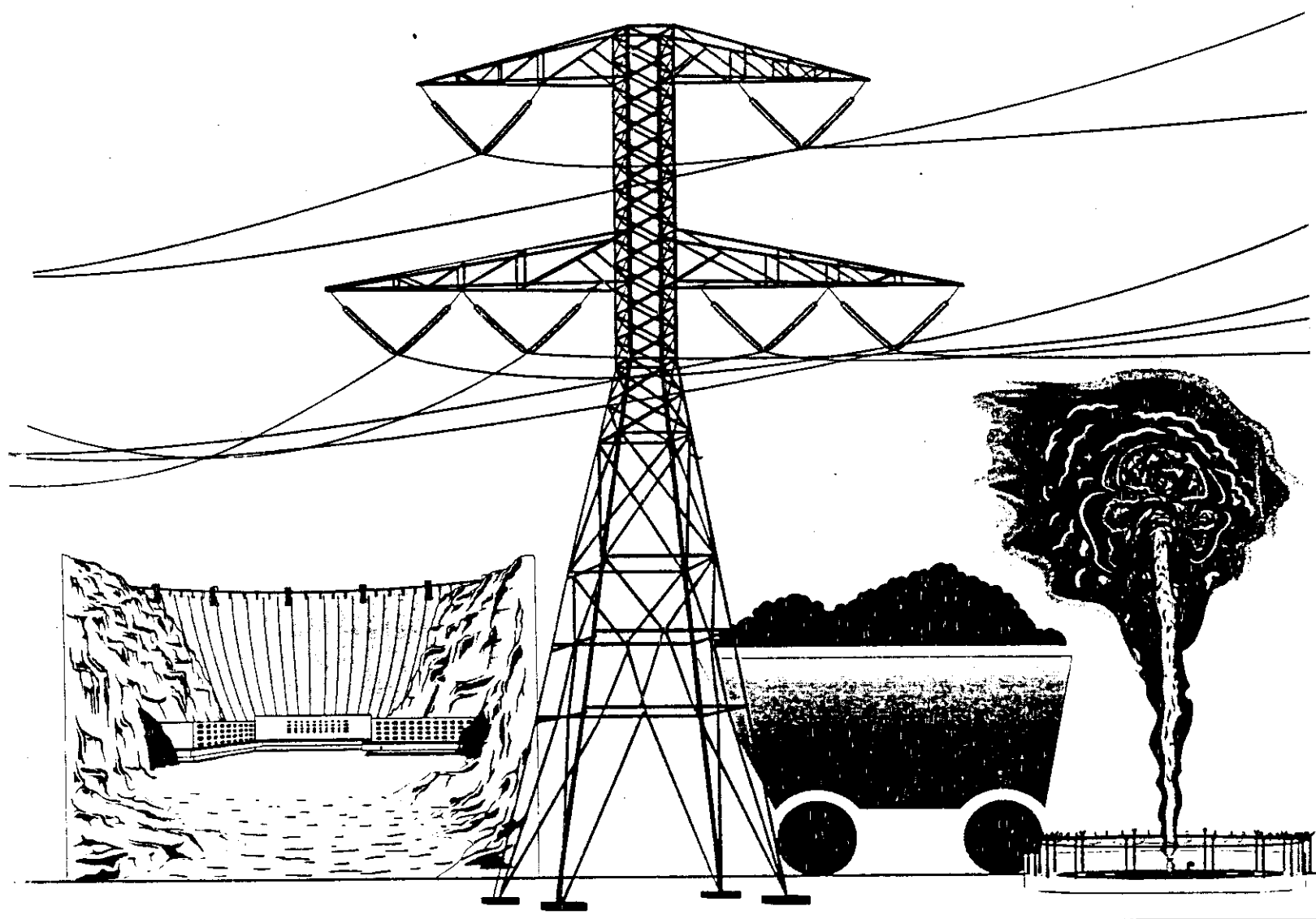


UPME
BIBLIOTECA

PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION – TRANSMISION REVISION



MEDELLIN, 1993

INDICE

INDICE

Página

INTRODUCCION		
1.	ANTECEDENTES	1-1
1.1	Plan de Expansión de Referencia	1-1
1.2	Racionamiento Eléctrico 1992-1993 - Plan de Emergencia Eléctrica	1-1
1.3	Lineamientos para la Revisión del Plan de Expansión de Referencia	1-4
2.	EVOLUCION DEL PLAN DE ACCION DE REFERENCIA	2-1
2.1	Aspectos Institucionales y Regulatorios	2-1
2.2	Desarrollo de Proyectos	2-3
2.2.1	Proyectos Térmicos	2-3
2.2.2	Proyectos Hidráulicos	2-6
2.2.3	Proyectos de Respaldo	2-7
2.2.4	Proyectos del Sector Privado	2-8
2.2.5	Sistema de Transmisión	2-8
3.	OBJETIVO	3-1
4.	PROCESO DE ANALISIS	4-1
4.1	Datos Básicos e Información de entrada para el planeamiento	4-1
4.2	Análisis de Energía Sistema de Generación	4-1
4.3	Análisis de Potencia Generación - Transmisión	4-1
4.4	Análisis de Flexibilidad	4-4
4.5	Definición de la Estrategia de Inversión	4-4
4.6	Plan de Acción	4-4
5.	SUMINISTRO ACTUAL DE ENERGIA ELECTRICA	5-1
5.1	Sistema Existente	5-1
5.2	Proyectos en Construcción	5-1
5.2.1	Proyectos de Generación	5-1
5.2.2	Proyectos de Transmisión	5-1
5.3	Condiciones de Suministro	5-2
5.4	Distribución Regional de la Capacidad Efectiva y Demanda (1992)	5-2
5.5	Pérdidas de Energía	5-2
6.	DISPONIBILIDAD Y PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	6-1
6.1	Hidrocarburos	6-1
6.1.1	Gas Natural	6-1
6.1.2	Fuel Oil No. 6 y ACPM o Fuel Oil No. 2	6-4
6.1.3	Emulsiones de hidrocarburos pesados	6-5
6.2	Carbón	6-8
7.	OPCIONES DE EXPANSION	7-1
7.1	Aprovechamientos Hidráulicos	7-1
7.2	Centrales Térmicas	7-2
7.3	Interconexiones Internacionales	7-3

INDICE

		Página
8.	INFORMACION BASICA	8-1
8.1	Proyección de Demanda	8-1
8.2	Factores de Disponibilidad y Factores de Utilización	8-6
8.3	Plan de Emergencia	8-6
8.4	Costos de Racionamiento	8-6
8.5	Costos de Inversión	8-8
8.6	Variables de Incertidumbre	8-8
8.7	Información Hidrológica	8-8
8.8	Período de Análisis	8-9
9.	ANALISIS DE ENERGIA SISTEMA DE GENERACION.	9-1
9.1	Sistema Inicial para el Análisis	9-1
9.2	Necesidades de Energía y Potencia	9-1
9.3	Formulación de Estrategias	9-2
9.4	Análisis del Abastecimiento	9-5
9.5	Análisis de Confiabilidad para atender la demanda en el período 1993 - 2000	9-12
9.5.1	Con Tasa de Crecimiento de la demanda del 4.7%	9-12
9.5.2	Con Tasa de Crecimiento de la demanda del 4.2%	9-16
9.5.3	Con Tasa de Crecimiento de la demanda del 3.4%	9-20
10.	ANALISIS DE POTENCIA DEL SISTEMA GENERACION-TRANSMISION	10-1
10.1.	Regionalización	10-1
10.2.	Diagnóstico preliminar	10-1
10.3	Expansión del Sistema Nacional de Transmisión. Redes de 230 kV y 500 kV.	10-5
10.4.	COMPATIBILIZACION DE REDES	10-10
10.5.	Utilización del Sistema Nacional de Transmisión	10-11
10.6.	Pérdidas variables en el Sistema Nacional de Transmisión	10-11
10.7.	Estrategias de Largo Plazo 2005-2010	10-11
11.	ANALISIS DE FLEXIBILIDAD	11-1
11.1	Análisis de Flexibilidad Económica	11-1
11.2	Análisis de Vulnerabilidad	11-15
11.2.1	Hidrología Crítica	11-15
11.2.2	Indisponibilidad del Sistema Nacional de Transmisión	11-16
11.3	Contingencias en Generación	11-23
11.3.1	Pérdida no Programada de un Proyecto de Generación.	11-23
11.3.2	Indisponibilidad del Gasoducto	11-25
11.4	Análisis de Sensibilidad	11-26
11.4.1	Tasa de Descuento	11-26
11.4.2	Costos Económicos de Racionamiento	11-27
11.4.3	Incremento en la Tasa de Crecimiento de la Demanda por encima del límite superior establecido	11-30
12.	OPCIONES PARA DISMINUIR LA VULNERABILIDAD DEL SISTEMA	12-1

INDICE

	Página
13. PROGRAMA DE INVERSIONES GENERACION - TRANSMISION	13-1
13.1 Inversiones	13-1
13.2 Requerimientos de Financiación	13-4
13.3 Garantías	13-4
13.4 Tarifas y Subsidios	13-6
14. ESTRUCTURA DE COSTOS GENERACION - TRANSMISION	14-1
14.1 Costos incrementales promedios a nivel de generación	14-1
14.2 Estructura de costos de transmisión	14-1
14.2.1 Costo anual de transmisión	14-3
14.2.2 Costo medio anual de transmisión	14-3
14.2.3 Costo incremental promedio de largo plazo (CIP)	14-3
15. ANALISIS AMBIENTAL	15-1
15.1 Objetivo	15-2
15.2 Información ambiental	15-2
15.3 Evaluación ambiental	15-3
15.4 Síntesis de las características ambientales	15-5
15.4.1 Hidroeléctricas	15-5
15.4.2 Termoeléctricas	15-9
16. OPTIMIZACION DE LA UTILIZACION DEL GAS EN LA GENERACION ELECTRICA EN LA COSTA ATLANTICA	16-1
17. PROGRAMA DE ESTUDIOS 1993-1999	17-1
17.1 Diseños de proyectos hidroeléctricos	17-1
17.2 Estudios de factibilidad en dos etapas	17-2
17.3 Estudios de factibilidad	17-2
17.4 Estudios de reconocimiento (entre 10 y 100 MW)	17-2
17.5 Carboeléctrica de la Costa Atlántica	17-3
17.6 Estudios de centrales térmicas	17-3
17.7 Estudios complementarios ambientales y técnicos	17-3
17.8 Programa de Ahorro y Eficiencia Energética	17-8
18. ESTRATEGIA DE INVERSION	18-1
18.1 Elementos Básicos	18-1
18.1.1 De Política General	18-3
18.1.2 Ley Eléctrica	18-4
18.1.3 Participación Privada	18-4
18.2 Estrategia de Generación	18-6
18.3 Estrategia de Transmisión	18-15
18.4 Estrategia Ambiental	18-17
18.5 Estrategia de Estudios	18-19
18.6 Estrategia para el uso racional de Energía	18-21
19. AGENDA DE DECISION	19-1
20. RECOMENDACIONES	20-1

INDICE DE TABLAS

INDICE DE TABLAS

		Página
1.1	Plan de Emergencia Eléctrica	1-3
1.2	Criterios para la Expansión	1-6
2.1	Desarrollo de Proyectos	2.4
3.1	Objetivos y estrategias	3-2
6.1	Gas natural. Escenario de precios. Dólares constantes de 1990	6-3
6.2	Fuel Oil y Acpm - Escenario de Precios. Dólares constantes de 1990	6-4
6.3	Especificaciones de los Combustibles	6-7
6.4	Carbón. Escenario de precios. Precios medios de largo plazo	6-11
8.1	Proyectos del Plan de Emergencia para Expansión	8-7
8.2	Costos de Racionamiento Promedio. US\$ Mills/kWh	8-10
8.3	Proyectos hidroeléctricos en Factibilidad y Diseño. Resumen de la información técnica y económica. Tasa de descuento del 10%. Dólares constantes de diciembre de 1990.	8-11
8.4	Proyectos termoeléctricos. Resumen de la información técnica y económica. Tasa de descuento del 10%. Dólares constantes de diciembre de 1990.	8-12
8.5	Variables de Incertidumbre para el Análisis de Flexibilidad	8-14
9.1	Revisión Plan de Expansión. Necesidades de Energía	9-4
9.2	Requerimientos de Potencia. Período 1995 - 2003	9-7
9.3	Factores de Utilización. Promedios Esperados	9-9
9.4	Capacidad Requerida para diferentes Niveles de Confiabilidad. Período 1995 - 1999. Tasa de crecimiento de la demanda: 4.7%	9-13
9.5	Análisis de Confiabilidad para atender la Demanda de Energía Eléctrica. Costos para Generación. Período 1993 - 2000. US\$ Miles de diciembre de 1990.	9-15

INDICE DE TABLAS

	Página	
9.6	Capacidad Termoeléctrica Requerida para diferentes Niveles de Confiabilidad. Período 1995 - 1999. Tasa de crecimiento de la demanda: 4.2%	9-19
9.7	Análisis de Confiabilidad para atender la Demanda de Energía Eléctrica. US\$ Miles de diciembre de 1990. Tasa de crecimiento de la demanda: 4.2%	9-21
9.8	Capacidad Termoeléctrica Requerida para diferentes Niveles de Confiabilidad. Período 1995 - 1999. Tasa de crecimiento de la demanda: 3.4%	9-22
9.9	Análisis de Confiabilidad para atender la Demanda de Energía Eléctrica. US\$ Miles de diciembre de 1990. Tasa de crecimiento de la demanda: 3.4%	9-23
10.1	Necesidades Mínimas y Capacidad Instalable de Potencia (MW)	10-3
10.2	Expansión Red de ISA. 1996 - 2004	10-7
10.3	Expansión Redes de Otras Empresas. 1994 - 2004	10-9
10.4	Requerimientos de Compensación Reactiva (Mvar)	10-10
11.1	Evaluación de Estrategias de Expansión. Criterios Convencionales. Costos hasta Generación. Valor Presente a 1992	11-3
11.2	Estrategias de Expansión. Capacidad Adicional (MW)	11-6
11.3	Evaluación de Estrategias de Expansión. Criterios Convencionales y Minimización del Mínimo Costo	11-9
11.4	Medida de Robustez Económica	11-11
11.5	Características de las Estrategias Económicamente Flexibles	11-14
11.6	Costa Atlántica. Análisis de Vulnerabilidad a la Transmisión. Escenario de Demanda del 4.7%	11-19
11.7	Zona del Suroccidente. Análisis de Vulnerabilidad a la Transmisión. Escenario de Demanda del 4.7%	11-20
11.8	Zona Nordeste. Análisis de Vulnerabilidad a la Transmisión. Escenario de Demanda del 4.7%	11-22
11.9	Pérdida no esperada en proyectos de Generación	11-24

INDICE DE TABLAS

	Página
13.1 Programa de Inversiones Generación - Transmisión	13-1
13.2 Rango de Variación de Desembolsos para Generación, Transmisión y AOM. Millones de dólares constantes de diciembre de 1990.	13-2
15.1 Resultados de la Evaluación Ambiental de Proyectos	15-3
15.2 Evaluación Ambiental vs. Energía Media (GWh/año)	15-4
17.1 Programa de Estudios y Diseños 1993-1997. Estudios para Proyectos de Generación	17-5
17.2 Programa de Estudios y Diseños 1993-1997. Plan de Inversiones	17-6
18.1 Estrategia de Inversión en Generación. Proyectos para adelantar Acciones	18-10
18.2 Estrategia de Inversión en Generación. Período 2001 - 2004	18-14
18.3 Expansión Red de ISA. 1994 - 2004	18-16
18.4 Expansión redes de otras empresas. 1994 - 2004	18-18
18.5 Programa de estudios y diseños 1993-1997	18-20

INDICE DE FIGURAS

INDICE DE FIGURAS

	Página
1.1 Aportes Energéticos Totales -GWh-	1-2
4.1 Expansión de Sector Ecléctico Colombiano	4-2
5.1 Plan de Expansión del Sistema Interconectado Colombiano 1993-1996	5-4
5.2 Distribución de la Capacidad Efectiva y Demanda por Regiones (%)	5-5
8.1 Proyecciones de Demanda de Energía	8-3
8.2 Demandas Mensuales de Energía	8-4
9.1 Demanda Atendible Esperada Vs. Nivel de Confiabilidad del Sistema Existente	9-2
9.2 Demanda Máxima Atendible (MW)	9-3
9.3 Rango de Variación para los Combustibles	9-10
9.4 Rango de Variación para las Estrategias	9-11
9.5 Análisis Energético-Simulación Estocástica	9-17
9.6 Análisis Estocástico-Simulación Determinística	9-18
10.1 Capacidad Efectiva Instalable y Necesidades Mínimas Hasta 1999	10-12
10.2 Plan de Expansión del Sistema Interconectado Colombiano 1994-1999	10-13
10.3 Utilización del Sistema Nacional de Transmisión	10-14
11.1 Rango de Variación de Costos hasta Generación Estrategia de Expansión	11-2
11.2 Costos hasta Generación. Millones de Dólares Sobrecostos Porcentuales de las Estrategias hasta Generación	11-4
11.3 Rango de Variación de Costos Totales Estrategia de Expansión	11-7
11.4 Participación en el Valor Presente Costos Totales Valor Mínimo	11-7

INDICE DE FIGURAS

	Página
11.5 Participación en el Valor Presente Costos Totales Valor Máximo	11-7
11.6 Costos Totales. Millones de Dólares Sobrecostos Porcentuales de la Estrategia	11-10
11.7 Medida de Robustez Económica Beta = 10 %	11-12
11.8 Medida de Robustez Económica Miu = 95 %	11-12
11.9 Medida de Robustez Económica Confiabilidad lineal Beta y Miu	11-12
11.10 Medida de Robustez Económica con total Incertidumbre	11-13
11.11 Vulnerabilidad a Hidrología Crítica	11-16
11.12 Vulnerabilidad a Transmisión. Requerimientos de Potencia hasta 1999	11-17
11.13 Sensibilidad a la Tasa de Descuento	11-28
11.14 Generación Hidráulica Mensual Promedia. Incrementos	11-29
11.15 Racionamiento Mensual Promedio. Sensibilidad a Costos del Racionamiento. Incremento	11-31
12.1 Vulnerabilidad a la Hidrología Crítica	12-3
13.1 Cronograma de Desembolsos Generación-Transmisión Gastos AOM	13-2
13.2 Cronograma de Desembolsos Generación-Transmisión Gastos AOM. Sin Impuestos y con Impuestos	13-3
13.3 Cronograma de Desembolsos Período 1995-2000. Período 2001-2004	13-5
14.1 Costos Incrementales Promedios a Nivel de Generación Precios de Mercado. Costos Económicos	14-2
14.2 Costo Anual Promedio de Transmisión Precios de Mercado. Costos Económicos	14-4
14.3 Costo Medio Anual de Transmisión Precios de Mercado. Costos Económicos	14-5

INDICE DE FIGURAS

	Página
14.4 Costo Incremental Promedio Largo Plazo para Transmisión. Precios de Mercado. Costos Económicos	14-6
18.1 Variación del Consumo de Gas Variación del Consumo de Carbón	18-9
18.2 Estrategias de Inversión de Generación 1995-2000	18-11

INTRODUCCION

INTRODUCCION

A partir del 2 de marzo de 1992, Colombia se vio sometida a un racionamiento eléctrico que se prolongó hasta el 1 de abril de 1993. El inicio del racionamiento coincidió con la revisión del Plan de Expansión del Sector Eléctrico Colombiano, que se venía realizando desde finales de 1991. El 1 de julio de 1992, la Comisión Nacional de Energía -CNE- aprobó el Plan de Expansión, el cual fue adoptado por el Consejo Nacional de Política Económica y Social -CONPES- el 13 de agosto del mismo año.

El Plan de Expansión de Referencia de 1992 significó un cambio total en la planeación del Sector Eléctrico Colombiano. Este consideraba el desarrollo de 2000 MW de capacidad distribuidos en 600 a carbón, 600 a gas y 800 hidroeléctricos, con un respaldo adicional de 500 MW en proyectos termoeléctricos e interconexiones internacionales, además de las obras de transmisión requeridas.

El Plan se ha venido desarrollando dentro de un ambiente de transformación del país, con la internacionalización de la economía y la modernización del Estado, que a su vez han llevado a profundos cambios en el Sector Eléctrico, con los cuales se busca crear un ambiente de competencia e incentivar la participación del sector privado para incrementar la eficiencia en la prestación del servicio de energía. El Proyecto de Ley Eléctrica, presentado por el Gobierno al Congreso, fue aprobado en primer debate por la Comisión Quinta del Senado de la República, y en él se plasman, entre otras, las reformas introducidas al Sector a través del decreto 700 emitido por la crisis del racionamiento, así como del decreto 2119 que reformó el Ministerio de Minas y Energía y que anticipa la creación de la Comisión de Regulación Energética -CRE- y de la Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME- que sustituye a la CNE.

Para apoyar la ejecución del Plan de Expansión, el CONPES aprobó el documento "Desarrollo de Algunos Proyectos de Generación Térmica del Plan de Expansión", con instrumentos para impulsar proyectos térmicos a corto plazo, y el documento "Nuevos Espacios para la Inversión Privada en Colombia" para incentivar la participación del capital privado.

Para mantener actualizado el Plan y responder a las necesidades cambiantes del Sector, la CNE elaboró a principios de 1993, los términos de referencia para la revisión y encomendó la ejecución de los estudios correspondientes a Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, los resultados del estudio se presentan en este documento para el período 1995-2004.

A su vez, la CNE conformó un grupo para la orientación y revisión de los estudios, integrado además por el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación -DNP-, Carbones de Colombia S.A. -CARBOCOL-, Empresa Colombiana de Petróleos -ECOPETROL-, el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas -INEA- e ISA. El grupo revisó los informes periódicos que ISA entregó de acuerdo con el cronograma de ejecución.

Los avances y resultados se han presentado a las principales empresas eléctricas del país. Adicionalmente, se contó con la intervención de un consultor contratado por la CNE,

encargado de realizar el seguimiento de los estudios y comprobar el cumplimiento de los términos de referencia. Estos resultados también fueron presentados al señor Ministro de Minas y Energía, para su revisión y recomendaciones.

Los principales elementos que se han tenido en cuenta para esta revisión son los siguientes:

- El avance alcanzado en el desarrollo de proyectos de generación y transmisión por parte de los diferentes agentes.
- La variación en la disponibilidad de gas y la modificación de sus precios, especialmente por la confirmación de las reservas de Cusiana y la nueva política para el uso de gas promulgada por el Gobierno Nacional.
- La actualización de los parámetros del Sistema que muestran el comportamiento de la operación, principalmente disminución en la disponibilidad del parque térmico y la revisión de la hidrología histórica al incluir las estadísticas de los años 1991 y 1992 que originaron una reducción en la media de aproximadamente el 10%.

La metodología utilizada es similar a la que se usó en el Plan de Referencia elaborado en 1992, en el cual se hizo énfasis en la consideración de la incertidumbre y el diseño de una estrategia flexible.

La nueva estrategia de inversiones recomienda que antes de terminar el presente siglo, se requiere la construcción de 750 MW a gas, 450 MW a carbón y 750 MW hidráulicos, para un total de 1950 MW, que sumados a los 440 MW de respaldo que hicieron parte del plan de emergencia, corresponden aproximadamente a los 2500 MW aprobados por el CONPES para el período 1998 - 2002. Estos requerimientos son similares a los del Plan de Referencia de 1992 con un adelanto de dos años debido a las modificaciones en la hidrología por las influencias del período 1991 - 1992 y a la reducción de la disponibilidad térmica que paso de un 80% al 60%. Sobre estos proyectos se requiere tomar ya las decisiones de construcción para que entren en servicio lo más pronto posible.

Considerando el avance presentado por algunos proyectos, se define en forma más precisa la estrategia para el período 1995 - 2000, con los proyectos:

- 480 MW de la repotenciación de Termobarranquilla a cargo de CORELCA
- 150 MW de Termovalle a cargo de la CVC
- 150 MW en el interior del país, a cargo de ISA
- 150 MW a carbón en Paipa a cargo de ELECTROBOYACA
- 300 MW a carbón en la Costa Atlántica a cargo de ISA
- 340 MW de Urrá I a cargo de URRRA S.A
- 392 MW de Porce II a cargo de EPPM.

En el caso de evidenciar en 1994, que la tasa de crecimiento de la demanda pueda ser superior al 4.7% y cercana al 5.1%, los requerimientos se incrementan en 300 MW para un total de 2250 MW.

Los incrementos de capacidad deben ser complementados con una mejora en la disponibilidad del parque térmico existente, teniendo como meta alcanzar el 85% para el año 1995, que permitirá a su vez brindar mayor flexibilidad al Plan y reducir la vulnerabilidad del Sistema ante situaciones de hidrología crítica, indisponibilidad del sistema de transmisión y del gasoducto, crecimiento no previsto de la demanda por encima de las tasas utilizadas en esta revisión y atrasos en la fecha de entrada en operación, entre otros.

Los requerimientos de capacidad de generación hacen que sea relevante el compromiso de que los proyectos Porce II y Urrá I estén disponibles a más tardar en el año 2000. Si en el año 1994, no están completamente definidos todos los aspectos relacionados con la construcción de los anteriores proyectos, de tal forma que se evidencie que su fecha de entrada es posterior al año 2000, se deberán adelantar las acciones para disponer durante este período de por lo menos 300 MW que los reemplacen.

Adicionalmente, se deben adelantar todas las acciones para que la desviación del Río Ovejas a Salvajina esté disponible en el año 1997.

Dada la evolución que ha tenido el Plan de Acción de Referencia y el estado de avance que presentan algunos de los proyectos, éstos definen de manera más precisa la estrategia de inversión pero no limitan la posibilidad de ejecución de otros, vale resaltar que sobre los 1950 MW necesarios en el período 1995 - 2000 se han adelantado acciones sobre 1800 MW, requiriéndose iniciar la promoción de los 150 MW térmicos restantes.

Para el período 2001-2004 se requiere adelantar las acciones para disponer de 1350 MW térmicos y 700 MW hidráulicos, considerando la adición de capacidad en plantas hidroeléctricas existentes.

El tiempo de construcción relativamente largo de los proyectos hidroeléctricos y la falta de un catálogo amplio de ellos con diseños terminados, dificulta que puedan competir en igualdad de condiciones con los proyectos térmicos durante el período en consideración, por lo tanto se recomienda la iniciación de un plan de diseños de proyectos con factibilidad terminada.

Lo anterior refuerza la necesidad de acometer la ejecución de proyectos y paralelamente adelantar acciones en un número suficiente de opciones que garanticen la flexibilidad al Plan.

Uno de los aspectos más relevantes y definitivos, como parte de la estrategia para la satisfacción de la demanda, lo constituye el disponer de mecanismos de control y seguimiento del Plan para garantizar que se cubra la demanda en las condiciones requeridas y alertar al Gobierno Nacional para que, directamente o a través de terceros (públicos o privados), acometa la ejecución de los proyectos adicionales requeridos.

ISA está trabajando en la actualización de las metodologías para análisis del Plan de Expansión, con el fin de adaptarlas a las nuevas necesidades del Sector Eléctrico y mejorar el tratamiento de los aspectos de riesgo e incertidumbre.

ISA REVISION PLAN DE EXPANSION GENERACION-TRANSMISION

Finalmente, sólo nos resta presentar los agradecimientos por la confianza depositada en Interconexión Eléctrica S. A. para la realización de estos estudios, que constituyen un servicio que se presta al país a través del Ministerio de Minas y Energía, brindando los elementos necesarios para la toma de decisiones de la estrategia de desarrollo de los sistemas de generación y transmisión.

En la actualidad, ISA se está transformando para adoptar una estructura acorde con las nuevas necesidades del Sector. Las funciones que desempeñaba la Oficina de Planeación, antes encargada de la realización de estos estudios, quedarán incorporadas dentro de las áreas de negocios, pero ISA mantendrá su capacidad técnica para efectuarlos y continuará apoyando al Ministerio de Minas y Energía en la planeación de los sistemas de generación y transmisión del Sector Eléctrico Colombiano.

Con los resultados que hoy entregamos, esperamos haber cumplido con los compromisos adquiridos, suministrando los elementos suficientes para fijar adecuadamente la estrategia de inversiones que garantice en el futuro el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica, pilar fundamental de la política de desarrollo económico adoptada por el Gobierno Nacional.

ANTECEDENTES

1. ANTECEDENTES

1.1 Plan de Expansión de Referencia

El Consejo Nacional de Política Económica y Social -CONPES- aprobó, en el mes de agosto de 1992, la estrategia de inversiones en proyectos de generación y transmisión para garantizar la prestación del servicio de electricidad en el período 1998-2002⁽¹⁾. De acuerdo con lo consignado en el documento CONPES 2606 esta estrategia está conformada por la instalación de 600 MW a gas, 600 MW a carbón, 800 MW en hidráulicas, 500 MW de respaldo y los refuerzos de transmisión necesarios para el transporte de la energía; en el mismo documento se consignan las responsabilidades institucionales para su ejecución, así como para el seguimiento y evaluación de todas sus componentes.

La estrategia de inversiones adoptada se caracteriza por la distribución regional, la diversificación energética y la introducción de la competencia en un ambiente de eficiencia económica dentro de un marco regulatorio a cargo del Estado, con el desarrollo de políticas claras para estimular la participación privada.

Uno de los cambios fundamentales alcanzado en el Plan de Expansión lo constituye el adoptar una estrategia **FLEXIBLE** de inversiones y un **PLAN NO RÍGIDO**, de manera que además de poder modificarse en la medida que cambien las condiciones futuras, los recursos financieros sean asignados en la forma más eficiente y se mantenga siempre abierta la posibilidad de incorporar nuevas opciones que surjan. La flexibilidad y la no rigidez se complementan con el criterio del **PLAN MENOS VULNERABLE**, que busca adoptar una estrategia de inversión que disminuya el riesgo de racionamiento ante eventos críticos de baja probabilidad de ocurrencia, los cuales en caso de presentarse producen un gran impacto en el suministro a nivel global o regional.

Cumpliendo con las responsabilidades institucionales establecidas para el seguimiento, control, realización y revisión del Plan de Expansión de Referencia 1998 - 2002⁽²⁾, la Comisión Nacional de Energía -CNE- encomendó a ISA la elaboración de los estudios para la revisión del Plan, teniendo en cuenta los lineamientos generales adoptados en marzo de 1992.

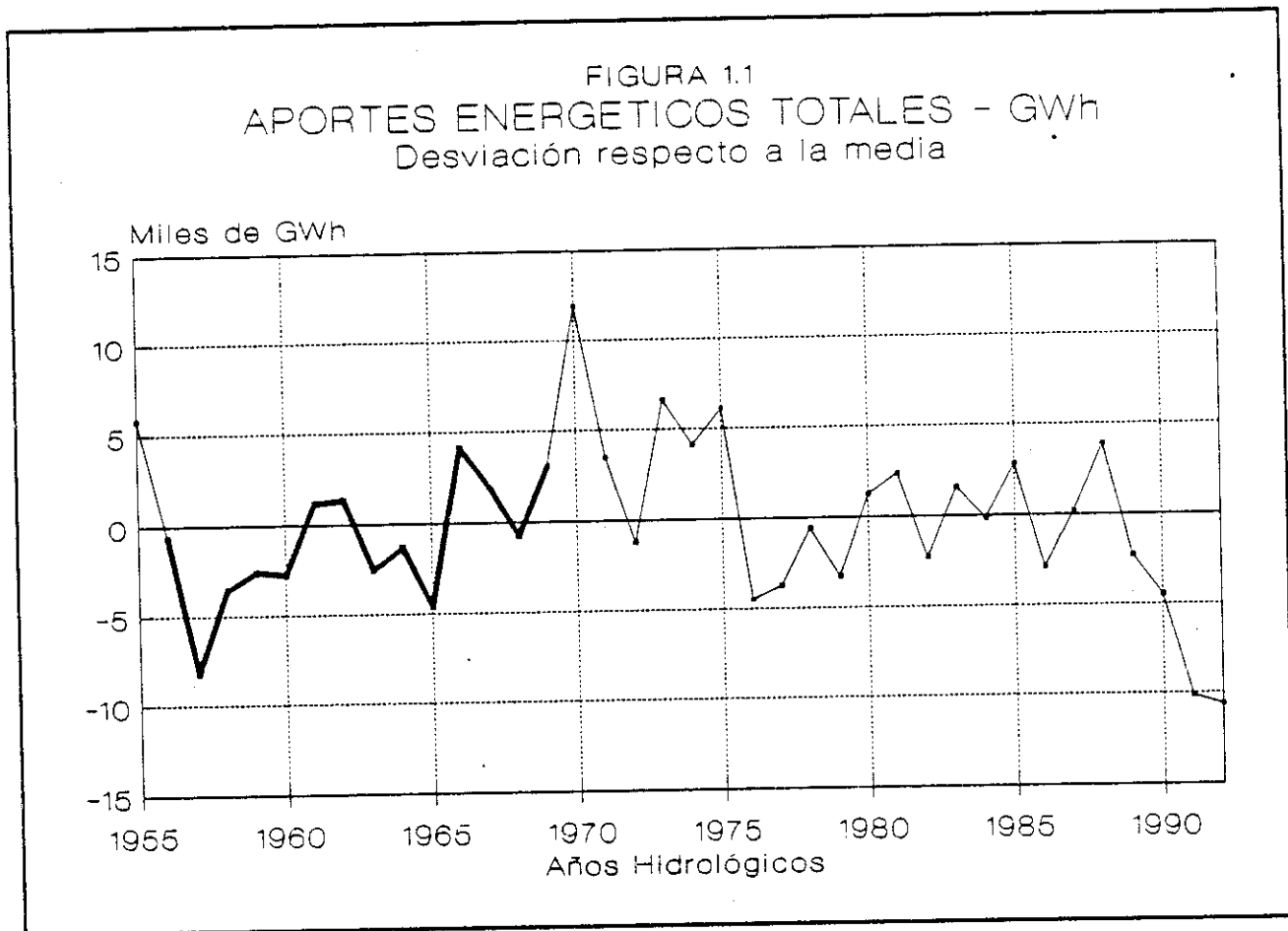
1.2 Racionamiento Eléctrico 1992-1993 - Plan de Emergencia Eléctrica

El racionamiento eléctrico que padeció el país desde marzo de 1992 hasta abril de 1993, ha mostrado la gran vulnerabilidad que tiene el Sistema Eléctrico ante la ocurrencia de hidrologías críticas como las presentadas durante los años 1991-1992, cuyos aportes hídricos han sido los más bajos en la historia registrada de los ríos que alimentan las centrales de generación,

(1) Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico 1998-2002. DNP-2606-UINF-DELEC-MINMINAS. Santafé de Bogotá, Agosto 13 de 1992.

(2) SECTOR ELECTRICICO COLOMBIANO. PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION-TRANSMISION. ISA. INTERCONEXION ELECTRICA S.A. Medellín, junio de 1992.

como se indica en la Figura 1.1. Con el fin de dar respuesta a la anterior situación, el Ministerio de Minas y Energía, las empresas del Sector, ECOPEL y las empresas privadas están adelantando un Plan de Emergencia Eléctrica (Ver Tabla 1.1), con base en las atribuciones del Estado de Emergencia Económica y Social.



Mediante el decreto No. 700 del 24 de abril de 1992 se establece un tratamiento tributario especial y transitorio que permite la importación y adquisición, por parte de las empresas industriales, de equipos de generación de energía eléctrica; se adoptan los instrumentos legales para facilitar y hacer viable la participación del sector privado en la generación de electricidad, a través de la compra de energía y potencia por parte de las empresas públicas; el libre acceso a la red por parte de los privados y la definición libre de peajes entre privados y dueños de la red.

El Plan de Emergencia Eléctrica incorpora el programa de recuperación de unidades generadoras (PRU) que se venía desarrollando en el Sector, acelera los proyectos en construcción, adiciona nuevos proyectos de recuperación de pequeñas unidades y además hace el seguimiento a la construcción de nuevos proyectos definidos como de Emergencia.

TABLA 1.1
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
PLAN DE EMERGENCIA ELECTRICA
ORDENADO POR FECHA DE ENTRADA ESTIMADA

EMPRESA	TOTAL FECHA (MW)	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	ENTRADA PROGRAMA	ENTRADA ESTIMADA	CAPACIDAD ACUMULADA (MW)
CORELCA	1592.9	TERMOCARTAGENA III	66.0	Jul-92		66.0
CHEC		GUACAICA	1.2	Aug-92		66.2
CORELCA		TERMOBARRANQUILLA IV	6.0	Sep-92		72.2
ELECTRANTA		EL RIO 2, 3 y 5 (Entraron la 5 y la 2, con 4.5 c/u)	13.0	Sep-92		85.2
ELECTRANTA		EL RIO IV	4.5	Oct-92		89.7
CORELCA		TERMOBARRANQUILLA III	6.0	Oct-92		95.7
ECOPETROL		GUANDALAY-TURBOGAS Fase I	29.0	Oct-92		124.7
ISA		ESTACIONARIAS DE BUENAVENTURA	25.0	Oct-92		149.7
ELECTROHUILA		RECUP. CENTRAL LA PITA	1.4	Oct-92		151.1
ISA		INTERCONEXION COLOMBO-VENEZOLANA (EDELCA)	100.0	Nov-92		251.1
CORELCA		TERMOBARRANQUILLA VI	15.0	Dec-92		266.1
CORELCA		TURBOGASES CHINU	86.0	Dec-92		332.1
ELECTRANTA		UNION II	2.5	Dec-92		334.6
ECOPETROL		SEGUNDA PLANTA (Yumbo, Valle)	26.0	Dec-92		360.6
EEB		PROYECTO GUAVIO Unidad 1	200.0	Dec-92		560.6
ISA		REPARACION TERMOZIPA V	66.0	Dec-92		626.6
ELECTRANTA		RIOMAR	10.8	Dec-92		637.4
ICEL		PALENQUE V (Barranca V)	20.0	Dec-92		657.4
EEB		PROYECTO GUAVIO Unidad 2	200.0	Jan-93		857.4
PROELECTRICA		PROYECTO CENTRAL TERMICA CARTAGENA MAMONAL Fase I	60.0	Jan-93		917.4
ELECTRANTA	UNION I	3.5	Feb-93		920.9	
EEB	PROYECTO GUAVIO Unidad 3	200.0	Mar-93		1120.9	
ELECTRANTA	EL RIO VI	11.0	Mar-93		1131.9	
EEB	PROYECTO GUAVIO Unidad 4	200.0	May-93		1331.9	
EEB	PROYECTO GUAVIO Unidad 5	200.0	Jun-93		1531.9	
ECOPETROL	TERCERA PLANTA (Los Llanos Ocoa-Meta)	28.0	Jul-93		1559.9	
CORELCA	TURBOGASES CHINU 5	33.0	Jul-93		1592.9	
EEB	337.6	TERMOZIPA II	37.5	Jan-93	Aug-93	1630.4
EP PEREIRA		BELMONTE	1.0	Jan-93	Aug-93	1631.4
CENS		INTERCONEXION COLOMBO-VENEZOLANA (CADAPE)	20.0	Feb-93	Aug-93	1661.4
ELECTRANTA		EL RIO VII	2.5	Feb-93	Aug-93	1663.9
ELECTRANTA		EL RIO I	1.8	Feb-93	Aug-93	1665.7
ELECTRANTA		EL RIO VIII	13.0	Mar-93	Aug-93	1678.7
CELGAC		BIONEGRO	2.0	May-93	Aug-93	1670.7
ELECTROHUILA		RECUP. CENTRALES IQUIRA I, II	1.5	Mar-93	Sep-93	1672.5
ELECTRIBOL		COSPIQUE	8.0	Jul-93	Nov-93	1680.5
ECOPETROL		GUALANDAY-TURBOGAS Fase II	15.0	Jul-93	Nov-93	1695.5
EDEQ		EL CAIMO	2.2	Aug-93	Nov-93	1697.7
CHIDRAL		ANCHICAYA III-IV	9.0	Oct-93	Nov-93	1706.7
CORELCA		GENERACION PRIVADA BARRABQUILLA	100.0	Apr-93	Dec-93	1806.7
ELECTRANTA		UNION III	5.8	May-93	Dec-93	1812.5
EP PEREIRA		DOS QUEBRADAS	6.0	Jun-93	Dec-93	1820.5
CENS		INTERC. COLOMBO-VENEZOLANA (COROZO-SAN MATEO)	100.0	Aug-93	Dec-93	1920.5
CORELCA		TERMOBARRANQUILLA I-II	10.0	Dec-93	Dec-93	1930.5
CHIDRAL	196.7	TERMOYUMBO	3.0	Dec-93	Jan-94	1933.5
CHIDRAL		ANCHICAYA I-II	8.0	Dec-93	Jan-94	1941.5
PROELECTRICA		PROYECTO CENTRAL TERMICA CARTAGENA MAMONAL Fase II	30.0	Jan-93	Feb-94	1971.5
ESSA		TERMOBARRANCA III	9.0	Jul-93	Mar-94	1980.5
ECOPETROL		YUMBO CICLO STIG ó Fase II	15.0	Dec-93	Mar-94	1995.5
ECOPETROL		COCA CICLO STIG ó Fase II	15.0	Dec-93	Mar-94	2010.5
CEDELCA		RECUPERACION CENTRALES INZA, SILVIA Y SAJANDI	4.0	Oct-93	Apr-94	2014.5
EBSA		TERMOPAIPA II	8.0	Oct-93	Apr-94	2022.5
ESSA		PALMAS (Ampliación)	6.0	Nov-93	Apr-94	2028.5
ELECTRANTA		UNION IV	4.8	Dec-93	Apr-94	2033.1
CEDENAR		IMPORTACION ENERGIA (EMELNORTE-Ecuador)	10.0	Nov-92	Aug-94	2043.1
CEDENAR		RECUP. RIO BOBO, JULIO BRAVO Y SAPUYES	8.1	Jul-93	Sep-94	2051.2
CORELCA		GENERACION PRIVADA BARRANQUILLA	50.0	Jul-93	Dec-94	2101.2
ISA	ESTACIONARIAS DE BUENAVENTURA 2	25.0	Oct-92	Mar-94	2126.2	
CORELCA	42.1	TERMOCARTAGENA II	6.0	Oct-93		
EEB		TERMOZIPA I	33.0	Dec-93		
CHEC		MUNICIPAL INTERMEDIA, SAN CANCIO	1.9	Dec-93		
EP. CALARCA		CAMPESTRE	1.2	Jan-93		

Fuente: FEN Informe sobre la ejecución de los proyectos del Plan de Emergencia y Disponibilidad Térmica. Fecha de corte Junio 30 de 1993.

Vicepresidencia de Crédito División de Administración de Proyectos, Julio de 1993. Información Centro de Control de ISA.

07-Oct-93

Este Plan contempla la ejecución de proyectos que suman 2126 MW⁽³⁾, de esta capacidad ya han entrado en operación 1592.9 MW (correspondientes al 74.9% del total), restando 533.1 MW para entrar en un período estimado de 19 meses.

En este plan se incluyeron los proyectos Guavio (1000 MW) y la interconexión con Venezuela, por la línea Cuestecitas - Cuatricentenario (100 MW), que ya se encontraban en construcción. Con respecto a los 533.1 MW que restan por entrar en operación, 130 MW corresponden a la interconexión con Venezuela entre el Corozo y San Mateo.

1.3 Lineamientos para la Revisión del Plan de Expansión de Referencia⁽⁴⁾

La Tabla 1.2 contiene los criterios utilizados para la revisión, los cuales coinciden en su mayoría, con los dados en 1992 por la CNE⁽⁴⁾ para elaborar el Plan de Referencia⁽²⁾. Se exceptúa la confiabilidad energética, que se tratará como una variable de decisión después de aplicar los análisis correspondientes a flexibilidad y vulnerabilidad, y su resultado será función del escenario que se considere para su evaluación. Además, los resultados se deben enmarcar en el contexto macroeconómico y financiero que se ha fijado para el desarrollo del Plan de Expansión.

Se han dado variaciones en las condiciones con las que se elaboró el Plan de Referencia, que han inducido cambios en la situación energética del Sistema Interconectado, en algunos criterios de evaluación y en algunos supuestos en los que se fundamentó el Plan en junio de 1992. Estos cambios son:

- **Revisión de la Estrategia de Inversión:** Dados los cambios en el Plan de Emergencia, las modificaciones en el campo legal y estructural del Sector, la evolución del plan de acción de referencia y las nuevas opciones térmicas, se ha visto la conveniencia de revisar la fecha de entrada de los proyectos que conforman la estrategia de inversiones aprobada por el CONPES⁽¹⁾.
- **Costos de combustibles:** El incremento de reservas de gas natural, el gran potencial de reservas de carbón, la posibilidad de que participen inversionistas privados nacionales o extranjeros, y el reconocimiento de la participación de sistemas artesanales y tecnificados en la minería tradicional, hizo necesario por parte de Ecopetrol y Carbocol evaluar los costos de gas natural y carbón.
- **Disponibilidad de Plantas térmicas e hidráulicas:** A finales de 1991 y principios de 1992 la disponibilidad real de las plantas térmicas fue mucho menor de la esperada. La disponibilidad promedio de las plantas térmicas, durante 1992 fue de 1145 MW, que representa un 62% de la capacidad térmica efectiva.

(3) Financiera Energética Nacional - FEN. Informe sobre la ejecución de los proyectos del Plan de Emergencia y Disponibilidad Térmica. Junio 30 de 1993.

(4) Comisión Nacional de Energía. Plan de Referencia para la Expansión Eléctrica - Lineamientos. CNE-012/92, marzo de 1992.

La disponibilidad promedio evaluada sobre la curva de carga y considerando todo tipo de causas, fue de 6586 MW equivalente al 79% de la capacidad efectiva media anual reportada por los sistemas, siendo inferior al 84% obtenido en el año 1991.

A julio de 1993, la capacidad efectiva hidráulica era de 7700 MW con una disponibilidad promedio real de 76.4% (5883 MW) y la capacidad térmica de 1960 MW con una disponibilidad promedio real de 65.3% (1280 MW), lo cual implica que el sistema tenga una disponibilidad promedio real del 74.2%, equivalente a 7166 MW.

Dadas las condiciones de las plantas existentes y de que aún no se dispone de un plan de retiros de unidades ineficientes, se ha supuesto para la actual revisión del Plan de Referencia:

- Para las centrales térmicas existentes una disponibilidad promedio ponderada del 60% y del 86% para las plantas hidráulicas existentes.
- Para las opciones de expansión se supone un factor de disponibilidad del 80% para las térmicas y del 90% para las hidráulicas

Lo anterior da como resultado una disponibilidad promedio ponderada del 81% al final del período de expansión.

Estos cambios en los factores de disponibilidad son el resultado de los valores promedios presentados en el último año y la consideración, en forma indirecta, de la no disponibilidad de 134 MW para atender la demanda de potencia, identificados como ineficientes, los cuales habrán de confirmarse una vez se realice el estudio programado por la CNE, sobre el Plan de Retiros de Capacidad Instalada.

En la revisión de junio de 1992 se utilizó una disponibilidad promedio ponderada de generación del 87%⁽⁵⁾, valor que en la actualidad se observa difícil de alcanzar.

- **Aportes hidrológicos:** Según estadísticas sobre la hidrología, disponibles en ISA y el HIMAT, los años de 1991 y 1992 fueron los años mas secos en la historia nacional y la sequía que se presentó desde el mes de diciembre de 1991 fue la más extensa de los últimos 37 años. Al analizar la evolución de los aportes hídricos, en GWh, para el período 1990 - 1992, junto con los aportes promedios históricos para cada mes, se aprecia la reducción de los aportes reales con respecto a los promedios. A nivel anual los aportes reales de 1990, 1991 y 1992 fueron el 88, 78 y 66% de los aportes promedios.
- **Análisis ambiental:** Dada la incorporación de nuevas opciones de expansión, la evaluación ambiental de éstas se debe efectuar usando las metodologías establecidas

(5) Este factor promedio ponderado resulta de utilizar un factor de disponibilidad para las plantas existentes térmicas del 80%, hidroeléctricas 86% y para las plantas nuevas del 90%.

en el Plan de Expansión de Referencia⁽²⁾. Para los proyectos ya incluidos en el catálogo de opciones se deberán reportar los avances en la obtención de la licencia ambiental.

El cambio de supuestos y criterios antes mencionados y el proceso de reestructuración por el que atraviesa el Sector Eléctrico hace indispensable actualizar la agenda de decisiones para formular las acciones necesarias a fin de llevar a cabo el Plan de Expansión.

**TABLA 1.2
CRITERIOS PARA LA EXPANSION**

■	MACROECONOMICO	RESTRICCIONES SOBRE: - NIVEL DE INVERSION PUBLICA - POLITICA DE ENDEUDAMIENTO - COBERTURA DEL SERVICIO DE LA DEUDA
■	TECNICO	CUMPLIMIENTO DE RESTRICCIONES FISICAS Y TECNICAS
■	CONFIABILIDAD	ENERGIA - VARIABLE DE DECISION DE ACUERDO CON ANALISIS DE FLEXIBILIDAD Y VULNERABILIDAD. POTENCIA - 1% VALOR ESPERADO DE RACIONAMIENTO DE POTENCIA
■	SEGURIDAD	ESTABILIDAD ANTE FALLAS TRIFASICAS
■	CALIDAD	REGULACION DE TENSION
■	ECONOMICO	MINIMO COSTO EFICIENTE
■	FINANCIERO	CUMPLIMIENTO DE: - NIVELES DE INVERSION Y ENDEUDAMIENTO - METAS TARIFARIAS Y FINANCIERAS - FUENTES DE FINANCIACION
■	AMBIENTAL	MINIMIZACION DE IMPACTOS DELETEREOS Y MAXIMIZACION DE BENEFICIOS REGIONALES
■	FLEXIBILIDAD	ROBUSTEZ ECONOMICA
■	VULNERABILIDAD	RACIONAMIENTO DE ENERGIA Y POTENCIA EN CONDICIONES CRITICAS A NIVEL GLOBAL Y POR REGIONES

**EVOLUCION DEL PLAN
DE ACCION DE REFERENCIA**

2. EVOLUCION DEL PLAN DE ACCION DE REFERENCIA

Con base en la evaluación de las estrategias de expansión se conformó la agenda de las actividades necesarias a realizar durante los años 1992 y 1993, relacionadas con la oferta, la demanda, la transmisión, la integración con los otros subsectores energéticos, las interconexiones internacionales, la legislación, regulación y comercialización de la energía. Todas estas actividades constituyen el elemento primordial para la toma de decisiones que conlleven a un Plan de Expansión Flexible, que se adapte a la condiciones futuras tanto internas como externas al Sector Eléctrico y que permitan la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica de la población colombiana cumpliendo con los objetivos, estrategias y criterios formulados para la elaboración de este plan.

Una evaluación del cumplimiento del Plan de Acción de Referencia recomendado muestra una limitada ejecución del mismo, que puede conllevar a enfrentar problemas de suministro en el corto y mediano plazo, sino se toman las medidas correctivas adecuadas.

El Gobierno Nacional además de desarrollar la reestructuración financiera, institucional y normativa del Sector, ha tomado las medidas necesarias para poner en marcha las acciones que garanticen la atención de la demanda. Por parte de las empresas del Sector Eléctrico se han adelantado actividades encaminadas a la contratación de compra de energía a privados, estudios para la definición de esquemas de desarrollo de proyectos de generación eléctrica, creación de sociedades para la ejecución de proyectos hidroeléctricos y la iniciación de la construcción de los proyectos Porce II y Urrá I.

Sin embargo, la alta incertidumbre que presenta el desarrollo, los resultados y la implantación de estas acciones, para la ejecución del Plan de Expansión, requiere de un mayor control y seguimiento por parte del Gobierno Nacional para minimizar los riesgos y lograr el dinamismo necesario para adaptar el Plan a las condiciones que se vayan revelando.

2.1 Aspectos Institucionales y Regulatorios

El Gobierno con el fin de establecer reglas claras para todos los competidores y facilitar la participación privada, ha adelantado algunas acciones, todavía no suficientes, en el campo del marco regulatorio y legal.

Las principales acciones adelantadas son:

- Presentación de los proyectos de Ley Eléctrica y Servicios Públicos Domiciliarios al Congreso de la República.
- Reestructuración del Ministerio de Minas y Energía, creando la Comisión de Regulación Energética y la Unidad de Planeamiento Minero - Energético.
- Expedición de documentos CONPES para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica.

- Resoluciones provisionales de la Junta Nacional de Tarifas -JNT- sobre cargos de transmisión.
- Contratación de la firma Coopers & Lybrand para el diseño del marco regulatorio e institucional del Sector.

En el marco de la reestructuración del Sector Eléctrico Colombiano, se han efectuado modificaciones en la estructura institucional y en el marco legal, para permitir la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica, con el fin de fortalecer la competencia y estimular la incorporación de nuevas fuentes de capital.

Con las medidas vigentes es posible incorporar la participación privada en la generación eléctrica a través de los esquemas de autogeneración, generación independiente y compra de activos, acciones, bonos o títulos.

El esquema de autogeneración, se ha definido como la producción de energía para el consumo propio, ampliando su objetivo de manera que se permita a grupos de consumidores conformar sociedades generadoras de energía cuya producción se venda exclusivamente a los socios, contando con el respaldo del Sistema Interconectado Nacional y transportando la energía a través de las redes de interconexión y distribución de las empresas públicas.

Los esquemas de generación independiente son aquellos donde la mayor parte de la potencia y energía producida se venden a terceros, usualmente a empresas distribuidoras o grandes consumidores, asumiendo sus inversionistas todos los riesgos del negocio y participando como agentes competitivos en el mercado de la energía.

La compra de activos, acciones, bonos o títulos supone que se logrará a través de la acción con el Gobierno Nacional, quien en el proceso de reestructuración financiera del Sector Eléctrico, asumió los pasivos de CHB, ICEL y CORELCA a cambio de activos que podrán ser vendidos para cubrir con las obligaciones financieras.

En el documento CONPES No 2641 de febrero de 1993⁽¹⁾, se proponen los instrumentos y posibles opciones para impulsar la generación termoeléctrica por parte del sector privado.

Según el documento la motivación de esta acción se centra en las limitaciones financieras del Sector Eléctrico para financiar la totalidad de las inversiones requeridas por la expansión.

■ Instrumentos para el desarrollo de proyectos privados

Las inversiones en proyectos de generación eléctrica están sujetas a mayores riesgos e incertidumbres que otros proyectos industriales. En la actualidad el Sector Eléctrico requiere de instrumentos para disminuir los riesgos y asegurar que las inversiones requeridas en la

¹ Documento MINMINAS-MINHACIENDA-DNP-2641 UNIF. Santafé de Bogotá, febrero 16 de 1993. Versión aprobada por el CONPES.

expansión, se lleven a cabo por parte de las empresas públicas y privadas. Estos instrumentos son principalmente: i) contratos de compra o suministro de energía y combustibles a largo plazo; y ii) garantías financieras a los contratos de energía.

■ Esquemas de cargos por el uso de redes

El 30 de noviembre de 1992 se expidió la resolución número 168 de la Junta Nacional de Tarifas -JNT, la cual determina los cargos provisionales sobre los servicios de interconexión, transmisión y transformación a aplicarse a los autogeneradores y generadores independientes a partir del 1 de diciembre de 1992. La misma resolución establece las reglas para garantizar la confiabilidad del suministro y los cargos para la valoración de la energía de respaldo al consumo propio y a las entregas de generadores independientes y autogeneradores.

En la misma fecha se expidieron las resoluciones 186 y 187 con los objetivos de establecer los cargos, también provisionales, por Servicios de Transmisión Regional desde las subestaciones de transformación para el caso de ECOPETROL y para establecer los cargos por el uso de las redes municipales de distribución de la Electrificadora de Bolívar, en el caso de PROELECTRICA respectivamente.

La claridad y aplicabilidad de estos peajes será fundamental en el aspecto de libre acceso a la red, puesto que de ellos dependerán las condiciones de servicio que preste la empresa de transmisión y las empresas distribuidoras.

2.2 Desarrollo de Proyectos

En la Tabla 2.1 se presenta un resumen de la evolución del desarrollo de proyectos en el Sector Eléctrico.

2.2.1 Proyectos Térmicos

En el campo de la generación termoeléctrica, las actividades que se han desarrollado de acuerdo con el Plan de Expansión de Referencia son:

■ Garantías para el desarrollo de proyectos térmicos.

Teniendo en cuenta los requerimientos de capacidad para el período 1997 - 2002 se sugieren, en el documento CONPES 2641, los siguientes proyectos para iniciar su desarrollo en 1993, conformando un primer grupo de 750 MW térmicos de generación privada, para los cuales se considera aplicable la definición de los instrumentos planteados anteriormente.

- Proyectos de generación a gas - 300 MW. Contempla la construcción de plantas nuevas de ciclo combinado o la repotenciación de las existentes en la Costa Atlántica.
- Proyectos de generación a carbón - 300 MW
- Proyectos de generación en el Suroccidente - 150 MW.

TABLA 2.1
DESARROLLO DE PROYECTOS
RESUMEN

PROYECTO	RESPONSABLE	ACCION	CAP (MW)	FECHA ESTIMADA PARA ENTRADA EN OPERACION ⁽¹⁾ (Trimestres)
BOOM-150 MW Barranquilla	CORELCA	Compra de energía	150	100 MW IV-1993 50 MW IV-1994
Termovalle I	CVC	Términos de Referencia	150	100 MW III-1995 50 MW III-1996
Repotenciación Ternobarranquilla	CORELCA	Precalificación	480	IV-1995
Desv. Río Ovejas a Salvajina	CVC	Actualización de pliegos	-	I-1997
Paipa IV	ELECTROBOYACA	Evaluación de propuestas	150	I-1997
Carboeléctrica -Costa	ISA	Acuerdo de Cofinanciación	300	I-1999
Porce II	EEPPM	Inicio de construcción/infra-estructura	392	III-1999
Urrá I	URRA S.A	Inicio de construcción	340	III-1999
Miel I	HIDROMIEL S.A	Diseño	375	II-2001
Línea El Corozo - San Mateo	CENS	Firma Convenio de Ejecución	50	1994
Transmisión entre Regiones	ISA	Tramitación de créditos	-	1997-2000
Ampliación Interconexión Colombia-Venezuela	ISA	Elaboración de estudios de factibilidad	300	—
Interconexión Ecuador	ICEL	Elaboración de estudios de factibilidad	35	—

(1) Estimada según la evolución de las acciones

En conjunto, estos proyectos proporcionarían confiabilidad a todo el sistema, reduciendo el riesgo de racionamiento futuro. Se hace claridad que los costos de estos contratos de compra de energía deben ser asumidos, de manera adecuada, por las empresas del Sector. El Ministerio de Minas discutirá y pondrá en marcha los esquemas necesarios para lograr este objetivo.

■ **Términos de Referencia para el Desarrollo del Proyecto TERMOVALLE I con la Participación de capital privado.**

El Departamento Nacional de Planeación y la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca-CVC, están en el proceso de definir los términos de los pliegos necesarios para adelantar la licitación internacional para la construcción y operación de un ciclo combinado en el Suroccidente del país, con capacidad de generación de 150 MW.

Se proyecta que esta planta tenga una producción de energía firme de 1050 GWh que se destinará al sistema eléctrico CVC-CHIDRAL, para atender el mercado del Valle del Cauca. De acuerdo con la localización del proyecto, la CVC determinará las instalaciones necesarias a 115 kV para conectar la central con las subestaciones correspondientes, las cuales serán partes integrantes del proyecto.

■ **Plan de Expansión de Generación a Gas - CORELCA⁽²⁾**

A inicio del año 1993, CORELCA presentó a su Consejo Directivo, las diferentes alternativas que han sido identificadas por la administración tendientes a definir las directrices para lograr la ejecución del Plan de Expansión de generación a gas considerando las recomendaciones del CONPES. Los aspectos tratados son: alcance del proyecto de repotenciación (480 MW en Termobarranquilla y 360 MW en Termocartagena), prioridad en su ejecución, esquemas para la participación de capital privado en su desarrollo, posibles esquemas de financiación y comercialización, además de los procedimientos para la evaluación y selección del socio.

CORELCA adjudicó al Consorcio AENE-Lahmeyer International, la ejecución de las tres etapas definidas para adelantar el proceso de la repotenciación con capital privado, identificadas como: elaboración de los términos de referencia, evaluación de las ofertas y asesoría en la negociación del contrato respectivo. En la actualidad se efectúa el análisis de ofertas para seleccionar el socio, con el cual ejecutará el proyecto de repotenciación de Termobarranquilla, aspirando tener operativos los primeros 240 MW en diciembre de 1995, y los otros 240 MW en el año de 1997.

■ **Términos de Referencia Proyecto Carboeléctrico en la Costa Atlántica.**

Interconexión Eléctrica S.A. - ISA-, finalizó en el mes de abril la elaboración de los términos de referencia con el objeto de abrir un concurso privado de méritos para: i) analizar, definir

² CORELCA. Plan de Expansión Generación a Gas. Esquema de Desarrollo. Documento Preliminar. Enero de 1993.

y diseñar los esquemas de participación y comercialización que permita la vinculación de capital privado en el desarrollo carboeléctrico en la Costa Atlántica, mediante la construcción y operación de una planta térmica con capacidad mínima de 300 MW; ii) evaluar, analizar y seleccionar los yacimientos carboníferos, para los cuales se desarrollaría el proyecto teniendo en cuenta la zona de La Loma en el departamento del Cesar, de San Jorge en el departamento de Córdoba y de El Cerrejón en el departamento de la Guajira; iii) definir el sitio y la capacidad máxima del proyecto, dado que su capacidad inicial sería 300 MW; y iv) Después de una evaluación interna por parte de ISA, preparar la documentación requerida para la promoción del proyecto, realización de la promoción misma y elaboración de los documentos y trámites para la licitación.

Actualmente, los términos de referencia cuentan con la aceptación de Banco Mundial y se está gestionando con DNP Y PNUD un acuerdo de cofinanciación para cubrir los costos del consultor.

■ **Apertura de Licitación para el Desarrollo Carboeléctrico de Paipa IV**

La Electrificadora de Boyacá - ELECTROBOYACA- se encuentra en el proceso de evaluación de las propuestas recibidas para la construcción, operación y mantenimiento de 150 MW térmicos a carbón en Paipa, en noviembre del presente año se espera contar con la decisión de adjudicación.

2.2.2 Proyectos Hidráulicos

Dentro del desarrollo de proyectos hidroeléctricos se destacan:

■ **Urrá I**

El 2 de octubre de 1992 se constituyó la empresa generadora autónoma URRÁ S.A., con el objeto de construir, administrar, operar y mantener el proyecto. Son accionistas de la sociedad: CORELCA con el 90.5% de las acciones, ISA con el 2.8%, los departamentos de la Costa Atlántica con aproximadamente el 4.0%, el municipio de Tierra Alta con el 0.1% y el Sector Privado con el 2.6% restante⁽³⁾.

El proyecto tiene la financiación asegurada con aportes de presupuesto nacional y créditos externos e internos. El 21 de julio de 1993 se dio la orden de iniciación de la construcción.

(3) Escritura Pública 1390 para la constitución de la Sociedad Anónima de Economía Mixta "Empresa Multipropósito de Urrá S.A. Montería, octubre 2 de 1992.

