

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

EXPANSION GENERACION-TRANSMISION

1988

333.914

I81s

1988

e.1

MINIMAS.

668

Seccion

Investigaciones

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION-TRANSMISION
PERIODO 1994-2000

REVISION

OFICINA DE PLANEACION
UNIDAD PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION
OPUE-G-29

Medellin, Diciembre de 1988

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCION	1
2. RESEÑA HISTORICA	1
3. ESTUDIOS REALIZADOS A PARTIR DE 1985	2
4. INFORMACION BASICA UTILIZADA EN LOS ANALISIS	4
4.1 PROYECCIONES DE DEMANDA	4
4.2 CATALOGO DE PROYECTOS	7
4.2.1 Información técnico-económico	7
4.2.2 Información socioeconómica	10
4.2.2.1 Ordenamiento socioeconómico del catálogo de proyectos	10
4.2.2.2 Identificación de costos socioeconómicos para incluir en presupuestos	12
4.2.3 Información ambiental	12
4.2.3.1 Calificación ambiental de proyectos	12
4.3 COSTOS DE COMBUSTIBLES	16
5. ALTERNATIVAS DE EXPANSION	16
5.1 ESCENARIO DE REFERENCIA	20
5.2 ESCENARIO ALTO	24
5.3 ESCENARIO BAJO	25
5.4 OTROS ESCENARIOS	26
6. EVALUACION FINANCIERA DEL PLAN DE EXPANSION 1990-2000	27
6.1 METODOLOGIA	28
6.1.1 Proyecciones Financieras por Empresas	29

6.1.2	Alternativas analizadas	30
6.2	RESULTADOS	30
6.2.1	Análisis de los Resultados	31
7.	RESUMEN Y CONCLUSIONES	32
8.	RECOMENDACIONES	39

INDICE DE
CUADROS Y FIGURAS

CUADROS

- 1 Programa de Entrada en Operación de las Centrales y Proyectos en Construcción y Diseño.
- 2 Plan de Expansión de la Transmisión a 230 kV y 500 kV - Período 1988-2001.
- 3 Proyección de Demanda de Energía (GWh) y Potencia (MW) - Escenario de Proyección de Demanda con Tasa de Crecimiento de 5.5% en el Período 1987-2000.
- 4 Proyección de Demanda de Energía (GWh) y Potencia (MW) - Escenario de Proyección de Demanda con Tasa de Crecimiento de 6.0% en el Período 1987-2000.
- 5 Proyección de Demanda de Energía (GWh) y Potencia (MW) - Escenario de Proyección de Demanda con Tasa de Crecimiento de 6.8% en el Período 1987-2000.
- 6 Proyección de Demanda de Energía (GWh) - Escenarios Adicionales para Análisis de Sensibilidad en el Período 1986-2006.
- 7 Características Técnicas y Económicas - Plan de Expansión Vigente - Proyectos en o con Diseño.
- 8 Características Técnicas y Económicas - Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos con Factibilidad.

- 9 Características Técnicas y Económicas - Catálogo de Proyectos Termoeléctricos con Factibilidad.
- 10 Ordenamiento de proyectos según la fecha más temprana de operación.
- 11 Costos de Combustible Utilizados en las simulaciones a partir de 1990 para las Centrales en Operación y Centrales con Factibilidad.
- 12 Programa de Desembolsos Anuales a Precios de Mercado y de Eficiencia para Proyectos Hidroeléctricos
- 13 Programa de Desembolsos Anuales a Precios de Mercado y de Eficiencia para Proyectos Termoeléctricos
- 14 Análisis de la Expansión Generación-Transmisión 1994-2002 - Secuencia de Generación - Escenario de Referencia. Precios de Mercado.
- 15 Análisis de la Expansión Generación-Transmisión 1994-2002 - Secuencia de Generación - Escenario de Referencia. Precios de Eficiencia.
- 16 Revisión y Actualización Plan de Expansión de Transmisión - Escenario de Referencia - Líneas de Conexión 1996-2002.
- 17 Revisión y Actualización de Expansión de Transmisión -Escenario de Referencia - Líneas de Refuerzo 1996-2002.
- 18 Análisis de Expansión Generación-Transmisión - Secuencia de Generación - Escenario de Referencia - Programa de Ejecución.

- 19-24 Desembolsos de Capital - Alternativas Nos. 2, 5, 7, 13, 14 y 15.
- 25 Análisis de la Expansión Generación-Transmisión 1994-2002 - Secuencia de Generación - Escenario Alto.
- 26 Análisis de la Expansión Generación-Transmisión 1994-2002 - Secuencia de Generación - Escenario Alto - Programa de Ejecución.
- 27-28 Desembolsos de Capital - Alternativas 1A y 4A.
- 29 Análisis de la Expansión Generación-Transmisión 1994-2002 - Secuencia de Generación - Escenario Bajo.
- 30-33 Desembolsos de Capital - Alternativas 1, 6, 7 y 10.
- 34 Análisis de la Expansión Generación-Transmisión 1994-2002 - Secuencia de Generación - Escenario M1.
- 35 Análisis de la Expansión Generación-Transmisión 1994-2002 - Secuencia de Generación - Escenario M1 - Programa de Ejecución.
- 36-40 Desembolsos de Capital - Alternativas MT25, MT50, MS03, MT60 y MT64.
- 41 Análisis de la Expansión Generación-Transmisión 1994-2003 - Secuencia de Generación - Escenario M2.
- 42-44 Desembolsos de Capital - Alternativas NT04, NT72 y NT75.

45	Análisis de la Expansión Generación-Transmisión 1994-2002 - Secuencia de Generación - Escenario A.
46	Análisis de la Expansión Generación-Transmisión 1994-2002 - Secuencia de Generación - Escenario A - Programa de Ejecución.
47-48	Desembolsos de Capital - Alternativas OT50 y OT81
49	Análisis de la Expansión Generación-Transmisión 1994-2005 - Secuencia de Generación - Escenario B.
50-53	Desembolsos de Capital - Alternativas PS02, PT90, PT91 y PT94.
54-71	Flujos de Fondos de las Principales Alternativas.
72	Proyección Propuesta de Demanda, Ventas, Recuperación de Pérdidas Negras, Pérdidas y Consumo Propio. (Período 1987-2000).

FIGURAS

1	Expansión del Sistema de Generación de 1988 a 2001
2	Proyectos con Factibilidad Terminada.
3	Plan de Expansión Sistema Interconectado Colombiano Red Objetivo. Año 2006.
4	Metodología de Calificación Ambiental de Proyectos para el Plan de Expansión

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION-TRANSMISION
PERIODO 1994-2000

1. INTRODUCCION

El principal objetivo de este documento es presentar el resultado de los estudios que se han venido realizando sobre el Plan de Expansión Generación - Transmisión Período 1994-2000 considerando los aspectos técnico-económicos, financieros, socioeconómicos y ecológicos.

Así mismo, acorde con lo anterior se hará la recomendación con los proyectos que deban iniciar construcción; así como sobre estudios que deban realizarse en otros proyectos bien sea de diseño o para mejorar su nivel de información técnica, económica, socioeconómica o ecológica dentro del marco de los estudios de factibilidad de tal forma que puedan estar disponibles para futuras expansiones que le garanticen al Sector disponer siempre de las mejores opciones para su expansión.

2. RESEÑA HISTORICA DEL PLAN DE EXPANSION

El Plan de Expansión de Generación del Sistema Eléctrico Colombiano, Cuadro No. 1, es el aprobado en Junio de 1986 por la Junta Directiva de ISA, el cual corresponde a una actualización de la fecha de entrada en operación de los proyectos incluidos en el anterior Plan (desplazamiento en el tiempo entre tres y tres años y medio), que no habían iniciado la construcción de sus obras civiles principales, con el fin de adecuar la expansión del Sector a sus nuevas necesidades de acuerdo al escenario de demandas con tasa anual de crecimiento promedio del 5.8% en el período 1985-2000. Ese plan había sido aprobado por la misma

Junta Directiva de ISA en Noviembre de 1984, sobre la base de unas proyecciones de demanda con tasa anual de crecimiento promedio del 6.5% en el período 1984-2000, y a su vez correspondía a una actualización del aprobado por el Consejo Nacional de Política Económica y Social -CONPES- en Mayo de 1983. Este último plan se había originado en el adoptado en Junio de 1981 por la Junta Directiva de ISA con base en el estudio "Programa de Generación, Período 1989-1991, Generación y Transmisión, Avance Informe Final", de Abril de 1981, en su Apéndice "Análisis de la Situación Energética en el Período 1983-1999", de Mayo de 1981, y en la solicitud de CVC de incluir al proyecto Calima III dentro de los planes de expansión del Sector (Junta Directiva de ISA en Mayo 14 de 1981). Un resumen de la anterior cronología se presenta en la Tabla No. 1.

Por otro lado, el Plan de Expansión de Transmisión se ha venido actualizando a medida que se han hecho las sucesivas revisiones del Plan de Expansión de Generación. En el cuadro No.2 se presenta su estado actual.

3. ESTUDIOS REALIZADOS A PARTIR DE 1985

En la elaboración de los estudios que condujeron a las revisiones de los planes de expansión posteriores al de Junio de 1981 no se consideraron proyectos diferentes a los contemplados en dicho plan, y en consecuencia los sucesivos programas de expansión que ha adoptado el Sector a partir de 1983 y hasta 1986, son solamente variaciones, aplazamientos de proyectos hidroeléctricos y exclusiones de algunos proyectos termoeléctricos, alrededor de ese plan básico, ocasionadas por las disminuciones de las proyecciones de demanda como respuesta a su evolución a

TABLA No. 1

PLAN DE EXPANSION					
FECHA DE DECISION	ORGANISMO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	ENTRADA EN OPERACION	OBSERVACIONES
Jun. de 1981	Junta Directiva ISA y Asamblea de Accionistas	Térmica-CORELCA	150	1o.Sem.1986	A partir del estudio "Programa de Generación, Período 1985-1991, Generación y Transmisión, Avance Informe Final", de su Apéndice "Análisis Situación Energética en el período 1983-1988, Abril de 1981", y de solicitud de CVC en Junta de ISA de incluir a Calima III en el plan de expansión.
		Termozipa VI	150	1o.Sem.1986	
		Termo-Amagá	150	2o.Sem.1986	
		Río Grande II	360	2o.Sem.1987	
		Miel I	384	2o.Sem.1987	
		Calima III	270	2o.Sem.1988 ?	
		Miel II	351	1o.Sem.1990	
		Cañafisto	1500	2o.Sem.1990	
Además de los proyectos aprobados en programas de generación anteriores (Betania, Abril 1986, Playas, Febrero 1986, Guavio, Enero 1987 y Urrá I y II en Mayo de 1988.)					
May. de 1983	CONPES	Betania	500	Abril 1986	A partir de revisiones del anterior plan de expansión con nuevos escenarios de demanda, realizadas durante 1982 y primer semestre de 1983. Se adoptó plan para el escenario de demanda con tasa de crecimiento anual promedio de 7.9% en el período 1982-2000.
		Playas	200	Junio 1987	
		Termo-C/gena IV	150	2o.Sem.1987	
		Termo-Zipa VI	150	1o.Sem.1988 ?	
		Termo-Amagá	150	2o.Sem.1988 ?	
		Guavio	1000	Oct. 1989	
		Río Grande II	322	Abril 1990	
		Calima III	240	Oct. 1990	
		Miel I	384	Abril 1991	
		Urrá I y II	1200	Oct. 1991	
		Cañafisto	1500	Abril 1993	
		Miel II	351	Oct. 1995	
Nov. de 1984	Junta Directiva de ISA	Río Grande II	322	Junio 1990	Revisión del plan CONPES con nuevo escenario de demanda con crecimiento promedio del 6.5% en el período 1984-2000.
		Guavio	1000	Oct. 1990	
		Calima III	240	Abril 1993	
		Miel I	384	Oct. 1993	
		Urrá I y II	1200	Enero 1994	
		Cañafisto	1500	Enero 1996	
		Miel II	351	Enero 1997	
Además de los proyectos Betania (1986) y Playas (1987). Se eliminan del plan los proyectos de Termo-Cartagena IV y Termo-Zipa VI dada la evolución de las demandas. De igual manera se aplaza indefinidamente a Termo-Amagá para cuando la evolución de las demandas lo exija.					
Jun. de 1986	Junta Directiva de ISA	Río Grande II	* 322	Junio 1990	Actualización del Plan de Noviembre/84 para un escenario de demanda con crecimiento del 5.8% en el período 1985-2000.
		Guavio	*1000	Oct. 1990	
		Calima III	240	Oct. 1996	
		Miel I	405	Enero 1997	
		Urrá I y II	1200	Julio 1997	
		Cañafisto	1500	Enero 1999	
		Miel II	351	Enero 2001	

*Estas fechas no fueron revisadas, dados los estados avanzados de los programas de construcción de los proyectos.

Nota: En la actualidad de acuerdo a los programas de construcción se tiene que las centrales de Río Grande II y Guavio entrarán en operación en Abril y Octubre de 1992 respectivamente.

partir de 1980 y a las expectativas de desarrollo socioeconómico del país en el resto del siglo.

La anterior situación varió a partir de 1985, cuando se logró conformar un nuevo catálogo de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con factibilidad terminada, como no se había tenido antes y que es fruto de los planes de preinversión adoptados por recomendación del Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESEE), con miras a la optimización de su expansión.

A raíz de lo anterior, desde mediados de 1985 se han venido realizando diferentes estudios principalmente para la normalización de los proyectos y se han explorado alternativas de expansión adicionales a la contemplada en el plan utilizado desde 1981, y que conllevan sustanciales ventajas de tipo económico y financiero para el país y para el Sector.

4. INFORMACION BASICA UTILIZADA EN LOS ANALISIS

4.1 PROYECCIONES DE DEMANDA

Las proyecciones de demanda de energía eléctrica se elaboraron utilizando el modelo econométrico que explica la demanda en función de las variables económicas, demográficas y energéticas que la determinan, para los sectores: Residencial, Industrial, Comercio-Servicios, Oficial y Alumbrado Público.

Las ecuaciones en el modelo están especificadas cuantificadas y validadas a nivel nacional, con excepción del sector residencial cuyo modelaje está regionalizado.

Para la elaboración de las proyecciones de demanda con el modelo antes descrito, es necesario disponer de escenarios coherentes de proyección de las variables exógenas.

Estas variables exógenas pueden clasificarse según el fenómeno que representan en: Variables macroeconómicas, Variables demográficas, Variables energéticas y Variables eléctricas.

Cada grupo de variables exógenas se proyecta bajo diferentes supuestos y se determina cuál podría ser el escenario de referencia analizando las políticas y circunstancias implícitas en ellos y sus tasas de crecimiento.

El esfuerzo que se realiza para obtener un abanico de sensibilidades en las proyecciones de demanda obedece a la necesidad de efectuar un análisis detallado tanto de la situación económica actual y futura, como de las condiciones particulares del sector eléctrico y de sus relaciones con el resto del sector energético, que permitan definir con cierto margen de confiabilidad la proyección que sirva de base para la determinación de las actividades y necesidades futuras del sector eléctrico colombiano.

Las proyecciones de demanda de energía y potencia utilizadas para los análisis son las aprobadas en el Comité de Planeación celebrado el 17 de Diciembre de 1987, y ratificadas posteriormente en la Junta Directiva de ISA de Febrero 12 de 1988, estas proyecciones incluyen las demandas adicionales determinísticas en el mercado de la CVC, cambios en los índices de pérdidas del ICEL, acordadas entre el ICEL y el Ministerio de Minas y Energía, cambios en los índices de recuperación de pérdidas negras y de consumo propio para CORELCA en el año 1988. Las mismas proyecciones sirven también como base para las proyecciones financieras de las diferentes empresas del Sector y

se encuentran en el documento "Sistema Eléctrico Colombiano. Proyección de Demanda de Energía y Potencia. Período 1987-2006", DP-E-01 de Febrero de 1988.

Entre las diferentes proyecciones realizadas se recomendó una proyección de referencia, una proyección baja y una alta; la proyección adoptada como de referencia presenta una tasa media de crecimiento del 6.0% para el período 1987-2000, mientras las dos restantes, que sirven como franja de la proyección, presentan tasas medias del 5.5% y 6.8% para el mismo período.

TABLA No. 2
TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO

	%								
	Período			Período			Período		
	1987-1990			1990-2000			1987-2000		
	Bajo	Ref.	Alto	Bajo	Ref.	Alto	Bajo	Ref.	Alto
PIB	3.7	5.3	6.1	3.7	4.3	5.8	3.7	4.5	5.9
Demanda Energía	6.4	7.0	7.2	5.1	5.6	6.6	5.5	6.0	6.8
Ventas Energía	7.3	7.9	8.1	5.7	6.2	7.2	6.1	6.7	7.4

La Tabla No. 2, presenta un resumen de las tasas de crecimiento resultantes en cada uno de los tres escenarios. La mayor tasa de crecimiento en las ventas de energía respecto a la demanda se debe a que se espera una recuperación en los índices de pérdidas de energía, como respuesta a los programas de inversión que en ese sentido ha emprendido el Sector.

Los tres escenarios aprobados se presentan en los Cuadros 3, 4 y 5.

Adicionalmente para análisis de sensibilidad se han considerado otros cuatro escenarios de demanda que se presentan en forma resumida junto con los anteriores en el Cuadro 6.

4.2 CATALOGO DE PROYECTOS

4.2.1 Información Técnico-económica

Como resultado de las recomendaciones del ESEE, las empresas del Sector emprendieron a partir de 1979 un ambicioso plan de estudios de proyectos de generación de energía eléctrica que ha llevado a la conformación, en el momento actual, de un amplio catálogo de proyectos hidroeléctricos con estudios de factibilidad terminados o diseños avanzados o terminados, complementado con un conjunto de proyectos termoeléctricos a base de carbón con estudios de factibilidad que ameritan su inclusión en los estudios de expansión del sistema de generación.

En el Cuadro 7 se presenta un resumen de la información técnica y económica de los proyectos incluidos en el plan de expansión bajo revisión, los cuales tienen sus estudios de diseño terminados, con las excepciones de Cañafisto, que los tiene muy avanzados, y la Miel II que los está iniciando. Estos proyectos totalizan una capacidad de 3400 MW aproximadamente y su localización geográfica se muestra en la Figura No.1.

El Cuadro 8 resume las principales características técnicas y

económicas de los proyectos hidroeléctricos con factibilidad terminada, los cuales totalizan 12800 MW aproximadamente. Su localización geográfica se muestra en la Figura 2.

