

1-1-1996

Modelo para la evaluación y seguimiento del mercado de compra y venta de energía en la bolsa

Carlos Alberto Romero Peña
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Romero Peña, C. A. (1996). Modelo para la evaluación y seguimiento del mercado de compra y venta de energía en la bolsa. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/346

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

T
42.96
R763m
9.2

MODELO PARA LA EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO DEL MERCADO DE
COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA EN LA BOLSA

CARLOS ALBERTO ROMERO PEÑA 42912407

SANTAFE DE BOGOTÁ D.C.
UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

1996



**MODELO PARA LA EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO DEL MERCADO DE
COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA EN LA BOLSA**

CARLOS ALBERTO ROMERO PEÑA

**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista**

Director: JAIRO RAMIREZ CASTRO I.E., M.Sc.

SANTAFE DE BOGOTÁ D.C.

UNIVERSIDAD DE LA SALLE

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

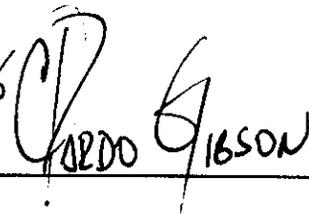
1996



Nota de Aceptación.

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado 

A mi Padre por su esfuerzo, guía y enseñanzas,

A mi Madre por su amor y apoyo permanente,

A mi Hermana por su cariño,

A mi Familia por su constancia

*Y a todos los anteriores porque les quite tiempo
y fueron la motivación para hacer un buen trabajo
y para conservar la esperanza de un mejor mañana.*

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento:

- A JAIRO RAMIREZ CASTRO, I.E., M.Sc., Gerente General de AENE LTDA y Director del Trabajo.
- A OSCAR PARDO GIBSON, I.E., PhD., Gerente de CNE y Subdirector del Trabajo.
- A HERNANDO DIAZ, I.E., Gerente del Sistema de Intercambios Comerciales.
- A CARLOS MARIO HENAO, I.E., Director del Centro de Información de ISA.
- A Todas aquellas personas que en una u otra forma colaboraron en la realización del presente trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. DESCRIPCIÓN SISTEMA NACIONAL.....	3
2.1. RECURSOS ENERGÉTICOS	3
2.1.1. Hidrología.....	3
2.1.2. Combustibles	4
2.2. SISTEMA ELÉCTRICO.....	12
2.2.1. Generación.....	12
2.2.2. Transmisión.....	17
3. MARCO LEGAL Y REGULATORIO PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA EN COLOMBIA.....	20
3.1. AGENTES DEL MERCADO	20
3.2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO	21
3.3. LEYES 142 Y 143 DEL 11 DE JULIO DE 1994.....	22
3.4. RESOLUCIONES DE LA CREG.....	23
4. LA BOLSA DE ENERGÍA Y EL SIC.....	25
4.1. LOS AGENTES PARTICIPANTES.....	25
4.1.1. Generadores	30
4.1.2. Transportador.....	31
4.1.3. Distribuidor/Comercializador	33
4.2. SISTEMA OPERATIVO	34
4.3. CARGOS Y PEAJES	36
4.4. LA BOLSA DE ENERGÍA EN COLOMBIA	39
4.4.1. Definición	39
4.4.2. Funcionamiento.....	39
5. ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y TARIFAS DE ELECTRICIDAD.....	43
5.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	43
5.1.1. Evolución Económica.....	43
5.1.2. Comportamiento de la demanda.....	43
5.1.3. Comportamiento del consumo	45
5.1.4. Índice de Pérdidas	45
5.2. ANÁLISIS DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	46



6.	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS TARIFAS ENERGÉTICAS Y EL PRECIO DE BOLSA DEL SIN	48
6.1.	ANÁLISIS DEL PRECIO DE BOLSA	48
6.2.	ANÁLISIS DE LAS VARIABLES ENERGÉTICAS CON DINÁMICA RÁPIDA	55
6.2.1.	Aportes energéticos de los ríos del SIN	55
6.2.2.	Generación térmica real diaria del SIN	57
6.2.3.	Generación hidráulica real diaria del SIN	59
6.2.4.	Demanda de energía real diaria del SIN	60
6.3.	ANÁLISIS DE VARIABLES ENERGÉTICAS DE DINÁMICA LENTA ..	64
6.3.1.	Reservas reales de embalses del SIN	64
6.3.2.	Mínimos operativos superiores	65
7.	RELACIÓN FUNCIONAL SIMPLE DE LAS VARIABLES ENERGÉTICAS Y EL PRECIO DE BOLSA DEL SISTEMA	67
7.1.	PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LOS APORTES DE LOS RÍOS DEL SIN	67
7.1.1.	Rango completo	68
7.1.2.	Rango 0-40 \$/kWh	69
7.2.	PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LAS RESERVAS DE LOS EMBALSES	70
7.2.1.	Rango completo	71
7.2.2.	Rango 0-40 \$/kWh	72
7.3.	PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LOS PORCENTAJES DE LOS MÍNIMOS OPERATIVOS SUPERIORES	73
7.3.1.	Rango completo	73
7.3.2.	Rango 0-40 \$/kWh	74
7.4.	PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LA GENERACIÓN TÉRMICA	75
7.4.1.	Rango completo	76
7.4.2.	Rango 0-40 \$/kWh	77
7.5.	PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LA GENERACIÓN HIDRÁULICA	78
7.6.	PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LA DEMANDA REAL DE ENERGÍA DIARIA	80
7.7.	PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LA DIFERENCIA ENTRE EL NIVEL REAL DE LOS EMBALSES Y EL NIVEL MÍNIMO OPERATIVO SUPERIOR	81
7.7.1.	Rango completo	82
7.7.2.	Rango 0-40 \$/kWh	83
8.	CONCLUSIONES	85
9.	BIBLIOGRAFÍA	87

LISTA DE TABLAS

TABLA 2-1.	Composición de las reservas y producción de energía	5
TABLA 2-2.	Listado principales plantas de generación.....	14
TABLA 2-3.	Listado de los principales embalses	16
TABLA 2-4.	Composición del sistema de transmisión.....	18
TABLA 6-1.	Cuadro resumen para los promedios móviles.....	52
TABLA 6-2.	Datos generales de la demanda de potencia diaria para el periodo 20/7/95-29/2/96.....	62
TABLA 7-1.	Comparación de los valores de r^2 obtenidos para cada regresión en cada rango.....	79
TABLA 7-2.	Comparación de los valores de r^2 obtenidos para cada regresión en cada rango	81

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2-1.	Ubicación de las zonas mineras colombianas	6
FIGURA 2-2.	Distribución de las reservas carboníferas por minas	7
FIGURA 2-3.	Distribución de las reservas gasíferas por pozo	8
FIGURA 2-4.	Evolución del consumo de gas por sectores.....	9
FIGURA 2-5.	Ubicación de los pozos gasíferos y del gasoducto	10
FIGURA 2-6.	Sistema de gasoductos existentes y proyectados	11
FIGURA 2-7.	Ubicación de las principales centrales de generación	13
FIGURA 2-8.	Capacidad efectiva por empresa generadora	15
FIGURA 2-9.	Composición de la capacidad efectiva según embalse	15
FIGURA 2-10.	Composición de la capacidad efectiva según combustible... ..	17
FIGURA 2-11.	Sistema de transmisión nacional	19
FIGURA 3-1.	Esquema de interrelación de las diferentes leyes y códigos	22
FIGURA 3-2.	Objetivos de la ley 142.....	22
FIGURA 3-3.	Objetivos de la ley 143.....	23
FIGURA 3-4.	Resoluciones con disposiciones generales	23
FIGURA 3-5.	Resoluciones 024 y 025 de 1995.....	24
FIGURA 3-6.	Resoluciones con respecto al gas	24
FIGURA 4-1.	Agentes económicos, bolsa e interrelación con el SIC	25
FIGURA 4-2.	Sistema de distribución comercialización	34
FIGURA 4-3.	Sistema operativo del mercado de electricidad	35
FIGURA 4-4.	Esquema general de cargos por red.....	36
FIGURA 4-5.	Zonificación del país para la aplicación de los cargos	38
FIGURA 5-1.	Crecimiento de la demanda eléctrica.....	44
FIGURA 5-2.	Evolución de las tasas de crecimiento de la demanda	44
FIGURA 5-3.	Evolución del consumo de electricidad por sectores	45
FIGURA 5-4.	Evolución del índice de pérdidas	46
FIGURA 5-5.	Evolución de la tarifa equivalente 1972-1992	47
FIGURA 5-6.	Costo incremental para la hora 19.....	47
FIGURA 6-1.	Valores máximo, mínimo y promedio del precio de bolsa.....	50
FIGURA 6-2.	Histograma de frecuencia de precios de bolsa	51
FIGURA 6-3.	Promedios móviles para el periodo 20/7/95-29/2/96.....	53
FIGURA 6-4.	Precio promedio ponderado horario.....	55

FIGURA 6-5.	Aportes energéticos de los ríos del SIN.....	56
FIGURA 6-6.	Histograma de frecuencia de aportes energéticos de los ríos del SIN	57
FIGURA 6-7.	Generación real térmica del SIN.....	58
FIGURA 6-8.	Histograma de frecuencia para la generación real térmica...	58
FIGURA 6-9.	Generación real hidráulica del SIN	59
FIGURA 6-10.	Histograma de frecuencia para la generación real hidráulica del SIN	60
FIGURA 6-11.	Comportamiento de la demanda de energía del SIN.....	61
FIGURA 6-12.	Histograma de frecuencia de demanda de energía real en el SIN	61
FIGURA 6-13.	Curva de carga típica para un día hábil (miércoles 27 de Diciembre de 1995).....	63
FIGURA 6-14.	Curva de carga típica para un día no-hábil (domingo 17 de Diciembre de 1995).....	63
FIGURA 6-15	Evolución de las reservas de embalses.....	64
FIGURA 6-16	Comportamiento de los mínimos operativos superiores	65
FIGURA 6-17	Evolución de las reservas de embalses y mínimos operativos superiores	66
FIGURA 6-18.	Comportamiento del delta entre reservas de embalses y mínimos operativos superiores	66
FIGURA 7-1.	El precio de bolsa en función de los aportes de los ríos.....	68
FIGURA 7-2.	Comparación de la curva precio de bolsa real y pronóstico en función de los aportes de ríos (rango completo).....	69
FIGURA 7-3.	Comparación de la curva precio de bolsa real y pronóstico en función de los aportes de ríos (rango 0-40 \$/kWh)	70
FIGURA 7-4.	El precio de bolsa en función de las reservas de los embalses del SIN	71
FIGURA 7-5.	Comparación de la curva precio de bolsa real y pronóstico en función de las reservas de embalses (rango completo).....	72
FIGURA 7-6.	El precio de bolsa en función de los mínimos operativos superiores	73
FIGURA 7-7.	Comparación de la curva precio de bolsa real y pronóstico en función de los mínimos operativos superiores (rango completo)	74
FIGURA 7-8.	Comparación de la curva precio de bolsa real y pronóstico en función de los mínimos operativos superiores (rango 0-40 \$/kWh).....	75
FIGURA 7-9.	El precio de bolsa en función de la generación real térmica diaria	76
FIGURA 7-10.	Comparación de la curva precio de bolsa real y pronóstico en función de la generación térmica diaria (rango completo)	77

FIGURA 7-11. Comparación de la curva precio de bolsa real y pronóstico en función de la generación térmica diaria (rango 0-40 \$/kWh)	78
FIGURA 7-12. El precio de bolsa en función de la generación real hidráulica diaria	79
FIGURA 7-13. Comparación de la curva precio de bolsa real y pronóstico en función de la generación hidráulica (rango 0-40 \$/kWh).....	80
FIGURA 7-14. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de la demanda real de energía diaria.....	81
FIGURA 7-15. El precio de bolsa en función de la diferencia entre los niveles de embalses y los mínimos operativos superiores	82
FIGURA 7-16. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de los delta (rango completo).....	83
FIGURA 7-17. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de los delta (rango 0-40 \$/kWh)	84

INTRODUCCIÓN

A partir de la vigencia de la Ley 142 del 11 de julio de 1994 (Ley de Servicios Públicos) y la Ley 143 del 11 de julio de 1994 (Ley Eléctrica), el sector eléctrico colombiano sufrió un cambio radical que afectó todos sus procesos, metodologías, filosofías y concepciones; siendo uno de los más afectados el de las transacciones comerciales de energía eléctrica para el corto plazo, ya que se diseñó, definió y puso en funcionamiento la llamada "Bolsa de Energía".

La filosofía con que se creó la bolsa de energía es la de buscar un escenario que genere permanentemente señales para el sector eléctrico nacional, donde por sector se entienden todas aquellas actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución y además todas aquellas indirectas como la planeación de la expansión de generación, transmisión y distribución, los mecanismos de gestión y administración de carga, los procesos de financiación y endeudamiento, la implantación de tarifas y esquemas óptimos para el suministro de electricidad a los usuarios finales, entre otros.

Una vez entendida la filosofía de la bolsa de energía, es necesario buscar los mecanismos y metodologías que permitan modelar, evaluar y hacer seguimiento a las liquidaciones horarias (precio de bolsa), para poder anticipar el peso, importancia e incidencia de las próximas señales que entregue el mercado de corto plazo al sector energético.

Sin embargo esta necesidad se ve enfrentada a dos obstáculos; el primero se refiere a que en Colombia este sistema es nuevo y por lo tanto ni los agentes, ni el mercado es maduro; y, segundo, en otros países donde este esquema ha venido funcionando por más de 5 años, no se han desarrollado estudios ni investigaciones que lleven a tomarlos como antecedentes.

No obstante, en los últimos encuentros de verano de la IEEE¹ se han realizado aportes aislados que entregan las primeras luces sobre estrategias

¹ Institute of Electrical and Electronics Engineers.

para abordar el modelamiento de los agentes participantes en un mercado de libre competencia para la compra y venta de energía eléctrica².

De acuerdo a lo anterior, el presente trabajo de investigación pretende encontrar las variables que permitan realizar un seguimiento y evaluación al mercado de la bolsa de energía.

Inicialmente se parte de una descripción del sistema nacional y del nuevo esquema para la comercialización de energía eléctrica y posteriormente se realizan análisis matemáticos que evalúen diferentes variables energéticas con el fin de determinar cuales de ellas son fundamentales para definir los escenarios energéticos del futuro.

² Optional Forward Contracts for Electric Power Markets. Gedra, November 1994.
Evaluation of the Marginal Outage Costs of Generating Systems for the Purposes of Spot Pricing. Billington and Ghajar, February 1994.
Game Theory Approach to Use of Non-Commercial Power Plants Under Time-of-Use Pricing. Maeda and Kaya, August 1992.
A Direct Newton-Raphson Economic Dispatch. Lin, Chen and Huang, August 1992.

2. DESCRIPCIÓN SISTEMA NACIONAL

2.1 RECURSOS ENERGÉTICOS

2.1.1 Hidrología.

El SIN (Sistema Interconectado Nacional), está caracterizado por su alta componente de generación hidroeléctrica, así como por la gran dependencia de ésta a la generación filo de agua. La fuerte correlación en los aportes hídricos y el régimen de lluvias, sujeto a fenómenos climáticos y meteorológicos extremos, hacen de la hidrología una de las variables más críticas y de una aleatoriedad significativa para el sector eléctrico colombiano.

Lo anterior ha generado en los últimos años gran interés por realizar seguimiento y análisis de los fenómenos climatológicos extremos, tales como (ENOS) *El Niño y la Oscilación del Sur*, que afectan en gran medida el régimen de precipitaciones en el país.

El fenómeno ENOS es uno de los múltiples procesos que se presentan en la dinámica del clima. Se trata de un evento de naturaleza oceánica (El Niño) y atmosférica (la Oscilación del Sur) que presenta efectos muy destacados en la región del Pacífico tropical y sobre extensas regiones continentales. Ocurre de manera cíclica, con un periodo irregular que oscila entre 3 y 7 años, afectando especialmente los países localizados sobre la costa Pacífica, entre ellos Colombia.

El Niño corresponde a una alteración en los parámetros físicos del agua en el océano Pacífico tropical, particularmente en la temperatura y el nivel oceánico. Por su parte, la Oscilación del Sur corresponde al comportamiento combinado del balancín de la presión atmosférica entre el sitio Darwin en Australia y Tahítí en la Polinesia. También los efectos de mayor impacto se han tornado parte integral del seguimiento. Entre ellos es destacan los volúmenes de pesca de ciertas especies, sus variaciones migratorias y

demás aspectos biológicos, así como los volúmenes de las precipitaciones en los países adyacentes al océano Pacífico.

Se han identificado dos etapas características del fenómeno ENOS: una fase cálida conocida como Niño y otra fría llamada Anti-Niño. En la primera, las masas de agua de la zona Oeste del océano se calientan por encima de los valores promedios e inician un desplazamiento hacia las costas suramericanas. La existencia de un evento cálido requiere de la ocurrencia simultánea de un conjunto de condiciones propicias, entre las que se destaca el debilitamiento significativo de los vientos alisios que circulan de Este a Oeste. Con ello se reduce la barrera que contiene el agua superficial del océano en su margen Oeste, donde normalmente alcanzan mayor nivel, produciendo la profundización de las corrientes frías. Como resultado se producen en Colombia aumentos en las temperaturas del agua y en los niveles del mar así como reducción en los niveles de lluvias. Por el contrario, el Anti-Niño se caracteriza en el país por un movimiento en sentido contrario e intensas lluvias.

Para el seguimiento y monitoreo del fenómeno se emplean múltiples indicadores, entre los que se destacan las anomalías en la temperatura superficial del mar (TSM) en diversas regiones de océano. Las regiones identificadas como más significativas son llamadas Niño 1 y 2 localizadas contra la costa suramericana frente a Perú y Ecuador (0-10 S; 90-80 W), Niño 3 ubicada al oeste de la anterior (5N-5S; 150-90 W) y Niño 4 en la zona más oeste del Pacífico (5N-5S; 160E-150W). También se realizan seguimiento a los Índices de Oscilación del Sur -IOS-, índices de radiación de onda larga saliente de la superficie oceánica e índices de comportamiento de los vientos alisios en las zonas bajas (850 milibares).

2.1.2 Combustibles.

Colombia es un país rico en existencias de combustibles fósiles, evaluado sólo parcialmente hasta nivel de reservas probadas susceptibles de aprovechar. El resultado de los descubrimientos y nuevos proyectos de desarrollo fue el notorio aumento de las reservas totales de energía entre 1975 y 1994.

Al comparar la estructura de reservas y producción se observa que la mayor proporción de reservas actuales corresponde al carbón (67%) y a la hidroelectricidad (21%), mientras que las mayores proporciones de la

producción corresponden al petróleo (50%) y al carbón (35%)⁽¹⁾. Ver Tabla 2-1.

TABLA 2-1. Composición de las reservas y producción de energía -1992-.

Miles de Teracalorías					
	Reservas	[%]	Producción	[%]	P/R
Petróleo	4,841	8.4%	222	50.3%	4.6%
Gas Natural	1,942	3.4%	42	9.5%	2.2%
Carbón	38,331	66.9%	155	35.1%	0.4%
Hidroelectricidad	12,202	21.3%	22	5.0%	0.2%
TOTAL	57,316	100.0%	441	100.0%	0.8%

2.1.2.1 Carbón

Nuestro país ocupa el primer lugar en América Latina en cuanto a potencial carbonífero. Las reservas se calculan en 5,900 millones de toneladas, como reservas medidas y 1,200 millones como reservas indicadas, para un total de 7,100 millones de toneladas⁽²⁾.

Se cuenta con ocho grandes zonas mineras distribuidas a lo largo y ancho del territorio nacional, a saber: El Cerrejón (Guajira), La Jagua - La Loma (Cesar), Guaduas (Cundinamarca y Boyacá), San Jorge (Córdoba), Los Cuervos (Norte de Santander), Amagá-Titiribí (Antioquía), San Luis (Santander) y El Hoyo (Cauca), tal como se muestra en la Figura 2-1.

Las reservas se concentran en la Costa Atlántica donde alcanzan el 88 % (Ver Figura 2-2).

1 Plan Energético Nacional. MINMINAS-UPME. Santafé de Bogotá, 1994.

2 Plan Energético Nacional. MINMINAS-UPME. Santafé de Bogotá, 1994.

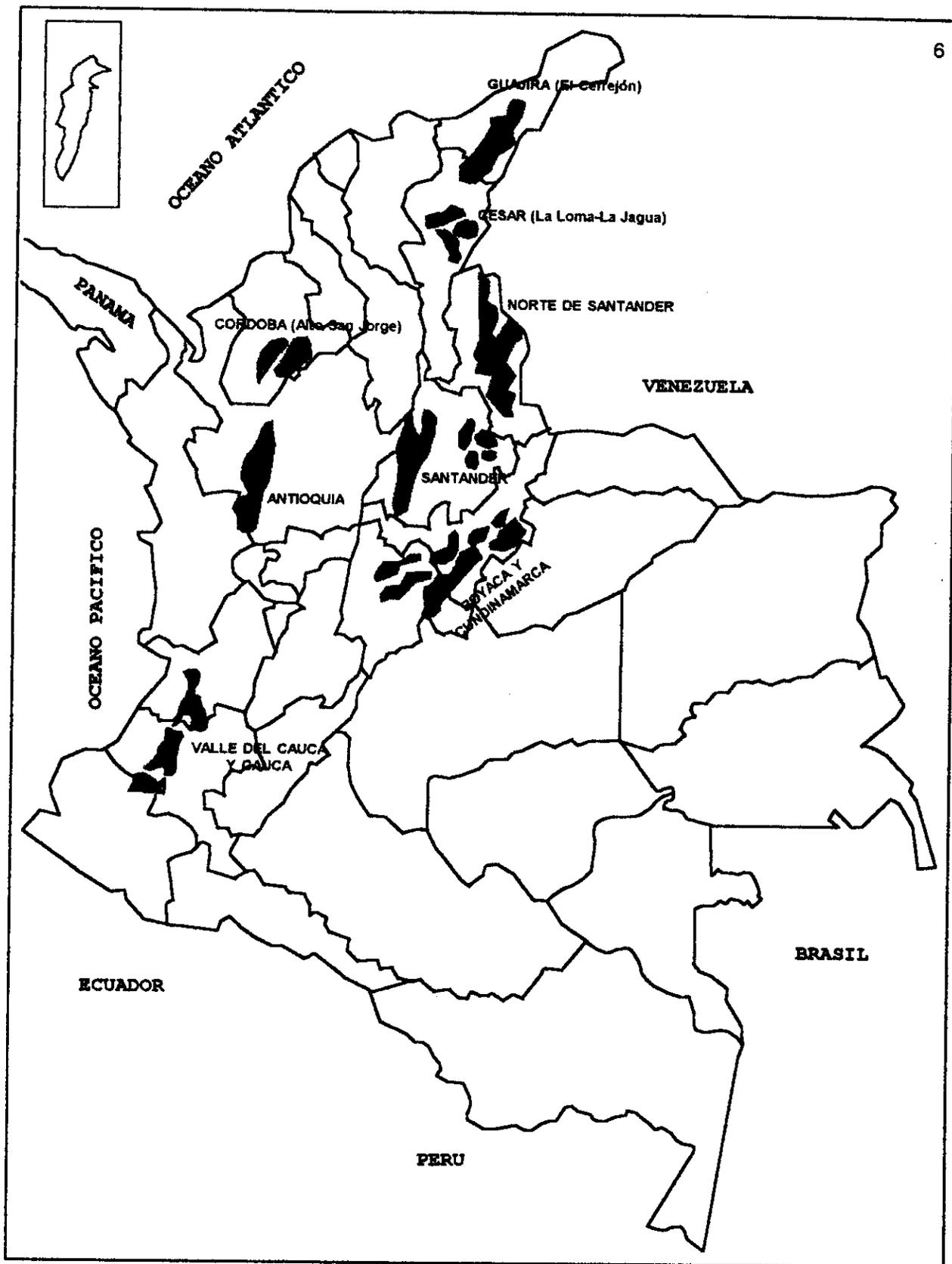


FIGURA 2-1. Ubicación de las zonas mineras colombianas.

Distribución Reservas Carboníferas

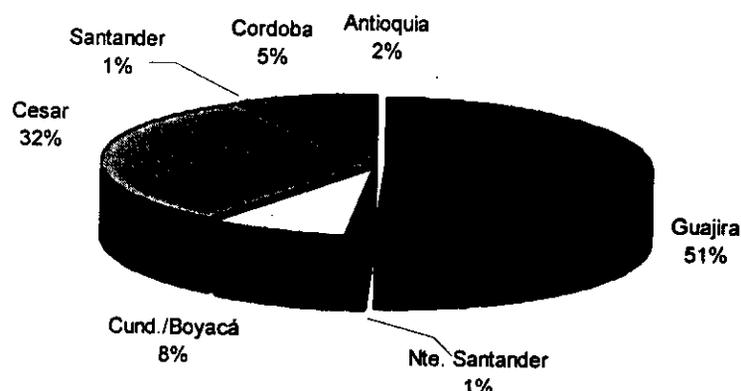


FIGURA 2-2. Distribución de las reservas carboníferas por minas.

La calidad del carbón colombiano es alta, especialmente para usos industriales y energéticos, es un carbón bituminoso y con contenido medio-alto en volátiles y bajo en azufre, su poder calorífico oscila entre 8,453 y 13,129 BTU/lb⁽³⁾.

En cuanto a la producción, la mediana y la gran minería⁽⁴⁾ siguen su proceso de crecimiento para suplir mercados internacionales y cada día se distancian más sus niveles de producción de los de la pequeña minería. De una producción actual total cercana a los 24 Mt/a (1992), la de la gran minería (zona norte y zona central) cubre el 62%; la mediana, el 17% con un aporte de 3.7 Mt/a de las cuales 2.6 Mt/a se exportan; y sólo una quinta parte de la producción proviene de la pequeña minería.

El transporte del carbón a puerto de exportación se hace en un 80% por ferrocarril; para el 20% restante se utilizan tractomulas. El recorrido del producto en la gran minería (Cerrejón Zona Norte) es de 150 km de la mina al puerto; en la mediana minería es, en promedio, de 400 km; en tanto que en la pequeña minería localizada en el interior del país, el carbón hace un recorrido de 500 km en promedio.

³ Oportunidades de Inversión en Colombia en Centrales Termoeléctricas a Carbón. ECOCARBON. Santafé de Bogotá, 1994.

⁴ Clasificación de la Minería de Carbón. Código de Minas, artículo 15.

2.1.2.2 Gas

Es el segundo recurso energético con mayor cantidad de reservas probadas, las cuales ascienden a 8,300 Gp³, sin incluir los hallazgos recientes de Volcaneras y Opón, los cuales podrían incrementar las reservas a más de 12,000 Gp³. La relación reservas/producción para el año 1994 era de 39.7 años.

Las principales zonas de producción de gas libre o gas asociado son: Guajira, Cusiana y Cupiagua, Güepajé-Ayombe, Provincia, Opón y Volcaneras, tal como se muestra en la Figura 2-3.

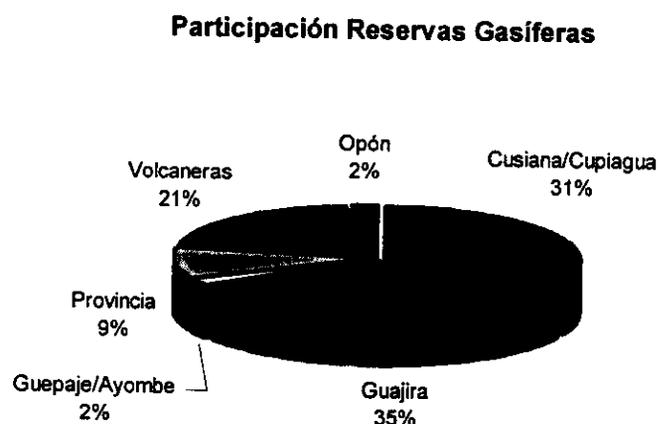


FIGURA 2-3. Distribución de las reservas gasíferas por pozo.

Básicamente existen tres grandes sectores de consumo de gas (ver Figura 2-4), el sector termoeléctrico, el industrial y el residencial; para este último, existe en este momento un plan de masificación con el cual piensa sustituirse la electricidad con el gas para operaciones de cocción y calefacción.

Consumo por Sectores 1978-1994

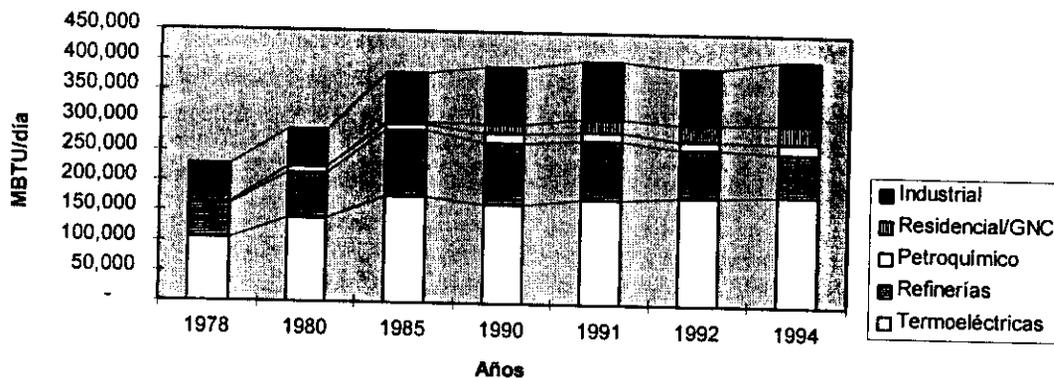


FIGURA 2-4. Evolución del consumo de gas por sectores.

