

**ESTUDIO Y ANALISIS DE LA EVOLUCION DEL MERCADO ELECTRICO  
MAYORISTA EN COLOMBIA**

**DELBER ALBERTO ARZUZA TORRES  
YAMID HORACIO ROCA ALVARADO**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARTAGENA DE INDIAS  
2006**

**ESTUDIO Y ANALISIS DE LA EVOLUCION DEL MERCADO ELECTRICO  
MAYORISTA EN COLOMBIA**

**DELBER ALBERTO ARZUZA TORRES  
YAMID ROCA**

**Trabajo de Grado, presentado para optar al título de Ingeniero  
Electricista**

**Director  
ENRIQUE VANEGAS  
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA  
CARTAGENA  
2006**

Cartagena de Indias D.T y C. Mayo de 2006

Señores:

Comité Evaluador

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Apreciados señores:

Por medio de la presente me permito informarles que el trabajo de grado titulado "**ESTUDIO Y ANALISIS DE LA EVOLUCION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA EN COLOMBIA**" ha sido desarrollado de acuerdo a los objetivos establecidos.

Como autores del proyecto consideramos que el trabajo es satisfactorio y amerita ser presentado para su evaluación.

Atentamente,

---

Yamid H. Roca Alvarado

---

Delber A. Arzuza Torres

Cartagena de Indias D.T y C. Mayo de 2006

Señores:

Comité Evaluador

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Apreciados señores:

Por medio de la presente me permito informarles que el trabajo de grado titulado "**ESTUDIO Y ANALISIS DE LA EVOLUCION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA EN COLOMBIA**" ha sido desarrollado de acuerdo a los objetivos establecidos.

Como director del proyecto consideramos que el trabajo es satisfactorio y amerita ser presentado para su evaluación.

Atentamente,

---

Ing. Enrique Vanegas

Nota de aceptación

---

---

---

---

Jurado

---

Jurado

Cartagena de Indias D.T y C, Mayo de 2006

## **AUTORIZACIÓN**

Cartagena D.T.y C.

Yo Delder Alberto Arzuza Torres, identificado con cedula de ciudadanía numero 73.193.631 de Cartagena, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar para hacer uso de mi trabajo de grado y publicarlo en el catalogo online de la Biblioteca.

---

DELDER ALBERTO ARZUZA TORRES

## **AUTORIZACIÓN**

Cartagena D.T.y C.

Yo Yamid Horacio Roca, identificado con cedula de ciudadanía numero 10.778.531 de Cartagena, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar para hacer uso de mi trabajo de grado y publicarlo en el catalogo online de la Biblioteca.

---

YAMID HORACIO ROCA A.

## **ARTÍCULO 107**

La institución se reserva el derecho de propiedad intelectual de todos los Trabajos de Grado aprobados, los cuales no pueden ser explorados comercialmente sin su autorización.



## CONTENIDO

	<b>PAG</b>
Objetivo General.....	15
INTRODUCCIÓN.....	16
1. Retrospectiva del Mercado.....	18
1. Retrospectiva del Mercado.....	18
1.1 Eventos Institucionales.....	18
1.2 Eventos Regulatorios.....	21
1.2.1 Las Bases.....	21
1.2.2 Intervención de Precios de Embalses.....	22
1.2.3 Reconciliaciones y Restricciones.....	22
1.2.4 Cargo por Capacidad.....	22
1.2.5 Cogeneradores, Autogeneradores y Generadores Menores.....	23
1.2.6 Fórmula Tarifaria.....	23
1.2.7 Cargos de Transmisión.....	23
1.2.8 Calidad de Transmisión.....	24
1.2.9 Cargos de Transmisión Regional y Distribución Local.....	24
1.2.10 Estatuto del Usuario de los Servicios Públicos de Energía y Gas.....	24
1.2.11 Usuarios No Regulados.....	25
1.2.12 Estatuto de Racionamiento.....	25
1.2.13 Centro Nacional de Despacho.....	25
1.2.14 Código de Distribución.....	25
1.2.15 Plan de Expansión de Referencia del Sistema de Transmisión Nacional.....	26
1.2.16 Convocatorias Públicas STN.....	26
1.2.17 Garantías.....	26
1.2.18 Regulación Secundaria de Frecuencia.....	27
1.2.19 Formato de Oferta.....	27
1.2.20 Interconexiones Internacionales.....	27
1.2.21 Medición y Facturación.....	28
1.3 Eventos Externos.....	28
1.3.1 Fenómeno El Niño 1997-1998.....	28
1.3.2 Conflicto Armado.....	30
1.3.3 Recesión Económica 1998-1999.....	30
2. Composición del Mercado Eléctrico Colombiano.....	31
2.1 Órganos Regulatorio, de Control y de Planeación.....	31
2.2 Descripción de la Organización del Mercado.....	34
2.2.1 Órganos De Operación Y Administración.....	35
2.2.2 Órganos Consultor y Asesores.....	37
2.3 Agentes del MEM.....	38
2.3.1 Generadores.....	38

2.3.2 Transmisores .....	39
2.3.3 Distribuidores .....	40
2.3.4 Comercializadores.....	41
3. Evolución del Mercado Eléctrico Colombiano desde su.....	43
Creación .....	43
3.1 Demanda .....	43
3.2 Generación.....	46
3.3 Contratos y Bolsa.....	49
3.4 Reconciliaciones .....	53
3.5 Restricciones .....	57
3.6 Evolución de Agentes .....	60
3.7 Tarifas.....	64
4. Futuro del sector eléctrico en Colombia .....	65
4.1 Planes de expansión del sector eléctrico .....	65
4.1.1 Planes de expansión de la generación. ....	66
4.1.2 Planes de expansión de la transmisión.....	68
4.2 Interconexión eléctrica con países vecinos .....	73
4.2.1 Características de los mercados de electricidad .....	75
4.2.2 Análisis De Los Beneficios Esperados De La Integración ..	79
5. Conclusiones.....	84

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Comparación de la generación mensual de electricidad según fuente productora, durante el evento El Niño 1997-98.....	30
Figura 2. Esquema institucional para el mercado eléctrico Colombiano.....	32
Figura 3. Estructura organizacional XM.....	36
Figura 4. Crecimiento del PIB y la demanda de energía.....	44
Figura 5. Evolución trimestral del crecimiento del PIB, consumo final de los sectores económicos y la demanda de energía eléctrica.....	45
Figura 6. Evolución de la demanda no regulada.....	45
Figura 7. Generación térmica e hidráulica 1995-2003.....	48
Figura 8. Aportes hídricos trimestrales 1995-2006.....	49
Figura 9. Evolución precios promedio bolsa y contratos en términos constante.....	50
Figura 10. Niveles de transacciones en contratos y bolsa.....	51
Figura 11. Números de contratos.....	52
Figura 12. Magnitud de Reconciliaciones Positivas y Negativas.....	54
Figura 13. Valor de las reconciliaciones positivas y negativas.....	54
Figura 14. Precio promedio mensual de reconciliaciones.....	55

Figura 15. Restricciones totales.....	56
Figura 16. Efecto de restricciones sobre tarifa regulada y media.....	58
Figura 17. Comercializadores y generadores en el mercado.....	59
Figura 18. Numero de comercializadores puros registrados y activos....	60
Figura 19. Frecuencia de oferta de recurso marginal.....	61
Figura 20. Evolución franja de potencia.....	62
Figura 21. Propiedad de línea en Km de circuito.....	62
Figura 22 Evolución de tarifas medias en precios cortantes de 2003.....	63
Figura 23. Proyección de demanda doméstica de potencia 2005–2014...65	

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág</b>
Tabla 1. Crecimiento de la capacidad instalada en Colombia.....	44
Tabla 2 capacidad instalada en Colombia.....	46
Tabla 3 plantas que entraron en el período existencia del mercado.....	47
Tabla 4. Proyectos de generación de Colombia inscritos en la UPME.....	66
Tabla 5. Características de la oferta y demanda.....	74



## **Objetivo General**

Durante el Minor de sistemas de potencia, en el modulo de simulación de sistema de potencia se toco brevemente el tema del mercado eléctrico mayorista y del despacho, se mostró la importancia de que todo ingeniero electricista conozca como se comercializa la energía en Colombia y como nació el mercado energético actual, con esto en mente se propone desarrollar el tema de la evolución del mercado energético colombiano en esta monografía, y de este modo crear un documento que le sirva de consulta a otros colegas sobre este importante tema.

## **Objetivos Específicos**

- Mencionar brevemente cada unos de los pasos de la evolución del mercado eléctrico colombiano.
- Mostrar cada uno de los componentes del mercado.
- Seguir la pista y exponer cual ha sido la evolución del mercado eléctrico mayorista desde su creación.
- Investigar cual es la tendencia futura del mercado eléctrico mayorista.

## **INTRODUCCIÓN**

Colombia es uno de los países en los cuales en los últimos años ha tenido lugar un proceso de reestructuración de la industria eléctrica, desde la entrada de las reformas eléctrica realizada con las leyes 142 y 143 de 1994 se creó el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) con el fin de introducir competencia en la actividad de generación de electricidad y motivar la participación privada en la misma. El MEM opera basado en la Bolsa de energía, en la cual participan como compradores y vendedores las empresas comercializadoras y generadoras de electricidad las cuales son los agentes autorizados por la ley para desarrollar estas actividades económicas, propias de la industria eléctrica. A diferencia de casi la totalidad de los mercados establecidos en Latinoamérica, los cuales operan basados en declaraciones de costos de generación y el precio del mercado lo determina el costo marginal, la bolsa del MEM colombiano se estructuró basado en ofertas del precio que presentan los generadores y el precio del mercado lo determina el precio de la mayor oferta necesaria para suplir la demanda.

La experiencia internacional de los mercados eléctricos basados en ofertas, implementado principalmente en países como el Reino Unido, Estados Unidos, Australia y Nueva Zelanda, muestra las muchas ventajas de este sistema pero también nos muestra la necesidad de resolver la permanente amenaza del ejercicio indebido del poder del mercado o de manipulaciones impropias por parte de los agentes que participan en ellos, con el natural ánimo del lucro propio, con el fin de evitar situaciones de deterioro en la eficiencia de los mismos o en la confiabilidad del suministro de los mismos.

En los siguientes capítulos se muestran una retrospectiva del mercado donde se mencionan todos los eventos institucionales, regulatorios y externos que marcaron y dieron forma al mercado eléctrico colombiano.



El MEM colombiano se ve caracterizado por una generación en su mayoría hidráulica, lo que da lugar a que en Colombia los precios de la bolsa de energía se vean muy ligados a factores externos como el climático, y otro factor externo que interviene en el desarrollo de los precios de la bolsa de energía son los atentados terroristas dirigidos a la infraestructura eléctrica nacional, que obliga a plantas a generar por seguridad de la zona, plantas que por lo general son térmicas y encarecen el funcionamiento del MEM.

La integración de los mercados en Latinoamérica es la tendencia futura de los mercados energéticos de los países latinoamericanos, Colombia ya ha venido dando sus primeros pasos en este tema con la creación de las TIES (transacciones internacionales de energía) que se utiliza actualmente para venderle o comprarle energía eléctrica a Ecuador, otro de los proyectos más cercanos es la interconexión de Colombia con Panamá y de esta forma entrar al mercado eléctrico de los países centroamericanos.

Teniendo en cuenta la existencia de información y documentación a nivel del conocimiento formal del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, respecto a procedimientos, cronogramas, reformas, etc., esta monografía, se enfoca tener una perspectiva de cómo se desarrolló el MEM y una visión de cuál será su futuro.

## **1. Retrospectiva del Mercado**

En este capítulo se presenta un relato histórico de los eventos que se consideran destacables en el desarrollo del mercado desde la promulgación de las Leyes 142 y 143. Los eventos se han clasificado en institucionales, regulatorios y externos.

### **<sup>1</sup>1.1 Eventos Institucionales**

Se promulga la Constitución Política de 1991 en la cual se establece la obligación del Estado de proveer los servicios públicos domiciliarios, se permite que los privados puedan prestar los servicios públicos y se crea la entidad de control.

Promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica, fundamentadas en la búsqueda de la eficiencia para atender la demanda del servicio de energía eléctrica con buenas condiciones de calidad. Se fundamentan en la creación de condiciones de competencia en las actividades de generación y comercialización y monopolio regulado para la transmisión y distribución.

Con el nombramiento de dos de los expertos que la conformarían la entidad regulatoria, se inicia el funcionamiento de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, creada por la Ley.

Con el nombramiento del Superintendente se inicia el funcionamiento de la entidad de control, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD, creada por la Constitución Política de 1991 y reglamentada por la Ley 142.

---

<sup>1</sup> Fuente: UPME

Se crea la Unidad de Planeación Minero Energético UPME entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de la planeación energética. Elaborará el Plan de Expansión de Generación y Transmisión de Referencia, las proyecciones de demanda de energía eléctrica y el Plan Energético Nacional.

Se crea la Unidad de Información Minero Energética UIME, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía que pasará a ser una subdirección de la UPME.

El Centro Nacional de Despacho como dependencia de ISA se reorganiza para realizar además de la función de coordinador de la operación del Sistema Interconectado Nacional, la función de administrador del mercado que estableció la ley, actualmente estas funciones las cumple el XM (expertos en mercado) antiguo CND.

Se inicia el funcionamiento del Concejo Nacional de Operación CNO creado por Ley. Inicialmente con la Secretaría Ejecutiva del Gerente del CND y posteriormente de un profesional nombrado por los miembros del CNO.

Se crea por regulación el Comité de Aspectos Comerciales – CAC.

Se escinde de ISA las funciones de Transmisión y Centro Nacional de Despacho en ISA actual y la función de generación y comercialización de energía en ISAGEN.

Se inicia el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista y de la Bolsa de Energía (julio 20 de 1995).

Entra en operación comercial la primera planta a riesgo del mercado, Flores 2 con 100 MW (1996).

La SSPD interviene las electrificadoras de la Costa Atlántica y nombra liquidador (1998 y 1999). También, se liquidaron las electrificadoras de Cauca (2000), Chocó (2002) y Tolima (2003). Al final del primer semestre de 2004 se encontraban en Administración EMCALI, CEDELCA y ENELAR.

Se venden a inversionistas privados las centrales Chivor (1996), Betania (1996), Tasajero, Termo Cartagena y el 65% de EPSA (1997).

Se reestructura la Empresa de Energía de Bogotá – EEB en una casa matriz y dos filiales, las empresas de generación y comercialización EMGESA y de distribución y comercialización CODENSA. El negocio de transmisión se mantiene en la casa matriz, los inversionistas privados adquieren el control de la compañía y el 48.5% de las acciones (1997).

Se reestructuran las electrificadoras de la Costa Atlántica en transmisión TRANSELCA y de distribución y comercialización ELECTRICARIBE y ELECTROCOSTA (1998). El 65% de estas dos empresas de distribución es vendido a inversionistas privados (1998). ISA en concurso adquiere el 65% de TRANSELCA (1998).