Por su parte, el Cuadro 9 presenta las características de los proyectos termoeléctricos con factibilidad para un total de 2850 MW instalables. Su localización geográfica se presenta también en la Figura 2.

La información correspondiente a los proyectos con factibilidad es el resultado de los estudios elaborados por diferentes firmas consultoras del país para ISA y sus empresas socias, y un proceso de homogenización y normalización de los parámetros técnicos y económicos de cada uno de los proyectos, realizado por el Área Técnica de ISA, este proceso de Normalización que se ha venido implementando para considerar dentro del "Catálogo de Proyectos de Generación" los estudios de centrales de generación hidráulica y térmica busca tener una misma base de comparación de estos proyectos en aspectos fundamentales como su capacidad instalada, sus energías asociadas, sus programas de construcción y fechas más tempranas de entrada en operación, sus presupuestos a precios constantes y sus índices de costo de energía e instalación, entre otros. Esta normalización es el resultado final de una revisión de los estudios de factibilidad que cada entidad realiza y donde se comprueba y "homologa" el nivel de información y tratamiento que se ha dado a cada tema como el cartográfico, hidrológico, geotécnico, geológico, sismológico, etc. y los criterios de diseño que se ha utilizado por parte de cada consultor. (1).

1. ISA. Sector Eléctrico Colombiano. Plan de Expansión. Características Técnico-Económicas de los proyectos de Generación -Documento Resumen-.Medellín, Agosto 1988.

Se han desarrollado para tal fin algunos modelos de simulación que, en forma aislada, consideran cada proyecto, optimizando la operación de su embalse, su energía media y su capacidad instalada. En algunos casos sus resultados han determinado variaciones importantes de la instalación de los proyectos como se aprecia en los documentos que ISA ha entregado sobre este tema.

El Cuadro 10 contiene todos los proyectos ordenados de acuerdo a su fecha más temprana de entrada en operación, teniendo como fecha a Enero de 1989 para la iniciación del Plan, se indica adicionalmente los años de pre-construcción y construcción de cada proyecto acordes con los criterios expuestos en el Comité de Planeación.

Es de anotar además, que la información referente al carbón, factibilidad minera y costos de explotación y transporte del combustible, ha sido elaborada en coordinación con CARBOCOL.

Como consecuencia de este catálogo, el Sector Eléctrico dispone en este momento de un gran número de alternativas de expansión como nunca antes se había tenido en el pasado, permitiendo la posibilidad de tener un plan de decisiones que dé una mayor flexibilidad a los futuros programas de generación, lo cual a su vez debe reflejarse indudablemente en economías de inversión para el país en este sector.

Esta circunstancia y el aplazamiento que han sufrido los proyectos incluidos en el plan de expansión que no han iniciado la construcción de obras principales, además de las grandes restricciones financieras que tiene y tendrá el Sector en el Mediano Plazo, son las que han justificado y ameritado una revisión completa de dicho plan.

4.2.2 Información socioeconómica

4.2.2.1 Ordenamiento socioeconómico del catálogo de proyectos

El análisis se complementó con una evaluación cualitativa y preliminar de los impactos socioeconómicos de los proyectos hidroeléctricos. Se identificaron los efectos más relevantes. Se recogió información sobre población a desplazar, actividades económicas afectadas, problemática social involucrada y vectores de desarrollo potencializados por cada proyecto. Se elaboraron matrices por tipo de impacto. Se determinaron los efectos deseables y no deseables para el desarrollo económico y social de las comunidades involucradas y se calificaron en razón de la gravedad de sus costos y bondad de sus beneficios, teniendo en cuenta las medidas mitigatorias previstas. Como resultado se obtuvo un ordenamiento de proyectos bajo criterios específicamente socioeconómicos.

En la tabla de la página siguiente se presenta el catálogo de proyectos en orden creciente de sus implicaciones socioeconómicas, especialmente de sus costos.

La evaluación cualitativa realizada es preliminar; está siendo sometida a revisiones a medida que se dispone de información más actualizada y detallada y a medida que se diseñan y prueban metodologías de evaluación más consistentes.

TABLA 3
ORDENAMIENTO SOCIOECONOMICO DEL CATALOGO

GRUPO 1

1. ITUANGO

GRUPO 2

- 2. GUAYABETAL
- 3. QUETAME
- 4. CALIMA III
- 5. MIEL II
- 6. MIEL I
- 7. CABRERA
- 8. FONCE
- 9. SAMANA
- 10. PORCE II

GRUPO 3

- 11. CAÑAFISTO
- 12. URRRA I
- 13. HUMEA
- 14. PATIA I
- 15. NEME

GRUPO 4

- 16. PATIA II

GRUPO 5

- 17. UPIA
- 18. URRRA II
- 19. GABARRA
- 20. SAN JUAN

(*)

- 21. PORCE III
- 22. RIACHON
- 23. NECHI
- 24. CHIMERA

Tipos de grupos

- GRUPO 1 BAJOS COSTOS-IMPORTANTES BENEFICIOS
- GRUPO 2 BAJOS COSTOS-REDUCIDOS BENEFICIOS
- GRUPO 3 ALTOS COSTOS-IMPORTANTES BENEFICIOS
- GRUPO 4 ALTOS COSTOS-REDUCIDOS BENEFICIOS
- GRUPO 5 ALTISIMOS COSTOS (no se recomiendan por ahora)
- (*) Proyectos sin información básica disponible para la evaluación.

4.2.2.2 Identificación de costos socioeconómicos para incluir en los presupuestos

- Posteriormente se incluyeron en los presupuestos de inversión los costos de las acciones mitigatorias de los impactos socioeconómicos, a fin de contemplarlos en la evaluación del Plan de Expansión y en las gestiones de financiamiento en moneda local de los proyectos seleccionados. Especialmente se indagó sobre los costos de resasentamiento de población y programas sociales con las comunidades afectadas. Se incluyeron las partidas obligatorias según la ley 56 de 1981. Finalmente se incluyó un porcentaje de imprevistos en materia de identificación de impactos socioeconómicos y de estimación del costo de las acciones mitigatorias. Este porcentaje es función del nivel y calidad de los estudios de cada proyecto y de la incertidumbre que normalmente acompaña a la evaluación de futuros costos en materia social. (2)

4.2.3 Información ambiental

4.2.3.1 Calificación Ambiental de Proyectos

Desde 1986, ISA viene trabajando en el desarrollo de una metodología que permita comparar proyectos de generación eléctrica desde el punto de vista ambiental. Para el Plan de Expansión actual se cuenta, como criterio general, con el informe final de la primera etapa del desarrollo metodológico, desarrollo

2. ISA. Departamento de Estudios Económicos. Evaluación de Impactos Socioeconómicos de los proyectos hidroeléctricos considerados en el Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Colombiano. Período 1994-2002. Informe Final. Etapa I. 1988.

ISA. Sección Planeamiento y Estudios Socioeconómicos. Oficina Ambiental. Costo de las Acciones Socioeconómicas en los Proyectos Hidroeléctricos. Plan de Expansión. 1992-2000. Noviembre de 1988.

que continuará en el futuro mejorándose a medida que se levante la información faltante y se profundice en el conocimiento y la evaluación de los impactos ambientales asociados a los proyectos analizados.

El esquema metodológico utilizado para la calificación de proyectos se presenta en la Figura 4.

- Proyectos Hidroeléctricos

Como criterio general se parte de la base de que es posible decidir cualquier proyecto de los analizados en el Catálogo. Todos presentan problemas ambientales en menor o mayor proporción.

Para hidroeléctricas se realizó un análisis general con 26 proyectos con estudios de factibilidad o en diseño.

Luego se analizaron 9 proyectos del Catálogo del Plan de Expansión, con más posibilidades desde el punto de vista técnico-económico, analizándolos como un grupo.

La información básica para hidroeléctricas consta de 37 parámetros de oferta y 65 de demanda ambiental, de la que se conforman 31 índices ambientales. Estos caracterizan 13 efectos ecológicos típicos en desarrollos hidroeléctricos, dando los valores, que una vez escalados, permiten la calificación ambiental.

Entre más alto sea el puntaje acumulado por un proyecto más graves serán sus problemas ambientales asociados y por lo tanto mayores los costos ambientales.

El orden de elegibilidad de proyectos, si se tiene en cuenta el aspecto ambiental, debe empezar por los proyectos de menor puntaje.

El ordenamiento de los proyectos de mayor a menor efecto ambiental es el siguiente:

PROYECTO

PUNTAJE AMBIENTAL

		Mayor daño ambiental
1.	Patía 1	64.81
2.	Nechí A	62.06
3.	Calima 3	58.56
4.	Porce 3	53.59
5.	Urrá 1	52.75
6.	Miel 2	46.99
7.	Porce 2	43.43
8.	Fonce	38.15
9.	Miel 1	31.80

Menor daño ambiental

- Proyectos Termoeléctricos

El Catálogo de proyectos térmicos consta de 16 proyectos térmicos, cuatro de ellos concebidos como ampliaciones de plantas ya existentes.

La matriz de información básica para térmicas consta de 32 parámetros de oferta y 78 de demanda ambiental.

Los 22 indicadores de impactos fueron agrupados en 8 grupos de efectos ambientales típicos para termoeléctricas.

A continuación se presenta de mayor a menor daño ambiental los proyectos y su calificación ambiental.

PROYECTO

CALIFICACION AMBIENTAL

Mayor daño ambiental

1.	LA LOMA	(2x250)	65.14	
2.	PAIPA	(1x150)	64.58	
3.	PORTETE	(2x250)	62.84	
4.	ZIPA VI	(1x150)	55.60	
5.	PORTETE	(1x300)	52.72	
6.	SAN JORGE	(2x250)	50.05	
7.	CARTGN IV	(1x150)	46.56	(carbón de Córdoba)
8.	TIBITA	(2x300)	39.58	
9.	CARTGN IV	(1x150)	38.16	(carbón del Cerrejón)
10.	SAN JORGE	(1x250)	31.37	
11.	TIBITA	(1x300)	30.34	
12.	TIBITA	(1x150)	24.51	
13.	SAN JORGE	(1x150)	23.20	
14.	AMAGA	(2x150)	18.62	
15.	AMAGA	(1x300)	18.50	
16.	AMAGA	(1x150)	15.42	

Menor daño ambiental

- Costos Ambientales

Hay conciencia de que cuantificar los costos ambientales es un objetivo difícil porque se presentan dos tipos de problemas: Primero, hay efectos ambientales identificados que no pueden expresarse apropiadamente en términos monetarios e inclusive puede ser imposible medirse por falta de información o desarrollo metodológico incipiente. Segundo, existen problemáticas ambientales a las cuales se puede asignar costos de mitigación y control, si bien no hay presupuestos precisos de las obras que cumplirán esta función. Esto se debe principalmente a que no se tienen diseños claros de obras o programas de control ambiental y a que no es posible evaluar todavía en qué magnitud una inversión o acción específica puede disminuir los efectos ambientales en consideración.

En forma consultada, ISA realizó con las Empresas del Sector Eléctrico la tarea de evaluar el costo que tendrían las medidas de mitigación de aquellos impactos a los que es posible asignar costos, con el objetivo de medir la incidencia de éstos sobre el costo total del proyecto. Este ejercicio se está realizando tanto para plantas térmicas como para hidroeléctricas.(3).

4.3 COSTOS DE COMBUSTIBLES

En el Cuadro 11 se resumen las características y costos de los combustibles que se utilizaron en este estudio, tanto para las plantas que ya están en operación como para los proyectos térmicos incluidos en el catálogo.

5. ALTERNATIVAS DE EXPANSION

Dado que el catálogo de proyectos con estudios de factibilidad terminados incluye un número considerable de ellos, se realizaron inicialmente análisis con las metodologías del planeamiento de largo plazo, para identificar el conjunto de proyectos más atractivos. Posteriormente, este grupo de proyectos se agregó a los que están a nivel de diseño y no han iniciado construcción de obras principales, con el fin de realizar los análisis más

3. ISA. Oficina Ambiental. Departamento de Planeación y Desarrollo Ecológico. Proyecto de Externalidades. Calificación Ambiental de los proyectos del Plan de Expansión. Informe Final. Etapa I. Medellín, Octubre de 1988.

ISA. Oficina Ambiental. Departamento de Planeación y Desarrollo Ecológico. Costos Ambientales Preliminares de Proyectos de Generación. Plan de Expansión 1988. Noviembre de 1988.

ISA. Oficina Ambiental. Departamento de Planeación y Desarrollo Ecológico. Costos Ambientales de las Plantas Termoeléctricas de Carbón del Catálogo de Proyectos. Plan de Expansión. Sector Eléctrico Colombiano. Noviembre de 1988.

detallados con las metodologías del planeamiento a mediano plazo.

En esta etapa, utilizando los resultados anteriores, se formulan secuencias de proyectos que constituyan alternativas de expansión para ser sometidas a un proceso iterativo de optimización-simulación estocástica, buscando establecer el programa de entrada en operación de la secuencia analizada que satisfaciendo las demandas de energía y potencia en el sistema con un nivel dado de confiabilidad, minimice el valor presente de los costos de inversión y operación (combustible y mantenimiento) durante el período de planeamiento.

Paralelamente con este proceso se incluyen para cada secuencia las líneas de transmisión que conecten los proyectos considerados a la red de transmisión existente y se definen las líneas de refuerzo que requiere el Sistema Interconectado. Los análisis respectivos se presentan en el documento anexo (Análisis de Transmisión, DPUE-T-28 de 1988).

Las líneas de conexión se escogen dentro de las alternativas factibles que van desde el sitio del proyecto hasta puntos de la red de interconexión, en tal forma que el esquema final recomendado tenga la más alta calidad operativa, además de confiabilidad y costo mínimo para transportar la potencia y energía generadas. Su presupuesto se incluye dentro del costo del proyecto respectivo.

Las líneas de refuerzo son aquellas que sin estar directamente asociadas con la conexión de un proyecto, son requeridas por la red de interconexión para garantizar adecuado funcionamiento y confiabilidad de operación, tanto en condiciones normales como en contingencias de generación y de línea.

Finalmente, las secuencias así ajustadas son evaluadas económicamente, con una tasa de descuento del 12% anual (considerada como costo de oportunidad del dinero en Colombia), por el método del Valor Presente de los costos de inversión (generación y transmisión), operación (combustible y mantenimiento), energía no servida y las debidas correcciones terminales para eliminar desequilibrios entre las alternativas al final del período de evaluación, a fin de establecer un ordenamiento por méritos económicos.

Tradicionalmente la evaluación económica del Plan de Expansión se había efectuado a precios de mercado sin embargo estos no son los costos reales para la economía nacional, por lo cual se ha decidido utilizar precios de eficiencia para la evaluación económica, que serán la base para los análisis y recomendación del Plan de Expansión. No obstante a nivel informativo para algunos escenarios también se presentará la evaluación a precios de mercado.

El objetivo de cualquier programa de inversión, más aún cuando dicho programa implica la utilización de recursos internos y externos escasos, es la asignación óptima de los recursos. Una manera de lograrlo es introduciendo, explícitamente, el criterio de eficiencia económica en la toma de decisiones de inversión. De acuerdo con este criterio, los precios que se utilicen para contabilizar las transacciones deben reflejar el valor económico o costo de oportunidad que tiene para el país los recursos empleados en un determinado sector y no en otro(s); en otras palabras, los precios deben indicar el costo asociado con la desviación del recurso de su uso alternativo más eficiente desde el punto de vista económico.

En principio, los precios observados en el mercado deberían

reflejar estos costos. Sin embargo, existe una serie de elementos que hace que los precios de mercado, normalmente, se aparten de los costos de oportunidad. Algunos de ellos, por ejemplo, son producto de la aplicación de medidas específicas de política económica (impuestos indirectos, fijación de precios, cuotas de producción, etc.); otras, dependen de la manera como funcionan los distintos mercados (monopolios, externalidades, etc.). La presencia de estos elementos puede convertir a los precios de mercado en una guía inadecuada para la asignación eficiente de recursos.

Los precios de eficiencia económica intentan resolver esta insuficiencia, primero, identificando los elementos que estarían distorsionando los precios; y segundo, corrigiendo de estas distorsiones los precios observados en el mercado. Al proceder de esta manera se obtiene un nuevo conjunto de precios que permite una mejor aproximación al costo de oportunidad de los recursos.

En el Sector Eléctrico, con el fin de tomar en cuenta el valor económico de los recursos (bienes, servicios y factores de producción) que serían demandados por los diferentes proyectos de generación y transmisión, se hizo la valoración en precios de eficiencia económica de cada una de las alternativas de expansión. Esta valoración consistió en la asignación con base en las metodologías LMST (Little-Mirrlees-Squire-Van der Tak), de precios de cuenta y factores de conversión para los principales insumos y factores de producción en que fue posible desagregar cada rubro de inversión o de gasto asociado con los costos de inversión; gastos de administración, operación y mantenimiento y costos de combustibles.(4)

4. El detalle de la metodología empleada puede consultarse en: ISA, "Valoración Económica en precios de eficiencia del caso base de la expansión de generación y transmisión. Informe de Avance". Departamento de estudios económicos y financieros; Medellín, Octubre de 1988.

En los Cuadros 12 y 13 se presenta en forma resumida los presupuestos a precios de mercado y precios de eficiencia, con sus respectivas relaciones de precios de cuenta para los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos que están considerándose en esta fase final del análisis.

Adicionalmente en el caso particular del proyecto Urrá I, que es un proyecto de propósito múltiple, además de generación de energía, principalmente para control de inundaciones y desarrollo agropecuario, se han incluido los beneficios netos agropecuarios que se obtendrán con la construcción del proyecto en 25 años sin requerir de inversiones adicionales, suponiendo un cambio gradual en el uso de la tierra por el aprovechamiento de unas 44.000 has de beneficio directo que se recuperan. De otro lado, también para este proyecto se considera que en caso de no decidir la construcción se debe pagar una indemnización por concepto de los contratos ya firmados con la Unión Soviética.

5.1 Escenario de Referencia

Los análisis se han hecho exhaustivamente para varias secuencias de generación y transmisión en el escenario de demanda Media (Referencia).

En los Cuadros 14 y 15, el primero a precios de mercado y el segundo a precios de eficiencia, se presenta la evaluación de un conjunto de las alternativas más representativas entre las analizadas en el escenario de referencia. Se indica allí la secuencia de proyectos con sus respectivas fechas de entrada y un resumen de la evaluación económica; en la primera columna se lee el año y la demanda anual de energía hasta el año 2002, en los

renglones inferiores los nombres de los diferentes rubros de la evaluación económica efectuada a cada secuencia. Inicialmente se presenta la evaluación considerando únicamente los costos por generación y a continuación se hace nuevamente la evaluación con los refuerzos de la red de transmisión, a partir de la segunda columna se hace una descripción de la secuencia de proyectos que la conforman, junto con el nombre del mes seleccionado para su entrada en operación y en la parte inferior se tiene la correspondiente evaluación económica y su orden relativo con respecto a la de menor costo.