En el momento existen gasoductos parciales, los cuales van desde los centros de explotación hasta los centros de consumo en las áreas de influencia, siendo el de la Costa Atlántica el más extenso e importante (ver Figura 2-5).

De acuerdo al plan de masificación del gas, se encuentra en construcción el gasoducto central Ballenas-Neiva, con el cual se interconectará todos los centros de explotación con los de consumo a todo lo largo del país, tal como se muestra en la Figura 2-6)⁽⁵⁾.

⁵ Cronograma de Desarrollo del Programa de Gasoductos. ECOPEL. Santafé de Bogotá, 1998



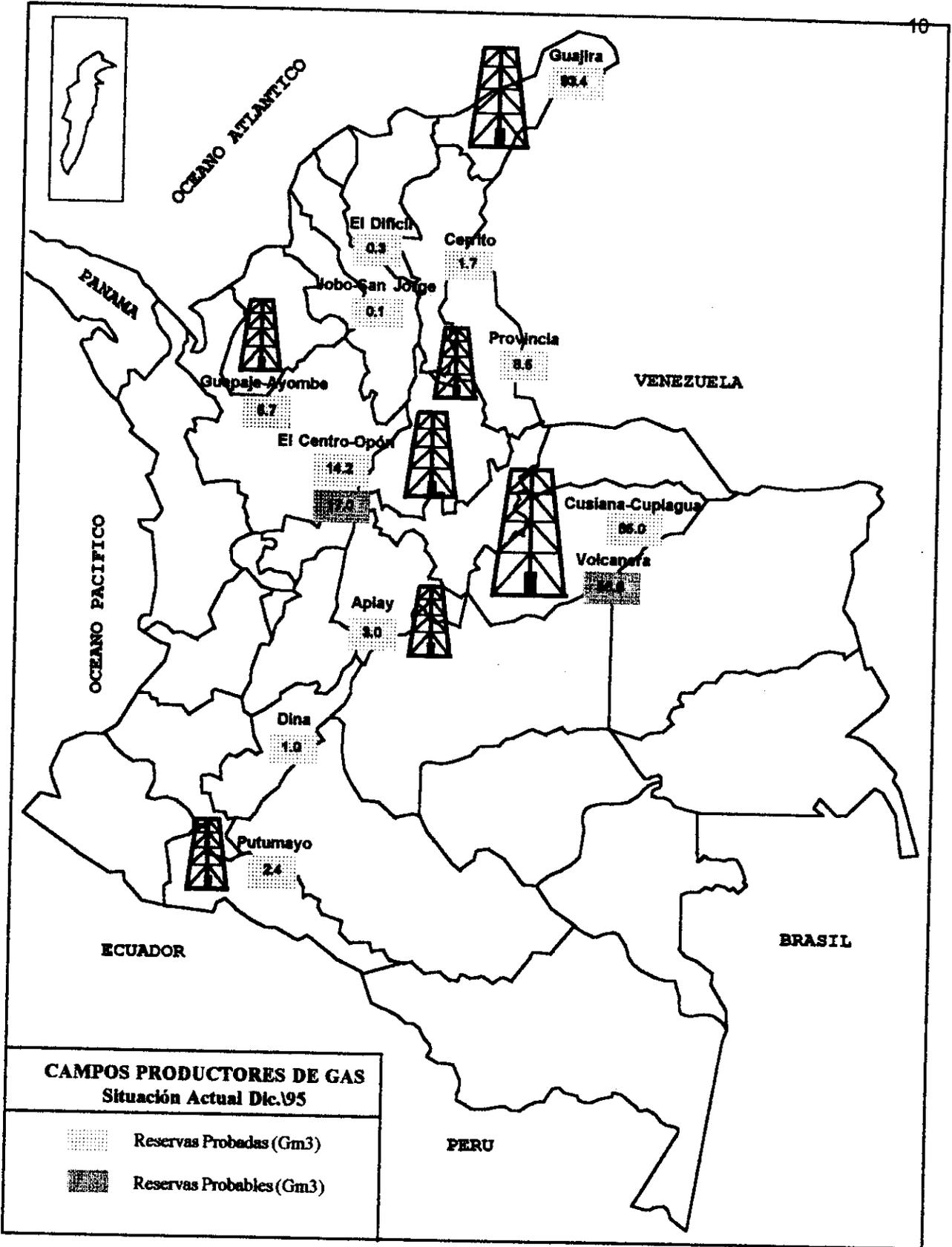


FIGURA 2-5. Ubicación de los pozos gasíferos y del gasoducto.

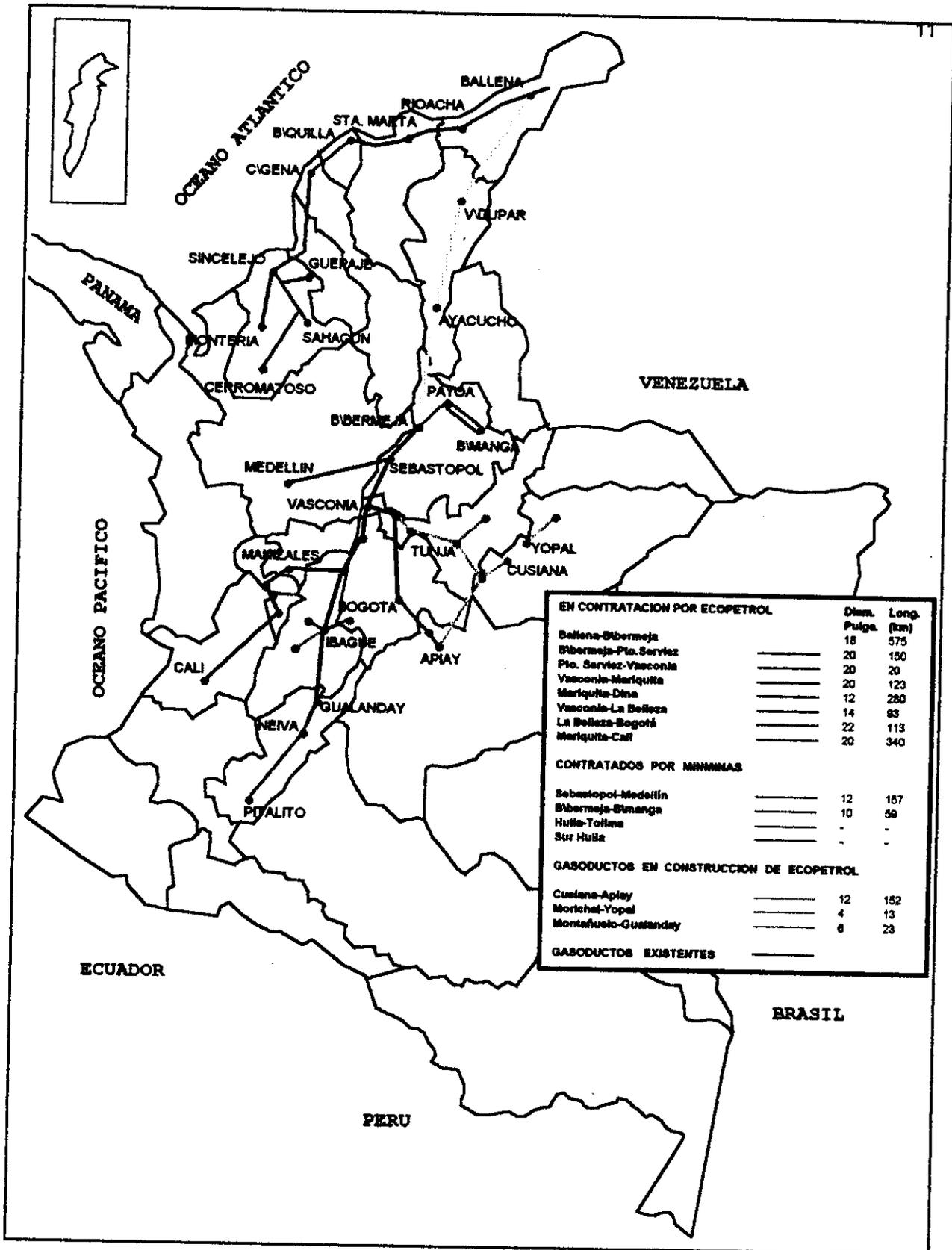


FIGURA 2-6. Sistema de gasoductos existentes y proyectados.

2.2 SISTEMA ELÉCTRICO

El SIN (Sistema Interconectado Nacional), es la red por medio de la cual se encuentran interconectados todos los equipos eléctricos del sistema colombiano que comparten la misma frecuencia eléctrica, esta cubre aproximadamente el 42% del territorio nacional, en el cual habita el 95% de la población. La parte oriental y suroriental del país, conformada por llanuras y selvas, en el cual habita un 5% de la población en un área equivalente al 58% del total, está parcialmente servida por la interconexión y el resto es atendido por pequeñas plantas locales.

2.2.1 Generación

La capacidad efectiva de generación hasta junio de 1995 alcanzaba los 10,148 MW, distribuidos así: 7,868 MW (77.5%) corresponde a plantas hidráulicas y los restantes 2,280 MW (22.5%) a plantas térmicas (Figura 2-7). Además, se cuenta con la interconexión con Venezuela que permite importar cerca de 130 MW adicionales. Ver TABLA 2-2.

Actualmente existen 22 empresas generadoras, cuatro de ellas poseen cerca del 70 % de la capacidad total efectiva (ver FIGURA 2-8).

El parque generador hidráulico, en su mayoría, cuenta con embalses de regulación mensual y anual (Figura 2-9). El volumen útil de embalse existente en la actualidad asciende a 6,955.8 Mm³, lo que equivale a 14,159 GWh de energía equivalente almacenable. Ver Tabla 2-3.

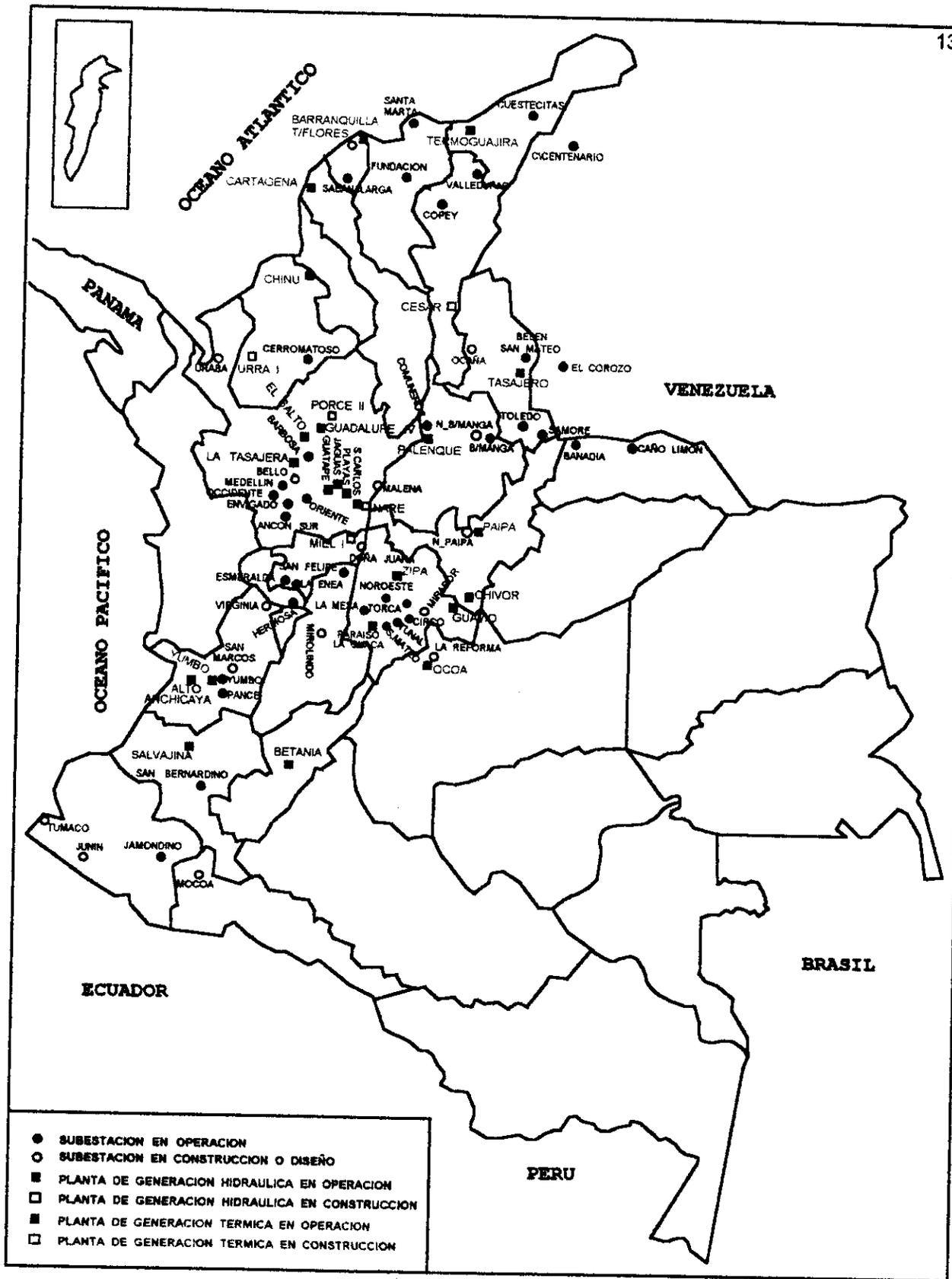


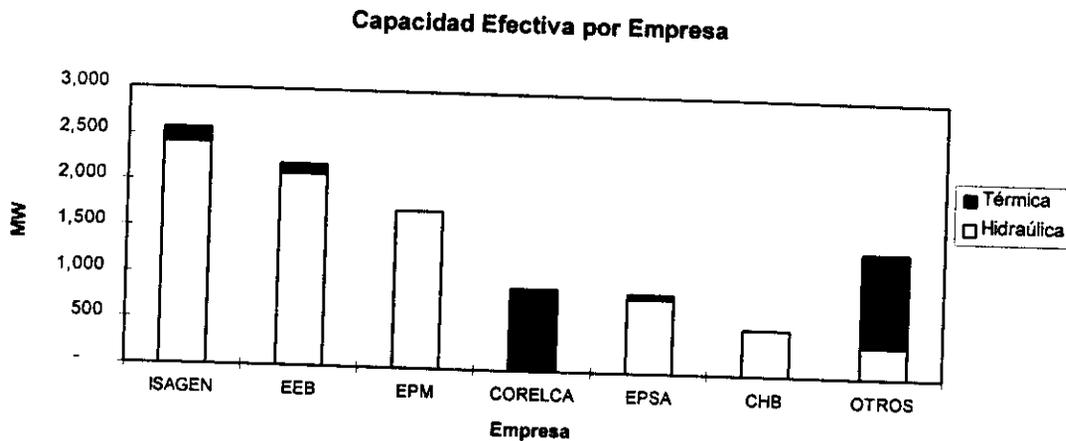
FIGURA 2-7. Ubicación de las principales centrales de generación.

TABLA 2-2. Listado principales plantas de generación -junio/95-.

ORDENADO POR CAPACIDAD EMPRESAS PROPIETARIAS

NOMBRE PLANTA	TIPO PLANTA*	CAPACIDAD EFECTIVA [MW]	EMPRESA PROPIETARIA	UBICACION	DEPARTAMENTO	EMBALSE	CAPACIDAD EMBALSE [Mm ³]	RIOS
SANCARLOS	HP	1,240.0	ISAGEN	CENTRO-SUR	ANTIOQUIA	PUNCHINA	50.0	Des (CALDERAS y PLAYAS), SanCarlos
CHIVOR	HP	1,000.0	ISAGEN	ORIENTE	CUNDINAMARCA	ESMERALDA	593.0	Chivor, Tunja, Garagoa
JAGUAS	HF	170.0	ISAGEN	CENTRO-SUR	ANTIOQUIA	SANLORENZO	150.0	Reb (PENOL), Concepcion
TABOR 1	ACPM	25.0	ISAGEN	NOROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA			
CALDERAS	HP	0.0	ISAGEN	CENTRO-SUR	ANTIOQUIA			
ZIPAQUIRA	CV	240.0	EEB/ISAGEN	CENTRO-NORTE	ANTIOQUIA	CALDERAS	0.2	Calderas, Tabetenas
GUAVIO	HP	1,000.0	EEB	ORIENTE	CUNDINAMARCA			
GUACA	HP	311.0	EEB	CENTRO-OCCIDENTE	CUNDINAMARCA	GUAVIO	787.0	Guavio, Batallas, Miraflores
COLEGIO	HP	300.0	EEB	CENTRO-OCCIDENTE	CUNDINAMARCA	MUÑA, CHUZA, AGREG.	1,153.0	Bogotá, Muña, Chuza
PARAISO	HP	270.0	EEB	CENTRO-OCCIDENTE	CUNDINAMARCA	MUÑA, CHUZA, AGREG.	1,153.0	Bogotá, Muña, Chuza
LAGUNETTA	HF	75.0	EEB	CENTRO-OCCIDENTE	CUNDINAMARCA	MUÑA, CHUZA, AGREG.	1,153.0	Bogotá, Muña, Chuza
SALTO II	HP	70.0	EEB	CENTRO-OCCIDENTE	CUNDINAMARCA	MUÑA, CHUZA, AGREG.	1,153.0	Bogotá, Muña, Chuza
CANGAS	HF	50.0	EEB	CENTRO-OCCIDENTE	CUNDINAMARCA	MUÑA, CHUZA, AGREG.	1,153.0	Bogotá, Muña, Chuza
SALTO I	HP	20.0	EEB	CENTRO-OCCIDENTE	CUNDINAMARCA	MUÑA, CHUZA, AGREG.	1,153.0	Bogotá, Muña, Chuza
GUATAPE	HP	560.0	EPM	SUR	CUNDINAMARCA			
LATASAJERA	HP	311.0	EPM	CENTRO-OCCIDENTE	ANTIOQUIA	PENOL	1,168.0	Nare
GUADALUPE III	HP	270.0	EPM	CENTRO-OCCIDENTE	ANTIOQUIA	ROGRANDE II	152.0	Roigrande, Chico
GUADALUPE IV	HF	205.0	EPM	CENTRO-SUR	ANTIOQUIA	MIRAFLORES, TRONERAS	127.0	Cundalape, Tenché, Nechi, Dolores
PLAYAS	HF	200.0	EPM	CENTRO-SUR	ANTIOQUIA	MIRAFLORES, TRONERAS	127.0	Guadalupe, Tenché, Nechi, Dolores
ROGRANDE I	HF	80.0	EPM	SUR	ANTIOQUIA	PLAYAS	55.0	Des (GUATAPE), Burcocho
TRONERAS	HF	42.0	EPM	CENTRO-SUR	ANTIOQUIA	QUEBRADONA	0.6	Roigrande
ALTO ANCHICAYA	HF	345.0	EPM	CENTRO-SUR	ANTIOQUIA	MIRAFLORES, TRONERAS	127.0	Guadalupe, Tenché, Nechi, Dolores
SALVAJINA	HF	270.0	EPSA	CENTRO-OCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	ALTO ANCHICAYA	30.0	Anchicaya, Digos
CALIMA I	CV	120.0	EPSA	NORTE	CAUCA	SALVAJINA	731.0	Cauca
BARRANQUILLA	GV/IG	320.0	EPSA	CENTRO	VALLE DEL CAUCA	CALIMA	437.0	Calima, Bravo
BALLENAS	TG	23.0	CORELCA	SUR	GUAJIRA			
CHINU	HF	150.0	CORELCA	ORIENTE	ATLANTICO			
BETANIA	TG	499.8	CORELCA	CENTRO	GUAJIRA	BETANIA	1,019.0	Magdalena, Yaguasra
CARTAGENA	HF	189.0	CORELCA	NORORIENTE	CORDOBA			
TASAJERO I	FOV, GV	150.0	CHB	NORORIENTE	HUILA			
SANFRANCISCO	CV	135.0	NACION	NORTE	BOLIVAR			
ESMERALDA	HF	30.0	CHEC	SURORIENTE	N. SANTANDER			
INSULA	HF	18.0	CHEC	SUR	CALDAS			
PAIPA	HF	182.0	CHEC	CENTRO	CALDAS			
UHARANCA	CV	150.0	EBSARCEL	ORIENTE	BOYACA			
PALENQUE	GV/IG	30.0	ESSA	OCCIDENTE	SANTANDER	CAMEGUADUA	0.2	Des. (INSULA), La Estrella
GUALANDAY 1	GV/IG	41.0	ESSA	CENTRO	N. SANTANDER			Des. (INSULA)
OCOA 1	TG	41.0	ECOPETROL	CENTRO-ORIENTE	TOLIMA			Chinchina, Cameguadua
VALLE 1	ACPM	41.0	ECOPETROL	NOROCCIDENTE	META			
BAJO ANCHICAYA	ACPM	40.0	ECOPETROL	CENTRO-ORIENTE	VALLE DEL CAUCA	ALTO ANCHICAYA	30.0	Anchicaya, Digos
YUMBO	HF	75.0	CHIDRAL	NOROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA			
FLORES	CV	48.0	CHIDRAL	SURORIENTE	ATLANTICO			
PROELECTRICA	TG	100.0	CCI	NOROCCIDENTE	BOLIVAR			
LLRIO	TG	90.0	PROELECTRICA	NOROCCIDENTE	ATLANTICO			
LAUNION	GV/IG	40.0	ELECTRANTA/CORELCA	CERCA B/QUILLA	BOLIVAR			
RIOMAR 1	TG	50.0	ELECTRANTA	CERCA B/QUILLA	ATLANTICO			
PRADO	TG	10.0	ELECTRANTA	CERCA B/QUILLA	ATLANTICO			
OXY 1	HF	49.0	ICEL	ORIENTE	ATLANTICO			
COSPIQUE	TG	43.0	OXY	CERCA C/GENA	CASANARE			
TIBU	GV/IG	38.0	ELECTRIBOL	NORORIENTE	BOLIVAR			
ZULLA 1	FOV, GV	15.0	CENS	CENTRO	N. SANTANDER			
RIOMAYO	FOV, GV	0.0	CENS	NORORIENTE	N. SANTANDER			
FLORIDA II	HF	21.0	CEDENAR	CENTRO	NARIÑO			
SUBTOTAL PLANTAS	HF	24.0	CEDELCA	ORIENTE	CAUCA	PRADO	500.0	Cunday, Rionegro
PLANTAS MENORES	HP/HF	10,040.8						
SUBTOTAL		107.2						
CADAFE 1	EXTER.	10,148.0	VENEZUELA		EXTERIOR			
VENEZUELA 1	EXTER.	30.0	VENEZUELA		EXTERIOR			
SUBTOTAL IMPORT.		100.0						
TOTAL		130.0						
		10,278.0						

*HP: HIDRAULICA PELTON; HF: HIDRAULICA FRANCIS; CV: CARBON VAPOR; GV: GAS VAPOR; TG: TURBOGAS; FOV: FUEL OIL VAPOR; EXTER: INTERCONEXION VENEZUELA
 F: FUENTE INFORME OPERATIVO SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, ISA 1994.



*Otros incluye: ICEL, Electricadoras, Nación y Privados

FIGURA 2-8. Capacidad efectiva por empresa generadora.

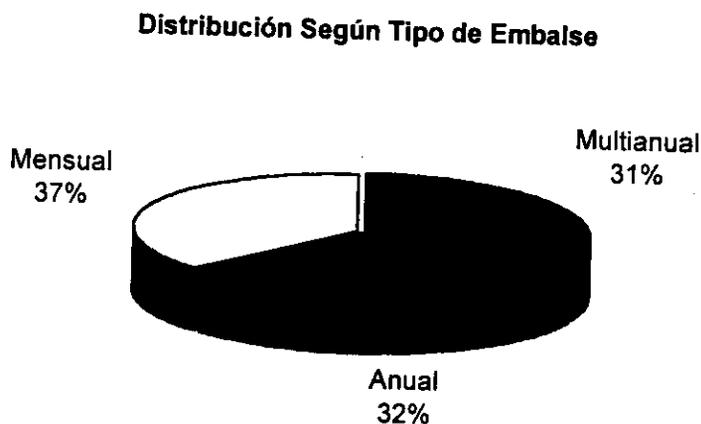


FIGURA 2-9. Composición de la capacidad efectiva según tipo de embalse.

De los 2,280 MW de capacidad en centrales térmicas, el 47% corresponde a centrales a base de gas, el 42 % a base de carbón y el restante 11 % se reparte entre centrales tipo FOV, ACPM (ver FIGURA 2-10).

TABLA 2-3. Listado de los principales embalses -dic./93-.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO CARACTERISTICAS DE LOS EMBALSES EN OPERACION DICIEMBRE 1993					
EMBALSE	PROPIETARIO	VOLUMEN UTIL Mm3	ENERGIA EQUIV. ALMACENADA GWh	CLASE REGULACION	LOCALIZACION
Agregado Bogotá	EEB	888	3,721	Mensual	Cundinamarca
Muña	EEB	41	197	Mensual	Cundinamarca
Guavio	EEB	787	2,030	Anual	Cundinamarca
Chuzá	EAAB	224	939	Mensual	Cundinamarca
Peñol	EPM	1,169	4,394	Multianual	Antioquia
Playas	EPM	55	101	Mensual	Antioquia
Miraflores	EPM	101	240	Anual	Antioquia
Troneras	EPM	26	62	Mensual	Antioquia
Riogrande II	EPM	152	326	Anual	Antioquia
Calima	EPSA	438	216	Anual	Valle del Cauca
Alto Anchicayá	EPSA	30	35	Semanal	Valle del Cauca
Salvajina	EPSA	731	188	Anual	Cauca
Prado	ICEL	500	57	Anual	Tolima
Esmeralda	ISAGEN	593	1,049	Anual	Boyacá
Punchiná	ISAGEN	50	70	Mensual	Antioquia
Betania	ICEL/ISAGEN	1,020	166	Mensual	Huila
San Lorenzo	ISAGEN	150	368	Anual	Antioquia
Total SIN		6,955	14,159		

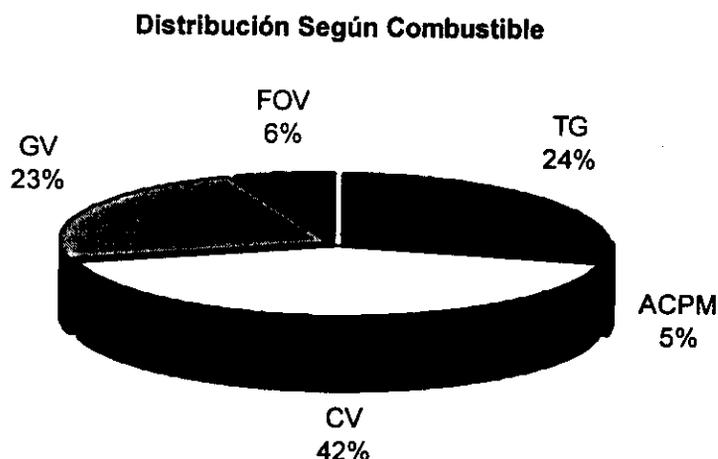


FIGURA 2-10. Composición de la capacidad efectiva según combustible.

Durante 1994, se generaron 39,893 GWh (80.7% de origen hidráulico y 19.3% térmico), con lo cual se atendió la demanda energética. La energía importada de Venezuela (144 GWh) básicamente se utilizó como respaldo ante restricciones y contingencias del Sistema Interconectado Nacional, SIN. La demanda no satisfecha fue de 172 GWh (0.4 % de la demanda total).

El último año, el factor de utilización registrado globalmente en el sistema nacional fue del 45 %.

La disponibilidad en plantas hidráulicas registró un 78.5 % con respecto a la capacidad efectiva y en las plantas térmicas, éste fue de 68.5 %.

2.2.2 Transmisión

El Sistema de Transmisión Nacional está compuesto de 9,130 km de circuitos a 220/230 kV y 1,065 km a 500 kV (ver TABLA 2-4)

La disponibilidad operacional global de las líneas de transmisión en el año 1994 fue de 98.7 %.

El factor de utilización promedio durante el año 1994 alcanzó un valor de 37.64%.

El mayor sistema de transmisión que hay en el país es el de ISA, que posee 7,106 km de líneas, equivalentes al 69.7 % del total nacional. Además, es el único sistema con transmisión a 500 kV (ver TABLA 2-4).

TABLA 2-4. Composición del sistema de transmisión (500-230 kV).

