

UPME

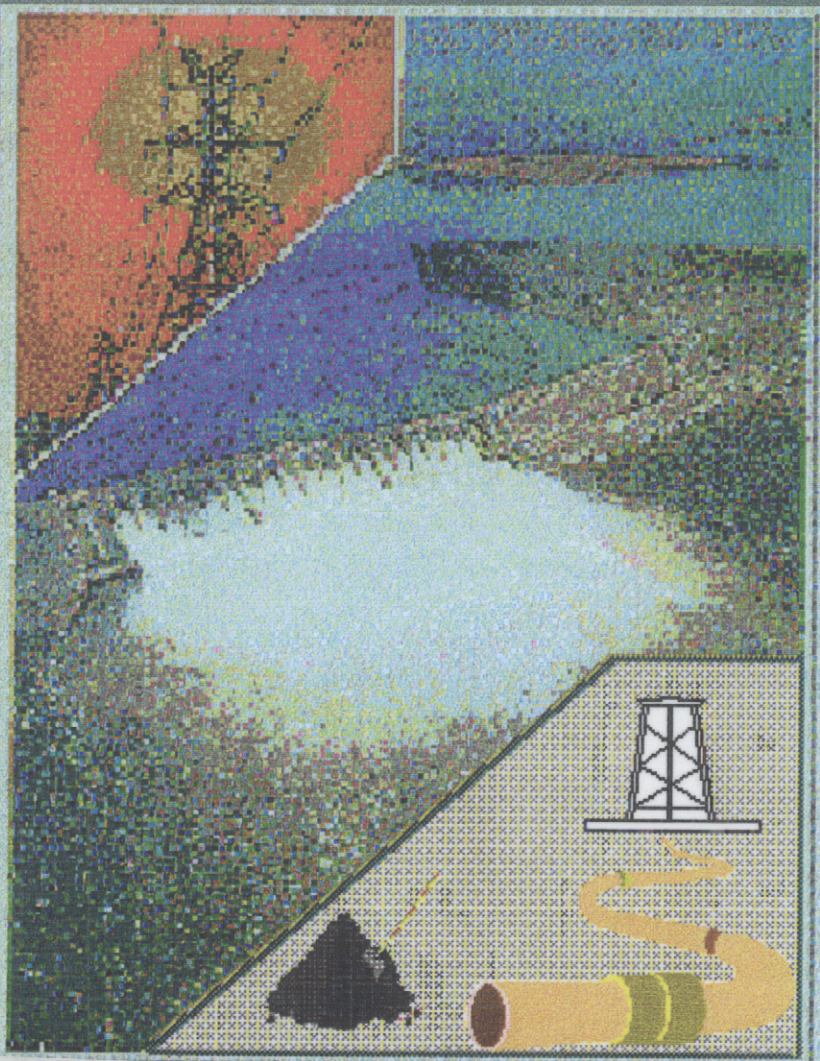
Unidad de Planeación Minero-Energética



Interconexión Eléctrica S.A.

REVISIÓN

1996



PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA
GENERACION · TRANSMISION

1996-2010

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1-1
2. ASPECTOS ECONÓMICOS	2-1
2.1. Crecimiento Económico	2-3
2.2. Balanza de Pagos	2-4
2.3. Deuda Externa y Déficit Fiscal	2-5
2.4. Consumo de Energía	
3. MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO	3-1
3.1. Régimen Legal	3-1
3.2. Marco Institucional	3-3
3.2.1. Actividades Empresariales	3-5
3.2.2. Consumidores	3-6
3.3. Regulación Económica (Subsector Eléctrico)	3-6
3.3.1. Transporte de Electricidad	3-7
3.3.2. Mercado de Electricidad	3-9
3.3.3. Aspectos Fundamentales de la Regulación	3-13
3.4. Regulación del Subsector Gas	3-14
3.5. Coordinación Intersectorial	3-16
4. SECTOR ELÉCTRICO	4-1
4.1. Sistema Existente a Junio de 1996	4-1
4.1.1. Capacidad y Disponibilidad	4-1
4.1.2. Evolución de la Demanda de Energía y Potencia	4-2
4.1.3. Evolución Energética	4-4
4.1.4. Sistema de Transmisión Nacional	4-7
4.2. Mercado Mayorista - Bolsa	4-9
4.2.1. Evolución de la Bolsa de Energía	4-9
4.2.2. Contratos de Compra de Energía	4-10
4.3. Cargos de Transmisión	4-11
4.4. Tarifas de Energía Eléctrica	4-12
5. PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5-1
5.1. Proyecciones de Demanda de Energía y Potencia Eléctrica	5-1
5.2. Proyecciones Regionales de Demanda	5-4
5.3. Plan de Masificación de Gas	5-5



5.4.	Programa de Uso Racional de Energía	5-6
6.	SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES	6-1
6.1.	Gas Natural	6-2
6.1.1.	Reservas	6-2
6.1.2.	Suministro de Gas 1995	6-3
6.1.3.	Ampliación del Suministro	6-4
6.1.4.	Infraestructura Existente	6-4
6.1.5.	Evolución de los Precios del Gas	6-5
6.2.	Carbón Mineral	6-7
6.2.1.	Reservas	6-7
6.2.2.	Producción Actual	6-8
6.2.3.	Precios	6-9
6.3.	Derivados del Petróleo	6-10
6.3.1.	Reservas	6-10
6.3.2.	Producción	6-10
6.3.3.	Precios	6-10
6.4.	Otras Alternativas	6-10
7.	ANÁLISIS DE CORTO PLAZO 1996 - 2000	7-1
7.1.	Definición De Escenarios	7-1
7.1.1.	Escenario de Demanda ALTO	7-1
7.1.2.	Escenario de Demanda MEDIO	7-3
7.2.	Costos Asociados a las Diferentes Alternativas (Inversión, Operación, Racionamiento)	7-4
7.2.1.	Escenario de Demanda ALTA	7-4
7.2.2.	Escenario de Demanda MEDIA	7-5
7.3.	Análisis de Capacidad a Instalar Vs. Costos Marginales	7-7
7.3.1.	Escenario de Demanda ALTO	7-7
7.3.2.	Escenario de Demanda MEDIO	7-9
7.4.	Opciones para Adición de Capacidad	7-10
7.5.	Análisis del Comportamiento Energético	7-11
7.5.1.	Escenario Demanda ALTO	7-11
7.5.2.	Escenario Demanda MEDIO	7-13
7.6.	Perspectivas de Transmisión 1996-2000	7-14
7.6.1.	Análisis 1996-2000	7-14
7.6.2.	Confiabilidad Generación - Transmisión	7-19
7.6.3.	Restricciones	7-19
8.	ANÁLISIS DE LARGO PLAZO	8-1
8.1.	Definición de las Alternativas de Expansión	8-1
8.2.	Análisis De Generación	8-1

8.2.1. Composición de las Alternativas	8-2
8.2.2. Generación Hidráulica y Térmica	8-5
8.2.3. Consumos de Combustibles	8-5
8.2.4. Factores de Utilización	8-6
8.2.5. Costos Marginales	8-7
8.3. Análisis de Transmisión	8-8
8.3.1. Análisis de Requerimientos 2001- 2010	8-8
8.3.2. Definición de Redes Objetivo	8-9
8.3.3. Confiabilidad	8-11
8.3.4. Cargos por Uso de la Red	8-14
8.4. Consumos de Gas Natural para el Período 1996-2010	8-18
9. ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD PERIODO 2001-2010	9-1
9.1. Evaluación Económica en el Escenario Medio	9-1
10. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PLAN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	10-1
10.1 Metodología para la Evaluación Financiera de los Proyectos del Plan de Generación y Transmisión	10-1
10.1.1. Ingresos	10-1
10.1.2. Inversiones	10-1
10.1.3. Costos de Operación	10-2
10.1.4. Impuesto de Renta	10-3
10.2. Análisis de Sensibilidad para algunos Proyectos Típicos	10-4
10.2.1. Cambio en la Inversión	10-4
10.2.2. Comparación de los costos de energía media vs TIR	10-5
10.3. Evaluación del Plan de Generación y Transmisión (1996 - 2010)	10-6
11. CONSIDERACIONES AMBIENTALES	11-1
11.1. El Marco Legal y La Licencia Ambiental	11-
11.2. Elementos De Un Plan De Manejo Ambiental	11-3
11.3. Tipología de los Costos de Gestión Ambiental	11-4
11.3.1. Costos Preventivos	11-4
11.3.2. Costos de Mitigación	11-4
11.3.3. Costos de Reposición	11-4
11.3.4. Costos Compensatorios	11-5
11.4. Indicativos de Costos de Gestión Ambiental	11-5
11.4.1. Generación Térmica Con Gas Natural	11-5
11.4.2. Generación Térmica Con Carbón	11-5
11.4.3. Generación Hidráulica	11-5
11.5. Estimación de las Emisiones de las Alternativas del Plan de Expansión	11-6

11.5.1 Metodología	11-7
11.5.2 Estimación de los impactos	11-7

12. POTENCIAL DE COGENERACIÓN	12-1
12.1. Metodología de Estimación	12-1
12.2. Estimación Del Potencial	12-2

13. AGENDA DE DECISIONES Y RECOMENDACIONES	13-1
---	-------------

ANEXO 1. INFORMACIÓN BÁSICA

ANEXO 2. PLAN DE ESTUDIO

ANEXO 3. SENSIBILIDAD FINANCIERA

ANEXO 4. PROCEDIMIENTO DE REGISTRO

ANEXO 5. PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN

ANEXO 6. PLAN DE TRANSMISIÓN

ANEXO 7. CONDICIÓN PARA LA INVERSIÓN

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

1. INTRODUCCIÓN

Desde comienzos de los años 90 se han llevado a cabo importantes reformas en el modelo de desarrollo económico Colombiano. La Constitución Política expedida en 1991 estableció las pautas para el manejo de la economía, manteniendo como responsabilidad del Estado la atención de las necesidades básicas de la población. El nuevo modelo de desarrollo concentra su atención en la identificación de modalidades e instrumentos que promuevan la libre acción de los individuos, la eficiencia y la equidad. En este sentido, el Estado promoverá el libre mercado e impulsará la competencia interna y externa.

En lo pertinente al sector energético, el Estado asume la planeación, la regulación y el control del sector. La Unidad de Planeación Minero Energética, la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Superintendencia de Servicios Públicos han sido creadas para ello.

Con la reestructuración del sector eléctrico Colombiano en 1994 a través de las leyes de servicios públicos domiciliarios y ley eléctrica - No 142 y 143 respectivamente-, el Gobierno Nacional busca incentivar la participación privada como ejecutora de las inversiones en el sector de los servicios públicos y, en especial, en la expansión, mantenimiento y operación del Sistema Eléctrico Colombiano y en la producción y abastecimiento de hidrocarburos y carbón.

La Unidad de Planeación Minero Energética en el marco de este nuevo modelo de desarrollo y contando con el apoyo técnico de Interconexión Eléctrica S.A. y la asesoría del Comité de Planeación Energética presentan la revisión del Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión para el período 1996-2010.

Se parte de la base de que el Plan de Expansión de Referencia tiene como principal objetivo proveer información y señales de corto y largo plazo a los diferentes agentes económicos sobre la inversión en generación y transmisión de energía eléctrica requerida para garantizar un suministro confiable y eficiente de electricidad en el país, considerando diferentes niveles de confiabilidad. El Plan es el resultado de un proceso de análisis que relaciona el subsistema eléctrico con el resto del sistema energético y con el sistema socio-económico en general, en concordancia con los lineamientos del Plan Energético Nacional y del Plan Nacional de Desarrollo.

El Plan Energético Nacional establece algunas líneas de acción que deben ser involucradas para el desarrollo futuro del subsector eléctrico como son:

Con base en los requerimientos de demanda y en el catálogo de información básica se definen estrategias de expansión técnica y económicamente viables, que cumplen con los criterios de confiabilidad en el largo plazo, que incrementan la firmeza del sistema - aumentando la participación térmica y que diversifican el uso de fuentes energéticas disponibles en el país - agua, carbón, y gas fundamentalmente.

Asociado a los requerimientos de capacidad y los proyectos potenciales se definen estrategias de transmisión que garanticen una expansión técnica, económica y financieramente factible.

El comportamiento del sistema ante un conjunto de posibles condiciones futuras (escenarios) es evaluado, con el objeto de seleccionar aquellas opciones que presenten mejor desempeño energético y económico para un rango amplio de dichas condiciones. Como resultado de esto se determinan las opciones flexibles más convenientes para el sector y para el país. De manera indicativa se presentan diversos análisis de sensibilidad financiera, que permitirán a los potenciales agentes establecer el impacto de las diferentes variables examinadas en la estructura de cada tipo de proyecto.

Adicionalmente se hace un análisis del plan desde la perspectiva ambiental, se calculan los posibles impactos, particularmente las emisiones de gases, en el período considerado, así como los mecanismos institucionales para cumplir con las normas establecidas en nuestra legislación sobre este tema.

La agenda de decisiones contiene las fechas de referencia de los proyectos incorporados en la estrategia de inversión, así como por los programas, políticas y acciones para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a la población.

A título de información se indican los aspectos básicos de las condiciones para la inversión en el sector energético de acuerdo con la normatividad vigente. Sin embargo, los análisis específicos para cada proyecto dependerán de la forma como el promotor estructure su proyecto.

- Disminuir la vulnerabilidad del sistema a factores hidrológicos.
- Ampliar el número de agentes participantes en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y estimular la competencia entre ellos.
- Utilizar en forma eficiente los energéticos disponibles en el país para generar energía eléctrica.
- Compatibilizar el desarrollo de la subtransmisión y la distribución con el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión.
- Destinar recursos para alcanzar niveles aceptables de calidad, disminuir las pérdidas y mejorar el servicio al usuario.
- Destinar recursos para aumentar la disponibilidad de las instalaciones de generación.
- Hacer del Plan de Expansión Generación - Transmisión un plan indicativo, flexible y dinámico.

La elaboración del Plan de Expansión parte de la consideración de las proyecciones de demanda de energía eléctrica, las cuales están determinadas por las expectativas sobre crecimiento económico y de la población, los ajustes tarifarios, los precios de los combustibles sustitutos, el ritmo de penetración de gas natural, los programas de ahorro de energía y los planes de recuperación de pérdidas de energía eléctrica. Para el presente plan se han desarrollado tres escenarios de demanda con tasas de crecimiento para el período 1995-2010 de 5.28%, 5.95% y 6.61% respectivamente.

Igualmente considera todos los aspectos relacionados con los recursos energéticos disponibles para la producción de la energía hasta el estudio de la operación óptima de las instalaciones y equipos.

Como información básica se incluyen los estudios sobre el desempeño del mercado de electricidad, las opciones energéticas para la expansión, los lineamientos y políticas energéticas, el sistema existente a nivel de generación y transmisión, y el marco regulatorio vigente.

Con el fin de asegurar en el largo plazo la atención de la demanda con diversidad energética se requiere contar con un amplio catálogo de opciones de generación (proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos). Este catálogo proporciona un portafolio de opciones que asegura una mayor flexibilidad del plan, para garantizar la atención de la demanda de acuerdo con los criterios establecidos¹. Entre las opciones de abastecimiento se tiene la cogeneración que representa una opción económica y ambientalmente atractiva para la industria nacional, la cual deberá ser promocionada dentro del nuevo contexto de la participación privada. Así mismo, es indispensable desarrollar un plan de estudios con el que establezca una amplia canasta de proyectos ajustada a las necesidades del país.

¹ Resolución CREG 025 de 1995

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 1996 - 2010 Revisión 1996

2. ASPECTOS ECONÓMICOS

En este capítulo se presenta una síntesis del panorama de la economía colombiana en los últimos años, a través de una revisión de los principales indicadores de desarrollo y comportamiento de la economía, con lo que se pretende suministrar información básica para cualquier agente interesado en participar en Colombia.

2.1. Crecimiento Económico

A lo largo de los años 80 y en los comienzos de los años 90, la economía colombiana presentó índices de crecimiento de 3.7% anual promedio, sin cambios relevantes en su estructura, salvo el incremento de la participación de los sectores minero, de los servicios y de la construcción. La tasa de crecimiento de 5.3% en 1995 mantiene el ritmo alcanzado desde 1993 y se compara favorablemente con otros países de Latinoamérica, que crecieron en conjunto apenas 1% (Como se indica en la figura 2-1, donde se presenta el promedio latinoamericano por década), alcanzando un valor de US\$B 78.3.

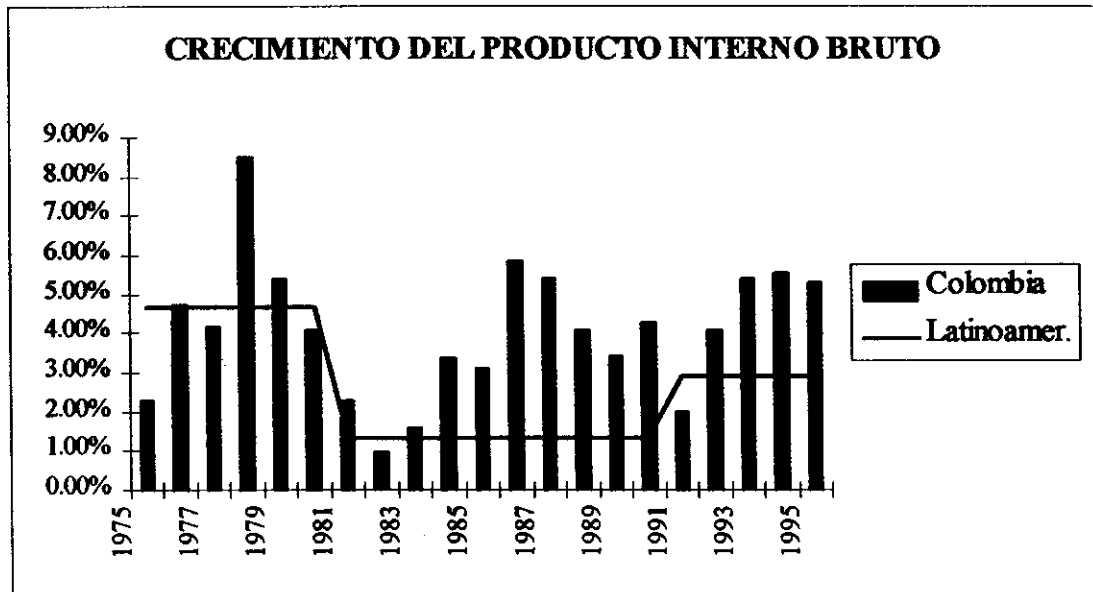


Figura 2-1 Evolución del Producto Interno Bruto en Colombia 1975-1995

Se resalta en el último año el crecimiento del 17.4% en el PIB minero y petrolero, como resultado de la entrada en producción de Cusiana y el favorable desempeño del carbón y el níquel. No obstante la situación de orden público, el sector agrícola tuvo un crecimiento de 5.6% propiciado por el aumento en los productos no transables. El crecimiento de apenas

2.9 % en el sector industrial fue el resultado, en gran medida, de las altas tasas de interés, las cuales afectaron la demanda de bienes durables y los proyectos de expansión industrial. Otro factor que afectó este sector fue la competencia desleal del contrabando. Si bien la construcción de vivienda se contrajo en 3%, hubo también un aumento en las inversiones en obras civiles por parte del Estado. El sector comercio creció en 4.9%, el financiero en 4.3% , el de telecomunicaciones el 12% y los servicios del gobierno el 8%. . (Ver figura 2-2).

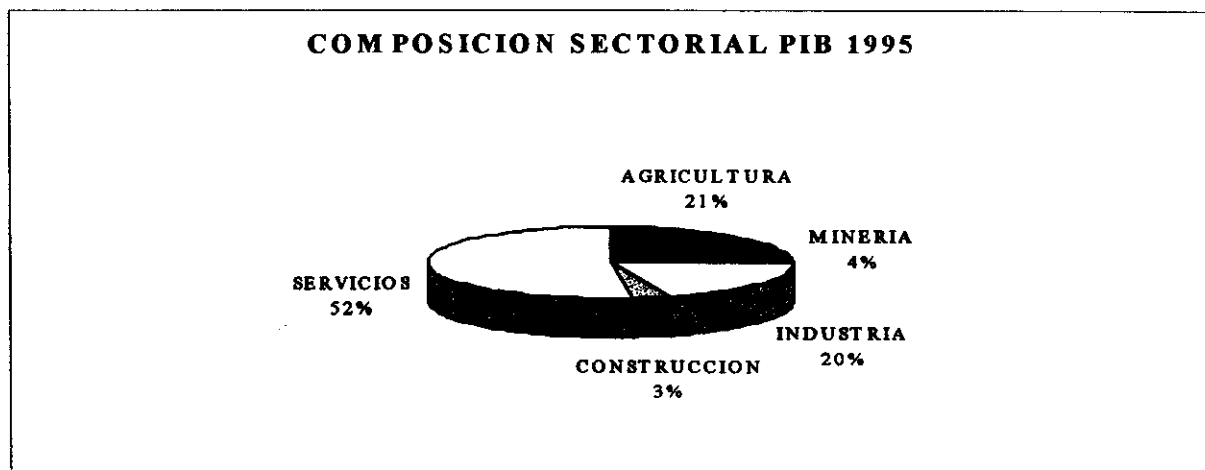
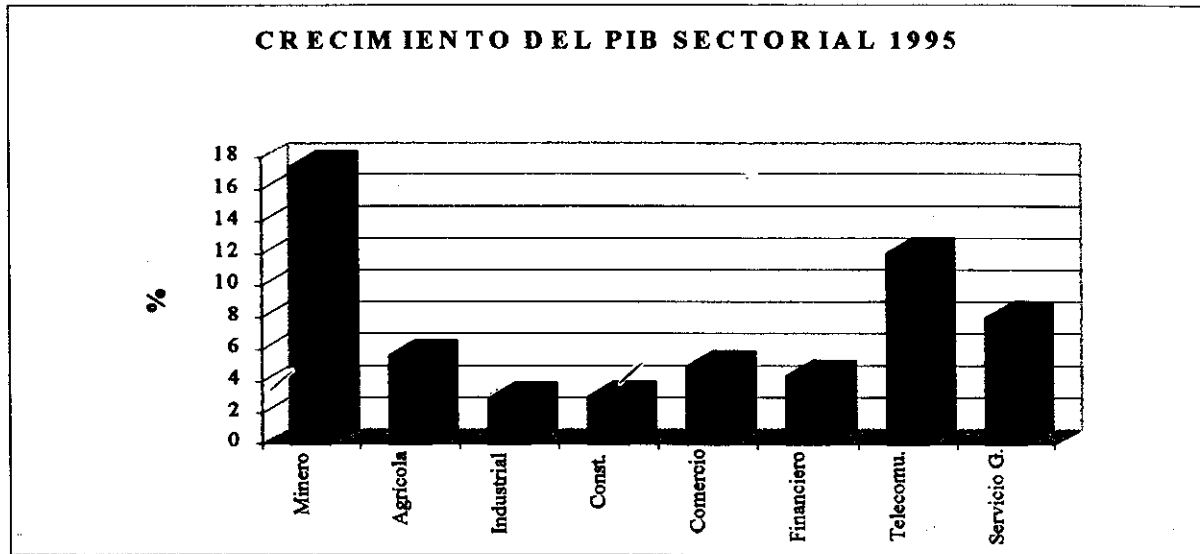


Figura 2-2 Composición y Crecimiento Sectorial del PIB en 1995

El PIB per capita se ha visto incrementado en los últimos 15 años, habida cuenta de una tasa de crecimiento poblacional inferior al 2% anual en el período (Figura 2-3). Se destaca también la extensión en el cubrimiento de servicios públicos a mayores proporciones de la población, lo cual ha permitido la elevación en la calidad de la vida. El crecimiento de los precios al consumidor en los últimos 15 años se ha mantenido en tasas anuales de 23% en promedio, aunque en el último año bajó del 20% y en este se espera reducir aún más. El

desempleo urbano, que llegó a niveles de 15% en 1985 y 1986, descendió en forma consistente hasta niveles inferiores al 9% en los últimos tres años.

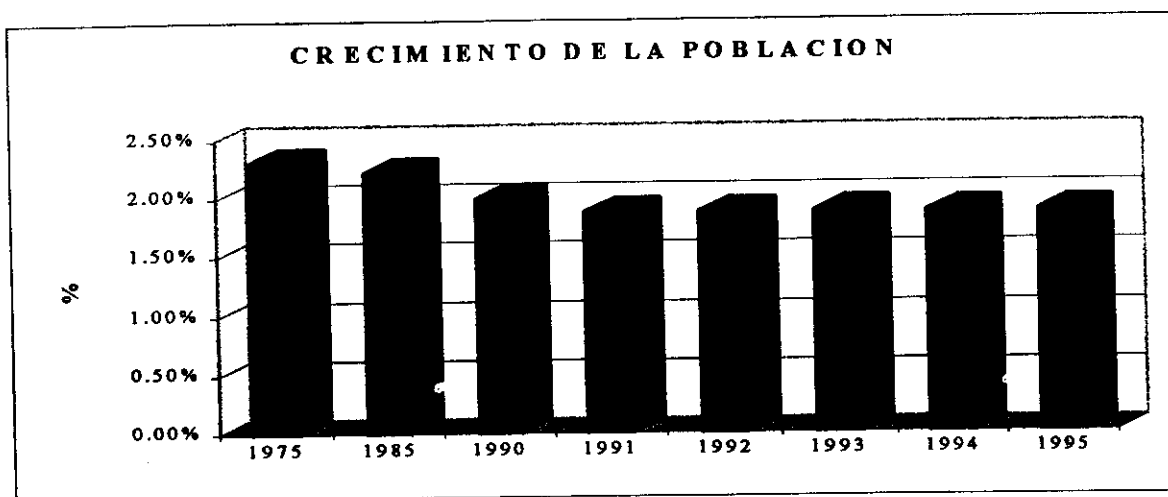


Figura 2-3 Crecimiento de la Población 1975-1995

2.2. Balanza de Pagos

A comienzos de los años 80 la situación de balanza de pagos se caracterizaba por una tendencia de deterioro que se reflejaba en la disminución del nivel de reservas internacionales, las cuales representaron apenas cinco meses de importaciones en 1984. Una devaluación de 51% en 1985 le dió un nuevo aliento a las exportaciones menores, lo cual, adicionado por la minibonanza cafetera de 1986 y el auge de las exportaciones de carbón y petróleo, dió lugar a la recuperación de la economía y facilitó posteriores modificaciones de política en el frente externo. El saldo de reservas internacionales brutas del país se incrementó y al final de 1995 llegaba a US\$8565.1 millones, equivalentes a 7.8 meses de importaciones.

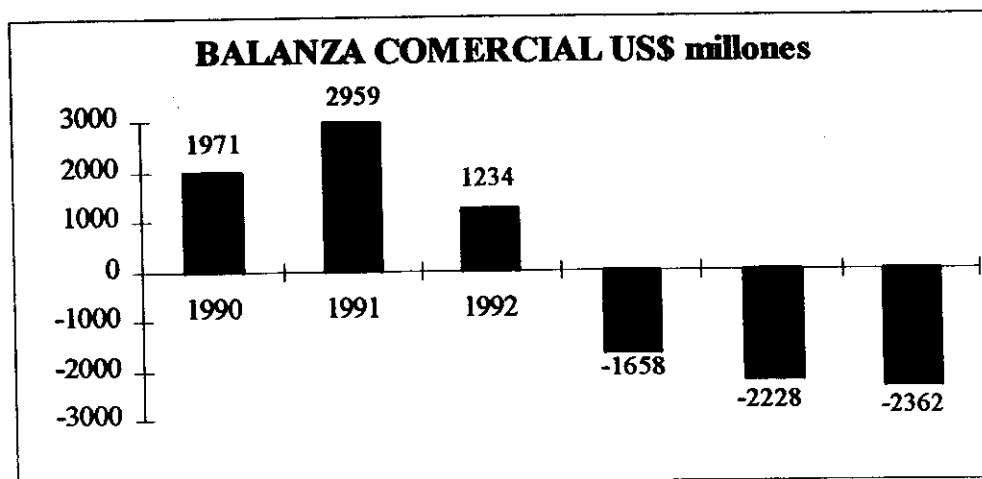


Figura 2-4 Balanza Comercial

Entre 1991 y 1993 se expidieron normas tendientes a eliminar buena parte del control cambiario que venía operando desde 1967, con el fin de agilizar las transacciones con el exterior. Se han simplificado los procedimientos para reintegro y giro de divisas, que son canalizados a través del mercado cambiario y se mantienen mecanismos de control sobre los flujos de capitales especulativos.

2.3. Deuda Externa y Déficit Fiscal

El endeudamiento externo del país, que en 1980 era de 6.457 millones de dólares, tuvo un crecimiento de 11.5% promedio anual en los años 80 y correspondió en su mayor proporción a la deuda contratada por el sector público con entidades multilaterales y con destino al financiamiento de proyectos de desarrollo, particularmente en el sector energético. En comparación con otros países de Latinoamérica, Colombia mantuvo un favorable perfil de endeudamiento, aun cuando para algunos años el servicio de la deuda llegó a demandar más del 40% de los ingresos de exportación.

En los dos últimos años el endeudamiento externo del país se incrementó de niveles promedios de US\$ 17.000 a un estimado de US\$ 23.487 millones en 1995. La deuda externa del sector público se diversificó y mejoró su perfil, con lo cual se abrió el camino al endeudamiento directo de las entidades públicas y del sector privado. El nuevo régimen cambiario desmontó la mayor parte de las restricciones a la movilidad de capitales, permitiendo al sector privado la obtención de créditos en el exterior.

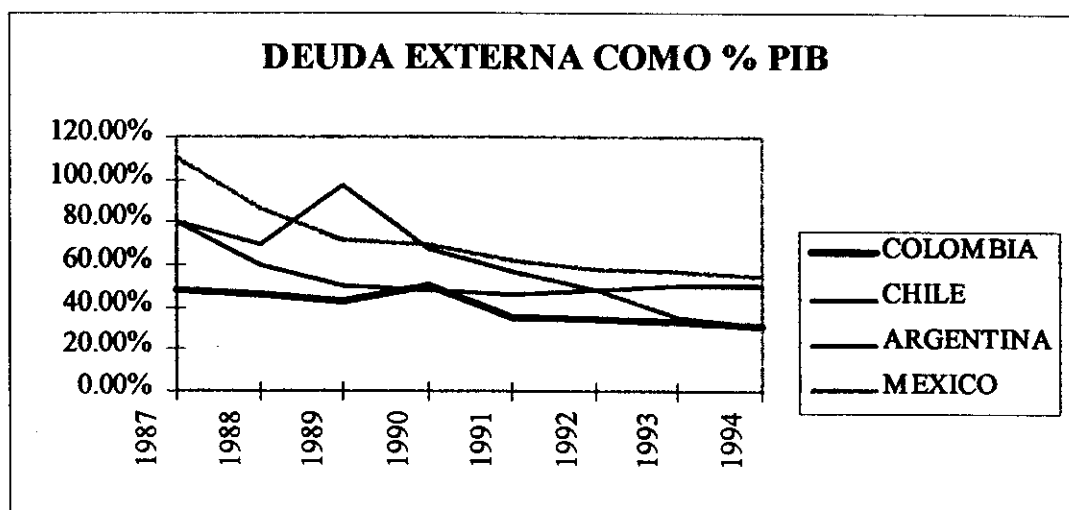


Figura 2-5 Deuda Externa

El déficit fiscal se incrementó en la etapa recesiva de comienzos de los años 80, desde niveles equivalentes al 0.7% del PIB en 1980, a 4.3% en 1984. El Plan de Austeridad en el gasto público en 1985, junto con una reforma tributaria y el repunte en el frente externo se reflejaron en el mejoramiento del balance fiscal, dando lugar a la disminución del déficit fiscal al 0.5% del PIB en 1987. La desaceleración en la actividad económica y los aumentos de gastos requeridos en el frente de orden público elevaron de nuevo el déficit a niveles

cercanos al 3% del PIB en 1990. La aplicación de nuevas medidas tributarias, particularmente la elevación del IVA de 10 a 14%, dieron como resultado la gradual disminución del déficit y la generación de superávits en las finanzas del sector público equivalentes al 0.4 % del PIB en 1993 y 2.61% del PIB en 1994. Al finalizar el año 1995 el sector público registraba un déficit equivalente al 2.01% del PIB, como resultado de los menores ingresos tributarios y mayores obligaciones de transferencias del Gobierno Central.

2.4. Consumo de Energía

La evolución del consumo de energía en el país es el resultado de la expansión de la actividad productiva, del crecimiento de la población y del grado de urbanización. En el período 1975 - 1995, el consumo final de energía creció a una tasa anual promedio de 3.89%, índice ligeramente inferior al crecimiento del PIB en el mismo período que fue de 4.1%. En 1995, el consumo de energía final fue del orden de 267909 Tcal y el consumo útil de 103605 Tcal. La composición sectorial del consumo final de energía es del 25% en el sector residencial, con una alta participación de la electricidad y aún de la leña; del 27% en el sector industrial, con una creciente participación del carbón, el gas natural y el bagazo; del 30% en el sector transporte, con un total predominio de la gasolina y el diesel-oil; del 4% en el sector comercial y público y 14% en otros sectores menores. (Minería, servicios, financiero, telecomunicaciones, entre otros)

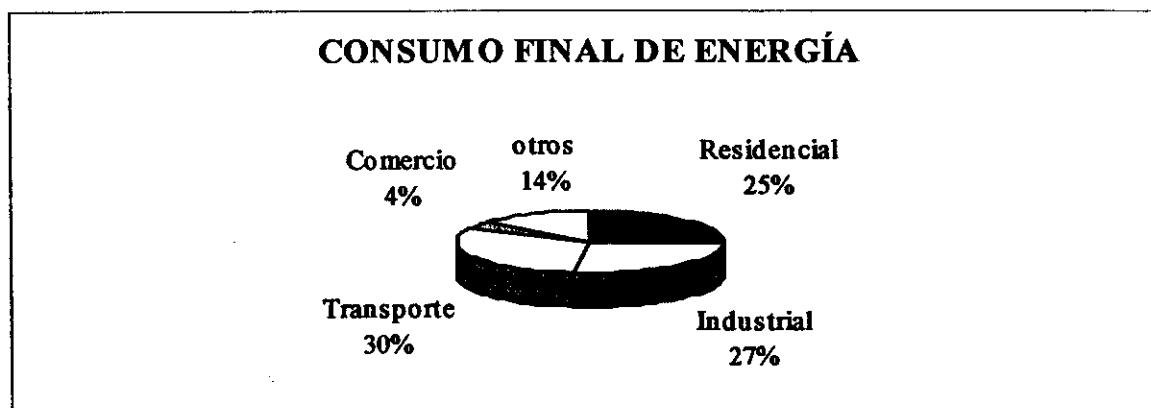


Figura 2-6 Consumo final de energía por sectores económicos

La electricidad constituye un servicio público fundamental para el desarrollo de las actividades económicas y para el mejoramiento de los niveles de bienestar de la población y corresponde al Estado orientar y promover su abastecimiento eficiente y adecuado. El esfuerzo nacional por mejorar la cobertura del suministro eléctrico a lo largo de las últimas décadas ha sido significativo. Por ejemplo, mientras que en 1938, 48 de cada 100 hogares urbanos disponían de electricidad y no existía cobertura rural, en 1985 el 95% de las familias urbanas y el 41% de las rurales ya contaban con el servicio eléctrico. El cubrimiento urbano y rural ha continuado en aumento y hoy en día llega a 99% de la población en las áreas urbanas y 65% de la población rural. A pesar

de estos innegables avances, todavía hacen falta grandes esfuerzos para mejorar el servicio a los grupos más pobres de la población, en especial en las zonas rurales, y para apoyar el crecimiento de una economía dinámica y vinculada al mercado mundial.

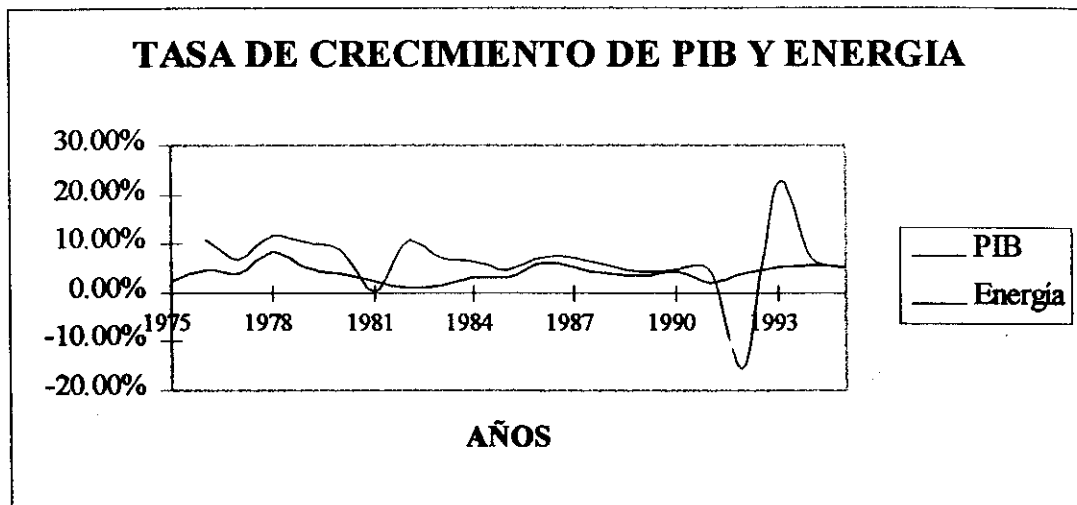


Figura 2-7 Evolución del PIB y de la Energía Eléctrica 1975-1995

El análisis de la evolución del consumo de energía eléctrica revela una estrecha relación con el proceso de desarrollo socioeconómico de Colombia. Tal como se evidencia en el gráfico 1-7, la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica ha mantenido una alta asociación con el crecimiento de la economía, con una relación energía eléctrica producto superior a la unidad. Los mayores índices de crecimiento en el consumo eléctrico se presentaron en los años 70 con tasas promedio de 10.1% anual, cerca de dos veces la tasa de crecimiento del PIB (5.5% anual). Este alto crecimiento estuvo determinado por la aceleración del crecimiento económico, la marcada expansión del sector industrial y la expansión e interconexión nacional del servicio de energía eléctrica. En la década de los años 80 y lo corrido de los años 90 la tasa de crecimiento del consumo eléctrico disminuyó a 5.2% anual, en comparación con crecimiento del PIB de 3.7% anual. Además de la disminución en el ritmo de crecimiento económico, los cambios estructurales en la actividad productiva han sido menores y se han orientado al aumento de la participación del sector de los servicios en el PIB.

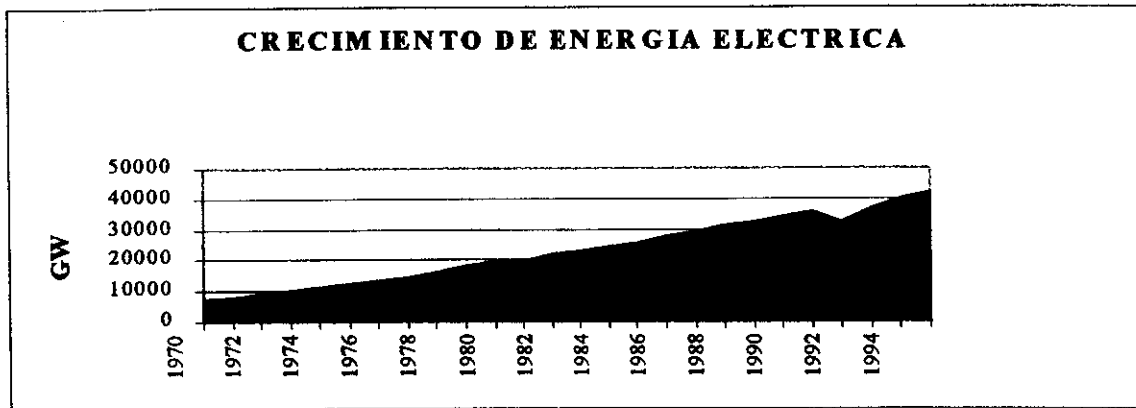


Figura 2-8 Crecimiento de la Energía Eléctrica

Demanda que se distribuye de manera regional para 1995 como lo indica la figura 2-9 y por sector económico en la figura 2-10.

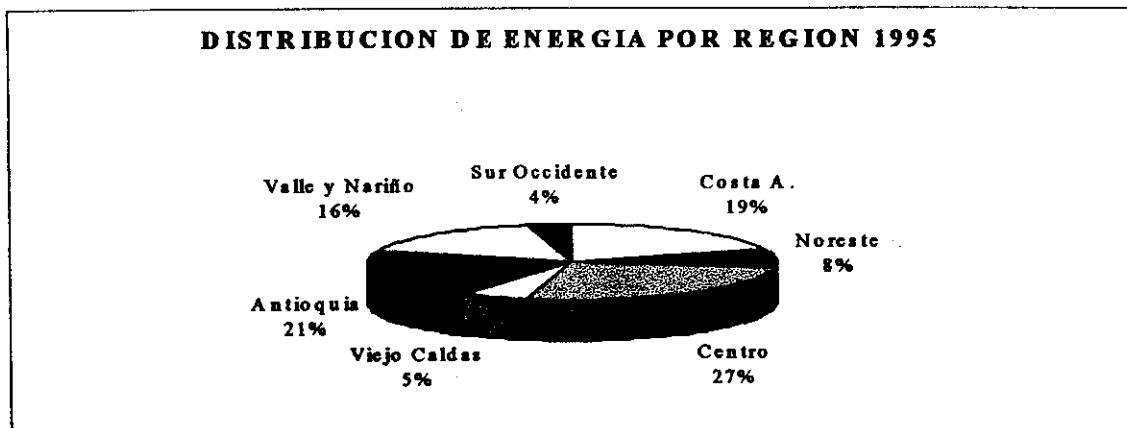


Figura 2- 9 Distribución Regional de la demanda de energía

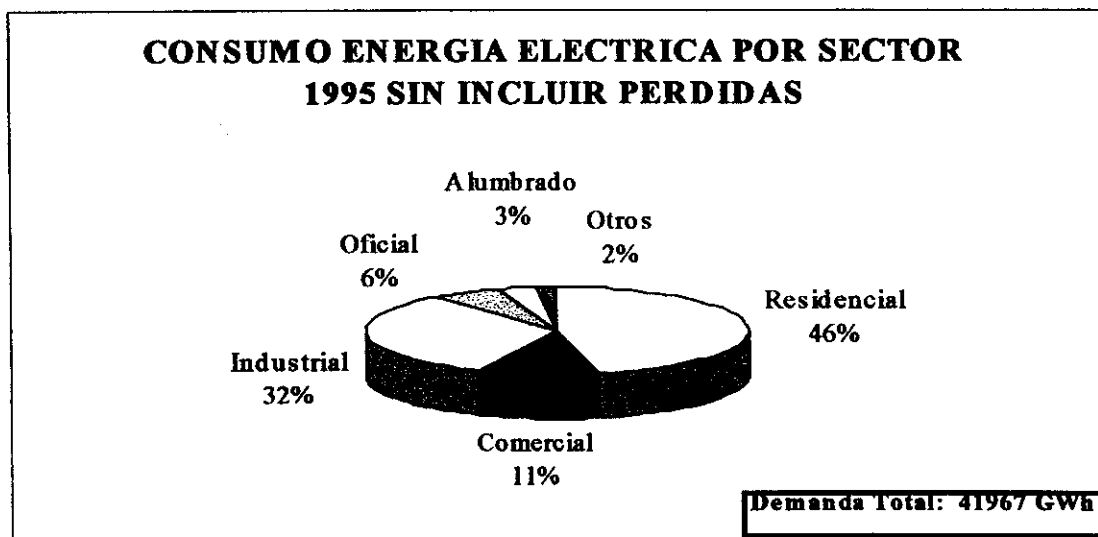


Figura 2-10 Consumo de energía por sector.

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

3. MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO

Colombia, al igual que la mayoría de los países, ha venido introduciendo importantes reformas estructurales y económicas que buscan crear condiciones adecuadas para lograr un mayor crecimiento económico y un mejoramiento en las condiciones de vida de la población. Bajo esta nueva concepción, el Estado deberá concentrarse en forma preferente en las funciones de orden normativo, regulatorio y de control, cediendo a la iniciativa privada las actividades de orden empresarial.

La industria eléctrica colombiana no es ajena a estos cambios. La reformas introducidas en los decretos de modernización del Estado y en las leyes 142 y 143 de 1994 buscan crear competencia en la generación; involucrar al sector privado en las actividades sectoriales; permitir el libre acceso a las redes de transmisión y distribución y fortalecer las actividades regulatorias y de control. En este capítulo se presentan de manera muy somera los principales aspectos de carácter institucional, regulatorio y empresarial que se han definido para el funcionamiento del sector eléctrico colombiano.

3.1. Régimen Legal

La Constitución Política de 1991 le asignó al Estado la responsabilidad de *“asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos a todos los habitantes del territorio nacional”* (art. 365); esto es, la obligación de crear un ambiente adecuado para que los diversos agentes, públicos y privados, puedan realizar sus inversiones y operar los servicios en consonancia con las sanas prácticas de la actividad empresarial.

En desarrollo de este mandato constitucional se expidieron las leyes 142 y 143 de 1994. La primera de ellas establece el régimen legal para los servicios públicos domiciliarios (entre los cuales se cuentan los de energía eléctrica y de gas combustible); en tanto que la segunda, denominada la ley Eléctrica, define el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión y distribución. Estas leyes buscan crear condiciones adecuadas para que las empresas de servicios públicos (E.S.P.) puedan operar en un ambiente competitivo y con sujeción a las sanas prácticas empresariales; promover la inversión y gestión del sector privado con el fin de fortalecer la competencia y estimular la incorporación de nuevas fuentes de capital; regular las actividades monopólicas con el objeto de evitar abusos y proteger al usuario; racionalizar el régimen tarifario y la administración transparente de los subsidios; y ejercer vigilancia y control estatal para garantizar el respeto a las leyes y normas, asegurar la buena gestión de las empresas que los suministran y sancionar las prácticas restrictivas a la libre competencia.

Recuadro No. 1.
PRECEPTOS CONSTITUCIONALES SOBRE SERVICIOS PÚBLICOS

- La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común (art. 333).
- La libre competencia es un derecho de todos que supone responsabilidades (art. 333).
- El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional (art. 333).
- Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos a todos los habitantes del territorio nacional (art. 365).
- Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios (art. 365).
- La ley fijará el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos. La ley determinará las entidades competentes para fijar las tarifas (art. 367).
- La Nación, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas podrán conceder subsidios, en sus respectivos presupuestos, para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas (art. 368).
- La ley determinará los deberes y derechos de los usuarios, el régimen de su protección y sus formas de participación en la gestión y fiscalización de las empresas estatales que presten el servicio (art. 369).
- Corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los presten (art. 370).

Recuadro No 2
RÉGIMEN LEGAL DE LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS (E.S.P.)
(Ley 142 de 1994)

- Las empresas de servicios públicos son sociedades por acciones, regidas por las normas del derecho privado. Las entidades oficiales pueden adoptar la forma de empresas industriales y comerciales del Estado.
- Pueden celebrar contratos para el acceso compartido y la interconexión de los sistemas de dos o más entidades prestadoras mediante el pago de una remuneración o peaje razonable. En caso de que las partes no logren acuerdos, las comisiones de regulación podrán imponer una servidumbre de acceso o de interconexión a quienes tengan el uso de los bienes.
- Las autoridades no pueden negar o condicionar a las empresas interesadas las licencias o permisos para cuya expedición fueren competentes.
- Sólo de manera excepcional, y cuando se demuestren motivos de interés social para ampliar la cobertura a las personas de menores ingresos, las autoridades podrán establecer *áreas de servicio exclusivo*, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa ofrecerá los mismos servicios.
- Las empresas de servicios públicos organizadas como sociedades por acciones -privadas o mixtas- se regirán por las normas del Código Sustantivo del Trabajo (las personas que presten servicios en esas empresas tienen carácter de trabajadores particulares).

Recuadro No. 3**OBJETIVOS DEL ESTADO EN RELACIÓN CON
EL SERVICIO DE ELECTRICIDAD
(Ley 143 de 1994)**

- Abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país.
- Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.
- Mantener y operar sus instalaciones preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos.

3.2. Marco Institucional

En la figura 3-1 se presenta el marco institucional del sector eléctrico, en el cual se pueden observar los diferentes entidades involucradas en el mismo.

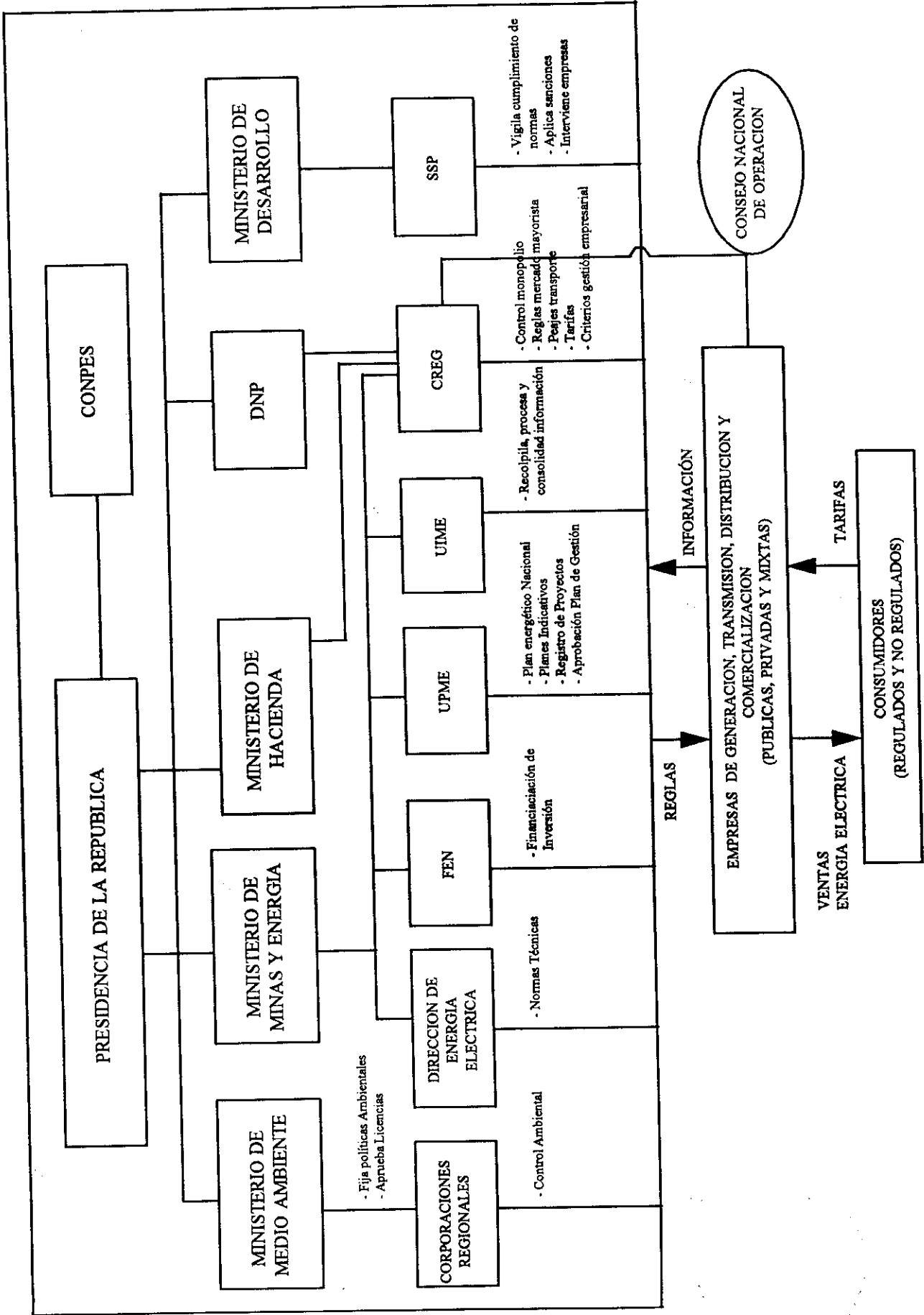
El Ministerio de Minas y Energía -MME- es la máxima autoridad sectorial, le corresponde adoptar la política y dictar los reglamentos relativos a la generación, transmisión, interconexión, distribución y control técnico de la generación de energía.. Preside la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-.

Por otra parte a la Comisión de Energía de Regulación de Energía y Gas -CREG- le corresponde, entre otras funciones, establecer las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; determinar la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia; aprobar los cargos y peajes por el acceso y uso de las redes; definir las tarifas y las fórmulas respectivas para los usuarios regulados; establecer el reglamento de operación del sistema interconectado nacional, el estatuto de racionamiento y el código de redes. Está conformada por el Ministro de Minas y Energía quien la preside; el Ministro de Hacienda y Crédito Público; el Director del DNP y cinco (5) expertos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro años.

La planeación indicativa le ha sido encomendada a la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME -, Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía dotada de personería jurídica. Quien deberá elaborar el Plan Energético Nacional, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo. Así mismo le corresponde formular la planeación indicativa de expansión del sector eléctrico, realizar el Registro de Proyectos de Generación y Transmisión, conceptuar sobre la viabilidad técnica y financiera de las conexiones de proyectos al Sistema de Transmisión Nacional y aprobar los planes de gestión y resultados de las empresas.

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL



La Unidad de Información Minero Energética -UIME- es la Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía a quien le corresponde establecer y operar una base única de información del sector minero energético.

El control, vigilancia y fiscalización de las empresas, se le asigna a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSP-, quien tiene facultades para sancionar e intervenir cuando las empresas incumplan de manera reiterada las normas establecidas por las comisiones de regulación, los indicadores de gestión y resultados y, en general, cuando se ponga en peligro la continuidad en la prestación de los servicios.

El Centro Nacional de Despacho -CND-, es una dependencia interna de Interconexión Eléctrica S.A. a quien le corresponde realizar la operación del sistema eléctrico nacional, ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación y administrar la Bolsa de Energía y el Sistema de Intercambios Comerciales.

El Consejo Nacional de Operación -CNO-, es el organismo encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica y ser el órgano executor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento, está conformada por un representante de cada una de las empresas de generación que tenga una capacidad instalada superior al 5% del total nacional, un representante de las empresas de generación que tengan una capacidad instalada entre 1% y 5% del total nacional, un representante de las demás empresas generadoras conectadas al SIN, el Director de la UPME o su delegado, un representante de ISA quien ejercerá la secretaria técnica, el gerente del CND, dos representantes de las empresas distribuidoras.

Existen adicionalmente otras entidades que en mayor o menor grado intervienen en el desarrollo del sector energético como son el Ministerio de Medio Ambiente - MMA- quien es el ente rector de la gestión del medio ambiente y de los recursos naturales renovables. Las Corporaciones Autónomas Regionales que ejercen labores de control y vigilancia de los planes ambientales, reciben recursos de las empresas de generación eléctrica para adelantar los programas de protección de las cuencas hidrográficas que alimentan los embalses.

3.2.1. Actividades empresariales

Las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad pueden ser desarrolladas por empresas públicas, privadas o mixtas, nacionales o extranjeras. La actividad de comercialización puede ser ejercida por empresas de generación o distribución o por agentes independientes. Los transportadores de energía que se establezcan a partir de julio de 1994 no pueden desarrollar la actividad de comercialización. Las empresas que estaban integradas

verticalmente a la fecha de expedición de la ley 143 de 1994 (julio 11), podrán continuar desarrollando actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, pero deberán llevar una contabilidad separada de estas actividades.



Figura 3-2 Estructura del mercado mayorista

3.2.2. Consumidores

Los consumidores son de dos tipos: Regulados y no regulados. Los primeros están sujetos a tarifas establecidas por la CREG. Sus relaciones con las empresas se rigen por el Contrato de Condiciones Uniformes. Los no regulados, o sea, aquellos que tienen una demanda máxima superior a 2 MW (nivel que se disminuirá a 1 MW a partir de 1997 y a 0.5 MW a partir de 1998) pueden negociar libremente los precios y cantidades de energía con las empresas generadoras o comercializadoras. También pueden constituirse en comercializadores y participar directamente en la Bolsa de Energía.

X 3.3. Regulación ^{del} Económica (Subsector Eléctrico)

La regulación económica está basada en los principios de la *libertad de competencia* y *no utilización abusiva de la posición dominante*. La Ley 143 de 1994 determinó que en relación con el servicio público de electricidad le corresponde al Estado "promover la

libre competencia en las actividades del sector” y la de “impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado”.

El objetivo fundamental de la regulación es crear y preservar condiciones para asegurar, mediante la asignación óptima de los recursos, una eficiente prestación de los servicios. Con este propósito, la ley abrió las puertas a la competencia para que el usuario pueda escoger libremente entre las empresas prestadoras de servicios. Cuando la competencia no sea posible, o esté restringida, establece una rígida normatividad para controlar los abusos. Se busca, en este caso, replicar las condiciones de un mercado competitivo.

Para permitir el funcionamiento de un mercado competitivo de energía, la Ley 143 de 1994 dispuso el libre acceso a las redes de transmisión y distribución del sistema eléctrico a todos los agentes mediante el pago de peajes y/o estampillas.

La Ley 143 de 1994 determina que *“Las compras de electricidad por parte de las empresas distribuidoras de cualquier orden deberán garantizar, mediante contratos de suministro, el servicio a los usuarios atendidos directamente por ellas, por el término que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Tales contratos se celebrarán mediante mecanismos que estimulen la libre competencia, y deberán establecer, además de los precios, cantidades, forma, oportunidad y sitio de entrega, las sanciones a que estarán sujetas las partes por irregularidades en la ejecución de los contratos y las compensaciones a que haya lugar por incumplimientos o por no poder atender oportunamente la demanda....”*(Art. 42, inciso tercero).

A su vez, el Art. 35 de la Ley 142 de 1994 impone la obligación a las empresas que distribuyan bienes o servicios suministrados por terceros de adquirirlos mediante procedimientos que aseguren *posibilidad de concurrencia a los eventuales contratistas, en igualdad de condiciones*; y faculta a las comisiones de regulación para exigir, por vía general, que estos contratos se celebren previa licitación pública, o por medio de otros procedimientos que estimulen la concurrencia de oferentes.

3.3.1. Transporte de electricidad

Todos los agentes pueden usar las redes de transmisión y distribución mediante el pago de los cargos que determine la CREG.

Transmisión

Se establecieron los siguientes cargos: (i) conexión, (ii) transporte (peajes) y (iii) restricciones de la red¹. Los cargos se determinan de acuerdo con los requerimientos

¹ Actualmente la CREG estudia la remuneración de otros servicios como el de despacho y el de servicios de complementarios orientados a garantizar la calidad del transporte de electricidad (manejo de pérdidas, restablecimiento del sistema, regulación de frecuencia y manejo de reactivos).

financieros del transportador, de tal manera que pueda cubrir sus costos de administración y operación (bajo condiciones de eficiencia), y reponer y expandir la red. Se busca que la actividad de transporte permita un autofinanciamiento de la inversión del 40% y una rentabilidad del 7% sobre activos netos revaluados.

a. Cargos de conexión: Buscan remunerar el suministro y mantenimiento de los equipos y obras requeridas para la conexión de un usuario desde su sitio hasta el punto de conexión al STN. Si el usuario es propietario de los bienes de conexión y realiza el mantenimiento de esta infraestructura estará exento del pago de los cargos de conexión. El cargo de conexión es igual a la anualidad del valor de reposición a nuevo de los transformadores con voltaje primario igual o superior a 220 kV., con sus respectivos módulos y equipos asociados, considerando una vida útil de 25 años y una tasa de descuento del 10% anual en términos reales. Al valor anterior se agrega una componente de operación y mantenimiento estimada en un 2% del valor de reposición de los equipos.

b. Peajes: Para distribuir los costos entre los usuarios (empresas eléctricas) se hace una estimación de los costos que éstos le imponen a la red en períodos de máxima exigencia, calculados a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima que sea capaz de manejar los máximos flujos que se ocasionan en tales períodos y del impacto marginal de la generación o la demanda sobre el uso de las líneas. Este procedimiento arroja cargos diferentes para generadores y comercializadores. Los cargos pueden ser positivos o negativos. Con ello se busca generar incentivos para la ubicación de las nuevas centrales de generación y las nuevas cargas eléctricas. Un peaje negativo significa que al generador y consumidor se le reconoce parte de los beneficios derivados de las menores exigencias sobre la expansión de la red eléctrica. En el mapa adjunto se muestran las zonas y subzonas en que fue dividido el país para efectos del cobro de peajes, con los valores aprobados para el año 1996 por la CREG.