El consejo de Medellín decide mantener el carácter público de Empresas Públicas de Medellín (1998).

Se suspenden los procesos de venta de ISAGEN e ISA a inversionistas estratégicos (2000).

ISA coloca el 24% de sus acciones en poder del público mediante dos procesos de oferta en la Bolsa de Valores (2001 y 2002).

La UPME saca a concurso público dos paquetes de refuerzos al sistema de transmisión nacional (1999 y 2003). El primero fue ganado por ISA y el

segundo por ISA y por EEB. Las líneas del primer paquete entran en operación comercial en el año 2001.

Los agentes se asocian en agremiaciones. Se crea la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios y Actividades complementarias e inherentes ANDESCO (1995). Se constituyen la Asociación Colombiana de Generadores de Energía ACOGEN (1997), la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica ASOCODIS (1999) y la Asociación de Comercializadores de Energía ACCE (1999).

## **<sup>2</sup>1.2 Eventos Regulatorios**

### **1.2.1 Las Bases**

La CREG reglamenta las actividades de transmisión, generación y comercialización. Se definen condiciones para acceso libre a la red de transmisión. Establece condiciones para la contratación de energía de largo plazo. Establece los principios de la oferta de precio y declaración de disponibilidad de los generadores para el despacho diario. Las condiciones establecidas, con excepción de la oferta de precio y la declaración de disponibilidad empiezan a regir a partir de enero de 1995.

La CREG define las Resoluciones CREG 24 de 1995, Código Comercial, y la Resolución CREG 25 de 1995, Código de Redes, que hacen parte del Reglamento de Operación. Con este reglamento se inicia la operación de la Bolsa de Energía. Todos los cambios a la reglamentación son referidos a estas dos resoluciones como Reglamento de Operación. A continuación se destacan los principales cambios a este reglamento.

---

<sup>2</sup> Fuente: UPME

### **1.2.2 Intervención de Precios de Embalses**

Se establece intervención del precio de generadores con embalse cuyo nivel sea inferior al Mínimo Operativo Superior en la ejecución del despacho. Este cambio busca más precisión en el control de los embalses en condiciones críticas<sup>1</sup>.

### **1.2.3 Reconciliaciones y Restricciones**

Se encuentra que las reconciliaciones<sup>3</sup> son altas para cargarlas solamente a los comercializadores. Se introduce modificación para distribuir las en forma igual entre generadores y comercializadores. Adicionalmente, se crean dos tipos de restricciones: globales y locales, según el origen se pueda asignar en forma específica a un agente o sea requerido por el sistema. Posteriormente se amplían las categorías de las restricciones y se asignan solo a los comercializadores en proporción a su demanda, aquellas restricciones diferentes a las que son asignadas a un agente específico.

Se limita a un valor establecido por la CREG el precio de reconciliación de la generación fuera de mérito. También, a las generaciones desplazadas del despacho ideal, se les modifica el precio de reconciliación de su energía al valor resultante del promedio entre su oferta y el precio de Bolsa. Con la entrada de las TIE se introduce una reducción de las restricciones con parte de las rentas de congestión.

### **1.2.4 Cargo por Capacidad**

Se cambian los conceptos de capacidad de respaldo y el cargo por potencia del reglamento por el cargo por capacidad<sup>4</sup> de 5.25 US\$/kW-mes como remuneración a la Capacidad Remunerable. Se establece la metodología para la valoración de la capacidad Remunerable que debe ser revaluada anualmente antes de diciembre de cada año utilizando información

---

<sup>3</sup> Ver Anexo A

<sup>4</sup> Ver Anexo B.

suministrada por las empresas y los modelos disponibles en el CND para simular condiciones extremas de hidrología.

Introduce un precio mínimo para la oferta de los generadores con el fin de recolectar el dinero de los compradores de energía y pagar a cada generador lo correspondiente al cargo. Se hacen ajustes a los criterios de hidrología crítica y se establecen condiciones para auditar los parámetros que declaran las empresas. Se define un mecanismo de sorteo para realizar pruebas de la disponibilidad.

### **1.2.5 Cogeneradores, Autogeneradores y Generadores Menores**

Se introduce la reglamentación relacionada con los cogeneradores, autogeneradores y generadores menores. Todo generador que esté conectado a la red debe pagar los cargos de transmisión y los relativos al mercado. Son generadores menores los que tengan capacidad menor de 20 MW y no son despachados centralmente, sin embargo, los generadores con capacidad mayor de 10 MW y menor de 20 MW pueden optar por participar en el MEM.

### **1.2.6 Fórmula Tarifaria**

Se establece la fórmula tarifaria para usuarios regulados con vigencia de 5 años. Establece los costos de comercialización mediante comparación de empresas utilizando el método de fronteras eficientes. Introduce señales de eficiencia en la contratación a largo plazo y la participación en el mercado de energía de corto plazo.

### **1.2.7 Cargos de Transmisión**

Los principios conceptuales básicos que involucraban en la práctica la creación de zonas y subzonas eléctricas con diferentes cargos por uso, no daban señales claras para la localización de nueva generación y nueva demanda, así como tampoco eran apropiados para agentes ya establecidos. Se logró comprobar que el costo diferencial de la transmisión no influía

significativamente en la localización de la oferta debido principalmente a su poco peso relativo dentro de la estructura de costos y cargos de las actividades.

Se crea el nuevo marco regulatorio para esta actividad que considera cargos estampilla por uso del STN que son pasados 100% a la demanda (comercializadores).

Los transmisores también perciben ingresos por concepto de Cargos por Conexión que son pagados exclusivamente por el agente que solicita el acceso.

### **1.2.8 Calidad de Transmisión**

Se establecen las normas de calidad de los servicios de transmisión y de conexión al STN mediante indicadores mínimos de calidad y criterios de responsabilidad definiendo compensaciones en caso de incumplimiento.

### **1.2.9 Cargos de Transmisión Regional y Distribución Local**

Se establece la metodología para cargos de transmisión regional y distribución local.

Se fundamenta en los costos medios; los activos se valoran a precio de reposición a nuevo con una tasa de descuento de 14.06% para activos de nivel de tensión 4 y del 16.06% para los otros niveles de tensión. Se establece incentivo de productividad y se reconoce un máximo factor de pérdidas.

### **1.2.10 Estatuto del Usuario de los Servicios Públicos de Energía y Gas**

Establece criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de servicios públicos domiciliarios de energía y gas, define los principales aspectos de la relación entre la empresa y el usuario, y los criterios sobre abuso de posición dominante en los contratos de servicios públicos. Otorga a las empresas herramientas asociadas al uso no



autorizado o fraudulento de la energía eléctrica, e introduce normas para la recuperación de pérdidas no técnicas.

#### **1.2.11 Usuarios No Regulados**

El límite de capacidad o consumo mínimos se disminuye de 2 MW a 1 MW (febrero de 1997) de capacidad, en enero de 1998 baja a 0.5 MW o 270 MWh/mes de consumo y por último en enero de 2000 a 0.1 MW o 55 MWh/mes, y no ha tenido cambio asta la fecha.

#### **1.2.12 Estatuto de Racionamiento**

Se establece el Estatuto de Racionamiento que define las reglas para operar en condiciones de racionamiento, proceso de decisión, distribución y control del mismo.

#### **1.2.13 Centro Nacional de Despacho**

Se reglamentan y aclaran los roles del Centro Nacional de Despacho y de los Centros Regionales. Se integran en una sola filial de ISA (XM) las funciones de coordinación de la operación del sistema y de administración del mercado.

#### **1.2.14 Código de Distribución**

Se establecen las reglas de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio que todo distribuidor y comercializador debe cumplir en la prestación del servicio, define los procedimientos para la planeación, operación y expansión de los Sistemas Transmisión Regional STR y los Sistemas de Distribución Local SDL y las normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema. Establece las condiciones de calidad del servicio de los sistemas de transmisión regional y/o distribución local en lo referente a calidad de la potencia suministrada y define los indicadores de calidad del servicio prestado (DES y FES). Adicionalmente, establece

criterios y procedimientos para la medición de consumos, define las normas para prestación del servicio de alumbrado público y las condiciones para la propiedad de activos.

#### **<sup>5</sup>1.2.15 Plan de Expansión de Referencia del Sistema de Transmisión Nacional**

Se establecen los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y se establece la metodología para determinar el ingreso regulado por concepto del uso de este sistema. Mediante la Resolución MME 181313, el Ministerio de Minas y Energía adopta los criterios para realizar el Plan de Expansión.

#### **1.2.16 Convocatorias Públicas STN**

Los nuevos proyectos del STN se construyen por empresas que ganen al cumplir las condiciones técnicas y presentar el menor precio en las Convocatorias Públicas que adelante la UPME. Esto es, se crea competencia en la expansión de transmisión a alto voltaje. Los nuevos proyectos del STN incluyen la instalación de equipos en niveles de tensión inferiores a 220 kV, con el fin de garantizar la operación segura del STN<sup>15</sup>. Mediante la Resolución MME 180924 de 2002 se adopta el esquema de convocatorias públicas para la expansión del STN y mediante la Resolución MME 181315 de 2002 modificada por la Resolución MME 180925 se delega a la UPME para adelantar los procesos de selección.

#### **1.2.17 Garantías**

Se establece un esquema de garantías que está soportado en última instancia por la limitación de suministro a los comercializadores que incumplan. Adicionalmente, se establecen mecanismos para limitar suministro a deudores que no tienen demanda.

---

<sup>5</sup> Fuente: Unidad de Planeamiento Minero Energetica

La limitación de suministro fue implementada como mecanismo preventivo para controlar la cartera de la Bolsa, pues el nivel de deuda llegó a 500 miles de millones de pesos en 1997, y fue necesaria la intervención del Gobierno Nacional en varias ocasiones para manejar deudas de empresas morosas, principalmente de carácter público.

En el año 2001 ISA reportó la aplicación del procedimiento de limitación de suministro en 386 ocasiones, 174 por falta de presentación de garantías y 112 oportunidades por mora en el pago. En 107 ocasiones, de ese mismo año 2001, los procedimientos iniciados terminaron en corte de servicio a cinco empresas.

#### **1.2.18 Regulación Secundaria de Frecuencia**

Se separa de las reconciliaciones, la componente relacionada con el control automático de generación o regulación secundaria de frecuencia (AGC). Todos los generadores están obligados a realizar AGC en proporción a su despacho, pero pueden contratar con otros generadores la atención de su obligación.

#### **1.2.19 Formato de Oferta**

La oferta horaria se pasa a una oferta igual para todas las horas del día y se cambia el procedimiento de despacho de una optimización horaria a una optimización diaria.

#### **1.2.20 Interconexiones Internacionales**

Las interconexiones internacionales han tenido tres tratamientos. El primero en el cual las importaciones o exportaciones se trataban como generadores o demanda respectivamente, como cualquier agente del mercado. El segundo, que cambió esta forma de tratamiento, creando la condición de un mercado internacional superpuesto al mercado nacional. En este esquema

se calculan precios de Bolsa, transacciones, restricciones y otros conceptos con y sin la interconexión internacional.

El tercero, de Transacciones Internacionales de Energía de Corto Plazo denominado TIE, orientadas a la armonización de mercados de los países; son transacciones entre mercados con reglamentación establecida, que se determinan por oferta de los coordinadores de la operación de los sistemas nacionales, de acuerdo con parámetros preestablecidos. Estas transacciones están enmarcadas en la Decisión de la Comunidad Andina de Naciones CAN 536 de diciembre 18 de 2002.

### **1.2.21 Medición y Facturación**

Se ajustan a las condiciones del mercado, los procedimientos de registro de medidores, fronteras, contratos, entrega de información de medidas, manejo de registradores defectuosos y aspectos relacionados con los sistemas de medición y factura<sup>21</sup>.

## **<sup>6</sup>1.3 Eventos Externos**

Se destacan tres eventos que influyeron en forma importante en el desempeño del mercado y del sector. Fueron ellos la presencia del fenómeno El Niño 1997-1998, conflicto armado y la recesión económica de los años 1998-1999

### **1.3.1 Fenómeno El Niño 1997-1998**

El calentamiento del Pacífico Sur produjo a finales de 1997 y principios de 1998 una sequía de características de intensidad fuerte, considerada más intensa que las de los años 1991-1992, aunque más corta en duración.

---

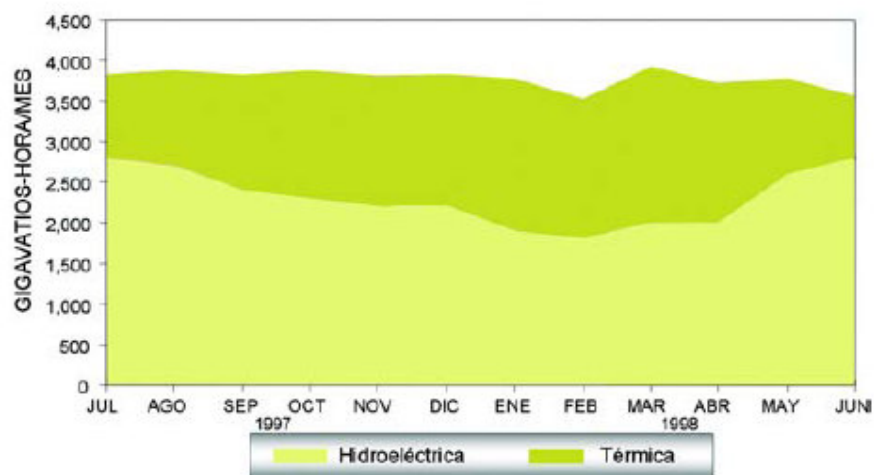
<sup>6</sup> Fuente: UPME

El mecanismo de definición de precios de corto plazo se puso a prueba. Se exigió al máximo la capacidad de respaldo de la generación térmica que alcanzó a generar el 49% de la demanda. Se identificaron limitaciones en el suministro de gas natural pero fueron cubiertas por la utilización de Fuel Oil como combustible alterno.

En la Figura 1. se muestra una comparación de la generación térmica frente la hidroeléctrica, la hidrología alcanzó el 39% de la media histórica del mes de febrero. Esta condición produjo los precios de Bolsa más altos durante la operación del mercado, 258 \$/kWh en septiembre 1997 y 249 \$/kWh en febrero 1998.

Se realizaron ajustes de precios en la regulación, relacionados con la intervención de precios de oferta para embalses cuando ellos se encuentran en nivel inferior al mínimo operativo superior. Se considera que se sorteó con acierto la prueba.

Figura 1. Comparación de la generación mensual de electricidad según fuente productora, durante el evento El Niño 1997-98



Fuente: CREG

Este fenómeno fue seguido del fenómeno opuesto de La Niña. Los bajos caudales de principios del año 1998 fueron compensados con los altos caudales durante el resto del año (en septiembre se presentó el 120% del

medio histórico), a tal punto, que el promedio anual subió al 90% del histórico. El promedio anual fue del 109% para el año 1999. Los niveles de embalse se recuperaron y la utilización de estas reservas fue mínima durante el verano de este año, el nivel descendió solamente hasta el 70% de la capacidad total. Los precios de Bolsa se mantuvieron en su nivel bajo durante la permanencia del fenómeno.