Sistema	Long. Total [km]	Part. Porcentual
ISA	7,106	69.7%
EPM	593	5.8%
CORELCA	1,027	10.1%
EEB	692	6.8%
NORDESTE	331	3.2%
EPSA	446	4.4%
TOTAL	10,195	100.0%

FUENTE: INFORME ANUAL ISA 1994

Las dos líneas a 500 kV tienen una longitud total de 1,065 km y van desde la subestación San Carlos a la Subestación Sabanalarga interconectando la Costa Atlántica con el sistema del centro del país.

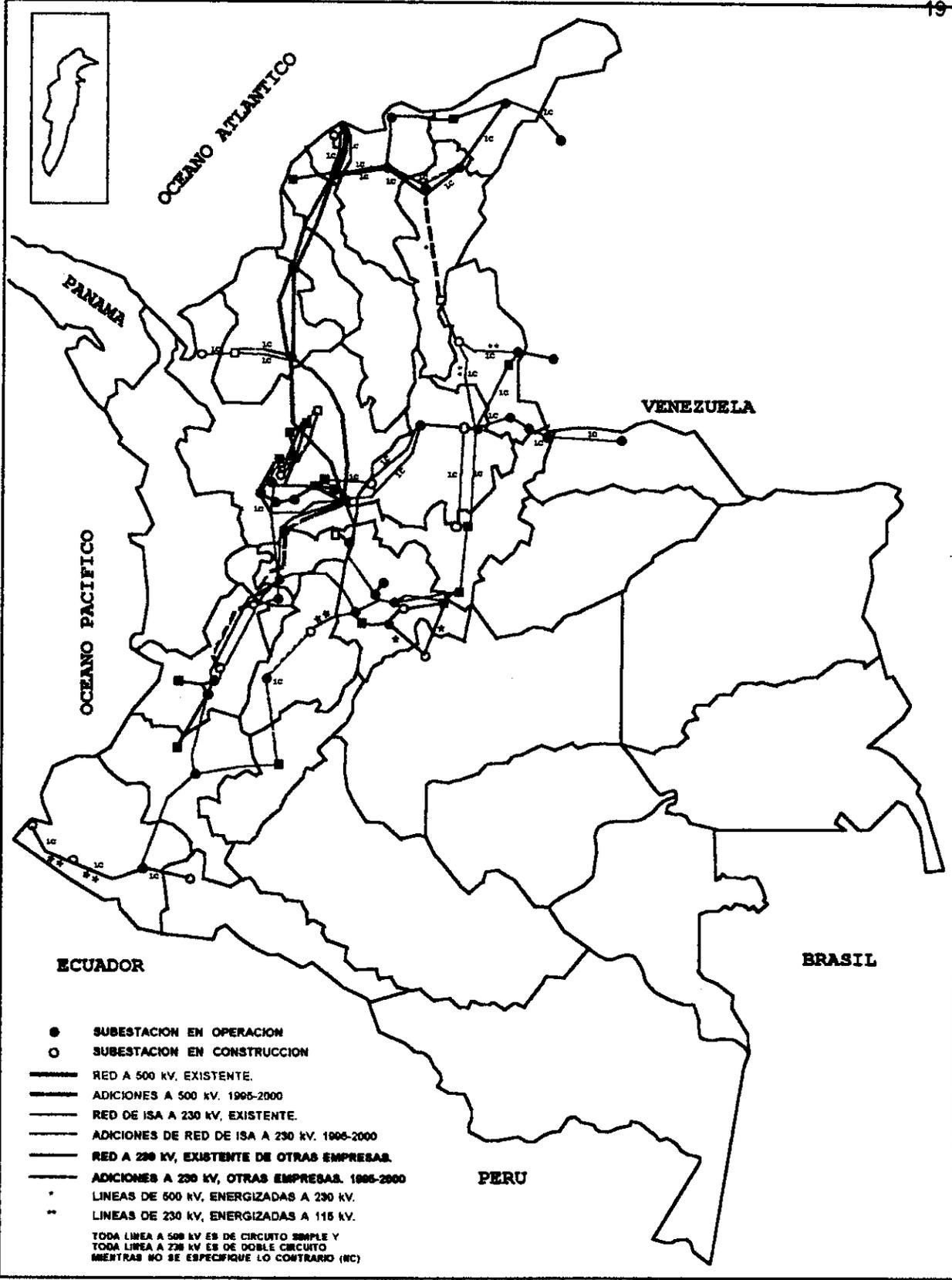


FIGURA 2-11. Sistema de transmisión nacional junio 1995.

3. MARCO LEGAL Y REGULATORIO PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA EN COLOMBIA

3.1 AGENTES DEL MERCADO

En la actualidad los participantes del mercado son: el Estado, el cual usualmente ha ocupado un papel preponderante, los generadores, los distribuidores, los comercializadores y los usuarios.

Con la nueva política la función de cada uno de estos agentes varía substancialmente en aras de la consolidación de un mercado libre de oferta y demanda.

El concepto de Estado interventor, partícipe activo, agente determinante, tutor, no corresponde ahora a la premisa fundamental de la nueva concepción del mercado, en consecuencia, su papel se limitará a ser un ente regulador, vigilante y como promotor de la libre competencia ejercerá la potestad sancionadora cuando quiera que el comportamiento de los agentes del mercado atenten contra el orden público económico, violando el marco regulatorio a través de los distintos entes facultados para el efecto (Superintendencia de Servicios Públicos, Comisión Reguladora de Energía y Gas etc.).

Los generadores, distribuidores y comercializadores entrarán a operar en este nuevo marco, como agentes que podrán comprar y vender energía libremente. En el caso particular de los distribuidores, deberán al menos inicialmente durante el período de transición (1994-1996), mediante contratos de compraventa de energía, garantizar una demanda de 80% como mínimo durante veinte meses.

Dentro de este orden de ideas, se puede caracterizar a los distribuidores existentes en función de su situación económica, financiera y del mercado que atienden. El primer grupo de empresas se caracterizan por no tener

generación propia y por atender un mercado regulado⁽¹⁾, como son: Electrocaquetá, Electrochocó, Emsa, Electrocesar, Electroguajira, Electromagdalena, Electrosucre, Enelar, Electromagangué; un segundo grupo de empresas son aquellas que poseen generación propia en pequeña cantidad y atienden mercado mayoritariamente regulado: Edeq, Ecartago, Eade, Eèc, Electribol, Electrohuila, Electrolima, Electrocórdoba, Cedelca, Cedenar, Eep; un tercer grupo de empresas que consiste en aquellas que poseen una generación propia y así mismo atienden un mercado regulado y un mercado no regulado⁽²⁾, como son las de Essa, Epsa, Ebsa, Electranta, Chec, Corelca, Eeb, Epm y Cens⁽³⁾. Finalmente un cuarto grupo de empresas que se caracterizan por no poseer generación propia y atender un mercado mayoritariamente no-regulado, como: Electrotulua y Emcalí.

3.2 MARCO LEGAL Y REGULATORIO

En materia de administración pública y en especial de los servicios públicos, se ha implementado una política que permita la creación de un mercado, la participación del sector privado y que promueva la eficiencia de los agentes, la dinámica de los sectores y la libre competencia. El marco regulatorio es entonces una estructura piramidal lógica que busca adecuar e implementar en el derecho la voluntad político-económica, que en el caso de Colombia, parte desde la reforma constitucional y en la actualidad se remite a las leyes 142 y 143 de 1994, por medio de las cuales se estableció el régimen de los servicios públicos domiciliarios y el régimen para la generación, interconexión, transmisión y comercialización de electricidad en el territorio nacional y se dictaron otras disposiciones en materia energética. Por expresa autorización de la ley 143 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, fue facultada para la expedición de resoluciones que regulen las actividades de los sectores de energía y gas combustible, a fin de asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente y la regulación de actividades específicas de autogeneración y cogeneración entre otras.

El esquema actual de regulación se rige mediante las leyes 142 de 1994 o Ley de los Servicios Públicos Domiciliarios, Ley 143 de 1994 o Ley Eléctrica

1 Según el artículo II, capítulo II de la Ley 143, se define usuario regulado como "Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG".

2 Según el artículo II, capítulo II de la Ley 143, se define usuario no regulado como "Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente".

3 Aunque Tasajero no es de CENS, si ha tenido relación con el sistema de generación en todos sus aspectos, por esto se deja en el grupo tercero.

y las resoluciones dictaminadas por la CREG. En la Figura 3-1 se muestra la interrelación de estas leyes y códigos dentro del marco actual de regulación.

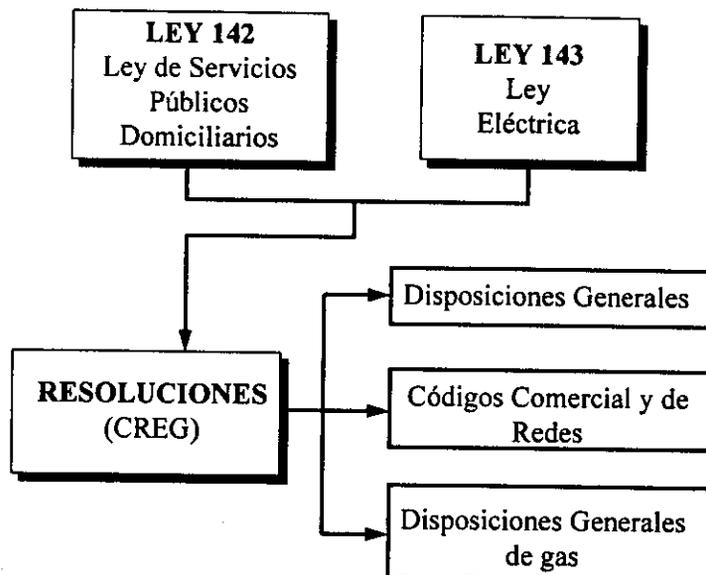


FIGURA 3-1. Esquema de interrelación de las diferentes leyes y códigos.

3.3 LEYES 142 Y 143 DEL 11 DE JULIO DE 1994

Las leyes 142 y 143 constituyen las bases sobre las cuales se reglamenta la estructura y funcionamiento en cuanto a suministro de energía se refiere⁽⁴⁾. Las Figura 3-2 y Figura 3-3 muestran los objetivos que persiguen estas dos leyes.

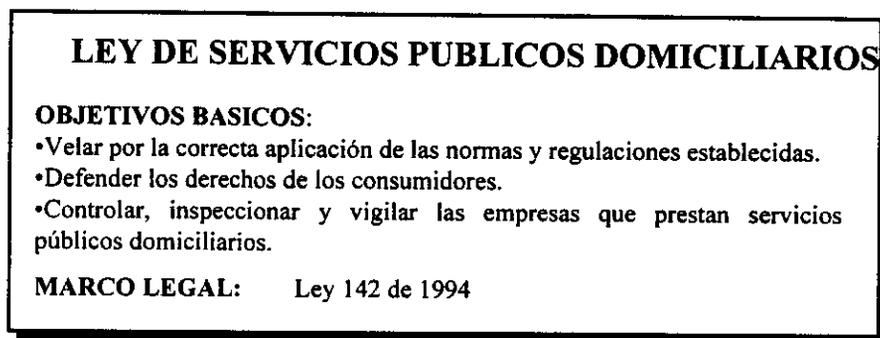


FIGURA 3-2. Objetivos de la ley 142.

⁴ Ley No. 142 y Ley No. 143 del 11 de julio de 1994.

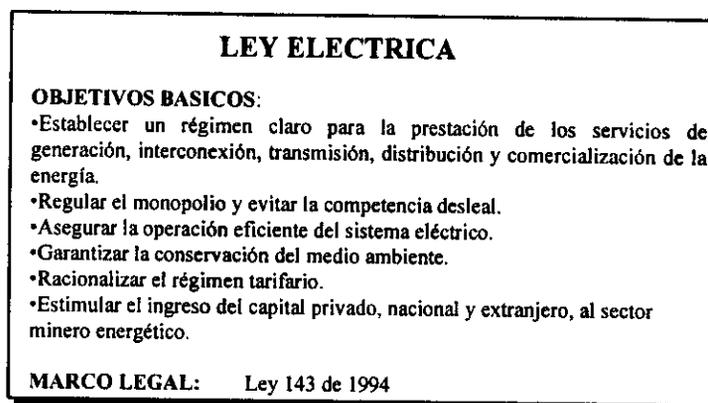


FIGURA 3-3. Objetivos de la ley 143.

3.4 RESOLUCIONES DE LA CREG

De acuerdo a la nueva reestructuración de la Ley Eléctrica en el país, la CREG como ente regulador de este sector, mediante la emisión de una serie de disposiciones o resoluciones, dictamina qué medidas se deben tomar, cómo deben ser ejecutadas, quiénes deben cumplirlas y en qué plazos deben hacerlo, con el fin de asegurar el correcto funcionamiento del sector. Las Figura 3-4, Figura 3-5 y Figura 3-6 muestran con mayor detalle, cómo se encuentran agrupadas.

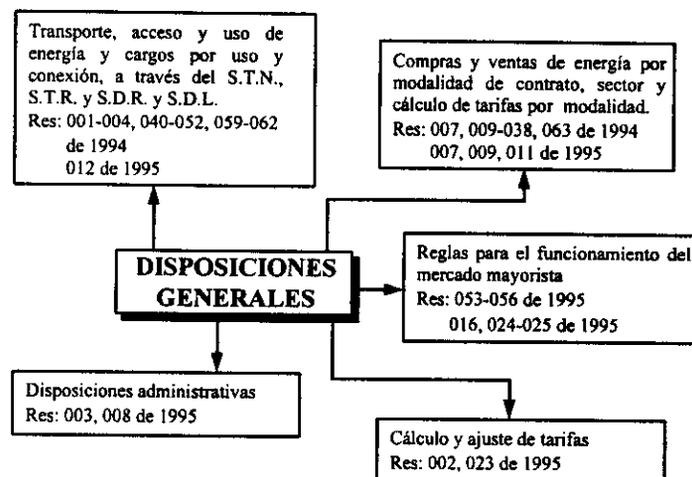


FIGURA 3-4. Resoluciones con disposiciones generales.

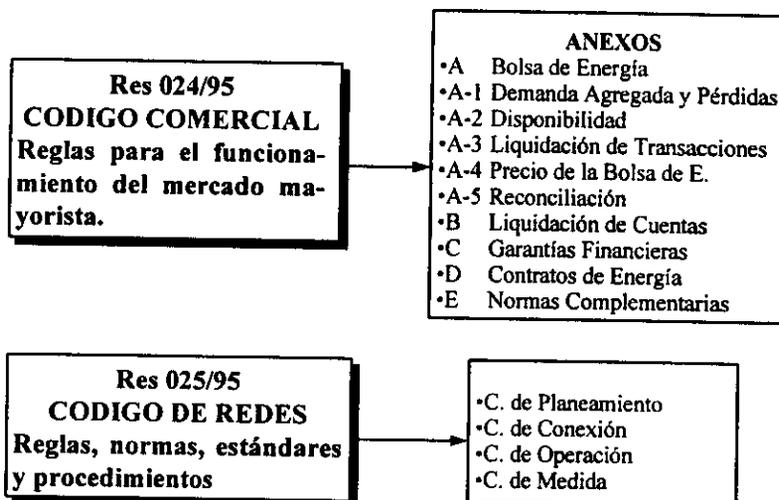


FIGURA 3-5. Resoluciones 024 y 025 de 1995.

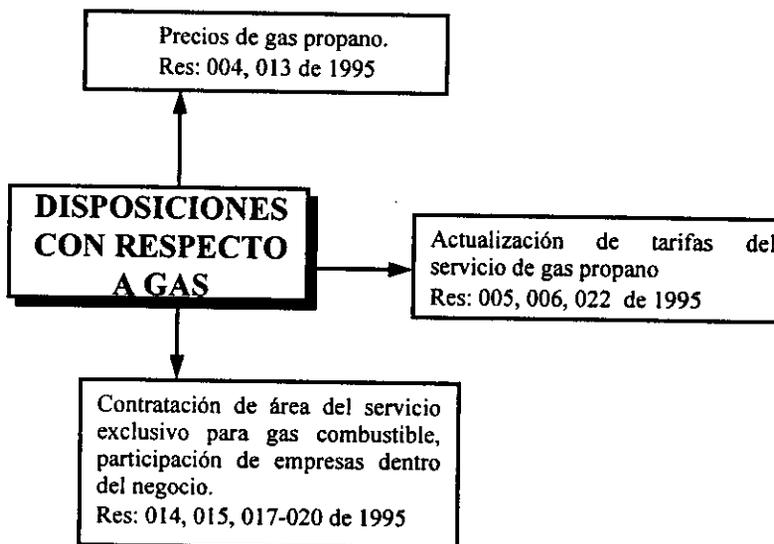


FIGURA 3-6. Resoluciones con respecto al gas.



4. LA BOLSA DE ENERGÍA Y EL SIC

4.1 LOS AGENTES PARTICIPANTES

En la Figura 4-1 se indican las interrelaciones que existen entre los distintos agentes que participan en el esquema global.

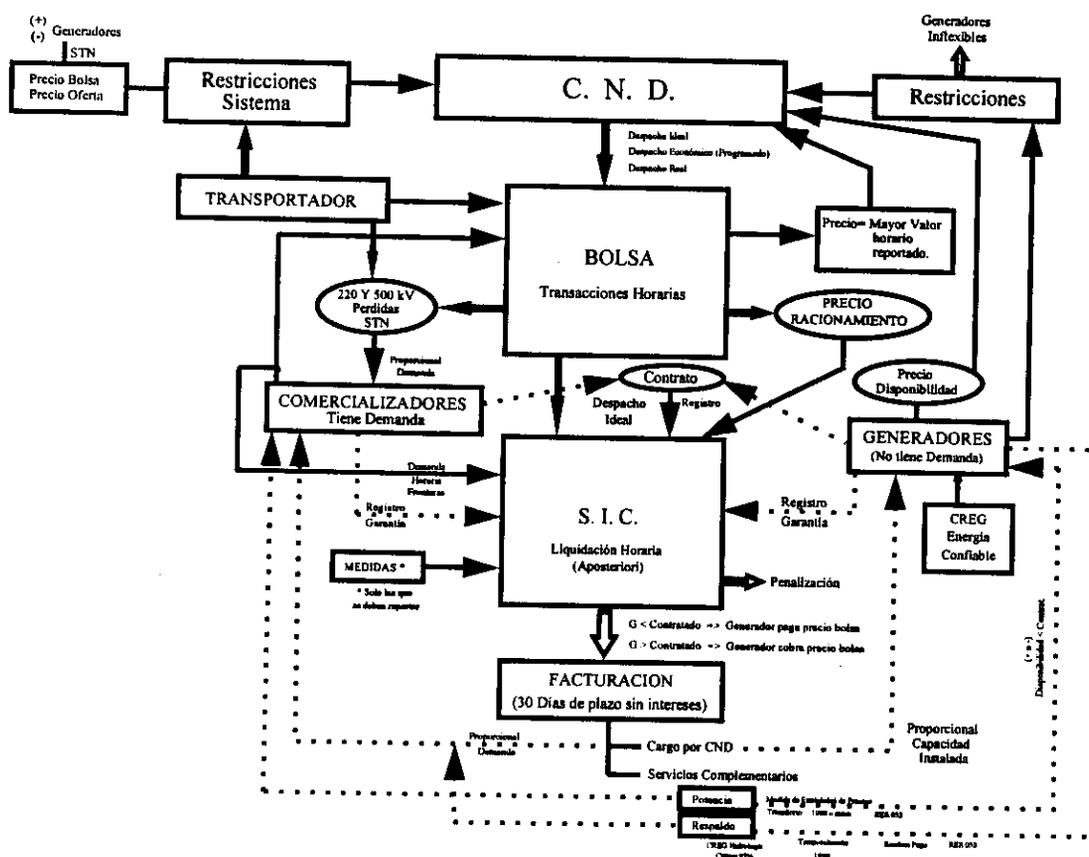


FIGURA 4-1. Agentes económicos, bolsa e interrelación con el SIC (Sistema de Intercambios Comerciales).

El funcionamiento general de este sistema puede resumirse en lo siguiente:

Con base en un Sistema Operativo desarrollado para el sistema hidrotérmico colombiano, se efectúa el Planeamiento de la Operación en los horizontes de largo, mediano y corto plazo. Para todos ellos, se utiliza información exógena compuesta principalmente por:

- La proyección de demanda de energía eléctrica adoptada para el Planeamiento de la Operación.
- Los pronósticos hidrológicos preparados con base en la información climatológica disponible.
- La situación inicial de los embalses.
- La disponibilidad de las distintas unidades de generación e interconexiones internacionales.
- Las restricciones operativas impuestas por condiciones técnicas.
- La fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión.
- La energía entregada al SIN por unidades de generación no sujetas al despacho central.
- La disponibilidad del sistema de transmisión y distribución de acuerdo a las necesidades de salida de servicio de redes para mantenimiento.

En los horizontes de Largo Plazo (5 años) y Mediano Plazo (5 semanas o 13 semanas en casos especiales), se obtiene un planeamiento indicativo de la operación y se analiza la situación esperada del Sistema por medio de reportes de la situación energética esperada, que son analizados por el CNO (Consejo Nacional de Operación), el cual está compuesto por representantes de las distintas empresas generadoras y por dos representantes de las distribuidoras. Este Consejo analiza y acuerda los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica. Los anteriores análisis son efectuados por el CND (Centro Nacional de Despacho), utilizando las metodologías desarrolladas para tal fin.

Como resultado de la planeación operativa, se determinan las funciones de: los costos marginales promedio de largo plazo (CMPLP) de generación, los niveles de los embalses, los índices de confiabilidad y otras variables de interés. La información correspondiente se suministra a los agentes que participan en el mercado mayorista.

En el corto plazo, horizonte inferior a 24 horas, el CND efectúa el despacho de las unidades de generación necesarias para atender la demanda pronosticada, basado en la oferta de disponibilidad y precios de los distintos generadores a nivel horario, despachándolos por orden de méritos (menor a mayor precio de oferta), teniendo en cuenta las restricciones operativas que sean necesarias, para suministrar en una forma confiable la energía eléctrica, basándose en el Reglamento de Operación del Código de Red⁽¹⁾.

El Reglamento de Operación es el conjunto de reglas y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del SIN.

El Centro Nacional de Despacho, es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN⁽²⁾. El CND está encargado también, de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho (CRD's) para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

De conformidad con los resultados del despacho económico, se comunica a los generadores su programa de despacho horario para el día siguiente, así como los costos marginales correspondientes a dicho despacho. Los generadores efectúan la generación correspondiente, la cual utiliza el STN y los STR's y de SDL's, hasta las fronteras de los comercializadores, quienes la entregan a sus usuarios regulados y no regulados. Para los usuarios no regulados que tengan fronteras con comercializadores diferentes al comercializador regional, es decir, sus fronteras no estén embebidas dentro de las fronteras del comercializador, esta entrega puede ser efectuada directamente por quien haya efectuado el contrato respectivo. En las diferentes fronteras utilizadas se llevan a cabo las mediciones correspondientes.

La energía entregada a las empresas comercializadoras y a los usuarios no regulados se contabiliza de acuerdo a los contratos efectuados previamente, entre los generadores y los comercializadores y entre los generadores o comercializadores y los usuarios no regulados. Los intercambios adicionales a estos contratos se contabilizarán en la Bolsa de Energía la cual es manejada por el SIC (Sistema de Intercambios Comerciales). Para que los

1 Resolución 024 y 025 del 13 de julio de 1995.

2 Resolución 055 del 28 de Dic./94, artículo 12.

usuarios no regulados puedan acceder a la Bolsa, deben constituirse en comercializadores.

La Bolsa de Energía es el sistema utilizado en el mercado mayorista para que generadores y comercializadores efectúen transacciones de energía hora a hora, adicionales a las establecidas bilateralmente en los contratos de energía de largo plazo.

El precio de la Bolsa de Energía está determinado como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal y que no presenten inflexibilidad. El precio en la Bolsa de Energía se eleva al costo de racionamiento en presencia de déficit en la hora a nivel nacional.

El Despacho Ideal es la programación de generación que se realiza a posteriori por el SIC, la cual atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando la oferta de precios por orden de méritos, de menor a mayor, sin considerar las diferentes restricciones que existen en el sistema.

El Despacho Programado es el programa de generación que realiza el CND, para atender una predicción de demanda y sujeto a las restricciones del sistema, considerando los precios de oferta y asignando la generación por orden de méritos de menor a mayor.

Despacho Real es el programa de generación realmente efectuado por los generadores.

El Sistema de Intercambios Comerciales, SIC, es el conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y la empresa de transmisión por concepto de las transacciones de energía realizadas en la Bolsa de Energía, conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la bolsa de energía y de la empresa de transmisión y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

La Administración del SIC, dependencia del CND, es la entidad encargada del registro de los contratos de energía; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de las transacciones realizadas en la bolsa de energía por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de

información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las tareas necesarias para que funcione adecuadamente el SIC.

Fronteras comerciales son los puntos de conexión de generadores y comercializadores a las redes del STN, a los STR's, o, a los SDL's. Estas fronteras sólo definen el punto de medición pero no la responsabilidad por las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución.

Los sistemas de medición deben cumplir con las condiciones técnicas especificadas y con los métodos alternativos de respaldo, definidos en el Código de Medida⁽³⁾.

En el proceso para determinar las demandas, generaciones y pérdidas en el STN, se requiere de contadores en los puntos de suministro de los generadores, en las demandas de grandes consumidores localizados dentro del mercado de otro comercializador y en las fronteras comerciales entre comercializadores y el STN.

La demanda real del sistema se calcula como la diferencia entre la generación real del sistema y las pérdidas reales del STN.

La generación real del sistema se calcula como la sumatoria de las generaciones netas medidas a nivel horario de cada uno de los generadores en sus puntos de frontera.

Las pérdidas reales en el STN se calculan como la diferencia entre la sumatoria de los contadores que miden inyecciones y salidas de energía en los puntos de frontera comercial del STN.

Las pérdidas reales del STN se asignan a los Comercializadores en forma proporcional al consumo de cada comercializador.

La asignación de contratos se realiza horariamente para cada comercializador por orden de mérito de menor a mayor. Se asignan contratos hasta atender su demanda real más las pérdidas asignadas, teniendo en cuenta que se asignan primero los contratos de tipo pague lo contratado y después los contratos tipo pague lo demandado.

Pueden darse las siguientes circunstancias:

- Que los contratos no alcanzan para atender el consumo de un comercializador. En este caso la diferencia entre la demanda real más las

³ Resolución 024 y 025 del 13 de julio de 1996.

pérdidas asignadas con los contratos asignados, se liquidan al precio de la Bolsa de Energía.

- Que los contratos asignados por orden de mérito excedan la demanda real más las pérdidas asignadas; en este caso, el excedente se remunera al comercializador al precio de la Bolsa de Energía.

Precio en la Bolsa de Energía con racionamiento. Si la demanda máxima de la hora excede la generación disponible en el despacho ideal para la hora en proceso, entonces el precio en la Bolsa de Energía se hace igual al costo de racionamiento. En caso contrario, el precio en la Bolsa de Energía es el costo de la unidad generadora flexible de mayor precio requerida en el Despacho Ideal⁽⁴⁾.

La facturación se efectúa a nivel mensual y el vencimiento de la factura es a los 30 días de la fecha de envío. El no pago en la fecha señalada origina intereses de mora, los cuales corresponden a la tasa máxima moratoria permitida por la ley⁽⁵⁾.

Servicios complementarios. Entre éstos se tienen el respaldo y la potencia, descritos a continuación.

Servicio de respaldo. Este cargo se debe pagar a los generadores de las plantas elegibles para respaldo que se hayan acogido a él, para el período de aplicación que determine la CREG y es proporcional al consumo del Comercializador. La capacidad de respaldo es la potencia requerida para generar la energía de respaldo a un factor de planta de 0.65 y la remuneración es de US\$5.73/kW-mes⁽⁶⁾.

Servicio de Potencia. Este cargo se debe pagar durante el período que la CREG lo determine y se paga a los generadores a prorrata de la energía despachada en exceso de la contratada. La potencia remunerada es la capacidad para generar la energía respectiva a un factor de planta de 0.65 y la remuneración es de US\$5.73/kW-mes⁽⁶⁾.

4.1.1 Generadores

Generador es toda persona natural o jurídica que produce energía eléctrica. El generador pagará el cargo por conexión y uso del STN.

⁴ Resolución 024 del 13 de julio de 1995, Anexo A-4.

⁵ Resolución 024 del 13 de julio de 1995, Anexo B.

⁶ Resolución 053 del 28 de Dic./94, artículo 4 y 5.

El generador podrá proponer y aceptar la designación de alguna de sus unidades como unidad de respaldo. Las unidades de respaldo están inhabilitadas para ser incluidas en contratos de venta de energía, pero no lo están para ofertar energía en la Bolsa y cuando sean requeridos vender en ella.

Para los generadores una vez ubicados en el sistema con sus plantas actuales, tienen unos cargos fijos por uso del STN, otros servicios (por definir), impuestos (por definir) y por lo tanto, su precio debería tener en cuenta todos estos valores para calcular el precio que ofrecerá a sus compradores.