Las reglas para cobrar los cargos es la siguiente:

- **Generadores:** Pagan por cada kW de capacidad efectiva que se prevea estará en servicio por más de seis (6) meses acumulados anualmente, teniendo en cuenta el tipo de planta y su localización.
- **Comercializadores:** Pagan con base en cargos horarios y estacionales por cada kw/h de demanda para períodos de carga máxima, media y mínima. La demanda de cada comercializador se toma a 220 kV., ya sea con mediciones directas o indirectas, utilizando factores de pérdidas de distribución.
- **Interconexiones Internacionales:** Las importaciones se tratan como una planta de generación y exportaciones como comercializador.

c. **Restricciones:** Se originan por varias causas: (i) limitaciones de transformación; (ii) límite térmico de las líneas y (iii) déficit de potencia reactiva. Estas restricciones imponen la generación de plantas localizadas en las zonas donde se presentan estas limitaciones, para poder mantener una adecuada calidad del servicio y evitar sobrecarga en los equipos de la red. Lo anterior ocasiona un sobre costo en la operación económica del sistema al tener que despachar plantas más costosas que las estimadas en el despacho ideal sin restricciones de transmisión. El valor de las restricciones se calculan como la diferencia entre el despacho con restricciones y el ideal y corresponden al monto de recursos requeridos para poder efectuar las obras necesarias para eliminar las restricciones de transporte de electricidad. Mientras la CREG emite el documento de asignación de restricciones y correspondencia de pagos, se acordó que estas restricciones se cancelan 50% por los comercializadores y 50% por los generadores y en la medida que se identifiquen causas se asignarán a quien las cause.

Distribución

Para cada uno de los sistemas de distribución se calculan unos cargos por KWh de tal forma que se cubran los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de estos sistemas. La metodología utilizada se basa en el valor típico de reposición a nuevo de la infraestructura de distribución. Los cargos son iguales para todos los usuarios independientemente de su localización, razón por la cual se les denomina "estampillas". Los generadores embebidos en los sistemas de distribución no pagan cargos por el uso de estas redes.

3.3.2. Mercado de electricidad

El mercado de electricidad en Colombia se clasifica en dos categorías: el *mercado regulado* y el *mercado mayorista o libre*.

Mercado Regulado: Son las ventas a pequeños y medianos consumidores a tarifas establecidas por la CREG, con base en los siguientes criterios:

- **Eficiencia económica:** Las tarifas deben reflejar los costos de eficiencia de prestación del servicio.
- **Suficiencia financiera:** Las tarifas deben garantizar la recuperación de los costos del servicio y permitir remunerar el patrimonio de la empresa en la forma que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.
- **Neutralidad:** Consumidores con características semejantes deben tener tratamiento igual en materia de tarifas y subsidios.

- **Solidaridad y redistribución de ingresos:** Los consumidores de mayores ingresos deben apoyar a los de menores ingresos para que estos últimos puedan pagar el costo de los servicios que cubran sus necesidades básicas.
- **Simplicidad:** Las tarifas deben ser de fácil comprensión, aplicación y control.
- **Transparencia:** El régimen tarifario debe ser explícito y de total conocimiento para los consumidores, las autoridades y demás partes involucradas en la prestación del servicio.

Para que las familias de menores recursos, representadas en los estratos 1, 2 y 3, puedan acceder y pagar los servicios, la ley estableció un sistema de subsidios con recursos provenientes de los presupuestos de la nación, los departamentos y municipios, y de los sobrecostos que se cobran a los usuarios más pudientes y a las actividades industriales y comerciales, es decir estratos 5 y 6, sector comercial, e industrial regulado y no regulado, el cual no podrá ser superior al 20% de su costo de referencia. Este esquema se aplicará para los subsectores de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física.

A finales de 1995 y comienzos de 1996 se aprobó a las empresas de servicios públicos de energía eléctrica eliminar los subsidios de los estratos 4, 5 y 6 que permanecían en algunos sitios y se estableció como fecha límite para alcanzar los niveles de subsidios de ley, para estrato 1 el 50%, estrato 2 el 40% y estrato 3 el 15% de sus costo de referencia, un plazo hasta el 31 de diciembre del año 2000.

Las empresas prestadoras del servicio serán las encargadas de recolectar las contribuciones y aplicarlas a sus sectores subsidiados. Si después de realizar este cruce existen excedentes deberán ser transferidos dentro de los cuarenta y cinco (45) siguientes a su liquidación al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos de la Nación, para ser asignados a empresas deficitarias de subsidios. Este fondo va a jugar un papel crucial en el logro de tarifas de eficiencia.

Mercado Mayorista: Son las ventas que realizan las empresas eléctricas entre sí - generadores y comercializadores-, y entre ellas y los grandes usuarios, con sujeción a las reglas de la libre oferta y demanda. Se da bajo dos modalidades: (i) contratos de suministro de largo plazo y (ii) transacciones de corto plazo en la Bolsa de Energía. En el Recuadro No. 4 se muestran las formas como participan los distintos agentes en este mercado.

Recuadro No. 4
PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN EL
MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA
(Resoluciones CREG Nos. 54 y 55 de 1994)

GENERADORES	COMERCIALIZADORES	TRANSPORTADORES
<ul style="list-style-type: none"> • Celebrando contratos de energía con los comercializadores u otros generadores a precios acordados libremente entre las partes. • Realizando transacciones en la Bolsa. • Prestando servicios asociados a la generación para asegurar la calidad y seguridad en la prestación de los servicios 	<ul style="list-style-type: none"> • Efectuando compras de energía a largo plazo con generadores. • Comprando y vendiendo energía en la Bolsa de Energía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Garantizando el libre acceso a sus redes. • Facilitando la competencia a través de los servicios de transporte.

Contratos de Suministro de Largo Plazo: Estos contratos se pueden originar por varias razones: (i) Por la obligación impuesta a las empresas distribuidoras de realizar compras firmes de energía para atender las necesidades de sus usuarios "cautivos" (mercado regulado); (ii) por la aversión al riesgo de las distribuidoras y de los usuarios no-regulados frente a la Bolsa de Energía; (iii) por compromisos de compra obligatoria acordados con los inversionistas privados para garantizar la construcción de los nuevos proyectos de expansión. La CREG^{2/} obligó a las empresas que atienden mercados regulados a suscribir contratos de largo plazo de energía para cubrir los siguientes porcentajes de su demanda: 80% entre julio 20 al 30 de noviembre de 1995; 60% durante los dos años siguientes; 30% para el quinto año; y libre a partir del sexto año. Igualmente, exigió que los contratos que se celebren entre generadores y comercializadores deben contener reglas claras para determinar, hora a hora, las cantidades de potencia y energía máximas y mínimas exigibles y el precio respectivo. Los contratos celebrados deben registrarse ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - SIC -.

Así mismo, la CREG determinó que las compras de energía se deben hacer mediante procedimientos que aseguren la libre concurrencia y la selección objetiva. Con este propósito, las empresas distribuidoras están obligadas a solicitar propuestas de suministro de energía a las empresas generadoras actuales y otros agentes económicos interesados en desarrollar proyectos de generación, las cuales deben ser evaluadas con base en factores de precio y otras condiciones técnicas objetivas. Para estimular la competencia, se debe permitir la oferta de suministros parciales de energía por parte de distintos generadores. En el caso de empresas que de manera combinada

² Resoluciones 009 de 1994 y 016 de 1995

prestan las actividades de generación y distribución, éstas deberán también solicitar y dar oportunidad a otras empresas de generación y a los comercializadores para presentar propuestas de suministro. Las propuestas de las empresas integradas verticalmente deben hacerse en sobre cerrado y abrirse simultáneamente y en acto público con las demás ofertas recibidas³, si adicionalmente su demanda de energía representa el 5% o más del total de la demanda del SIN, deberá contratar con recursos diferentes de los propios, por lo menos un 40% de esta. Las empresas generadoras otorgarán garantías financieras al Administrador del SIC cuando contraten ventas en exceso de la energía y potencia firme que sean capaces de producir y, por consiguiente, respaldar con su capacidad propia de generación.

Bolsa de Energía: La Bolsa de Energía se puso en marcha el 20 de julio de 1995, bajo la administración del Centro Nacional de Despacho, dependencia de ISA, lo cual es garantía de neutralidad por no realizar estas actividades de generación o comercialización. En la Bolsa se realizan, hora a hora, transacciones de electricidad en cantidades y precios determinados por la libre oferta y demanda de acuerdo con las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación.

Participación en la bolsa: Cualquier entidad o persona pública o privada puede hacer parte de la Bolsa cumpliendo los requisitos establecidos por la Ley, la cual los clasifica en dos clases de agentes: generadores y comercializadores.

Los generadores son todas las personas naturales o jurídicas con una capacidad de generación superior a los 20 MW y que están conectados al SIN. Para los generadores con capacidad inferior o igual a 20 MW es opcional participar en la Bolsa. Todos participan en ella a través de ofertas de precio y declaración de disponibilidad de energía.

Los comercializadores son entidades que compran energía a los generadores para entregarla a los usuarios. Con el nuevo esquema los comercializadores pueden realizar compras de energía al Precio de Bolsa y también hacer contratos a largo plazo con generadores a precios libres.

El esquema de operación de la bolsa de energía está reglamentado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en sus resoluciones 1, 3, 5 de 1993 y se resume en el diagrama de flujo de la figura

³ Resolución CREG 020 de 1996.

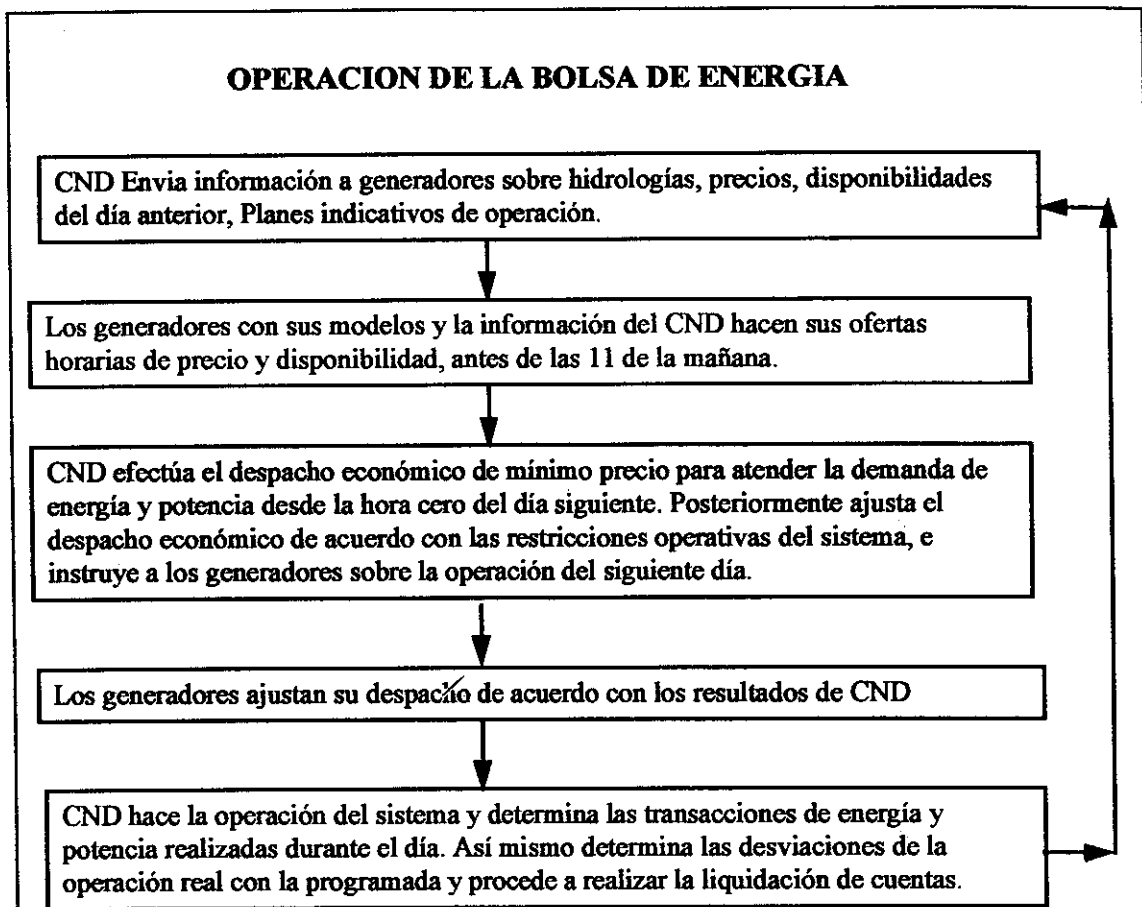


Figura 3-3 Esquema de operación de la bolsa

3.3.3. Aspectos fundamentales de la regulación

Actualmente la Comisión analiza aspectos complementarios que incentiven una mayor participación del sector privado. Se diseñó el cargo por capacidad⁴, con el cual se pretende remunerar a las plantas que bajo condiciones de hidrologías críticas aporten al abastecimiento de la demanda. Este cargo entrará a regir a partir de diciembre de 1996.

Para la determinación del cargo por capacidad se elaboró una metodología para el período de verano⁵ y otra para el período de invierno⁶. En la primera de ellas se determina la capacidad de generación que aporta cada planta en el despacho ideal y en la hora de punta⁷, al abastecimiento de la demanda en condiciones hidrológicas críticas, conocida como Capacidad remunerable Teórica CRT, y se compara con la

⁴ Resolución CREG 22 de 1996

⁵ Comprendido entre 1 de diciembre al 30 de abril del año siguiente

⁶ Comprendido entre el 1 de mayo y el 30 de noviembre de cada año

⁷ Valor promedio a la hora de punta durante el mes.

disponibilidad comercial promedio durante que se facturará, escogiendo la menor de estas para determinar la contribución a remunerar.

En la estación de invierno, la capacidad remunerable teórica tomará el valor mínimo entre la capacidad teórica de la estación de verano y sus disponibilidad comercial durante en mismo tiempo.

Se liquidará como el costo fijo mensual de la tecnología de generación con menor costo de capital, a partir del 1 de diciembre de 1996, este valor será de US\$5.25 kW-mes, correspondiente a una turbina de gas de ciclo abierto. y será recaudado a través de los generadores con base en su energía despachada.

Así mismo, la CREG está elaborando el estatuto de racionamiento en el que se va a definir la forma como se deberá operar en caso de presentarse un déficit de generación en el sistema.

Posteriormente se va a establecer la reglamentación para la participación del los autogeneradores y cogeneradores en este mercado. / /

3.4. Regulacion del Subsector Gas

La regulación de este subsector se ha desarrollado primero por el Ministerio de Minas y Energía, a partir del Código de Petróleos y ahora por la CREG, fundamentada en Ley 142 de servicios públicos domiciliarios.

Acorde con los principios de la regulación económica, se busca incentivar la participación privada y establecer condiciones que promuevan la libre competencia. De manera similar al caso eléctrico, se parte de la separación de las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización.

En la etapa de exploración y producción, se ha previsto mantener un esquema similar al actual, en la cual Ecopetrol directamente o mediante contratos de asociación con empresas petroleras privadas realizan estas tareas. Cuando se firma un contrato de asociación la empresa privada que se denomina el Asociado realiza la fase de exploración completamente y una vez descubierto un nuevo campo de producción y declarada la comercialidad del mismo, el Asociado y Ecopetrol acuerdan la manera de explotar dicho campo y se fijan los acuerdos comerciales entre las partes. En el otro caso Ecopetrol realizará directamente estas fases, En los contratos de asociación se incorporarán los cambios contemplados en la política de contratación. Se establece la posibilidad de comercialización por parte de Ecopetrol y del Asociado pero se restringe la comercialización conjunta para dos o más contratos de exploración y producción. La participación de los productores en empresas de transporte o en plantas generadoras de electricidad está limitada al 50% inicialmente y deberá reducirse a un 25% en cinco años.

La CREG ha impulsado un proceso paulatino de liberalización del precio de venta del gas natural de los productores a los distribuidores o grandes consumidores en entrada en troncal⁸. La Comisión ha estipulado un período de transición hasta el año 2005, durante el cual, el precio máximo puede situarse, dependiendo del caso, entre 0.61 y 1.30 US\$/MBTU. Dicha desregulación busca promover, por tanto, la participación de productores adicionales a Ecopetrol en la comercialización del gas, mediante el incentivo que otorga la negociación de los precios de manera bilateral.

La actividad de transporte está regulada con el fin de permitir libre acceso a la red de gasoductos y de garantizar la neutralidad del transportador. Para efectos de la regulación la infraestructura de gasoductos se ha dividido en cuatro sistemas. El sistema de la Costa Atlántica, el sistema del Centro, el sistema sur y el sistema del interior. Las empresas transportadoras serán remuneradas mediante un cargo por capacidad, un cargo por volumen y un cargo por administración. Para el sistema de transporte del interior del país, la CREG ha establecido la metodología y los cargos por uso de las red⁹, subdividiéndolos en cargo por entrada y por salida.

En el primer semestre de 1996 se desarrolló una actividad intensa en la negociación y suscripción de contratos para los proyectos termoeléctricos inscritos en el plan de expansión de referencia. Estos contratos se han negociado con Ecopetrol, como representante de la comercialización conjunta de campos y para todos ellos se establecen cláusulas *take or pay* del 25% del consumo estimado, con mecanismo de primera opción de compra para incrementarlo. El suministro se atenderá con gas de la Guajira y de Opón. Los consumos esperados de los contratos firmados o en negociación en el centro del país eran de 338 GBTUD y 178.4 GBTUD en el norte del país, para un total de 516.5 GBTUD.

Los proyectos inscritos en el plan de expansión adelantan también la negociación y firma de contratos de transporte de gas por el sistema del interior del país, en los que se pactan cláusulas sobre capacidad firme, capacidad garantizada y capacidad interrumpible, lo cual permite flexibilidad de acuerdo con la estacionalidad de la demanda para la generación termoeléctrica. Estos contratos, que se están adelantando con Ecopetrol, posteriormente se transferirán a ECOGAS, una vez se constituya esta empresa.

De manera análoga al sector eléctrico la ley contempla el establecimiento de unos subsidios para los estratos 1, 2 y 3 de la población correspondientes al 50%, 40% y 15% respectivamente, que serán cubiertos mediante aportes del gobierno y un contribución de hasta el 20% de los estratos 5 y 6, así como de los sectores comercial e industrial. Se debe mencionar que en estos momentos esta en curso un proyecto de resolución en el cual se hace claridad sobre el sector térmico que utiliza gas en el sentido que están exentos de esta contribución.

⁸ Resolución CREG 029 de 1995.

⁹ Resolución CREG 017 de 1995.

3.5. Coordinación Intersectorial

Dado que el principal usuario del sector gas es el sector termoeléctrico es necesario buscar mecanismos que garanticen el desarrollo de los dos sectores y para ello el Consejo Nacional de Operación CNO¹⁰ y la CREG han venido estudiando alternativas operativas que permitan la sincronización de las compras de gas y ventas de energía en el mercado mayorista de energía eléctrica¹¹.

Esta coordinación se basa entre otros en los siguientes principios:

- El despacho eléctrico debe ser anterior al despacho de gas.
- Existen características técnicas del sistema de gas que requieren un tiempo mínimo para garantizar el despacho requerido por el sector eléctrico (Incluyendo sustituciones por combustibles alternos).
- Se debe desarrollar un mercado secundario para el gas que optimise el aprovechamiento del recurso.
- En la etapa inicial tanto el sector eléctrico como el de gas deben ser flexibles para asegurar el desarrollo de los dos mercados.

¹⁰ Cuerpo consultivo del sector eléctrico designado por ley

¹¹ Mercado que en un futuro podrá evolucionar a un mercado de energéticos

MINISTERIO DE ENERGIA

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 1996 - 2010 Revisión 1996

4. SECTOR ELECTRICO

En este capítulo se hace un breve recuento del desarrollo del sistema eléctrico Colombiano en los últimos cinco años, presentando entre otros aspectos la evolución de la capacidad instalada, del embalse agregado del sistema, la composición de la capacidad de generación, su disponibilidades y participación en el suministro de energía. Así mismo se presenta a grandes rasgos el comportamiento del mercado mayorista que se inició el 20 de julio de 1995. Finalmente se hace una descripción del sistema de transmisión existente y los cargos por uso de la red definidos por la actual regulación.

4.1. Sistema Existente a Junio de 1996

La generación de electricidad se realiza predominantemente por medio de plantas hidroeléctricas y en menor proporción de plantas termoeléctricas.

4.1.1. Capacidad y disponibilidad

La capacidad efectiva de generación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- durante 1995 no presentó aumentos significativos con respecto a 1994 como lo indica la figura 4-1, alcanzando al final del año un acumulado de 10063 MW (sin incluir 180 MW de importación con Venezuela). Esta capacidad esta constituida por 7838 MW hidráulicos (78%) y 2225 MW térmicos (22%), lo cual muestra la gran dependencia que hasta la fecha tiene el sistema eléctrico de los aportes hídricos.

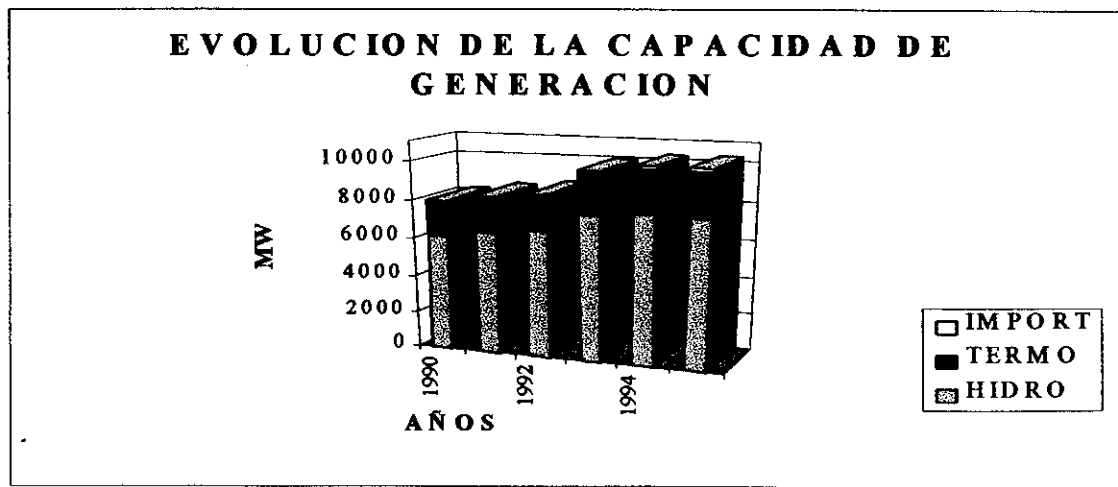


Figura 4-1 Capacidad de generación efectiva instalada

Durante los primeros meses de 1996 entraron en operación 100 MW térmicos en la Costa Atlántica con lo que se incrementa la capacidad efectiva del sistema a 10160 MW aproximadamente.

Por otra parte, durante 1995 la disponibilidad¹ promedio del Sistema Interconectado Nacional -SIN-, fue de 82%, valor superior al registrado para 1994 que fue del 76%, y para los años 1992 y 1993 un 77%. En la figura 4-2, se presenta la evolución de las disponibilidad del sistema.

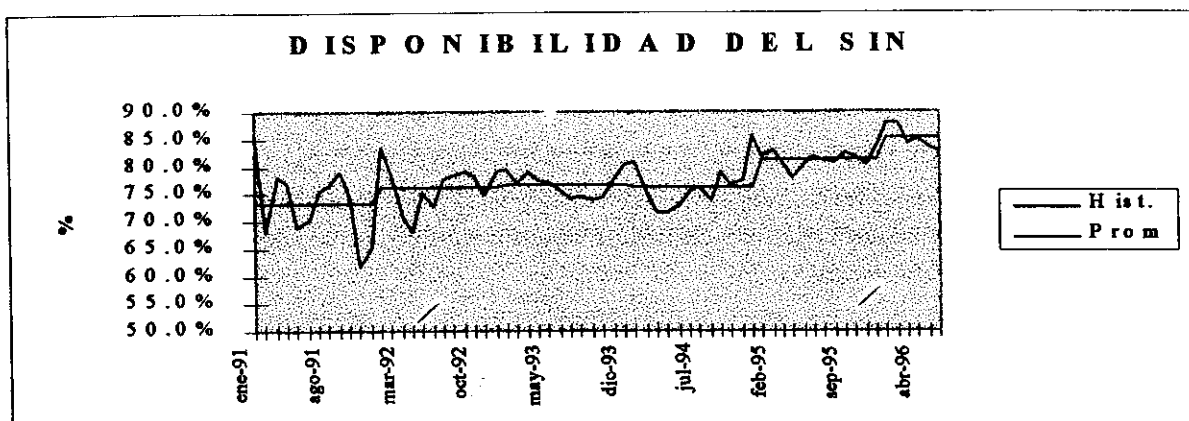


Figura 4-2 Disponibilidad del Sistema Interconectado Nacional

En la actualidad existen 18 generadores de los cuales 16 son públicos y 2 privados, se espera que a finales de 1996 ingrese un generador privado más y a finales de 1997 por lo menos 3.

4.1.2. Evolución de la demanda de energía y potencia

La demanda de energía durante 1995 tuvo un crecimiento de 5.52%, respecto al año 1994 para alcanzar una valor de 41967 GWh. Aún cuando en los primeros meses del año 95 se presentó un incremento significativo de la demanda en los meses restantes se ajustó a lo esperado como se observa en la figura 4-3.

¹ Razón entre el número de horas que puede operar una planta y 8760 horas factibles al año

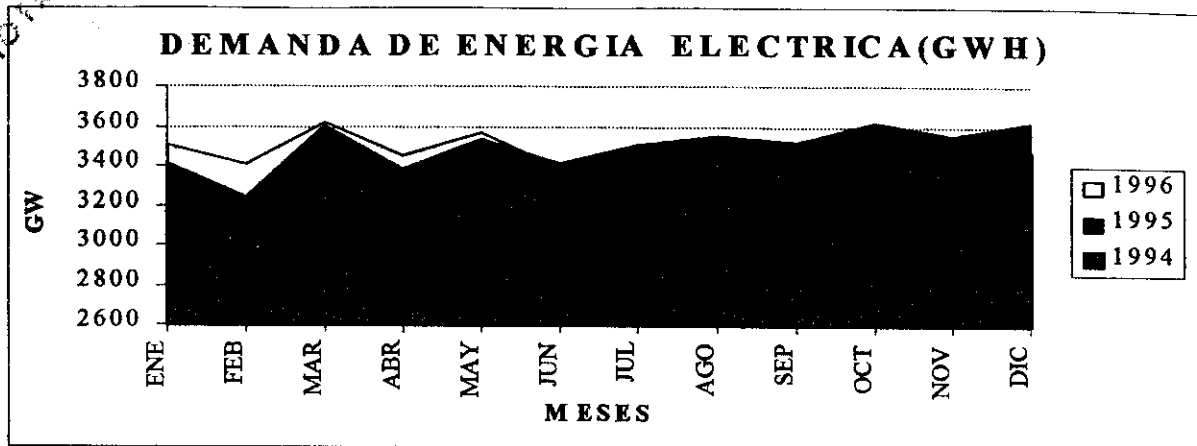


Figura 4-3 Evolución de la demanda de energía eléctrica

La demanda fue atendida en un 75.7% por generación hidráulica, un 23.4% de generación térmica, un 0.4% de importación de Venezuela y el 0.5% restante no pudo ser atendida, lo cual obedece en su gran mayoría a restricciones locales que no permiten el abastecimiento pleno de los requerimientos.

La demanda máxima de potencia del sistema se presentó en el 6 de diciembre, con un valor de 7130 MW, lo que representa un incremento en 1995 del 3.39% con respecto a 1994.

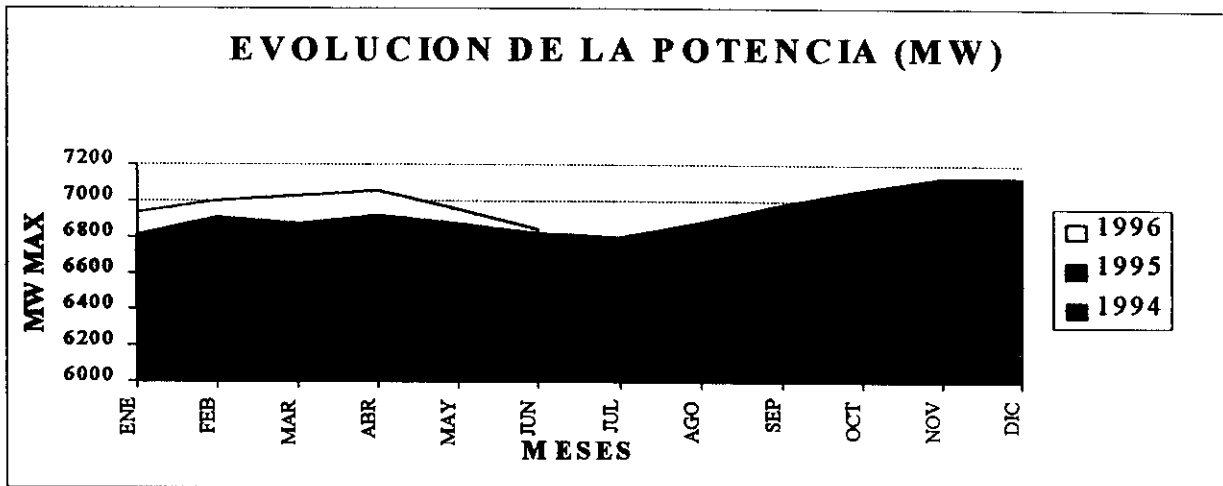


Figura 4-4 Demanda de Potencia Eléctrica

Durante los primeros seis meses de 1996 se ha presentado un crecimiento de la demanda de energía de 2.3%, 1.2%, 1.2%, 1.8%, 2% y 0% respectivamente, porcentajes medidos con respecto al mismo mes del año anterior. Estos bajos incrementos pueden ser consecuencia, entre otras razones: de la alta lluviosidad registrada durante los primeros meses del año, época que tradicionalmente es seca, lo que implica una reducción de los requerimientos de refrigeración y ventilación en sitios cálidos, y del riego de cultivos; del desmonte de subsidios en las tarifas para los sectores residencial de estratos 4, 5 y 6 y del

plan de gas en algunas ciudades y en alguna medida de la disminución en el crecimiento económico.

Composición de la demanda de energía eléctrica

La composición de la energía eléctrica por sector económico se presenta en la figura 4-5. de donde se puede observar que el sector residencial sigue siendo el sector de mayor consumo, seguido por el industrial, el cual es similar al nivel de pérdidas del sistema.

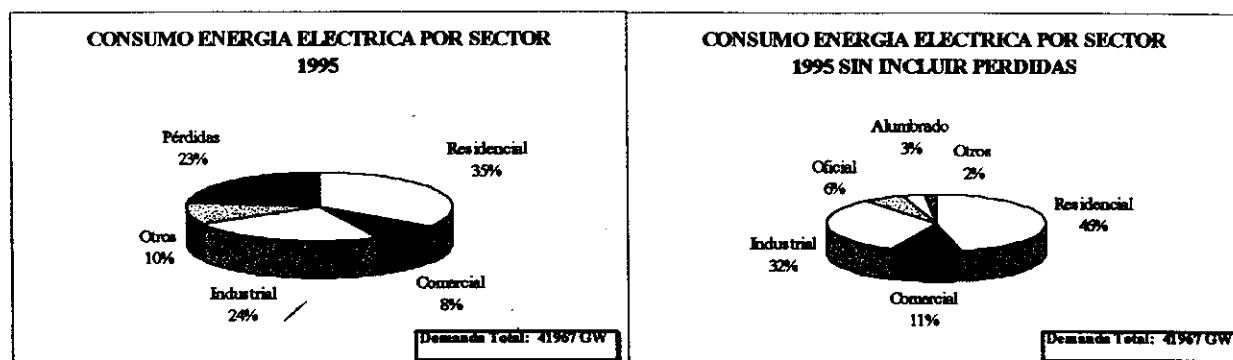


Figura 4-5 Composición del consumo de energía eléctrica en 1995

Por otra parte la distribución regional (Figura 4-6) de la demanda de energía indica que en el centro del país se consume cerca del 27% de la demanda total del país, seguido por la zona de Antioquía y la costa Atlántica con valores de 21% y 19% respectivamente.

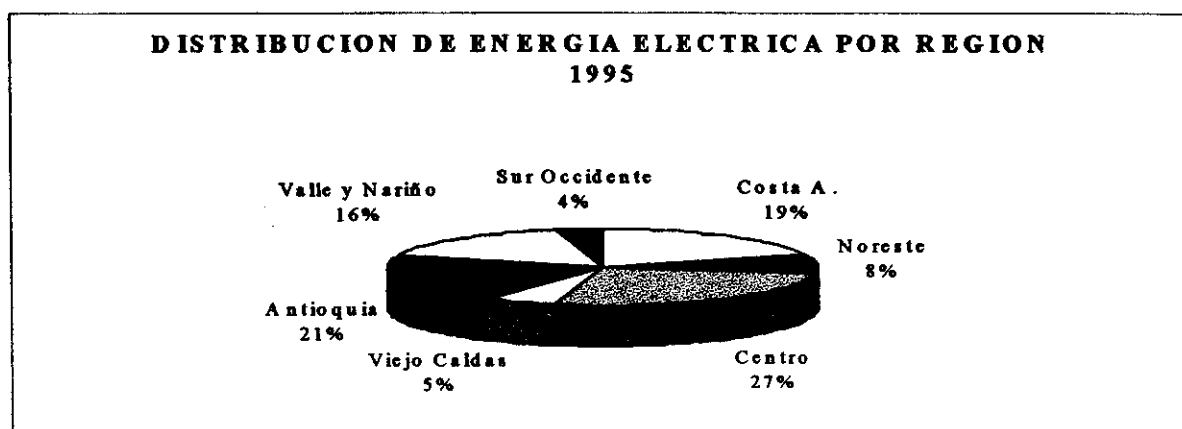


Figura 4-6 Composición regional de la demanda de energía eléctrica

4.1.3. Evolución energética

Los aportes hídricos totales en lo que va corrido de 1996 presentan una gran recuperación con respecto a los años anteriores sobre todo en 1992, en el cual se

había detectado la presencia del fenómeno meteorológico El Niño Oscilación del Sur - ENOS-

Durante 1991 y especialmente en 1992 se presentaron disminuciones drásticas en los aportes hidrológicos del sistema, convirtiéndose el año 1992 en el más deficitario de los registros históricos conocidos (40 años). Los aportes para ese año sólo alcanzaron 64% de la media histórica.

Ante la crítica situación energética, a partir del mes de marzo de 1992, se iniciaron racionamientos de energía con un nivel del 3% de la demanda. Las reservas hidráulicas continuaron descendiendo hasta alcanzar en abril de ese año un nivel mínimo de 1850 GWh (15% de la capacidad del sistema), ubicando el nivel del racionamiento en el 25%.

Con la entrada de Guavio y de la mayor parte de las centrales de generación del Plan de Emergencia emprendido por el Gobierno Nacional y las empresas del sector, y el aumento de los niveles de los embalses se disminuyó gradualmente el racionamiento hasta eliminarse totalmente el 2 de abril de 1993. La magnitud total del racionamiento de energía en 1992 y 1993 fue de 6142 GWh, equivalentes al 16% de la demanda del período de racionamiento. Durante 1994 se presenta una recuperación importante de los embalses del sistema alcanzándose al final del año un nivel superior al 80% del nivel de almacenamiento.

En 1995 los aportes hidrológicos del SIN alcanzaron un valor promedio del 80% de la media histórica, comportamiento menor al promedio registrado durante 1994 donde se alcanzó un valor promedio del 94% de la media histórica.

En los primeros meses de 1995 se presentó un verano más fuerte que el del año 92, lo cual alertó la operación del sistema y se logró que el nivel del embalse agregado al final de año alcanzara el 75.66% de su capacidad que es 14308 GWh. En la figura 4-8 se presenta la evolución del embalse durante 1995 comparada contra los años anteriores.

DOCUMENTO PRELIMINAR

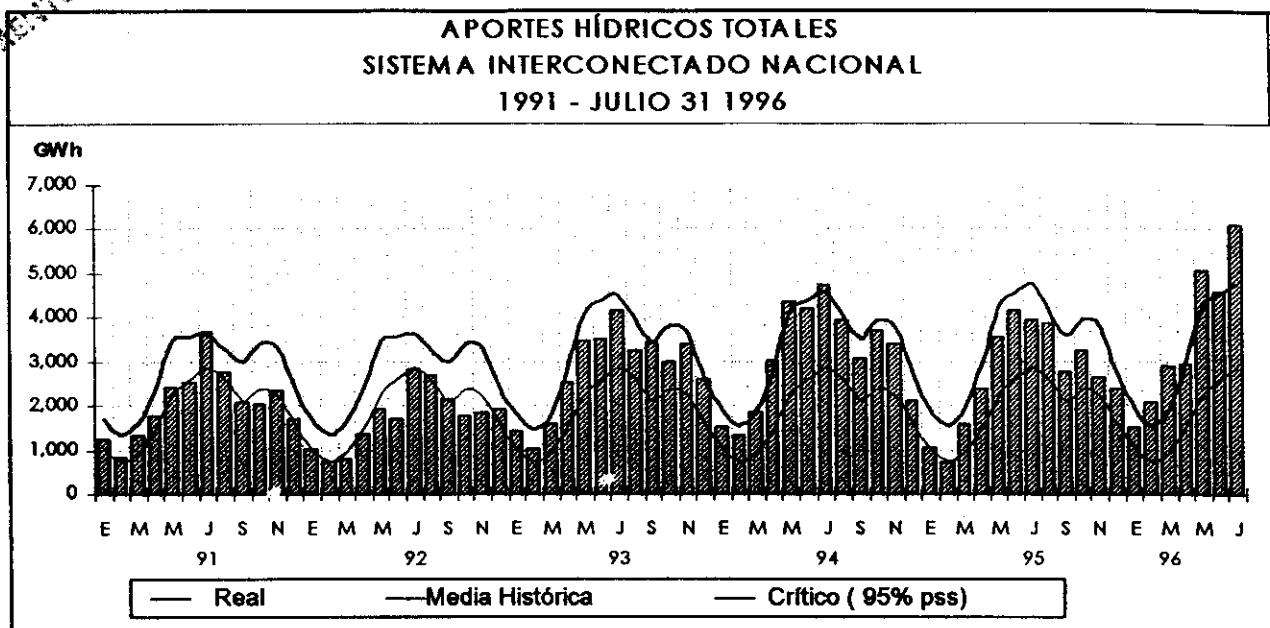


Figura 4-7 Evolución de los aportes hídricos

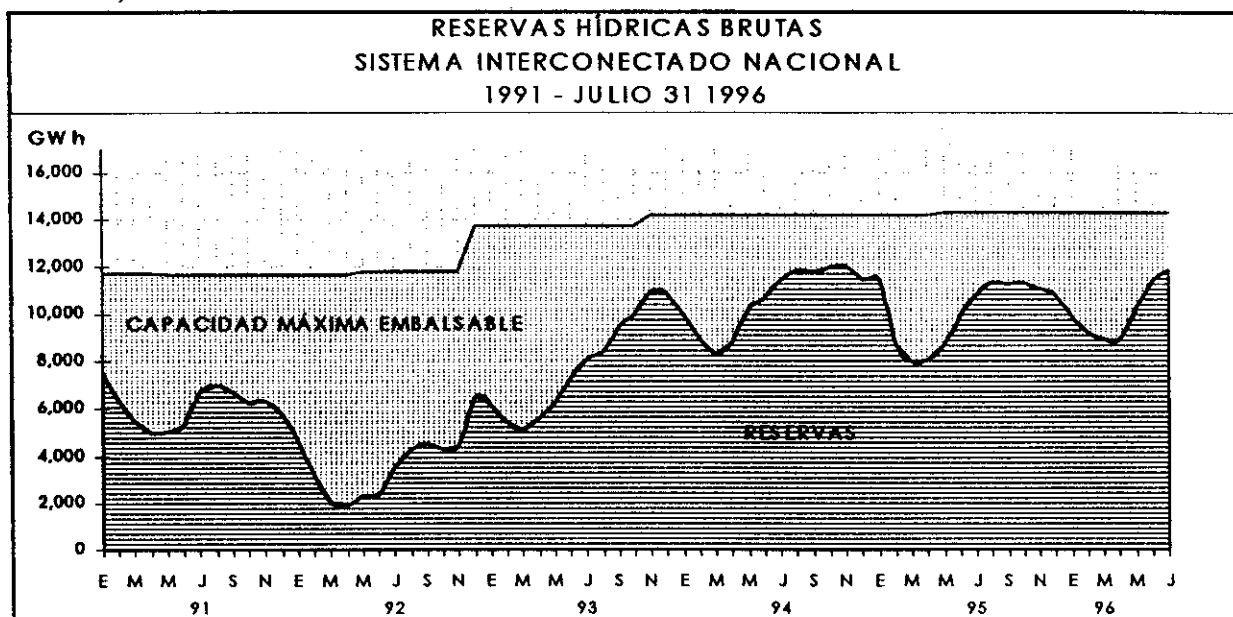


Figura 4-8 Evolución del embalse agregado del Sistema Colombiano

Como balance general del período 1991 - junio 1996 se pueden destacar los hechos que se mencionan a continuación :

- Incremento en la capacidad de generación del sistema de 8356 MW a 10063 MW.
- Incremento en un 21% de la capacidad máxima embalsable del sistema, pasando de 11772 GWh en enero de 1991 a 14284 GWh en abril de 1996, así mismo se mejoraron las reservas al final del período de verano (30 de abril) al pasar de 5017

GWh en 1991 a 8902 GWh en 1996, correspondiente a un aumento de 77%. Las reservas a abril 30 de 1996 alcanzaron el 62% de la capacidad total.

- Incremento de la componente térmica en la generación total del sistema pasando de 1835 MW a 2207 MW, con un aumento del 20%. Este incremento se logro en buena medida gracias a la participación del sector privado y de Ecopetrol.

4.1.4. Sistema de Transmisión Nacional

El Sistema de Transmisión Nacional -STN- Colombiano está conformado por dos subsistemas (Centro del País y Costa Atlántica), que se encuentran interconectados por medio de dos líneas a 500 kV. El STN en la actualidad cuenta con 66 subestaciones a 230 kV y 4 subestaciones a 500 kV. Tiene un total de 8579 km de líneas a 230 y 220 kV y 1065 km de líneas a 500 kV. La capacidad media de transformación del STN hacia los niveles de tensión inferiores a 220 kV es de 8980 MVA.

Adicionalmente se cuenta desde 1992 con la Interconexión con Venezuela a través de una línea a 230 kV entre Cuestecita en Colombia y Cuatricentenario en Venezuela. A comienzos del año 1996 entró en operación una nueva interconexión, entre San Mateo (Colombia) y el Corozo (Venezuela), con lo cual se alcanzan cerca de 180 MW de capacidad potencial de importación del vecino país.

El STN es un sistema multipropietario conformado por 10 empresas transportadoras de energía y operado por el Centro Nacional de Despacho -CND-. A partir de enero de 1995, comenzaron a aplicarse los cargos por uso de red de transmisión para generadores y comercializadores.

Quitar

RED DE TRANSMISIÓN 1995

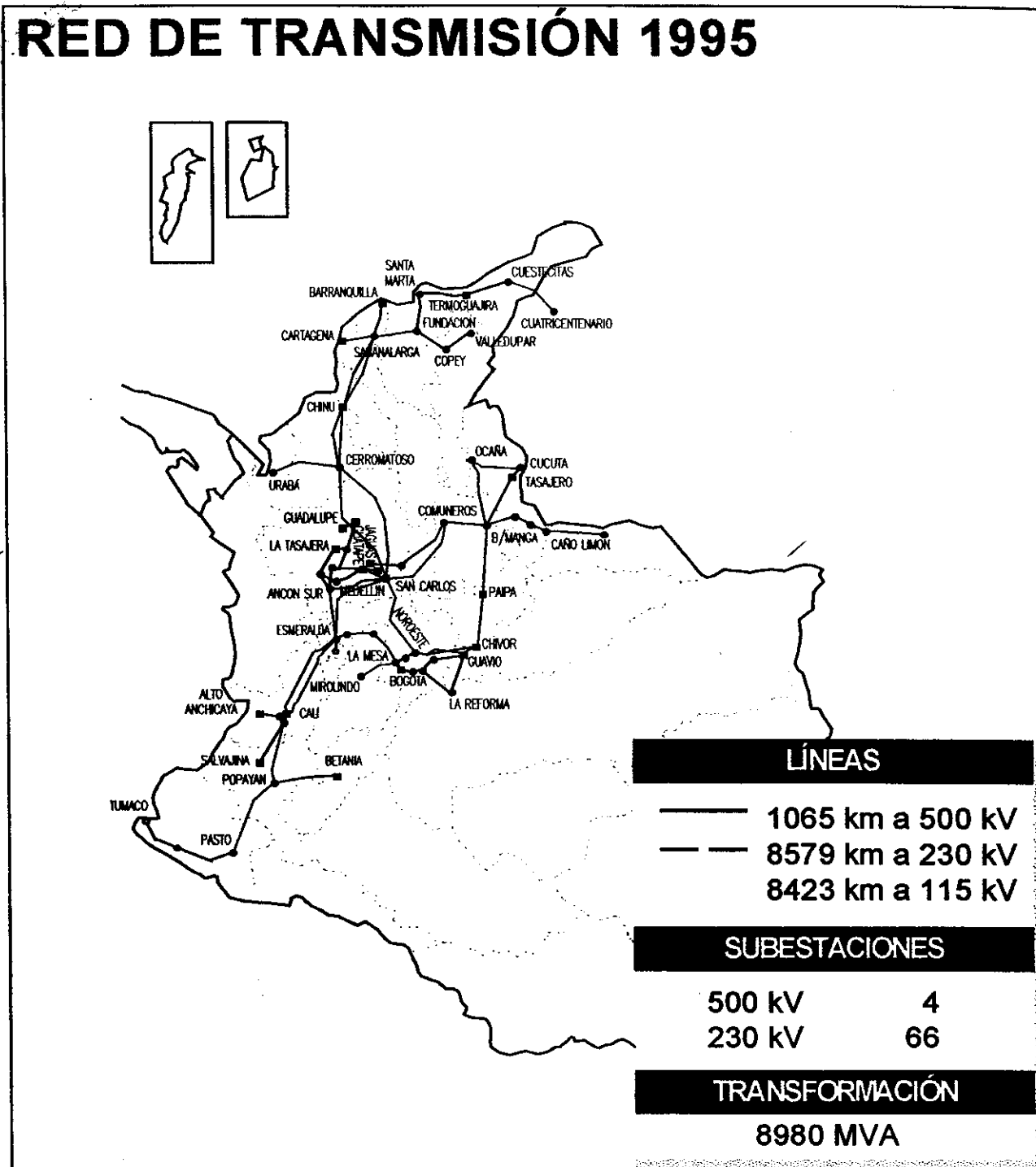


Figura 4-9 Sistema de Transmisión Nacional

De acuerdo con lo establecido en la ley eléctrica, el Centro Nacional de Operación -CND-, será el encargado de la planeación operativa, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, transmisión e interconexión del Sistema Interconectado Nacional, así como la responsable de repartir instrucciones a los Centros

Regionales de Despacho -CRD- para la coordinación de maniobras y abastecimiento confiable del servicio.

La CREG estableció en julio de 1995 el código de redes y el código comercial, como parte del reglamento de operación del SIN. El primero de ellos está compuesto por el código de planeamiento de la expansión, el código de conexión, el código de operación y el código de medida. En ambos códigos se establecen los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad para la prestación de servicios de transporte de energía eléctrica en el territorio nacional.

4.2. El Mercado Mayorista ~~Bolsa~~

A continuación se hace una breve descripción del desarrollo del mercado mayorista a partir del 20 de julio de 1995.

Composición del mercado mayorista

Antes del inicio del mercado mayorista el sector eléctrico estaba compuesto por 17 generadores de los cuales tan solo 1 era privado, 34 comercializadores y 10 transportadores. A la fecha se han registrado ante el Sistema de Intercambios Comerciales -SIC- 8 nuevos comercializadores y un generador privado más.

Tabla 4-1 Agentes participantes en el mercado Mayorista

	Julio 1995		Julio 1996	
	Públicos	Privados	Públicos	Privados
Generadores	16	1	16	2
Comercializadores	32	2	36	6
Transportadores	10	0	10	0

4.2.1. Evolución de la bolsa de energía

Durante el tiempo que ha operado la bolsa de energía se han registrado transacciones de corto plazo por cerca del 25% de la demanda total del sistema con un precio promedio de bolsa de 27.20 \$/kWh. Este precio corresponde al valor total de las transacciones realizadas en la bolsa por cada kWh de energía suministrado bajo esta modalidad de contrato.

Este precio se compone de varios elementos comerciales como son: el precio de venta de la energía, el cual corresponde a las ofertas realizadas por los generadores, y que en promedio ha sido de 13.49 \$/kWh. El segundo elemento que conforma el precio total es el cargo de potencia que equivale a 12.21 \$/kWh de las transacciones en bolsa. Adicionalmente se cuenta con cargo por las reservas, y los costos de las restricciones y reconciliaciones que suman 1.50 \$/kWh, tal como se muestra en las figuras de evolución de precios en bolsa y composición del precio en bolsa.

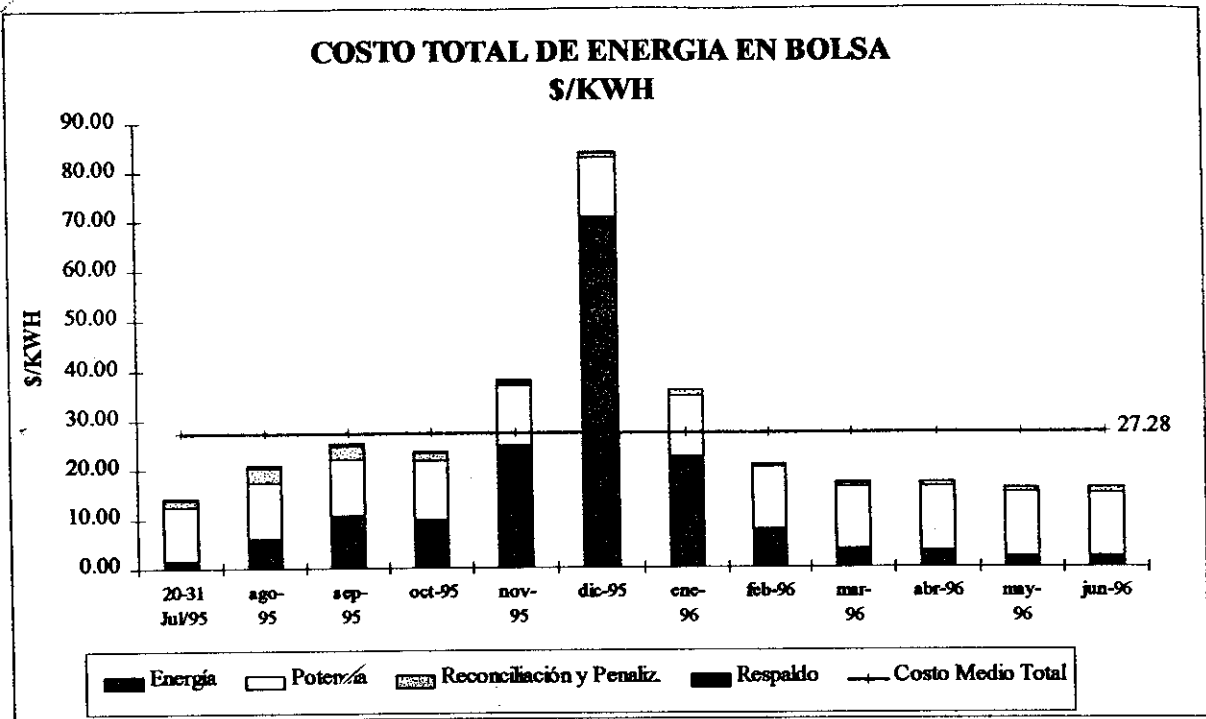


Figura 4-10 Comportamiento de la bolsa de energía

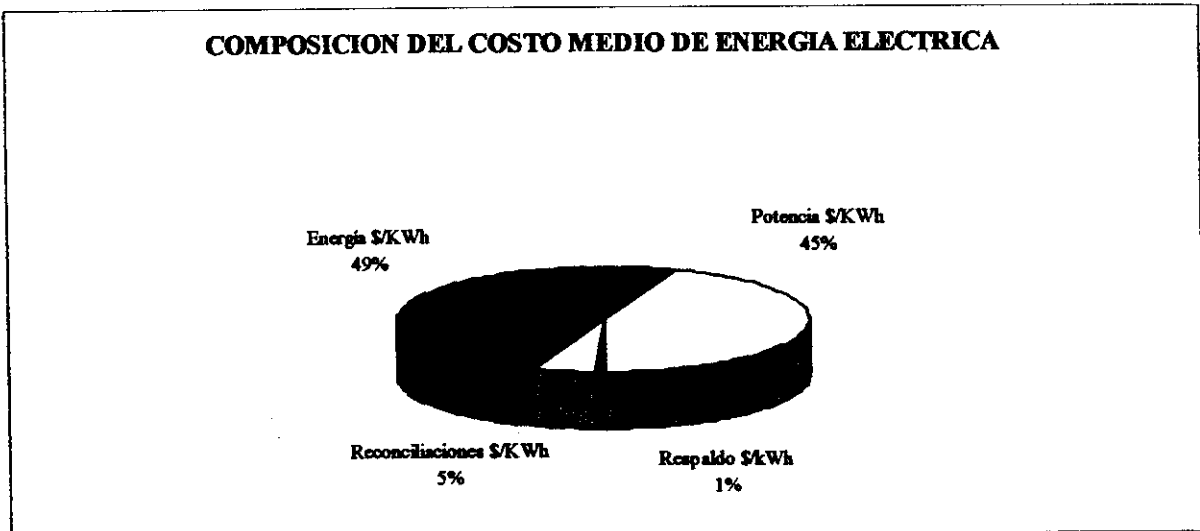


Figura 4-11 Cargos de Transacciones de energía eléctrica en bolsa

4.2.2. Contratos de compra de energía

Como se mencionó el segundo mecanismo para la compra de energía esta dado por la realización de contratos de largo plazo de manera bilateral. Durante el período del 20 de julio de 1995 hasta febrero de 1996 se firmaron un total de 103 contratos de compra de energía por valor de 17702 Gwh, a una tarifa media de 35.5 \$/kWh. Con un valor máximo de 46.6 \$/kWh para el mes de diciembre y un mínimo de 26.6 \$/kWh

correspondiente al mes de julio de 1995. Estos contratos cubren el restante 75% de la demanda de energía y se pueden caracterizar como lo indica la tabla 4-2.

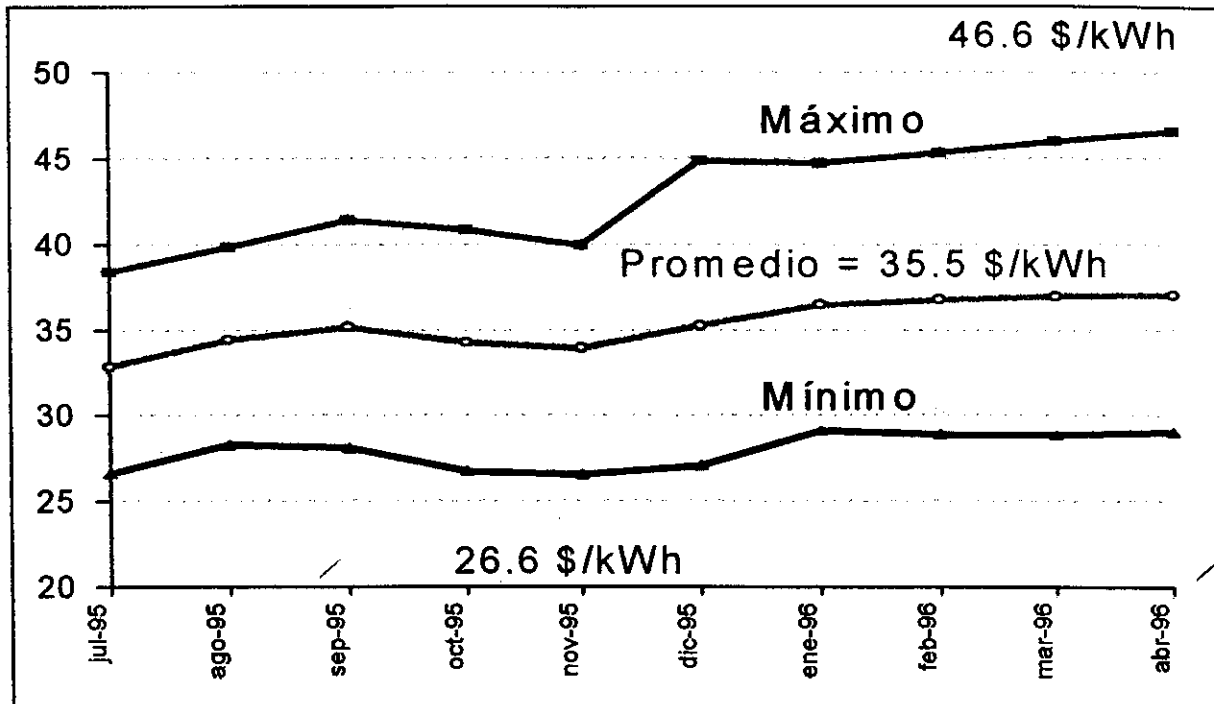


Figura 4-12 evolución de los precios de los contratos

Tabla 4-2 Tipos de contratos de largo plazo

Tipo de Contrato	Cantidad de Contratos
Pague lo Contratado	6
Pague los Demandado	44
Pague lo Demandado pero con tope	40
Pague lo Generado	6
Pague lo Disponible	4
Otros	3
Total Contratos	103

4.3. Cargos de Transmisión

Como se mencionó anteriormente el nuevo esquema de mercado tiene como base fundamental el libre acceso a las redes de transmisión y distribución de forma tal que pueda transarse energía entre todos los agentes del mercado.

Para lograr este acceso los agentes interesados deberán cancelar los cargos por conexión y uso de las redes según sea el caso. El cargo por conexión remunera a la empresa transportadora por las inversiones realizadas en los bienes que conforman la conexión del usuario a la red. Su cargo se basa en la valoración de los activos a

precios de reposición a nuevo, los cuales se analizan con una tasa de descuento del 10%, una vida útil de 25 años y un 2% de costo AOM. Dichos cargos se actualizan mensualmente por el índice de precios al consumidor IPP.

Por otro parte, los cargos por uso de la red reflejan la utilización de las redes para el transporte de la energía. La metodología de cálculo de estos cargos ha sido establecida por la CREG² y se revisará cada tres años.

Tabla 4-3 Cargos Zonales para generadores y comercializadores año 1996

ZONA*	TIPO GENERADOR	CARGO \$/kW
1A	Térmico	6959.67
1B	Térmico	34997.43
2A	Hidráulico	-2455.26
2A	Térmico	1681.49
2B	Térmico	-446.87
3A	Hidráulico	2324.95
3A	Térmico	1676.91
3B	Hidráulico	17924.61
3B	Térmico	5160.61
3C	Hidráulico	11529.98
3C	Térmico	1762.56
4A	Hidráulico	4510.52
4A	Térmico	-17595.67
4B	Hidráulico	-21530.96
4B	Térmico	-27574.39
4C	Hidráulico	6587.61
4C	Térmico	-17812.26
ZONA	COMERCIALIZADORES	CARGO \$/kW
1		2.6083
2		3.8633
3		0.9462
4		6.1511

* Ver mapa de zonas en el capítulo 8.

4.4. Tarifas de Energía Eléctrica

La figura 4-13 muestra la proyección de las tarifas de energía eléctrica para los sectores residencial, comercial, industrial y oficial. Estas proyecciones tienen como base el comportamiento histórico de las tarifas y las disposiciones de la CREG en su resolución 80 de 1995 sobre el desmonte de subsidios en los estratos 4, 5 y 6 el cual se debe dar durante 1996, así como el cobro de la contribución para los estratos 5 y 6, y los sectores comercial e industrial.