En el Cuadro 16 se presentan las líneas de conexión necesarias para cada proyecto las cuales no cambian con la secuencia de proyecto y en el Cuadro 17 se presenta para cada una de las secuencias las líneas de transmisión, transformación y compensación necesarias para el refuerzo de la red.

La Alternativa 1 es la secuencia con el orden de los proyectos del plan vigente sin incluir a los proyectos Urrá II ni Cañafisto por el desplazamiento de sus fechas; a esta secuencia ha sido necesario añadir 150 MW térmicos en Octubre de 1994, para cumplir con el criterio de confiabilidad, manteniendo el orden del plan vigente dadas las fechas mas tempranas de entrada de estos proyectos, posteriormente se agregaron los mejores proyectos dados por el ordenamiento del largo plazo, para completar hasta el año 2002. Se incluye el proyecto Patía I como proyecto final en todas las secuencias para facilitar el manejo de la corrección terminal.

Las Alternativas 2, 3 y 4 corresponden a variaciones del orden de los proyectos del plan vigente con diferentes opciones de implementación, a saber: con térmica de 300 MW en 1995, con térmica de 150 MW en 1994 y sin térmica inicial.

De este primer conjunto de alternativas, a precios de eficiencia, la mejor es la alternativa 2 que inicia con térmica de 300 MW en 1995, Urrá I y Calima III en 1996, el conjunto Miel I y Miel II en 1997 y los proyectos Force II en 1998 y Nechí A en 1999; al evaluar esta secuencia se encuentra un 2.4% en valor presente más alta que la mejor alternativa hallada (Alternativa 5), expresado en dólares constantes corresponde a 45.6 millones.

La Alternativa 5 es la secuencia de menor valor presente desde el punto de vista técnico-económico, sin tener en cuenta otros factores que también influyen en la selección del plan. Tiene un total de 600 MW térmicos en sendas unidades de 300 MW y los proyectos hidráulicos en el orden: Miel II, Fonce II, Nechí A, Fonce III, Fonce y Patía I.

La Alternativa 6 es una variante de la 5 en la cual se hacen dos cambios importantes: la térmica inicial de 300 MW se reemplaza por dos unidades de 150 MW. Este cambio representa un sobre costo de 8.0 millones de dólares (0.43%) con respecto a la anterior secuencia.

La Alternativa 7 incluye en la alternativa 5 a Urrá I y la Alternativa 8 al conjunto Urrá I - Miel I presentando sobre costos de 0.8 y 17.0 millones de dólares (0.04% y 0.9%) respectivamente con respecto a la de menor costo.

Las Alternativas 9 a 12 se caracterizan por tener diferente composición de proyectos térmicos, así la Alternativa 9 posee 750 MW con dos unidades de 300 MW y una de 150 MW, la Alternativa 10 posee 500 MW del proyecto San Jorge, la Alternativa 11 posee 300 MW y finalmente la Alternativa 12 no posee proyectos térmicos. Para efectos comparativos se debe incluir también la Alternativa 5, que tiene 600 MW térmicos. Se observa para este nivel de proyección de demanda la importancia de que el plan de expansión

incluya proyectos térmicos como complemento a los hidroeléctricos.

Las alternativas 13 y 14 se diferencian en el proyecto térmico inicial, mientras la primera inicia con 150 MW, la segunda tiene 300 MW, ambos proyectos en el año 1995; estas alternativas continúan con el proyecto hidráulico Urrá I y después el conjunto Miel I-Miel II, siguiendo con los proyectos Porce II, Nechí A, Fonce, Porce III y Patía I. La Alternativa 15 inicia con 150 MW térmicos, y los mismos proyectos hidroeléctricos que las anteriores alternativas pero excluye el proyecto Miel I. Con respecto a la secuencia de menor valor presente las alternativas 14 y 15 se encuentran muy cercanas (0.07% y 0.52%), mientras la alternativa 13 presenta una variación mayor (1.45%).

La iniciación con unidades de 150 MW, da mas versatilidad al Plan de Expansión para su implementación ante posibles desfases de la fecha de entrada de los proyectos en construcción principalmente Guavio.

En el Cuadro 18 se presentan programas simplificados de ejecución de los proyectos incluidos en cuatro (4) alternativas representativas de las presentadas en el Cuadro 11 y las fechas aproximadas en las que se deberían iniciar las actividades de diseño, financiación-contratación y construcción, a fin de cumplir los programas de cada una de las secuencias. Se observa además, en este mismo cuadro que las gestiones de financiación para los próximos proyectos que acometa el Sector deben iniciarse inmediatamente se apruebe el plan si se quiere que por este concepto la expansión en generación no sufra retrasos irre recuperables. Igualmente para este escenario de demanda, se debería estar comenzando la construcción del próximo

proyecto de generación en 1990 y a más tardar en el primer semestre de 1991, según sea el plan adoptado, para que entre en operación en 1995.

Finalmente, los Cuadros 19 a 24 contienen el resumen de las inversiones en generación y transmisión efectuados en cada uno de los años calendario, tanto en moneda local como extranjera y clasificada según el origen: generación hidráulica, generación térmica y líneas de refuerzo de transmisión para algunas de las secuencias analizadas.

5.2 ESCENARIO ALTO

El Cuadro 25, similar en su organización a los Cuadros 14 y 15 del escenario de Referencia, contiene un grupo representativo de las alternativas analizadas en el escenario Alto. A nivel de proyectos, con respecto al escenario de Referencia, se ha adicionado en términos generales 300 MW térmicos, un proyecto hidráulico del orden de 2000 GWh anuales y el proyecto Patía II.

El panorama energético de este escenario es mucho más restringido que en el de Referencia en el período 1994-1996 y las dos opciones factibles durante este período son: la primera, con 300 MW térmicos en el período 1994-1995 y dos proyectos hidráulicos (Urrá I y Miel I) en su fecha más temprana y la segunda, comprende un desarrollo térmico de 150 MW en 1995 y otro adicional de 600 MW en su fecha más temprana, Julio de 1995.

La Alternativa 4A corresponde a la mejor secuencia hallada en este escenario y contiene una unidad de 150 MW térmicos y otra de 600 MW, además de los proyectos Miel I y Urrá I en el año 1996 y el proyecto Patía II en el año 2001.

En el Cuadro 26 se presentan programas simplificados de ejecución de las actividades más importantes dentro del desarrollo de los proyectos para algunas secuencias presentadas en el escenario Alto.

Se observa que en el caso de ocurrir este escenario se requerirá de mayor capacidad térmica y/o adelantar la entrada de los primeros proyectos hidroeléctricos hasta sus fechas más tempranas.

Los Cuadros 27 a 28 resumen los desembolsos a efectuar en dos de las secuencias del Escenario Alto agrupadas de manera similar a la hecha en el Escenario de Referencia.

5.3 ESCENARIO BAJO

El Cuadro 29 presenta un resumen de las secuencias consideradas en este escenario. En este caso los primeros proyectos se requieren para un año más tarde que en el escenario de referencia, y se tienen menos restricciones por fechas más tempranas de entrada, con lo que se hace menos evidente la necesidad de proyectos térmicos.

La mejor secuencia en este escenario es la No. 6, comenzando con Urrá I, Miel II y Fonce II y continuando con térmica 150 MW, Nechí A, Fonce III, Térmica 150 MW y Patía I. La segunda, la No. 10, es similar a la anterior pero no se requiere de las térmicas de 150 MW, y se ha incluido el proyecto Fonce.

Los Cuadros 30 a 33 presentan las inversiones de generación y transmisión para algunas de las secuencias de este escenario.

5.4 OTROS ESCENARIOS

Como estudios complementarios se han efectuado los análisis correspondientes a los escenarios de demanda Moderado 1 (M1), Moderado 2 (M2), Alto y Bajo. En los cuadros 34, 41, 45 y 49 se presentan los resultados respectivos y sus correspondientes evaluaciones económicas a precios de eficiencia.

En el escenario M1 la mejor secuencia es la MT64, Urrá I, Miel II y Porce II, seguida de Nechí A, Fonce y Porce III. La demanda de este escenario está entre la de referencia y el bajo de las proyecciones iniciales. La siguiente secuencia es similar a ésta pero se cambia Urrá I por térmica 300 MW y se mantienen los otros proyectos, desplazados por la inclusión de otra térmica de 300 MW.

El Cuadro 35 presenta el programa de ejecución para dos de las secuencias de este escenario, y los cuadros 36 a 40 presentan los programas de inversión para algunas secuencias representativas.

El escenario M2, cuadro 41, cuya proyección de demanda está por debajo de la del escenario bajo de las proyecciones iniciales requiere de los primeros proyectos hacia mediados de 1997, y la mejor secuencia es la NT72, térmica 300 MW, Nechí A y continúa con Porce II, Porce III y Térmica 300 MW como requerimiento hasta el año 2000.

Le sigue a una pequeña diferencia la secuencia NT73, cuya variación más significativa es cambiar la térmica inicial de 300 MW por Urrá I y térmica 150 MW, y la siguiente alternativa es iniciar con Urrá I, Miel II y Porce II, para continuar con Nechí A, Fonce y Porce III. Los Cuadros 42 a 44 presentan las inversiones en generación y transmisión para algunas de las

secuencias de este escenario.

El escenario alto de sensibilidades, cuadro 45, es en los primeros años hasta 1995 inferior al de referencia inicial y posteriormente es mayor que éste, requiere de los primeros proyectos en el año 1995 y la mejor secuencia es la OT81, empezando con térmica 600 MW, Urrá I, Miel II y Fonce II para continuar con Nechí A, Fonce III y Fonce, la siguiente alternativa es térmica 150 MW, Urrá I, Miel II, Fonce II y térmica 300 MW y después los mismos proyectos que la anterior.

El Cuadro 46 presenta el programa de ejecución para la alternativa OT50 y los Cuadros 47 y 48 las inversiones para las secuencias OT50 y OT81.

Finalmente el escenario bajo de sensibilidades presenta la menor demanda requiriendo el primer proyecto a mediados de 1998 y la mejor secuencia, cuadro 49, es la PT91, iniciando con Urrá I, Miel II y Nechí A, para continuar con Fonce III, térmica 150 MW, Fonce y térmica 300 MW, la siguiente secuencia es similar a ésta pero se adiciona Fonce II, antes de Nechí A y se desplazan las fechas de entrada de los otros proyectos. Los cuadros 50 a 53 presentan los programas de inversiones para algunas de las secuencias de este escenario.

6. EVALUACION FINANCIERA DEL PLAN DE EXPANSION 1990-2000

El objetivo de esta parte del trabajo es presentar los resultados de tipo financiero que se han obtenido al evaluar las diferentes alternativas de planes de expansión, analizados previamente bajo el criterio de mínimo costo, en alternativas con diferentes crecimientos de la demanda.

La evaluación financiera se realiza a nivel global del sector eléctrico, considerando los programas de inversión en ejecución que tienen en este momento cada una de las empresas del sector y por otro lado, los programas a evaluar para cada alternativa tomadas en conjunto, para ser ejecutada por el sector en el periodo de análisis.

La evaluación financiera se hizo sobre algunas de las alternativas seleccionadas para este propósito, del total de las que fueron estudiadas desde el punto de vista del análisis económico. Cada una de estas alternativas está conformada por una secuencia de entrada en operación de proyectos de generación y transmisión.

Esta evaluación financiera, de los planes de expansión, se constituye en un documento base para discusión por parte de los organismos encargados de orientar al sector. Una vez tomadas las decisiones del caso a nivel agregado del sector, se continuará para determinar la responsabilidad financiera que le corresponda a cada empresa en la ejecución del plan.

6.1 METODOLOGIA

Para la elaboración de este trabajo se partió de las proyecciones financieras preparadas, especialmente para este propósito, por cada una de las empresas del sector. Por ello, fue necesario definir un punto de partida o un esquema de referencia compuesto por el "Plan vigente", aprobado en Junio de 1986 por la Junta Directiva de ISA, el cual corresponde a una actualización de la fecha de entrada a servicio de los proyectos.

Adicionalmente fue necesario elaborar un balance energético que se ajustara a este plan (Plan Vigente), con el objeto de determinar los intercambios entre las empresas, dato fundamental en la elaboración de las proyecciones a nivel de empresa.

Además, las empresas distribuidoras de energía realizaron mediante la coordinación del Subcomité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía una proyección de inversiones para el período 1987-1992. Con base en esta se realizaron, proyecciones de inversiones a largo plazo 1993-2006, teniendo en cuenta el crecimiento de demanda de potencia en cada empresa para cada escenario de demanda. (8).

6.1.1 Proyecciones Financieras Por Empresas

Cada una de las empresas prepararon sus proyecciones financieras, para lo cual contaron con la permanente asistencia de ISA, con el objeto de que éstas fueran elaboradas en forma homogénea, y se facilitara la consolidación sectorial.

La homogeneidad de la información consistió en la utilización de un esquema uniforme para la presentación de las proyecciones de los tres estados financieros básicos: Estado de Resultados, Fuentes y Aplicación de Fondos y Balance General Proforma. Sin embargo, se respetó la metodología de cálculo para cada una de las cuentas, especialmente las referentes al Estado de Resultados, Activo Corriente y Pasivo Corriente, ya que es claramente aceptado que existen empresas que son netamente

5. ISA. Sistema Eléctrico Colombiano. Proyección de Inversiones a Largo Plazo en Sistemas de Distribución. Oficina de Planeación. Subcomité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía. OPUE-DP-13. Medellín, Junio de 1988.

Sección Investigación.

generadoras de energía, otras que son comercializadoras y hay otras que se ubican en un punto intermedio entre estas dos clases y, por lo tanto, incurren en unos esquemas de gastos y de cuentas de capital de trabajo completamente diferentes. Sin embargo, sobre estas estimaciones se realizaron varias discusiones en las empresas con el objeto de aclarar dudas y buscar la mejor estimación de estos conceptos.

El periodo analizado comprende el año de 1987 como dato histórico, y 1988 al 2000 como proyectado.

Los estados financieros proyectados consolidados del sector se obtuvieron eliminando las operaciones cruzadas entre empresas del sector.

6.1.2 Alternativas Analizadas

Del total de alternativas analizadas desde el punto de vista del análisis técnico-económico, se escogieron las más representativas para el análisis de la viabilidad financiera.

6.2 RESULTADOS

Las proyecciones financieras se calculan en millones de pesos corrientes de cada año, sin embargo, para una mejor apreciación de los resultados, se elaboraron unos resúmenes en dólares corrientes sobre los flujos de fondos de cada alternativa, asimismo una presentación diferente de los indicadores financieros tiene como fin el proporcionar una información más detallada sobre la situación de los préstamos y las exigibilidades de desembolsos. Se discriminaron los desembolsos

en moneda extranjera y moneda local; esta diferenciación de monedas no limita a que su financiación deba hacerse en la proporción allí calculada, especialmente porque existe una fuerte presión de requerimientos en moneda local para algunos años, que podrían estar por encima de las posibilidades de movilización de recursos en el mercado local de capitales.

6.2.1 Análisis de los Resultados

Para el análisis de los resultados se presentan varios indicadores de tipo financiero y algunos de orden económico, pero la atención se centra en los primeros, ya que éstos son el objetivo principal de este estudio.

En los cuadros 54 a 71 se encuentra un esquema resumido del flujo de fondos en dólares para cada alternativa, en el cual se diferencian los siguientes periodos:

1988-1992, considerado como un periodo crítico que exige un alto nivel de consecución de préstamos para todas las alternativas. En cuanto a inversión no se presentan grandes diferencias entre las alternativas analizadas, puesto que solamente al final del periodo se procede a la iniciación de la misma.

1993-2000, en este periodo se presenta el programa de inversiones y desembolsos propiamente dicho de cada alternativa de expansión y es el que marca las principales diferencias.

1988-1995, se consideró conveniente hacer el resumen de este periodo, ya que hasta el año 1995 se presentan problemas financieros para la mayoría de las alternativas. Después del año 1995 la situación financiera se mejora considerablemente.

Es importante tener en cuenta al realizar los análisis, el funcionamiento de las tres fuentes principales de recursos del sector: a) Presupuesto Nacional, tomado como un dato suministrado por el Departamento Nacional de Planeación; b) Generación Interna de Recursos, que depende básicamente de la política tarifaria definida por la Junta Nacional de Tarifas y c) Requerimientos de Crédito, que funciona esquemáticamente como cuenta de ajuste para igualar el total de los usos (inversiones de cada alternativa y servicio de la deuda) al total de las fuentes.

7. RESUMEN Y CONCLUSIONES

De los estudios realizados y lo expuesto en este documento se resume y deduce los siguientes hechos:

- El Plan Actual para la expansión de generación del Sistema Eléctrico Colombiano es esencialmente el mismo que se ha tenido desde 1981, con los sucesivos ajustes que se han hecho a las fechas de entrada de los proyectos por las disminuciones que las proyecciones de demanda han experimentado en los últimos años, debido a circunstancias ampliamente conocidas por el país.
- En el momento actual el Sector cuenta con un catálogo amplio de proyectos hidroeléctricos tanto en diseño (3400 MW) como en factibilidad (12800 MW) y termoeléctricos con factibilidad terminada (2850 MW), que cambia completamente la situación de oferta de proyectos disponibles para la expansión con respecto a la que se tenía en 1981.

- En los últimos años se ha realizado un proceso de normalización de los estudios de factibilidad y diseño de los proyectos tal que la comparación que de ellos se hace con las metodologías de planeamiento de expansión resulta más realista, dado que sus características técnicas y económicas se han puesto sobre bases y criterios uniformes.
- Al observar las secuencias de expansión analizadas, se encuentra que en el escenario de Referencia el primer proyecto de generación (después de Guavio) es necesario para 1995, mientras que en el escenario alto sería necesario la entrada de dos proyectos en 1995, y en el escenario bajo se requeriría de un proyecto para el segundo semestre de 1996.
- Igualmente, debe observarse que en todos los escenarios analizados se han encontrado alternativas de expansión técnicamente factibles que son significativamente más económicas que la secuencia del Plan Actual.
- Si se quieren evitar situaciones riesgosas de abastecimiento de energía eléctrica a mediados de la década de los noventa o la toma de decisiones de emergencia que encarecerían sustancialmente la expansión, el Sector y el Gobierno Nacional deberán llegar a definiciones sobre la futura expansión (decisiones sobre financiación y construcción de nuevos proyectos) en los próximos meses, desde luego con mayor o menor premura.
- Los estudios de revisión del Plan de Expansión deberán realizarse continuamente con el fin de mantenerlo ajustado a la evolución de las condiciones del Sector y del país e introducir oportunamente los cambios que se juzguen convenientes y necesarios, dentro de una estrategia de planeación que busque proporcionar mayor flexibilidad y

capacidad de adaptación de la expansión, mediante un programa de decisiones escalonadas que no comprometa al Sector en la construcción de muchos proyectos, sino que por el contrario se vayan decidiendo los necesarios en la medida que las circunstancias (proyecciones de demanda y otros factores) lo exijan.