4.1.2 Transportador

La actividad de transmisión de energía está a cargo de los transportadores. El transportador es un agente del mercado mayorista que no realiza compraventa de energía, sino que participa en los procesos de reconciliación por las restricciones del STN, del STR y del SDL y para la evaluación de pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional.

La infraestructura para la actividad de transmisión ha sido segmentada en tres sistemas: Sistema de Transmisión Nacional STN, Sistemas de Transmisión Regional STR's y Sistemas de Distribución Local SDL's. A continuación, se presentan algunos de los aspectos relevantes concernientes a cada sistema de transporte de energía.

4.1.2.1 Sistema de Transmisión Nacional (STN).

- Para la actividad de transporte de energía por el STN, se han definido algunos cargos por concepto de conexión y uso de dicha infraestructura. Estos cargos han sido zonificados (ver Figura 4-5) y sus valores son fijados por la CREG.
 - ◆ Cargos de Conexión al STN. Los generadores, usuarios no regulados, transportadores regionales y distribuidores locales que estén conectados directamente al STN, pagarán al propietario de la conexión, cargos de conexión a dicho sistema. Para estos efectos, deberán suscribir un contrato de conexión.
 - ◆ Cargo por Uso del STN. Los generadores y comercializadores pagarán a los transportadores, cargos por uso del STN.

- Confiabilidad del STN define indirectamente la confiabilidad de la entrega de energía a los comercializadores.
- Las pérdidas de energía en el STN se dividen entre los agentes del mercado en proporción directa a su demanda. Estas pérdidas se calculan como la diferencia de la energía que entra y sale del sistema a 230 kV.

4.1.2.2 Sistemas Regionales de Transmisión

La CREG estableció cargos por uso y conexión de los STR's y SDL's. Estos cargos se liquidarán al comercializador cuando éstos hagan uso de los STR's y/o SDL's⁽⁷⁾.

- Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Los comercializadores y los grandes consumidores a través de éstos, pagarán a los distribuidores locales los cargos máximos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local, fijados por la CREG.

Estos cargos incluyen todos los costos asociados con los sistemas eléctricos necesarios para llevar el suministro desde la conexión al STN hasta el punto de entrega al usuario. No incluyen el costo de la generación asociada a las pérdidas de distribución dentro de unas condiciones de eficiencia definidas por la CREG, el cual deberá ser asumido por el comercializador.

Lo referente al pago de la porción de los ingresos que les corresponde a otros propietarios de redes dentro del mercado del distribuidor local, será regulado en resolución aparte.

- Liquidación de Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Los cargos por uso de los STR o SDL se liquidarán al comercializador mediante el cargo binomio (\$/kW-mes y \$/kWh), aplicable a la energía mensual extraída del sistema de distribución y a la demanda máxima del mes.
- Cargos de conexión a los sistemas de transmisión regional y distribución local. Cuando un generador o un nuevo gran consumidor que no haya estado conectado con anterioridad al sistema de distribución en el cual se localiza su consumo y el generador o nuevo gran consumidor no sea el

⁷ Resolución 004 del 2 de Nov./94.

propietario de los activos de conexión a los STR o SDL, pagará cargos de conexión al propietario de los mismos.

- Fronteras. Las fronteras comerciales de los STR y SDL son las definidas en el Código de Medida⁽⁸⁾.
- Pérdidas. Las pérdidas de energía se referirán al nivel de 220 kV y estarán a cargo del Comercializador.

4.1.3 Distribuidor / Comercializador

El distribuidor es la persona natural o jurídica que opera y transporta energía en un sistema de distribución local.

El comercializador, de otro lado, es el agente del mercado mayorista (persona natural o jurídica) cuya actividad principal consiste en la compra y venta de energía (nótese que el distribuidor es un comercializador). El comercializador es una nueva figura, el cual puede vender con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales (ver esquema funcional en la Figura 4-2).

No se hace diferencia entre comercializador o distribuidor, ya que este último lo es por función propia.

- Un distribuidor puede abastecerse mediante dos mecanismos: compras a un generador o comercializador y compras en la Bolsa de Energía.
- El distribuidor (comercializador) pagará los costos de la energía, incluyendo los cargos por transmisión y por distribución, en adición a los costos de la energía en el punto de entrega a 220 kV del Generador.
- El distribuidor (comercializador) asumirá las pérdidas en el STR y SDL.
- Un usuario no regulado puede constituir una comercializadora para obtener acceso a la Bolsa de energía.
- Los comercializadores (distribuidores) pagan el respaldo en proporción directa a su demanda.

Para un distribuidor dado, con una infraestructura determinada (fronteras comerciales), con una demanda establecida, adicionalmente al costo de la

⁸ Resolución 025 del 13 de julio de 1995.

energía, tiene los siguientes cargos fijos, los cuales son iguales para él, independientemente de a cuál generador le compre la energía:

- Cargo por transmisión
- Cargo por redes regionales
- Cargo por pérdidas de distribución
- Cargo por pérdidas en transmisión
- Cargos por potencia
- Cargos por respaldo

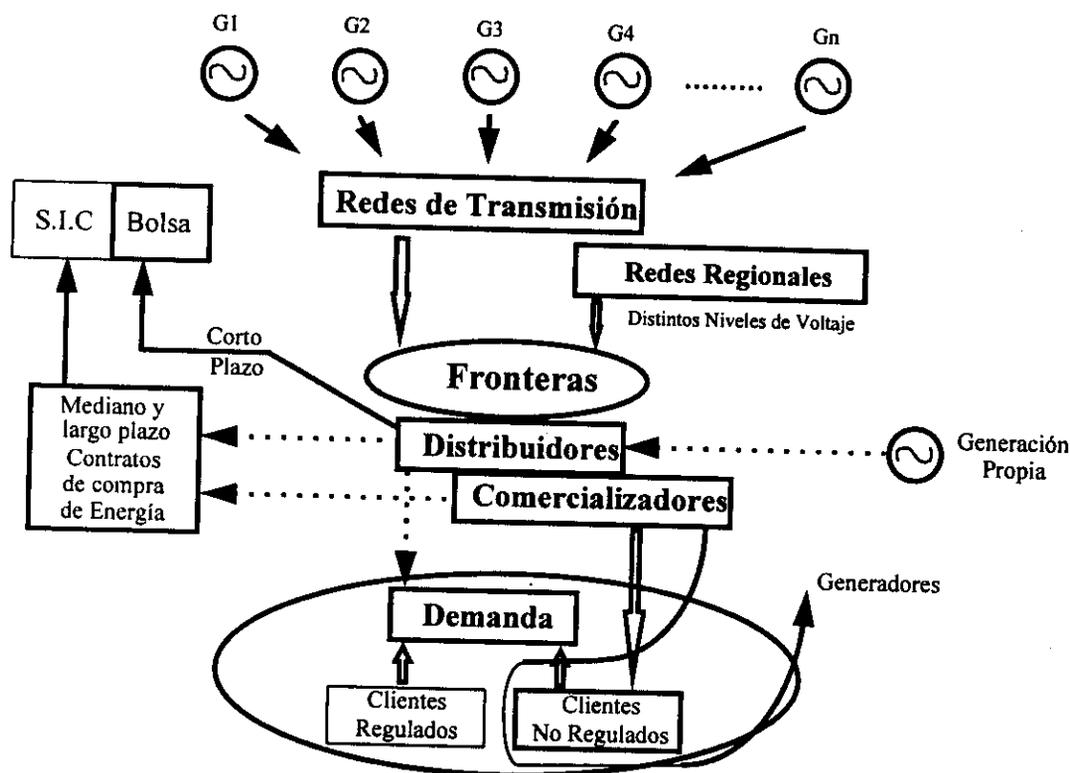


FIGURA 4-2. Sistema de distribución-comercialización.

4.2 SISTEMA OPERATIVO

La Figura 4-3 muestra esquemáticamente el funcionamiento de la operación del mercado de electricidad.

El sistema de operación trabajará con la señal de costos de corto plazo ofertado por los generadores. Este costo será la base para el ordenamiento por méritos en el despacho económico y real de las unidades.

El precio de las transacciones de bolsa es igual al precio de oferta de la última planta flexible (planta despachada por razones diferentes a restricciones) requerida en el despacho ideal para atender la demanda real del Sistema.

4.3 CARGOS Y PEAJES

Los agentes participantes del esquema comercial deben, para poder acceder al Sistema Interconectado Nacional (SIN), pagar cargos por uso (peajes) y por conexión (cargos), a los respectivos propietarios del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y de los Sistemas de Distribución Local y Regional (SDL y SDR), como se ilustra en la Figura 4-4.

Estos cargos están reglamentados por la CREG, quien por medio de resoluciones dictamina el valor de dichos cargos y su aplicación. En la actualidad están vigentes las metodologías de las resoluciones 001, 002, 003 y 004 del 2 de Noviembre de 1994, y se están utilizando las actualizaciones de cargos de la resolución 066 del 21 de Diciembre de 1995.

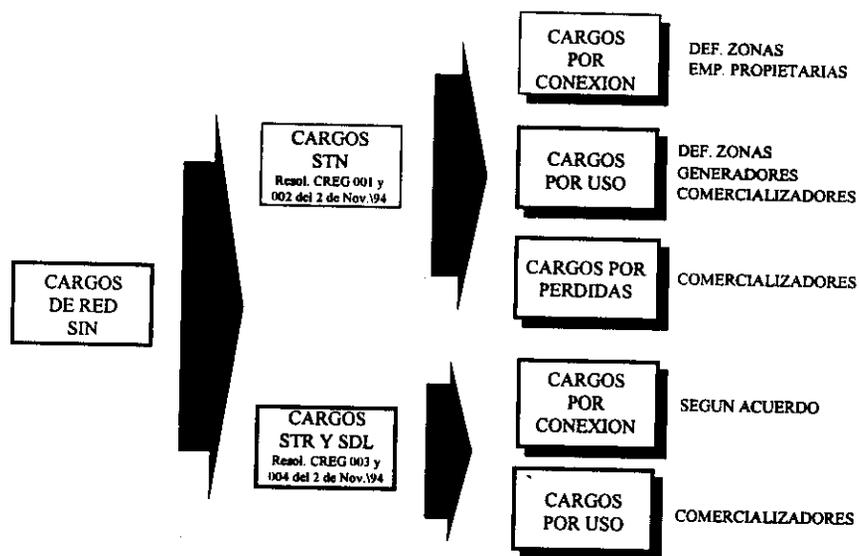


FIGURA 4-4 Esquema general de cargos de red.

En estas resoluciones, se adoptó una zonificación que pretende estimular la generación y la comercialización de energía en ciertas regiones del país. Como se observa en la Figura 4-5, existen cuatro zonas con sus respectivas subzonas, en cada una de ellas, el valor de los cargos es diferente y puede ser positivo o negativo; en este último caso, el cargo se convierte en subsidio para estimular cierto tipo de generación o comercialización.

Los agentes generadores deben cancelar los cargos por conexión y uso del STN; los cargos por conexión los pacta con la empresa distribuidora regional y estos son arbitrados por la CREG. Los cargos por uso se establecen por resolución y de acuerdo a la capacidad instalada que reporte el generador, se prevea esté en servicio más de seis meses durante un año.

Cabe anotar que la evolución de los cargos⁽¹⁰⁾ está sujeta a cambios permanentes según como se desarrollen las actividades de generación y comercialización.

Para el agente comercializador, los cargos dependen del nivel de tensión de sus fronteras o puntos de medición; básicamente estos cargos son por conexión, uso y pérdidas del STN y por conexión y uso de los STR y SDL.

¹⁰ Resoluciones 002, y 004 del 2 de Noviembre de 1994.

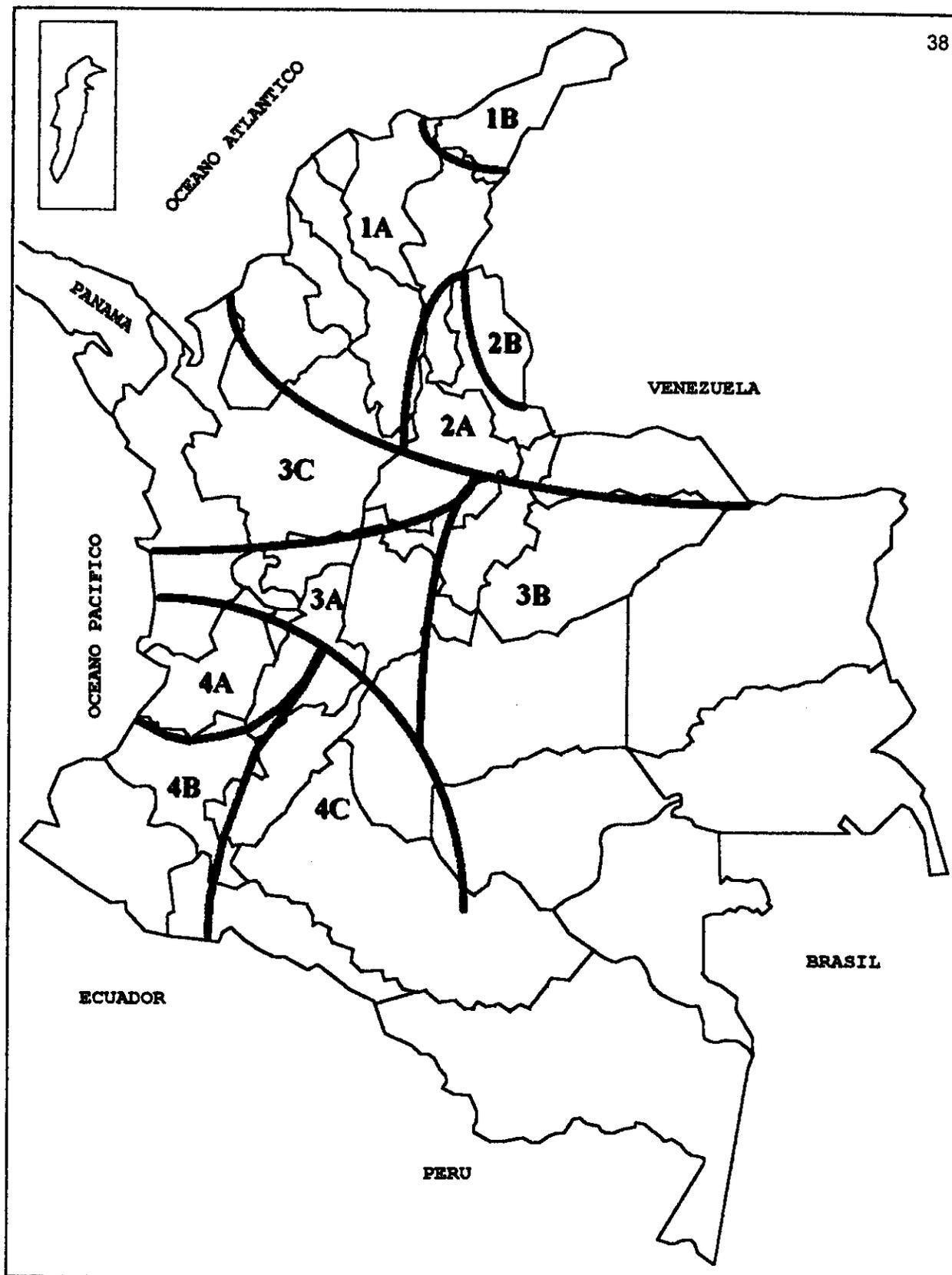


FIGURA 4-5. Zonificación del país para la aplicación de los cargos por uso del STN.

4.4 LA BOLSA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

4.4.1 Definición

La Bolsa de Energía es el sistema de información, manejado por el administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora; en ella, el administrador del SIC, se encarga del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía realizados en el corto plazo por generadores y comercializadores⁽¹¹⁾.

4.4.2 Funcionamiento

Los procesos para la evaluación de las transacciones comerciales en la Bolsa de Energía se realizan a nivel horario y son las siguientes:

4.4.2.1 Balance

En el proceso de balance, lo primero que se realiza es el despacho ideal, éste considera el precio de oferta en bolsa (en orden de méritos de menor a mayor) de los generadores térmicos e hidráulicos y la disponibilidad comercial, para atender la demanda real para cada una de las horas del día en proceso.

Este despacho se realiza a posteriori al de la operación real del sistema, considerando las características técnicas de las unidades utilizadas, pero sin tener en cuenta las restricciones en los sistemas de transmisión y distribución.

A continuación se realiza el cálculo horario de las pérdidas, demanda y generación real. Este cálculo se realiza con base en las mediciones horarias de las fronteras comerciales de cada agente y tiene en cuenta las mediciones agregadas de comercializadores y generadores.

Todas las mediciones se realizan al nivel de 220 kV; si el nivel de tensión de la frontera es inferior a éste, se deben utilizar los factores multiplicatorios establecidos en la resolución 002 del 2 de noviembre de 1994 para tal fin.

¹¹ Resolución 024 del 13 de Julio de 1995.

La diferencia entre todas las generaciones (inyecciones de energía al sistema) y los consumos (mediciones en los puntos de frontera) de los comercializadores, da como resultado el total de pérdidas, que se distribuye proporcionalmente de acuerdo a la demanda entre todos los comercializadores.

4.4.2.2 Asignación de contratos de energía a largo plazo

Los contratos realizados entre comercializadores y generadores son bilaterales entre estos agentes y tienen una función puramente financiera. No se tienen en cuenta para el despacho de los recursos de generación y por lo tanto no se consideran para el cálculo del precio de bolsa. Deben ser informados al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales para su consideración en la liquidación de los intercambios en la bolsa.

En la liquidación de intercambios para cada agente se hace el balance entre generación ideal y contratos asignados para la hora respectiva, la diferencia se compra (vende) si los contratos son mayores (menores) que la generación. Para el comercializador compra (vende) a la bolsa si la demanda es mayor (menor) que los contratos realizados con los generadores para la hora respectiva. Las transacciones se facturan al precio de bolsa.

Si los contratos son cero, toda la generación se vende al precio de bolsa si es generador, o compra toda la demanda si es comercializador sin contratos.

En la misma forma, si los contratos son iguales a la demanda o a la generación en la hora de liquidación, no hay compra ni venta a la bolsa.

Los contratos tienen la condición de que puedan ser representados horariamente en forma precisa y en forma independiente de otras horas.

La asignación de contratos registrados ante el administrador del SIC, se realiza en el siguiente orden:

Primero se asignan los contratos tipo pague lo contratado en orden de mérito, de acuerdo al precio unitario, empezando por el menor valor; luego se asignan los contratos tipo pague lo demandado por orden de mérito.

A continuación, de acuerdo al balance energético anterior, se determinan los excedentes y déficits de energía. Para los comercializadores se contabiliza la

diferencia entre los contratos de energía en cada período horario con el consumo real más las pérdidas asignadas; si el resultado es positivo (es decir, los contratos son mayores al consumo y las pérdidas), la diferencia se le paga al comercializador al precio de bolsa de ese período horario, caso contrario, el comercializador paga la diferencia al precio de bolsa.

Con los agentes generadores sucede algo similar, sólo que a éstos no se les asignan pérdidas, a menos que estén embebidos (es decir que se encuentren dentro de las fronteras de un comercializador).

4.4.2.3 Determinación de la disponibilidad comercial

Para determinar la disponibilidad comercial de las plantas de generación, se parte de la disponibilidad horaria declarada ante el SIC y utilizada en el redespacho⁽¹²⁾ realizado por el CND y definido en el código de redes.

Para el cálculo de la disponibilidad comercial se consideran los siguientes parámetros técnicos de las unidades de generación: velocidad de toma de carga, rata de descarga, tiempo mínimo de operación, carga sincronizante y tiempo de calentamiento.

4.4.2.4 Cálculo del precio de bolsa

El precio en la Bolsa de Energía representa un precio único para el sistema interconectado en cada período horario y en condiciones normales de operación, corresponde al precio de oferta incremental más alto de las plantas flexibles programadas en el despacho ideal para la hora de liquidación.

Es decir, los precios de las plantas inflexibles no pueden determinar el precio de bolsa. La inflexibilidad de las unidades es reportada en la declaración de disponibilidad de los generadores el día anterior al despacho y puede ser modificada durante la ejecución de la operación.

En condiciones de racionamiento o de intervención de los precios de oferta, el precio en bolsa se determina por procedimientos especiales que se describen en el anexo A de la resolución 024 del 13 de julio de 1995.

¹² Redespacho: Es la modificación que se realiza al despacho económico por variaciones en la declaración de disponibilidad. Este redespacho lo realiza el CND.

Para el cálculo del precio de bolsa en condiciones normales, se identifican primero las unidades que presentan inflexibilidad, con el fin de no tener en cuenta sus precios de oferta en la determinación del precio en la Bolsa de Energía.

El precio en la Bolsa de Energía se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad.

4.4.2.5 Cálculo de las desviaciones y penalización

El proceso de cálculo de las desviaciones se realiza diariamente para cada uno de los períodos horarios, aplicándose a los generadores que no se definan para la hora en proceso como reguladores del sistema.

Si un generador se desvía (por encima o por debajo) en un margen de tolerancia del 5% en su generación del despacho programado horario, sus transacciones comerciales se afectan de la siguiente manera: *"si la planta de generación o la unidad, según la oferta, generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de penalizaciones a la bolsa de energía el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicando por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de bolsa para esa hora"*⁽¹³⁾.

4.4.2.6 Cálculo de las restricciones de transmisión

Para evaluar el costo de las restricciones en los sistemas de transmisión nacional y de distribución local, se consideran los precios de oferta de cada uno de los generadores térmicos e hidráulicos y las diferencias entre la generación real y la generación en el despacho ideal.

Si la diferencia entre la generación real y la generación en el despacho ideal es positiva, los transportadores pagan la diferencia al precio de oferta del generador y éste recibe una suma igual.

Por el contrario, si la diferencia es negativa, el generador paga la diferencia valorada a su precio de oferta y los transportadores reciben una suma igual.

¹³ Resolución 024 del 13 de Julio de 1995, anexo A, parágrafo 1.1.5.



5. ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y LAS TARIFAS DE LA ELECTRICIDAD

5.1 ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1.1 Evolución Económica

El consumo de energía eléctrica es el reflejo de lo que sucede con las variables macro y microeconómicas, con los costos, la situación del sector eléctrico y con las variables demográficas.

De las variables demográficas se puede mencionar que la tasa de crecimiento poblacional ha fluctuado entre el 3% anual en los años 60's al 1.7% anual a comienzos de los 90's⁽¹⁾.

En el aspecto económico, Colombia mostraba tasas del PIB superiores al 5% anual en los años 60's y comienzo de los 70's, mientras que para el período 1975-1992 la tasa promedio pasó a ser 3.9%, sin presentar cambios importantes en su estructura, a excepción del incremento de la participación de la minería y la construcción.

5.1.2 Comportamiento de la Demanda

En 1973 sólo el 57% de la población colombiana contaba con el servicio de energía eléctrica. Veinte años después, la atención cubría el 80% de la misma, lográndose prácticamente una cobertura del 100% en la mayoría de las áreas urbanas.

Aunque desde finales de los años 70's se viene presentando una gradual desaceleración en el crecimiento de la demanda de electricidad, debido a los programas de sustitución de energéticos, las políticas de ajustes tarifarios y la ampliación en la cobertura del servicio, este rubro ha elevado su participación en la canasta energética del 8% al 13% en los últimos 18 años.

¹ Fuente: Plan Energético Nacional, MINMINAS-UPME, 1994.

En la Figura 5-1 se puede observar que la demanda de energía eléctrica tiene un crecimiento promedio de 5.68% anual. Se debe tener en cuenta que entre abril de 1992 y marzo de 1993 el país sufrió un severo racionamiento que alcanzó el 15% de la demanda total del período.

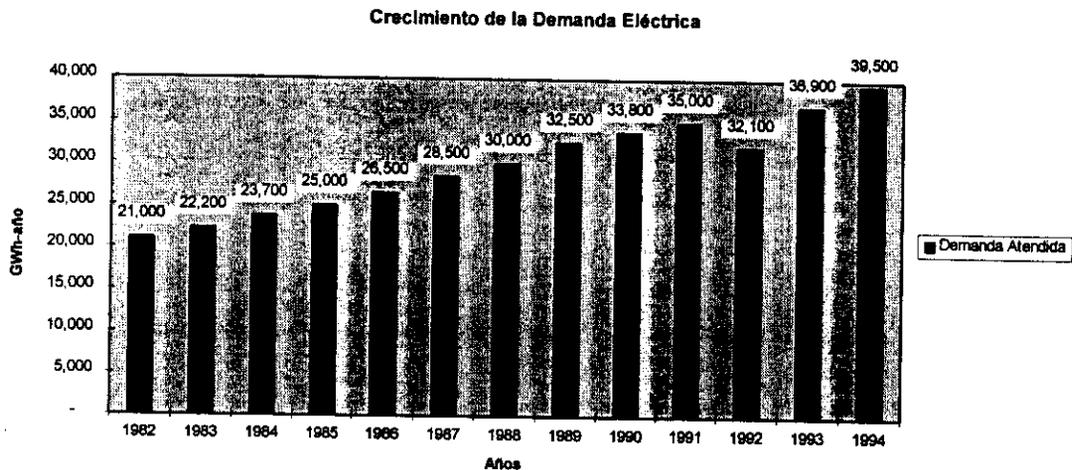


FIGURA 5-1. Crecimiento de la demanda eléctrica.

En la Figura 5-2 se presentan las tasas de crecimiento de la demanda atendida y la demanda ajustada, cabe resaltar la paulatina desaceleración en sus crecimientos.

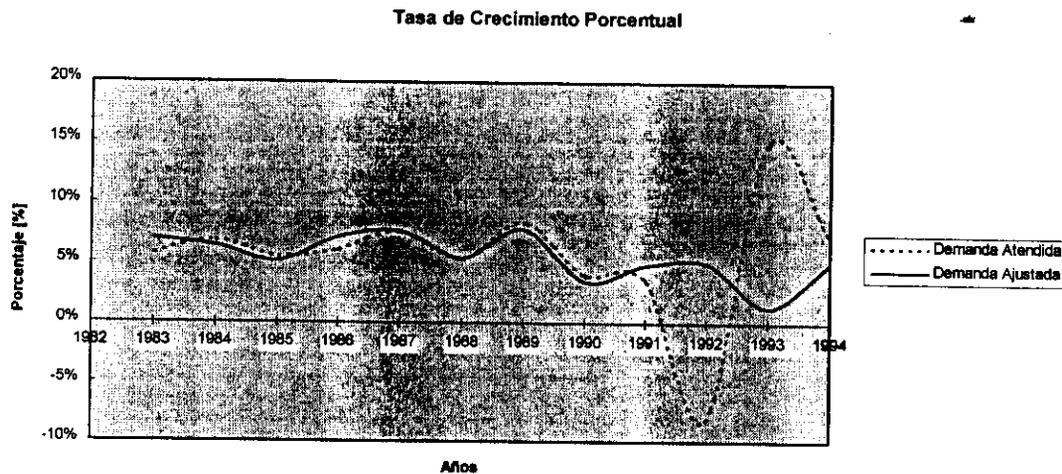


FIGURA 5-2. Evolución de las tasas de crecimiento de la demanda.

5.1.3 Comportamiento del Consumo

Los usos de la electricidad han estado concentrados en la generación de fuerza motriz (24%), cocción (20%), iluminación (20%) y refrigeración (10%)⁽²⁾.

Particularmente, el 47% del consumo total de energía eléctrica corresponde al sector residencial debido a la escasa infraestructura de suministro de combustibles sustitutos para la cocción y calefacción. En la Figura 5-3 se muestra la composición del consumo y su evolución⁽²⁾.

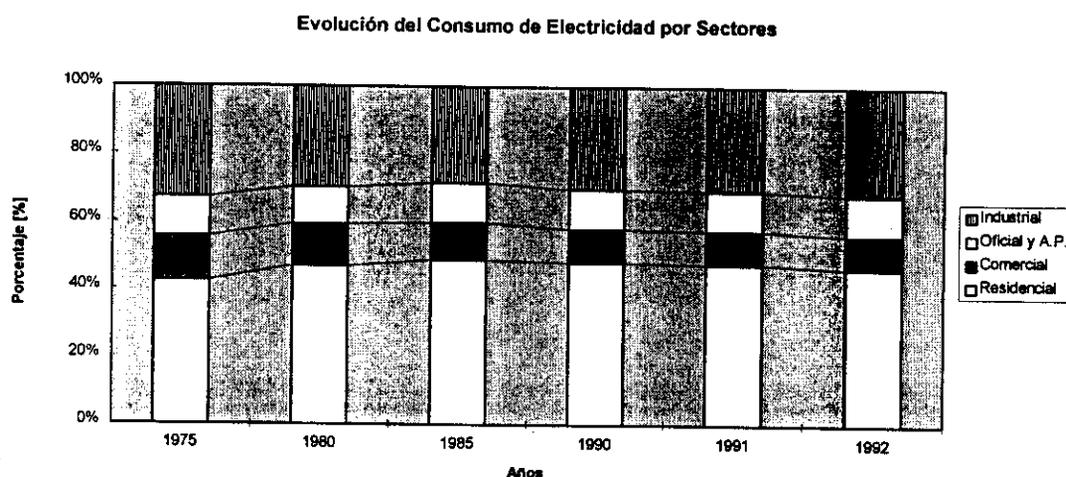


FIGURA 5-3. Evolución del consumo de electricidad por sectores.