### **1.3.2 Conflicto Armado**

Aunque este factor ha afectado la operación del sistema en razón al derribo de torres, produciendo indisponibilidad de líneas del Sistema Interconectado Nacional, en el período de funcionamiento del mercado se presentó un incremento importante de esta práctica en el año 2000 y principios del año 2001.

De acuerdo con las estadísticas disponibles, el número de torres que se derribaron en solo el año 2000 fue de 448, lo cual obligó la operación de generadores fuera de mérito para sostener las condiciones de seguridad de la operación de la red.

Se produjo un incremento importante de las reconciliaciones. La indisponibilidad de líneas produce islas en el sistema. Algunas de estas islas solo pueden ser atendidas por uno o dos generadores, es decir, sin competencia para atender la demanda. Se incrementan los precios de oferta y con esto los valores de las restricciones. La CREG define un límite para los precios de reconciliación tanto positiva como negativa.

### **1.3.3 Recesión Económica 1998-1999**

Según información del DANE el PIB de los años 1998 y 1999 fue del 0.56% y -4.2% respectivamente. Una recesión económica que produjo a su vez un efecto importante sobre la demanda de energía eléctrica, la cual a su vez presentó crecimientos de 0.22% y -4.9% para los mismos años con demanda anual en 1999 (41.866 GWh), inferior a la demanda del año 1995 (41.967 GWh)<sup>24</sup>.

Esta reducción de demanda tuvo varias implicaciones en el mercado, todas ellas asociadas con el desajuste entre la demanda y la capacidad instalada. La reserva de potencia creció al 61% en 1998 con un valor máximo del 69% en el año 2001, como consecuencia de la entrada de proyectos que habían iniciado su construcción con anterioridad.

## **<sup>7</sup>2. Composición del Mercado Eléctrico Colombiano**

La nueva organización del mercado eléctrico fue establecida con la ley 142, ley de servicios públicos, y la ley 143, ley eléctrica. En este capítulo se presenta la composición del Mercado Eléctrico Colombiano, para lo cual describe los órganos regulatorio, de control y de planeación y la organización del mercado, identifica sus órganos de operación y administración, así como los órganos de consulta y asesores. Finalmente incluye una descripción de los diferentes tipos de agentes que participan en el mercado.

### **2.1 Órganos Regulatorio, de Control y de Planeación**

La figura 2. muestra el esquema institucional para el sector eléctrico colombiano, correspondiente a las entidades que conforman los órganos regulatorio, de control y planeación, un resumen de las cuales se describe a continuación:



**Comisión de Regulación de Energía y Gas.** Creada por el artículo 10 del Decreto 2119 de 1992, es la autoridad regulatoria del sector energético, electricidad y gas, cuyo objetivo básico es asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo está dotada de facultades para expedir reglas orientadas a promover, crear y preservar la competencia en la generación, a regular el uso de las redes de transporte, para garantizar el libre acceso de los agentes, y la operación del

---

<sup>7</sup> Fuente: UPME y <http://www.creg.gov.co/index.html>

sistema interconectado nacional y el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible. Establece la regulación tarifaria para usuarios regulados y a las actividades que son monopolio natural.

Está organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, e integrada por el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación, por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años, por el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios quien asiste a sus reuniones con voz pero sin voto.



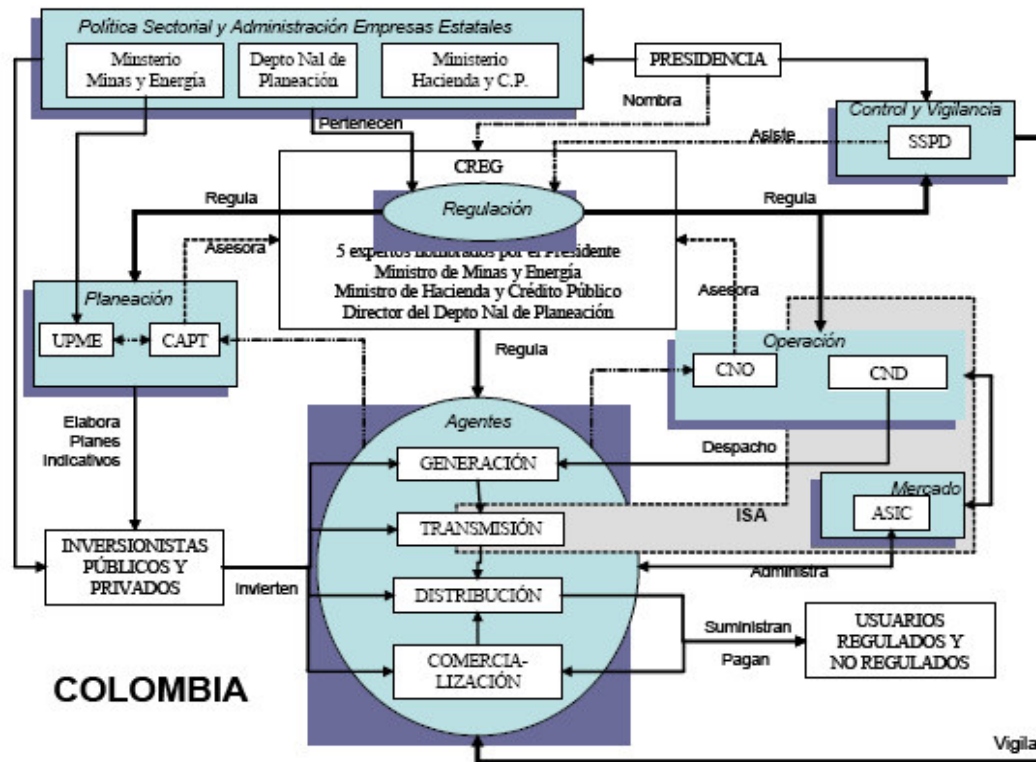
### **SSPD. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.**

Creada por el artículo 370 de la Constitución Política como un organismo de carácter técnico, adscrito al Departamento Nacional de Planeación – DNP de acuerdo al decreto ley 1363 de 2000, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial.

Desempeña funciones específicas de control y vigilancia, con independencia de las Comisiones de Regulación y con la inmediata colaboración de los Superintendentes delegados. El Superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción por parte del Presidente de la República.



Figura 2. Esquema institucional para el mercado eléctrico colombiano



Fuente: UPME

**UPME. Unidad de Planeación Minero Energética.** Regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto 255 de 2004, está organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene entre sus funciones elaborar y actualizar el Plan de Expansión de Referencia del sector eléctrico, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos; elaborar las proyecciones de demanda y elaborar y

actualizar el Plan Energético Nacional, todo en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

## **2.2 Descripción de la Organización del Mercado**

La reforma eléctrica implantada con las Leyes 142 y 143 de 1994 creó un mercado mayorista competitivo, con el fin de lograr la eficiencia en la prestación del servicio de electricidad y la libre entrada a los agentes interesados en prestarlo. Este mercado se denomina Mercado de Energía Mayorista – MEM y en él participan los agentes que desarrollan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los grandes consumidores de electricidad.

### **Las actividades que se desarrollan en el mercado son las siguientes:**

**Generación.** Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, diferente a transmisión o distribución.

**Transmisión.** Actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores.

**Distribución.** Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

**Comercialización.** Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta en el mismo mercado o a los usuarios

finales, regulados o no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, diferente de transmisión.

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el MEM, se efectúan bajo dos modalidades:

- Mediante la suscripción de contratos financieros bilaterales de compra y venta de energía, cuyos precios y magnitud son establecidos libremente entre compradores y vendedores.
- Por medio de transacciones directas en la Bolsa de energía, en la cual los precios se determinan mediante una subasta de precios de generadores, tal que los intercambios comerciales son definidos en el contexto de un mercado 'spot' con resolución horaria.

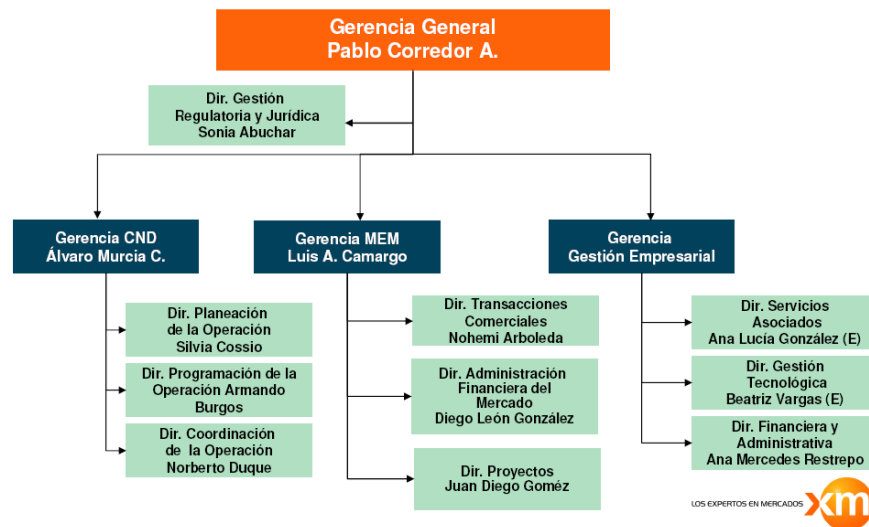
### **<sup>8</sup>2.2.1 Órganos de Operación y Administración**

En la estructura del mercado existen los órganos que se encargan de la supervisión de la operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN, y de la administración del Mercado de Energía Mayorista, están agrupados en el **XM** es una filial de **ISA** que presta servicios integrales de operación, administración y desarrollo de mercados mayoristas energéticos y no energéticos, en el ámbito local, regional y mundial en la figura 3 podemos ver su estructura organizacional:

---

<sup>8</sup> Fuente: XM Expertos En Mercado

Figura 3. Estructura organizacional XM



- **CND. Centro Nacional de Despacho.** Dependencia de XM S.A. E.S.P., encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional - SIN. Está igualmente encargado de preparar el despacho de generación y dar las instrucciones de coordinación a los distintos agentes que participan en la operación del SIN, con el fin de tener una operación económica, segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

- **ASIC. Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.** Dependencia de XM S.A. E.S.P., encargada del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía transados en la Bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; de la gestión de cartera y del manejo de garantías; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales - SIC. Para realizar estas operaciones

el ASIC celebra un contrato de mandato con cada agente inscrito en el mercado.

- **LAC. Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional - STN.** Dependencia de XM S.A. E.S.P., que participa en la administración del MEM, encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista.

### **2.2.2 Órganos Consultor y Asesores**

También forman parte de la estructura del Mercado Eléctrico Colombiano, los siguientes órganos consultor y de asesoría:

- **CNO. Consejo Nacional de Operación.** Organismo creado por la Ley 143 de 1994 que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

- **CAC. Comité Asesor de Comercialización.** Creado mediante Resolución CREG-068 de 2000 y modificado por las Resoluciones CREG-030 de 2001 y CREG-123 de 2003, para asistir a la CREG en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía.

- **CAPT. Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.** Creado mediante la resolución CREG-051 de 1998, modificado por la resolución 085 de 2002, con el fin de asesorar a la UPME en la compatibilización de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN.

## **<sup>9</sup>2.3 Agentes del MEM**

Los agentes activos que participan en el MEM son los generadores y los comercializadores, los agentes que participan en forma pasiva son los transportadores que se clasifican en transmisores y distribuidores.

### **2.3.1 Generadores**

Los agentes generadores son aquellos que desarrollan la actividad de producción de electricidad, energía que puede ser transada en la Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios (usuarios no regulados).

Los generadores con capacidad mayor de 20 MW y generación diferente a filo de agua, presentan todos los días sus ofertas de precio a la Bolsa y la declaración de disponibilidad, para cada uno de sus recursos de generación, con los cuales el CND elabora el Despacho Económico para las 24 horas del día siguiente. Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del Cargo por Capacidad, cuyo pago depende del aporte que cada generador realiza a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

En la reglamentación del mercado se distinguen los siguientes tipos de generadores:

- Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 20 MW. Están obligados a ofertar para el Despacho Central. (Resolución CREG-054 de 1994).
- Los generadores que posean plantas menores o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o

---

<sup>9</sup> Fuente: UPME y ISA, Interconexión Eléctrica.

igual a 10 MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en la oferta para el Despacho Central (Resoluciones CREG-086 de 1996 y 039 de 2001).

- Los autogeneradores, aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usan la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional. (Resolución CREG-084 de 1996)

- Los cogeneradores, aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía utilizando un proceso de cogeneración, entendiendo como cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. Los cogeneradores pueden vender sus excedentes y atender sus necesidades en el MEM, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por la CREG. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en las Resoluciones CREG-085 de 1996 y CREG-039 de 2001.

Las plantas y cogeneradores no sometidos al Despacho Central pueden comercializar su energía generada, así: a) venderla a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, al Precio de Bolsa menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWh indexado. b) ofrecerla a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. c) venderla a precios pactados libremente, a los generadores, o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados. (Resolución CREG-039 de 2001).

### **2.3.2 Transmisores**

Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en el Sistema de Transmisión Nacional – STN, los cuales son remunerados según una metodología de costos índices, independientemente de su uso. Existe competencia entre los transmisores existentes y potenciales por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN.

Los transmisores de energía eléctrica deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad, la UPME elaboró un procedimiento para solicitar conexiones al STN, que se origina mediante una solicitud que debe hacerse al transportador propietario del punto de conexión, para lo cual se deben enviar al transportador los estudios respectivos y un formato debidamente diligenciado. Una vez el transportador haya analizado los estudios y establecido un concepto, este remitirá el estudio, el formato tramitado y su concepto, para que la Unidad de Planeación Minero Energética emita un concepto.

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red. De las once (11) empresas que desarrollan la actividad de Transmisión Nacional, tres (3) de ellas son privadas o mayoritariamente privadas.

### **2.3.3 Distribuidores**

Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en los sistemas de distribución (Resolución CREG 082 de 2002), correspondientes con:



- Sistema de Transmisión Regional - STR: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este Nivel de Tensión, o que han sido definidos como tales por la Comisión. Un STR puede pertenecer a uno o más Operadores de Red.
- Sistema de Distribución Local SDL: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.

Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras, pero no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

Los distribuidores de energía eléctrica deben permitir libre acceso indiscriminado a los STR y a los SDL, por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias.

Los Ingresos que perciben los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales, se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, de dos conceptos: Cargos por Conexión y Cargos por Uso de la red diferenciados por nivel de tensión.

#### **2.3.4 Comercializadores**

Los comercializadores son aquellos agentes que básicamente prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad.

Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras pueden comercializar energía con destino al mercado regulado; pueden comercializar energía en el mercado no regulado; o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados. Los usuarios se definen como:

- **Usuarios no regulados** o grandes usuarios, son aquellos con una demanda de potencia superior a los 100 KW o su equivalente en consumo de energía de 55 MWh/mes. La Ley otorgó a la CREG la facultad de reducirlo gradualmente, hasta donde se encontrara adecuado. Inicialmente se fijó como límite 2 MW, el cual se fue reduciendo hasta el valor vigente antes mencionado.

Los usuarios no regulados pueden establecer con el comercializador de energía un contrato bilateral y los precios de venta y cantidades de energía son libres y acordados entre las partes. Los demás cargos se ajustan a la regulación respectiva.

- **Usuarios regulados**, son aquellos usuarios que no cumplen las condiciones para ser catalogados como usuarios no regulados, están sujetos a un contrato de condiciones uniformes y las tarifas son reguladas por la CREG mediante una fórmula tarifaria general.

Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-020 de 1996.

Independientemente del mercado atendido, regulado o no regulado, en forma general la cadena de costos implícita en la prestación del servicio de energía eléctrica a un usuario final contiene las siguientes componentes: generación, transmisión, distribución, comercialización, otros costos; sin embargo, el manejo que puede aplicar el comercializador a cada uno de los componentes, dependerá del mercado en el cual actúe.

Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al Sistema Interconectado Nacional, están obligados a registrar las transacciones de la energía en el MEM (Resolución CREG 053 de 1994).

### **3. Evolución del Mercado Eléctrico Colombiano desde su Creación**

Desde la creación del mercado eléctrico colombiano, a habido una gran cantidad de factores técnicos, institucionales y sociales que caracterizaron su desarrollo marcando su evolución, en este capítulo se mostrará la evolución del MEM vista a través de las principales variables que indican su desarrollo.

La información para desarrollar este capítulo fue tomada de las capacitaciones de ISA y de los reportes anuales de que elabora la Unidad De Planeamiento Minero Energética (UPME).

#### **3.1 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 1 y Figura 4).

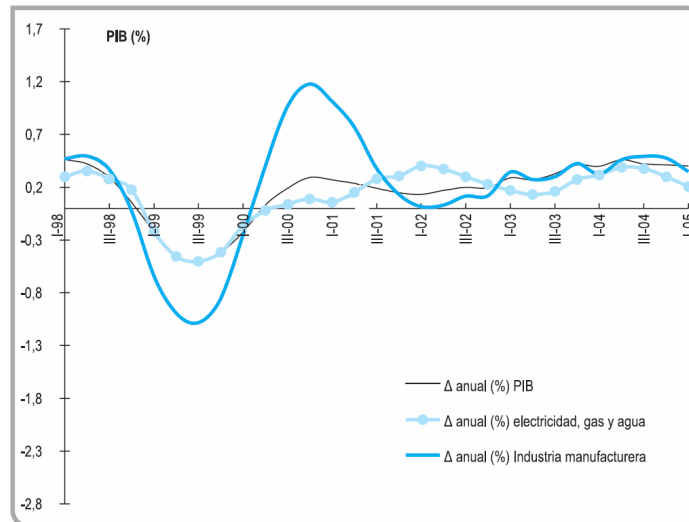
Tabla 1. Crecimiento de la capacidad instalada en Colombia.

Año	Demanda GWh	Crecimiento demanda energía en %	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
2004	47.019	3.01	4.50

Fuente: UPME

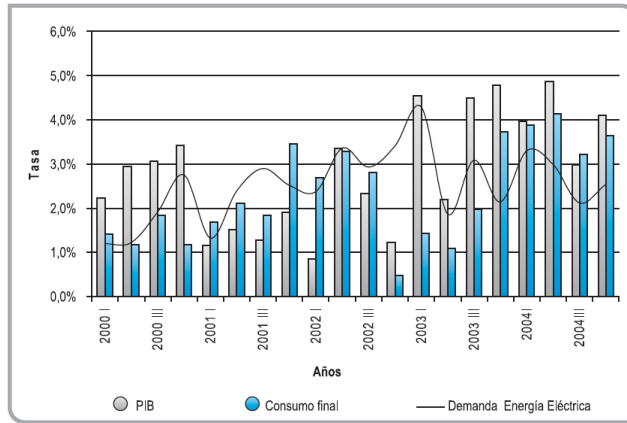
Figura 4. Crecimiento del PIB y la demanda de energía



Fuente: UPME

Cuando se compara la tendencia de crecimiento de demanda de energía eléctrica trimestral, con variables de tipo macroeconómico como PIB y consumo final de los sectores económicos se observa que en general se mantiene una correlación entre ellas, como se aprecia en la figura 5.

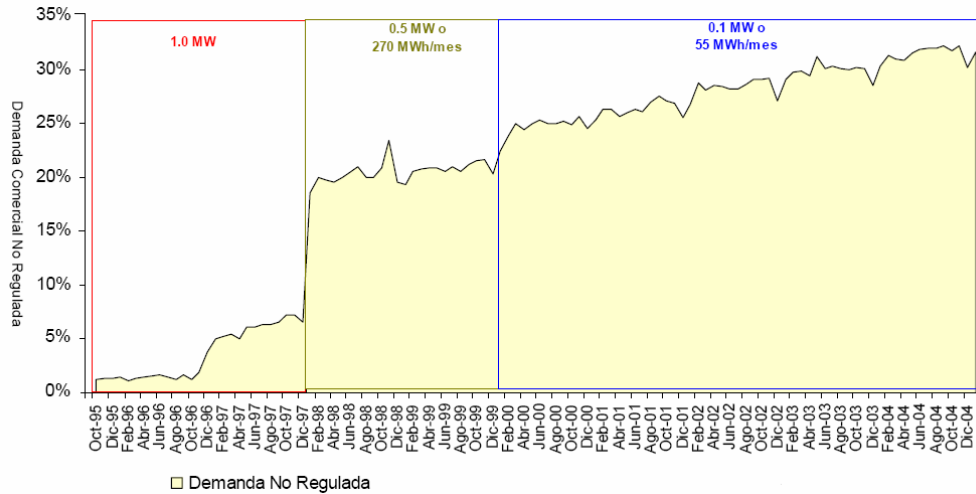
Figura 5. Evolución trimestral del crecimiento del PIB, consumo final de los sectores económicos y la demanda de energía eléctrica.



Fuente: DANE, CND

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.

Figura 6. Evolución de la demanda no regulada



Fuente: ISA

Como se muestra en la figura 6, 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, 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.

### 3.2 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 2.

Tabla 2 capacidad instalada en Colombia.

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 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.

Tabla 3 plantas que entraron en el período existencia del mercado

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

Fuente: UPME

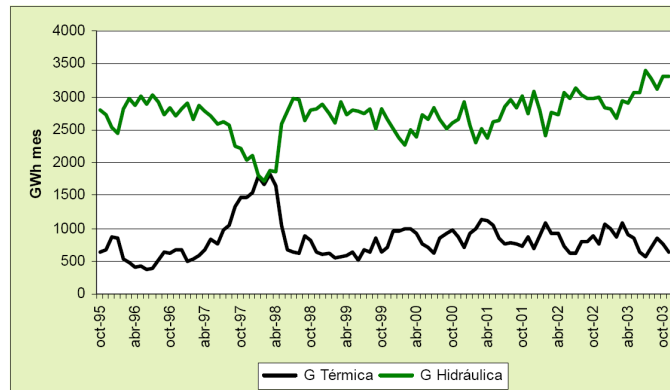
El capital privado también se vinculó al sector, mediante la compra de plantas de generación en operación, con el proceso de privatización de activos del estado. Seis empresas de capital privado: Chivor, Termotasajero, Termocartagena, Central Hidroeléctrica de Betania, EMGESA y EPSA, adquirieron la propiedad de 5.137 MW que eran de empresas estatales. En esta forma, el 55% de la generación es de capital privado en la actualidad. 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 7. Para lograr este nivel de generación, se copó la capacidad de suministro de gas natural y fue necesario utilizar fuel oil como combustible alternativo.

Figura 7. Generación térmica e hidráulica 1995-2003



Fuente: Interconexión eléctrica S.A.

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.

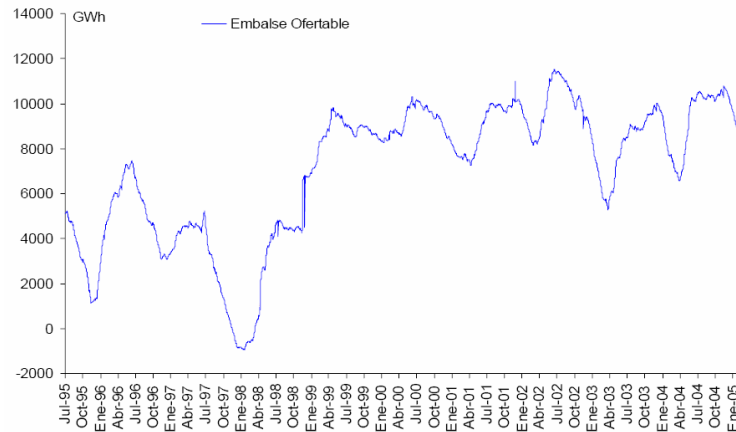
La generación hidráulica presentó su máximo nivel en el año 2003, alcanzando el 86% de cubrimiento de la demanda del mes de julio. Con excepción del período de sequía, la generación hidráulica supera el 69% de la demanda mensual en el período.

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



8, 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 8. Aportes hídricos trimestrales 1995-2006



Fuente: Interconexión eléctrica S.A.

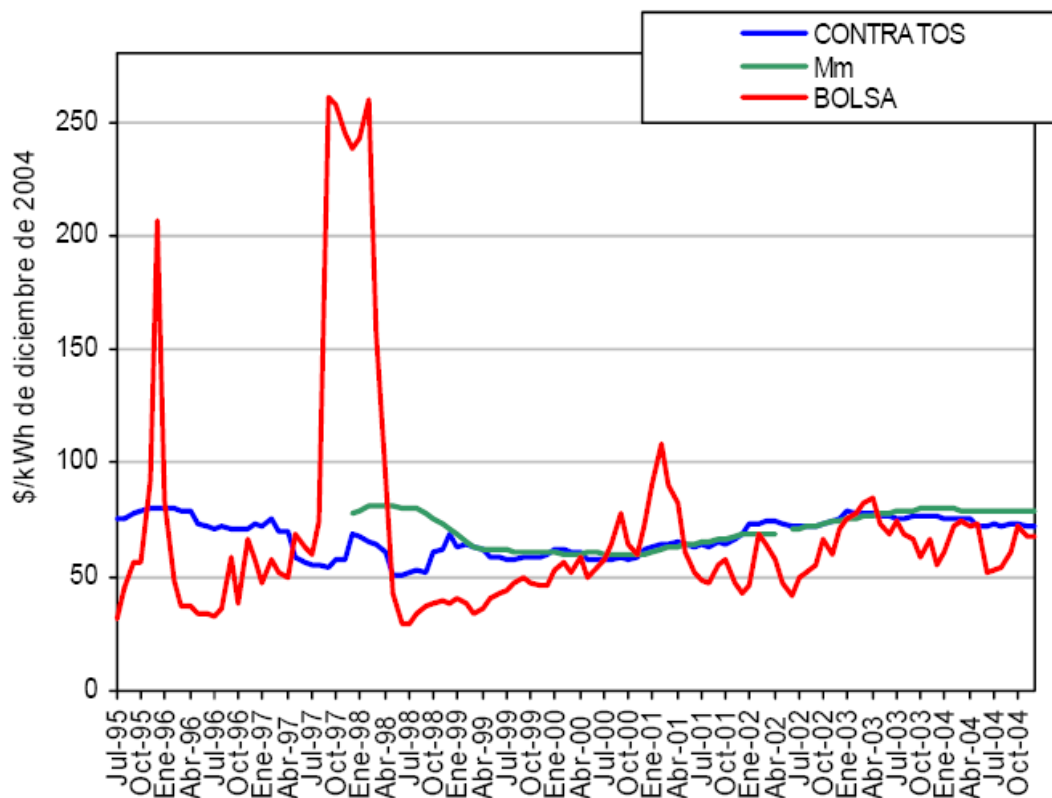
### 3.3 Contratos y Bolsa

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 9.

Se presentan valores promedio mensuales, 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 9. Evolución precios promedio bolsa y contratos en términos constante



Fuente: Interconexión eléctrica S.A.

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

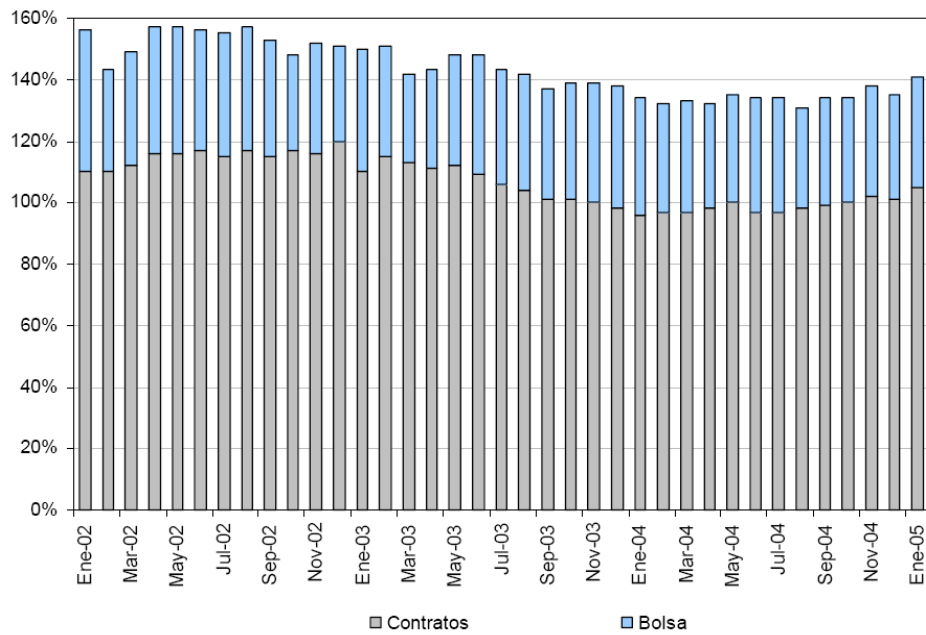
contratos, las inflexibilidades, la generación de seguridad y las ofertas de otros recursos de la misma empresa, en forma adicional a las que determinan su costo marginal como son caudales, disponibilidad y demanda.

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.

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.