² Resolución 1 de 1994

**PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996**

5. PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

En este capítulo se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica y de potencia estimadas por la UPME, en función de expectativas de crecimiento económico del país y de otras variables que afectan el comportamiento de la demanda eléctrica.

Así mismo se presentan las expectativas de crecimiento a nivel regional, tanto de demanda de energía como de potencia, información de gran relevancia para la determinación de los refuerzos de transmisión para garantizar el suministro de energía.

5.1. Proyecciones de Demanda de Energía y Potencia Eléctrica

Los requerimientos futuros de energía y potencia no se pueden establecer de manera exacta, sin embargo existen diversas metodologías analíticas, econométricas o mixtas que permiten predecir de alguna manera el orden de magnitud de la demanda de energía en los años futuros y con base en ella determinar los requerimientos de capacidad adicional en el sistema.

Dentro de las variables consideradas en las proyecciones de demanda se tienen los estimativos sobre crecimiento económico y de población elaborados por el DNP, la política tarifaria definida por la CREG, los precios de los energéticos actualmente vigente así como su proyección en el corto y largo plazo, los cronogramas y metas revisadas del Plan de Masificación del gas, del Plan de Uso Racional y Eficiente de la Energía y del Plan de Pérdidas.

Una vez definidas estas variables se hacen diversas sensibilidades para generar escenarios de demanda alternativa, como variaciones en las tasas de crecimiento del PIB, retrasos y adelantos en la política tarifaria y de precios de la electricidad, así como en las metas del Plan de sustitución de gas y programas de uso racional de energía.

Las variables macroeconómicas utilizadas y sus valores se presentan en el anexo de información básica. Se observa que el PIB del escenario de medio corresponde a una tasa de crecimiento promedio de 5.25% para el período 1995-2010, mientras que el escenario alto supone un crecimiento del 6.17% en este mismo período.

Los escenarios tarifarios utilizados parten de la resolución 80 del 94 de la CREG y suponen un desmonte gradual en cinco años de las tarifas para los estratos 1, 2 y 3, mientras que para los estratos 4, 5 y 6 el desmonte se plantea durante 1996. Adicionalmente para el

segundo escenario se supone una disminución en los rangos de subsistencia y por lo tanto una reducción en los subsidios para energía eléctrica.

En cuanto al plan de masificación de gas, se parte de las cifras definidas por Ecopetrol y se definen diversas tasas de penetración del programa, con lo que se obtienen tres escenarios factibles: Baja penetración, un 20% de cubrimiento del plan, Medio, un 40% del plan de gas y Alto un 90% de cubrimiento del plan.

Como elementos adicionales se consideraran las acciones de uso racional y eficiente de energía planteados en el documento Conpes de 1995¹.

Proyecciones de demanda de energía eléctrica

Como resultado del análisis de los diferentes escenarios planteados anteriormente se encontró que los requerimientos de energía para el período 1996-2010 son los que se presentan en la tabla 5-1:

Tabla 5-1 Proyecciones de energía eléctrica por escenario (GWh)

AÑO	BAJO		MEDIO		ALTO	
	Energía	Incremento	Energía	Incremento	Energía	Incremento
1996	43,877		43,877		43,877	
1997	44,941	1,064	45,851	1,974	46,062	2,185
1998	45,614	673	48,096	2,245	49,089	3,027
1999	46,648	1,034	50,175	2,079	51,623	2,534
2000	48,372	1,724	52,493	2,318	54,657	3,034
2001	51,206	2,834	55,244	2,751	58,076	3,419
2002	54,491	3,285	59,039	3,795	62,410	4,334
2003	57,945	3,454	62,976	3,937	66,902	4,492
2004	61,751	3,806	67,336	4,360	71,896	4,994
2005	65,839	4,088	71,919	4,583	77,135	5,239
2006	70,236	4,397	76,853	4,934	82,808	5,673
2007	74,934	4,698	82,023	5,170	88,739	5,931
2008	80,086	5,152	87,691	5,668	95,269	6,530
2009	85,307	5,221	93,532	5,841	102,077	6,808
2010	90,785	5,478	99,871	6,339	109,586	7,509

Las proyecciones de demanda de energía eléctrica en los tres escenarios definidos arrojan una franja de proyección para el período 1995-2010, limitada por un máximo crecimiento promedio anual de 6.61% y un mínimo de 5.28%, con un crecimiento esperado de 5.95% anual en el escenario medio. En el escenario alto, la demanda de electricidad en el año 2010 alcanzaría un valor cercano a los 110000 GWh, es decir 2.5 veces la demanda actual.

¹ Documento Conpes 2801 del 23 de agosto de 1995

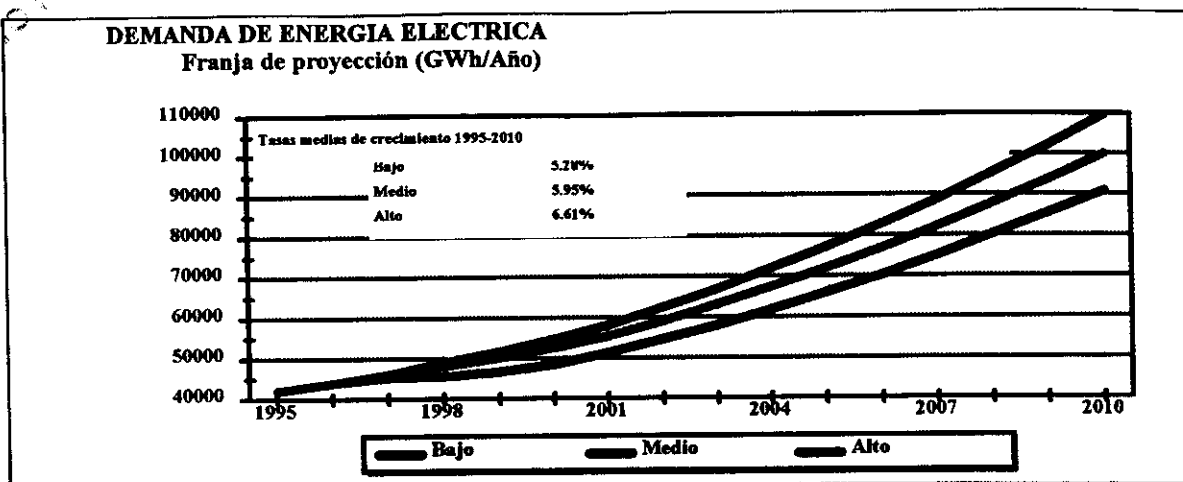


Figura 5-1 Proyección de energía Gwh

Para la demanda media se tendría en el año 2010 una demanda cercana a los 100000 Gwh, la reducción de esta se presenta como resultado de aplicar los ahorros esperados de energía y potencia, resultantes de las medidas de uso eficiente de energía adoptadas por el Gobierno Nacional, a finales de 1995, específicamente en el reemplazo del alumbrado público tradicional por tecnologías de alta eficiencia, así como la instalación de bombillos eficientes y la reducción de pérdidas en el sector residencial.

Proyecciones de Demanda de Potencia

Una vez definidos los escenarios más probables de crecimiento de la demanda se procedió a determinar los requerimientos de potencia para los mismos períodos de tiempo, como se muestra en la tabla 5-2.

Tabla 5-2 Incrementos anuales de demanda en potencia (MW)

AÑO	BAJO		MEDIO		ALTO	
	Potencia	Incremento	Potencia	Incremento	Potencia	Incremento
1996	7,397		7,397		7,397	
1997	7,539	142	7,608	211	7,750	353
1998	7,689	150	7,880	272	8,200	450
1999	7,799	110	8,098	218	8,544	344
2000	7,954	155	8,354	256	9,015	471
2001	8,124	170	8,669	315	9,530	515
2002	8,324	200	9,245	576	10,212	682
2003	8,574	250	9,835	590	10,913	701
2004	9,053	479	10,498	663	11,696	783
2005	9,636	583	11,192	694	12,517	821
2006	10,272	636	11,947	755	13,406	889
2007	10,965	693	12,737	790	14,338	932
2008	11,729	764	13,606	869	15,358	1,020
2009	12,472	743	14,484	878	16,414	1,056
2010	13,213	741	15,426	942	17,572	1,158

DOCUMENTO CONFIDENCIAL

TCH: Tolima, Caquetá y Huila
 CENTRO: Cundinamarca, Meta,
 SUROESTE: Valle del Cauca, Cauca, Nariño
 CQR: Caldas, Quindío y Risaralda.
 NORDESTE: Santander y Norte de Santander, Boyaca, Arauca, Oxy (Campo Petrolero)
 CHOCO: Chocó

5.3. Plan de Masificación de Gas

Los objetivos del plan de masificación de gas, se enmarcan en el contexto energético, económico, social y ambiental, todos ellos vitales para el desarrollo futuro del país y el uso eficiente de los recursos.

Tabla 5-5 Plan de masificación del gas natural

PLAN DE MASIFICACION DEL GAS NATURAL		
OBJETIVOS GENERALES		
ENERGETICOS	ECONOMICOS - SOCIALES	AMBIENTALES
<ul style="list-style-type: none"> Promover el uso eficiente de las reservas de gas natural Sustituir energéticos ineficientes y costosos en diferentes sectores de consumo. Facilitar una oferta energética suficiente y diversificada. 	<ul style="list-style-type: none"> Movilizar la Incorporación del capital privado. Viabilizar la canasta energética más económica y acorde con el nivel de ingreso de la población. incrementar la cobertura y suministro a nuevas áreas del mercado. Generar señales adecuadas de precios. 	<ul style="list-style-type: none"> Inducir el Uso eficiente de la energía. Procurar la Preservación del medio ambiente y evitar el uso de energéticos altamente contaminantes. Evitar la depredación acelerada de los bosques y recursos hídricos.

De acuerdo con el plan de expansión de referencia, los consumos históricos para el año 1995 y las metas del plan de masificación de gas se presenta la proyección, para diferentes años, del consumo de gas natural para los diferentes sectores económicos del país.

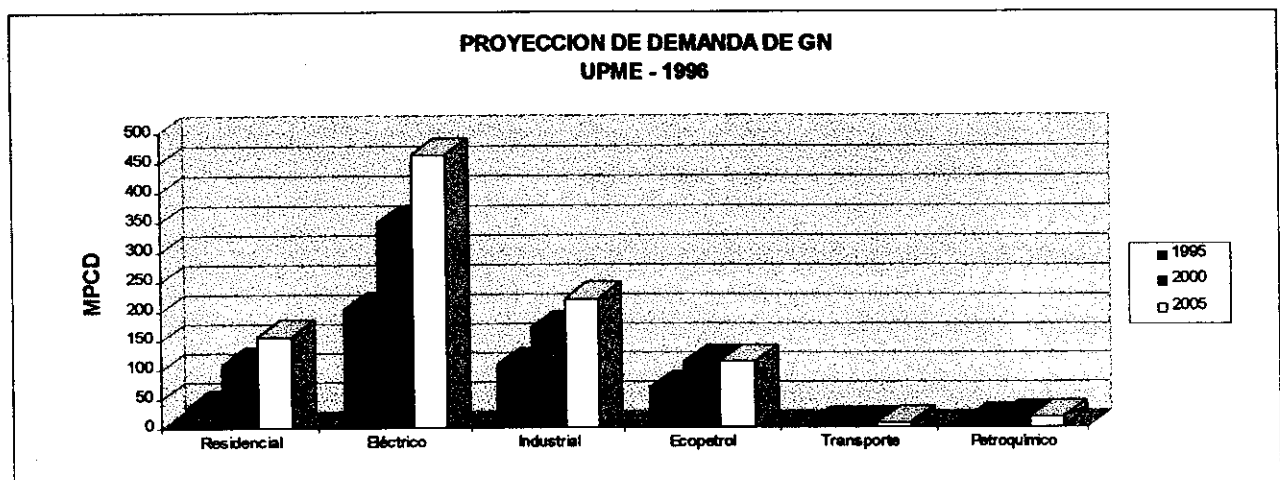


Figura 5-3 Proyecciones de demanda de Gas Natural

Reducción de pérdidas de energía eléctrica en distribución: tener el nivel de pérdidas en el 19% en 1998.

- Apoyo a la cogeneración en el sector industrial: apoyar el potencial de 423 MW
- Mejora en la eficiencia del parque térmico: superar el nivel del 19.8% y llegar al 30% en parque existente y 50% para proyectos nuevos a gas.

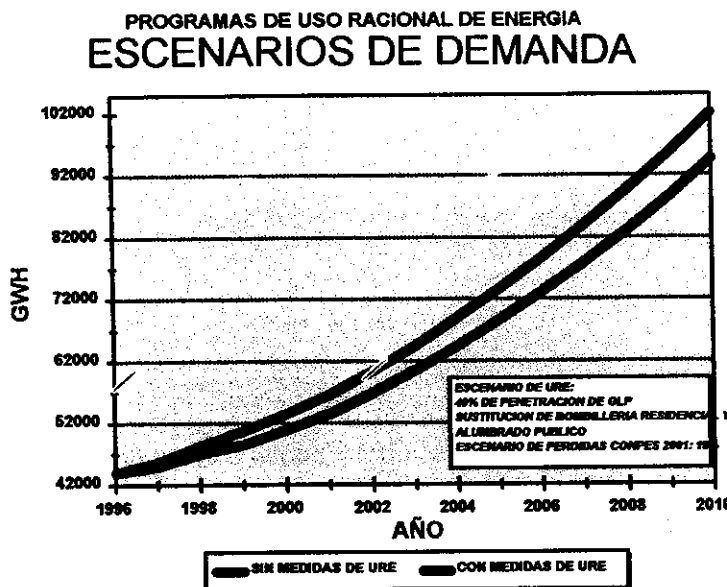


Figura 5-4 Escenarios de demanda para el programa de uso racional de energía

En cuanto a la estrategia de Sustitución de Energéticos se tiene:

- Sustitución de electricidad por gas natural o GLP en los sectores residencial, comercial e industrial. Puede significar una reducción de 20% en la tasa de crecimiento de la demanda de energía del país para el año de 1998
- Sustitución de gasolina y diesel por GNC o GLP en el transporte: ahorrar el 3% de las importaciones de gasolina
- Fomento de la sustitución en el sector rural
- Campañas institucionales sobre sustitución por gas.

Se contemplan igualmente Acciones de apoyo a los programas estas son:

- Normalización y etiquetado de electrodomésticos

Apoyo Financiero

- Fortalecimiento de los programas de uso racional de Energía - URE

Las acciones antes mencionadas deben ir acompañadas por medidas acordes al programa:

- Implantación de esquemas tarifarios horarios y estacionales para grande consumidores
- Asesoría y estímulo al usuario en el uso adecuado de los sustitutos de la energía eléctrica
- Promoción de la eficiencia en procesos y equipos

PROGRAMAS DE USO RACIONAL DE ENERGIA AHORRO ANUAL

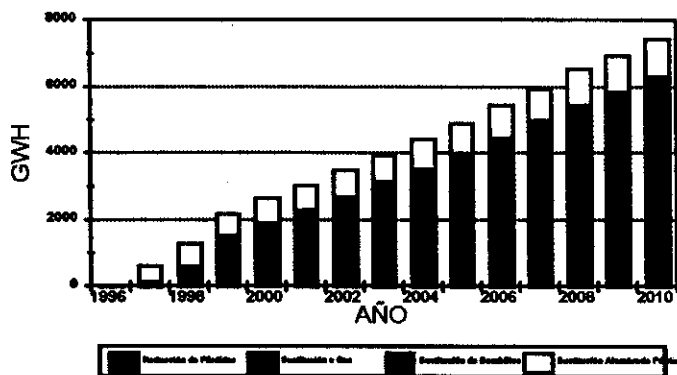


Figura 5-5 Ahorro anual

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

DOCUMENTO PRELIMINAR

6. SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES

Para la definición de las estrategias de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica y energética de largo plazo del plan de expansión de referencia se parte del análisis de los recursos energéticos existentes en el país, sus reservas, costos de explotación y operación. Estos temas son tratados a lo largo del siguiente capítulo con el fin de brindar información sobre las principales características de los recursos energéticos con los que cuenta el país.

Evaluación de Costos

En Colombia, los procedimientos utilizados para el cálculo de costos económicos de los combustibles son de naturaleza muy variada, desarrollados de manera independiente, sin estar diseñados con finalidades coincidentes y sin responder a un criterio metodológico común. Algunas metodologías se orientan a la estimación de costos, mientras que otras apuntan a la determinación de precios o tarifas.

Con frecuencia se observa que en el cálculo de un determinado costo o tarifa se utilizan simultáneamente precios de uno u otro tipo, junto con los costos para otras partidas, lo que hace que los valores resultantes sean difícilmente comparables.

En muchos casos, la falta de datos ha llevado al uso de valores "normativos" que no siempre responden de modo adecuado a los costos reales. Se requieren criterios generales para una normalización de información referida a las inversiones y costos de operación y mantenimiento.

El subsector eléctrico es el único subsector que presenta cálculos de largo plazo sobre la base de un plan de expansión, pero se limita a las etapas de generación y transmisión.

Podría decirse que con los cambios regulatorios, los mecanismos del mercado deberían ser los encargados de determinar los precios. Sin embargo, debe tenerse en cuenta, en primer lugar, que esas señales de precios responden a circunstancias de corto plazo y en un sistema fuertemente hidráulico, como el colombiano están sujetas a fuertes oscilaciones. En consecuencia, estas señales no constituyen indicaciones aptas para las decisiones de inversión de los actores públicos y privados. En segundo lugar, las etapas de transmisión y distribución tienen características de monopolios naturales que deben ser regulados y por lo tanto la CREG debe establecer los precios y márgenes para tales servicios, lo cual se debe hacer sobre la base de un plan de expansión. Por último, la asignación de recursos dentro del sector energético requiere

DOCUMENTO PRELIMINAR

que los mecanismos de mercado sean complementados con una política activa que tome en cuenta los costos económicos relativos de los diferentes energéticos, sobre un horizonte de largo plazo establecidos en el marco de la planificación integral del sector.

Por lo tanto, la nueva orientación de la política económica, no elimina la necesidad de calcular los costos de largo plazo en el marco de la formulación de planes.

6.1. Gas Natural

El uso intensivo de gas natural como combustible para operar plantas termoeléctricas se inició a finales de los setenta en la Costa Atlántica, con el descubrimiento de yacimientos de gas en la Guajira. A partir de este momento se inicia una estrategia de sustitución del fuel oil utilizado en la industria y en el subsector eléctrico, y se procede a su exportación.

Con el hallazgo de nuevas reservas de gas en Cusiana, Cupiagua, Opón y Volcanera se fortalece la política de Masificación del Consumo de Gas, cuyo objetivo fundamental es desarrollar una matriz de consumo de energéticos más eficiente y económica para el país.

6.1.1. Reservas

Si bien existen buenas expectativas sobre las reservas de gas en Colombia, se consideró que la estructuración de un plan a largo plazo debe partir de cifras confirmadas o con alta probabilidad de confirmarse, es por ello que, las reservas de gas consideradas para los análisis del Plan de Expansión Eléctrico en el corto y mediano plazo son aquellas sobre las cuales se tiene algún grado de certeza y se ubican en las cuencas de la Guajira, Valle Inferior del Magdalena (VIM), Valle Medio del Magdalena (VMM), Valle Superior del Magdalena (VSM) y la cuenca de los Llanos Orientales, estimadas en: Reservas probadas¹ de 7747 GPC² y unas reservas probables³ de 3721 GPC, para un total de 11468 GPC.

¹ Se calculan con base en análisis de datos geológicos y de ingeniería que demuestran que el gas es recuperable en las condiciones económicas y de operación existentes.

² GPC: 10⁹ pies cúbicos .

³ Son las resultantes de una suposición realista a cerca de los volúmenes que serán recuperados de campos conocidos, se basa en las características de los depósitos.

DOCUMENTO FIDUCIARIO

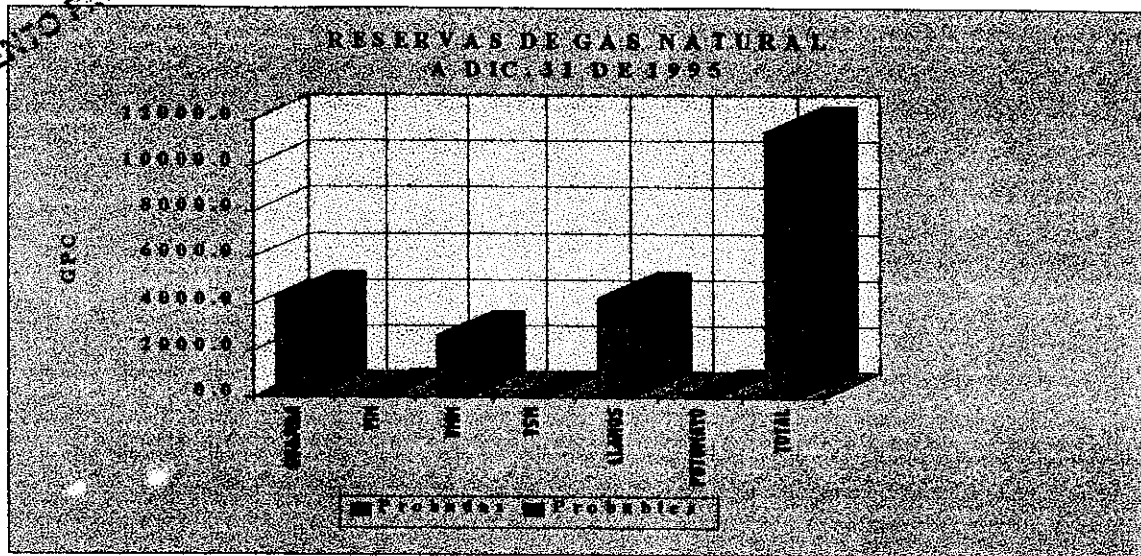


Figura 6-1 Reservas de Gas Natural por cuenca

6.1.2. Suministro de Gas 1995

Para el año 1995 el suministro de gas natural es del orden de 431 Millones de Pies Cúbicos Día -MPCD- y esta cubierto por la cuenca de la Guajira en el norte del país en un 88%, y por la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a la cual corresponden los campos de Santander, con un 12%.

Es importante destacar que con el ritmo de suministro de 1995 y las reservas de ese año, tenemos una relación reservas probadas/producción de 49 años y de 71 años si consideramos las reservas probadas y probables.

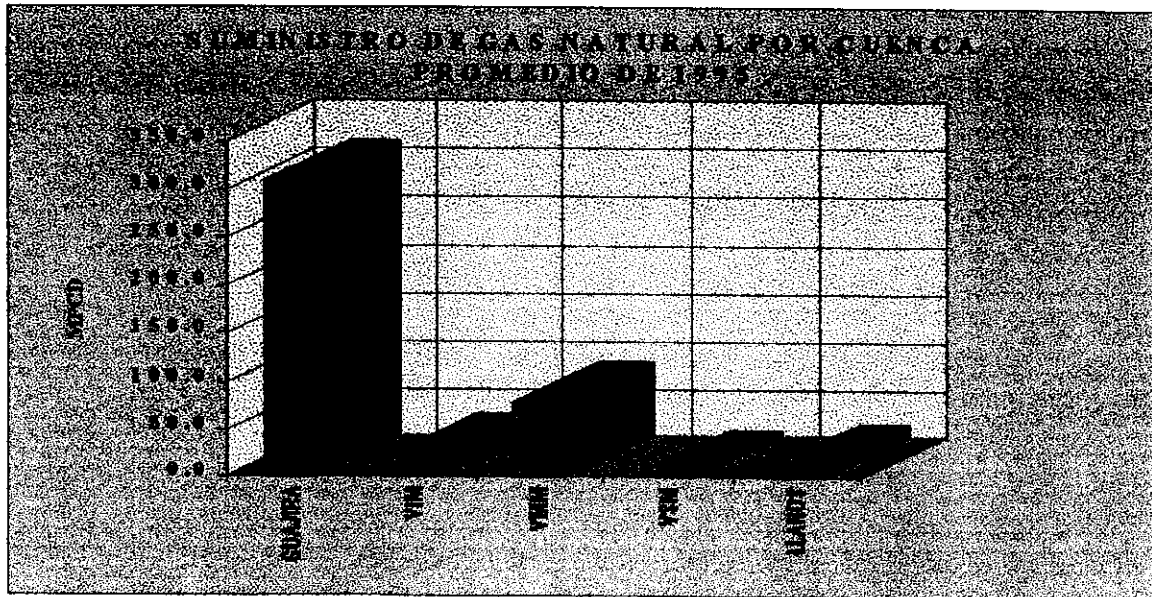


Figura 6-2 Composición del suministro de Gas Natural en 1995

6.1.3. Ampliación del Suministro

Según lo programado en el plan de masificación de gas y el plan de expansión eléctrico, las demandas de gas natural van a subir rápidamente entre 1996 y 2010, sobre todo al principio del período, debido principalmente a la instalación de plantas térmicas a gas, lo cual implica la realización de obras en la infraestructura de gas que se pueden resumir así:

- Desarrollo de la segunda plataforma en la Guajira en diciembre de 1996 que comprende tres pozos, cada uno con una capacidad estimada de 80 MPCD.
- La entrada en producción del campo Opón en noviembre de 1996 con capacidad de 100 MPCD.
- Desarrollo de los campos de producción de la cuenca de los Llanos:
 - Volcanera : 1999
 - Cusiana.

6.1.4. Infraestructura Existente

Con la culminación de la construcción del subsistema troncal definido en el plan de masificación, que se ocurrirá en gran parte en el segundo semestre de 1996, se interconectarán los principales cuencas productoras de gas natural y los más importantes centros de consumo, uniendo los campos de la Guajira, Huila, Magdalena Medio y Piedemonte Llanero.

La infraestructura de transporte estaría constituida por:

- Subsistema Costa (Ballena-Barranquilla-Cartagena y Chinú-Guepaje-Cartagena)
- Subsistema Santander (Barrancabermeja-Bucaramanga)
- Subsistema Antioquia (Sebastopol-Medellín)
- Subsistema Centro (Vasconia-La Belleza-Bogotá y Cusiana-Apiay-Bogotá)
- Subsistema Occidente (Mariquita-Manizales-Pereira-Cartago-Cali)
- Subsistema Huila-Tolima (Ibagué-Girardot-Espinal y Norte Huila-Tolima)
- Subsistema Sur del Huila (Dina-Pitalito)

Con estas obras la red de transporte de gas se incrementará de 1319 Kms a 3500 Kms y tendrá un cubrimiento nacional. Dependiendo de la evolución del plan de masificación de gas y la construcción de plantas térmicas en el país se adecuará esta estructura para garantizar el suministro de gas en diferentes puntos del país.

DOCUMENTO PRELIMINAR

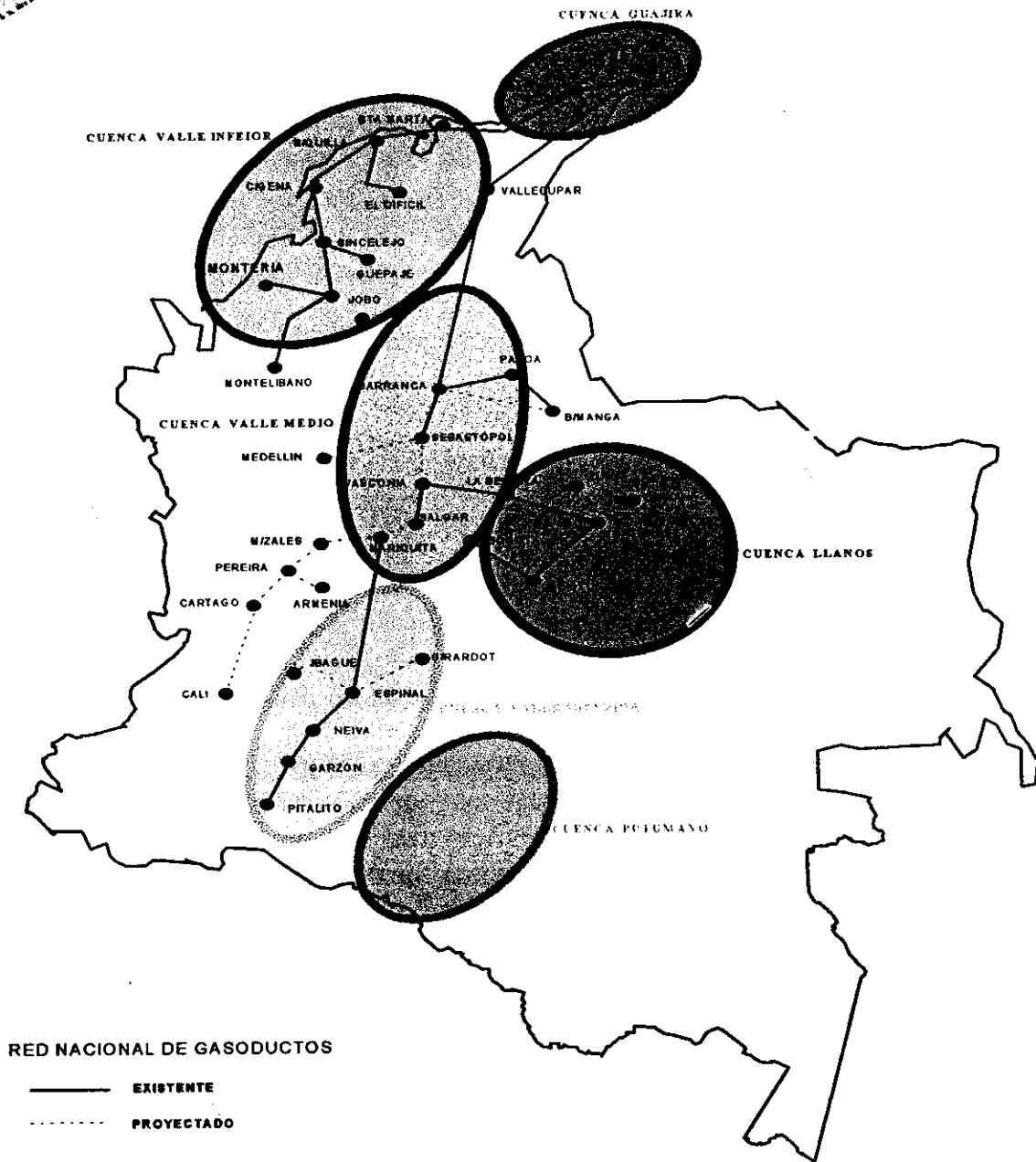


Figura 6-3 Red troncal de gasoductos

6..1.5. Evolución de los Precios del Gas

Los precios del gas natural en boca de pozo se han regido por las resoluciones expedidas por la Comisión de Precios de Petróleo y Gas Natural del Ministerio de Minas y Energía, que mediante la resolución 039 de 1975 fijo el precio del gas natural de la Guajira y mediante la resolución 061 de 1983 que fijo los precios para el gas que se descubre a partir de la vigencia de la misma. En la gráfica se presenta la evolución de estos precios para el período 1983-1995 para cada una de las regiones, según lo establecido en las mencionadas resoluciones.

DOCUMENTO PRELIMINAR

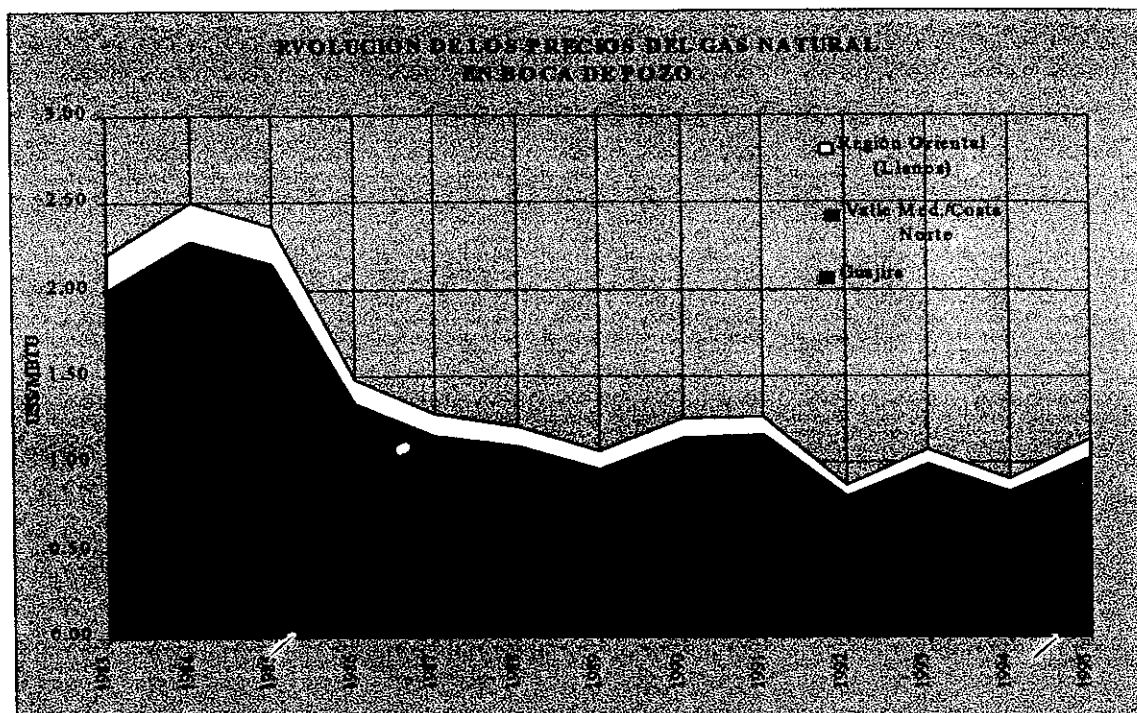


Figura 6-4 Evolución histórica de precios de gas en boca de pozo

Actualmente, el precio del gas natural en entrada en troncal es regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la cual, para tal efecto expidió la resolución 029 de 1995. Resolución que tendrá aplicabilidad real sobre los contratos de exploración que se firmen a partir de la fecha de su expedición -Sept./95- ya que los actuales productores se continúan rigiendo con la resoluciones 039/75 y 061/83. Dentro de estas resoluciones se definen formulas de reajuste, referidas al precio del Fuel Oil de exportación. La 029/95 está referida al precio del crudo en el NYMEX -New York Mercantile Exchange-.

Por otra parte, los precios del transporte se fijaron mediante la resolución 017 de 1995 para una vigencia de tres (3) años.

Considerando lo anterior se encuentra que la formación del precio del gas para un gran consumidor (como puede ser el caso de un agente generador) corresponde a:

$$P_{\text{al generador}} = P_{\text{suministro}} + P_{\text{transporte}} + P_{\text{distribución}} + P_{\text{comercialización}}$$

Suministro, determinado en el contratado de suministro.

Transporte, determinado en el contrato de transporte.

Distribución, corresponde a la distribución (conexión de la planta a la troncal).

Comercialización, prestación del servicio.

Con base en esta formulación, los precios de gas dados por las resoluciones antes mencionadas y las expectativas de evolución de precio del crudo a nivel internacional en la gráfica 6-5 se presenta una proyección de los precios probables del gas natural en puerta de generador para cuatro regiones en el período 1996-2010. Estos precios se utilizaron en los análisis de corto y largo plazo de las estrategias de expansión que se muestran en los siguientes capítulos.

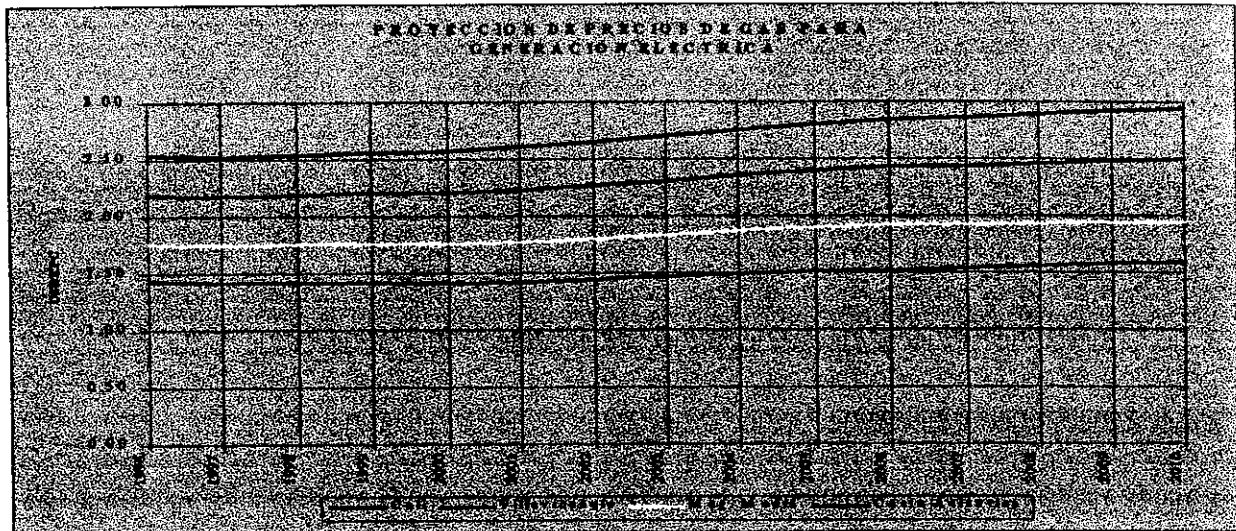


Figura 6-5 Proyección de precios de gas natural

6.2. CARBON MINERAL

6.2.1. Reservas

Colombia cuenta con las mayores reservas de carbón en Latinoamérica, las cuales se encuentran distribuidas en las tres cordilleras -Oriental, Central y Occidental-. Por sus características es uno de los mejores carbones a nivel mundial, lo que ha permitido que hasta la fecha el país compita en los mercados internacionales.

Los carbones térmicos⁴ se encuentran principalmente en los departamentos de la Guajira, Cesar y Córdoba, al igual que en Antioquía, Caldas, Valle, Cauca, Cundinamarca, Boyacá y Santander.

Las Reservas medidas⁵ se estiman en la actualidad en 6637 Millones de Toneladas Métricas. Mientras que las reservas indicadas⁶ están en el rango de los 1831 Millones de Toneladas Métricas.

⁴ Carbones que presenta un alto contenido calorífico y bajo nivel de azufre, lo que lo hace apto para la combustión

⁵ Corresponden a las reservas económicamente extraíbles usando las tecnologías existentes y cuya cantidad es estimada con base en la evidencia geológica soportada por medidas de ingeniería.

⁶ Que incluyen recobros adicionales de depósitos conocidos -en exceso de las reservas medidas- las cuales se determinan con conocimiento de ingeniería

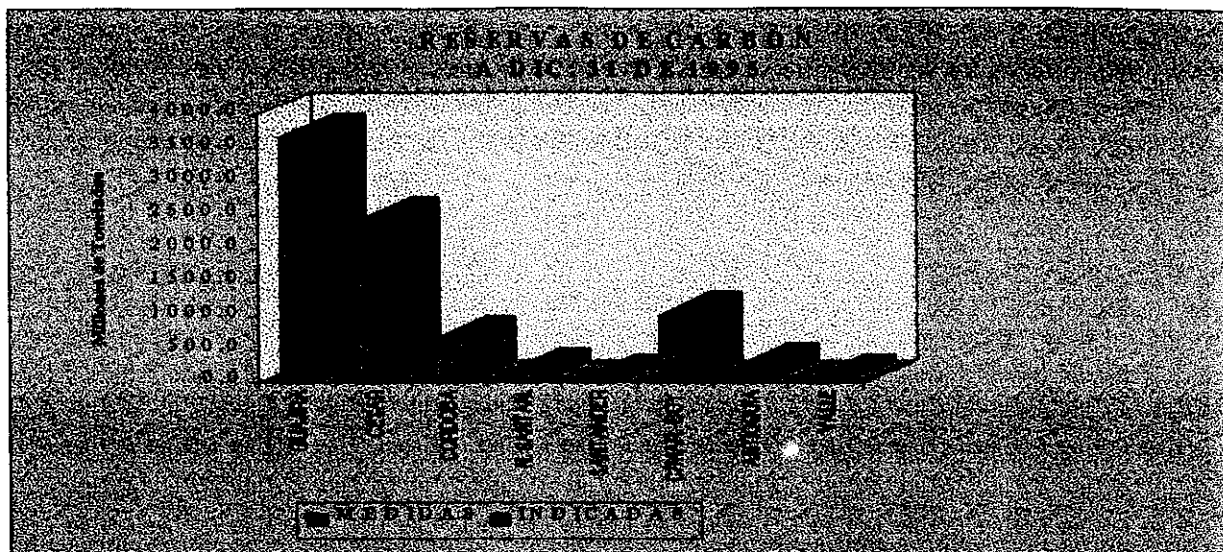


Figura 6-6 Reservas de Carbón en Colombia

6.2.2. Producción Actual

A nivel regional la producción de carbón durante 1995 alcanzó la cifra de 26.080 millones de toneladas proveniente principalmente de la Costa Atlántica (77%), y destinada en buena parte al mercado internacional. Cundinamarca, Boyacá y Antioquia, aportaron un 16%, y en menor proporción el Valle y Norte de Santander.

Cabe destacar que gran parte de la producción de Boyacá, Cundinamarca y Valle - 83%- está destinada a atender la generación eléctrica. Con los datos anteriores y el ritmo de producción de 1995 se estima una relación reservas medidas/producción de 255 años.

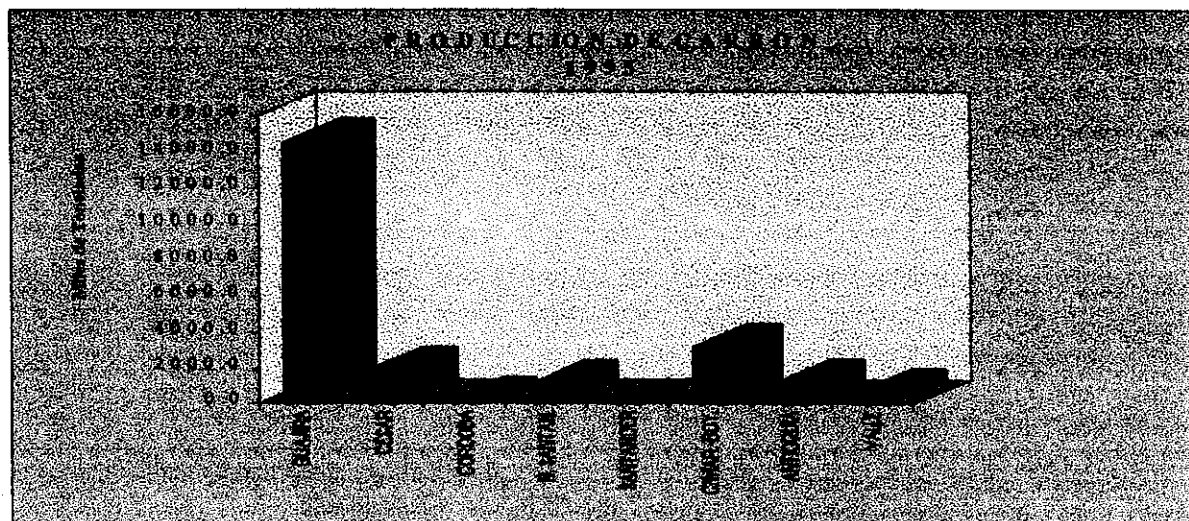


Figura 6-7 Producción de carbón 1995

6.2.3. Precios

Los precios del carbón en Colombia no están regulados, sin embargo su comportamiento ha estado correlacionado con los precios internacionales del crudo, razón por la cual su mejor precio se dio en 1981, cuando los precios del crudo eran elevados. Es de destacarse la tendencia estable de los precios del carbón en los últimos diez años, como se muestra en la figura 6-8. Esta situación parece conservarse hacia el futuro.

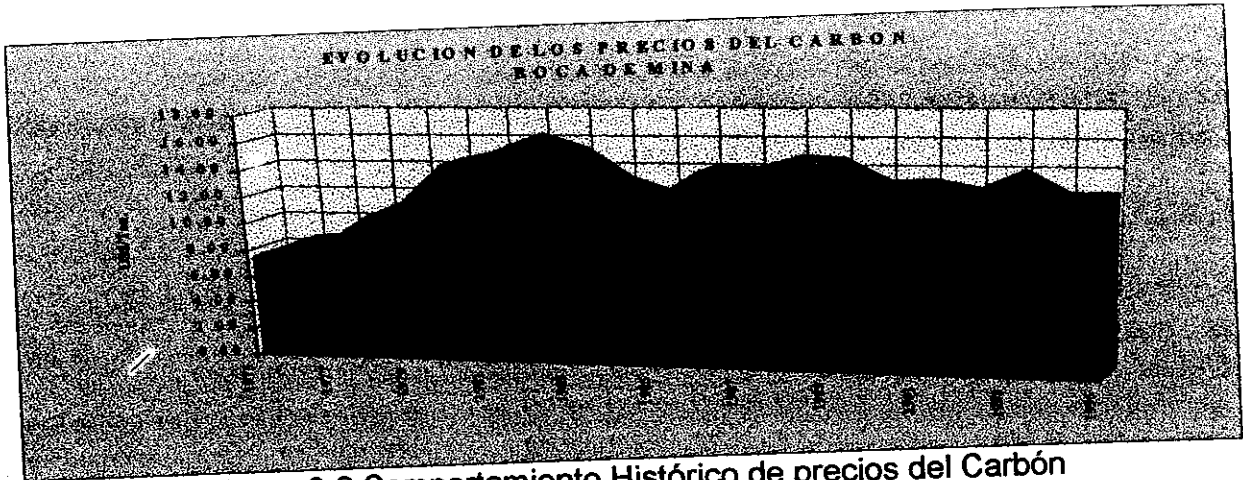


Figura 6-8 Comportamiento Histórico de precios del Carbón

El precio interno de compra-venta del carbón depende de las disponibilidades y demandas regionales del recurso. En la figura 6-9 se muestran los precios del carbón en planta por unidad energética, dados por ECOCARBON para varios de los proyectos termoeléctricos que se encuentran en el catálogo de plantas y que se utilizaron para la evaluación del plan de expansión.

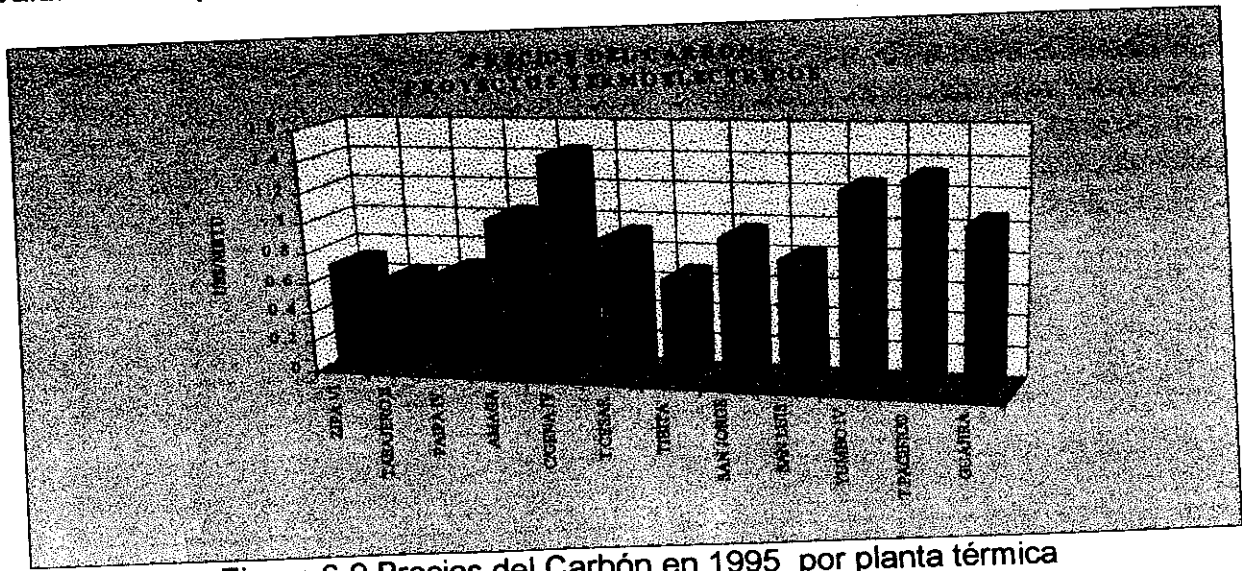


Figura 6-9 Precios del Carbón en 1995 por planta térmica

6.3. Derivados del Petroleo

Otra posibilidad de suministro energético, para generación eléctrica, está en los crudos pesados, tales como el Crudo Castilla. Este energético tiene algunas restricciones de tipo ambiental que al ser superadas tecnológicamente, lo podrían convertir en una fuente atractiva para el desarrollo de proyectos por su relativa abundancia y precios competitivos.

6.3.1. Reservas

Las reservas de crudos pesados están ubicadas en los Llanos Orientales y en el Valle Medio del Magdalena. A Diciembre 31 de 1995 se estiman unas reservas probadas de 250 Millones de Barriles de crudo pesado.

6.3.2. Producción

La producción de Crudo de Castilla para 1995 fue en promedio de 15613 Barriles/día, lo cual representan que a este ritmo de producción la relación reservas probadas/producción es de 43 años. El ritmo de producción en el mediano plazo puede ser incrementado hasta 25000 Barriles/día. A partir del año 2000 quedó prohibido el uso de Crudo de Castilla en hornos y calderas de vapor por restricciones ambientales.

6.3.3. Precios

El precio del Crudo de Castilla en campo de producción es de 1.15 US\$/MBTU. A este precio habría que adicionarle el costo de transporte.

6.4. Otras Alternativas

Ecopetrol a través del Instituto Colombiano del Petróleo investiga el desarrollo de mezclas de crudos con agua, y de crudos con carbón y agua, las cuales puede constituirse en una alternativa económicamente interesante para la generación de energía eléctrica en el futuro. Actualmente estas investigaciones ya superaron la fase piloto y se está evaluando su factibilidad técnica y económica para uso a gran escala.

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN

Revisión 1996

7. ANÁLISIS DE CORTO PLAZO 1996 - 2000

Para el período de planeamiento de corto plazo no es muy factible presentar cambios drásticos en la lista de proyectos que conforman el Plan de Expansión de Referencia por cuanto la mayoría de los proyectos se encuentra en diseño y construcción, por ello se consideró de mayor relevancia analizar el impacto en la confiabilidad y costo de la energía media ante la entrada y retraso de diversos proyectos al Sistema Nacional en los próximos cinco años.

Este análisis para el período 1996 - 2000 pretende dar señales a los agentes, tanto del sector público como del sector privado, interesados en las nuevas oportunidades de participación en proyectos de generación y transmisión. Además provee información para la celebración de contratos de energía y para realizar transacciones en la Bolsa de Energía. Así mismo pretende dar pautas a los transportadores y distribuidores para facilitar la competencia en los servicios de conexión, transporte e interconexión; de forma tal que se garantice el libre acceso a las redes para todos los agentes.

Dado que el avance del Plan de Expansión se puede modificar en la medida en que cambien las condiciones futuras y que evolucione la gestión de los proyectos en lo referente a construcción, consecución de licencias, contratos de conexión, suministro de combustible, cierre financiero, etc., se plantean varias alternativas de carácter indicativo para el período 1996-2000, en función de los escenarios de demanda de energía y potencia eléctrica, que difieren en la capacidad total instalada y en la fecha de entrada de los proyectos, lo cual conlleva a obtener diferentes confiabilidades, costos de inversión y operación para el sistema.

7.1. Definición De Escenarios

7.1.1. Escenario de demanda ALTO

Tomando la demanda de energía correspondiente al escenario alto¹, se definieron varias alternativas de expansión, que como se mencionó anteriormente difieren esencialmente en la cantidad y fecha de entrada de proyectos y en algunos casos se consideraron limitaciones en la transmisión ocasionadas por el retraso en la entrada de obras de transmisión, lo que resulta en diferentes niveles de confiabilidad. Los proyectos asociados a estas alternativas se indica en la tabla 7-7. A continuación se presentan las alternativas analizadas:

¹ Ver capítulo 5.

Alternativa 1: 3037 MW a instalar (Todos los proyectos de la tabla 7-7).

Alternativa 2: 2778 MW a instalar (Alternativa 1 sin Termoopón, atraso de Termovalle ciclo abierto y sin el ciclo combinado de Termovalle).

Alternativa 3: 2678 MW a instalar (Alternativa 1 sin Termoopón y Termomerielectrica).

Alternativa 4: 2478 MW a instalar (Atrasos de Tebsa y Termovalle).

Alternativa 5: 2248 MW a instalar (Atraso de todos los proyectos).

En la gráfica 7-1 se presentan los niveles de confiabilidad asociados a cada una de las estrategias analizadas, de donde se observa que son necesarios 790 MW adicionales para pasar de una confiabilidad del 95% a una del 100%.

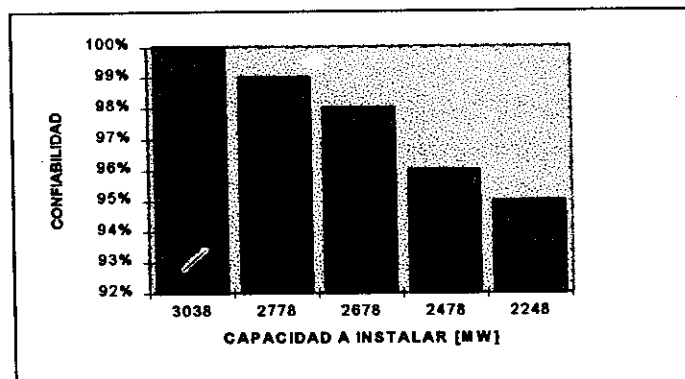


Figura 7-1 Capacidad a Instalar vs. Confiabilidad

La entrada anual de nueva potencia para las diferentes alternativas, se presenta en la tabla 7-1.

Tabla 7-1 Capacidad a Adicionar Por Año [MW]

ESCENARIO DE DEMANDA ALTO (MW)					
PERIODO	ALT. 1	ALT.2	ALT.3	ALT.4	ALT.5
1996	291	291	291	194	194
1997	968	637	608	855	347
1998	595	667	596	696	727
1999	883	883	883	0	378
2000	300	300	300	733	602
TOTAL	3037	2778	2678	2478	2248
PROM. AÑO	608	546	536	496	450

Los incrementos de capacidad con respecto a la alternativa 5 que tiene una menor capacidad instalada, y por ende la menor confiabilidad, varían entre 230 para la alternativa 2 y 790 MW para la alternativa 1, representando entre un 10% y un 35% respectivamente.

Es importante resaltar que un alto porcentaje de esta capacidad adicional son plantas térmicas a gas y carbón, que contribuyen en gran medida a mejorar la firmeza del

sistema y a disminuir la vulnerabilidad del mismo a la hidrología. La razón de ello son los tiempos de construcción y la participación activa de los agentes privados en este mercado.

7.1.2. Escenario de demanda MEDIO

Para este escenario de demanda se tienen las siguientes 3 alternativas:

Alternativa 6: 2677 MW a instalar.

Alternativa 7: 2084 MW a instalar .

Alternativa 8: 1907 MW a instalar.

Al igual que en el caso anterior, se presenta la confiabilidad asociada a las diferentes capacidades instaladas y el incremento de capacidad, para cada una de ellas, en el horizonte.

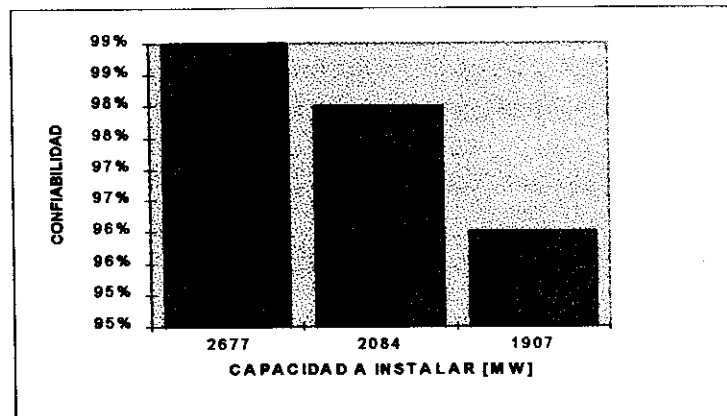


Figura 7-2 Capacidad a Instalar Vs. Confiabilidad

Tabla 7-2 Capacidad a Adicionar Por Año [MW]

ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO (MW)			
PERIODO	ALT. 6	ALT. 7	ALT. 8
1996	291	194 ✓	194 ✓
1997	607 ✓	751	347 ✓
1998	596 ✓	596 ✓	560 ✓
1999	883 ✓	0 ✓	394
2000	300	543 ✓	412
TOTAL	2677	2084	1907
PROM. AÑO	535	417	381

Los incrementos de capacidad con respecto a la alternativa 8 que tiene una menor capacidad instalada y con ello la menor confiabilidad, varían entre 180 y 770 MW, representando entre un 9 % y un 40 % respectivamente similar a las diferencias porcentuales encontradas en el escenario de demanda alto. El valor promedio anual de entrada de capacidad varia entre 380 y 540 MW. Comparando con los requerimientos

en el escenario de demanda alto, y para confiabilidades similares se observa que la disminución en los requerimientos de capacidad varía entre 100 y 300 MW.

7.2. Costos Asociados a las Diferentes Alternativas (Inversión, Operación, Racionamiento)

La evaluación financiera de las alternativas de expansión en el corto plazo se realizó mediante el método del valor anual equivalente. El valor presente neto de las anualidades resultantes, en el año inicial, es el valor que representa el costo financiero esperado de la alternativa y es otro de los parámetros que permite comparar las diferentes alternativas planteadas. Para todas las evaluaciones que se realizan en este documento se utilizan dólares constantes de diciembre de 1995. Los costos de inversión de los proyectos incluyen los aranceles y el Impuesto de Valor Agregado - IVA-

7.2.1. Escenario de demanda ALTA

La siguiente tabla muestra los valores esperados para las diferentes componentes del costo de cada una de las alternativas de expansión en el escenario de demanda alta.

Tabla 7-3 Costos de las alternativas
COSTOS ASOCIADOS A LOS DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD
(DEMANDA ALTA)
(Millones de dólares)

COMPONENTE DEL COSTO	CONFIABILIDAD (Alternativas)				
	ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4	ALT 5
INVERSION	491	445	436	327	314
COMBUSTIBLE +A&M VARIABLE	488	486	488	537	525
A&M FIJO	88	80	78	66	58
RACIONAMIENTO	1	2	3	5	17
LEY 99	384	384	384	384	384
TOTAL	1453	1398	1390	1320	1298

La figura 7-3 muestra en forma gráfica la variación y composición de los costos presentados anteriormente. Se puede observar que a medida que aumenta la confiabilidad deseada aumenta el costo esperado, presentándose un sobrecosto respecto de la alternativa 1, del 12%. Se observa también una disminución apreciable en los costos de inversión y un aumento de los costos de operación entre las alternativas 1 y 5.

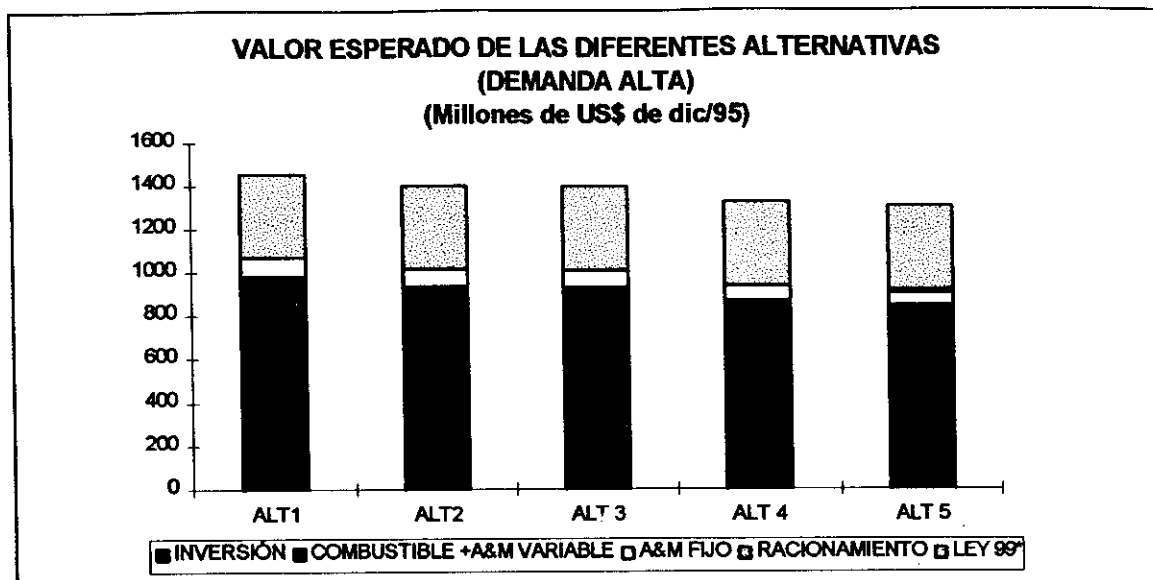


Figura 7-3 Composición de los costos para las alternativas

Cuando se hace un análisis del desempeño del sistema para condiciones críticas de hidrología, se observa un costo considerable de racionamiento pasando de valores cercanos al 0% a componentes hasta del 36% del costo total en el caso de la alternativa 5 que es la de menor capacidad instalada, y del orden de 10% del costo total para alternativas 2 a 4, mientras la alternativa 1 no presenta sobrecostos. Esta diferencia en costos representa el riesgo que se asume al escoger una alternativa y la eventualidad de ocurrencia de una hidrología seca. Riesgo que sin lugar a dudas disminuye al aumentar la confiabilidad.