5.1.4 Índice de Pérdidas

Como puede apreciarse en la Figura 5-4, los índices de pérdidas han fluctuado entre el 23.5% y el 19.7% para el periodo Dic./89 a Jun./94, de las cuales el 60% obedecen a pérdidas técnicas y el restante 40% a las no técnicas⁽³⁾.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la actualidad se adelantan programas regionales de disminución de pérdidas que proyectan tener un índice global del 16% a finales del año 2000.

² Fuente: Plan Energético Nacional, MINMINAS-UPME, 1994

³ Fuentes: Informe de Operación - Sistema Interconectado Nacional, ISA S.A. , 1994 y Oportunidades de Inversión en Centrales a Carbón, ECOCARBON, 1995.

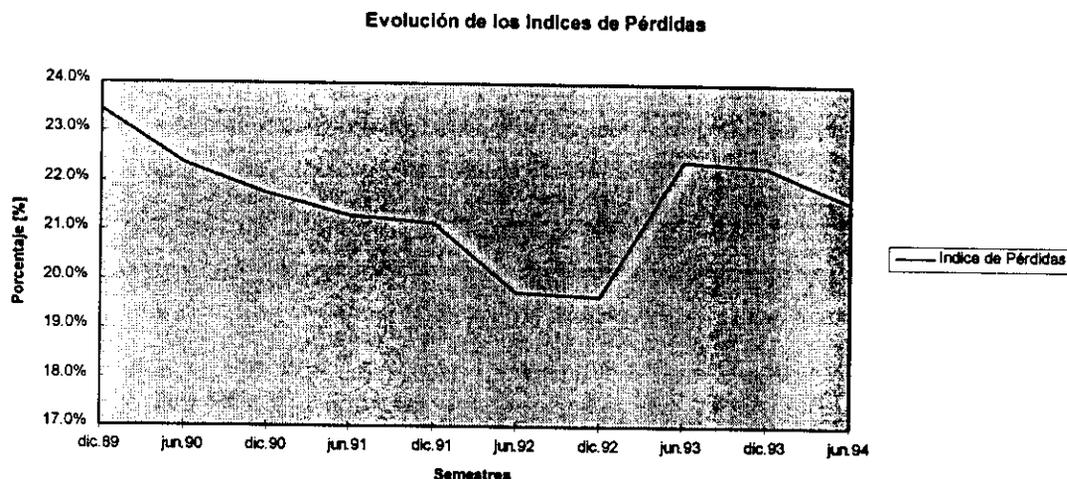


FIGURA 5-4. Evolución del índice de pérdidas SIN.

5.2 ANÁLISIS DE LAS TARIFAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Anteriormente (antes de la vigencia de la Ley Eléctrica y el nuevo esquema comercial), los intercambios comerciales se hacían entre las empresas distribuidoras que poseían generación propia y las que no la poseían, en estos intercambios se realizaban transacciones de largo y corto plazo para energía y potencia; las empresas que disponían de excedentes de energía se convertían en exportadoras para efectos comerciales y las que presentaban déficit eran importadoras.

Los contratos de largo plazo se realizaban bajo las condiciones que fijaran las resoluciones que emitía la Junta Nacional de Tarifas. Dichas resoluciones básicamente contenían las proyecciones que realizaba ISA (Interconexión Eléctrica S.A.) para los costos de largo plazo. En la Figura 5-5 se presenta la evolución de las tarifas de intercambios entre las empresas, éstas son el equivalente resultante de los intercambios a corto y largo plazo para cada año.

Los contratos de corto plazo también estaban reglamentados pero su evaluación se basaba en los costos incrementales diarios. Para el año 1994, los costos incrementales de corto plazo en la hora 19⁽⁴⁾ son los que se observan en la Figura 5-6. Nótese que estos costos presentan estacionalidad, mientras que en el período seco (diciembre y enero a marzo)

⁴ Se establece la hora 19 por ser la más costosa del sistema, ya que por ser el máximo pico, requiere recursos más costosos.

alcanzan un valor promedio de más de 9 \$/kWh, en el período lluvioso (abril a noviembre) su valor no supera los 2 \$/kWh (no se tuvieron en cuenta para este cálculo los dos valores de 145 \$/kWh debido a que éstos se presentaron por un evento extraordinario y no son típicos).

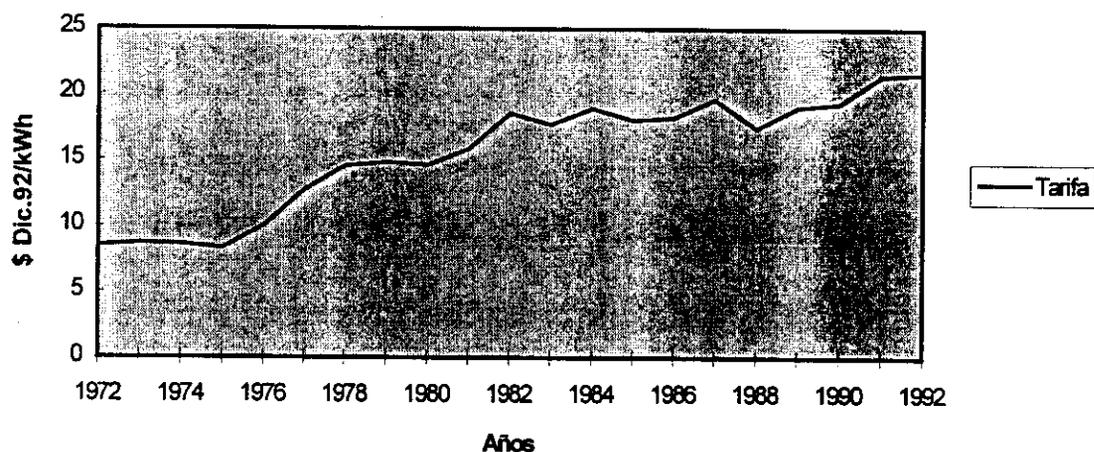


FIGURA 5-5. Evolución de la tarifa equivalente 1972-1992. (corto y largo plazo).

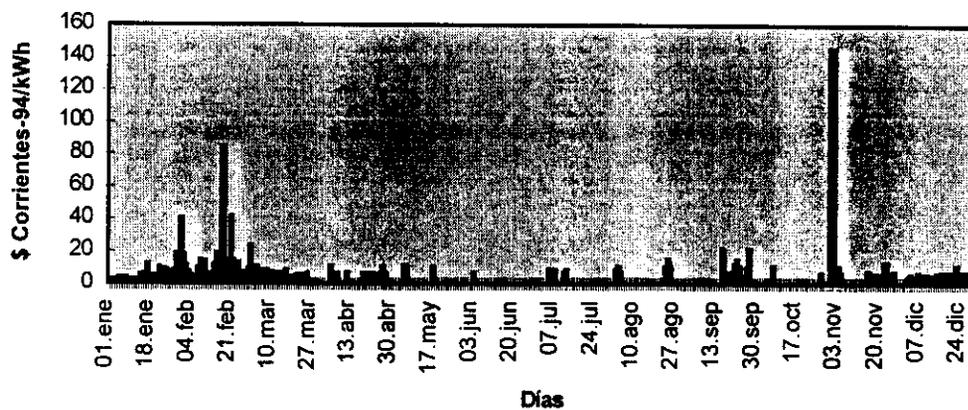


FIGURA 5-6. Costo incremental para la hora 19 (1994).

6. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS VARIABLES ENERGÉTICAS Y EL PRECIO DE BOLSA DEL SISTEMA NACIONAL INTEGRADO

6.1 ANÁLISIS DEL PRECIO DE BOLSA

Desde el 20 de Julio de 1995 los intercambios comerciales de corto plazo se hacen a través de la Bolsa de Energía. Como se vio en la sección 4.4, el precio de la energía eléctrica es diferente cada hora y para cada día, se define como el costo marginal del despacho ideal y depende de la oferta de precio que realice cada generador para el corto plazo.

De acuerdo al artículo 6 de la resolución 055 del 28 de diciembre de 1994, los precios de oferta de cada una de la unidades de generación, debe reflejar los costos variables de generación en que esperan incurrir, teniendo en cuenta:

- *Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta.*
- *Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor del agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del sistema interconectado nacional.*

En la Figura 6-1 se presenta el precio de bolsa máximo, mínimo y promedio ponderado diario para el periodo 20 de julio de 1995 a 29 de febrero de 1996. Nótese en dicha gráfica la rápida variación que toma el precio cada día, es decir que el precio de bolsa por tener un valor diferente y único para cada hora es una variable de tipo rápida⁽¹⁾.

El valor máximo diario osciló entre 1.07 \$/kWh (28, 29, 30 julio - 23 agosto) y 179.73 \$/kWh (11 diciembre), con una desviación estándar de 37.13 \$/kWh y una moda de 20.00 \$/kWh. El valor promedio ponderado diario varió entre 0.58 \$/kWh (28 julio) y 146.19 \$/kWh (9 diciembre), con una desviación

¹ En adelante se denominarán variables rápidas aquellas que cambian con una frecuencia superior a un día. Las de frecuencia inferior se denominarán variables lentas.

estándar de 29.45 \$/kWh y una mediana de 13.86 \$/kWh. Mientras tanto el valor mínimo diario del precio de bolsa osciló entre 0.00 \$/kWh (26, 28, 29, 30, 31 julio - 1 agosto - 13, 17 octubre) y 124.63 \$/kWh (4 diciembre), con una desviación estándar de 15.97 \$/kWh y una moda de 1.07 \$/kWh.

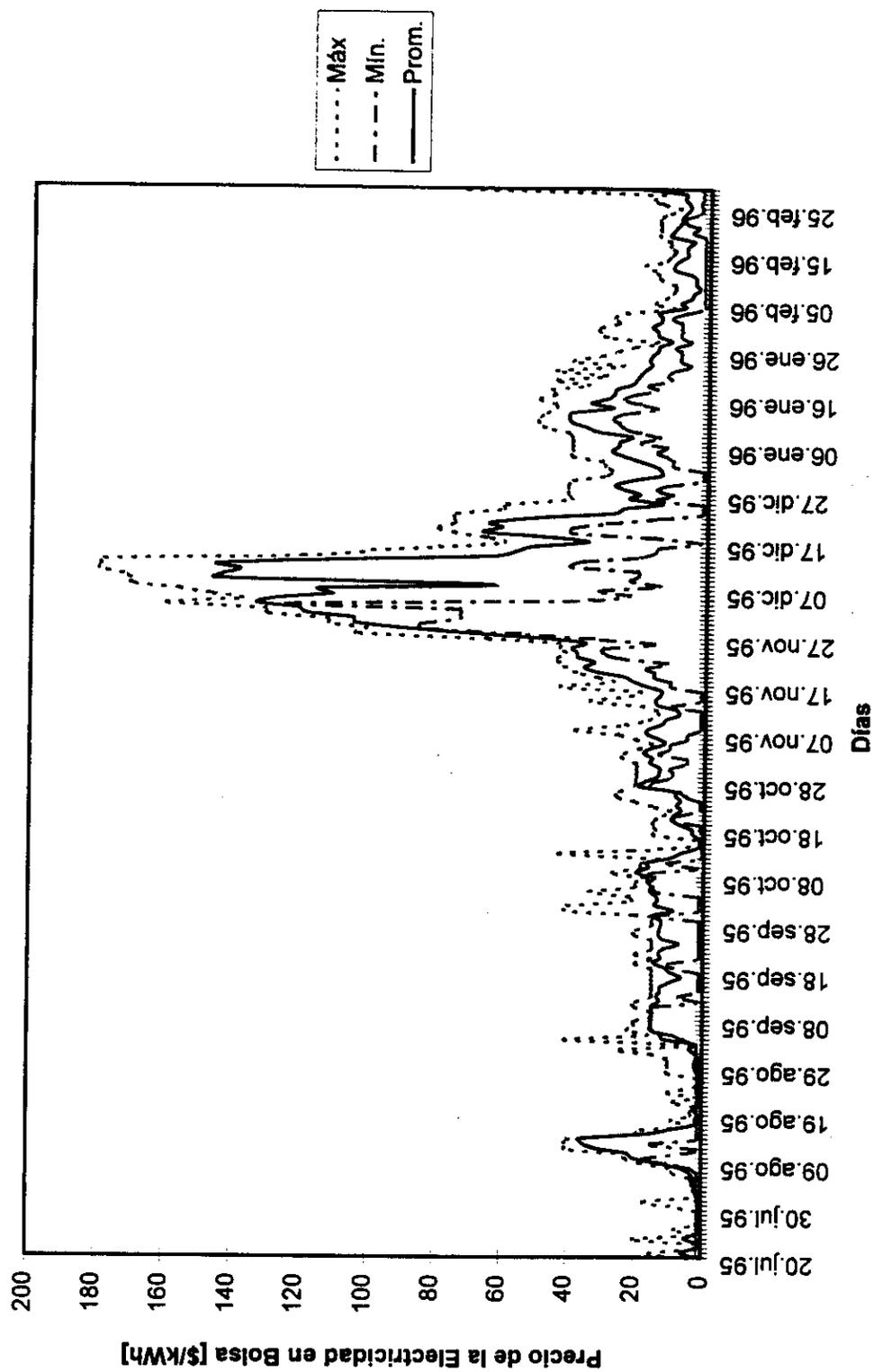


FIGURA 6-1. Valores máximos, mínimos y promedios ponderados de los precios de bolsa (20/07/95 a 29/02/96).

Como se puede observar en la misma figura, promedios ponderados diarios superiores a 40.00 \$/kWh se presentaron sólo entre el 21 de Noviembre y el 30 de Diciembre, periodo que se caracterizó por la expectativa e incertidumbre del verano que comienza históricamente en diciembre y que obligo a la intervención de precios de los principales embalses del sistema nacional, debido a que los niveles de los embalses alcanzaron los mínimos operativos superiores del periodo (que se encontraban en el 73.01% el 19 de noviembre de 1996) y dispararon los precios.

Sin embargo, aunque la expectativa del verano, la resolución 058 del 12 de diciembre de 1995 que modificaba parcialmente la resolución 025 del 13 de julio de 1995 (código de redes), redefinió y dio nuevas características al precio de intervención, lo que obligó a que los precios disminuyeran y cayeran incluso por debajo de 5 \$/kWh.

En la Figura 6-2 se presenta el histograma de frecuencia de ocurrencia de los diferentes rangos de precios de bolsa, nótese que en los rangos 0-4.99, 5-9.99, 10-14.99 y 15-19.99, se concentra el 64.45% de los precios y que la tendencia global es de forma exponencial.

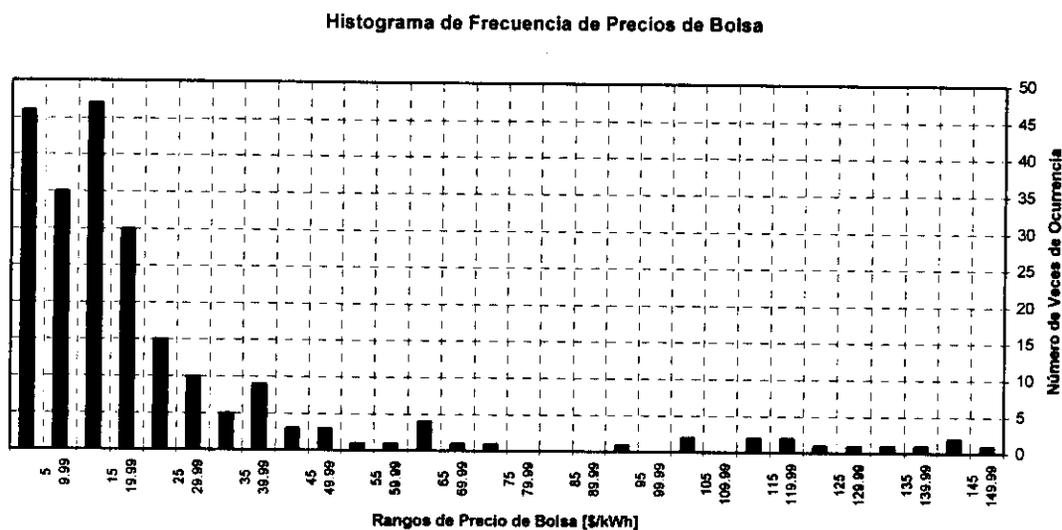


FIGURA 6-2. Histograma de frecuencia de precios de bolsa (20/jul./95 - 29/feb./96).

El promedio diario corresponde al precio promedio ponderado diario calculado como:

$$\hat{P}_D = \frac{\sum_{i=0}^{24} (p_i * E_i)}{\sum_{i=0}^{24} E_i} \text{ Ec. (1).}$$

Donde: P_D = Precio Promedio Ponderado Diario.
 p_i = Precio de Bolsa en la Hora i .
 E_i = Energía Demandada por el SIN en la Hora i .

Aunque se ha mencionado que el precio de bolsa es una variable de dinámica rápida, esta ligada a otras variables energéticas cuya frecuencia es más baja, por lo tanto se han calculado los promedios móviles que se observan en la Figura 6-3.

Nótese cómo a medida que se incrementa el periodo del promedio (1, 4, 8 o 12 semanas) la dinámica de variación disminuye y presenta retardo con respecto al momento de ocurrencia de la variación real.

En la Tabla 6-1, se muestran los principales indicadores de estos promedios móviles, se destaca el promedio móvil de 12 semanas que presenta una desviación estándar más baja que los otros promedios móviles 14.76 \$/kWh.

TABLA 6-1. Cuadro resumen de los principales indicadores para los promedios móviles. (valores en \$/kWh).

	Precio de Bolsa Promedio Móvil 1 Semana	Precio de Bolsa Promedio Móvil 4 Semana	Precio de Bolsa Promedio Móvil 8 Semana	Precio de Bolsa Promedio Móvil 12 Semana
Valor Máximo	123.57	88.53	59.59	45.76
Valor Prom. Arít.	23.04	24.98	27.42	29.40
Valor Mínimo	0.88	6.12	7.18	9.25
Desviación Estandar	28.11	23.75	19.04	14.76
Mediana	13.93	12.76	17.72	36.18



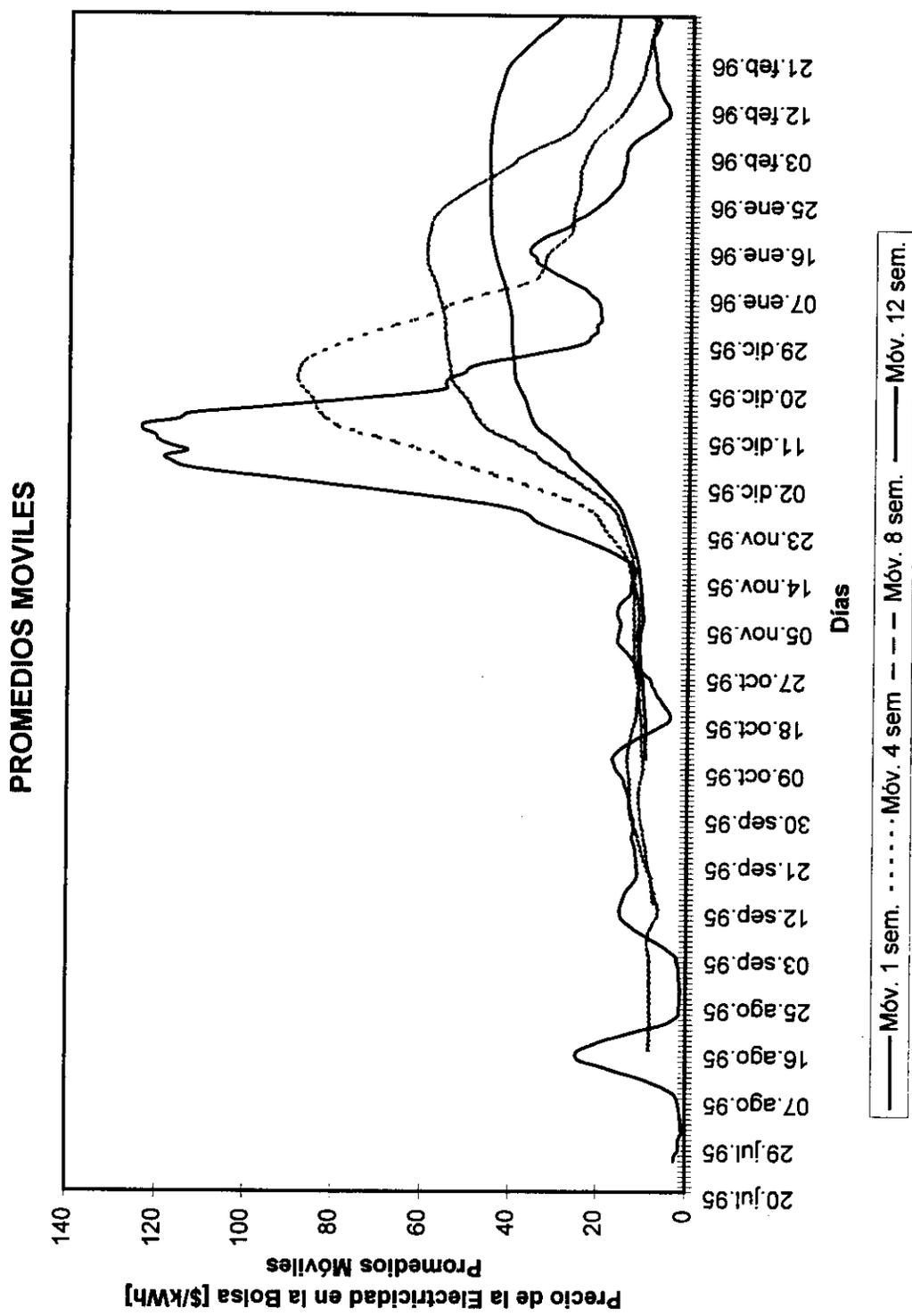


FIGURA 6-3. Promedios móviles para el periodo 20/07/95 a 29/02/96.

Los promedios móviles presentan una tendencia del comportamiento de los precios, esto es relevante sobre el hecho de que más que un valor exacto horario el precio de bolsa refleja el comportamiento de múltiples variables energéticas no solo en un instante del tiempo t sino también en $t-a$ y en $t+a$, por un lado, por otro lado es la señal de mercado que reciben los agentes involucrados en el esquema comercial, tanto del lado de la generación como el de la demanda y la intermediación. Esto debido a que de acuerdo a las señales que emita el mercado de corto plazo, se toman decisiones para el largo y muy largo plazo (5 y 15 años respectivamente).

Retomando el párrafo anterior, se puede afirmar que de acuerdo a lo sucedido en el periodo de análisis (20 de julio de 1995 a 29 de febrero de 1996), el corto plazo entregó una señal de precio promedio ponderado total de 22.80 \$/kWh, esto quiere decir que la señal para toma de decisiones de mediano y largo plazo sobre todo en aspectos comerciales oscilará entre 20 \$/kWh y 25 \$/kWh.

En la Figura 6-4 se presenta el precio ponderado horario de la electricidad para el periodo de análisis. Este precio ponderado horario está calculado como:

$$\hat{P}_H = \frac{\sum_{i=1}^{225} (p_i * E_i)}{\sum_{i=1}^{225} E_i} \text{ Ec. (2).}$$

Donde: P_H = Precio Promedio Ponderado Horario.
 p_i = Precio en la Hora i para los 225 días (20/06/95 - 29/02/96).
 E_i = Energía Demandada por el SIN en la Hora i para los 225 días.

Nótese como la curva de precios tiene un comportamiento horario similar a la curva de carga diaria, esto es debido a que por la definición del precio de bolsa, este corresponde a la oferta de la planta más costosa requerida en el despacho ideal para atender la demanda real, por lo tanto en la medida en que aumente la demanda horaria, se requerirán recursos más costosos, elevando así el precio de bolsa horario.

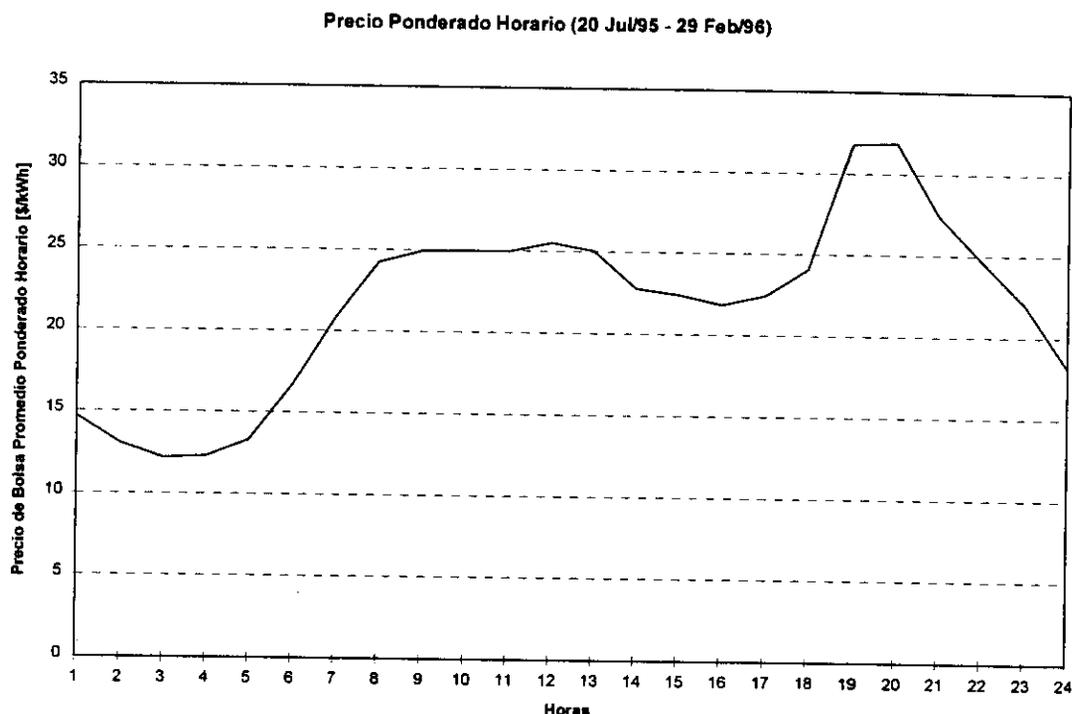


FIGURA 6-4. Precio promedio ponderado horario para el periodo (20/07/95-29/02/96).

Lo anterior indica que la hora más económica para las transacciones de corto plazo fue las 3 de la mañana con 12.16 \$/kWh y que la más cara las 8 de la noche con 31.87 \$/kWh en promedio.

6.2 ANÁLISIS DE VARIABLES ENERGÉTICAS CON DINÁMICA RÁPIDA

6.2.1 Aportes Energéticos de los Ríos del SIN

Para el periodo de análisis se tiene un periodo de lluvias de 4.5 meses y un periodo seco de 3 meses, caracterizados por un alto aporte pluviométrico que en la mayoría de los casos supera el 146% de la media histórica.

Esto se ha debido a la presencia del fenómeno anti-niño, que ha alterado el patrón hidrológico y que consiste en que las masas de agua de la zona oeste de océano se enfrían por debajo de los valores promedios e inician un alejamiento de las costas suramericanas. La existencia de un evento frío requiere de la ocurrencia simultánea de un conjunto de condiciones propicias, entre las que se destaca el fortalecimiento significativo de los vientos alisios que circulan de este a oeste. Con ello se aumenta la barrera

que contiene el agua superficial del océano en su margen oeste, produciendo la profundización de las corrientes cálidas. Como resultado se producen en Colombia disminución en las temperaturas del agua así como un aumento en la intensidad de las lluvias.

En la Figura 6-5 se aprecia el aporte real de los ríos de SIN para el periodo de análisis, en él se destaca el valor máximo de 182.58 GWh (20 de agosto de 1995) y el valor mínimo de 35.24 GWh (10 de enero de 1996), presentando un promedio de 86.96 GWh, una desviación estándar de 28.97 GWh y una moda de 77.46 GWh, lo que permite establecer que no existe una amplia dispersión de los valores de aportes de los ríos, ya que el 48.89% de los valores de los aportes estuvo en los rangos 60-79.99 y 80-99.99 GWh. Ver Figura 6-6.