■ **Porce II**

A través del documento CONPES 2636⁽⁴⁾ de febrero de 1993, se le brindó la aprobación de la Garantía de la Nación a operaciones de crédito externo hasta por la suma de US\$328 millones, que contratarán las Empresas Públicas de Medellín -EPPM-, destinados a la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Porce II. Según este documento la Garantía de la Nación está sujeta al otorgamiento por parte de EPPM de las contragarantías financieras que disponga el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y condicionada al cumplimiento, por parte de la misma empresa, de las metas establecidas en el convenio de desempeño firmado con la FEN y a su sujeción a los acuerdos operacionales y comerciales del Sistema Interconectado Nacional y las demás políticas sectoriales.

■ **Miel I**

Así mismo, el día 24 de febrero de 1993, se firmó el documento estatutario de conformación de la sociedad abierta Hidroeléctrica La Miel - HIDROMIEL S.A, en la cual se destaca la participación de entidades públicas y privadas. La participación accionaria en la sociedad quedó constituida por: ISA con 56.0%, CHEC con 11.4%, los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda con 2.2% cada uno, el municipio de Manizales con 3.3%, el municipio de Pereira con 0.3%, las Empresas Públicas de Pereira con 6.7% y el Sector Privado con 22.4%⁽⁵⁾. A partir del mes de septiembre se inició el proceso para abrir una licitación privada internacional para la construcción del proyecto Miel I.

2.2.3 Proyectos de Respaldo

Para cumplir con la capacidad de respaldo de los 500 MW estipulados en el Plan de Referencia, se adelantaron las acciones a través del Plan de Emergencia y Disponibilidad Térmica, en los siguientes proyectos:

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)
MAMONAL	90
GUALANDAY	50
YUMBO	50
OCOA	50
LINEA EL COROZO - SAN MATEO	50
LAS FLORES	150
TOTAL	440

⁴ Documento DNP-2636-UNIF-DELEC. "Garantía de la Nación a Créditos Externos que contratarán las Empresas Públicas de Medellín -EPM- para financiar la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Porce II. Santafé de Bogotá, febrero de 1993. Versión aprobada por el CONPES.

⁵ Contrato de constitución de la Sociedad Hidroeléctrica La Miel S.A, HIDROMIEL S.A, firmado en la ciudad de Manizales el día 19 de febrero de 1993.

2.2.4 Proyectos del Sector Privado

El Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, continúa con la política de promoción de las opciones de expansión, para que sean adelantadas por el sector privado, bajo los mecanismos de compras aseguradas de energía para los proyectos térmicos y creación de sociedades para el desarrollo de proyectos hidráulicos.

Como parte de proyectos del sector privado se tienen a Mamonal, que entró en operación en julio de 1993 y la contratación de suministro de potencia y energía, por parte de CORELCA, al Consorcio Compañía Sevillana de Electricidad - Consorcio Colombiano Industrial S. A, la fecha estimada para la entrada en operación de los primeros 100 MW es octubre de 1993, los 50 MW restantes estarían disponibles un año después.

Adicionalmente se estudian por parte del sector privado, esquemas para la generación de energía eléctrica a través de la autogeneración y cogeneración, se destacan los proyectos térmicos de King Ranch en el departamento del Atlántico, industriales del departamento de Boyacá, Asocaña, Cartón de Colombia y las pequeñas hidroeléctricas en el departamento de Antioquia.

■ Ofrecimiento de Venta de Energía en Bloque en el Sur del país

PETROSUR S.A adelanta la compra y montaje de una refinería para el sur del país con capacidad de carga de 16000 barriles/día de crudo procedente del sector de producción de Orito.

Esta refinería además de la gasolina para el consumo regional tendrá excedentes de fuel oil entre 4000 y 5000 barriles/día, los cuales proyectan convertir en energía eléctrica usando una planta generadora con capacidad de 120 y 150 MW.

Es así como PETROSUR S.A está ofreciendo al Gobierno energía eléctrica en venta bajo la modalidad en bloque, condicionada a la compra de la energía en una cantidad continua no inferior al 80% de la capacidad instalada y por un período mínimo entre 10 y 15 años prorrogables y a un costo del KWh que dependería y fluctuaría con base al precio internacional del fuel oil, la inversión de capital, intereses, gastos de operación y mantenimiento, factor de potencia, impuestos nacionales y otros factores que permitan ofrecer un servicio estable, rentable y seguro para PETROSUR S.A y para la entidad contratante.

2.2.5 Sistema de Transmisión

En el campo de los refuerzos regionales de transmisión y las interconexiones internacionales, se han desarrollado las siguientes acciones:

■ Proyectos de Transmisión entre regiones.

ISA inició el proceso para la obtención de la resolución ministerial que la autorice tramitar el crédito para la financiación de los proyectos de transmisión entre regiones según lo aprobado

por el CONPES en agosto de 1992. Actualmente se están contratando los diseños para la línea San Carlos-San Marcos a 500 kV, los cuales se iniciarán en enero de 1994 con una duración de los trabajos de 15 meses.

■ **Estudios para la Ampliación de la Interconexión Colombia - Venezuela.**

Durante 1992, el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento de Planeación Nacional, ISA y algunas empresas del Sector Eléctrico Colombiano sostuvieron conversaciones con organismos homólogos de Venezuela con el fin de fortalecer la interconexión eléctrica entre los dos países.

Las principales acciones propuestas por los representantes de Colombia sobre opciones de ampliación fueron:

- Adelantar las actividades necesarias para la construcción de la línea a 230 kV, doble circuito entre las Subestaciones San Mateo (Colombia) y El Corozo (Venezuela).
- Estudiar la posibilidad de incrementar la capacidad de la interconexión por el norte a niveles de tensión iguales o superiores a 230 kV.
- Estudiar la posibilidad de interconectar, con una línea a 230 kV, las Subestaciones Uribante (Venezuela) y Banadia (Colombia).
- Adelantar las conversaciones sobre otras opciones de suministro a niveles de tensión de 115 kV, 34.5 kV y 13.8 kV por las zonas de Norte de Santander - Táchira y Arauca - Apure.

Se han realizado algunos análisis preliminares para determinar la posibilidad de incrementar la capacidad de la interconexión por el norte, partiendo de la estrategia de expansión aprobada por el CONPES para el período 1998 - 2002, suponiendo tres escenarios de incremento en el suministro de potencia a través de la interconexión con Venezuela, con capacidades adicionales de 300 MW, 350 MW y 450 MW. Para el primer escenario se plantea un esquema a 230 kV; para el segundo, un esquema combinado de 230 y 400 kV; y para el tercero un esquema de 400 kV.

En abril de 1993 se concretó la iniciación de los estudios de factibilidad técnico-económica para la ampliación de la interconexión, los cuales se espera estén terminados durante el primer semestre de 1994.

■ **Estudio para la Factibilidad de la Interconexión Eléctrica Colombia - Ecuador**

A raíz de la crisis del Sector Eléctrico suscitada en el año 1992, se reiniciaron las conversaciones entre los dos países, a fin de agilizar el proceso de intercambio de energía eléctrica. De esta manera se definieron dos procesos de intercambio: uno inmediato, a través del sistema de subtransmisión de 34.5 kV existente entre Tulcán (Ecuador) e Ipiales (Colombia); y otro mediano a base de alternativas de expansión de 34.5 kV y 138/115 kV

cuyas instalaciones, nivel de tensión, políticas de intercambio y tarifas, fueran definidas mediante un nuevo estudio de interconexión, que se ejecutó en el primer trimestre de 1993 y determinó la factibilidad de una interconexión a 138/115 kV con una capacidad de 35 MW, que puede estar operativa en 1995, si se decide su construcción antes de 1994.

OBJETIVO

3. OBJETIVO

El objetivo de este documento es presentar los resultados de la revisión de la estrategia de inversión para el abastecimiento de energía y potencia, y redes de transmisión a nivel nacional y regional, en el período 1995-2004, teniendo en cuenta la estrategia de inversión del Sector Eléctrico aprobada por el CONPES⁽¹⁾ para el período 1998-2002, los lineamientos de la CNE, el cambio en supuestos y criterios, y las características y estrategias de acción formuladas en la Tabla 3.1, con el fin de brindar elementos de juicio para redefinir la Agenda de Decisiones y el Plan de Acción para desarrollar la expansión del Sector Eléctrico Colombiano.

(1) Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico 1998-2002. DNP-2606-UINF-DELEC-MINMINAS. Santafé de Bogotá, agosto 13 de 1992.

TABLA 3.1 (1/2)
OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS

OBJETIVOS Y CARACTERISTICAS	ESTRATEGIAS
REFERENCIA (INDICATIVO)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ SUMINISTRO DE INFORMACION QUE ORIENTE LAS DECISIONES DE LOS AGENTES ECONOMICOS ACORDES CON LAS POLITICAS DE DESARROLLO DEL PAIS
GARANTIZAR SUMINISTRO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ SATISFACER LA DEMANDA CON ADECUADOS NIVELES DE CONFIABILIDAD, CALIDAD Y SEGURIDAD
INTEGRAL CON EL SECTOR ENERGETICO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ INTERRELACION CON OTROS SUBSECTORES ENERGETICOS ▪ EFICIENCIA ENERGETICA ▪ EVALUACION EXPLICITA DE LA OFERTA Y LA DEMANDA ENTRE SUBSECTORES ▪ CONSIDERACION DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DE ENERGETICOS
ESTIMULAR EFICIENCIA COMPETENCIA PARTICIPACION PRIVADA	<ul style="list-style-type: none"> ▪ DIVERSIDAD DE FUENTES ▪ NUEVAS TECNOLOGIAS ▪ OPTIMIZACION DEL USO DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE ▪ PROYECTOS ESPECIFICOS DE EFICIENCIA ENERGETICA ▪ CAMPAÑAS DE USO RACIONAL ▪ SUMINISTRO DE INFORMACION ▪ SEÑALES DE PRECIOS ▪ PLAN NO OBLIGATORIO
FLEXIBLE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ INVOLUCRAR FACTORES DE INCERTIDUMBRE ▪ ANALISIS DE ESCENARIOS FUTUROS ▪ PROYECTOS EN TAMAÑO PROPORCIONAL AL INCREMENTO DE DEMANDA ▪ CONSIDERACION DE OPCIONES ALTERNATIVAS ▪ SEGUIMIENTO PLAN DE ACCION ▪ REVISION DINAMICA ▪ PLAN DE ESTUDIOS

TABLA 3.1 (2/2)
OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS

OBJETIVOS Y
CARACTERISTICAS

ESTRATEGIAS

NO RIGIDO

- NO SECUENCIAS DE PROYECTOS
- PROYECTOS DE DIFERENTES TAMAÑOS
- EVALUACION DE OPCIONES
- RECOMENDACION DE DECISIONES ESTRICTAMENTE NECESARIAS POR PROYECTO

MENOS VULNERABLE

- UBICACION DE PROYECTOS CERCA A CENTROS DE CONSUMO
- INCREMENTO DE LA FIRMEZA DEL SISTEMA
- INTERCONEXIONES INTERNACIONALES
- INVOLUCRAR RIESGO E INCERTIDUMBRE
- DISTRIBUCION REGIONAL DE CAPACIDAD

ECONOMICO

- OPTIMIZACION DEL USO DE LOS RECURSOS
- MINIMO COSTO COMO GUIA

MACROECONOMICA Y
FINANCIERAMENTE FACTIBLE

- CUMPLIMIENTO DE POLITICAS ECONOMICAS GLOBALES
- GARANTIZAR VIABILIDAD FINANCIERA DE LAS OPCIONES
- IMPULSO A LA AUTOGENERACION Y COGENERACION
- PARTICIPACION PRIVADA PARA DISMINUIR EL USO DE RECURSOS DEL SECTOR PUBLICO

AMBIENTALMENTE FACTIBLE

- INCLUIR LAS ACCIONES PARA MINIMIZAR LOS IMPACTOS AMBIENTALES

PROCESO DE ANALISIS

4. PROCESO DE ANALISIS

El proceso general para la revisión del Plan se presenta en la Figura 4.1 donde se especifican las distintas fases de análisis y los modelos utilizados.

4.1 Datos Básicos e Información de entrada para el planeamiento

Dentro de las perspectivas del Sector, se ha planteado la necesidad de contar con un esquema de planeación estratégica global sectorial, sustentada en un ajuste institucional tendiente a asegurar la conciliación de los criterios técnicos, dentro del marco de la política macroeconómica, el garantizar la satisfacción de las necesidades energéticas de la población al menor costo, con niveles adecuados de confiabilidad y teniendo en cuenta aspectos técnicos, sociales, ecológicos, financieros y macroeconómicos.

De acuerdo con las estrategias de acción formuladas en la Tabla 3.1, los principales elementos para desarrollar el proceso de planeamiento lo constituyen la definición de:

- Catálogo de Opciones disponibles para la Expansión
- Escenarios de Precios de Combustibles
- Escenarios de Demanda
- Restricciones Macroeconómicas a nivel de inversión, endeudamiento y tarifas
- Estado del Sistema Existente
- Aspectos Ecológicos y Socioeconómicos, entre otros.

4.2 Análisis de Energía Sistema de Generación

Con el fin de garantizar la atención de la demanda de electricidad se realiza el análisis de generación que consiste en evaluar los requerimientos de capacidad en el período, considerando como variable aleatoria explícita (fuente de los déficit) los aportes hidrológicos al sistema. Las fallas en las unidades de generación se consideran en forma determinística mediante la aplicación de un factor de disponibilidad para potencia que reúne el promedio de ocurrencia de estos eventos.

Los análisis de generación de energía se realizan utilizando el modelo de optimización-simulación denominado Mediano Plazo, alimentado con cien series sintéticas de caudales para cada uno de los ríos.

4.3 Análisis de Potencia Generación - Transmisión

Consiste en analizar en forma conjunta el sistema de generación - transmisión para determinar los refuerzos de la red de transmisión necesarios para cubrir la demanda de potencia del Sistema Interconectado Nacional y de cada región eléctrica satisfaciendo el criterio de confiabilidad de potencia (valor esperado de racionamiento de potencia - VERP menor o igual al 1% de la demanda) y de calidad (tensiones de barras dentro de los rangos de 0.9 y 1.1 p.u para 230 kV y de 0.9 y 1.05 para 500 kV).

FIGURA 4.1 (1/2)
EXPANSION DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO.

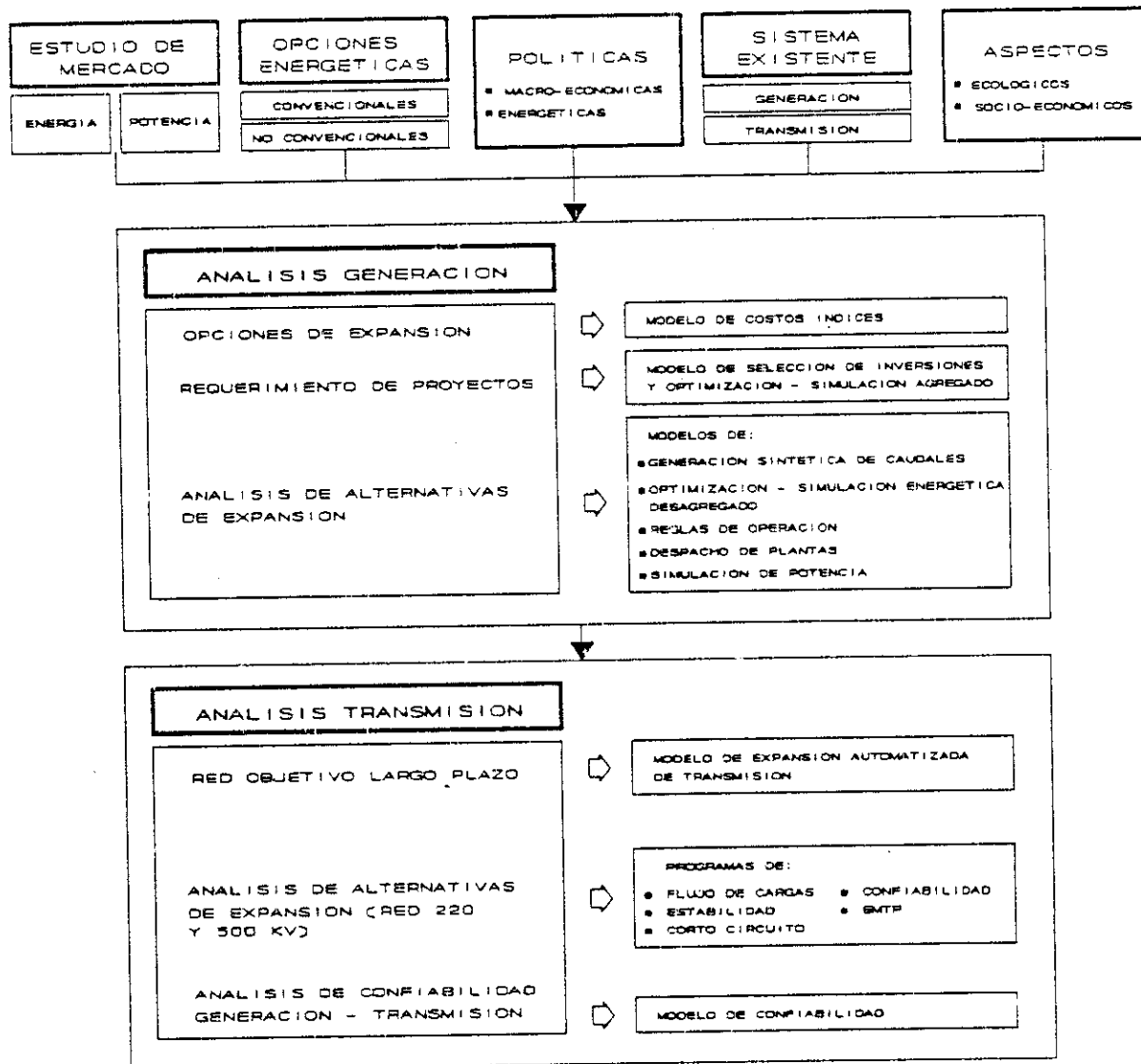
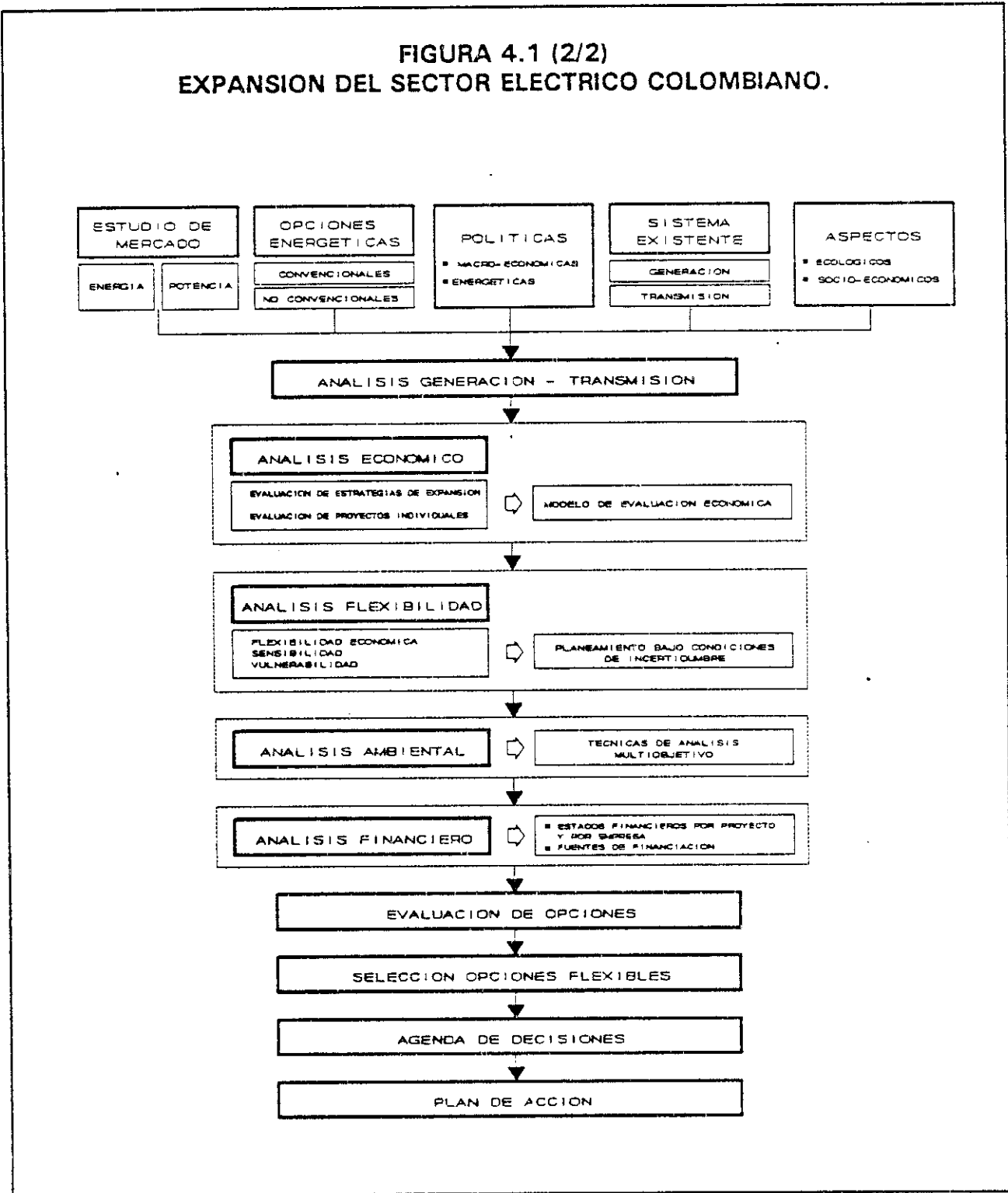


FIGURA 4.1 (2/2)
EXPANSION DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO.



Una vez analizada la confiabilidad en el sistema de generación y mediante un proceso de balances determinísticos en demanda máxima y mínima, análisis de confiabilidad del sistema generación - transmisión y análisis estacionario en régimen permanente y en contingencias se determinan los refuerzos de transmisión requeridos que comprenden líneas de transmisión, subestaciones, transformación 500/230 kV y compensaciones reactivas.

El análisis de confiabilidad del sistema generación - transmisión para cubrir la demanda de potencia se realiza mediante un Modelo de Simulación Montecarlo; y el análisis estacionario se lleva a cabo mediante flujos de carga AC para múltiples condiciones operativas del sistema de generación - transmisión.

4.4 Análisis de Flexibilidad

Consiste en evaluar la variabilidad del sistema para un conjunto amplio de condiciones futuras, con el objeto de seleccionar aquellas opciones que mejor comportamiento presenten. Este análisis se divide en tres partes: la primera tiene el objeto de evaluar, bajo las nuevas condiciones, los índices de flexibilidad y robustez económica de las estrategias de generación seleccionadas. La segunda compete al análisis de vulnerabilidad con el fin de medir el índice de desempeño del sistema ante la ocurrencia de bajas hidrológicas, contingencias en generación y eventos severos en el sistema de transmisión, que permitan proponer modificaciones a la estrategia para reducir de forma eficiente el riesgo de racionamiento; y la tercera parte tiene relación con el análisis de sensibilidad a variables económicas que repercuten directamente en la selección de la estrategia de inversión.

4.5 Definición de la Estrategia de Inversión

Teniendo en cuenta los resultados de los análisis anteriores se brindan los elementos para conformar la agenda de decisiones con las acciones necesarias para llevar a cabo la expansión, condicionadas a los cambios en las variables de incertidumbre.

4.6 Plan de Acción

Esta actividad se asocia a la elaboración de la agenda de decisiones que brinda los elementos para la instrumentación de la estrategia de inversión.

**SUMINISTRO ACTUAL
DE ENERGIA ELECTRICA**

5. SUMINISTRO ACTUAL DE ENERGIA ELECTRICA

5.1 Sistema Existente

El Sistema Interconectado Nacional tiene una capacidad efectiva total de 9660 MW, 7700 MW hidráulicos⁽¹⁾ (80%) y 1960 MW térmicos (20%); la capacidad de importación desde Venezuela es de 160 MW y la capacidad efectiva no interconectada es de 33 MW. La demanda de energía anual atendida en 1992 fue de 32184 GWh, con 22039 GWh de origen hídrico, 9808 GWh térmicos, 326 GWh de importaciones de Venezuela, 11 GWh de compras a autoprodutores y 5177 GWh de racionamiento. La demanda de potencia atendida fue de 6098 MW.

La red del Sistema Interconectado Nacional comprende 522 km de circuitos a 500 kV, 7036 km a 220/230 kV y 6912 km a 115 kV, estos valores incluyen los 42 km de circuito a 230 kV de interconexiones internacionales correspondiente al tramo colombiano en la línea de interconexión con Venezuela por la región de la Guajira.

5.2 Proyectos en Construcción

5.2.1 Proyectos de Generación

Se encuentran en construcción proyectos de generación que incrementarán en 531 MW la capacidad instalada del Sistema, distribuidos en 306 MW hidráulicos y 225 MW térmicos. Los hidráulicos corresponden a Riogrande II (300 MW) y a Palmas (6 MW), y los térmicos a Mamonal Fase II (30 MW), Gualanday Fase II (15 MW), Ocoa Fase II (15 MW), Yumbo Fase II (15 MW) y generación privada de Barranquilla (150 MW); que sumados a la capacidad de instalación, permitirán que el país a finales de 1994 cuente con una capacidad interconectada de 10351 MW.

Es importante resaltar que de los 225 MW térmicos que se encuentran en construcción 180 MW están siendo adelantados por empresas privadas y los 45 MW restantes por Ecopetrol.

5.2.2 Proyectos de Transmisión

En cuanto a los proyectos de refuerzos de transmisión, actualmente se encuentra en ejecución la construcción del segundo circuito a 500 kV entre la subestación San Carlos y la subestación Sabanalarga, con una longitud de 543 km, los trabajos incluyen la ampliación de la subestación San Carlos, Cerromatoso, Chinú y Sabanalarga. Adicionalmente se encuentra en construcción la línea a 230 kV San Carlos - Comuneros, con una longitud de 185 km que incluye la puesta en operación de la subestación Comuneros, la línea se estima entre en operación durante el tercer trimestre de 1994 y la subestación durante el último trimestre de 1993.

(1) En este valor se tiene en cuenta una capacidad de 200 MW por unidad en el proyecto Guavio.

Actualmente se adelanta la construcción de las líneas de conexión del proyecto Guavio, esperando que la línea del corredor central entre en operación en septiembre y la del corredor sur en diciembre de 1993.

Del Segundo Plan de Transmisión, se tiene que la línea La Mesa - Mirolindo (90 km) será energizada a 115 kV en el cuarto trimestre de 1993 desde la subestación La Mesa, utilizando para tal fin la subestación móvil de ISA, la energización definitiva se espera efectuarse en el primer trimestre de 1995; la Línea Betania - Mirolindo con una longitud de 200 km se espera entre en servicio en el primer trimestre de 1997; y la subestación La Reforma tiene programada la entrada en operación en el segundo trimestre de 1994.

Se adelanta el proceso de ampliación de la capacidad de intercambio de la actual línea de interconexión con Venezuela por la Guajira, la cual pasará de 100 MW a 150 MW con la entrada en operación de la compensación capacitiva 2x39 MVAR y las líneas a 230 kV Cuestecitas - Valledupar y Fundación - Sabanalarga que se espera entren en operación durante 1994. Además se encuentra en construcción la línea Bucaramanga - Ocaña - Cúcuta la cual está prevista que entre en operación en 1994.

La línea a 230 kV Cerromatoso - Urabá comprende la construcción de la línea a circuito sencillo entre las Subestaciones de Urrá I y Cerromatoso y entre Urrá I y Urabá, el proyecto tiene una duración de 24 meses y se espera entre en operación en el primer trimestre de 1995.

Una vez se obtenga la financiación se iniciará la construcción del proyecto a 230 KV, Pasto - Mocoa, la cual fue asignada a la CVC. La primera etapa de la subestación San Marcos con una compensación en paralelo de 210 MW y la compensación serie de la línea Esmeralda - Yumbo deberán entrar en operación en el tercer trimestre de 1995.

En la Figura 5.1 se presenta el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Colombiano en operación y construcción.

5.3 Condiciones de Suministro

Con los proyectos de generación y transmisión que se encuentran en operación y construcción se garantiza el cubrimiento de la demanda en forma confiable hasta el año 1994.

5.4 Distribución Regional de la Capacidad Efectiva y Demanda (1992)

En la Figura 5.2 se muestra la distribución porcentual de la capacidad efectiva y la demanda a nivel regional.

5.5 Pérdidas de Energía

El nivel de pérdidas de energía en las empresas eléctricas del país pasaron de un 24% de la demanda nacional en el año 1988 a un 19.9% al finalizar 1992.

En los lineamientos generales del Plan Nacional de Recuperación de Pérdidas y Cartera (MINMINAS, abril de 1988) se estimaba llegar al año 2000 con un índice de pérdidas para el Sistema Total del orden del 18%.

En el año 1992 se estimó que con esfuerzos adicionales que implican un mayor compromiso de las administraciones, a la vez de un seguimiento y control más estrecho de los organismos o autoridades del Sector Energético, era posible llevar el nivel de pérdidas al 16% de la generación del país.

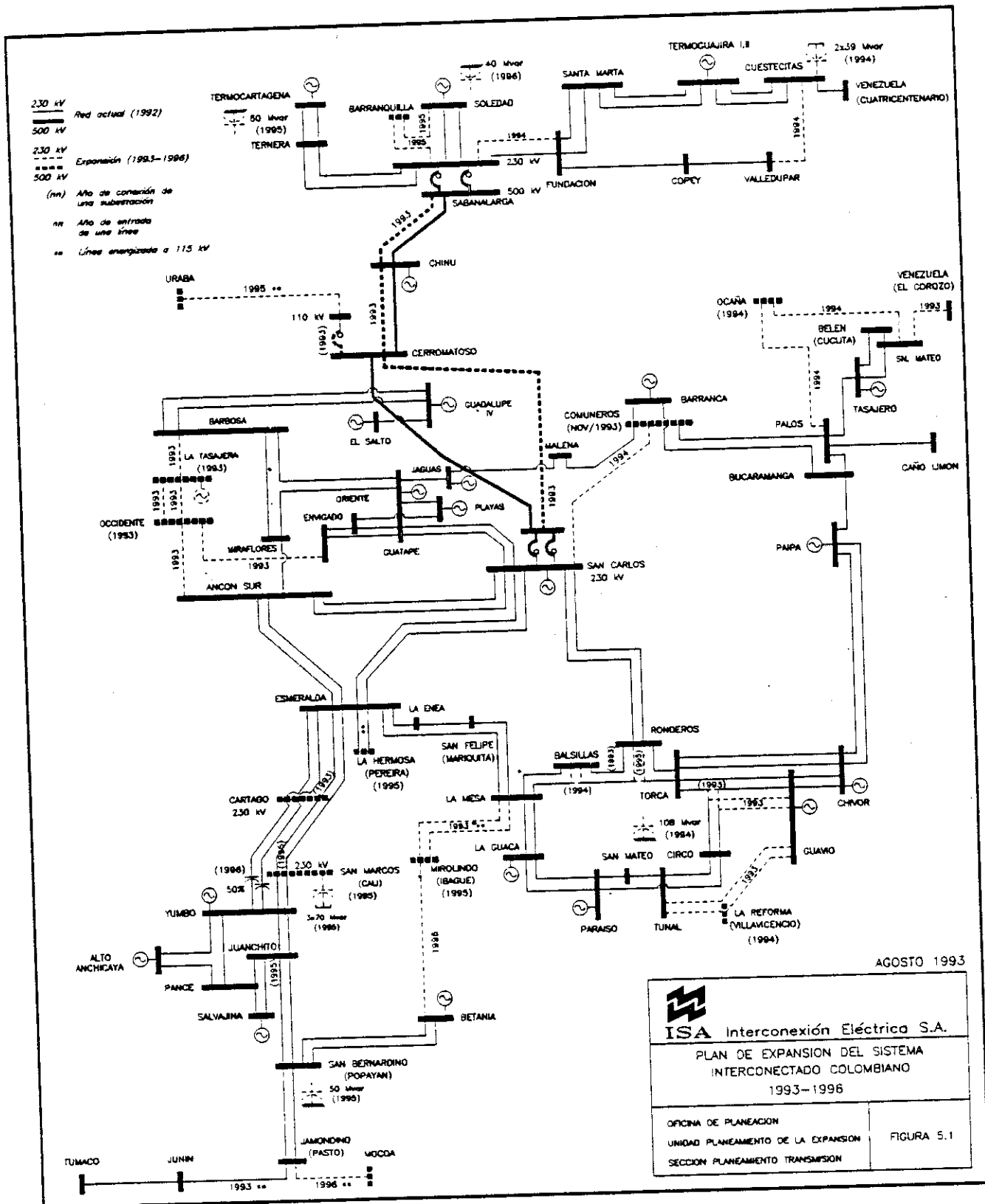
Al mes de abril de 1993, el nivel de pérdidas registrado para el Sistema Total y para la mayor parte de las Empresas es realmente preocupante. No solo por los niveles tan altos sino la tendencia que trae en los últimos meses.

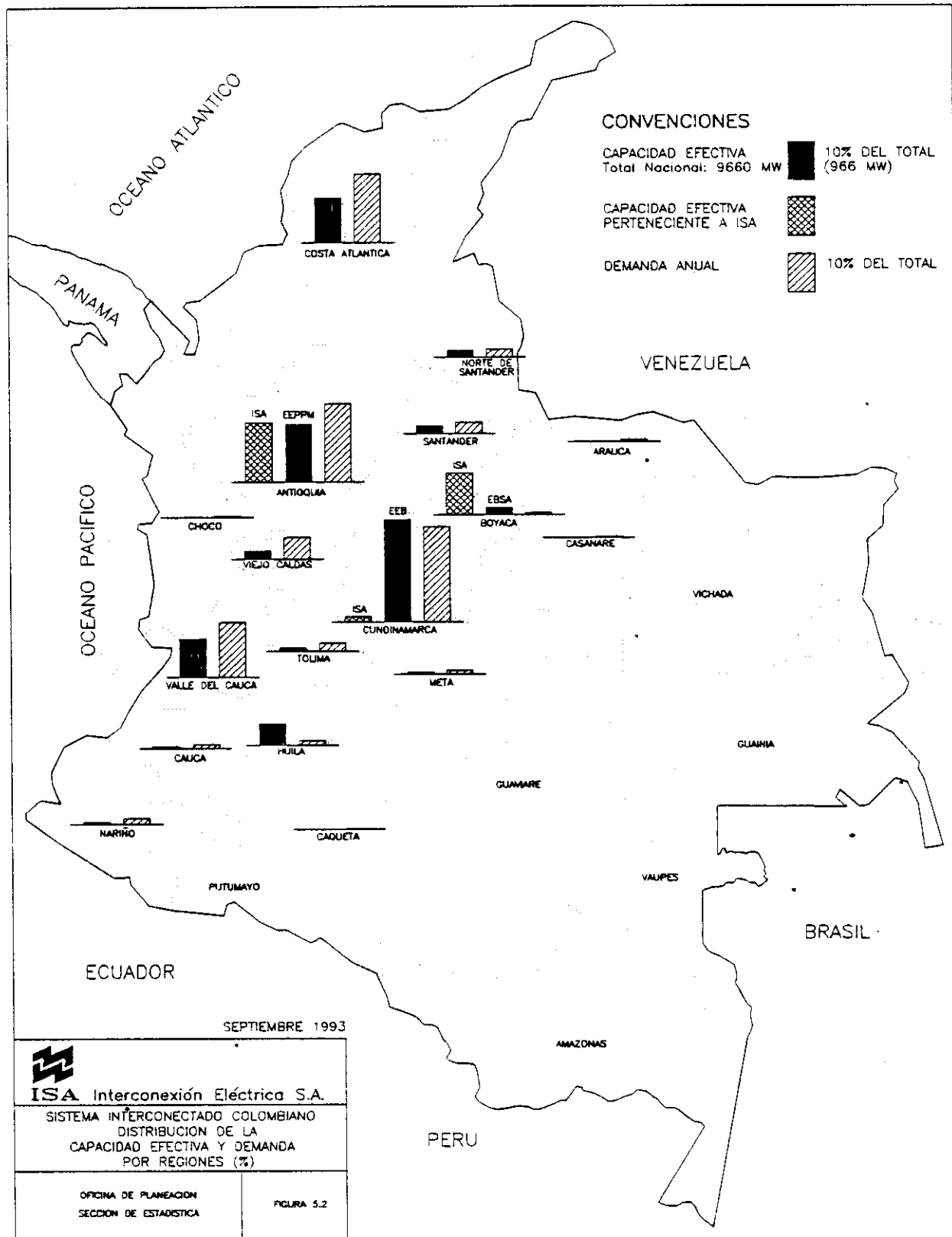
Si bien se preveía que al desaparecer el racionamiento se iba a presentar una tendencia contraria a la registrada cuando empezó, las expectativas fueron ampliamente sobrepasadas. En la mayor parte de las empresas los niveles de pérdidas están por encima de lo que traían meses atrás del racionamiento. Es como haber retrocedido dos o más años en este proceso de control de las pérdidas.

Si bien el resultado de las acciones que están adelantando las empresas para controlar especialmente las pérdidas no técnicas es difícil evaluarlo por la distorsión del impacto del racionamiento, también es cierto que en varias empresas se ha pasado a un segundo plano el interés por reducir las pérdidas.

Se plantea que para el presente año y siguientes deben replantearse las metas ya que son otras las circunstancias sobre las cuales deben enfocar las Empresas las acciones de control. Debido a la transición en la reestructuración del Sector, aún no se ha definido claramente una coordinación para replantear los compromisos, con presupuestos plenamente identificables, de las Empresas con miras a reducir las pérdidas a unos niveles aceptables.

Las nuevas metas de los Planes de Acciones deben permitir un seguimiento más estrecho, pues en las anteriores el seguimiento se limitaba simplemente a reportes de las Empresas sobre los cuales no se hacían verificaciones. Estas Acciones deberán tener como objetivo contrarrestar la tendencia al aumento de los índices de pérdidas mediante controles preventivos al usuario final para que al menos las pérdidas no técnicas no se vean incrementadas significativamente.





**DISPONIBILIDAD Y PRECIOS
DE LOS COMBUSTIBLES**

6. DISPONIBILIDAD Y PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Colombia dispone de un gran potencial de recursos energéticos provenientes del petróleo, gas natural, carbón, hidroelectricidad y fuentes no convencionales de energía.

Uno de los elementos importantes en la definición del Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico, lo constituye la definición de la disponibilidad y el precio de los combustibles fósiles y derivados del petróleo, el primer elemento determinará la potencialidad del combustible para su uso y el segundo, reflejará su valor de utilización y reposición para la economía nacional, con lo cual se puede formular los Planes Energéticos Sectoriales coherentes con el Plan Energético Nacional (PEN).

En el presente capítulo se resume la información actualizada sobre disponibilidad y precios de los diferentes combustibles para su uso en generación termoeléctrica, suministrada por ECOPETROL y CARBOCOL.

6.1 Hidrocarburos

6.1.1 Gas Natural

Las reservas de gas natural en Colombia actualmente se estiman en 8.3 TPC y se concentran en seis regiones principales dentro de las cuales sólo La Guajira contiene gas libre, las otras producen gas asociado. A nivel regional, se encuentran distribuidos similarmente en la Costa Atlántica y el interior del país.

La estructura de consumo del gas, en 1992, estaba distribuida así: 43.5% correspondía al consumo termoeléctrico, el 51.1% al sector industrial y el restante 5.4% para el sector residencial y GNC.

Para el gas natural se han clasificado dos regiones de referencia, interior del país y Costa Atlántica.

■ Interior del País

De acuerdo con el Plan de Gas en proceso de implantación por ECOPETROL⁽¹⁾, los sitios o regiones donde habría disponibilidad de gas natural en el interior del país son los siguientes:

- Entre Ballenas y Barrancabermeja, en un lugar que pudiera estar en las cercanías de Valledupar, existe una disponibilidad de 9 MPCD, a partir del año 2000.
- En el Magdalena Medio, en un sitio que tentativamente se ha tomado en las cercanías de Vasconia, también existe una disponibilidad de 17 MPCD a partir del año 2000.

(1) Comunicación de ECOPETROL VIC-121, Santafé de Bogotá, 30 de junio de 1993

- En las cercanías de Bogotá se contempla un suministro de gas para generación termoeléctrica de 20 MPCD a partir del año 1995, cuando comience a operar todo el sistema Ballenas-Barrancabermeja-Vasconia-La Belleza-Bogotá. Esta disponibilidad de gas se podría incrementar a 36.8 MPCD en el año 2000 y a 45.2 MPCD a partir del año 2001.
- En las cercanías de Acacías, la planta termoeléctrica instalada por Ecopetrol consumirá 9 MPCD a partir del año 1994.
- La termoeléctrica que instaló Ecopetrol en Gualanday consume entre 9 y 10 MPCD.
- En el Valle del Cauca la termoeléctrica que instaló Ecopetrol consumirá 9 MPCD a partir del último semestre de 1995, cuando se estima que comience la operación del subsistema Occidente.
- Adicionalmente, también se contempla una disponibilidad de gas natural para generación eléctrica en el Valle del Cauca de 20 MPCD, a partir de 1995, la cual se puede incrementar a 45.2 MPCD a partir del año 2000.

Los volúmenes anteriormente relacionados son para plantas nuevas de generación termoeléctrica. Sin embargo, también se tiene previsto un suministro de gas natural para plantas termoeléctricas existentes en:

- Barrancabermeja, donde se estima un consumo promedio de 11.9 MPCD.
- Bucaramanga, donde el consumo estimado va desde 2.9 MPCD en 1995 hasta 5.5 MPCD en el año 2003.

El costo económico del transporte del gas, en dólares de diciembre de 1990, para estas regiones se ha estimado en forma preliminar de la siguiente manera: para Cali 0.965 US\$/MBTU, a Medellín 0.932 US\$/MBTU, a Bogotá 0.785 US\$/MBTU y a la zona del Magdalena Medio 0.515 US\$/MBTU.

■ Costa Atlántica

En esta región, que actualmente cuenta con disponibilidad de gas para la generación termoeléctrica, se ha considerado la demanda adicional de 40 a 50 MPCD a partir de junio de 1993, con el objeto de abastecer la planta de Proeléctrica (90 MW) y el BOOM privado de Barranquilla (150 MW), proyectos incluidos en el Plan de Emergencia, para 1994 se podría considerar adicionalmente 25 MPCD.

El costo del transporte de gas para esta región es del orden de 0.221 US\$/MBTU (dólares constantes de diciembre de 1990).

Sin embargo, de requerirse mayor disponibilidad de gas en el país, se coordinará con el Plan de Gas para verificar el abastecimiento de estos requerimientos.

■ Costo Económico del Gas

El costo del gas por no ser comercializable internacionalmente en Colombia es función de las reservas, demanda a atender y el precio del energético que pueda sustituirlo cuando la producción nacional no pueda abastecer la demanda.

Dadas las incertidumbres en cada una de las variables que establecen el costo económico, para su estimación se han desarrollado escenarios con el fin de evaluar cual sería la demanda objetivo que debe cubrirse dependiendo de los valores de cada variable dentro del escenario.

■ Costos del Gas Natural en la Expansión del Sector Eléctrico

Para la expansión eléctrica, con una tasa de descuento del 10%, los precios del gas son iguales a los costos económicos como se indica en la Tabla 6.1. El nivel de precios para los dos escenarios analizados es diciembre de 1990. También se presentan en la Tabla los costos a tasas de descuento del 12% y 8% con el fin de efectuar el correspondiente análisis de sensibilidad.

TABLA 6.1
GAS NATURAL - ESCENARIO DE PRECIOS
Dólares constantes de 1990

AÑO	COSTO ECONOMICO GAS EN CAMPO US\$/MBTU			
	10%		8%	12%
	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO
1993	0.726	0.995	0.925	0.587
1994	0.766	1.065	0.985	0.627
1995	0.826	1.134	1.045	0.667
1996	0.886	1.224	1.104	0.726
1997	0.945	1.323	1.184	0.786
1998	1.025	1.433	1.254	0.846
1999	1.094	1.542	1.333	0.915
2000	1.174	1.681	1.423	0.985
2001	1.254	1.801	1.502	1.065
2002	1.363	1.980	1.612	1.164
2003	1.453	2.119	1.701	1.254

La utilización del gas natural como combustible para generación eléctrica es muy conveniente para el país si se usan plantas de ciclo combinado que permiten alta eficiencia comparada con otras formas de generación térmica y un bajo costo de combustible por kilovatio generado.

6.1.2 Fuel Oil No. 6 y ACPM o Fuel Oil No. 2

Según la información de ECOPETROL hay disponibilidad de Fuel Oil No. 6 del orden de 60000 barriles por día, en los sitios cercanos a las actuales refinerías de Cartagena y Barrancabermeja y se han previsto dos escenarios de precios para este combustible, en dólares constantes de diciembre de 1990, como se indica en la Tabla 6.2.

TABLA 6.2
FUEL OIL Y ACPM - ESCENARIO DE PRECIOS
Dólares constantes de 1990

AÑO	US\$/barril		
	FUEL OIL No. 6 (1)		ACPM
	Escenario Bajo	Escenario Alto	
1993	9.95	12.23	25.17
1994	9.95	12.53	25.80
1995	9.95	12.83	26.45
1996	9.95	13.13	27.11
1997	9.95	13.45	27.79
1998	9.95	13.77	28.49
1999	9.95	14.10	29.20
2000	9.95	14.44	29.93

(1) El costo de este combustible, con una viscosidad mayor, en Barrancabermeja es del orden del 70%.

Sin embargo, es posible disponer de este combustible a un costo inferior con una viscosidad mayor y por lo tanto, con menor proporción de diluyentes para su transporte, a un precio del orden del 70 % de los anteriores en Barrancabermeja, con un costo de transporte de 1.308 US\$/barril, lo cual implicaría estudiar la tecnología termoeléctrica más adecuada para el uso de este tipo de combustible.

Debido a la creciente demanda de ACPM (Diesel o Fuel Oil No. 2) por el incremento de autoprodutores, el consumo de las plantas duales de ECOPETROL instaladas en Yumbo y

Ocoa (estas plantas operarían con gas posteriormente) y las plantas estacionarias de Buenaventura, solamente hay disponibilidad adicional de producción de 2000 barriles por día en 1993 y de 1000 barriles diarios durante el período 1994 - 1996. El costo de este combustible, en dólares constantes de diciembre de 1990, se presenta en la Tabla 6.2.

6.1.3 Emulsiones de hidrocarburos pesados

ECOPETROL a través del Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, posee una tecnología desarrollada a partir de 1987, para el manejo, almacenamiento, transporte y combustión de hidrocarburos pesados y extrapesados como crudo Cocorná, Castilla y Rubiales, así como combustóleos de 300, 500, 2000 SSF y breas en forma emulsionada. Igualmente, se han efectuado preparaciones de dispersiones de asfaltenos de crudos Castilla y Carbón en emulsiones de combustóleo.

Desarrollos similares han sido efectuados por Venezuela con la Orimulsión, la cual consiste en la "emulsificación de los bitúmenes del Orinoco en agua", y es considerada un nuevo combustible líquido, competitivo del carbón, para la industria y el sector termoeléctrico.

Con el fin de ilustrar este desarrollo tecnológico se brinda a continuación una descripción de las características generales de las emulsiones probadas.

La tecnología del ICP permite obtener combustibles de baja viscosidad lo cual facilita su transporte, manejo y atomización, así como incorporar a su formulación tanto carbón pulverizado como residuos de desasfaltado de crudos pesados.

Actualmente, se han quemado exitosamente más de 25000 barriles de combustóleos pesados emulsionados, en calderas existentes en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, de tiro forzado e inducido, con capacidades de generar 150000 lb/h de vapor. Para finales de 1993 se habrán quemado cerca de 600000 barriles de emulsión en siete calderas con una capacidad combinada de 1000000 lb/h.

Vale destacar que el uso de emulsiones en estas calderas no requiere de modificaciones en quemadores o equipos auxiliares de los mismos.

■ Ventajas

La emulsión de combustóleo en agua "ECA" y las dispersiones de asfaltenos y/o carbón, poseen en conjunto bondades técnicas y económicas que hacen de ellas un combustible no convencional altamente competitivo para la generación eléctrica, proporcionando las siguientes ventajas.

- Fácil manejo, permitiendo usar sistemas de bombeo y tuberías de menor capacidad que las requeridas para los combustóleos.
- Sistemas de almacenamiento que no requieren calentamiento.

- Menor uso de energía para su manejo y atomización.
 - Posibilidad de utilizar quemadores convencionales con atomización con vapor y/o mecánica.
 - Menores demandas de aire y vapor de atomización.
 - Reducción de la temperatura de llama con la consiguiente disminución en emisiones de NO_x y SO_x y a la vez una considerable disminución en la cantidad de emisiones y material particulado al lograrse una combustión más eficiente.
 - Ciclos de deshollinado más prolongados y en consecuencia un menor impacto ambiental.
 - Recuperación de destilados medios de crudos pesados y combustóleos para otros usos.
 - Más fácil incorporación de aditivos mejoradores de combustión
 - Facilidades para desarrollar formulaciones de combustible, acordes con necesidades de cliente.
- Características de los productos

La ECA es una dispersión de gotas microscópicas entre 70 y 80% de brea y/o asfalto con bajos contenidos de destilados medios en agua, la cual contiene agentes emulsificantes, estabilizantes y mejoradores de combustión, cuyas características más relevantes aparecen en la Tabla 6.3, destacándose la baja viscosidad de estos sistemas comparado con la brea, así como los mínimos tamaños de partícula que facilita su combustión y reduce la contaminación ambiental.

La CCTA es una dispersión de carbón pulverizado en el combustóleo emulsionado que se ha mencionado antes, en el cual se sustituye parcialmente el combustóleo y/o brea aumentando así el poder calorífico del carbón y a la vez favoreciendo su combustión reduciendo la contaminación.

La ASCTA es una dispersión de los asfaltenos provenientes del desasfaltado del crudo Castilla en agua y estabilizados con aditivos. Este producto permite recuperar los componentes de mayor valor de los crudos Castilla, Cocorná y Rubiales y utilizar los residuos (asfaltenos y fondos) como energéticos de bajo costo.

■ Costos

En un escenario de precios constante para el combustóleo de 1.59 US\$/MBTU, el precio (FOB Barrancabermeja) de la emulsión de hidrocarburos pesados oscila entre 0.73 US\$/MBTU para 1993 y 0.41 para el año 2000.

TABLA 6.3
ESPECIFICACIONES DE LOS COMBUSTIBLES

PROPIEDADES		BREA (1)	EMULSION ECA (2)	CRUDOS PESADOS	CCTA (3)	ASCTA (4)
Gravedad	API	1.83	-	12-13	-	-
Contenido de Hidrocarburo	%W	100	70 +/-2	100	30 +/-5	40 +/-5
Carbón pulverizado	%W	-	-	-	30 +/-5	-
Asfaltenos pulverizados	%W	-	-	-	-	25 +/-5
Contenido de agua	%	0	28 +/-2	<=1	28 +/-2	28 +/-2
Tamaño de partícula	µm	-	10 +/-2	-	40 +/-5	35 +/-5
Viscosidad	C.poises (20°C)	10E6	170	14000	210	190
Viscosidad	C.poises (50°C)	1.4E6	50	1000	95	80
Capacidad Calorífica	BTU/Lb	18000	13000	18000	11300	13000
Cenizas totales	%W	0.14	0.1	0.1	2-7	.1-.5
Contenido de metales	ppm	500	350	200-300	125-175	380
Carbón Conradson	%W	30.47	21.3	13-15	12-14	12-14

- (1) Brea: Fondos de viscorreductora más 5% de diluyente
 (2) ECA: Emulsión Brea/agua
 (3) CCTA: Combustible compuesto por carbón/combustóleo/tensioactivo/agua
 (4) ASCTA: Combustible compuesto por asfaltenos/combustóleo/tensioactivo/agua

Para un escenario de precios crecientes del combustóleo entre 1.94 US\$/MBTU para 1993 y 2.30 US\$/MBTU para el año 2000, el precio de la emulsión será de 0.66 o 0.74 US\$/MBTU respectivamente.

6.2 Carbón

Colombia cuenta con reservas de carbón de excelente calidad para abastecer por largo tiempo, tanto el mercado interno como una significativa proporción del mercado internacional.

Se ha calculado en el país un potencial de reservas demostradas de 7100 millones de toneladas, de las cuales 5900 son medidas y 1200 indicadas. El 87% de las reservas están ubicadas en la Costa Atlántica, con un gran potencial hacia el mercado de exportación, sobre el cual la participación colombiana ha sido estimada entre un 10 y un 15%.

Es necesario mencionar que estas reservas han sido calculadas básicamente en las áreas donde Carboacol y algunos particulares han adelantado estudios de exploración geológica, por lo tanto, existe un gran potencial de reservas del energético en las diferentes cuencas carboníferas, que todavía no han sido estudiadas y evaluadas adecuadamente.

El país cuenta con carbones de tipo térmico y metalúrgico, éstos últimos ubicados principalmente en el interior del país.

Actualmente, la producción de carbón se caracteriza por la existencia de proyectos de gran minería, a cielo abierto y con alto grado de tecnificación, ubicados en su mayoría en la Costa Atlántica, que atienden principalmente el mercado de exportación, y por la presencia de explotaciones subterráneas de pequeña y mediana minería cuyo principal destino es el consumo interno. Sin embargo, las explotaciones de mediana minería tienden a dedicar una porción cada vez mayor de su producción a mercados de exportación.

Para 1992, de una producción cercana a los 24.0 millones de toneladas, la gran minería participó en un 62%, la mediana en un 17% y el resto provino de la pequeña minería. Por tipo de mercado, cerca del 70% de la producción se destinó a la exportación.

En cuanto a los aspectos ambientales, las explotaciones actuales de carbón deben cumplir con la reglamentación vigente contemplada en el Código de Minas y en el de Recursos Naturales. En particular, se exige a cada explotador una declaratoria de impacto ambiental y un programa de mitigación y control, que deben ser aprobados por la autoridad ambiental competente, quien adicionalmente, realiza el control respectivo.

Dentro del catálogo de opciones de generación de los proyectos carboeléctricos hay cinco que corresponden a nuevos desarrollos regionales: San Jorge, La Loma, Amagá, San Luis y Tibita. Los restantes corresponden a expansiones de proyectos existentes: Tasajero II, Paipa IV, Zipa VI y Cartagena IV.

Para el cálculo de los precios y costos del carbón puesto en planta para las térmicas contempladas en el Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico, CARBOCOL consideró no solo que la inversión en minería fuese adelantada por un inversionista privado, sino que se presenta adicionalmente la posibilidad de que el Estado las lleve a cabo y abre la opción de que el inversionista privado sea nacional o extranjero en los proyectos de mediana y gran minería.

Tanto los precios como los costos económicos del carbón puesto en planta, recogen los precios o costos en boca de mina y los precios o costos de transporte y comercialización para el caso de la pequeña minería. Sin embargo, no se está incluyendo ningún costo asociado a la comercialización del carbón en los proyectos de gran y mediana minería puesto que al tratarse de nuevos proyectos consumidores y grandes productores asociados será una compra directa del consumidor al productor a través de contratos de largo plazo, cuyos costos de administración ya están incluidos dentro de la estructura del proyecto.

■ Precios y Costo Económicos del Carbón

Para la determinación del precio de suministro del carbón a los nuevos proyectos de generación carboeléctrica contemplados en el Plan de Expansión, se consideró el caso del inversionista privado, nacional o extranjero, en los proyectos Venecia, San Jorge y El Descanso. No fueron considerados inversionistas extranjeros para el caso de la Minería Tradicional Tecnificada puesto que se trata de minas existentes que entran dentro del programa de tecnificación de CARBOCOL.

Los precios en boca de mina para los proyectos Venecia, San Jorge, El Descanso y la pequeña minería tecnificada, fueron estimados con base en la rentabilidad mínima esperada por un inversionista (tanto nacional como extranjero) en cada proyecto. Bajo estas condiciones, el precio resultante recoge la temporalidad de las inversiones, costos y producciones, junto con sus esquemas de causación en el tiempo.

Para los carbones provenientes de los proyectos de La Loma y Calenturitas, puesto que son carbones tipo térmico de exportación, que ya cuentan con un inversionista privado, con contrato firmado y en ejecución, la serie de precios corresponde al precio FOB previsto, descontado los costos de transporte asociados para colocar el carbón en puerto de embarque, la regalía pactada contractualmente y, adicionándole el impuesto al FFC.

Los precios de la minería tradicional también reconocen la participación de sistemas artesanales y tecnificados y su evolución correspondiente.

Bajo estas condiciones la estimación de la serie de precios de mercado del carbón en boca de mina, está asociada a una rentabilidad esperada o a unas condiciones del mercado internacional, y como tal está representando no solo la rentabilidad del inversionista sino su costo de oportunidad. Por esta razón no existe tasa de descuento aplicable para la determinación de los precios medios de largo plazo, puesto que implicaría exigir rentabilidades adicionales a las esperadas por los inversionistas o a las que el mercado internacional provea.

La información sobre proyectos, capacidad instalada, generación prevista y consumos específicos ha sido tomada del estudio "Características Técnico - Económicas de los Proyectos de Generación para el Plan de Expansión" de la Gerencia Técnica de ISA de mayo de 1991 y del estudio de factibilidad de la térmica de San Luis, contratado por el ICEL.

La información sobre: la calidad de las diversas zonas y proyectos, los estudios de prefactibilidad y factibilidad de los desarrollos mineros considerados, las opciones de

transporte y comercialización y los esquemas de financiamiento, está basada en estudios realizados directamente por CARBOCOL o por sus contratistas.

La Tabla 6.4 presenta los precios de mercado y los costos económicos, medios de largo plazo, de este combustible para los proyectos carboeléctricos considerados en el catálogo de opciones. En el caso de precios de mercado se presentan las dos opciones de inversionista privado nacional y extranjero. Los costos económicos excluyen las transferencias por concepto de impuestos (importación, ventas, renta, FFC) para el caso de los inversionistas privados y en el caso de los proyectos carboníferos de Venecia, El Descanso y Las Palmeras se ha considerado la posibilidad de inversión por parte del Estado, a una tasa de descuento del 10%.

Para la Revisión del Plan de Expansión se tomará como referencia, con respecto a precios de mercado, aquel que considera el caso de inversionista privado nacional, exceptuando el caso de La Loma que ya cuenta con inversionista extranjero.

TABLA 6.4 (1/3)

CARBON
ESCENARIO DE PRECIOS
PRECIOS MEDIOS DE LARGO PLAZO
CASO: INVERSIONISTA PRIVADO NACIONAL
Dólares constantes de 1990

PROYECTO CARBO-ELECTRICO	PROCEDENCIA DEL CARBON	Consumo Kton/año	Precio Boca de Mina US\$/ton	Precio transporte + comarc. US\$/ton	Precio Total US\$/ton	Poder calorífico BTU/lb	Precio por unidad térmica US\$/MBTU
Paipa IV 1x150	Min. Tradicional Boyacá	363.8	9.81	5.58	15.20	10420	0.882
Tasajero II 1x150	Min. Tradicional N. Santander	310.0	9.81	6.55	16.16	12400	0.581
Tasajero II 1x300	Min. Tradicional N. Santander	616.8	9.86	6.55	16.21	12400	0.583
La Loma 1x300	Drummond (Esc B)	645.4	NA	0.88	NA	11600	NA
Amaga 1x300	Veneza y Min. Trad. Antioquia	751.9	16.32	2.48	18.80	9958	0.856
Amaga 1x150	Veneza	384.4	18.35	1.03	19.38	10000	0.879
San Jorge (URE) 1x300	Las Palmeras (Esc A)	891.3	13.96	0.88	14.84	8400	0.801
San Jorge (URE) 2x300	Las Palmeras (Esc B) y Carbones del Caribe	1771.8	13.82	0.90	14.72	8452	0.790
Tibita 1x300	Min. Tradicional Cundinamarca	594.2	9.66	8.55	18.21	11970	0.690
Tibita 2x300	Min. Tradicional Cundinamarca	1188.5	9.66	8.55	18.21	11970	0.690
San Luis 1x150	Min. Tradicional Cundinamarca	304.2	9.81	17.50	27.11	11970	1.027
Cartagena IV 1x150	Drummond (Esc A)	331.4	NA	9.57	NA	11600	NA
Zipa VI 1x150	Min. Tradicional Cundinamarca	321.1	9.81	6.95	16.56	11970	0.627

Fuente: CARBOCOL. Precios y Costos del Carbón puesto en planta, para las Térmicas actuales y las contempladas dentro del Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico. Documento DAP-930430. Abril 30 de 1993, Cuadro 5A.

TABLA 6.4 (2/3)
CARBON
ESCENARIO DE PRECIOS
PRECIOS MEDIOS DE LARGO PLAZO
CASO: INVERSIONISTA PRIVADO EXTRANJERO
Dólares constantes de 1990

PROYECTO CARBO-ELECTRICO	PROCEDENCIA DEL CARBON	Consumo Kton/año	Precio Boca de Mina US\$/ton	Precio transporte + comerc. US\$/ton	Precio Total US\$/ton	Poder calorífico BTU/lb	Precio por unidad térmica US\$/MBTU
Paipa IV 1x150	Min. Tradicional Boyacá	363.6	NA	5.59	NA	10420	NA
Tasajero II 1x150	Min. Tradicional N. Santander	310.0	NA	6.55	NA	12400	NA
Tasajero II 1x300	Min. Tradicional N. Santander	616.6	NA	6.55	NA	12400	NA
La Loma 1x300	Drummond	645.4	13.69	0.88	14.57	11600	0.569
Amaga 1x300	Venezia y Min. Trad. Antioquia	751.9	NA	2.49	NA	9958	NA
Amaga 1x150	Venezia	384.4	20.17	1.03	21.20	10000	0.961
San Jorge (URE) 1x300	Las Palmeras (Esc A)	891.3	14.64	0.88	15.52	8400	0.838
San Jorge (URE) 2x300	Las Palmeras (Esc B) y Carbones del Caribe	1771.8	14.37	0.90	15.27	8452	0.819
Tibita 1x300	Min. Tradicional Cundinamarca	594.2	NA	8.55	NA	11970	NA
Tibita 2x300	Min. Tradicional Cundinamarca	1188.5	NA	8.55	NA	11970	NA
San Luis 1x150	Min. Tradicional Cundinamarca	304.2	NA	17.50	NA	11970	NA
Cartagena IV 1x150	Drummond (Esc A)	331.4	13.69	9.57	23.26	11600	0.909
Zipe VI 1x150	Min. Tradicional Cundinamarca	321.1	NA	8.95	NA	11970	NA

Fuente: CARBOCOL. Precios y Costos del Carbón puesto en planta, para las Térmicas actuales y las contempladas dentro del Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico. Documento DAP-930430. Abril 30 de 1993, Cuadro 5B.