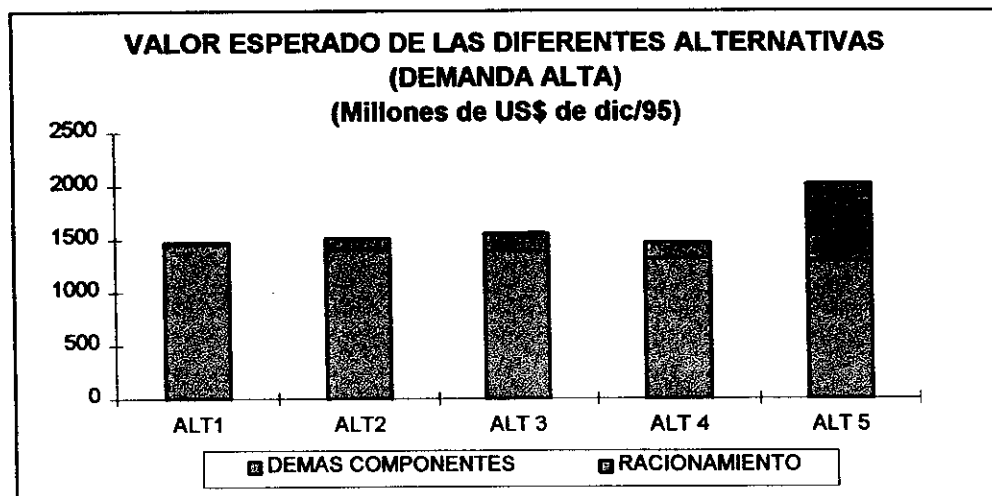


Figura 7-4 Costo esperado bajo condiciones de hidrologías críticas

7.2.2. Escenario de demanda MEDIA

Al aplicar la metodología de evaluación financiera para el escenario de demanda media a las alternativas 6, 7 y 8 se obtuvieron los resultados consignados en la tabla 7.4

**Tabla 7.4 Evaluación financiera de alternativas para demanda media
COSTOS ASOCIADOS A LOS DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD
ANÁLISIS EN CONDICIONES NORMALES (DEMANDA MEDIA)
(Millones de dólares)**

COMPONENTE DEL COSTO	CONFIABILIDAD (Alternativas)		
	ALT 6	ALT 7	ALT 8
INVERSIÓN	385	290	223
COMBUSTIBLE +A&M VARIABLE	443	489	494
A&M FIJO	78	63	50
RACIONAMIENTO	1	3	14
LEY 99	377	377	377
TOTAL	1283	1222	1158

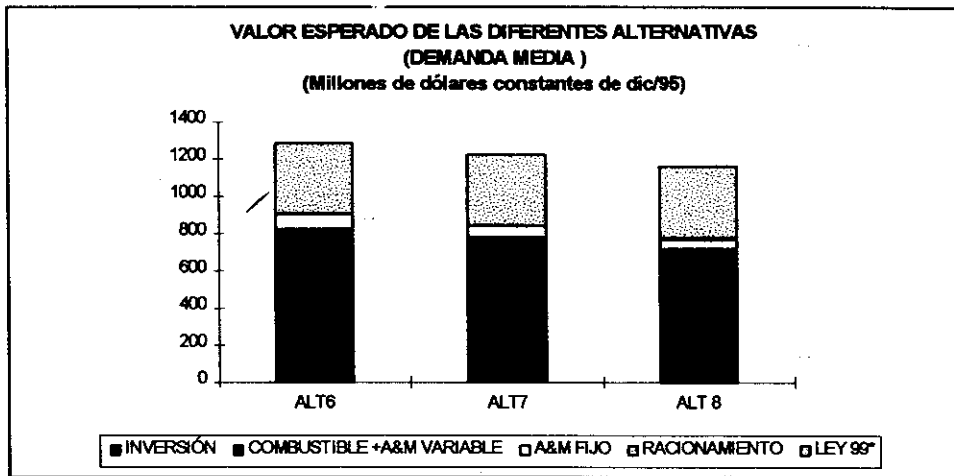


Figura 7-5 Valor Esperado de las Alternativas para Demanda Media

Costos que varían de manera similar al lo encontrado para el escenario de demanda alta, al considerar condiciones críticas de hidrología.

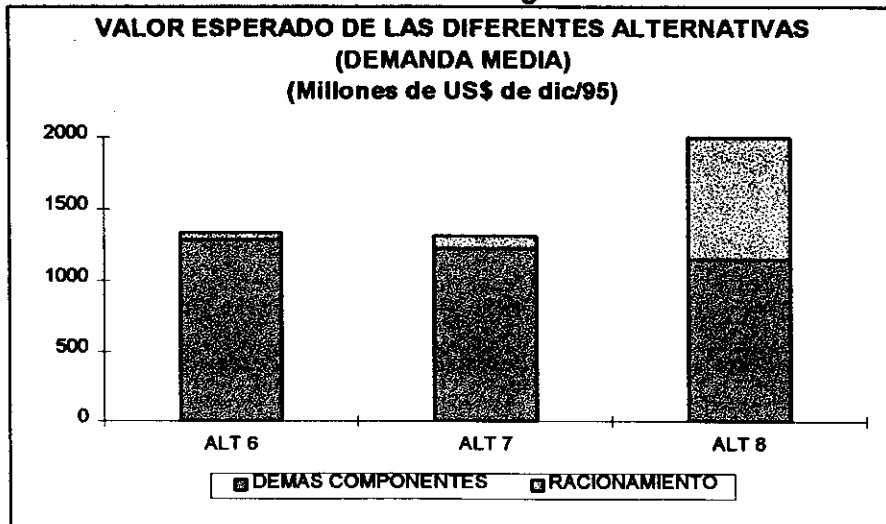


Figura 7-6 Costos de alternativa demanda media bajo hidrologías críticas

7.3. Análisis de Capacidad a Instalar Vs. Costos Marginales

El costo marginal del sistema, para cada mes, está definido como el costo incremental del último recurso despachado. A este costo se le está adicionando el costo equivalente en energía del cargo por capacidad, el cual como se mencionó anteriormente entrará a regir a partir del 1 de diciembre de 1996, suponiéndolo como un valor fijo de 11 US\$/MWh, para todo el horizonte de estudio.

En este aparte se presentan la evolución estimada de los costos marginales, en horas de máxima demanda, y del promedio de cada mes, para las diferentes alternativas analizadas.

7.3.1. Escenario de demanda ALTO

A continuación se presenta en forma gráfica (figura 7-7), los costos marginales para la máxima demanda de cada mes, durante el horizonte de análisis, para cada una de las alternativas.

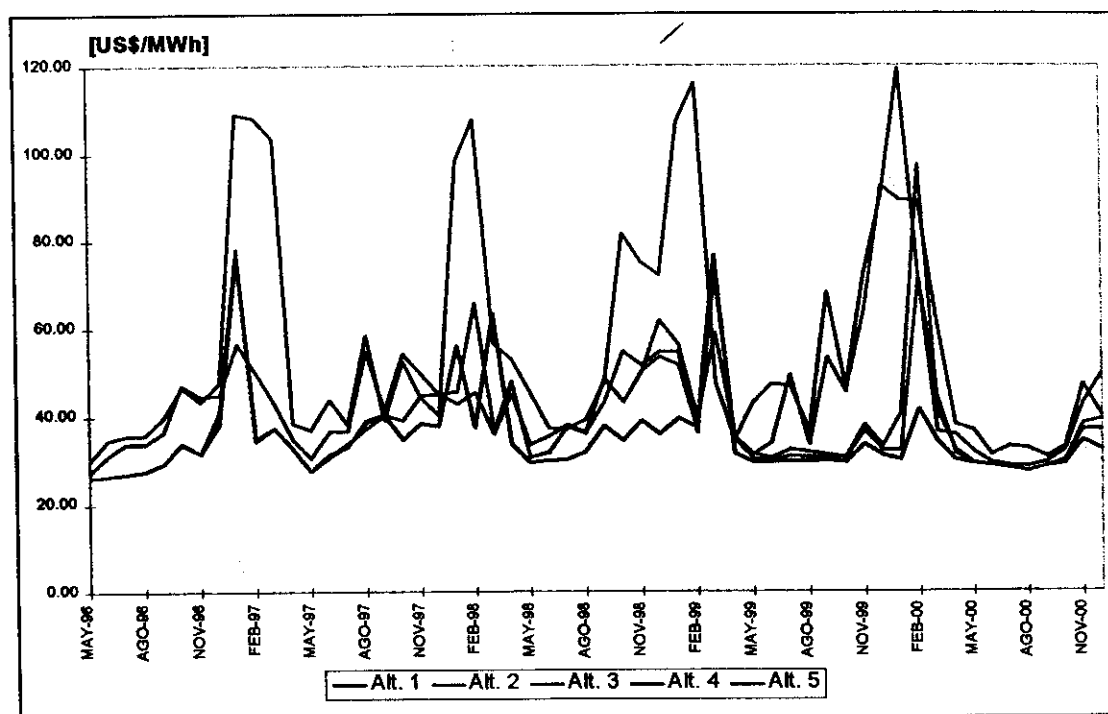


Figura 7-7 Costos marginales para Demanda Máxima incluyendo cargo por capacidad

En el verano del 2000 se observa que en todas las alternativas, a excepción de la 1 se presentan los costos marginales más altos, lo cual es señal de una menor disponibilidad de potencia en este período, con respecto a los años anteriores.

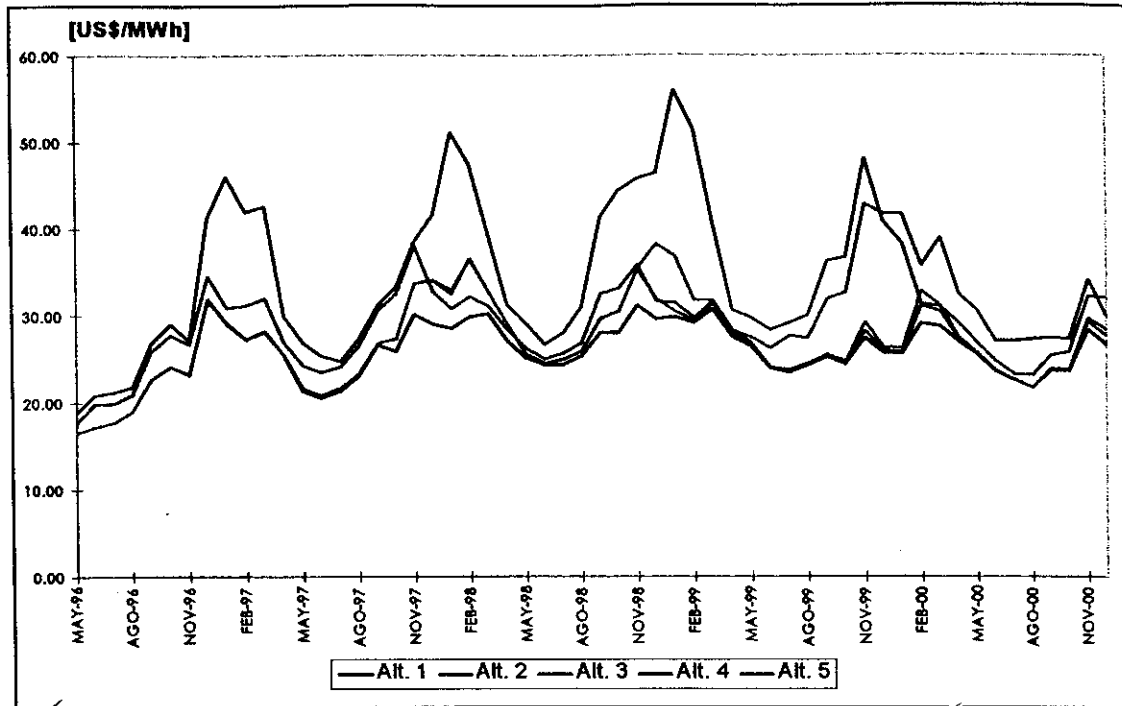


Figura 7-8 Costos Marginales promedio incluyendo cargo por capacidad

Son identificables los altos costos marginales que se presentan en la alternativa 5 en los veranos, tanto en demanda máxima como en el promedio, lo cual se debe a la menor capacidad instalada respecto a las alternativas restantes. Las alternativas 1 a 4 presentan un comportamiento más estable en los costos marginales promedios del mes.

A continuación se presentan los principales valores de los costos marginales.

Tabla 7. 5. Costo Marginal [US\$/MWh] Para El Período 1996 - 2000

	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 5
Promedio Mes	25.6	26.5	26.9	29.7	33.6
Promedio Punta	35.1	38.0	38.8	50.0	55.0

El costo marginal promedio mes se obtiene al dividir la suma de los costos marginales mensuales sobre el número de meses del horizonte, el promedio punta se obtiene al dividir el costo marginal en demanda máxima mensual sobre el número de meses del horizonte.

La alternativa 1 presenta el comportamiento más estable en lo que respecta a costos marginales.

7.3.2. Escenario de demanda MEDIO

Para el escenario de demanda medio se realiza un análisis similar de los costos marginales.

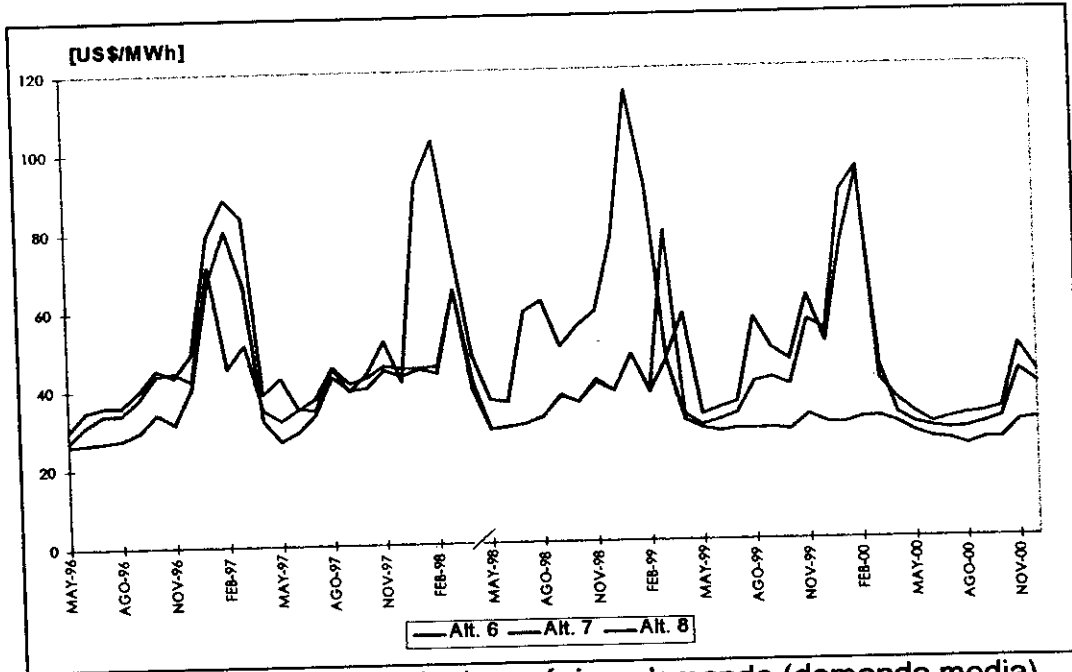


Figura 7-9 Costos marginales máxima demanda (demanda media)

Al igual que en el escenario de demanda alto, y como era de esperarse, la alternativa con menor capacidad instalada presenta los costos más altos y las mayores variaciones, alcanzando el máximo valor en el verano de 1999.

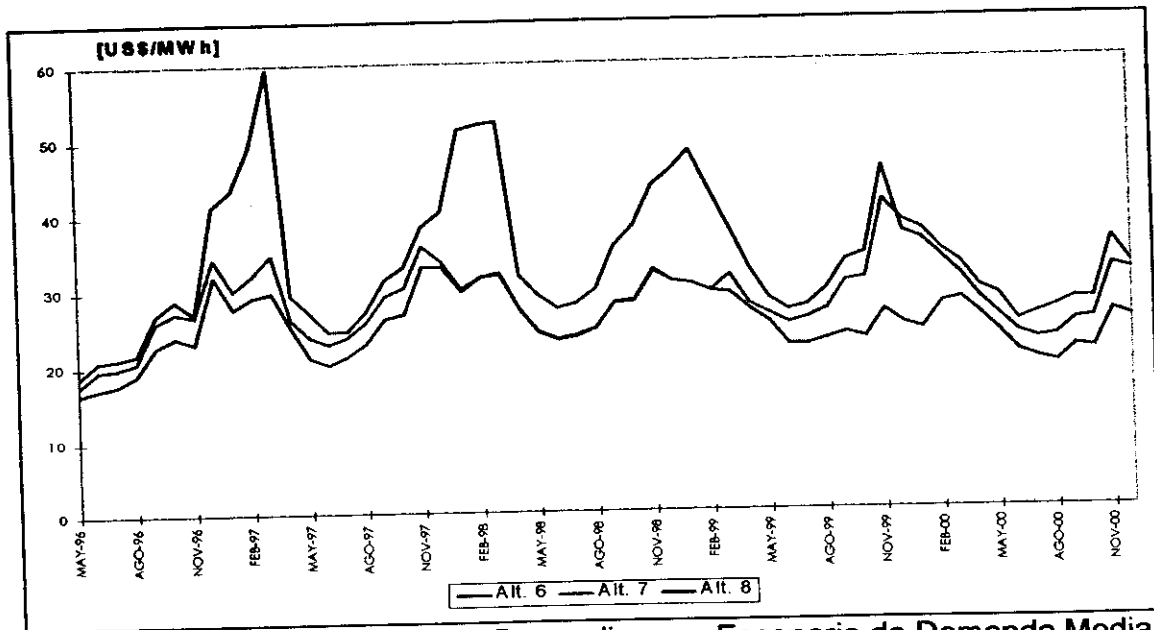


Figura 7-10 Costos Marginales Promedio para Escenario de Demanda Media

En este caso se observa el mismo efecto que en la demanda alta, donde la alternativa con menor capacidad instalada presenta los mayores valores.

Tabla 7.6 Costo Marginal [US\$/MWh] Para El Período 1996 - 2000

	Alt. 6	Alt. 7	Alt. 8
Promedio Mes	25.2	28.6	33.2
Promedio Punta	35.2	41.8	51.0

El incremento de los costos marginales promedio mes con respecto a la alternativa 6 que presenta el menor valor, varían entre 3 US\$/MWh y 8 US\$/MWh, representando entre un 12 % y un 32 % respectivamente. Mientras que en horas de máxima demanda la variación es mayor, estando entre 7 US\$/MWh y 16 US\$/MWh, variando entre un 20 % y un 46 % respectivamente.

7.4. Opciones para Adición de Capacidad

Para el análisis anterior se utilizaron algunas de las opciones que se presentan a continuación, en la fecha más probable o con algún atraso.

Los proyectos considerados como opciones de expansión son:

*PIO
cambiar*

Tabla 7-7 Proyectos de generación analizados en el corto plazo

PROYECTO	MW	FECHA ACTUAL		FECHA ANALISIS ENERGETICO		Total Año (MW)
				Junio 1996	1996	
Repotenciación Barranquilla	97	mayo	1996	mayo	1996	291
Repotenciación Barranquilla	97	junio	1996	junio	1996	
Repotenciación Barranquilla	97	julio	1996	julio	1996	
TermoDorada	50	noviembre	1996	enero	1997	967
TermoCentro	200	enero	1997	febrero	1997	
Repotenciación Barranquilla	130	marzo	1997	mayo	1997	
TermoValle	130	mayo	1997	julio	1997	
Termomeriléctrica	160	octubre	1997	octubre	1997	
Repotenciación Barranquilla	97	septiembre	1997	noviembre	1997	
TermoOpón	200	Octubre	1997	diciembre	1998	
TermoValle	69	marzo	1998	mayo	1998	
Repotenciación Barranquilla	97	enero	1998	marzo	1998	
TermoSierra	300	mayo	1998	mayo	1998	
Repotenciación Barranquilla	130	septiembre	1998	noviembre	1998	
TermoPaipaIV	160	marzo	1999	marzo	1999	883
Urrá	85	mayo	1999	mayo	1999	
Porce 2	131	Junio	1999	Junio	1999	
Urrá	85	agosto	1999	agosto	1999	
Porce 2	131	septiembre	1999	septiembre	1999	
Urrá	85	noviembre	1999	noviembre	1999	
Porce 2	131	diciembre	1999	diciembre	1999	
Urrá	85	diciembre	1999	diciembre	1999	
TermoCesar	300	junio	2000	agosto	2000	300
Total				diciembre	2000	3037

Otros proyectos registrados en la UPME y que pueden considerarse como opciones de capacidad a adicionar son:

Tabla 7-8 Otros proyectos plan de expansión del sector eléctrico

PROYECTO	MW	FECHA ACTUAL		Total año (MW)
		Junio 1996		
TermoBerrío	100	diciembre	1996	100
Mamonal3 I	95	marzo	1997	
FloresIII	150	mayo	1997	
Termosantander *	96	II trimestre	1997	
Petrosur	150	IV trimestre	1997	
Mamonal3 II	55	diciembre	1997	546
Cusiana B.P.	160	I trimestre	1998	
Termoemcali	220	I trimestre	1998	380
Termopacífico	200	III trimestre	1999	200
Total				1226

* Se incluyen para algunos alternativas analizadas

7.5. Análisis del Comportamiento Energético

7.5.1. Escenario demanda ALTO

- Generación hidráulica y térmica

La generación hidráulica, en las diferentes alternativas, suponiendo una hidrología estocástica presenta para el período 1996-2000 un rango de variación entre 35800 GWh y 39100 GWh anuales, mientras que la generación térmica varía entre 7700 GWh y 14700 GWh excepto en la alternativa 4 que para el año 2000 presenta un valor de 16280 GWh. En todas las alternativas se observa la menor generación térmica en 1997.

Evolución embalse agregado

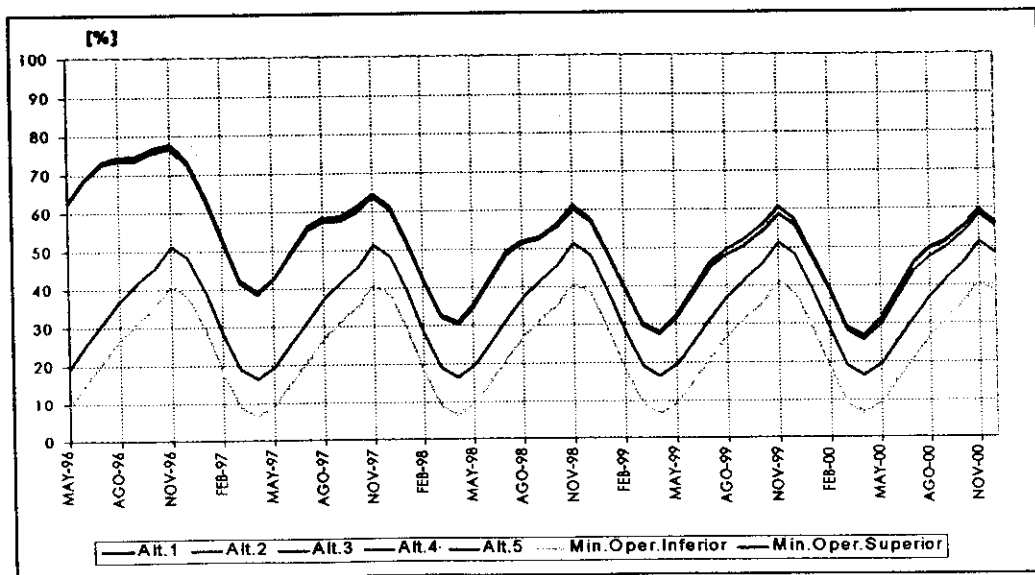


Figura 7-11 Evolución del embalse agregado demanda alta

La evolución del embalse agregado tiene un comportamiento similar en las diferentes alternativas, estando siempre por encima de los mínimos operativos establecidos en el código de operación.

- **Consumos de combustibles y factores de utilización de las plantas**

En las alternativas analizadas, teniendo en cuenta las opciones disponibles, existe una concentración de generación en la zona de la Costa Atlántica y del Magdalena Medio. Los siguientes son los consumos mensuales máximos esperados en cada año, bajo hidrologías estocásticas.

Tabla 7- 9 Consumo de gas [MPCD]

Año	Alternativa 1				Alternativa 2				Alternativa 3			
	Costa	Magdal. Med.	Llanos	TOTAL	Costa	Magdal. Medi.	Llanos	TOTAL	Costa	Magdal. Med.	Llanos	TOTAL
1996	142	3	4	149	142	3	4	149	142	3	4	149
1997	180	24	5	209	184	16	5	205	185	16	5	206
1998	222	57	5	284	222	48	5	275	225	48	5	278
1999	253	77	6	336	246	55	5	306	257	71	6	334
2000	251	69	6	326	254	66	6	326	255	64	6	325

Tabla 7-10 Consumo de gas [MPCD]

Año	Alternativa 4				Alternativa 5			
	Costa	Magdal. Med.	Llanos	TOTAL	Costa	Magdal. Med.	Llanos	TOTAL
1996	141	4	4	149	133	6	5	144
1997	186	21	5	212	181	23	5	209
1998	226	53	5	284	220	71	6	297
1999	254	100	6	360	253	96	6	355
2000	272	125	6	403	258	74	6	338

Los consumos de gas en la costa son muy similares en todas las alternativas, debido a que tienen bajos costos de operación y por tanto tienen una alta probabilidad de ser despachadas. En la zona del Magdalena Medio se observa una mayor variación debido a los mayores costos de operación y a un mayor número de opciones de generación.

Tabla 7-11 Consumo de carbón [Miles de toneladas mes]

Año	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
1996	103	103	103
1997	122	122	122
1998	130	160	131
1999	166	165	165
2000	231	231	231

Tabla 7-12 Consumo de carbón [Miles de toneladas mes]

Año	Alternativa 4	Alternativa 5
1996	103	101
1997	122	130
1998	131	133
1999	134	165
2000	167	168

7.5.2. Escenario demanda MEDIO

• Generación hidráulica y térmica

Al igual que en el escenario alto, bajo hidrologías estocásticas, la generación hidráulica varía entre 35800 GWh y 39000 GWh, la generación térmica varía entre 7900 GWh y 15200 GWh, presentando un incremento gradual ascendente a medida que transcurre el horizonte de análisis. Esta generación es del mismo orden de la generación esperada en el escenario de demanda alto.

• Evolución embalse agregado

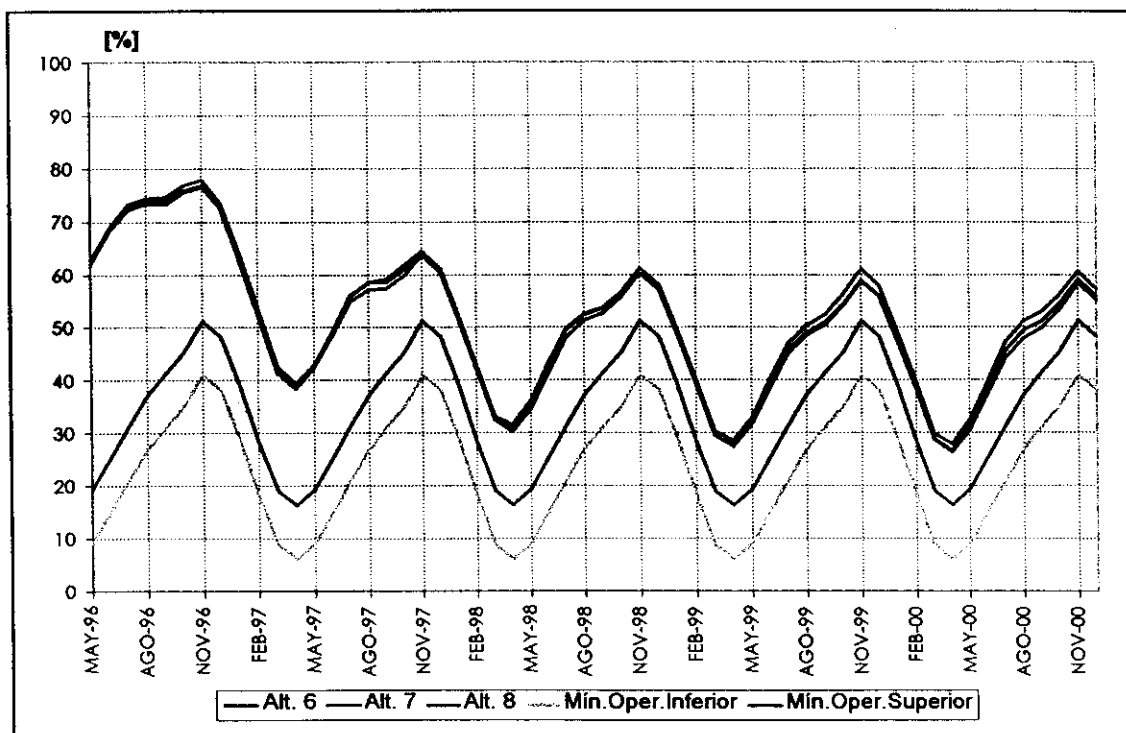


Figura 7-12 Evolución embalse agregado demanda media

No se observan diferencias apreciables en la evolución del embalse para las estrategias, estando siempre por encima de los mínimos operativos.

- **Consumos de combustibles y factores de utilización de las plantas**

Para el escenario de demanda medio se presentan en las tablas 7-13 y 7-14 los consumos mensuales promedio máximos por año para gas y carbón.

Tabla 7-13 Consumo de gas [MPCD]

Año	Alternativa 6				Alternativa 7				Alternativa 8			
	Costa	Magdal Med.	Llanos.	TOTAL	Costa	Magdal Med.	Llanos	TOTAL	Costa	Magdal Med.	Llanos	TOTAL
1996	142	3	4	149	141	4	4	149	132	6	5	143
1997	181	15	5	201	183	15	5	203	177	22	5	204
1998	214	36	5	255	215	36	5	256	211	62	5	278
1999	242	43	5	290	244	66	6	316	243	82	6	331
2000	232	27	5	264	257	79	6	342	253	66	6	325

Tabla 7-14. Consumo de carbón [miles de toneladas mes]

Año	Alternativa 6	Alternativa 7	Alternativa 8
1996	103	103	101
1997	121	122	128
1998	129	129	135
1999	163	132	137
2000	223	167	168

7.6. Perspectivas de Transmisión 1996-2000

La transmisión eléctrica es un elemento fundamental que garantiza la competencia en la generación, asegura la viabilidad del mercado mayorista en un marco de eficiencia, impulsa el desarrollo del mercado de los grandes consumidores, y crea las condiciones para impulsar una gestión en la actividad de distribución.

La transmisión se orienta desde el planeamiento hacia los servicios que la red está en capacidad de ofrecer, para hacer posible el desarrollo de la actividad económica del sector, buscando maximizar la satisfacción de los clientes en todos los aspectos del servicio: precio, oportunidad, calidad, continuidad y seguridad, minimizando el sobrecosto operativo por las restricciones y las pérdidas.

7.6.1. Análisis 1996-2000

Partiendo del hecho que la mayoría de los proyectos de generación que se desarrollarán en el período 1996-2000 están definidos y con ellos su transmisión asociada, los análisis de transmisión para este período de tiempo solo estiman las obras necesarias para permitir el acceso de nuevos agentes en este lapso de tiempo y

las obras necesarias para reducir las restricciones que en la actualidad presenta el STN.

En el anexo 3 se hace una relación de las obras que los transportadores del STN se encuentran desarrollando y en las Figuras 7-13 y 7-14 se pueden observar los diagramas unifilares del sistema para el año 1996 y para el período 1997 - 2000.

Con estas obras, el Sistema de Transmisión Nacional ofrece, las opciones de instalación de nueva capacidad de generación que se muestran en la figura 7-15.

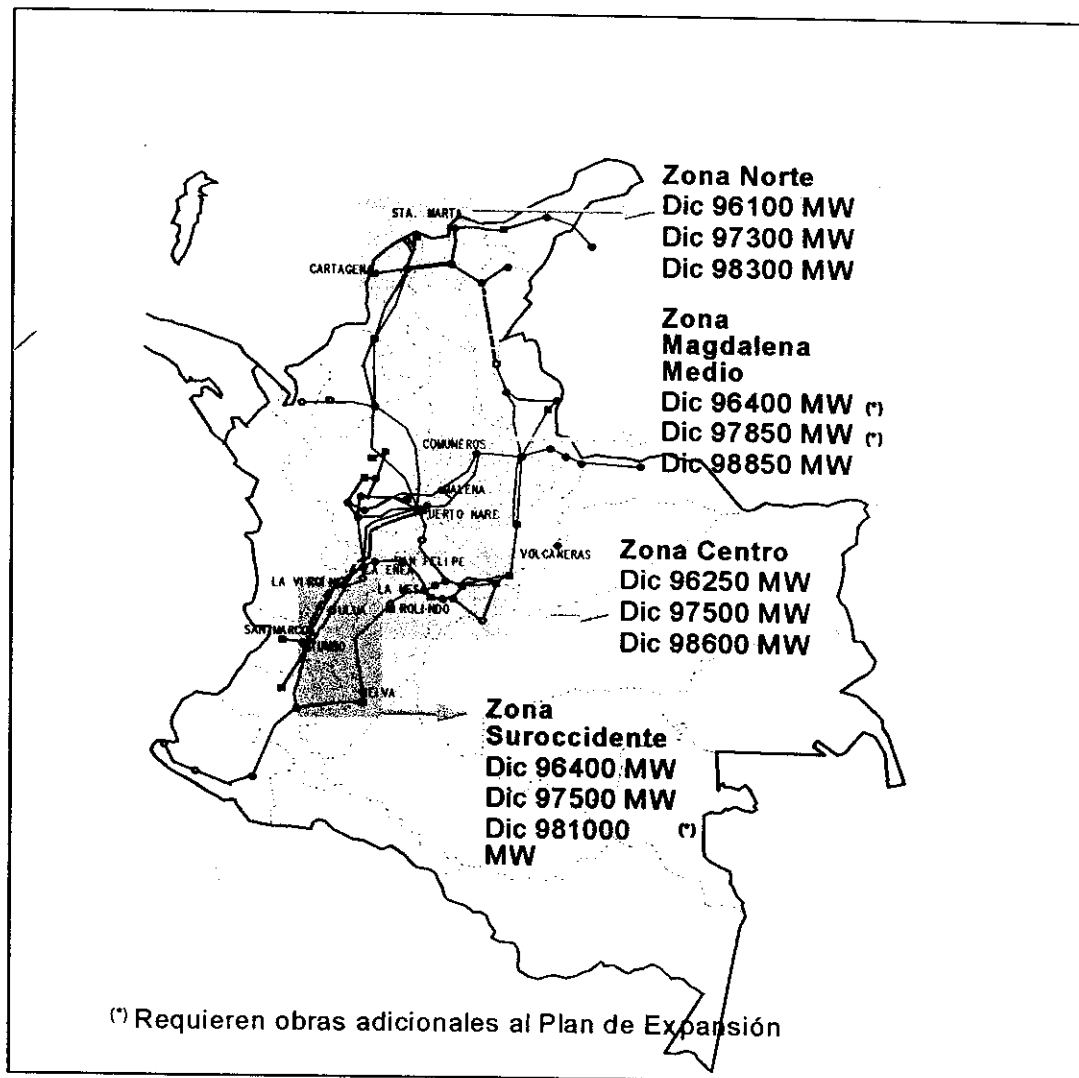
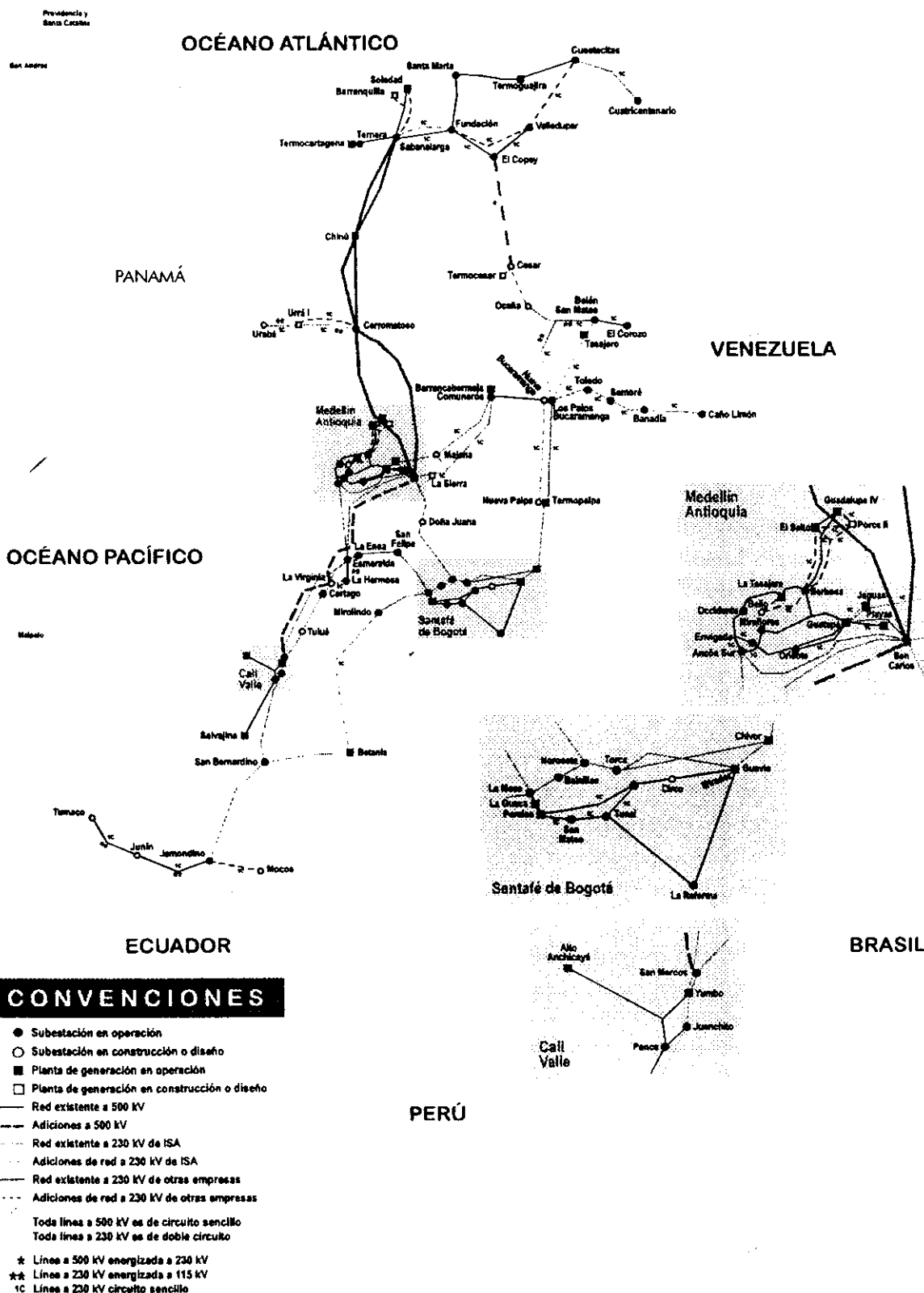


Figura 7-15 Opciones de instalación de capacidad adicional

SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO 230 y 500 kV PLAN DE EXPANSIÓN 1996 - 2000



Interconexión Eléctrica con Ecuador 138 kV: Durante 1996 Se firmó el convenio bilateral para la interconexión entre las ciudades de Tuquerres e Ipiales por medio de una línea de circuito sencillo a 138 kV .

7.6.2. Confiabilidad generación - transmisión

El índice de confiabilidad para el sistema generación - transmisión es el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia -VERP-. El cual debe ser inferior al 1% para el sistema y para cualquiera de las áreas.

Se analizan las estaciones de verano e invierno de cada año del período. La estación de verano se asocia con las características del mes de abril y el invierno con las condiciones del mes de diciembre.

De acuerdo con el análisis para las estaciones de verano e invierno, con el escenario de proyección de demanda media, no se presentan anomalías en las áreas del Sistema.

7.6.3. Restricciones

El sobrecosto operativo es la diferencia entre el costo de como el sistema es despachado teniendo en cuenta las restricciones de los sistemas de transmisión y distribución y el costo de despachar el sistema en estricto orden de méritos sin tener en cuenta dichas restricciones.

El sobrecosto operativo tiene componentes importantes:

- Generación mínima de seguridad por restricciones eléctricas.
- Regulación de frecuencia
 - Seguimiento de la curva de carga y regulación de las desviaciones de generación con relación al despacho programado.
 - Variación de la demanda real respecto al pronóstico.

Las restricciones pueden originarse por limitaciones en la transformación, límite térmico de las líneas y déficit de potencia reactiva, por lo que es necesario mantener una generación localizada en las áreas donde se presenten estas deficiencias para mantener una adecuada calidad de servicio y evitar sobrecargas en los equipos de red.

La CREG mediante las resoluciones CREG-035/95 y CREG-055/95 ha clasificado en globales y locales la generación que se requiere para suplir las restricciones del Sistema Interconectado. Las globales son aquellas que requiere el STN para mantener los márgenes de tensión y estabilidad en la misma red. Las plantas que se requieren para suplir restricciones de redes locales de distribución, y cumplen funciones de soporte de tensión y alivio de sobrecargas de los transformadores que conectan estas

redes al STN se designan locales; estas plantas están generalmente localizadas en redes de tensiones inferiores a 220 kV.

La operación del STN durante 1995 y comienzos de 1996 ha mostrado el gran impacto que tienen los costos de las restricciones de transmisión, ya que son las que marcan la diferencia entre el despacho económico (operación real) y el despacho ideal, introduciendo sobrecostos al sistema.

En la Tabla 7-16 se muestran los sobrecostos operativos causados por la generación de seguridad en las plantas y por la regulación de frecuencia, y en la tabla 7-17 se presentan las generaciones mínimas de seguridad, desde el 20 de julio de 1995 hasta el 30 de junio de 1996.

**Tabla 7-16 Valor restricciones liquidadas en bolsa
julio 20 de 1995 a junio 30 de 1996**

Mes	Valor (\$)
JUL-95	4,559,692,850
AGO-95	10,668,424,966
SEP-95	9,618,159,578
OCT-95	9,590,356,814
NOV-95	6,790,246,676
DIC-95	14,745,916,514
ENE-96	8,110,949,296
FEB-96	5,601,755,748
MAR-96	5,128,205,576
ABR-96	6,345,045,388
MAY-96	6,899,815,134
JUN-96	6,862,075,558

Tabla 7-17 Generaciones de seguridad

Planta	Cap. Efectiva (MW)	Cap. Reducida (MW)
El Río 6	10	6.50
El Río 7	9	5.85
El Río 8	13	8.45
La Unión 1	9	5.85
La Unión 2	12	7.80
La Unión 3	18	11.70
La Unión 4	10	6.50
Barranquilla 2	50	32.50
Barranquilla 3	60	39.00
Barranquilla 4	65	42.25
Cartagena 1	65	42.25
Cartagena 2	55	35.75

Cartagena 3	60	39.00
Cospique 1	4	2.60
Cospique 2	4	2.60
Cospique 3	9	5.85
Cospique 4	8	5.20
Cospique 5	11	7.15
Ballenas 1	10	6.50
Ballenas 2	14	9.10
Guajira 1	160	104.00
Guajira 2	160	104.00
Chinú 1	6	3.90
Chinú 2	5	3.25
Chinú 4	14	9.10
Chinú 5	30	19.50
Chinú 6	30	19.50
Chinú 7	30	19.50
Chinú 8	30	19.50
Flores 1	154	130.90
Flores 2	100	85.00
Mamonal	90	76.50
Tebsa 4	421	357.85
Tebsa 5	97	82.45
TOTAL	1823	1357.35

Es importante identificar los problemas o limitaciones de la red en las diferentes áreas y plantear soluciones que permitan mejorar el comportamiento del Sistema y disminuir así las generaciones mínimas locales y globales.

En la tabla 7-18 se presentan las obras requeridas en las diferentes áreas, para disminuir las principales restricciones globales en el período 1996-2000. En la Tabla 7-19 se muestra la generación mínima de seguridad generada por estas restricciones en el mismo período.

Tabla 7-18 Obras para disminuir restricciones globales

AREA	Restricción inicial	Recomendación	Fecha de entrada	Restricción final
Oriental	Generación mínima en Paraiso y Guaca	Compensación capacitiva 150 Mvar en 220 kV ó 90 Mvar en 115 kV	Por definir por EEB	Generación mínima en Paraiso y Guaca
Oriental	Generación mínima en Chivor y Guavio			
Suroccidental	En línea unidades de Alto Anchicayá, Salvajina y Betania	Compensación capacitiva 3X60 Mvar en San Bernardino,	1998 Por definir en	En línea unidades de Alto Anchicayá, Salvajina y una

		compensación inductiva de 25 Mvar en Jamondino y 70 Mvar capacitivos adicionales en San Marcos	Jamondino por EPSA	unidad de Betania por razones fitosanitarias,
Corelca	En línea unidades de TermoCartagena y TermoGuajira	Compensaciones: 30 Mvar en Cartagena 66 kV, 60 Mvar en Ternera 66 kV y 39 Mvar en Fundación	1998 Por definir en Cartagena y Ternera por Corelca	
San Carlos	En línea unidades de San Carlos	5x50 Mvar en San Carlos	1998	En línea unidades de San Carlos
Nordeste	En línea planta de Tasajero	Compensación capacitiva 40 Mvar en Tasajero	2000	En línea planta de Tasajero

Tabla 7-19 Generaciones mínimas por restricciones

AREA	Planta	Generación actual	Generación con las recomendaciones de la tabla 7-18
Oriental	Paraíso/ La Guaca	148 MW (4 unidades)	ninguna
Oriental	Chivor Guavio	120 MW (6 unidades) 240 MW (4 unidades)	270 MW (6 unidades) 350 MW (4 unidades)
Suroccidental	Alto Anchicayá Salvajina Betania	60 MW ⁽¹⁾ (2 unidades) 60 MW ⁽²⁾ (2 unidades) 100 MW ⁽¹⁾ (2 unidades) 100 MW ⁽²⁾ (2 unidades) 260 MW (2 unidades)	60 MW ⁽¹⁾ (2 unidades) 140 MW ⁽²⁾ (2 unidades) 100 MW ⁽¹⁾ (2 unidades) 130 MW ⁽²⁾ (2 unidades) 130 MW (1 unidad)
Corelca	TermoCartagena TermoGuajira	90 MW (2 unidades) 120 MW (1 unidad)	ninguna ninguna
San Carlos	San Carlos	60 MW (6 unidades)	80 MW (6 unidades)
Nordeste	Tasajero	110 MW (1 unidad)	69 MW (1 unidad)

(1) Escenario de baja hidrología en el Valle.

(2) Escenario de alta hidrología en el Valle.

El total de restricciones globales aumenta de 1718 MW en 1996 a 3000 MW en el año 2000 si no se invierte en equipos de compensación en la red del STN y en las redes

regionales. Con la compensación reactiva recomendada, la generación mínima por restricciones globales en el año 2000 se puede reducir a 2159 MW.

En la Tabla 7-20 se indican las limitantes en las importaciones y exportaciones de potencia en las diferentes áreas.

Tabla 7-20 Limitantes de potencia en las importaciones y exportaciones

Área	Limitación
EEB	Importación: 500 MW por la línea San Carlos - Noroeste y San Carlos Balsillas Exportación: 400 MW por los CT's de la Mesa
EPM	Importación y Exportación: 600 MW por la líneas San Carlos-Guatapé
EPSA	Está limitada en 750 MW por los circuitos Esmeralda-Yumbo (2c), Esmeralda-Cartago y Esmeralda-San Marcos
CEDCE	Está limitada en 300 MW por los circuitos San Bernardino-Yumbo y San Bernardino-Juanchito
NORDESTE	La limitación total es de 360 MW por las líneas San Carlos-Comuneros, Malena-Comuneros y Chivor-Paipa. Adicionalmente se tiene otra limitación de 160 MW debido al transformador de corriente de la S/E Palos en el circuito Palos-Comuneros.
CORELCA	Las importaciones y exportaciones están limitadas en 240 MW por la línea Sabana-Fundación y 400MW por la línea Sabana-Soledad. En la actualidad la transferencia por la línea San Carlos-Cerromatoso es 720 MW.

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

8. ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

8.1. Definición de las Alternativas de Expansión

Para alcanzar las metas propuestas en el Plan Energético Nacional existen diversas alternativas que en mayor o menor grado pueden considerarse factibles. La alternativa real será seguramente una combinación de estas y será determinada por las decisiones de los agentes privados y públicos que al respecto se den a lo largo del tiempo.

Para el análisis de largo plazo, se plantearon cuatro escenarios alternativos en función de diversos porcentajes de participación de los recursos agua, carbón y gas para el abastecimiento de la energía. Todos ellos factibles y que se podrán realizar en la medida que las condiciones de precios y tecnologías evolucionen favorablemente hacia cada energético. Sin embargo se debe aclarar que en el caso específico de las plantas hidráulicas, las fechas más tempranas han sido obtenidas de los agentes promotores de los proyectos y que, dada la incertidumbre en la ejecución de estos proyectos, en otro capítulo se hace un análisis de sensibilidad a las fechas de entrada de los proyectos.

8.2. Análisis De Generación

Con el uso de modelos de análisis de inversiones y simulación de despacho hidrotérmico se analizan las diferentes alternativas de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica y se determina entre otras la siguiente información:

- Requerimientos de capacidad para el sistema
- Requerimientos de combustible: consumos promedio
- Desempeño energético del sistema: generación hidráulica, térmica y evolución de embalses
- Factores de utilización esperados de las plantas.
- Participación de los energéticos en la composición final del sistema.

Así mismo se verificó para todas las alternativas que las reservas de combustible eran suficientes. En el caso del gas se tomó como criterio que al final del período de planeamiento (2010) la relación reservas/producción fuera por lo menos de 10 años, bajo el supuesto de no hallar más reservas en los próximos años.

8.2.1. Composición de las alternativas

En las Tablas 8-1 y 8-2 se presenta la composición de las alternativas analizadas en el período 2001-2010 para los escenarios de demanda de energía eléctrica medio (5.95%) y alto (6.61%).

Para atender el escenario medio de demanda, el sistema requiere contar con una capacidad adicional del orden de 6,500 MW, mientras que para atender la demanda en el escenario alto se requiere contar con una capacidad adicional que varía entre 1,900 y 2,500 MW, según la alternativa (incrementos entre el 29% y el 40%, respectivamente).

Tabla 8-1 Composición de las alternativas (MW) - Escenario medio

ESCENARIO MEDIO (5.95%)				
Composición 2001-2010	ALTERNATIVA			
	LP-1	LP-2	LP-3	LP-4
HIDRO	2,531	2,864	2,014	1,361
GAS	3,607	2,529	3,342	3,236
CARBÓN	450	1,200	900	1,600
Total	6,588	6,593	6,256	6,197

Para este escenario de demanda, la participación de los energéticos al final del horizonte del estudio (año 2010) varía de acuerdo con las alternativas como se indica en la tabla 8-2. Es importante resaltar el incremento en la componente térmica que en todos los casos sobrepasa un 40% de participación, con lo cual se reduce la vulnerabilidad del sistema ante eventos hidrológicos.

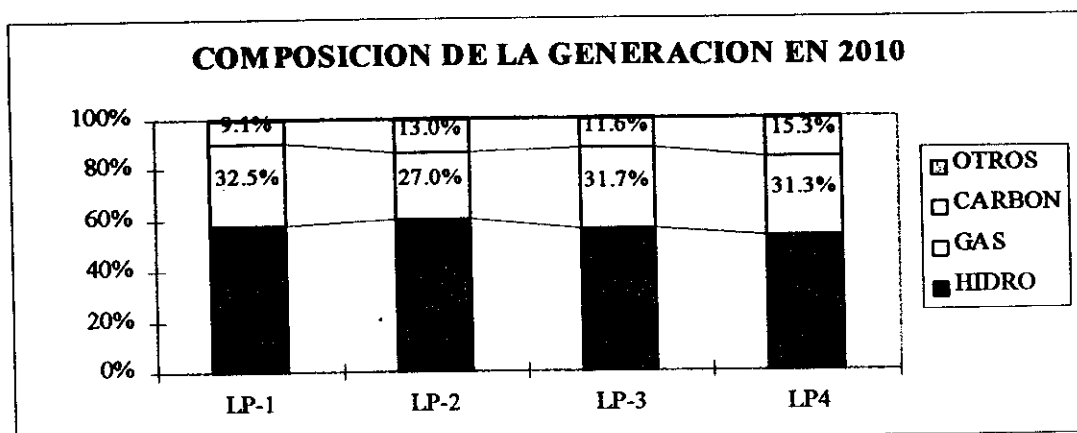


Figura 8-1 Composición de Generación en el año 2010

Si la demanda de energía aumenta hasta alcanzar el escenario alto se requiere de una capacidad adicional de energía, la cual se determinó en función del catálogo de proyecto hidroeléctricos y termoeléctricos disponibles para los análisis. En la tabla 8-2 se presentan los requerimientos para este nivel de demanda.

Tabla 8-2 Composición de las alternativas (MW) - Escenario alto

ESCENARIO ALTO (6.61%)				
Composición 2001-2010	ALTERNATIVA			
	LP-1	LP-2	LP-3	LP-4
HIDRO	2,864	2,864	2,014	1,871
GAS	4,574	3,776	4,634	4,569
CARBÓN	1,050	1,850	1,800	2,250
Total	8,488	8,490	8,448	8,690

Para este escenario de demanda, la participación de los energéticos al final del horizonte de estudio se encontrará en un rango dado por:

- Hidráulico: entre 50% a 54%
- Gas: entre 30% y 34%
- Carbón: entre 12% y 20%

Dado que la composición hidro-termo es diferente en cada una de las alternativas y teniendo en cuenta que la contribución a la energía firme del sistema es particular de los tipos y características de cada proyecto, se encuentra que la capacidad instalada al final del período de planeamiento es distinta para cada una de las alternativas.

En la tabla 8-3 se presenta la distribución temporal y por tipo de energético de las alternativas de generación incluidas en el análisis de largo plazo.

Tabla 8-3 Composición de las alternativas (MW) demanda media

AÑO	Alternativa LP-1			Alternativa LP-2			Alternativa LP-3			Alternativa LP-4		
	H	G	C	H	G	C	H	G	C	H	G	C
2001	375			375			375			375		
2002										136		
2003	136	276		136	276		136	276			827	
2004		409			727	300	93	915				
2005	750	316		750				271			436	600
2006	1270			1270				547			276	
2007		999	300	333	322	750	420		900		271	450
2008							750			850	276	
2009		1,377	150		879		240	540			519	550
2010		270			325	150		793			631	
Total	2,531	3607	450	2,864	2,529	1,200	2,014	3,342	900	1,361	3,236	1,600

H: Hidroeléctrica

G: Térmica a Carbón

C: Térmica a Gas

En la Figura 8-2 se presenta cortes transversales en los que se indica la capacidad instalada en cada estrategia, por tipo de recurso.

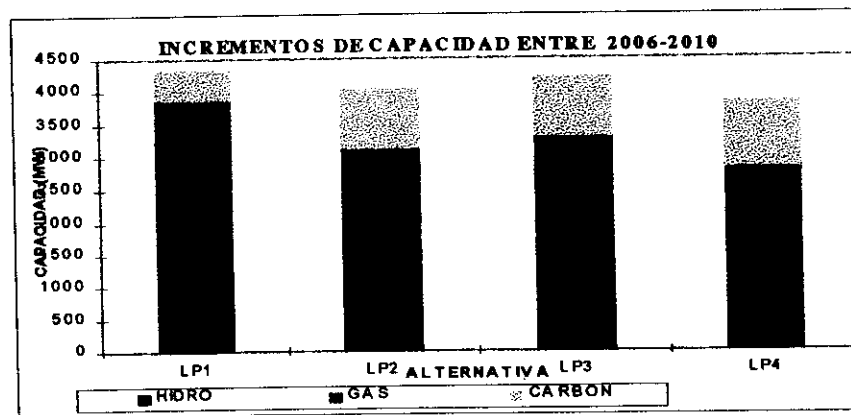
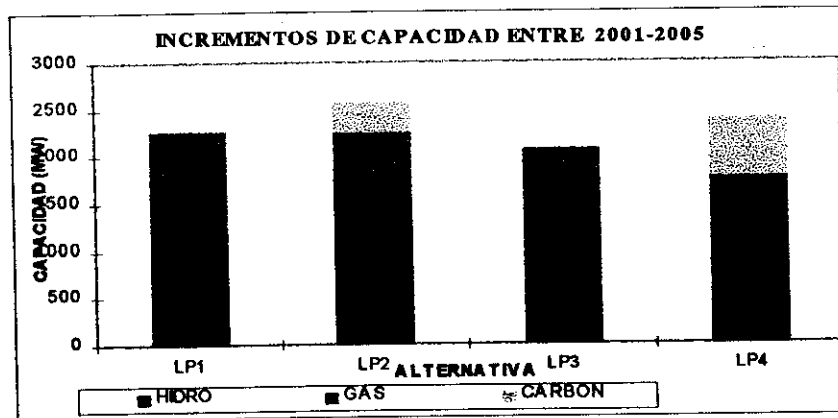
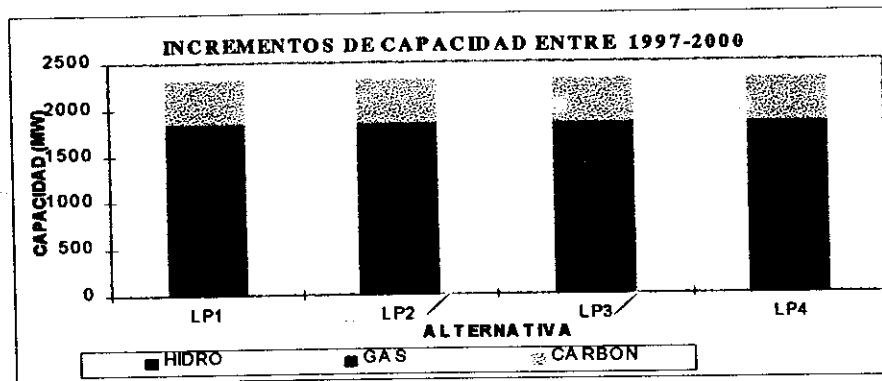
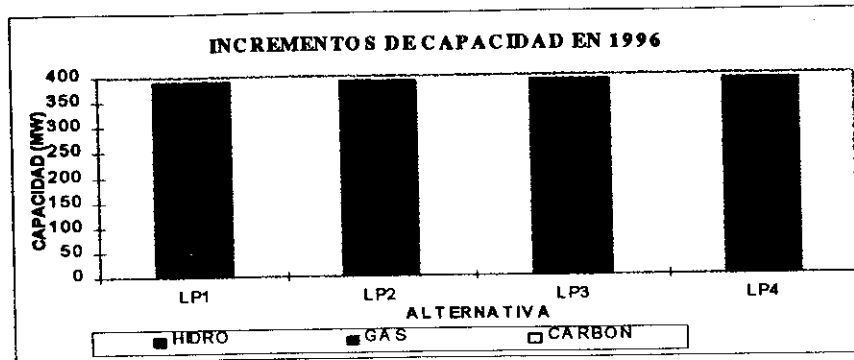


Figura 8-2 Análisis de incrementos de capacidad por periodos

8.2.2. Generación hidráulica y térmica

En la Figura 8-3 se presenta la generación hidráulica y térmica esperada en el período 2001-2010 para las alternativas analizadas. Se observa el incremento gradual de la generación térmica, representando al final del horizonte cerca de la mitad de la generación total esperada.

