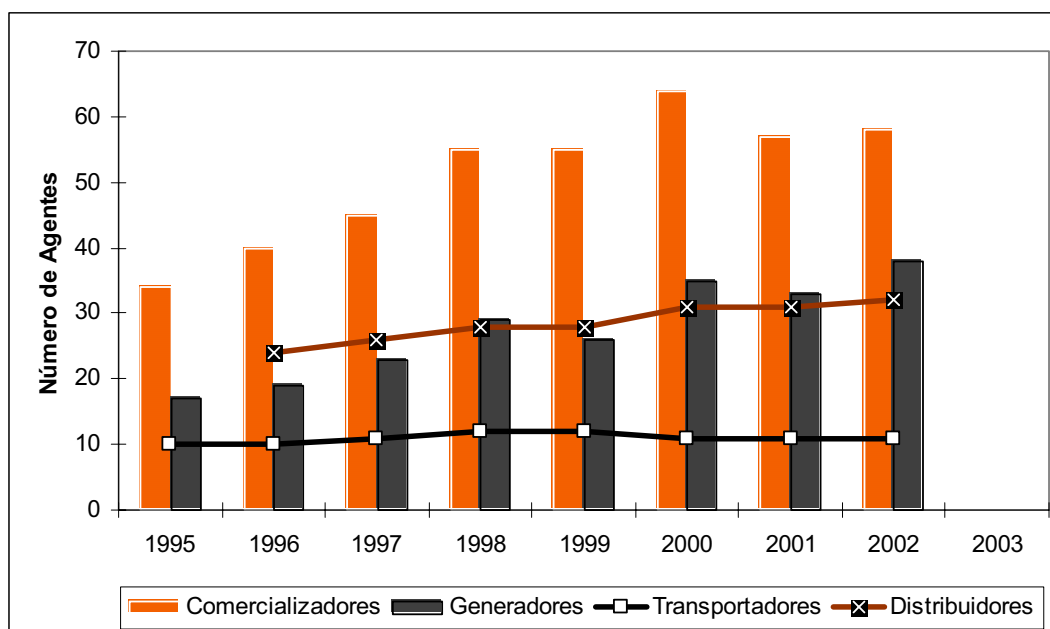
En el año 2003 el nivel del porcentaje promedio de disminución del pago por restricciones por efecto de las rentas de congestión de las TIE, fue del 2% de la tarifa regulada, hasta cuando se estableció por Ley la aplicación de parte de esas rentas al Fondo de Energía Social FOES. A partir de esta fecha el porcentaje bajó al 0.5% en promedio.

## 5.6 Evolución de Agentes

La dinámica del mercado está marcada por el número de participantes independientes. El número de agentes ha evolucionado según se presenta en la Figura 5-16. En barras

84 Ibid 79

se presenta la evolución de los agentes entre los cuales hay competencia: generadores y comercializadores y en línea continua, la evolución del número de agentes que prestan servicio de carácter monopólico: transmisión y distribución.



Fuente:ISA

Figura 5-16 Número de Agentes.

El crecimiento del número de agentes que se presentó en los primeros años del período, se estancó con la disminución de la demanda del año 1999. En el año 2000 se presentó un incremento de los agentes activos, para luego volver a disminuir en los últimos años. El último incremento coincide con la disminución del umbral para usuarios regulados a 100 kW y consumo mínimo de 55 MWh mes, que rige desde enero de 2000.

Los comercializadores que no están asociados con agentes distribuidores o generadores, es decir, que solamente ejercen la actividad de comercialización, han evolucionado como se presenta en la Figura 5-17; allí se incluyen el número total de comercializadores y el número de comercializadores puros registrados y activos. En el período de 5 años han alcanzado una penetración del 3.6% de la demanda comercial

nacional. El 60% de la demanda que atienden es regulada, como lo encontró el estudio Análisis del Mercado de Energía en Colombia<sup>85</sup>.