TABLA 6.4 (3/3)

CARBON
COSTO ECONOMICO MEDIO DE LARGO PLAZO
CASO: INVERSIONISTA EL ESTADO EN LOS PROYECTOS
EL DESCANSO, VENECIA Y LAS PALMERAS,
INVERSIONISTAS PRIVADOS EN LOS DEMAS SUMINISTROS
Dólares constantes de 1990
Tasa de descuento 10%

PROYECTO CARBO-ELECTRICO	PROCEDENCIA DEL CARBON	Consumo Kton/año	Costo Boca de Mina US\$/ton.	Costo transporte + comerc. US\$/ton	Costo Total US\$/ton	Poder calorífico BTU/lb	Costo por unidad térmica US\$/M8TU
Paipa IV 1x150	Min. Tradicional Boyacá	363.6	8.92	4.75	13.68	10420	0.595
Tasejero II 1x150	Min. Tradicional N. Santander	310.0	8.92	5.57	14.49	12400	0.530
Tasejero II 1x300	Min. Tradicional N. Santander	616.6	8.97	5.57	14.54	12400	0.532
La Loma 1x300	Drummond	645.4	11.73	0.70	12.43	11600	0.486
Amaga 1x300	Venecia y Min. Trad. Antioquia	751.9	14.21	2.07	16.29	9958	0.742
Amaga 1x150	Venecia	384.4	15.81	0.82	16.63	10000	0.754
San Jorge (URE) 1x300	Las Palmeras (Esc A)	891.3	12.29	0.70	12.99	8400	0.701
San Jorge (URE) 2x300	Las Palmeras (Esc B) y Carbones del Caribe	1771.8	12.12	0.72	12.84	8452	0.689
Tibita 1x300	Min. Tradicional Cundinamarca	594.2	8.97	7.27	16.24	11970	0.615
Tibita 2x300	Min. Tradicional Cundinamarca	1188.5	8.97	7.27	16.24	11970	0.615
San Luis 1x150	Min. Tradicional Cundinamarca	304.2	8.92	14.88	23.80	11970	0.902
Cartagena IV 1x150	Drummond (Esc A)	331.4	11.73	8.13	19.86	11600	0.777
Zipa VI 1x150	Min. Tradicional Cundinamarca	321.1	8.92	5.91	14.83	11970	0.582

Fuente: CARBOCOL. Precios y Costos del Carbón puesto en planta, para las Térmicas actuales y las contempladas dentro del Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico. Documento DAP-930430. Abril 30 de 1993, Cuadro 5C y 7.

OPCIONES DE EXPANSION

7. OPCIONES DE EXPANSION

El sistema eléctrico es un conjunto de componentes tecnológicos que permiten cubrir las etapas de conversión de otras formas de energía a energía eléctrica, su transporte a gran y/o pequeña escala así como la conversión a usos finales.

Existe una amplia gama de alternativas para incrementar la oferta de potencia, se han considerado las siguientes opciones de expansión: la instalación de diverso tipo de nuevas centrales entre las cuales se encuentran hidráulicas, a carbón, ciclo combinado, turbinas de gas; el incremento de potencia de algunas centrales a través de la repotenciación y ampliaciones de capacidad de proyectos en operación; las interconexiones internacionales, los contratos de compra de energía y potencia al sector privado y el abrir la posibilidad del aumento de la autoproducción a través del desarrollo de la cogeneración y la explotación de energías renovables (minihidráulicas, combustión de residuos sólidos urbanos, eólica, solar, etc).

En cuanto a la ubicación de proyectos, análisis preliminares muestran que por razones eléctricas los sitios más atractivos para instalar capacidad térmica son: Valle del Cauca, Dorada, Sabana de Bogotá, Barrancabermeja, Urabá, Tumaco, Neiva, Flandes, Villavicencio, Nordeste y la Costa Atlántica.

En Colombia para la expansión del Sector Eléctrico existe la posibilidad de utilizar varias tecnologías para la generación de electricidad, entre las que se tienen:

7.1 Aprovechamientos Hidráulicos

Dentro de esta tecnología, dos factores influyen directamente sobre la potencia disponible, la altura del salto y el caudal. Cada sitio identificado posee características geográficas, geológicas, topográficas, hidrológicas que le son propias. Sin embargo, se distinguen tres grandes tipos de aprovechamientos, de alta caída, de mediana y baja caída, todos ellos con posibilidades de tener o no un embalse regulador.

El potencial catalogado de opciones hidráulicas para el presente estudio es de 18655 MW, de ellos 1073 MW son ampliaciones de capacidad a hidroeléctricas existentes; en cuanto a diversidad de capacidad se tienen ocho proyectos con capacidad menor de 300 MW, seis proyectos entre 300 y 400 MW y los dieciseis restantes están por encima de los 400 MW. Entre la capacidad total disponible se cuentan cinco proyectos con diseño total (Urrá I, Porcell, Miel II, Calima III-240 MW y la desviación del río Ovejas al embalse de Salvajina); cuatro proyectos con diseño parcial (Miel I, Calima-840 MW, Cañafisto y Urrá II); también hay diseños para las ampliaciones de capacidad en las centrales de Betania, San Carlos y Guavio, y se cuenta con la desviación del río Digua al embalse del proyecto Alto Anchicayá.

7.2 Centrales Térmicas

Dentro de las opciones térmicas disponibles en el mercado se tienen de diferente tecnología. Colombia posee los recursos de combustible para poder instalar cualquiera de los siguientes tipos:

■ Centrales Turbovapor (Ciclo Rankine)

Tecnología térmica con rendimientos térmicos del orden de 0.37 a 0.40⁽¹⁾. Las posibilidades de uso de combustible en estas centrales es muy variada, pudiéndose usar: carbón pulverizado, coque pulverizado o lecho fluidizado, residuos de refinería, crudo de castilla, Fuel Oil No. 6 y ACPM, existiendo algunos equipos con instalaciones mixtas que le permiten utilizar más de un combustible.

Para la generación a carbón, se han identificado 2750 MW con tecnología convencional, distribuidos en las regiones Nordeste, Central y Costa Atlántica, y presentados en el capítulo de Disponibilidad y precios de combustibles.

■ Centrales Turbogás (Ciclo Brayton) y Ciclo Combinado

Las centrales turbogás cuentan con ventajas apreciables respecto a la rápida puesta en marcha, instalaciones vinculadas a las obras civiles y equipo auxiliar reducido y mejoras sustanciales en niveles de potencia y rendimiento que le han permitido alcanzar competitividad en ciertos casos frente a otras centrales. Como combustible puede utilizarse gas⁽²⁾, ACPM o Fuel Oil No. 2, aire caliente⁽³⁾, o una inyección de vapor en la turbina de gas (Stig)⁽³⁾.

Las centrales de ciclo combinado son una combinación de turbina de vapor y turbina de gas, el rendimiento térmico es del 40 al 50%, elevando de este modo el rendimiento total al nivel más alto obtenible con cualquier otro ciclo térmico. La utilización de combustible en estas centrales puede ser gas natural o ACPM.

Dentro del catálogo de opciones se consideran unidades de referencia con capacidades de 50, 100 y 150 MW de tipo turbogás, stig y ciclo combinado, en los sitios donde ha reportado ECOPETROL posibilidades de suministro: Cali, Bogotá, Zona del Magdalena Medio y Costa Atlántica.

-
- (1) Los rendimientos de la frontera inferior se presentan cuando se utilizan los sistemas de desulfurización.
- (2) Natural o proveniente de la gasificación de otros combustibles.
- (3) Gasificación del carbón para utilización de ciclo Rankine y Brayton.

■ Centrales con Motor Diesel

Las plantas diesel continúan desempeñando un papel importante para el suministro eléctrico a comunidades aisladas o para satisfacer el servicio en situaciones de emergencia. Presentan buenas condiciones para la generación eléctrica hasta potencias de 20 MW. Han sido muy utilizadas por el sector industrial a raíz del racionamiento, con potencias menores a los 8 MW.

Se ha identificado que es posible utilizar esta tecnología haciendo uso del hidrocarburo crudo de Castilla, en el departamento del Meta; utilizando plantas diesel modernas con capacidad de 17 MW.

■ Repotenciación

Repotenciar o Repotenciación son términos usados para describir cualquier modificación a una planta de producción que resulte en un incremento de capacidad o de eficiencia, o en una reducción de emisiones.

Dentro del Sector Eléctrico la opción de repotenciación que se ha identificado es la que permite obtener incremento de eficiencia y potencia adicional que generaría una planta, debido a la instalación de las turbinas a gas que hacen parte de un ciclo combinado.

La opción de repotenciación se define con base en modificaciones a ciclos de vapor convencional para conformar un ciclo combinado (conjunto de un ciclo de turbina de gas y ciclo convencional mejorado con una caldera de alta eficiencia), utilizando los equipos existentes en las plantas a vapor de Termobarranquilla y Termocartagena.

7.3 Interconexiones Internacionales

El fortalecimiento de las interconexiones internacionales debe ser compatible con las políticas de integración de los países y debe fundamentarse en los principios de:

- Fortalecimiento de la integración eléctrica en procura de un mejoramiento en la utilización de los recursos.
- Respaldo en situaciones de emergencia energética y eléctrica.

Actualmente se tienen identificadas tres posibles interconexiones con los países vecinos de Venezuela, Ecuador y Panamá.

Para la interconexión con Venezuela se adelantan los estudios de factibilidad para la ampliación de la ya existente, con Ecuador se tienen estudios de factibilidad para conectar las áreas fronterizas de ambos países a niveles de tensión de 115/138 KV, y con Panamá se adelanta la etapa de reconocimiento.

**INFORMACION
BASICA**

8. INFORMACION BASICA

La siguiente es la información básica adicional a la presentada en los capítulos anteriores, utilizada en el proceso de análisis del Plan de Expansión:

8.1 Proyección de Demanda

La demanda de energía eléctrica está determinada básicamente por factores económicos, demográficos y de política económica y energética; en nuestro caso esto se traduce en los cambios presentados a través de tres de las variables explicativas utilizadas en la proyección: el escenario macroeconómico, el número de suscriptores y los precios tanto de la energía eléctrica como de los sustitutos.

- El nivel y la evolución de la actividad económica global es un factor importante en la determinación de los niveles de demanda de energía eléctrica, tanto a través de la dinámica de los sectores productivos en particular, como a través de los ingresos de los hogares. Este nivel de la actividad económica se tiene en cuenta a través de los escenarios macroeconómicos elaborados por el DNP, adicionalmente se construyen escenarios alternativos que permiten medir la sensibilidad de la variable económica en la determinación de la demanda de energía.
- El número de suscriptores nuevos que se adicionan al servicio de energía eléctrica cada año es un factor importante en la determinación del nivel de la demanda. En 1980 el nivel de cubrimiento del servicio era del orden de 45% y el sector hacía grandes esfuerzos por adicionar nuevos suscriptores al servicio de energía eléctrica lo que ha significado que esta variable tenga una gran incidencia en la dinámica de crecimiento de la demanda. Sin embargo, hoy el cubrimiento se sitúa alrededor del 72% por lo que se espera que esta variable disminuya su tasa de crecimiento y lo refleje en una menor tasa de crecimiento de la demanda.
- Hacia mediados de los 80, la política de precios tanto de energía eléctrica como de sustitutos implementada por el Ministerio de Minas y Energía ha venido cambiando en favor de la sustitución de la energía eléctrica por otros energéticos sustitutos. La práctica constante de reestimación de los modelos de proyección nos ha mostrado mediante el crecimiento progresivo de las elasticidades precio de la energía eléctrica, un efecto importante de la política de precio implementada, donde el suscriptor ha venido generando una mayor sensibilidad de respuesta ante los cambios de precios. Esta situación conlleva a una disminución en la tasa de crecimiento de la demanda por lo menos mientras se mantenga la política de incrementos reales. La política sobre precios de sustitutos ha actuado en la misma dirección haciendo posible la sustitución por otros energéticos.

Existen otras variables que pueden en un momento determinado convertirse en una fuente de disminución o aumento de la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica como el nivel de pérdidas o los programas de sustitución de energía eléctrica por gas. Desde hace algunos años el sector eléctrico viene desarrollando una campaña de disminución de pérdidas

de energía así como de sustitución en el consumo de energía eléctrica por gas, lo que ha incidido en una disminución en la demanda de energía eléctrica.

En resumen, la demanda de energía eléctrica depende de factores económicos, demográficos y de política económica y energética que actuando en forma conjunta y de acuerdo con sus escenarios más probables, determinan su nivel y su evolución.

Para la Revisión del Plan de Expansión de Referencia se utilizó una proyección elaborada en ISA con el modelo econométrico en abril de 1992, estas proyecciones no contenían los escenarios de sustitución de consumo de electricidad por gas en forma explícita. Así, se consideraron dos escenarios de sustitución, a saber, un escenario de penetración moderada, construido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y Ecopetrol, y otro de penetración mas acelerada, formulado por el Departamento Nacional de Planeación.

- Los estudios del escenario de la CNE y Ecopetrol están consignados en el documento "Estudio de Factibilidad Preliminar de la Interconexión Gasífera con Venezuela", elaborado por Estudios Técnicos en agosto de 1991. Este estudio presenta también un escenario alto, con sustitución en el sector industrial, pero en los estudios de proyección de demanda solo se consideró lo relativo al sector residencial.

El programa de sustitución se inicia a partir del año 1995, situación que no ha cambiado según el Plan de Masificación del Uso del Gas vigente, y se concentra principalmente en las ciudades de Santafé de Bogotá, Medellín y Cali, con una sustitución de 1875 GWh en el año 2000, lo cual representa 10% del consumo residencial.

- En Mayo de 1991 el DNP envió a ISA, vía fax, una proyección de demanda, construida a partir de la proyección obtenida previamente por ISA con el Modelo Econométrico, y en la cual se incluía un escenario de sustitución de consumo en el sector residencial, mas agresivo que el supuesto en la proyección anterior.

Al incluir los escenarios de sustitución de electricidad por gas las tasas de crecimiento en las proyecciones obtenidas con el Modelo Econométrico, para el período 1992 - 2000 son:

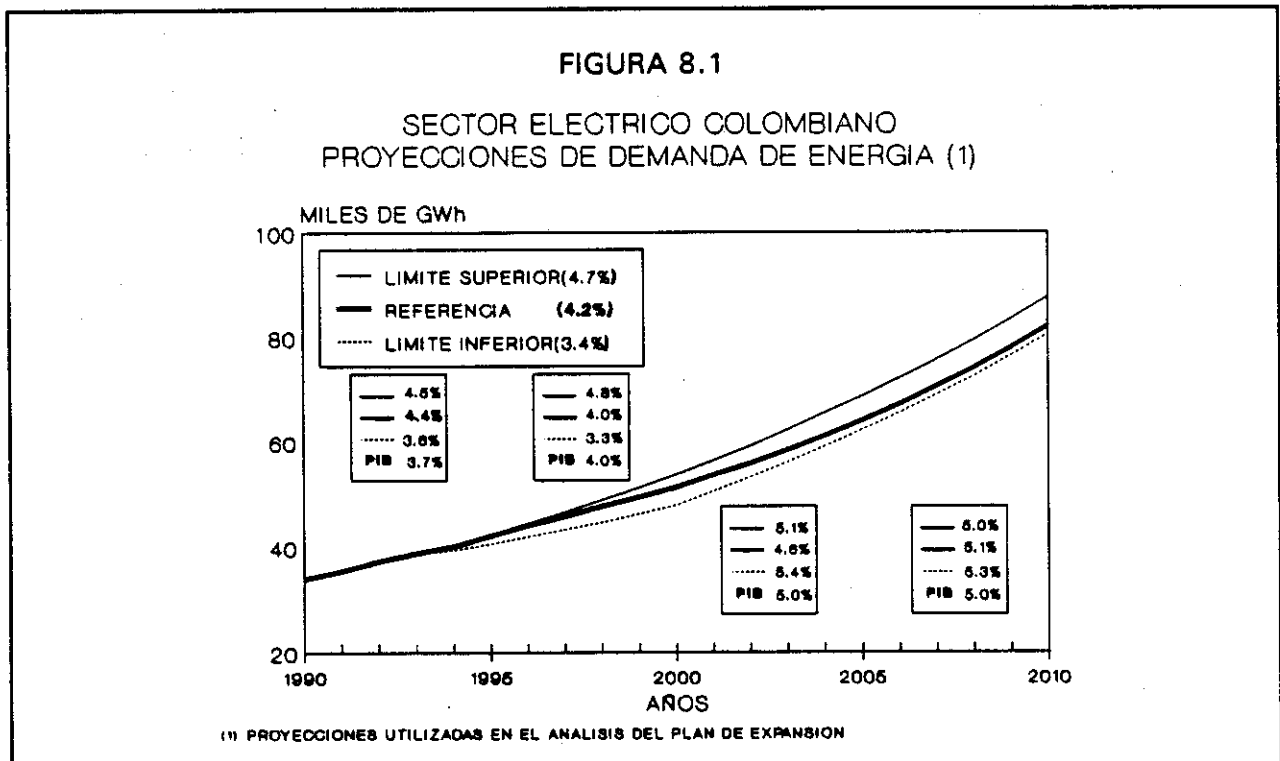
	Proyección Base
Proyección sin sustitución	4.7
Con sustitución CNE	4.2
Con sustitución DNP	3.4

Adicionalmente, se estimó una proyección de demanda suponiendo un crecimiento del PIB del 5.5%, encontrándose que la demanda de energía eléctrica tendría una tasa de crecimiento del 5.1% en el período 1992 - 2000.

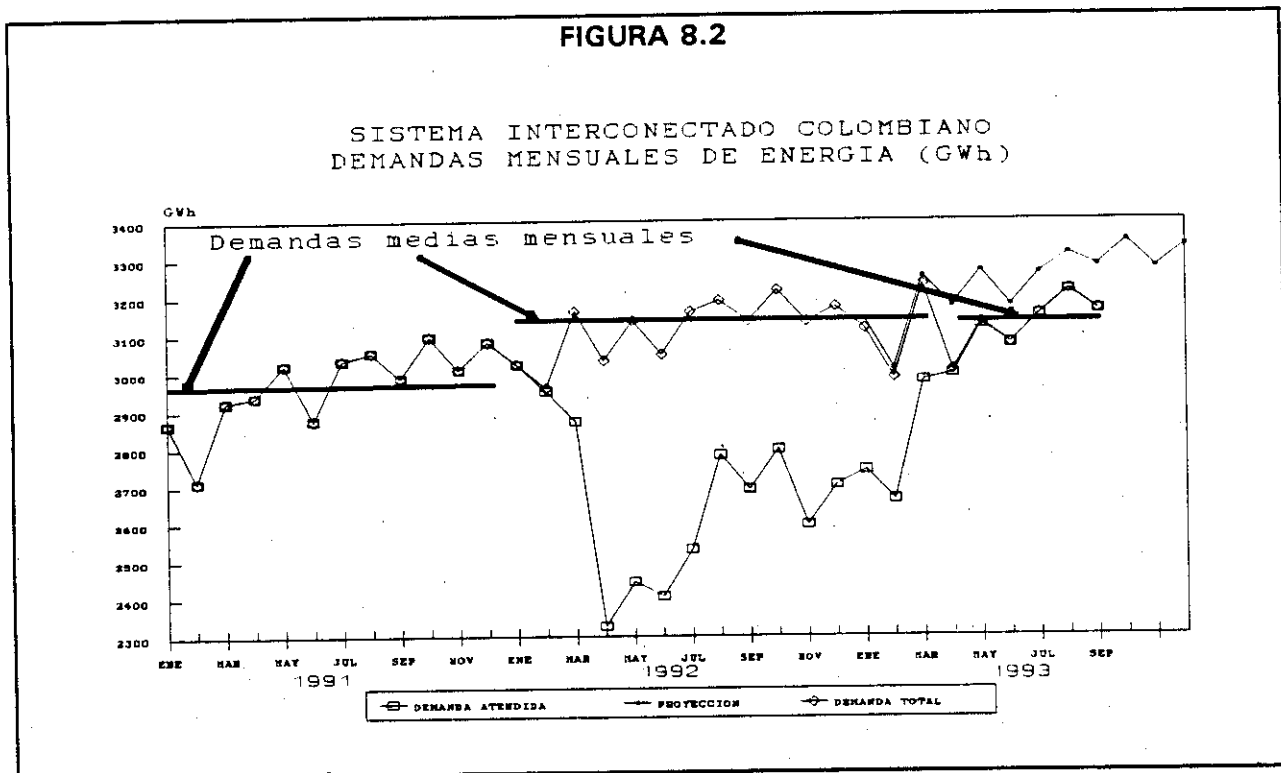
Los impactos del programa de Masificación del Uso del gas, en las proyecciones de demanda con tasas de crecimiento del 4.7% y 5.1% en el período 1992 - 2000, son:

	1995	2000	2005
Sustitución de consumo (GWh)	111	1875	3610
Porcentaje del consumo residencial			
En la proyección del 5.1%	0.7	9.8	14.9
En la proyección del 4.7%	0.8	10.2	15.9
Porcentaje de la demanda			
En la proyección del 5.1%	0.2	3.4	4.9
En la proyección del 4.7%	0.3	3.5	5.2

En la Figura 8.1 se ilustra la franja de proyección de la demanda utilizada en la Revisión del Plan de Expansión Generación - Transmisión.



La demanda de energía eléctrica después del racionamiento ha presentado valores inferiores a los pronosticados para 1993, en la proyección utilizada en la Revisión, tal como se ilustra en la Figura 8.2. Así mismo, las proyecciones de corto plazo de demanda de energía eléctrica basadas en series mensuales, también muestran una reducción en el nivel de la demanda esperado.



Considerando lo anterior, se han actualizado las tasas de crecimiento de la demanda para el período 1994 - 2000, teniendo en cuenta dos casos para estimar la demanda de energía del año 1993, a saber:

- La demanda para 1993 es obtenida a partir de la demanda "real" hasta septiembre, mas un estimativo para el período octubre-diciembre obtenido con base en el comportamiento de la demanda real desde abril hasta septiembre de 1993. Durante el período abril-septiembre de 1993 la demanda de energía ha crecido un 0.2% con respecto al mismo período de 1992. Esta proyección, de 37812 GWh para el Sistema Total, incluye un racionamiento estimado de 967 GWh para el período enero -marzo. La tasa media de crecimiento para el período 1994- 2000 es del 5.1% para la proyección del 4.7% y de 5.6 para la del 5.1%.
- La demanda para 1993 es obtenida a partir de la demanda real para el período abril -septiembre, proyectando el período octubre-diciembre de acuerdo al comportamiento

de la demanda real desde abril hasta septiembre de 1993 y reestimando la demanda de enero a marzo de 1993, de acuerdo al comportamiento del período abril - septiembre¹. Se obtiene para 1993 una demanda de 37650 GWh. La tasa media de crecimiento para el período 1994- 2000 es del 5.2% para la proyección del 4.7% y 5.7% para la del 5.1%.

Así, resumiendo, se tiene que si se recalculan las tasas de crecimiento de la demanda, considerando los valores reales hasta el mes de septiembre de 1993, las tasas con las cuales se elabora la revisión del Plan de Expansión de Referencia son:

**TASAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA
RECALCULO CON BASE REAL**

DEMANDA REAL HASTA SEPTIEMBRE 1993, INCLUYENDO	PROYECCION 4.7%	PROYECCION 5.1%
ESTIMATIVO OCT-DIC 1993	5.1%	5.6%
ESTIMATIVO OCT -DIC Y REESTIMATIVO ENE -MAR DE 1993	5.2%	5.7%

La proyección que presenta una tasa de crecimiento promedio del "4.7%" para el período 1992-2000 (equivalente a una tasa de crecimiento del 5.2% teniendo presente la reestimación de la demanda de 1993), sin tener en cuenta el efecto de sustitución, se utiliza con el objeto de encontrar el límite superior de los requerimientos de capacidad en el período. Al aplicar los otros escenarios se obtendrá el rango de requerimientos y la holgura que se pueda dar a la entrada en operación de los proyectos si se presenta uno u otro escenario de demanda.

Para mayor claridad y no prestarse a confusión, durante el documento se hablará de las proyecciones base con tasa de crecimiento de la demanda del 4.7%, 4.2% y 3.4% y la sensibilidad a la proyección con tasa de crecimiento del 5.1%, ya que una nueva proyección no se ha realizado y sólo se plantea es una reestimación de las tasas.

¹ Esta reestimación se realiza, dado que en estos meses se presentó racionamiento, el cual fue estimado como la diferencia entre demanda proyectada y la demanda efectivamente atendida.

Estas proyecciones presentan, para el año 2000 una demanda de energía estimada en 53714, 51315 y 47918 GWh respectivamente a las tasas de crecimiento del 4.7%, 4.2% y 3.4%. Estimaciones que no tienen en cuenta el racionamiento padecido durante 1992 y 1993, así como los efectos que tendrá en los primeros años de proyección, el incentivo a un uso más racional de la energía eléctrica y la penetración acelerada de los sustitutos.

Es importante tener una revisión de la proyección de la demanda antes del primer semestre de 1994, en el caso de que ésta exija mayores requerimientos de capacidad se tendría el tiempo suficiente para ejecutar las acciones necesarias para asegurar la inclusión de la capacidad adicional en el Plan de Expansión.

8.2 Factores de Disponibilidad y Factores de Utilización

Como se enunció en los lineamientos de la sección 1.3, para las plantas en operación se supone un factor de disponibilidad promedio ponderado del 60% en las térmicas y del 86% en hidráulicas. Las centrales que se adicionan al sistema se simulan con factores máximos promedios del 80% para térmicas y 90% para hidráulicas.

En cuanto a los factores de utilización de las plantas térmicas se consideran como máximos los que le limita el factor de disponibilidad, y como mínimo el dado por las restricciones eléctricas.

8.3 Plan de Emergencia

De los 2126.3 MW que se consideran como Plan de Emergencia Eléctrica, en este estudio se utilizan solamente 1559.6 MW. En este último valor están incluidos los 1000 MW del proyecto Guavio y los 559.6 MW restantes se especifican en la Tabla 8.1.

Se han considerado dentro del estudio la disponibilidad de potencia de las plantas de 150 MW de generación privada en Barranquilla por 15 años, así como las de plantas de propiedad de ECOPEL y PROELECTRICA.

8.4 Costos de Racionamiento

Dentro de la Revisión del Plan de Expansión se trabaja con tres curvas de costos de racionamiento, estimadas de la siguiente manera:

Se parte de las curvas de costos económicos de racionamiento promedio y en pico para el sistema integrado, calculadas bajo el supuesto de porcentajes de racionamiento iguales por empresa, y que sólo se raciona hasta el 50% de la demanda de un circuito antes de pasar al siguiente más costoso. Este procedimiento se describe en detalle en el documento "Función de Costos Operativos de Racionamiento. ISA OPUN 28/04/92 113E". Así se obtiene la curva "baja" tanto para costos promedios como para costos en pico.

A partir de la curva "baja" se construye la curva "media" de costos, haciendo uso de una combinación lineal de tal modo que al alcanzar un nivel de racionamiento del 50% de la demanda, esta curva sea el doble que la de costos bajos.

TABLA 8.1
PROYECTOS DEL PLAN DE EMERGENCIA PARA EXPANSION

PROYECTO	MW
GUAVIO	1000.0
ZIPA - ISA 5	66.0
UNION 2	2.5
RIOMAR 1	10.8
UNION 1	3.5
PALENQUE 5	20.0
EL RIO 1	1.8
EL RIO 7	2.5
ZIPA - EEB 2	37.5
CHINU 3	33.0
EL RIO 8	13.0
ECOPETROL VALLE	41.0
BELMONTE	1.0
PROELECTRICA MAMONAL	90.0
ECOPETROL OCHOA	43.0
ECOPETROL GUALANDAY 2	44.0
PRIV B/QUILLA	150.0
TOTAL	1559.6

La curva "alta" de costos también se construye a partir de la curva "baja" pero considerando que cuando el nivel de racionamiento es del 5%, el costo medio corresponda al costo implícito

de déficit encontrado para el nivel de confiabilidad del 95% ⁽²⁾ (585.5 US\$ mills/kWh). En el capítulo 14 se presenta el recálculo de este costo implícito para el mismo nivel de confiabilidad.

Como costos de racionamiento de referencia se utiliza la denominada curva "media" y para los análisis de sensibilidad se utilizarán la "baja" y la "alta". (Ver Tabla 8.2).

8.5 Costos de Inversión

Los costos de inversión de los proyectos considerados en los análisis, exceptuando los del Plan de Emergencia y las térmicas a carbón, son las mismas que se utilizaron en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia.

Para los proyectos carboeléctricos se ha revaluado los costos de supervisión y montaje, los cuales implican una disminución promedio de los costos de inversión de aproximadamente 7.5% sin impuestos y aranceles, y del 6.6% con impuestos y aranceles, para las plantas de 150 MW y 300 MW.

En las Tablas 8.3 y 8.4 se presenta la información técnica y económica de las opciones disponibles para la expansión, considerando para los proyectos térmicos un factor de planta de referencia. Dentro de las opciones térmicas se ha adicionado a este catálogo, una planta de ciclo combinado con posibilidad de utilizar como combustible gas o Fuel Oil y un proyecto térmico que utilizaría como combustible Fuel Oil No. 6.

Tanto las plantas térmicas a gas y las de combustible dual (gas o fuel oil) no tienen incluido en su costo de inversión, la partida correspondiente a la mitigación de efectos ambientales.

8.6 Variables de Incertidumbre

Con el fin de realizar los análisis de flexibilidad económica se han seleccionado las variables de incertidumbre y la medida de credibilidad de las mismas, presentados en la Tabla 8.5, éstas son utilizadas para conformar los escenarios de condiciones futuras.

8.7 Información Hidrológica

De los registros disponibles se selecciona el período 1991 - 1992, para analizar la vulnerabilidad hidrológica del sistema. Adicionalmente, la serie hidrológica del período 1956-1970 se utiliza para evaluar el efecto del período de recurrencia de los caudales de los ríos que alimentan al sistema.

(1) Análisis de confiabilidad para atender la demanda en el período 1993-1999
-versión 3.0-. ISA OPUE-07, marzo de 1993

8.8 Período de Análisis

En el análisis de la expansión de generación - transmisión del Sector Eléctrico se realiza una descomposición temporal en corto y mediano plazo. Se considera como período de corto plazo los años en los cuales con los recursos disponibles, se atienden la demanda de energía y potencia, lo cual es posible durante los años 1993 a 1995, siempre y cuando se lleven a cabo las actividades ya decididas, y prioritarias para la atención de la demanda.

El período de mediano plazo está dividido en dos subperíodos, con el fin de facilitar el análisis. Para el primer subperíodo (1995 - 2000) se recomendará tomar acciones de carácter imprescindible para poder cumplir con los requerimientos actuales de mercado. Las recomendaciones dadas para el segundo subperíodo (2001 - 2003) pueden estar sujetas a modificaciones dependiendo del comportamiento futuro del mercado.

TABLA 8.2

COSTOS DE RACIONAMIENTO PROMEDIO
US\$ Mills/kWh

NIVEL (%)	MARGINAL			MEDIO		
	BAJA	MEDIA	ALTA	BAJA	MEDIA	ALTA
0 - 2	139	167	557	139	167	557
2 - 4	144	188	585	142	177	571
4 - 6	170	237	695	151	197	612
6 - 8	174	261	723	157	213	640
8 - 10	190	303	796	163	231	671
10 - 15	233	396	991	187	286	778
15 - 30	535	963	2301	361	625	1539
30 - 100	1444	2743	6280	794	1472	3436

COSTOS DE RACIONAMIENTO EN PICO
US\$ Mills/kWh

NIVEL (%)	MARGINAL			MEDIO		
	BAJA	MEDIA	ALTA	BAJA	MEDIA	ALTA
0 - 2	175	210	700	175	210	700
2 - 4	181	235	732	178	222	716
4 - 6	200	281	822	185	242	751
6 - 8	202	303	838	190	257	773
8 - 10	220	353	925	196	276	803
10 - 15	251	426	1065	214	326	891
15 - 30	465	837	1999	339	582	1445
30 - 100	1192	2265	5187	681	1255	2942

TABLA 8.3
PROYECTOS HIDROELECTRICOS EN FACTIBILIDAD Y DISEÑO
RESUMEN DE LA INFORMACION TECNICA Y ECONOMICA (*)
TASA DE DESCUENTO DEL 10%
(DOLARES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1990)

PROYECTO	TIPO (1)	CAPACIDAD (MW)	NUMERO DE UNIDADES	ENERGIA MEDIA (GWh)	CON IMPUESTOS			SIN IMPUESTOS			CCSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh	FECHA MAS TEMPRANA ENTRADA EN OPERACION
					PPTO. INVERSION US\$ MILL.	COSTO INDEICE INVERSION US\$/kW	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh	PPTO. INVERSION US\$ MILL.	COSTO INDEICE INVERSION US\$/kW	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh		
HIDRAULICAS CON DISEÑO TOTAL O PARCIAL												
DESVIACION OVEJAS	HD	-	-	200	24.9	-	14.2	24.7	-	-	14.0	1998 MAR
URRA I (2)	H	340	4	1400	416.0	1766	43.9	366.6	1657	1657	41.3	1999 JUL
PORCE II	H	392	3	2010	394.9	1366	27.2	364.6	1271	1271	25.3	1999 JUL
SAN CARLOS 9 Y 10	HAC	310	2	-	57.6	222	-	47.9	186	186	-	2000 ABR
BETANIA 4	HAC	165	1	-	65.7	508	-	57.6	435	435	-	2000 ABR
MIEL II	H	400	3	2110	389.0	1278	23.7	366.8	1214	1214	22.5	2001 ENE
GUAYO 6,7 Y 8	HAC	598	3	-	108.3	219	-	88.8	160	160	-	2001 ABR
MIEL I SIN DESV.	H	375	3	1490	322.1	1191	26.3	301.8	1093	1093	27.8	2001 ABR
DESVIACION DIGUA (5)	HD	-	-	358	48.9	-	ND	48.5	-	-	ND	2001 DIC
CALIMA III (3)	H	240	3	1230	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	2002 ENE
URRA II (4)	H	860	4	3180	-	-	-	-	-	-	-	-
CANAFIGO (4)	H	1200	4	7000	-	-	-	-	-	-	-	-
HIDRAULICAS CON FACTIBILIDAD TERMINADA												
RIACHON	H	90	2	520	140.8	1908	30.9	128.9	1758	1758	28.5	2000 ENE
FONCE	H	420	3	2290	465.4	1465	26.1	434.1	1374	1374	24.6	2002 OCT
SOGAMOSO	H	850	4	4200	614.4	949	19.3	594.9	879	879	17.9	2003 ENE
GUAYABETAL	H	370	4	2580	439.3	1617	21.4	408.0	1419	1419	20.0	2003 ENE
CABRERA	H	605	4	2700	568.6	1212	26.6	533.4	1143	1143	25.2	2003 ENE
HUMEA	H	275	2	1780	454.0	2205	32.4	432.5	2107	2107	31.0	2003 ENE
QUETAME	H	230	2	1550	440.9	2556	35.9	424.3	2468	2468	34.7	2003 ENE
PORCE III	H	760	4	4010	758.6	1302	24.4	706.5	1221	1221	22.9	2003 FEB
ARREROS DEL MICAY	H	700	4	3420	702.6	1303	26.4	661.5	1234	1234	25.0	2004 ENE
LA GABARRA	H	246	2	1370	430.8	2188	39.0	407.1	2077	2077	37.0	2004 ENE
EL NEME	H	512	3	2900	647.6	1785	34.0	628.4	1737	1737	33.1	2004 MAR
CHIMERA	H	454	3	2740	711.1	2115	35.3	677.2	2022	2022	33.8	2004 JUL
NECHI'A	H	590	3	4030	648.8	1565	21.7	617.8	1502	1502	20.9	2004 SET
PATIA II	H	890	4	4350	872.1	1040	20.8	628.4	961	961	19.6	2004 OCT
SAMANA MEDIO	H	188	2	1290	422.9	2966	43.8	408.5	2872	2872	42.4	2005 MAY
URPIA	H	1331	6	5890	1424.5	1681	35.5	1329.8	1685	1685	33.5	2005 ABR
PATIA I	H	900	4	4370	885.6	1352	27.5	831.6	1279	1279	26.0	2005 MAY
ITUANGO	H	3590	9	17480	2469.6	1461	25.3	2356.2	1399	1399	24.4	2007 ENE

(*) En ningún cálculo se incluyen los intereses durante la construcción
 (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 estimaciones, atadas y en el sistema, que confirman este valor de la energía media.
 (3) A revisar, dada la inclusión de Calima III (240 MW) como alternativa
 (4) La información económica de los proyectos Urrá II y Canafisto se está actualizando.
 (5) La información económica de la desviación del Digua es preliminar.

TABLA 8.4 (1/2)
PROYECTOS TERMoeLECTRICOS
RESUMEN DE LA INFORMACION TECNICA Y ECONOMICA (*)
TASA DE DESCUENTO DEL 10%
(DOLARES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1990)

PROYECTO	TIPO (1)	CAP. (MW)	NUM. DE UNID.	ENERGIA (GWh)	CON IMPUESTOS					SIN IMPUESTOS					CARGO		C. Imp		S. Imp			
					PPTO. INV US\$/MILL. (3)	COSTO INDICE INV US\$/KW	COSTO INV Y AOM US\$/MWh	COMB. SITIO US\$/MWh	PPTO. INV US\$/MILL. (3)	COSTO INDICE INV US\$/KW	COSTO INV Y AOM US\$/MWh	COMB. SITIO US\$/MWh	FUJO TRANSP (6)	CARGO US\$/MWh	CARGO US\$/MWh	CARGO US\$/MWh	CARGO US\$/MWh	CARGO US\$/MWh	CARGO US\$/MWh	CARGO US\$/MWh	CARGO US\$/MWh	CARGO US\$/MWh
TURBO GAS 150	TG	150	1	667	65.7	486	23.4	11.4	52.9	391	20.6	11.4	2.0	36.7	33.9							
TURBO GAS (STIG)	TGS	50	1	219	36.8	814	33.2	9.0	29.5	653	28.4	9.0	2.0	44.2	39.4							
CICLO COMB 150	TGC	150	2	864	96.7	808	17.5	8.4	78.1	677	15.4	8.4	1.5	27.5	25.3							
REPOT CG 3	TRE	390	3	2050	222.5	ND	16.5	6.2	218.6	ND	18.3	8.2	1.5	28.2	26.0							
REPOT BQ 4	TRE	480	4	2733	296.7	ND	18.0	8.2	291.4	ND	17.8	8.2	1.5	27.7	27.5							
CICLO COMB 300	TGC	300	3	1708	183.4	770	17.3	8.4	147.6	644	15.2	8.4	1.5	27.2	25.1							
FUEL OIL BARRANCA (4)	TFO	150	1	1051	192.5	1490	28.0	14.4	168.0	1301	23.3	14.4	NA	40.4	37.7							
ZIPA VI (150 MW)	TCV	150	1	1051	223.1	1728	29.0	6.4	194.2	1605	25.8	5.7	NA	35.4	31.5							
TASAJERO II (150 MW)	TCV	150	1	1051	240.7	1850	30.9	6.0	212.3	1840	27.8	5.4	NA	36.9	33.1							
PAIPA IV (150 MW)	TCV	150	1	1051	219.1	1896	28.5	6.6	190.6	1476	25.4	6.0	NA	35.2	31.4							
AMAGA (150 MW)	TCV	150	1	1051	232.6	1810	30.2	9.0	203.6	1586	27.0	7.7	NA	39.1	34.6							
CARTAGENA IV (150 MW)	TCV	150	1	1051	239.5	1854	30.8	9.3	210.2	1828	27.6	7.9	NA	40.1	35.5							
LA LOMA (300 MW)	TCV	300	1	2102	430.4	1882	28.4	5.7	380.4	1488	25.5	4.8	NA	34.0	30.3							
TASAJERO II (300 MW)	TCV	300	1	2102	487.9	1814	30.4	6.0	409.7	1590	27.0	5.4	NA	36.4	32.4							
AMAGA (300 MW)	TCV	300	1	2102	435.5	1898	28.6	8.5	377.4	1473	25.2	7.4	NA	37.1	32.8							
TIBITA (300 MW)	TCV	300	1	2102	427.7	1666	28.1	6.5	379.0	1478	25.3	6.8	NA	34.6	31.1							
SAN JORGE (300*2 MW)	TCV	600	2	4205	808.3	1568	27.3	7.8	895.8	1355	24.0	6.8	NA	35.1	30.8							
SAN JORGE (300 MW)	TCV	300	1	2102	440.4	1717	28.9	6.0	380.5	1486	25.4	7.0	NA	36.9	32.4							
TIBITA (300*2 MW)	TCV	600	2	4205	823.8	1801	27.8	6.5	712.0	1386	24.5	5.8	NA	34.3	30.3							
SAN LUIS (150 MW)	TCV	150	1	1051	252.8	1982	32.4	9.9	223.4	1735	29.1	8.7	NA	42.3	37.8							

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción.
 (1) TG: Turbogás, TGS: Turbogás tipo STIG, TGC: Turbogás de ciclo combinado, TCV: Térmica de vapor con carbón, TRE: Térmica repotenciación, TFO: Térmica Fuel Oil.
 (2) La información técnica y los presupuestos de las plantas Turbogás y Ciclo Combinado son de referencia. Se considera una vida útil de 12.5 años para TG y 18 años para CC.
 (3) Los costos de inversión de las carbocéntricas han sido revisados considerando una reducción en los costos de montaje. Se considera para estas plantas una vida útil de 25 años.
 (4) La información de costos para esta planta es de referencia.
 (5) La energía ha sido calculada con el factor de utilización máximo. (0.6 para TG y TGS, 0.65 para TGC y TRE, y 0.8 para TCV y TFO).
 (6) Para el cargo fijo por transporte del gas se considera como referencia la localización de la planta en la Costa Atlántica.

TABLA 8.4 (2/2)
PROYECTOS TERMoeLECTRICOS A GAS
RESUMEN DE LA INFORMACION TECNICA Y ECONOMICA (*)
TASA DE DESCUENTO DEL 10%
(DOLARES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1990)

PROYECTO	TIPO (1)	CAP. (MW)	NUM. DE UNID.	ENERGIA (GWh) (3)	CON IMPUESTOS				SIN IMPUESTOS				CARGO FUJO TRANSP US\$/MWh	C.Imp COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh	S.Imp COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
					PPTO. INV US\$ MILL.	COSTO INDICE INV US\$/kW	COSTO INV Y AOM US\$/MWh	COMB. SITIO US\$/MWh	PPTO. INV US\$ MILL.	COSTO INDICE INV US\$/kW	COSTO INV Y AOM US\$/MWh	COMB. SITIO US\$/MWh			
TURBO GAS 150 COSTA ATLANTICA	TG	150	1	657	65.7	486	23.4	11.4	52.9	391	20.6	11.4	2.0	38.7	33.9
BOGOTA	TG	150	1	657	65.7	486	23.4	11.4	52.9	391	20.6	11.4	7.1	41.8	38.0
MAGDALENA MEDIO	TG	150	1	657	65.7	486	23.4	11.4	52.9	391	20.6	11.4	4.6	39.4	36.6
CALI	TG	150	1	657	65.7	486	23.4	11.4	52.9	391	20.6	11.4	8.7	43.4	40.6
TURBO GAS (8TG)	TGS	50	1	219	36.8	814	33.2	9.0	29.5	653	28.4	9.0	2.0	44.2	39.4
COSTA ATLANTICA	TGS	50	1	219	36.8	814	33.2	9.0	29.5	653	28.4	9.0	7.1	49.3	44.5
BOGOTA	TGS	50	1	219	36.8	814	33.2	9.0	29.5	653	28.4	9.0	4.6	46.8	42.0
MAGDALENA MEDIO	TGS	50	1	219	36.8	814	33.2	9.0	29.5	653	28.4	9.0	8.7	50.9	46.1
CALI	TGS	50	1	219	36.8	814	33.2	9.0	29.5	653	28.4	9.0			
CICLO COMB 150	TGC	150	2	854	96.7	808	17.5	8.4	78.1	877	15.4	8.4	1.5	27.5	25.3
COSTA ATLANTICA	TGC	150	2	854	96.7	808	17.5	8.4	78.1	877	15.4	8.4	5.4	31.4	29.2
BOGOTA	TGC	150	2	854	96.7	808	17.5	8.4	78.1	877	15.4	8.4	3.6	29.5	27.3
MAGDALENA MEDIO	TGC	150	2	854	96.7	808	17.5	8.4	78.1	877	15.4	8.4	6.7	32.8	30.5
CALI	TGC	150	2	854	96.7	808	17.5	8.4	78.1	877	15.4	8.4			
REPOT CB 3	TRE	380	3	2050	222.5	ND	18.5	8.2	218.6	ND	18.3	8.2	1.5	28.2	28.0
COSTA ATLANTICA	TRE	480	4	2753	296.7	ND	18.0	8.2	291.4	ND	17.8	8.2	1.5	27.7	27.5
REPOT BQ 4	TRE	300	3	1708	183.4	770	17.3	8.4	147.5	644	15.2	8.4	1.5	27.2	25.1
COSTA ATLANTICA	TGC	300	3	1708	183.4	770	17.3	8.4	147.5	644	15.2	8.4	5.4	31.1	29.0
BOGOTA	TGC	300	3	1708	183.4	770	17.3	8.4	147.5	644	15.2	8.4	3.6	29.3	27.1
MAGDALENA MEDIO	TGC	300	3	1708	183.4	770	17.3	8.4	147.5	644	15.2	8.4	6.7	32.4	30.3
CALI	TGC	300	3	1708	183.4	770	17.3	8.4	147.5	644	15.2	8.4			

(*) Los cálculos no incluyen intereses durante la construcción
 (1) TG: Turbogás, TGS: Turbogás tipo STIG, TGC: Turbogás de ciclo combinado, TRE: Térmica repotenciación
 (2) La información técnica y los presupuestos de las plantas Turbogás y Ciclo Combinado son de referencia. Se considera una vida útil de 12.5 años para la TG y 18 años para CC.
 (3) La energía ha sido calculada con el factor de utilización máximo. (0.5 para TG y TGS, 0.65 para TGC y TRE, y 0.8 para TCV y TFO)

TABLA 8.5
VARIABLES DE INCERTIDUMBRE
PARA EL ANALISIS DE FLEXIBILIDAD
REVISION PLAN DE EXPANSION

VARIABLE	MEDIDA	VALOR			PROBABILIDAD		
		1	2	3	1	2	3
DEMANDA DE ELECTRICIDAD	Tasa de crecimiento	4.7	3.4	4.2	0.3	0.2	0.5
COSTO TOTAL INVERSION PROYECTO HIDRAULICO	Porcentaje de Incremento	0	15	25	0.44	0.33	0.23
COSTO TOTAL INVERSION PROYECTO TERMICO	Porcentaje de Incremento						
■ Carboeléctricas		0	10		0.6	0.4	
■ Ciclo Comb. - Turbogás		0	10		0.4	0.6	
■ Repotenciación		0	10		0.4	0.6	
FECHA DE ENTRADA	Años de Atrazo						
■ Hidroeléctricas		0	1	2	0.15	0.5	0.35
■ Termoeléctricas		0	1		0.5	0.5	
PRECIOS DE COMBUSTIBLE							
■ Carbón	Porcentaje de Incremento	0	5		0.6	0.4	
■ Gas	Meta año 2000 US\$/MPC	1.174	1.681		0.7	0.3	

NOTA: Los valores resaltados corresponden a las condiciones de referencia

NIVEL DE SOBRECOSTOS $\delta = 10\%$

**ANALISIS DE ENERGIA
SISTEMA DE GENERACION**

9. ANALISIS DE ENERGIA - SISTEMA DE GENERACION

Considerando la gran cantidad de factores que intervienen en el problema del planeamiento de la expansión del Sector Eléctrico Colombiano, algunos de estos aleatorios, y tomando en cuenta el tipo, cantidad y calidad de los recursos disponibles en Colombia para atender la demanda de electricidad, en este capítulo se presenta el análisis del sistema de generación, con el objetivo de evaluar los requerimientos de capacidad en el período de análisis y diseñar una gama de estrategias de expansión, que atiendan la franja de demanda con alto nivel de confiabilidad. Estas estrategias serán sometidas al análisis de Potencia y de Flexibilidad, con el fin de obtener los elementos que permitan conformar la estrategia de inversión en generación y transmisión para el Sector Eléctrico Colombiano.

9.1 Sistema Inicial para el Análisis

La capacidad actualmente en operación, la entrada de los proyectos Guavio y Riogrande II y el Plan de Emergencia presentado en la Tabla 8.1 permitirán que en el mes de enero de 1995 se cuente con una capacidad instalada de 10351 MW.

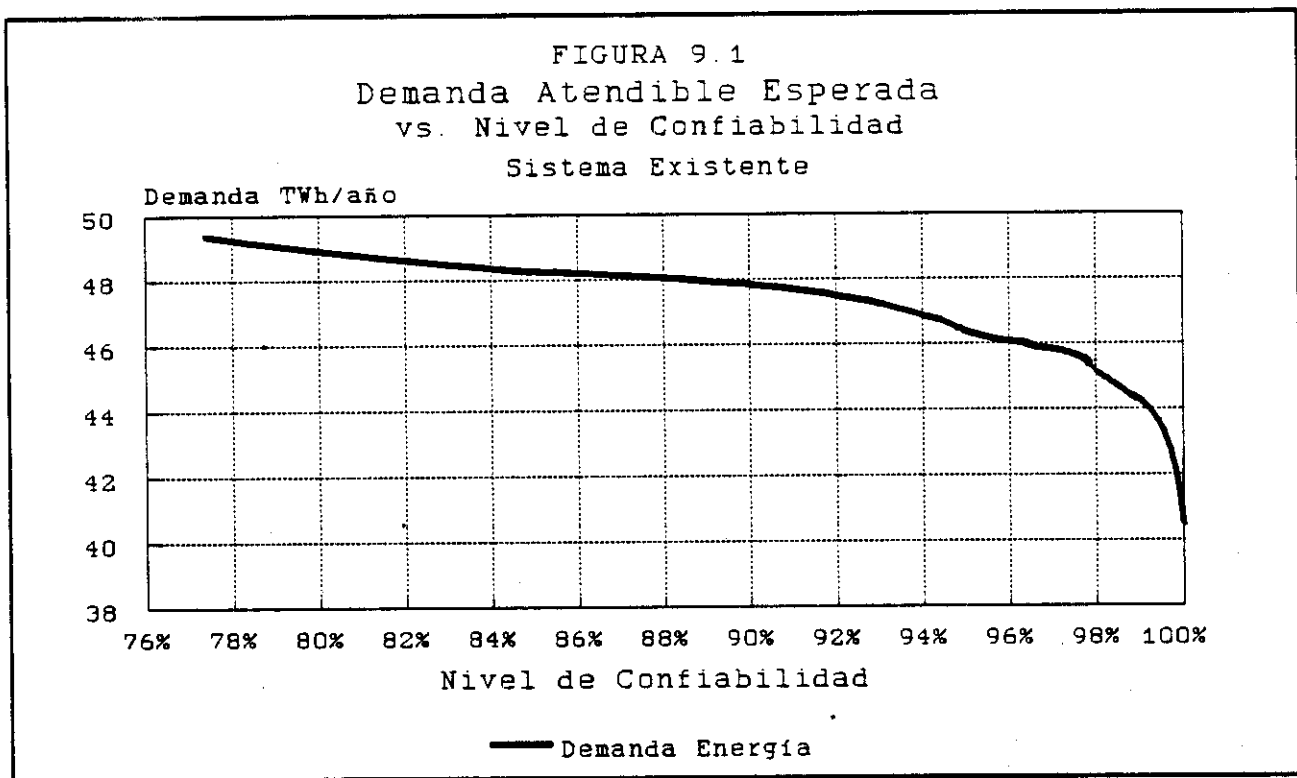
La demanda de energía esperada que el sistema de generación puede atender depende del nivel de confiabilidad requerido, en la Figura 9.1 se ilustra esta relación para el sistema inicial. Según estos resultados para una confiabilidad energética del 91%, la demanda atendible es de 47700 GWh; para el 95% de confiabilidad, la demanda atendible es de 46450 GWh y al 99% se atiende una demanda de 44250 GWh, para una confiabilidad cercana al 100% la demanda atendible es de 40500 GWh.

Por el lado de la potencia, la demanda máxima atendible además de ser función de la confiabilidad, es diferente en la estación de verano e invierno, dada la pérdida de capacidad de generación en algunas plantas hidráulicas al reducirse la altura neta en épocas de bajos caudales, por ejemplo, sin considerar restricciones de transmisión, durante el invierno la demanda máxima de potencia que se puede atender es de 8200 MW para un VERP igual al 1%, de 8330 MW para un VERP del 1.5% y de 8020 MW para un VERP de 0.5%. En la Figura 9.2 se presenta la demanda máxima de potencia atendible, con la capacidad efectiva de 10351 MW, teniendo en cuenta varios niveles de VERP y las estaciones de invierno y verano.

9.2 Necesidades de Energía y Potencia

En la Tabla 9.1 se presentan las necesidades de energía y potencia que la evolución de la demanda del Sector Eléctrico le impone al sistema de suministro para cada una de las tres proyecciones de demanda analizadas.

Según la proyección de demanda con tasa de crecimiento promedio del 4.7%, la necesidad de incorporar capacidad para atender la demanda de energía con una confiabilidad del 99% se presenta en el año 1996, para una confiabilidad del 95% esta necesidad aparecerá en el año 1997 y para el 91% de confiabilidad el año en que se debería incrementar capacidad sería



1998. Para las proyecciones con tasas de crecimiento de la demanda del 4.2% y 3.4%, con niveles de confiabilidad del 91% y 95%, las necesidades se presentan en los años 1998 y 2000 respectivamente.

9.3 Formulación de Estrategias

Partiendo de la consideración de los proyectos factibles dentro del catálogo, los cuales utilizan recursos renovables y no renovables y teniendo en cuenta la evolución del Plan de Acción de Referencia de junio de 1992, se conforman distintas estrategias de desarrollo enmarcadas en la diversidad de fuentes energéticas.

Bajo el anterior esquema se tienen estrategias de expansión netamente térmicas con proyectos a carbón y gas; mezcla en diversas proporciones de proyectos hidráulicos y térmicos; y finalmente una estrategia que prevé el uso intensivo del gas en la Costa Atlántica⁽¹⁾ mediante los proyectos de repotenciación total en Termobarranquilla y Termocartagena.

No se formuló ninguna estrategia con una composición 100% hidráulica, debido a que no es factible, por los tiempos de construcción, cumplir con la capacidad requerida en el período 1995-1999.

(1) Estrategia utilizada como referencia en el Estudio de Optimización del Gas en la Costa Atlántica.

FIGURA 9.2
 DEMANDA MAXIMA ATENDIBLE (MW)
 Capacidad Efectiva 10351 MW

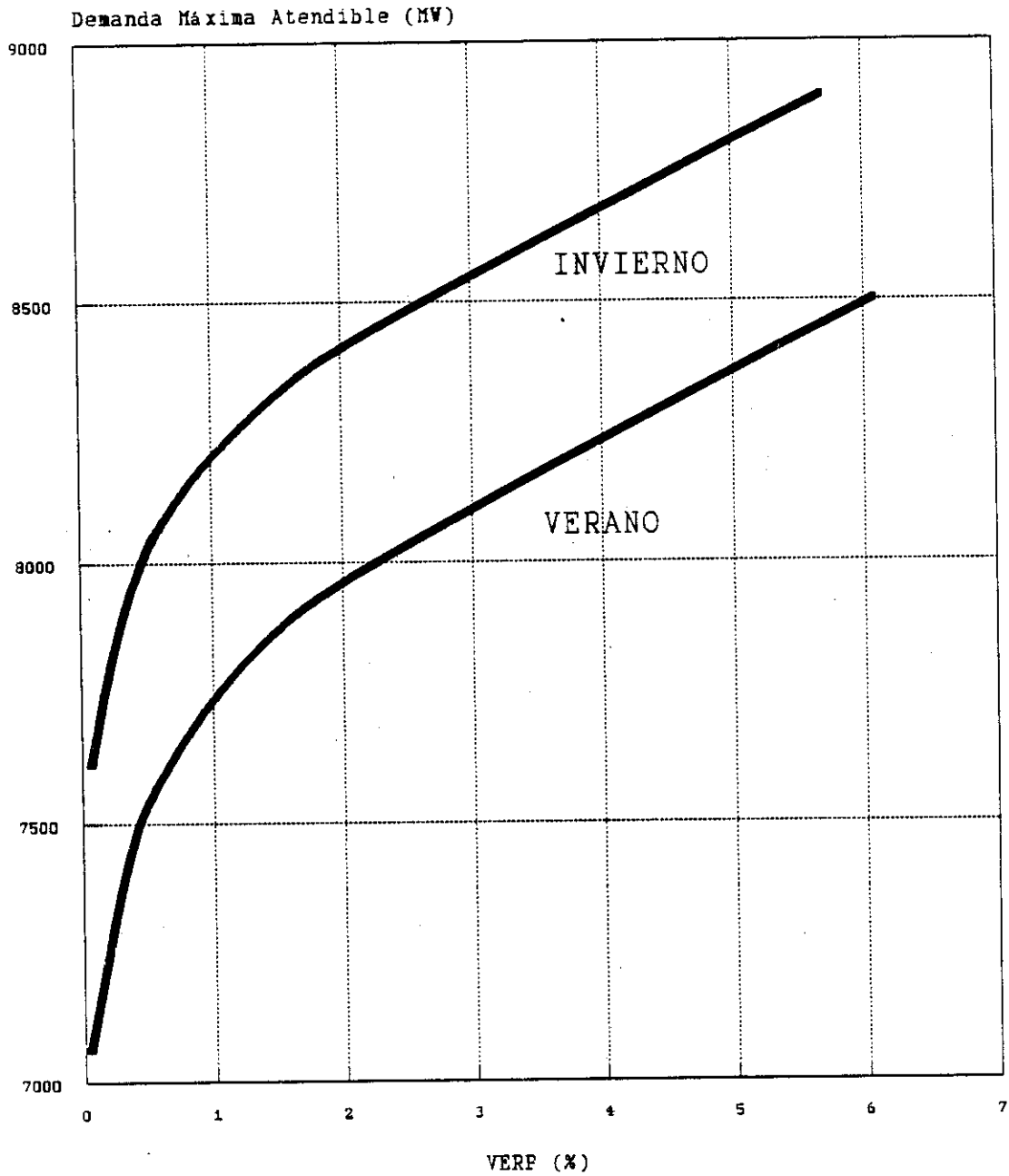


TABLA 9.1
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION DEL PLAN DE EXPANSION
NECESIDADES DE ENERGIA

DEMANDA ESPERADA GWh-año				NECESIDADES ACUMULADAS A DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD					
AÑO	91%			95%			99%		
	3.4%	4.2%	4.7%	3.4%	4.2%	4.7%	3.4%	4.2%	4.7%
1995	40705	42253	42397	-	-	-	-	-	347
1996	42090	44228	44597	-	-	-	-	-	2438
1997	43366	45974	46688	-	-	-	-	1724	4665
1998	44773	47741	48915	-	41	1215	-	3491	7048
1999	46328	49540	51298	-	1840	3598	-	523	9465
2000	47918	51315	53715	218	3615	6015	1568	2078	12187
2001	50511	53734	56437	2811	6034	8737	4161	3668	15059
2002	53243	55874	59309	5543	8174	11609	6893	8993	18099
2003	56153	58526	62349	8453	10826	14649	9803	11903	

DEMANDA ESPERADA MW				NECESIDADES DE POTENCIA					
AÑO	91%			95%			99%		
	3.4%	4.2%	4.7%	3.4%	4.2%	4.7%	3.4%	4.2%	4.7%
1995	6851	7115	7141	-	-	-	-	-	-
1996	7056	7423	7487	-	-	-	-	-	-
1997	7242	7689	7811	-	-	-	-	-	-
1998	7446	7952	8152	-	-	-	-	-	-
1999	7680	8226	8523	-	-	-	-	21	318
2000	7915	8489	8897	-	-	-	-	284	692
2001	8323	8868	9327	118	663	1122	118	993	1574
2002	8754	9198	9779	549	993	1574	549	1429	2075
2003	9234	9634	10280	1029	1429	2075	1029		

En el recuadro siguiente se muestra la composición por tipo de recursos desde el lado de la oferta para la conformación de las estrategias.

COMPOSICION	HIDRAULICA	TERMICO	TOTAL
1	0 %	100 %	100 %
2	10 %	90 %	100 %
3	20 %	80 %	100 %
4	30 %	70 %	100 %
5	70 %	30 %	100 %

Para promover la diversidad energética, dentro de la composición 1 se analizan tres variantes: estrategia solamente con plantas a gas, estrategia con plantas a gas y a carbón y estrategia con plantas a gas, a carbón y que utilizan Fuel Oil.

Para la ubicación de los proyectos termoeléctricos se debe tener en cuenta, además de los análisis energéticos, los análisis eléctricos y de disponibilidad regional de combustibles. Finalmente, la definición de ellos debe ser el resultado de la evaluación, por parte de los agentes, de la comparación entre proyectos nuevos y el reemplazo, mejoras o adiciones a plantas existentes.

9.4 Análisis del Abastecimiento

Hechas las consideraciones sobre la franja de proyección de la demanda, las opciones disponibles con los supuestos de disponibilidad y factores de utilización expuestos en el capítulo 8 y los costos y disponibilidades de combustibles, se han efectuado los análisis propios de la expansión de generación, acordes con los lineamientos anteriores.

Para efectos del análisis se formularon tres grupos de estrategias, según los escenarios de demanda seleccionados, dando como resultado el conjunto de estrategias, cuya definición y composición se presentan en la página siguiente.

■ Requerimientos de Capacidad

En la Tabla 9.2 se indican los requerimientos mínimos y máximos de potencia para el período 1995 - 2003. Los valores mínimos de capacidad se obtienen en las estrategias netamente térmicas y los máximos con las estrategias de mayor composición hidráulica. Para el período 1995-2003, los requerimientos mínimos varían entre 2100 y 3402 MW, y los máximos entre 2397 y 3817 MW. Se observa que el rango de variación entre el requerimiento mínimo y el máximo está entre el 12% y el 25%, para los tres escenarios de demanda considerados. La gran variación en los requerimientos de capacidad según la tasa de crecimiento de la demanda, muestra la gran importancia de desarrollar también proyectos por el lado de la demanda.

COMPOSICION DE LA CAPACIDAD EN EL PERIODO 1995-2004

ESTRATEGIA	HIDRAULICA	TERMICA	ADICIONES DE CAPACIDAD
G11	65.7	30.2	4.1
G12	—	82.6	17.4
G14	11.5	79.4	9.1
G15	20.4	71.0	8.6
G114	20.4	71.0	8.6
G115	30.2	61.4	8.5
G116	21.1	70.3	8.5
G117	21.1	70.0	8.9
G118	30.2	61.4	8.5
G119	29.9	61.7	8.4
G120	29.9	61.7	8.4
G21	52.9	47.2	—
G22	—	100.0	—
G31	64.6	35.4	—
G32	0.0	100.0	—

Al final del período de análisis, la composición hidráulica varía entre un 57% y un 74% en el grupo 1. En el grupo 2, esta composición oscila entre un 61% y 74% y en el grupo 3, entre un 64% y un 73%.