- Adicionalmente, con el fin de que las opciones que en este momento tiene el Sector sean de una mayor flexibilidad para definir su expansión en capacidad de generación y se puedan aprovechar los beneficios que ha hecho posible la preinversión realizada en estudios desde 1979, como lo demuestran los resultados presentados en este documento, es necesario que se inicien los estudios de diseño para algunos de los proyectos analizados.
- De acuerdo con lo anterior se propone que para el presente plan de expansión se tome la decisión de construcción para los proyectos que tienen prevista su entrada en operación hasta 1997 y la decisión de iniciar diseños para los proyectos que tienen fecha de entrada hasta el año 2000.
- Analizados todos los escenarios considerados se observa que los proyectos hidroeléctricos más atractivos para atender la demanda a partir de 1996 son los de Urrá I, Miel II, y Porce II, los cuales se encuentran en las primeras secuencias en todos los escenarios. Así mismo en los escenarios con demandas más altas, alto de las proyecciones de ISA y alto de las sensibilidades así como el de referencia estos proyectos se combinan muy bien con térmicas al comienzo de las secuencias, unidades de 150 MW o de 300 MW. Igualmente para los escenarios con menores demandas se observa que al presentarse menos restricciones por fechas de entrada más tempranas, y desde luego dependiendo de la tasa de

crecimiento de demanda se hacen más atractivos proyectos hidroeléctricos que en demandas altas no pueden ser factibles por restricciones en fecha de entrada más temprana.

- De los resultados de la evaluación económica se observa que hay diferencias de muy diverso orden en términos porcentuales, algunas de ellas relativamente pequeñas las cuales sin embargo una vez que se analizan los respectivos flujos de fondos y los respectivos análisis financieros se amplifiican mostrando sus efectos especialmente en los primeros años de período de análisis, pues en muchos casos inicialmente se acometen un mayor número de proyectos que permiten desplazar inversiones futuras, que no tienen efecto en los primeros años de inversión que son los más relevantes, de ahí que algunas de estas diferencias puedan presentar grandes discrepancias desde el punto de vista financiero.

- El plan de expansión adoptado, además de implicar la construcción de proyectos y la realización de estudios adicionales, debe ser el que se utilice para los estudios de balance de energía y potencia, proyecciones financieras del Sector, estudios tarifarios, estudios con otros subsectores del sector energético así como también para los demás sectores de la economía como por ejemplo para: suministro de insumos por parte de la industria y desarrollo tecnológico.

- El esquema de transmisión para el final del horizonte del largo plazo (red objetivo para el año 2006) está caracterizado principalmente por una Y a 500 kV con centro en San Carlos y extremos en Cali, Bogotá y la Costa Atlántica. La configuración de la red objetivo es

prácticamente invariante con las diferentes configuraciones de generación estudiadas en el largo plazo.

- Con la red de transmisión prevista hasta 1992 es posible garantizar un suministro confiable y seguro hasta 1993, necesitando reforzar la red especialmente con compensación capacitiva a partir de 1994.
- Con el fin de optimizar el uso de la red de transmisión y aumentar su capacidad de transporte es necesario que en cada área eléctrica se efectúen estudios y se implementen esquemas de compensación reactiva en la red de distribución y subtransmisión de cada una de ellas.
- La solución de mínimo costo para aumentar la capacidad de transporte de la red de interconexión, especialmente hacia la Costa Atlántica y el Suroeste del país, es compensar las líneas existentes antes de construir nuevos refuerzos. La compensación de las líneas de transmisión está orientada a suplir los reactivos que se necesita inyectarles a las líneas para aumentar la capacidad de transporte de éstas y no a cubrir la demanda de reactivos de cada una de las áreas.
- Paralelamente al presente estudio se ha efectuado una actualización de proyecciones de demanda, presentado en el informe "Proyecciones de Demanda 1988-2007 con Modelo Econométrico", de ISA, Diciembre de 1988, con escenarios revisados para las variables macroeconómicas, demográficas, de política eléctrica y de precios de sustitutos acordados principalmente con el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Minas y Energía. Dicha proyección se presenta en el cuadro No. 72. De acuerdo con esta revisión se recomienda adoptar un nuevo escenario de referencia con

una tasa de crecimiento de 5.7% anual en promedio para el período 1987-2000, inferior a la que se consideró inicialmente del 6.0%. Este nuevo escenario, sin ser igual se asemeja al escenario Moderado 1 (M1), con una tasa de crecimiento de 5.6% para el mismo período que se ha venido considerando para los análisis de sensibilidad del plan de expansión, motivo por el cual se pueden asimilar los resultados de este escenario para la programación de las decisiones del plan de expansión.

- Se ha desarrollado una metodología de secuenciamiento de proyectos de generación hidráulica y térmica, evaluando sus problemáticas ambientales típicas y comparándolas por medio de una caracterización de efectos ecológicos. Esta calificación aporta criterios de decisión para el Plan de Expansión.
- Al decidir proyectos de generación se recomienda, elegir en lo posible aquellos que tengan baja calificación ambiental, por tener menores efectos asociados y no decidir proyectos con puntajes altos, hasta que su problemática ambiental esté lo suficientemente estudiada y evaluada.
- Dada la complejidad, el estado del conocimiento y el nivel de información actual, la inclusión de la problemática ambiental debe verse como un adelanto conceptual significativo, preliminar, que tiene que desarrollarse aún más en el futuro.
- Al analizar las diferentes alternativas estudiadas en este trabajo, es necesario resaltar que al tomarse la decisión más apropiada, dados los parámetros de presupuesto nacional y nivel tarifario, se requiere del apoyo del Gobierno al Sector Eléctrico para la obtención de los recursos de

crédito que sean necesarios para la ejecución de la expansión futura.

Finalmente, se presenta un ordenamiento financiero aproximado de secuencias para cada alternativa de crecimiento de la demanda, el cual está orientado a enfocar los requerimientos netos (requerimiento de crédito menos superávits) que serían necesarios, en el periodo 1988-2000, para poder ejecutar cada plan:

CRECIMIENTO DEMANDA	ESCENARIO	ORDENAMIENTO ALTERNATIVAS	MILLONES
6.3%	ALTO	1. OT 25	US\$ 12.303
		2. OT 50	13.110
		3. OT 81	13.195
6.0%	REFERENCIA	1. DT 25	US\$ 7.050
		2. DT 50	7.638
		3. DT 07	8.311
5.7%	MODERADO 1	1. MT 64	US\$ 8.074
		2. MT 62	8.083
		3. MT 50	8.404
		4. MS 03	8.673
		5. MT 60	8.730
		6. MT 07	9.026
5.3%	MODERADO 2	1. NT 70	US\$ 5.829
		2. NT 72	6.264
		3. NT 50	6.704
4.9%	BAJO	1. PT 93	US\$ 4.604
		2. PT 91	4.787
		3. PS 02	5.295

En general, la calidad de los estudios socioeconómicos de los proyectos hidroeléctricos es muy insuficiente, lo que impide una evaluación a cabalidad de sus impactos. Se exceptúan algunos casos como los de CALIMA III y URRÁ I. La evaluación permite prever que los proyectos de los grupos 1, 2 y 3 presentados en la tabla No. 3 de

Ordenamiento Socioeconómico del Catálogo, son factibles y sus impactos no deseables pueden manejarse con programas preventivos, mitigatorios o correctivos técnica y económicamente factibles, cuyos costos deben discriminarse en el presupuesto de los proyectos.

Sin embargo para la mayoría de los emprendimientos no están previstos acciones y planes sociales distintos a los estrictamente obligatorios por ley lo que no resulta realista si se compara con lo que efectivamente han tenido que invertir las empresas propietarias en compromisos de interés social con las comunidades involucradas.

8. RECOMENDACIONES

Con base en las anteriores consideraciones y los resultados hasta ahora obtenidos se recomienda:

- Adelantar, con la debida anticipación, de acuerdo con los respectivos programas de ejecución para evitar que se presenten racionamientos futuros, las gestiones necesarias para que se adopte por parte del Sector y del Gobierno Nacional, un plan de expansión que optimice los recursos económicos, que debe incluir la decisión para construcción de los proyectos que así lo requieran y la iniciación de diseños para aquellos proyectos que se muestren más atractivos para continuar la expansión futura, y completar la información a nivel de factibilidad de aquellos proyectos que no cuenten con estudios completos bien sea a nivel técnico económico, socioeconómico y ecológico, o que necesiten mejorarlos. Así mismo se deben adelantar los

correspondientes proyectos y estudios de líneas de transmisión, transformación y compensación necesarios.

- Tomar la decisión de construcción de los proyectos hidroeléctricos de Urrá I, Miel II y Fonce II, que han resultado como los más atractivos considerando los análisis efectuados en los diferentes escenarios, los cuales formarían parte de lo que pudieramos llamar el plan más robusto o estable, pues no obstante las variaciones que hacen que los proyectos más atractivos puedan cambiar, éstos por lo regular se mantienen como parte de la secuencia de mínimo costo y de las más convenientes financieramente. MT 64
- Continuar con los estudios para completar sobre bases comparables la información de las unidades térmicas de 150 MW, para que se le permita al Sector acoger las opciones más convenientes cuando lo requiera. Lo anterior tomando en cuenta que se observa como una constante a través de los análisis, que dependiendo de las circunstancias es conveniente disponer de capacidad térmica, del orden de 150 MW a 300 MW, como un complemento apropiado hacia 1995 ó 1996, la cual sin embargo no es necesario decidir actualmente, pues habría plazo hasta finales de 1989 o comienzos de 1990, dependiendo del desarrollo de la demanda.
- Empezar los diseños de los proyectos de Nechí A, Fonce III y Fonce que se muestran como los más atractivos para continuar con la expansión de generación; lo anterior debe complementarse también con el diseño de una planta térmica a mayor escala, en unidades de 250 MW ó 300 MW dada la conveniencia que se observa de contar con un complemento térmico, recomendándose para tal efecto el proyecto de San Jorge, pues por las características del carbón que utilizaría, se considera que es el más apropiado para

generación de energía eléctrica, dadas las características y posibilidades de uso de los carbones de otras zonas del país en las que se cuenta con proyectos térmicos candidatos para la expansión.

- Asignar los recursos presupuestales para completar la información a nivel de factibilidad en los aspectos que lo requieran para los proyectos Urrá II, Upía y Patia I y II.
- Diseñar el proyecto Riachón (90 MW) en virtud de que su capacidad es marginal para el sistema, razón por la cual no fue incluido dentro de las alternativas analizadas y su costo índice (28 mills/KWh) se compara favorablemente con el costo marginal de largo plazo del sistema (aproximadamente 35 US mills/kWh). La finalidad es que el proyecto esté disponible en caso de presentarse variaciones en los factores que determinen la configuración del plan e impliquen situaciones de riesgo.
- Ejecutar todos los proyectos de transmisión, compensación y transformación necesarios de acuerdo con la programación resultante en la secuencia recomendada y garantizar una adecuada coordinación generación-transmisión que asegure la prestación del servicio con la confiabilidad adecuada. Esto implica, además, que cada empresa se comprometa también con los respectivos planes de expansión de transformación y compensación en sus correspondientes áreas que sean coherentes con el plan de transmisión recomendado para el sistema interconectado.
- Adoptar como escenario de referencia de proyecciones de demanda del Sistema Interconectado Colombiano para los diferentes efectos que se requiera, el recientemente recomendado en el Informe "Proyecciones de Demanda 1988-2007

con Modelo Econométrico, de ISA, Diciembre de 1988, con tasa de crecimiento de 5.7% anual en promedio para el período 1987-2000.

- Diseñar y poner en marcha un plan inmediato de estudios socioeconómicos complementarios, para todos los proyectos que se seleccionen para diseño y construcción.

Así mismo se recomienda avanzar en la definición de planes mitigatorios en materia social y en la estimación y presupuestación de costos más acordes con lo acontecido en las las Centrales Hidroeléctricas ya construídas en el país.

Para el caso de URRÁ I se recomienda considerarlo como proyecto de alta prioridad regional y dados sus beneficios por regulación de caudales, debe evaluarse como multipropósito cono los costos y beneficios que ello implica.

- Proyecto OVEJA, desviación hacia el embalse de CALIMA - etc

CUADRO No. 1
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
PROGRAMA DE ENTRADA EN OPERACION DE LAS CENTRALES
EN CONSTRUCCION Y DISEÑO

CENTRALES	CLASE (1)	ENTIDAD EJECUTORA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FECHA	ESTADO (2)	LOCALIZACION (DEPTO)	OBSERVACIONES
Rio Grande (3)	H	EEPPH	322.5	1er. Sem. 1992	C	Antioquia	
Guavio	H	EEEB-ISA	1000.0	2do. Sem. 1992	C	Cundinamarca	5 unidades, 1 cada 3 meses
Calima III	H	CVC	240.0	2do. Sem. 1996	D	V. del Cauca	3 unidades
Miel I	H	CHEC	405.0	1er. Sem. 1997	D	Caldas	3 unidades
Urrá I y II (A. Sinú)	H	CCA-ISA	1200.0	2do. Sem. 1997	D	Córdoba	I: 4x85 MW, II: 4x215 MW
Cañafisto	H	ISA	1500.0	1er. Sem. 1999	D	Antioquia	5 unidades
Miel II	H	ICEL-CHEC	380.0	1er. Sem. 2001	F	Caldas	3 unidades

NOTAS:

- (1) H - Central Hidráulica
T c - Central Térmica a carbón
(2) C - Construcción; D - Diseño; F - Factibilidad
(3) El proyecto del Rio Grande comprende dos centrales: La Tasajera (300 MW)
y Niquia (22.5 MW), programada para el 1er. semestre de 1991.

Septiembre 1988

CUADRO No. 2

PLAN DE EXPANSION DE LA TRANSMISION A 230 KV Y 500 KV.
PERIODO 1988 - 1992

Octubre 1988

	LINEAS DE CONEXION DE PROYECTOS [1]					LINEAS DE REFUERZO A LA RED [1] [2]					SUBESTACIONES / TRANSFORMADORES				
	LINEA	Long. (km)	No. Ctos.	Volt. (kV)	EMPRESA	LINEA	Long. (km)	No. Ctos.	Volt. (kV)	EMPRESA	SUBESTACION / CONEXION	Tipo *	Unidad **	Empresa	
1988	T. Guajira - Cuestecita [2]	95.0	1*	230	CCR										1988
1989						Popayán - Pasto [3]	193.0	2	230	ICEL	Sabanalarga.	T	450	ISA	1989
						Esmeralda - La Hermosa [3]	24.0	2	230	ICEL	San Carlos.	T	450	ISA	
						Ancón Sur - Esmeralda	132.4	1	230	ICEL					
						Guadalupe IV - El Salto	6.0	1	230	ICEL					
						Palos [4] - C. Limón [5]	245.0 [6]	1	230	ICEL					
1990						B/Quilla - (S/Larga-Solidad)	16.3	2	230	CCR	San Mateo (Bogotá) [1] sobre	SA	230	EEEB	1990
						Sabanalarga - Fundación	92.6	1	230	CCR	Cto. Tunal - Paraíso,	SA	230	EEEB	
											Noroeste [2] a los ctos. San	SA	230	EEEB	
											Carlos-Bogotá y Torca-Mesa	SA	230	CVC	
											Cartago a l cto. Esmeralda -	SA	230	ICEL	
											Yumbo.	SA	230		
											Mariquita, al circuito	SA	230		
											La Enes - La Mesa.	SA	230		
1991	La Tazajera - Barbosa	15.0	1	230	EPH	Occidente - Ancón Sur	28.4 [7]	1	230	EPH	Juanchito, a segundo Cto.	CAI	230	CVC	1991
	La Tazajera - Occidente	23.1	2	230	EPH	Occidente - Envigado	27.8 [7]	1	230	EPH	Popayán - Yumbo.	CAI	230		
						San Carlos - Barranca	183.5	1	230	EPH					
						Barranca - Palos	95.7	1*	230	EPH					
						Los Palos - Ocaña									
						San Mateo (Cúcuta).	222.0 [8]	1	230	ICEL					
						Pasto - Tumaco	210.0	1	230	CVC					
1992	Guavio - Circo	106.5 [3]	2	230	EEEB	Cuestecita - Valledupar	110.0	1	230	CCR	Tunal, al Cto. Paraíso-Circo.	CAI	230	EEEB	1992
	Guavio - Circo	166.0 [4]	1*	230	EEEB	Betania - Ibagué	200.0	2	230	EEEB	Mariquita, al circuito Esme-	CAI	230	ICEL	
	Guavio - Villavicencio	77.0	1*	230	EEEB	La Mesa - Ibagué	96.0	2	230	EEEB	ralde - La Mesa.	R	372 [3]	ISA	
	Tunal - Villavicencio	75.0	1*	230	EEEB	San Carlos - Cerromatoso	250.0	1	500	EEEB	Sobre la segunda línea a				
						Cerromatoso - Chiré [9]	133.0	1	500	EEEB	500 kv. hacia CORDELCA.				
						Chiré - Sabanalarga	183.0	1	500	EEEB	Cartago, al circuito Esmeral-	CAI	230	CVC	
						Cerromatoso - Urrá [10]	84.0	1	500	EEEB	da - Juanchito.	CAI	230	EEEB	
						Urrá - Apartadó [10]	58.0	1	230	EEEB	Guavio sobre la línea	CAP	230	EEEB	
											Chivor a l. Torca.	CAI	230	EEEB	
											Balsillas, a segundo Cto.	CAI	230	EEEB	
											La Mesa - Noroeste	SA	230	ISA	
											Villavicencio	SA	230	ISA	

* Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito

[1] Cada Cto. de cada línea requiere 2 módulos de conexión en la S/Es. extremas respectivas, las cuales son nuevas S/Es. si no han aparecido previamente.