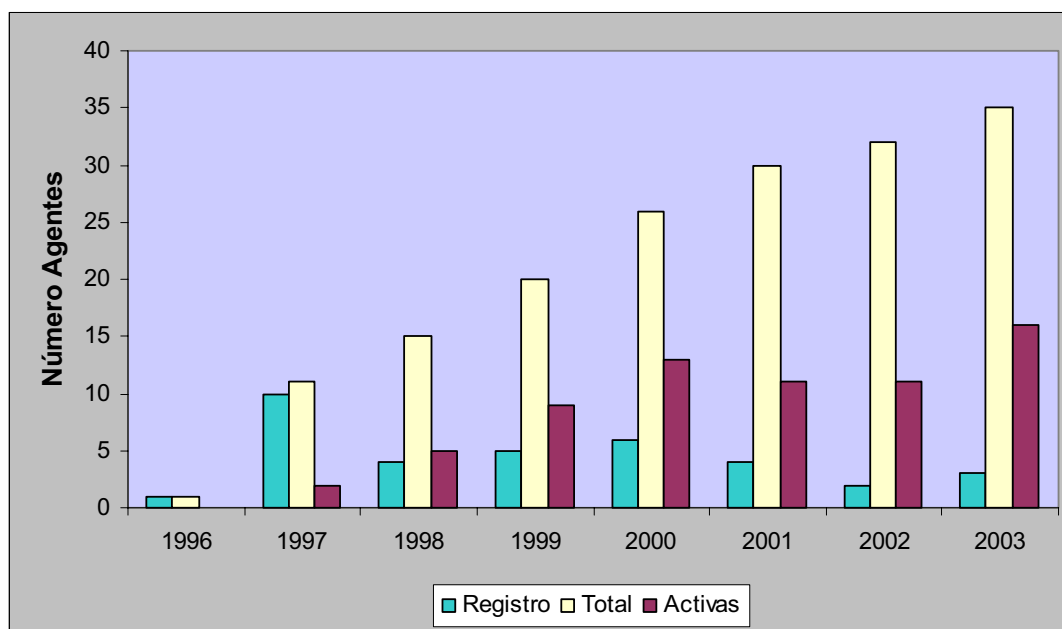


Figura 5-17 Número de Comercializadores Puros Registrados y Activos

La generación tiene una concentración que no supera el 25%, sin embargo, el 60% de la capacidad es de propiedad de cuatro agentes. Según se estableció en el estudio Análisis del Mercado de Energía en Colombia, 6 empresas presentan la mayor frecuencia de colocación del precio de Bolsa en toda la historia del mercado, como se ilustra en la Figura 5-18. Si se consideran períodos anuales este número de empresas es de 3 o 4 por año.

Por otro lado, del cálculo del índice de concentración Hirschman-Herfindahl (HHI)<sup>86</sup> se encuentra que este ha disminuido como se ilustra en la Figura 5-19.

85 Ibid 79

86 Determina empíricamente la concentración de la generación y da una indicación del poder de mercado que puede llegar a desarrollarse.