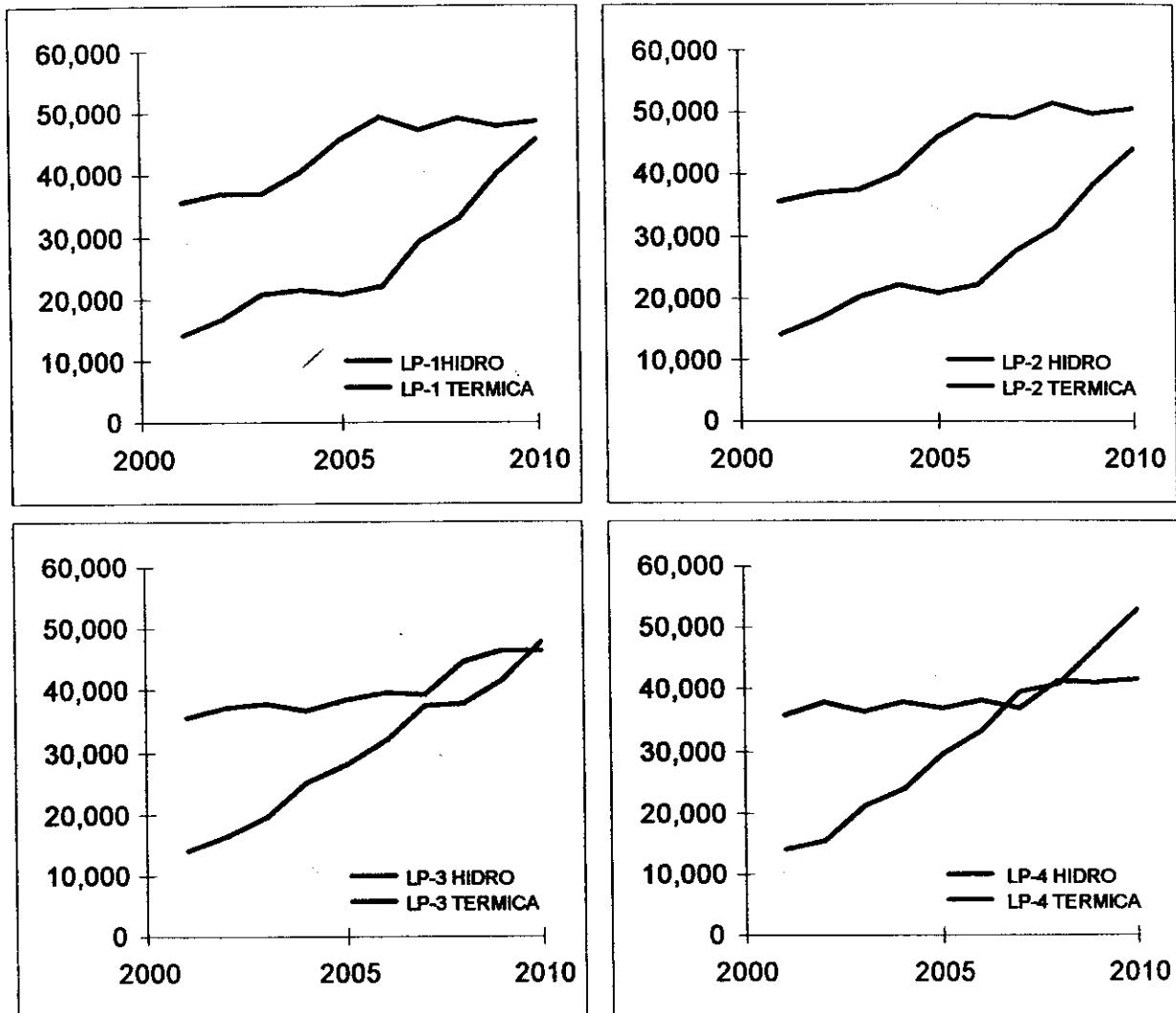


Figura 8-3 Generación promedio esperada GWh (2001-2010)

8.2.3. Consumos de combustibles

En las figuras 8-4 y 8-5 se presentan los consumos estimados de gas natural y carbón para cada una de las alternativas de largo plazo analizadas. Como se observa hasta el año 2000 los consumos de todas las alternativas son los mismos por cuanto se

tomaron para los análisis 2001-2010, los proyectos que se utilizan para los análisis energéticos de corto plazo (alternativa 1 del capítulo 7).

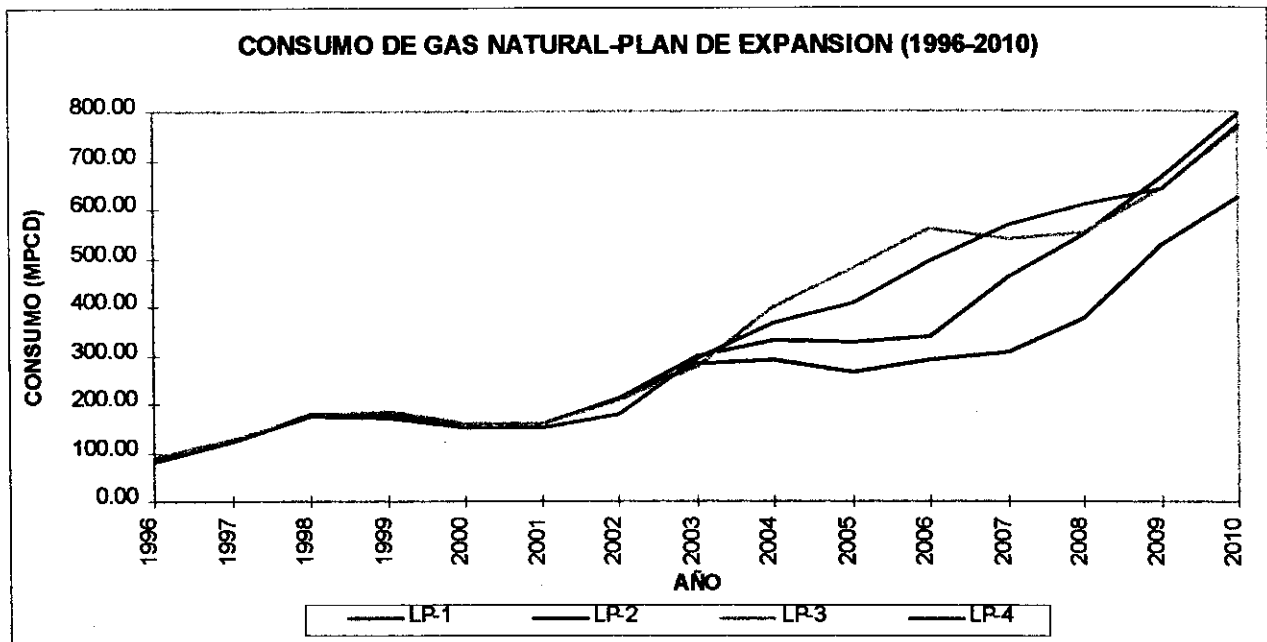


Figura 8-4 Consumo de Gas Natural

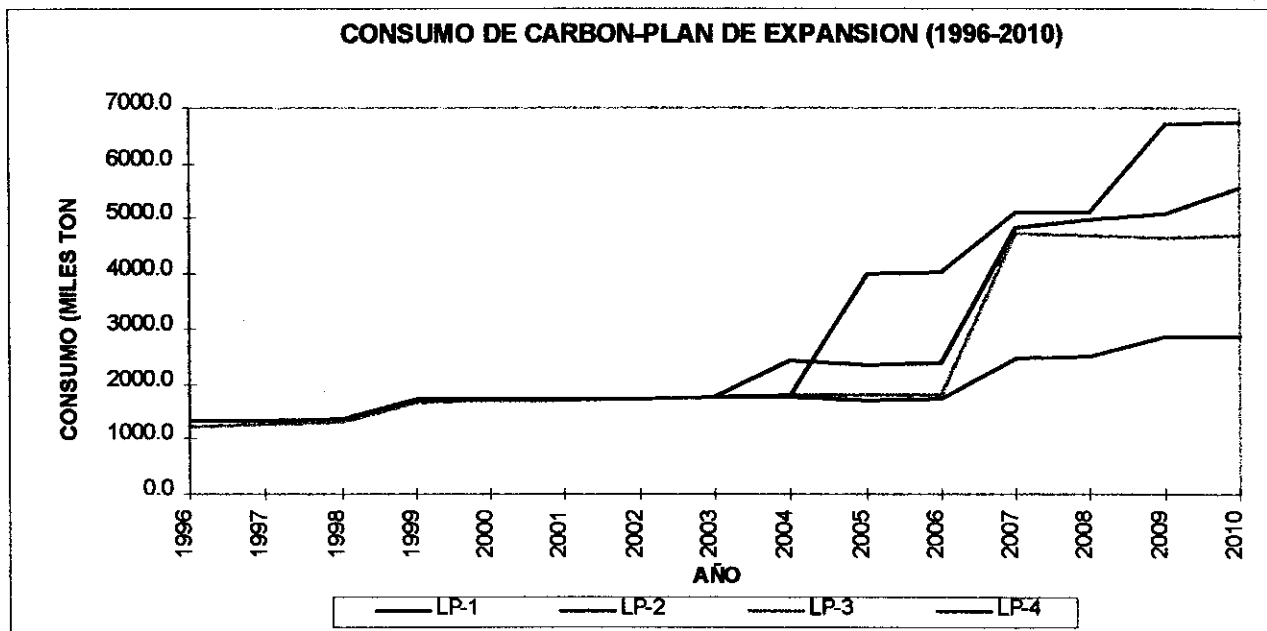


Figura 8-5 Consumo de Carbón Sector Eléctrico

8.2.4. Factores de utilización

En la figura 8-6 se presentan los factores de utilización promedio que se obtienen, en función de los costos variables de las plantas, los cuales son la base para los

despachos hidrotérmicos del sistema. Se observa como entre más bajos sean estos costos, los factores de utilización de las plantas se incrementan de manera considerable, lo cual conllevará finalmente a un costo por kWh generado más económico para el país.

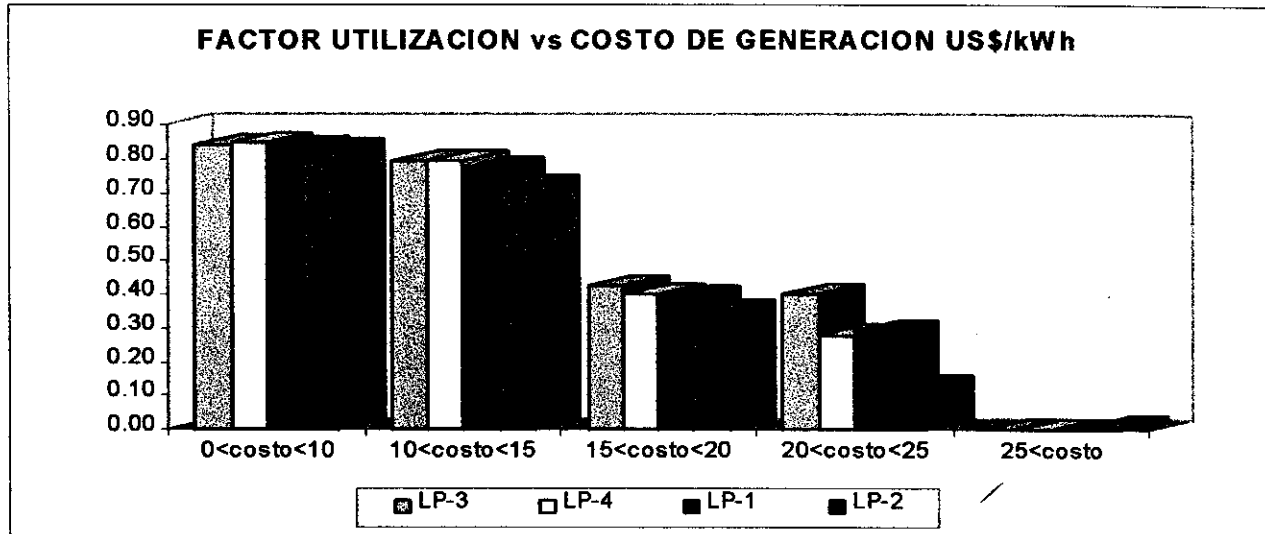


Figura 8-6 Factores de Utilización en función de los costos de variables

8.2.5. Costos marginales

La figura 8-7 muestra la variación del costo marginal de corto plazo para las alternativas analizadas (período 2001-2010).

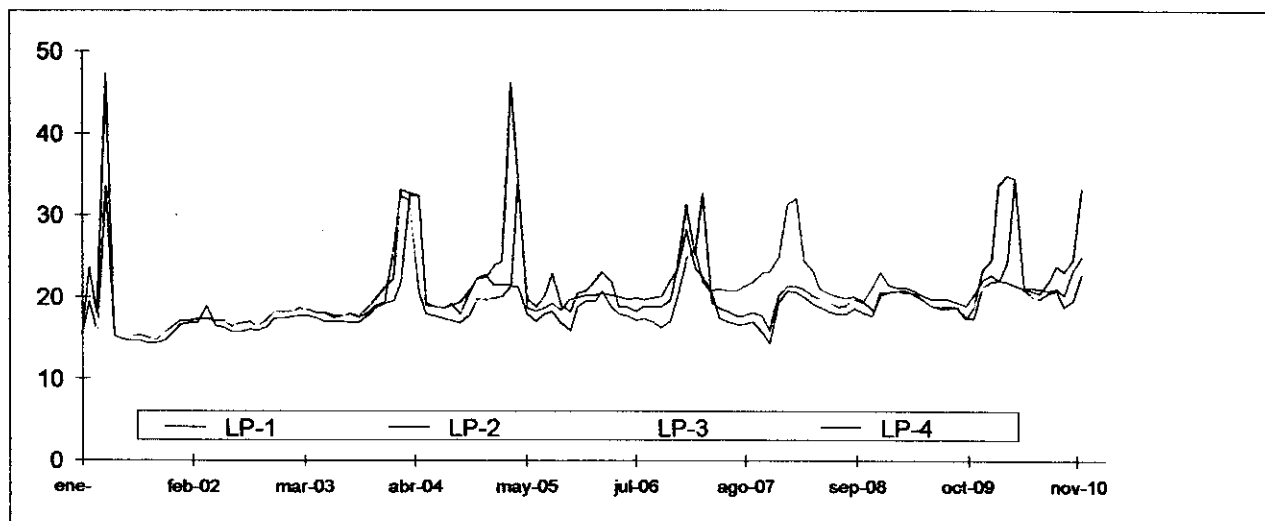


Figura 8-7 Costos marginales de corto plazo (período 2001-2010)

El costo marginal promedio de corto plazo es de 20 US\$/MWh. Los valores máximos fluctúan entre 34 y 47 US\$/MWh (dependiendo de la alternativa). El valor mínimo es de 14 US\$/MWh. A este valor se le deberá adicionar el cargo por capacidad que si se

supone igual a 11 US\$/MWh durante todo el período se obtiene un valor promedio de 31 US\$/MWh. Este valor es menor que el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo - CIPLP-, lo cual sugiere la necesidad de analizar y evaluar continuamente el comportamiento de la bolsa para garantizar la expansión de el largo plazo.

8.3. Análisis de Transmisión

8.3.1. Análisis de Requerimientos 2001- 2010

Tomando como punto de partida las alternativas presentadas para la expansión de la generación para el período 2001 - 2010 y la proyección de demanda de potencia para el escenario medio, se determinaron los requerimientos de transmisión necesarios para garantizar la evacuación de la energía generada en los diferentes años de análisis del plan. Se identifican entre otras las adiciones de líneas de transmisión, subestaciones, transformadores 500/220 kV y compensación de potencia reactiva.

El procedimiento seguido para la realización del planeamiento indicativo de la transmisión se ajusta a los criterios y condiciones establecidas en el código de redes¹. De los cinco escenarios de exigencia definidos por la CREG² (condiciones extremas de operación del sistema hidrotérmico) que deben ser cumplidos por la red de transmisión, se utilizaron cuatro (escenarios 2 al 5, dado que los resultados del escenario 1 son muy similares a los del escenario 2 y adicionalmente son los de mayor probabilidad de ocurrencia) . La definición de cada escenario es la siguiente:

1. Período 1 (enero - abril), con las centrales termoeléctricas de la Costa despachadas al máximo.
2. Período 1 (enero - abril), con todas las centrales termoeléctricas del sistema y las hidroeléctricas de la cadena Nare despachadas al máximo.
3. Período 2 (mayo - agosto), con las centrales hidroeléctricas del Guavio, Chivor, EEB y Betania despachadas al máximo.
4. Período 2 (mayo - agosto), con las centrales hidroeléctricas de San Carlos, Jaguas, Playas, Guadalupe y Río Grande despachadas al máximo y las de CVC y Betania despachadas a baja carga (para horas de pico solamente).
5. Período 3 (septiembre - noviembre), con las centrales hidroeléctricas de San Carlos, Jaguas, Playas, Guadalupe, Río Grande y las de CVC despachadas al máximo.

¹ Resolución CREG 25 de 1995

² Resolución CREG 002 de 1994

Para cada estrategia de generación y escenario se plantea una alternativa de expansión que cumpla con los requerimientos de flexibilidad, calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el Código de Planeamiento¹.

El análisis de transmisión de largo plazo está orientado a determinar la red objetivo. Para esto se analiza cada estrategia para los diferentes escenarios y se definen los requerimientos de líneas de transmisión, subestaciones, transformación 500/220 kV y compensación de potencia reactiva, necesarios para atender la demanda de energía y potencia en forma confiable y con buena calidad de servicio.

8.3.2. Definición de redes objetivo

La red objetivo para largo plazo se define de manera análoga a la red mínima utilizada en el cálculo de cargos por uso de la red de transmisión². Esta red debe garantizar el transporte de la energía y potencia necesaria para el abastecimiento de demanda en cada nodo, para los diferentes escenarios de exigencia.

Con base en los análisis realizados se determinó que hacia el futuro - año 2010 -, el sistema de transmisión deberá ser capaz de ofrecer diferentes puntos de conexión a 500 kV en los principales sitios o regiones del país como son:

Costa Atlántica: Guajira, Magdalena, Cesar, Atlántico, Bolívar, Córdoba, Sucre

Antioquia: Antioquia, Chocó

Viejo Caldas: Caldas, Quindío, Risaralda

Nordeste: Norte de Santander, Boyacá, Arauca, Casanare

Suroccidente: Valle del Cauca, Cauca, Nariño, Huila

Centro: Bogotá, Cundinamarca, Meta, Tolima

En este sentido se ha previsto que para el año 2005 el sistema de transmisión cuente con líneas a 500 kV hacia el centro desde el Magdalena Medio o desde el Nordeste, dependiendo de los desarrollos de generación que se tenga hasta ese momento, hacia Suroccidente, y en la Costa Atlántica. Esto debido a que las estrategias de generación consideradas proveen una alta capacidad instalada en las regiones de la Costa Atlántica, Nordeste y Magdalena Medio, lo cual obliga a reforzar la transmisión hacia las zonas de Bogotá, Suroccidente y a buscar otra ruta de evacuación de generación de la Costa Atlántica.

Las necesidades de expansión que se identificaron en el proceso son :

- Subestación La Cabaña a 230 kV para el año 2001;
- El refuerzo de la interconexión de la región Nordeste con el centro del país, a través de las líneas a 230 kV Nueva Bucaramanga - Nueva Paipa y Nueva Paipa - Torca en

el año 2004. Refuerzos internos en el área como son, línea Nueva Bucaramanga - Palos y Palos - Tasajero en el 2004;

- La entrada del proyecto Fonce requiere la conexión a la Nueva Paipa;
- En el año 2004, para las estrategias con mayor concentración de proyectos en la Costa Atlántica (área de Barranquilla), es indispensable disponer de una subestación adicional de 500-kV en la zona que debe interconectarse con Chinú 500 kV y con Copey a través de la línea Barranquilla - Copey a 500 kV y Barranquilla-Chinú a 500 kV. Adicionalmente se debe energizar a 500 kV la línea Copey - Cesar y construir Cesar - Nueva Bucaramanga a 500 kV;
- Con la entrada de Sogamoso y Fonce en la región de Nordeste, y alta concentración de generación en el Magdalena Medio, se hace indispensable la interconexión con el centro del país a través de la línea Nueva Bucaramanga - Malena - Faca a 500 kV, a partir del año 2004. Para el año 2006 se prevé un segundo circuito a 500 kV;
- Construcción de la subestación Faca 500Kv conectada la línea balsillas noroeste.
- Adición de la línea Malena - San Carlos a 500 kV, 2c, en caso de tener alta concentración de generación en el Magdalena Medio, para eliminar la restricción por alta generación en EEB y baja generación en EPM;
- Ampliación de la subestación San Carlos 500 kV o construcción de una nueva.
- Segundo circuito a 500 kV San Carlos-La Virginia-San Marcos para el año 2004.
- Doble circuito Faca - Balsillas a 230 kV, uno en el 2004 y el otro en el 2008;
- Energización a 230 kV línea Pasto-Junín-Tumaco en el 2001;
- Contrucción de la subestación Guabinas y la línea Guabinas - San Marcos a 230 kV en el año 2001, así como la subestación Armenia y las líneas La Virginia - Armenia y Armenia - La Hermosa a 230 kV en el año 2003;
- Segundo circuito Betania - Mirolindo a 230 kV en el 2010 y tercer circuito Betania - San Bernardino a 230 kV en el 2004 para el caso de tener generación alta en Betania y en Bogotá;
- Línea Mirolindo - La Mesa a 230 kV en el 2010;
- Adición de dos circuito San Marcos - Juanchito a 230 kV, el primero en el 2004 y el segundo en el 2010.

s/E

y a Nva. B/manga.

pre energiz
ada a 230kV
haya
Subestación
en el 2003

- Energización del anillo a 500 kV en Bogotá y reconfiguración de su red para el año 2004; en caso de que no haya reconfiguración ni cambios en la energización del anillo se necesitan los siguientes refuerzos: Mirador - Torca, Mirador - Circo, Paraiso - Circo, Torca - Noroeste, Usme - Tunal, transformador en Usme 230/500 kV, 450 MVA
- Contrucción de la línea Chivor - Guavio a 230 kV en el año 2006 para el caso de contingencia;
- Tercer circuito Doña Juana - Noroeste a 230 kV;
- Adición de los circuitos Malena - Comuneros y Comuneros - Barranca a 230 kV;
- Es necesario repotenciar las líneas de 230 kV, Sierra - San Carlos en el año 2002, y Malena - Sierra en el 2004;
- Segundo circuito Guatapé - Barbosa a 230 kV en el 2010;
- Segundo circuito Malena - Jaguas en el 2010;
- La entrada del proyecto Nechí requiere la conexión de los dos circuitos a San Carlos - Cerromatoso 500 kV a la subestación Nechí y el refuerzo Nechí - San Carlos a 500 kV;
- Línea Sabanalarga - Ternera y Cartagena - Ternera a 220 kV en el 2004;
- Compensación serie al 50% del ^{de línea} ~~circuito~~ San Bernardino-Jamondino

En las Figuras 8-8 y 8-9 se muestran los diagramas unifilares de las redes objetivo 2005 y 2010 encontradas en los estudios de expansión y que cubriría las posibilidades de generación consideradas.

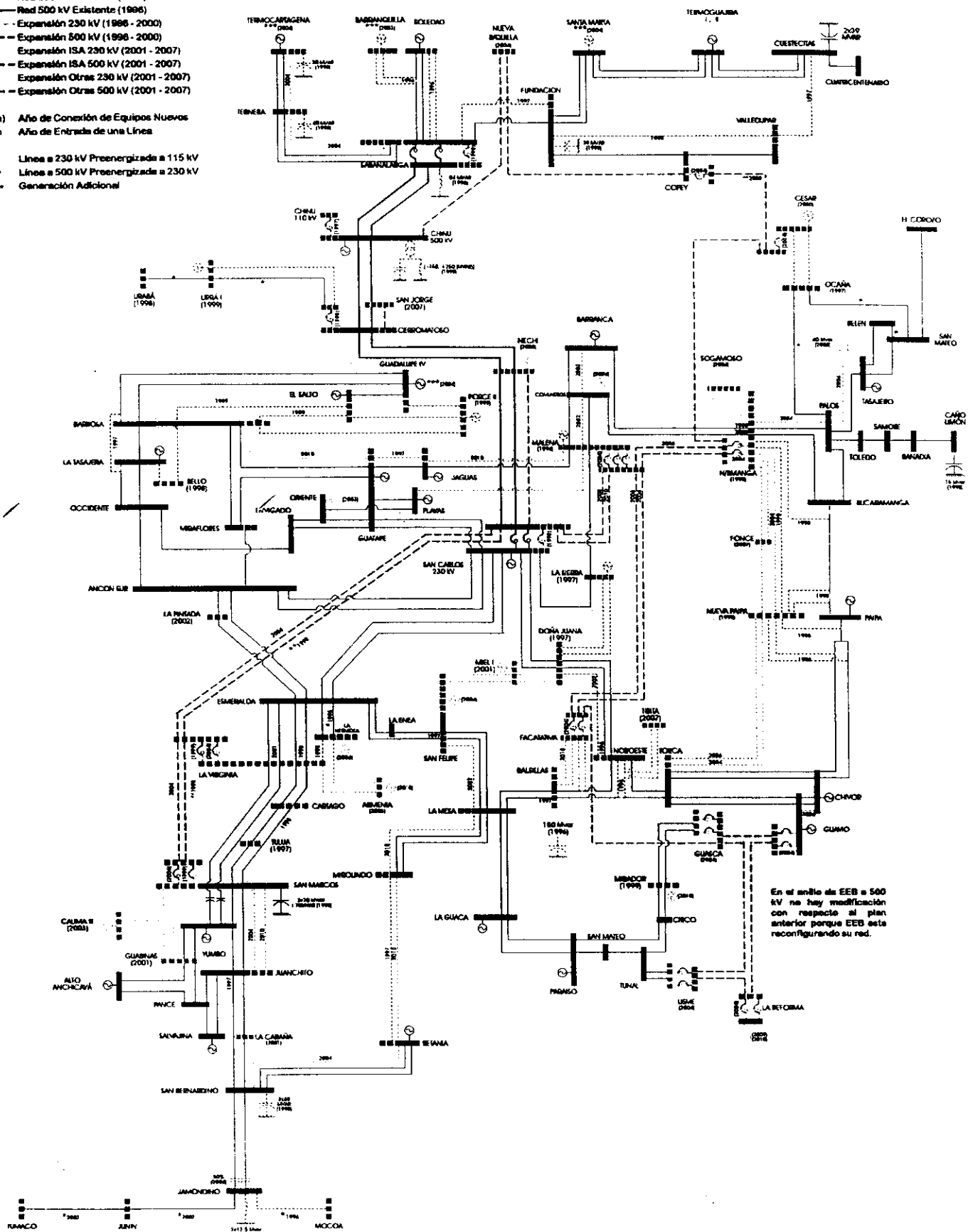
En el Anexo 3 se presentan las redes objetivo de todas las estrategias analizadas para los diferentes escenarios de generación.

8.3.3. Confiabilidad

Los análisis de confiabilidad buscan determinar si el sistema es capaz de suplir la demanda de energía y potencia requeridas cuando se presenta la indisponibilidad de un elemento (línea de transmisión ó transformador). De estos análisis se puede concluir que el sistema de transmisión cumple con los siguientes criterios³:

³ Criterios establecidos en el código de planeamiento resolución CREG 025/ de 1995

- Red 230 kV Existente (1996)
 - Red 500 kV Existente (1996)
 - - - Expansión 230 kV (1996 - 2000)
 - - - Expansión 500 kV (1996 - 2000)
 - - - Expansión ISA 230 kV (2001 - 2007)
 - - - Expansión ISA 500 kV (2001 - 2007)
 - - - Expansión Otras 230 kV (2001 - 2007)
 - - - Expansión Otras 500 kV (2001 - 2007)
- (nn) Año de Construcción de Equipos Nuevos
 nn Año de Entrada de una Línea
- * Línea a 230 kV Preenergizada a 115 kV
 - ** Línea a 500 kV Preenergizada a 230 kV
 - *** Generación Adicional



En el año de EEB a 500 kV no hay modificación con respecto al plan anterior porque EEB este reconfigurando su red.

Método probabilístico

Para el análisis de confiabilidad por métodos probabilísticos el criterio será que el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia (VERP), en cada uno de los nodos donde existe demanda, sea inferior al 1% medido en el nivel de 220 kV. Para calcular el VERP se tomó como referencia un valor de máxima indisponibilidad del 1% acumulado anual por cada 100 km de línea y por cada circuito.

Método determinístico

Para el análisis de confiabilidad por medio de métodos determinísticos se debe utilizar el criterio N-1, según el cual el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez.

8.3.4. Cargos por uso de la red

A continuación se presenta una proyección indicativa de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional para los 2001 - 2010. El objetivo básico es proveer a los agentes del mercado de una señal sobre el comportamiento de los cargos por uso de redes en el largo plazo.

La metodología utilizada para el cálculo de cargos esta definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG en sus resoluciones 001 y 002 de Noviembre de 1994.

La información básica que se utilizó para cálculo es consistente con la utilizada en las diferentes etapas de la revisión del plan; algunos aspectos generales se relacionan a continuación:

- El Ingreso regulado se proyecta con tasa de crecimiento anual constante del 5%.

Tabla 8-4 Ingreso regulado

Año	Ingreso Regulado (Millones US\$ de Junio 1993)
1994	143.7
2001	202.27
2010	313.79

- La topología del red corresponde a la de la red red objetivo resultante del plan de transmisión 2001 -2010

- Se implementaron los cinco escenarios de condiciones extremas de la Resolución CREG 25 de 1995.
- Se utilizaron los tres escenarios de proyección de demanda de la UPME
- Los costos unitarios de transmisión utilizados corresponden a los costos típicos de los sistemas 230 y 500 kV (Dolares constante de Junio de 1993).

Tabla 8-5 Costos unitarios de transmisión

	Longitud	Costo unitario (US\$/MWkm)	Costo anualizado* de Módulo de S/E
Línea a 230 kV Costa	0 < L < 75 km	29.55	324346
	75 < L < 150 km	37.83	
	L > 150 km	59.1	
Línea a 230 kV Interior	0 < L < 75 km	28.21	324346
	75 < L < 150 km	36.75	
	L > 150 km	57.41	
Línea a 500 kV Costa		53.24	944213
Línea a kV 500 Interior		44.37	944213

* Valor anualizado con una tasa de descuento de 10% y 25 años de vida útil (US\$ constantes de junio 93)

- Se utilizaron factores de seguridad y de capacidad de transporte de potencia establecidos por ISA para los diferentes niveles de tensión.

Tabla 8-6 Factores de seguridad

Nivel de Tensión	Factor de Seguridad
230 kV	1.584*
500 kV	1.0

*Resultado de relación entre red real y red mínima.

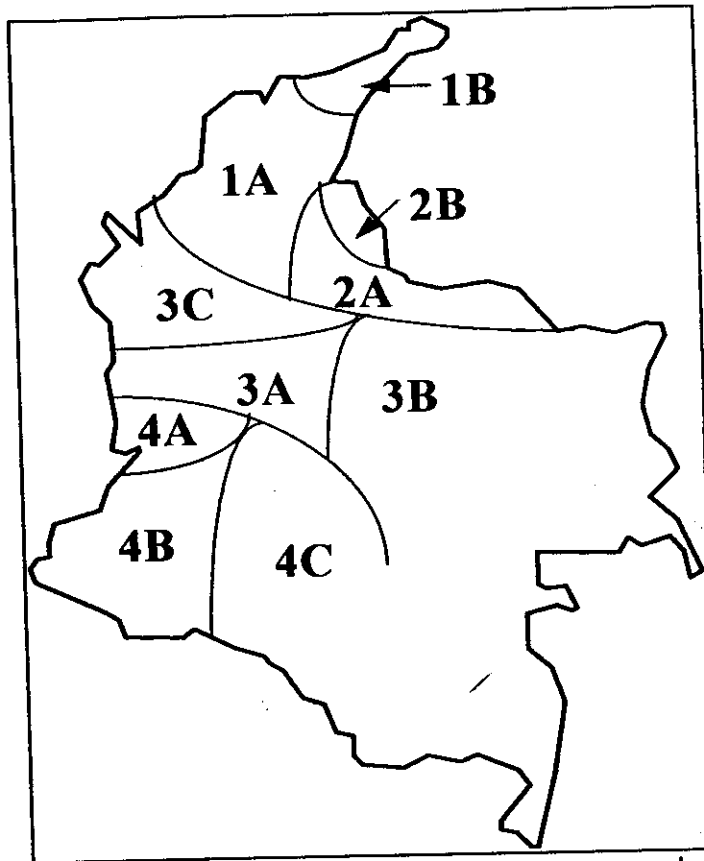


Figura 8-10 Zonificación para los cargos por uso de la red

En la tabla 8-7 presenta la evolución de los cargos para comercializadores. Se observa que los cargos en la zonas 1 y 2 remunerar al agente comercializador para el año 2010; esto se debe a la gran instalación de generación en estas zonas, se busca con estos cargos estimular un mayor consumo de esta oferta de generación en la misma región.

Tabla 8-7 Cargos unitarios de demanda (US\$/MWh)

Año	ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4
2001	-0.82	2.46	1.45	4.31
2010	-4.79	3.54	2.21	7.14

En la tablas 8-8 se presenta la evolución de los cargos para los generadores. Se observa que:

- Los cargos básicamente dan la señal para que se instale generación térmica e hidráulica en el suroccidente colombiano.
- Debido a la entrada del proyecto Sogamoso los cargos para generadores hidráulicos en la Zona 2A varían de recibir ingreso en el 2001(cargos negativos) a pagar cargos por uso de la red en el 2010.

- En las zonas 3A, 3B, 3C la proyección de los cargos dan la señal del desbalance generación - demanda en la zona 3 (la demanda en la región supera la instalación de generación programada para el horizonte 2001 - 2010)

Tabla 8-8 Cargos unitarios de generación (US\$/kW)

ZONA	2001		2010	
	TERMICAS	HIDRAULICA	TERMICAS	HIDRAULICA
1A	22.76	11.95	26.09	20.49
1B	33.76		36.16	
2A	6.71	-5.15	9.65	10.83
2B	8.38		13.66	
3A	2.98	2.1	3.72	3.84
3B	5.75	11.35	1.97	5.69
3C	3.12	2.17	1.1	2.72
4A	-12.64	14.6	16.75	11.51
4B	-18.28	7.07	30.17	9.87
4C	-8.97	6.76	20.61	0.76

Las figuras que se muestra a continuación ilustran la variación de los cargos unitarios de demanda y generación en los años 2001 y 2010.

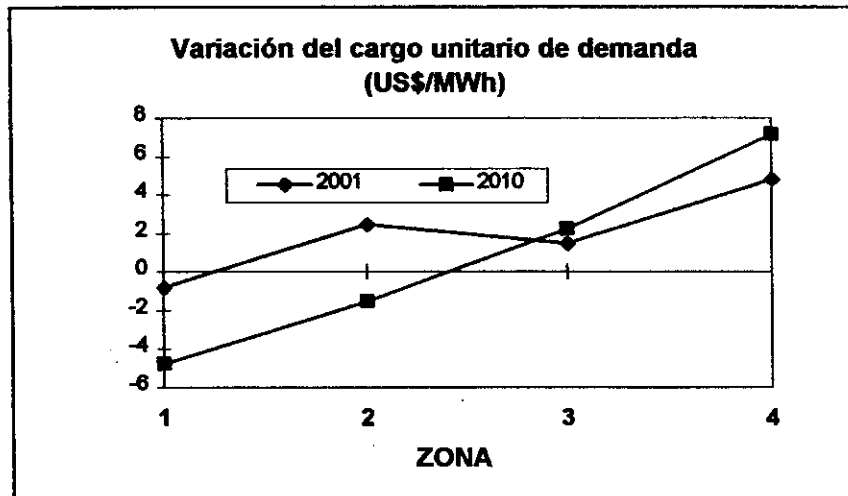


Figura 8-11 Variación del cargo de demanda por zona

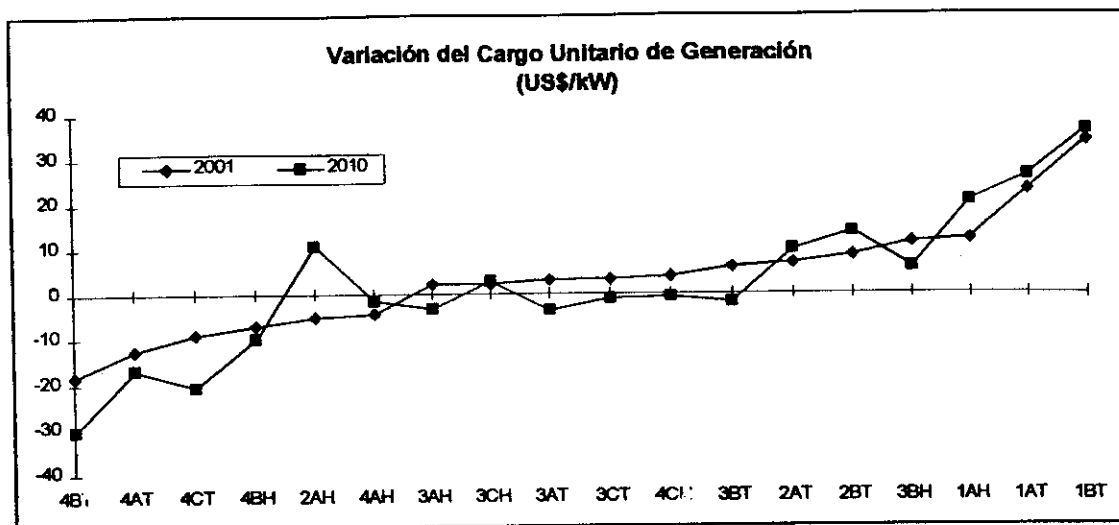


Figura 8-12 Variación del cargo de generación por zona

8.4. Consumos de Gas Natural para el Período 1996-2010

El comportamiento esperado del consumo del subsector eléctrico para los casos analizados en una situación de baja hidrología se presenta en la figura 8-13. Es importante resaltar que se sigue conservando la característica estacional de consumo, donde en verano es cuando se presentan los mayores consumos, aunque en el mediano y el largo plazo las diferencias entre los dos estaciones se hace menos acentuada.

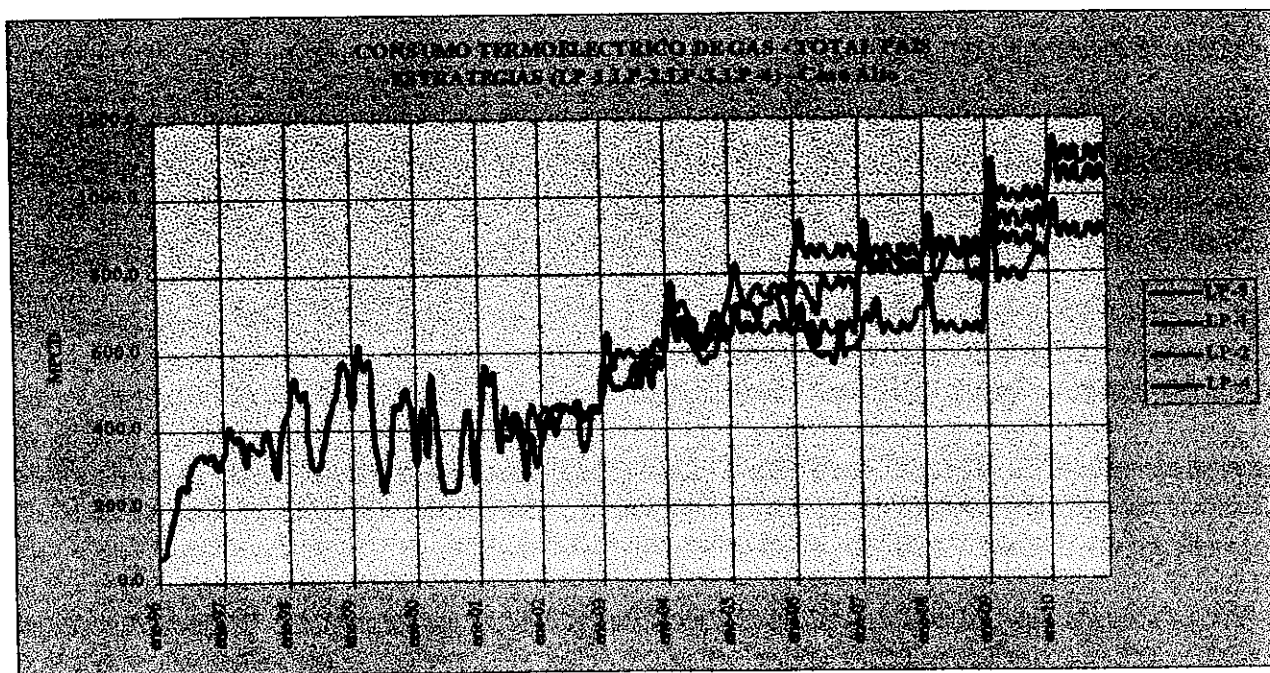


Figura 8-13 Consumo de Gas Natural den sector eléctrico

En la figura 8-14 se presenta la demanda total de gas que se obtiene al adicionar a la demanda del sector eléctrico la demanda de los otros sectores como son: residencial, industrial, Ecopetrol, petroquímico y transporte.

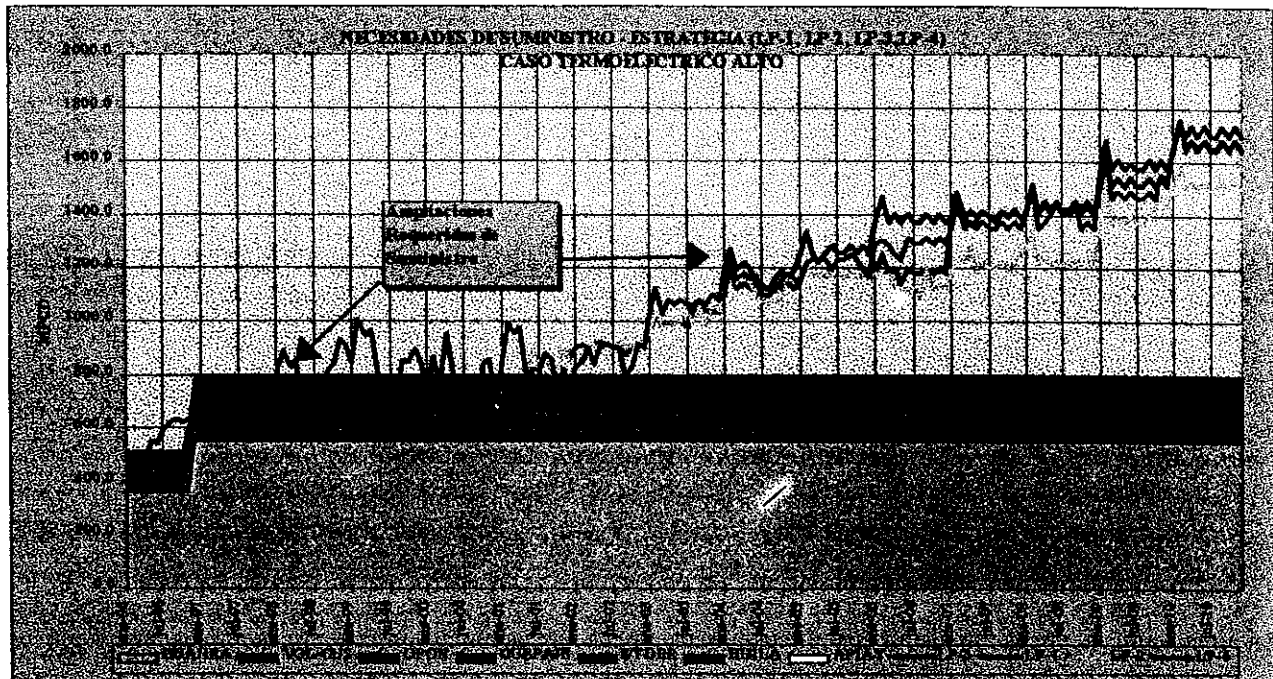


Figura 8-14 Consumo de Gas Natural Total

Notas: 1. Se incluye la segunda plataforma en Chuchupa y la entrada en producción de Opón a finales de 1996.

2. Se considera que la capacidad de producción se conserva, o sea que la producción en descenso de algunos campos es reemplazada por producción de nuevos campos o ampliaciones de campos existentes, como en los campos del Magdalena Medio, Piedemonte Llanero y Guajira.

En el Corto Plazo el consumo máximo de gas que se presentaría durante el verano 96-97 sería atendido con el actual esquema de producción de gas, sin embargo para el verano 97-98 se podrían presentar requerimientos de ampliación del suministro.

Para el Mediano Plazo son necesarias ampliaciones de capacidad de producción en forma constante debido al crecimiento de la demanda, impulsado por el plan de masificación y a la instalación de plantas térmicas a gas.

Otro aspecto que se debe analizar permanentemente es la red de transporte que se verá especialmente exigida durante los próximos años. Los cálculos realizados muestran la necesidad de ampliaciones en un mediano plazo, desde 1998, sobre todo

para atender la creciente demanda térmica en la zona del Magdalena Medio, para lo cual se deben reforzar las líneas desde las fuentes de producción, ya sea del Piedemonte Llanero, Magdalena Medio ó Guajira.

Como se puede apreciar en la figura 8-15, encontramos que las reservas probadas y probables actuales garantizarían el suministro adecuado hasta el 2010, para todas las extrategias de expansión, año en el cual la relación reservas/producción estaría en 10 años, tiempo prudencial para entrar a desarrollar más exploración y producción, si es el caso de que no se hubiera encontrado reservas adicionales.

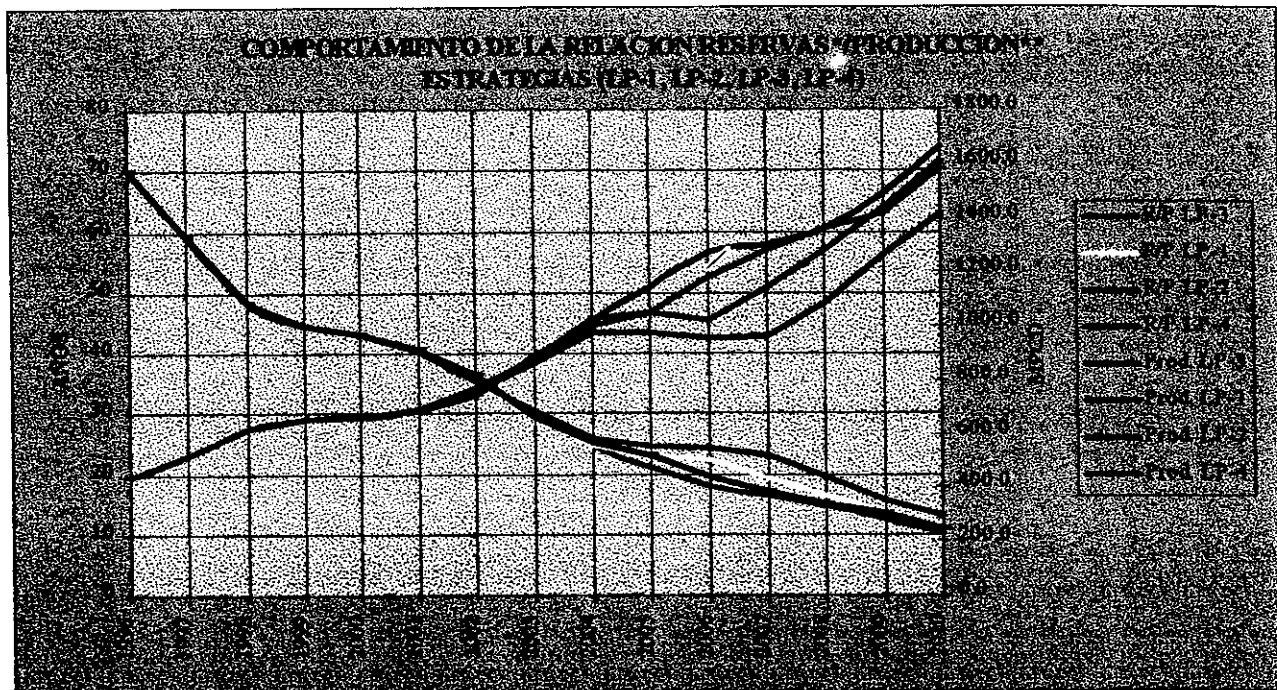


Figura 8-15 Evolución de las reservas de gas natural

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

9. ANALISIS DE FLEXIBILIDAD PERIODO 2001-2010

Dado que existen incertidumbres en la evolución de las diferentes variables utilizadas para la definición de las estrategias de generación, es conveniente realizar sensibilidades de estas variables y determinar cual de las estrategias presenta las menores desviaciones o sobrecostos económicos, para lo cual se emplea el análisis de flexibilidad económica que consiste en la estimación del valor presente de los costos totales de suministro para los diferentes escenarios.

9.1. Evaluación Económica en el Escenario Medio

Las estrategias de expansión en generación se diferencian entre si por la composición de los recursos agua, gas y carbón utilizados, como se presenta en la tabla 8-1 (Composición de las alternativas (MW) - Escenario medio)

Al realizar la evaluación económica de las diferentes estrategias mediante el método de valor presente neto, y considerando condiciones medias para la demanda, costos de combustibles e inversión, se obtienen los resultados que se muestran a continuación (valores expresados en MUS\$).

Tabla 9-1 Valor presente neto de las estrategias

COMPONENTE	ALTERNATIVA			
	LP-1	LP-2	LP-3	LP-4
INVERSION	3664	4130	3474	3248
COSTOS DE OPERACIÓN (A&M Y COMB)	1606	1526	1783	1888
RACIONAMIENTO	240	11.9	125	128
CORRECCION TERMINAL RELATIVA	-2847	-2911	-2717	-2429
VPN TOTAL	2447	2756	2562	2719

En la tabla 9-2 se presentan los resultados del valor presente de los costos al aplicarse el análisis de probabilidades para las diferentes variables tenidas en cuenta para la presente evaluación, dentro de las que se analizaron: Atrasos en la entrada en operación de proyectos, sobrecostos en la inversión, Incrementos en la demanda de energía y variación en los precios de los combustibles.

**Tabla 9-2 CRITERIOS CONVENCIONALES
VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS
(Millones de US\$ de dic 95)**

VARIABLE	ESTRATEGIA			
	LP-1	LP-2	LP-3	LP-4
Promedio Equiprobable	4777.1	5059.3	4801.3	4967.0
Orden	1	4	2	3
Valor Esperado	3620.6	3893.0	3553.6	3675.7
Orden	2	4	1	3
Desviación Estandar	2553.0	2468.5	2569.5	2594.2
Orden	2	1	3	4
Máximo Costo	9898.3	9978.0	9866.5	9763.2
Orden	3	4	2	1

En la figura 9-1 se muestra el rango de variación del valor presente de los costos encontrados, a una tasa de descuento del 10% anual.

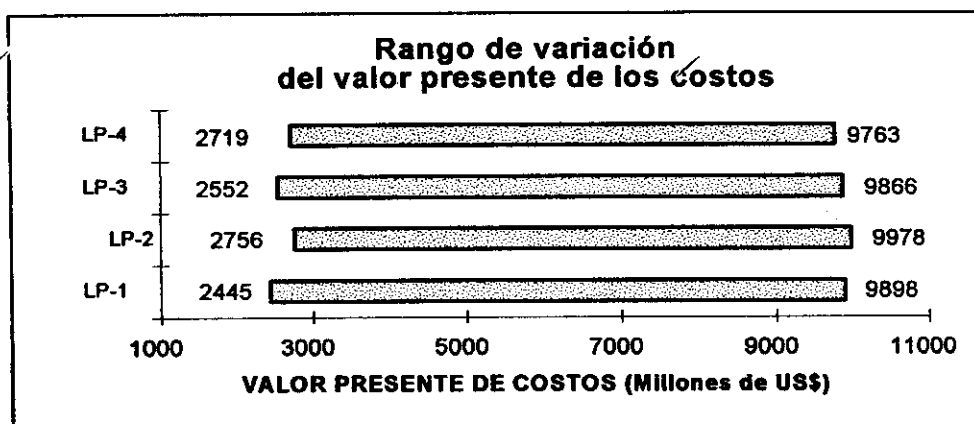


Figura 9 -1 Rango de variación del valor presente de los costos

Partiendo del mínimo costo obtenido, en la tabla 9-3 se presenta el sobrecosto porcentual de las estrategias.

**Tabla 9-3 CRITERIOS CONVENCIONALES
SOBRECOSTOS PORCENTUALES**

CRITERIO	ESTRATEGIAS			
	LP-1	LP-2	LP-3	LP-4
Promedio equiprobable	4.15%	12.33%	4.62%	8.99%
Orden	1	4	2	3
Valor Esperado	5.09%	14.60%	3.48%	8.06%
Orden	2	4	1	3
Desviación estandar	6.42%	5.70%	4.46%	8.96%
Orden	3	2	1	4
Máximo Arrepentimiento	9.31%	19.57%	11.04%	26.05%
Orden	1	3	2	4

La robustez económica de cada estrategia se evalúa analizando la desviación en costos que tiene cada una con respecto a la de menor costo en cada escenario. La tabla 9-4 muestra las evaluaciones del criterio de robustez para las estrategias definidas.

Tabla 9-4

Medida de Robustez Económica			
Probabilidad de no exceder un nivel de desviación con respecto al mínimo costo			
Estrategia	5%	10%	15%
LP-1	61.40%	89%	96%
LP-3	81.69%	96.22%	100%
LP-4	40.32%	75.38%	95.05%
LP-2	8.18%	26.41%	54.67%

Desviación de Costos que no se supera con un nivel de confiabilidad			
Estrategia	90%	95%	99%
LP-1	10.47%	14.11%	17.02%
LP-3	6.67%	9.35%	10.88%
LP-4	11.19%	14.96%	22.48%
LP-2	18.55%	19.06%	19.47%

Estos resultado se pueden observa gráficamente en la figura 9-2.

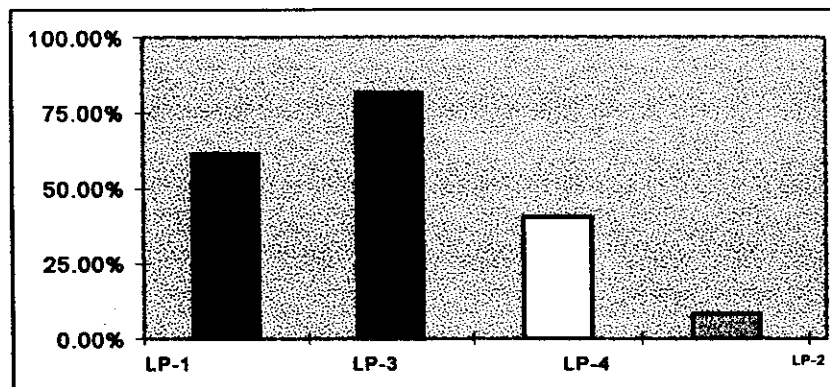


Figura 9-2 Medida de Robustez económica - Desviación del 5% Total incertidumbre

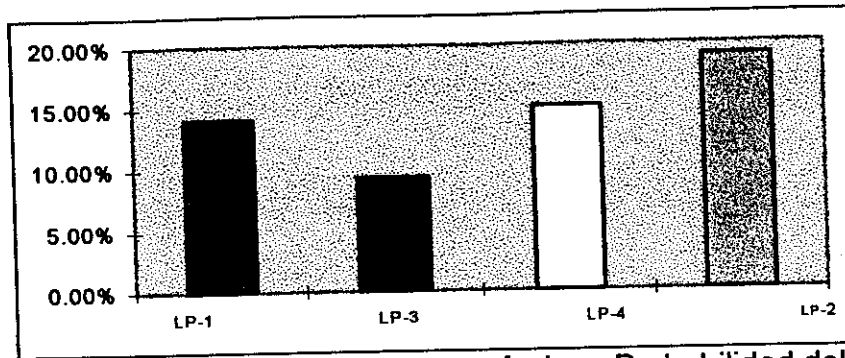


Figura 9-3 Medida de Robustez económica - Probabilidad del 95%
Total incertidumbre

Finalmente se puede mencionar que las estrategias LP-1 y LP-3 son las de mejor desempeño económico. Este resultado se verificó también mediante el método del valor anual equivalente.

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

10. EVALUACION FINANCIERA DEL PLAN DE GENERACION Y TRANSMISION

El análisis de evaluación financiera del Plan de Generación y Transmisión se realizó considerando básicamente las cuatro estrategias de expansión de la generación para el período 1996 - 2010.

En este capítulo se presenta la metodología de evaluación financiera utilizada para el análisis de cada uno de los tipos de proyectos de generación que incluye el plan, junto con las diferentes variables que de acuerdo con la legislación actual fueron consideradas y los resultados obtenidos de algunos análisis de sensibilidad a cambios en variables de relevancia (precio de la energía, rentabilidad del proyecto, factor de utilización, etc.).

El capítulo termina con el cálculo del costo incremental/promedio de largo plazo (CIPLP) para las diferentes estrategias de expansión.

10.1 Metodología para la Evaluación Financiera de los Proyectos del Plan de Generación y Transmisión

La evaluación financiera de un proyecto se basa en la construcción de un flujo de fondos que contemple todos los costos e ingresos relacionados con dicho proyecto, los cuales se describen a continuación:

10.1.1 Ingresos

En el esquema actual de operación del mercado de energía eléctrica, un proyecto de generación puede recibir ingresos por tres conceptos: La venta de energía en bolsa, la venta de energía a través de contratos de largo plazo y a través del cargo por capacidad establecido por la CREG y que se explicó en capítulos anteriores.

10.1.2 Inversiones

Las inversiones están constituidas básicamente por los costos CIF en sitio de planta, estos incluyen la parte de generación y las inversiones necesarias en transmisión para conectarse al STN, con sus respectivos rubros de obras civiles, infraestructura, equipos y costos ambientales. La inversión incluye también los costos respectivos de ingeniería, administración, materiales y montajes. Todos estos valores están en dólares constantes de diciembre de 1995. El costo CIF del equipo y accesorios importados en puerto Colombiano es igual al valor FOB más los costos correspondientes de transporte y seguros marítimos del sitio de compra al puerto (aproximadamente 10 % del valor FOB).

Los diferentes impuestos y aranceles utilizados para cada tipo de proyecto se presentan en la tabla 10-1.

Tabla 10-1 Impuestos sobre la inversión

Impuestos	Hidroeléctricas	Térmicas a Gas		Térmicas a Carbón
		C. Combinado	C. Abierto	
IVA	12.05	11.98	11.91	11.98
Aranceles	9.54	6.6	3.43	6.6

En el caso Colombiano la importación temporal (Art. 428 del Estatuto Tributario) de maquinaria pesada para industrias básicas no causará este impuesto siempre y cuando dicha maquinaria no sea producida en el país.

Adicional a los anteriores rubros se consideró un valor de imprevistos en la inversión correspondiente al 8% de valor de la inversión en moneda local y de un 5% en moneda extranjera.

Por lo tanto el total de la inversión en el sitio de planta esta conformado por el valor CIF más los costos de nacionalización (2 % en promedio del valor FOB), transporte interno, aranceles, impuesto al valor agregado e imprevistos.

10.1.3 Costos de Operación

Corresponden a los costos debidos a la operación de la planta de generación y se dividen en:

- Costos fijos y variables de administración y mantenimiento y costos de suministro y transporte de combustible.
- Financiación.

En los análisis que se llevaron no se incluyeron los costos de financiación, sin embargo se estudió cual podría ser la tasa de interés que se pagaría. Esta tasa se estimó con base en una serie de tiempo anual de tasas de mercado para préstamos en Colombia y Estados Unidos a partir de 1980 hasta 1995.

En la figura 10-1 se muestra el comportamiento de la tasa de interés real para préstamos a Estados Unidos y a Colombia, en el período 1980 - 1995.