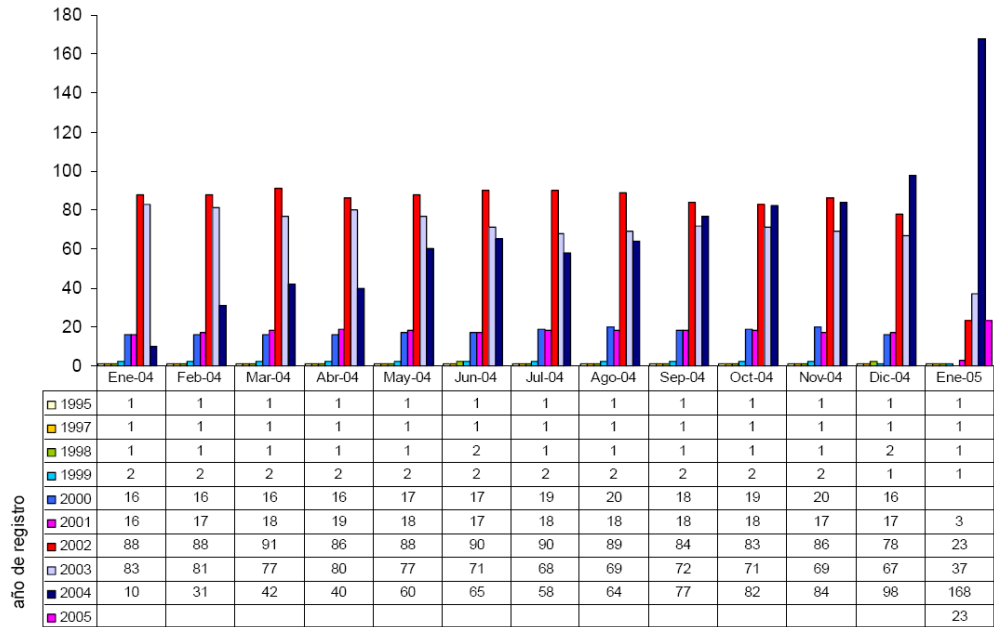
Los agentes han realizado transacciones en magnitudes que superan la demanda en un porcentaje mayor al 20%, alcanzando cantidades del 57% por encima de la demanda, ver Figura 10. Los niveles de contratación en promedio han superado hasta en un 20% la demanda. Las transacciones en Bolsa se han encontrado alrededor del 40%, con un máximo del 47%. Esto muestra el potencial que existe para transar contratos normalizados.

Figura 10. Niveles de transacciones en contratos y bolsa



Fuente: ISA Interconexión Eléctrica S.A.

Figura 11. Números de contratos



Fuente: ISA Interconexión Eléctrica S.A.

El número de contratos despachados creció de 74 en diciembre de 1995 a 321 en el mes de noviembre de 2003, Figura 11. La duración de los contratos se ha incrementado en los últimos años hacia contratos de 2 años en promedio, 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.

### **3.4 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.

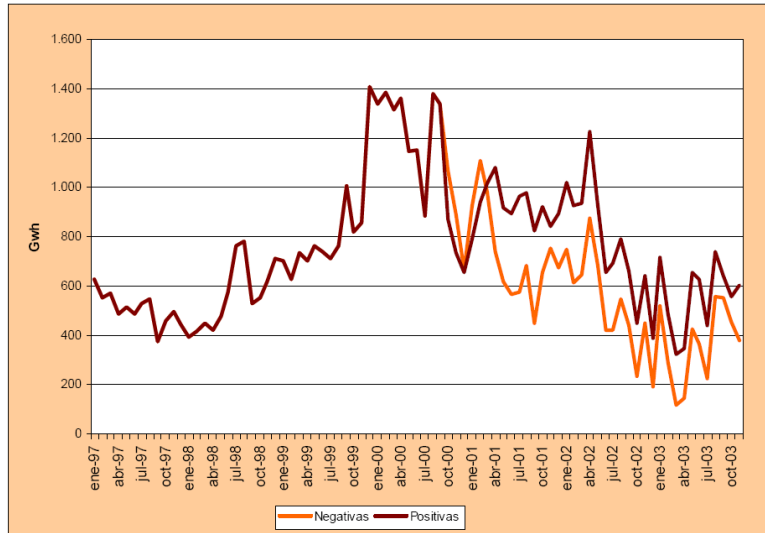
**Precio.** Se ha limitado el precio máximo para las reconciliaciones positivas y negativas a partir de marzo 2001.

Las reconciliaciones han tenido el comportamiento que se presenta en la Figura 12. A partir de octubre de 2000, fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 063 de 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 13. Esta variación también es apreciable en la Figura 14 que presenta los precios promedio resultantes de las reconciliaciones en comparación con el precio de Bolsa.

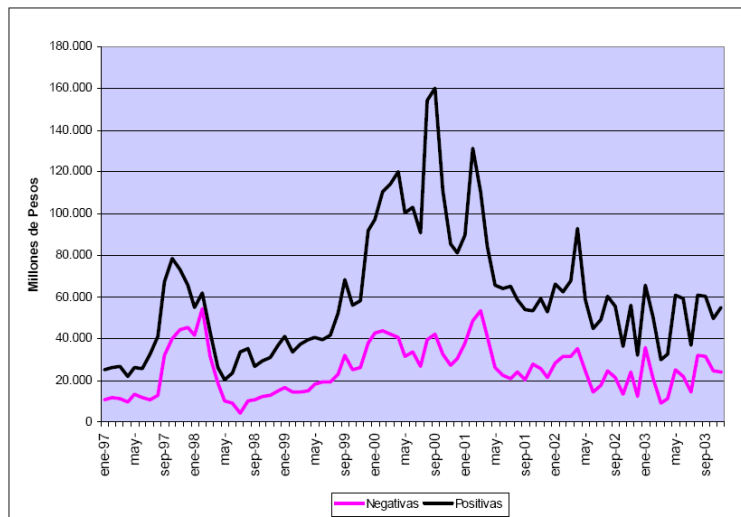
De los análisis detallados por zona y por planta se encuentra que a partir de 1998 la zona Costa ha obtenido los mayores ingresos por reconciliaciones positivas con costo muy alto con respecto a las zonas Bogotá, Antioquia, Nordeste y Valle, que le siguen.

Figura 12. Magnitud de Reconciliaciones Positivas y Negativas



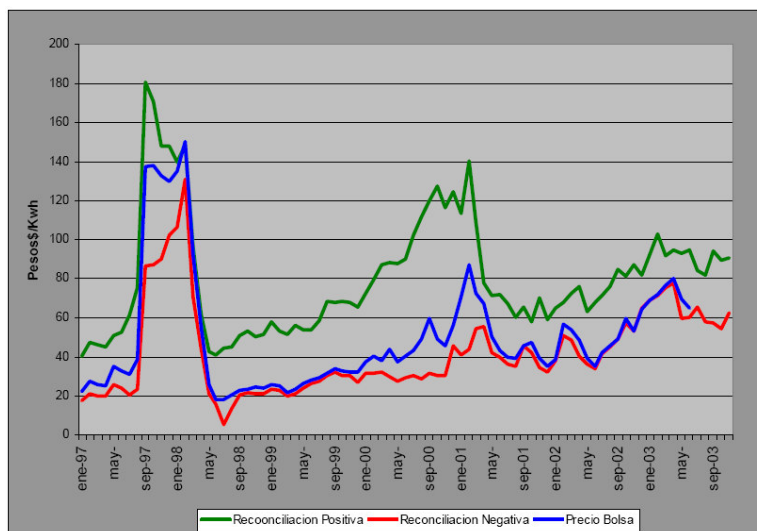
Fuente: UPME

Figura 13. Valor de las reconciliaciones positivas y negativas



Fuente: UPME

Figura 14. Precio promedio mensual de reconciliaciones



Fuente: UPME

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, Termoguajira 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. Se



presenta un resumen del número de torres derribadas o averiadas en cada año.

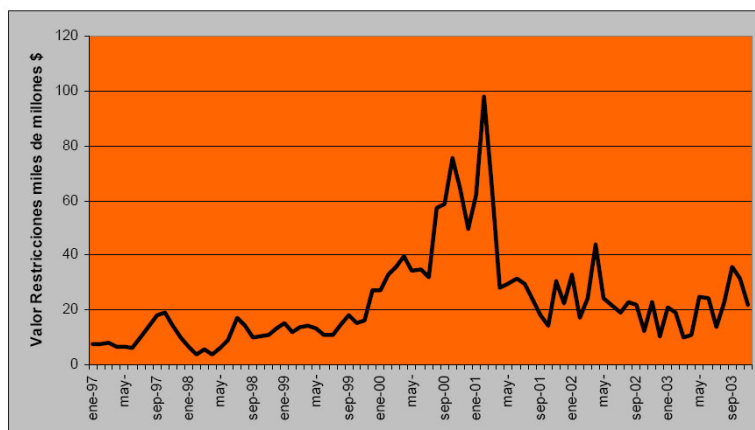
La entrada de refuerzos en la Costa con la línea Sabanalarga-Termocartagena, en el Nordeste con la línea Primavera-Guatiguará-Tasajero, en el Centro con las líneas La Sierra-Purnio y Purnio-Miel-SanFelipe y las compensaciones de reactivos en el Sur y en la Costa, contribuyeron a la reducción de las magnitudes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

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.

### 3.5 Restricciones

Las restricciones totales presentaron la evolución que se muestra en la Figura 15, la cual está explicada por:

Figura 15. Restricciones totales

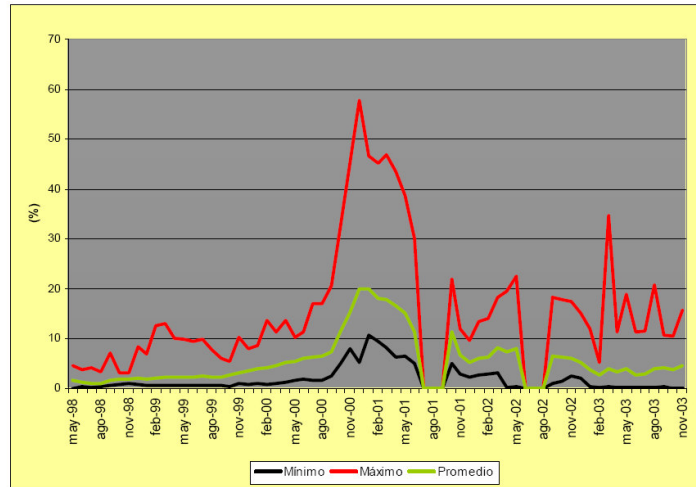


Fuente: UPME

- El incremento en las necesidades de generación de seguridad por efecto del derribamiento 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. En la Figura 16 se presenta el impacto máximo, promedio y mínimo en porcentaje sobre la tarifa a usuarios regulados y sobre la tarifa media.

Figura 16. Efecto de restricciones sobre tarifa regulada y media



Fuente UPME

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.

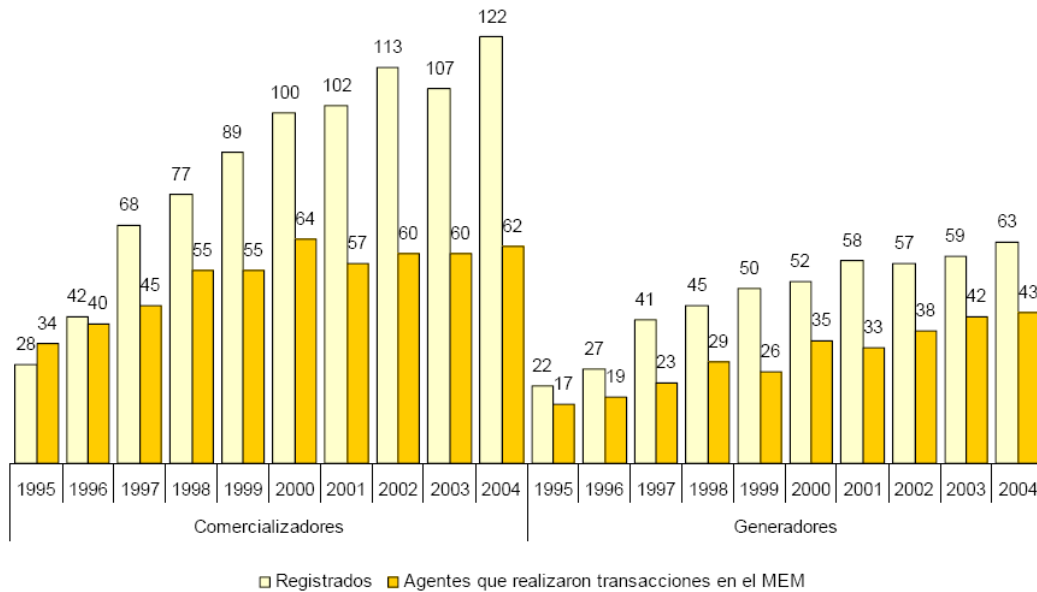
En el año 2003 el nivel del porcentaje promedio de disminución del pago por restricciones por efecto de las rentas de congestión de las TIE, fue del 2% de la tarifa regulada, hasta cuando se estableció por Ley la aplicación de parte de esas rentas al Fondo de Energía Social FOES. A partir de esta fecha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

### 3.6 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 se presenta la evolución de los agentes entre los cuales hay competencia: generadores y comercializadores.

Figura 17. Comercializadores y generadores en el mercado

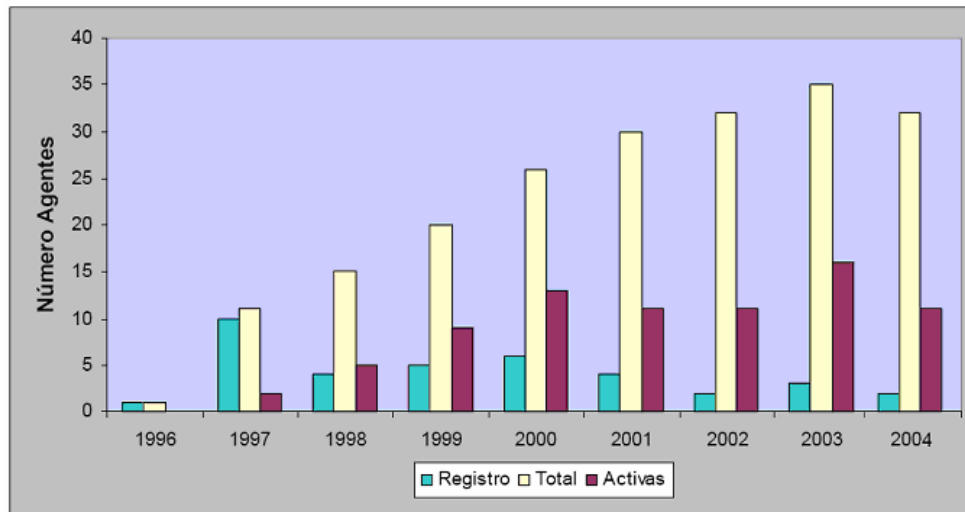


Fuente: Interconexión eléctrica S.A.

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 18; 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.