[2] El primer circuito se encuentra en operación, energizado a 110 kv.

[3] El tramo a construir es de 83.5 km. Los restantes 23 km. corresponden a la actual línea Circo - Torca.

[4] El segundo doble circuito Guavio-Bogotá se conforma así:
Guavio - Usme → 146 km. → 20. nuevos
Usme - Circo → 20 km. → 10. existente
Usme - Tunal → 10 km. → 10. existente
Usme es un punto de conexión cercano a la línea Circo-Tunal existente.

* Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito

[1] Cada Cto. de cada línea requiere 2 módulos de conexión en las S/Es. extremas respectivas, las cuales son nuevas S/Es. si no han aparecido previamente.

[2] La fecha de las líneas de refuerzo corresponde a la última fecha anunciada (Mayo 1987) por las respectivas empresas para poner en operación dichas líneas. Para la fecha según la cual se garantiza una operación eléctrica aceptable (ver cuadro No. 3).

[3] Estará operando provisionalmente a 115 kv.

[4] Subestación ubicada en la ciudad de Bucarasanga.

[5] Subestación ubicada entre Arauca y Araucaita.

[6] La línea Palos - C. Limón de 245 km. de longitud, comprende los siguientes tramos:
Palos - Toledo → 75.0 km.
Toledo - Samore → 40.0 km.
Samore - Banadía → 53.0 km.
Banadía - C. Limón → 77.0 km.

[7] Los primeros 17.4 km. medidos desde la S/E. Occidente corresponden a una configuración en doble circuito.

[8] El circuito sigue la ruta B/manga - Villacaro - Cúcuta de 164 kms. y se desvía configurando Villacaro - Ocaña - Villacaro con una longitud de 58 kms.

[9] Los primeros 51 km. de esta línea desde Cerromatoso serán desmontados en 1997. Los restantes 82 kms. se espalman con la línea proveniente de Urrá I.

[10] Se energiza provisionalmente a 115. kv. Con la entrada en operación de Urrá, el tramo Cerromatoso - Urrá I (114 km) opera a 500. kv. y el tramo Urrá I - Apartadó (58 km) opera a 230. kv.

* T - Transformador.

R - Reactor.

SA - Subestación Adicional: nuevas S/Es. que se construirán sobre la red existente, que no corresponden a ninguna nueva línea o central.

CAP - Conexión Adicional para Plantas: conexión en los barrajes de generación, que implican nuevos módulos sobre la red de transmisión.

CAI - Conexión Adicional para Líneas: espalme de las líneas sobre una S/E. existente.

** Voltaje (kv.) para SA, CAP, CAI; (MVA) para T y R.

[1] A esta subestación también se le llama Sur.

[2] Subestación terminal de la línea San Carlos - Bogotá, ubicada a 193.15 km. de San Carlos, a 15.85 km. de Torca y a 11.85 km. de Balsillas. Bogotá, ubicada a 193.15 km. de San Carlos,

[3] S. Carlos 84 + 84 = 84 MVAR
Cerromatoso 84 + 60 = 144 MVAR
Chiré 84 + 60 = 144 MVAR
Sabanalarga 0 = 0. MVAR

CUADRO No 3

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA (GWh) Y POTENCIA (MW)

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 5.5 %

EN EL PERIODO 1987 - 2000

ESCENARIO BAJO

AÑO	EEEB (1)		EEPPM (2)		CVC (3)		I C E L (4)										CORELCA (5)		PERDI DAS (6)		SISTEMA TOTAL		
							CQR		TOL/HUI/CAB		NORDESTE		CEDEL/CEDEN		AGREGADO								
	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)
1986	7151	1338	5991	1133	3618	745	1614	301	912	172	2020	395	739	144	5285	976	5075	823	536	27551	4838		
1987	7676	1448	6384	1197	3855	791	1754	334	952	209	2197	424	775	154	5678	1080	5465	881	488	29546	5177		
1988	8087	1521	6785	1270	4125	841	1832	348	1038	219	2312	445	810	160	5992	1129	5799	930	527	31315	5459		
1989	8479	1592	7192	1346	4444	901	1937	367	1091	222	2450	471	860	170	6338	1185	6234	997	639	33326	5775		
1990	8929	1671	7563	1415	4798	968	2030	384	1154	227	2626	503	904	178	6714	1245	6550	1047	737	35291	6086		
1991	9419	1760	7961	1490	5113	1028	2139	404	1229	238	2752	527	947	186	7067	1306	7078	1128	805	37443	6436		
1992	9903	1847	8376	1567	5347	1071	2239	422	1307	249	2900	555	985	193	7431	1367	7429	1181	852	39338	6745		
1993	10468	1946	8792	1645	5578	1115	2347	442	1390	264	3036	580	1031	201	7804	1433	7792	1235	907	41341	7071		
1994	11014	2041	9268	1734	5807	1157	2447	460	1472	278	3168	604	1076	209	8163	1495	8177	1296	942	43371	7406		
1995	11558	2135	9723	1820	6051	1201	2562	481	1566	295	3317	631	1129	218	8574	1566	8566	1358	1001	45473	7748		
1996	12126	2233	10253	1919	6315	1249	2664	499	1659	311	3468	658	1185	229	8976	1635	8976	1423	1040	47686	8112		
1997	12796	2348	10785	2018	6601	1301	2772	519	1755	328	3614	683	1251	240	9392	1706	9521	1489	1109	50204	8498		
1998	13494	2477	11353	2125	6897	1355	2891	541	1864	349	3794	715	1319	253	9868	1791	10038	1570	1156	52806	8935		
1999	14244	2610	11957	2238	7211	1412	3019	565	1979	370	3962	744	1393	266	10353	1874	10534	1647	1232	55531	9379		
2000	15017	2747	12560	2350	7536	1471	3144	586	2094	392	4133	773	1467	279	10838	1958	11061	1730	1283	58295	9834		
2001	15833	2892	13197	2470	7879	1532	3278	613	2218	415	4317	808	1544	294	11357	2053	11599	1814	1335	61200	10318		
2002	16697	3050	13872	2596	8249	1599	3432	642	2350	440	4498	842	1635	311	11915	2154	12181	1905	1391	64305	10839		
2003	17614	3217	14586	2730	8628	1669	3585	671	2493	467	4708	881	1730	329	12516	2263	12813	2004	1457	67614	11394		
2004	18581	3394	15337	2870	9029	1747	3750	702	2642	494	4923	921	1833	349	13148	2377	13481	2108	1527	71103	11981		
2005	19605	3581	16127	3018	9450	1828	3923	734	2798	524	5149	964	1942	369	13812	2497	14183	2218	1601	74778	12601		
2006	20676	3776	16940	3170	9895	1915	4124	772	2943	551	5404	1011	2069	394	14540	2629	14925	2334	1678	78654	13255		

Notas

- (1) Incluye Bogotá, Cundinamarca y Meta
- (2) Incluye Medellín, Antioquia y Chocó
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), Tolima, Huila y Caquetá, NORDESTE (Boyacá, Santander, Norte de Santander, Arauca y Casanare) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Nariño)
- (5) Incluye a Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA, pérdidas en la Red de Interconexión y ventas a Ecopetrol en Cano Limón
- (7) Demanda agregada de los submercados con diversidad
- (8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye pérdidas)

CUADRO No 4

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA (GWH) Y POTENCIA (MW)

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 6.0 %

EN EL PERIODO 1987 - 2000

ESCENARIO MEDIO - REFERENCIA

AÑO	EEEB (1)		EPPM (2)		CVC (3)		I C E L (4)										CORELCA (5)		PERDI DAS (6)		SISTEMA TOTAL		
							CQR		TOL/HUI/CAQ		NORDESTE		CEDEL/CEDEN		AGREGADO								
	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Ene (GWH)	Pot (MW)		
1986	7151	1338	5991	1133	3618	745	1614	301	912	172	2020	395	739	144	5285	976	5075	823	536	127551	4838		
1987	7676	1448	6384	1197	3855	791	1754	334	952	209	2197	424	775	154	5678	1080	5465	881	488	129546	5177		
1988	8138	1530	6822	1277	4146	845	1862	354	1053	223	2345	451	823	163	6083	1148	5863	940	532	131584	5505		
1989	8585	1612	7269	1360	4484	909	1991	378	1122	229	2518	484	885	174	6516	1219	6362	1017	648	133864	5867		
1990	9086	1700	7677	1437	4857	980	2117	401	1201	236	2728	523	940	185	6986	1296	6746	1079	751	136103	6227		
1991	9630	1799	8114	1518	5191	1043	2248	425	1293	250	2888	553	996	195	7425	1371	7345	1171	826	138531	6620		
1992	10168	1897	8572	1604	5443	1090	2384	450	1389	264	3075	588	1046	204	7894	1451	7770	1235	879	140726	6980		
1993	10788	2006	9033	1690	5692	1138	2519	475	1492	283	3246	620	1106	215	8363	1535	8208	1301	940	143024	7357		
1994	11389	2111	9552	1788	5940	1183	2646	498	1591	301	3419	652	1164	226	8820	1616	8673	1375	980	145354	7744		
1995	11992	2215	10054	1882	6202	1231	2791	524	1707	322	3603	686	1231	238	9332	1706	9144	1450	1046	147770	8138		
1996	12618	2323	10630	1989	6483	1283	2922	548	1823	342	3792	719	1302	251	9839	1793	9638	1528	1091	150299	8552		
1997	13353	2451	11213	2098	6787	1338	3064	573	1940	363	3975	751	1382	266	10361	1882	10280	1608	1168	153162	8994		
1998	14120	2591	11832	2214	7100	1395	3216	602	2072	388	4196	790	1468	281	10952	1986	10896	1704	1222	156122	9487		
1999	14941	2738	12489	2337	7434	1456	3378	632	2212	414	4408	828	1557	297	11555	2092	11489	1797	1307	159215	9995		
2000	15788	2888	13149	2461	7778	1518	3536	662	2352	440	4617	864	1648	314	12153	2197	12116	1895	1364	162348	10512		
2001	16681	3047	13843	2591	8139	1583	3701	693	2505	469	4846	907	1745	332	12797	2314	12759	1995	1424	165643	11059		
2002	17628	3220	14580	2728	8528	1653	3893	729	2665	499	5070	949	1854	353	13482	2438	13452	2104	1488	169158	11648		
2003	18632	3403	15358	2874	8927	1727	4082	764	2840	531	5327	997	1970	375	14219	2570	14200	2221	1563	172899	12273		
2004	19691	3597	16174	3027	9346	1808	4286	802	3018	565	5594	1047	2096	399	14994	2711	14988	2344	1642	176835	12937		
2005	20811	3801	17034	3188	9787	1894	4498	842	3209	601	5869	1098	2227	424	15803	2858	15816	2473	1725	180976	13634		
2006	21982	4015	17913	3352	10252	1984	4746	888	3387	634	6178	1156	2380	453	16691	3018	16690	2610	1812	185340	14368		

Notas

- (1) Incluye Bogotá, Cundinamarca y Meta
- (2) Incluye Medellín, Antioquia y Chocó
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), Tolima, Huila y Caquetá, NORDESTE (Boyacá, Santander, Norte de Santander, Arauca y Casanare) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Nariño)
- (5) Incluye a Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA, pérdidas en la Red de Interconexión y ventas a Ecopetrol en Cano Limón
- (7) Demanda agregada de los submercados con diversidad
- (8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye pérdidas)

- (1) Incluye Bogotá, Cundinamarca y Meta
- (2) Incluye Medellín, Antioquia y Chocó
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye CDR (Caldas, Quindío y Risaralda), Tolima, Huila y Caquetá, NORDESTE (Boyacá, Santander, Norte de Santander, Arauca y Casanare) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Nariño)
- (5) Incluye a Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA, pérdidas en la Red de Interconexión y ventas a Ecopetrol en Cano Limón
- (7) Demanda agregada de los submercados con diversidad
- (8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye pérdidas)

CUADRO NO 6
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
PROYECCIONES DE DEMANDA

Año	ESCENARIOS DE PROYECCION DE ISA (1)						ESCENARIOS PROPUUESTOS PARA ANALISIS DE SENSIBILIDAD							
	ALTO		REFERENCIA		BAJO		ALTO		MODERADO 1		MODERADO 2		BAJO	
	Demanda (GWh)	Tasa (%)	Demanda (GWh)	Tasa (%)	Demanda (GWh)	Tasa (%)	Demanda (GWh)	Tasa (%)	Demanda (GWh)	Tasa (%)	Demanda (GWh)	Tasa (%)	Demanda (GWh)	Tasa (%)
1986	27551		27551		27551		27551		27551		27551		27551	
1987	29520	7.15	29520	7.15	29520	7.15	29520	7.15	29520	7.15	29520	7.15	29520	7.15
1988	31662	7.26	31584	6.99	31315	6.08	31291	6.00	31291	6.00	31291	6.00	31291	6.00
1989	34042	7.52	33865	7.22	33326	6.42	33231	6.20	33131	5.88	33037	5.58	33037	5.58
1990	36402	6.93	36105	6.61	35291	5.90	35325	6.30	34990	5.61	34758	5.21	34758	5.21
1991	39005	7.15	38530	6.72	37443	6.10	37550	6.30	36991	5.72	36573	5.22	36573	5.22
1992	41423	6.20	40726	5.70	39338	5.06	39878	6.20	39100	5.70	38475	5.20	38182	4.40
1993	44035	6.31	43024	5.64	41341	5.09	42351	6.20	41305	5.64	40452	5.14	39862	4.40
1994	46778	6.23	45353	5.41	43371	4.91	44977	6.20	43540	5.41	42438	4.91	41616	4.40
1995	49714	6.28	47769	5.33	45473	4.85	47765	6.20	45860	5.33	44488	4.83	43447	4.40
1996	52907	6.42	50297	5.29	47686	4.87	50727	6.20	48286	5.29	46619	4.79	45359	4.40
1997	56610	7.00	53161	5.69	50204	5.28	53872	6.20	51034	5.69	49039	5.19	47355	4.40
1998	60610	7.07	56121	5.57	52806	5.18	57212	6.20	53876	5.57	51525	5.07	49438	4.40
1999	64991	7.23	59214	5.51	55531	5.16	60759	6.20	56845	5.51	54106	5.01	51613	4.40
2000	68924	6.05	62348	5.29	58295	4.98	64526	6.20	59852	5.29	56698	4.79	53884	4.40
2001	73076	6.02	65644	5.29	61200	4.98	68526	6.20	63018	5.29	59414	4.79	56255	4.40
2002	77519	6.08	69158	5.35	64305	5.07	72775	6.20	66390	5.35	62296	4.85	58731	4.40
2003	82270	6.13	72899	5.41	67614	5.15	77287	6.20	69981	5.41	65354	4.91	61315	4.40
2004	87295	6.11	76834	5.40	71103	5.16	82079	6.20	73760	5.40	68557	4.90	64013	4.40
2005	92608	6.09	80976	5.39	74778	5.17	87168	6.20	77736	5.39	71909	4.89	66829	4.40
2006	98244	6.09	85342	5.39	78654	5.18	92572	6.20	81926	5.39	75425	4.89	69770	4.40
Tasas: (3)														
1988-1991		7.21		6.89		6.12		6.20		5.80		5.50		5.50
1992-2000		6.53		5.49		5.04		6.20		5.49		4.99		4.40
1988-2000		6.74		5.92		5.37		6.20		5.59		5.15		4.74
1987-2000		6.8		6.0		5.5		6.3		5.7		5.3		4.9
Secuencias (2)	A		D ó R		B		O		M		N		P	

(1) Corresponden a las proyecciones de demanda realizadas por ISA.

(2) Las secuencias de proyectos para cada escenario de demanda se identifican con las letras acá indicadas.

(3) Tasas medias de crecimiento para los siguientes periodos: 1988 - 1991 (Año de referencia 1987), 1992 - 2000 (Año de referencia 1991), 1988 - 2000 (Año de referencia 1987) y 1987 - 2000 (Año de referencia 1986).

Cuadro 7
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
CARACTERISTICAS TECNICAS Y ECONOMICAS (1)
PLAN DE EXPANSION VIGENTE
PROYECTOS EN O CON DISEÑO(2)

PROYECTO	CAPACIDAD INSTALADA MW	VOLUMEN UTIL Mm3	ENERGIA ALMACENADA GWh (3)	ENERGIA MEDIA GWh/año (4)	INV.POR EJECUTAR 106xUS\$ (5)(6)	C.INDICE E.MEDIA mills/kWh (5)(7)	C.INDICE CAPACIDAD US\$/kW (5)	PERIODO CONST. Años (8)
CALIMA III	240	8	8	1476	322	37.4	1343	7.50
MIEL I(Solo)	405	290	149	1380	368	46.5	908	7.00
MIEL II	380	75	134	2056	331	26.8	871	7.50
(Con Guarino)								
MIEL I	405	290	149	1784	368	36.4	908	7.00
(Con Miel II)								
URRA I (Solo)	340	1125	145	1521	329	36.1	967	6.50
CANAFISTO	1200	1426	184	7043	1020	48.0	850	9.00
URRA II	860	17100	8004	3179	654	37.1	760	15.50

NOTAS :

- (1) Corresponde a la Actualización del Banco de Datos a Julio /88.
- (2) Todos estos proyectos tienen los estudios de diseño terminados o muy avanzados, con la excepción de Miel II, para el cual se están iniciando los diseños.
- (3) Para el cálculo tiene en cuenta todos los proyectos ubicados aguas abajo del embalse.
- (4) Simulación aislada del proyecto, teniendo en cuenta el efecto de regulación de los proyectos aguas arriba.
- (5) Precios y dólares de Dic./86.
- (6) Incluye costos directos de obras de generación y de conexión a la red de transmisión, imprevistos, administración e impuestos.
- (7) Incluye costo de Operación y Mantenimiento de US\$ 4/kW año. Se ha utilizado una tasa anual de descuento del 12% , y son calculados con el flujo de desembolsos correspondiente al presupuesto total.
- (8) Plazo de entrada en operación comercial de la primera unidad a partir de Enero de 1989, suponiendo que para esta fecha se haya tomado la decisión sobre el Plan de Expansión.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

CARACTERISTICAS TECNICAS Y ECONOMICAS (1)

CATALOGO DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS CON FACTIBILIDAD

PROYECTO	CAPACIDAD INSTALADA	VOLUMEN UTIL TOT.	ENERGIA ALMACENA	ENERGIA MEDIA	PRESU- PUESTO	C.INDICE E. MEDIA	C.INDICE CAPACIDAD	PERIODO CONST.
	NORMALIZADA							
	MW	Mm3	GWh (2)	GWh/año (3)	106XUS\$ (4) (6)	mills/kWh (4) (5)	US\$/kW (4)	Año (7)
UPIA	1320	5250	2275	5720	1272	48.0	964	11.0
QUETAME	230	360	379	1671	339	35.2	1475	9.0
GUAYABETAL (CON QUETAME)	370	10	11	2375	352	25.4	951	9.0
HUMEA	275	1120	280	1790	325	29.8	1180	8.0
(con Quetame y Guayabetal)								
RIACHON	90	93	215	545	101	28.4	1116	7.0
NECHIA A (+ DESVIACION)	590	747	990	4151	519	22.1	879	9.0
NECHIA B (+ DESVIACIONES)	804	1672	2392	4535	745	32.2	926	10.0
PORCE III	760	212	159	4376	604	24.4	795	10.0
PORCE II	392	183	94	2065	343	29.3	874	7.5
PATIA I (Cota 580)	900	2600	1004	4480	859	36.1	955	10.0
PATIA II (con PATIA I)	890	125	48	4203	596	24.5	670	9.0
LA GABARRA	245	3565	644	1372	294	35.5	1199	8.0
CHIMERA	454	1041	645	2850	514	33.9	1131	9.5
SAMANA MEDIO	188	204	89	1293	310	38.7	1650	8.5
ITUANGO	3560	650	340	16967	2192	42.0	616	12.0
EL NEME	512	2515	1027	2289	487	38.6	952	10.0
FOHCE	420	136	142	2395	418	27.6	995	8.5
SAN JUAN	1090	11000	856	6004	1064	42.4	976	10.0
CABRERA	600	141	41	2730	506	33.1	836	9.0

(1) Corresponde a la Actualización del Banco de Datos a Julio/88.