En las estrategias formuladas considerando el límite superior de la franja de demanda y una alta composición térmica, se presenta que la confiabilidad del suministro de la demanda de potencia a partir del año 2003 empieza a prevalecer sobre la confiabilidad energética, haciéndose necesario el incrementar la capacidad del sistema, para ello se utiliza la opción de instalar unidades adicionales en las plantas hidráulicas existentes de San Carlos y Guavio, por ser los proyectos con menor costo por kW instalado.

Desde el punto de vista de criterios de expansión a nivel agregado, el período 2000-2003 se podría catalogar como un período de transición. En todas las estrategias se observa la reducción en dominio del criterio de confiabilidad de energía frente al de potencia, lo que podría traducirse en una menor vulnerabilidad a la hidrología y una mayor vulnerabilidad a pérdidas de capacidad por salida de plantas o líneas. Por lo anterior, además de los proyectos de generación se requerirá una mayor vigilancia tanto en el mantenimiento de la capacidad de las plantas de generación como en el desarrollo del sistema de transmisión por sus contribuciones porcentuales en este índice.

TABLA 9.2
REQUERIMIENTOS DE POTENCIA
PERIODO 1995 - 2003

CRECIMIENTO DE DEMANDA	REQUERIMIENTOS (MW)	
	MINIMO	MAXIMO
3.4 %	2100	2547
4.2 %	2710	3397
4.7 %	3402	3982

■ Factores de Utilización esperados en las opciones térmicas nuevas

Según simulaciones del Sistema, los promedios de los valores esperados de los factores de utilización anual para las diferentes estrategias de análisis oscilan entre 0.42 y 0.63 en las plantas a gas; entre 0.62 y 0.80 para las plantas a carbón y entre 0.40 y 0.56 en las plantas a Fuel Oil.

De la generación sintética de caudales se han seleccionado dos secuencias hidrológicas, una seca y otra húmeda, con el fin de analizar los rangos extremos de los factores de utilización. Con estas secuencias, las nuevas centrales térmicas presentan unos rangos de variación de los factores de utilización promedios entre 0.55 y 0.80 para las carboeléctricas y entre 0.29 y 0.63 para las plantas a gas.

En la Tabla 9.3 se presentan los rangos de variación de los factores de utilización promedio para las nuevas opciones, dependiendo de la composición de la estrategia.

■ Consumos esperados de Combustibles

En la Figura 9.3 se presenta el rango de variación de los consumos de combustible en el período 1995 -2003, para el conjunto de estrategias analizadas.

Considerando las variaciones hidrológicas y la composición de la estrategia, los consumos de combustibles hacia el final del período de análisis (año 2003), oscilan entre 2.4 y 7.9 millones de toneladas de carbón y entre 265 y 475 MPCD de gas.

El consumo promedio anual esperado del carbón, dentro de las estrategias analizadas, en el inicio del período de análisis está alrededor de las 1.2 millones de toneladas, hacia 1999 este consumo se incrementa en aproximadamente un 83% y hacia el 2003 las necesidades de carbón estarían alrededor de 4.0 millones de toneladas.

Para el gas, el consumo esperado es de aproximadamente 190 MPCD para el año 1995, en el año 1999 se incrementa en alrededor del 40% y hacia el año 2003 estas necesidades estarían aproximadamente en 265 MPCD.

Para el Fuel Oil se espera un consumo de alrededor de 0.13 millones de barriles en 1995, consumo que es explicado por la planta de ECOPETROL en el departamento del Valle; hacia 1999 el consumo esperado se puede reducir en casi un 94% si no se adelantan las acciones para incorporar una planta que utilice este combustible, en caso contrario podrían incrementarse sus necesidades máximo en un 200%; hacia el año 2003, los consumos esperados podrían estar entre 0.2 y 2.5 millones de barriles.

En la Figura 9.4 se presentan para las estrategias a gas, a carbón y con fuel oil, los rangos de variación del consumo de combustible. Para el gas al final del período de análisis (año 2003) los consumos promedio oscilan entre 462 y 540 MPCD considerando un parque térmico nuevo de plantas de ciclo combinado con una capacidad instalada total de 3000 MW; y para el

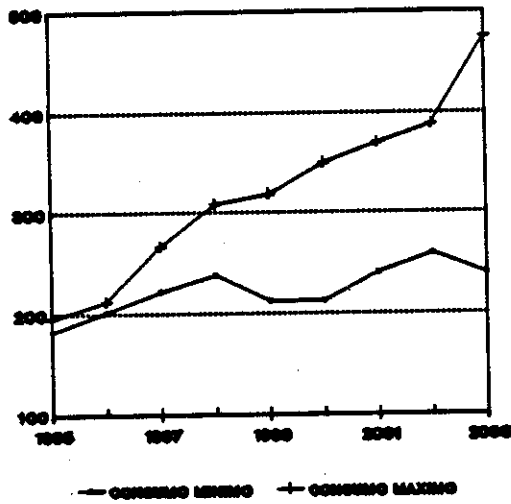
TABLA 9.3
FACTORES DE UTILIZACION
PROMEDIOS ESPERADOS

	ESTRATEGIA A CARBON	ESTRATEGIA A GAS	ESTRATEGIA HIDRAULICA	ESTRATEGIA CARBON - GAS - FO
CARBON	0.69 - 0.80	0.70 - 0.80	0.62 - 0.74	0.68 - 0.79
GAS	0.49 - 0.54	0.52 - 0.63	0.42 - 0.47	0.47 - 0.62
FUEL OIL	-	-	-	0.40 - 0.56

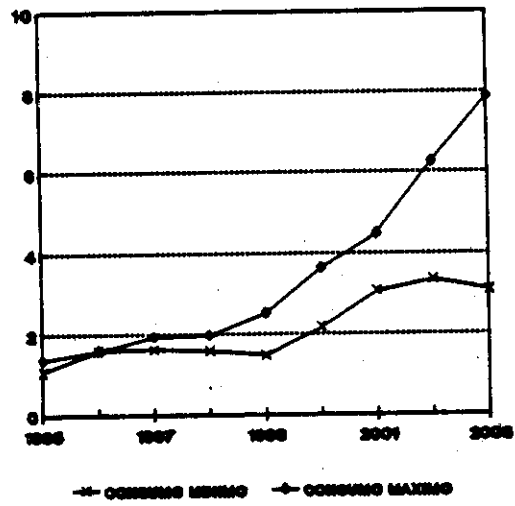
ANALISIS DE EXTREMOS

	ESTRATEGIA A CARBON	ESTRATEGIA A GAS	ESTRATEGIA HIDRAULICA
CARBON	0.75 - 0.80	-	0.55 - 0.78
GAS	0.55 - 0.60	0.55 - 0.65	0.29 - 0.52
FUEL OIL	-	-	-

**CONSUMOS DE GAS
(MPCD)**



**CONSUMOS DE CARBON
(MILLONES DE TONELADAS)**



**CONSUMO DE FUEL OIL # 6
(MILLONES DE BARRILES)**

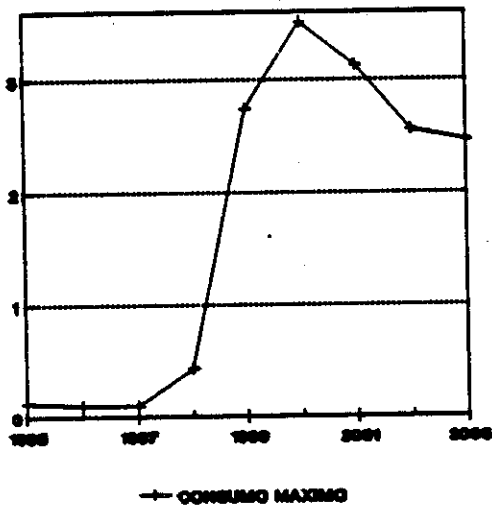
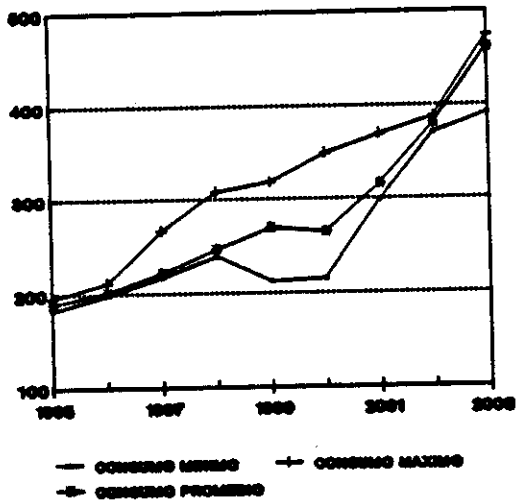


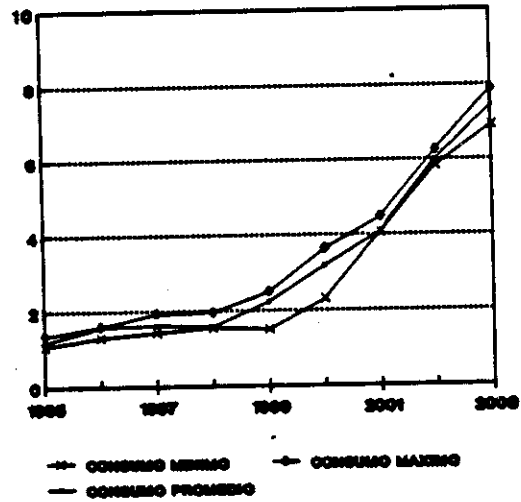
FIGURA 9.3

RANGO DE
VARIACION PARA
LOS COMBUSTIBLES

**ESTRATEGIA A GAS
(MPCD)**



**ESTRATEGIA A CARBON
(MILLONES DE TONELADAS)**



**ESTRATEGIA CON FUEL OIL # 6
(MILLONES DE BARRILES)**

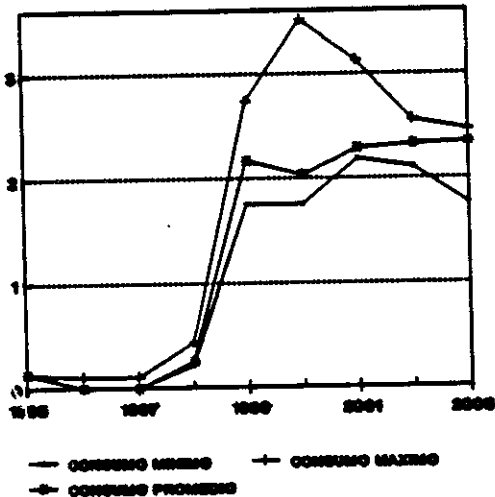


FIGURA 9.4
RANGO DE
VARIACION PARA
LAS ESTRATEGIAS

carbón los consumos promedio oscilan entre 6.6 y 7.6 millones de toneladas con un parque térmico nuevo a carbón de 1950 MW.

9.5 Análisis de Confiabilidad para atender la demanda en el período 1993 - 2000

El objetivo de este análisis es brindar elementos de juicio para medir los impactos económicos y energéticos a diferentes niveles de confiabilidad. No pretende determinar la estrategia de inversión, la cual debe ser el resultado de la aplicación de los lineamientos y criterios establecidos por el Gobierno Nacional a través de la CNE. Para este análisis se han considerado aquellos proyectos que el gobierno ha establecido como prioritarios para la expansión del Sistema en el período 1993 - 2000.

9.5.1 Con Tasa de Crecimiento de la demanda del 4.7%

■ Requerimientos de capacidad

La capacidad requerida en el período 1995 - 2000 para atender una demanda con tasa de crecimiento promedio del 4.7% y diferentes niveles de confiabilidad es la presentada en la Tabla 9.4. Esta capacidad oscila entre 900 MW para el nivel del 91%, 1200 MW para los niveles de confiabilidad 95% y 97%, 1592 MW para el nivel del 98%, 1967 MW para el nivel del 99%, hasta 2532 MW para un nivel de confiabilidad cercano al 100%.

A nivel de requerimientos de capacidad, la estrategia aprobada por el CONPES de 1200 MW térmicos, a partir del año 1997, permite atender la demanda con una confiabilidad entre el 95% y el 97%; la alternativa al 91% de confiabilidad presenta unos requerimientos de 900 MW dejando por fuera del período de análisis 300 MW a carbón para un período posterior.

Para el nivel del 98% de confiabilidad se requiere adicional a los 1200 MW térmicos, la entrada de Porce II para atender el verano del 2000. Para el 99% con el fin de atender el verano del año 2000 se requiere adicionalmente la entrada de un proyecto, escogiéndose para este análisis el proyecto hidroeléctrico Urrá I; y para el ~ 100% se incrementan los anteriores requerimientos en 600 MW.

Para el caso de confiabilidad de ~ 100%, los incrementos de capacidad se debe iniciar en el año 1994, y para los niveles restantes de confiabilidad los incrementos son necesarios en el primer trimestre de 1997, fecha que fue definida por requerimientos de potencia.

Según estas adiciones de capacidad para cada nivel de confiabilidad, la composición del sistema para atender la demanda hasta el verano del 2000 sería la presentada a continuación:

TABLA 9.4
CAPACIDAD REQUERIDA
PARA DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD
PERIODO 1995-1999
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA: 4.7%

CAPACIDAD COMUN A 1995: 10351 MW
(77% Hidráulica, 22% Térmica y 1% Interconexiones Internacionales)

AÑO	NIVELES DE CONFIABILIDAD						
	~ 100%	~ 100% (2)	99%	98%	97%	95%	91%
1994	600 MW D	600 MW D					
1995							
1996	450 MW D	450 MW D	150 MW D				
1997			150 MW G 300 MW G	150 MW D 150 MW G	150 MW D 150 MW G	150 MW D	
1998	150 MW C 150 MW G 450 MW C	150 MW C 150 MW G 450 MW C	150 MW C 450 MW C	450 MW GC	300 MW G 150 MW C	150 MW G 300 MW G	150 MW G 450 MW G
1999	PORCE II OVEJAS	150 MW G OVEJAS	PORCE II OVEJAS	450 MW C OVEJAS	450 MW C OVEJAS	150 MW C 150 MW C OVEJAS	300 MW C OVEJAS
2000	URRA I	150 MW G	URRA I	PORCE II		300 MW C	
TOTAL PERIODO (3)	2532 MW	2100 MW	1932 MW	1592 MW	1200 MW	1200 MW	900 MW

- (1) G: Térmica a gas, incluye ciclos combinados y plantas turbogás.
 C: Térmica a carbón.
 D: Térmica a combustible dual, fuel oil o gas.
- (2) Estrategia de expansión completamente térmica.
- (3) Capacidad requerida para atender el verano del año 2000.

CAPACIDAD DEL SISTEMA PARA DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD

Nivel de Confiabilidad	Total MW	Hidráulicos		Térmicos		Interconexión	
		MW	%	MW	%	MW	%
~100%	12883	8662	67.3	4061	31.5	160	1.2
99%	12883	8662	70.5	3461	28.2	160	1.3
98%	11943	8322	69.7	3461	29	160	1.3
97% - 95%	11551	7930	68.7	3461	30	160	1.4
91%	11251	7930	70.5	3161	28.1	160	1.4

■ Impactos Económicos y Energéticos

En la Tabla 9.5 se presentan los valores presentes a diciembre de 1992 a una tasa de descuento del 10%, de los costos totales de generación para cada una de las alternativas analizadas en el período 1995 - 2000.

De los análisis realizados se concluye que un incremento en los niveles de confiabilidad implica un aumento en los costos de suministro y por ende ello se reflejaría en un incremento en las tarifas, siendo este incremento mucho mayor a medida que se llega a un ~100% de confiabilidad. Por ejemplo, un aumento de cuatro puntos en el nivel de confiabilidad, pasar del 91% al 95% de confiabilidad, representa en valor presente de costos totales un incremento del 23.6%; pasar del 95% al 98%, aumentar tres puntos en el nivel de confiabilidad, implica un incremento en valor presente de costos totales del 22.8%; ahora, para pasar del 98% al ~100% en valor presente de costos totales se requiere un incremento del 44.7%. Al definir una estrategia totalmente térmica con 1500 MW a gas y 600 MW a carbón en el período para una confiabilidad de ~100%, el sobrecosto total en valor presente con respecto a la que incluye proyectos hidráulicos se reduce en 7.7%.

Si se toma como referencia, para el cálculo de impactos energéticos y económicos, la base de atender la demanda con un nivel de confiabilidad del 95% de no déficit, se tendrá que para esta secuencia las características básicas, en el período 1993 - 2000, estarían dadas por:

- Costos en valor presente de 1319 millones de dólares;
- Se obtendría una composición hidráulico-térmica del sistema al final del período que estaría dada por 70.5% hidráulico, 28.1% térmica y 1.4% correspondiente a interconexiones internacionales;
- Bajo condiciones hidrológicas promedio (análisis estocástico), el máximo valor esperado porcentual de racionamiento condicionado a la presencia de déficit se presentaría en el mes de abril de 1999 con una profundidad del 16.5% de la demanda mensual (un racionamiento de 697.1 GWh), este valor condicionado máximo en la estación de

TABLA 9.5
ANALISIS DE CONFIABILIDAD PARA ATENDER LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
COSTOS PARA GENERACION
PERIODO 1993-2000
(US\$ MILES DE DICIEMBRE DE 1990)
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA: 4.7%

TOTAL DE COSTOS DURANTE EL PERIODO

CONFIABILIDAD	PERIODO						TERMICA ~100%
	91%	95%	97%	98%	99%	~100%	
INVERSION	861504	1287189	1287189	1665720	1993817	2360549	2164609
M.LOCAL	445351	682534	682534	879625	1048564	1180205	1073837
M.EXTERNA	416153	604655	604655	786095	945253	1180344	1090772
AOM	48589	65788	85438	90341	96124	217712	223956
COMBUSTIBLE	784882	770183	760639	748417	726674	761049	779138
CARGO FIJO T.G.	32061	42690	46977	46977	47632	133289	146508
RACIONAMIENTO	56102	32153	6178	4726	2405	0	0
TOTAL	1783138	2198003	2186421	2556181	2866652	3472599	3314211
SOBRECOSTO		23.3%	22.6%	43.4%	60.8%	94.7%	85.9%

VALOR PRESENTE A DICIEMBRE DE 1992
(TASA DE DESCUENTO DEL 10% ANUAL)

CONFIABILIDAD	PERIODO						TERMICA ~100%
	91%	95%	97%	98%	99%	~100%	
INVERSION	506740	763372	812662	1074007	1295072	1653074	1453895
M.LOCAL	258945	400465	426699	566107	681030	809490	699030
M.EXTERNA	247795	362907	385963	507901	614042	843584	754865
AOM	23991	33158	43838	46486	49669	127149	130134
COMBUSTIBLE	490720	482967	477425	471402	460774	482880	491581
CARGO FIJO T.G.	16160	22482	25034	25034	25440	79391	85691
RACIONAMIENTO	29059	16671	3251	2416	1238	0	0
TOTAL	1066670	1318650	1362209	1619344	1832193	2342494	2161302
SOBRECOSTO		23.6%	27.7%	51.8%	71.8%	119.6%	102.6%

verano, se presenta en el año 1999 con un porcentaje de racionamiento del 9.9% de la demanda de la estación;

- Bajo condiciones hidrológicas críticas (análisis determinístico), se presentaría un valor máximo porcentual de racionamiento condicionado de 46% en el mes de febrero de 1998 y de 29.9% en la estación de verano de ese mismo año.

Para las demás secuencias de expansión, en el análisis estocástico de generación, se obtienen los valores máximos esperados de racionamiento condicionados a la presencia de déficit, a nivel mensual y para la estación de verano, que se presentan en la Figura 9.5.

Bajo condiciones hidrológicas críticas, los máximos valores esperados de racionamiento mensual y para la estación de verano, tomando como base un análisis determinístico del efecto ante la presencia de una hidrología similar a la del período 1956 - 1970 y como período crítico los años 1991 y 1992, se presentan en la Figura 9.6.

De los resultados presentados, se deduce la gran vulnerabilidad que sigue teniendo el Sistema Colombiano a bajas hidrologías.

9.5.2 Con Tasa de Crecimiento de la demanda del 4.2%

■ Requerimientos de capacidad

Para atender la demanda con tasa de crecimiento promedio del 4.2%, la capacidad requerida en el período 1995-2000, para los niveles de confiabilidad del 91%, 95% y 99%, es la presentada en la Tabla 9.6. Esta capacidad, totalmente térmica, oscila entre 750 MW para el nivel del 91% y 900 MW para los niveles del 95% y 99%.

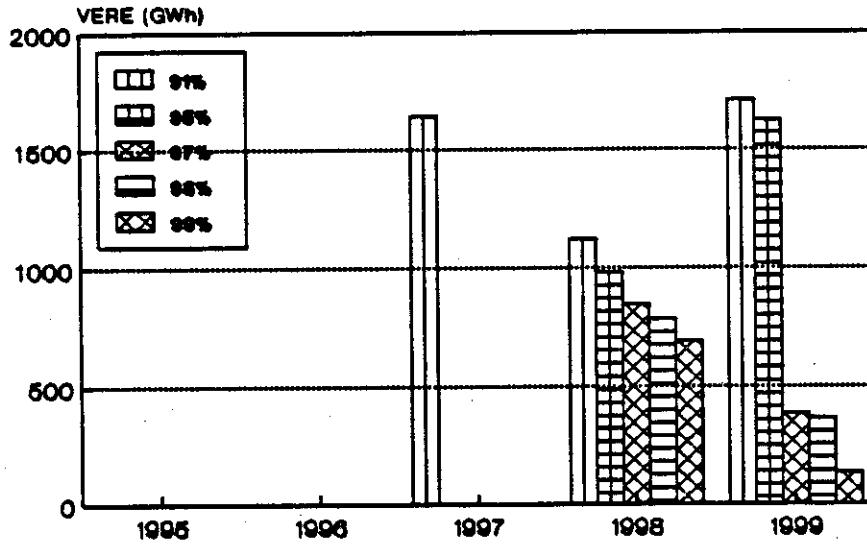
Según estas adiciones de capacidad para cada nivel de confiabilidad, la composición del sistema para atender la demanda hasta el verano del 2000 sería la presentada a continuación:

CAPACIDAD DEL SISTEMA PARA DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD

Nivel de Confiabilidad	Total MW	Hidráulicos		Térmica		Interconexión	
		MW	%	MW	%	MW	%
99%	11251	7390	65.7	3701	32.9	160	1.4
95%	11251	7390	65.7	3701	32.9	160	1.4
91%	11101	7390	66.6	3551	32.0	160	1.4

Para los niveles de confiabilidad del 99% y 95% se requiere la misma capacidad adicional en el período, sin embargo la distribución de la misma presenta desplazamientos de un año en sus proyectos.

FIGURA 9.5
 ANALISIS ENERGETICO - SIM. ESTOCASTICA
 ESTACION DE VERANO
 TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA: 4.7%



MES CRITICO

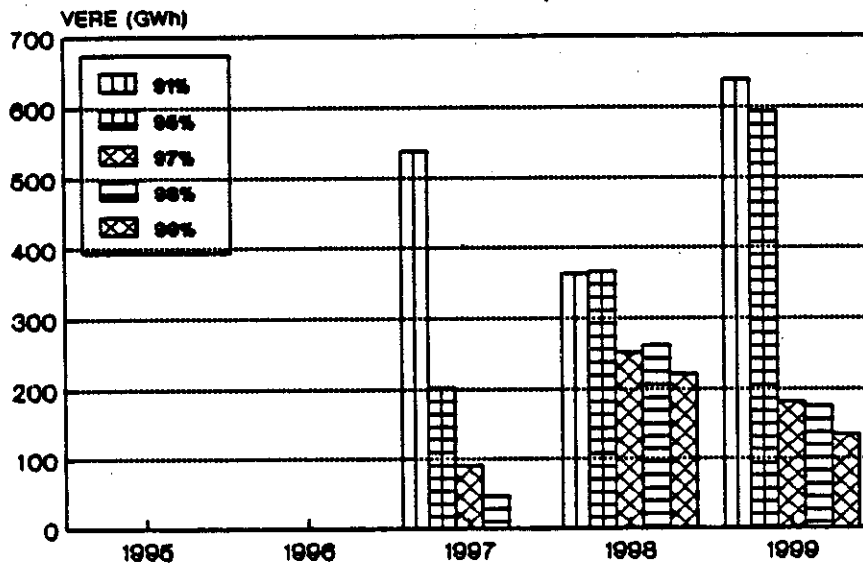
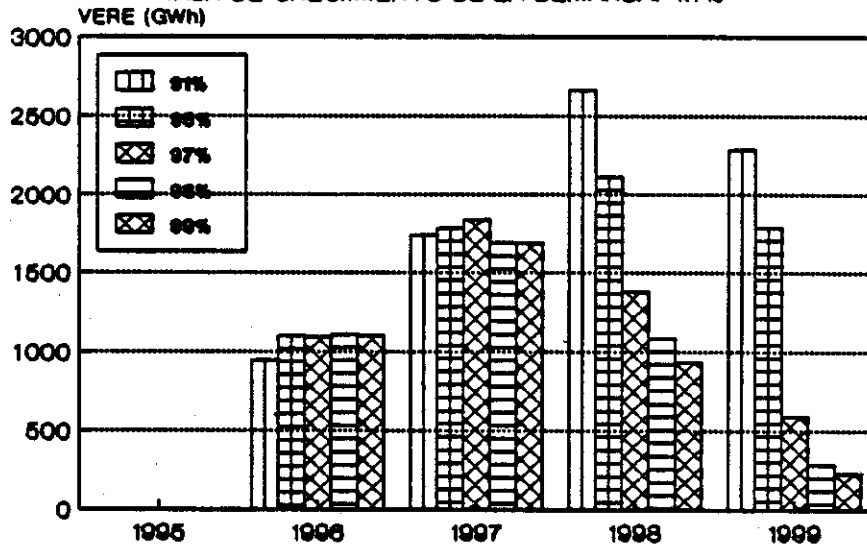


FIGURA 9.6
ANALISIS ESTOCASTICO-SIM. DETERMINISTICA
ESTACION DE VERANO

TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA: 4.7%



MES CRITICO

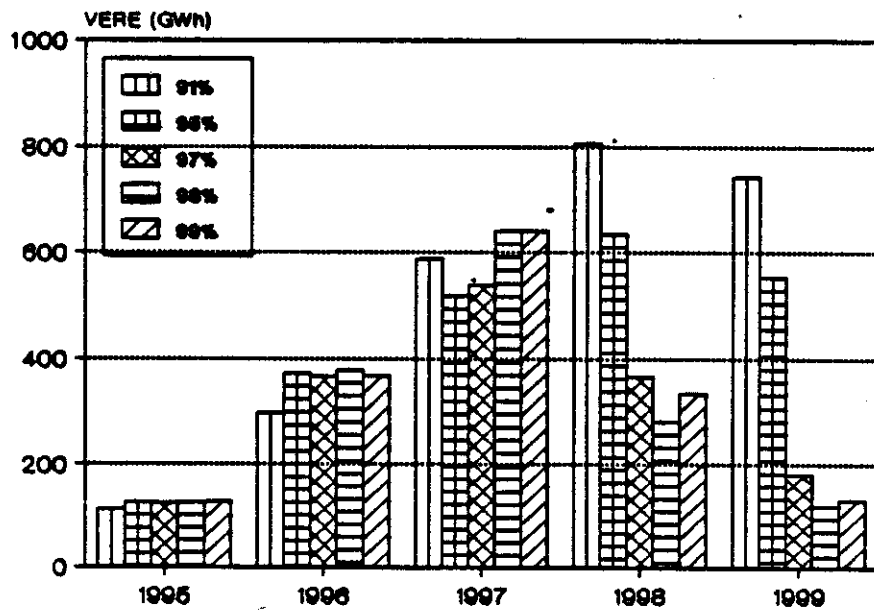


TABLA 9.6
CAPACIDAD TERMoeLECTRICA REQUERIDA
PARA DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD
PERIODO 1995-1999
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA: 4.2%

CAPACIDAD COMUN A 1995: 10351 MW
(77% Hidráulica, 22% Térmica y 1% Interconexiones Internacionales)

AÑO	NIVELES DE CONFIABILIDAD		
	99%	95%	91%
1997	150 MW G		
	450 MW G		
1998	150 MW C	150 MW G	
		450 MW G	150 MW G
1999	150 MW C	150 MW C	150 MW G
			300 MW G
2000		150 MW C	150 MW C
TOTAL PERIODO (2)	900 MW	900 MW	750 MW

(1) G: Térmica a gas, incluye ciclos combinados y plantas turbogás.
 C: Térmica a carbón.

(2) Capacidad requerida para atender el verano del año 2000.

■ Impactos Económicos y Energéticos

En la Tabla 9.7 se presentan los valores presentes a diciembre de 1992 a una tasa de descuento del 10%, de los costos totales de generación para cada una de las alternativas analizadas en el período 1995-2000.

Estos valores presentes muestran que con un escenario de demanda con tasa de crecimiento del 4.2%, pasar del 91% al 95% de confiabilidad representa en valor presente de costos totales un incremento del 17.4% y pasar del 95% al 99% implica un incremento en valor presente de costos totales del 5.1%.

9.5.3 Con Tasa de Crecimiento de la demanda del 3.4%

■ Requerimientos de capacidad

Atender la demanda con tasa de crecimiento promedio del 3.4%, implica disponer de una capacidad en el período 1995-2000, para los niveles de confiabilidad del 91%, 95% y 99%, equivalente a los requerimientos presentados en la Tabla 9.8. Esta capacidad térmica oscila entre 600 MW para el nivel del 99% y 300 MW para el nivel del 95%, ya que para una confiabilidad del 91% no se requeriría ninguna adición.

Según estas adiciones de capacidad para cada nivel de confiabilidad, la composición del sistema para atender la demanda hasta el verano del 2000 sería la presentada a continuación:

CAPACIDAD DEL SISTEMA PARA DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD

Nivel de Confiabilidad	Total MW	Hidráulicos		Térmicos		Interconexión	
		MW	%	MW	%	MW	%
99%	10951	7930	72.4	2861	26.1	160	1.5
95%	10651	7930	74.5	2561	24.0	160	1.5
91%	10351	7930	76.6	2261	21.8	160	1.6

La Tabla 9.9 presenta los valores presentes de los costos totales de generación para cada una de las alternativas analizadas, teniendo en cuenta una tasa de descuento del 10%.

Estos valores presentes muestran que con el escenario de demanda con tasa de crecimiento del 3.4%, un incremento en cuatro puntos en el nivel de confiabilidad, pasar del 91% al 95% representa en valor presente de costos totales un incremento del 24.4% y pasar del 95% al 99% implica un incremento en valor presente de costos totales del 23.8%.

TABLA 9.7
ANALISIS DE CONFIABILIDAD
COSTOS PARA GENERACION
PERIODO 1993-2000
(US\$ MILES DE DICIEMBRE DE 1990)
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA: 4.2%

TOTAL DE COSTOS DURANTE EL PERIODO

CONFIABILIDAD	91%	95%	99%
INVERSION	594510	836562	836560
M.LOCAL	275047	431999	431997
M.EXTERNA	319463	404563	404563
AOM	32259	52049	76216
COMBUSTIBLE	749245	739811	725115
CARGO FIJO T.G.	19400	25976	35616
RACIONAMIENTO	51122	20367	3991
TOTAL	1446536	1674765	1677498
SOBRECOSTO	15.8%		16.0%

VALORES PRESENTES A DICIEMBRE DE 1992
(TASA DE DESCUENTO DEL 10%)

CONFIABILIDAD	91%	95%	99%
INVERSION	339678	496726	544800
M.LOCAL	155449	253242	277975
M.EXTERNA	184229	243484	266825
AOM	15679	25881	39595
COMBUSTIBLE	471867	466560	458846
CARGO FIJO T.G.	9579	13223	19043
RACIONAMIENTO	26139	10599	2010
TOTAL	862942	1012989	1064294
SOBRECOSTO	17.4%		23.3%

TABLA 9.8
CAPACIDAD TERMoeLECTRICA REQUERIDA
PARA DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD
PERIODO 1995-1999
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA: 3.4%

CAPACIDAD COMUN A 1995: 10351 MW
(77% Hidráulica, 22% Térmica y 1% Interconexiones Internacionales)

AÑO	NIVELES DE CONFIABILIDAD		
	99%	95%	91%
1998	150 MW G		
1999	450 MW G	150 MW G	
2000		150 MW G	
TOTAL PERIODO (2)	600 MW	300 MW	0 MW

- (1) G: Térmica a gas, incluye ciclos combinados y plantas turbogás.
(2) Capacidad requerida para atender el verano del año 2000.

TABLA 9.9
ANALISIS DE CONFIABILIDAD
COSTOS PARA GENERACION
PERIODO 1993-2000
(US\$ MILES DE DICIEMBRE DE 1990)
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA: 3.4%

TOTAL DE COSTOS DURANTE EL PERIODO

CONFIABILIDAD	91%	95%	99%
INVERSION	0	193479	376847
M.LOCAL	0	71202	137023
M.EXTERNA	0	122277	239824
AOM	0	7978	30636
COMBUSTIBLE	670778	661991	656278
CARGO FIJO T.G.	0	8451	20709
RACIONAMIENTO	18045	11740	1622
TOTAL	688823	883639	1086092
SOBRECOSTO	28.3%		57.7%

VALORES PRESENTES A DICIEMBRE DE 1992
(TASA DE DESCUENTO DEL 10%)

CONFIABILIDAD	91%	95%	99%
INVERSION	0	106092	226225
M.LOCAL	0	39210	82535
M.EXTERNA	0	66882	143690
AOM	0	3766	15056
COMBUSTIBLE	428684	424321	421286
CARGO FIJO T.G.	0	4009	10250
RACIONAMIENTO	8771	5830	832
TOTAL	437455	544018	673649
SOBRECOSTO	24.4%		54.0%

**ANALISIS DE POTENCIA DEL
SISTEMA GENERACION-TRANSMISION**

10. ANALISIS DE POTENCIA DEL SISTEMA GENERACION-TRANSMISION

Mediante un proceso de análisis conjunto del sistema de generación-transmisión se determinan los refuerzos de la red de transmisión necesarios para cubrir la demanda de potencia del Sistema Interconectado Nacional y la de cada región eléctrica satisfaciendo los criterios de confiabilidad en potencia ($VERP \leq 1$) y de calidad (tensiones dentro de los límites pre-establecidos). El análisis considera además: criterios económicos, estrategias de uso eficiente de la infraestructura existente, flexibilidad en el desarrollo de proyectos, y adecuación de la red para facilitar y promover la libre competencia en la generación.

El análisis comprende: regionalización del país en áreas eléctricas, diagnóstico preliminar, localización de proyectos de generación, identificación de refuerzos, adelanto o adición de capacidad de generación, chequeo por demanda mínima, validación de la regulación de tensión y validación de confiabilidad.

10.1. Regionalización

Las regiones eléctricas a considerar en el análisis son las siguientes:

	<u>Departamentos</u>
■ Costa Atlántica:	Guajira-Magdalena-Cesar Atlántico Bolívar Córdoba-Sucre
■ Suroccidente:	Valle del Cauca Cauca-Nariño Huila
■ Antioquia:	Antioquia-Chocó
■ Viejo Caldas:	Caldas-Quindío-Risaralda
■ Central:	Cundinamarca-Meta-Tolima
■ Nordeste:	Norte de Santander Santander-Boyacá-Arauca-Casanare

10.2. Diagnóstico preliminar

Partiendo del sistema de generación-transmisión existente a enero de 1993, el plan de emergencia, los proyectos de generación-transmisión en ejecución, el tercer plan de transmisión de ISA y el escenario de demanda del 4.7%, se determinan en forma preliminar las necesidades mínimas y la capacidad adicional instalable en cada región. Se supone además una capacidad esperada para las unidades de generación en función de sus índices de

indisponibilidad, y una disponibilidad y adecuado comportamiento de la red de transmisión que enlaza el área respectiva con el sistema interconectado nacional.

El cubrimiento de las necesidades mínimas, mediante adición de capacidad de generación, permite remover cualquier déficit en el área considerada. Por otra parte la capacidad adicional instalable determina el valor máximo adicional de generación que se puede instalar sin que se produzcan atrapamientos de capacidad en dicha área.

Cualquier adición de capacidad inferior a los requerimientos mínimos o por encima de la capacidad adicional instalable implica refuerzos en la transmisión entre el área y el resto del sistema, con el fin de remover el déficit remanente o exportar la capacidad de generación en exceso, respectivamente.

La Tabla 10.1 contiene los resúmenes para las necesidades mínimas y la capacidad adicional instalable, para cada una de las regiones del país, y la Figura 10.1 ilustra gráficamente la ubicación regional.

■ Sistema Nacional

La Figura 9.2 del Capítulo 9 muestra la demanda máxima atendible, como una función del VERP, en el Sistema Nacional para las estaciones de invierno y verano, considerando una capacidad instalada de 10351 MW. Para un VERP del 1% la demanda máxima atendible es del orden de 8200 MW en el invierno y de 7700 MW en el verano, con una relación del 20% y del 25% de reserva de potencia respectivamente, con respecto a la capacidad instalada.

Conservando los anteriores porcentajes de reserva es necesario instalar en el sistema del orden de 700 MW hasta 1999 y de 3600 MW hasta el 2004, los cuales están determinados por condiciones normales de verano.

■ Costa Atlántica

Los requerimientos mínimos están determinados por condiciones de demanda máxima, mientras que la capacidad instalable lo está por demanda mínima.

Se supone la entrada en operación del segundo circuito de 500 kV para diciembre de 1993, y de la compensación en paralelo [-75, +175] Mvar en Chinú para 1997.

Considerando una capacidad firme de transporte del orden de 600 MW para los dos circuitos a 500 kV e indisponibilidad de la interconexión con Venezuela, las necesidades mínimas son aproximadamente de 50 MW hasta 1999, y del orden de 360 MW para el 2004. La capacidad adicional instalable es del orden de 560 MW en 1994, 750 MW hasta 1999, y 1050 MW hasta el 2004.

Al considerar la interconexión con Venezuela como un recurso disponible adicional de 150 MW a 200 MW en 1994, los requerimientos mínimos así como la necesidad de capacidad

instalable se reducen en la misma cantidad; pero se ven incrementados, si por el contrario, Venezuela se considera como un mercado adicional.

TABLA 10.1

NECESIDADES MINIMAS Y CAPACIDAD INSTALABLE DE POTENCIA (MW)

REGIONES	1994	Hasta 1999	Hasta 2004
■ SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL · Capacidad Efectiva Requerida	—	700	3600
■ COSTA ATLANTICA · Sin VENEZUELA Necesidades Mínimas Capacidad Adicional Instalable	0 560	50 750	360 1050
· Con VENEZUELA como recurso adicional: Necesidades Mínimas Capacidad Adicional Instalable	0 410	0 550	160 850
· Con VENEZUELA como mercado adicional: Necesidades Mínimas Capacidad Adicional Instalable	0 710	50 950	360 1250
■ SUROCCIDENTE Necesidades Mínimas Capacidad Adicional Instalable	150 150	150 500	150 700
■ ANTIOQUIA Necesidades Mínimas Capacidad Adicional Instalable	0 200	0 900	0 1150
■ VIEJO CALDAS Necesidades Mínimas Capacidad Adicional Instalable	0 300	0 480	0 530
■ CENTRAL Necesidades Mínimas Capacidad Adicional Instalable	0 450	0 900	0 1200
■ NORDESTE Necesidades Mínimas Capacidad Adicional Instalable	0 500	0 600	200 750

■ Suroccidente

Por depender de recursos hidráulicos de baja regulación la región del Suroccidente requiere del Sistema Interconectado Nacional para cubrir su demanda. En efecto, sus necesidades mínimas están fuertemente determinadas por la condición de verano.

Se considera que el refuerzo de la transmisión hacia el Suroccidente, incluido en el Tercer Plan de Transmisión de ISA, se desarrolla como sigue: la subestación San Marcos y la compensación en paralelo de 210 Mvar entran en operación en 1995, la compensación serie de los dos circuitos de la línea a 230 kV Esmeralda-Yumbo entra en 1996, la línea a 500 kV San Carlos-Cali entra en 1998 energizada a 230 kV y en 1999 se energiza a 500 kV, y finalmente la línea Betania-Mirolindo entra en operación en 1997.

Con una adecuada distribución de flujos en el sistema de transmisión, las necesidades de esta región son satisfechas completamente con sus recursos propios e importaciones del resto del país tanto en invierno como en verano con una adición mínima de 150 MW. Para la misma condición de transmisión, la capacidad adicional instalable es limitada por demanda mínima en el invierno y alcanza valores de 150 MW para el 1994, de 500 MW hasta 1999 y 700 MW hasta el 2004.

■ Antioquia

Actúa como área de tránsito para los flujos que se transfieren entre la Costa Atlántica y el resto del Sistema Interconectado Nacional, y por su alta capacidad instalada de generación no presenta necesidades en ninguno de los años comprendidos entre 1994 y el 2004. Antes por el contrario, muestra unos excedentes que van desde 1300 MW en 1994 hasta 500 MW en el 2004 en condiciones de demanda máxima, y desde 2200 MW hasta 1900 MW en demanda mínima para el período citado.

Considerando el sistema de transmisión que le une con el resto del país, la capacidad adicional instalable queda limitada por las condiciones de demanda mínima a 200 MW en el 1994, 900 MW hasta 1999, y 1150 MW hasta el 2004.

■ Viejo Caldas

En esta región converge la transmisión para llevar la electricidad hacia el sur del país, su limitación de intercambio está determinada por la capacidad de transformación. Sus necesidades mínimas son nulas durante el horizonte. La capacidad adicional instalable es del orden de 300 MW en 1994, de 480 MW hasta 1999, y 530 MW hasta el 2004.

■ Central

Esta región muestra un buen abastecimiento durante el horizonte con necesidades mínimas nulas. La capacidad adicional instalable va desde 450 MW en 1994, 900 MW hasta 1999, y 1200 MW hasta el 2004.

■ Nordeste

Presenta necesidades mínimas determinadas por condiciones de demanda máxima que van desde cero MW hasta 1999 y 200 MW hasta el 2004. La capacidad adicional instalable está determinada por condiciones de demanda mínima, alcanzando valores de 500 MW en 1994, 600 MW hasta 1999, y 750 MW hasta el 2004.

10.3 Expansión del Sistema Nacional de Transmisión. Redes de 230 kV y 500 kV.

La expansión del Sistema Nacional de Transmisión se fundamenta en los criterios enunciados al inicio del presente capítulo. De la aplicación de estos y de otros criterios como el de flexibilidad económica en el análisis conjunto de las inversiones en generación y transmisión, resultan los proyectos de transmisión cuyas fechas de entrada en operación dependen de las demandas pronosticadas para el horizonte.

De acuerdo con el diagnóstico preliminar, sólo hacia el final del horizonte regiones como la Costa Atlántica y el Nordeste y para todo el horizonte el Suroccidente, presentan necesidades mínimas las cuales deben ser compensadas con adiciones de capacidad de generación en dichas regiones o con importaciones desde el resto del sistema. Para este último caso es necesario desarrollar refuerzos en la transmisión.

Por otra parte, todas las regiones presentan márgenes que les permiten adición de capacidad de generación sin necesidad de refuerzos en la transmisión que las une al resto del sistema. La implicación de sobrepasar estos márgenes es la de reforzar las redes para poder exportar los excedentes que se presenten.

■ Red de ISA: Período 1996-1999

La expansión de la red ISA durante el período 1996-1999 corresponde principalmente a los proyectos incluidos en el Tercer Plan de Transmisión aprobado por el CONPES en agosto de 1992. Esta compuesto por compensaciones serie y paralelo y líneas a 500 kV y 230 kV con sus subestaciones y equipo de transformación 500/230 kV asociado. Dichos proyectos fueron seleccionados teniendo en cuenta criterios económicos y técnicos (calidad, confiabilidad y seguridad), y adicionalmente estrategias de uso eficiente de la infraestructura existente y de flexibilidad en el desarrollo de proyectos.

El Tercer Plan fue concebido para fortalecer, principalmente, la transmisión hacia el Suroccidente del país y hacia la Costa Atlántica, regiones que actualmente son apoyadas por el Sistema Interconectado Nacional para satisfacer sus demandas.

Por otra parte, y con el fin de incrementar la confiabilidad para la región del Nordeste y adecuar las redes para la competencia en la generación es necesario incluir los siguientes refuerzos en la red de ISA:

- Línea Bucaramanga-Paipa, un circuito, 230 kV en 1998 y
- Línea Tasajero-Palos, un circuito, 230 kV en 1999.

Los análisis muestran que adiciones superiores a 450 MW en el área de la Costa Atlántica, hacen necesario ampliar la capacidad de transmisión entre esta región y el interior del país.

La Tabla 10.2 contiene la lista de proyectos incluidas las adiciones antes mencionadas. La Figura 10.2 muestra gráficamente la red hasta 1999.

■ Red de ISA: Período 2000-2004

La expansión de la red de ISA para este período busca fundamentalmente el mejoramiento de la distribución de flujos hacia el Viejo Caldas y el Suroccidente, así como los refuerzos de la transmisión necesarios para evacuar la generación de los nuevos proyectos.

Las compensaciones serie buscan incrementar la eficiencia de la infraestructura existente y una mejor distribución de los flujos en el sistema de transmisión.

- Compensación serie de los dos circuitos de la línea San Carlos-Esmeralda en el año 2000.
- Compensación Serie de la línea Betania Mirolindo en el año 2001.

La compensación serie de la línea San Carlos-Esmeralda incrementa la capacidad de intercambio de Antioquia hacia el Viejo Caldas y Suroccidente; y la compensación de la línea Betania-Mirolindo pretende el mismo objetivo para con esta última región. En ambos casos se mejora la calidad y confiabilidad de suministro para las dos regiones.

La interconexión de la Costa Atlántica con el Centro del país por la región del Nordeste además de facilitar el desarrollo de proyectos carboeléctricos en el Cesar ofrece una ruta alternativa para los flujos entre los dos sistemas y facilita la ampliación de la interconexión entre Colombia y Venezuela. Para estrategias de generación que incluyan al proyecto carboeléctrico de La Loma, en el Cesar, se requiere de los siguientes proyectos de transmisión:

- Conexión de la S/E Copey a la línea Fundación-Valledupar,
- Línea de conexión La Loma-Copey, doble circuito a 230 kV,
- Línea La Loma-Ocaña, un circuito a 500 kV, dos circuitos energizados a 230 kV,
- Línea Ocaña-Bucaramanga, un circuito a 500 kV, energizado a 230 kV,

Estos refuerzos sustituyen un tercer circuito a 500 kV entre San Carlos y Sabanalarga. La Loma como proyecto de generación solamente requiere el doble circuito a Copey y la conexión de la S/E Copey a la nueva línea Fundación-Valledupar. Los otros proyectos son refuerzos del Sistema Interconectado Nacional para cumplir el objetivo de interconexión entre regiones.

La línea Fundación-Valledupar, localizada en la red de CORELCA, se recomienda para que entre en operación en 1998.

TABLA 10.2
EXPANSION RED DE ISA ⁽¹⁾
1994-2004

AÑO	PROYECTOS
1994	<ul style="list-style-type: none"> ■ Línea San Carlos - Comuneros (Barrancabermeja), 230 kV. ■ Línea Cerromatoso - Urrá I - Urabá, 230 kV, energizada a 115 kV. ■ S/E La Reforma (Villavicencio), 230 kV. ■ Compensación paralelo Cuestecitas [2x39] Mvar.
1995	<ul style="list-style-type: none"> ■ Compensación paralelo San Marcos [0, + 3x70] Mvar. ■ Conexión S/E San Marcos a los circuitos Caracolí (Cartago) - Yumbo y Esmeralda - Juanchito
1996	<ul style="list-style-type: none"> ■ San Carlos-Cali: Primera Etapa. Compensación Serie Esmeralda-Yumbo, 230 kV, 2C
1997	<ul style="list-style-type: none"> ■ Línea Betania - Mirolindo, 230 kV. ■ Compensación paralelo Chinú [-75, + 175] Mvar. ■ Conexión S/E San Felipe a la línea Esmeralda-La Mesa.
1998	<ul style="list-style-type: none"> ■ San Carlos - Cali: Segunda Etapa ■ Línea Cartago ISA-La Hermosa, 230 kV. ■ Línea San Carlos-Cartago-San Marcos, 500 kV, energizada a 230 kV. ■ Conexión 2C Esmeralda-San Marcos a S/E Cartago CVC y Cartago ISA, 230 kV. ■ Transformador Cerromatoso, 300 MVA, 500/230 kV. ■ S/E Urabá, 230 kV. ■ Transformador Chinú, 150 MVA, 500/115 kV. ■ Compensación línea Palos-Arauca, 15 Mvar. ■ Transformador Sabanalarga, 500/220 kV, 450 MVA ⁽²⁾ ■ Línea Bucaramanga-Paipa, 230 kV, 1C.
1999	<ul style="list-style-type: none"> ■ San Carlos - Cali: Tercera Etapa. Energización a 500 kV San Carlos-Cartago-San Marcos. ■ Línea Palos-Tasajero, 230 kV, 1C.
2000	<ul style="list-style-type: none"> ■ Compensación Serie 2C, 230 kV, San Carlos-Esmeralda.
2001	<ul style="list-style-type: none"> ■ Compensación Serie 1C, 230 kV, Betania-Mirolindo.
2000 ⁽³⁾	<ul style="list-style-type: none"> ■ Línea Copey-La Loma, 2C, 230 kV. ■ Línea La Loma-Ocaña, 1C, 500 kV, dos circuitos energizados a 230 kV. ■ Línea Ocaña-Bucaramanga, 1C, 500 kV, energizada a 230 kV. ■ Conexión 1C Fundación-Valledupar S/E Copey, 230 kV.
2003 ⁽⁴⁾	<ul style="list-style-type: none"> ■ Línea Sogamoso-Noroeste, 1C, 500 kV. ■ Conexión líneas Barranca-Bucaramanga y Comuneros -Palos a S/E Sogamoso, 230 kV.
2003 ⁽⁵⁾	<ul style="list-style-type: none"> ■ Línea Doña Juana-Noroeste, 2C, 230kV.

- (1) Incluye el Tercer Plan de Transmisión de ISA.
(2) Para adiciones de generación superiores a 450 MW en la Costa Atlántica.
(3) Refuerzos requeridos si se incluye LA LOMA en la estrategia de inversión.
(4) Refuerzos requeridos si se incluye Sogamoso en la estrategia de inversión.
(5) Para generación de 150 MW a 300 MW en el Magdalena Medio adicional a la Miel I

Las estrategias que incluyan el proyecto hidroeléctrico Sogamoso en el Nordeste, requieren también de los siguientes refuerzos en la transmisión:

- Línea Sogamoso-Noroeste, un circuito a 500 kV.
- Subestación Sogamoso, 230/500 kV.
- Conexión de las líneas Barranca-Bucaramanga y Comuneros-Palos a la S/E Sogamoso, 230 kV.

La instalación de generación adicional a la Miel I, 150 MW o 300 MW a gas, en el Magdalena Medio requiere del refuerzo:

- Línea Doña Juana - Noroeste, doble circuito a 230 kV.

Estos proyectos son presentados en la Tabla 10.2.

■ **Redes de otras Empresas**

La expansión busca adecuar estas redes a un mayor nivel de confiabilidad y a las exigencias de la competencia en la generación, e incrementar la capacidad de transporte para evacuar excedentes de generación debidos a adiciones superiores a las máximas instalables. Constan de líneas y subestaciones a 230 kV y 500 kV con sus equipos asociados.

La Tabla 10.3 presenta los proyectos que actualmente se encuentran o que deben acometerse bajo la responsabilidad de las otras empresas del Sector Eléctrico.

■ **Costa Atlántica:**

Se recomienda que las líneas a 220 kV, de circuito sencillo, Fundación-Sabanalarga y Cuestecita-Valledupar entre en operación lo antes posible, por cuanto además de mejorar la confiabilidad del sistema nacional, son necesarias para evacuar los excedentes que se presentan en la zona oriental de la Costa Atlántica provenientes de Termoguajira y de las importaciones desde Venezuela.

Se recomienda un tercer circuito Fundación-Sabanalarga para el año 2000 en concordancia con los refuerzos que se desarrollen por el Oriente entre la Costa Atlántica y el centro del país.

Se recomienda la construcción de la línea a 220 kV, circuito sencillo, Fundación-Valledupar para 1998, ya que permite mejorar la confiabilidad y calidad en el suministro en la zona oriental de la Costa Atlántica.

Para adiciones de generación superiores a 450 MW en el área de Barranquilla, especialmente antes del 1998 se hace necesario adicionar un circuito a 220 kV, Sabanalarga-Soledad, y un transformador en Sabanalarga, 500/220 kV de 450 MVA, el cual fue incluido en la expansión de la Red de ISA.

TABLA 10.3
EXPANSION REDES DE OTRAS EMPRESAS
1994-2004

EMPRESA	PROYECTOS	FECHA
CORELCA	■ Línea Cuestecita-Valledupar, 1C, 220 kV	1994
	■ Línea Fundación-Sabanalarga, 1C, 220 kV	1994
	■ Línea S/larga-Nva B/quilla-Soledad, 1C, 220 kV	1995
	■ Línea Fundación-Valledupar, 1C, 220 kV	1998
	■ Línea Sabanalarga-Soledad, 1C, 220 kV ⁽¹⁾	1998
	■ Línea Fundación-Sabanalarga, 1C, 220 kV	2000
EEB	■ S/E Balsillas a Noroeste-La Mesa, 1C, 230 kV	1995
	■ S/E Mirador(Bogotá) a Guavio-Circo, 2C, 230 kV	1999
	■ Línea Mirador(Bogotá)-Torca, 1C, 230 kV	2002
	■ Energización 500 kV líneas Guavio-Guasca, Guavio-Villavicencio, Guavio-Usme.	2004
CVC	■ S/E Juanchito a Yumbo-San Bernardino, 1C, 230 kV	1995
	■ S/E Tuluá a Cartago-San Marcos, 1C, 230 kV	1997
	■ S/E Guabinas a Alto Anchicayá-Yumbo y Pance - Yumbo	2001
	■ Línea Guabinas - San Marcos, 1C, 230 kV	2001
CHEC	■ Energización a 230 kV, Esmeralda-La Hermosa	1995
EEPPM	■ Línea El Salto-Barbosa, 1C, 220 kV	2000
	■ Línea La Tasajera-Bello, 1C, 220 kV	2000
	■ S/E Pintada a San Carlos-Esmeralda, 1C, 230 kV ⁽²⁾	2002

(1) Para adiciones de generación superiores a 450 MW en el área de Barranquilla

(2) Actualmente bajo revisión

■ **Región Central:**

Se recomienda la energización a 500 kV de las líneas Guavio-Usme, Guavio-Guasca y Guavio-Villavicencio, con el fin de aumentar la capacidad en la transmisión desde el complejo hidroeléctrico Chivor-Guavio hacia Bogotá, especialmente bajo condiciones en que los flujos hacia el Nordeste se inviertan. Simultáneamente, se deben compatibilizar las redes de subtransmisión y distribución con la energización anterior.

Adicionalmente la Tabla 10.4 presenta los requerimientos mínimos de compensación reactiva que garantizan una adecuada calidad en la atención de la demanda, en el período 1993-2000. Estos requerimientos son dados como referencia a fin de que las empresas respectivas realicen estudios detallados para determinar con mayor exactitud su dimensionamiento y localización dentro de cada región:

TABLA 10.4
REQUERIMIENTOS DE COMPENSACION REACTIVA (Mvar)

EMPRESA	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
EEB		109						16
EEPPM						60	20	40
CVC	12							
NORDESTE	69	-20				40		
CQR	20							
CED/CED	-25		50					
META	25							
CORELCA	57	5	60	40			50	
ISA		78	210	180	[-75,175]	15		

10.4. COMPATIBILIZACION DE REDES

Para alcanzar un mejor desempeño, mayor eficiencia y adecuación del Sistema Nacional de Transmisión a la libre competencia en la generación es indispensable que las regiones adelanten estudios de compatibilización de los planes de expansión de la red de ISA con sus respectivos planes de expansión en Transmisión, Subtransmisión y Distribución.

Estos planes deben considerar, además de las estrategias de inversión en proyectos convencionales de líneas, subestaciones y transformación, las siguientes medidas:

- i) Mejorar los procedimientos (metodologías y recursos) para hacer la proyección y desagregación espacial de la demanda regional. Incluye acciones paralelas como

caracterización de la carga para sus diferentes categorías y evaluación de impactos por sustitución masiva de electricidad por gas u otro energético.

Estas acciones conllevan el conocimiento de las características de la demanda (magnitud, factores de carga y de diversidad, y otras) en las subestaciones que son frontera entre los sistemas de transmisión y los sistemas de subtransmisión y distribución.

- ii) Optimizar la operación actual del sistema con acciones como: la reconfiguración de circuitos, proyectos de compensación en las redes, programas específicos de reducción de pérdidas y actividades asociadas con la Gestión de la Carga Eléctrica.
- iii) Coordinar la operación de los sistemas de subtransmisión y distribución con los de generación y transmisión, basándose en la definición de funciones de los Centros de Control Regionales y su relación con el Centro Nacional Control.

10.5. Utilización del Sistema Nacional de Transmisión

Para el período 1994-2004, el valor esperado de la energía transportada a través de la red de 230 kV y 500 kV del Sistema Nacional de Transmisión, varía entre un valor del orden del 70% de la demanda de energía de 1994 a un 66% en el 2004. El porcentaje correspondiente a la red de ISA se estima alrededor de un 25% de la demanda anual de energía. La Figura 10.3 ilustra gráficamente la evolución anual del uso de las redes.

10.6. Pérdidas variables en el Sistema Nacional de Transmisión

Las pérdidas variables en el Sistema Nacional de Transmisión presentan valores entre el 1.90% en 1994 y el 1.60% en el 2004 de la demanda total durante el período 1994-2004, equivalentes en energía a 790 GWh/año en 1994 y a 1048 GWh/año en el 2004.

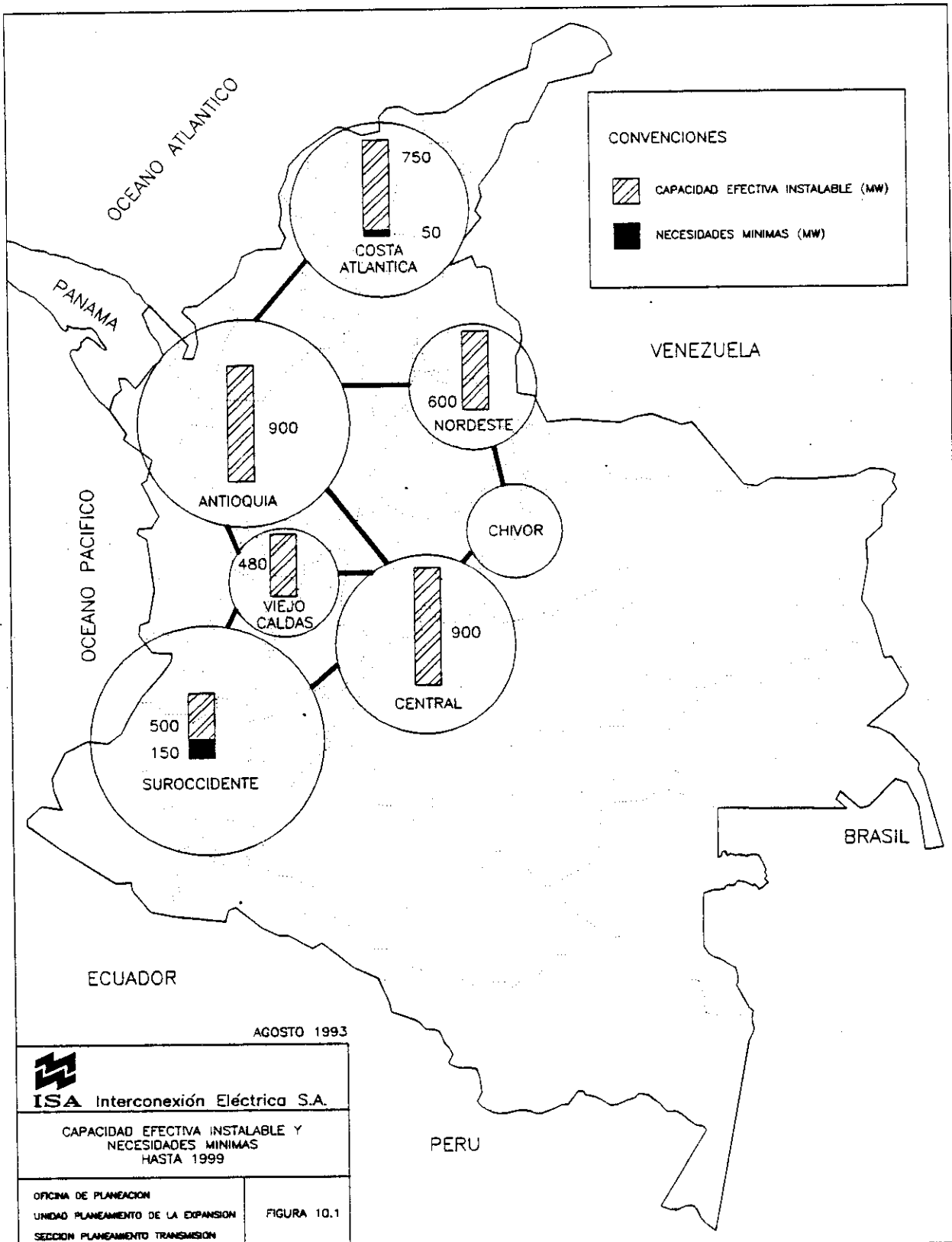
10.7. Estrategias de Largo Plazo 2005-2010

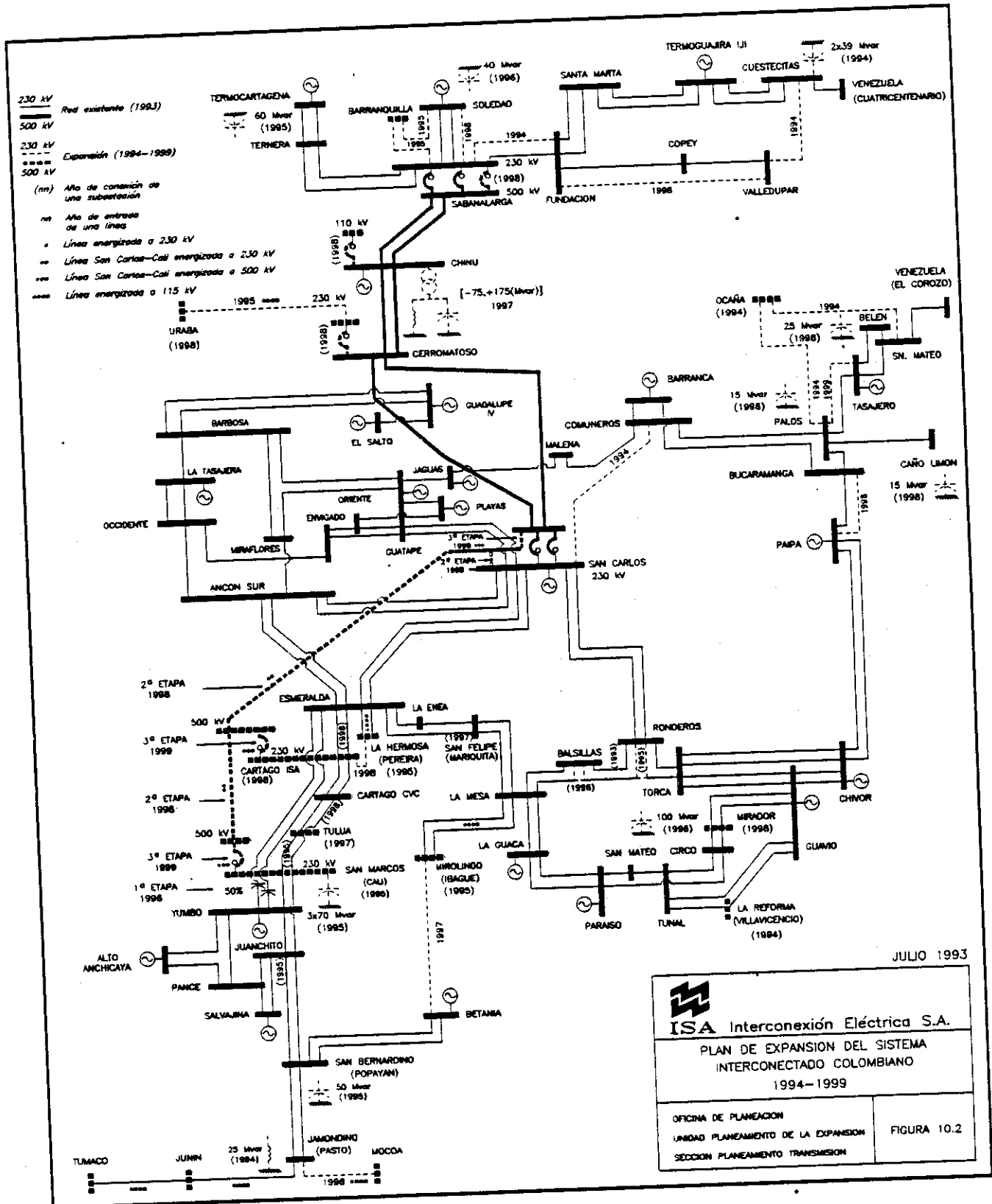
La expansión de la red de ISA en el largo plazo, tiende a ser en su totalidad a 500 kV, y consta de los siguientes proyectos: Nordeste-Bogotá (300 km), La Loma-Ocaña-Sogamoso (300 km), Cerromatoso-Chinú-Ternera (305 km).