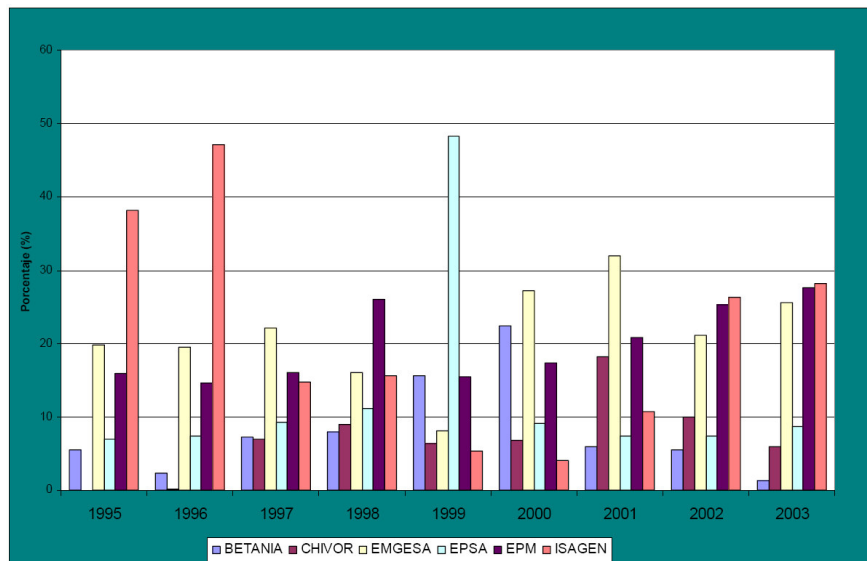
Figura 18. Numero de comercializadores puros registrados y activos.



Fuente: UPME

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 19. Si se consideran períodos anuales este número de empresas es de 3 o 4 por año.

Figura 19. Frecuencia de oferta de recurso marginal.

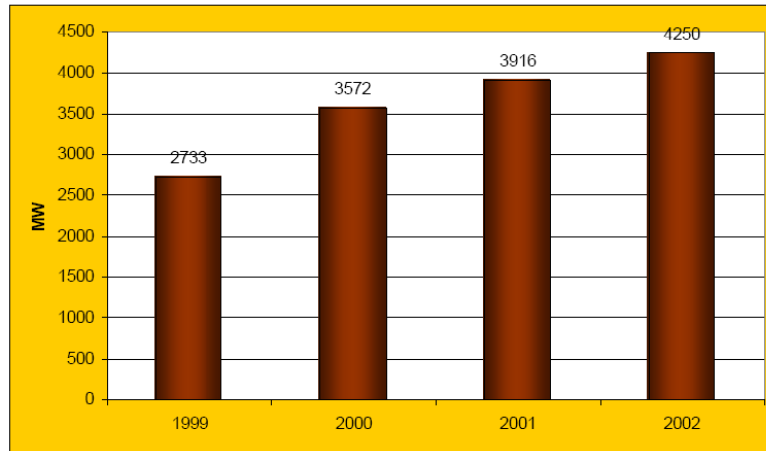


Fuente: Interconexión eléctrica S.A.

También, de la estimación del Índice de Suministro Residual (ISR) 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 como "el resultado de sustraer la Demanda Máxima Promedio Anual de Energía de la Disponibilidad Promedio Anual, 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 20 y ha venido creciendo en la medida en que la demanda lo ha hecho en forma más acelerada que la instalación de capacidad.

Figura 20. Evolución franja de potencia



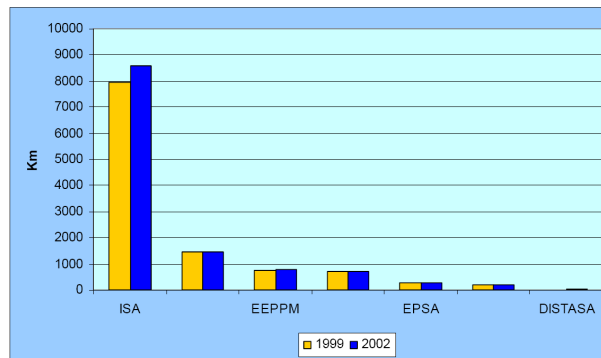
Fuente: Resoluciones CREG

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

Figura 21. Propiedad de línea en Km de circuito

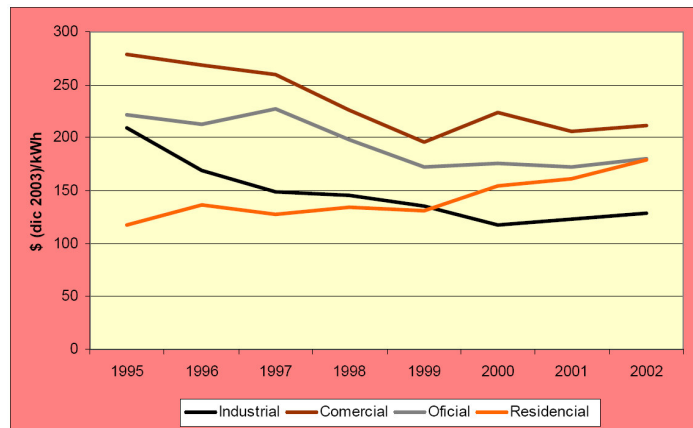


Fuente: Informe anual ISA

### 3.7 Tarifas

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

Figura 22 Evolución de tarifas medias en precios cortantes de 2003



Fuente: CREG información de empresas

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.

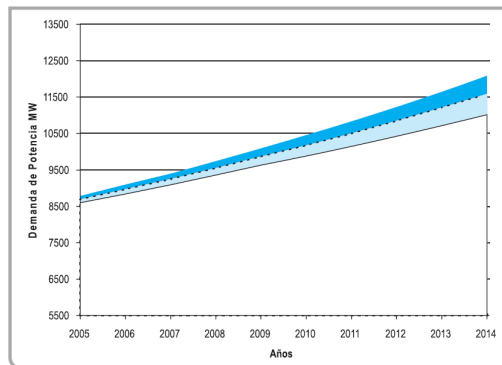
#### **4. Futuro del sector eléctrico en Colombia**

El sector eléctrico ha mejorado mucho desde la creación del MEM, la entrada del capital privado a traído consigo un ambiente de competencia donde los mas beneficiados han sido los consumidores, que tienen la oportunidad de obtener energía mas barata, tanto para usuarios regulados como usuarios no regulados, estos últimos tienen la oportunidad de comprar energía en el mercado mayorista o por contrato con las generadoras. El estado como órgano de control ha venido trabajando para que el ambiente de competencia en el MEM se mantenga sin que se presente abusos a los usuarios, especialmente en lugares donde exista un monopolio natural. En este capítulo se presentaran algunas proyecciones futuras del sector eléctrico y los planes de interconexión internacionales que se tiene con los países vecinos.

##### **4.1 Planes de expansión del sector eléctrico**

Un indicador del desarrollo de un país es el crecimiento de su demanda eléctrica, que puede deberse al aumento del consumo de industrias y hogares, en Colombia la demanda de energía se caracteriza principalmente por cargas de tipo domestica, en la figura 23 se muestra la proyección de este tipo de carga hasta el 2014.

Figura 23. proyección de demanda doméstica de potencia 2005 – 2014.



Fuente: UPME, Plan Expansión 2005-2019

Para poder afrontar este aumento de la carga de los próximos años la unidad de planeamiento minero energética UPME ha creado unos planes para aumentar la capacidad instalada y las líneas de transmisión.

#### **4.1.1 Planes de expansión de la generación.**

Durante el año 2004 y lo corrido del 2005, la UPME en su registro de proyectos de generación disminuyó la capacidad inscrita en 1,700 MW como consecuencia de que muchos de los proyectos no habían sido actualizados durante más de cinco años, y del hecho de que no se notó evolución en su desarrollo. En este sentido la capacidad de generación inscrita está alrededor de 10,500 MW.

Las modificaciones más recientes en el registro corresponden a la fecha de entrada del cierre de ciclo de Flores IV, para el segundo semestre de 2008, siempre y cuando se apruebe el nuevo cargo por confiabilidad actualmente en revisión por parte de la CREG.

En lo que respecta a modificaciones en la capacidad instalada se destaca la del proyecto EL MORRO, el cual tenía previsto instalar al primer trimestre del año 2005, 40 MW y que de acuerdo con nuevos estudios de factibilidad

y de disponibilidad de gas aumentaría en 14 MW su capacidad instalada, disponiendo así el SIN de aproximadamente 54 MW, a instalarse en el mismo periodo. Los proyectos inscritos en el registro de la UPME se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4. Proyectos de generación de Colombia inscritos en la UPME.

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (MUNICIPIO Y DEPARTAMENTO)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
<b>Térmico de Gas. Capacidad registrada: 1226 MW</b>							
TermoYopal	36	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	I Semestre 2006	TERMOYOPAL S.A	1
TermoFlores IV	150	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	II Semestre 2008	TERMOFLORES S.A E.S.P.	1
Térmica del Café *	215	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	Sin confirmar	Promotora Térmica del Café S.C.A.	1
Termo Upar	300	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbí	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yarigües	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
TermoElPaso	40	Ciclo Abierto	El Paso	Cesar	Sin confirmar	GELECSA E.S.P	1
<b>Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 8730 MW</b>							
Porce 3	660	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Jun-10	EEPPM	2
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	840	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Guaico	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG – I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues PMG – II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG – Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG – Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Río Suarez	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Andaquí	705	Turbina Francis	—	Cauca y Putumayo	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	Sin confirmar	Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A.	1
<b>Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 511.76 MW</b>							
PCH de Neusa	2,91	—	Cogua - Tausa	C/marca	Ene-06	INGAMEG	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Montañitas	24,5	Turbina Pelton	Don Matías - Sta. Rosa	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	2
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Sonsón y Aguadas	Antioquia - Caldas	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Sonsón y Aguadas	Antioquia - Caldas	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Alejandría	16,3	Sin Información	Alejandría	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Aures	24,9	Turbina Pelton	Sonsón, Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Caracolí	14,6	Turbina Pelton	Caracolí	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cocomá	29,7	Sin Información	Cocomá	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frio	8,5	Turbina Pelton	Támesis	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Santa Rita (Rehab.)	1	Turbina Pelton	Andes	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cucua	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Coello 1, 2, 3	3,75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
Río Ambeima	45	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
PCH Las Cascadas	8,6	—	San Roque	Antioquia	Sin confirmar	INVERSIONES JG VILLEGAS	1

Fuente: UPME, Plan Expansión 2005-2019

#### **4.1.2 Planes de expansión de la transmisión.**

Mediante la ley 143 de 1994 fue asignada a la UPME la función de realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, basándose en criterios técnicos y económicos, y la función de evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de recursos energéticos. Los criterios para la elaboración del Plan de Expansión fueron establecidos por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 181313 de 2002. Adicionalmente, la CREG en el desarrollo de la regulación ha establecido criterios para la realización del mismo, los cuales han sido empleados por la UPME en su ejercicio del Plan de Expansión.

De otro lado, la Resolución CREG 04 de 2003 modificada por la Resolución CREG 014 de 2004, establece que la UPME realizará la planeación de la expansión de los enlaces internacionales conjuntamente con los organismos de planeación de los países miembros de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos.

##### **4.1.2.1 ANÁLISIS DE LARGO PLAZO**

Con el fin de obtener señales que puedan dar indicios de los refuerzos necesarios para la red eléctrica y la ubicación estratégica de nuevas plantas de generación, se realizaron simulaciones y análisis de flujo de carga para el año 2019.

Se parte de la expansión de generación definida hasta el 2014, se proyecta la demanda de potencia al 2019 aplicando el crecimiento de los últimos años y se consideran las posibles alternativas de refuerzo a la red eléctrica, vistas en el corto y mediano plazo.

En el ejercicio no se consideraron intercambios con Ecuador, ni Venezuela, ni los posibles intercambios con Panamá.

El análisis por áreas deja ver las soluciones a los problemas presentados en cada una de ellas, con especial cuidado en Bogotá, Nordeste y el Sur del

país, en la figura XX se muestra el diagrama unifilar del STN y los nuevos planes de interconexión.

### **Análisis Área Bogotá**

De los primeros análisis se concluye que el parque de generación, incluyendo la cadena Paraíso y La Guaca, no es suficiente para satisfacer la demanda del área.

Como se indicó en el Plan de Expansión 2004 – 2018, no es posible instalar generación cercana a centros de consumo como Circo y Concordia. Se analizan entonces alternativas de expansión que puedan transferir la energía requerida por el área.

En los análisis se incluye transformación 230/115 kV en la subestación Mesa y la línea Mesa – Balsillas 115kV, como alternativa de inyección al sistema Bogotá. También se incluye la ampliación de la transformación en la subestación La Guaca, la cual está asociada con el intercambio entre Bogotá y Tolima.

Los análisis de largo plazo consideran resultados encontrados en el análisis de corto y mediano plazo.

Como alternativa de transmisión se considera el segundo circuito Primavera – Bacatá, la ampliación de la transformación 500/115 kV en Bacatá, la conexión de una nueva subestación a 500 kV desde Bacatá y las reconfiguraciones de Circo – Tunal en Circo – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal y la reconfiguración de Reforma – Tunal en Reforma – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal.

## **Análisis Área Nordeste**

Para este año se presentan problemas de tensiones y sobrecargas en líneas y transformadores.

Se requiere mayor capacidad de transporte para el área por lo que se considera reconfigurar la línea a 500 kV Primavera – Ocaña en Primavera – Nueva Bucaramanga y Nueva Bucaramanga – Ocaña. De igual manera, se considera transformación 500/230 kV y 500/115 kV en Nueva Bucaramanga y la ampliación de la transformación en la subestación Bucaramanga.

A nivel de 115 kV se adicionó la línea Nueva Bucaramanga – Palos y el segundo circuito Bucaramanga-Real Minas, atendiendo la subestación Nueva Bucaramanga carga propia.

## **Análisis Área EPSA**

Se considera la entrada del segundo transformador en San Marcos 230/115 kV, la subestación Sub220 con dos transformadores 230/115 kV de 90 MVA cada uno y la reconfiguración de la línea Yumbo – Pance en Yumbo – Sub220 y Sub220 – Pance a 230 kV y la línea San Marcos – Pance.

Igualmente se considera la entrada de la subestación Pailón a 230 kV alimentada desde Alto Anchicayá, con transformación 230/115 kV de 90 MVA y la entrada de la subestación Agua Blanca con transformación 230/115 kV de 90 MVA, reconfigurando la línea Pance – Juanchito en Pance – Agua Blanca y Agua Blanca – Juanchito.

## **Análisis Área Caldas – Quindío – Risaralda**

En este año se presentan sobrecargas en la transformación de Esmeralda y La Hermosa y en la línea La Hermosa – Regivit 115 kV. Igualmente se presentan tensiones inferiores a 0.9.

De acuerdo con los análisis realizados una alternativa es la conexión de la subestación Pavas a 115 kV, que reconfigura la línea Dosquebradas – Papeles Nacionales 115 kV, con la subestación Virginia 115 kV a través de un doble circuito y la ampliación de la transformación 230/115 kV en Virginia.

Esta alternativa descarga los transformadores de Esmeralda y La Hermosa pero al no ser suficiente, se debe ampliar la transformación en estas dos subestaciones.