(2) Tiene en cuenta todos los proyectos ubicados aguas abajo del embalse.

(3) La energía Media se obtuvo optimizando el desembalsamiento por medio de simulaciones aisladas del proyecto.

(4) Precios y dólares de Dic./86.

(5) Incluye costos de operación y mantenimiento de US\$ 4/kW_año. Utilizando una tasa anual de descuento del 12%.

(6) Incluye costos directos de obras de generación y conexión a la red de transmisión, imprevistos, ingeniería, administración e impuestos.

(7) Plazo de entrada en operación comercial de la primera unidad a partir de Enero de 1989.

CUADRO No. 9

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

CARACTERISTICAS TECNICAS Y ECONOMICAS (1)

CATALOGO DE PROYECTOS TERMoeLECTRICOS CON FACTIBILIDAD

PROYECTO	CAPAC. INSTAL. MW (2)	ENERGIA MEDIA GWh/año (2)	PRESU- PUESTO 106xUS\$ (3) (4)	CONSUMO ESPECI. kcal/kWh	PODER CALOR. kal/kg.	COSTO CARBON US\$/Ton. (3)	C.INDICE INV+COMB mills/kWh (3) (5)	C.INDICE CAPACIDAD US\$/kW (3)	PERIODO CONST. Años (6)
ARTAGENA IV (7)	150	790	200	2568	4921	37.6	59.5	1331	5.5
ARTAGENA IV (8)	150	790	200	2568	6780	45.4	56.9	1331	5.5
PAQUIRA VI	150	790	184	2568	6400	16.2	42.5	1228	5.5
IPA IV	150	790	190	2531	6430	16.2	44.0	1268	4.75
BITA 1X300	300	1580	307	2376	7450	16.2	40.2	1023	6.5
BITA 2X300	600	3160	577	2376	7450	17.1	38.4	962	6.5
AGA 1X150	150	790	177	2568	5860	16.2	42.5	1180	4.75
AGA 2X150	300	1580	326	2568	5860	20.1	45.2	1087	6.75
AGA 1X300	300	1580	312	2501	5860	20.1	42.5	1039	7.5
RIETE 1X300	300	1580	359	2501	6780	26.9	52.9	1198	7.75
RIETE 2X250	500	2840	578	2503	6780	26.9	46.9	1155	7.75
LOMA 2X250	500	2840	551	2503	6153	18.9	43.3	1102	8.25
JORGE 2X250	500	2840	497	2503	4921	17.2	43.7	994	7.75

NOTAS:

- Corresponde a la Actualización del Banco de Datos a Julio de 1988.
- Se refieren a la capacidad Instalada Neta y a la Energía Media Neta (con un factor de planta de 0.6), o sea después de descontar la capacidad y la generación empleadas para el consumo propio de la planta.
- Precios de Junio de 1988 y dólares de Dic./86, y para el combustible información suministrada por CARBOCOL.
- Incluye costos directos de obras de generación y conexión a la red de transmisión, imprevistos, ingeniería, administración e impuestos.
- Incluye costo de Operación y Mantenimiento de US\$ 18/kW_año. Tasa de descuento del 12%.
- Tiempo estimado para tener el proyecto en operación a partir de Enero de 1989. Se considera financiación banca multilateral, en el caso de requerirse financiación de proveedores se debe añadir un año al tiempo de ejecución.
- Supone abastecimiento de carbón desde Puerto Libertador (San Jorge-Córdoba).
- Supone abastecimiento de carbón desde el Cerrejón Central.

CUADRO 10

01-Dec-98

PLAN DE EXPANSION

ORDENAMIENTO DE PROYECTOS SEGUN LA FECHA MAS TEMPRANA DE OPERACION

MES	PROYECTO		AÑOS DE		CAPACIDAD INSTALADA	ENERGIA MEDIA	INVERSIONES		(1) US\$ 10 ⁶ Total	COSTO DE US\$/TON	COMBUSTIBLE	
			PRECONST	CONST.			Dir	Imp			US MILLS/kWh	
TUBRE	AMAGA (1*150)	(4)	1.75	3.00	150	790	148.1	28.9	177.0	16.20	7.10	
TUBRE	PAIPA IV (1*150)	(4)	1.75	3.00	150	790	160.3	29.9	190.2	16.20	6.38	
LID	ZIPA VI (150)	(4)	2.50	3.00	150	790	155.5	28.7	184.2	16.20	6.50	
LID	CARTA IV (150)	(4)	2.50	3.00	150	790	163.9	35.8	199.7	45.40	17.20	Carbón Cerrejón
										37.60	20.40	Carbón San Jorge
LID	TIBITA (1*300)	(4)	2.25	4.25	300	1580	263.8	43.1	306.9	16.20	5.17	
LID	TIBITA (2*300)	(4)	2.25	4.25	600	3160	495.9	81.1	577.0	16.65	5.45	
LID	URRA I		1.00	5.50	340	1520	306.3	22.4	328.7			
TUBRE	AMAGA (2*150)	(4)	3.75	3.00	300	1580	272.5	53.6	326.1	20.10	8.81	
ERO	RIACHON		4.00	3.00	90	545	95.6	4.8	100.5			
ERO	MIEL I		2.00	5.00	405	1408	347.2	20.4	367.6			
LID	PORCE II		2.25	5.25	392	2065	327.9	14.7	342.6			
LID	MIEL II		2.00	5.50	380	2194 + 355	320.9	9.9	330.8			
LID	AMAGA (1*300)	(4)	3.50	4.00	300	1580	260.3	51.4	311.7	20.10	8.58	
LID	CALIMA III		2.00	5.75	240	1400	307.0	15.4	322.4			
TUBRE	PORTETE (2*250)	(4)	3.50	4.25	500	2840	497.8	79.8	577.6	26.90	9.93	
TUBRE	PORTETE (1*300)	(4)	3.50	4.25	300	1580	309.0	50.3	359.3	26.90	9.93	
TUBRE	SAN JORGE (2*250)	(4)	3.50	4.25	500	2840	419.0	78.1	497.1	17.24	8.76	
ERO	LA GABARRA		4.00	4.00	245	1372	282.9	10.9	293.8			
LID	LA LOMA (2*250)	(4)	4.25	4.00	500	2840	473.7	77.4	551.1	18.90	7.70	
LID	SAMANA MEDIO		4.00	4.50	188	1298	304.4	5.9	310.3			
LID	FONCE		4.00	4.50	420	2375	403.5	14.5	418.0			
ERO	CARAFISTO		2.00	7.00	1200	7043	981.3	55.7	1037.0			
ERO	NECHI A		4.00	5.00	590	4151	504.1	14.6	518.7			
ERO	QUETAME		4.00	5.00	230	1671	331.1	14.2	339.2			
ERO	GUAYABETAL		4.00	5.00	370	2375	336.0	16.0	352.0			
ERO	HUMEA + DESV.		4.00	4.00	275	923 + 892	314.6	9.8	324.5			
LID	CHIMERA		4.00	5.50	454	2500	501.4	12.1	513.5			
LID	CABRERA	(2)	4.00	5.00	605	2513	487.5	18.4	505.9			
ERO	PORCE III		5.00	5.00	764	4376	580.2	23.8	603.9			
ERO	NECHI B		4.00	6.00	804	4535	727.3	17.4	744.6			
ERO	PATIA I		4.00	6.00	900	4180	822.9	35.2	859.1			
ERO	PATIA II	(3)	4.00	5.00	890	4183	573.6	22.6	596.2			
ERO	NEHE		4.00	6.00	512	2289	474.2	13.0	487.2			
ERO	SAN JUAN		3.50	6.50	1090	6004	999.2	65.1	1064.3			
ERO	UPIA		4.00	7.00	1320	5720	1224.0	49.0	1273.0			
ERO	ITUANGO		4.00	8.00	3560	16967	2099.7	92.5	2192.2			
LID	URRA II		2.00	6.50	860	3179	620.1	33.8	653.9			

La inversión incluye los impuestos y está a nivel de precios de Diciembre/86
 La energía del proyecto Cabrera supone la operación del proyecto Chimera aguas arriba.
 El proyecto Patia II implica la existencia en operación del proyecto Patia I.
 Se está para tener el proyecto en operación a partir de Enero de 1989

CENTRALES EN OPERACION

CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	COMBUSTIBLE		FACTOR DE CONVERSION (U.COMB/100KWh)	COSTO (4) (\$/U. COMB.)	COSTO UNITARIO (USC/ KWh) (5)
		(2) TIPO	PODER (3) CALORIFICO			
EEEB Zipaquirá I, II, III	130.0	Carbón	6400.0	0.04700	5000.0	0.8129
CVC Termoyumbo	45.0	Carbón		0.06420	5200.0	1.1548
ICEL Paipa I, II, III	170.0	Carbón	6430.0	0.04646	3254.3	0.5230
Barranca I, II	24.0	Gas	1000.0	1.37930	245.3	1.1704
Barranca III	55.0	Gas	1000.0	1.29030	245.3	1.0949
Barranca IV	32.0	Gas	1000.0	1.45000	245.3	1.2304
Palenque	20.0	Gas	1000.0	1.46690	245.3	1.2447
Palenque V	22.0	Gas	1000.0	1.37000	245.3	1.1625
Zulia	10.0	Gas	1000.0	1.7060	245.3	1.4476
Tibá	15.0	Gas	1000.0	2.2750	245.3	1.9304
Tasajero	150.0	Carbón	7444.0	0.0360	4585.4	0.5771
CORELCA Termobarranquilla I, II	132.0	Gas	1000.0	1.2000	245.3	1.0182
Termobarranquilla III, IV	142.0	Gas	1000.0	0.9500	245.3	0.8061
Termobarranquilla V, VI	38.0	Gas	1000.0	1.5175	245.3	1.2876
Termocartagena I, II	132.0	Gas	1000.0	1.1600	245.3	0.9469
Termocartagena III	71.0	Gas	1000.0	0.9500	245.3	0.8061
El Río II a V	18.0	Gas	1000.0	2.0200	245.3	1.7141
El Río VI a VIII	30.0	Gas	1000.0	1.7500	245.3	1.4849
El Río X	10.0	Gas	1000.0	1.8300	245.3	1.5528
Chinú I a III	23.5	Gas	1000.0	1.8900	245.3	1.6037
Chinú IV	16.0	Gas	1000.0	1.6000	245.3	1.3577
Bailenas I, II	31.6	Gas	1000.0	1.8060	245.3	1.5325
La Unión I a IV	52.0	Gas	1000.0	1.9000	245.3	1.6122
Río Mar	6.0	Gas	1000.0	1.5510	245.3	1.3161
Cospique I a V	39.0	Gas	1000.0	1.9790	245.3	1.6793
Termoguajira I, II	330.0	Carbón	6780.0	0.03787	(6) 32.0	1.2118
ISA Termozipaquirá IV, V	132.0	Carbón	6400.0	0.04700	5000.0	0.8129
Chinú	133.0	Gas	1000.0	1.4290	245.3	1.2125

CENTRALES CON FACTIBILIDAD (6)

Zipaquirá VI	1X150.0	Carbón	6400.0	0.04013	16.2	0.6501
Termocartagena IV (7)	1X150.0	Carbón	6780.0	0.03787	45.4	1.7192
(8)	1X150.0	Carbón	4921.0	0.05218	37.6	1.9621
Termosagua	1X150.0	Carbón	5860.0	0.04382	16.2	0.7098
	2X150.0	Carbón	5860.0	0.04382	20.1	0.8808
	1X300.0	Carbón	5860.0	0.04267	20.1	0.8578
Paipa IV	1X150.0	Carbón	6430.0	0.03936	16.2	0.6376
Tibitá	1X300.0	Carbón	7450.0	0.03189	16.2	0.5166
Tibitá	2X300.0	Carbón	7450.0	0.03189	17.1	0.5453
San Jorge	2X250.0	Carbón	4921.0	0.05086	17.3	0.9137
San Jorge	1X250.0	Carbón	4921.0	0.05086	17.3	0.9137
Portete	2X250.0	Carbón	6780.0	0.03692	26.9	0.9931
Portete	1X300.0	Carbón	6780.0	0.03688	26.9	0.9920
La Loma	2X250.0	Carbón	6143.0	0.04074	18.9	0.7699

(1) Información tomada de la Unidad de Planeamiento Energético de ISA (para las plantas en operación a Julio/87), y del Departamento de Ingeniería Civil de ISA (para las plantas con factibilidad en Julio de 1988).

(2) Unidades de combustible: Carbón = Toneladas; Gas = 1000 pies cúbicos.

(3) El poder calorífico del carbón está dado en (kcal/kg), el del Gas en MBTU/pies cúbicos.

(4) Precios a Julio de 1988.

(5) Costos unitarios expresados en US\$ de Dic. de 1986, con tasa de cambio = \$219.5/US\$

(6) Costos del combustible en dólares de Dic/86

(7) Carbón del Cerrejón Central

(8) Carbón de San Jorge

PROYECTOS TERMICOS E HIDROELECTRICOS A INCLUIR EN EL PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION
PROGRAMA DE DESEMPEÑOS ANUALES VALORADOS A PRECIOS DE MERCADO Y DE EFICIENCIA
NIVEL DE PRECIOS DE DICIEMBRE DE 1-986 - MILES DE DOLARES EQUIVALENTES

PROYECTO	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	TIPO DE VALORACION	MONEDA	AÑO -1	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	TOTAL	PARTICIPACION S/ MONEDA	CONVERSION MONEDA NACIONAL
CABRERA	605	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	15751	42371	48907	59832	65012	29399	1176	---	---	---	262448	0.5187	0.670695
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	1089	37538	42839	80754	58997	19700	2583	---	---	---	243500	0.4813	
		---	---	---	11513	30796	35482	42368	39854	15416	593	---	---	---	176023	0.4196	
CALIMA III	240	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	---	4773	7051	25233	23913	30189	36352	36274	7679	---	171464	0.5318	0.657908
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	---	44	65	20414	23040	34686	38077	25383	9243	---	150952	0.4682	
		---	---	---	---	3512	5188	18179	17183	20082	22258	20992	5415	---	112808	0.4277	
CARAFISTO	1200	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	18062	40194	80023	93672	102019	117880	80848	24043	---	---	556741	0.5369	0.647993
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	1070	34067	69621	45805	73850	132167	87144	36556	---	---	480280	0.4631	
		---	---	---	13099	29232	58102	68390	67630	66345	46421	11546	---	---	360764	0.4289	
EL NEME	512	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	10096	25913	33420	37732	58859	62244	35384	578	---	---	264226	0.5423	0.686153
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	509	21083	30117	27194	59139	55189	27991	1788	---	---	223010	0.4577	
		---	---	---	7360	18852	24317	27490	40523	39174	23289	315	---	---	181299	0.4484	
FONCE	420	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	5772	31223	41939	55909	65564	19256	---	---	---	---	221662	0.5302	0.646821
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	123	31479	38704	59365	51059	15660	---	---	---	---	196390	0.4698	
		---	---	---	4191	22599	31817	37694	38950	13001	---	---	---	---	148252	0.4302	
MIEL I	405	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	---	5241	22132	23385	46892	40139	23557	4665	---	---	168011	0.4570	0.633591
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	---	527	36510	32926	53274	53512	17128	5762	---	---	199638	0.5430	
		---	---	---	---	3838	15183	15879	30414	25554	12534	3048	---	---	106450	0.3478	
MIEL II	380	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	5377	9476	26392	33708	48990	33438	4272	---	---	---	161653	0.4887	0.676740
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	158	9027	27821	34289	61455	31011	5399	---	---	---	169160	0.5113	
		---	---	---	3909	6849	19049	24002	31523	21077	2988	---	---	---	109397	0.3927	
MECHI A	590	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	14216	14216	47668	40177	44600	61211	50580	747	---	---	---	273415	0.5271	0.683075
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	1232	1232	33351	32377	58779	65842	50159	2298	---	---	---	245270	0.4729	
		---	---	10416	10416	34713	29159	31846	38819	31045	349	---	---	---	186763	0.4323	
				1232	1232	33351	32377	58779	65842	50159	2298	---	---	---	245270	0.5677	

PROYECTOS TÉRMICOS E HIDROELÉCTRICOS A INCLUIR EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACION
PROGRAMA DE DESEMPEÑOS ANUALES VALORADOS A PRECIOS DE MERCADO Y DE EFICIENCIA
NIVEL DE PRECIOS DE DICIEMBRE DE 1.986 - MILES DE DÓLARES EQUIVALENTES

(CONTINUACIÓN)