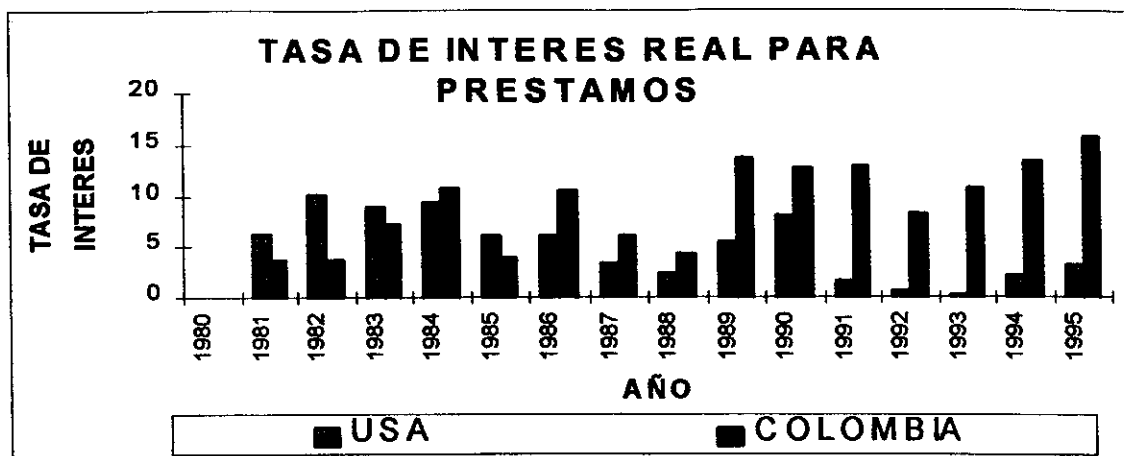


Figura 10-1 Tasas de interés real

Depreciación.

Se tomó una depreciación anual para los proyectos analizados, que fue calculada con base en un horizonte de 15 años para el caso de hidroeléctricas y de 10 años para el caso de termoeléctricas. Se utilizó el método de depreciación en línea recta.

Impuestos de Operación.

Se consideraron básicamente los impuestos que más peso tienen en la rentabilidad de los proyectos.

10.3.4. Impuesto de Renta

La tasa considerada fue del 35 % del valor de las utilidades después de impuestos. Se consideró la exención de este impuesto para los proyectos termoeléctricos a carbón, según el artículo 211 de la Ley 142 de 1994. Es importante aclarar que las rentas provenientes de generación y transmisión de energía eléctrica obtenidas por entidades oficiales o sociedades mixtas estarán gravadas por el impuesto sobre la renta con porcentajes crecientes, según se presenta en el anexo 7.

Impuesto Conservación del Medio Ambiente (Ley 99 de 1993).

La tasa que se consideró fue del 6 por ciento de los ingresos por ventas brutas de energía para plantas hidroeléctricas y del 4 por ciento para las termoeléctricas. Estos ingresos se calcularon usando la tarifa para ventas en bloque que señala la Comisión de Regulación Energética (Resolución CREG 066 de diciembre de 1995) y que corresponde a 20.93 \$/kWh.

Impuesto de Industria y Comercio

Dado que este es un impuesto de orden municipal sus tarifas son variables. En el presente análisis se tomó una tarifa de promedio del 0.6 % sobre las ventas brutas de energía.

Impuesto Predial

Al igual que el anterior, este es un impuesto de carácter municipal. Las tarifas por lo tanto varían de acuerdo al respectivo domicilio. En el presente análisis se utilizó una tasa del 0.6 % del valor de los terrenos, el cual se aproximó como un 2.5 % del total de las inversiones.

Una síntesis de estos impuestos se presenta en la tabla 10-2.

Tabla 10-2 Impuestos de Operación

IMPUESTO	CARACTERISTICAS
Renta	35 % de las utilidades después de impuestos
Conservación del Medio Ambiente	6 % plantas hidráulicas 4 % plantas termoeléctricas
Industria y Comercio	0.6 % de las ventas brutas de energía (*)
Predial	0.6 % del valor de los terrenos (*)

(*) Promedios de tasas municipales

10.2. Análisis de Sensibilidad para algunos Proyectos Típicos

A continuación se presentan los resultados de sensibilidad frente a cambios en algunas variables financieras de cuatro proyectos típicos: proyecto hidroeléctrico, proyecto termoeléctrico a carbón, proyecto termoeléctrico a gas ciclo combinado, y proyecto termoeléctrico a gas de ciclo abierto.

10.2.1. Cambio en la Inversión

Debido a que la inversión es una de las variables con mayor incertidumbre, sobretudo en proyectos hidroeléctricos, y dado que se utilizaron para proyectos a gas costos de referencia, se simuló para cada tipo de planta dos condiciones : incremento del 15 % y decremento del 15% de esta variable, para observar el comportamiento del costo de energía media ante estas variaciones.

Para esto se tomaron como base los factores de utilización más probables según el tipo de proyecto y obtenidos a partir de simulaciones de la operación:

- Planta de generación Hidráulica : 0.48

- Planta de Generación a Carbón : 0.7
- Planta de generación a Gas Ciclo Combinado : 0.5
- Planta de Generación a Gas Ciclo Abierto : 0.3

Los resultados de estos análisis se muestran en el anexo 4, las figuras A4.1 a A4.4 no consideran impuestos y las figuras A4.5 a A4.8 incluyen impuestos.

Se puede concluir que las plantas hidroeléctricas son las que se ven mas afectadas con el incremento de inversión, aumentando su costo de energía en un 15%, mientras que los costos de energía de plantas de carbón y gas se incrementan en promedio en un 10% y 9 % respectivamente.

Por otra parte, se puede observar que la TIR difícilmente puede ser superior al 14%, pues implicaría costos de energía media muy altos, mayores que 50 US\$/MWh.

10.2.2. Comparación de los costos de energía media vs TIR

Los costos de energía media necesarios para obtener diferentes niveles de rentabilidad se graficaron para los cuatro tipos de plantas antes mencionadas, sin impuestos y con impuestos. Figura 10-2.

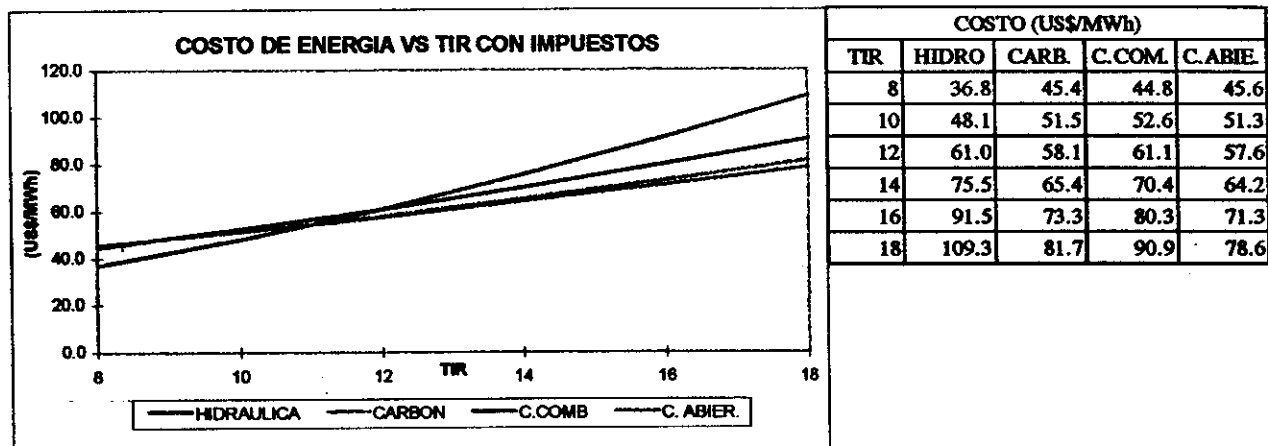


Figura 10-2 Costo de Energía vs. TIR

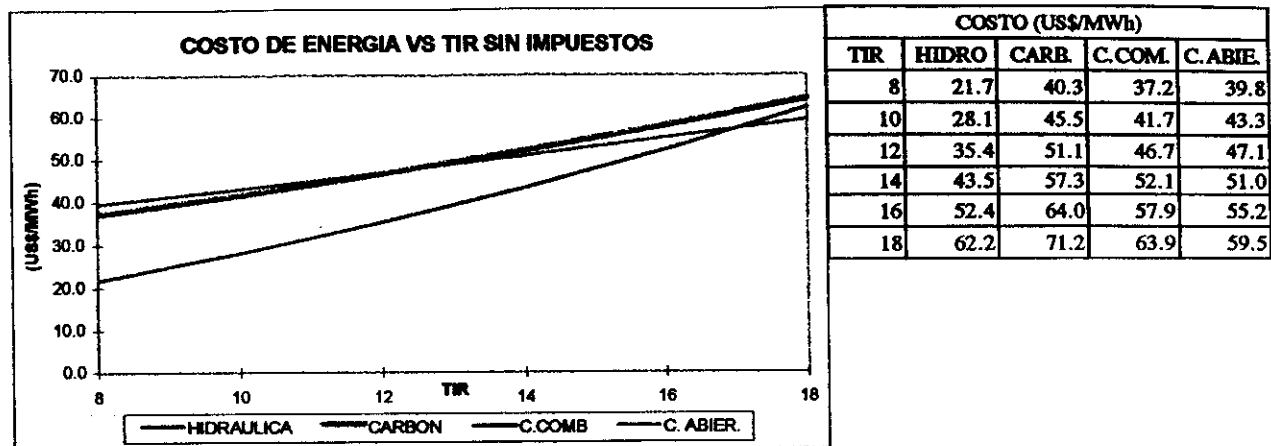


Figura 10-3 Costo de Energía vs. TIR

Se puede observar que por debajo de una TIR del 11%, las plantas hidroeléctricas son las más competitivas. Para una TIR mayor que 11% las plantas a gas ciclo abierto son las que menores costos de energía media presentan, a pesar de su bajo factor de utilización.

A pesar de ser los costos de inversión de las plantas a carbón altos, resultan también competitivas, debido a la exención de impuestos de renta y el factor de utilización resultantes de las simulaciones.

10.3. Evaluación del Plan de Generación y Transmisión (1996 - 2010)

La evaluación financiera del plan de generación y transmisión se fundamenta en el cálculo del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) de cada una de las cuatro estrategias de expansión definidas previamente.

Se construyó un flujo de fondos neto para cada uno de los proyectos que componen una estrategia de expansión, de donde se tomaron el flujo de costos totales (inversión, operación y racionamiento) y el flujo de energía generada por el proyecto. Este último se estableció empleando los factores de utilización que arrojaron las simulaciones de la operación de cada estrategia hasta el año 2010. Para el resto del tiempo se tomaron factores de utilización promedio.

Finalmente el CIPLP se obtiene como la razón entre el valor presente de la suma de los costos y el valor presente de la suma de las generaciones.

Se calculó el CIPLP para tres escenarios: con todos los impuestos incluidos, solamente incluyendo los impuestos que gravan la inversión y sin incluir ningún impuesto. Los resultados se presentan en las tablas 10-3 y 10-4.

Tabla 10-3 CIPLP 1996-2010 (US\$/MWh)

LP - 1	43.13	41.97	37.89
LP - 2	43.46	42.28	37.99
LP - 3	43.47	42.40	38.26
LP - 4	43.22	42.09	38.26

Costos en dólares de 1995

Tabla 10-4 CIPLP 2001-2010 (US\$/MWh)

ESTRATEGIA	CON IMPUESTOS	IMP. A LA INVERSION	SIN IMPUESTOS
LP - 1	41.10	39.75	35.73
LP - 2	41.76	40.37	35.99
LP - 3	41.58	40.36	36.25
LP - 4	41.09	39.77	36.25

Costos en dólares de 1995

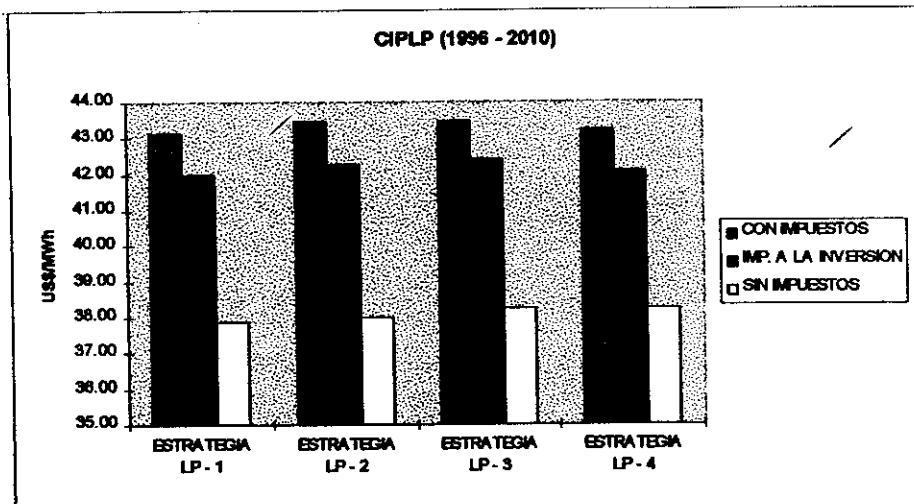


Figura 10-4 CIPLP 1996-2010

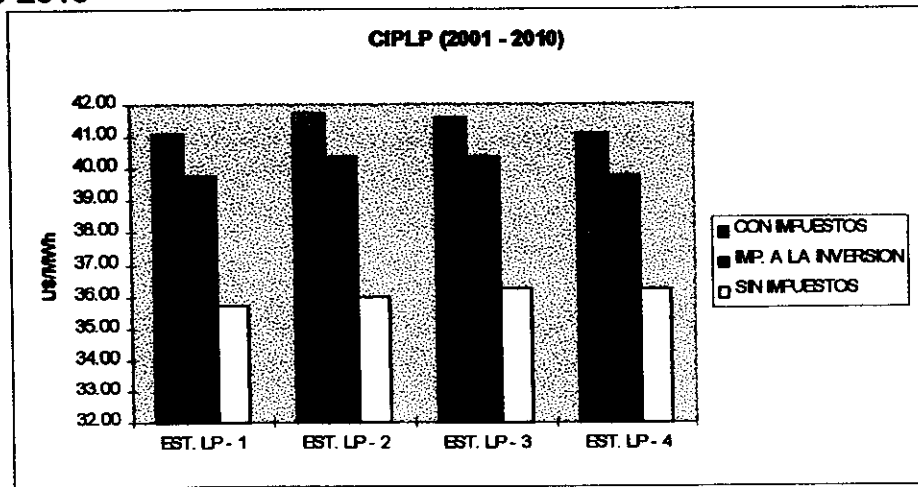


Figura 10-5 CIPLP 2001-2010

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

11. CONSIDERACIONES AMBIENTALES

El factor ambiental es uno de los elementos que despiertan mayor interés en las discusiones previas al diseño y ejecución de planes de desarrollo. Medidas para lograr un adecuado manejo de los recursos naturales y controlar y prevenir los niveles de contaminación y los efectos negativos sobre el ambiente, plantean modificaciones en el estilo de desarrollo, particularmente en la toma de decisiones de expansión y operación del sector energético.

En este capítulo se discute inicialmente el marco institucional y regulatorio de la nueva política ambiental colombiana, contenido básicamente en la Ley 99 de diciembre 22 de 1993. Posteriormente, se presentan de manera sucinta los principales consideraciones a tener en cuenta en un plan de manejo ambiental, la tipología de los costos de gestión ambiental y finalmente la estimación de emisiones atmosféricas de las diferentes alternativas de plan de expansión consideradas en este documento.

11.1 El Marco Legal y La Licencia Ambiental

La ley 99 de 1993 en el artículo 49 establece la obligación de la licencia ambiental para la ejecución de obras, establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier actividad, que pueda producir deterioro a los recursos naturales y/o al paisaje. Esta licencia se define como la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de una obra, sujeta al cumplimiento de los requisitos que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección y manejo de los efectos ambientales de la misma.

El Ministerio del Medio Ambiente fue delegado para otorgar de manera privativa la Licencia Ambiental a proyectos asociados al Sector Eléctrico, a saber: la construcción de presas, represas o embalses con capacidad superior a 200 millones de metros cúbicos y construcción de centrales generadoras de energía eléctrica que excedan de 100.000 kW de capacidad instalada, así como el tendido de líneas de transmisión del Sistema Nacional de Interconexión Eléctrica y proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes; en el numeral 11 incluye el trasvase de una cuenca a otra de corrientes de agua que excedan de 2 M³/seg durante los períodos de mínimo caudal; finalmente en el numeral 13 incluye la generación de energía nuclear.

Por su parte las Corporaciones Autónomas Regionales, tendrán la responsabilidad de expedir la Licencia Ambiental para obras del Sector Eléctrico, cuando se trate de la construcción de presas, represas, embalses con capacidad inferior o igual a 200 millones de metros cúbicos; construcción de centrales generadoras de energía, inferiores o iguales a 100.000 kW de capacidad instalada, así como el tendido de líneas de transmisión o conducción en el área de su jurisdicción, no pertenecientes al Sistema Nacional de Interconexión Eléctrica.

El Decreto 2150 de 1995 en los Artículos 132 a 134 establece una sola Licencia Ambiental y el carácter implícito de los Permisos Ambientales cuya vigencia será la misma de la Licencia Ambiental. Faculta al Gobierno Nacional para reglamentar los casos en los cuales la Autoridad Ambiental puede prescindir del Diagnóstico Ambiental de Alternativas-DAA. Igualmente lo faculta para determinar los casos en los cuales bastará la presentación de un Plan de Manejo Ambiental-PMA para iniciar actividades y fijar los requisitos y contenidos de dichos Planes de Manejo Ambiental. Al respecto el decreto reglamentario ampara bajo la figura del PMA los siguientes tipos de proyectos eléctricos:

- a) Construcción, ampliación, montaje y operación de subestaciones eléctricas sobre líneas existentes de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución o cuando se requieran para interconectar generadores o distribuidores de energía.
- b) Restitución o sustitución de unidades de generación térmica por otras de tecnologías más limpias localizadas en el mismo sitio.
- c) Ampliación de líneas de transmisión de circuito sencillo a doble circuito, localizadas sobre el mismo corredor de servidumbre.
- d) Repotenciación de líneas de energía existentes, pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional, siempre y cuando no se modifique el eje del corredor de servidumbre.
- e) Montaje de sistemas de generación sobre instalaciones de desarrollo hidráulico, siempre y cuando no impliquen cambios en el aprovechamiento del recurso hídrico.
- f) Construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas a filo de agua con una capacidad de generación menor o igual a 10 megavatios y presas, represas o embalses con capacidad inferior o igual a 10.000 metros cúbicos.
- g) Construcción de centrales térmicas con capacidad de generación menor o igual a 10 megavatios.
- h) Construcción de plantas de generación de energía con fuentes alternativas o renovables como eólica, geotérmica, solar, maremotriz y biomasa, que no excedan de 10 megavatios de generación.

h) Construcción de plantas de generación de energía con fuentes alternativas o renovables como eólica, geotérmica, solar, maremotriz y biomasa, que no excedan de 10 megavatios de generación.

i) Construcción de redes de distribución eléctrica del Sistema Interconectado Nacional.

En consecuencia, un proyecto eléctrico puede iniciar su construcción si cumplen con uno de los dos requisitos anteriores: Tener la Licencia Ambiental con los Permisos Ambientales, lo cual aplica a proyectos nuevos o entregar un estudio de Plan de Manejo Ambiental e inmediatamente iniciar construcción, lo cual aplica a proyectos que se desarrollan a partir de infraestructura eléctrica existente, la iniciación de construcción en este caso está autorizada por la ley con el acto de entrega a la Autoridad Ambiental de dicho estudio.

La incidencia de estas exigencias ambientales en el Plan de Expansión de Referencia del Sistema de Generación y Transmisión está en relación con los tiempos previsibles o planificados para obtener la Licencia Ambiental para proyectos nuevos o para realizar el estudio del Plan de Manejo Ambiental-PMA y entregarlo a la autoridad antes de iniciar los proyectos correspondientes, a ampliación de instalación existentes. Estas diferencias de tiempo son incertidumbres de cada proyecto, que a su vez obedecen a variables no controlables como las Audiencias Públicas.

11.2 Elementos De Un Plan De Manejo Ambiental

El Plan de Manejo Ambiental -PMA- constituye el principal instrumento para la gestión ambiental, en la medida en que reúne el conjunto de criterios, estrategias, acciones, proyectos y programas necesarios para prevenir, mitigar y compensar los impactos negativos y potencializar los positivos de los proyectos y lograr su viabilidad social. Por tal razón éstos deberán incluir una adecuada evaluación del impacto ambiental y la previsión de las medidas pertinentes para su manejo. Constituyen criterios del manejo ambiental los siguientes:

- Se debe establecer con claridad la correspondencia entre los impactos ambientales y las medidas incluidas dentro del PMA. El alcance de la medida, por tanto debe estar en relación con la magnitud e importancia del impacto ambiental en cada proyecto en particular.
- Los proyectos deben planearse y llevarse a cabo bajo criterios de desarrollo ambientalmente sustentable, y asumirse como punto de partida el respeto a los intereses de las comunidades afectadas y la búsqueda consecuente de puntos de beneficio común a través de procesos de participación y concertación con la comunidad.

- El Plan de Manejo Ambiental debe prever, además de las medidas para prevenir, mitigar y compensar los impactos ambientales, aquellas pertinentes a potencializar los beneficios esperados en las regiones por la construcción del proyecto¹.

11.3 Tipología de los Costos de Gestión Ambiental

Los costos de gestión ambiental (CGA) se pueden clasificar teniendo presente el tipo de acción que se ejecuta con respecto al impacto. Se definen los siguientes: Preventivos, Mitigatorios, de Reposición y Compensatorios.

11.3.1. Costos Preventivos

Es el cálculo de los costos en los que se incurre para evitar causar un impacto ambiental. Se incluyen dentro de éstos, los costos adicionales asociados a los cambios tecnológicos ó de localización de un proceso productivo, realizados con miras a la selección de alternativas ambientalmente más recomendables, los ocasionados por cambios en diseños con el fin de evitar determinados impactos ambientales y todos los programas que permitan, por anticipado aminorar un impacto que se sabe será causado.

11.3.2. Costos de Mitigación

Es el cálculo de los costos en los que se incurre para amortiguar un impacto ambiental, dado que este no se pudo evitar. Los costos de mitigación son usados habitualmente y forman el grueso de la inversión en costos de gestión ambiental. Su característica es la de ser remedial. Las acciones mitigatorias incluyen los costos de ejecución de los programas y obras correspondientes.

11.3.3. Costos de Reposición

Son los costos en los que se incurre para reponer un daño a un activo ambiental. Habitualmente es imposible reponer en igualdad de condiciones un activo ambiental cuando este ha sido alterado o destruido a causa de un proyecto, sin embargo existe, en algunas ocasiones, la posibilidad de reemplazar lo perdido con algo equivalente. El caso de la reposición debe ser analizado y tratado en forma diferencial cuando se trata de reponer una obra de infraestructura perdida para una comunidad, que cuando se trata de un activo natural, así este sea no sea un activo escaso.

¹ Normalmente estos planes se incluyen en los Estudios de Impacto Ambiental - EIA y como tal la autoridad ambiental lo hace de forzoso cumplimiento por parte del dueño del proyecto.

11.3.4. Costos Compensatorios

Son los costos en los que se incurre para compensar un daño a un activo ambiental que no puede ser repuesto. La compensación consiste en reemplazar el activo alterado por otro así no sea similar, previo acuerdo con los afectados.

11.4. Indicativos de Costos de Gestión Ambiental

En este numeral presentan algunos indicativos de costos de gestión ambiental para las diferentes alternativas tecnológicas consideradas en el plan de expansión, encontrados a partir de diferentes estudios y experiencias acumulados en ISA.

11.4.1. Generación Térmica Con Gas Natural

De acuerdo a experiencias recientes que permitieron involucrar conceptos e impactos de tipo social, cultural físicos y bióticos, los gastos necesarios en gestión ambiental en centrales de generación a gas, alcanzan cifras cercanas al 1% del valor del proyecto.

La inversión varía de acuerdo con el tamaño del proyecto. En una planta de 200 MW el resultado mostró que los gastos de gestión ambiental ascienden a 5.745 US\$/MW, mientras que para un proyecto de 300 MW este valor se incrementa en cerca del 9%, es decir cerca de 6.507 US\$/MW.

11.4.2. Generación Térmica Con Carbón

Se parte del supuesto de que una térmica operada con carbón produce impactos ambientales superiores a las de gas. Tomando un proyecto típico de 300 MW el resultado obtenido para la gestión ambiental es de 2.1% del valor del proyecto, lo que se puede traducir en 13.872 US\$ por MW instalado.

11.4.3. Generación Hidráulica

La producción de electricidad mediante el recurso hídrico genera los mayores costos de gestión ambiental frente a las demás fuentes.

Analizando dos proyectos con diferencias grandes en el valor de las tierras afectadas debido a su diferente ubicación (la diferencia en la calificación del impacto total entre ellas es del 45%), se encontró que la gestión ambiental puede variar entre el 6.4% y el 8.7% del valor total del proyecto, es decir entre 71.707 y 85.519 US\$ por MW instalado

Tabla 11-1 Resumen de Indicadores de Gestión Ambiental

	Rango Porcentual	Valor (US\$/MW)
TERMICA A GAS	1.4% - 1.6%	5.975 - 6.507
TERMICA A CARBON	2.1% - 2.5%	13.872 - 16.514
HIDROELECTRICA	6.4% - 8.7%	77.784 - 90.733

11.5. Estimación de las Emisiones de las Alternativas del Plan de Expansión

Uno de los factores que debe ser tenido en cuenta en la definición de la estrategia de expansión es el impacto ambiental ocasionado por las plantas de generación eléctrica. Si bien en el país aún no existen normas sobre la definición de límites máximos de emisiones, Colombia firmó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático Global (Río de Janeiro, junio de 1992)², comprometiéndose a reducir la producción de gases que ocasionan Efecto Invernadero³ de tal manera que en el año 2000, las emisiones sean iguales a las de 1990. Este compromiso adquirido por la Nación ante el mundo no debería entrar en contradicción con el desarrollo sostenible planteado en el Plan Nacional de Desarrollo.

En los países desarrollados las emisiones de CO₂ provienen en su mayoría del sistema energético y en vista de que no existe tecnología de control para el dióxido de carbono (salvo a nivel de laboratorio o de la industria química), las estrategias de mitigación se restringen a la sustitución de combustibles, al incremento de las eficiencias de los equipos o al aumento de sumideros.

En países en vía de desarrollo, en especial con bajos consumos de energía per cápita, la mayoría del CO₂ proviene del cambio de uso de la tierra⁴, esto es, la principal fuente es la deforestación. En Colombia, según el inventario preliminar de gases de invernadero realizado por la Academia Colombiana de Ciencias, durante 1990 se emitieron cerca de 170 millones de toneladas de dióxido de carbono, siendo el sector energético responsable del 30% y el sector eléctrico contribuye con menos de un 5%.

En este contexto la evaluación de los impactos ambientales es un elemento adicional para la escogencia de las opciones de expansión, impulsando las estrategias que ayudan a mitigar el impacto ocasionado por el sector eléctrico. En particular, el parque térmico debería tender hacia ciclos combinados o de alta eficiencia y el empleo de tecnologías con recursos renovables.

Las emisiones de gases contaminantes provenientes de las plantas de generación termoeléctricas⁵ fueron evaluados mediante el módulo IMPACTS del paquete ENPEP.

² Recientemente Colombia ratificó su participación en el proyecto.

³ CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, CO y COVdM (Compuestos Orgánicos Volátiles diferentes al Metano).

⁴ Tala de bosques para expandir fronteras agrícolas o ganaderas.

⁵ Se sabe que, además de los problemas ambientales propios de centrales hidroeléctricas, ellas también emiten CO₂ y CH₄ a la atmósfera y que no siempre son valores despreciables. Pero aún no se tienen una metodología clara de evaluación.

11.5.1 Metodología

Con la ayuda del programa IMPACTS, el cual está diseñado para calcular los impactos ambientales de un sistema energético dado, tanto efectos producidos del lado de la oferta (minas de carbón, refinerías, plantas de generación eléctrica, etc.), como del lado de la demanda (automóviles, hornos industriales, etc.). Acorde con la flexibilidad del paquete ENPEP, es posible evaluar subsectores del sistema energético, por ejemplo, evaluar solamente los impactos ambientales atmosféricos provenientes de las plantas de generación térmica.

El IMPACTS permite introducir las características específicas de cada combustible, esto es, el poder calorífico y el análisis químico, y calcula las emisiones de gases que producen efecto invernadero², emisiones de otros gases (SOx, Partículas, HC, Aldehidos) y de metales pesados⁶ (Se, Be, Hg, Pb, etc.).

Para cualquier contaminante proveniente del empleo de combustibles, la cantidad producida es igual a un factor de emisión multiplicado por el consumo del combustible. Cuando existe dispositivo de control, las emisiones controladas se encuentran aplicando un factor de eficiencia (del equipo de control) sobre las emisiones no controladas.

Los factores de emisión en general dependen de las características técnicas de los equipos y de sus condiciones de operación y mantenimiento. El factor de emisión para el CO₂, depende directamente del combustible empleado, específicamente del contenido de carbono por unidad de energía, cuya diferencia se hace apreciable entre combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

En el anexo de información básica se presenta factores de emisión típicos con los que cuenta en la base de datos del IMPACTS, para un tipo de planta y para un combustible específico las principales características de los combustibles utilizados.

11.5.2 Estimación de los impactos

Para cada estrategia se evaluaron las emisiones por tipo de combustible. Los resultados más importantes se muestran a continuación:

Emisiones de SOx

Las emisiones de SOx representan en peso molecular la mezcla de contaminantes SO₂, SO₃ cuya fuente principal es el azufre contenido en el carbón mineral empleado como combustible. La Figura 11-1, muestra el comportamiento de las emisiones de

⁶ Si fueron introducidos en el análisis químico de los combustibles.

SO_x para cada una de las estrategias modeladas, en donde se ve la directa dependencia respecto de la cantidad de carbón utilizado.

Las cuatro estrategias se comportan idénticamente hasta el año 2001, (sistema fijo en el Plan de Expansión), aumentando desde 11454 hasta 24809 toneladas, creciendo en promedio a una tasa anual equivalente del 15.6%

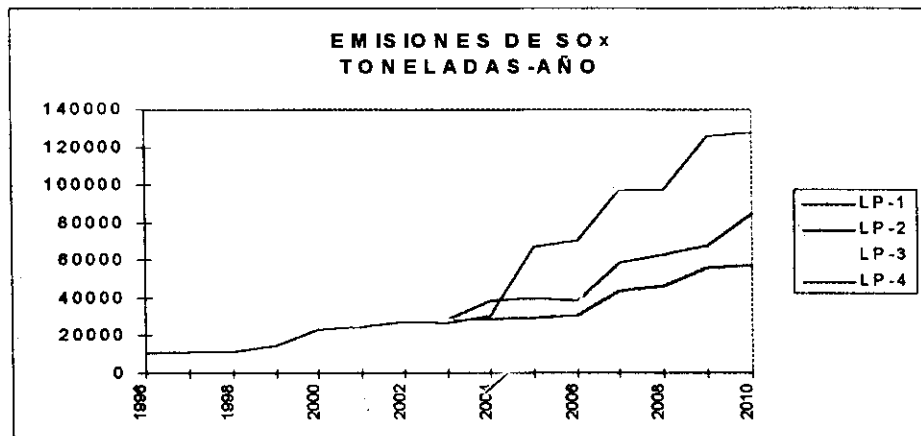


Figura 11-1 Emisiones de SO_x debidas al sector eléctrico

Tabla 11-2. Emisión de SO_x Miles de Toneladas

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
LP-1	23.8	24.8	28.4	29.1	28.8	29.7	30.4	43.5	46.7	56.4	57.7
LP-2	23.8	24.8	28.4	29.1	36.5	39.8	38.7	59.0	63.7	67.9	84.9
LP-3	23.8	24.8	28.4	29.1	30.0	33.4	35.9	89.8	90.8	91.4	93.0
LP-4	23.8	24.8	27.8	26.8	30.6	67.4	70.5	97.5	97.6	126.2	128.3

Para el período 2000-2005 la estrategia LP-1 crece a un ritmo anual promedio del 4.5%, la estrategia LP-3 crece al 7%, la estrategia LP-2 alcanza un 10.8% y la estrategia LP-4 crece a una media anual del 23.2%. Durante el período 2005-2010 las estrategias LP-1, LP-2 y LP-4 crecen de manera similar, con tasas medias anuales de 14.2%, 16.3% y 13.7% respectivamente.

Para todo el período de análisis, los crecimientos promedio son :12.3% para la estrategia LP-1, 15.4% para la LP-2, 16.2% para la LP-3 y 18.9% para la LP-4.

Al final del período de planeación la estrategia 3P emite más de dos veces SO_x que la estrategia LP-1, debido a los 1600 MW a carbón de la primera comparados con los 450 MW de la segunda.

Emisiones de NO_x

Los óxidos de nitrógeno son precursores de lluvia ácida que se generan en el momento de la combustión por el contenido de nitrógeno en el combustible y el aire circundante. El factor de emisión depende fuertemente de las condiciones de operación de los equipos, su tecnología y en particular de la temperatura de ignición.

La dependencia con el combustible no es tan directa como en el caso de los óxidos de azufre, de manera que tanto plantas de carbón como de gas emiten NO_x.

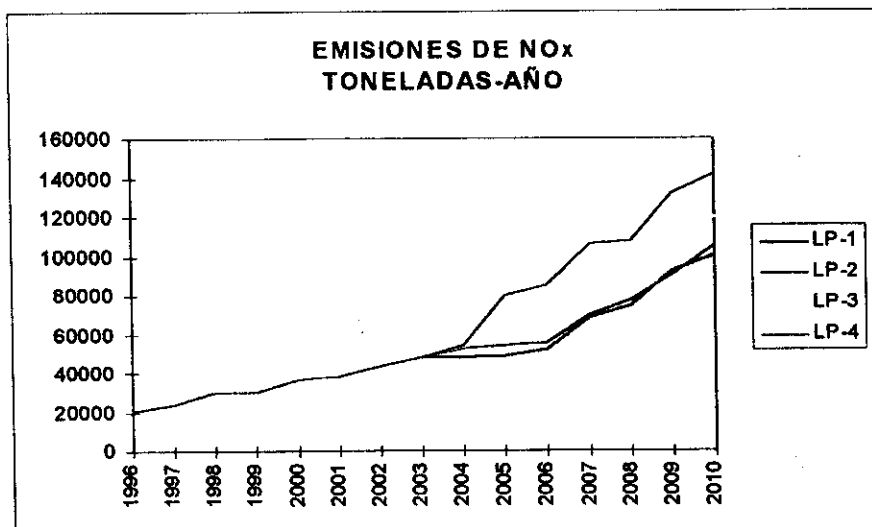


Figura 11-2 Emisiones de NO_x debidas al sector eléctrico

Hasta el año 2001 las estrategias muestran el mismo comportamiento y las emisiones de este gas crecen desde 20737 toneladas en 1996 hasta 38583 toneladas en el 2001. La tasa media de crecimiento anual para el período 1996-2000 es de 15.6%. En adelante, las estrategias con mayor componente hidráulica mitigan un tanto la generación de estos óxidos, creciendo a un ritmo de 5.8% la estrategia LP-1 y la estrategia LP-2 a un 8% en el período 2000-2005. Por otra parte, para este mismo período, la estrategia LP-3 crece a una media anual del 10.4% y la estrategia LP-4 al 16.6%. Para el último quinquenio del análisis, las emisiones de las tres primeras estrategias crecen a una tasa media anual cercana al 15%, y la estrategia LP-4 reduce su pendiente creciendo a un promedio anual cercano al 12%

Tabla 11-3 Emisiones de NO_x Miles de Toneladas

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
LP-1	37.1	38.6	44.4	48.3	48.0	49.1	52.2	68.5	74.6	92.6	100.2
LP-2	37.1	38.6	44.4	48.3	52.8	54.4	55.6	70.5	77.4	90.9	105.8
LP-3	37.1	38.6	44.4	48.3	53.8	60.7	68.2	100.	102.5	109.4	120.1
LP-4	37.1	38.6	43.6	48.6	54.23	79.7	85.5	106.4	108.0	132.0	141.9

Para todo el período de análisis, los crecimientos promedios son :11.9% para la estrategia LP-1, 12.3% para la LP-2, 13.4% para la LP-3 y 14.7% para la LP-4. En el año 2010 las estrategias LP-1 y LP-2 estarán emitiendo del orden 100.000 toneladas de óxidos de nitrógeno; la estrategia LP-3 alcanzará 120.000 toneladas mientras que la estrategia LP-4 alcanza las 142.000 toneladas.

Emisiones de CO₂

La concentración de dióxido de carbono en la atmósfera ha aumentado en cerca del 25% desde el inicio de la revolución industrial, en su mayoría por el empleo de combustibles fósiles. Dentro del panorama del cambio climático global, se ha encontrado que este gas es responsable por cerca de la tercera parte del efecto de invernadero, situación muy comprometedor ya que no existe ningún equipo que sea económicamente viable para controlar estas emisiones.

El CO₂ se genera durante el proceso de combustión y su factor de emisión sólo depende del contenido de carbono en el combustible⁷ y de la fracción de oxidación (valor que oscila entre 98% y 99.5%).

Su permanencia en la atmósfera es de largo rango y en el ecosistema de la tierra los vegetales se encargan de absorberlo para mantener el equilibrio. Este es el primer motivo para afirmar que las plantas de generación hidráulica con embalses emiten CO₂ : retirar un "sifón" del ecosistema equivale a una emisión efectiva. En segundo lugar, el material vegetal anegado inicia procesos de descomposición entérica y anaeróbica, emitiendo dióxido de carbono y metano⁸. Las emisiones de CO₂ de las diferentes estrategias se muestran en la Figura 11-3.

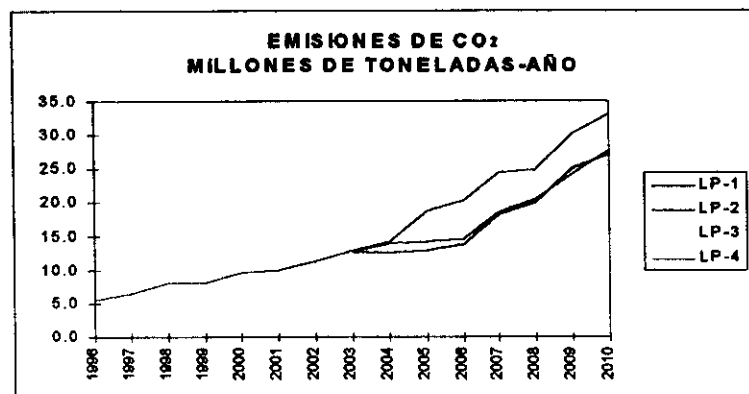


Figura 11-3 Emisiones de CO₂ debidas al sector eléctrico

⁷ Ver Tabla No.1

⁸ En el artículo "Greenhouse Gas Emissions from Hydroelectric Reservoirs" Luis Pinguelli y Roberto Scaffer demuestran que sobre un horizonte de 100 años una hidroeléctrica tiene un potencial de calentamiento por emisiones de CO₂ y CH₄ no despreciables frente a plantas de generación a carbón y ciclos combinados a gas. En CARBON DIOXIDE AND METHANE EMISSIONS: A DEVELOPING COUNTRIES PERSPECTIVE. Coordinación de Programas de Posgrado en Ingeniería, Universidad Federal de Rio de Janeiro, Centro de Tecnología, Rio de Janeiro, Brasil, 1996

Se aprecia que el período para el cual se tiene la expansión las emisiones de dióxido de carbono prácticamente se doblan, pasando de 5.4 millones de toneladas en 1996 hasta 9.6 millones de toneladas en el 2000, y exhibiendo una tasa de crecimiento anual de 15.6% (la misma de las emisiones de NOx pues obedece al aumento de la componente térmica del sistema). Para el período 2000-2005 las estrategias LP-1 y LP-2 crecen a ritmos anuales del 6% y 8% respectivamente alcanzando valores de 13 y 14 millones de toneladas; las estrategias LP-3 y LP-4 crecen a ritmos de 11% y 14% anual y llegan a emitir 16 y 18 millones de toneladas.

Tabla 11. 4. Emisiones de CO₂ Millones de Toneladas

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
EST 1A	9.6	10.0	11.6	12.7	12.6	12.9	13.8	18.2	19.9	25.0	27.2
EST 2	9.6	10.0	11.6	12.7	13.8	14.2	14.6	18.6	20.4	24.2	27.7
EST 2A	9.6	10.0	11.6	12.7	14.3	16.1	18.3	23.0	23.6	25.6	28.6
EST 3P	9.6	10.0	11.3	12.9	14.3	18.7	20.3	24.4	24.8	30.3	33.1

Para el período 2005-2010 los crecimientos no son tan dispares: 16.%, 14.3%.12.1% y 12.1% en su orden . Los valores emitidos en el 2010 son muy similares para las tres primeras estrategias: 27.2, 27.7 y 28.6 millones de toneladas respectivamente. La estrategia LP-4 supera las demás, emitiendo 33.1 millones de toneladas año. Para todo el período de análisis los crecimientos medios son del 12.2%, 12.4% y 12.6% para las tres primeras estrategias, mientras que la LP-4 crece a una media del 13.8%.

El problema de la permanencia del CO₂ en la atmósfera obliga a realizar análisis de tipo integral en el tiempo, que muestra una diferencia importante entre las cuatro estrategias. Los acumulados pueden observarse en la Figura 11-4.

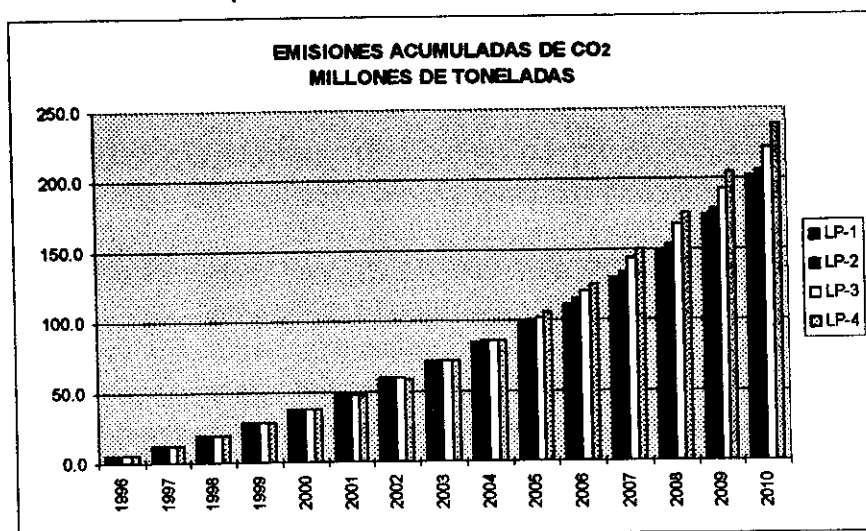


Figura 11-4 Emisiones acumuladas de CO₂ debidas al sector eléctrico

Hacia el año 2010 la estrategia LP-4 habrá acumulado cerca de 240 millones de toneladas de CO₂ en la atmósfera, la estrategia LP-3 acumulará del orden de 220

millones de toneladas, mientras que las estrategias LP-1 y LP-2, estarán en 201 y 206 millones de toneladas respectivamente. Una diferencia de 40 millones de toneladas de CO₂ ya es considerable, pues equivale a cerca de ocho veces las emisiones del sector eléctrico en 1996.

Es importante ubicar las emisiones nacionales dentro de un contexto internacional, a manera de ejemplo se tomará el CO₂. La comparación puede dar señales equivocadas si se examina únicamente el sector eléctrico e inclusive si se analiza todo el sector energético, y los valores absolutos van a depender mucho del tamaño del respectivo país.

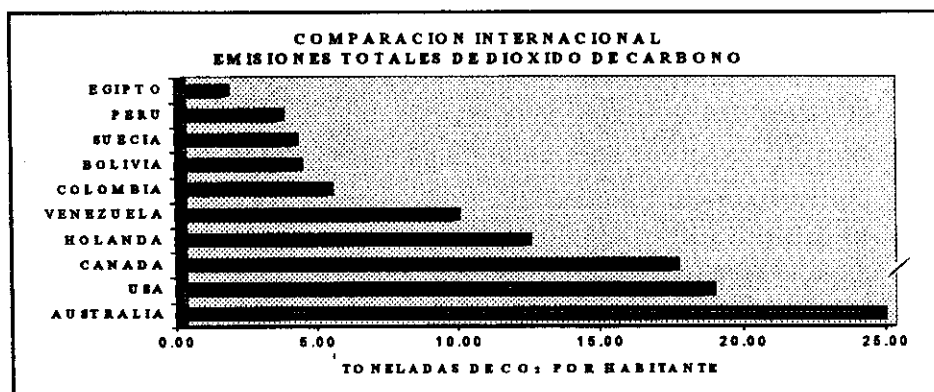


Figura 11-5 Comparación Internacional de emisiones de CO₂

Para realizar comparaciones de este tipo, se recomienda utilizar las emisiones totales⁹ per cápita, como se muestra en la Figura 11-5¹⁰

Puede apreciarse que los países en desarrollo se agrupan emitiendo valores cercanos a los 5 toneladas por habitante (5.2 para Colombia), mientras que los países desarrollados (salvo algunas excepciones) superan las 10 toneladas de CO₂ por habitante. Como regla general, en países no desarrollados el problema no es la combustión de recursos fósiles sino la deforestación.

En Colombia se pierden cerca de 360.000 ha de bosques al año que causan una emisión neta equivalente de 120 millones de toneladas de CO₂. La estrategia de mitigación más importante es, entonces, la reforestación en vez de la restricción al empleo de combustibles o la imposición de "impuestos al dióxido de carbono", como plantea hacerse en países desarrollados o de alta intensidad energética. Teniendo en cuenta esto, las estrategias presentadas en el plan de expansión no van en contravía del compromiso adquirido por Colombia mediante la firma de la convención de Río de Janeiro y si permiten diversificar el uso de las fuentes energéticas disponibles en el país.

⁹ Todas las fuentes antropogénicas: Energía, procesos industriales y cambio de uso de la tierra.

¹⁰ Inventario Nacional de Gases que producen Efecto Invernadero. Resultados Preliminares. Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Santafé de Bogotá, mayo de 1996.

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

12. POTENCIAL DE COGENERACIÓN

12.1. Metodología de Estimación

Como se ha mencionado el principal objetivo del Plan de Expansión de Referencia es el de proveer señales a los inversionistas y los agentes sobre los requerimientos de capacidad y los recursos factibles para el abastecimiento de estos requerimientos, de manera eficiente y racional.

Una alternativa que surge dentro de este nuevo esquema de competencia, participación privada y uso eficiente y racional de la energía se conoce como la "Cogeneración", la cual se define como la producción simultánea y secuencial de Energía Eléctrica o Mecánica útil y formas de Energía Térmica útil (calor ó vapor), usada en cualquier proceso productivo.

Por sus características de utilización de un solo combustible para la producción de dos tipos de energía útil se garantiza una eficiencia superior a la que se podría obtener con un sistema tradicional de producción de energía, con la ventaja adicional de reducción de la emisiones y preservación de los recursos.

En el país se han mencionado diferentes cifras de potencial de cogeneración que se deben identificar claramente, pues el potencial de cogeneración se puede determinar en función de diferentes variables. El más simple de ellos es el potencial termodinámico, el cual se determina al aplicar la relación energía eléctrica/calor simplemente y que no tiene en cuenta las tecnologías existentes y realmente aprovechables.

Como segunda medida las tecnologías siguen siendo discretas lo cual implica que no todos los proyectos se pueden realizar desde el punto de vista técnico, con lo que se limita el potencial de cogeneración. Por último, si se desea desarrollar este potencial con la participación privada se debe identificar cuales de estos proyectos son económica y financieramente viables con lo cual se puede encontrar un nuevo potencial en el sistema.

La Unidad de Planeación Minero Energética ha venido estudiando este tema y es así como desarrolló con ayuda de consultores nacionales e internacionales¹ una metodología para la estimación del potencial de Cogeneración de Colombia factible de desarrollar bajo el nuevo esquema regulatorio. Es decir financieramente viable.

¹ Estudio de Potencial de Cogeneración. Realizado por Aene Ltda -1995

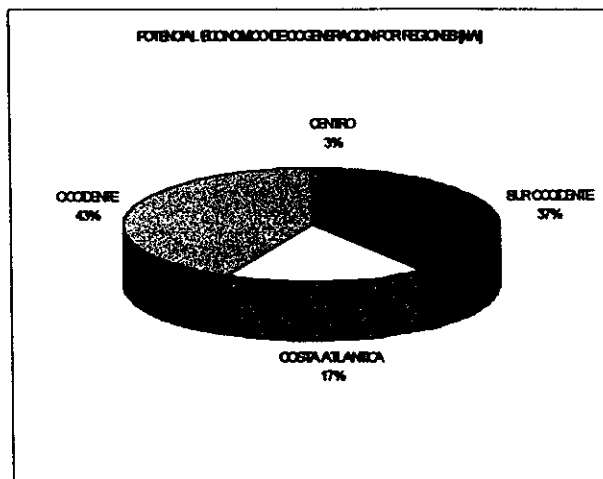
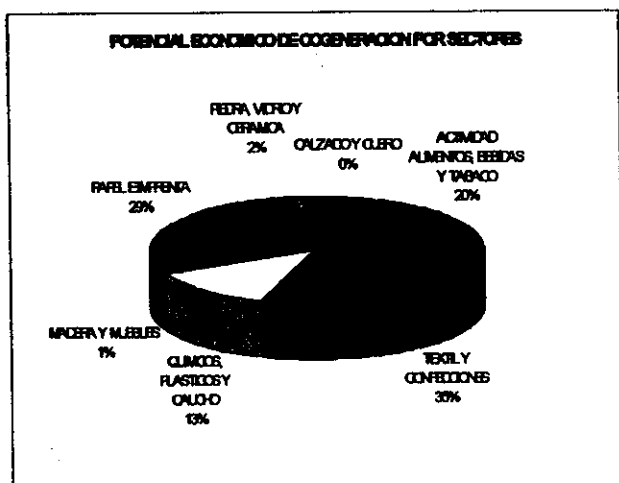
La metodología permitirá definir un potencial dinámico en función de las condiciones del mercado de la energía y mantener informados a los diferentes agentes interesados en este tipo de proyectos. En la tabla se indican las variables contempladas en la formulación del modelo y que permiten reflejar las condiciones del sector.

Tabla 12-1 Variables Del Modelo De Estimación De Potencial De Cogeneración

Técnicas	Económicas	Otras
De Operación	Tarifas Energía Eléctrica	Ubicación Geográfica
Carga Eléctrica	- Compra	
Curva de Carga	- Venta	
Límites de Potencia	- Proyección	
Proyección de crecimiento		
Carga Térmica		
Curva de carga		
Proyección de crecimiento		
De Diseño	Precios de Combustibles	Altura sobre el nivel del mar
Tecnologías disponibles	- Valor actual	
Emisiones	- Proyección	
Variación con altura, carga		
Capacidad		
Combustibles disponibles		
	Vida Útil	Temperatura ambiente
	Valor de Salvamento	Costos ambientales

12.2. Estimación Del Potencial

Con base en la metodología presentada anteriormente se procedió a realizar una encuesta en el sector industrial Colombiano, para lo cual se seleccionó una muestra de 150 industrial que cubre el 86% de la demanda de vapor y del 56% de la demanda de energía eléctrica.



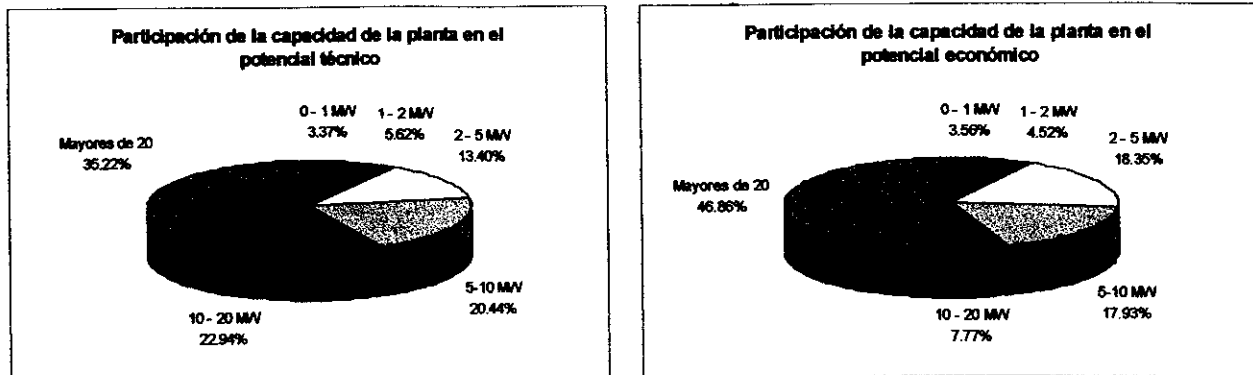


Figura 12-1 Composición del Potencial de Cogeneración de la muestra

De la información recolectada se determinó un potencial de cogeneración técnico factible de 248 MW del cual bajo condiciones del mercado actual el 70%, es decir, 175 MW que son financieramente atractivos.

Al expandir los resultados de las encuestas analizadas al total de la muestra se estimó un potencial de Cogeneración para el país de 423 MW, el cual se distribuye por sectores económicos como lo indica la tabla 12-2.

Tabla 12-2 Estimación del potencial de Cogeneración

SECTOR	Potencial técnico estimado [MW]
ALIMENTOS, BEBIDAS Y TABACO	145
TEXTIL Y CONFECCIONES	79
QUIMICOS, PLASTICOS Y CAUCHO	40
MADERA Y MUEBLES	8
PAPEL E IMPRENTA	98
PIEDRA, VIDRIO Y CERAMICA	44
CALZADO Y CUERO	9
TOTAL =	423

En estos momentos la Comisión de Regulación de Energía y Gas se encuentra desarrollando la reglamentación que permita la participación de la cogeneración dentro del mercado de la energía eléctrica. Se deberá definir entre otras las obligaciones y derechos para la compra de excedentes de energía y la participación de las empresas de distribución de energía en esta materia.

Por su parte, el Instituto de Fomento Industrial -IFI- ha desarrollado una línea de crédito para la reconversión de equipos y el aumento de la eficiencia que puede ser utilizada para la financiación de proyectos de este tipo.

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

13. AGENDA DE DECISIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se presentan las determinaciones que se deben adoptar en el corto y mediano plazo con el fin de garantizar el desarrollo futuro del sector energético y más específicamente en el sector eléctrico.

La presente agenda indica las actividades a desarrollar entre 1996 y 1999 relacionadas con la oferta, demanda, transmisión e integración con los otros subsectores energéticos. Así mismo se mencionan algunas de las actividades de la legislación, regulación y comercialización de la energía que se requieren elaborar para el correcto desarrollo del sector.

Sistema de Generación

Adoptar el presente plan indicativo de expansión de la generación y la transmisión de energía eléctrica para el período 1996-2010.

Impulsar
~~Garantizar~~ la entrada de 3037 MW en el período 1996-2000, para asegurar el cubrimiento de la demanda de energía y potencia en las fechas consideradas para los análisis energéticos.

7 Promover la participación permanente del sector privado en el desarrollo de la capacidad requerida para el desarrollo del sector.

Completar durante los siguientes dos años los diseños de los siguientes proyectos hidroeléctricos: Calima III, Sogamoso, Nechí, Fonce, Guaico, Riachón, por parte de las empresas promotoras.

Actualizar por parte de la UPME los costos de inversión de proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos y diseñar una estrategia para monitorear su evolución.

Analizar alternativas que permitan viabilizar la participación decidida de plantas de generación a carbón, con el fin de garantizar una diversificación de la canasta de recursos energéticos, establecido como uno de los propósitos en el PEN.

Continuar con el proceso de mejoramiento del análisis de la demanda de energía eléctrica y de gas, estudio que deberá ser desarrollado durante los próximos 12 meses, por parte de la UPME con la colaboración de las empresas correspondientes.

Definir entidades responsables para la continuación del plan de estudios de proyectos de generación y asignar los recursos necesarios para esta tarea, en particular para los estudios de plantas hidroeléctricas.

Realizar por parte de la UPME un seguimiento permanente al plan de expansión de generación con el fin de recomendar las medidas necesarias para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a la población.

Revisar por parte de ECOGAS el plan de expansión de gasoductos de acuerdo con los requerimientos del plan de expansión.

Contratar por parte de ISA un estudio de auditoria de disponibilidad de plantas térmicas.

Contratar por parte de Ministerio de Minas, ECOCARBON y la UPME el diseño de la estrategia de reconversión a tecnologías limpias te termoeléctricas, de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993.

Colaborar por parte de Ministerio de Minas y Energía en el seguimiento de las licencias ambientales de proyectos de generación y en la evaluación de los impactos ambientales del plan.

Sistema de Transmisión

Iniciar por parte de ISA los diseños y consecución de la financiación de las obras encaminadas a reducir las restricciones globales ocasionadas por la generación de Guajira, San Carlos, Betania y Tasajero, con el fin de que estén disponibles a más tardar en 1999.
el 1er trim

Iniciar por parte de ISA los diseños y consecución de la financiación de las obras encaminadas a reducir las restricciones globales ocasionadas por la generación de Paraíso y Guaca, con el fin de que estén en servicio a más tardar en 1999.
el 1er trim

Iniciar por parte de CORELCA, Electrificadora del Atlántico, Electrificadora del Bolívar, ESSA, EEB, EPSA y CHEC los diseños y consecución de la financiación de las obras encaminadas a reducir las restricciones locales, con el fin de que estén en servicio a más tardar en 1999.
2o trim

Recomendar a ISA el diseño de las siguientes obras necesarias para la instalación de una generación adicional de 300 MW en el Magdalena Medio: i) prolongación del doble circuito de la variante Sierra a la línea San Carlos - Doña Juana hasta la subestación

Doña Juana, ii) línea a 230 kV en doble circuito entre las subestaciones Doña Juana - San Felipe, iii) línea a 230 kV Malena - Playas.

CENS 12.411/2000

Adelantar por parte de ISA la entrada en operación del tercer transformador en Sabanalarga 230/500 kV, a más tardar en septiembre de 1988.

Recomendar a ISA, en coordinación con CORELCA, el diseño de una línea a 500 kV en la Costa Atlántica entre Barranquilla y Sabanalarga, que estaría energizada inicialmente a 230 kV.

Realizar el control y seguimiento, por parte de las empresas transportadoras para que los proyectos en ejecución entren en las fechas previstas y reportadas a la UPME.

obras necesarias . . . (hasta Sabanalarga)

Regulación $\left(\frac{S/E}{\text{Malena}} \right)$ $\left(\frac{500}{\text{area de}} \right)$ area de Sn Carlos a 500

Recomendar a la CREG, con el apoyo de ISA y ECOPETROL el estudio de la coherencia de las señales económicas de los peajes de transmisión y de los costos de transporte de gas para efecto de localización óptima de proyectos.

Revisar por parte del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG los aspectos relacionados con la fijación de precios del gas en boca de pozo.

Expedir por parte de la CREG, el Código de Transporte de Gas, el Código de Distribución de Energía Eléctrica, incluyendo el procedimiento de conexión a sistemas regionales de transmisión y la reglamentación para autogeneradores y cogeneradores.

Definir por parte de la CREG, la reglamentación sobre el cobro y pago de restricciones, con el fin de dar las señales adecuadas para que éstas sean reducidas a su mínimo económico.

Definir por parte de la CREG las normas de calidad del servicio de energía eléctrica y de calidad del gas.

Estudiar por parte de la CREG un Sistema de Garantías para respaldar las operaciones del Sistema de Intercambios Comerciales.

Otras acciones

Impulsar por parte de la UPME la definición obligatoria del registro de proyectos de generación.

1500 ————— $\left. \begin{array}{l} 11'300 \\ 15'300 \\ 13'400 \end{array} \right\}$ sin IVA

Actualizar por parte de la UPME las metodologías de planeamiento para considerar adecuadamente las nuevas condiciones de funcionamiento del sector -multiplicidad de funciones objetivo, tasas de retorno individual por proyectos.

Estimar bajo la coordinación de la UPME los costos económicos de los combustibles con el fin de evaluar si el mercado está conduciendo a una asignación eficiente los recursos energéticos del país.

Garantizar por parte del Departamento Nacional de Planeación, el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Minas y Energía un cronograma adecuado para el pago de subsidios a las empresas de energía.

**PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996**

ANEXO 1. INFORMACION BASICA

A1.1 Proyección de Demanda

ESCENARIO DE PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

La proyección de la demanda de energía eléctrica esta basada en la combinación de una serie de aspectos que influyen de manera determinante en la evolución de la misma:

A.1.1 Escenario Macroeconómico

El escenario macroeconómico, principal dinamizante de la demanda de energía, considera el crecimiento de cada actividad económica y del ingreso promedio de la población, así como los supuestos de crecimiento demográfico y tasas de inflación y devaluación.