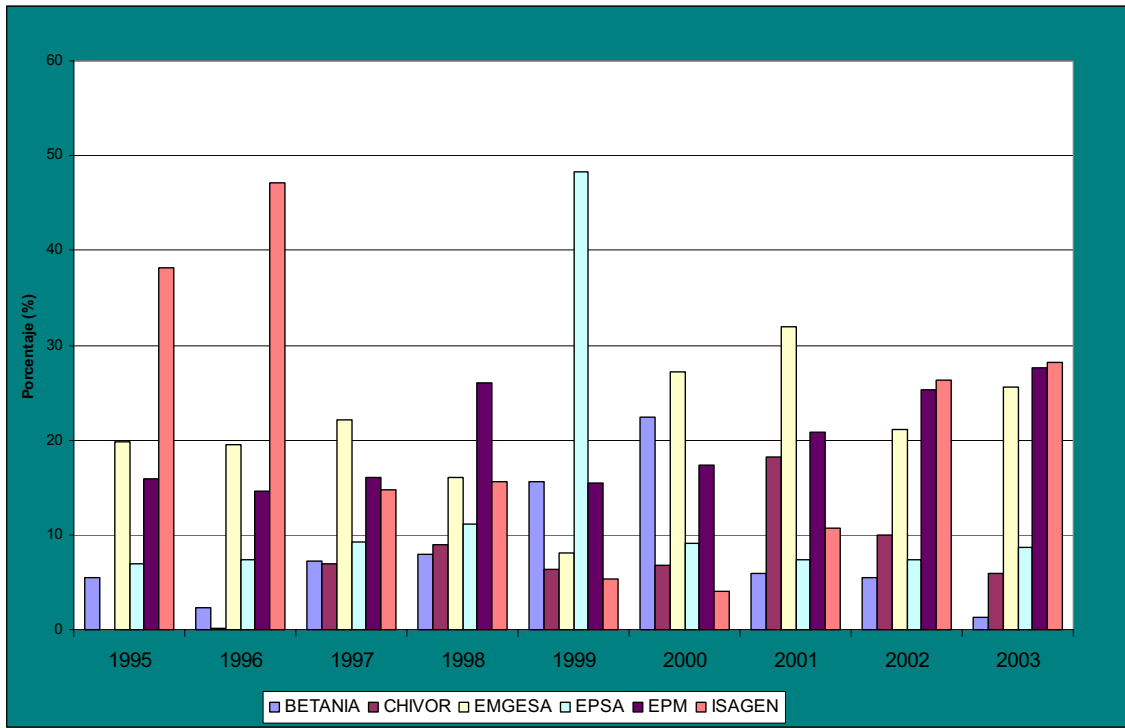


Figura 5-18 Frecuencia de oferta del recurso marginal

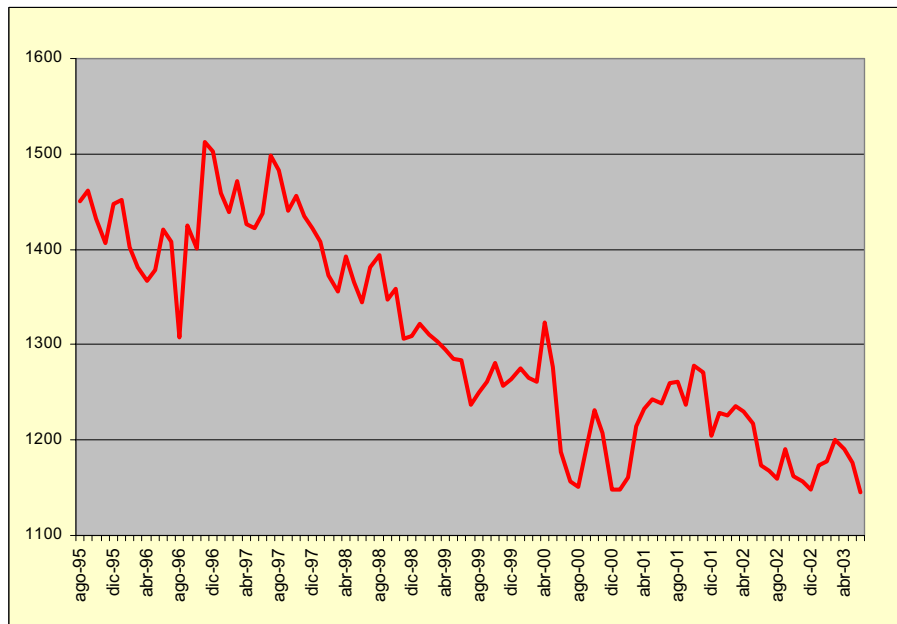
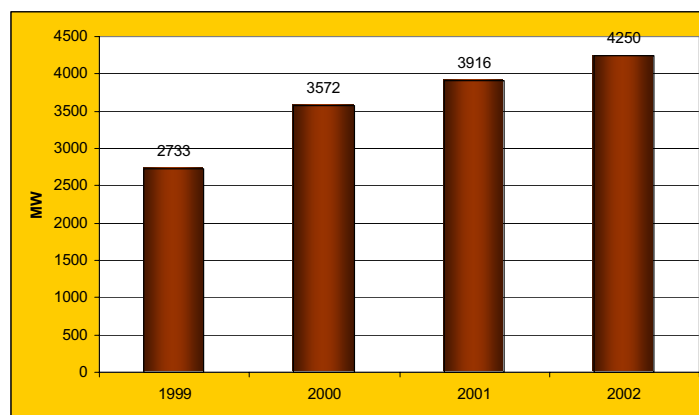


Figura 5-19 Evolución Índice Hirschman-Herfindahl (HHI)

También, de la estimación del Índice de Suministro Residual (ISR)<sup>87</sup> realizado en el estudio, se encontró que al inicio del mercado los valores promedios eran próximos a 160% y han venido aumentando paulatinamente hasta llegar al 240% en enero de 1999; a partir de esa fecha se han estabilizado en valores alrededor de 210%.