PROYECTO	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	TIPO DE VALORACION	MONEDA	AÑO -1	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	TOTAL	PARTICIPACION S/ MONEDA	FACTOR CONVERSION MONEDA NACIONAL
MECHT B	804	PRECIOS DE NACIONAL		23714	23714	81689	63002	44766	61457	67714	40237	925					
		MERCADO	EXTRANJERA	2140	2138	50908	53260	47689	78816	67102	37515	2862			402218	0.5401	
		PRECIOS DE NACIONAL		17383	17383	59516	45772	32553	43968	38648	22486	431			277943	0.4480	0.691026
		EFICIENCIA	EXTRANJERA	2140	2138	50908	53260	47689	78816	67102	37515	2862			342430	0.5520	
PATIA I	900	PRECIOS DE NACIONAL		21972	21972	61294	66748	75073	87686	102774	49396	1351			488766	0.5683	
		MERCADO	EXTRANJERA	1937	1937	35649	48460	55181	85829	100099	38797	2961			370850	0.4317	
		PRECIOS DE NACIONAL		16102	16102	44678	48596	54565	59905	61276	29593	628			331445	0.4719	0.678870
		EFICIENCIA	EXTRANJERA	1937	1937	35649	48460	55181	85829	100099	38797	2961			370850	0.5281	
PATIA II	890	PRECIOS DE NACIONAL			15125	33484	43260	73118	89655	62638	1327				318607	0.5345	
		MERCADO	EXTRANJERA		949	30194	37922	84966	73287	47291	2911				277520	0.4655	
		PRECIOS DE NACIONAL			11046	24320	31337	49238	55578	41242	735				213496	0.4348	0.670091
		EFICIENCIA	EXTRANJERA		949	30194	37922	84966	73287	47291	2911				277520	0.5652	
PORCE II	392	PRECIOS DE NACIONAL			10491	29524	20778	32858	50204	36095	349				180299	0.5263	
		MERCADO	EXTRANJERA		725	26818	18174	44301	39688	30812	1782				162300	0.4737	
		PRECIOS DE NACIONAL			7668	21402	15074	23067	30769	23993	252				122224	0.4796	0.677898
		EFICIENCIA	EXTRANJERA		725	26818	18174	44301	39688	30812	1782				162300	0.5704	
PORCE III	760	PRECIOS DE NACIONAL		10223	20135	29011	58089	60496	80948	46952	1172				307026	0.5084	
		MERCADO	EXTRANJERA	767	1864	31805	57949	77946	85236	38751	2572				296890	0.4916	
		PRECIOS DE NACIONAL		7478	14765	20974	41949	42769	49495	27702	577				205710	0.4093	0.670009
		EFICIENCIA	EXTRANJERA	767	1864	31805	57949	77946	85236	38751	2572				296890	0.5907	
BIACHON	90	PRECIOS DE NACIONAL			5423	15541	17849	16419	2658						57890	0.5762	
		MERCADO	EXTRANJERA		489	6760	17544	14274	3503						42570	0.4238	0.680139
		PRECIOS DE NACIONAL			3975	11334	12447	9867	1750								
		EFICIENCIA	EXTRANJERA		489	6760	17544	14274	3503								
		PRECIOS DE NACIONAL				2765	27306	17529	15292	37747	31203	20335			152177	0.4630	
		MERCADO	EXTRANJERA			4622	27130	30358	22134	25218	39019	28032			176513	0.5370	
URRA I	340	PRECIOS DE NACIONAL				1848	19780	11541	8923	22293	17869	10840			93093	0.3453	0.611744
		EFICIENCIA	EXTRANJERA			4622	27130	30358	22134	25218	39019	28032			176513	0.6547	
		PRECIOS DE NACIONAL				3205	8262	46173	58112	45289	65807	47317	42827	24227	341219	0.5218	
		MERCADO	EXTRANJERA			29	4393	21353	40506	43933	59364	44938	57603	40574	312693	0.4782	
URRA II	860	PRECIOS DE NACIONAL				2358	5896	32579	41216	31486	41415	28111	25192	14152	222404	0.4156	0.651792
		EFICIENCIA	EXTRANJERA			29	4393	21353	40506	43933	59364	44938	57603	40574	312693	0.5844	

PROYECTOS TÉRMICOS E HIDROELÉCTRICOS A INCLUIR EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN
PROGRAMA DE DISEÑOS ANUALES VALORADOS A PRECIOS DE MERCADO Y DE EFICIENCIA
NIVEL DE PRECIOS DE DICIEMBRE DE 1.986 - MILES DE DÓLARES EQUIVALENTES

PROYECTO	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	TIPO DE VALORACIÓN	MONEDA	AÑO -1	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	TOTAL	PARTICIPACIÓN S/ MONEDA	CONVERSIÓN MONEDA NACIONAL
AMAGA (A)	150 (11150)	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	4072	19042	36099	25476	---	---	---	---	---	---	84689	0.4784	0.511107
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	21	25761	37907	28641	---	---	---	---	---	---	92330	0.5216	
		PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	2975	11282	16866	12163	---	---	---	---	---	---	43285	0.3192	0.507716
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	21	25761	37907	28641	---	---	---	---	---	---	92330	0.6808	
AMAGA (B)	300 (21150)	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	6102	40312	62677	41349	4362	---	---	---	---	---	154802	0.4747	0.507716
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	29	63085	55844	39610	12752	---	---	---	---	---	171320	0.5253	
		PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	4450	23040	29579	19605	1921	---	---	---	---	---	78595	0.3145	0.505706
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	29	63085	55844	39610	12752	---	---	---	---	---	171320	0.6855	
AMAGA (C)	300	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	5941	31553	40740	34559	34245	---	---	---	---	---	147038	0.4717	0.505706
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	26	51614	45935	36438	30687	---	---	---	---	---	164700	0.5283	
		PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	4333	17920	19886	14667	15753	---	---	---	---	---	74358	0.3110	0.537092
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	26	51614	45935	36438	30687	---	---	---	---	---	164700	0.6890	
LA LOMA	500	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	15041	39224	49380	96214	56550	5616	---	---	---	---	262025	0.4755	0.537092
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	94	52791	80715	90887	53330	11253	---	---	---	---	289070	0.5245	
		PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	11009	23063	28653	47219	28320	2466	---	---	---	---	14032	0.3274	0.522326
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	94	52791	80715	90887	53330	11253	---	---	---	---	289070	0.6726	
SAN JORGE	500	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	15040	42964	32965	92430	51269	7499	---	---	---	---	242166	0.4872	0.522326
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	94	49842	44793	91892	50966	17353	---	---	---	---	254930	0.5128	
		PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	11009	26238	19472	42735	23783	3253	---	---	---	---	124490	0.3316	0.568632
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	94	49842	44793	91892	50966	17353	---	---	---	---	254930	0.6684	
TIRITA (A)	300	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	5897	19696	37600	65661	40140	4517	---	---	---	---	173511	0.5654	0.568632
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	25	13000	34480	46686	33657	5532	---	---	---	---	133380	0.4346	
		PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	4301	12495	22515	35592	21412	2349	---	---	---	---	98684	0.4752	0.567965
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	25	13000	34480	46686	33657	5532	---	---	---	---	133380	0.5748	
TIRITA (B)	400 (21300)	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	10012	36524	70851	123667	75749	8507	---	---	---	---	325310	0.5638	0.567965
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	36	24462	64895	87979	63849	10439	---	---	---	---	251660	0.4362	
		PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	7795	23115	42437	67052	40442	4424	---	---	---	---	184765	0.4234	0.525586
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	36	24462	64895	87979	63849	10439	---	---	---	---	251660	0.5766	
ZIPA VI	150	PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	3553	12940	42375	31556	---	---	---	---	---	---	90424	0.4908	0.525586
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	16	15951	41920	35913	---	---	---	---	---	---	93800	0.5092	
		PRECIOS DE MERCADO	NACIONAL	---	2592	7491	21356	16086	---	---	---	---	---	---	47526	0.3363	0.525586
		PRECIOS DE EFICIENCIA	EXTRANJERA	---	16	15951	41920	35913	---	---	---	---	---	---	93800	0.6637	

FUENTE:

INTERCONEXION ELÉCTRICA S.A. "VALORACIÓN ECONÓMICA EN PRECIOS DE EFICIENCIA DEL CASO BASE DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN. INFORME DE AVANCE". DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS, MEDELLÍN, OCTUBRE 1988.

Cuadro No. 14
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION-TRANSMISION 1994-2002
ESCENARIO DE REFERENCIA (1)
PRECIOS DE MERCADO CON CORRECCION TERMINAL

02-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	Alt. No. 1 DT26	Alt. No. 2 DT06	Alt. No. 3 DT04	Alt. No. 4 RS03	Alt. No. 5 DT25	Alt. No. 6 DT36	Alt. No. 7 DT27	Alt. No. 8 DT29
1994 45354	T150 OCT		T150 OCT					
1995 47770		T300 JUL		URR1* JUL	T300 JUL	T150 JUL T150 JUL	T300 JUL	T300 JUL
1996 50299	CAL3* JUL MIE1 OCT	URR1 JUL CAL3 OCT	URR1 ABR CAL3 OCT	MIE1* ENE	MIE2 OCT	MIE2 OCT	URR1 JUL	URR1 JUL
1997 53162	URR1 ENE MIE2 JUL	MIE1 OCT MIE2 OCT	MIE1 ABR MIE2 OCT	CAL3 ENE MIE2 ABR	POR2 ABR	POR2 ABR	MIE2 ENE POR2 OCT	MIE1 ABR MIE2 OCT
1998 56122	POR2 ENE T300 JUL	POR2 ABR	POR2 ENE NECA JUL	POR2 ENE NECA JUL	T300 ENE NECA OCT	T300 ENE NECA JUL	T300 ENE	T300 ENE NECA OCT
1999 59215	NECA JUL	NECA ENE	FDNC OCT	FDNC ENE	POR3 OCT	POR3 OCT	NECA ENE	
2000 62348	POR3 JUL	POR3 ENE	POR3 ABR	POR3 JUL	FDNC JUL	FDNC JUL	POR3 ABR	POR3 ABR
2001 65643	PAT1 OCT	PAT1 OCT	PAT1 JUL	PAT1 ABR	PAT1 OCT	PAT1 OCT	PAT1 ABR	PAT1 ABR
2002 69158								

EVALUACION A PRECIOS DE MERCADO (US X 1000)
VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (COMBUSTIBLES 1990 - 2002)

INVERSION	1595815	1540081	1641794	1605703	1358000	1375223	1380483	1390007
RACIONAM. EXP	9000	9120	8640	9840	11640	9600	10200	9960
EFFECTO URR	-15307	-17144	-17144	-19201	18128	18128	-17144	-17144
OP. Y MANT. (3)	41576	40870	37954	33287	43685	43849	44519	44739
CORR RELATIVA	48708	77488	0	38316	120346	120712	162324	170117
TOTAL COMB.	429027	414681	409717	402690	440269	445716	438936	439941
BAS	231251	227830	228093	234984	232544	232098	231844	232328
CARBON	197776	186851	181624	167706	207725	213618	207092	207613
TOTAL GEN. (4)	2108819	2065096	2080961	2070635	1992068	2013228	2019318	2037620
DELTA (5)	116751	73028	88893	78567	0	21160	27250	45552
%	5.86	3.67	4.46	3.94	0.00	1.06	1.37	2.29
ORDEN	15a.	12a.	14a.	13a.	1a.	4a.	6a.	10a.
REF. TRANSM.	139406	141069	131480	132449	148133	146692	144758	144919
TOTAL G.T. (6)	2248225	2206165	2212441	2203084	2140201	2159920	2164076	2182539
DELTA (5)	108024	65964	72240	62883	0	19719	23875	42338
%	5.05	3.08	3.38	2.94	0.00	0.92	1.12	1.98
ORDEN	15a.	13a.	14a.	12a.	1a.	6a.	7a.	10a.

Ver notas al final de cuadro.

Cuadro No. 14 (Cont.)
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION-TRANSMISION 1994-2002
ESCENARIO DE REFERENCIA (1)
PRECIOS DE MERCADO CON CORRECCION TERMINAL

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	Alt. No. 9 DT35		Alt. No. 10 DS88		Alt. No. 11 RS06		Alt. No. 12 RS02		Alt. No. 13 DT07		Alt. No. 14 DT08		Alt. No. 15 DT50	
1994 45354														
1995 47770	T300	JUL	URR1*	JUL	URR1*	JUL	URR1*	JUL	T150	JUL	T300	JUL	T150	JUL
1996 50299			MIE1*	ENE	MIE1	ABR	MIE1	ABR	URR1	ENE			URR1	ENE
	MIE2	OCT			MIE2	OCT	MIE2	OCT	MIE1	OCT	URR1	JUL	MIE2	OCT
1997 53162	POR2	ABR	MIE2	ENE			POR2	JUL	MIE2	ABR	MIE2	ABR	POR2	ENE
					POR2	JUL	POR2	JUL	POR2	OCT	MIE1	JUL		
1998 56122	T300	ENE	T500	ENE	NECA	ABR	NECA	ABR	NECA	ABR	POR2	ENE	NECA	ENE
	NECA	OCT	NECA	JUL			FONC	OCT			NECA	JUL		
1999 59215					T300	ENE			FONC	JUL			FONC	ENE
	POR3	OCT	POR2	OCT							FONC	OCT		
2000 62348	T150	JUL	POR3	ABR	POR3	ABR	POR3	ABR	POR3	ABR	POR3	JUL	POR3	ENE
													PAT1	OCT
2001 65643	PAT1	JUL	PAT1	JUL	PAT1	ENE	PAT1	ENE	PAT1	ABR	PAT1	ABR		
2002 69158														

EVALUACION A PRECIOS DE MERCADO (US X 1000)
VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (COMBUSTIBLES 1990 - 2002)

INVERSION	1297580	1476199	1445780	1486471	1519694	1548060	1403424
RACIONAM. EXP	10200	10920	11880	10920	10920	6600	11280
EFFECTO URR1	18128	-19201	-19201	-19201	-17144	-17144	-17144
OP. Y MANT. (3)	44708	39941	36086	32909	36883	41208	36140
CORR RELATIVA	189407	94485	138819	103220	66666	36173	163397
TOTAL COMB.	442702	436249	415740	403447	412405	405611	413581
GAS	231899	236261	233830	235291	231360	218811	232000
CARBON	210803	199988	181910	168156	181045	186800	181581
TOTAL GEN. (4)	2002725	2038593	2029104	2017766	2029424	2020508	2010678
DELTA (5)	10657	46525	37036	25698	37356	28440	18610
%	0.53	2.34	1.86	1.29	1.88	1.43	0.93
ORDEN	2a.	11a.	8a.	5a.	9a.	7a.	3a.
REF. TRANSM.	151812	148441	148576	139025	136625	136808	137826
TOTAL G.T. (6)	2154537	2187034	2177680	2156791	2168049	2157316	2148504
DELTA (5)	14336	46833	37479	16590	27848	17115	8303
%	0.67	2.19	1.75	0.78	1.30	0.80	0.39
ORDEN	3a.	11a.	9a.	4a.	8a.	5a.	2a.

Ver notas al final de cuadro.

NOTAS :

- (*) Proyecto en su fecha mas temprana de entrada en operacion
- (1) CAL3: Calima III, MIE1: Miel I, MIE2: Miel II, NECA: Nechí A, PDR3: III, T300: Térmica de 300 MW, URR1: Urrá I, PDR2: Porce II, T150: Térmica de 150 MW, PAT1: Patia I, FDNC: Fonce, T500: Térmica de 500 MW, T600 : Térmica de 600 MW, PAT2: Patia II.
- (2) Tasa de cambio : US\$1 = \$219.00
- (3) Incluye los costos de mantenimiento y operación de todas las centrales térmicas e hidroeléctricas que entran en operación en el período de análisis.
- (4) Valor Presente Total = Valor presente de la inversión con impuestos + Valor presente de costos de operación, mantenimiento y combustible + Incremento en valor presente por corrección terminal + Incremento en Valor presente por no Urrá + Valor Presente del racionamiento
- (5) El incremento se calcula con respecto a la alternativa de menor valor presente.
- (6) Valor Presente Total Incluyendo Refuerzos de transmisión con impuestos.
- (7) Corrección terminal relativa a la de mayor corrección.

01-Dec-88

ANO DEM. (BWH)	Alt. No. 1 DT26		Alt. No. 2 DT06		Alt. No. 3 DT04		Alt. No. 4 RS03		Alt. No. 5 DT25		Alt. No. 6 DT36		Alt. No. 7 DT27		Alt. No. 8 DT29	
1994 45354	T150	OCT			T150	OCT										
1995 47770			T300	JUL			URR1*	JUL	T300	JUL	T150 T150	JUL JUL	T300	JUL	T300	JUL
1996 50299	CAL3* MIE1	JUL OCT	URR1 CAL3	JUL OCT	URR1 CAL3	ABR OCT	MIE1* ENE			MIE2	OCT		URR1	JUL	URR1	JUL
1997 53162	URR1 MIE2	ENE JUL			MIE1 MIE2	ABR OCT	CAL3 MIE2	ENE ABR	POR2	ABR			MIE2 POR2	ENE OCT	MIE1 MIE2	ABR OCT
1998 56122	POR2 T300	ENE JUL	POR2	ABR	POR2 NECA	ENE JUL	POR2 NECA	ENE JUL	T300	ENE	T300 NECA	ENE JUL	T300	ENE	T300 NECA	ENE OCT
1999 59215	NECA	JUL	NECA	ENE			FDNC	ENE					NECA	ENE		
					FDNC	OCT			POR3	OCT	POR3	OCT				
2000 62348	POR3	JUL	POR3	ENE	POR3	ABR	POR3	JUL	FDNC	JUL	FDNC	JUL	POR3	ABR	POR3	ABR
2001 65643	PAT1	OCT	PAT1	OCT	PAT1	JUL	PAT1	ABR			PAT1	OCT	PAT1	ABR	PAT1	ABR
2002 69158																

EVALUACION A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)

VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (COMBUSTIBLES 1990 - 2002)

INVERSION	1304465	1266567	1356213	1332144	1109245	1116175	1127288	1135983
FRACCIONAM. EXP	9000	9120	9960	9840	11640	9600	10200	9960
EFFECTO DE URR1	-25474	-28531	-28531	-31954	18128	18128	-28531	-28531
OP. Y MANT. (3)	30099	29587	32388	24098	31625	31744	32229	32388
CORR RELATIVA	37206	62499	0	33292	94843	95263	129568	136002
TOTAL COMB.	485393	472308	468836	468677	494635	498330	493140	494235
GAS	339407	334386	334772	344886	341305	340650	340277	340988
CARBON	145986	137922	134064	123791	153330	157680	152863	153247
TOTAL GEN. (4)	1840689	1811551	1838866	1836096	1760116	1769240	1763894	1780038
DELTA (5)	81333	52194	79510	76740	760	9884	4538	20681
%	4.62	2.97	4.52	4.36	0.04	0.56	0.26	1.18
ORDEN	15a.	12a.	14a.	13a.	2a.	4a.	3a.	7a.
REF. TRANSM.	107845	109150	102298	103038	114997	113879	111996	112121
TOTAL G.T. (6)	1948534	1920701	1941164	1939134	1875113	1883119	1875890	1892159
DELTA (5)	73421	45587	66051	64021	0	8006	777	17045
%	3.92	2.43	3.52	3.41	0.00	0.43	0.04	0.91
ORDEN	15a.	12a.	14a.	13a.	1a.	5a.	2a.	7a.