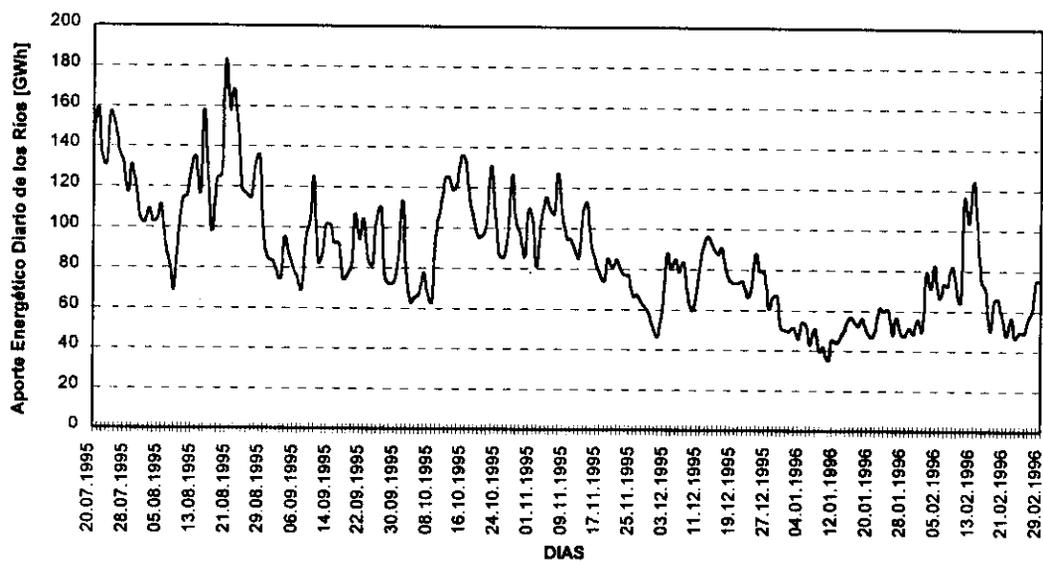


FIGURA 6-5. Aportes energéticos de los ríos del SIN (20/07/95-29/02/96).

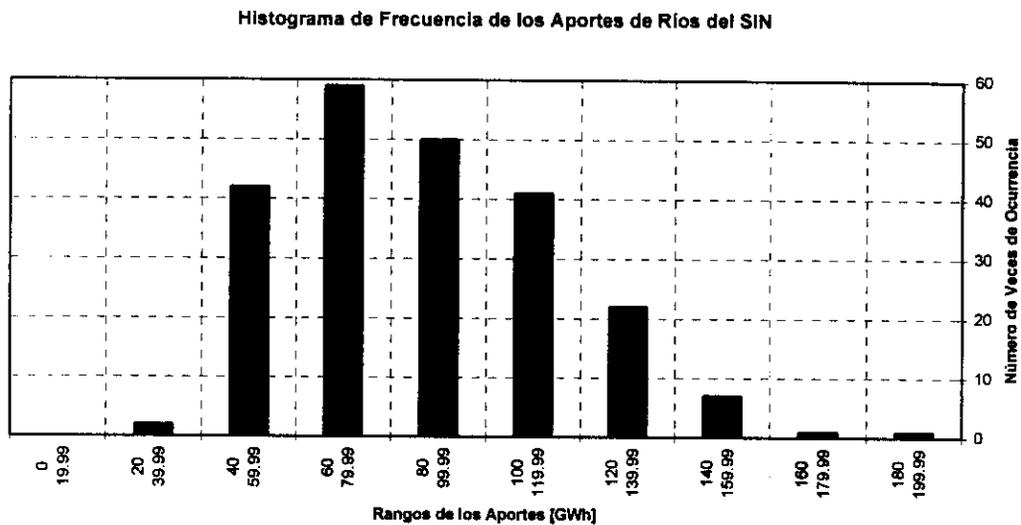


FIGURA 6-6. Histograma de frecuencia de aportes energéticos de los ríos del SIN (20/07/95-29/02/96).

6.2.2 Generación Térmica Real Diaria del SIN.

En la Figura 6-7 se presenta la evolución de la generación térmica real diaria para todo el Sistema Interconectado Nacional; esta varió entre un valor máximo de 37.57 GWh que se presentó el 12 de enero de 1996 y un valor mínimo de 4.10 GWh del 6 de agosto de 1995.

El valor promedio de la generación térmica es de 22.67 GWh, la desviación estándar es de 8.02 GWh y la moda es de 18.08 GWh, lo que significa que aunque hubo un periodo de baja generación térmica en agosto de 1995, el comportamiento general en promedio fue constante.

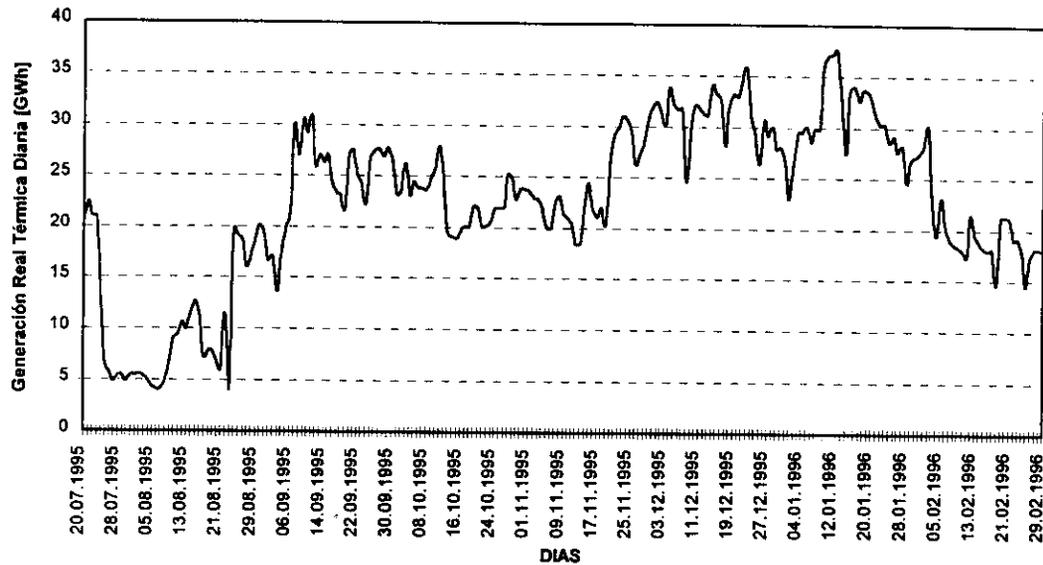


FIGURA 6-7. Generación real térmica del SIN (20/07/95 - 29/2/96).

En el histograma de la Figura 6-8 se observa que en los rangos 20-24.99 y 25-29.99 GWh se concentran el 49.0% de los valores de generación. Dicho histograma refleja claramente un comportamiento gaussiano.

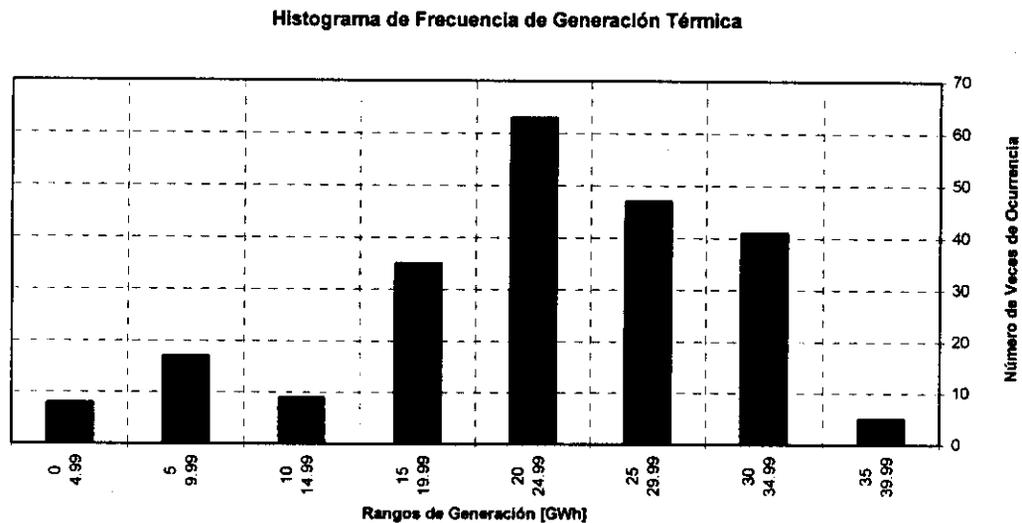


FIGURA 6-8. Histograma de frecuencia para la generación real térmica del SIN (20/7/95-29/2/96).

6.2.3 Generación Hidráulica Real Diaria del SIN.

En la Figura 6-9 se presenta la evolución de la generación hidráulica real diaria para todo el Sistema Interconectado Nacional; esta varió entre un valor máximo de 104.59 GWh que se presentó el 1 de septiembre de 1995 y un valor mínimo de 66.55 GWh del 1 de enero de 1996.

El valor promedio de la generación hidráulica es de 90.53 GWh, la desviación estándar es de 8.78 GWh y la moda es de 91.12 GWh, lo que significa que aunque el comportamiento de la generación hidráulica debe seguir la demanda y el patrón estacional, esta es constante.

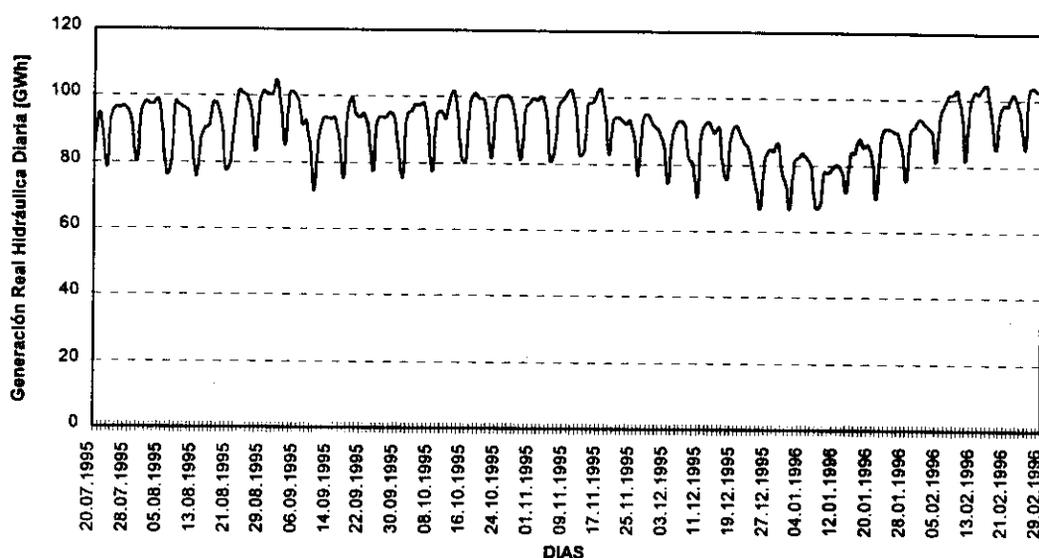


FIGURA 6-9. Generación real hidráulica del SIN (20/07/95 - 29/2/96).

En el histograma de la Figura 6-10 se observa que en los rangos 90-94.99 y 95-99.99 GWh se concentran el 65.77% de los valores de generación. Dicho histograma refleja claramente el comportamiento de una distribución normal.

Histograma de Frecuencia de Generación Hidráulica

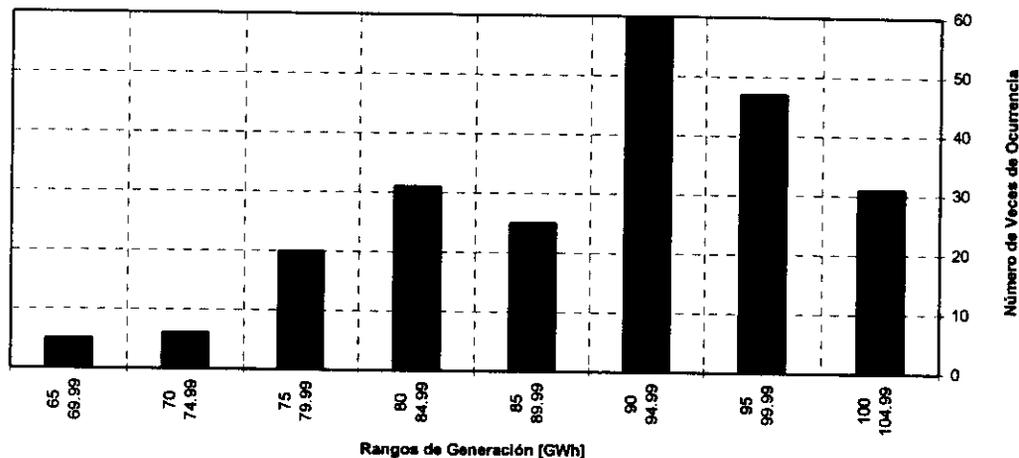


FIGURA 6-10. Histograma de frecuencia para la generación real hidráulica del SIN (20/7/95-29/2/96).

6.2.4 Demanda de Energía Real Diaria del SIN.

La demanda de energía en el periodo de análisis osciló entre 124.23 GWh (valor presentado el 15 de noviembre de 1995) y 78.86 GWh (6 de agosto de 1995), con un promedio de 111.34 GWh y una desviación estándar de 10.04 GWh, dicha desviación asegura un comportamiento uniforme, nótese que salvo los días domingos y festivos, la demanda mantiene valores parejos (ver Figura 6-11 y Figura 6-12).



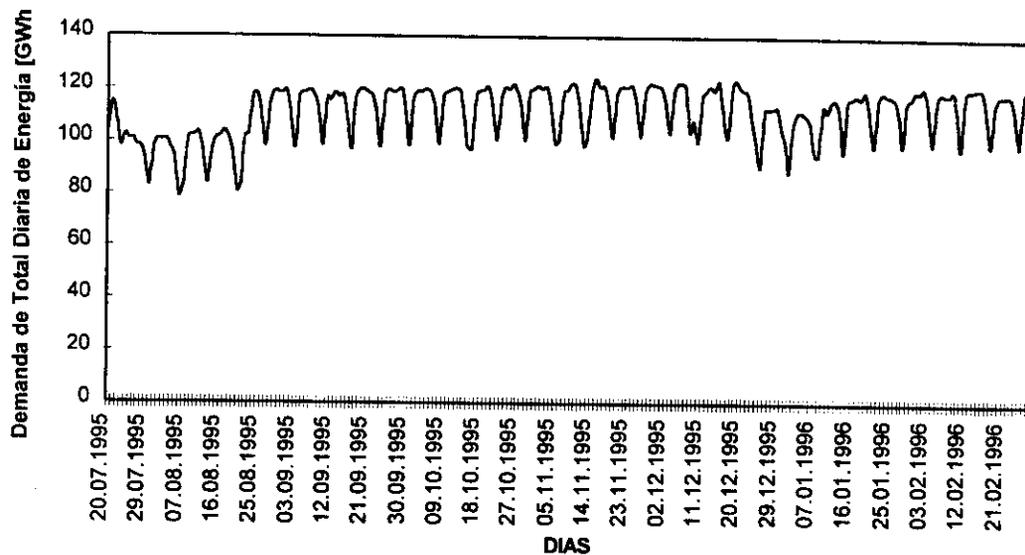


FIGURA 6-11. Comportamiento de la demanda de energía del SIN (20/7/95 - 29/2/96).

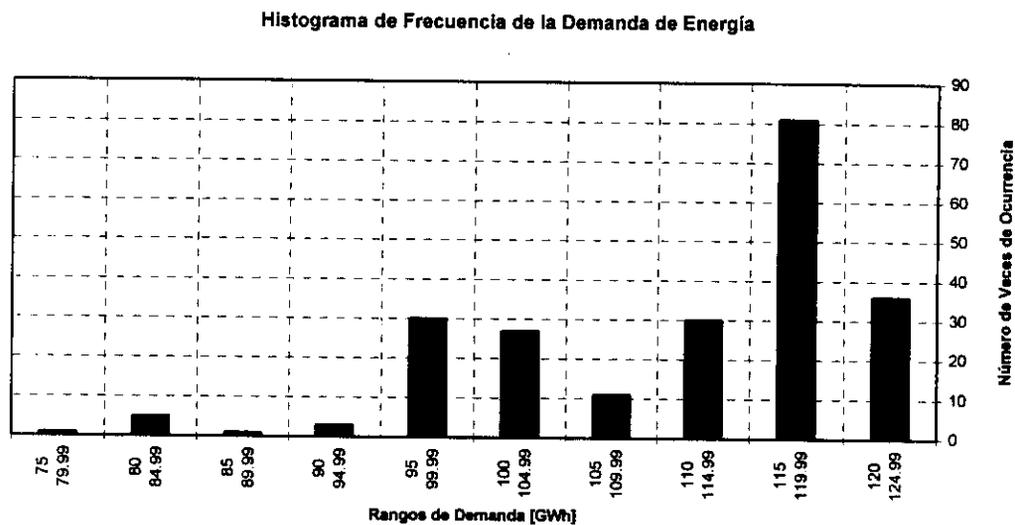


FIGURA 6-12. Histograma de frecuencia de la demanda de energía real en el SIN (20/7/95-29/2/96).

En cuanto a potencia se refiere la Tabla 6-2 presenta un resumen general de los principales valores ocurridos en el periodo de análisis.

TABLA 6-2. Datos generales de la demanda de potencia diaria para el periodo 20/7/95 - 29/2/96.

	Potencia Máx. Diaria [MW]	Potencia Prom. Diaria [MW]	Potencia Mín. Diaria [MW]	Factor de Carga
Valor Máx.	7,121.96	5,072.32	3,298.17	75.78%
Valor Prom.	6,367.74	4,567.50	2,998.08	71.70%
Valor Mín.	5,099.48	3,492.92	2,473.72	63.70%
<i>Crec. Lunes</i>	2.63%	2.90%	8.35%	0.26%
<i>Crec. Martes</i>	2.79%	2.47%	5.39%	-0.31%
<i>Crec. Mies</i>	-0.54%	2.89%	5.28%	3.45%
<i>Crec. Jueves</i>	2.59%	2.76%	7.78%	0.17%
<i>Crec. Viernes</i>	4.41%	2.67%	21.21%	-1.67%
<i>Crec. Sábado</i>	2.16%	0.94%	4.65%	-1.19%
<i>Crec. Domingo</i>	4.89%	1.11%	3.02%	-3.60%
<i>Crec. Prom.</i>	2.70%	2.25%	7.95%	-0.41%

En la primera columna aparece la potencia máxima diaria que se presento cada día, desglosada en máxima, promedio y mínima, en la segunda y tercera columnas aparecen la potencia promedio y la mínima, respectivamente.

Nótese en la cuarta columna, los factores de carga y su evolución promedio para cada día de la semana.

En la Figura 6-13 y Figura 6-14 se presentan las curvas de carga típicas diarias para el día hábil y el no-hábil, respectivamente.

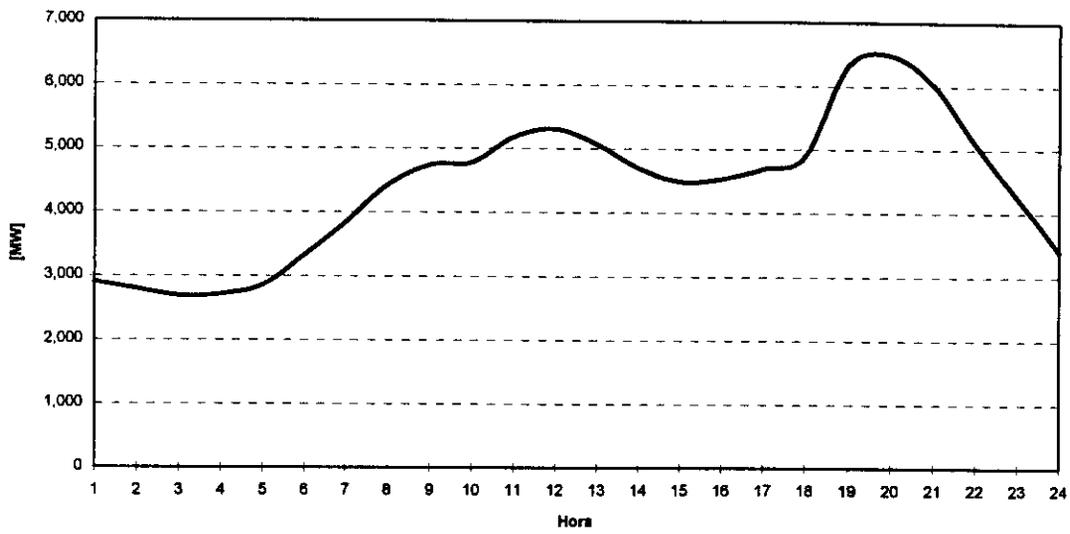


FIGURA 6-13. Curva de carga típica para un día hábil (miércoles 27 de Dic./95).

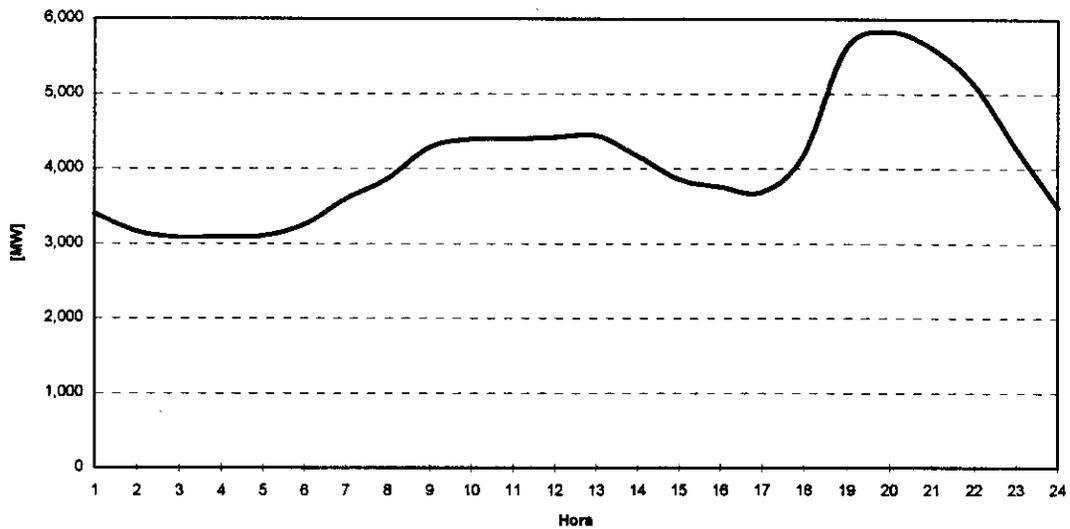


FIGURA 6-14. Curva de carga para un día no-hábil (domingo 17 de Dic./95).

6.3 ANÁLISIS DE VARIABLES ENERGÉTICAS CON DINÁMICA LENTA

6.3.1 Reservas Reales de Embalses del SIN

Las reservas⁽²⁾ reales de embalses del SIN se consideran variables de dinámica lenta debido a que de acuerdo a la capacidad de embalse su frecuencia de variación es inferior a un día.

En la Figura 6-15 se presenta la evolución de las reservas de embalses para el periodo de análisis. Nótese el valor máximo de 11,433.28 GWh del día 14 de noviembre de 1995 sobre un total almacenable de 14,160.53 GWh; el valor mínimo llegó a 9,300.37 GWh alcanzado el día 28 de febrero de 1996, lo que evidencia que aunque se está presentando un invierno recio, la generación hidráulica y los vertimientos han aumentado en espera de los grandes caudales que se avecinan con la llegada del invierno histórico.

El promedio es de 10,808.43 GWh y la desviación estándar de 555.07 GWh, lo que permite establecer la poca variación que existe entre los valores máximos y mínimos.

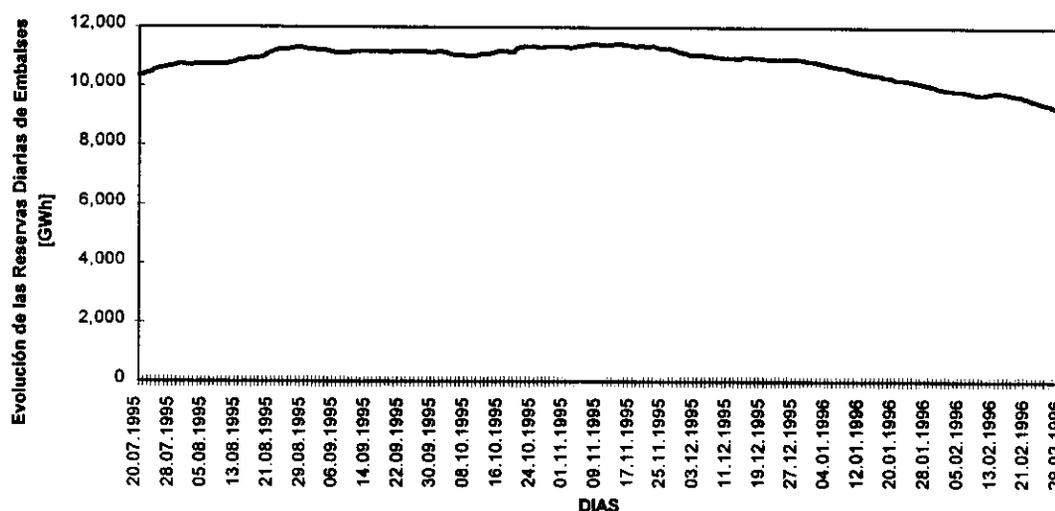


FIGURA 6-15. Evolución de las reservas de embalses. (20/7/95 - 29/2/96).

² Las reservas incluyen el embalse agregado de Bogotá, aunque este sea utilizado principalmente por el acueducto.

6.3.2 Mínimos Operativos Superiores

El mínimo operativo superior es un límite operativo de un embalse, por debajo del cual la energía almacenada solo se permite utilizar si todas las unidades térmicas están despachadas.

Este nivel constituye una reserva energética para cubrir condiciones predeterminadas de confiabilidad. En la Figura 6-16 se observa la evolución del nivel mínimo operativo superior calculado sobre la reserva real diaria de embalse. Nótese el incremento del mínimo operativo superior entre el periodo 20/7/95 al 19/11/95 donde alcanzó el valor de 73.01%, previniendo la época seca que comienza en diciembre y que requiere ser empezada con los embalses llenos. Sin embargo, una vez se pronosticó el fenómeno anti-ñiño, dicho nivel comenzó un descenso que lo tiene en el 47.22%.

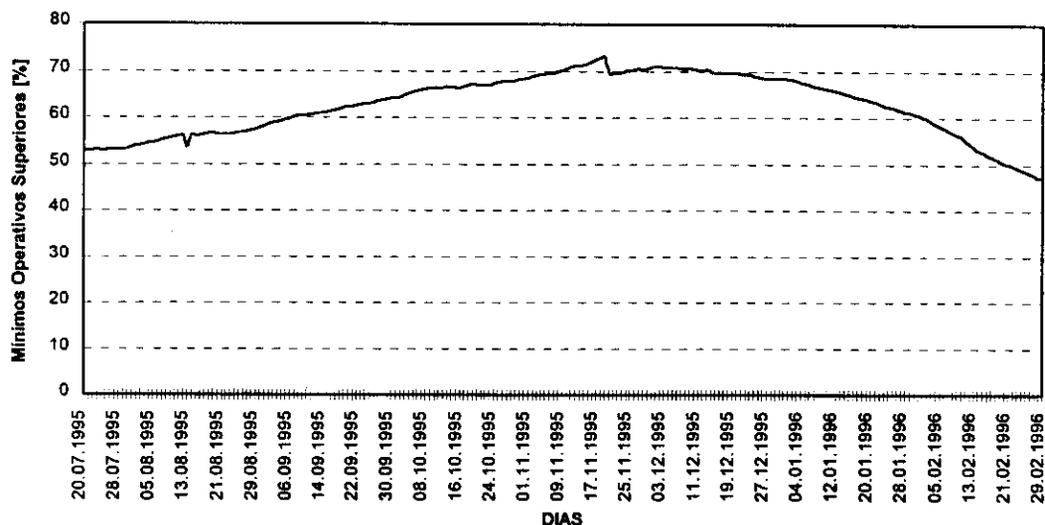


FIGURA 6-16. Comportamiento de los mínimos operativos superiores.

Análogamente se puede observar la Figura 6-17 y Figura 6-18 que presenta la diferencia que hay entre el nivel de reservas de los embalses y el nivel mínimo operativo superior, esta diferencia es el reflejo de la holgura que tienen los generadores hidráulicos para poder ofertar libremente, es decir, entre más pequeña sea la diferencia entre el nivel de embalse y el nivel mínimo operativo superior, más la posibilidad de intervención de embalses y precios.