Respecto a la estructura y concentración de los recursos del mercado, el hecho que los valores del Índice ISR de 150% a comienzos del mercado hayan aumentado a 200% es una indicación de que ha disminuido el nivel de concentración en el mercado.

La regulación establece una Franja de Potencia<sup>88</sup> como “el resultado de sustraer la Demanda Máxima Promedio Anual de Energía de la Disponibilidad Promedio Anual”<sup>89</sup>, valor que no puede ser superado por ningún agente, considerando su participación accionaria en las empresas de generación del mercado. Esta franja se ha definido anualmente a partir de 1999 como se presenta en la Figura 5-20 y ha venido creciendo en la medida en que la demanda lo ha hecho en forma más acelerada que la instalación de capacidad.



Fuente: Resoluciones CREG

Figura 5-20 Evolución Franja de Potencia.

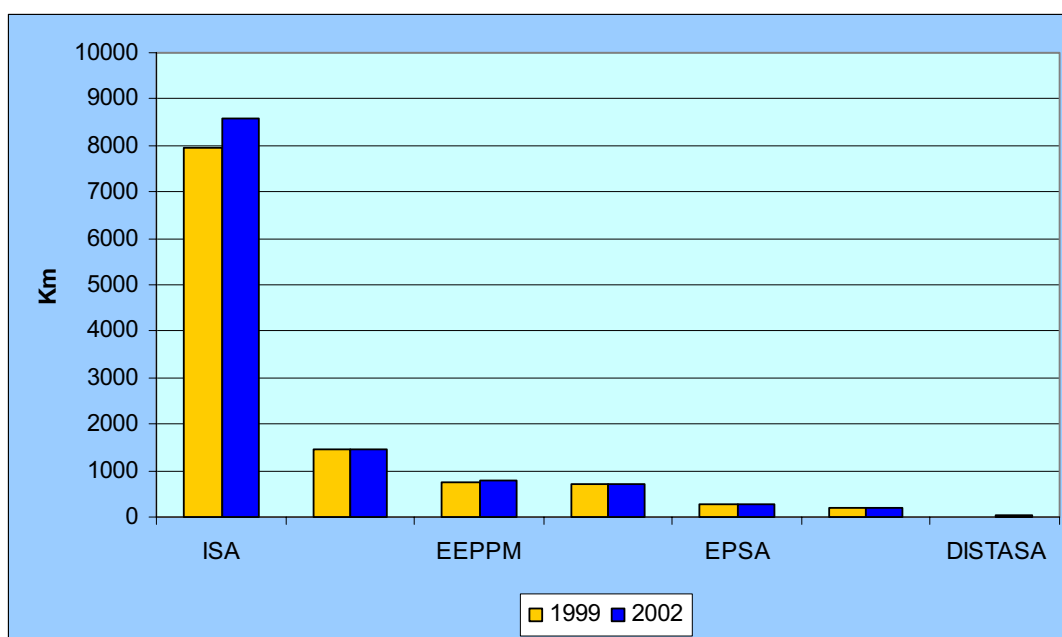
87 El índice ISR para un agente x se define como la proporción de la cantidad total de suministro en competencia ofrecida por todos los proveedores, excluyendo al agente x del mercado, con respecto a la demanda del mercado.

88 Resolución CREG 042 de 1999

89 En la Resolución CREG 042 de 1999 se define como Demanda Máxima Promedio Anual de Energía, “el promedio de las Demandas Máximas Mensuales de Energía del año calendario inmediatamente anterior”. A su vez, la Demanda Máxima Mensual de Energía “es la máxima generación real horaria total presentada en el mes en los periodos comprendidos entre las 18:00 y 21:00 horas”.