La superposición de una red a 500 kV sobre una red a 230 kV implica la necesidad de compensación serie en la red de 230 kV para mejorar la distribución de flujos. La compensación debe acometerse, además, como parte de la estrategia orientada a modernizar e incrementar la eficiencia en el uso de la infraestructura existente.

Con el fin de optimizar el desarrollo del SNT es importante adelantar estudios de normalización de los sistemas a 500 kV.

Finalmente, con el objeto de definir estrategias generales para el sistema de transmisión se deben iniciar estudios de largo plazo para las redes que pertenecen a otras empresas.





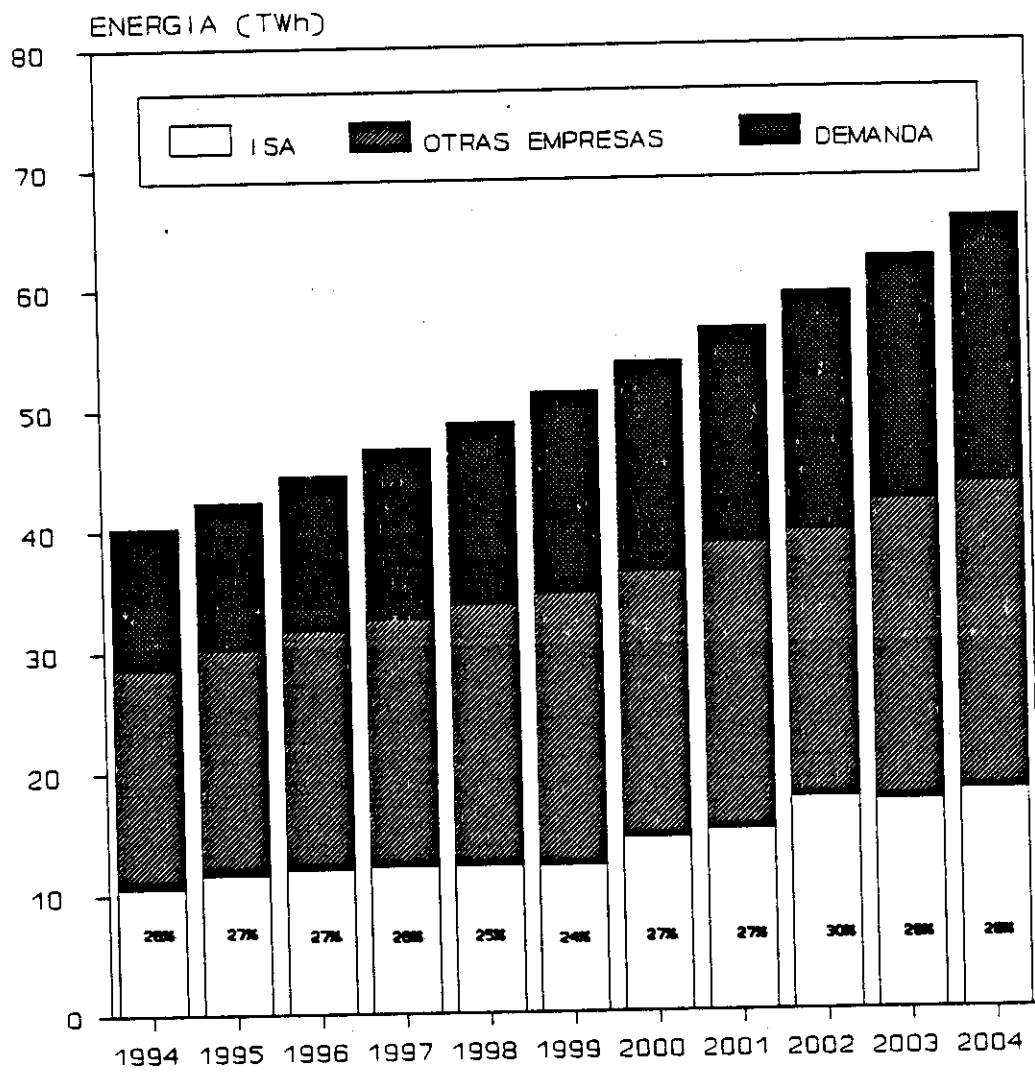
JULIO 1993

ISA Interconexión Eléctrica S.A.

PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO 1994-1999

OFICINA DE PLANEACION	FIGURA 10.2
UNIDAD PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION	
SECCION PLANEAMIENTO TRANSMISION	

FIGURA 10.3
 UTILIZACION DEL SISTEMA NACIONAL
 DE TRANSMISION



**ANALISIS DE
FLEXIBILIDAD**

11. ANALISIS DE FLEXIBILIDAD

El análisis de flexibilidad se realiza con el objeto de seleccionar aquellas opciones más recomendables para la expansión del Sector Eléctrico Colombiano. Este análisis consiste en evaluar la variabilidad del sistema para un conjunto amplio de condiciones futuras.

El enfoque utilizado se divide en cuatro partes básicas:

- i) Flexibilidad Económica
- ii) Vulnerabilidad
- iii) Contingencias en Generación
- iv) Sensibilidad

La primera compete al tratamiento económico de la incertidumbre, analizando los costos totales de suministro para los diferentes escenarios futuros, definidos de acuerdo con las variables de incertidumbre seleccionadas; la segunda, mide el desempeño energético del sistema ante la presencia de valores extremos de hidrología e indisponibilidad del sistema de transmisión; la tercera, tiene como objeto medir las contingencias del sistema ante pérdida no esperada de unidades e indisponibilidad del gasoducto; y la cuarta realiza una evaluación de los posibles elementos de riesgo que pueden llevar a consecuencias no esperada en el programa de desarrollo.

11.1 Análisis de Flexibilidad Económica

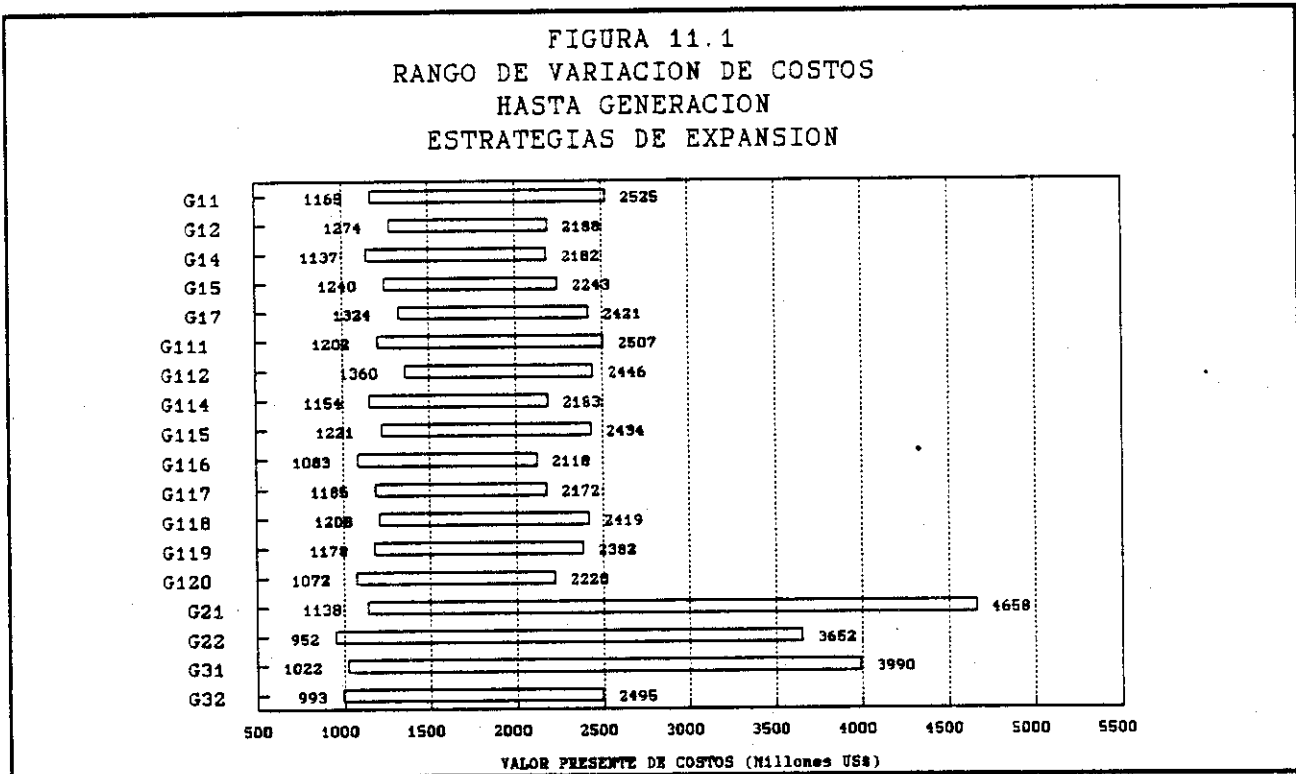
El análisis de flexibilidad económica evalúa el desempeño económico del sistema -sobre el estándar de mínimo costo-, considerando un conjunto de variables que inciden directamente en su conformación.

En esta revisión del Plan de Referencia se han seleccionado las siguientes variables de incertidumbre, para realizar el análisis: Demanda de electricidad, costo total de inversión en proyectos hidráulicos y térmicos, fecha de entrada en operación y costos de combustible.

Para este conjunto de variables de incertidumbre, los valores que puede tomar cada una de ellas y la medida de credibilidad de los mismos es la presentada en la Tabla 8.5. La combinación de los valores de cada variable llevan a conformar 108 escenarios de posibles futuros para ser evaluados en cada una de las estrategias seleccionadas.

Partiendo del conjunto de estrategias analizadas energéticamente y con el fin de reducir el ramillete de alternativas, se hace una preselección considerando aspectos energéticos y económicos, en los que se destacan: disponibilidad de combustible en todo el período, optimización de los refuerzos de transmisión, balance regional para la ubicación de proyectos y desempeño económico a nivel de generación.

El rango de variación del valor presente de los costos totales⁽¹⁾ a nivel de generación, a una tasa de descuento del 10% anual para el total de estados futuros definidos, se presenta en la Figura 11.1, donde se observa que las estrategias que tienen mayor dispersión son la G21, G22 y G31.



Los criterios convencionales de planeamiento utilizados para la evaluación del desempeño económico, son:

- i) Mínimo Valor Promedio
- ii) Mínimo Valor Esperado
- iii) Mínima Desviación Estándar

En la Tabla 11.1 se presenta la evaluación de estos criterios, referidos al valor presente de los costos totales y sobrecostos porcentuales, con respecto al mínimo costo en cada escenario de condiciones futuras.

La Figura 11.2 presenta la evaluación del criterio conjunto de valor esperado y desviación estándar sobre el valor presente de los costos totales y sobrecostos porcentuales, permitiendo visualizar las estrategias que mejor comportamiento económico presentan. Los anteriores

(1) El costo total incluye los costos de inversión en proyectos de generación, administración y mantenimiento, combustible y racionamiento de energía.

TABLA 11.1

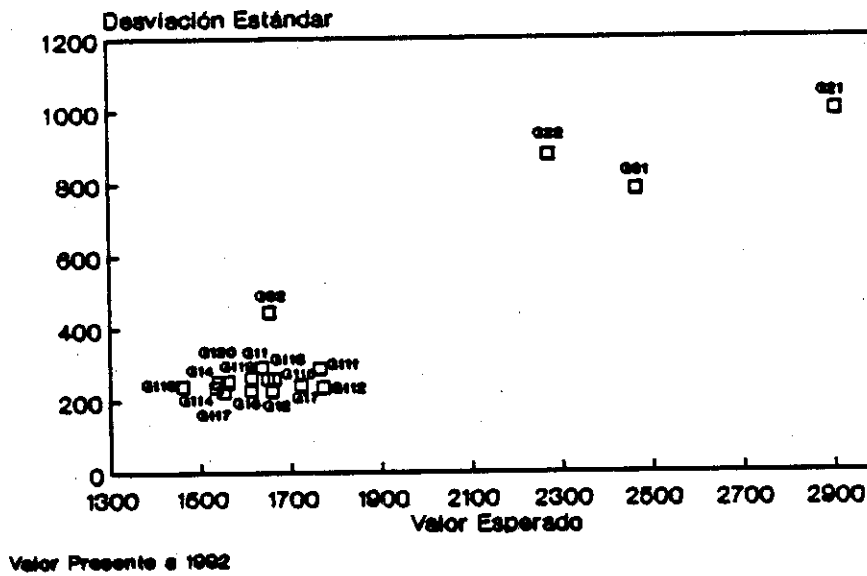
**EVALUACION DE ESTRATEGIAS DE EXPANSION
CRITERIOS CONVENCIONALES
COSTOS HASTA GENERACION
VALOR PRESENTE A 1992
Millones de Dólares de diciembre de 1990**

ESTRATEGIA	PROMEDIO ORDEN		VALOR ESPERADO ORDEN		DESVIACION ESTANDAR ORDEN	
	G11	1682	11	1635	8	291
G12	1669	9	1658	11	226	2
G14	1552	2	1539	3	250	8
G15	1646	8	1611	6	227	3
G17	1760	14	1721	13	241	7
G111	1743	13	1763	14	287	13
G112	1790	15	1771	15	235	4
G114	1567	4	1534	2	236	5
G115	1695	12	1663	12	260	11
G116	1490	1	1460	1	239	6
G117	1597	5	1551	4	224	1
G118	1681	10	1648	9	259	10
G119	1637	7	1612	7	262	12
G120	1555	3	1560	5	251	9
G21	2659	18	2904	18	998	18
G22	2109	16	2272	16	876	17
G31	2275	17	2466	17	781	16
G32	1601	6	1651	10	445	15

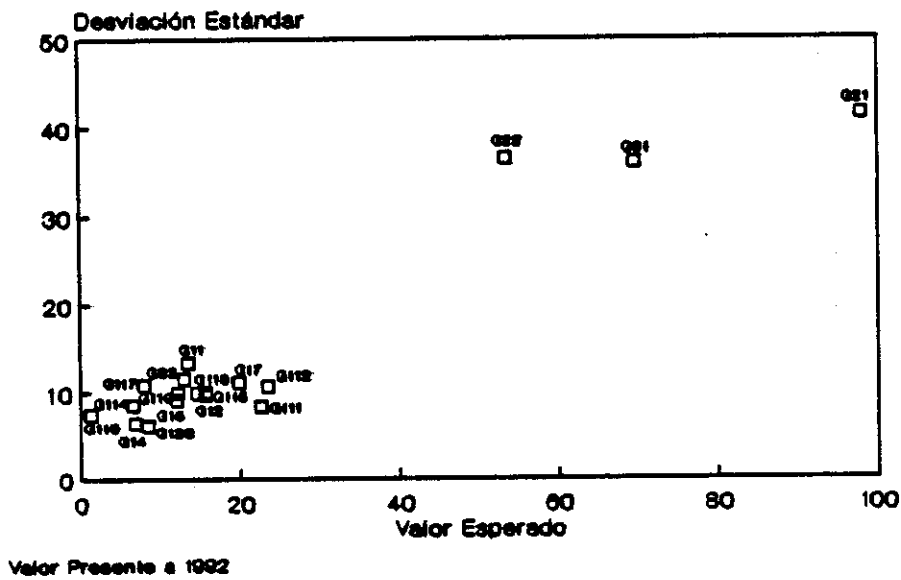
SOBRECOSTOS PORCENTUALES HASTA GENERACION

ESTRATEGIA	PROMEDIO ORDEN		VALOR ESPERADO ORDEN		DESVIACION ESTANDAR ORDEN	
	G11	17.96	10	13.52	9	13.40
G12	17.43	9	15.61	11	9.69	7
G14	8.59	2	6.84	3	6.48	2
G15	15.72	8	12.15	7	9.97	9
G17	23.80	14	19.87	13	11.11	13
G111	21.98	13	22.61	14	8.41	4
G112	25.97	15	23.48	15	10.68	11
G114	9.93	5	6.57	2	8.58	5
G115	18.98	12	15.62	12	10.06	10
G116	4.34	1	1.29	1	7.52	3
G117	12.31	6	7.94	4	10.82	12
G118	17.97	11	14.62	10	9.96	8
G119	14.75	7	12.05	6	9.13	6
G120	8.92	3	8.45	5	6.18	1
G21	80.12	18	97.95	18	41.41	18
G22	41.56	16	53.43	16	36.43	17
G31	55.81	17	69.59	17	35.94	16
G32	9.85	4	12.94	8	11.55	14

FIGURA 11.2
COSTOS HASTA GENERACION
(MILLONES DE DOLARES)



SOBRECOSTOS PORCENTUALES
DE LAS ESTRATEGIAS
HASTA GENERACION



resultados permiten seleccionar para el análisis completo de flexibilidad económica, las siguientes estrategias:

G11	G12	G14	G15	G114	G115
G116	G117	G118	G119	G120	

Entre las características principales de estas estrategias se tienen: composición hidráulico térmica al final del horizonte que oscila entre 74 y 58% hidráulico y 42 y 26% térmica; en el subperíodo 1995-2000, las adiciones de capacidad al sistema se establecen entre 600 a 900 MW a gas, entre 300 a 1050 MW a carbón y entre 0 a 750 MW hidráulicos según la estrategia considerada.

La mayor diferenciación entre ellas radica en la capacidad hidráulica que se adiciona en el período posterior al 2000, la cual oscila entre 0 y 1850 MW.

En la Tabla 11.2 se presenta la distribución de capacidad adicional a través del tiempo, resaltando la composición común que hay entre ellas.

La evaluación del desempeño económico en esta segunda fase se realiza teniendo en cuenta los costos totales⁽²⁾ de suministro de energía y potencia.

La Figura 11.3 presenta el rango de variación del valor presente de los costos totales para cada estrategia. Los valores mínimos, para casi todas las estrategias analizadas, corresponden a los escenarios con la tasa de crecimiento de la demanda con el límite inferior (3.4%), atraso en la fecha de entrada de los proyectos de un año, ningún sobrecosto de inversión y precios de combustibles bajos; los valores máximos corresponden a escenarios con tasa de crecimiento del 4.7%; atraso en la fecha de entrada de los proyectos hidráulicos de dos años y térmicos de un año, sobrecostos de inversión y precios de combustible altos. La máxima variación del valor presente de los costos totales la presenta la estrategia G11, cuya característica principal es que al final del período de análisis presenta una composición 74% hidráulico y 26 % térmico.

Las Figuras 11.4 y 11.5 ilustran la participación de cada uno de los ítemes del costo total, para los valores mínimos y máximos dentro del total de escenarios. Se resalta la alta participación que tiene la inversión y el peso relativo de las pérdidas variables en el costo total.

Los costos de inversión presentan variaciones dentro del valor mínimo de hasta un 44% y en el valor máximo de hasta 33%. La participación del costo de las pérdidas en la red alcanza niveles significativos en casi todas las estrategias, alrededor del 5.7% en promedio, igualando en muchos casos la participación de los costos totales de administración y mantenimiento.

(2) Adicional a los costos totales de generación se tienen en cuenta los costos de inversión en proyectos de transmisión, administración y mantenimiento de la red, racionamiento de potencia y pérdidas variables.

TABLA 11.2
ESTRATEGIAS DE EXPANSION
CAPACIDAD ADICIONAL (MW)

	G11	G15	G115	G12	G14	G114, G116, G117	G118	G119	G120
1995 A 2000		600 GAS 600 CARBON 750 HID		600 GAS 1050 CARBON	600 GAS 750 CARBON 400 HID	750 GAS 450 CARBON 750 HID	900 GAS 300 CARBON 750 HID	750 GAS 450 CARBON 750 HID	
2001 A 2004	1850 HID 165 ADIC	300 GAS 150 CARBON	450 CARBON	1200 CARBON 598 ADIC	300 CARBON 150 GAS	300 GAS 150 CARBON	300 CARBON 150 GAS	450 GAS	400 HID 600 GAS 310 ADIC

FIGURA 11.3
RANGO DE VARIACION DE COSTOS TOTALES
ESTRATEGIAS DE EXPANSION

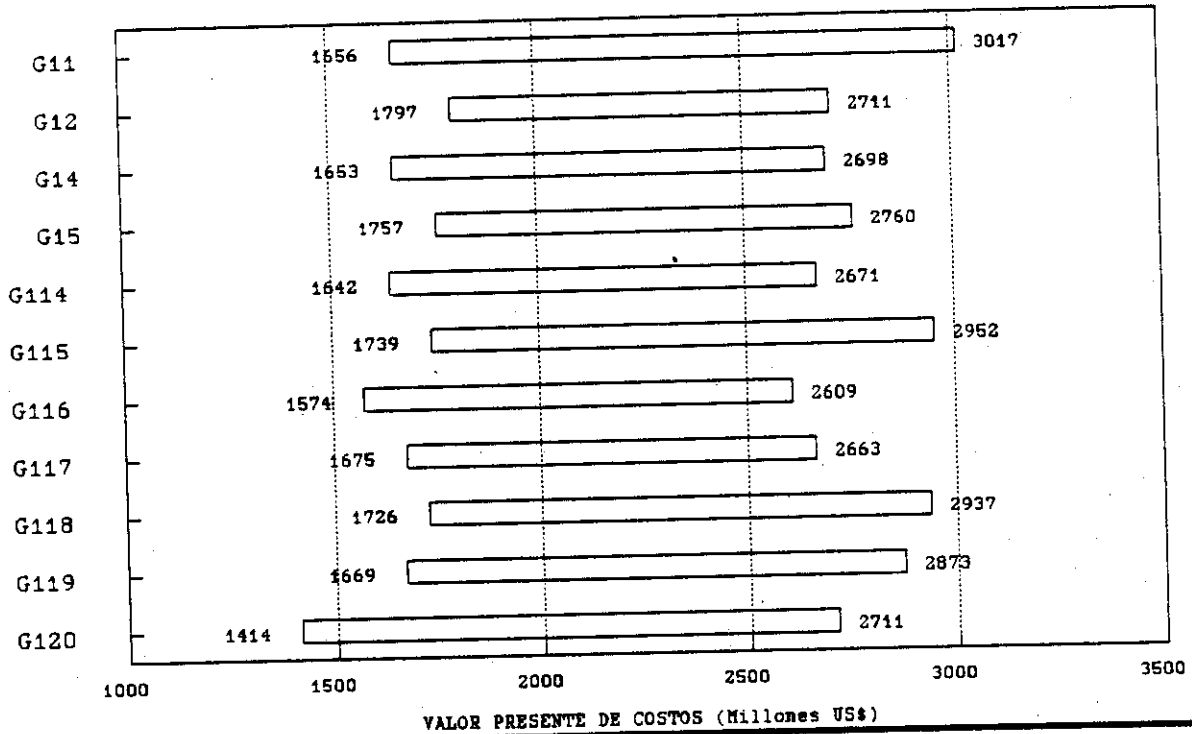


FIGURA 11.4
PARTICIPACION EN EL VALOR PRESENTE
COSTOS TOTALES - VALOR MINIMO

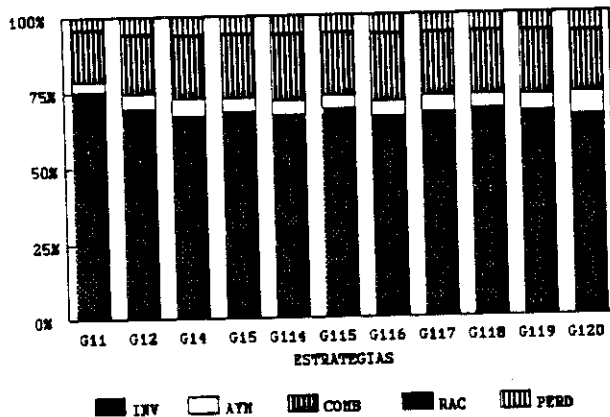
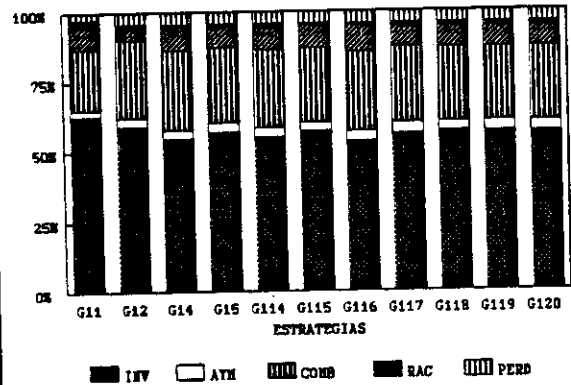


FIGURA 11.5
PARTICIPACION EN EL VALOR PRESENTE
COSTOS TOTALES - VALOR MAXIMO



■ Evaluación de criterios de flexibilidad económica

Haciendo uso de los criterios convencionales de mínimo valor promedio, mínimo valor esperado y mínima desviación estándar, en conjunto con los criterios de minimización del máximo arrepentimiento⁽³⁾ y minimización del máximo costo, se obtienen los resultados presentados en la Tabla 11.3, referidos al valor presente de los costos totales y sobrecostos porcentuales en cada escenario de condiciones futuras.

De los resultados obtenidos, hasta esta etapa, las estrategias G114, G116, G117 y G120 son las que presentan el mejor desempeño, aunque la variabilidad de las estrategias G114, G116 y G120 se ve incrementada a nivel de los costos totales. La característica principal de estas estrategias es la de reunir diversidad energética y una mayor distribución regional de los recursos.

El criterio conjunto de valor esperado y desviación estándar sobre el valor presente de costos totales y sobrecostos porcentuales, se presenta en la Figura 11.6 confirmando el buen desempeño de las estrategias antes mencionadas, e ilustrando la variabilidad relativa de la estrategia G117 con respecto a la G116 que se diferencian tan solo en el cambio de los 450 MW de ciclo combinado en la Costa por la repotenciación en Barranquilla, y de la estrategia G119 y G120 cuya diferencia es la posición en el tiempo de los 400 MW hidráulicos en el período 2001-2004.

El criterio de robustez económica se evalúa a través de dos medidas:

- i) La probabilidad de que los sobrecostos no superen un valor dado - nivel β (desempeño ante condiciones promedias).
- ii) Máximo nivel de sobrecostos que no se superaría con un nivel de confiabilidad fijado - nivel μ (desempeño ante condiciones críticas).

Según lineamientos para el estudio el nivel β se establece en un 10% y el nivel μ se analiza para valores de 0.90, 0.95 y 0.99.

La Tabla 11.4 presenta las evaluaciones del criterio de robustez económica para los diferentes niveles β y μ . En la misma tabla, con el fin de brindar mayor cantidad de información para la toma de decisiones, se muestran los resultados de la evaluación de una tercera medida de robustez, conformada por la ponderación de las dos anteriores.

Las estrategias G116, G114 y G117 se presentan como las más robustas en condiciones promedias (nivel β) y en condiciones críticas (nivel μ). Para un nivel de sobrecostos del 10%

(3) Este criterio permite representar los efectos sobre el costo de expansión de fenómenos de baja frecuencia y consiste en calcular el perjuicio o arrepentimiento asociado con una combinación de decisiones o escenarios. El arrepentimiento por cualquier decisión tomada, con respecto a un escenario, está definido como la diferencia entre su costo y el costo de esa decisión en otro escenario.

TABLA 11.3

**EVALUACION DE ESTRATEGIAS DE EXPANSION
CRITERIOS CONVENCIONALES Y MINIMIZACION DEL MAXIMO COSTO**

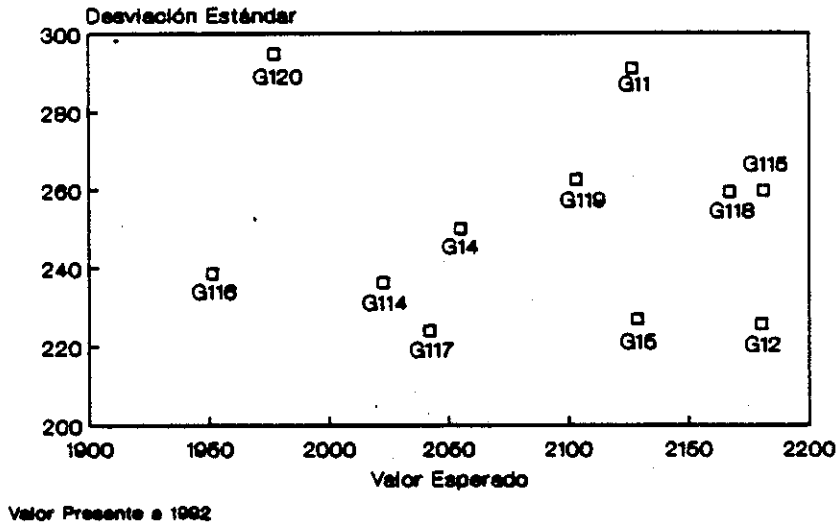
VALOR PRESENTE A 1992
Millones de Dólares de diciembre de 1990

ESTRATEGIA	PROMEDIO	ORDEN	VALOR ESPERADO	ORDEN	DESVIACION ESTANDAR	ORDEN	MAXIMO VALOR	ORDEN
G11	2173	8	2127	7	291	10	3017	11
G12	2192	9	2180	10	226	2	2711	6
G14	2068	4	2055	5	250	6	2698	4
G15	2163	7	2128	8	227	3	2760	7
G114	2055	3	2022	3	236	4	2671	3
G115	2214	11	2181	11	260	8	2952	9
G116	1981	2	1951	1	239	5	2609	1
G117	2087	5	2042	4	224	1	2663	2
G118	2199	10	2167	9	259	7	2937	10
G119	2128	6	2103	6	262	9	2873	8
G120	1971	1	1977	2	295	11	2711	5

**SOBRECOSTOS PORCENTUALES
MINIMIZACION DEL MAXIMO ARREPENTIMIENTO**

ESTRATEGIA	PROMEDIO	ORDEN	VALOR ESPERADO	ORDEN	DESVIACION ESTANDAR	ORDEN	MAXIMO VALOR	ORDEN
G11	12.58	8	10.42	7	6.66	10	29.27	10
G12	13.94	9	13.64	11	7.18	11	32.41	11
G14	7.18	4	6.83	5	4.73	3	20.73	5
G15	12.35	7	10.78	8	5.78	8	27.75	9
G114	6.62	3	5.14	3	4.85	4	19.65	4
G115	14.82	11	13.42	10	5.49	7	25.79	8
G116	2.67	2	1.37	1	4.43	2	15.06	2
G117	8.44	5	6.25	4	6.37	9	24.81	6
G118	14.08	10	12.68	9	5.44	6	24.99	7
G119	10.3	6	9.33	6	4.94	5	18.63	3
G120	1.74	1	2.47	2	2.66	1	9.26	1

FIGURA 11.6
COSTOS TOTALES
(MILLONES DE DOLARES)



SOBRECOSTOS PORCENTUALES
DE LAS ESTRATEGIAS

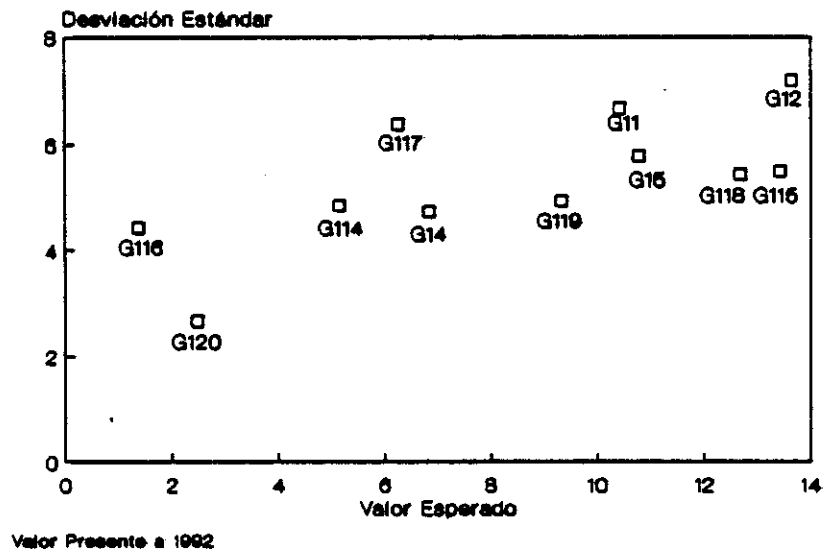


TABLA 11.4
MEDIDA DE ROBUSTEZ ECONOMICA

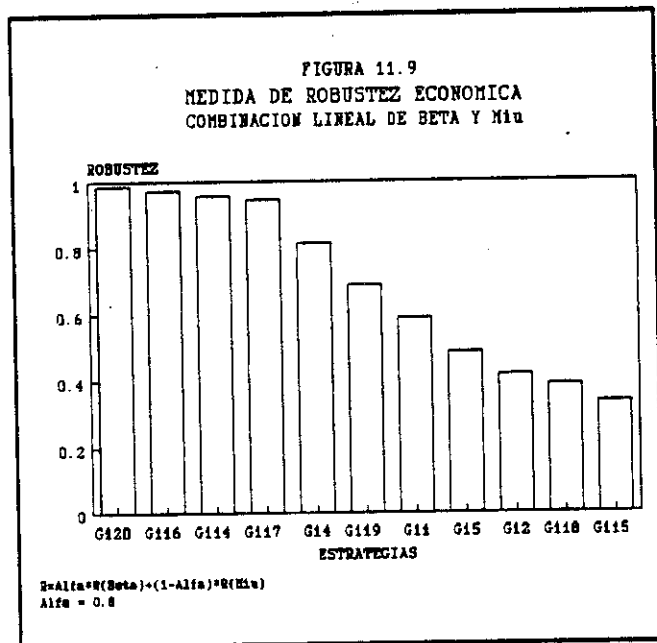
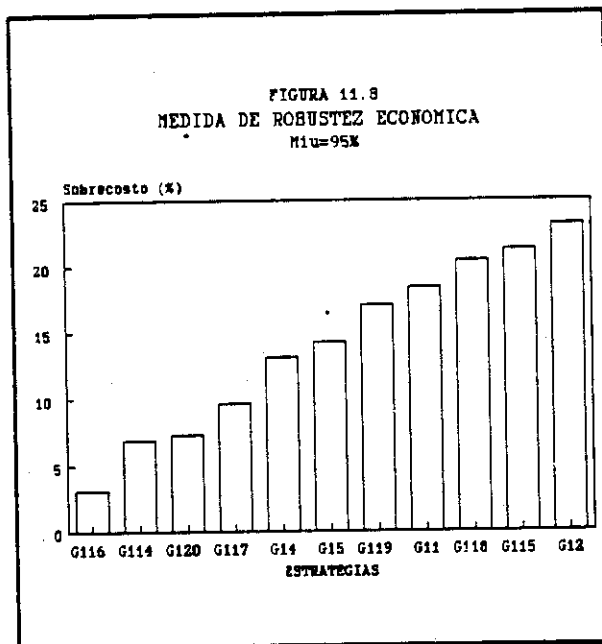
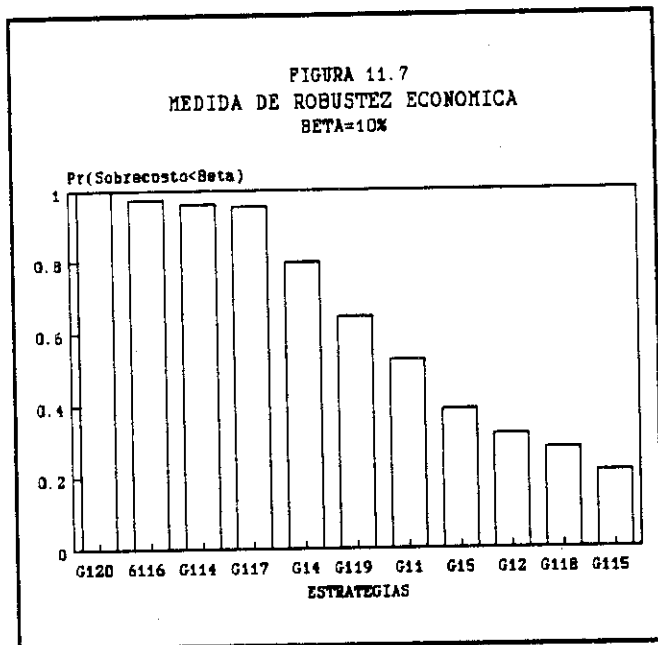
ESTRATEGIA	PROBABILIDAD DE NO EXCEDENCIA PARA DIFERENTES NIVELES BETA DE SOBRECOSTOS		
	Beta=5%	Beta=10%	Beta=15%
G120	0.7755	1.0000	1.0000
G116	0.9629	0.9737	1.0000
G114	0.6294	0.9629	0.9724
G117	0.3533	0.9553	0.9629
G14	0.3574	0.7972	0.9826
G119	0.1710	0.6459	0.7926
G11	0.1115	0.5236	0.8055
G15	0.0000	0.3865	0.9629
G12	0.0906	0.3179	0.6199
G118	0.0000	0.2777	0.7165
G115	0.0000	0.2134	0.7084

ESTRATEGIA	MAXIMO NIVEL DE SOBRECOSTOS QUE NO SE SUPERAN CON UN NIVEL Miu DE CONFIABILIDAD		
	Miu=0.9	Miu=0.95	Miu=0.99
G116	3.05	3.12	13.04
G114	6.77	6.91	17.30
G120	6.658	7.28	8.693
G117	8.88	9.62	21.97
G14	12.04	13.11	16.88
G15	13.65	14.25	24.69
G119	16.25	17.02	17.63
G11	17.39	18.36	23.06
G118	19.83	20.40	22.51
G115	20.80	21.21	23.28
G12	22.12	23.13	27.26

MEDIDA DE ROBUSTEZ ECONOMICA CONJUNTA

ESTRATEGIA	ROBUSTEZ NIVEL BETA=10%	ROBUSTEZ NIVEL Miu=95%	MEDIDA CONJUNTA ALFA=0.8
G120	1.0000	0.9321	0.9864
G116	0.9737	0.9697	0.9729
G114	0.9629	0.9354	0.9574
G117	0.9553	0.9123	0.9467
G14	0.7972	0.8841	0.8146
G119	0.6459	0.8545	0.6876
G11	0.5236	0.8449	0.5878
G15	0.3865	0.8753	0.4843
G12	0.3179	0.8122	0.4167
G118	0.2777	0.8306	0.3883
G115	0.2134	0.8250	0.3357

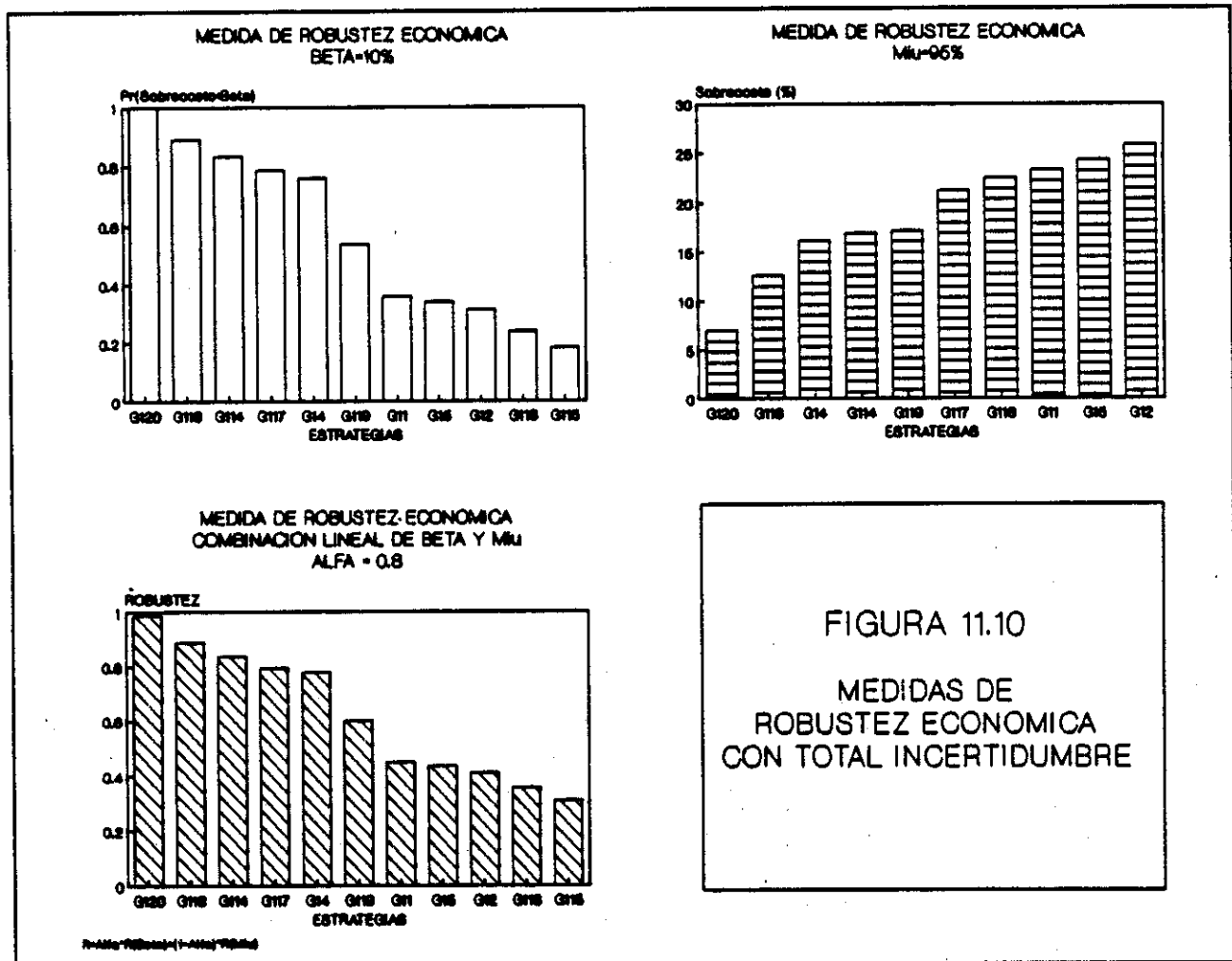
(Figura 11.7) la probabilidad que las estrategias G120, G116 y G114 no supere este nivel de sobrecostos es de 1.0, 0.97 y 0.96 respectivamente. Con estas estrategias el máximo sobrecosto que se presenta con una confiabilidad del 95% (Figura 11.8) es de 3.1%, 6.9% y 7.3%, respectivamente.



Con la tercera medida de robustez (Figura 11.9), suponiendo una relación de 0.8 entre las medidas β y μ , que brinda mayor ponderación a la medida β , se confirma la bondad de estas estrategias.

Dentro de condiciones futuras de total incertidumbre, es decir, una probabilidad de ocurrencia igual para todas los escenarios, las estrategias G116, G114 y G117 continúan presentando un buen desempeño.

En la Figura 11.10 se presentan gráficamente las tres medidas de desempeño anotadas anteriormente.



Del análisis de flexibilidad económica se concluye que la estrategia de expansión que se adopte, además de ser diversificada en recursos y tecnologías, debe permitir incrementar la composición térmica del sistema de modo tal que al final del período ésta sea de aproximadamente un 34% de la capacidad total instalada y de esta manera poder obtener los beneficios que trae para la operación la diversidad energética.

Según los resultados obtenidos se recomiendan las estrategias G120, G114, G116 y G117 para continuar con los análisis y constituir la estrategia de inversión del Sector Eléctrico Colombiano. En la Tabla 11.5 se presentan las principales características de las estrategias recomendadas.

Estas cuatro estrategias plantean para el período 1995-2000 unas adiciones de capacidad de 1950 MW, las cuales se vislumbran como prioritarias para atender la demanda en este período. Dado el desarrollo que ha tenido el Plan de Expansión de Referencia, se hace indispensable la toma de decisiones sobre las acciones referentes a esta capacidad.

Tabla 11.5
CARACTERISTICAS DE LAS ESTRATEGIAS
ECONOMICAMENTE FLEXIBLES

	G114	G116	G117	G120
COMPOSICION DE LA OFERTA (%)				
Hidráulica	62.1	64.5	62.2	64.3
Gas	24.1	21.9	24.1	23.1
Carbón	10.3	10.2	10.2	9.1
Fuel Oil	0.1	0.1	0.1	0.1
Interconexiones Internacionales	1.1	1.1	1.1	1.1
Adición	2.2	2.2	2.2	2.2
VALOR PRESENTE COSTO TOTAL (MUS\$)				
Valor Esperado	2022	1951	2042	1977
Desviación Estándar	236	239	224	29.5
PARTICIPACION EN EL COSTO TOTAL				
Inversión	60.5	59.3	61.2	62.7
Administración y Mantenimiento	4.6	4.7	5.3	4.9
Combustible	24.9	25.4	23.9	25.8
Racionamiento	4.5	5.3	4.5	1.7
Pérdidas en la Red	5.5	5.3	5.1	4.9
SOBRECOSTO PORCENTUAL				
Valor Esperado	5.14	1.37	6.25	2.47
Desviación Estándar	4.85	4.43	6.37	2.66
PROBABILIDAD DE NO EXCEDENCIA A				
Sobrecostos del 5%	0.629	0.963	0.353	0.776
Sobrecostos del 10%	0.963	0.974	0.955	1.000
Sobrecostos del 15%	0.972	1.000	0.963	1.000
SOBRECOSTO NO SUPERADO				
95% de Confiabilidad	6.91	3.12	9.62	7.28
CAPACIDAD ADICIONAL COMUN	750 GAS, 450 CARBON, 750 HID			
periodo 1995 - 2000				
periodo 2001 - 2004	300 GAS, 150 CARBON 900 GAS, 310 ADIC			450 GAS 600 GAS 400 HID 310 ADI
Gas (MPCD)	189.9	189.9	189.7	190.0
Carbón (miles de Toneladas)	866.1	868.3	862.0	869.0
Fuel Oil (miles de Barriles)	129.5	129.5	129.5	129.8
CONSUMO ESPERADO EN 2003				
Gas (MPCD)	390.2	389.4	370.1	368.8
Carbón (miles de Toneladas)	3085.7	3081.4	3113.3	3142.3
Fuel Oil (miles de Barriles)	13.1	11.5	16.3	17.9

Para el período 2001-2004, las adiciones de capacidad oscilan entre 1660 MW y 1769 MW según la composición presentada por las estrategias, ello implica que para mantener la característica esencial de un plan flexible se hace necesario ir adelantando las acciones estrictamente necesarias en los proyectos que permitan, hacia finales de siglo, tener varias opciones disponibles para atender la demanda, las cuales a medida que se tenga mayor conocimiento de los escenarios futuros se irán posicionando en el tiempo.

11.2 Análisis de Vulnerabilidad

El análisis de vulnerabilidad se centra en la evaluación de los elementos que pueden llevar al sistema a condiciones críticas de no suministro y que tiene baja probabilidad de ocurrencia, pero cuando se presentan, tienen consecuencias económicas graves.

Los eventos analizados son: hidrología crítica e indisponibilidad temporal de las líneas de transmisión para transportar la energía.

11.2.1 Hidrología Crítica

El análisis de vulnerabilidad hidrológica se efectúa tomando como serie hidrológica el período histórico 1956-1970 y como período crítico los años 1991 y 1992.

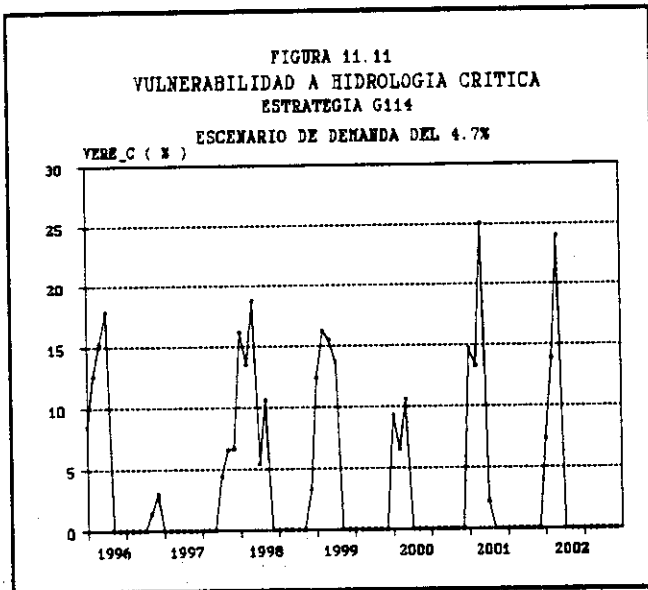
Dado que las cuatro estrategias que presentaron el mejor desempeño económico, muestran resultados similares ante la presencia de este evento. Se selecciona la estrategia G114 para ilustrar los impactos sobre el sistema, al someterla a simulaciones determinísticas e independientes del período crítico en cada uno de los años del horizonte.

El análisis mensual de los resultados sobre valores porcentuales de racionamiento de energía condicionado, en el mes de marzo del año 2001 presentan los índices más altos del período con valores de 25% (1169 GWh) de déficit con respecto a la demanda mensual respectiva, los valores de racionamiento máximo en la estación de verano se dan en el año 1999 con un nivel del 12% (2594 GWh), en la Figura 11.11 se ilustran los valores condicionados en el período 1996-2002.

En cuanto a la utilización del parque térmico, se observa que a partir del mes de octubre de 1995 comienza una alta utilización con factores mensuales cercanos al nivel máximo, con lo cual se ve la necesidad de garantizar tanto la disponibilidad de las unidades térmicas, como el suministro de combustible.

En los años 1997 a 2003, período donde se presentan las adiciones de capacidad al sistema, según las estrategias, la utilización del parque térmico es máximo tanto en verano como invierno, el embalse llega a niveles críticos no alcanzando una recuperación adecuada para suplir las exigencias del sistema.

A nivel general, los resultados muestran que bajo condiciones hidrológicas críticas, en el año 1994 y 1995 el Sistema operaría con un riesgo razonable ante este evento. En la estación de verano del año 1996, el valor esperado de racionamiento condicionado supera el límite de tolerancia, presentándose en el mes de febrero un valor del 16.9% (263.9 GWh) de la demanda mensual. Para el año 1997, no se observan racionamientos en la estación de



verano, pero al finalizar el invierno se dan incrementos en el racionamiento que hacen que para la estación de verano del año 1998 se establezcan niveles críticos del VERE. Lo anterior sugiere la necesidad de tomar una acción para disminuir este riesgo.

En el período 1999-2004, se establece la criticidad de los años 1999 y 2001, los cuales presentan niveles muy altos del VERE. En el año 1999 estos niveles oscilan entre 12% y el 16% de racionamiento mensual y para el 2001 se llega a niveles de hasta el 25%, lo que lleva a concretar acciones de suministro de capacidad en los años 1998 y 2000 de modo tal que se disminuyan estos efectos y se alcancen niveles de racionamiento permisibles.

Desde el punto de vista de potencia, el Sistema presenta racionamientos no permitidos en una operación normal, a partir de 1996, con valores comprendidos en el rango 1.5% a 3.3%, presentándose los mayores valores al final del presente siglo.

11.2.2 Indisponibilidad del Sistema Nacional de Transmisión

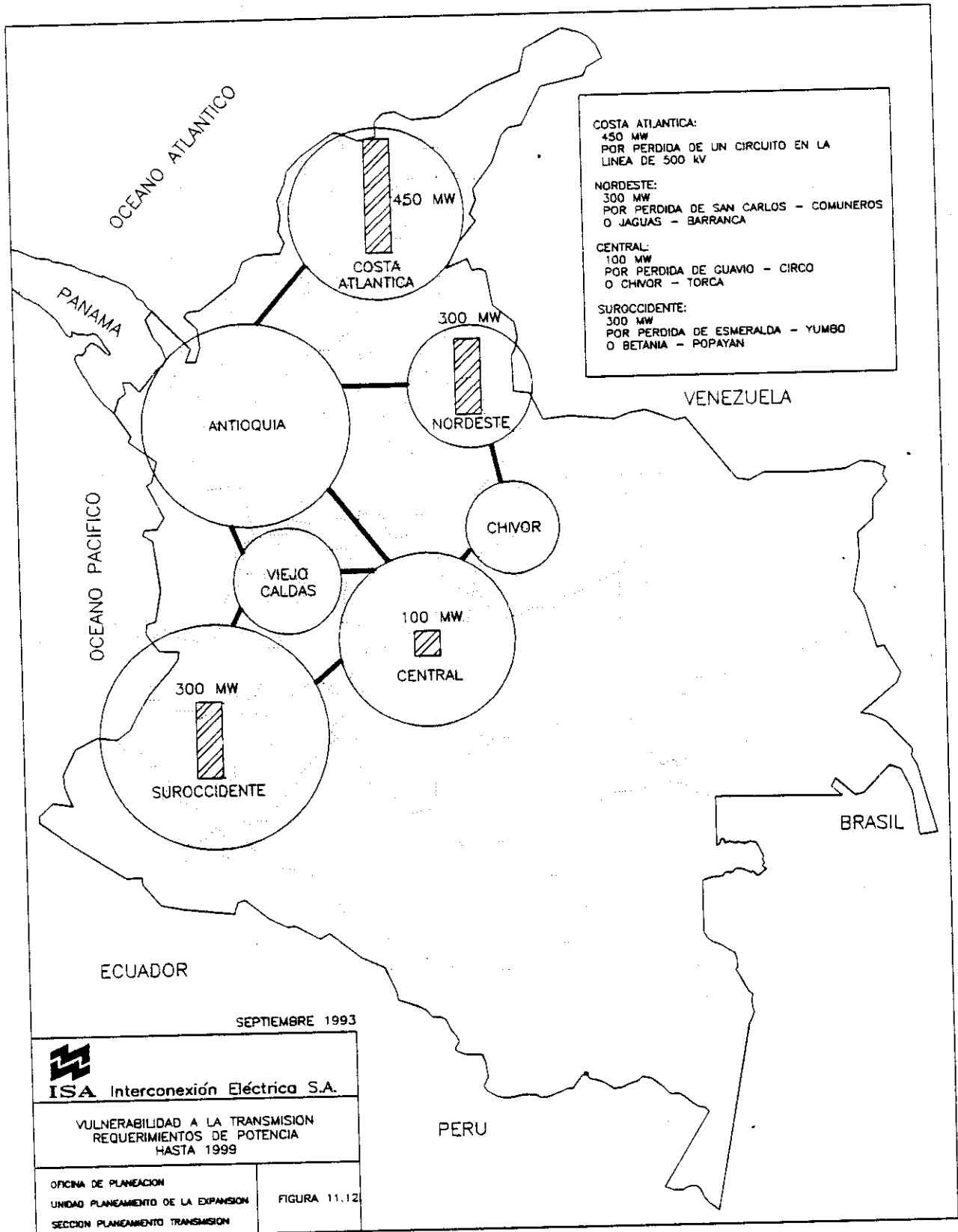
El objetivo del análisis es evaluar el desempeño de las diferentes áreas y del Sistema como un todo, ante eventos críticos de indisponibilidad temporal de las líneas de transmisión, debida a fallas en el terreno donde se localizan las torres, actos terroristas o a cualquier otro evento no predecible, los cuales no son incluidos adecuadamente en los modelos probabilísticos de los elementos de la red, usados para el análisis de confiabilidad de potencia del Capítulo 10 de este informe. Normalmente, este tipo de evento tiene duración de días, y a veces puede ser de varias semanas, afectando de manera significativa la atención de la demanda máxima y la optimización del Sistema Interconectado.

El análisis de vulnerabilidad, se concentra en la determinación de los valores esperados de racionamiento de las diferentes áreas, frente a contingencias sobre las principales líneas que las conectan al resto del Sistema.

Se recomienda, en muchos casos, acciones que permitan a cada área aliviar el impacto de estos eventos, de las cuales se destaca la localización regional de capacidad de generación según se ilustra con la Figura 11.12.

■ Costa Atlántica

La Costa Atlántica para atender su demanda, es vulnerable ante pérdida de alguno de los enlaces con el sistema central, red de 500 kV, o frente al fraccionamiento de su propio sistema de transmisión por la pérdida de los dos circuitos Sabanalarga-Fundación.



En la Tabla 11.6 se indican las condiciones de cubrimiento de la demanda para diferentes alternativas de generación adicional, durante el período 1994-2004.

Para garantizar un VERP inferior al 1%, ante la indisponibilidad de un circuito a 500 kV, es necesario instalar una generación de 150 MW a comienzo del horizonte, 300 MW adicionales para principios de 1998, 300 MW para principios del 2000, y de 150 a 300 MW para el 2004, para un total entre 900 y 1050 MW en el período. Este aumento de generación conlleva excedentes en la región que son vulnerables por transmisión a la exportación.

Ante la pérdida de los dos circuitos Sabanalarga-Fundación a 230 kV, el sistema oriental de la Costa Atlántica depende solamente de la generación en Termoguajira y de la importación desde Venezuela. La construcción de un proyecto como La Loma y su conexión con la red central o el refuerzo de la interconexión con Venezuela garantizan el cubrimiento de la demanda en la zona.

■ Suroccidente

Debido a la baja regulación de las plantas, el Suroccidente experimenta, durante el verano, una reducción significativa (del orden de 350 MW) en su capacidad de generación la cual debe ser suplida con el incremento de importaciones desde el resto del sistema, causando que sea vulnerable a contingencias en el sistema de transmisión para condiciones de demanda máxima durante el verano.

Para el análisis el sistema de transmisión se somete a las siguientes contingencias:

- i) Los dos circuitos compensados Esmeralda-Yumbo, a 230 kV.
- ii) Los dos circuitos Betania-Popayán, a 230 kV.

En la Tabla 11.7 se presentan los valores extremos del VERP para cada uno de los dos eventos durante el horizonte de estudio.

La zona se presenta más vulnerable a la salida de los dos circuitos Esmeralda-Yumbo en el período 1994-1996 en el cual el VERP alcanza el valor del 4.2%. Para el resto del horizonte, el VERP se mantiene en niveles inferiores o cercanos al 1%.

Para la contingencia de la línea Betania-Popayán, la vulnerabilidad es menor, pero su duración se extiende desde 1997 hasta el 2004. La condición más crítica se presenta en 1998 cuando el VERP alcanza un valor cercano al 4.0%.

La estrategia para mejorar el desempeño del sistema frente a estas contingencias consiste en la instalación de 650 MW adicionales así: 50 MW lo antes posible, 150 MW en el 1997, 150 MW en el 1999, 150 MW en el 2003, y 150 MW en el 2004. Alternativamente, los 50 MW iniciales pueden ser reemplazados por la interconexión con el Ecuador, la cual aportaría del orden de 35 MW al sistema. De acuerdo con los resultados, la instalación de 650 MW en el período 1995-2004, resulta ser la alternativa más efectiva por cuánto reduce el VERP a valores inferiores al 1% ante ambos eventos.

TABLA 11.6

**COSTA ATLANTICA
ANALISIS DE VULNERABILIDAD A LA TRANSMISION**

ESCENARIO DE DEMANDA DEL 4.7%

PERDIDA DE 1C DE INTERCONEXION A 500 kV					
GENERACION ADICIONAL (MW)	UBICACION	FECHA EN QUE SE REQUIERE	GENERAC. ADICIONAL TOTAL(MW)	RACION. POTENCIA VERP(%)	RACION. ENERGIA VERE(%)
0			0	1.5 - 29	<1 - 14
150	CARTAGENA	INMEDIATO	150	<1 - 24	<1 - 7.6
300	B/QUILLA	VERAN-98	450	<1 - 15	<1 - 2
300	EL CESAR	VERAN-00	750	<1 - 1.2	<0.5
300	B/QUILLA	VERAN-04	1050	<1	<0.5

PERDIDA DE 2C DE INTERCONEXION A 500 kV					
GENERACION ADICIONAL (MW)	UBICACION	FECHA EN QUE SE REQUIERE	GENERAC. ADICIONAL TOTAL(MW)	RACION. POTENCIA VERP(%)	RACION. ENERGIA VERE(%)
0			0	13 - 50	6 - 35
150	CARTAGENA	INMEDIATO	150	2 - 43	<1 - 28
300	B/QUILLA	INMEDIATO	450	<1 - 31	<1 - 17
300	EL CESAR	VERAN-98	750	<1 - 12	<1 - 6
300	B/QUILLA	VERAN-00	1050	<1 - 6	<1 - 2.5
150	CORD/SUCR	VERAN-03	1200	<1	<1

PERDIDA DE 2C SABANALARGA- FUNDACION A 230 kV					
GENERACION ADICIONAL (MW)	UBICACION	FECHA EN QUE SE REQUIERE	GENERAC. ADICIONAL TOTAL(MW)	RACION. POTENCIA VERP(%)	RACION. ENERGIA VERE(%)
0			0	2.8 - 10	3 - 6.5
300	EL CESAR	INMEDIATO	300	<1	<0.5

TABLA 11.7

**ZONA DEL SUROCCIDENTE
ANALISIS DE VULNERABILIDAD A LA TRANSMISION**

ESCENARIO DE DEMANDA DEL 4.7%

PERDIDA DE 2C COMPENSADOS ESMERALDA-YUMBO O 2C BETANIA-POPAYAN				
ADICION DE 600 MW DE GENERACION				
GENERACION ADICIONAL (MW)	INTERCONEXION ECUADOR (MW)	PERIODO	ADICION TOTAL (MW)	VERP(%)
150		1994-1997	150	1.9-4.5
150		1998-1999	300	1.2-4.0
150		2000-2003	450	< 1.0
150		2004	600	< 1.0
ADICION DE 600 MW DE GENERACION E INTERCONEXION CON ECUADOR				
GENERACION ADICIONAL (MW)	INTERCONEXION ECUADOR (MW)	PERIODO	ADICION TOTAL (MW)	VERP(%)
150	35	1994-1997	185	0.4-1.5
150	-	1998-1999	335	0.3-1.4
150	-	2000-2003	485	< 1.0
150	-	2004	635	< 1.0
ADICION 650 MW DE GENERACION				
GENERACION ADICIONAL (MW)	INTERCONEXION ECUADOR (MW)	PERIODO	ADICION TOTAL (MW)	VERP(%)
150,50	-	1994-1997	200	< 1.0
150	-	1998-1999	350	< 1.0
150	-	2000-2003	500	< 1.0
150	-	2004	650	< 1.0

■ Región Nordeste

Para analizar la vulnerabilidad de esta región a la transmisión se estudiaron las siguientes contingencias:

- i) Línea San Carlos-Comuneros o Jaguas-Barranca
- ii) Línea Chivor-Paipa

En la Tabla 11.8 se presentan los valores extremos del VERP para cada uno de los eventos analizados durante el período 1994-2004. De acuerdo con estos valores, la Zona del Nordeste muestra ser vulnerable a las contingencias anteriores.