A1.2 Escenario de Tarifas de E.E. y Sustitutos

El escenario de tarifas de energía eléctrica considera la sensibilidad del crecimiento de la demanda al incremento de la estructura tarifaria del servicio de energía eléctrica y a la variación de los precios de los sustitutos.

El escenario tarifario de energía eléctrica corresponde al definido en la resolución CREG 80/1995.

El escenario de precios de venta al público de los sustitutos crecen con la inflación esperada.

El escenario de sustitución de energía eléctrica por gas natural en el sector residencial, corresponde al suministrado por ECOPETROL.

A1.1.3 Sustitución de Energía Eléctrica y Programas de Eficiencia Energética

El escenario de sustitución de energía eléctrica por gas natural y gas licuado del petróleo se considera mediante las metas del plan de gas natural de ECP y vía precios -elasticidad demanda/sustituto - respectivamente.

El escenario de eficiencia energética, considera los programas de sustitución de bombillos y luminarias en los sectores residencial y de alumbrado público respectivamente.

A1.1.4 Escenario de Pérdidas de Energía

El escenario de pérdidas de energía eléctrica corresponde al definido en el documento CONPES 2801 del 23 de agosto de 1995, según el cual las pérdidas del SIN se reducen al 19% de la demanda en el año de 1998.

En el cuadro resumen se presenta la descripción de cada uno de los escenarios, así como del rango de proyección de la demanda de energía eléctrica.

TABLA A1-1
ESCENARIO DE PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

ESCENARIO MACROECONOMICO	TARIFAS ENERGIA ELECTRICA Y SUSTITUTOS	SUSTITUCION DE ENERGIA ELECTRICA Y EFICIENCIA ENERGETICA	PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA
I. Escenario de Ref. Correspondiente al Esc de Ref. del Departamento Nacional de Planeación. II. Escenario Alto Con tasas de crecimiento 1% promedio anual superior al esc. de referencia	2. Escenarios <u>Aspectos Comunes</u> a. Metas tarifas E.E. según Resolución 80 de la CREG. b. Precios sustitutos crecen con la inflación esperada. GN Resolución 27/Dic 1993 1.2 US\$/MBTU <u>Aspectos Particulares</u> Esc.ref. Resolución 80 de la CREG Esc. Alto. En el 2002 las tarifas residencial siguen creciendo hasta alcanzar el 90% en el 2004.	Sustitución de Energía Eléctrica por gas natural en el sector residencial y cambio de bombillos y luminarias en los sectores residencial y de alumbrado público. Esc. 1: Sustitución Baja 20% Cambio de Bombillos y luminarias. Esc. 2: Sustitución media 40% Cambio de bombillos y luminarias Esc. 3: Sustitución alta 100% Cambio de Bombillos y luminarias. Esc. 4: Sustitución Baja 20% sin cambio de bombillos y luminarias	I. Plan de Pérdidas correspondiente al documento CONPES 2801 del 23 de agosto de 1995. Las pérdidas del SIN e reducen en al 19% en 1998. II. Plan de Pérdidas a partir de 1998 las pérdidas se reducen 1% cada 5 años. Metas: 2003: 18% 2008: 17% 2013: 16%
R A N G O D E P R O Y E C C I O N			
Limite Inferior: Esc. Macroeconómico Ref. Tarifas EE. Esc. Alto. Sustitución Esc. 3 y II Plan de Pérdidas.			
Referencia: Esc. Macroeconómico Ref. Tarifas EE. Esc. Ref. Sustitución Esc. 2 y I Plan de Pérdidas.			
Limite Superior: Esc. Macroeconómico Alto. Tarifas EE Esc. Ref. Sustitución Esc. 4 y I Plan de Pérdidas			

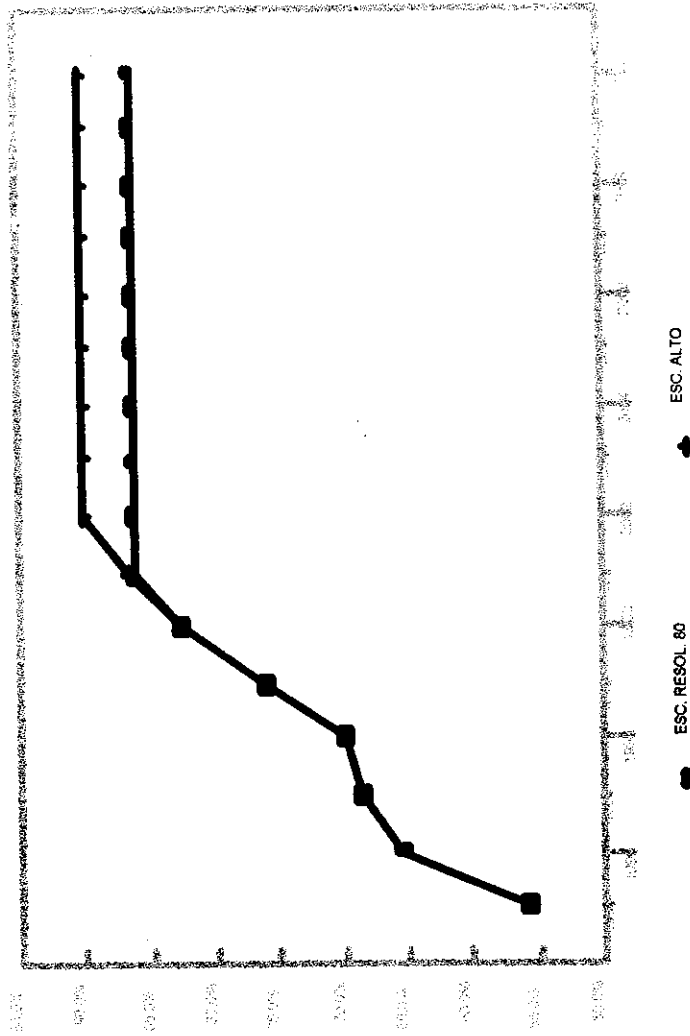
MODELO DE PRONOSTICO DE DEMANDA DE ENERGETICOS
TABLA A1-2
ESCENARIO MACROECONOMICO DE PROYECCION

AÑO	INFLACION	TASA DEV.	POB	PIB ref	PIB alto
1995	19.42%	15.66%	1.92%	5.30%	5.3%
1996	15.00%	13.33%	1.67%	5.09%	5.09%
1997	12.00%	10.38%	1.69%	5.40%	6.45%
1998	10.00%	9.6%	1.72%	6.27%	7.32%
1999	10.00%	9.3%	1.74%	6.00%	7.05%
2000	10.00%	9.3%	1.77%	6.00%	7.05%
2001	10.00%	9.3%	1.55%	5.00%	6.05%
2002	10.00%	9.3%	1.55%	5.00%	6.05%
2003	10.00%	9.3%	1.55%	5.00%	6.05%
2004	10.00%	9.3%	1.55%	5.00%	6.05%
2005	10.00%	9.3%	1.55%	5.00%	6.05%
2006	10.00%	9.3%	1.41%	5.00%	6.05%
2007	10.00%	9.3%	1.41%	5.00%	6.05%
2008	10.00%	9.3%	1.41%	5.00%	6.05%
2009	10.00%	9.3%	1.41%	5.00%	6.05%
2010	10.00%	9.3%	1.41%	5.00%	6.05%
2011	10.00%	9.3%	1.41%	5.00%	6.05%
2012	10.00%	9.3%	1.41%	5.00%	6.05%
2013	10.00%	9.3%	1.41%	5.00%	6.05%
2014	10.00%	9.3%	1.41%	5.00%	6.05%
2015	10.00%	9.3%	1.41%	5.00%	6.05%
Tasas de Crecimiento Promedio					
1993-2000	15.20%	10.87%	1.79%	5.63%	6.26%
2000-2010	10.00%	9.30%	1.51%	5.09%	6.14%
1993-2010	12.31%	10.00%	1.62%	5.28%	6.14%
1995-2010	11.03%	10.04%	1.58%	5.25%	6.17%

Fuente: Departamento Nacional de Planeación
M M y E - Unidad de Planeación Minero Energética

ESCENARIOS VARIAS ENERGÍA ELÉCTRICA

ENERGÍA ELÉCTRICA



GRAFICA A1-1

TABLA A1-3
RANGO DE PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

AÑO	ESCENARIO BAJO		ESCENARIO MEDIO		ESCENARIO ALTO	
	Energía (GWh)	Crecimiento anual (%)	Energía (GWh)	Crecimiento anual (%)	Energía (GWh)	Crecimiento anual (%)
1995	41967		41967		41967	
1996	43877	4.6	43877	4.6	43877	4.6
1997	45241	3.1	45851	4.5	46062	5.0
1998	45614	0.8	48096	4.9	49089	6.6
1999	46648	2.3	50175	4.3	51623	5.2
2000	48372	3.7	52493	4.6	54657	5.9
2001	51206	5.9	55244	5.2	58076	6.3
2002	54491	6.4	59039	6.9	62410	7.5
2003	57945	6.3	62976	6.7	66902	7.2
2004	61751	6.6	67336	6.9	71896	7.5
2005	65830	6.6	71919	6.8	77135	7.3
2006	70236	6.7	76853	6.9	82808	7.4
2007	74934	6.7	82023	6.7	88739	7.2
2008	80086	6.9	87691	6.9	95269	7.4
2009	85307	6.5	93532	6.7	102077	7.1
2010	90785	6.4	99871	6.8	109586	7.4
TASAS DE CRECIMIENTO						
1995-2010	5.28%		5.95%		6.61%	
1995-2000	2.88%		4.58%		5.43%	
2000-2010	6.50%		6.64%		7.20%	

TABLA A1-4
PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA

AÑO	ESCENARIO BAJO		ESCENARIO MEDIO		ESCENARIO ALTO	
	Potencia (MW)	Crecimiento anual (%)	Potencia (MW)	Crecimiento anual (%)	Potencia (MW)	Crecimiento anual (%)
1995	7130		7130		7130	
1996	7397	3.7	7397	3.7	7397	3.7
1997	7539	1.9	7608	2.9	7750	4.8
1998	7689	2.0	7880	3.6	8200	5.8
1999	7799	1.4	8098	2.8	8544	4.2
2000	7954	2.0	8354	3.2	9015	5.5
2001	8124	2.1	8669	3.8	9530	5.7
2002	8321	2.5	9245	6.6	10212	7.2
2003	8574	3.0	9835	6.4	10913	6.9
2004	9053	5.6	10498	6.7	11696	7.2
2005	9636	6.4	11192	6.6	12517	7.0
2006	10272	6.6	11947	6.7	13406	7.1
2007	10965	6.7	12737	6.6	14338	7.0
2008	11729	7.0	13606	6.8	15358	7.1
2009	12472	6.3	14484	6.5	16414	6.9
2010	13213	5.9	15426	6.5	17572	7.1
TASAS DE CRECIMIENTO						
1995-2010	4.20%		5.28%		6.20%	
1995-2000	0.31%		3.22%		4.80%	
2000-2010	6.20%		6.32%		6.90%	

**ESCENARIO TARIFARIO DE PROYECCION
TABLA A1.5
RELACION TARIFA/COSTO**

AÑO	RESID. REF.	IND.	COMER.	OFICIAL	RESID. ALTO
1995	55.9%	119.2%	121.4%	99.0%	55.9%
1996	65.5%	120.0%	120.0%	107.5%	65.5%
1997	68.4%	120.0%	120.0%	107.3%	68.4%
1998	70.0%	120.0%	120.0%	107.2%	70.0%
1999	76.0%	120.0%	120.0%	107.2%	76.0%
2000	72.6%	120.0%	120.0%	107.2%	82.6%
2001	86.4%	120.0%	120.0%	107.2%	86.6%
2002	86.4%	120.0%	120.0%	107.2%	90.0%
2003	86.4%	120.0%	120.0%	107.2%	90.0%
2004	86.4%	120.0%	120.0%	107.2%	90.0%
2005	86.4%	120.0%	120.0%	107.2%	90.0%
2006	86.4%	120.0%	120.0%	107.2%	90.0%
2007	86.4%	120.0%	120.0%	107.2%	90.0%
2008	86.4%	120.0%	120.0%	107.2%	90.0%
2009	86.4%	120.0%	120.0%	107.2%	90.0%
2010	86.4%	120.0%	120.0%	107.2%	90.0%

TABLA A1-6
PRECIOS DEL CARBON PARA PROYECTOS TERMOELECTRICOS
 Dólares Constantes de Diciembre de 1995

PROYECTO	CAPACIDAD D MW	PROCEDENCIA A	PODER CALORIFICO O BTU/lb	PRECIO BOCA MVA US\$/Ton	TARIFA TRANSP US\$/Ton	PRECIO PLANTA US\$/Ton	PRECIO PLANTA US\$/MBTU	EFICIENCIA TERMICA kcal/kWh	ENERGIA (1) GWh	CONSUMO ANUAL Ton/año	CONSUMO VIDA UTIL	
											Ton	US\$ Millis/kWh
ZIPA VI	150	CUND/BOY	12577.00	14.25	5.24(1)	19.50	0.704	2568	1116.9	408253	10206328	7.13
	150	N. SANT.	13807.00	13.82	5.14	18.96	0.623	2568	1116.9	370989	9274719	6.30
TASAJERO II	300	N. SANT.	13807.00	13.82	5.14	18.96	0.623	2554	2233.8	737933	18448313	6.28
PAIPA IV	150	BOYACA	11860.00	12.62	4.94	17.55	0.665	2531	1116.9	422110	10552760	6.63
	150	VENEC/ANT.	10105.00	19.99	3.06	23.05	1.035	2568	1116.9	506902	12672543	10.46
AMAGA	300	VENEC/ANT.	10105.00	19.99	3.06	23.05	1.035	2501	2233.8	987353	24683825	10.19
CARTAGENA IV	150	DRUMM/PALM	10026.50	18.12	12.81	30.93	1.442	2501	1116.9	497542	12438540	13.78
	300	DRUMMOND	11616.00	18.45	5.35	23.79	0.928	2501	2233.8	858919	21472973	9.15
TERMOCESAR	300	C/MARCA	13129.00	15.89	3.80	19.69	0.677	2376	2233.8	721955	18048864	6.36
TIBITA	600	C/MARCA LAS	13129.00	15.89	3.80	19.69	0.677	2376	4467.6	1443909	36097728	6.36
SAN JORGE	300	PALMERAS LAS	8453.00	17.80	0.00	17.80	0.956	2501	2233.8	1180315	29507873	9.40
	600	PALMERAS	8453.00	17.80	0.00	17.80	0.956	2501	4467.6	2360630	59015746	9.40
SAN LUIS	150	PALMERAS	11888.00	20.29	1.25	21.54	0.825	2433	1116.9	408981	10224518	7.89
	150	PROMEDIO	11062.25	18.76	12.21	30.97	1.315	2501	1116.9	450957	11273929	12.51
YUMBO IV	400	PROMEDIO	10889.80	18.90	14.58	33.48	1.379	2441	2978.4	1192289	29807235	13.40
TERMOPACIFICO	400	PROMEDIO	10889.80	18.90	14.58	33.48	1.379	2441	2978.4	1192289	29807235	13.40
O GUAJIRA	150	OREGANAL	12029.00	21.83	7.45	29.28	1.104	2441	2233.8	809531	20238268	10.61

PROMEDIO : Se considera un promedio de las diferentes procedencias así

TERMOYUMBO : Cundinamarca, Antioquia, Venecia, Valle del Cauca

TERMOPACIFICO : Cundinamarca, Antioquia, Venecia, Valle del Cauca, Drummond

(1) La energía se calculó con un factor de utilización de 0.85

(2) Se consideró un costo de transporte de carbón constante para todo el horizonte

TABLA A1-7
TARIFAS DE TRANSPORTE (ENTRADA Y SALIDA)
 Factor de Utilización del 80 %, considerando cargo por pérdidas (1)
 Dólares Constantes de Diciembre de 1995

SALIDA	ENTRADA INTERIOR	SALIDA	ENTRADA INTERIOR	SALIDA	ENTRADA GUAJIRA
	TARIFAS		TARIFAS		TARIFAS
BARRANCA		CALI		BARRANCA	
CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	-0.0012	CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.3187	CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.3400
VARIABLE (US\$/KPC)	0.0682	VARIABLE (US\$/KPC)	0.1922	VARIABLE (US\$/KPC)	0.1632
Uso	0.0160	Uso	0.1400	Uso	0.1110
AO&M	0.0320	AO&M	0.0320	AO&M	0.0320
C. Pérdidas	0.0202	C. Pérdidas	0.0202	C. Pérdidas	0.0202
Total sin impuestos (US\$/KPC)	0.0648	Total sin impuestos (US\$/KPC)	1.0655	Total sin impuestos (US\$/KPC)	1.0947
Impuestos	0.0030	Impuestos	0.0706	Impuestos	0.0725
Total con impuestos (US\$/KPC)	0.0678	Total con impuestos (US\$/KPC)	1.1360	Total con impuestos (US\$/KPC)	1.1673
MEDELLIN		BELLEZA		LA TARIFA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN LA COSTA ES DE 0.3903 US\$/KPC (sin impuestos) Y DE 0.4162 US\$/KPC (con impuestos) (Res. 019 de 8 de Julio/94)	
CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.3000	CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.0713		
VARIABLE (US\$/KPC)	0.1662	VARIABLE (US\$/KPC)	0.0842		
Uso	0.1140	Uso	0.0320		
AO&M	0.0320	AO&M	0.0320		
C. Pérdidas	0.0202	C. Pérdidas	0.0202		
Total sin impuestos (US\$/KPC)	0.9881	Total sin impuestos (US\$/KPC)	0.2794		
Impuestos	0.0653	Impuestos	0.0175		
Total con impuestos (US\$/KPC)	1.0534	Total con impuestos (US\$/KPC)	0.2969		
SEBASTOPOL		BOGOTA			
CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.0737	CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.2950		
VARIABLE (US\$/KPC)	0.0922	VARIABLE (US\$/KPC)	0.1672		
Uso	0.0400	Uso	0.1050		
AO&M	0.0320	AO&M	0.0320		
C. Pérdidas	0.0202	C. Pérdidas	0.0202		
Total sin impuestos (US\$/KPC)	0.2942	Total sin impuestos (US\$/KPC)	0.9054		
Impuestos	0.0185	Impuestos	0.0638		
Total con impuestos (US\$/KPC)	0.3127	Total con impuestos (US\$/KPC)	1.0292		
B/MANGA		GUSIANA			
CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.1775	CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.0000		
VARIABLE (US\$/KPC)	0.1262	VARIABLE (US\$/KPC)	0.0522		
Uso	0.0740	Uso	0.0000		
AO&M	0.0320	AO&M	0.0320		
C. Pérdidas	0.0202	C. Pérdidas	0.0202		
Total sin impuestos (US\$/KPC)	0.6125	Total sin impuestos (US\$/KPC)	0.0522		
Impuestos	0.0400	Impuestos	0.0022		
Total con impuestos (US\$/KPC)	0.6525	Total con impuestos (US\$/KPC)	0.0544		
MARIQUITA		NENA			
CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.1712	CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.3425		
VARIABLE (US\$/KPC)	0.1292	VARIABLE (US\$/KPC)	0.2412		
Uso	0.0770	Uso	0.1890		
AO&M	0.0320	AO&M	0.0320		
C. Pérdidas	0.0202	C. Pérdidas	0.0202		
Total sin impuestos (US\$/KPC)	0.5984	Total sin impuestos (US\$/KPC)	1.1796		
Impuestos	0.0390	Impuestos	0.0783		
Total con impuestos (US\$/KPC)	0.6374	Total con impuestos (US\$/KPC)	1.2578		
CHINCHINA		VASCONIA			
CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.2262	CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.1187		
VARIABLE (US\$/KPC)	0.1522	VARIABLE (US\$/KPC)	0.1072		
Uso	0.1000	Uso	0.0550		
AO&M	0.0320	AO&M	0.0320		
C. Pérdidas	0.0202	C. Pérdidas	0.0202		
Total sin impuestos (US\$/KPC)	0.7721	Total sin impuestos (US\$/KPC)	0.4325		
Impuestos	0.0507	Impuestos	0.0278		
Total con impuestos (US\$/KPC)	0.8228	Total con impuestos (US\$/KPC)	0.4604		
VILLAVO					
CAPACIDAD (US\$/PCD-año)	0.1950				
VARIABLE (US\$/KPC)	0.1862				
Uso	0.1340				
AO&M	0.0320				
C. Pérdidas	0.0202				
Total sin impuestos (US\$/KPC)	0.7205				
Impuestos	0.0473				
Total con impuestos (US\$/KPC)	0.7677				

NOTAS:

(1) Se incluye dentro de la tarifa un cargo por pérdidas del 1%, a 1.01 US\$/KPC

Todas las tarifas de transporte se incrementarán un 1% anual, excepto en la Costa, donde la tarifa será constante

(2) Se utiliza 80% como factor de utilización, siendo coherente con el criterio para los análisis de flujo de transporte de gas

TABLA A1-8
PROYECCION DE PRECIOS DE GAS EN ENTRADA EN TRONCAL
Dólares Constantes de Dic/95

	US\$/MBTU		
	ESCENARIO 1 INTERIOR RES 029/95	ESCENARIO 2 INTERIOR RES 061/83	ESCEN. 1 Y 2 GUAJIRA GUAJIRA
1995	1.300	1.520	0.969
1996	1.314	1.359	0.908
1997	1.320	1.346	0.897
1998	1.303	1.347	0.898
1999	1.318	1.345	0.896
2000	1.346	1.334	0.887
2001	1.376	1.342	0.898
2002	1.413	1.368	0.922
2003	1.449	1.394	0.945
2004	1.481	1.420	0.967
2005	1.509	1.446	0.985
2006	1.538	1.458	0.999
2007	1.566	1.458	1.022
2008	1.593	1.458	1.040
2009	1.619	1.458	1.056
2010	1.643	1.458	1.072

- La fórmula de la resolución 029/ 95, del escenario 1, se escala usando la proyección del precio del crudo WTI prevista por ECOPETROL

- La fórmula de la resolución 061/ 95, del escenario 2, se escala usando la proyección del precio del Fuel Oil prevista por ECOPETROL

- Para Guajira se utilizó la resolución 039/75 entre 1995 y 2000 y la proyección del precio del crudo WTI prevista por ECOPETROL para el resto del horizonte

- Con el propósito de simplificar se asumió que la resolución 029/95 rige para los demás campos diferentes a Guajira

A1.1.3 COSTOS INDICES DE PROYECTOS DE GENERACION

TABLA A1-9

PROYECTOS HIDROELECTRICOS EN FACTIBILIDAD Y DISEÑO

Resumen de la Información Técnica y Económica

Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 1995)

PROYECTO	TIPO (1)	CAPACIDAD (MW)	NÚMERO DE UNIDADES	ENERGÍA MEDIA (Gwh)	SIN IMPUESTOS			CON IMPUESTOS		
					PPTO. INVERSIÓN US\$ Millones	G. INDICE INVERSIÓN US\$/KW (3)	C. ENERGIA MEDIA US\$/MWh	PPTO. INVERSIÓN US\$ Millones	C. INDICE INVERSIÓN US\$/KW (3)	C. ENERGIA MEDIA US\$/MWh
PROYECTOS HIDROELECTRICOS CON DISEÑO PARCIAL O TOTAL										
DESVIACION OVEJAS	HD	-	-	200	35.57	-	20.70	41.11	-	23.09
URRA I (2)	H	340	4	1400	ND	ND	ND	ND	ND	ND
PORCE II	H	392	3	2010	ND	ND	ND	ND	ND	ND
SAN CARLOS 9 Y 10	HAC	310	2	-	52.63	169.77	-	60.49	185.14	-
BETANIA 4	HAC	165	1	-	89.65	543.33	-	104.42	632.85	-
GUAVIO 6,7 Y 8	HAC	598	3	-	111.86	187.05	-	132.56	221.67	-
MIEL I SIN DESV.	H	375	3	1460	434.18	1157.82	40.58	503.33	1342.23	46.28
DESVIACION DIGUA	HD	-	-	358	57.31	-	-	66.41	-	-
CALIMA III	H	240	3	1157	346.35	1443.14	39.89	407.11	1696.29	46.71
SOGAMOSO (4)	H	850	4	4200	746.17	877.85	25.21	866.36	1019.25	29.03
MIEL II	H	400	3	2110	570.67	1426.67	38.15	659.37	1848.42	43.43
CAÑAFISTO	H	1200	4	7000	1634.85	1362.38	33.67	1893.07	1577.56	38.21
PROYECTOS HIDROELECTRICOS CON FACTIBILIDAD TERMINADA										
RIACHON	H	93	2	418	155.82	1671.87	39.38	179.49	1925.86	45.17
FONCE	H	420	3	2290	572.92	1364.10	34.83	665.18	1583.77	39.80
GUAYABETAL	H	370	4	2580	608.19	1643.75	31.72	701.55	1896.09	35.94
CABRERA	H	605	4	2700	699.77	1156.64	35.79	812.22	1342.51	40.73
HUMEA	H	275	2	1780	623.29	2266.49	48.57	717.67	2609.71	55.24
QUETAME	H	230	2	1550	632.99	2752.12	56.28	729.23	3170.59	63.85
PORCE III	H	846	6	4819	1003.00	1185.58	42.83	1159.92	1371.06	48.41
LA GABARRA	H	245	2	1370	593.27	2421.52	56.01	681.89	2783.24	63.53
EL NEME	H	512	3	2600	826.01	1613.31	46.67	955.95	1867.09	52.94
CHIMERA	H	454	3	2740	1032.46	2274.14	52.84	1189.00	2618.93	60.02
NECHI 'A'	H	750	3	4170	1002.66	1336.91	37.71	1152.95	1537.26	42.27
SAMANA MEDIO	H	188	2	1260	625.58	3327.58	67.47	720.54	3632.65	76.78
PATIA I	H	900	4	4370	1234.73	1371.92	39.36	1418.60	1576.23	46.36
ITUANGO	H	3560	2	17460	3067.92	861.77	38.15	3557.45	999.28	44.27
EL GUAICO	H	136	3	960	202.03	1485.52	26.99	234.08	1485.52	31.11

(*) En ningún cálculo se incluyen los intereses durante la construcción. Se trabajó con un costo de AO&M de 7.16 US\$/KW año.

(1) H: Hidroeléctrica, HD: Desviación a una hidroeléctrica, HAC: Ampliación de capacidad a una hidroeléctrica.

(2) Por su carácter multipropósito, curva de operación y baja caída se han efectuado simulaciones, aisladas y en el sistema, que confirman este valor de la energía media.

Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad instalada actualizada, se trabajó con la del año anterior.

ND: Información no disponible

TABLA A1-10
PROYECTOS TERMOELECTRICOS A GAS-CICLO COMBINADO
 Resumen de la Información Técnica y Económica
 Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 1995)
 Sin Impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV US\$ MILL.	COSTO INDICE INV (3) US\$/KW	COSTO INDICE INV (4) US\$/MWh	COSTO INDICE AO&M			COSTO TRANSPORTE (6)			COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)			COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						fijo US\$/KW-año	var US\$/MWh	var US\$/MWh	capac. US\$/KW-año	var. US\$/MWh	fijo US\$/KW-año	var US\$/MWh	fijo US\$/KW-año	var US\$/MWh		
CICLO COMBINADO DE 100 MW																
Costa Atlántica	92.06	564.49	85.50	928.74	18.95	22.80	1.85	0.00	3.64	22.80	5.49	7.19	35.34			
Villavicencio	90.07	552.31	89.77	998.69	20.33	22.80	1.85	27.01	1.92	49.81	3.77	10.26	42.49			
Magdalena M.	90.40	554.32	88.32	978.99	19.93	22.80	1.85	16.53	1.11	39.33	2.96	10.32	39.63			
Call	88.28	541.21	86.18	976.43	19.92	22.80	1.85	43.88	1.97	66.68	3.82	10.20	44.82			
CICLO COMBINADO DE 160 MW																
Costa Atlántica	138.08	846.73	123.53	894.62	18.25	22.80	1.85	0.00	3.64	22.80	5.49	7.19	34.65			
Villavicencio	135.10	828.46	129.71	960.08	19.59	22.80	1.85	27.01	1.92	49.81	3.77	10.26	41.74			
Magdalena M.	135.60	831.48	127.61	941.10	19.20	22.80	1.85	16.53	1.11	39.33	2.96	10.32	38.89			
Call	132.39	811.82	124.52	940.56	19.19	22.80	1.85	43.88	1.97	66.68	3.82	10.20	44.08			
CICLO COMBINADO DE 200 MW																
Costa Atlántica	184.11	1128.98	160.17	868.94	17.65	22.80	1.85	0.00	3.64	22.80	5.49	7.19	34.05			
Villavicencio	180.14	1104.61	168.18	933.59	18.94	22.80	1.85	27.01	1.92	49.81	3.77	10.26	41.09			
Magdalena M.	180.80	1108.64	165.45	915.14	18.57	22.80	1.85	16.53	1.11	39.33	2.96	10.32	38.26			
Call	176.52	1082.43	161.45	914.61	18.56	22.80	1.85	43.88	1.97	66.68	3.82	10.20	43.45			
CICLO COMBINADO DE 300 MW																
Costa Atlántica	276.17	1693.47	232.05	840.25	17.05	22.80	1.85	0.00	3.64	22.80	5.49	7.19	33.45			
Villavicencio	270.21	1656.92	243.65	901.73	18.30	22.80	1.85	27.01	1.92	49.81	3.77	10.26	40.45			
Magdalena M.	271.19	1662.96	239.71	883.91	17.93	22.80	1.85	16.53	1.11	39.33	2.96	10.32	37.63			
Call	264.78	1623.64	233.91	883.40	17.92	22.80	1.85	43.88	1.97	66.68	3.82	10.20	42.82			

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia. Se considera una vida útil de 20 años.

(1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil.

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

TABLA A1-11
PROYECTOS TERMOELECTRICOS A GAS-CICLO COMBINADO

Resumen de la Información Técnica y Económica
 Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 1995)
 Con Impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV. US\$ MILL.	COSTO INDICE INV (3) US\$/KW	COSTO INDICE INV (4) US\$/MWh	COSTO INDICE AO&M			COSTO TRANSPORTE (6)			COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						fijo US\$/KW-año	var US\$/MWh	capac. US\$/KW-año	var. US\$/MWh	fijo US\$/KW-año	var US\$/MWh	fijo US\$/KW-año	var US\$/MWh		
CICLO COMBINADO DE 100 MW															
Costa Atlántica	92.06	564.49	97.87	1063.10	21.69	22.80	1.85	0.00	3.88	22.80	5.73	7.19	38.33		
Villavicencio	90.07	552.31	102.76	1140.88	23.27	22.80	1.85	27.01	2.41	49.81	4.26	10.26	45.91		
Magdalena M.	90.40	554.32	101.09	1118.33	22.81	22.80	1.85	16.53	1.40	39.33	3.25	10.32	42.80		
Call	88.26	541.21	98.65	1117.69	22.80	22.80	1.85	43.88	2.69	66.68	4.54	10.20	48.42		
CICLO COMBINADO DE 160 MW															
Costa Atlántica	138.08	846.73	141.41	1024.05	20.89	22.80	1.85	0.00	3.88	22.80	5.73	7.19	37.53		
Villavicencio	135.10	828.46	148.48	1096.97	22.42	22.80	1.85	27.01	2.41	49.81	4.26	10.26	45.06		
Magdalena M.	135.60	831.48	146.07	1077.25	21.98	22.80	1.85	16.53	1.40	39.33	3.25	10.32	41.96		
Call	132.39	811.82	142.54	1078.63	21.96	22.80	1.85	43.88	2.69	66.68	4.54	10.20	47.58		
CICLO COMBINADO DE 200 MW															
Costa Atlántica	184.11	1128.98	183.34	995.80	20.20	22.80	1.85	0.00	3.88	22.80	5.73	7.19	36.84		
Villavicencio	180.14	1104.61	182.51	1098.65	21.68	22.80	1.85	27.01	2.41	49.81	4.26	10.26	44.32		
Magdalena M.	180.80	1108.64	189.39	1047.53	21.25	22.80	1.85	16.53	1.40	39.33	3.25	10.32	41.24		
Call	176.52	1062.43	184.81	1048.93	21.24	22.80	1.85	43.88	2.69	66.68	4.54	10.20	46.86		
CICLO COMBINADO DE 300 MW															
Costa Atlántica	276.17	1693.47	265.92	961.81	19.51	22.80	1.85	0.00	3.88	22.80	5.73	7.19	36.15		
Villavicencio	270.21	1656.92	278.90	1032.18	20.94	22.80	1.85	27.01	2.41	49.81	4.26	10.26	43.58		
Magdalena M.	271.19	1662.96	274.39	1011.78	20.53	22.80	1.85	16.53	1.40	39.33	3.25	10.32	40.51		
Call	264.78	1623.64	267.75	1011.20	20.52	22.80	1.85	43.88	2.69	66.68	4.54	10.20	46.14		

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia. Se considera una vida útil de 20 años.

(1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil.

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

TABLA A1-12
PROYECTOS TERMOELECTRICOS A GAS-CICLO ABIERTO
 Resumen de la Información Técnica y Económica
 Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 1995)
 Sin Impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV US\$ MILL. (3)	COSTO INDICE INV (3) US\$/KW	COSTO INDICE INV (4) US\$/MWh	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE (6)		COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						fijo US\$/KW-año	var US\$/MWh	capac. US\$/KW-año	var. US\$/MWh	fijo US\$/KW-año	var US\$/MWh		
CICLO ABIERTO DE 100 MW													
Costa Atlántica	91.98	402.89	48.11	501.31	15.57	11.95	1.85	0.00	6.92	11.95	8.77	10.05	37.12
Villavicencio	88.40	387.21	48.42	547.89	17.02	11.95	1.85	38.80	3.86	50.75	5.71	15.33	49.64
Magdalena M.	89.80	393.31	47.83	530.47	16.48	11.95	1.85	23.75	2.23	35.70	4.08	15.42	44.13
Call	84.79	371.39	46.48	548.19	17.03	11.95	1.85	59.36	3.73	71.31	5.58	14.35	53.24
CICLO ABIERTO DE 160 MW													
Costa Atlántica	137.98	604.34	69.16	501.28	15.57	11.95	1.85	0.00	6.92	11.95	8.77	10.05	37.12
Villavicencio	132.61	580.82	72.62	547.86	17.01	11.95	1.85	38.80	3.86	50.75	5.71	15.33	49.64
Magdalena M.	134.70	589.96	71.45	530.44	16.48	11.95	1.85	23.75	2.23	35.70	4.08	15.42	44.13
Call	127.19	557.08	69.72	548.16	17.03	11.95	1.85	59.36	3.73	71.31	5.58	14.35	53.24
CICLO ABIERTO DE 200 MW													
Costa Atlántica	183.97	805.79	92.23	501.35	15.59	11.95	1.85	0.00	6.92	11.95	8.77	10.05	37.13
Villavicencio	176.81	774.42	96.85	547.74	17.02	11.95	1.85	38.80	3.86	50.75	5.71	15.33	49.64
Magdalena M.	179.59	786.62	95.28	530.52	16.48	11.95	1.85	23.75	2.23	35.70	4.08	15.42	44.13
Call	169.58	742.77	92.97	548.24	17.03	11.95	1.85	59.36	3.73	71.31	5.58	14.35	53.24
CICLO ABIERTO DE 300 MW													
Costa Atlántica	275.95	1208.68	138.34	501.30	15.57	11.95	1.85	0.00	6.92	11.95	8.77	10.05	37.12
Villavicencio	265.21	1161.63	145.25	547.88	17.02	11.95	1.85	38.80	3.86	50.75	5.71	15.33	49.64
Magdalena M.	269.39	1179.93	142.90	530.46	16.48	11.95	1.85	23.75	2.23	35.70	4.08	15.42	44.13
Call	254.37	1114.16	139.44	548.18	17.03	11.95	1.85	59.36	3.73	71.31	5.58	14.35	53.24

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia. Se considera una vida útil de 15 años.

(1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil.

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

TABLA A1-13
PROYECTOS TERMOELECTRICOS A GAS-CICLO ABIERTO
 Resumen de la Información Técnica y Económica
 Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 1995)

Con impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV. US\$ MILL.	COSTO INDICE INV (3) US\$/KW	COSTO INDICE INV (4) US\$/MWh	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE (6)		COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						fljo US\$/KW-año	var US\$/MWh	capac. US\$/KW-año	var. US\$/MWh	fljo US\$/KW-año	var US\$/MWh		
CICLO ABIERTO DE 100 MW													
Costa Atlántica	91.98	402.69	52.28	568.33	17.66	11.95	1.85	0.00	7.38	11.95	9.23	10.05	39.67
Villavicencio	88.40	387.21	54.89	620.91	19.29	11.96	1.85	38.80	4.84	50.75	6.69	15.33	52.90
Magdalena M.	89.80	393.31	54.00	601.39	18.68	11.95	1.85	23.75	2.81	35.70	4.66	15.42	46.92
Call	84.79	371.39	52.70	621.47	19.31	11.95	1.85	59.36	5.10	71.31	6.95	14.35	56.89
CICLO ABIERTO DE 150 MW													
Costa Atlántica	137.98	604.34	78.41	568.29	17.66	11.95	1.85	0.00	7.38	11.95	9.23	10.05	39.66
Villavicencio	132.61	580.82	82.33	620.87	19.29	11.96	1.85	38.80	4.84	50.75	6.69	15.33	52.90
Magdalena M.	134.70	589.96	81.00	601.35	18.68	11.95	1.85	23.75	2.81	35.70	4.66	15.42	46.91
Call	127.19	557.08	79.04	621.43	19.31	11.95	1.85	59.36	5.10	71.31	6.95	14.35	56.89
CICLO ABIERTO DE 200 MW													
Costa Atlántica	183.97	805.79	104.56	568.37	17.66	11.95	1.85	0.00	7.38	11.95	9.23	10.05	39.67
Villavicencio	176.81	774.42	109.79	620.96	19.29	11.95	1.85	38.80	4.84	50.75	6.69	15.33	52.90
Magdalena M.	179.59	786.62	108.01	601.44	18.68	11.95	1.85	23.75	2.81	35.70	4.66	15.42	46.92
Call	169.58	742.77	105.40	621.53	19.31	11.95	1.85	59.36	5.10	71.31	6.95	14.35	56.89
CICLO ABIERTO DE 300 MW													
Costa Atlántica	275.95	1208.68	156.63	568.32	17.66	11.95	1.85	0.00	7.38	11.95	9.23	10.05	39.66
Villavicencio	265.21	1161.63	164.67	620.90	19.29	11.95	1.85	38.80	4.84	50.75	6.69	15.33	52.90
Magdalena M.	269.39	1179.93	162.00	601.37	18.68	11.95	1.85	23.75	2.81	35.70	4.66	15.42	46.92
Call	254.37	1114.16	158.06	621.46	19.31	11.95	1.85	59.36	5.10	71.31	6.95	14.35	56.89

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia. Se considera una vida útil de 15 años.

(1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil.

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

TABLA A1-14
PROYECTOS TERMOELECTRICOS A CARBON
 Resumen de la Información Técnica y Económica
 Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 1995)
 Sin Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	ENERGIA ANUAL (1) (GWh)	PRESUPUESTO TO INVERSION (2) US\$ Millones	COSTO DE INVERSION (3) US\$/KW	COSTO INV. ANU US\$/MWh	COSTO EQ. AO&M FIJO (4) US/KW-año	COSTO AO&M VARIABLE US\$/MWh	COSTO COMB. PLANTA US\$/MWh	COSTO DE ENERGIA MEDIA US\$/MWh
AMAGA (1*150 MW)	150	919.8	243.30	1622.03	31.11	34.30	3.63	10.46	50.80
AMAGA (1*300 MW)	300	1839.6	409.62	1365.39	26.35	32.40	3.11	10.19	44.93
CARTAGENA IV (1*150 MW)	150	919.8	230.13	1534.21	29.05	34.30	3.63	13.78	52.06
SAN JORGE (1*300 MW)	300	1839.6	411.17	1370.57	26.37	32.40	3.11	9.40	44.17
SAN JORGE (2*300 MW)	600	3679.2	733.48	1222.46	23.48	32.40	3.11	9.40	41.28
TASAJERO II (1*150 MW)	150	919.8	223.28	1488.53	28.19	34.30	3.63	6.30	43.72
TASAJERO II (1*300 MW)	300	1839.6	448.08	1493.61	28.53	32.40	3.11	6.26	43.19
TERMOCESAR (1*300 MW)	300	1839.6	466.77	1555.90	29.05	32.40	3.11	9.15	46.60
TIBITA (1*300 MW)	300	1839.6	453.93	1513.11	28.90	32.40	3.11	6.36	43.66
TIBITA (2*300 MW)	600	3679.2	847.48	1412.47	26.92	32.40	3.11	6.36	41.68
ZIPA VI (1*150 MW)	150	919.8	210.92	1406.15	26.58	34.30	3.63	7.13	42.93
SAN LUIS (1*150 MW)	150	919.8	231.43	1542.84	29.39	34.30	3.63	7.89	46.51
TERMOPACIFICO (1*400 MW)	400	2452.8	539.76	1349.40	26.73	32.40	3.11	12.81	48.04
TERMOYUMBO IV (1*150 MW)	150	919.8	202.41	1349.40	25.49	34.30	3.63	12.51	47.23

(1) La energía anual se obtuvo con un factor de utilización de 0.7

(2) El presupuesto se consideró sin impuestos, aranceles ni intereses durante construcción

(3) Indicador calculado como la razón entre el presupuesto y la capacidad

(4) Equivalente variable de AO&M fijo calculado con factor de utilización de 0.8

TABLA A1-15
PROYECTOS TERMOELECTRICOS A CARBON
 Resumen de la Información Técnica y Económica
 Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 1995)
 Con Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD AD (MW)	ENERGIA ANUAL (1) (GWh)	PRESUPUESTO TO INVERSION (2) US\$ Millones	COSTO INVERSION (3) US\$/kW	COSTO INV. ANU US\$/MWh	COSTO EQ. AO&M FIJO (4) US/kW-año	COSTO AO&M VARIABLE US\$/MWh	COSTO COMB. PLANTA US\$/MWh	COSTO DE ENERGIA MEDIA US\$/MWh
AMAGA (1*150 MW)	150	919.8	275.85	1838.99	35.26	34.30	3.63	10.46	54.95
AMAGA (1*300 MW)	300	1839.6	465.16	1550.54	28.90	32.40	3.11	10.19	48.49
CARTAGENA IV (1*150 MW)	150	919.8	261.22	1741.45	32.97	34.30	3.63	13.78	55.98
SAN JORGE (1*300 MW)	300	1839.6	464.73	1549.09	29.79	32.40	3.11	9.40	47.59
SAN JORGE (2*300 MW)	600	3679.2	834.43	1390.72	26.70	32.40	3.11	9.40	44.50
TASAJERO II (1*150 MW)	150	919.8	253.43	1689.53	32.00	34.30	3.63	6.30	47.53
TASAJERO II (1*300 MW)	300	1839.6	510.33	1701.10	32.48	32.40	3.11	6.26	47.14
TERMOCESAR (1*300 MW)	300	1839.6	541.17	1803.91	33.69	32.40	3.11	9.15	51.23
TIBITA (1*300 MW)	300	1839.6	516.85	1722.84	32.89	32.40	3.11	6.36	47.65
TIBITA (2*300 MW)	600	3679.2	985.55	1609.24	30.66	32.40	3.11	6.36	45.42
ZIPA VI (1*150 MW)	150	919.8	239.94	1599.60	30.23	34.30	3.63	7.13	46.59
SAN LUIS (1*150 MW)	150	919.8	262.45	1749.69	33.32	34.30	3.63	7.89	50.44
TERMOPACIFICO (1*400 MW)	400	2452.8	614.08	1535.21	30.41	32.40	3.11	12.91	51.72
TERMOYUMBO IV (1*150 MW)	150	919.8	230.28	1535.21	29.00	34.30	3.63	12.51	50.74

(1) La energía anual se obtuvo con un factor de utilización de 0.7

(2) El presupuesto se consideró sin impuestos, aranceles ni intereses durante construcción

(3) Indicador calculado como la razón entre el presupuesto y la capacidad

(4) Equivalente variable de AO&M fijo calculado con factor de utilización de 0.8

TABLA A1-16a
PROYECTOS TERMOELECTRICOS A CARBON
 Nuevas Tecnologías
 Cundinamarca
 Sin Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	EFICIENCIA kcal/kWh	ENERGIA ANUAL (1) (GWh)	PRESUPUESTO INVERSION (2) US\$ Millones	COSTO INDICE DE INVERSION (3) US\$/kW	COSTO EQ. INV. ANUAL US\$/MWh	COSTO EQ. AO&M FIJO (4) US/kW-año	COSTO AO&M VARIABLE US\$/MWh	COSTO COMB. PLANTA US\$/MWh	COSTO DE ENERGIA MEDIA US\$/MWh
LECHO FLUIDIZADO PRESURIZADO BURBUJEANTE	150	2136	919.8	264.2	1761.33	30.95	59.28	3.94	5.72	50.28
	300	2125	1839.6	520.6	1735.34	32.66	52.34	3.84	5.69	50.72
	500	2120	3066	858.4	1716.89	31.83	52.34	3.84	5.67	49.88
LECHO FLUIDIZADO ATMOSFERICO CIRCULANTE	150	2407	919.8	288.7	1924.49	36.22	68.54	4.90	6.44	58.74
	300	2407	1839.6	453.0	1509.91	27.99	52.66	4.20	6.44	47.22

TABLA A1-16b
 Antioquia
 Sin Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	EFICIENCIA kcal/kWh	ENERGIA ANUAL (1) (GWh)	PRESUPUESTO INVERSION (2) US\$ Millones	COSTO INDICE DE INVERSION (3) US\$/kW	COSTO EQ. INV. ANUAL US\$/MWh	COSTO EQ. AO&M FIJO (4) US/kW-año	COSTO AO&M VARIABLE US\$/MWh	COSTO COMB. PLANTA US\$/MWh	COSTO DE ENERGIA MEDIA US\$/MWh
LECHO FLUIDIZADO PRESURIZADO BURBUJEANTE	150	2224	919.8	264.2	1761.33	30.95	59.28	3.94	9.27	53.83
	300	2213	1839.6	520.6	1735.34	32.66	52.34	3.84	9.23	54.26
	500	2207	3066	858.4	1716.89	31.83	52.34	3.84	9.20	53.40
LECHO FLUIDIZADO ATMOSFERICO CIRCULANTE	150	2471	919.8	288.7	1924.49	36.22	68.54	4.90	10.30	62.59
	300	2471	1839.6	453.0	1509.91	27.99	52.66	4.20	10.30	51.07

(1) La energía anual se obtuvo con un factor de utilización de 0,7

(2) El presupuesto se consideró sin impuestos, aranceles ni intereses durante construcción

(3) Indicador calculado como la razón entre el presupuesto y la capacidad

(4) Equivalente variable de AO&M Fijo calculado con factor de utilización de 0.8

TABLA A1-16c
PROYECTOS TERMoeLECTRICOS A CARBON
 Nuevas Tecnologías
 Valle del Cauca
 Sin Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	EFICIENCIA kcal/kWh	ENERGIA ANUAL (1) (GWh)	INVERSION (2) US\$ Millones	DE INVERSION (3) US\$/kW	COSTO EQ. ANUAL US\$/MWh	COSTO EQ. AO&M FIJO (4) US/kW-año	COSTO AO&M VARIABLE US\$/MWh	COSTO COMB. PLANTA US\$/MWh	COSTO DE ENERGIA MEDIA US\$/MWh
LECHO FLUIDIZADO PRESURIZADO BURBUJEANTE	150	2204	919.8	264.2	1761.33	30.95	59.28	3.94	11.63	56.19
	300	2193	1839.6	520.6	1735.34	32.66	52.34	3.84	11.56	56.60
	500	2187	3066	858.4	1716.89	31.83	52.34	3.84	11.53	55.74
LECHO FLUIDIZADO ATMOSFERICO CIRCULANTE	150	2456	919.8	288.7	1924.49	36.22	68.54	4.90	12.95	65.25
	300	2456	1839.6	453.0	1509.91	27.99	52.66	4.20	12.95	53.73

(1) La energía anual se obtuvo con un factor de utilización de 0,7

(2) El presupuesto se consideró sin impuestos, aranceles ni intereses durante construcción

(3) Indicador calculado como la razón entre el presupuesto y la capacidad

(4) Equivalente variable de AO&M Fijo calculado con factor de utilización de 0.8

TABLA A1-17a
PROYECTOS TERMOELECTRICOS A CARBON
 Nuevas Tecnologías
 Cundinamarca
 Con Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	EFICIENCIA kcal/kWh	ENERGIA ANUAL (1) (GWh)	INVERSION (2) US\$ Millones	COSTO INDICE DE INVERSION (3) US\$/kW	INV. ANUAL US\$/MWh	COSTO EQ. AO&M FIJO (4) US/kW-año	COSTO AO&M VARIABLE US\$/MWh	COSTO COMB. PLANTA US\$/MWh	COSTO DE ENERGIA MEDIA US\$/MWh
LECHO FLUIDIZADO PRESURIZADO BURBUJEANTE	150	2136	919.8	300.6	2003.86	35.22	59.28	3.94	5.72	54.55
	300	2125	1839.6	592.3	1974.29	37.15	52.34	3.84	5.69	55.22
	500	2120	3066	976.7	1953.30	36.21	52.34	3.84	5.67	54.26
LECHO FLUIDIZADO ATMOSFERICO CIRCULANTE	150	2407	919.8	328.4	2189.49	41.20	68.54	4.90	6.44	63.72
	300	2407	1839.6	515.3	1717.81	31.84	52.66	4.20	6.44	51.07

TABLA A1-17b
 Antioquia
 Con Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	EFICIENCIA kcal/kWh	ENERGIA ANUAL (1) (GWh)	INVERSION (2) US\$ Millones	COSTO INDICE DE INVERSION (3) US\$/kW	INV. ANUAL US\$/MWh	COSTO EQ. AO&M FIJO (4) US/kW-año	COSTO AO&M VARIABLE US\$/MWh	COSTO COMB. PLANTA US\$/MWh	COSTO DE ENERGIA MEDIA US\$/MWh
LECHO FLUIDIZADO PRESURIZADO BURBUJEANTE	150	2224	919.8	300.6	2003.86	35.22	59.28	3.94	9.27	58.10
	300	2213	1839.6	592.3	1974.29	37.15	52.34	3.84	9.23	58.76
	500	2207	3066	976.7	1953.30	36.21	52.34	3.84	9.20	57.78
LECHO FLUIDIZADO ATMOSFERICO CIRCULANTE	150	2471	919.8	328.4	2189.49	41.20	68.54	4.90	10.30	67.58
	300	2471	1839.6	515.3	1717.81	31.84	52.66	4.20	10.30	54.93

- (1) La energía anual se obtuvo con un factor de utilización de 0,7
 (2) El presupuesto se consideró sin impuestos, aranceles ni intereses durante construcción
 (3) Indicador calculado como la razón entre el presupuesto y la capacidad
 (4) Equivalente variable de AO&M Fijo calculado con factor de utilización de 0.6

TABLA A1-17C
PROYECTOS TERMoeLECTRICOS A CARBON
 Nuevas Tecnologías /
 Valle del Cauca /
 Con Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	EFICIENCIA kcal/kWh	ENERGIA ANUAL (1) (GWh)	PRESUPUESTO INVERSION (2) US\$ Millones	COSTO INDICE DE INVERSION (3) US\$/KW	COSTO EQ. ANUAL US\$/MWh	COSTO EQ. AO&M FIJO (4) US/KW-año	COSTO AO&M VARIABLE US\$/MWh	COSTO COMB. PLANTA US\$/MWh	COSTO DE ENERGIA MEDIA US\$/MWh
LECHO FLUIDIZADO PRESURIZADO BURBUJEANTE	150	2204	919.8	300.6	2003.86	35.22	59.28	3.94	11.63	60.45
LECHO FLUIDIZADO ATMOSFERICO CIRCULANTE	300	2193	1839.6	592.3	1974.29	37.15	52.34	3.84	11.56	61.09
	500	2187	3066	976.7	1953.30	36.21	52.34	3.84	11.53	60.12
	150	2456	919.8	328.4	2189.49	41.20	66.54	4.90	12.95	70.23
	300	2456	1839.6	515.3	1717.81	31.84	52.66	4.20	12.95	57.59

- (1) La energía anual se obtuvo con un factor de utilización de 0.7
 (2) El presupuesto se consideró sin impuestos, aranceles ni intereses durante construcción
 (3) Indicador calculado como la razón entre el presupuesto y la capacidad
 (4) Equivalente variable de AO&M Fijo calculado con factor de utilización de 0.8

A1.4 INDICATIVOS DE COSTOS DE GESTION AMBIENTAL

En este numeral presentan algunos indicativos de costos de gestión ambiental para las diferentes alternativas tecnológicas consideradas en el plan de expansión, encontrados a partir de diferentes estudios y experiencias acumulados en ISA.

A1.4.1 Generación Térmica con Gas Natural

De acuerdo a experiencias recientes que permitieron involucrar conceptos e impactos de tipo social, cultural físicos y bióticos, los gastos necesarios en gestión ambiental en centrales de generación a gas, alcanzan cifras cercanas al 1% del valor del proyecto.

La inversión varía de acuerdo con el tamaño del proyecto. En una planta de 200 MW el resultado mostró que los gastos de gestión ambiental ascienden a 5.745 US\$/MW, mientras que para un proyecto de 300 MW este valor se incrementa en cerca del 9%, es decir cerca de 6.507 US\$/MW.

A1.4.2 Generación Térmica con Carbón

Se parte del supuesto de que una térmica operada con carbón produce impactos ambientales superiores a las de gas. Tomando un proyecto típico de 300 MW el resultado obtenido para la gestión ambiental es de 2.1% del valor del proyecto, lo que se puede traducir en 13.872 US\$ por MW instalado.

A1.4.3 Generación Hidráulica

La producción de electricidad mediante el recurso hídrico genera los mayores costos de gestión ambiental frente a las demás fuentes.

Analizando dos proyectos con diferencias grandes en el valor de las tierras afectadas debido a su diferente ubicación (la diferencia en la calificación del impacto total entre ellas es del 45%), se encontró que la gestión ambiental puede variar entre el 6.4% y el 8.7% del valor total del proyecto, es decir entre 71.707 y 85.519 US\$ por MW instalado

Tabla A1-18 Resumen de Indicadores de Gestión Ambiental

	Rango Porcentual	Valor (US\$/MW)
TERMICA A GAS	1.4% - 1.6%	5.975 - 6.507
TERMICA A CARBON	2.1% - 2.5%	13.872 - 16.514
HIDROELECTRICA	6.4% - 8.7%	77.784 - 90.733

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

ANEXO 2. PLAN DE ESTUDIOS

Aún cuando las nuevas condiciones del sector parten de la iniciativa privada para el desarrollo de nuevos proyectos, es necesario que el país cuente con un catálogo amplio de opciones de generación, de forma tal que pueda promocionarlos ante potenciales inversionistas o desarrollarlos si el país los requiere.

En este sentido se plantea a continuación el estado actual y los pasos a seguir para la definición y complemento del catálogo de proyectos de generación.

A2.1. PROYECTOS HIDROELECTRICOS

A2.1.1. PROYECTOS EN DISEÑO

En la actualidad existen 9 proyectos hidroeléctricos con diseño total o parcial, de los cuales las ampliaciones de San Carlos, Betania y Guavio corresponden a adiciones de potencia al sistema, lo cual significa que no se añade energía nueva al sistema. A su vez las desviaciones de Ovejas a Salvajina y de Digua al Alto Anchicayá mejorar la energía firma del sistema sin añadir nueva potencia. La relación de los proyectos se presenta en la tabla 1, allí no se incluyen Urra y Porce pues se encuentran en construcción.

Las ampliaciones de San Carlos, Betania y Guavio, que únicamente implican adición de equipos electromecánicos, pueden compararse con plantas de gas pues compiten en la atención de los picos de las cargas y el orden de interés en el costo por KW instalado es San Carlos, Guavio, Betania.

TABLA A2-1. PROYECTOS HIDROELECTRICOS CON DISEÑOS TOTAL O PARCIAL

PROYECTOS	CAPACIDAD MW	ESTADO	FECHA PROBABLE DE ENTRADA
Desviación Ovejas		Diseño	2000
San Carlos 9 y 10	310	Diseño	2001
Betania 4	165	Diseño	2001
Guavio 6,7,8	598	Diseño	2001
Miel I	375	Diseño	2001
Calima III	240	Diseño	2003
Sogamoso	850	Diseño	2003
Miel II	400	Diseño	2006
Desviación de Digua		Diseño	2003

La fecha mas temprana ha sido estimada por la UPME de acuerdo con el estado de avance de los proyectos y la experiencia en el desarrollo de proyectos de este tipo.

La licencia ambiental para estas ampliaciones presenta menos problemas que los proyectos con desviaciones de caudales.

A2.1.2. PROYECTOS EN FACTIBILIDAD

En etapa de factibilidad terminada se encuentran 15 proyectos con capacidades que van desde 90 a 3560 MW.

El estudio de impacto ambiental (EIA) de Riachón (90 MW) está en proceso de contratación, lo que aconsejaría que entrara a diseño de planos de licitación en el primer semestre de 1997.

Fonce (420 MW) y Cabrera (605 MW) pueden entrar a diseño de planos de licitación.

En el caso de Guayabetal (370 MW) y Quetame (230 MW), se esperan los resultados del estudio de sedimentos que encomendó la EEB a un consultor para definir implicaciones tanto de ingeniería hidroeléctrica como de ingeniería ambiental.

El Proyecto Humea (275 MW) debe presentarse al minambiente para EIA y contemplarse en un ambiente de propósito múltiple tal como fue estudiado por CIEPS para el INCORA; este nuevo enfoque haría más económica la hidroelectricidad y permitiría prevenir impactos ambientales desde esta etapa.

Porce III (760 MW) debe presentarse a minambiente para EIA.

La licencia ambiental del proyecto Arrieros del Micay fue denegada "sine die"; EPSA tomó la determinación de devolverse a los resultados del estudio de prefactibilidad elaborado para el ICEL. De este estudio actualizado debe destacarse una alternativa que presente impacto ambiental mínimo para inscribirla en minambiente para solicitar términos de referencia de EIA.

Los proyectos la Gabarra, (245 MW); el Neme, (512 MW); Chimera (454 MW) y Samaná Medio (188 MW) deben también presentarse ante minambiente para términos de referencia de EIA.

Están contratados los diseños de planos de licitación del proyecto Nechí (590 MW).

La factibilidad del proyecto Patía I debe ser actualizada a la luz de los resultados de la prefactibilidad del proyecto multipropósito Guamués.

La factibilidad del proyecto Ituango debe ser actualizada a la luz de un replanteamiento de la prefactibilidad del desarrollo del Cauca Medio que contemple un enfoque de propósito múltiple.

Los proyectos que pueden promoverse dentro del Grupo de los Tres¹ - G3 son Ituango, Ayacucho, Cañafisto, Penderisco, Murri y Porce III. En la tabla No. 2 se muestran los datos más importantes de estos proyectos.

TABLA A2- 2. PROYECTOS HIDROELECTRICOS CON FACTIBILIDAD TERMINADA

PROYECTO	CAPACIDAD	UBICACION Departamento	FECHA PROBABLE DE ENTRADA
Patia I	900	Nariño-Cauca	2007
Porce III	760	Antioquía	2005
El Neme	512	Tolima	2010
Cabrera	605	Santander	2007
Ituango	3560	Antioquía	2015
Nechí	590	Antioquía	2005
Fonce	420	Santander	2007
Chimera	454	Santander	2010
Riachón	90	Antioquía	2005
Huméa	275	Meta	2010
Samana Medio	188	Caldas	2010
La Gabarra	245	Norte de Sant.	2010

A2.1.3. PROYECTOS EN PREFACTIBILIDAD

Existen varios proyectos en etapa de prefactibilidad pero que no han sido todavía homologados.

A2.1.4. INVENTARIO DE RECURSOS HIDROELECTRICOS

La UPME desarrollará a partir de 1996 la actualización del inventario de recursos hidroeléctricos con el ánimo de disponer de un catálogo de proyectos optimizados.