ISA es el principal transportador del STN con un 83% de propiedad sobre la red, si se considera tanto la red de ISA como de TRANSELCA. Entre el año 1999 y 2002 solamente crecieron ISA y EEPPM. DISTASA y EPSA son transportadores privados. También son propietarios de activos del STN: CORELCA, CHB, EBSA y CENS. CHB es de capital privado.

La Figura 5-21 muestra la propiedad de líneas en Km de circuito, para cada una de las empresas transportadoras y para los años 1999 y 2002.

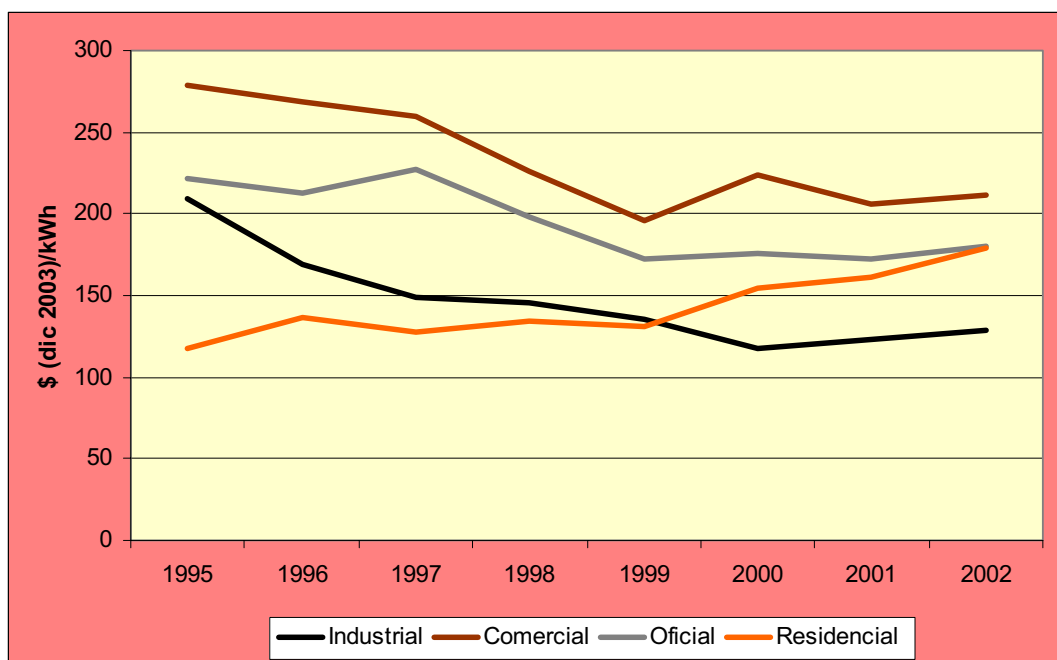


Fuente: Informe Anual ISA

Figura 5-21 Propiedad de líneas en Km de circuito

## 5.7 Tarifas

Las tarifas medias a usuarios finales han presentado la evolución de la Figura 5-22 para cada uno de los tipos de usuario: industrial, comercial, oficial y residencial, en precios constantes de diciembre de 2003.



Fuente: CREG. Información suministrada por empresas

Figura 5-22 Evolución de tarifas medias en precios constantes de 2003

La tarifa media para el sector comercial y oficial presentó un descenso en términos reales del 19% la primera y del 10% la segunda entre el año 1995 y el año 1999. Por su parte la tarifa media del sector industrial tuvo un descenso del 44% entre el año 1995 y el año 2000. Uno de los factores que contribuyó a este descenso fue la introducción de competencia como lo muestran los descensos de los años 1996 y 2000 en el sector industrial.

La tarifa del sector residencial presenta dos años: 1996 y 2000, con incrementos en términos reales marcados de 16% y 18% anual respectivamente. Estos períodos están relacionados con los períodos de desmonte de subsidios a los estratos 1, 2 y 3.

Las tarifas se han estabilizado, con excepción de la tarifa residencial que presenta crecimiento en los últimos años. El efecto de la competencia se ha estabilizado.