Las estrategias para disminuir la vulnerabilidad se fundamentan en adición de generación y refuerzos a la transmisión, incluyendo la interconexión con Venezuela por esta zona. Para las contingencias de Tasajero, la línea San Carlos-Barranca o de la línea Jaguas-Barranca es necesario tener disponible del orden de 300 MW hasta 1999, y de 450 MW hasta el 2004.

La contingencia de los dos circuitos Chivor-Paipa es la más severa y requiere 450 MW hasta 1999 y 600 MW hasta el 2004, los cuales se deben instalar desde 1994.

Para cubrir las anteriores necesidades se consideran como opciones la instalación de generación adicional entre 150 y 300 MW, la interconexión con Venezuela entre 150 y 300 MW, y un posible refuerzo Chivor-Paipa de 150 MW. La generación puede estar representada por proyectos como Paipa IV y Tasajero II.

Adicionalmente, los refuerzos Paipa-Bucaramanga y Palos-Tasajero, fueron incluidos como parte de las medidas remediales a fin de reducir el impacto de las contingencias estudiadas.

■ Región de Antioquia

Esta zona no mostró ser vulnerable, durante el período 1994-2004, a la indisponibilidad de las líneas que le permiten interconectarse con el resto de regiones, las cuales son: San Carlos-Guatapé, San Carlos-Ancón Sur y Jaguas-Guatapé.

Se exceptúa el caso de Cerromatoso-Urabá por su característica radial, para lo cual se recomienda estudiar alternativas de sustitución y eficiencia energética que permitan reducir los impactos en la economía de la región, en caso de indisponibilidad de la línea a 230 kV Cerromatoso-Urabá o de la línea a 110 kV Belén-Apartadó.

■ Región Central

Para esta Región, se estudiaron las siguientes contingencias:

- i) Dos circuitos San Carlos-Bogotá
- ii) Dos circuitos Guavio-Circo
- iii) Dos circuitos Chivor-Torca

TABLA 11.8

ZONA NORDESTE
ANALISIS DE VULNERABILIDAD A LA TRANSMISION

ESCENARIO DE DEMANDA DEL 4.7 %

PERDIDA DE LINEAS: SAN CARLOS-COMUNEROS O JAGUAS-BARRANCA					
GENERACION ADICIONAL (MW)		REFUERZOS TRANSMISION INT. VENEZUELA O SNT (MW)	PERIODO	ADICION TOTAL (MW)	VERP(%)
CASO1	150	-	1996-1999	150	1.4-1.8
	0	-	2000-2004	150	1.5-5.5
CASO2	150	150	1996-1999	300	< 1.0
	0	150	2000-2004	450	< 1.0
CASO3	150	150	1996-1999	300	< 1.0
	150	-	2000-2004	450	< 1.0

PERDIDA 2C CHIVOR - PAIPA					
GENERACION ADICIONAL (MW)		REFUERZOS TRANSMISION (INT. VENEZUELA O SNT) (MW)	PERIODO	ADICION TOTAL (MW)	VERP(%)
CASO1	150	-	1994-1999	150	4.7-14.1
	0	-	2000-2004	150	6.9-20.6
CASO2	150	150,150	1994-1999	450	< 1.0
	150	0	2000-2004	600	< 1.0

La región mostró ser no vulnerable ante el primer evento, ya que en ningún caso el VERP alcanzó el 1%. Para el segundo y tercer evento, la zona mostró vulnerabilidad por cuanto se alcanzaron racionamientos esperados entre el 1.5% y el 2.4%, para el período 1998-2001. Para reducir éste impacto es necesario instalar capacidad del orden de 100 MW o reforzar la transmisión desde Guavio. Para el período 2002 - 2004 es necesario instalar del orden de 450 MW con el fin de evitar racionamientos frente a alguna de las anteriores contingencias.

■ Viejo Caldas

Esta región es vulnerable a la indisponibilidad de las líneas San Carlos-Esmeralda y Ancón Sur-Esmeralda. Para disminuir los efectos en el cubrimiento de la demanda de la región, la estrategia de adición de generación debe considerar proyectos en el Suroccidente del país, la región Central y en el área de influencia del Viejo Caldas entre los cuales se pueden considerar el proyecto La Miel I y térmicas basados en gas en el Magdalena Medio. La conexión a 230 kV entre las Subestaciones Cartago y La Hermosa forman parte de la estrategia antes mencionada.

11.3 Contingencias en Generación

11.3.1 Pérdida no Programada de un Proyecto de Generación.

Para el sistema existente se hace una sensibilidad a la pérdida de generación debido a la salida intempestiva de un proyecto por espacio de un año, teniendo en cuenta su naturaleza térmica o hidráulica, las características de regulación del proyecto y su ubicación regional.

El análisis de sensibilidad se realiza para cada año del horizonte, haciendo uso de simulaciones del sistema sin el proyecto seleccionado, pero aplicando la misma política agregada de operación de embalses que define la optimización económica del mismo, esto con el fin de poder observar la respuesta del sistema y su capacidad para soportar la pérdida súbita de cierta capacidad de generación.

Se trabaja con la ocurrencia de los siguientes eventos:

- Pérdida de una etapa del proyecto Chivor (500 MW),
- Pérdida de una etapa del proyecto Guatapé (280 MW),
- Pérdida del proyecto Alto Anchicayá (345 MW) sin que se afecte la producción del proyecto Bajo Anchicayá localizado aguas abajo, y
- Pérdida simultánea de dos proyectos térmicos, para un valor total de 310 MW.

Las magnitudes de no disponibilidad de potencia se encuentran en un rango entre 280 y 500 MW y se esperaría que los resultados energéticos fuesen similares; sin embargo, los efectos globales de esta indisponibilidad en el sistema de generación son muy variados como se aprecia en la Tabla 11.9, en donde se presenta: racionamiento anual, nivel de confiabilidad

TABLA 11.9

PERDIDA NO ESPERADA EN PROYECTOS DE GENERACION

PROYECTO		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
SIN GUATAPE (280 MW)	Racionamiento (GWh)	8	49	202	183	139	172	217
	Confiabilidad	92%	88%	73%	82%	86%	81%	73%
	Meses con Conf <95%							
	Verano	1	1	2	2	3	2	2
	Invierno	0	1	0	0	0	1	0
SIN TERMICAS (310 MW)	Racionamiento (GWh)	0	16	83	122	87	67	79
	Confiabilidad	99%	93%	91%	92%	92%	93%	93%
	Meses con Conf <95%							
	Verano	0	0	3	3	4	1	3
	Invierno	0	1	1	1	0	1	0
SIN ALTO ANCHICAYA (345 MW)	Racionamiento (GWh)	0	11	85	121	30	70	73
	Confiabilidad	100%	97%	90%	92%	93%	93%	92%
	Meses con Conf <95%							
	Verano	0	0	1	3	4	2	2
	Invierno	0	0	1	0	0	0	0
SIN CHIVOR II (500 MW)	Racionamiento (GWh)	0	4	33	70	42	33	32
	Confiabilidad	100%	99%	96%	95%	94%	95%	96%
	Meses con Conf <95%							
	Verano	0	0	0	0	1	0	0
	Invierno	0	0	0	0	0	0	0

y número de meses en que el sistema no puede cumplir con un criterio prefijado de confiabilidad (vgr. 95%) dentro del período de análisis.

El sistema es más vulnerable, en su orden, a la salida de 280 MW en la central de Guatapé, 310 MW térmicos, salida de la central del Alto Anchicayá y finalmente a la pérdida de una etapa del proyecto Chivor, tomando como medida comparativa el valor del racionamiento anual, su duración y el deterioro de la confiabilidad.

Desde el punto de vista temporal, el año más vulnerable es 1999, seguido por los años 1998, 2000 y 2002 que presentan un comportamiento muy similar; posteriormente, de mayor a menor criticidad, se encuentran los años 2001, 1997 y 1996 respectivamente.

Los resultados a nivel energético están en concordancia con los valores de energía firme de los proyectos, que han sido deducidos a partir de las contribuciones que hacen los proyectos al sistema; así, la energía firme correspondiente a 280 MW en el proyecto Guatapé, 310 MW térmicos, Alto Anchicayá y una etapa de Chivor son del orden de 2200, 2000, 1300 y 900 GWh anuales respectivamente.

11.3.2 Indisponibilidad del Gasoducto

Para este análisis, se considera la no disponibilidad de gas para centrales con capacidad total entre 150 y 600 MW.

La pérdida de generación en una planta de ciclo combinado de 150 MW significaría una disminución de 750 GWh anuales en la energía firme del sistema.

Cuando se pierde esta capacidad por intervalo mínimo de seis meses a un año, sus efectos en el sistema prevalecen por alrededor de 18 meses, cambiando la operación con el objeto de recuperar el embalse y estabilizar la generación térmica a los niveles establecidos dentro la operación normal de la estrategia. A nivel puntual, si la pérdida de generación se presenta en el año 1997, la generación térmica anual disminuye aproximadamente en un 4%, lo cual es suplido por un incremento de generación hidráulica del 1% y el resto con racionamiento. Adicionalmente, se presenta un cambio en el despacho hidro-térmico, incrementando el factor de utilización en centrales de bajo costo. Los costos operativos anuales, dentro de los 2 años posteriores a el evento, se ven incrementados en un 102% en promedio.

En el caso extremo de que la no disponibilidad del combustible supere el período de análisis, el parque térmico se verá exigido a trabajar con factores máximos, representando una utilización cercana al 90% de la capacidad disponible en el verano y al 75% en el invierno; el embalse agregado en la estación de verano disminuirá al orden del 40% de su capacidad máxima; en cuanto a los costos de operación, los de racionamiento presentan sobrecostos anuales de 160% en promedio y los de combustible un 3%.

La indisponibilidad de combustible para cantidades superiores a las exigidas por una planta de 150 MW (25 MPCD), obviamente incrementará la criticidad por no atención de la demanda; estimativos realizados muestran que el no disponer de gas para un conjunto de ciclos combinados de capacidad equivalente a 600 MW, representaría para el sistema una pérdida de energía firme de alrededor de 4000 GWh anuales, que corresponde al 6% de la energía total que el sistema puede suministrar.

Es de aclarar que estas pérdidas de generación se ven aumentadas considerablemente, cuando los análisis se realizan para una zona específica, por ejemplo, si la no disponibilidad del combustible se presenta en el Suroccidente del país, adicional a los racionamientos de energía que significa la pérdida del 11% de su demanda, el valor esperado de racionamiento de potencia (VERP) se vería incrementado hasta en un 3%.

El anterior análisis muestra el riesgo que se tendría si el Plan de Expansión para los próximos 10 años se soporta en centrales que utilicen solamente gas como combustible; una manera de responder adecuadamente ante eventos de esta naturaleza es la construcción de plantas duales que permitan la posibilidad de utilizar por lo menos dos combustibles, y plantas a carbón.

11.4 Análisis de Sensibilidad

Con este análisis se estudian los cambios en el desempeño de una estrategia de expansión, como resultado de variaciones en parámetros tales como: tasa de descuento, costos económicos de racionamiento e incremento de la tasa de crecimiento de la demanda a un nivel mayor que el establecido por el límite superior utilizado en los análisis energético y de potencia.

11.4.1 Tasa de Descuento

La importancia de considerar una sensibilidad a la tasa de descuento radica en la diversidad de inversionistas, tanto públicos como privados, que podrían participar en el desarrollo y ejecución de la estrategia de inversión en el Sector Eléctrico.

Para el análisis se utilizan las tasas de descuento del 8% y 12% anual, sobre dos estrategias de expansión con diferente composición hidráulica. (G116 con 750 MW y la G119 con 1150).

A nivel general, el incremento en la tasa de descuento tiene su efecto en la evaluación del costo de la estrategia. A nivel de proyectos, el hidroeléctrico presenta mayores inversiones en los primeros años que un proyecto térmico, pero en el largo plazo este último presentará mayores desembolsos anuales por consumo de combustible y costos de administración y mantenimiento. El incremento en la tasa de descuento favorece, por lo tanto, las estrategias con baja componente hidroeléctrica.

En la Figura 11.13 se presentan las comparaciones de los flujos de costos totales considerando una tasa de descuento del 12%, y los valores totales presentes totales a las tres tasas de descuento para las estrategias seleccionadas.

La generación del sistema no se ve afectada drásticamente por el cambio en la tasa de descuento, su efecto se refleja es en la variación de los costos operativos los cuales fluctúan dependiendo de la tasa. Para la estrategia con 750 MW hidráulicos, a una tasa de descuento del 12%, la variación de los costos operativos en promedio se ve incrementada, con respecto a los costos operativos a una tasa del 10%, en un 5% a través del horizonte; con la tasa de descuento del 8%, estos costos se ven reducidos en promedio un 6% con respecto a los valores a la tasa del 10%. En la estrategia con 1150 MW hidráulicos las variaciones promedios con respecto a los costos a la tasa de descuento del 10% son: reducción de un 4% con la tasa del 12% y aumento del 16% con la tasa del 8%.

Las variaciones en el valor presente total, para la estrategia con 750 MW hidráulicos, con respecto a una tasa del 10% de descuento, son de un incremento del 11% al utilizar la tasa del 8% y disminución del 9% al usar la tasa del 12%. Para la estrategia con 1150 MW hidráulicos, las variaciones del valor presente son, con respecto a la tasa del 10% de descuento, de un incremento y decremento del 10% al usar las tasas de descuento del 8% y el 12%, respectivamente.

11.4.2 Costos Económicos de Racionamiento

El objetivo principal de este análisis es presentar la sensibilidad de la operación del sistema ante variaciones del costo de racionamiento, dentro de la estrategia G114.

Se define como caso de referencia aquel que emplea la curva de costos económicos de racionamiento denominada "media" (CRM), para efectos de la sensibilidad se utilizan las curvas denominadas "baja" (CRB) y "alta" (CRA), (Ver Tabla 8.2)

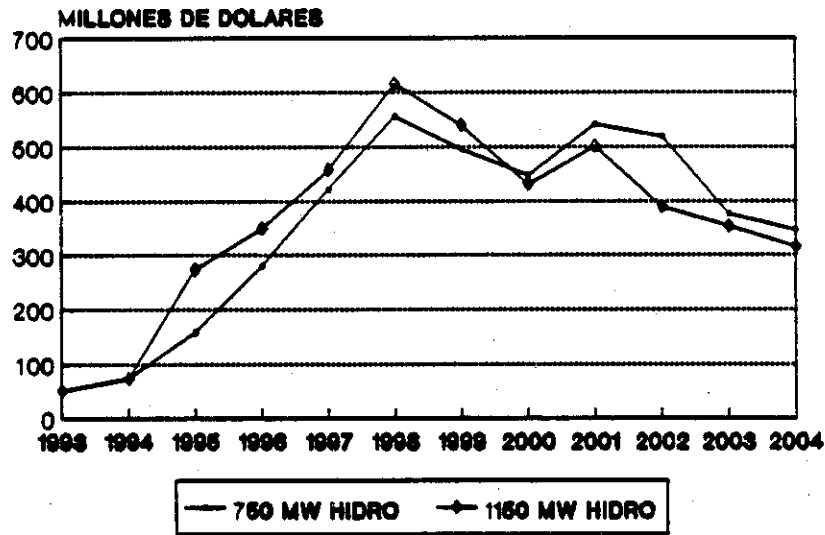
Las variables que se analizan son: generación hidráulica y térmica, racionamiento, costos e índices de confiabilidad y costos de operación térmica.

■ Generación

En la Figura 11.14 se presentan gráficamente los incrementos de la generación, referenciados a los resultados con CRM, cuando se utiliza una u otra curva de costos de racionamiento.

La variación de la generación hidráulica, comparada con la variación del costo de racionamiento es muy baja, en el caso de utilizar los CRA la generación hidráulica máximo se reduce en un 2.7% con respecto a la referencia y si se utilizan los CRB ésta se incrementa en máximo 0.9%. A su vez la generación térmica, solo se incrementa en un 9.7% en el caso de CRA y se reduce en 2.7% con los CRB.

FIGURA 11.13
SENSIBILIDAD A LA TASA DE DESCUENTO
TASA DE DESCUENTO 12 %



SENSIBILIDAD A LA TASA DE DESCUENTO
ESTRATEGIAS DE GENERACION
VALORES PRESENTES DIC/92

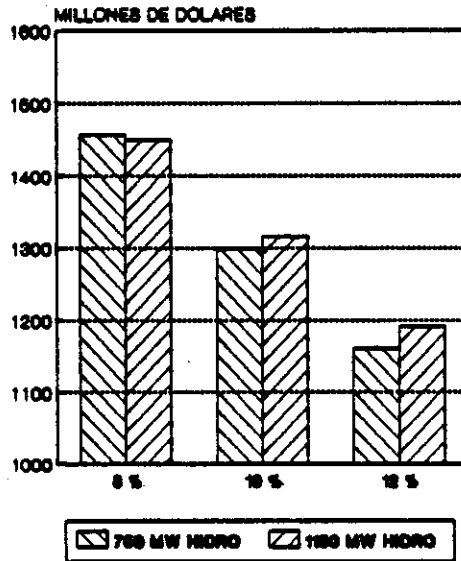
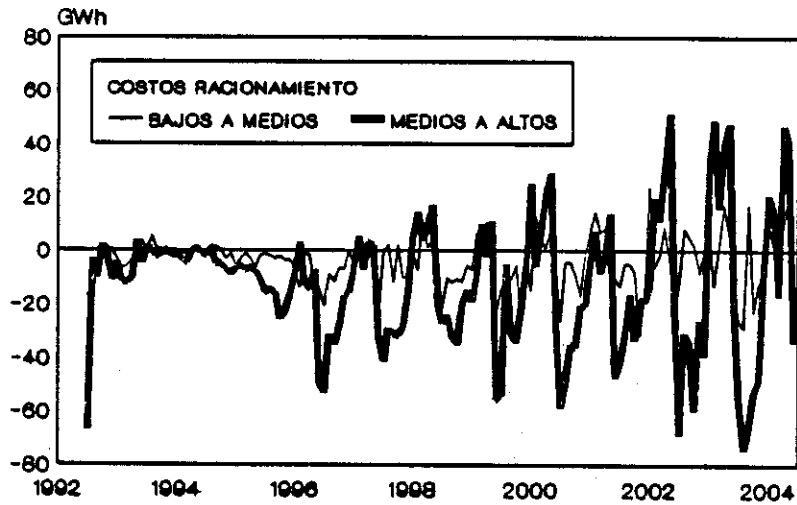
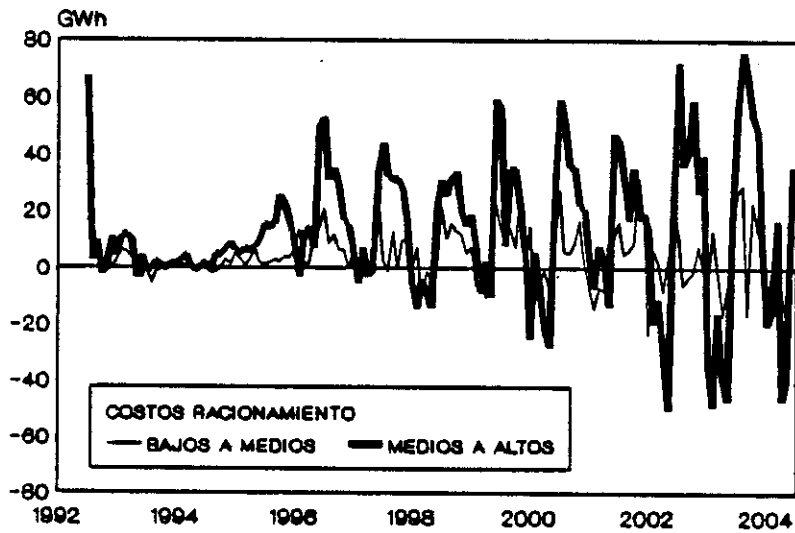


FIGURA 11.14
GENERACION HIDRAULICA MENSUAL PROMEDIA
INCREMENTOS



GENERACION TERMICA MENSUAL PROMEDIA
INCREMENTOS



Se puede notar que en el caso de CRA la reducción máxima de generación hidráulica es de 74 GWh mensuales y del racionamiento 7 GWh al mes, lo cual es compensado con un incremento máximo de 76 GWh mensuales en la generación térmica.

Para los CRB, a nivel mensual, el incremento máximo de generación hidráulica es de 32 GWh, con un racionamiento de 14 GWh, y una reducción de la generación térmica en máximo 23 GWh.

■ Racionamiento, Costos e Indices de Confiabilidad

La variación del racionamiento depende de la curva utilizada, ver Figura 11.15, con la CRA el racionamiento se disminuye presentando una variación porcentual que alcanza en promedio 14% y con los CRB el incremento alcanza una variación promedio del 2%.

Los costos anuales de racionamiento presentan un incremento de 163% cuando se utiliza la CRA, que equivale a un aumento máximo de 33.2 millones de dólares anuales o de 11 millones de dólares en promedio durante el período; con la CRB la disminución del costo anual de racionamiento es del 24% con un decremento máximo de 9.5 millones de dólares (2.8 millones de dólares en promedio).

Con respecto al índice de confiabilidad se puede colegir que una estrategia sometida a los CRA incrementa su valor de confiabilidad en aproximadamente 1 punto y con CRB se reduce en promedio medio punto.

■ Costos de Operación Térmica

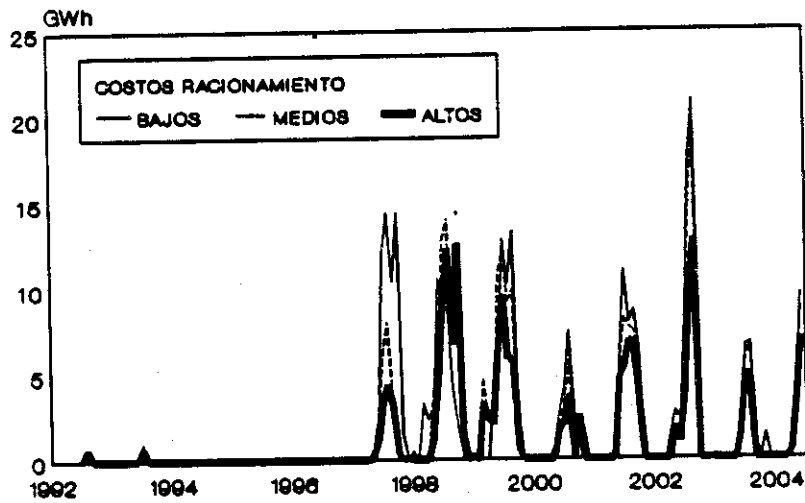
A nivel de costos anuales de combustible con la CRA se presenta un incremento del 3%, siendo el incremento máximo de 5.8 millones de dólares año y el promedio 2.4 millones de dólares anuales; con la CRB la disminución en los costos anuales es de aproximadamente 1%, equivalente a una disminución promedio de 0.6 millones de dólares por año, con un máximo de 1.3 millones de dólares.

11.4.3 Incremento en la Tasa de Crecimiento de la Demanda por encima del límite superior establecido.

Para esta sensibilidad se ha tomado como tasa de crecimiento promedio de la demanda en el período 1992-2000, la del 5.1%, que equivale a considerar un crecimiento del PIB del 5.0%.

La estrategia seleccionada para el análisis es la G114 que satisface con un alto criterio de confiabilidad la demanda con tasa de crecimiento de la demanda del 4.7%. Al someter esta estrategia a una proyección de demanda superior, la generación hidráulica y térmica se ven incrementadas, presentando ésta última incrementos promedios del 10%. El racionamiento de energía y los costos asociados, aumentan considerablemente, mostrando niveles de incremento de hasta un 270% y 292% respectivamente (Figura 11.16).

FIGURA 11.15
RACIONAMIENTO MENSUAL PROMEDIO
SENSIBILIDAD A COSTOS DE RACIONAMIENTO



RACIONAMIENTO MENSUAL PROMEDIO
INCREMENTOS

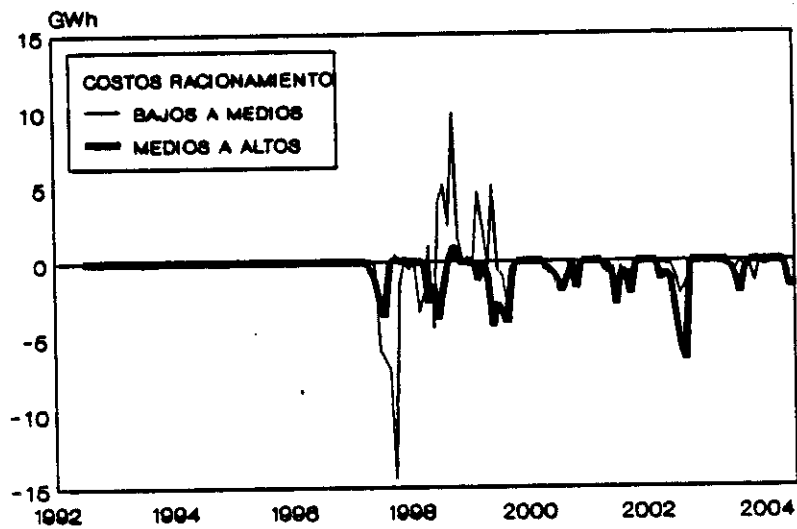
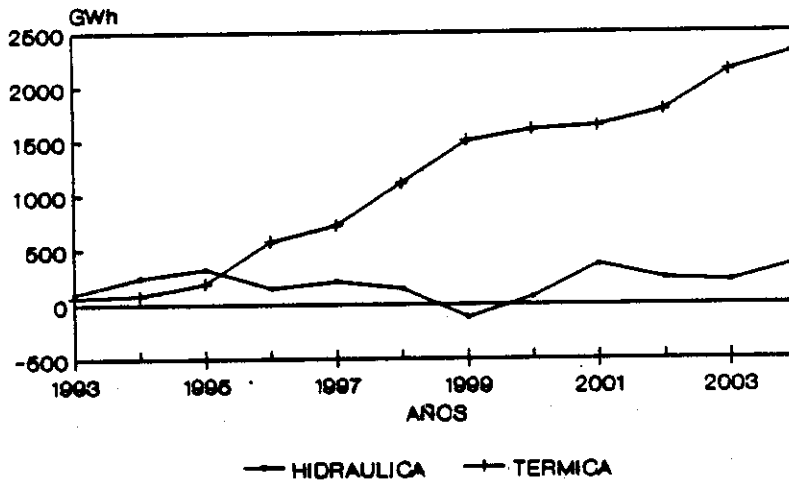
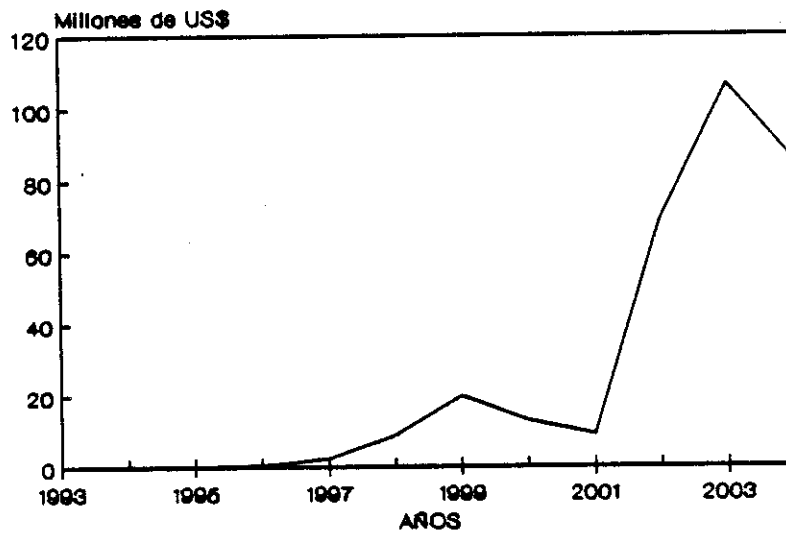


FIGURA 11.16
SENSIBILIDAD AL INCREMENTO EN DEMANDA
INCREMENTOS EN LA GENERACION



SENSIBILIDAD AL INCREMENTO EN DEMANDA
INCREMENTOS EN COSTOS DE RACIONAMIENTO



Los vertimientos disminuyen en promedio un 16%, mientras los costos de operación térmica se incrementan en aproximadamente un 12.5% durante el período.

Para restablecer el nivel de confiabilidad del sistema a niveles aceptables, se hace necesario disponer, si se presentase una demanda como la analizada, de un incremento de capacidad de 300 MW en el año 1998 y de 150 MW al final de período de análisis.

Desde el punto de vista de la confiabilidad de potencia dentro del sistema de generación-transmisión, se presentan valores del VERP que no exceden el índice máximo permisible hasta el año 1997 y en el período 2001 y 2005; para el resto de los años el VERP para el sistema se ve incrementado hasta 1.5%, especialmente en los años finales del período de análisis, lo cual indica la necesidad de incrementar la potencia en el Sistema.

OPCIONES PARA DISMINUIR LA VULNERABILIDAD DEL SISTEMA

12. OPCIONES PARA DISMINUIR LA VULNERABILIDAD DEL SISTEMA

Los hechos presentados en los años 1991 y 1992, en cuanto al período asociado a la hidrología crítica y los actos terroristas contra las líneas de transmisión, y los resultados encontrados en el análisis de vulnerabilidad, han puesto en evidencia el riesgo de suministro del sistema eléctrico ante estos eventos extremos.

Para disminuir estos riesgos de racionamiento de energía y/o potencia en el período de análisis se presentan las siguientes alternativas:

■ Adelanto de capacidad del Plan de Expansión de Referencia. Período 1995 - 2000.

Los análisis de vulnerabilidad indican que el disponer para 1996, de por lo menos 150 MW térmicos del Plan de Expansión de Referencia, localizados en la zona del Suroccidente, la más vulnerable por la característica de sus plantas y la dependencia de la transmisión del Sistema Interconectado, permitirán garantizar el suministro del servicio en esta zona del país bajo condiciones extremas. Dada la disponibilidad de gas que contempla ECOPETROL para esta época, de 20 MPCD, y la urgencia de esta generación, se ve muy recomendable el gestionar la instalación de una planta de ciclo combinado que garantice la atención de la demanda en esta zona.

Adicionalmente, se recomienda el adelanto de 150 MW o dos unidades de las consideradas en la repotenciación de TermoBarranquilla, de los proyectos previstos en la Costa Atlántica (450 MW), para que estén disponibles en el año 1996 y así aminorar los riesgos ante hidrología crítica y ante la indisponibilidad de la interconexión a 500 kV entre el centro del país y esta región.

Para el año 1998, se recomienda que esté disponible la capacidad restante prevista para la Costa Atlántica.

Con las anteriores acciones se disminuyen los valores esperados de racionamiento en hasta un 56%, y dentro de las cuatro estrategias que presentan el mejor desempeño económico (G114, G116, G117 y G120), representan un sobrecosto promedio, bajo condiciones de referencia, de aproximadamente un 2%. En las Figuras 12.1 y 12.2 se presenta gráficamente el impacto que tiene esta acción ante la disminución del racionamiento en las estrategias G114 y G117.

Adicionalmente, para disminuir la vulnerabilidad que pudiese representar la indisponibilidad del gasoducto, se recomienda analizar la factibilidad de que las plantas térmicas a instalar, incorporadas en estas estrategias, tengan abierta la posibilidad de utilizar más de un combustible (plantas duales).

■ Incremento en la disponibilidad de unidades térmicas

La disponibilidad del parque térmico es uno de los parámetros que mayor importancia revela en la operación de un sistema eléctrico.

Dado el supuesto de una disponibilidad promedio ponderada del 60% en el parque térmico en operación, lleva a sugerir que una de las formas de reducir la vulnerabilidad del Sistema es incrementar esta disponibilidad. Los análisis realizados muestran que bajo condiciones normales de operación el Sistema presenta una baja respuesta a incrementos, aún significativos, de la disponibilidad térmica, sin embargo, a medida que se incrementa este parámetro existe mayor posibilidad de reemplazo de generación por plantas más económicas, incrementando el nivel de exigencia sobre los recursos térmicos más eficientes.

Bajo condiciones hidrológicas críticas, el factor de disponibilidad tiene mayor relevancia. A medida que la condición hidrológica es más adversa, el factor de utilización del recurso térmico tiene una magnitud muy superior al caso estocástico, llegando a topar en algunos casos el límite de disponibilidad.

Según lo anotado anteriormente, la disponibilidad del parque generador, como variable de control de riesgo tiene un papel importante a medida que el Sistema se ve afrontado a eventos críticos. Por lo tanto el garantizar una alta disponibilidad de los recursos térmicos actualmente instalados, permite cubrir en un alto porcentaje las reducciones energéticas que se originan en una situación crítica de hidrología, ello lleva a recomendar que el incremento de disponibilidad sea una meta permanente dentro de la operación del Sistema.

Concretamente el incrementar el factor de disponibilidad del parque térmico existente del 60% al 70% equivale a disponer de aproximadamente 180 MW adicionales, de ello se colige que independiente de la alternativa de adelanto de capacidad, el riesgo se disminuiría en aproximadamente un 13%, la Figura 12.1 presenta el impacto sobre las estrategias G114 y G117 y permite la comparación de esta alternativa con la anterior.

Ahora bien, si tanto la alternativa de adelanto de capacidad como la de incrementar el factor de disponibilidad, se establecen, se disminuiría el riesgo hasta en un 70%.

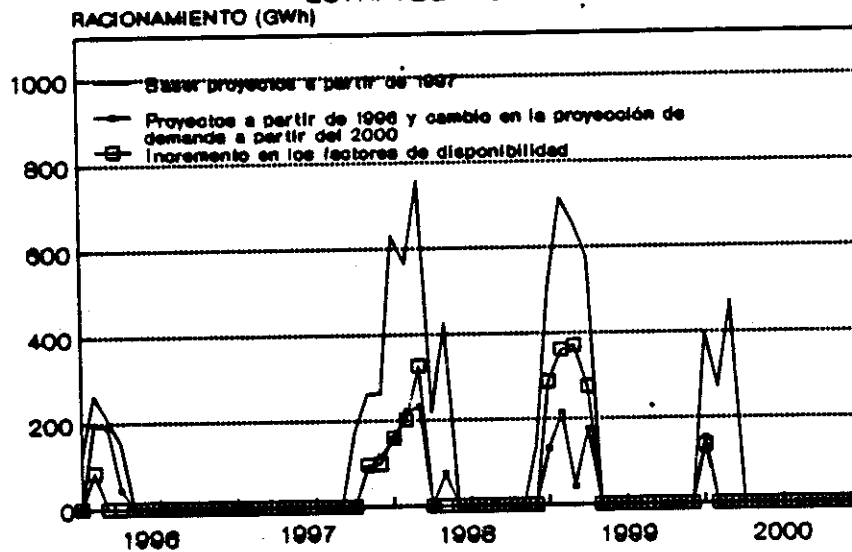
■ Uso Racional de Energía (URE)

La electricidad representa una fracción creciente de la demanda de energía y su relación con el producto nacional se ha mantenido casi estacionaria a lo largo de los últimos años. Sin embargo, no está nada claro que el consumo de electricidad y el crecimiento económico deban continuar aumentando en el futuro. Se cuenta con técnicas para aprovechar mejor la electricidad y, al mismo tiempo, mejorar los servicios.

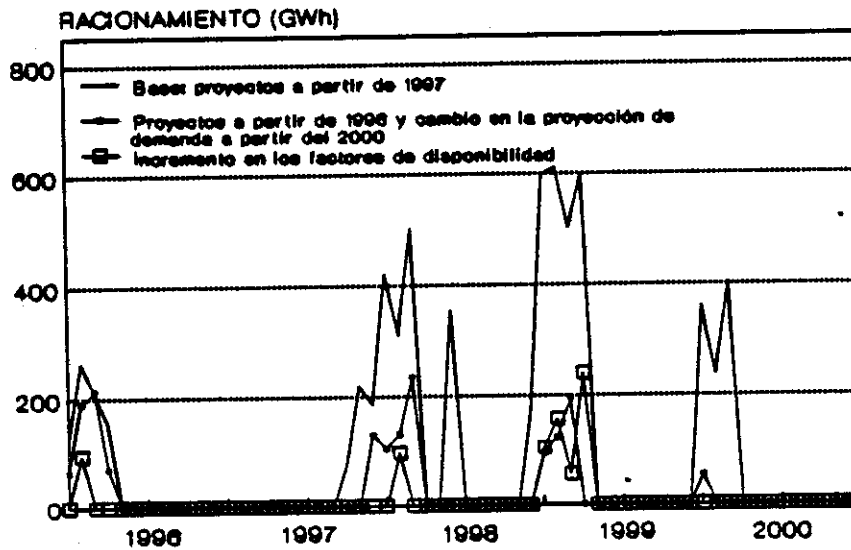
Estos planteamientos tan alentadores ponen de manifiesto un avance muy rápido en cuatro frentes diferentes, aunque relacionados entre sí: introducción de técnicas para un mejor uso de la electricidad, nuevas formas de financiación y extensión de estas técnicas a los consumidores, ampliación y replanteamiento de las aplicaciones de los dispositivos eléctricos, así como nuevas regulaciones para incentivar el rendimiento.

Esta alternativa implica en un contexto general la definición e implementación de una política de conservación y uso racional, que permita, entre otros puntos:

FIGURA 12.1
 SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
 VULNERABILIDAD A HIDROLOGIA CRITICA
 ESTRATEGIA G114



VULNERABILIDAD A HIDROLOGIA CRITICA
 ESTRATEGIA G117



- Optimizar los rendimientos de los procesos de transformación de energía inherente a sistemas productivos o de consumo.
- Promover la utilización de energía residuales de procesos, así como la reducción de pérdidas, gastos e inversión en el transporte de la energía.
- Adoptar fuentes renovables sustituyendo hidrocarburos
- Regular las relaciones entre autogeneradores y compañías distribuidoras.
- Fomentar la cogeneración
- Promover el ahorro y la consecución de la energía

Ante esta opción es necesario subrayar que ella no es solo un problema tecnológico sino que concierne a un conjunto de factores influyentes como: tecnología y equipamientos disponibles, situación económica coyuntural, predisposición del usuario, etc.

El ahorro de energía, su conservación y uso eficiente, es uno de los objetivos prioritarios en el desarrollo del Sector Eléctrico Colombiano. Bajo esta premisa, el Gobierno Nacional incluyó en el decreto 2119 de diciembre de 1992 (Reestructuración de Ministerio de Minas y Energía, IAN y MINERALCO), en el título IV "Instituto de Ciencias Nucleares y Energías alternativas - INEA", la creación de una división especial adscrita al instituto, para establecer metas de ahorro, consecución y uso eficiente de la energía, y promover la formulación y ejecución de programas para su logro.

Así mismo, se establece la formación de un Comité de Uso Racional de Energía con participación de entes y gremios del Sector Energético para llevar a cabo las políticas relacionadas con los objetivos descritos.

El mejoramiento de la eficiencia energética, los procesos de sustitución, la realización oportuna y adecuada de proyectos de inversión, junto al desarrollo de mecanismos financieros adecuados en el Sector Energético y la demanda final, deberán ser elementos catalizadores del potencial de ahorro de energía, de forma tal que se logren crear los excedentes energéticos necesarios que sirvan como fuente para satisfacer los crecimientos futuros de la demanda.

Ante este tema de eficiencia energética, la sustitución de electricidad por gas es una opción sobre la cual se viene trabajando. Los estudios para la adopción del Plan de Gas plantean que teniendo en cuenta el nivel de penetración que puede tener este energético permitirá una reducción de las necesidades de capacidad instalada entre el 5% y el 11% hacia el año 2000.

Considerar la opción de sustitución de electricidad, bajo un escenario moderado de penetración, permitirá reducir el nivel de riesgo del sistema ante eventos extremos en aproximadamente un 50%. Si a esta opción se le suman los efectos de adelantar capacidad del Plan de Expansión, la reducción del riesgo estaría en alrededor del 75%.

En cuanto al ahorro de energía, investigaciones en el mundo han estimado que, en los últimos cinco años, las posibilidades de ahorro de electricidad se han duplicado, en tanto que el costo medio que supone el ahorro de un KWh ha disminuido aproximadamente en dos tercios.

Colombia durante el año 1992, demostró la voluntad y posibilidad de contar con resultados positivos en ahorro de energía. Las campañas que han lanzado las empresas del Sector Eléctrico constituyen una opción prometedora que podría llegar a reducir hasta en un 1% los requerimientos de potencia en el sistema (40 MW aproximadamente). Por tanto se hace necesario establecer metas de ahorro de energía en cada sector de consumo y área de mercado, asignar responsabilidades y controlar su evolución.

La conservación de energía implica el mejoramiento de los factores que afectan el consumo: La intensidad de uso, la eficiencia de los equipos de uso final y el acervo de estos, sin afectar el nivel de bienestar o demanda por los servicios energéticos.

La conservación de la energía, debe concebirse como un esfuerzo organizado y estructurado para conseguir la máxima eficiencia en el uso más racional de la energía que permita reducir el consumo de un modo general, sin disminuir el nivel de vida.

En la mayoría de los países en desarrollo las nuevas alternativas de la eficiencia en el uso final de la energía permitirían, en el corto y mediano plazo lograr un ahorro de hasta un 30% en la industria mediante la auditoría, el control y la modificación de algunos procesos con la tecnología existente. Dentro del sector de consumo, los ahorros más importantes se pueden alcanzar en una pocas aplicaciones: alumbrado, sistemas de motores y refrigeración de alimentos y edificios.

El estudio de eficiencia energética adelantado por la CNE⁽¹⁾, presenta el potencial de conservación económicamente justificable en cuatro áreas:

- i) La incorporación en los diseños y construcción de viviendas y edificaciones para uso comercial y oficial, de medidas tendientes al uso eficiente de energía.
- ii) Promoción de la oferta y la demanda de equipos de uso final más eficiente en los hogares.
- iii) Concientización a los usuarios para que usen eficientemente la energía, induciéndolos a modificar sus hábitos de consumo e incorporando prácticas de uso racional.
- iv) Posibilidades de ahorro de energía y potencia en el alumbrado público.

Según el estudio el impacto de este programa, hacia el año 2005, representa entre el 2.0% y 2.3% de las ventas totales de energía (dependiendo del escenario de tarifas), una vez

(1) Ministerio de Minas y Energía - CNE, Banco Mundial - ESMAP. "Estudio de Eficiencia Energética en los Sectores Residencial, Comercial y Oficial". Santafé de Bogotá, junio de 1992. Informe Final de Consultores.

deducidos los efectos precios y sustitución de electricidad por gas natural y gas licuado de petróleo. Por tanto se recomienda continuar con estos programas dados los beneficios que reportan.

■ Interconexiones Internacionales

Esta opción se ha presentado como portadora de beneficios atribuibles a la integración energética de la zona andina, realizable en un corto tiempo debido a su reducido período de construcción, diversificación de la canasta energética, etc, pero al mismo tiempo se debe tener en cuenta los riesgos que atañen en el campo geopolítico y comercial con los países vecinos. Es por esto que se propone usar esta opción como proyecto de respaldo ante situaciones de emergencia, con la ventaja de permitir la comercialización de excedentes, afirmado de generación hidráulica, entre otros.

■ Recuperación de unidades

Como fruto del estudio que se adelanta en el sector sobre Plan de Retiro de Plantas, se podría tener una estimación de la vida útil remanente de las unidades en operación y la posibilidad de recuperación de las mismas para obtener una opción que permita incrementar la capacidad térmica en operación y el factor de disponibilidad del parque térmico.

■ Generación de Autoproductores

Los sectores industria y comercio han adquirido plantas de emergencia para afrontar el pasado racionamiento de energía. Un primer estimativo de la capacidad instalada total en el país de estos usuarios está en alrededor de 306 MW. Inventarios parciales para el Suroccidente presentan en el área de EMCALI una capacidad de 57 MW y en el área de CVC 30 MW, para la región central se estima una capacidad de 65 MW, en la región Nordeste de 5 MW, en el eje cafetero 17 MW, Antioquia 31 MW y en la Costa Atlántica 101 MW.

Dado que muchos de estos sectores no utilizan el 100% de su capacidad instalada, la propuesta es utilizar esta potencia, vendiendo sus excedentes al sistema y brindando una solución para aliviar las necesidades de generación en los lugares donde se necesita, para lo cual se deben reglamentar retribuciones que incentiven este tipo de acciones.

**PROGRAMA DE INVERSIONES
GENERACION - TRANSMISION**

13. PROGRAMA DE INVERSIONES GENERACION - TRANSMISION

Con el propósito de evaluar los flujos de inversiones para los sistemas de generación y transmisión, se ha formulado la estrategia de expansión que se presenta en la Tabla 13.1, conformada por 1950 MW en el período 1995 - 2000 y 2050 MW en el período 2001 - 2004.

**TABLA 13.1
ESTRATEGIA DE EXPANSION**

PERIODO	OPCIONES	
1995 - 2000	750 MW	GAS
	450 MW	CARBON
	750 MW	HIDRAULICOS
2001 - 2004	1200 MW	GAS
	150 MW	CARBON
	700 MW	HIDRAULICOS ⁽¹⁾

(1) De los cuales 300 MW corresponden a adiciones de capacidad en proyectos existentes.

13.1 Inversiones

El programa de desembolsos a costos económicos, asciende a 5388 millones de dólares constantes de diciembre de 1990, con inversiones cercanas a los 115 millones de dólares anuales hasta 1994, los valores máximos se presentan en los años 1998 y 2002, con 676 y 683 millones de dólares, respectivamente. Este flujo de inversiones equivale a una anualidad de 413 millones a lo largo de los doce años de análisis (1993 - 2004) a una tasa de descuento del 10%.

En la Figura 13.1 se presentan los flujos de inversión y gastos de operación, administración y mantenimiento correspondientes a la estrategia de expansión formulada, los costos en dólares constantes de diciembre de 1990 y excluyen la partida de impuestos y gastos financieros.

En la Tabla 13.2 se presenta la desagregación del flujo total de costos. Los desembolsos estimados para la inversión en generación ascienden a 2866 millones sin impuestos y 3230 millones con impuestos, las variaciones debidas a la partida de impuestos están entre un 3% y 21%. La inversión en transmisión es del orden de 482 millones sin impuestos y de 573 millones con impuestos, variando por este último concepto a través del período entre un 9% y un 30%.

FIGURA 13.1
CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS
COSTOS ECONOMICOS

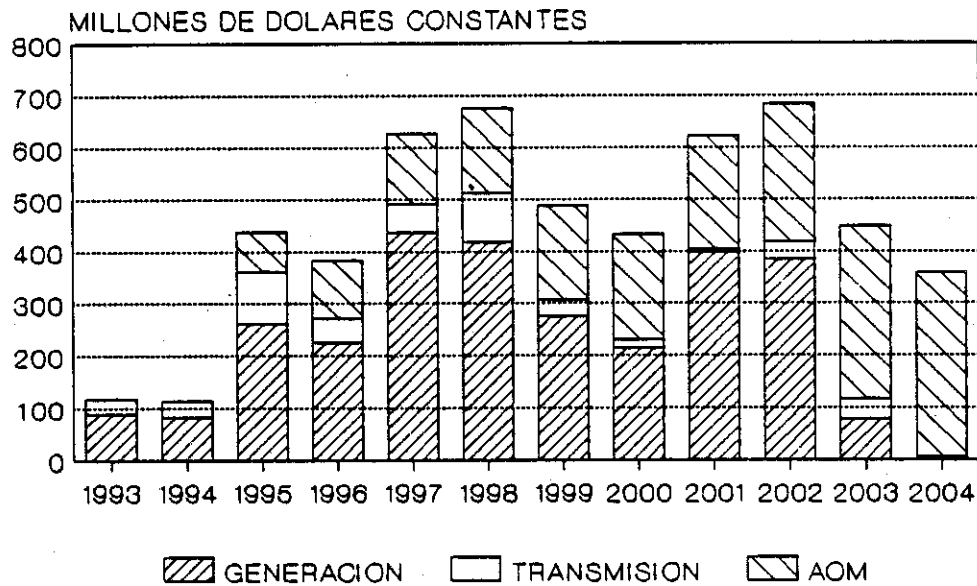
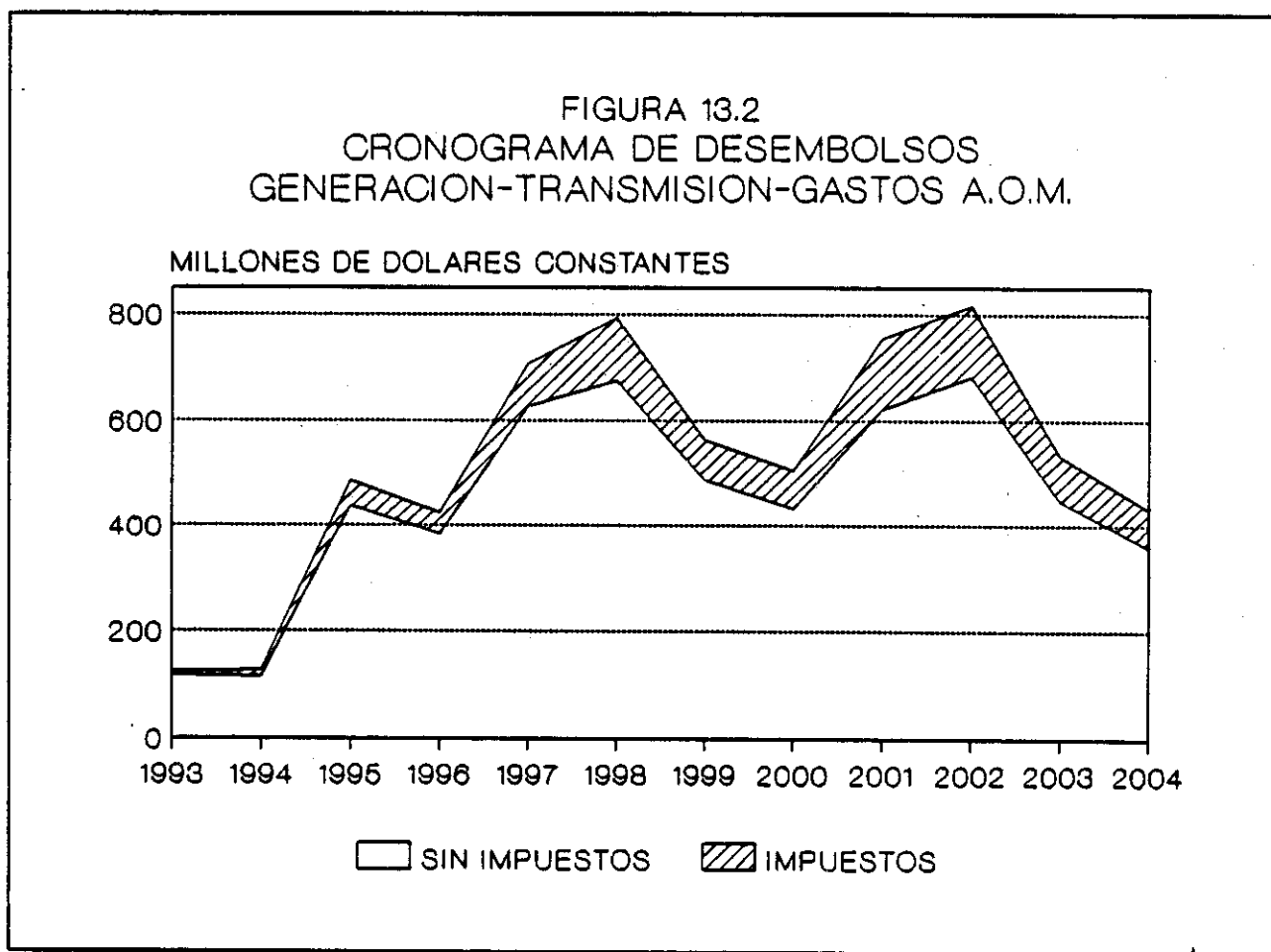


TABLA 13.2
FLUJO DE COSTOS
Millones de dólares constantes de diciembre de 1990

ITEM DE COSTO	COSTOS ECONOMICOS			PRECIOS DE MERCADO		
	1995-2000	2001-2004	TOTAL	1995 -2000	2001 - 2004	TOTAL
GENERACION	1747	1119	2866	1917	1313	3230
TRANSMISION	380	102	482	454	119	573
AOM	872	1168	2040	1056	1412	2468
TOTAL	2999	2389	5388	3427	2844	6271

El flujo de costos de operación, administración y mantenimiento sin impuestos se estima en 2040 millones de dólares y con impuestos en 2468 millones, los cuales varían en aproximadamente un 11.5%, debido únicamente a el incremento en los precios del carbón⁽¹⁾, puesto que para el gas ECOJETROL considera que el costo económico es igual al precio de mercado.

Teniendo en cuenta la partida de impuestos, el programa total de desembolsos es aproximadamente 6271 millones de dólares. La variación de este costo total oscila entre un 6% y un 21%, para un promedio en el período del 16%, tal como se muestra en la Figura 13.2.



(1) Esta situación se presenta debido a las transferencias en el sector carbonífero, que hacen que se incrementen los precios de mercado al considerar los impuestos de importación, venta, renta y FFC.

La expansión a costos económicos en el período 1995 - 2000 requeriría de un programa de desembolsos cuyo valor presente es del orden de los 1880 millones de dólares, y el costo anual equivalente sería de 352 millones dentro de los años 1993 - 2000; para atender la expansión del período 2001 - 2004, el valor presente de los costos es de aproximadamente 1134 millones que equivalen a una anualidad de 197 millones a partir del año 1996. En la Figura 13.3 se presentan los flujos desagregados a través de los dos períodos.

Dentro del anterior flujo de costos económicos, las partidas para generación corresponden a la inversión, operación, administración y mantenimiento de los proyectos especificados en la Tabla 13.1; las mayores componentes de la inversión posible en transmisión, en el período 1995-2000 corresponden al proyecto a 500 kV San Carlos-Cali y al proyecto La Loma-Ocaña-Sogamoso, condicionado este último a la Central La Loma. Las inversiones esperadas para este período son del orden de 466 y 389 millones de dólares sin y con impuestos, respectivamente. Si no se construye La Loma las inversiones se reducen a 372 y 311 millones de dólares, respectivamente. Ahora bien, la inversión total en transmisión, en el período 2001-2004 alcanza un monto del orden de 120 y 102 millones de dólares con y sin impuestos, representados básicamente por los refuerzos que se deben construir desde el Magdalena Medio hacia Bogotá en el caso de que se instale capacidad de generación en dicha zona. Los gastos AOM de las líneas nuevas del Sistema Nacional de Transmisión representan aproximadamente el 1.1% del total de estas inversiones.

13.2 Requerimientos de Financiación

De los proyectos hidroeléctricos contemplados en la estrategia de inversión para el período 1995 - 2000, Urrá I tiene definido su esquema de financiación y para Porce II, EEPDM actualmente adelanta ante el Banco Interamericano de Desarrollo -BID-, las gestiones para conseguir la financiación del 60% de los costos del proyectos, ya que el 40% restante será cubierto con recursos propios.

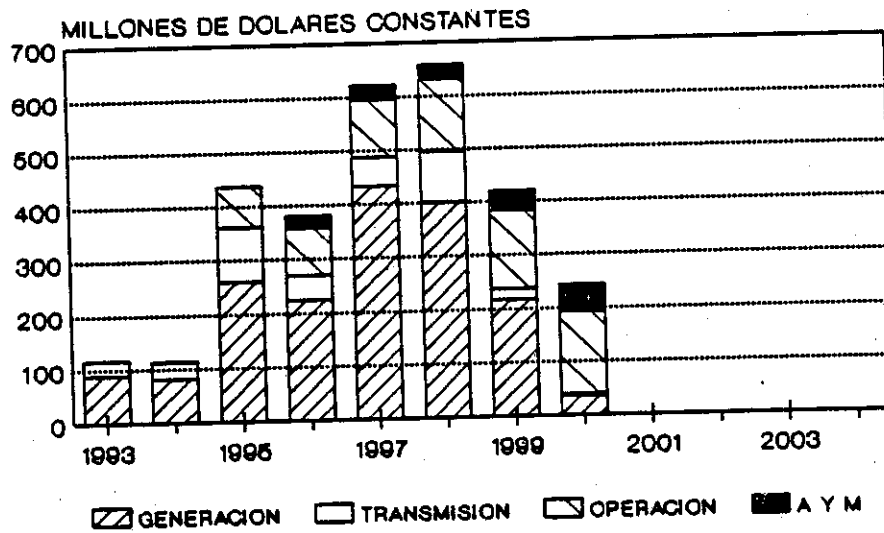
El proyecto Miel I inició el proceso con el fin de abrir una licitación privada internacional para la construcción del proyecto.

Para el desarrollo de los proyectos térmicos, se plantea un esquema de contratos de compras de energía y potencia a largo plazo, con garantías de la nación.

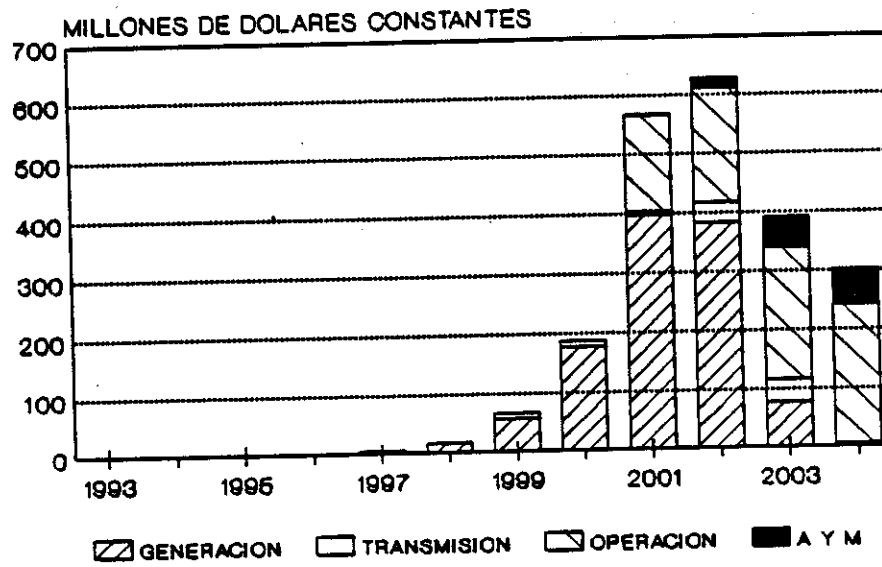
13.3 Garantías

La dificultad que tienen las empresas del estado para conseguir los recursos de capital, con el fin de acometer las inversiones en forma inmediata y la necesidad de que el Gobierno asegure la atención de la demanda en el período 1995 - 2000, aunado con la necesidad de aumentar la eficiencia del Sector mediante la competencia, ha llevado a que el Gobierno defina una política para incentivar la participación privada en las inversiones del Sector Eléctrico.

FIGURA 13.3
CRONOGRAMA DE DESEMBOLOS
PERIODO 1995-2000



PERIODO 2001-2004



Debido a las características actuales del mercado de la electricidad y el inconveniente de que en el corto plazo se establezcan las condiciones de un libre mercado, la política de incentivos ha consistido en el planteamiento de un esquema de contratos de energía y potencia a largo plazo, con garantías de la nación. Es así como el CONPES en su documento 2641 de febrero de 1993 estableció garantías para 750 MW, estas garantías se deben ampliar a los MW adicionales requeridos para el período 1995 - 2000.

El otorgamiento de garantías facilita, por un lado, la concurrencia del sector privado, pero por el otro afecta a las empresas actualmente participantes en el mercado de la electricidad, atentando contra la competencia. Por lo tanto, es igualmente necesario establecer criterios que desincentiven la solicitud de garantías y premien a quien no las requiere.

Estos criterios deben ser implantados desde los pliegos de licitación a través de penalizaciones y contar con la posibilidad de que sean variables en el tiempo, con el fin de motivar la eliminación de garantías antes del tiempo pactado inicialmente en el contrato. Así mismo, es conveniente tener en cuenta en el diseño de los criterios la necesidad o no de diferenciar entre activos nuevos y existentes o sociedades con o sin participación de empresas del estado.

13.4 Tarifas y Subsidios

Teniendo en cuenta el esquema de desarrollo de los nuevos proyectos y la importancia de incentivar la participación de distintos tipos de inversionistas (sector privado, empresas públicas y las regiones), se hace indispensable la definición de una política de tarifas y subsidios que cubra la totalidad de los costos de los proyectos. Dado que los subsidios cruzados establecidos no alcanzan a cubrir las diferencias entre los costos y la tarifa, se hace necesario buscar el mecanismo para eliminar este faltante y evitar que esto genere problemas financieros a las empresas existentes y en las nuevas que acometan proyectos.

**ESTRUCTURA DE COSTOS
GENERACION - TRANSMISION**

14. ESTRUCTURA DE COSTOS GENERACION - TRANSMISION

Tomando como base las estrategias más robustas para la atención de la demanda de energía y potencia, en este capítulo se presentan los resultados de la estructura de costos de generación y transmisión, considerando precios de mercado y costos económicos, evaluados a una tasa de descuento del 10% y expresados en dólares constantes de diciembre de 1990.

14.1 Costos incrementales promedios a nivel de generación

Para el cálculo de los costos incrementales promedios de generación (CIP) se incluyen las inversiones, los costos de combustible, administración y mantenimiento, los cargos fijos por transporte del gas y los costos de racionamiento presentados en la operación óptima del sistema integrado, teniendo en cuenta una tasa de crecimiento de la demanda del 4.7% y una confiabilidad energética del 95%.

El costo incremental promedio presenta en el largo plazo una tendencia hacia valores entre 35.9 y 37.5 US\$ mills/kWh, con un valor esperado de 36.9 US\$ mills/kWh, si se consideran precios de mercado. A nivel de costos económicos el rango de variación oscila entre 33.3 y 34.7 US\$ mills/kWh, con un valor esperado de 34.2 US\$ mills/kWh.