El proyecto Ayacucho en el río Orinoco tiene calificación A en el inventario de recursos hidroeléctricos debe pasar a prefactibilidad con una capacidad de 4300 MW y puede promoverse dentro del G3.

¹ Compuesto por México, Venezuela y Colombia

Los proyectos de calificación A en el inventario de recursos hidroeléctricos que deben pasar a prefactibilidad deberían ser además: Palmira, 312 MW, Risaralda, 93 MW y tres ríos, 246 MW.

A2.1.5. POLITICAS PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS HIDROELECTRICOS

La obtención de licencias ambientales para proyectos con grandes embalses serán cada día más difícil. En esta condición la contribución a la base de la carga la podrán ofrecer los proyectos "filo de agua" de grande o mediano magnitud de potencia instalada, que aseguren la permanencia de un porcentaje ambiental del caudal mínimo conjeturado, en el cauce, por establecer en la normatividad ambiental y de caídas considerables; igualmente podrán contribuir a la base de la carga los proyectos hidroeléctricos fluviales, de propósito múltiple que también aseguren la navegación fluvial, especialmente en los ríos Magdalena, Cauca y Meta, proyectos en los que se distribuyan las asignaciones de costos y las distribuciones de beneficios, con entidades de otros sectores y subsectores de la economía.

Si parte de la base de la carga se puede atender con centrales térmicas de carbón y si se establece la diferencia entre tarifas de energía de día y de noche, los picos de la carga podrán atenderse con una combinación óptima de los embalses existentes, y las plantas de gas; además la energía de noche puede aprovecharse para operar las centrales de acumulación por bombeo para la generación en punta.

Lo anterior no excluye que en situación de abundantes recursos de gas también las centrales que utilicen este combustible se utilicen en la base.

En general en períodos de abundancia de agua las hidroeléctricas deben operar en la base si ofrecen buenos precios y en los períodos de penuria de agua las centrales de embalses deben trabajar de preferencia en los picos si los precios de oferta son competitivos.

En términos generales, un despacho óptimo podría ser el siguiente: en la base las centrales de paso, "filo de agua", luego las térmicas de mayor eficiencia, en seguida las térmicas antiguas de menores eficiencias y finalmente en los picos, en su orden, los embalses menores de fácil recuperación, luego los embalses multianuales y las plantas de gas. Situación que se esperaría reflejada en las ofertas de precios de los diferentes agentes generadores.

Por otro lado, los primeros resultados de análisis económicos de rehabilitación de pequeñas centrales hidroeléctricas dentro del sistema interconectado nacional muestran la conveniencia de emprender un programa de rehabilitación de estas soluciones.

Para la estimación de las fechas probables más tempranas de entrada de proyectos hidroeléctricos se consideraron 5 años para construcción, 2 para planos de licitación, 2 para prefactibilidad- factibilidad y 2 de holguras y decisiones. Estos tiempos son valores

promedio que se consideran típicos para el desarrollo de cada una de la etapas de este tipo de proyectos.

A2.2. PROYECTOS TERMOELECTRICOS

A continuación se ajustan algunas recomendaciones para los proyectos térmicos.

A2.2.1. PROYECTOS TERMOELECTRICOS DE CARBON

El Plan de Desarrollo del subsector carbón ha definido prioridades para la generación con base en este combustible fósil.

En primer lugar se tiene el desarrollo de los proyectos Termocesar (300 MW) cuya licitación se abrió el 30 de noviembre de 1995 y Termopacífico (250 MW) cuya factibilidad se está realizando bajo las actuales condiciones del mercado del Valle.

Como segunda prioridad se definió la optimización del aprovechamiento de la minería no exportable. Surgen entonces regiones en donde se puedan establecer subprioridades: Antioquia, altiplano Cundi-Boyacense, Norte de Santander (ampliación de Termotasajero) y Termoyumbo IV (150 MW) como complemento de Termopacífico, utilizando preferentemente los carbones del norte del Cauca y del sur del Valle del Cauca.

Como tercera prioridad para después del año 2000 se contemplan: ampliación de Termocesar, Tasajero, plantas en Puerto Bolívar, Amaga, San Jorge, San Luís, Tibita, y una planta en el departamento del Cauca.

Para la segunda y la tercera prioridades se están estudiando la tecnología y el tamaño de las unidades ya que se prevén cambios fundamentales tecnológicos para el fin del siglo XX.

A2.2.2. PROYECTOS TERMOELECTRICOS DE GAS

Dados los montos de inversión requerida para la instalación de proyectos a gas, así como los bajos efectos ambientales, se encuentra hoy por hoy una tendencia hacia el predominio de este tipo de proyectos al rededor del mundo.

Las limitaciones en cuanto a plantas de gas, en términos de planificación en nuestro país, tienen que ver con las reservas probadas actuales de 11 tera pies cúbicos. Razón por la cual el plan de referencia busca una combinación de carbón, gas tal que de robustez al sistema.

Es necesario contratar urgentemente dos estudios: uno sobre el plan de desarrollo del subsector gas y otro sobre actualización de costos de inversión de tecnologías de producción de electricidad con base en gas.

En caso de que no aumenten las reservas actuales de gas, se podrán instalar entre 1998 y el 2010, cerca de 3000 MW adicionales para mantener una relación reservas-producción cercana a 10 años.

A3.3. ASPECTOS AMBIENTALES

El comportamiento ambiental del proceso de ciclo combinado de gas natural con carbón pulverizado se considera comparable al de la tecnología de carbón pulverizado pues se requiere la adición de equipos especiales para mitigar la contaminación por emisiones hasta el nivel requerido por las normas aplicables en el sitio de la planta. Una de las principales ventajas de la tecnología de ciclo combinado con gasificación del carbón integrado (IGCC) consiste en su capacidad para reducir las emisiones atmosféricas dentro del mismo proceso.

Esta tecnología también apunta a ser la que menos impacto por contaminación causa, dentro de los procesos probados para la generación de energía eléctrica. Los requerimientos de agua son menos de la mitad de los que requiere un proceso convencional con carbón para la misma capacidad; la razón de esta disminución en el consumo de agua es debido a que solamente una tercera parte de la energía es producida por la turbina de vapor.

El ciclo combinado de carbón tipo "topping" produce la emisión más baja de CO₂ entre todos los demás procesos, debido a que tiene la eficiencia más elevada. El nivel de emisiones de NO_x es similar al producido por las demás tecnologías limpias de carbón para generación de energía eléctrica.

La tecnología IGCC resulta la más adecuada en el control de emisiones de azufre por su sistema de desulfurización de carbón y limpieza de gases para evitar daños de las turbinas. En cuanto a mitigación de emisiones de compuestos carbonatados y nitrogenados la mejor tecnología es la IGCC con lechos de arrastre, mientras que los de mayor emisión serían los de PC convencional y avanzada.

En lo que se refiere a emisiones de CO₂ la mejor tecnología corresponde a los lechos fluidizados presurizados, que muestran una tendencia a menores emisiones unitarias en la medida en que aumenta la potencia; lo que se debe en parte a que tienen mayor eficiencia.

La desulfurización cuesta entre 3 y 6 mills por Kwh.

A2.4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La aplicación de la escalación de costos y de los intereses durante la construcción, hace que se aminore la economía de escala en las centrales térmicas de carbón, igualando en la práctica los costos de las unidades de 150, 300 y 500 MW.

Teniendo como base las condiciones propias del altiplano Cundi-Boyacense, los costos de generación con carbón en Titiribí resultan 9 a 11.6% más elevados, en el Valle del Cauca 9 a 7.7% más elevados y en la Loma 4 a 5% más elevados.

Para que las centrales térmicas de carbón, con cualquier tecnología, sean competitivas, deberán trabajar en la base, con un factor de planta cercano a 0.85, ya que se demuestra que un factor de planta de 0.65 implica sobrecostos entre 18.5 y 25% según el tamaño de la unidad.

Las plantas de gas natural, tradicionalmente, se han trabajado en el pico, aun cuando algunos fabricantes sostienen que las turbogas, inclusive las aeroderivadas, pueden trabajar en la base de la curva de carga; sin embargo la experiencia en cuanto al comportamiento de las turbogas en el papel de plantas de base no es aún suficiente.

Si en el desarrollo futuro del subsector eléctrico van a participar en parte los privados, no parece viable que éstos asuman, por su cuenta y riesgo, el embarcarse en la utilización de tecnologías relativamente nuevas y a costos en general más elevados que en las tradicionales. Por lo tanto, en el caso de que el subsector eléctrico colombiano decida experimentar nuevas tecnologías, en generación térmica, al menos los primeros proyectos deberán ser asumidos por el gobierno nacional o se deberán crear incentivos adicionales para que el sector privado los asuma, como la exención de impuestos y aranceles para este tipo de tecnologías y en regiones fronterizas.

Como los análisis de largo plazo lo indican se debe impulsar la instalación de plantas de ciclo combinado con gas natural y carbón pulverizado con desulfurizador CC-GAS/PC+FGD, teniendo en cuenta el resultado de la evaluación de conjunto y que el país cuente con recursos abundantes de gas natural y de carbones bituminosos aptos para la combustión con la tecnología indicada. Se estima que existen sitios sobre el valle del río Magdalena que podrán estar cerca tanto de minas de carbón como de los gasoductos y aún de las fuentes de gas natural, por ejemplo San Luis, Santander (minas de carbón y yacimiento gasífero del Opón); región central del Cesar (minas de la Loma y La Jagua y gasoducto central).

La ventaja económica de las unidades de ciclo combinado depende mucho de conseguir un factor de planta elevado.

El gas es el más limpio de los combustibles fósiles y no produce prácticamente óxido de azufre o emisiones de partículas con una ventaja sustancial sobre el petróleo y el carbón. Las emisiones de CO₂ en plantas de gas son menos de la mitad de las correspondientes a plantas convencionales de vapor con carbón.

La eficiencia térmica de las plantas de gas es del orden del 50% comparada con 40% o menos para las plantas de vapor convencionales o las plantas de carbón de lecho fluidizado.

La instalación de plantas de carbón de gran capacidad y alta eficiencia permitirá el desarrollo de sistemas asociados de acumulación por bombeo (pump-storage), lo que permitirá a su vez decidir entre hidro y gas para cubrir los picos.

Estas plantas acumulan agua mediante bombeo a precios reducidos en embalses que alimentarán turbinas para generar en los picos a precios superiores a los del bombeo nocturno.

Es muy conveniente adelantar estudios de factibilidad de recuperación de centrales hidroeléctricas entre 1000 y 100.000 kW de capacidad instalada en el SIN que en ejercicios preliminares se revelan como proyectos atractivos; de la misma forma parece interesante realizar estudios de factibilidad de equipamiento de proyectos de recursos hídricos no hidroeléctricos.

Es necesario desarrollar metodologías de evaluación ambiental de los proyectos en las diferentes etapas de los estudios.

Se debe actualizar el manual de etapas de proyectos hidroeléctricos en lo que tiene que ver con normatividad ambiental y proyectos de propósito múltiple.

Por último, es necesario buscar e identificar recursos financieros, para los estudios de prefactibilidad y factibilidad de centrales hidroeléctricas, a nivel central y regional como los Corpes y el Fondo Nacional de Regalías.

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

ANEXO 2. PLAN DE ESTUDIOS

Aún cuando las nuevas condiciones del sector parten de la iniciativa privada para el desarrollo de nuevos proyectos, es necesario que el país cuente con un catálogo amplio de opciones de generación, de forma tal que pueda promocionarlos ante potenciales inversionistas o desarrollarlos si el país los requiere.

En este sentido se plantea a continuación el estado actual y los pasos a seguir para la definición y complemento del catálogo de proyectos de generación.

A2.1. PROYECTOS HIDROELECTRICOS

A2.1.1. PROYECTOS EN DISEÑO

En la actualidad existen 9 proyectos hidroeléctricos con diseño total o parcial, de los cuales las ampliaciones de San Carlos, Betania y Guavio corresponden a adiciones de potencia al sistema, lo cual significa que no se añade energía nueva al sistema. A su vez las desviaciones de Ovejas a Salvajina y de Digua al Alto Anchicayá mejorar la energía firma del sistema sin añadir nueva potencia. La relación de los proyectos se presenta en la tabla 1, allí no se incluyen Urra y Porce pues se encuentran en construcción.

Las ampliaciones de San Carlos, Betania y Guavio, que únicamente implican adición de equipos electromecánicos, pueden compararse con plantas de gas pues compiten en la atención de los picos de las cargas y el orden de interés en el costo por KW instalado es San Carlos, Guavio, Betania.

TABLA A2-1. PROYECTOS HIDROELECTRICOS CON DISEÑOS TOTAL O PARCIAL

PROYECTOS	CAPACIDAD MW	ESTADO	FECHA PROBABLE DE ENTRADA
Desviación Ovejas		Diseño	2000
San Carlos 9 y 10	310	Diseño	2001
Betania 4	165	Diseño	2001
Guavio 6,7,8	598	Diseño	2001
Miel I	375	Diseño	2001
Calima III	240	Diseño	2003
Sogamoso	850	Diseño	2003
Miel II	400	Diseño	2006
Desviación de Digua		Diseño	2003

La fecha mas temprana ha sido estimada por la UPME de acuerdo con el estado de avance de los proyectos y la experiencia en el desarrollo de proyectos de este tipo.

La licencia ambiental para estas ampliaciones presenta menos problemas que los proyectos con desviaciones de caudales.

A2.1.2. PROYECTOS EN FACTIBILIDAD

En etapa de factibilidad terminada se encuentran 15 proyectos con capacidades que van desde 90 a 3560 MW.

El estudio de impacto ambiental (EIA) de Riachón (90 MW) está en proceso de contratación, lo que aconsejaría que entrara a diseño de planos de licitación en el primer semestre de 1997.

Fonce (420 MW) y Cabrera (605 MW) pueden entrar a diseño de planos de licitación.

En el caso de Guayabetal (370 MW) y Quetame (230 MW), se esperan los resultados del estudio de sedimentos que encomendó la EEB a un consultor para definir implicaciones tanto de ingeniería hidroeléctrica como de ingeniería ambiental.

El Proyecto Humea (275 MW) debe presentarse al minambiente para EIA y contemplarse en un ambiente de propósito múltiple tal como fue estudiado por CIEPS para el INCORA; este nuevo enfoque haría más económica la hidroelectricidad y permitiría prevenir impactos ambientales desde esta etapa.

Porce III (760 MW) debe presentarse a minambiente para EIA.

La licencia ambiental del proyecto Arrieros del Micay fue denegada "sine die"; EPSA tomó la determinación de devolverse a los resultados del estudio de prefactibilidad elaborado para el ICEL. De este estudio actualizado debe destacarse una alternativa que presente impacto ambiental mínimo para inscribirla en minambiente para solicitar términos de referencia de EIA.

Los proyectos la Gabarra, (245 MW); el Neme, (512 MW); Chimera (454 MW) y Samaná Medio (188 MW) deben también presentarse ante minambiente para términos de referencia de EIA.

Están contratados los diseños de planos de licitación del proyecto Nechí (590 MW).

La factibilidad del proyecto Patía I debe ser actualizada a la luz de los resultados de la prefactibilidad del proyecto multipropósito Guamués.

La factibilidad del proyecto Ituango debe ser actualizada a la luz de un replanteamiento de la prefactibilidad del desarrollo del Cauca Medio que contemple un enfoque de propósito múltiple.

Los proyectos que pueden promoverse dentro del Grupo de los Tres¹ - G3 son Ituango, Ayacucho, Cañafisto, Penderisco, Murri y Porce III. En la tabla No. 2 se muestran los datos más importantes de estos proyectos.

TABLA A2- 2. PROYECTOS HIDROELECTRICOS CON FACTIBILIDAD TERMINADA

PROYECTO	CAPACIDAD	UBICACION Departamento	FECHA PROBABLE DE ENTRADA
Patia I	900	Nariño-Cauca	2007
Porce III	760	Antioquía	2005
El Neme	512	Tolima	2010
Cabrera	605	Santander	2007
Ituango	3560	Antioquía	2015
Nechí	590	Antioquía	2005
Fonce	420	Santander	2007
Chimera	454	Santander	2010
Riachón	90	Antioquía	2005
Huméa	275	Meta	2010
Samana Medio	188	Caldas	2010
La Gabarra	245	Norte de Sant.	2010

A2.1.3. PROYECTOS EN PREFACTIBILIDAD

Existen varios proyectos en etapa de prefactibilidad pero que no han sido todavía homologados.

A2.1.4. INVENTARIO DE RECURSOS HIDROELECTRICOS

La UPME desarrollará a partir de 1996 la actualización del inventario de recursos hidroeléctricos con el ánimo de disponer de un catálogo de proyectos optimizados.

El proyecto Ayacucho en el río Orinoco tiene calificación A en el inventario de recursos hidroeléctricos debe pasar a prefactibilidad con una capacidad de 4300 MW y puede promoverse dentro del G3.

¹ Compuesto por Méxio, Venezuela y Colombia

Los proyectos de calificación A en el inventario de recursos hidroeléctricos que deben pasar a prefactibilidad deberían ser además: Palmira, 312 MW, Risaralda, 93 MW y tres ríos, 246 MW.

A2.1.5. POLITICAS PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS HIDROELECTRICOS

La obtención de licencias ambientales para proyectos con grandes embalses serán cada día más difícil. En esta condición la contribución a la base de la carga la podrán ofrecer los proyectos "filo de agua" de grande o mediano magnitud de potencia instalada, que aseguren la permanencia de un porcentaje ambiental del caudal mínimo conjeturado, en el cauce, por establecer en la normatividad ambiental y de caídas considerables; igualmente podrán contribuir a la base de la carga los proyectos hidroeléctricos fluviales, de propósito múltiple que también aseguren la navegación fluvial, especialmente en los ríos Magdalena, Cauca y Meta, proyectos en los que se distribuyan las asignaciones de costos y las distribuciones de beneficios, con entidades de otros sectores y subsectores de la economía.

Si parte de la base de la carga se puede atender con centrales térmicas de carbón y si se establece la diferencia entre tarifas de energía de día y de noche, los picos de la carga podrán atenderse con una combinación óptima de los embalses existentes, y las plantas de gas; además la energía de noche puede aprovecharse para operar las centrales de acumulación por bombeo para la generación en punta.

Lo anterior no excluye que en situación de abundantes recursos de gas también las centrales que utilicen este combustible se utilicen en la base.

En general en períodos de abundancia de agua las hidroeléctricas deben operar en la base si ofrecen buenos precios y en los períodos de penuria de agua las centrales de embalses deben trabajar de preferencia en los picos si los precios de oferta son competitivos.

En términos generales, un despacho óptimo podría ser el siguiente: en la base las centrales de paso, "filo de agua", luego las térmicas de mayor eficiencia, en seguida las térmicas antiguas de menores eficiencias y finalmente en los picos, en su orden, los embalses menores de fácil recuperación, luego los embalses multianuales y las plantas de gas. Situación que se esperaría reflejada en las ofertas de precios de los diferentes agentes generadores.

Por otro lado, los primeros resultados de análisis económicos de rehabilitación de pequeñas centrales hidroeléctricas dentro del sistema interconectado nacional muestran la conveniencia de emprender un programa de rehabilitación de estas soluciones.

Para la estimación de las fechas probables más tempranas de entrada de proyectos hidroeléctricos se consideraron 5 años para construcción, 2 para planos de licitación, 2 para prefactibilidad- factibilidad y 2 de holguras y decisiones. Estos tiempos son valores

promedio que se consideran típicos para el desarrollo de cada una de la etapas de este tipo de proyectos.

A2.2. PROYECTOS TERMoeLECTRICOS

A continuación se ajustan algunas recomendaciones para los proyectos térmicos.

A2.2.1. PROYECTOS TERMoeLECTRICOS DE CARBON

El Plan de Desarrollo del subsector carbón ha definido prioridades para la generación con base en este combustible fósil.

En primer lugar se tiene el desarrollo de los proyectos Termocesar (300 MW) cuya licitación se abrió el 30 de noviembre de 1995 y Termopacífico (250 MW) cuya factibilidad se está realizando bajo las actuales condiciones del mercado del Valle.

Como segunda prioridad se definió la optimización del aprovechamiento de la minería no exportable. Surgen entonces regiones en donde se puedan establecer subprioridades: Antioquia, altiplano Cundi-Boyacense, Norte de Santander (ampliación de Termotasajero) y Termoyumbo IV (150 MW) como complemento de Termopacífico, utilizando preferentemente los carbones del norte del Cauca y del sur del Valle del Cauca.

Como tercera prioridad para después del año 2000 se contemplan: ampliación de Termocesar, Tasajero, plantas en Puerto Bolívar, Amaga, San Jorge, San Luís, Tibita, y una planta en el departamento del Cauca.

Para la segunda y la tercera prioridades se están estudiando la tecnología y el tamaño de las unidades ya que se prevén cambios fundamentales tecnológicos para el fin del siglo XX.

A2.2.2. PROYECTOS TERMoeLECTRICOS DE GAS

Dados los montos de inversión requerida para la instalación de proyectos a gas, así como los bajos efectos ambientales, se encuentra hoy por hoy una tendencia hacia el predominio de este tipo de proyectos al rededor del mundo.

Las limitaciones en cuanto a plantas de gas, en términos de planificación en nuestro país, tienen que ver con las reservas probadas actuales de 11 tera pies cúbicos. Razón por la cual el plan de referencia busca una combinación de carbón, gas tal que de robustez al sistema.

Es necesario contratar urgentemente dos estudios: uno sobre el plan de desarrollo del subsector gas y otro sobre actualización de costos de inversión de tecnologías de producción de electricidad con base en gas.

En caso de que no aumenten las reservas actuales de gas, se podrán instalar entre 1998 y el 2010, cerca de 3000 MW adicionales para mantener una relación reservas-producción cercana a 10 años.

A3.3. ASPECTOS AMBIENTALES

El comportamiento ambiental del proceso de ciclo combinado de gas natural con carbón pulverizado se considera comparable al de la tecnología de carbón pulverizado pues se requiere la adición de equipos especiales para mitigar la contaminación por emisiones hasta el nivel requerido por las normas aplicables en el sitio de la planta. Una de las principales ventajas de la tecnología de ciclo combinado con gasificación del carbón integrado (IGCC) consiste en su capacidad para reducir las emisiones atmosféricas dentro del mismo proceso.

Esta tecnología también apunta a ser la que menos impacto por contaminación causa, dentro de los procesos probados para la generación de energía eléctrica. Los requerimientos de agua son menos de la mitad de los que requiere un proceso convencional con carbón para la misma capacidad; la razón de esta disminución en el consumo de agua es debido a que solamente una tercera parte de la energía es producida por la turbina de vapor.

El ciclo combinado de carbón tipo "topping" produce la emisión más baja de CO₂ entre todos los demás procesos, debido a que tiene la eficiencia más elevada. El nivel de emisiones de NO_x es similar al producido por las demás tecnologías limpias de carbón para generación de energía eléctrica.

La tecnología IGCC resulta la más adecuada en el control de emisiones de azufre por su sistema de desulfurización de carbón y limpieza de gases para evitar daños de las turbinas. En cuanto a mitigación de emisiones de compuestos carbonatados y nitrogenados la mejor tecnología es la IGCC con lechos de arrastre, mientras que los de mayor emisión serían los de PC convencional y avanzada.

En lo que se refiere a emisiones de CO₂ la mejor tecnología corresponde a los lechos fluidizados presurizados, que muestran una tendencia a menores emisiones unitarias en la medida en que aumenta la potencia; lo que se debe en parte a que tienen mayor eficiencia.

La desulfurización cuesta entre 3 y 6 mills por Kwh.

A2.4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La aplicación de la escalación de costos y de los intereses durante la construcción, hace que se aminore la economía de escala en las centrales térmicas de carbón, igualando en la práctica los costos de las unidades de 150, 300 y 500 MW.

Teniendo como base las condiciones propias del altiplano Cundi-Boyacense, los costos de generación con carbón en Titiribí resultan 9 a 11.6% más elevados, en el Valle del Cauca 9 a 7.7% más elevados y en la Loma 4 a 5% más elevados.

Para que las centrales térmicas de carbón, con cualquier tecnología, sean competitivas, deberán trabajar en la base, con un factor de planta cercano a 0.85, ya que se demuestra que un factor de planta de 0.65 implica sobrecostos entre 18.5 y 25% según el tamaño de la unidad.

Las plantas de gas natural, tradicionalmente, se han trabajado en el pico, aun cuando algunos fabricantes sostienen que las turbogas, inclusive las aeroderivadas, pueden trabajar en la base de la curva de carga; sin embargo la experiencia en cuanto al comportamiento de las turbogas en el papel de plantas de base no es aún suficiente.

Si en el desarrollo futuro del subsector eléctrico van a participar en parte los privados, no parece viable que éstos asuman, por su cuenta y riesgo, el embarcarse en la utilización de tecnologías relativamente nuevas y a costos en general más elevados que en las tradicionales. Por lo tanto, en el caso de que el subsector eléctrico colombiano decida experimentar nuevas tecnologías, en generación térmica, al menos los primeros proyectos deberán ser asumidos por el gobierno nacional o se deberán crear incentivos adicionales para que el sector privado los asuma, como la exención de impuestos y aranceles para este tipo de tecnologías y en regiones fronterizas.

Como los análisis de largo plazo lo indican se debe impulsar la instalación de plantas de ciclo combinado con gas natural y carbón pulverizado con desulfurizador CC-GAS/PC+FGD, teniendo en cuenta el resultado de la evaluación de conjunto y que el país cuente con recursos abundantes de gas natural y de carbones bituminosos aptos para la combustión con la tecnología indicada. Se estima que existen sitios sobre el valle del río Magdalena que podrán estar cerca tanto de minas de carbón como de los gasoductos y aún de las fuentes de gas natural, por ejemplo San Luis, Santander (minas de carbón y yacimiento gasífero del Opón); región central del Cesar (minas de la Loma y La Jagua y gasoducto central).

La ventaja económica de las unidades de ciclo combinado depende mucho de conseguir un factor de planta elevado.

El gas es el más limpio de los combustibles fósiles y no produce prácticamente óxido de azufre o emisiones de partículas con una ventaja sustancial sobre el petróleo y el carbón. Las emisiones de CO₂ en plantas de gas son menos de la mitad de las correspondientes a plantas convencionales de vapor con carbón.

La eficiencia térmica de las plantas de gas es del orden del 50% comparada con 40% o menos para las plantas de vapor convencionales o las plantas de carbón de lecho fluidizado.

La instalación de plantas de carbón de gran capacidad y alta eficiencia permitirá el desarrollo de sistemas asociados de acumulación por bombeo (pump-storage), lo que permitirá a su vez decidir entre hidro y gas para cubrir los picos.

Estas plantas acumulan agua mediante bombeo a precios reducidos en embalses que alimentarán turbinas para generar en los picos a precios superiores a los del bombeo nocturno.

Es muy conveniente adelantar estudios de factibilidad de recuperación de centrales hidroeléctricas entre 1000 y 100.000 kW de capacidad instalada en el SIN que en ejercicios preliminares se revelan como proyectos atractivos; de la misma forma parece interesante realizar estudios de factibilidad de equipamiento de proyectos de recursos hídricos no hidroeléctricos.

Es necesario desarrollar metodologías de evaluación ambiental de los proyectos en las diferentes etapas de los estudios.

Se debe actualizar el manual de etapas de proyectos hidroeléctricos en lo que tiene que ver con normatividad ambiental y proyectos de propósito múltiple.

Por último, es necesario buscar e identificar recursos financieros, para los estudios de prefactibilidad y factibilidad de centrales hidroeléctricas, a nivel central y regional como los Corpes y el Fondo Nacional de Regalías.

**PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION - TRANSMISION
1996 - 2010
Revisión 1996**

ANEXO 3. SENSIBILIDADES A VARIABLES FINANCIERAS

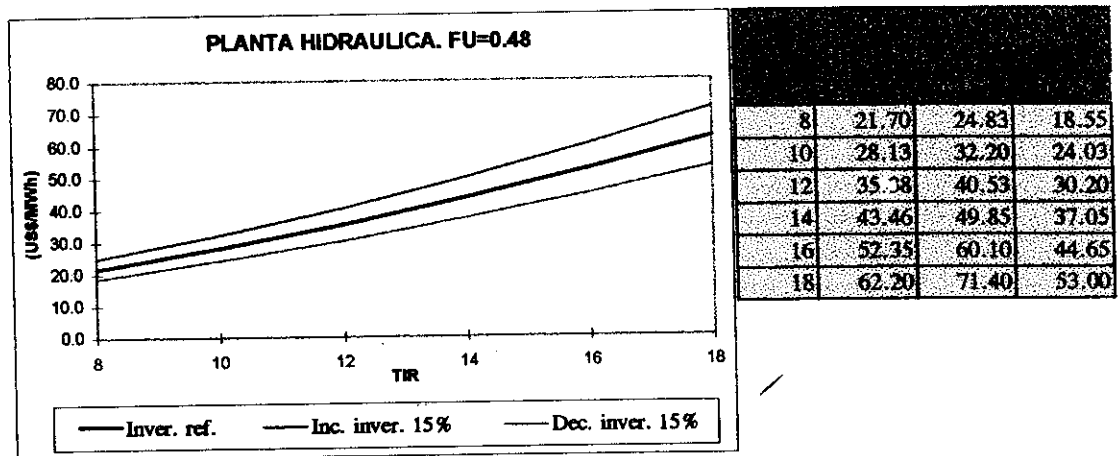


Figura A3-1 Costo de Energía Media sin impuestos vs. TIR

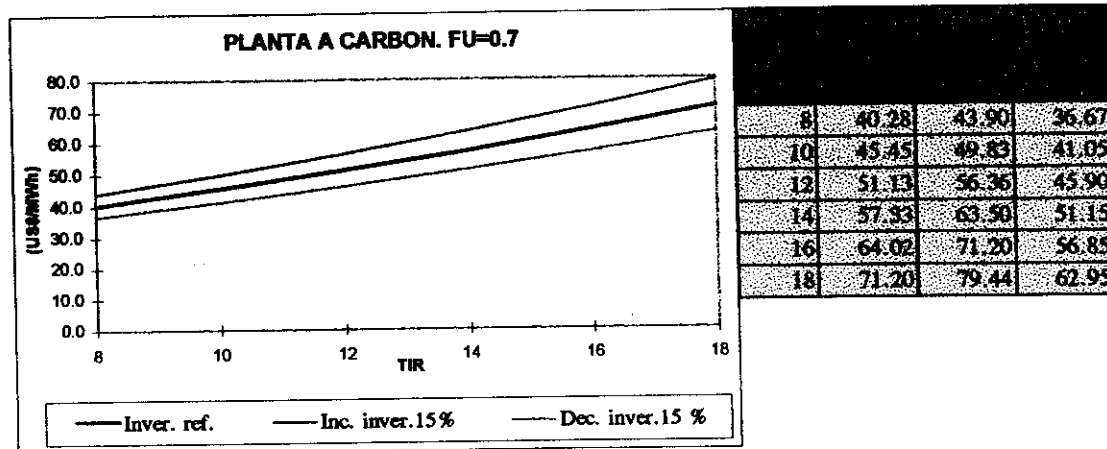


Figura A3-2 Costo de Energía Media sin impuestos vs. TIR

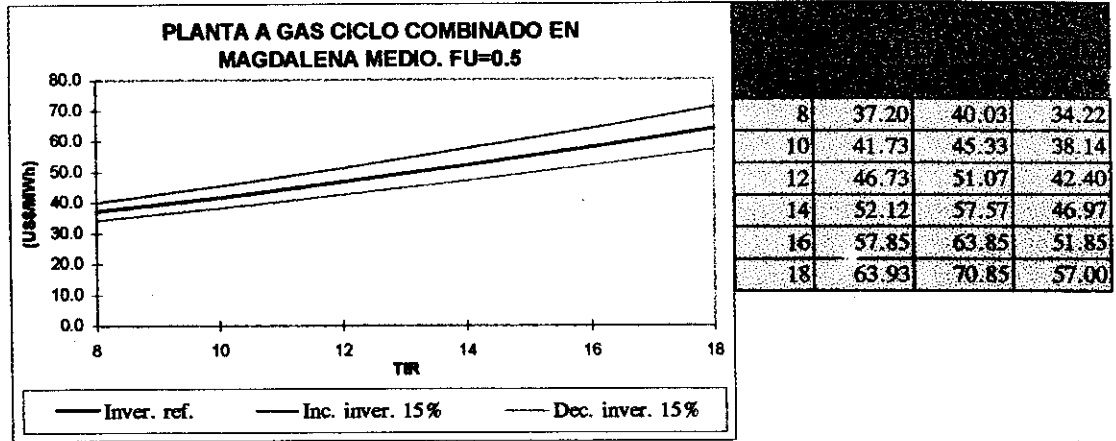


Figura A3-3 Costo de Energía Media sin impuestos vs. TIR

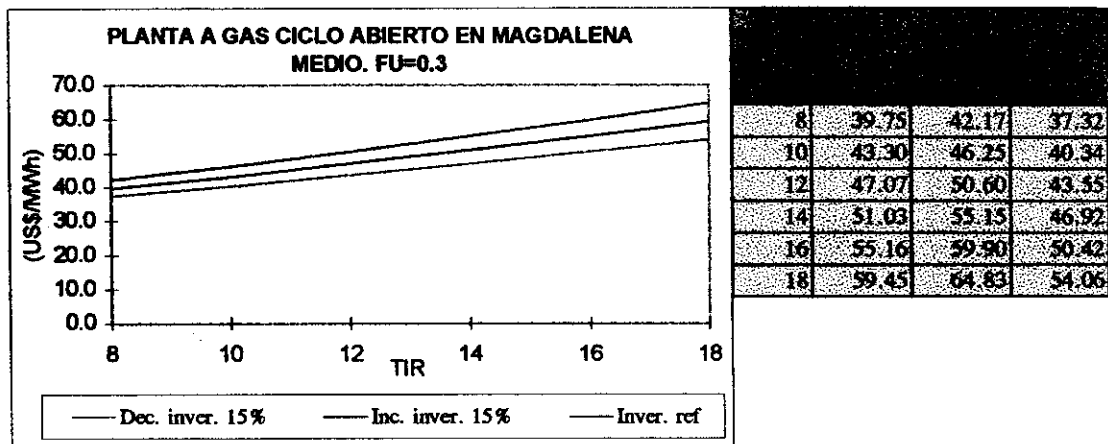


Figura A3-4 Costo de Energía Media sin impuestos vs. TIR

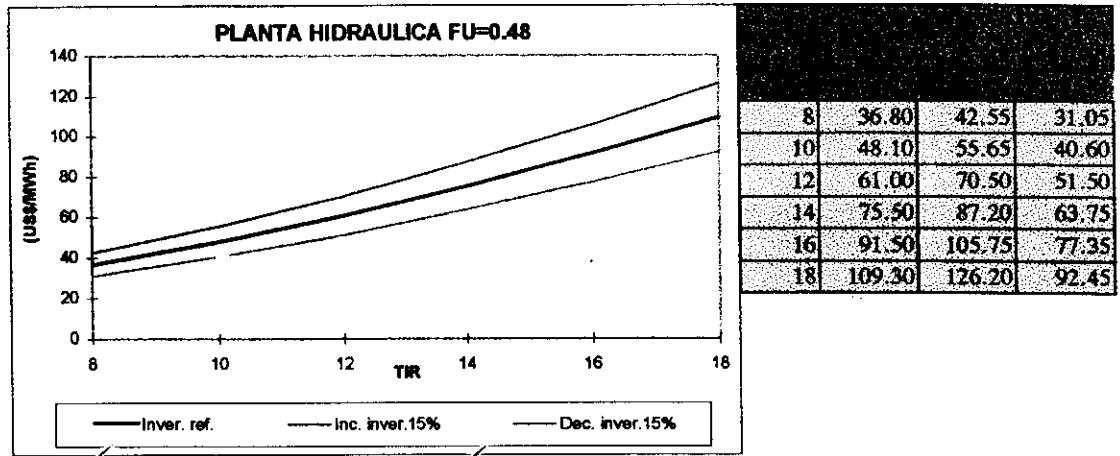


Figura A3-5 Costo de Energía Media con impuestos vs. TIR

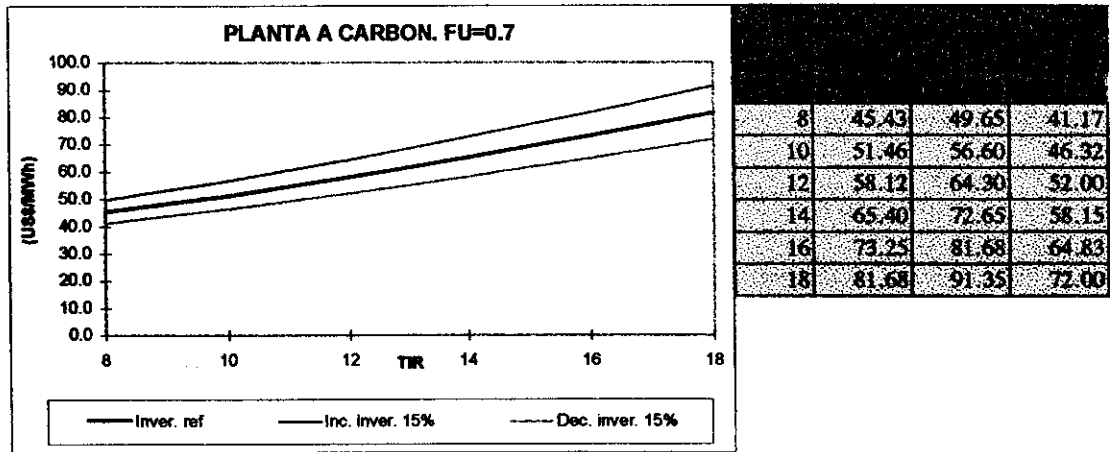


Figura A3-6 Costo de Energía Media con impuestos vs. TIR

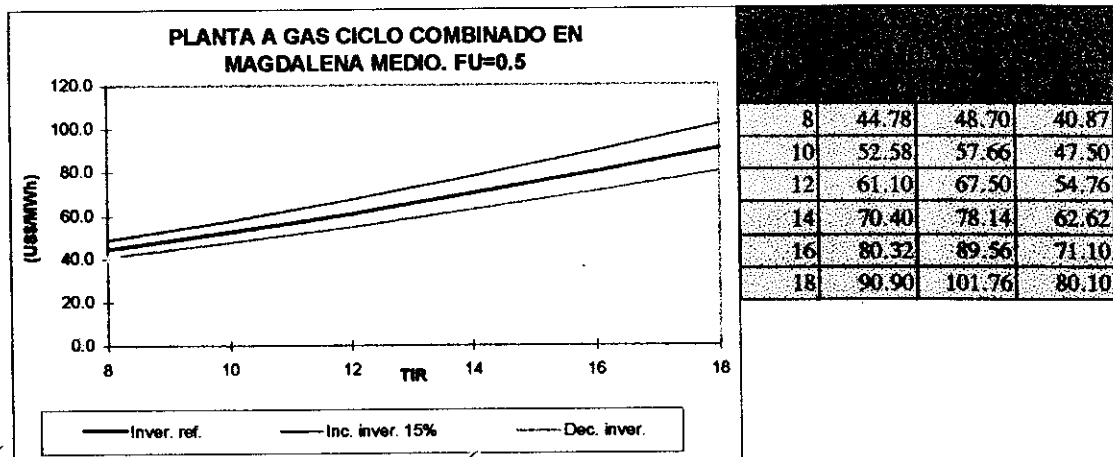


Figura A3-7 Costo de Energía Media con impuestos vs. TIR

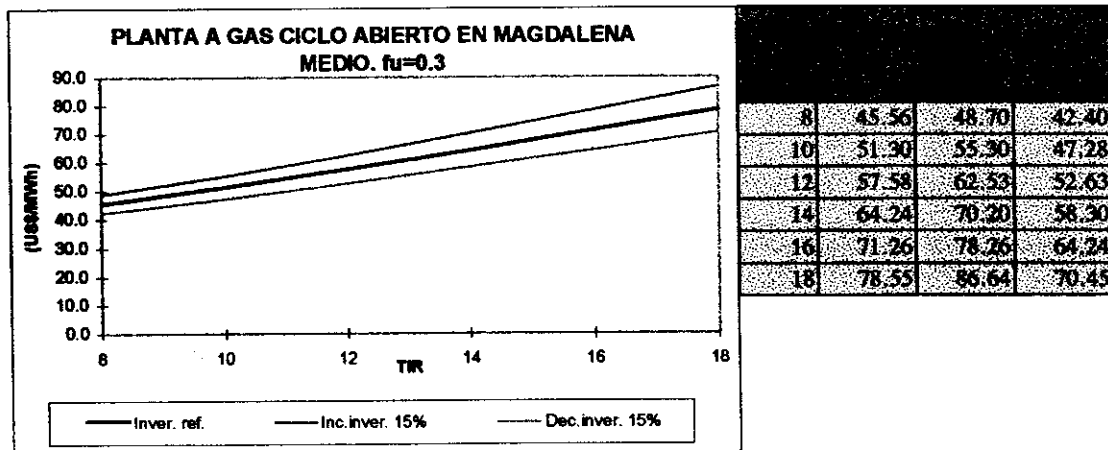


Figura A3-8 Costo de Energía Media con impuestos vs. TIR

PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION - TRANSMISION
1996 - 2010
Revisión 1996

ANEXO 4. PROCEDIMIENTO DE REGISTRO

A4.1 ANTECEDENTES

Como consecuencia de las disposiciones legales que regulan la materia energética (Ley 142 de servicios Públicos Domiciliarios y Ley 143 Eléctrica), se hace necesario que el Estado cuente con mecanismos ágiles que le permitan velar porque la actividad de atención de la demanda de energía eléctrica se desarrolle dentro de criterios de calidad, confiabilidad, oportunidad y costo.

En cumplimiento de las recomendaciones establecidas en el documento CONPES 2763 del 15 de Febrero de 1995 " **Estrategias para el Desarrollo y la expansión del Sector Eléctrico 1995-2007** ", y teniendo en cuenta que el desarrollo de proyectos de generación está permitido a diversos actores tanto públicos como privados, la Unidad de Planeación Minero-Energética (**UPME**) ha establecido un registro informativo de los proyectos del plan de expansión a ser ejecutados por los diferentes agentes.

A4.2 OBJETIVOS

- Efectuar el seguimiento y control de la evolución del Plan de Expansión del Sector Eléctrico.
- Facilitar a la **UPME** el acceso a la información técnico-económica confiable referente a las alternativas de expansión, necesaria para la revisión del plan de expansión.
- Beneficiar a los diferentes agentes involucrados en el proceso proporcionando elementos de juicio para establecer la conveniencia de acometer proyectos.

A4.3 REGISTRO DE PROYECTOS

El registro de proyectos no tiene ningún costo, es de carácter informativo y consta de tres fases de acuerdo con el estado de avance del proyecto. Las fases están definidas así:

Fase 1

Un proyecto se considera en la primera fase cuando se haya inscrito ante el Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional correspondiente y la entidad promotora cuente con estudios preliminares.

Fase 2

Un proyecto se considera en la segunda fase cuando la entidad promotora haya finalizado los estudios de factibilidad.

Fase 3

Un proyecto se considera en la tercera fase cuando la entidad promotora esté lista para iniciar la construcción del proyecto.

En cada fase los requisitos de información para la inscripción dependen del tipo de proyecto según sea hidroeléctrico, termoeléctrico a gas, termoeléctrico a carbón etc.

El agente promotor deberá consignar la información solicitada en un formulario entregado por la **UPME**, el cual consta de un resumen de características y anexos de información técnica que dependen del tipo de proyecto. Con respecto a la información requerida para cada fase, el agente que realice la inscripción deberá presentar la documentación adicional necesaria que soporte su cumplimiento.

Antes de solicitar el formulario correspondiente, identifique la fase en la cual se encuentra su proyecto.

Los formularios se entregan en medio magnético, y deben ser diligenciados en la misma forma, pero además deberá presentarse una copia impresa de los mismos.

Cada fase tiene un conjunto de requisitos como se describe a continuación.

A4.3.1 PRIMERA FASE

Información requerida:

A4.3.1.1 Proyectos Hidroeléctricos

- Certificado vigente de Constitución y Gerencia de la entidad promotora ante la Cámara De Comercio
- Constancia de finalización de Estudios de prefactibilidad.
- Copia de la inscripción del proyecto ante el Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.
- Datos técnicos del proyecto

A4.3.1.2 Proyectos Termoeléctricos a Carbón

- Certificado vigente de Constitución y Gerencia de la entidad promotora ante la Cámara De Comercio
- Ingeniería Conceptual finalizada

- Certificación de la inscripción del proyecto ante el Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.
- Datos técnicos del proyecto

A4.3.1.3 Proyectos Termoeléctricos a Gas y otros

- Certificado vigente de Constitución y Gerencia de la entidad promotora ante la Cámara De Comercio
- Datos técnicos del proyecto
- Certificación de la inscripción del proyecto ante el Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.

A4.3.2 SEGUNDA FASE

Información requerida:

A4.3.2.1 Proyectos Hidroeléctricos

- Constancia de finalización de estudios de factibilidad
 - Certificación de la aprobación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (D.A.A.) parte del Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva
 - Información respecto a posible esquema financiero
 - Información respecto a posible esquema empresarial
 - Información respecto a opciones de compra de terrenos
 - Solicitud de Conexión a la red hecha al transportador respectivo (diligenciada y radicada)
- Concesión de Aguas

A4.3.1.2 Proyectos Termoeléctricos a Carbón y Gas

- Certificación de la aprobación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (D.A.A.) por parte del Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.
- Constancia de finalización de estudios de factibilidad
- Información respecto a posible esquema financiero
- Información respecto a posible esquema empresarial
- Información respecto a opciones de compra de terrenos
- Solicitud de Conexión a la red hecha al transportador respectivo (Diligenciada y radicada)
- Esquema de compra de combustible
- Diseños en ejecución

A4.3.3 TERCERA FASE

Información requerida:

- Licencia Ambiental expedida
- Cronograma de Ejecución del proyecto
- Esquema financiero definitivo
- Esquema empresarial definitivo
- Contratos de venta de energía firmados (a menos que se pretenda vender la energía en la bolsa)
- Aprobación de conexión a la red
- Diseño terminado

Adicionalmente para proyectos termoeléctricos deberán presentarse los contratos de suministro de combustible firmados.

El procedimiento de registro y su carácter podrán sufrir modificaciones en el futuro.

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
1996 - 2010
Revisión 1996

A7. CONDICIONES PARA LA INVERSIÓN¹

A7.1. Nuevo rol del Estado

Desde comienzos de los años 90, en el país se han llevado a cabo importantes reformas tendientes a promover la apertura de los mercados y a modernizar la economía. Acorde con ello, la legislación se ha orientado a ofrecer condiciones que garanticen índices de rentabilidad atractivos para los inversionistas privados, eliminen las restricciones a la inversión extranjera y concentren el esfuerzo del Estado en su papel de regulador y en la inversión en infraestructura, desarrollo tecnológico y sectores sociales.

La apertura de la economía está generando oportunidades de inversión en diferentes sectores, incluidos los servicios públicos y las empresas estatales. El Estado colombiano ve la inversión extranjera como un factor esencial de la modernización e internacionalización de la economía. Por esta razón, se viene desarrollando una estrategia que incluye un nuevo marco legal de tratamiento equitativo y acceso a todos los sectores, la firma de acuerdos internacionales con el fin de minimizar el riesgo político y la implantación de un programa de promoción para esa inversión.

En la Constitución de 1991, se determinó que el Banco de la República definiría las políticas monetaria y cambiaria con el objetivo principal de defender el poder adquisitivo de la moneda, independizando y disminuyendo la intervención del Ejecutivo en esta materia. En el mismo año una reforma cambiaria estableció el libre comercio de divisas y simplificó el manejo de operaciones. Paralelamente se disminuyeron los aranceles sobre importaciones y se eliminaron las cuotas a la importación. En el frente laboral hubo importantes cambios orientados a flexibilizar la contratación y a generar nuevas oportunidades de empleo.

En el sector energético, esta reorientación ha llevado a limitar la acción empresarial del Estado, concentrando su acción en las actividades de planeación, regulación, fiscalización y promoción de la inversión privada en la expansión del abastecimiento y aprovechamiento de los recursos energéticos. Hay empresas públicas que han continuado pero con una mayor autonomía de gestión y con el carácter de actores de derecho privado.

¹ Para este capítulo se utilizó la Guía Económica para inversionistas preparada por COINVERTIR para el Departamento Nacional de Planeación en Mayo de 1996.

Para garantizar la participación privada en el sector energético, el Estado crea un nuevo esquema de operación basado principalmente en las leyes del mercado y es así como tanto para los servicios de energía eléctrica y de gas natural, reglamenta la separación de los negocios de generación y producción, transporte y distribución y establece una serie de normas para el funcionamiento y manejo de cada uno de estos, como se verá más adelante.

Con estas reformas, Colombia se ha convertido en una de las economías más atractivas para nuevos inversionistas. En el concierto latinoamericano, el país se destaca por su tradición de estabilidad y crecimiento económico continuo, así como por el respeto a las condiciones pactadas con la inversión extranjera. Su sólida trayectoria de crecimiento económico y su juicioso manejo financiero se han reflejado en la reciente clasificación como país de bajo riesgo para la inversión.

A7.2. El marco legal para la inversión en Colombia

El marco legal para la inversión en Colombia está determinado por las Decisiones 291 y 292 del Acuerdo de Cartagena de marzo de 1991. El Estatuto de Inversiones Internacionales está formado por la Ley 9 de 1991 y las Resoluciones 51 y 52 de 1991 ; 53, 55, 56 y 57 de 1992 ; 60 de 1993 y de 1996 del Consejo de Política Social y Económica -CONPES- y por los decretos 98, 1812 y 2012 de 1994 y 517 de 1995. El régimen de cambio del Banco de la República complementa esta reglamentación.

El Estatuto de Inversiones Internacionales se fundamenta en el tratamiento equitativo a los inversionistas, tanto nacionales como extranjeros, en lo referente a regulación cambiaria y obligaciones impositivas y en los principios de aplicación universal y automática, esto es, el capital extranjero es bienvenido en cualquier sector de la economía y no se requiere autorización especial para poner en marcha los trámites de inversión².

A7.3. Régimen impositivo

A7.3.1. Impuesto de renta

Las condiciones fiscales son idénticas para las empresas colombianas o extranjeras. Se grava la renta obtenida con una tarifa de 35%. Según el artículo 211 de la Ley 142 de 1994, los proyectos termoeléctricos a carbón están exentos de este impuesto. Es importante aclarar que las rentas provenientes de generación y transmisión de energía

² La Superintendencia de Valores debe autorizar la inversión efectuada por fondos institucionales. El Ministerio de Minas y Energía debe autorizar la inversión extranjera en el sector de hidrocarburos y de explotación minera.

eléctricas obtenidas por entidades oficiales o sociedades mixtas estarán exentas del impuesto sobre la renta, según los porcentajes que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla A7 - 1 Porcentajes de exención del impuesto de renta para generación

Para el año gravable de 1996	100 % exento
Para el año gravable de 1997	90 % exento
Para el año gravable de 1998	80 % exento
Para el año gravable de 1999	70 % exento
Para el año gravable de 2000	60 % exento
Para el año gravable de 2001	40 % exento
Para el año gravable de 2002	20 % exento
Para el año gravable de 2003 y siguientes	0 % exento

En el régimen de estabilidad tributaria, con el pago de una tarifa superior en dos puntos porcentuales, se tiene derecho a la no aplicabilidad de futuros incrementos que se decreten en la tarifa de impuestos a la renta y complementarios.

A7.3.2. Impuesto de remesa

Los pagos u abonos al exterior están sujetos a un impuesto de remesas de 7%. Como estímulo a la reinversión de utilidades, el pago del impuesto se difiere mientras se mantenga la reinversión. En caso de que la reinversión se mantenga por un período superior a cinco años, la remisión de tales utilidades, dividendos o participaciones se exoneran del impuesto de remesas. Se exceptúan también de este impuesto los pagos o abonos por servicios o asistencia técnica prestados desde el exterior o en el país por personas no residentes en Colombia.

A7.3.3. Otros impuestos

Otros impuestos importantes relacionados con la actividad de generación de energía eléctrica son:

- Impuesto de Conservación del Medio Ambiente establecido por la Ley 99 de 1993, que considera una tasa del 6 % de los ingresos por ventas brutas de energía para empresas hidroeléctricas y del 4 % de los ingresos por ventas brutas de energía para empresas termoeléctricas, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión de Regulación Energética (CREG).
- Impuesto de Industria y Comercio, impuesto de orden municipal y por consiguiente sus tarifas son variables, siendo un valor promedio el 0.6 % sobre ventas brutas (de energía).

- Impuesto Predial, impuesto de carácter municipal y por consiguiente las tarifas varían de acuerdo al respectivo domicilio. Una tasa del 0.6 % es un promedio general.
- Finalmente, se tiene un "impuesto de guerra" para las industrias extractivas, del cual se exceptúan los descubrimientos de reservas realizados con posterioridad al 1o. de enero de 1995.

A7.4. Régimen cambiario

Todos las ganancias y pagos provenientes de una inversión son libremente convertibles y transferibles, excepto en el caso de una crisis en la balanza de pagos consistente en la caída de las reservas internacionales a menos del equivalente a tres meses del valor de las importaciones.

El aspecto más importante del régimen cambiario es su estabilidad. La Ley 9 y el Estatuto de Inversiones Internacionales establecieron que las condiciones para el reembolso y remesa de utilidades no pueden modificarse en detrimento de los intereses de los inversionistas extranjeros.

Los pagos por transferencia de tecnología y los contratos de asistencia técnica no están sujetos a restricciones o procedimientos de autorización previa, basta registrarlos ante el Instituto de Comercio Exterior -INCOMEX.

A7.5. Acuerdos internacionales

Para proteger a los inversionistas contra riesgos no comerciales, se tienen acuerdos de promoción y protección de inversiones con otros países, como es el caso del Reino Unido. Se adelantan negociaciones para acuerdos de inversión bilateral con Estados Unidos, Alemania y España, entre otros.

Algunos de los acuerdos de los cuales hace parte Colombia son:

- MIGA: Multilateral Investment Guarantee Agency. Institución del Banco Mundial que asegura inversiones contra riesgos políticos.
- ICSID: International Council for Settlement of Investment Disputes. Provee acceso a sistemas y mecanismos de arbitraje y conciliación para resolver disputas.
- BIT: Bilateral Investment Treaties. Se han firmado con Reino Unido, Cuba, España y Perú. Se están negociando acuerdos con Estados Unidos, Canadá, Alemania, Holanda, Argentina, Francia y Suiza.

A7.6. Inversión extranjera en Colombia

Los flujos de inversión extranjera han venido en continuo aumento. Excluyendo la inversión de portafolio y petróleo, los registros en 1995 llegaron a 1321 millones de dólares, en comparación con 338 millones en 1992. El 44% de esa nueva inversión se ubica en las industrias manufactureras, particularmente la química y la de alimentos. Cerca del 15% corresponde al sector servicios, 10% al comercio y 8% a minería. El 51% de esta inversión proviene de Panamá y las Antillas, 25% de América del Norte y 22% de Europa.

A comienzos de 1996 el stock de inversión extranjera, excluida la inversión de portafolio y petróleo, era de US\$ 6788 millones, de los que el 50% correspondía a Estados Unidos, el 20% a Europa, 18% Panamá y el Caribe, 7.6% Suramérica y apenas 1.9% al Asia.

El stock de la inversión en portafolio a comienzos de 1996 llegaba a 958 millones de dólares, en los que la participación mayoritaria (86%) correspondía a Estados Unidos, 7% al Reino Unido, 2% a Luxemburgo y 1.5% al Japón.

A7.7. Oportunidades de inversión en el sector eléctrico

Además de las posibilidades de inversión que brindan los nuevos proyectos de generación requeridos para atender la creciente demanda de energía eléctrica, presentados en esta revisión del plan de expansión, en el país se ha venido creado espacios para la inversión en proyectos de infraestructura existente en el sector de servicios. Los programas de privatización emprendidos van desde la venta de activos o inventarios de algunas entidades hasta la garantía de concesiones o contratos con el gobierno.

La participación del sector privado en procesos de privatización está regulada por el Estatuto General de Contratación Pública y por la Ley de Enajenación de Existencias propias del Estado. El Estatuto de Contratación ofrece los contratos públicos a licitadores privados nacionales y extranjeros, simplificando los aspectos procedimentales y legales de contratación pública. La Ley de Enajenación facilita el acceso público general a las existencias del Estado, garantizando la continuidad en la prestación de los servicios.

En el sector eléctrico, todos los agentes económicos pueden participar en los procesos de venta de los activos de generación y distribución de energía eléctrica.

A nivel de generación, el gobierno está interesado en la venta de activos de la Nación, ISAGEN y ECOPETROL. Bajo un mecanismo de subasta pública internacional, que se

realizará en el segundo semestre de 1996, se ofrecerán 1500 MW de plantas hidroeléctricas y 500 MW de plantas térmicas, como se presenta en la tabla siguiente³:

Tabla A7 - 2 Programa de venta de activos de generación de la Nación

PLANTA	LOCALIZACIÓN	TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	AÑO ENTRADA OPERACIÓN
Chivor	Boyacá	Hidráulica	1000.0	1977/1982
Betania	Huila	Hidráulica	499.2	1987
TermoCartagena	Bolivar	Térmica - Gas y Fuel Oil	180.0	1980
TermoTasajero	N. Santander	Térmica - Carbón Vapor	163.0	1985
Yumbo	Valle del Cauca	Térmica - Gas y Fuel Oil	40.0	1993
Ocoa	Meta	Térmica - Gas y Fuel Oil	40.5	1993
Gualanday	Tolima	Térmica - Gas y Fuel Oil	40.5	1992

Las plantas de Chivor, Betania, TermoCartagena y TermoTasajero se subastarán por medio de oferta de acciones para lo cual estas centrales están en proceso de conformarse como sociedades por acción. Las plantas térmicas propiedad de ECOPETROL -Yumbo, Ocoa y Gualanday- se venderán como activos.

Adicionalmente, a finales de 1996 se hará la oferta pública para la venta de las acciones que posee la Nación en la Empresa de Energía del Pacífico S.A. -EPSA. Esta empresa atiende el mercado del suroccidente colombiano y cuenta con una capacidad de generación de 856.2 MW en plantas hidráulicas (794.2 MW) y térmicas y el respectivo sistema de transmisión de energía eléctrica.

A nivel de distribución, por intermedio del Programa de Naciones Unidas, se están realizando estudios para la participación privada en electrificadoras y empresas de energía. En la tabla que se presenta a continuación se resumen los avances logrados en los procesos de privatización iniciados en algunas de estas empresas:

Tabla A7 - 3 Avance de los estudios de privatización en empresas de distribución

EMPRESA	ESTADO DE AVANCE
Electrificadora del Quindío	Se realizó la primera etapa del Estudio de viabilidad de participación privada. En evaluación los resultados para implementación del proceso de venta de activos.

³ Tomado de CS First Boston, Inverlink, Schrodgers, *Privatisation of Generation Assets by the Government of Colombia*, May 1996.

Electrificadora del Tolima	La primera parte del Estudio recomendó capitalizar la empresa mediante la transferencia de los activos del Central hidroeléctrica del Río Prado y posteriormente vender los activos al sector privada para cumplir con la directriz de separar los negocios de generación, transmisión y distribución.
Empresa de Energía de Bogotá	En estudio el esquema institucional para convertir la empresa en una Sociedad Anónima. El Concejo de la ciudad aprobó una composición 51% pública, 49% privada.
Instituto Colombiano de Energía Eléctrica	Se han venido promoviendo la creación de empresas municipales de distribución con participación comunitaria, en áreas no interconectadas. En el departamento de Nariño se constituyeron 8 empresas asociativas de trabajo y en el del Chocó 5 empresas de economía mixta.
San Andrés	Se separaron las actividades de generación de las de distribución, creándose dos empresas: Archipelago's Power & Light Co. e ISESA isleña de Servicios S.A.
Empresas de distribución en zonas interconectadas	Se cuenta con estudios de factibilidad para la creación de empresas de distribución autosostenibles en Ubaté, La Calera, Sogamoso, Puerto Tejada, Yarumal y Cauca. Se seleccionó la región de Ubaté como proyecto piloto para la constitución de una empresa distribuidora.

Vale la pena anotar que, como soporte a este proceso, el gobierno, a través de la CREG, reglamentó la metodología del Estudio de viabilidad financiera de las empresas de energía eléctrica, cuyos resultados estarán disponibles en el último trimestre de este año. Los resultados de este trabajo proporcionarán información fundamental para estos estudios de privatización.