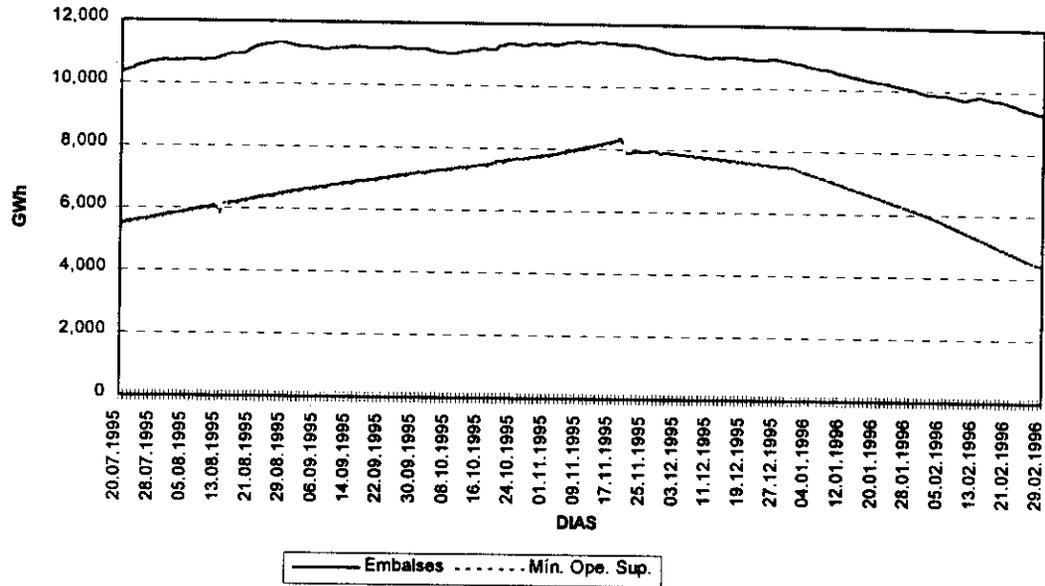


FIGURA 6-17. Evolución de las reservas de embalses y mínimos operativos superiores (20/7/95 - 29/2/96)

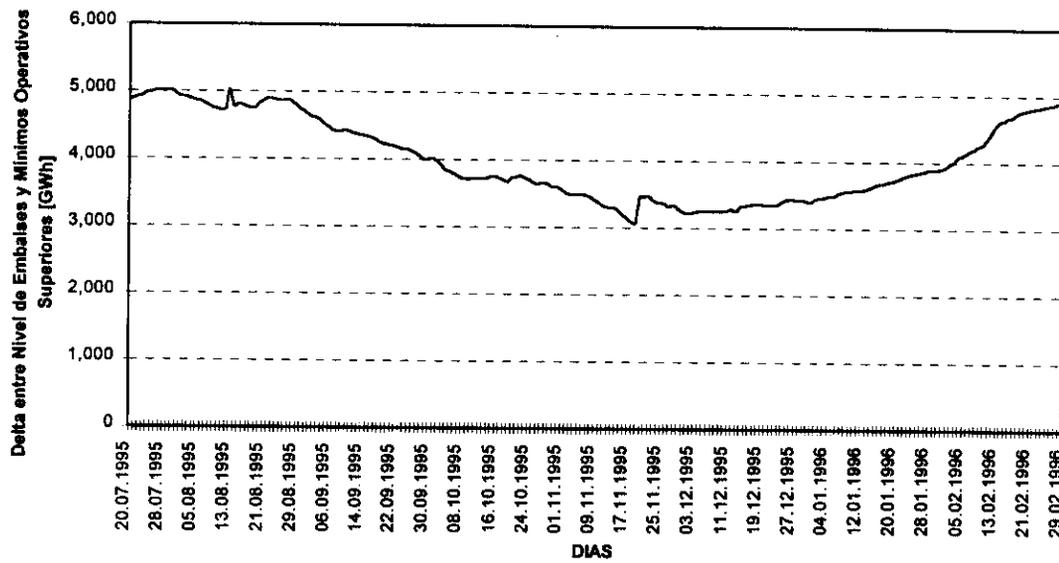


FIGURA 6-18. Comportamiento del delta entre reservas de embalses y mínimos operativos superiores. (20/7/95 - 29/2/96).

7. RELACIÓN FUNCIONAL SIMPLE DE LAS VARIABLES ENERGÉTICAS Y EL PRECIO DE BOLSA DEL SISTEMA NACIONAL INTEGRADO

Como parte integral y fundamental del presente estudio, se requiere encontrar el modelo que permita evaluar y hacer seguimiento al mercado de corto plazo y en especial al precio de bolsa. Para ello, este capítulo analiza la relación funcional que existe entre el precio de bolsa (variable a explicar) y cada una de las variables energéticas (variables explicatorias) por separado, empleando métodos econométricos.

7.1 PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LOS APORTES DE LOS RÍOS DEL SIN

Para llevar a cabo el análisis y determinar la influencia en el comportamiento del Precio de Bolsa (en adelante *variable a explicar*) contra el aporte de los ríos del SIN, se establecen dos rangos, el primero toma todos los datos y los analiza indiferentemente, es decir, tal cual como ocurrieron; el segundo toma los valores para los cuales la *variable a explicar*, no superó los 40 \$/kWh, sustentándose en la figura 6-2 (Histograma de Frecuencia de Precios de Bolsa), donde se observa que el 88.89% de ocurrencia de los precios de bolsa se caracterizan por estar por debajo de 40 \$/kWh, y que el restante 11.11% de ocurrencia corresponde a condiciones externas caracterizadas principalmente por la expectativa del verano y la reglamentación.

La Figura 7-1, presenta muestra el comportamiento de la *variable a explicar* en función de los aportes de los ríos del SIN. Nótese la densa nube de puntos que impide resaltar inicialmente, algún tipo de comportamiento lineal o logarítmico.

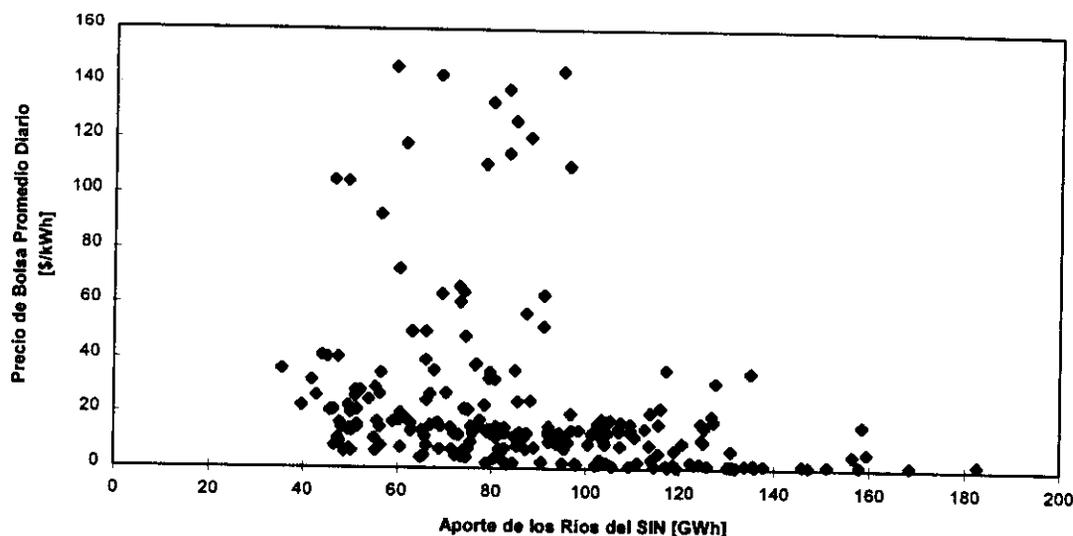


FIGURA 7-1. El Precio de bolsa en función de los aportes de los ríos del SIN.

7.1.1 Rango Completo.

Sin embargo, al realizar la regresión lineal y la regresión logarítmica simple de la *variable a explicar* en función de los aportes de ríos, se encuentra que la regresión lineal simple arroja un valor de r^2 más alto (0.075 contra 0.054), y que la función se define como:

$$Y = -0.279x + 46.75 \quad \text{Ec.(3)}$$

donde: Y = Variable a Explicar (Precio de Bolsa).
 x = Variable Explicatoria (Aporte Ríos).

En la Figura 7-2 se presentan conjuntamente la *variable a explicar* real y la pronóstico, resaltando que aunque el valor r^2 es pequeño, gráficamente el seguimiento de estas curvas es similar.

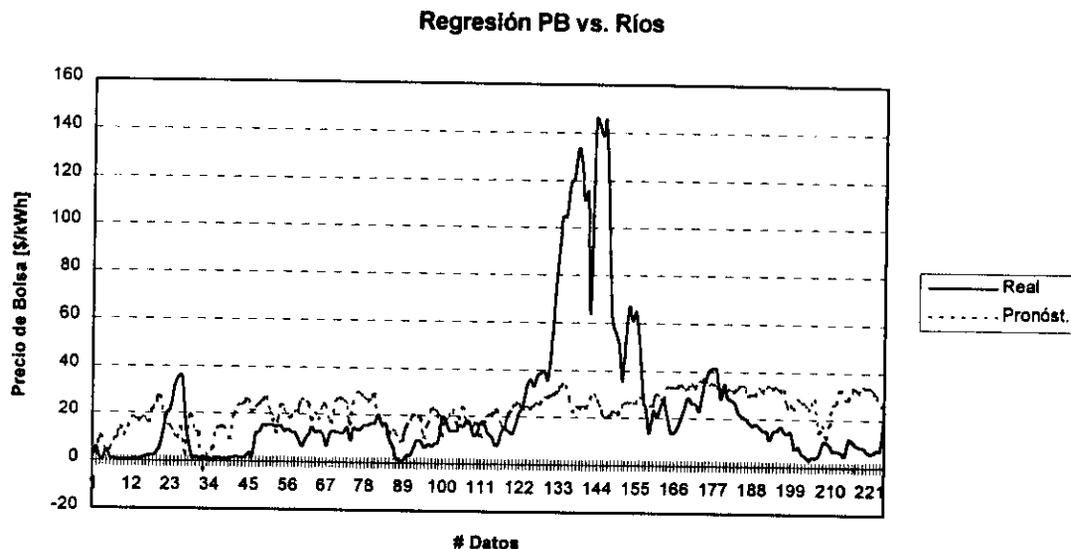


FIGURA 7-2. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de los aportes de ríos. (rango completo).

7.1.2 Rango 0 - 40 \$/kWh.

De acuerdo a lo expuesto en la sección 7.1., a continuación se presenta la relación funcional entre la *variable a explicar* y los aportes de los ríos, estudiando únicamente los valores menores o iguales a 40 \$/kWh.

Al realizar la regresión lineal y la logarítmica, se obtiene que la regresión logarítmica simple arroja como resultado un valor de r^2 más alto (0.222 frente a 0.2093) que la lineal y que el valor del ejercicio anterior (0.075).

la función que relaciona estas dos variables es:

$$Y = 48.1224 * (0.9813^x) \quad \text{Ec. (4).}$$

donde: Y = Variable a Explicar (Precio de Bolsa).
 x = Variable Explicatoria (Aporte Ríos).

En la Figura 7-3 se observa la comparación entre la curva real de la *variable a explicar* y el pronóstico realizado con la función anteriormente descrita.

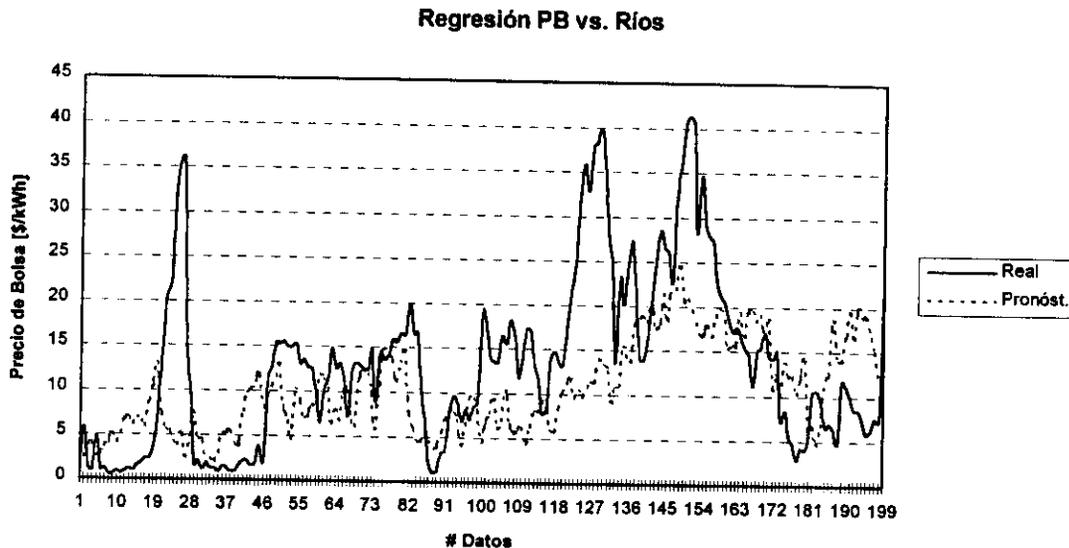


FIGURA 7-3. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de los aportes de ríos. (rango 0 - 40 \$/kWh).

Como conclusión de la relación funcional simple entre la variable a explicar y el aporte de los ríos en el periodo de análisis, cabe resaltar que aunque las dos variables son de dinámica rápida y que existe una estrecha relación entre el aporte hidráulico y el precio de oferta de los generadores a la bolsa, matemáticamente la relación simple entre el precio de bolsa y los aportes de los ríos no es alta, esto lo evidencia el hecho de que el valor de r^2 en ningún caso supera el 0.2222, que para efectos de validación no entrega mucha confiabilidad.

7.2 PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LAS RESERVAS DE LOS EMBALSES

Debido a que el 77.5 % del total de la capacidad efectiva del sistema de generación eléctrica corresponde a plantas hidroeléctricas, se hace evidente la alta dependencia a los niveles de los aportes y las reservas hidráulicas, por esto se considera que estos (los aportes y las reservas) influyen directamente en la variación del precio de bolsa, debido a que unos altos aportes hídricos y unas voluminosas reservas de embalses, obligarían a que el costo de oportunidad del agua (precio de oferta en la bolsa para los generadores hidráulicos) bajara substancialmente y por lo tanto se pueda atender la demanda con recursos económicos y flexibles, colocando precios de bolsa bajos.



En la Figura 7-4 se observa la *variable a explicar* como función de las reservas de los embalses, nótese el comportamiento de las curvas 1, 2 y 3 que evidencian una tendencia logarítmica.

Tendencia que de acuerdo a como esta distribuida, no coincide con lo dicho en el párrafo anterior, ya que entre mayores fueron los niveles en las reservas de los embalses, el precio de bolsa fue más alto.

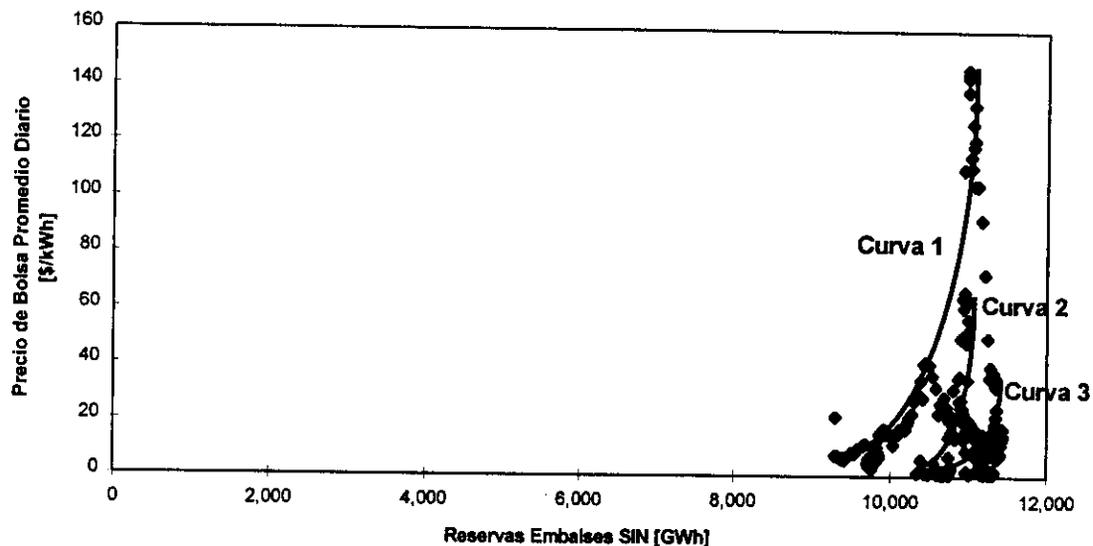


FIGURA 7-4. El precio de bolsa en función de las reservas de los embalses del SIN.

Sin embargo esto se explica debido a que los embalses alcanzaron su mayor nivel cuando se esperaba el fin del invierno y el comienzo del verano, lo que creó un ambiente de incertidumbre y expectativa que disparó los precios. Esto coincide con lo expuesto en capítulos anteriores y refuerza la metodología de tomar en especial los valores de precio que no superaron los 40 \$/kWh.

7.2.1 Rango Completo.

La función que relaciona la variable explicatoria con el nivel de las reservas de los embalses y que presenta los mejores valores de r^2 (0.019), es:

$$Y = 0.0073x - 56.53 \quad \text{Ec. (5).}$$

donde: Y = Variable a Explicar (Precio de Bolsa).
 x = Variable Explicatoria (Reserva Embalses).

La Figura 7-5 presenta la relación entre el comportamiento real y el que entrega la anterior función.

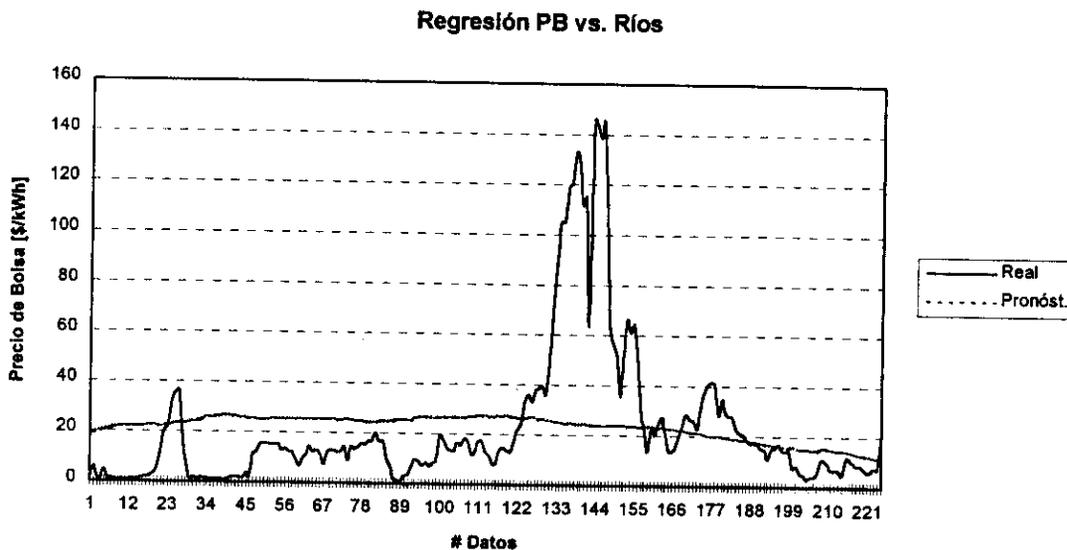


FIGURA 7-5. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de las reservas de embalses. (rango completo).

El hecho de que no se presente un seguimiento mejor la curva pronóstico frente a la curva real, obedece a que estas dos variables tienen dinámicas diferentes.

7.2.2 Rango 0 - 40 \$/kWh.

Al analizar este rango se obtiene como resultado que los valores de r^2 (0.0033 lineal y 0.0032 logarítmica), son tan bajos que no cabe ningún análisis estadístico y lo mejor que se puede hacer es comparar esta variable con los promedios móviles que tienen una frecuencia inferior a un día y que se relacionan muy bien con las variables de dinámica lenta y sirven para analizar tendencias, sobre todo cuando existen horizontes de largo y muy largo plazo (más de 15 años).

7.3 PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LOS PORCENTAJES DE LOS MÍNIMOS OPERATIVOS SUPERIORES

De acuerdo al conocimiento que se tiene de lo sucedido en estos 7 meses de funcionamiento de la bolsa de energía, los mínimos operativos superiores son el indicativo de la expectativa y la incertidumbre que se tiene frente a lo que será el comportamiento de las variables climatológicas y en especial el aporte de los ríos y por ende los niveles de embalses.

En la Figura 7-6 se observan las curvas 1, 2 y 3 que reflejan que entre más alto es el porcentaje de los mínimos operativos superiores, mayor es la incertidumbre y la expectativa, y por ende los precios se disparan.

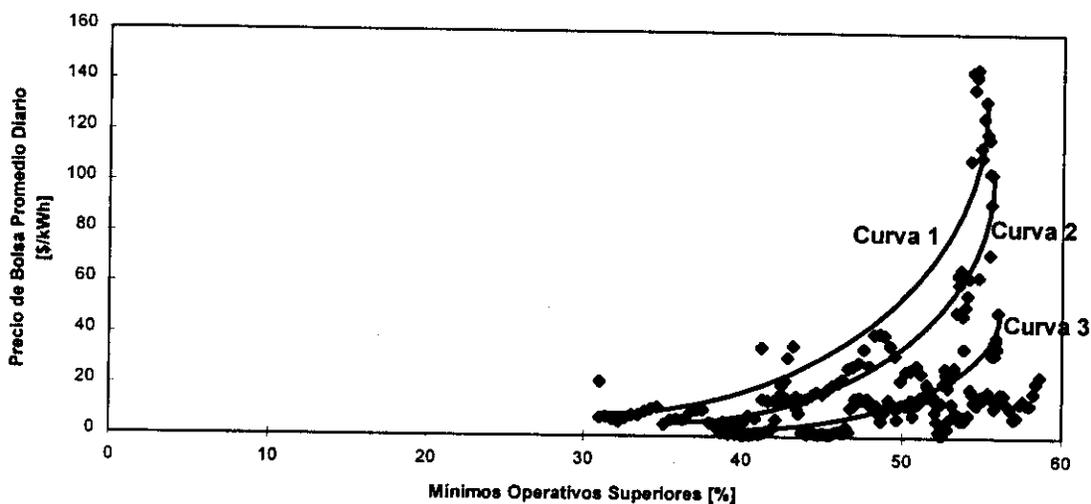


FIGURA 7-6. El precio de bolsa en función de los mínimos operativos superiores.

7.3.1 Rango Completo.

La relación funcional logarítmica simple es la que resulta más adecuada para describir el precio de bolsa como una función de los mínimos operativos superiores; la regresión logarítmica simple arrojó como resultado un valor de r^2 igual a 0.3319 frente a un valor de r^2 de 0.2558 correspondiente a la regresión lineal simple. A continuación se presenta tal función:

$$Y = 0.0073 * (1.1249^x) \quad \text{Ec. (6).}$$

donde: Y = Variable a Explicar (Precio de Bolsa).
 x = Variable Explicatoria (Mínimos Operativos Superiores).

En la Figura 7-7 se observa el resultado de dicha relación funcional en comparación con el valor real.

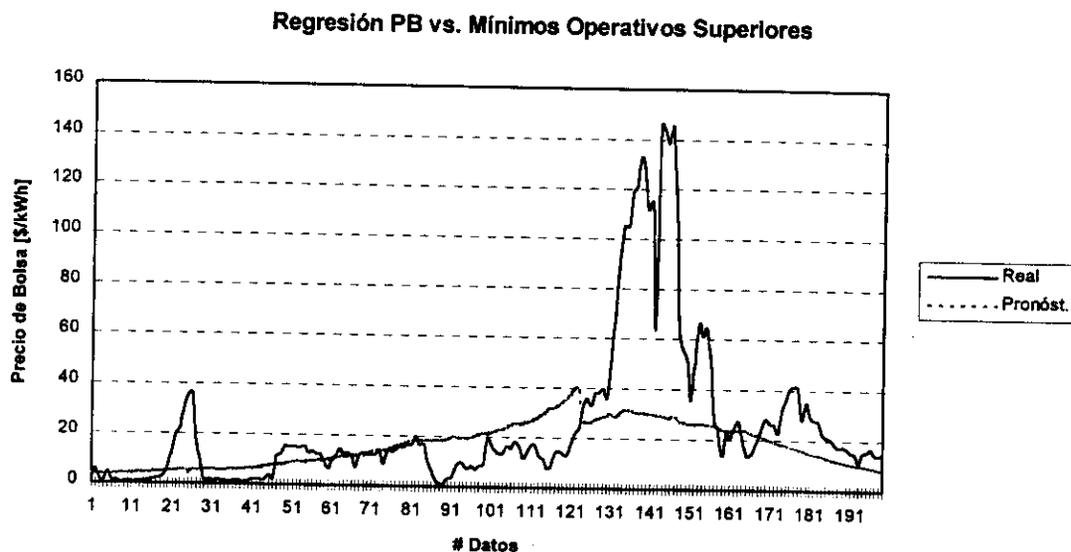


FIGURA 7-7. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de los mínimos operativos superiores. (rango completo).

7.3.2 Rango 0 - 40 \$/kWh.

Al realizar el análisis dentro de este rango, se obtiene que la curva que mejor se ajusta a los valores reales es la que resulta de la regresión lineal simple, con un valor de r^2 igual a 0.2601, y cuya función es:

$$Y = 0.7840x - 34.9459 \quad \text{Ec. (7).}$$

donde: Y = Variable a Explicar (Precio de Bolsa).
 x = Variable Explicatoria (Mínimos Operativos Superiores).

A continuación se presenta la Figura 7-8 que muestra el comportamiento de dicha función y de los valores reales.

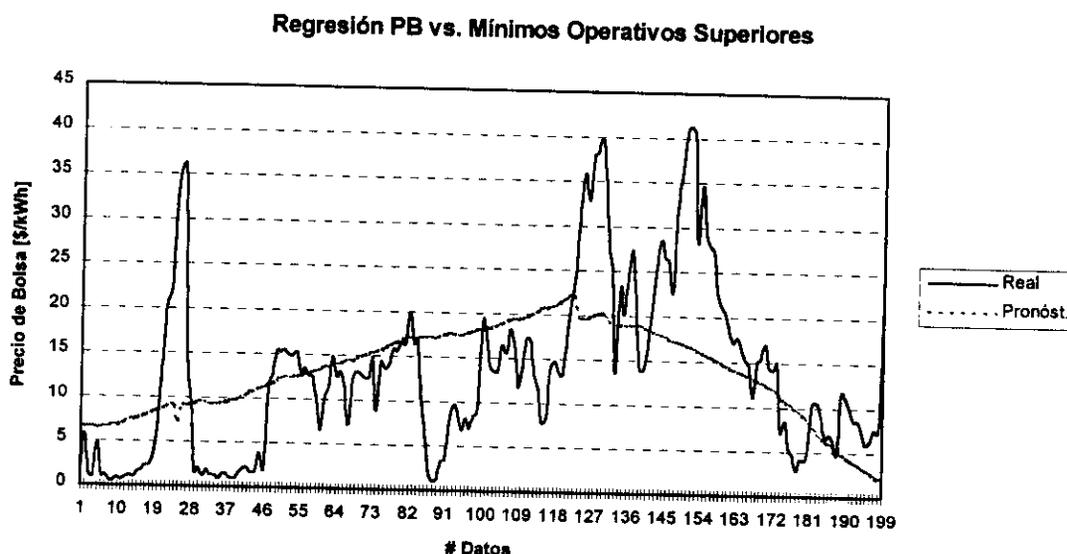


FIGURA 7-8. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de los mínimos operativos superiores. (rango 0 - 40 \$/kWh).

7.4 PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LA GENERACIÓN TÉRMICA

De acuerdo a lo precisado en la sección 4.4., que describe la metodología de liquidación y cálculo del precio de bolsa, se considera la generación térmica como una variable importante dentro del presente estudio, debido a que entre más generación térmica se presente en el sistema, y por ende se requieran recursos de generación más costosos, el precio de bolsa se incrementará.

La Figura 7-9 presenta el precio de bolsa como una función de la generación térmica diaria total.

En ella se observa que entre más alta sea la cantidad de GWh aportados al sistema para atender la demanda, mayor es el precio de bolsa. Las curvas 1, 2 y 3 evidencia tal comportamiento.

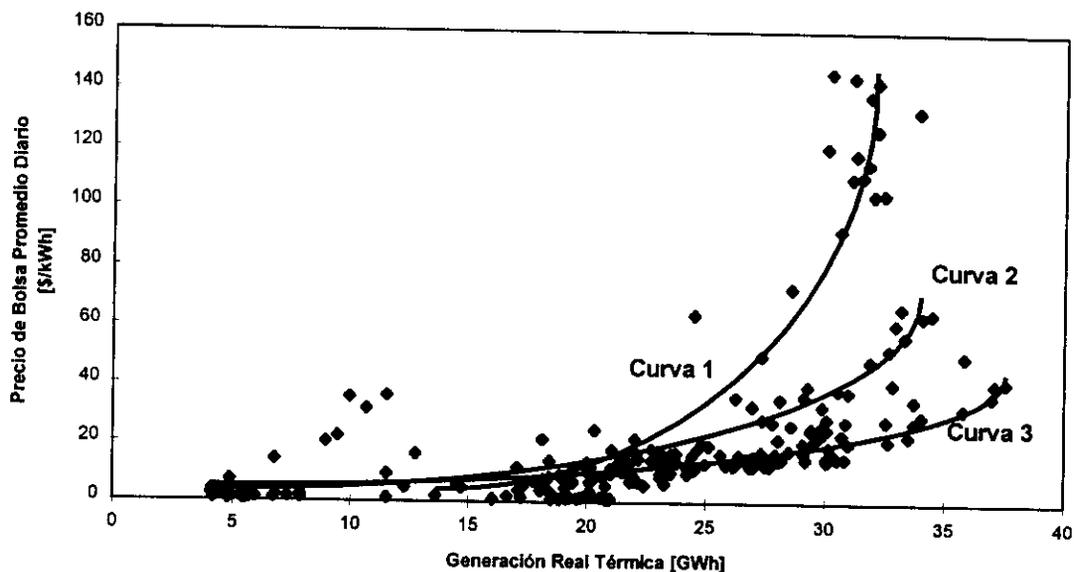


FIGURA 7-9. El precio de bolsa en función de la generación real térmica diaria.