Igualmente debe incluirse la ampliación de la capacidad de transporte de la línea La Hermosa – Regivit y la conexión de un banco capacitivo de 50 MVAR en Armenia.

Otra alternativa que debe estudiarse con más detalle es la entrada de la subestación Armenia a 230 kV, la cual permite solucionar los problemas de tensión en Regivit y Armenia, de sobrecarga en la línea La Hermosa – Regivit y en los transformadores de Esmeralda y La Hermosa.

### **Análisis Área EPPM**

Para este año se detectan sobrecargas en los transformadores de Envigado y Bello y en las líneas Miraflores – San Diego y Bello – Castilla. Por lo tanto, se hace necesario ampliar la transformación 230/115 kV en cada una de estas subestaciones, al igual que la ampliación de la capacidad de transporte en las líneas Miraflores – San Diego y Bello – Castilla.

### **Análisis Área Tolima – Huila – Caqueta**

La entrada de la subestación Altamira 230 kV y de la línea Betania – Altamira – Mocoa - Jamondino a 230 kV en el año 2007, permite que el área cumpla con los criterios de planeación establecidos.

De otro lado, se considera la ampliación de la transformación en la subestación Mirolindo y la ampliación de la capacidad de transporte de la línea Mirolindo – Papayo a 115 kV.

Se considera la línea Cajamarca – Regivit normalmente cerrada ya que, en este caso, ofrece respaldo al sistema CHEC.

### **Análisis Área Cauca – Nariño**

Para este año se debe contar con la ampliación de la capacidad de transformación en las subestaciones Jamondino y San Bernardino. La entrada de la línea Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino y Betania – Jamondino a 230 kV le permite al área cumplir con los criterios de planeación establecidos.

### **Análisis Área Bolívar**

En este año se debe contar con ampliación de la capacidad de transporte de la línea Candelaria – Zaragocilla a 110 kV.

### **Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena**

Se hace necesario contar con ampliación de la transformación 220/110 kV en la subestación Fundación.

De otro lado se requiere mayor capacidad de transporte hacia la subestación Guatapurí ya que las dos líneas Valledupar – Guatapurí 110 kV presentan sobrecarga en operación normal.



## **Análisis Área Chinú**

En este año se considera en operación el tercer transformador 500/110/34.5 kV en Chinú y la línea Urrá – Montería a 220 kV, con transformación en la subestación Montería y compensación capacitiva en Magangue de 15 MVAR.

## **Análisis Área Cerromatoso**

Se necesita ampliar la capacidad de transporte entre las subestaciones Urabá y Apartadó a 110 kV.

### **4.2 Interconexión eléctrica con países vecinos**

Los países de la región han venido modernizando sus sectores energéticos y han adoptado enfoques similares en cuanto a objetivos generales como la búsqueda de la eficiencia mediante mecanismos de mercado donde ello sea posible; la tendencia al alejamiento del Estado de actividades puramente empresariales y su focalización en los temas de regulación y control; la puesta en marcha de políticas transparentes que promuevan la competencia; y la participación de inversionistas privados, etc. No obstante las similitudes, también existen importantes diferencias que inciden en la gestación y puesta en marcha de proyectos de integración energética, entre las cuales se destacan los distintos criterios de optimización del despacho económico de la producción eléctrica, las diferentes formas de remuneración de los servicios de generación, transmisión eléctrica o de transporte de combustibles y diferencias en tarifas, impuestos y subsidios aplicables a los bienes, productos y servicios energéticos finales.

Los proyectos de integración energética obedecen a múltiples razones entre las cuales se destacan la desigual distribución de recursos energéticos entre

los distintos países, su desigual nivel de explotación, la diferente valoración económica o tarificación de los recursos energéticos, desbalances entre oferta y demanda dentro de cada país, diferencias temporales tanto en las demandas como en las ofertas de los distintos países que pueden ser relativamente permanentes, estacionales o incluso instantáneas, diferencias en las disposiciones de protección ambiental, diferencias en las políticas de desarrollo, etc. En general, los proyectos de integración energética buscan un mejor manejo de los recursos que obedece a políticas de desarrollo, a las posibilidades tecnológicas y a objetivos de carácter económico, financiero, ambiental y social.

Los países andinos, cuentan con recursos energéticos abundantes y variados que incluyen petróleo, gas natural, carbón y otras fuentes renovables de energía, así como un gran potencial hidroeléctrico. Sin embargo, la distribución de estos recursos no es uniforme entre los países, lo cual trae como resultado un gran potencial para que se desarrollen importantes flujos de comercio de energía entre ellos. Actualmente predomina, en estos países, la exportación de petróleo crudo y derivados, pero con perspectivas muy importantes para la integración de mercados de energéticos en redes como el gas natural y la electricidad, hasta el momento en proceso de despegue.

En el caso particular de los países andinos, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, las siguientes interconexiones eléctricas se encuentran en operación: 1) tres líneas entre Colombia y Venezuela: Cuestecita – Cuatricentenario, 230 kV; Tibú – La fría, 115 kV; San Mateo – Corozo, 230 kV; 2) Ipiales – Tulcán/Ibarra, 115/138 kV, entre Colombia y Ecuador; 3) Miraflores – El Alamor, entre Ecuador y Perú; 4) Arica – Tacna, 66 kV, entre Chile y Perú. La línea Boa Vista–El Guri, 230/400 kV, entre Brasil y Venezuela, está en construcción actualmente.

Se encuentran en proceso de estudio las líneas de interconexión entre Pasto (Colombia) y Quito (Ecuador) y entre Piura (Perú) y Guayaquil (Ecuador) así como la factibilidad de interconexión adicional entre Colombia y Venezuela, bajo el patrocinio del Grupo de Interconexión Eléctrica (GTIE).

#### **4.2.1 Planes de Interconexión Contenidos en el plan de Expansión del 2005-2019 de la UPME.**

En la actualidad Colombia se encuentra interconectado con Ecuador con quien mantiene un activo comercio de energía y con Venezuela, donde por motivos de incompatibilidad de las políticas económicas no se ha podido mantener un intercambio energético permanente.

Los planes mas cercanos de interconexión son Colombia – Ecuador – SIEPAC, el sistema del SIEPAC está integrado por las redes eléctricas de países de Centro América, las cuales se encuentran interconectadas a nivel de 230 kV. Los países integrantes del SIEPAC son Costa Rica, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá y Salvador. La interconexión con el sistema del SIEPAC se realiza a través de Panamá y se analizan tres alternativas de conexión, una de ellas con una línea de transmisión de 230 kV en AC y las otras dos consideran un enlace de transmisión en DC a 250 kV.

#### **4.2.2 Características de los mercados de electricidad**

El sector eléctrico de los distintos países de la región no ha tenido el mismo grado de adaptación a los enfoques de mercado introducidos durante la última década. Es así como en la actualidad Bolivia, Colombia y Perú cuentan con mercados eléctricos establecidos, Ecuador con un mercado en desarrollo y Venezuela mantiene un modelo no sostenible con una estructura integrada tanto vertical como horizontalmente.

En la actualidad existen varias interconexiones eléctricas entre los países andinos. Sin embargo, las mismas han estado determinadas por

requerimientos menores en localidades fronterizas o por requerimientos de oportunidad y no por intercambios permanentes.

En el Cuadro siguiente se presentan las principales características de la oferta y la demanda en los mercados eléctricos de los países de la región Andina.

Tabla 5. Características de la oferta y demanda

País	Capacidad instalada - MW				Demanda Máxima		
	Hidráulico	Térmico	Total	%Hidro	MW	GWh	Potencia inst/ DD Max
<b>Bolivia</b>	336	629	965	35%	645	3,336	1.50
<b>Colombia</b>	8,026	4,238	12,264	65%	7,712	42,460	1.61
<b>Ecuador</b>	1,707	1,643	3,350	51%	1,954	9,881	1.71
<b>Perú</b>	2,860	3,210	6,070	47%	2,621	19,902	2.32
<b>Venezuela</b>	7,233	12,316	19,549	37%	12,000	61,194	1.63
<b>Total</b>	20,162	22,036	42,198	48%			

\* Después del 2004

Fuente: Inter-American Development Bank

En términos de oferta, el Cuadro muestra como el componente hidráulico en la región andina sigue siendo muy importante, lo que determina que los problemas relacionados con la seguridad de suministro sigan estando asociados a requerir reservas adicionales en épocas secas.

Igualmente, se observan coeficientes de instalación superiores en un 50% a la demanda mínima del país, resaltando así el efecto de la reserva en una región que, a pesar de esos índices, tiene dificultad de suministro en años secos. Aunque la relación potencia instalada en relación a la demanda mínima es alta no por ello se tiene asegurado el suministro debido a que la energía firme disponible por las centrales hidráulicas es reducida (Ecuador, Venezuela) y en muchos casos la indisponibilidad de centrales térmicas es alta (Ecuador, Venezuela).

En forma resumida, es posible describir los mercados eléctricos de la región Andina del siguiente modo:

**Bolivia.** El Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia (MEMB) fue implementado en el año 1994. La generación fue subdividida en cuatro empresas privadas, luego surgieron otras menores, las que cubrieron con su despacho la mayor parte de la demanda. En sus comienzos el MEMB se caracterizó por la falta de competencia en el área de generación, dado el reducido número de participantes y la vigencia de un periodo de exclusividad para los mismos de 5 años que caducó en el año 1999, año en el cual quedó abierto el Mercado para que se instalaran otras empresas de generación. Los Precios Spot de la Energía resultaron mayoritariamente determinados por el Precio de Referencia del Gas Natural.

Durante los últimos cinco años los costos marginales de generación han fluctuado entre valores de 16 y 18 US\$/MW. Por su parte, los cargos que deben pagar los consumidores han girado alrededor de 37.5 y 40.2 US\$/MWh.

**Colombia.** En julio de 1994 se aprobó la transformación del sector eléctrico colombiano. A partir de entonces se creó una bolsa de energía con declaración de precios donde se hace abstracción de las restricciones existentes en las redes de transporte de electricidad que implica la existencia de un "despacho ideal" diferente al "despacho real" del sistema. Con independencia de la eficiencia de las normas aplicadas, el principal problema del mercado colombiano reside en los ataques terroristas que la guerrilla realiza contra la infraestructura eléctrica los cuales han afectado el funcionamiento del sistema de transmisión y, en consecuencia, el normal funcionamiento del mercado eléctrico.

El tipo de generación en Colombia se encuentra fuertemente determinado por factores climáticos: en los años en los que los aportes hídricos son altos, la mayor cantidad de energía generada proviene de fuentes hidráulicas, mientras que el componente térmico adquiere una mayor relevancia en años secos. Aun así, y como se mostró en el Cuadro, Colombia sigue teniendo una gran dependencia en la energía hidráulica. En el año 2000 el precio promedio

diario de la energía en Bolsa fue de 2.1 US cents./kWh (44,97 \$/kWh), y el Mercado Mayorista estaba conformado por 50 generadores, 64 comercializadores y 11 transportadoras.

**Ecuador.** A fines del 2000 existían en el Ecuador 11 empresas eléctricas generadoras, una transmisora y 20 distribuidoras de energía. De las distribuidoras, 14 contaban con generación, dado que aun no se escindían como demandaba la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Las transacciones que pueden celebrarse en este mercado son ventas en el mercado spot o contratos a plazo, mas las transacciones de importación y Exportación. El MEM abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadores; entre generadores y distribuidores o grandes consumidores. Igualmente se incluyen las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

**Venezuela.** Su mercado eléctrico está en proceso de transformación aunque aun no se ha definido una política clara con respecto a la concreción de la misma. En la actualidad la institución que maneja la regulación en Venezuela es el Ministerio de Energía y Minas, asesorado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), un ente interministerial establecido en 1992 y con soporte técnico de la Fundación para el Desarrollo Eléctrico (FUNDELEC). Existe una ley para la modernización de la industria que considera la segmentación y desintegración de las actuales empresas de generación, transmisión y distribución, garantizando libre acceso a las actividades de transporte y distribución de energía. La expansión del Sistema de Transmisión se realizar de acuerdo con el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional. En los estudios realizados por FUNDELEC se promueve la creación de un mercado con características similares a los implementados en otros países de la región: costo marginal, planificación en la transmisión, y la presencia de una central dominante cuya generación se asigna a la demanda.

Actualmente el margen de reserva de la generación es bajo (29%) debido a la alta tasa de indisponibilidad de algunas unidades de generación y a restricciones de transporte que limitan las posibilidades de pleno despacho de algunas plantas.

Venezuela tiene dos sistemas de gas metano, uno en Oriente (Centro de Despacho Anaco) y otro en Occidente (Centro de Despacho Lago) los cuales no están interconectados. La expansión podría utilizar el gas natural con costos muy inferiores a los combustibles líquidos y la orimulsión. Sin embargo para que sea factible una expansión en base al uso del gas natural es necesario que sea confirmada la disponibilidad de este combustible en cantidad suficiente como para abastecer los requerimientos de la generación térmica. Existen importantes proyectos de ampliación / repotenciación de la capacidad instalada de generación en Venezuela.

#### **4.2.3 Análisis De Los Beneficios Esperados De La Integración**

América Latina es una región con bajo nivel competitivo que debe tratar crear un sector energético eficiente y sustentable.

El problema básico del sector gas que esta en desarrollo y del sector eléctrico que si bien esta muy desarrollado requiere una importante regulación para que pueda ser desarrollado.

Hacer un sistema eléctrico eficientemente sustentable y eficiente requiere de un sector energético que elimine las:

- Ineficiencias institucionales
- Ineficiencias regulatorias
- Ineficiencias estructurales
- Ineficiencias de transmisión

Un incremento de las interconexiones internacionales en la región dará beneficios que finalmente se expresarán en una mayor eficiencia económica

y una mayor seguridad de abastecimiento. Algunos de esos beneficios pueden ser medidos en términos cuantitativos y otros tienen un carácter cualitativo. Entre los primeros pueden mencionarse los que producen un efecto directo sobre los costos o precios tales como el menor uso de combustibles no renovables reemplazados por un mejor despacho del parque de generación, y en particular por un mejor uso del agua almacenada en los embalses, principalmente en Ecuador aunque también lo es en Perú y Colombia. Entre los segundos pueden mencionarse aquellos, que, aunque redundan en un mejor precio, sobre todo se orientan a la mejora de la "calidad del mercado", como ser la mayor competencia que resulta de incrementar el número de participantes, el mayor volumen del mercado y la estabilidad regulatoria. También debe destacarse que las mejoras cuantitativas suelen ser diferentes si se miden desde un enfoque macroeconómico que si se refieren al impacto sobre empresas y consumidores.

La existencia del comercio regional de energía permite además optimizar el uso de la infraestructura ociosa o mal utilizada tal como la generación térmica que hoy no se utiliza, principalmente en Colombia, y que podría ser fundamental para la Central de Paute en Ecuador que introduce una alta volatilidad en los precios de ese país. También será mejor aprovechable la potencia hidroeléctrica excedente de Venezuela y de Colombia y un mejor aprovechamiento de la de Perú.