En dólares constantes de diciembre de 1992, el valor esperado a precios de mercado es de 41.4 US\$ mills/kWh y a costos económicos 38.3 US\$ mills/kWh.

En la Figura 14.1 se presenta la evolución de los costos incrementales promedios durante el período de análisis, considerando precios de mercado y precios económicos.

La estimación del costo implícito de déficit se realiza utilizando el valor esperado de CIP, el cual produce como resultado un costo de 684 US\$ mills/kWh, considerando un nivel de confiabilidad del 95% de no déficit.

14.2 Estructura de costos de transmisión

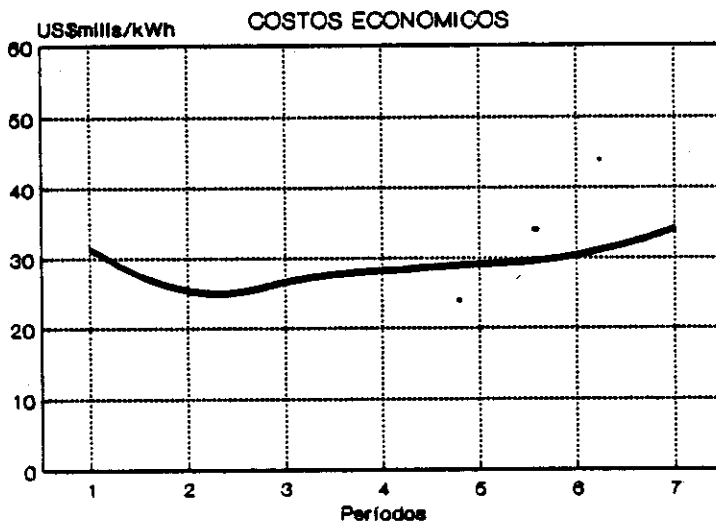
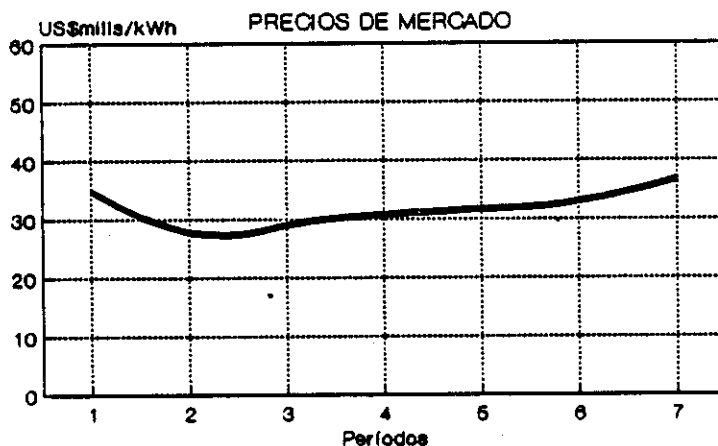
El cálculo de los costos de transmisión incluye todas las redes a 230 kV y 500 kV que conforman el Sistema Nacional de Transmisión y están representados por la inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM).

La evaluación de la estructura de costos de transmisión comprende: el costo anual, el costo medio anual y el costo incremental promedio de largo plazo.

14.2.1 Costo anual de transmisión

Es la anualidad correspondiente al costo total de la red de transmisión calculada como el 65% del costo anual de reposición, más un porcentaje igual a la tasa de descuento sobre el 35% restante. A ésta anualidad se agregan los gastos de AOM del sistema de transmisión considerado.

FIGURA 14.1
COSTOS INCREMENTALES PROMEDIOS
A NIVEL DE GENERACION



EL CIP de transmisión al igual que el costo medio del Sistema Nacional de Transmisión, no puede utilizarse como señal tarifaria para los cargos variables por transporte dado que las transferencias de energía y las inversiones son significativamente diferentes entre redes. El CIP de ISA y el de las empresas tampoco es una señal tarifaria apropiada por cuanto no tiene en cuenta el tipo de instalaciones usadas ni la ubicación de los diferentes usuarios de las redes.

15

**ANALISIS
AMBIENTAL**

15. ANALISIS AMBIENTAL

Las consideraciones de tipo ambiental no constituyen un factor nuevo en la agenda energética. La novedad es el reconocimiento del inmenso costo, en términos humanos, económicos y ecológicos, que representan los impactos ambientales asociados al uso de la energía. De manera creciente, por lo menos en los países industrializados, las preocupaciones ambientales, al igual que la seguridad de abastecimiento y las consideraciones económicas, han empezado a constituir un criterio de primer orden en la planificación energética. Las razones son múltiples: la opinión pública, la legislación nacional e internacional y, en general, la valoración por parte de los planificadores de los costos reales del deterioro del medio ambiente.

Es ampliamente reconocido que los países en desarrollo inevitablemente incrementarán la producción de sus servicios energéticos para satisfacer los requerimientos de su aparato productivo y las necesidades de su creciente población. Este incremento puede llevarse a cabo de diferentes maneras y los impactos ambientales pueden así mismo ser completamente diferentes. Sin embargo, para los países en desarrollo se presenta la oportunidad de tomar ventaja de los errores cometidos por los países industrializados y mediante una cuidadosa planificación, desarrollar nuevos sistemas energéticos basados en un aprovechamiento sustentable de sus recursos. Ciertamente este tipo de desarrollo implica cuantiosas inversiones y, por lo tanto, el correcto uso de escasos recursos amplía la necesidad de la planificación.

La dimensión ambiental se considera en las siguientes tres etapas del proceso de planeación de la expansión del Sector Eléctrico.

- Estimación de costos de acciones ambientales como parte del presupuesto del proyecto⁽¹⁾.
- Definición de estudios ambientales complementarios y de los tiempos necesarios para su realización, que pasan a ser parte del cronograma de ejecución del proyecto^{(2), (3)}.
- Evaluación ambiental de los proyectos en etapa de factibilidad^{(4), (5)}.

(1) ISA. Oficina Ambiental. Costos ambientales en proyectos de generación eléctrica. OAPE-172. 1992.

(2) ISA. Oficina Ambiental. Memorando OA-92-020 Marzo 11/92. 1992.

(3) ISA. Oficina Ambiental. Estudios ambientales complementarios para proyectos en el Plan de Expansión. OAPE-173. 1992.

(4) ISA. Oficina Ambiental. Evaluación ambiental Plan de Expansión. 1992, Mediano Plazo. OAPE-174. 1992.

(5) ISA. Oficina Ambiental. Revisión Plan de Expansión 1993. Evaluación Ambiental, agosto 1993.

15.1 Objetivo

El objetivo general de la planeación ambiental de los proyectos de generación eléctrica es lograr una interacción armónica con el medio físico-biótico y el contexto socioeconómico y cultural en donde se localizan.

15.2 Información ambiental

La información existente en los estudios ambientales es heterogénea en cuanto a alcances, contenidos y parámetros debido a las diferentes épocas de realización de los estudios, a que los distintos consultores enfatizan diversas áreas del análisis ambiental y utilizan diferentes métodos de estimación de la magnitud de los impactos. Por lo tanto se reúnen los proyectos en tres grupos de acuerdo al nivel de calidad de la información:

Grupo 1 Proyectos con información ambiental básica.

A este grupo pertenecen los proyectos hidroeléctricos de Arrieros del Micay, Calima III, Fonce, Miel I, Miel II, Nechí, Desviación del Río Ovejas al embalse de Salvajina, Porce II, Porce III, Riachón, Sogamoso, Upía y Urrá I, así como los proyectos termoeléctricos Amagá (150 y 300 MW), Cartagena IV (150 MW), La Loma, Paipa IV (150 MW), San Jorge (300 MW), Tasajero II (150 MW y 300 MW), Tibita (300 MW) y Zipa VI (150 MW).

Estos proyectos tienen estudios técnicos en etapa de factibilidad o posteriores y sus estudios ambientales han avanzado igualmente hasta etapa de factibilidad, aunque algunos de ellos requieren estudios ambientales complementarios. La información utilizada correspondiente a cada proyecto fue concertada con las Empresas del Sector Eléctrico que han desarrollado los estudios.

Grupo 2 Proyectos con esquemas típicos e información ambiental insuficiente

A este grupo pertenecen los proyectos de repotenciación de Cartagena III y Barranquilla IV, Térmica a Gas en el Valle del Cauca (Termovalle I), Turbogases de 50 y 150 MW, Ciclos combinados de 150 y 300 MW y las opciones térmicas a Fuel Oil.

Ante la necesidad de hacerlos comparables con los otros proyectos para realizar la evaluación ambiental, se estimó la información ambiental partiendo de esquemas técnicos típicos y formulando algunas hipótesis de localización. Esto se consideró aceptable porque las experiencias a nivel internacional indican que los proyectos de generación a gas tienen usualmente menores impactos ambientales.

Grupo 3 Proyectos sin información

A este grupo pertenecen proyectos, sobre los cuales la información ambiental es inexistente y a diferencia del grupo anterior, sus características técnicas no son tipificables, por tal motivo esos proyectos no se evalúan aquí. Pertenecen a este grupo el proyecto térmico de San Luis pues tiene vacíos importantes de información ambiental básica, la desviación del Digua, Calima III⁽⁶⁾ en la opción de 240 MW y las adiciones de capacidad en los proyectos San Carlos, Guavio y Betania.

15.3 Evaluación ambiental

La aplicación de la metodología para realizar la evaluación ambiental tiene como finalidad hacer posible la comparación entre proyectos y brindar elementos de juicio al decisor en el campo físico-biótico, socioeconómico y cultural, además de presentar relaciones que pueden ser de interés en la toma de decisión, tales como: Evaluación Ambiental vs Energía Media ó Evaluación Ambiental vs Costo de la Energía.

En las Tablas 15.1 y 15.2 se presentan los resultados de la relación Evaluación Ambiental vs Energía Media y la Evaluación Ambiental proyecto a proyecto, respectivamente.

TABLA 15.1
EVALUACION AMBIENTAL vs ENERGIA MEDIA
(GWh/año)

IMPACTO AMBIENTAL	BAJA ENERGIA (0-1500)	MEDIA ENERGIA (1500-3000)	ALTA ENERGIA (> 3000)
ALTO (> 0.30)	Urrá I		Upía
MEDIO (0.15-0.30)	Cartagena IV		Arrieros del Micay Sogamoso, Nechí
BAJO (< 0.15)	Amagá (150 MW), Ovejas Ciclo Combinado (150 MW) Paipa IV (150 MW), Riachón Repotenciación C/gena III Tasajero II (150 MW) Turbogases (50 y 150 MW) Zipa VI (150 MW) Térmica a fuel oil, Termovalle I	Amagá (300 MW) Ciclo Combinado (300 MW) La Loma (300 MW) Miel I, Miel II Fonce, Porce II San Jorge (300 MW) Tibita (300 MW) Tasajero II (300 MW)	Porce III Calima III (805 MW)

(6) Actualmente CVC esta adelantando los estudios complementarios correspondientes.

TABLA 15.2

RESULTADOS DE LA EVALUACION AMBIENTAL DE PROYECTOS

PROYECTO	EVALUACION	FISICO BIOTICO	COSTOS REGIONALES	BENEFICIOS REGIONALES
TASAJERO II (300 MW)	0,022	0,188	0,119	0,607
REPOT C/GENA III	0,037	0,073	0,093	0,178
TASAJERO II (150 MW)	0,047	0,180	0,119	0,442
MIEL II	0,048	0,099	0,191	0,401
MIEL I	0,051	0,232	0,118	0,549
OVEJAS	0,053	0,074	0,118	0,147
AMAGA 300 MW	0,054	0,283	0,122	0,659
TERMOVALLE I	0,059	0,102	0,126	0,195
TURBO GAS 150 MW	0,059	0,102	0,126	0,195
CICLO COMB. 300 MW	0,060	0,139	0,126	0,282
CICLO COMB. 150 MW	0,063	0,110	0,126	0,195
TURBO GAS 50 MW	0,076	0,101	0,126	0,098
PORCE III	0,077	0,238	0,151	0,487
AMAGA 150 MW	0,078	0,275	0,121	0,508
LA LOMA	0,081	0,272	0,128	0,498
PAIPA IV	0,097	0,281	0,124	0,417
FONCE	0,099	0,162	0,278	0,457
PORCE II	0,103	0,177	0,266	0,447
ZIPA VI	0,108	0,269	0,161	0,412
SAN JORGE	0,110	0,331	0,183	0,599
TER. FUEL OIL	0,115	0,229	0,126	0,195
CALIMA III	0,116	0,331	0,121	0,465
TIBITA III	0,117	0,375	0,175	0,648
RIACHON	0,136	0,272	0,177	0,293
CARTAGENA IV	0,184	0,415	0,182	0,377
NECHI "A"	0,199	0,429	0,263	0,514
SOGAMOSO	0,226	0,357	0,390	0,464
MICAY	0,262	0,503	0,322	0,464
URRA I	0,355	0,405	0,736	0,626
UPIA	0,359	0,415	0,835	0,854

15.4 Síntesis de las características ambientales

Con el fin de contribuir a la toma de decisiones sobre los proyectos del catálogo, se hacen explícitas las principales características ambientales de cada uno de ellos.

Se advierte que la evaluación ambiental está referida a los esquemas actuales de los proyectos y que en la medida en que se presenten modificaciones resultantes del proceso de homologación técnica, deberán revisarse estos resultados.

Se reportan los avances en los trámites ante la autoridad ambiental de los proyectos evaluados en 1992⁽⁷⁾.

15.4.1 Hidroeléctricas

Urrá I

El proyecto genera una alta presión sobre el ambiente, requiere 16000 hectáreas e influye sobre las áreas ribereñas de la cuenca afluyente. Desplaza 5675 personas, la mayoría de alta vulnerabilidad social; se localiza en zona de gran conflictividad sociopolítica. La presa impedirá la migración de los peces aguas arriba.

El proyecto genera beneficios económicos por regulación de caudales y recuperación de 10000 hectáreas de ciénagas y mejora el drenaje de 16000 hectáreas de zonas inundables.

Subsisten incertidumbres especialmente sobre los posibles cambios en la interacción río-ciénagas. Estos ecosistemas son de alta productividad y de gran importancia para la economía regional. Existe además incertidumbre sobre sus implicaciones ambientales en relación con los nutrientes y salinización de las tierras ribereñas del Sinú aguas abajo del proyecto.

Dado que el proyecto se encuentra en construcción cuenta con planes de manejo social y ambiental a nivel de diseño, para la mayoría de los impactos identificados.

Mediante Resolución No. 0243 del 13 de Abril de 1993, el INDERENA otorgó a CORELCA, licencia ambiental para la etapa de construcción.

Porce II

Se ubica en una región altamente intervenida y ambientalmente deteriorada. Implica conflictos con el desarrollo minero regional. La conformación del embalse, con aguas de mala calidad, puede crear problemas de salud pública, proliferación de malezas acuáticas y dificultades para la operación de los equipos. Sin embargo el manejo de estos problemas depende en gran parte del plan de saneamiento del río Medellín.

(7) Información suministrada por INDERENA, comunicación del 14 de julio de 1993

Subsisten incertidumbre acerca de los efectos del proyecto sobre el sistema cenagoso del bajo Nechí.

Tiene licencia ambiental del INDERENA (Resolución 0509 del 21 de junio de 1991) y requiere estudios complementarios solicitados por esta entidad.

Desviación Ovejas

Su presión sobre el ambiente es baja, si se tienen en cuenta tanto las dimensiones físicas del proyecto como las características generales de la zona que involucra. Es de esperarse que existan problemas puntuales como por ejemplo conflictos por el uso del agua.

La Corporación Autónoma Regional del Valle de Cauca - CVC, deberá solicitar al INDERENA los términos de referencia para el estudio ambiental

Miel I

El proyecto implica una baja presión sobre el ambiente y sus impactos son así mismo de baja magnitud. Se localiza en una región de alta intervención antrópica. Los impactos aguas arriba de la presa están básicamente estudiados; los impactos aguas abajo de la presa no han sido suficientemente documentados.

Subsisten incertidumbres sobre afectación de la población minera, pérdida de recurso hidrobiológico y deterioro de la actividad pesquera aguas abajo de la presa.

El proyecto tiene viabilidad ambiental del INDERENA (Resolución 170 del 2 de Marzo de 1990) y requiere estudios complementarios.

Sogamoso

Se localiza en áreas intervenidas y ejerce mediana presión sobre el ambiente. Afecta la articulación regional por inundación de la vía San Vicente de Chucurí-La Renta, cuya restitución no está prevista en el proyecto. Se localiza en región con presencia activa de múltiples actores sociales en conflicto.

Se están adelantando estudios para aclarar las incertidumbres sobre posibles impactos relacionados con calidad de agua, influencia sobre el recurso ictiológico aguas abajo, especialmente en época de caudales mínimos y afectación de la población dependiente de este recurso. No tiene trámites de licencia ambiental ante el INDERENA.

Fonce

Se localiza en una región de ecosistemas altamente intervenidos. Parte de la población desplazada es de alta vulnerabilidad social. La solución a los posible conflictos por el uso del agua entre el proyecto y las poblaciones de San Gil y el Socorro ya se ha considerado en las

normas de operación del proyecto. Los impactos generados están identificados y son de baja magnitud.

Subsisten incertidumbres relacionadas con el alcance de los impactos sobre:

- Afectación de la cabecera municipal del Valle de San José. Aun cuando el proyecto inunda solo una pequeña fracción del casco urbano, la tendencia de crecimiento del mismo permite prever un impacto mayor.
- Afectación del parque turístico "El Gallineral".

No se han efectuado los trámites de licencia ambiental ante el INDERENA.

Miel II

Se localiza en región de alta intervención antrópica. Dada la dimensión de las obras y las características del ambiente, los impactos generados son de baja magnitud. En el plano social el impacto más importante es la presión socioeconómica y físico espacial sobre el casco urbano de Marquetalia, el cual presenta serias restricciones espaciales y deterioro de la calidad de vida urbana. Existen restricciones topográficas y geomorfológicas para el desarrollo de la infraestructura vial del proyecto.

Interconexión Eléctrica S.A. entregó el Estudio Socioeconómico y Ambiental, E.S.E.A., al INDERENA e hizo la presentación del mismo el 26 de mayo de 1993, el INDERENA se encuentra evaluando la información.

Nechí

Se localiza en una región medianamente intervenida, gran parte de las obras y perímetro del embalse se localizan en zonas geomorfológicamente inestables o potencialmente inestables, posibilita frentes de colonización sobre relicto pleistocénico (refugio de flora y fauna altamente biodiverso y de características únicas), ocasiona más de 50 kilómetros de lechos con caudal disminuido en el río principal y en las desviaciones. El proyecto inunda el 10% de las reservas de la única mina de asbesto identificada en Colombia, las cuales están estimadas en un alto valor económico.

Presenta incertidumbres sobre los siguientes aspectos: impactos aguas abajo de la presa por disminución de caudales, afectando navegación (desarticulación regional), minería ictiofauna y pesca.

Las soluciones ambientales resultantes de los estudios complementarios, podrían implicar modificaciones en el esquema técnico y energético del proyecto.

Aún no se han efectuado trámites para licencia ambiental ante el INDERENA.

Arrieros del Micay

Afecta ecosistemas acuáticos y terrestres de alta biodiversidad y de características especiales del llamado Chocó Biogeográfico, tales como estuarios, manglares, natales y guandales; inunda 3300 hectáreas de bosque primario. Se localiza en zona de gran conflictividad sociopolítica y desplaza población de minorías étnicas altamente vulnerables por depender estrechamente de los recursos naturales.

Puede afectar los medios de subsistencia de un número indeterminado de familias que dependen de los recursos naturales de los ecosistemas afectados aguas abajo. La llegada de población flotante durante la construcción podría incentivar la presión sobre los recursos naturales del Parque Nacional Munchique. La dimensión exacta de esta afectación no ha sido suficientemente estudiada.

El 20 de Mayo de 1993, mediante Resolución 0349, se notificó a la Corporación para la Reestructuración del Departamento del Cauca - C.R.C. la negativa de licencia de viabilidad ambiental.

Posteriormente, la C.R.C. presentó recurso de reposición, el cual se encuentra en estudio por parte del INDERENA.

Calima III (840 MW)

Afecta ecosistemas de alta biodiversidad, característicos del llamado Chocó Biogeográfico, como consecuencia de los posibles impactos deletéreos sobre los ecosistemas, podrán afectarse minorías étnicas y en general comunidades estrechamente dependientes del medio natural en el sistema Calima-San Juan.

Para controlar los efectos en calidad de agua de la cuenca efluente, se considera necesario adelantar previamente el programa de descontaminación del río Cauca a niveles compatibles con los usos antrópicos y la preservación de los ecosistemas aguas abajo del proyecto.

Los impactos aguas abajo del proyecto, en el sistema Calima-San Juan, no han sido suficientemente estudiados.

Al proyecto de trasvase del Cauca al Calima, (opción de 805 MW), le fue negada la viabilidad ambiental mediante Resolución 0320 del 27 de mayo de 1992.

Mediante Resolución 0746 del 24 de noviembre de 1992, se aprobaron los Términos de Referencia para el Estudio Ecológico y Ambiental del proyecto sin desviación del Cauca (opción de 240 MW).

Porce III

El proyecto se localiza en ecosistemas altamente intervenidos y deteriorados. afecta actividad minera regional.

Subsisten incertidumbres de posibles impactos ocasionados por la mala calidad del agua sobre salud pública, ictiofauna y problemas de corrosión; influencia del proyecto Porce II sobre la calidad del agua en Porce III, que podrá mitigarse con el programa de saneamiento del río Medellín. No se han efectuado trámites de licencia ambiental ante el INDERENA.

Riachón

Se localiza en área de alta intervención antrópica, escasamente poblada. Tanto el tamaño de las obras como las características del medio ambiente permiten esperar una baja presión sobre el mismo.

Subsisten incertidumbres dado que los estudios ambientales son incompletos y desactualizados, en especial sobre las implicaciones ambientales que puedan derivarse de la inestabilidad geomorfológica por las vías de acceso. No se han efectuado trámites de licencia ambiental ante el INDERENA.

Upía

Es el proyecto con mayor presión sobre los recursos naturales dentro de los considerados en ésta evaluación. El área total requerida es de 37800 hectáreas y ejerce una severa presión sobre el orden espacial regional existente. Sus principales impactos son:

- Deterioro de los ecosistemas acuáticos del río Upía y Alto Meta por la mala calidad del agua.
- Afectación del recurso hidrobiológico, en particular el íctico y de la actividad pesquera aguas abajo de la presa y Alto Meta.
- Afectación de áreas de bosque de refugio pleistocénico.
- Desplazamiento de la cabecera municipal de San Luis de Gaceno.

El proyecto genera altos beneficios por diversidad hidrológica, regulación de caudales, gran capacidad de almacenamiento de energía y recuperación de áreas para riego. Subsisten incertidumbres sobre la dimensión de los impactos sobre fauna y actividad pesquera aguas abajo de presa. No tiene trámites de licencia ambiental ante el INDERENA.

El estudio del proyecto tiene previstas las acciones de mitigación de los impactos ambientales señalados y su costo está incluido en el presupuesto de inversión.

15.4.2 Termoeléctricas

Paipa IV

Es ampliación de una instalación con serios problemas ambientales aún no resueltos, localizada dentro del valle del río Chicamocha, el cual presenta altos niveles de saturación por contaminación hídrica y con un nivel de calidad atmosférica que ya excede la norma del MINSALUD -Decreto 02/82-. Las emisiones atmosféricas de la nueva unidad, aún con equipos

de control a la contaminación altamente eficientes, sobrepasarían la norma de calidad atmosférica regional. El proyecto requiere ampliación del patio de cenizas existente, el cual en la actualidad genera riesgos debido a la gran acumulación de este material en zona inundable. La torre de enfriamiento y el manejo de cenizas requieren consumo de agua considerable en períodos críticos, pudiendo generar competencia por el uso del agua.

Existe incertidumbre sobre los efectos que la contaminación atmosférica pueda ocasionar en salud pública y productividad agropecuaria. A pesar de que el proyecto impulsa el desarrollo minero regional, puede entrar en conflicto con el futuro desarrollo urbanístico de Paipa, dado que la central está ubicada contigua al casco urbano, así como con usos turísticos locales. La magnitud de estos conflictos es incierta y deberá esclarecerse en los estudios complementarios.

Mediante Resolución 0718 del 8 de Agosto de 1991, la viabilidad ambiental quedó sujeta los resultados del estudio de cenizas, bajo el convenio CV-088-089 entre FONIC, ICEL, CORELCA, EEB, CASEC y que coordinó el ICEL, lo anterior debido a que las actuales unidades no cuentan con un manejo adecuado se cenizas.

Tasajero II

Los impactos tanto de la unidad ya instalada, como en la adicional (refiriéndose a 150 MW adicionales) son bajos, lo que facilita el manejo ambiental. Debe mejorarse el actual desempeño ambiental del patio de cenizas, principal causante de impactos en el casco urbano de San Cayetano.

Si se toma la alternativa de 300 MW, ésta sigue siendo atractiva ambientalmente. Requiriéndose hacer una inversión adicional para evitar el impacto térmico en el río Zulia.

El proyecto en sus dos versiones genera beneficios regionales por el estímulo al desarrollo de la pequeña minería. Subsisten incertidumbres sobre los impactos en la salud pública y productividad agropecuaria como consecuencia de la contaminación atmosférica. Requiere licencia ambiental.

La Loma

Se inscribe en zona de alta conflictividad social. Su principal impacto es la competencia por el uso del recurso hídrico, cuya disponibilidad en el río Cesar es limitada. La posibilidad de abastecimiento con agua subterránea no ha sido suficientemente estudiada. Se están adelantando estudios para aclarar incertidumbres sobre impactos relacionados con la calidad de agua, recurso hidrobiológico, pesca en el río Cesar, y afectación sobre el corregimiento la Loma de Calenturas y el municipio de Chiriguáná, durante la construcción.

Existe incertidumbre sobre los efectos que la contaminación atmosférica puede ocasionar en salud pública y productividad agropecuaria. No tiene trámites de licencia ambiental ante el INDERENA.

Tibita

Utiliza un alto porcentaje del recurso hídrico del río Tibita, cuenta con un posible abastecimiento de agua subterránea proveniente de la formación de Guadalupe. Sus principales impactos están relacionados con el deterioro de la calidad del aire y del agua y con la afectación del ecosistema del páramo de Mortiñal. La población vecina de Lenguazaque podría recibir el impacto social durante la construcción. Existe incertidumbre en los impactos sobre productividad agropecuaria derivados de la contaminación atmosférica.

Los estudios ambientales son incompletos y deficientes. No se han efectuado trámites de licencia ambiental ante el INDERENA.

Zipa VI

La ubicación de la unidad VI en los terrenos de la planta actual, agravaría la contaminación atmosférica e hídrica existentes, generadas por las unidades ya instaladas. El proyecto se localiza dos kilómetros aguas arriba del acueducto de Tibitó, el cual surte de agua a dos millones de personas y dentro de un Distrito de Manejo Especial, con estrictas exigencias sobre vertimientos emanadas de la Resolución 1759 de 1989 de la CAR. La nueva unidad sobrepasaría la norma de calidad atmosférica regional.

El proyecto genera beneficios regionales por el estímulo al desarrollo de la pequeña minería. Existe incertidumbre sobre los efectos que la contaminación atmosférica pueda ocasionar en la productividad agropecuaria y la salud pública. El patio de cenizas existente presenta algún riesgo sobre el río Bogotá, el cual puede incrementarse con la ampliación de la planta.

Se entregó la documentación para licencia ante la CAR. Aún no hay pronunciamiento.

Cartagena IV

El esquema del proyecto implica obras marítimas y portuarias que afectan los ecosistemas de la Bahía de Cartagena: Manglar y praderas marinas, así como la población dependiente de estos recursos. No contempla torre de enfriamiento, esto implica impacto térmico por vertimientos sobre ecosistema de manglar con la consiguiente afectación de ictiofauna y pesca. El proyecto se ubica en zona con nivel de calidad atmosférica que actualmente sobrepasa la norma regional del MINSALUD.

Hay incertidumbre sobre los efectos que la contaminación atmosférica pueda ocasionar sobre la salud pública. La obra del dique entre la isla de Cocosolo y el continente tiene permiso del INDERENA. Requiere licencia ambiental para la unidad cuarta.

Amagá

Se localiza en zona altamente intervenida. Sus impactos son de baja intensidad. El efecto atmosférico regional de las emisiones no supera la norma de calidad de aire. Así mismo no se espera impacto deletéreo sobre el río Cauca.

El proyecto genera beneficios regionales por el estímulo al desarrollo de la pequeña minería. Hay incertidumbre sobre los efectos que la contaminación atmosférica pueda ocasionar sobre la productividad agropecuaria y salud pública. Aún no se han efectuado trámites de licencia ambiental ante el INDERENA.

San Jorge

Su principal impacto es el proveniente de la competencia por uso del recurso hídrico dada la existencia de otros usos, como pesca y riego, que pueden entrar en conflicto con el consumo requerido por el proyecto. Se localiza en zona de alta conflictividad social. Requiere nuevo desarrollo de minería a cielo abierto, lo que implica deterioro de los medios geosférico, atmosférico e hídrico.

Los estudios ambientales son deficientes e incompletos, especialmente en aspectos sociales, e impactos sobre la ictiofauna y pesca. Está previsto adelantar un estudio de impacto ambiental del desarrollo minero energético que será ejecutado por CARBOCOL e ISA, éste estudio recomendará el sitio ambientalmente más adecuado para la localización de la planta.

No se han efectuado trámites de licencia ambiental ante el INDERENA.

Térmica a Fuel Oil (150 MW)

La combustión a fuel oil presenta la ventaja de disminuir impactos asociados al manejo del carbón y generar significativamente menos material particulado, sin embargo, genera problemas por SO_2 y presenta riesgos por derrame de combustibles.

Debe presupuestarse equipo desulfurizador de gases y deben tenerse planes de contingencia para derrames de combustibles e incendios. Tanto en Cartagena como en Barrancabermeja existe infraestructura regional que permite buen manejo de este tipo de contingencias.

Se deben evaluar todos los impactos ambientales asociados a la construcción y operación del oleoducto como parte del proyecto. Se considera ambientalmente factible esta alternativa de expansión, sujeta al cumplimiento de los condicionantes expuestos

Una evaluación más completa debe hacerse una vez se conozca el sitio preciso de la instalación de esta planta.

Turbogases

A pesar de que estos proyectos no cuentan con estudios ambientales, por sus características típicas, presentan ciertas ventajas ambientales comparativas frente a los proyectos carboeléctricos, tales como:

- No necesitan patio de cenizas.
- Requieren menos terreno para la instalación de la planta.

- No tienen los problemas ambientales derivados del manejo del carbón.
- No demandan recursos hídricos.
- La combustión es más limpia, en especial si las unidades poseen quemadores de bajo NOx.

Sin embargo aún no se ha definido la localización de estos proyectos, por esta razón se desconoce la calidad ambiental preexistente de las zonas que serán afectadas, lo que impide la predicción de los impactos, tanto de las plantas como de los posibles gasoductos asociados.

Para la evaluación ambiental se supuso ambiente urbano, medianamente contaminado, con un clima semejante a la de la ciudad de Cartagena.

Desde el punto de vista social, la presencia de gasoducto es un factor de riesgo para las áreas por las cuales atraviesa e incrementa la vulnerabilidad en la operación.

Una vez se definan los sitios de planta de las térmicas a gas, deben efectuarse los estudios ambientales.

Ciclos Combinados

Se considera que los ciclos combinados y las repotenciaciones de Termocartagena y Termobarranquilla ocasionan bajos impactos ambientales, al utilizar como combustible el gas, con todas las ventajas expuestas anteriormente para las Turbogases, pero con mejores rendimientos energéticos. Aunque presentan algún requerimiento de recurso hídrico, su magnitud es mucho menor que la requerida por las carboeléctricas.

Los comentarios realizados acerca de la dificultad en la evaluación de los impactos ambientales de las plantas turbogases, por desconocimiento de su localización exacta, son igualmente válidos para las plantas de Ciclos Combinados.

Termovalle 1 en Yotoco (150 MW)

Esta planta se asimila a las turbogases de 150 MW evaluadas anteriormente.

Requiere estudio ambiental para una evaluación más detallada de sus impactos.

**OPTIMIZACION DE LA UTILIZACION DEL GAS
EN LA GENERACION ELECTRICA
EN LA COSTA ATLANTICA**

16. OPTIMIZACION DE LA UTILIZACION DEL GAS EN LA GENERACION ELECTRICA EN LA COSTA ATLANTICA⁽¹⁾

Dentro de la política del Gobierno Nacional de promover la participación de capital privado en la prestación del servicio eléctrico, se ha previsto que una de las posibilidades de inversión más atractivas para el sector privado puede ser la generación eléctrica en plantas a gas por su relativo bajo costo de inversión, cortos períodos de desarrollo y altas eficiencias.

Con el fin de buscar la mejor utilización del gas natural disponible, en las alternativas de expansión de la capacidad de generación termoeléctrica de la Costa Atlántica, la Comisión Nacional de Energía decidió acometer la realización de este estudio, para lo cual se conformó un grupo de trabajo interinstitucional con la participación de ISA, CORELCA y un consultor encargado de coordinar las actividades del grupo, efectuar la evaluación económica de las opciones y preparar el informe final.

Como punto de partida del estudio, se toma el Plan Gas de CORELCA que estima la instalación de 840 MW de generación termoeléctrica mediante la repotenciación de las centrales de Termocartagena y Termobarranquilla, o alternativamente la instalación de centrales de ciclo combinado, turbogases o plantas del tipo ciclo Stig nuevas.

Con base en los anteriores antecedentes, para cumplir los propósitos del estudio el esquema metodológico adoptado incluyó el desarrollo de los siguientes aspectos: Planteamiento y caracterización técnica de las alternativas propuestas, simulación de la operación integrada con el Sistema Nacional, análisis del abastecimiento del gas y deducción de su precio en boca de pozo y city-gate, requerimientos de transmisión y evaluación económica de cada alternativa propuesta.

La optimización de combustibles se realiza comparando los costos de oportunidad del gas con los de otros combustibles disponibles en la región como carbón en la central de Guajira, Fuel Oil No. 6 y combustóleo emulsionado en Cartagena y Barranquilla.

Como resultado adicional del estudio se pudieron determinar las fechas óptimas para el cambio de combustibles en algunas plantas y el retiro de unidades por razones meramente económicas.

Las conclusiones y recomendaciones brindadas por este trabajo son:

- El costo de combustible es el que mayor peso tiene en la estructura de costos de cada opción.
- Consistentemente con lo anterior las opciones en las cuales se tienen plantas con mayores eficiencias presentan los menores costos totales.

(1) República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión Nacional de Energía. "Estudio de Optimización de la Utilización de Gas-Natural en Generación Eléctrica en la Costa Atlántica". Informe Final. Bogotá, Junio 29 de 1993.

- Las alternativas que consideraron la repotenciación total o parcial de Barranquilla se encuentran entre las de menor costo.
- Sin embargo, cuando se considera la optimización de energía primaria, permitiendo la sustitución de combustibles por los de menor costo económico y el retiro de las plantas ineficientes, es más atractiva la opción que considera ciclos nuevos en Barranquilla y Cartagena y la repotenciación de sólo una unidad de Termobarranquilla.
- La opción de instalar un ciclo combinado nuevo en Cartagena es más atractiva que la repotenciación de Termocartagena, lo cual se explica por la mayor eficiencia del ciclo combinado frente a la repotenciación y a la posibilidad de usar un combustible más barato en la planta actual cuando no se repotencia.
- El costo de la variable ambiental puede jugar un papel importante en la economía de la generación eléctrica, por lo que debe profundizarse en su evaluación para su adecuada consideración.
- La economía de las opciones sin repotenciación aumenta al considerarse la disponibilidad de combustóleo emulsionado, dado que su bajo costo compensa la menor eficiencia de las unidades que lo utilizan, pero muy seguramente los costos de inversión y de administración y mantenimiento serán mayores.
- La capacidad estimada para retiros en el área de Corelca, por razones meramente económicas, es de 31 MW en 1999, 75.5 MW en el año 2000 y 51 MW en el 2003, para un total de 157.5 MW.
- Las sustituciones de combustibles y retiro de unidades reportan importantes beneficios en la economía de la generación eléctrica de la Costa Atlántica, del orden de 100 millones de dólares, pero a ello se oponen los subsidios actualmente asignados para la generación eléctrica.
- La alternativa de utilizar Fuel Oil No. 6 en Cartagena y Barranquilla es competitiva a partir del año 2002, pero al considerar, de manera preliminar, los costos de los equipos necesarios para la desulfurización de las emisiones esta competitividad sólo se alcanza a partir del año 2005, bajo el supuesto de un escenario de precios bajos para este combustible.
- El combustóleo emulsionado tanto en Cartagena como en Barranquilla resultaría altamente competitivo desde el momento que se disponga de él, aún en el caso de considerar los sobrecostos por los equipos de desulfurización, los cuales son similares a los utilizados para el Fuel Oil No. 6.

El estudio recomienda finalmente:

- El menor costo de las opciones con repotenciación en las condiciones actuales de operación del sistema, sugiere la conveniencia de seguir adelante con el proyecto.

- Sin embargo, si se considera que la economía de la repotenciación de Termobarranquilla y Termocartagena entra en duda frente a la posibilidad de instalar ciclos combinados nuevos, cuando se considera la posibilidad de bajos precios del combustóleo y la utilización de este combustible en las unidades existentes, se recomienda revisar la conveniencia económica de este proyecto cuando se encuentre oportuna su ejecución, teniendo en cuenta las tendencias de los precios de los combustibles y , revisión de los costos de capital y de los supuestos de eficiencia de la repotenciación, a la luz de la experiencia que de haya obtenido de la repotenciación de la primera unidad de Termobarranquilla.
- Para salvar la barrera al mejoramiento de la eficiencia energética impuesta por el actual sistema de subsidios al consumo del gas natural para la generación eléctrica, será necesario implantar un mecanismo que compense los efectos del subsidio pero desmontando éstos, a fin de que se brinden las señales adecuadas de precios para operar en el mejor nivel de eficiencia económica.

17

**PROGRAMA DE ESTUDIOS
1993-1999**

17. PROGRAMA DE ESTUDIOS 1993-1999

El Plan de Expansión de Referencia del Sector, aprobado por el CONPES en agosto de 1992 recomendó dentro de las acciones y estrategias para el mediano y corto plazo, una serie de inversiones en diseño, estudios de factibilidad en dos (2) etapas -F2E-, reconocimiento de proyectos de generación entre 10 y 100 MW y estudios particulares de generación termoeléctrica. La gran mayoría de estudios debían iniciarse en 1992 y terminar su primera fase en 1997.

Dentro de los objetivos propuestos estaba mejorar el nivel de información de los proyectos del Catálogo a nivel de factibilidad y diseño, y dentro de estas actividades trazadas por la Agenda de Decisiones, las empresas del Sector iniciaron actividades para la evaluación y realización de estudios de proyectos hidroeléctricos y térmicos que se detallan a continuación.

17.1 Diseños de proyectos hidroeléctricos

Dentro del conjunto de proyectos elegibles para diseño se han adelantado acciones en los siguientes proyectos:

Proyecto Sogamoso

ISA adelantó las gestiones necesarias con el fin de llevar a nivel de diseño básico para licitación, el proyecto hidroeléctrico sobre el río Sogamoso, en el Departamento de Santander. En consecuencia, se prepararon los Términos de Referencia necesarios y se encuentra abierto el concurso privado de méritos entre firmas consultoras nacionales para el diseño del proyecto; se espera iniciarlos a finales de 1993.

Para la ejecución de estos diseños, ISA adelanta conversaciones con la Electrificadora de Santander S.A. -ESSA-, que ha mostrado particular interés en participar y se cuenta con aprobación de la FEN hasta por el 85% de la financiación del costo estimado de estos estudios.

Proyecto Calima III

La CVC está llevando a cabo el estudio ambiental complementario solicitado por el INDERENA, a través del consorcio ROCHE e INCOL y se espera su terminación para finales del presente año. Está pendiente la revisión final de los diseños y el presupuesto del proyecto.

Proyecto Micay

Se han adelantado contactos entre las empresas interesadas, ISA, CVC e ICEL con el fin de tramitar una reposición al concepto de factibilidad emitido por el INDERENA. En la actualidad se ejecuta la revisión y complementación de los estudios ambientales, plan de manejo ambiental y definición de efectos residuales.

Proyecto Riachón

EEPPM continúa con los estudios complementarios de factibilidad.

17.2 Estudios de factibilidad en dos etapas

Hoya del Alto Caquetá

Del listado de cuencas que el Plan de Expansión de Referencia recomendaba en 1992, las empresas ISA, CVC e ICEL hicieron un contrato interadministrativo para el estudio de la hoya del Alto Caquetá, proyecto del cual se gestiona la reactivación de algunos contratos que estaban suspendidos de tiempo atrás y se preparan Términos de Referencia para abrir el concurso privado de méritos.

Cuenca del Río Arma

Los estudios sobre la cuenca del río Arma se llevarán a cabo entre las empresas ISA, EEPPM, CHEC y EADE; inicialmente, hay un interés común por los estudios de los proyectos Encimadas, Cañaveral y El Cairo, situados sobre el cauce principal del río, para lo cual ISA ha abierto el concurso privado de méritos para los estudios de prefactibilidad y factibilidad, se espera iniciarlos en el primer trimestre de 1994.

Para las otras áreas hay interés por parte de EADE para estudiar los proyectos Sonsón y Aures situados sobre los ríos de su mismo nombre y afluentes del río Arma y, por su parte, EEPPM lo hará sobre el proyecto Guaico localizado sobre el río Buey afluente principal de esta cuenca.

17.3 Estudios de factibilidad

Proyecto Nechí

EEPPM adjudicó los estudios de la alternativa de generación-bombeo del proyecto Nechí y adicionalmente adelantan los estudios complementarios para definir la factibilidad del proyecto.

Proyecto hidroeléctrico del río Tunjita

ISA ha preparado Términos de Referencia del concurso de méritos para realizar los estudios de factibilidad del proyecto sobre la desviación actual del río Tunjita hacia el embalse de la Central Chivor. El concurso está abierto y se estima iniciarlos en el cuarto trimestre de 1993.

17.4 Estudios de reconocimiento (entre 10 y 100 MW)

ISA continúa realizando en forma directa los estudios de Reconocimiento de proyectos hidroeléctricos con potencial entre 10 y 100 MW en las cuencas de los ríos Recio, Totaré, Coello, Luisa y Saldaña en el Departamento del Tolima y en la cuenca de los ríos Patá, Baché, Iquira, Yaguará y Páez en el Departamento del Huila.

17.5 Carboeléctrica de la Costa Atlántica

ISA adelanta los trámites para contratar en forma conjunta con el Departamento Nacional de Planeación, los servicios de consultoría para desarrollar un proyecto de generación carboeléctrica en la zona de la Costa Atlántica, para lo cual se han preparado los Términos de Referencia correspondientes.

El concurso de méritos se abrirá durante el tercer trimestre de 1993 y para el primer trimestre de 1994 se espera contar con el consultor respectivo para la primera fase, que corresponde a la localización y promoción del proyecto.

Para la ejecución de estos estudios se contará con recursos provenientes del PNUD, a través del DNP y EEPPM participa con el 10% del costo.

17.6 Estudios de centrales térmicas

Dentro de las actividades planteadas en la Agenda del Plan de Expansión para cubrir los campos de la generación termoeléctrica, se realiza el estudio de suministro de carbón a la central Paipa IV e ISA ha adelantado actividades relacionadas con los temas de plantas turbogases, normalización de plantas térmicas y estudio de nuevas tecnologías para generación termoeléctrica.

En cuanto al estudio de normalización de plantas térmicas, durante el segundo trimestre de 1993 se prepararon los Términos de Referencia para la ejecución del estudio y se solicitó al DNP la gestión de la financiación del proyecto a través del Fondo Italiano para Cooperación Técnica, que administra el Banco Interamericano de Desarrollo. -BID-. Este estudio sería ejecutado con consultoría extranjera y tendría una duración de un año. Se estima iniciarlo en el cuarto trimestre de 1993.

17.7 Estudios complementarios ambientales y técnicos

Como parte del Programa de Estudios para los proyectos disponibles con Factibilidad en el Catálogo y lograr la nivelación en la información, ISA preparó Términos de Referencia para estudios ambientales complementarios en el Proyecto Sogamoso; se cuenta para ello con consultores que llevarán a cabo las actualizaciones de los diagnósticos y estudios de impactos ambientales que conllevaría la ejecución del proyecto.

En este Programa de Estudios están previstas las siguientes actividades: i) la ejecución de estudios para proyectos termoeléctricos en factibilidad, complementarios a la misma, con el objetivo de nivelación de información de proyectos existentes en el Catálogo; y ii) el plan de diseños básicos para licitación de proyectos tanto hidroeléctricos como termoeléctricos, algunos de los cuales ya habían sido contemplados con posibilidades en el Plan de Referencia y por tanto deberá dársele continuidad.

Además de las actividades que las empresas del Sector han venido realizando en los proyectos descritos anteriormente, de manera directa o participativa, se sabe que se están desarrollando los estudios para las siguientes opciones:

- EEPPM adelanta los estudios sobre: factibilidad del proyecto Ermitaño, desarrollo de la cuenca del río San Andrés con los proyectos Cuerquia y Palmar, estudio de la cuenca del río Buey con el proyecto Guaico y estudios complementarios de factibilidad del proyecto Riachón (los dos últimos relacionados anteriormente).

Ha iniciado también actividades de diseño y construcción de algunas minicentrales en el área de Guadalupe y, a finales de 1993, se espera sacar a licitación las minicentrales de Pajarito y Dolores. Igualmente, se ha trabajado en el campo de las microcentrales en su sistema de acueducto, se ha abierto la licitación para la adquisición de la microcentral Manantiales y para otras similares se encuentra en el proceso de licitación para su construcción.

- Por su parte la CVC desarrolla además del proyecto Calima III, los estudios para la desviación del río Copomá al embalse del proyecto Calima I, el nivel actual es de reconocimiento y se encuentra en ejecución el estudio de factibilidad.

En lo que respecta al proyecto Ovejas existe disponibilidad de recursos para la construcción del proyecto, las actividades que se están ejecutando son: revisión de pliegos, especificación del trazado de vías y se espera finalizar el estudio de impacto ambiental en noviembre de 1993.

El informe técnico de factibilidad y una evaluación ambiental preliminar del proyecto de Desviación del río Digua al embalse del Alto Anchicayá se estará terminando para finales de 1993.

Para los estudios de los proyectos de la Hoya del Alto Caquetá se ha celebrado un contrato inter-administrativo entre CVC, ISA e ICEL y se ha empezado a evaluar la propuesta estudios de prefactibilidad.

En el campo de generación térmica y coogeneración se está desarrollando el estudio sobre la unidad IV de Termoyumbo, con una capacidad de 150 MW a carbón, además se continúan los contactos con los ingenios azucareros para la comercialización y suministro de este tipo de energía.

Como respuesta a la apertura del área de generación del Sector Eléctrico a otras modalidades de contratación y participación de otros agentes, la CVC contrató un consultor quien elaborará los pliegos para contratación futura de compras de energía y potencia.

En las Tablas 17.1 a 17.3 se presentan el programa de estudios para el período 1993 - 1997

TABLA 17.1
PROGRAMA DE ESTUDIOS Y DISEÑOS 1993-1997 ⁽¹⁾
ESTUDIOS PARA PROYECTOS DE GENERACION ⁽²⁾

CUENCA	PROYECTO	POTENCIAL EN RECONOCIMIENTO	POTENCIAL ⁽³⁾ A LLEVAR A FACTIBILIDAD (MW)
ALTO ARAUCA	- Culebras - Gualanday - Sinsiga - Chivaraquía - Cobaría - El Guamo - Bojabé	137 255 130 171 107 138 162	400
ALTO CAQUETA	- Papas - Andaquí - Socoboni - Gusiayaco - Petacas - Cutanga - Sandoyaco - Tujumbina - Kamsa - Mandiyaco - Mocoa	85 453 150 108 257 206 210 155 335 104 82	700
ALTO PUTUMAYO	- Patascoy - Portachuelo - La Cocha - Guamués	220 212 300 280	300
RIO ARMA	- Guaiico - Carmelo - El Cairo - Aures - Sonsón - Encimadas - Cañaveral	70 25 35 30 25 70 35	140
RIOS POZO GUACAICA	- Pozo - San Lorenzo - Río Blanco - Guacaica	14 13 5 6	15
RIO SUMAPAZ	- Guayacana - Guatimbol - Boquerón - Icononzo	66 99 35 134	100
TOTAL (MW)		4919	1655

- (1) Plan indicativo sobre acciones a adelantar en estudios de proyectos menores de 400 MW
(2) A este plan se le deben sumar las acciones sobre reconocimientos de 10 a 100 MW a nivel nacional.
(3) Estudios de Factibilidad en dos etapas. Incluye PREFACTIBILIDAD de toda la cuenca en la primera etapa.

TABLA 17.2
PROGRAMA DE ESTUDIOS Y DISEÑOS 1993-1997
PLAN DE INVERSIONES ⁽¹⁾

APLICACION		DESEMBOLSOS ⁽²⁾					TOTALES	
		1993	1994	1995	1996	1997		
1. FACTIBILIDADES EN DOS ETAPAS ⁽³⁾								
HOYAS ALTO ARAUCA, ALTO CAQUETA Y ALTO PUTUMAYO	M.L.	630	2520	2520	630	0	6300	
	M.E.	0	0	0	0	0	0	
HOYAS RIO ARMA, RIO SUMAPAZ Y RIOS POZO GUACAICA	M.L.	130	520	520	130	0	1300	
	M.E.	0	0	0	0	0	0	
SUBTOTALES		M.L.	760	3040	3040	760	0	7600
		M.E.	0	0	0	0	0	0
2. ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS ⁽⁴⁾								
TECNICOS ⁽⁵⁾	M.L.	170	330	0	0	0	500	
	M.E.	0	0	0	0	0	0	
AMBIENTALES ⁽⁶⁾	M.L.	550	550	0	0	0	1100	
	M.E.	0	0	0	0	0	0	
SUBTOTALES		M.L.	720	880	0	0	0	1600
		M.E.	0	0	0	0	0	0
3. DISEÑOS HIDROELECTRICAS ^{(7) (8)}								
NECHI Y PORCE III ⁽⁹⁾	M.L.	0	0	0	1000	2000	3000	
	M.E.	0	0	0	100	200	300	
SOGAMOSO	M.L.	1000	2000	2000	0	0	5000	
	M.E.	0	200	200	0	0	400	
CALIMA III y MICAY	M.L.	0	0	1500	2000	1500	5000	
	M.E.	0	0	100	200	100	400	
RIACHON	M.L.	1000	2000	2000	0	0	5000	
	M.E.	0	200	200	0	0	400	
SUBTOTALES		M.L.	2000	4000	5500	3000	3500	18000
		M.E.	0	400	500	300	300	1500

TABLA 17.2 (Cont.)
PROGRAMA DE ESTUDIOS Y DISEÑOS 1993-1997
PLAN DE INVERSIONES ⁽¹⁾

APLICACION		DESEMBOLOS ⁽²⁾					TOTALES	
		1993	1994	1995	1996	1997		
4. DISEÑOS TERMOELECTRICAS ⁽⁴⁾								
TERMICA SAN JORGE (300 MW)	M.L.	0	385	785	0	0	1150	
	M.E.	0	0	60	0	0	60	
TERMICA TIBITA (300 MW)	M.L.	0	500	500	0	0	1000	
	M.E.	0	0	50	0	0	50	
ZIPA VI	M.L.	0	375	375	0	0	750	
	M.E.	0	50	0	0	0	50	
SUBTOTALES		M.L.	0	1260	1640	0	0	2900
		M.E.	0	50	110	0	0	160
5. ESTUDIOS DE TERMICAS Y GAS								
FACTIBILIDAD Y DISEÑO TURBOGASES Y CICLOS COMBINADOS	M.L.	300	300	0	0	0	600	
	M.E.	0	0	0	0	0	0	
NORMALIZACION PLANTAS TERMICAS (TV, TG, CC)	M.L.	150	150	0	0	0	300	
	M.E.	50	50	0	0	0	100	
NUEVAS TECNOLOGIAS DE GENERACION TERMOELECTRICA	M.L.	100	300	100	0	0	500	
	M.E.	50	200	50	0	0	300	
SUBTOTALES		M.L.	550	750	100	0	0	1400
		M.E.	100	250	50	0	0	400
TOTALES		M.L.	4030	9930	10290	3780	3500	31500
		M.E.	100	700	680	300	300	2080

- (1) Corresponde a un plan indicativo sobre inversiones del Sector.
- (2) Desembolsos a precios constantes de 1991.
ML: moneda local, millones de pesos colombianos.
ME: moneda extranjera, miles de US dólares.
- (3) Incluye estudios de prefactibilidad en la primera etapa. Se espera tener entre 1500 y 2000 mw con factibilidad terminada en 1996.
- (4) Adicionales a las factibilidades y diseños totales o parciales de los proyectos del actual catálogo.
- (5) Nombres indicativos sobre proyectos que se aprecian atractivos.
- (6) Se plantean opciones regionales: Nechí y Porce III, Calima III y Arrieros del Micay y Sogamoso.
- (7) Estudios requeridos para el Proyecto Nechí.
- (8) Grupo de estudios requeridos para los proyectos del actual Catálogo.
- (9) El diseño del proyecto Nechí finalizaría en 1998.

La sugerencia y recomendación entonces al país y a las diferentes entidades del Sector Eléctrico, tanto del orden regional como nacional, como resultado de los ejercicios y evaluaciones llevados a cabo sobre las proyecciones de demanda y las necesidades creadas para atenderla en forma óptima, se centra en los puntos siguientes:

- Adelantar un plan de estudios de Factibilidad en dos etapas con base en el actual inventario de proyectos de 10 a 400 MW con que cuenta el país y según se plantea en el Tabla 17.1, de los cuales se espera tener a nivel de Factibilidad entre 1500 y 2000 MW a finales de 1996.
- Efectuar estudios complementarios a los proyectos del actual Catálogo de Proyectos del Plan de Expansión en aspectos de tipo tanto técnico como ambiental (Tabla 17.2).
- Continuar con la acciones para garantizar la disponibilidad de recursos hidroeléctricos en el país con potencial entre 10 y 100 MW.
- Igualmente, se recomienda estimular el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW, asignando recursos para la realización de estudios y construcción de proyectos de estas características, con una adecuada orientación y planificación, por los importantes beneficios que pueden representar, especialmente en el caso de comunidades rurales apartadas y para sustitución de combustibles.
- Empezar un plan continuado de diseños básicos para licitación de proyectos tanto hidroeléctricos como termoeléctricos que se prolongue hasta el año 2000, que amplíe la base de decisiones para construcción de centrales para la expansión del Sector.
- Realizar investigaciones y estudios sobre disponibilidad y confiabilidad en el suministro de combustible (gas natural, ACPM, Fuel Oil No.6, crudo de Castilla, etc) que puedan ser utilizados en generación termoeléctrica con base en ciclos de gas simples, ciclos combinados y ciclos de vapor. Estos estudios deben ser definidos, orientados y coordinados por la Unidad de Planeamiento minero - energético y ejecutados por ECOPETROL.
- Realizar investigaciones y estudios sobre la implantación de nuevas tecnologías orientadas a incrementar la eficiencia de la generación termoeléctrica, tales como: gasificación del carbón, lecho fluidizado, utilización del coque subproducto de la refinación del petróleo, gas metano procedente de la explotación subterránea del carbón y otras.
- Realizar, lo más pronto posible, los estudios sobre la factibilidad financiera de la estrategia de inversión recomendada y la evaluación de las incertidumbres del Plan de Gas.

17.8 Programa de Ahorro y Eficiencia Energética

El plan de ahorro y eficiencia energética está constituido por el conjunto de medidas tendientes a lograr producir, transportar, comercializar y utilizar de una forma más racional la energía.

El anterior propósito se puede alcanzar a través de:

- La promoción de nuevas modalidades de oferta energética por fuentes distintas a las tradicionales, con efectos beneficiosos sobre el autoabastecimiento, la eficiencia y la conservación del medio ambiente.
- Optimización del uso de la infraestructura existente de producción y transporte.
- Una mejor gestión del mercado eléctrico que permita el seguimiento, control y desarrollo dentro del contexto del Sector Energético y la economía del país.
- Programas sobre la demanda que aseguren un menor consumo de energía para los mismos niveles de actividad económica y de bienestar.

La aplicabilidad de los programas de ahorro y eficiencia energética depende de factores internos y externos al Sector Eléctrico, entre los más determinantes están el ritmo de crecimiento de la economía, la estructura productiva, los precios relativos de la energía y la evolución tecnológica.

El objetivo del plan de ahorro y eficiencia energética es procurar que se lleven a cabo los programas que aseguren que el mejoramiento en la eficiencia energética pueda ser visto como un recurso para el sistema de energía eléctrica, que puede ser estimada, pronosticada, programada y comparada para ayudar a satisfacer los futuros requerimientos del crecimiento de la demanda para todo el sistema eléctrico.

Con el objeto de concretar proyectos específicos de ahorro y eficiencia energética, se deben adelantar los estudios de factibilidad correspondientes que adicionalmente permitan conocer el monto de sus inversiones, cronograma de ejecución, localización, responsabilidades y metas energéticas en el corto, mediano y largo plazo, entre otros.

Se propone que los estudios en el lado de la oferta se concreten prioritariamente en:

- Modernización y optimización de la infraestructura del sistema en operación (Generación - Transmisión).
- Utilización de fuentes renovables no convencionales (eólica, solar, biomasa, residuos sólidos urbanos, etc).
- Posibilidad de uso alternativo de combustible en plantas térmicas.
- Gerenciamiento del mercado eléctrico que permita la reducción de pérdidas no técnicas y una mayor eficiencia en la gestión y manejo de la oferta que redunden en menores tarifas al consumidor.
- Programas específicos de reducción de pérdidas técnicas especialmente en los sistemas de distribución.

Los estudios de la eficiencia energética del lado de la demanda se puede concentrar sobre tres componentes:

- Manejo de la Demanda
- Programas de Ahorro de Energía
- Programas de sustitución hacia energéticos menos costosos.

El manejo de la demanda se define como las acciones que las empresas eléctricas toman para variar el momento y la magnitud del consumo de electricidad por parte de sus abonados.

Los programas de ahorro de energía se obtienen al mejorar los tres factores que afectan el consumo: la intensidad de uso, la eficiencia de los equipos de uso final y acerbo de éstos.

En el lado de la demanda, el Banco Mundial y la CNE adelantaron del estudio de Eficiencia Energética en los Sectores Residencial, Comercial y Oficial⁽¹⁾, con el objeto de identificar, evaluar y establecer el impacto de opciones de conservación de energía en las ciudades de Santafé de Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla. El ahorro total de las medidas de conservación recomendadas en este estudio asciende en el año 2005 a 1193 GWh de energía y 251 MW de potencia. Según el informe final del anterior estudio (Junio de 1992), en el corto plazo se recomienda continuar con los tres subproyectos identificados: normalización, certificación y etiquetado de electrodomésticos; estándares de conservación de energía en construcción y programas piloto de administración de la demanda, los cuales constituyen el inicio del programa de eficiencia energética con un costo total de 4.1 millones de dólares.

(1) WORLD BANK-UPPD-BILATERAL AID. Energy Sector Managment Assistance Program (ESMAP). Comisión Nacional de Energía "Estudio de Eficiencia Energética en los sectores residencial, comercial y oficial". Informe de Consultores, primera etapa. Doc. de trabajo. Santafé de Bogotá, febrero de 1992.

ESTRATEGIA DE INVERSION

18. ESTRATEGIA DE INVERSION

18.1 Elementos Básicos

Con base en los análisis presentados y los objetivos planteados, se destacan los siguientes elementos para conformar la estrategia de inversión en el Sector Eléctrico Colombiano:

- El desarrollo del Sector Energético Colombiano en el futuro próximo se enmarca en un contexto de apertura económica, modernización y participación privada dentro de un marco regulador a cargo del Estado. Todo lo anterior con el fin de incrementar eficiencia, productividad y calidad del servicio.
- Los planes de abastecimiento de electricidad han sufrido un vuelco radical desde 1991. Por una parte, la crisis financiera que padeció el Sector dio lugar a un replanteamiento fundamental respecto al papel del Estado que se concretó en el diseño de una Ley para el Sector Eléctrico en la cual se busca promover la eficiencia por medio de la competencia y la introducción de mecanismos de mercado, con lo cual se rompe con la planeación centralizada que caracterizó a este subsector hasta 1991. Por otra parte, la crisis de abastecimiento de 1992 y 1993 llevó a acelerar la búsqueda de soluciones de corto plazo con participación de capitales privados y puso en tela de juicio los procedimientos y criterios tradicionales de planeación fundamentados solamente en la búsqueda de planes de mínimo costo sin tener en cuenta las distintas dimensiones de riesgo que se asumen en la toma de estas decisiones.
- El Plan de Referencia busca determinar los requerimientos de los distintos tipos de generación (térmicas a gas, a carbón, hidroeléctricas) e indica un conjunto de opciones de proyectos para el cubrimiento de estas necesidades. El Plan deja a los distintos agentes, públicos y privados, la posibilidad de escoger la opción que más les convenga, o bien, proponer otras que no habían sido en principio consideradas, y que están acordes con la estrategia adoptada. Corresponde al Gobierno estar atento para acometer los proyectos cuando éstos no sean acometidos por otros agentes oportunamente.
- El concepto de Plan de Expansión de Referencia se ha consolidado por ser el más adecuado para las condiciones de competencia. En principio, ha sido recibido con cierto escepticismo porque se ha confundido con indefinición, en parte por la época en que empezó a aplicarse, después de casi una década sin que se tomaran decisiones de construcción de nuevos proyectos, y por lo tanto, se tenía ausencia de Plan en Ejecución. Esto se irá subsanando en la medida que en forma natural los proyectos empiecen a ubicarse en el tiempo, como va empieza a darse.

Como consecuencia de las propuestas de reestructuración, no se ha buscado establecer un plan único, sino una guía indicativa respecto a conjuntos de proyectos que permitan abastecer el consumo futuro de manera flexible, evitando situaciones de costos extremos y variables. Con este enfoque estratégico los proyectos identificados

no son necesariamente de obligatoria ejecución, ni están vetados aquellos que no aparezcan en el Plan Indicativo.