7.4.1 Rango Completo.

Dentro del proceso que pretende encontrar la relación funcional entre estas dos variables, la *variable a explicar* (precio de bolsa) y la variable explicatoria (la generación térmica), se identificó la regresión logarítmica simple como la más adecuada debido a que el r^2 de 0.3687 de dicha regresión es representativamente más alto que el valor arrojado por la regresión lineal simple (r^2 igual a 0.2839). Dicha función se presenta en la Figura 7-10, y corresponde a la siguiente función:

$$Y = 0.8209 * (1.1243^x) \quad \text{Ec. (8).}$$

donde: Y = Variable a Explicar (Precio de Bolsa).
 x = Variable Explicatoria (Generación Térmica).

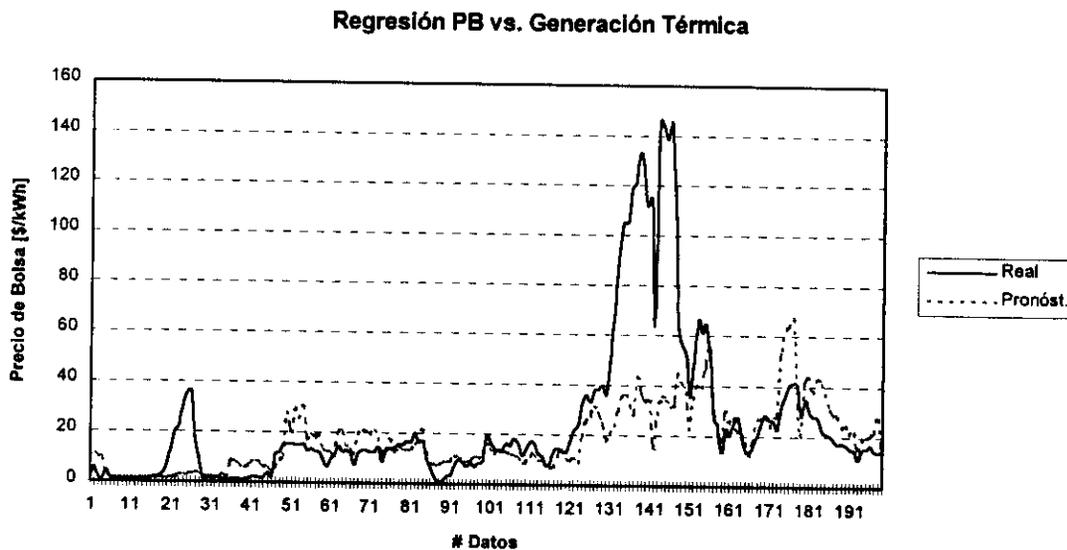


FIGURA 7-10. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de la generación real térmica diaria. (rango completo).

7.4.2 Rango 0 - 40 \$/kWh.

Al igual que para el caso anterior, en donde se estudia todo el rango, para este rango la regresión logarítmica simple también arrojo resultados mucho mejores que la regresión lineal simple (r^2 de 0.5437 frente a un r^2 de 0.4301), cuya función es:

$$Y = 1.099 * (1.1028^X) \quad \text{Ec. (9)}$$

donde: Y = Variable a Explicar (Precio de Bolsa).
 x = Variable Explicatoria (Generación Térmica).

La Figura 7-11 representa tal función gráficamente y su comparación con el valor real.

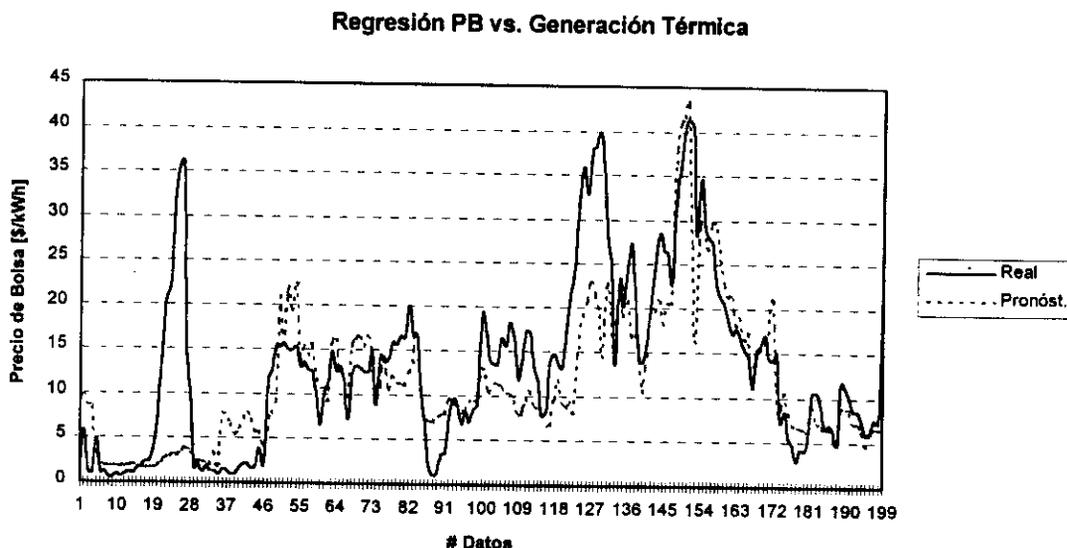


FIGURA 7-11. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de la generación real térmica diaria. (rango 0 - 40 \$/kWh).

7.5 PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LA GENERACIÓN HIDRÁULICA

En la Figura 7-12 se presenta el precio de bolsa como función de la generación real hidráulica diaria, nótese como la nube de puntos que esta a todo lo largo del rango, impide señalar algún comportamiento funcionalizable.

Dentro del rango 60 a 110 GWh se presentan indistintamente los precios de bolsa, es decir sin mantener algún comportamiento que establezca dependencia, esto se debe principalmente, a que como el 77.5% de la capacidad efectiva es hidráulica y que entre el 79% y 86% de la generación real diaria corresponde a este tipo de recurso, su comportamiento no influye en el precio de bolsa siempre y cuando las condiciones sean normales, es decir no existan eventos extraordinarios que conlleven a establecer una situación de racionamiento de potencia y/o energía.

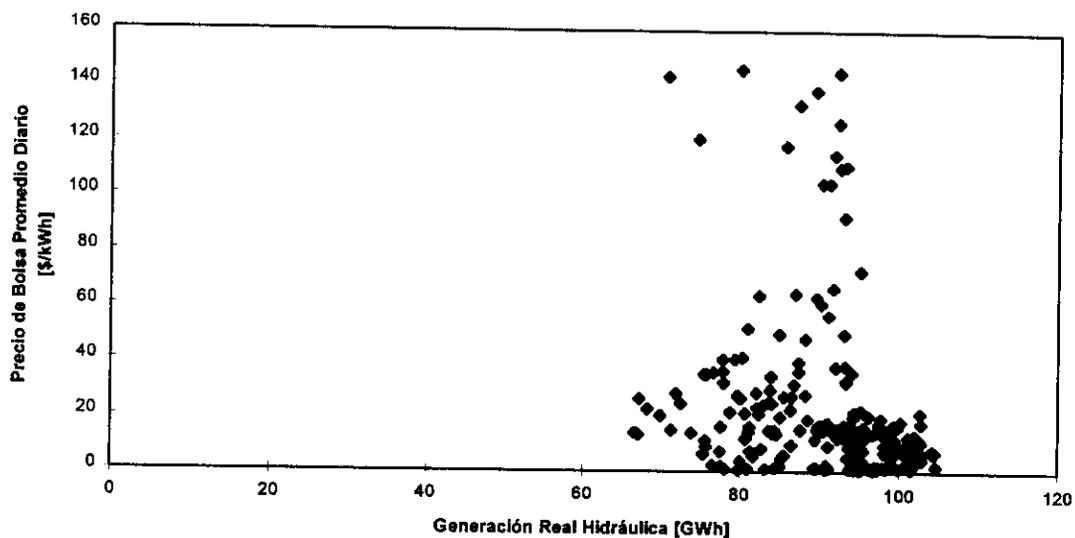


FIGURA 7-12. El Precio de bolsa en función de la generación real hidráulica diaria.

Por lo tanto al estudiar las diferentes regresiones y tipos de funciones dentro de los dos rangos establecidos para tal fin, encontramos que la regresión lineal simple para el rango 0 a 40 \$/kWh ofrece la mejor aproximación posible (r^2 igual a 0.1264), ver la Tabla 7-1. Tal función se define como:

$$Y = -0.3924x + 49.0775 \quad \text{Ec. (10).}$$

donde: Y = Variable a Explicar (Precio de Bolsa).
 x = Variable Explicatoria (Generación Hidráulica).

La Figura 7-13 presenta la gráfica de tal función y su comparación contra los valores reales de la *variable a explicar* o precio de bolsa.

Tabla 7-1. COMPARACIÓN DE LOS VALORES DE R2 OBTENIDOS PARA CADA REGRESIÓN EN CADA RANGO.

Valores de r^2	Rango Completo	Rango 0 a 40 \$/kWh
<i>Regresión Lineal</i>	0.0502	0.1264
<i>Regresión Logarítmica</i>	0.0366	0.1136

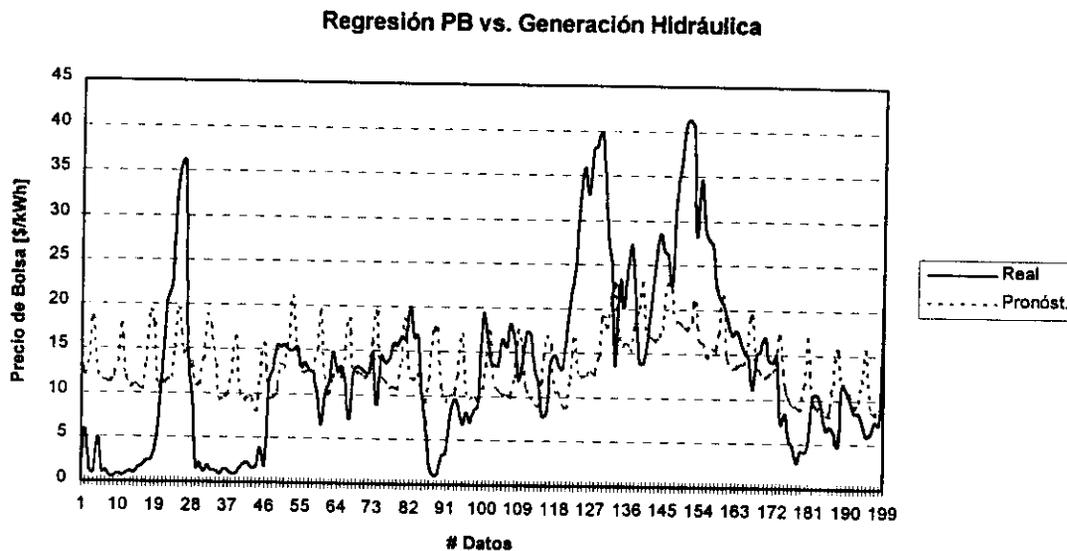


FIGURA 7-13. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de la generación real hidráulica diaria. (rango 0 - 40 \$/kWh).

7.6 PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LA DEMANDA REAL DE ENERGÍA DIARIA

Al igual que lo descrito en la sección 7.5, el precio de bolsa se muestra inelástico frente a la demanda real de energía diaria, hecho que es evidente debido a las mismas consideraciones que se hicieron frente a la generación real hidráulica y además porque teniendo en cuenta que si existe una capacidad efectiva capaz de seguir los picos de potencia y por existe una energía firme y una complementaria que pueden atender la demanda de energía o consumo, entonces cualquier variación por debajo de estos parámetros no representan eventos extraordinarios que deban reflejarse en el precio de bolsa.

Además cabe anotar que las variaciones que pueden modificar dicho comportamiento son de frecuencia muy baja y por lo tanto entran más en un análisis de tendencias con un horizonte de largo y muy largo plazo.

Al realizar las diferentes regresiones se encuentra que la regresión logarítmica simple para el rango completo ofrece la mejor aproximación posible (r^2 igual a 0.0539), ver la Tabla 7-2. Tal función se define como:

$$Y = 0.0617 * (1.0482^x) \quad \text{Ec. (11).}$$

donde: Y = Variable a Explicar (Precio de Bolsa).
 x = Variable Explicatoria (Demanda de Energía).

La Figura 7-14 presenta la gráfica de tal función y su comparación contra los valores reales de la *variable a explicar* o precio de bolsa.

Tabla 7-2. COMPARACIÓN DE LOS VALORES DE R2 OBTENIDOS PARA CADA REGRESIÓN EN CADA RANGO.

Valores de r^2	Rango Completo	Rango 0 a 40 \$/kWh
Regresión Lineal	0.0478	0.0362
Regresión Logarítmica	0.0539	0.0306

Regresión PB vs. Demanda de Energía

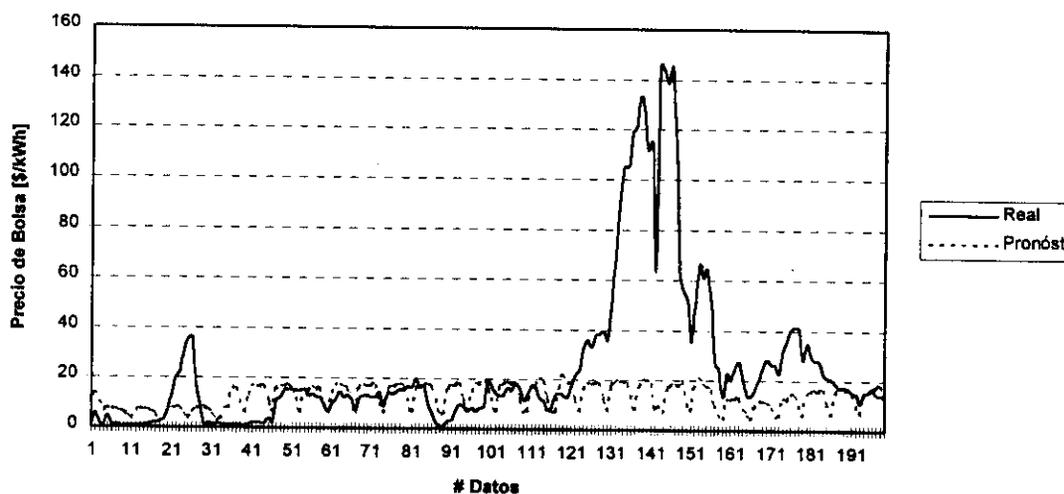


FIGURA 7-14. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de la demanda real de energía diaria. (rango completo).

7.7 PRECIO DE BOLSA COMO FUNCIÓN DE LA DIFERENCIA ENTRE EL NIVEL REAL DE LOS EMBALSES Y EL NIVEL MÍNIMO OPERATIVO SUPERIOR

Como se anotó en la sección 7.3, los mínimos operativos superiores reflejan el grado de incertidumbre que existe con respecto al comportamiento de las variables energéticas en el futuro de mediano y corto plazo.

Dicha incertidumbre se representa mediante la intervención de precios de oferta que se hace a los generadores, es decir entre más cerca estén los niveles de embalse al nivel de los mínimos operativos superiores, existe más posibilidad de intervención de precios y/o de un aumento notorio del costo de oportunidad del agua.

La diferencia entre los niveles de embalses y los mínimos operativos superiores, en adelante "*delta*", representan el rango de libertad de las ofertas. En la Figura 7-15 se muestra el precio de bolsa (variable a explicar) como función de los delta para cada fecha.

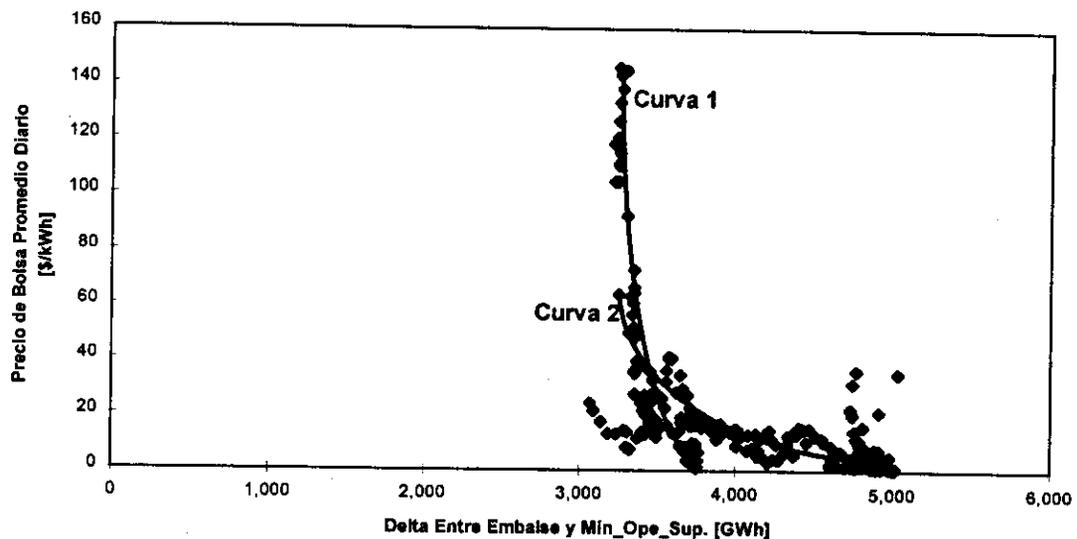


FIGURA 7-15. El Precio de bolsa en función de la diferencia entre los niveles de embalses y los mínimos operativos superiores.

Nótese que entre mayor es el delta, mayor es la libertad de oferta (menor incertidumbre) y por lo tanto menor el precio de bolsa, y viceversa.

7.7.1 Rango Completo.

En las curvas 1 y 2 de la Figura 7-15, se observa un claro comportamiento logarítmico que se refleja en la función:

$$Y = 4,646.28 * (0.9985^x) \quad \text{Ec. (12).}$$

donde: Y = Variable a Explicar (Precio de Bolsa).
 x = Variable Explicatoria (Delta).

Dicha función arroja un r^2 de 0.4205, que es substancialmente mayor al r^2 que se encontró al realizar la regresión lineal simple.

En la Figura 7-16 se presenta dicha función en comparación con los valores reales del precio de bolsa.

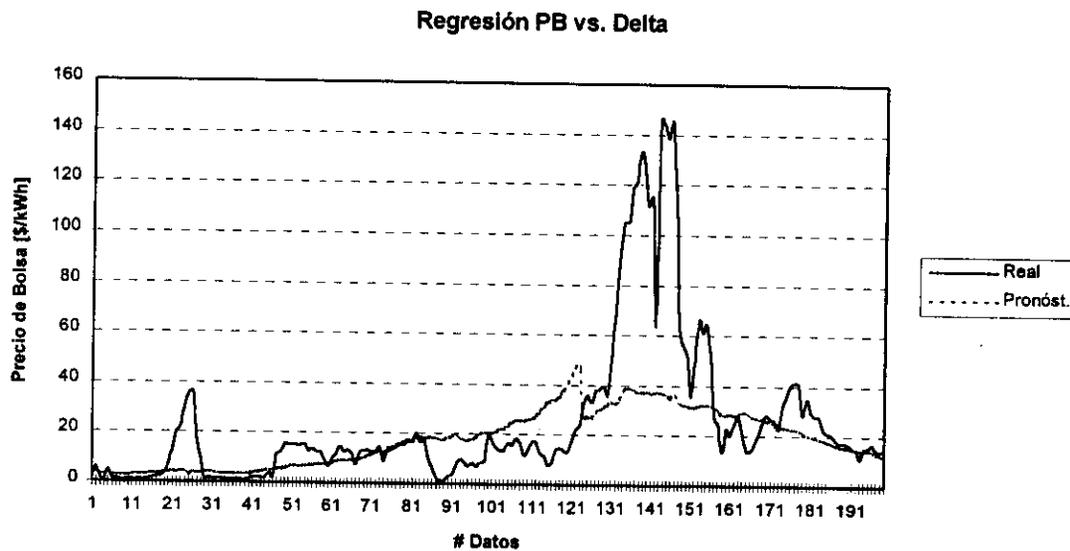


FIGURA 7-16. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de los delta. (rango completo).

7.7.2 Rango 0 - 40 \$/kWh.

Sin embargo, al observar que el seguimiento del pico de noviembre y diciembre en los precios es difícil para cualquier función, se ha procedido con la misma metodología para el rango 0 a 40 \$/kWh, en este rango se obtuvo que la regresión lineal simple arroja mejores resultados que la logarítmica, no obstante estos valores son más bajos que los obtenidos en la sección 7.7.1.

Los resultados de esta regresión son:

$$Y = -0.0101x + 54.9421 \quad \text{Ec. (13).}$$

donde: Y = Variable a Explicar (Precio de Bolsa).
 x = Variable Explicatoria (Delta).

Con un valor de r^2 igual a 0.3440, que es ligeramente mayor al valor de la regresión logarítmica de r^2 igual a 0.3320.

En la Figura 7-17 se observa la comparación gráfica entre esta función y el precio de bolsa real.

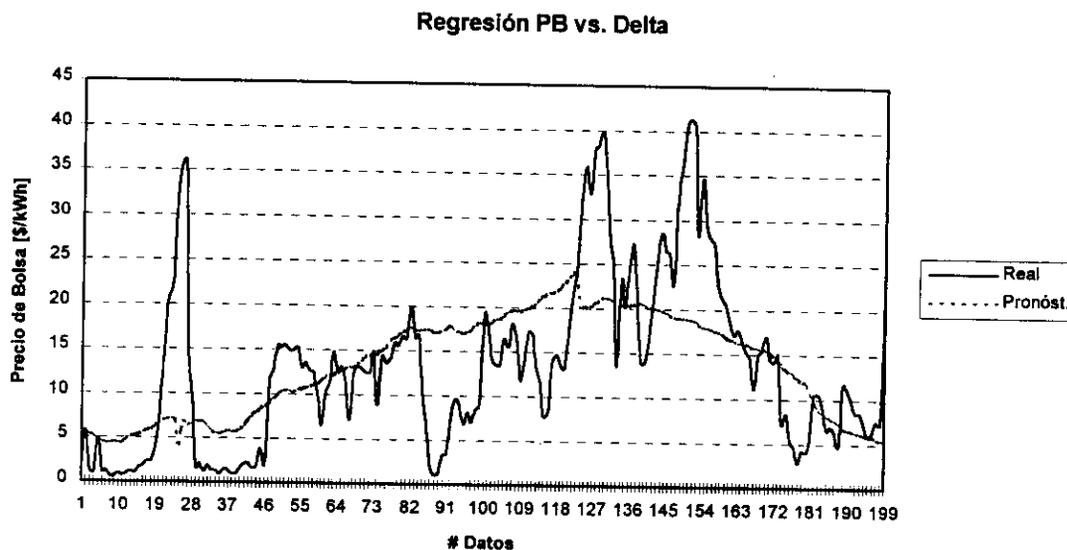


FIGURA 7-17. Comparación de la curva precio de bolsa real y el pronóstico en función de los delta. (rango 0 - 40 \$/kWh).

8. CONCLUSIONES

El objetivo del trabajo planteado inicialmente pretendía encontrar un modelo que permitiera el seguimiento y la evaluación del mercado de energía en la bolsa; el cumplimiento de dicho objetivo se enfrentó al delicado problema del tiempo desde dos puntos frentes: el primero se refiere a que el esquema comercial para la compra y venta de la energía en Colombia es nuevo y sin precedentes, este hecho impedía el análisis de un mercado maduro y completamente establecido, e introducía la variable del aprendizaje de los agentes.

Lo anterior explica la limitación que existe para el uso pleno de los métodos numéricos, ya que hay decisiones y actitudes inmodelables producto de la incertidumbre y expectativa que reflejaban los agentes generadores en las ofertas de sus plantas y los agentes reguladores al tratar encausar el mercado hacia la libre competencia en igualdad de condiciones y protegiendo a los usuarios ofreciéndoles mejor calidad y confiabilidad con criterios de eficiencia técnica y económica.

El segundo, tiene que ver con las series históricas que se manejaron para el análisis de las variables, estas no fueron muy extensas (apenas 225 datos), debido a que sólo se tiene disponible información diaria desde el 20 de julio de 1995 hasta el 29 de febrero de 1996, abarcando una parte del invierno/95 y el principio del verano/95-96, que además fue atípico debido a la presencia del fenómeno anti-niño.

Es decir, para efectos concluyentes no se puede afirmar que la muestra de datos es representativa, por los argumentos arriba descritos.

Sin embargo, el análisis de las regresiones simples, tanto lineales como logarítmicas, arroja como resultado que existen 3 variables de importancia en la descripción del mercado de corto plazo eléctrico; estas son: el aporte real hídrico de los ríos del sistema nacional, la generación térmica real total y la diferencia algebraica entre el nivel total de los embalses y los mínimos operativos superiores.

También influye la generación hidráulica total diaria y la demanda de energía diaria, aunque con un peso mucho menor.

En términos generales se puede afirmar que aunque existieron limitantes en el análisis y cantidad de información, en los comportamientos de los agentes participantes y en el tiempo de desarrollo de los análisis, los resultados matemáticos obtenidos de las regresiones simples, permiten definir 3 variables de importancia en el comportamiento del mercado.

Como toda investigación, se parte de estudios antecedentes, se realiza un aporte y se dictan las guías para próximos trabajos. En esta investigación en particular, no existen precedentes de un trabajo con este objetivo y esta metodología; el aporte radica en el descubrir de forma preliminar las principales variables energéticas que intervienen en el mercado eléctrico de corto plazo, no sólo porque las identifica, sino porque permite concluir que definitivamente los agentes y el mercado como tal, no son aleatorios y completamente dispersos a las condiciones energéticas.

De aquí en adelante, se debe avanzar en cuatro frentes fundamentalmente, el primero es el desarrollo y análisis de regresiones multivariadas con las tres y las seis variables energéticas explicadas, explorando otras regresiones como la exponencial, la logarítmica y la lineal.

El segundo se debe enfocar en encontrar y analizar otras variables energéticas que pueden influir, tales como la expectativa en las adiciones de potencia y energía (plan de expansión), política de comercio exterior, ya que los generadores deben cumplir con sus obligaciones financieras en el exterior, manejo político en el sector eléctrico, entre otras

El tercer frente debe ser la alimentación permanente de la base de datos y la información a procesar, esto se debe llevar a cabo en la medida que pase el tiempo y se tengan datos representativos de las dos estaciones climáticas y del comportamiento y ajuste de los agentes a la reglamentación. Esto para ajustar los valores estadísticos y para entregarle al modelo la experiencia de valores extremos.

Por último se debe aplicar teoría de juegos, utilizando conceptos como el movimiento browniano estándar y desarrollando funciones que determinen la relación entre la aversión al riesgo y el precio de bolsa ligado a las condiciones energéticas reales y pronóstico. Esto puede complementarse también con la aplicación (para efectos de pronóstico), de simulaciones de montecarlo y métodos numéricos para optimización y simulación utilizando variables aleatorias.

9. BIBLIOGRAFIA

- ACOGAS. Colombia: el sector gas en cifras. Santafé de Bogotá (COL), 1995.
- ASANO, Hiroshi and KUWAHATA, Akeo. Utility-cogenerator game for pricing power sales and wheeling fees. Tokyo (JAP), 1994.
- ECOCARBON. Oportunidades de inversión en Colombia en centrales termoeléctricas a carbón. Santafé de Bogotá, 1995.
- FEN. Lineamientos para la convocatoria de ofertas para el suministro de energía eléctrica en el nuevo marco legal. Santafé de Bogotá (COL), 1995.
- IEEE, PES Transmission and distribution conference. Competing in a global market. Chicago (USA), 1994.
- INTERCONEXION ELÉCTRICA S.A. Informe anual de operación. Medellín (COL), 1994.
- LEE, K. D. Current issues in operational planning. Pittsburg (USA), 1992.
- PLUMMER, James and TROPPEMANN, Susan. Competition in electricity: new markets and new structures. Arlington (USA), 1990.
- STOLL. Harry G. Least cost electric utility planning. Schenectady (USA), 1992.
- UPME. Plan de expansión de referencia generación y transmisión 1995-2007. Santafé de Bogotá (COL), 1995.
- UPME. Plan energético nacional. Santafé de Bogotá (COL), 1993.
- WONNACOTT, Thomas. Fundamentos para administración y economía. México (MEX), 1979.