Entre los posibles beneficios que aportan las interconexiones entre dos mercados se pueden mencionar los siguientes, clasificados en económicos directos y de calidad de mercado:



## **A) BENEFICIOS ECONÓMICOS CUANTITATIVOS**

Menores costos resultantes del despacho económico, por un mejor uso del conjunto de los recursos de generación y transmisión disponibles y de las inversiones a realizar. En particular este efecto se manifiesta en.

**Eficiencia operativa:** Mejor uso de recursos energéticos renovables reemplazando el uso del gas natural y combustibles líquidos.

La optimización de la operación de los embalses producirá mejores resultados, es decir menos costo de abastecimiento y mayor calidad del servicio, en la medida que, como consecuencia de la integración, exista mayor diversidad hidrológica, mayor parque térmico de respaldo, y mayor demanda a abastecer. En este aspecto merece citarse los resultados del CIER 02.

Optimizar el rendimiento hidráulico del conjunto al hacer más estable los requerimientos hidráulicos

**Eficiencia en la inversión:** Optimización del uso de la infraestructura disponible de generación eléctrica reduciendo, para un determinado objetivo de calidad del servicio los requerimientos de potencia de reserva, de potencia máxima asociada a la complementariedad de las demandas diaria, estacional y en condiciones extremas (año seco o máxima indisponibilidad).

Optimización del uso de la infraestructura de transporte eléctrico al permitir una mayor utilización de la capacidad remanente para la optimización del despacho por el incremento de la capacidad de transporte por la existencia de caminos alternativos ante situaciones de emergencia (gas y electricidad)

Reducción de la volatilidad medía de los sectores con la consiguiente reducción de precios ante un menor riesgo.

Una reducción de costos de inversión y de operación y mantenimiento vinculados a la escala regional de los proyectos

La consecuencia de esas mejoras de eficiencia redonda en una reducción del costo medio de abastecimiento de energía de la demanda.

## **B) BENEFICIOS EN LA CALIDAD DEL MERCADO**

- Reducción del impacto ambiental como consecuencia de la mencionada optimización del despacho, con reducción del uso de combustibles
- Incremento de la competitividad (especialmente en Colombia). La integración puede tener un efecto positivo reduciendo las posibilidades de ejercicio de poder de mercado por parte de algunos agentes. Este tema ha sido motivo de preocupación desde hace tiempo en numerosos estudios presentados por académicos de USA en relación con el proceso de reestructuración del sector eléctrico en numerosos estados de ese país. La mayor parte de los temores se confirmaron en la reciente crisis de California. Uno de los aspectos más notables en este sentido es que numerosos autores han demostrado que las posibilidades de ejercicio de poder de mercado se pueden dar con mayor facilidad en el sector eléctrico que en otros rubros de la economía<sup>1</sup>. Como la posibilidad del uso del poder de mercado está en relación directa con el número de participantes del mercado, sobre todo del lado de la producción, la integración actuará como un limitante de la posibilidad de ejercicio de estas prácticas.
- Reducción de riesgos regulatorios y otros riesgos que puede introducir en los negocios el accionar del estado (esto bien puede ser un limitante de la ejecución de interconexiones o de ser resuelto un beneficio que introducen las mismas)

- Mejora de la seguridad de abastecimiento asociado al mallado de las redes nacionales y al bajo riesgo de no suministro por indisponibilidad de la importación. Además es posible lograr un incremento importante de la calidad del suministro si se aplica un criterio de uso del sistema que permita a los operadores de los sistemas acordar intercambios en situación de emergencia.
- Integración de regiones aisladas o mejora de calidad en zonas con conexión radial. Este es un subproducto consecuencia de la necesidad de hacer sistemas de interconexión entre países. Por ejemplo en el Norte Ecuatoriano o Peruano o en zonas de frontera de Colombia y Venezuela es posible incrementar la calidad de servicio y la seguridad de suministro al incrementarse la cantidad de líneas que llegan a dichas zonas.
- Estabilidad regulatoria. Los cambios arbitrarios son más dificultosos de realizar al involucrar relaciones comerciales entre países.

### **C) MEJORES SEÑALES ECONÓMICAS EVITANDO SUBSIDIOS CRUZADOS POR EL MISMO MOTIVO**

Cuantificar el efecto acumulado y progresivo de los beneficios es una tarea ardua y que puede dar errores importantes dado que se debe trabajar sobre beneficios asociados a la diferencia de precios cuya evolución individual esta sujeta a importantes incertidumbres.

### **D) EL IMPACTO SOBRE LOS PRECIOS**

Una interconexión eléctrica entre dos países impacta en:

- Los precios medios de ambos países tanto en el corto plazo como en el largo plazo
- La volatilidad de los precios
- La calidad del servicio

Los impactos en el corto plazo de los intercambios se pueden determinar asumiendo que en el corto plazo no cambia el equipamiento. Sobre un sistema importador se compone de una pérdida de ingreso de los generadores y de una apropiación por parte de los consumidores locales de los beneficios de la interconexión. Por el contrario, la situación es inversa en un sistema exportador donde los precios internos de la electricidad subirán hasta alcanzar el nuevo costo marginal del sistema correspondiente a la nueva demanda total (local más exportación), produciendo una pérdida a los consumidores locales.

Estos efectos de corto plazo pueden no existir si el desarrollo de las interconexiones es descontado por el mercado, es decir si es el resultado de un proceso donde el mercado evoluciona con esa información como dato. En éste último caso, que es el que corresponde analizar si la implementación de los cambios normativos se realiza con un proceso de transición el resultado es el que corresponde al costo marginal de largo plazo.

La diferencia de CMLP entre los países tenderá a reducirse conforme se incrementan los volúmenes de energía intercambiada reduciendo con ello el costo de abastecimiento de la demanda. La reducción de precios estará asociada en gran medida al mejor uso de la infraestructura de transporte de energéticos reduciendo con ello el costo unitario de transporte de los futuros proyectos de generación y a la mayor eficiencia de las unidades de producción como se detalló en la descripción general de beneficios.

## **5. Conclusiones**

La situación del sector eléctrico antes de 1995 estaba caracterizada porque el sistema presentaba una confiabilidad dudable, el sector era monopolizado por

el estado que actuaba como empresario, la inversión privada era mínima, recaía sobre los usuarios los costos producto de la ineficiencia del sector y todas las actividades del sector presentaban características monopólicas.

Es por esto que el estado colombiano ve la necesidad de crear la ley de servicios públicos domiciliarios, promulgada en julio de 1994. La cual en lo referente al sector eléctrico buscaba lo siguiente:

- Modificar el papel del estado, dándole cualidades de director, regulador y control,
- Mejorar la eficiencia a través de precios económicos, hacer del sistema más confiable, mejorar la calidad y cobertura del sistema.
- Introducir competencia dentro del mercado.
- Vincular capital privado, haciendo que el estado se aleje de su calidad de empresario.

En la actualidad después de 11 años de funcionamiento del MEM se pudo ver que ha aumentado inversión del capital privado y el estado ha dejado su función de empresario cediendo el control de muchas empresas que participan en el mercado al sector privado y tomando las funciones de director y regulador del mercado.

La regulación ha venido evolucionando hacia la conformación de un esquema completo. Los agentes manifiestan que se han presentado cambios que tienen impacto en las finanzas de las empresas. Sin embargo, estos riesgos son hacen parte a un mercado nuevo, en el cual se deben hacer ajustes para corregir imperfecciones y adaptar a los cambios del entorno. Uno de los pilares del esquema de mercado es el control, la debilidad en la vigilancia o control puede llevar a los extremos de permisividad por un lado, o arbitrariedad por el otro. La oportunidad en los fallos no solamente es

indispensable para que los agentes corrijan las acciones que pueden ser irreglamentarias, sino para suspender rápidamente los efectos negativos sobre el mercado y proteger a los usuarios.

La entrada de capital privado ha permitido el aumento de la capacidad instalada y con esto darle mayor confiabilidad al sistema eléctrico, y de esta forma estar preparado para afrontar un mercado interconectado internacional.

El futuro del MEM esta en la internacionalización de los mercados eléctricos, lo que permitirá un uso mas eficiente de los recursos de energéticos de los países que hagan parte de la integración, aprovechando también que las curvas de carga diaria de cada país tienen los picos de carga diaria a horas diferente del día y de esta forma hacer un mejor uso de los recursos energéticos, como el gas y los recursos hídricos, lo que se vera reflejado en precios menores de la energía eléctrica, ayudando al desarrollo de los países latinoamericanos .

Como ultima conclusión solo espero que esta monografía cumpla su función como texto de introducción para comenzar cualquier estudio del mercado eléctrico colombiano, ya sea para ingenieros electricista o para economistas que empiecen a estudiar el mercado energético.

## **Bibliografía**

UNA VISION DEL MERCADO ELECTRICO COLOMBIANO, UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA-UPME República de Colombia Julio del 2004.

INTEGRACIÓN ENERGETICA DEL PACTO ANDINO, Inter-American Development Bank Buenos Aires, 15 de Junio de 2005.

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2005 - 2019, UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA-UPME República de Colombia 2005.

ESTUDIOS DE LA FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA PANAMÁ, Luís Clarénse Romero, José Ignacio Villareal, Colombia 2004.

<http://www.creg.gov.co/index.html>

[http://sv06.xm.com.co/gmem/Servicios\\_Informacion/servicios\\_virtuales/capitulo3/isacom/Culturas\\_Mcdo\\_2005.htm](http://sv06.xm.com.co/gmem/Servicios_Informacion/servicios_virtuales/capitulo3/isacom/Culturas_Mcdo_2005.htm)

<http://www.isa.com.co/>

<http://www.upme.gov.co/>

<http://www.mem.com.co/>

<http://www.sspd.gov.co>

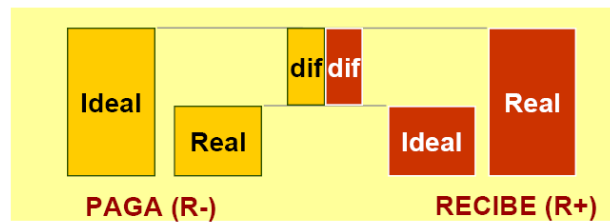
# **ANEXOS**



## **ANEXO A. Reconciliaciones.**

Diferencia que se produce entre la generación real y la generación ideal de una planta o recurso de generación.

$$REC = G_{real} - G_{ideal}$$



- **Costos de Reconciliación Positiva por Generaciones de Seguridad:** costos asociados con generaciones de seguridad fuera de mérito:  
**GR > GI: Agente vende reconciliación (recibe)**
- **Costos de Reconciliación Negativa:** costos asociados con generaciones desplazadas en el despacho real por generaciones de seguridad fuera de mérito:  
**GR < GI: Agente compra reconciliación (paga)**

#### **ANEXO B. Cargo por Capacidad.**

Uno de los principios teóricos subyacentes en el sistema de precios diseñado para el “pool” del sector eléctrico colombiano, es que este debe en el largo plazo, dar la señal económica adecuada para la expansión de la capacidad instalada en el país. Así mismo, la evolución y el comportamiento de los precios deben reflejar el nivel de confiabilidad en el suministro que está dispuesta a pagar la demanda nacional o en su defecto el que fije el regulador.

Sin embargo, la altísima volatilidad de los precios en la bolsa constituyen un riesgo muy importante para aquellos generadores, especialmente los nuevos, que cuentan con menos posibilidades de concretar un proyecto de inversión, con contratos que respalden la financiación del mismo y que deben, en consecuencia, ofrecer total o parcialmente su capacidad de generación en el mercado “spot”.

La volatilidad de los precios en la Bolsa de Energía en Colombia, se explica en gran parte por el alto componente hidráulico de los recursos de generación del país y el efecto de la estacionalidad climática en la disponibilidad de estos recursos (7 meses de invierno y 5 meses de verano).

Ante esta situación, y en un país como Colombia donde la opinión pública y política es muy sensible al tema del racionamiento de energía, debido a las experiencias pasadas, se encontró necesario implementar un mecanismo que permitiera disminuir el riesgo que enfrentan los generadores, cuando estos últimos están expuestos a transar su energía en el mercado "spot".

Con este fin se diseñó un Cargo por Capacidad (CxC) (Resolución CREG-116 de 1996), cuya concepción y finalidad se resume en los siguientes puntos:

El CxC es un mecanismo exógeno a la formación de precios en el mercado, que coadyuva a que la señal de precios de largo plazo, responda a los niveles de confiabilidad de suministro previstos para el Sistema.

El CxC es un mecanismo financiero destinado a reducir el riesgo de volatilidad y estacionalidad de los precios en la Bolsa. Como tal, refleja una proporción del valor presente del costo esperado de racionamiento.

El CxC es recibido por los agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema, en condiciones supuestas de hidrología crítica durante una estación de verano.

El CxC se valora como el costo por kW instalado de la tecnología más eficiente en términos de costos de capital. Actualmente se toma como referencia la generación con turbinas de gas de ciclo abierto, cuyo costo estimado asciende a USD 5.25 por kW Disponible - Mes.

El CxC garantiza un flujo mínimo de ingresos a aquellos agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema.

El recaudo del monto a pagar por concepto de CxC se efectúa en la Bolsa, aplicando a cada kWh generado un precio equivalente del CxC en unidades energéticas. El diseño del esquema de recaudo permite mantener un precio único en el mercado "spot" y se constituye en un piso para aquellos agentes que transan su energía exclusivamente en la Bolsa.

El diseño del esquema de recaudo permite que las transacciones en la Bolsa se realicen, obviando consideraciones sobre la estrategia de contratación bilateral de cada agente.

Para asignar el Cargo se utiliza un modelo de largo plazo que utiliza varios parámetros de entrada que caracterizan a las plantas existentes en el parque de generación.

Debido a que el modelo es muy sensible a los parámetros de entrada, se permite que cada uno de los agentes declare de manera autónoma sus propios parámetros para la asignación de su correspondiente CxC. Este tipo de libertad es acompañado de una auditoría externa posterior que avala la veracidad y precisión de la información reportada. (Resolución CREG-082 de 2000)

Luego de cuatro años de vigencia del CxC, la CREG analizó la experiencia obtenida con las cuatro primeras asignaciones y la experiencia del último período de Fenómeno del Niño (1997-1998). Como resultado de este análisis encontró que, con el fin de lograr un mejor cumplimiento de los objetivos legales previstos con el CxC, era necesario introducir modificaciones para mejorar su cálculo y aplicación. Estas modificaciones se encaminan a reflejar señales necesarias para la sostenibilidad del STN a largo plazo y, por ende, para la confiabilidad y la prestación eficiente del servicio público domiciliario de electricidad y consisten en evaluar la firmeza específica de cada planta y/o

unidad de generación y dar una mayor estabilidad al Cargo en su variación anual, lo cual es acorde con su objetivo de mediano plazo. (Resoluciones CREG-077 y CREG-111 de 2000)