- Dentro de este planteamiento, los instrumentos de política del Gobierno para asegurar el abastecimiento pleno y eficiente consisten principalmente en promover aquellos proyectos que aparecen como más deseables, eventualmente brindándoles su apoyo por medio de instrumentos financieros a su alcance como son las garantías de la nación o las contragarantías de la FEN.
- La necesidad de incrementar la capacidad de generación lo más pronto posible y el estado de avance que presentan algunos de los proyectos, hace que se defina de manera más precisa la estrategia de inversión, para el período 1995 - 2000, sin que esto limite la posibilidad de ejecutar otros ni se pierda el carácter de referencia del Plan.
- Colombia tiene una estructura de consumo de energía eléctrica atípica con respecto al patrón existente en otros países. Actualmente, el consumo residencial de energía eléctrica en Colombia alcanza niveles del orden del 50 % del total generado, cuando lo corriente debería oscilar entre el 20 % y el 30 %, como se observa en los países que cuentan con sustitutos adecuados para los usos de cocción y calentamiento de agua; una situación paradójica para un país como Colombia, con abundantes recursos energéticos.
- Colombia es un país rico en recursos energéticos, pero con una desigual distribución entre las regiones, lo cual ha significado una oferta limitada en algunas zonas del país, con los correspondientes impactos sobre su desarrollo.
- En el país, los precios de algunos energéticos tienen una estructura inadecuada. Presentan precios de mercado inferiores a sus costos económicos, lo cual se traduce en subsidios al consumidor que quedan directamente a cargo de las empresas, debilitando su posición financiera para el desarrollo de nuevos proyectos necesarios para garantizar el cubrimiento de la demanda, lo que dificulta el equilibrio natural de las diferentes fuentes de energía.
- Con relación a los recursos energéticos disponibles, la elaboración del Plan de Expansión de Referencia confiere un papel primordial al desarrollo del gas natural, el cual presenta múltiples ventajas económicas tanto en su utilización como por su abundancia. Sin embargo, debido a la versatilidad del recurso, surgen interrogantes respecto a su costo de oportunidad debido a la incertidumbre que rodea su demanda futura, puesto que hasta ahora se están gestando los proyectos para construcción de gasoductos que abastecerán las principales ciudades del interior. Utilizando una metodología que tiene en cuenta el nivel de las reservas y el costo de combustibles alternos, se estimó que el costo de oportunidad del gas natural tendrá un perfil variable, localizado en una franja entre US\$0.7 a US\$1/MBTU en 1993 y US\$1.5 a US\$2.1/MBTU en el año 2003. Sin embargo, esta franja puede variar sustancialmente dependiendo de la posible incorporación de nuevas reservas, de la evolución de la

demanda de gas en los sectores de industria, comercio y doméstico, y de la política futura respecto a las compras de gas en campo por parte de ECOPETROL.

- Con respecto al carbón el Plan de Expansión buscó la mejor identificación de los costos reales de este recurso de acuerdo con la localización de las minas y los posibles proyectos carboeléctricos, evitando así una simple asimilación a los precios internacionales cuando en realidad la localización de las minas imposibilita el acceso a dicho mercado para muchos productores. Con base en un análisis detallado de los costos de minería y transporte, se identificaron proyectos con costos de oportunidad del carbón en boca de mina que varían entre US\$9 y US\$16/ton y costos puesto en planta entre US\$0.53 y US\$0.9/MBTU.
- Con respecto a otros hidrocarburos, se tuvo en cuenta el Fuel Oil, el ACPM y las emulsiones de fuel oil pesado con agua desarrolladas por ECOPETROL. Estos presentan costos de oportunidad ligados al mercado internacional, particularmente en el caso del fuel oil y el ACPM, con valores que oscilan entre US\$10 y US\$14/bl para el fuel oil y US\$25 y US\$30/bl para el ACPM.
- En relación con los proyectos hidroeléctricos, se tuvieron en cuenta aquellos proyectos con factibilidad y diseños. Dentro de éstos últimos se cuentan doce posibilidades de desarrollo, de las cuales cinco corresponden a expansiones o desviaciones de ríos a centrales o embalses existentes. Con la excepción de Urrá I y Porce II, los desarrollos hidroeléctricos sólo pueden entrar en operación con posterioridad al año 2000.
- Entre las principales estrategias para la elaboración del Plan se destacan la diversificación energética con participación creciente del gas, dadas las nuevas reservas de este energético asociadas a los yacimientos de Cusiana en el Casanare, y la introducción de la competencia y promoción de la participación privada.
- Dada la multiplicidad de recursos y su competitividad en costos, así como una orientación metodológica en la cual se busca evitar la dependencia de un sólo recurso energético, se encuentra que el abastecimiento futuro se puede llevar a cabo con múltiples tipos de plantas, dentro de las cuales se cuentan las centrales de ciclo combinado con base en gas natural, algunas carboeléctricas, las expansiones de hidroeléctricas y nuevos desarrollos hidráulicos.

Conscientes de la importancia de enmarcar la estrategia del Sector dentro del esquema de desarrollo del país, se hace necesario tener en cuenta los aspectos que a continuación se describen:

18.1.1 De Política General

La Asamblea Nacional Constituyente introdujo, en la nueva Constitución Política de la Nación de 1991, elementos que servirán de derrotero al proceso de modernización del aparato estatal. Estableció que los servicios públicos, que son responsabilidad del Estado (Artículos 365 y 370), pueden ser prestados por él, por particulares o por organizaciones comunitarias; la

regulación, el control y la vigilancia en la prestación de los servicios públicos le corresponde directamente al Estado. Crea la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para la inspección, vigilancia y control de este tipo de servicios. Estableció que los sectores más pobres de la población podrán recibir subsidios para satisfacer sus necesidades básicas de servicios públicos domiciliarios.

Las entidades del Estado deben especializarse en las funciones que sólo ellas pueden prestar, en particular, la atención de necesidades básicas de la población de menores ingresos, el fortalecimiento de la seguridad, la educación, justicia y la regulación de las actividades de los particulares. Las necesidades presupuestales para el cumplimiento de estas funciones y las metas macroeconómicas exigen concentrar los recursos públicos en estas actividades, alejándolos de aquellas que pueden ser financiadas por el sector privado.

Debe precisarse que una política que abra espacios a la inversión privada es un instrumento para alcanzar metas deseables en términos de bienestar ciudadano, y naturalmente se requiere que el Estado garantice la debida competencia y regulación de la actividad, asegurando así los beneficios sociales esperados. Por otra parte, al reorientar recursos humanos y financieros, se espera alcanzar una mayor eficiencia y eficacia de las entidades gubernamentales y de los servicios que éstas prestan.

18.1.2 Ley Eléctrica

Los problemas estructurales del Sector Eléctrico Colombiano en su organización y conformación, condicionado por diferentes fuerzas e intereses regionales, la autorregulación, las políticas tarifarias y los problemas originados en la asignación, financiación y ejecución de proyectos, lo llevaron a una profunda crisis institucional, financiera y operativa que se hizo evidente en toda su magnitud con el pasado racionamiento eléctrico.

Desde un comienzo, el Gobierno Nacional, en su programa de internacionalización, apertura y modernización, ha prestado particular atención al saneamiento financiero y a la reestructuración del Sector Eléctrico.

La nueva concepción de intervención estatal en la economía y del papel de los agentes privados, plasmada en los proyectos de Ley, se traduce en una serie de propuestas orientadas a mejorar la eficiencia en las actividades del Sector.

18.1.3 Participación Privada

De una u otra forma, las medidas que ha venido tomando el Gobierno, están orientadas a incentivar la participación privada. Adicionalmente, a las medidas anteriormente tratadas, vale la pena destacar las siguientes, especialmente tomadas para promover su participación en el Sector:

- Se autoriza al Gobierno Nacional para adoptar las reformas estatutarias y reestructuraciones administrativas de las entidades del orden nacional del Sector Eléctrico que sean necesarias para superar la crisis de suministro eléctrico.

- Se autoriza a los particulares a vender energía eléctrica.
- Se introduce la figura de los contratos de concesión para la prestación de servicios de generación, transmisión y distribución de electricidad.
- Se recomienda la creación de sociedades de economía mixta para la construcción y operación de proyectos hidroeléctricos.
- Se trazan pautas para los contratos de compra de energía que las empresas eléctricas suscribirían con eventuales proveedores privados. En realidad, son pautas aplicables a proyectos térmicos únicamente, con el inconveniente de que prácticamente se elimina el riesgo al inversionista, descargando los costos de la incertidumbre en generadores y distribuidores. Se establece, eso sí, que las plantas privadas tendrían que someterse a las reglas de operación del Sistema Interconectado.

La forma ideal de participación privada en el Sector Eléctrico sería aquella en la cual los inversionistas, sometidos a un esquema claro de regulación estatal, desarrollarán sus proyectos asumiendo los riesgos propios de las diferentes actividades de la industria eléctrica, con la rentabilidad que corresponda al nivel de riesgo que asuman.

Aunque no se han aprobado todavía los proyectos sometidos al Congreso, hay elementos suficientes, con las medidas que se han tomado, para empezar a armar un esquema coherente de regulación y participación privada que sea verdaderamente competitivo.

La Comisión de Regulación Energética, que debe empezar a funcionar próximamente, tiene tareas inmediatas que realizar. Las reglas de comercialización de la energía dentro del esquema de operación integrada del sistema y las condiciones de contratación de largo plazo, deben ser definidas cuanto antes. Los adelantos que ha hecho el CONPES al respecto, en el marco del Plan de Emergencia, se limitan a garantizarle al inversionista la recuperación de la inversión, y se refieren únicamente a proyectos térmicos.

Igualmente importante es que la Comisión entre a definir parámetros básicos para una operación segura y confiable del sistema de generación: costos de racionamiento, niveles de confiabilidad, mantenimiento de las plantas. El que sea diferente la importancia de estos parámetros para el sistema respecto a los mismos en las empresas generadoras, obliga a ser muy cuidadosos con ellos.

Otra tarea inmediata de la Comisión de Regulación es la definición de la política de tarifas y peajes en los mercados regulados. En particular, hay que hacer claridad con respecto a la política de subsidios. Sin una política de precios al productor y al distribuidor que permita la recuperación de costos económicos, no habrá industria eléctrica competitiva; los inversionistas privados aparecerán sólo si se les garantizan precios que permitan la recuperación de la inversión y el reconocimiento de un margen de rentabilidad razonable. A los distribuidores, no importa cuál sea la estructura de sus mercados, hay que darles tarifas rentables; si el mercado no permite subsidios cruzados de significación, el Estado debe asumir el costo de los subsidios faltantes, empezando por localizar su otorgamiento, para que los reciban los que

realmente los necesitan. Si no hay claridad en este respecto, nadie querrá atender mercados de usuarios de bajos ingresos.

A medida que se perfecciona el esquema regulatorio, se puede:

- Ofrecer acciones de las empresas públicas a inversionistas privados y a organizaciones comunitarias de todo tipo, cooperativas, fondos sindicales, de cesantías, de pensiones, etc. El artículo del proyecto de Ley de Servicios Públicos que obliga a las empresas de servicios, con algunas excepciones, a transformarse en sociedades por acciones, facilitaría este proceso.
- Promover la conformación de grupos de industriales para desarrollar proyectos de autogeneración con respaldo del sistema eléctrico y con la posibilidad de vender excedentes. Deben definirse, por supuesto, las reglas de comercialización.
- Concesiones en distribución para que el sector privado preste el servicio de distribución en áreas definidas. Hay que clarificar la política de precios y subsidios, y la manera de enfrentar el problema de las pérdidas, para que la participación privada no dependa de la estructura del mercado. Lo que aquí se busca es la prestación eficiente de un servicio.
- Una vez sean claras las reglas de comercialización en el contexto de la operación integrada del sistema y de contratación de largo plazo de la energía, se puede pensar en proyectos de riesgo compartido entre empresas generadoras e inversionistas privados dispuestos a hacer inversiones de magnitud.
- En la base de todo el esquema, el Estado, responsable en última instancia del suministro eléctrico, debe estar listo a intervenir cuando las empresas públicas, mixtas y privadas que operan en el Sector no estén dispuestas, por cualquier razón, a desarrollar proyectos necesarios para el suministro confiable del servicio.

18.2 Estrategia de Generación

De acuerdo con los resultados encontrados se espera una tendencia al desarrollo de proyectos térmicos, dada la vulnerabilidad de nuestro sistema actual ante eventos hidrológicos críticos como el de 1991-1992, reforzado por la baja capacidad de regulación del sistema hidroeléctrico, que sólo tiene un embalse multianual. Pero es previsible que en la próxima década se piense nuevamente en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, especialmente por el incremento de los costos derivados de la expansión térmica.

Dadas las perspectivas que ofrece Cusiana hace que se confiera un papel primordial al desarrollo de plantas térmicas utilizando gas natural, lo cual presenta múltiples beneficios por los bajos costos de inversión, cortos períodos de construcción que garantizan la flexibilidad al Plan, calidad y limpieza del combustible frente a otros derivados del petróleo y al carbón, reducción en costos de almacenamiento, transportes, pretratamiento, y localización cerca a

los centros de consumo, entre otros, características que hacen de estas opciones las más atractivas para el sector privado.

La estrategia de expansión formulada garantiza la atención de la demanda con una confiabilidad igual o superior al 95% para el límite superior de la franja de proyección, con tasa de crecimiento del 4.7% en el período 1993 - 2000. Si no se adelantan las acciones pertinentes para entrar la capacidad requerida en el período 1995 - 2000 el nivel de confiabilidad se deterioraría a niveles inferiores del 95%, con un alto riesgo de racionamiento, a partir de 1995, ante la presencia de hidrologías críticas similares a las presentadas en 1991 y 1992.

Requerimientos de Capacidad

De acuerdo con los análisis ejecutados, se recomienda para el período 1995 - 2004:

- Construir 4000 MW adicionales con el fin de poder atender la demanda con un alto nivel de confiabilidad y disminuir la vulnerabilidad del sistema ante eventos extremos de baja probabilidad de ocurrencia.
- Adelantar las acciones necesarias para fortalecer la Interconexión con Venezuela, proyecto que se considera de gran conveniencia para ambos países, si se elaboran contratos de compra de energía firme a precios competitivos con las opciones disponibles para el Plan de Expansión.

Distribución de Capacidad por Fuentes

Con base en los análisis de flexibilidad económica y vulnerabilidad, se recomienda que los 4000 MW a construir para el período 1995-2004, tengan una composición 36% hidráulica y 64% térmica, lo cual representa construir 1150 MW hidráulicos, 2400 térmicos distribuidos en 1950 MW a gas y 600 MW a carbón y ampliar en 300 MW la capacidad de los proyectos existentes que cuentan con esta opción, por necesidades de potencia.

Con esta distribución se lograría la siguiente composición de sistema: 63% Hidráulica, 24% térmica a gas, 10% térmica a carbón, 1% interconexiones internacionales y 2% adiciones de capacidad a proyectos en operación.

Consumo de Combustible

El consumo de gas, hacia el año 2004 presenta un rango de variación entre 316 y 450 MPCD y un valor esperado promedio de 410 MPCD.

El incremento del consumo con respecto al año 1995 varía entre un 98% y 159%, para los casos extremos y un aumento del 148% para condiciones promedias. Así mismo, en el caso de máximo consumo, se superan los 300 MPCD en el año 2000.

El consumo de carbón, presenta variaciones entre 3.1 y 3.7 millones de toneladas y un valor esperado promedio de 3.5 millones de toneladas.

El incremento del consumo con respecto al año 1995 varía entre un 190% y 280%, para los casos extremos y un aumento del 275% para condiciones promedias. Así mismo, en el caso de máximo consumo, se superan los 3 millones de toneladas en el año 2000.

En la Figura 18.1 se presentan las evoluciones de estos volúmenes de combustible.

Adiciones de Capacidad Período 1995 - 2000

Para el período 1995 - 2000, se recomienda la construcción de 750 MW a gas, 450 MW a carbón y 750 MW hidráulicos, para un total de 1950 MW, que sumados a los 440 MW de respaldo que hicieron parte del plan de emergencia, corresponden aproximadamente a los 2500 MW aprobados por el CONPES para el período 1998 - 2002. Estos requerimientos son similares a los del Plan de Referencia de 1992 con un adelanto de dos años debido a las modificaciones en la hidrología por las influencias del período 1991 - 1992 y a la reducción de la disponibilidad térmica que paso de un 80% al 60%. Sobre estos proyectos se requiere tomar las decisiones de construcción lo más pronto posible. En la Tabla 18.1 y en la Figura 18.2 se especifican las opciones para cumplir con esta capacidad.

Considerando el avance presentado por algunos proyectos, se define en forma más precisa la estrategia para el período 1995 - 2000, con los proyectos:

- 480 MW de la repotenciación de Termobarranquilla a cargo de CORELCA
- 150 MW de Termovalle a cargo de la CVC
- 150 MW en el interior del país, a cargo de ISA
- 150 MW a carbón en Paipa a cargo de ELECTROBOYACA
- 300 MW a carbón en la Costa Atlántica a cargo de ISA
- 340 MW de Urrá I a cargo de URRÁ S.A
- 392 MW de Porce II a cargo de EPPM.

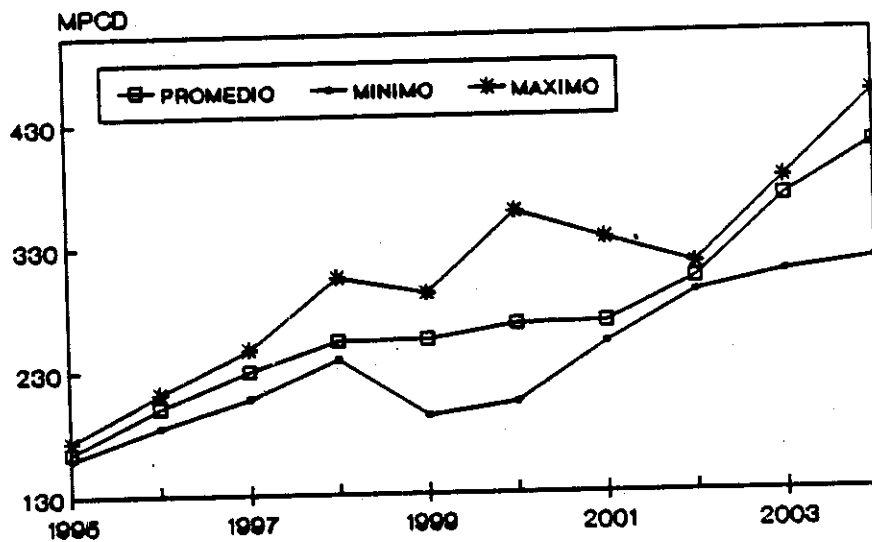
En el caso de evidenciar en 1994, que la tasa de crecimiento de la demanda pueda ser superior al 4.7% y cercanas al 5.1%, los requerimientos se incrementan en 300 MW para un total de 2250 MW.

Los incrementos de capacidad deben ser complementados con una mejora en la disponibilidad del parque térmico existente, teniendo como meta alcanzar el 85% para el año 1995, que permitirá a su vez, brindar mayor flexibilidad al Plan y reducir la vulnerabilidad del Sistema ante situaciones de hidrología crítica, indisponibilidad del sistema de transmisión y del gasoducto, crecimiento no previsto de la demanda por encima de las tasas utilizadas en esta revisión y atraso en la fecha de entrada en operación prevista para los proyectos, entre otros.

■ Opciones a Gas

En cuanto al gas, se busca hacer más eficiente el uso de este recurso, para incrementar su productividad mediante repotenciaciones o instalación de nuevas

FIGURA 18.1
VARIACION DEL CONSUMO DE GAS
SISTEMA TOTAL



VARIACION DEL CONSUMO DE CARBON
SISTEMA TOTAL

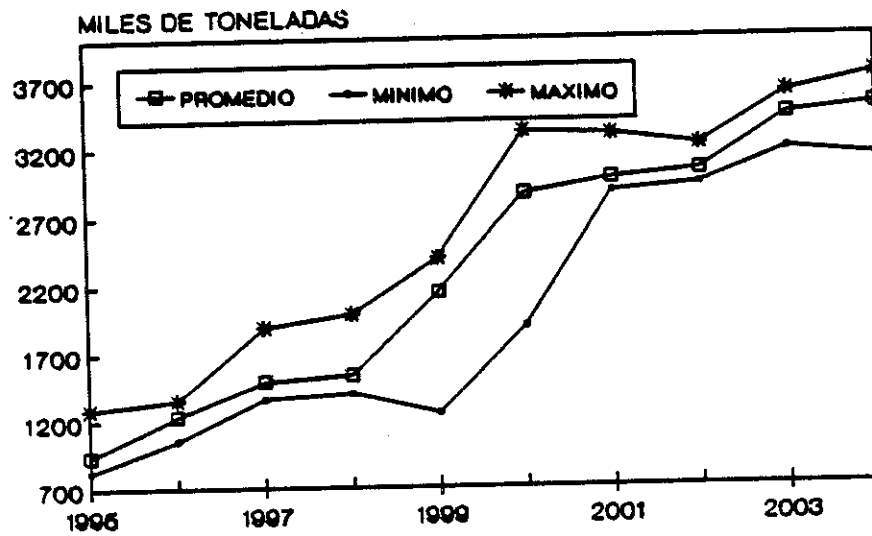
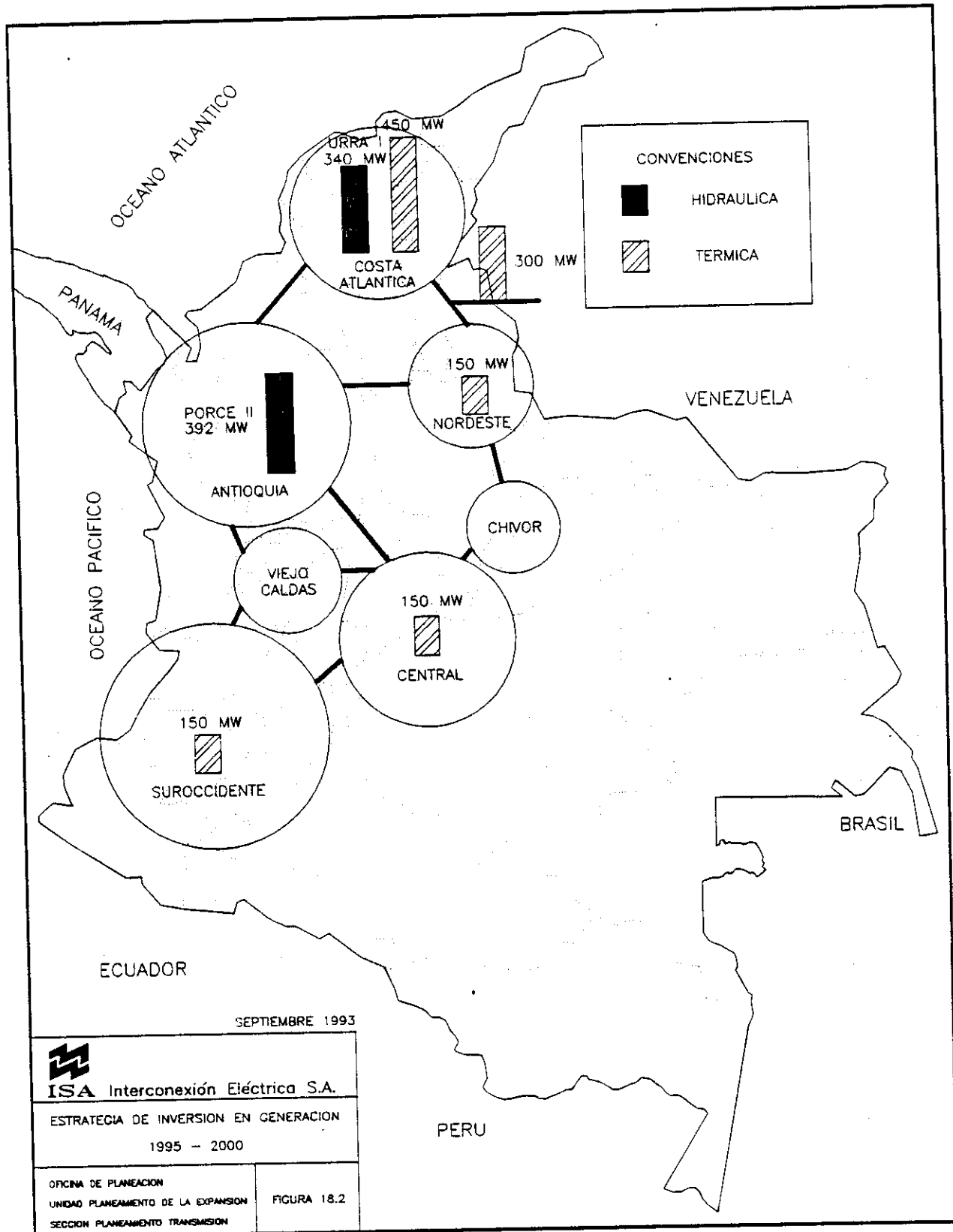


TABLA 18.1
ESTRATEGIA DE INVERSION EN GENERACION
PROYECTOS PARA ADELANTAR ACCIONES⁽¹⁾

PERIODO 1995 - 2000		
OPCIONES	CAPACIDAD ⁽²⁾	PROYECTOS DISPONIBLES ⁽³⁾
GAS	750 MW	REPOTENCIACION Barranquilla 480 MW CICLOS COMBINADOS Costa Atlántica 450 MW Suroccidente 150 MW Centro del país o Suroccidente 150 MW
CARBON	450 MW	Paipa IV 150 MW Tasajero II 150 MW La Loma 300 MW Tibita 300 MW San Jorge 300 MW Zipa VI 150 MW Amagá 150 MW San Luis 150 MW
HIDROELECTRICAS	750 MW	Urrá I ⁽⁴⁾ 340 MW Porco II 392 MW Desviación de Ovejas a Salvajina

- (1) Para cada proyecto se debe adelantar la actividad siguiente en el cronograma de acuerdo con su estado actual.
- (2) Estimada de acuerdo con los resultados del Análisis de Flexibilidad.
- (3) Proyectos propuestos de acuerdo con el catálogo disponible, en el futuro pueden presentarse modificaciones si aparecen nuevas alternativas.
- (4) Urrá I continúa en construcción.



unidades de ciclo combinado, dándole prioridad a la construcción de este tipo de proyectos, particularmente en la Costa Atlántica y el Valle del Cauca.

Ya que los requerimientos de capacidad para el período 1995 - 2000, establecen la construcción de 750 MW térmicos a gas, se recomienda el apoyar institucionalmente el desarrollo de la central de 150 MW en el Valle del Cauca con los estudios complementarios que se requieran, con miras a iniciar su construcción en 1994.

Adicionalmente, con los estudios adelantados para la región de la Costa Atlántica, se identifica como alternativa deseable la repotenciación de Termobarranquilla (480 MW) ó, en caso de que no se lleve a cabo, la instalación de 450 MW en ciclos combinados.

Dado el riesgo que atañe una expansión basada únicamente en proyectos a gas, cuando aún no se dispone de la infraestructura necesaria y fuera del control del Sector Eléctrico, es conveniente disponer de opciones con la posibilidad de utilizar otro tipo de combustible, plantas duales o carboeléctricas.

■ Opciones Carboeléctricas

En la actualidad se adelantan las acciones necesarias para disponer de los 450 MW requeridos en el período, por tanto se recomienda, apoyar el desarrollo de Paipa IV, buscando los mecanismos que permitan reducir el riesgo financiero asumido por la Electrificadora de Boyacá, con el objetivo de iniciar lo más pronto posible la construcción de 150 MW .

Para los 300 MW restantes, se recomienda llevar a cabo los estudios previstos, buscando iniciar la construcción en 1996.

■ Opciones Hidroeléctricas

Los requerimientos de capacidad de generación hacen que sea relevante el compromiso de que los proyectos Porce II y Urrá I estén disponibles a más tardar en el año 2000. Si en el año 1994, no están completamente definidos todos los aspectos relacionados con la construcción de los anteriores proyectos, de tal forma que se evidencie que su fecha de entrada es posterior al año 2000, se deberán adelantar las acciones para disponer durante este período de por lo menos 300 MW térmicos que los reemplacen.

Adicionalmente, se deben adelantar todas las acciones para que la desviación del Río Ovejas a Salvajina esté disponible en el año 1997.

Dada la evolución que ha tenido el Plan de Acción de Referencia, presentado en el capítulo 2, vale resaltar que sobre los 1950 MW necesarios en el período, se han adelantado acciones sobre 1800 MW, requiriéndose que ISA inicie la promoción sobre los 150 MW térmicos restantes.

Adiciones de Capacidad Período 2001 - 2004

Para el período 2001-2004 se recomienda adelantar las acciones para disponer de 1350 MW térmicos y 700 MW hidráulicos, considerando la adición de capacidad en plantas existentes. En la Tabla 18.2 se plantean las opciones para cumplir con esta capacidad.

El tiempo de construcción relativamente largo de los proyectos hidroeléctricos y la falta de un catálogo amplio de ellos con diseños terminados, dificulta que puedan compartir igualdad de condiciones con los proyectos térmicos durante el período de consideración, por lo tanto se recomienda la iniciación de un plan de estudios de diseño de los proyectos con factibilidad terminada.

■ Opciones a Gas y Carbón

Las opciones térmicas planteadas para este período ascienden a 1200 MW a Gas y 150 MW a carbón. Las decisiones correspondientes se deberán analizar en 1994, cuando se tengan menores incertidumbres en el costo del gas, ya que ello podría cambiar la composición de la oferta para este período; no se hace necesario tomar decisiones en 1993.

Se recomienda entonces como estrategia y con miras a ampliar la participación de capitales privados, reducir los trámites de preconstrucción para centrales térmicas alrededor de 2 años y desarrollar un catálogo de centrales térmicas a gas y carbón que permitan una licitación rápida y la agilización del proceso de toma de decisiones.

Existen otras opciones de generación que pueden volverse competitivas con los proyectos identificados en las estrategias y, por esta razón, el Plan de Expansión desarrollado sólo corresponde al estado de información en 1993. Dentro de las opciones que no se han considerado conviene mencionar la posible quema de crudos pesados (como los de Cocorná y Rubiales) utilizando emulsiones con agua; estos crudos eventualmente no-comercializables tendrían un costo de oportunidad muy bajo que los volverían competitivos con las carboeléctricas, teniendo en cuenta sus menores costos de inversión. Una recomendación al respecto consiste en apoyar el Instituto Colombiano del Petróleo y a ECOPETROL en el desarrollo de estos energéticos.

■ Opciones Hidroeléctricas

Para los proyectos Miel I y Calima III (240 MW) se deberán adelantar todas las acciones contempladas en el cronograma de ejecución, con el fin de que puedan ser consideradas como opciones disponibles para cubrir la demanda en este período.

Así mismo, si se adelantan acciones en otros proyectos como Nechí, Sogamoso, Porce III u otros, podrían ser considerados también como opciones disponibles.

TABLA 18.2
ESTRATEGIA DE ACCIONES EN PROYECTOS DE GENERACION

PERIODO 2001 - 2004		
OPCIONES	CAPACIDAD ⁽¹⁾	PROYECTOS DISPONIBLES ⁽²⁾
GAS	1200 MW	CICLOS COMBINADOS Costa Atlántica 300 MW Suroccidente 300 MW Centro del país 750 MW
CARBON	150 MW	Tasajero II 150 MW La Loma 300 MW Tibita 300 MW San Jorge 300 MW Zipa VI 150 MW Amagá 150 MW San Luis 150 MW
HIDROELECTRICAS	700 MW	Miel I 375 MW Calima III 240 MW Riachón 90 MW Sogamoso 850 MW Porce III 760 MW Nechí A 590 MW Miel II 400 MW Guayabetal 370 MW Cabrera 605 MW Humea 275 MW Quetame 230 MW Arrieros del Micay 700 MW La Gabarra 245 MW Upía 1331 MW Adiciones de Capacidad San Carlos 310 MW Betania 165 MW Guavio 598 MW

(1) Estimada de acuerdo con los Análisis de Flexibilidad.

(2) Proyectos propuestos de acuerdo con el catálogo disponible, en el futuro pueden presentarse modificaciones si aparecen nuevas alternativas.

18.3 Estrategia de Transmisión

Red de ISA

Se recomienda emprender acciones lo antes posible y continuar con las que están en curso, para los siguientes proyectos:

- Reforzar la transmisión hacia el Suroccidente mediante la construcción de la línea de circuito sencillo Betania - Mirolindo a 230 kV, del proyecto a 500 kV San Carlos - Cali y de las compensaciones serie de la Línea San Carlos - Esmeralda y Betania - Mirolindo. La línea Betania - Mirolindo debe estar en operación en enero de 1997, mientras que la primera y segunda etapa del proyecto San Carlos - Cali deben estar en operación para los veranos de 1996 y 1998 respectivamente. La entrada en operación de la tercera etapa dependerá de la instalación de generación adicional en el Suroccidente.

Las compensaciones serie de Betania - Mirolindo deben estar operando para antes del verano del 2001, y la de la línea San Carlos - Esmeralda debe entrar después de la tercera etapa del proyecto San Carlos - Cali.

- Aumentar la capacidad de transporte de la línea a 500 kV que enlaza la Costa Atlántica con el Sistema Central, mediante instalación de compensación en la Subestación Chinú para antes del invierno de 1997.
- Reforzar la transmisión en el área del Nordeste mediante la construcción de las líneas de circuito sencillo a 230 kV Bucaramanga - Paipa y Palos - Tasajero para que entren en operación antes de los veranos de 1998 y 1999 respectivamente.
- Asociada a la carboeléctrica de La Loma construir la línea de doble circuito a 230 kV Copey - La Loma y el proyecto a 500 kV La Loma - Ocaña - Bucaramanga en dos etapas, la primera de las cuales, energización a 230 kV, debe entrar en operación con la entrada de la central de 300 MW. La fecha de entrada de la segunda etapa, energización a 500 kV, dependerá de la mayor capacidad que se instale en La Loma o de la ampliación de la interconexión con Venezuela.
- Asociado con la instalación de capacidad de generación térmica en el Magdalena Medio y del proyecto hidroeléctrico Miel I, construir una línea de doble circuito a 230 kV entre las subestaciones Doña Juana (Dorada) y Noroeste (Santafé de Bogotá).

La Tabla 18.3 presenta una descripción de los anteriores proyectos incluyendo otros como la instalación de transformación en Cerromatoso, Chinú, Sabanalarga, la instalación de compensación en paralelo en Arauca y la conexión de la línea Esmeralda - La Mesa a la subestación San Felipe.

TABLA 18.3
EXPANSION RED DE ISA ⁽¹⁾
1994-2004

AÑO	PROYECTOS
1994	<ul style="list-style-type: none"> ■ Línea San Carlos - Comuneros (Barrancabermeja), 230 kV. ■ Línea Cerromatoso - Urrá I - Urabá, 230 kV, energizada a 115 kV. ■ S/E La Reforma (Villavicencio), 230 kV. ■ Compensación paralelo Cuestecitas [2x39] Mvar.
1995	<ul style="list-style-type: none"> ■ Compensación paralelo San Marcos [0, +3x70] Mvar. ■ Conexión S/E San Marcos a los circuitos Caracolí (Cartago) - Yumbo y Esmeralda - Juanchito
1996	<ul style="list-style-type: none"> ■ San Carlos-Cali: Primera Etapa. Compensación Serie Esmeralda-Yumbo, 230 kV, 2C
1997	<ul style="list-style-type: none"> ■ Línea Betania - Mirolindo, 230 kV. ■ Compensación paralelo Chinú [-75, +175] Mvar. ■ Conexión S/E San Felipe a la línea Esmeralda-La Mesa.
1998	<ul style="list-style-type: none"> ■ San Carlos - Cali: Segunda Etapa Línea Cartago ISA-La Hermosa, 230 kV. Línea San Carlos-Cartago-San Marcos, 500 kV, energizada a 230 kV. Conexión 2C Esmeralda-San Marcos a S/E Cartago CVC y Cartago ISA, 230 kV. ■ Transformador Cerromatoso, 300 MVA, 500/230 kV. ■ S/E Urabá, 230 kV. ■ Transformador Chinú, 150 MVA, 500/115 kV. ■ Compensación línea Palos-Arauca, 15 Mvar. ■ Transformador Sabanalarga, 500/220 kV, 450 MVA ⁽²⁾ ■ Línea Bucaramanga-Paipa, 230 kV, 1C.
1999	<ul style="list-style-type: none"> ■ San Carlos - Cali: Tercera Etapa. Energización a 500 kV San Carlos-Cartago-San Marcos. ■ Línea Palos-Tasajero, 230 kV, 1C.
2000	<ul style="list-style-type: none"> ■ Compensación Serie 2C, 230 kV, San Carlos-Esmeralda.
2001	<ul style="list-style-type: none"> ■ Compensación Serie 1C, 230 kV, Betania-Mirolindo.
2000 ⁽³⁾	<ul style="list-style-type: none"> ■ Línea Copey-La Loma, 2C, 230 kV. Línea La Loma-Ocaña, 1C, 500 kV, dos circuitos energizados a 230 kV. Línea Ocaña-Bucaramanga, 1C, 500 kV, energizada a 230 kV. Conexión 1C Fundación-Valledupar S/E Copey, 230 kV.
2003 ⁽⁴⁾	<ul style="list-style-type: none"> ■ Línea Sogamoso-Noroeste, 1C, 500 kV. Conexión líneas Barranca-Bucaramanga y Comuneros -Palos a S/E Sogamoso, 230 kV.
2003 ⁽⁵⁾	<ul style="list-style-type: none"> ■ Línea Doña Juana-Noroeste, 2C, 230kV.

- (1) Incluye el Tercer Plan de Transmisión de ISA.
- (2) Para adiciones de generación superiores a 450 MW en la Costa Atlántica.
- (3) Refuerzos requeridos si se incluye LA LOMA en la estrategia de inversión.
- (4) Refuerzos requeridos si se incluye Sogamoso en la estrategia de inversión.
- (5) Para generación de 150 MW a 300 MW en el Magdalena Medio adicional a la Miel I

Redes otras Empresas

La Tabla 18.4 contiene una descripción de los proyectos que deben acometer las otras empresas del Sector en las redes de su propiedad. Es necesario que cada una de ellas adelante los estudios para compatibilizar este plan con los de subtransmisión, distribución, reducción de pérdidas y programas de compensación reactiva, conservación y gestión de carga.

Se hace indispensable la construcción y puesta en operación, durante 1994, por parte de CORELCA, de las líneas Cuestecitas-Valledupar y Fundación-Sabanalarga.

Interconexiones Internacionales

- Se requiere continuar con las acciones a fin de incrementar la disponibilidad en forma permanente de la línea Cuestecitas - Cuatricentenario y ampliar la capacidad de la interconexión con Venezuela con nuevos refuerzos, para dar respaldo, flexibilidad y disminuir la vulnerabilidad del Sistema. Así mismo, se deben establecer contratos de compra de energía firme que propicien condiciones comerciales favorables y garanticen una mayor confiabilidad de la oferta de energía por parte de Venezuela.
- Dado los resultados atractivos de los estudios de factibilidad técnico - económica de la interconexión Colombia - Ecuador, se deben emprender las acciones que conduzcan a la construcción de una línea circuito sencillo a 138/115 kV, entre Tulcán e Ipiales, con una capacidad del orden de 35 MW.

18.4 Estrategia Ambiental

- Realizar los estudios ambientales para los proyectos de térmicas a gas, repotenciaciones y proyectos de ciclos combinados.
- Para todos los proyectos que pasen a las etapas de diseño o construcción deben adelantarse las gestiones tendientes a la consecución de las respectivas licencias ambientales, en caso de que no cuenten con ellas.
- Los proyectos que se consideren para avanzar a la siguiente etapa, bien sea ésta de prefactibilidad o factibilidad, deben desarrollar los estudios ambientales correspondientes, además se deben adelantar los estudios ambientales complementarios para aquellos proyectos que así se decidan, previo a su paso a la etapa de diseño.
- Estudiar la posibilidad de incorporar en los diseños de las térmicas, tecnologías más avanzadas tales como el lecho fluidizado, dado que brindan mejor calidad ambiental y pueden ser competitivas económicamente.

TABLA 18.4
EXPANSION REDES DE OTRAS EMPRESAS
1994-2004

EMPRESA	PROYECTOS	FECHA
CORELCA	■ Línea Cuestecita-Valledupar, 1C, 220 kV	1994
	■ Línea Fundación-Sabanalarga, 1C, 220 kV	1994
	■ Línea S/larga-Nva B/quilla-Soledad, 1C, 220 kV	1995
	■ Línea Fundación-Valledupar, 1C, 220 kV	1998
	■ Línea Sabanalarga-Soledad, 1C, 220 kV ⁽¹⁾	1998
	■ Línea Fundación-Sabanalarga, 1C, 220 kV	2000
EEB	■ S/E Balsillas a Noroeste-La Mesa, 1C, 230 kV	1995
	■ S/E Mirador(Bogotá) a Guavio-Circo, 2C, 230 kV	1999
	■ Línea Mirador(Bogotá)-Torca, 1C, 230 kV	2002
	■ Energización 500 kV líneas Guavio-Guasca, Guavio-Villavicencio, Guavio-Usme.	2004
CVC	■ S/E Juanchito a Yumbo-San Bernardino, 1C, 230 kV	1995
	■ S/E Tuluá a Cartago-San Marcos, 1C, 230 kV	1997
	■ S/E Guabinas a Alto Anchicayá-Yumbo y Pance - Yumbo	2001
	■ Línea Guabinas - San Marcos, 1C, 230 kV	2001
CHEC	■ Energización a 230 kV, Esmeralda-La Hermosa	1995
EEPPM	■ Línea El Salto-Barbosa, 1C, 220 kV	2000
	■ Línea La Tasajera-Bello, 1C, 220 kV	2000
	■ S/E Pintada a San Carlos-Esmeralda, 1C, 230 kV ⁽²⁾	2002

(1) Para adiciones de generación superiores a 450 MW en el área de Barranquilla

(2) Actualmente bajo revisión

- Implementar las recomendaciones del estudio de Evaluación Ambiental Sectorial (EAS), que ISA desarrolla por delegación del Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con los Términos de Referencia convenidos con el Banco Mundial.

18.5 Estrategia de Estudios

Esta estrategia tiene como objetivo fundamental efectuar la programación de nuevos estudios en todos los niveles desde Reconocimiento hasta Factibilidad y Diseño que requiere el Sector, de acuerdo con las necesidades y perspectivas de expansión a largo plazo del Sistema.

En primer lugar se recomienda adelantar los estudios para ampliaciones, recuperaciones de capacidad o desviaciones de ríos a proyectos hidroeléctricos existentes. Estas opciones deberían adelantarse lo más rápido posible dado que utilizan la infraestructura existente y por lo general tienen bajos costos y tiempos de construcción.

Continuar con la identificación de microcentrales hidráulicas (menos de 10 MW) e incentivar su desarrollo (esta opción se extiende a algunas empresas de acueducto) y de manera similar proseguir con la ejecución del reconocimiento de proyectos entre 10 y 100 MW.

Además, el Sector deberá ejecutar estudios complementarios de carácter técnico o ambiental, a algunos proyectos del catálogo actual, con el objeto de completar su nivel de factibilidad e igualar sus condiciones de comparación, lo cual optimizará la base de evaluación de los Planes de Expansión.

En la Tabla 18.5 se presenta para los proyectos hidroeléctricos el programa de estudios a realizar en el período 1993-1997.

En el campo de la generación termoeléctrica se deben continuar con los estudios de: normalización de plantas térmicas (Turbovapor, Turbogas y ciclo combinado), y disponibilidad de combustible y nuevas tecnologías (gasificación del carbón, lecho fluidizado), etc.

Emprender los estudios del "Plan de Retiros o Recuperación de Plantas Térmicas" que comprende: diagnóstico del estado actual, parque termoeléctrico del Sistema Interconectado Nacional, identificación vida útil remanente y costos de producción actuales de las plantas susceptibles de recuperar. Con los resultados de este estudio se podrán identificar plantas térmicas en que se puede aprovechar la infraestructura física para desarrollar ampliaciones, introducir mejoras en la eficiencia y producción energética, y reducir sus impactos ambientales.

Se requiere que el Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) continúe con las investigaciones en plantas térmicas piloto sobre la utilización de combustibles emulsionados a fin de conocer las ventajas y desventajas de su uso en el campo termoeléctrico.

**TABLA 18.5
PROGRAMA DE ESTUDIOS Y DISEÑOS 1993-1997**

1. RECONOCIMIENTO	
PROYECTOS ENTRE 10 Y 100 MW	
2. FACTIBILIDADES	
EL QUIMBO RIO TUNJITA HOYAS ALTO ARAUCA, ALTO CAQUETA Y ALTO PUTUMAYO HOYAS RIO ARMA, RIO SUMAPAZ Y RIOS POZO GUAÇAICA	
3. ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS ⁽¹⁾	
TECNICOS ⁽³⁾ AMBIENTALES ⁽⁴⁾	
4. DISEÑOS HIDROELECTRICAS ⁽²⁾	
En ejecución o próximos a iniciar	Potenciales
NECHI	PORCE III
SOGAMOSO	GUAYABETAL
CALIMA III	CABRERA
ARRIEROS DEL MICAY	HUMEA
RIACHON	QUETAME
	LA GABARRA
	EL NEME
	CHIMERA
	PATIA I Y II
	SAMANA MEDIO
	UPIA
	FONCE

- (1) Adicionales a las factibilidades y diseños totales o parciales de los proyectos del actual catálogo
- (2) Nombres indicativos sobre proyectos que se aprecian atractivos
- (3) Estudios requeridos para el proyecto Nechí
- (4) Grupo de estudios requeridos para los proyectos del actual catálogo

18.6 Estrategia para el uso racional de Energía

Aunque se reconoce que los esfuerzos hechos en materia de uso racional de la energía han arrojado resultados positivos, no ha existido un conjunto de acciones de carácter permanente, que estén orientadas por principios económicos de eficiencia, que garanticen el mejor aprovechamiento integral de las distintas fuentes energéticas disponibles. Por tal razón se recomienda configurar una política para fomentar la utilización de recursos renovables no convencionales en nuestro medio (energía eólica, solar, biomasa, residuos) y concretar programas de ahorro y eficiencia energética con metas realistas que conduzcan al mejor aprovechamiento de los recursos disponibles. Una política con excelentes resultados es la de otorgar estímulos a los usuarios proporcionales al ahorro.

Se debe encomendar al Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas la responsabilidad de elaborar los planes de uso racional de energía y realizar el seguimiento y control de cada uno de los programas específicos que se decidan acometer.

AGENDA DE DECISION

19. AGENDA DE DECISION

Para facilitar la implantación de la estrategia de inversión y como resultado de la revisión del Plan de Expansión, se conforma la agenda de actividades, a realizar durante 1993 y 1994, relacionadas con la oferta, la demanda, la transmisión, la integración con los otros subsectores energéticos, las interconexiones internacionales, la legislación, regulación y comercialización de energía.

El cumplimiento de la agenda constituye el elemento fundamental para garantizar la flexibilidad del Plan. Dentro de las actividades, para asegurar el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica, en el período 1995 - 2000, existen unas que son críticas y deben ser realizadas antes de finalizar 1993; estas actividades son:

- Contratación e iniciación de la construcción del Gasoducto para asegurar su puesta en servicio en 1995.
- Desarrollo de la infraestructura de producción y transporte del gas natural.
- Control y seguimiento del Programa de Masificación del Uso del gas en el país.
- Contratación del desarrollo de 480 MW a gas en la Costa Atlántica para asegurar que los primeros 240 MW entren en operación comercial en 1995.
- Contratar el desarrollo de 150 MW a gas en el Valle para que por lo menos 100 MW estén disponibles en Julio de 1995.
- Contratar el desarrollo de 150 MW carboeléctricos en el Nordeste del país para que estén en operación antes de 1998.
- Adjudicación y legalización del contrato para la construcción de la primera etapa de la subestación San Marcos.
- Definición de las garantías por parte de la Nación para que se ejecuten los 1200 MW termoeléctricos necesarios para el período 1995 - 2000.

A continuación se muestran en detalle las actividades a llevar a cabo durante 1993 y 1994.

AGENDA 1993 Y 1994**SISTEMA EXISTENTE**

- Adelantar el estudio para la elaboración del Plan de recuperación y retiro de unidades.
- Elaborar un Plan para reposición de equipo.
- Establecer un programa estricto de mantenimiento predictivo y correctivo de las plantas térmicas.
- Adelantar un programa de capacitación de los ejecutivos y técnicos de las empresas generadoras, en gestión y mantenimiento de unidades.
- Asegurar la apropiación de partidas presupuestales para mantenimiento de unidades de Generación.
- Diseñar un sistema de control y seguimiento de los programas de mantenimiento.
- Replantear el Plan de Acción para cumplir las metas de reducción de pérdidas.
- Adaptar térmicas para el uso alterno de combustibles.

PROYECTOS A GAS

- Contratar el desarrollo de 450 a 480 MW en la Costa Atlántica, asegurando que al menos 240 MW entren en operación comercial en diciembre de 1995 y los otros 240 MW en 1997.
- Contratar el desarrollo de 150 MW en el Valle del Cauca a cargo de la CVC, para que los primeros 100 MW estén disponibles en julio de 1995 y los otros 50 MW un año más tarde.
- Promover el desarrollo de 150 MW a gas en el centro del país para que entren en operación entre 1997 y 1999.
- Promover el desarrollo de 300 MW térmicos adicionales, si se evidencia que la tasa de crecimiento de la demanda es superior al 4.7%.
- Contratar la construcción del gasoducto para asegurar que en el segundo semestre de 1995 se tenga disponibilidad del gas en el Suroccidente del país.
- Revisar la disponibilidad de gas para generación de termoelectricidad en los períodos 1995 - 2000 y 2001 - 2004.
- Concretar la estructura y los precios del gas para el período 1994 - 2000.

PROYECTOS CARBOELECTRICOS

- Contratar el desarrollo de 150 MW en el Nordeste, para que entren en operación a más tardar en 1998.
- Definir el esquema de desarrollo y ubicación de 300 MW, para que entren en operación a más tardar en 1999.
- Promover el desarrollo de 150 MW a 300 MW, para que entren en operación en el período 2000 - 2004.

PROYECTOS HIDROELECTRICOS

URRA I

- Continuar con el cronograma establecido para su construcción, a fin de que entre en operación comercial a más tardar en el año 2000.

PORCE II

- Continuar con la ejecución de la infraestructura y gestiones para la consecución de la financiación, con el fin de asegurar su puesta en servicio para enero del año 2000.

DESVIACION DEL RIO OVEJAS A SALVAJINA

- Actualizar los pliegos de licitación para la construcción, definir acuerdo con la comunidad y obtención de la licencia ambiental y adelantar las gestiones de financiación necesarias para que el proyecto entre en operación antes de 1998.

MIEL I

- Continuar con los diseños y las gestiones necesarias para desarrollar el proyecto y asegurar que entre en operación en el 2001.

PROYECTOS DE TRANSMISION

PROYECTOS A CARGO DE ISA PARA EL PERIODO 1993 - 1995

- Control y seguimiento de estos proyectos para garantizar que entren en la fecha programada.

LINEAS BUCARAMANGA - OCAÑA - CUCUTA Y CUESTECITA - VALLEDUPAR

- Control y seguimiento para garantizar su puesta en servicio en 1994.

LINEA FUNDACION-SABANALARGA

- Contratar la construcción para asegurar que entre en operación en 1994.

SUBESTACION SAN MARCOS PRIMERA ETAPA

- Adjudicación y legalización del contrato para la construcción de la primera etapa de la subestación San Marcos con el fin de que entre en operación antes de julio de 1995.

TERCER PLAN DE REFUERZO DE TRANSMISION

- Elaboración de estudios técnicos, económicos y financieros detallados de mediano y corto plazo.
- Elaboración de diseños.
- Gestión Financiera.

LINEAS PAIPA-BUCARAMANGA Y TASAJERO-PALOS

- Elaboración de los términos de Referencia para el diseño.
- Elaboración de diseños.
- Justificación técnica, económica y financiera.
- Gestión Financiera.

REFUERZO INTERCONEXION COLOMBIA-VENEZUELA

- Realización del estudio de factibilidad técnica, económica y financiera.
- Elaboración de los convenios para la ejecución del proyecto.
- Realización de diseños.

REGULACION

- Aprobación de los proyectos de Ley Eléctrica y Servicios Públicos Domiciliarios.
- Culminación del proceso de reestructuración administrativa y financiera de las empresas del Sector.
- Definición de los esquemas comerciales y tarifarios para la comercialización de potencia y energía.

- Definición e implementación del esquema de cargos de transmisión.
- Estudio de la posibilidad de eliminar o reducir los impuestos sobre las inversiones en generación y transmisión, en el período en el cual las tarifas no cubran los costos.
- Elaboración del código de redes.

PLAN DE ESTUDIOS

DEMANDA

- Revisar las proyecciones de demanda energéticas y eléctricas a nivel agregado y regional.

COSTOS DE RACIONAMIENTO

- Adelantar el estudio de Costos de Racionamiento.

OTROS COMBUSTIBLES FOSILES

- Apoyar al Instituto Colombiano de Petróleo en sus investigaciones sobre otras opciones de generación.
- Realización de los estudios de factibilidad para el desarrollo de proyectos usando coque, crudos pesados, emulsiones , etc.

AMBIENTAL

- Completar los estudios ambientales para los proyectos con factibilidad terminada.

HIDROELECTRICOS

- Elaboración de los Términos de Referencia y diseños en las opciones hidroeléctricas, del orden de 2000 MW.
- Elaboración de los Términos de Referencia e iniciación de estudios de factibilidad en dos etapas para proyectos con capacidades menores a 400 MW.
- Apoyar el desarrollo de pequeñas y medianas hidroeléctricas, viables técnica, económica y financieramente.
- Continuar con los estudios de proyectos hidroeléctricos entre 10 y 100 MW.

PLAN DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGETICA

- Desarrollo de programas específicos y fijación de metas desde el lado de la demanda y de la oferta.
- Promover la cogeneración y diseño de políticas para apoyar su vinculación al mercado eléctrico.
- Incentivar la utilización de energía eólica y solar para actividades donde es eficiente su uso.
- Fomentar la investigación y el desarrollo de proyectos específicos de generación de energía eléctrica utilizando recursos renovables y no renovables, especialmente en zonas rurales.
- Promoción y apoyo de la estrategia de sustitución de energía eléctrica por gas.

SEGUIMIENTO Y CONTROL ESTRATEGIA DE INVERSION

- Seguimiento del Plan de Expansión de generación y transmisión en construcción.
- Implantar el Sistema de Información para la evaluación, control y seguimiento de la estrategia de inversión.
- Control y seguimiento de las pérdidas de energía de todas las empresas del Sector Eléctrico en el país.
- Evaluación de la evolución de la estrategia de inversión.
- Revisión de la estrategia de inversión en el segundo semestre de 1994.

RECOMENDACIONES

20. RECOMENDACIONES

Estrategia de Inversión

- 20.1 Para garantizar el cubrimiento de la demanda en el período 1995-2000, se recomienda: Adoptar una estrategia de inversiones para el período 1993-2000, conformada por: 750 MW a gas, 450 MW a carbón y 750 MW hidráulicos, los refuerzos de transmisión, el plan de estudios, los programas de recuperación de unidades y eficiencia energética e incremento de la disponibilidad del parque térmico existente.
- 20.2 La estrategia de inversiones recomendada en la Revisión del Plan de Expansión de Referencia, puede atender la demanda de energía, con una confiabilidad superior al 95%, hasta con una tasa de crecimiento del 5.2% en el período 1994 - 2000; y hasta el 5.7% si se adicionan 300 MW en el año 1998, para atender confiablemente la demanda en los años 1999 y 2000.
- 20.3 Para asegurar la atención de la demanda en el corto plazo, especialmente en el período 1994 - 1998, se deben tomar las decisiones que conduzcan a la ejecución de la estrategia de inversión recomendada, la cual garantiza el cubrimiento de una demanda que considera un crecimiento del PIB hasta del 5.5% sin incluir el Programa de Masificación de Gas, si este Plan se incluye, la estrategia de inversión se adaptaría a una demanda considerando un crecimiento del PIB superior.
- 20.4 Para el período 2001-2004 se recomienda adelantar acciones en 1350 MW térmicos (1200 MW a gas y 150 MW a carbón) y 700 MW hidráulicos.

Desarrollo de Proyectos

De acuerdo con el estado de avance de los proyectos y teniendo en cuenta los requerimientos antes mencionados se deben:

- 20.5 Realizar todas las acciones necesarias para instalar lo más pronto posible:
- 480 MW a gas en la Costa Atlántica mediante repotenciación de Termobarranquilla a cargo de CORELCA.
 - 150 MW a gas en el Valle del Cauca a cargo de la CVC.
 - 150 MW a gas en el interior del país a cargo de ISA.
 - 150 MW a carbón en Paipa IV a cargo de ELECTROBOYACA.
 - 300 MW a carbón en la Costa Atlántica a cargo de ISA.

- 20.6 Iniciar la construcción de la desviación del Río Ovejas al embalse de Salvajina.
- 20.7 Continuar con la construcción del proyecto hidroeléctrico Urrá I.
- 20.8 Iniciar la construcción de las obras principales de Porce II en 1994.
- 20.9 Continuar con todas las acciones para asegurar la iniciación de la construcción del proyecto hidroeléctrico Miel I.

Sistema Nacional de Transmisión

- 20.10 Desarrollar los proyectos de transmisión indicados en las Tablas 6.3 y 6.4 para que entren en operación en la fecha prevista.
- 20.11 Gestionar los créditos necesarios para desarrollar los proyectos de transmisión, para que antes de junio de 1994 se tenga definida su financiación.
- 20.12 Agilizar por parte de CORELCA, todas las acciones necesarias para asegurar que la línea Fundación - Sabanalarga entre en operación en 1994.

Garantías y Financiación

- 20.13 Otorgar garantías amplias y suficientes para asegurar el desarrollo de los proyectos térmicos que se requieren en el período 1995 - 2000. Estas garantías se deben ampliar a 1470 MW, así:
 - 720 MW a la repotenciación de Termobarranquilla.
 - 150 MW a Termovalle
 - 150 MW a planta en el interior del país
 - 150 MW a Paipa IV
 - 300 MW a carboeléctrica en al Costa Atlántica
- 20.14 Para el otorgamiento de las garantías, las empresas del Sector Eléctrico deben someterse a la vigilancia del Ministerio de Minas y Energía y de la Comisión de Regulación Energética.
- 20.15 Encargar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y a la Financiera Energética Nacional para que determinen las condiciones y requisitos para el otorgamiento de las garantías y los mecanismos que desestimulen su utilización en forma indefinida.
- 20.16 Las empresas públicas que se asocien con el sector privado, como el caso de CORELCA en Termobarranquilla, para el desarrollo de proyectos, deberán firmar

contratos donde garanticen la colocación de la energía correspondiente a su porcentaje de participación en la sociedad.

Marco Regulatorio

- 20.17 Dar al Ministerio de Minas y Energía la facultad para ejecutar el control y vigilancia de las empresas oficiales de cualquier orden, que desarrollen proyectos dentro del Plan de Expansión, con el fin de poder disponer en la fecha requerida de la capacidad que ejecutan.
- 20.18 Exigir en la elaboración de pliegos, los mecanismos para desestimular la solicitud de garantías con las respectivas penalizaciones, y en los contratos los estímulos para el desmonte de las garantías.
- 20.19 Adelantar todas las gestiones para obtener la aprobación de los Proyecto de Ley Eléctrica y Servicios Públicos Domiciliarios, que actualmente cursa en el Congreso de la República.
- 20.20 Culminar el proceso de reestructuración administrativa y financiera de las empresas del Sector, especialmente definiendo el esquema de subsidios cruzados y explícitos provenientes del presupuesto nacional. Así mismo, la forma de pago de estos últimos por parte del Gobierno Nacional a las empresas del sector Eléctrico
- 20.21 Definir por parte de la Comisión de Regulación Energética, antes de terminar el año 1993, los Esquemas de Comercialización y Cargos de Transmisión.
- 20.22 Estudiar la posibilidad de eliminar o reducir los impuestos y aranceles sobre las inversiones en generación y transmisión, en el período en el cual las tarifas no cubran los costos.
- 20.23 Utilizar los mecanismos y procedimientos definidos en los documentos CONPES 2606 de agosto de 1992 y 2641 de febrero de 1993, para el desarrollo de proyectos de generación y transmisión.
- 20.24 Encargar al Ministerio de Minas y Energía y al Ministerio de Hacienda y Crédito Público de asegurar los recursos financieros y el establecer los mecanismos para ejecutar los estudios de las diferentes opciones de expansión, con el objeto de ampliar el catálogo de proyectos tanto en el lado de la oferta como de la demanda.

Producción, transporte, comercialización y uso del gas

- 20.25 Concretar las cantidades disponibles y fechas, a partir de las cuales se podrá usar el gas de Cusiana para la generación de energía eléctrica.
- 20.26 Empezar todas las acciones necesarias por parte de ECOPETROL para que el gasoducto entre en operación en 1995.

20.27 Definir por parte de ECOPETROL la estructura y los precios del gas para el período 1994-2004.

Utilización de otros combustibles

20.28 Continuar por parte de ECOCARBON, con el estudio y promoción del uso del carbón en la generación termoeléctrica.

20.29 Continuar con las investigaciones, por parte del ICP, para la utilización de las emulsiones para generación térmica.

20.30 Promover, por parte de ECOPETROL, el desarrollo de la generación térmica con base en crudo de castilla u otros combustibles.

Uso Racional de Energía

20.31 Encargar al INEA la elaboración de los planes de uso eficiente de promover y crear incentivos financieros para los usuarios, con el fin de ejecutar los programas de uso racional de la energía que se establezcan.

Estudios de Planeación

20.32 Asegurar que la Unidad de Planeamiento Minero Energético, actualice las proyecciones de demanda de energía eléctrica, antes de finalizar el primer semestre de 1994.

20.33 Efectuar durante el segundo semestre de 1994, por parte de la Unidad de Planeamiento Minero Energético, la revisión del Plan de Referencia.

20.34 Encargar al Ministerio de Minas y Energía y a el Departamento Nacional de Planeación efectuar los estudios y presentar ante el CONPES, el plan de inversiones para atender la demanda de los sistemas no interconectados.

20.35 Encargar al Ministerio de Minas y Energía y al Departamento Nacional de Planeación preparar el plan de inversiones en microcentrales, para ser sometido al CONPES.

Control y Seguimiento

20.36 Encargar al Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación, según sean sus competencias, que pongan en marcha y realicen el control y seguimiento del plan de Acción (Anexo), para atender la demanda en el período 1995-2004. Además garantizar:

- a) La culminación del Plan de Emergencia.
- b) La ejecución de los 1200 MW mediante el otorgamiento de las garantías respectivas.

- c) La puesta en marcha y continuación del desarrollo de los programas de eficiencia energética, mantenimiento y reposición de equipos, recuperación de plantas e incremento en el factor de disponibilidad del parque existente para llegar a la meta establecida del 85% en el año 1995.
 - d) La realización de los estudios y diseños necesarios para ampliar el catálogo de opciones disponibles.
 - e) La definición e implantación del Esquema de Regulación.
 - f) La construcción de gasoducto para asegurar su puesta en operación en 1995.
 - g) Control y seguimiento del Programa de Masificación del Uso del Gas en el país.
 - h) El desarrollo de la infraestructura de producción y transporte del gas natural.
- 20.37 Encargar a las empresas del Sector Eléctrico propietarias de plantas térmicas, la elaboración, en un término inferior a tres meses, del cronograma y programa de desembolsos necesario para alcanzar una disponibilidad del 85% en 1995.
- 20.38 Encargar al Ministerio de Minas y Energía del control y seguimiento de las pérdidas de energía de todas las empresas del Sector Eléctrico en el país.
- 20.39 Encargar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, al Departamento Nacional de Planeación y a la Financiera Energética Nacional, para que realicen todas las acciones necesarias para garantizar la financiación y desarrollo de los proyectos del Plan.