Ver notas al final de cuadro 14

Cuadro No. 15 (Cont.)
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION-TRANSMISION 1994-2002
ESCENARIO DE REFERENCIA (1)
PRECIOS DE EFICIENCIA CON CORRECCION TERMINAL

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	Alt. No. 9 DT35		Alt. No. 10 DS88		Alt. No. 11 RS06		Alt. No. 12 RS02		Alt. No. 13 DT07		Alt. No. 14 DT08		Alt. No. 15 DT50	
1994 45354														
1995 47770	T300	JUL	URR1*	JUL	URR1*	JUL	URR1*	JUL	T150	JUL	T300	JUL	T150	JUL
1996 50299			MIE1*	ENE	MIE1	ABR	MIE1	ABR	URR1	ENE			URR1	ENE
	MIE2	OCT			MIE2	OCT	MIE2	OCT	MIE1	OCT	URR1	JUL	MIE2	OCT
1997 53162	POR2	ABR	MIE2	ENE					MIE2	ABR	MIE2	ABR	POR2	ENE
					POR2	JUL	POR2	JUL	POR2	OCT	MIE1	JUL		
1998 56122	T300	ENE	T500	ENE	NECA	ABR	NECA	ABR	NECA	ABR	POR2	ENE	NECA	ENE
	NECA	OCT	NECA	JUL			FDNC	OCT			NECA	JUL		
1999 59215					T300	ENE							FDNC	ENE
	POR3	OCT	POR2	OCT					FDNC	JUL	FDNC	OCT		
2000 62348	T150	JUL	POR3	ABR	POR3	ABR	POR3	ABR	POR3	ABR	POR3	JUL	POR3	ENE
													PAT1	OCT
2001 65643	PAT1	JUL	PAT1	JUL	PAT1	ENE	PAT1	ENE	PAT1	ABR	PAT1	ABR		
2002 69158														

EVALUACION A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)
VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (COMBUSTIBLES 1990 - 2002)

INVERSION	1052507	1215483	1194929	1234693	1256948	1274353	1159069
FRACCIONAM. EXP	10200	10920	11880	10920	10920	6600	11280
EFFECTO DE URR1	18128	-31954	-31954	-31954	-28531	-28531	-28531
OP. Y MANT. (3)	32363	28915	26124	23824	26701	29832	26163
CORR RELATIVA	150198	69934	113201	86859	55167	28461	135121
TOTAL COMB.	495960	494379	477467	469459	473204	459033	474539
GAS	340358	346760	343192	345337	339567	321149	340506
CARBON	155602	147619	134275	124123	133637	137885	134032
TOTAL GEN. (4)	1759356	1787677	1791647	1793801	1794409	1769749	1777641
DELTA (5)	0	28321	32291	34445	35052	10392	18284
%	0.00	1.61	1.84	1.96	1.99	0.59	1.04
ORDEN	1a.	8a.	9a.	10a.	11a.	5a.	6a.
REF. TRANSM.	117544	114902	109150	108125	107841	106655	107213
TOTAL G.T. (6)	1876900	1902579	1900797	1901926	1902250	1876404	1884854
DELTA (5)	1787	27466	25684	26813	27136	1290	9741
%	0.10	1.46	1.37	1.43	1.45	0.07	0.52
ORDEN	4a.	11a.	8a.	9a.	10a.	3a.	6a.

CUADRO No. 16
LINEAS DE CONEXION INDIVIDUAL DE LOS PROYECTOS
(230 kV. y 500 kV.)

Diciembre 1988

P R O Y E C T O	LINEAS ASOCIADAS	TENSION [kV]	No CTOS	LONGITUD DE LA LINEA [km]
CALIMA III	Calima III - Cali	230	2	50
MIEL I y MIEL II	Miel I - Dorada	230	1	35
	Miel I - Mariquita	230	2	40
	Miel II - Mariquita	230	1	20
	Miel II - Circuito Miel I - Mariquita	230	-	-
MIEL II	Miel II - Mariquita	230	3	20
URRA I	Urrá I - Cerromatoso	500	1	84
URRA II	Urrá II - Circuito Urrá I - Cerromatoso	500	2	30
	Urrá I - Chingú	500	1	155
T. SAN JORGE	San Jorge - Cerromatoso	500	1	15
T. ZIPA VI	T. Zipa VI - Un Cto. Tor- ca - Noroeste	230	2	15
T. AMAGA	T. Amagá - Un Cto. Ancón Sur - Esmeralda	230	2	20
CAÑAFISTO	Cañafisto - Ancón Sur	230	4	36
	Cañafisto - S/E Norte del Valle	500	1	240

CUADRO No. 16
LINEAS DE CONEXION INDIVIDUAL DE LOS PROYECTOS
(230 kV. y 500 kV.)

Diciembre 1988

PROYECTO	LINEAS ASOCIADAS	TENSION [kV]	No CTOS	LONGITUD DE LA LINEA [km]
NECHI A	Nechí A - Circuito San Carlos - Cerromatoso	500	2	6
FORCE II	Force II - Barbosa Force II - Guadalupe IV	230 230	1 1	49 2
FORCE III	Force III - Circuito San Carlos - Cerromatoso Force III - Force II Force III - Force II - Tasajera	500 230 230	2 2 1	35 25 88
PATIA I	Patía I - S/E Cali 500 kV Patía I - Pasto	500 230	1 2	230 70
PATIA II	Patía II - Patía I Patía II - Popayán Patía I - S/E Cali 500 KV	230 230 500	2 2 1	15 110 200
CHIMERA	Chimera - Fonce	230	2	60
FONCE	Fonce - Bucaramanga Fonce - Paipa	230 230	2 2	80 110
TIBITA	Tibita - Un Cto. Torca - Noroeste	230	2	87

AÑO	1	ALTERNATIVA 1 (R T 2 6)	2	ALTERNATIVA 2 (R T 0 6)	3	ALTERNATIVA 3 (R T 0 4)	4	ALTERNATIVA 4 (R S 0 3)
1994		S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)		S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)		S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)		S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)
1995		Compensación B/quilla (40) Compensación Cácuta (25) Compensación Caño Liadón (15)		Compensación B/quilla (40) Compensación Cácuta (25) Compensación Caño Liadón (15)		Compensación B/quilla (40) Compensación Cácuta (25) Compensación Caño Liadón (15)		Compensación B/quilla (40) Compensación Cácuta (25) Compensación Caño Liadón (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA)
1996		Compensación Chind (-75,+150) Compensación Palos (15) S/E Dorada, 2 M Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)		Compensación Chind (-75,+150) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)		Compensación Chind (-75,+150) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)		S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (-75,+150) Compensación Palos (15) S/E Dorada, 2 M Compensación Bogotá (100) Compensación Bogotá (100)
1997		Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) S/E Cali 230 kV (-25,+175) S/E Dorada, 2 M		Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC S/E Dorada, 4 M Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA)		S/E Cali 230 kV (-25,+175) Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC S/E Dorada, 4 M Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA)		Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) S/E Dorada, 2 M
1998		Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga (402) Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC		Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga (402) Compensación Bogotá (100) Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC		Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga (402) Compensación Bogotá (100) Fundación - Valledupar, IC		Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga (402) Compensación Bogotá (100) Fundación - Valledupar, IC
2000		San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-120) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá I - Chind 500 kV Chind - Ternera 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)		San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-120) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá I - Chind 500 kV Chind - Ternera 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)		San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-120) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá I - Chind 500 kV Chind - Ternera 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)		San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-120) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá I - Chind 500 kV Chind - Ternera 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)
2001		San Carlos - Barranca, IC Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)		San Carlos - Barranca, IC Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)		Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)		Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)
2002		Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio		Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio		Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio		Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio
VPI (2)		107845		109150		107298		103038
1000 US\$		139406 (3)		141030 (3)		131480 (3)		132411 (3)

(1) Toda línea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las S/E citadas corresponden a aplicaciones independientes de líneas. Otras especificaciones: Líneas a 500 kV son de circuito sencillo; C: número de circuitos de una línea; (MVA): compensación shunt el signo + indica capacitivo y el - inductivo; T: transformación 500/230 kV adecuada.

(2) Valor presente a Diciembre de 1997. A Precios de Eficiencia. (Tasa de descuento 12%).

(3) Valor presente a Diciembre de 1997. A Precios de Mercado. (Tasa de descuento 12%).

AÑO	1	ALTERNATIVA 5 (R T 2 3)	ALTERNATIVA 6 (R T 3 6)	ALTERNATIVA 7 (R T 2 7)	ALTERNATIVA 8 (R T 2 9)
1994		S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternerá (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternerá (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternerá (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternerá (60)
1995		Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15)
1996		S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (75+175) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Energización Urrá 1-Cerro 500 kV Transf. S Carlos 500/230kV (450MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (75+175) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Energización Urrá 1-Cerro 500 kV Transf. S Carlos 500/230kV (450MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (75+175) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (75+175) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)
1997		Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA)	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) S/E Dorada, 4 M
1998		San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)
1999		Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternerá 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternerá, T 500/230 kV (450 MVA)	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternerá 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternerá, T 500/230 kV (450 MVA)	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC
2000		San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA)	Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternerá 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternerá, T 500/230 kV (450 MVA)
2001		Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA) Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	San Carlos - Barranca, IC Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA) San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Barranca, IC Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA) San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA)
2002		Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio
WPI (2) 1000 US\$		114997 148133 (3)	113879 146692 (3)	111996 144758 (3)	112121 144919 (3)

(1) Toda línea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las S/E citadas corresponden a ampliaciones independientes de líneas. Otras especificaciones: Líneas a 500 kV son de circuito sencillo; En número de circuitos de una línea (WVA); compensación shunt el signo + indica capacitivo y el - inductivo; T: transformación 500/230 kV adecuada.
(2) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Eficiencia. (Tasa de descuento 12%).
(3) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Mercado. (Tasa de descuento 12%).

CUADRO No. 17
SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
ESQUEMA DE REFERENCIA
LÍNEAS DE REFUERZO
1994 - 2002 (1)

AÑO	ALTERNATIVA 9 (R T 3 5)	ALTERNATIVA 10 (R S B)	ALTERNATIVA 11 (R S O 6)	ALTERNATIVA 12 (R S O 2)
1994	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)
1995	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15) Energización Urrá 1-500/230 kV (150MVA) Energización Urrá 1-500/230 kV (150MVA)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA)
1996	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chinié (-75,+150) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Energización Urrá 1-500/230 kV (150MVA) Energización Urrá 1-500/230 kV (150MVA)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chinié (-75,+150) Compensación Palos (15) S/E Dorada 2 M Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chinié (-75,+150) Compensación Palos (15) S/E Dorada 2 M Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chinié (-75,+150) Compensación Palos (15) S/E Dorada 2 M Compensación Bogotá (100)
1997	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chinié-S/larga. (401) Comp. serie Chinié-S/larga. (401)	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chinié 500/115 kV (150 MVA) S/E Dorada 2 M	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chinié 500/115 kV (150 MVA)	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chinié 500/115 kV (150 MVA)
1998	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chinié-S/larga. (401)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chinié-S/larga. (401)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chinié-S/larga. (401)
1999	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC Urrá 1 - Chinié 500 kV S/E Chinié 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC	Fundación - Valledupar, IC
2000		San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá 1 - Chinié 500 kV Chinié - Ternera 500 kV S/E Chinié 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá 1 - Chinié 500 kV Chinié - Ternera 500 kV S/E Chinié 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá 1 - Chinié 500 kV Chinié - Ternera 500 kV S/E Chinié 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)
2001	San Carlos - Barranca, IC San Carlos Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Transf. Cali 500/220 kV (450 MVA)	San Carlos - Barranca, IC Transf. Cali 500/220 kV (450 MVA)	San Carlos - Barranca, IC Transf. Cali 500/220 kV (450 MVA)	Transf. Cali 500/220 kV (450 MVA)
2002	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio
WPI (2)	117545	114902	109150	108125
1000 US\$	151812 (3)	148441 (3)	148537 (3)	138964 (3)

(1) Toda línea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las S/E citadas corresponden a ampliaciones independientes de líneas. Otras especificaciones: Líneas a 500 kV son de circuito sencillo; En número de circuitos de una línea; (MVA); compensación shunt el signo + indica capacitivo y el - inductivo; Transf. 500/230 kV

(2) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Eficiencia. (Tasa de descuento 12%).

(3) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Mercado. (Tasa de descuento 12%).

AÑO	ALTERNATIVA 13 (R T O 7)	ALTERNATIVA 14 (R T O 8)	ALTERNATIVA 15 (R T S O)
1994	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternerá (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternerá (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternerá (60)
1995	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15)
1996	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (-75,+150) Compensación Palos (15) S/E Dorada, 2 H Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (-75,+150) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (-75,+150) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)
1997	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) S/E Dorada 2 H	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) S/E Dorada, 4 H	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA)
1998	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga, 500/220kV (450MVA) Compensación Bogotá (100) Comp. serie Chind-S/larga. (402)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga, 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga (402)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga, 500/220kV (450MVA) Compensación Bogotá (150) Comp. serie Chind-S/larga. (402)
1999	Fundación - Valledupar, IC	Fundación - Valledupar, IC	Fundación - Valledupar, IC
2000	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternerá 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternerá, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternerá 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternerá, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternerá 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternerá, T 500/230 kV (450 MVA)
2001	Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)
2002	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavió	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavió	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavió
VP1 (2) 1000 US\$	107841 138625 (3)	106655 136808 (3)	107213 137826

(1) Toda línea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las S/E citadas corresponden a ampliaciones independientes de líneas. Otras especificaciones: líneas a 500 kV son de circuito sencillo; el número de circuitos de una línea; (MVA): compensación shunt; el signo + indica capacitivo y el - inductivo; T: transformación 500/230 kV adecuada.

(2) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Eficiencia. (fases de descuento 121).

(3) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Mercado. (fases de descuento 121).

01-Dec-88

CUADRO No. 18
SISTEMA ELECTRIC COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION
SECUENCIAS DE GENERACION - ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMAS DE EJECUCION (1)

SECUENCIA	PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Alt. 2 (DT06)	TERMICA 300 #(2),(4) URRA I CALIMA III MIEL I MIEL II PORCE II NECHI A PORCE III		++++	////	+==	==	==	==	=							
			++++	////	==	==	==	==	==	=						
			***	*///	/==	==	==	==	==	==						
				*	**//	///=	==	==	==	==						
			++++	++++	////	/==	==	==	==	==						
			++++	++++	++++	////	==	==	==	==	=					
				&&&&	++++	++++	////	==	==	==	==	==				
				&&&&	&++++	++++	++++	////	==	==	==	==	==			
Alt. 5 (DT25)	TERMICA 300 #(2),(4) MIEL II PORCE II TERMICA 300 (2),(3) NECHI A PORCE III FONCE		++++	////	+==	==	==	==	=							
			++++	++++	////	/==	==	==	==	==						
			++++	++++	++++	////	==	==	==	==	=					
				&&	&+++	+++//	///+	==	==	==	==	==				
				&&&&	++++	+++//	///=	==	==	==	==	==				
				&&&&	++++	++++	+++//	///=	==	==	==	==	==			
				&&&&	++++	++++	++++	////	==	==	==	==	==	==		
Alt. 13 (DT07)	TERMICA 150 (2),(3) URRA I MIEL I MIEL II PORCE II NECHI A FONCE PORCE III				+ +///	/+==	==	==	=							
			**	**==	==	==	==	==	==							
			*	**//	///=	==	==	==	==	==						
			++++	++++	+++//	///=	==	==	==	==	=					
			++	++++	++++	+++//	///=	==	==	==	==					
				&&&	&+++	++++	+++//	/==	==	==	==	=				
				&&&&	++++	++++	////	==	==	==	==	==				
				&&&	&+++	++++	++++	////	/==	==	==	==	==			
Alt. 15 (DT50)	TERMICA 150 (2),(3) URRA I MIEL II PORCE II NECHI A FONCE PORCE III				+ +///	/+==	==	==	=							
			**	**==	==	==	==	==	==							
			++++	++++	////	/==	==	==	==	==						
			++++	++++	+++//	///=	==	==	==	==						
				&&&&	++++	++++	////	==	==	==	==	==				
				&&	&+++	++++	+++//	///=	==	==	==	==				
				&&&&	&+++	++++	+++//	///=	==	==	==	==	==			

NOTAS :

- (1) Programa de ejecución de acuerdo a las fechas previstas en cada alternativa, para la entrada en operación de la primera unidad.
No se especifican todas las actividades por ejecutarse algunas en forma simultanea.
CONVENCIONES: # Fecha mas temprana de entrada en operación,
& Términos de Referencia, * Financiación, + Diseño, / Licitación, = Construcción
- (2) En las centrales termicas el diseño inicial corresponde a la adaptación o revisión de pliegos.
- (3) La financiación se realiza durante los dos primeros años.
- (4) La financiación se realiza durante el primer año.

CUADRO No. 19

ALTERNATIVA No. 2

Sec. DT06

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<u>Proyectos Hidraulicos</u>															
ML:	3580.	9246.	53337.	84393.	147977.	244252.	291719.	324033.	259449.	216170.	139157.	90602.	37385.	1013.	1902310.
ME:	33.	4682.	42706.	71030.	141945.	188458.	294421.	319616.	253140.	205691.	130446.	87346.	29838.	2221.	1771571.
<u>Proyectos Termicos</u>															
ML:	0.	4423.	16246.	33124.	58646.	46520.	13423.	1129.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	173511.
ME:	0.	19.	9756.	29110.	43635.	36914.	12563.	1383.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	133380.
<u>Refuerzos De Transmision</u>															
ML:	0.	0.	395.	456.	10536.	4936.	11917.	20419.	26212.	21762.	86071.	59212.	27954.	6810.	276679.
ME:	0.	0.	0.	1129.	11035.	5615.	11303.	15332.	15910.	16037.	92204.	22050.	24952.	5840.	221407.
GRAN TOTAL:															
==== =====															
ML:	3580.	13668.	69978.	117973.	217158.	295709.	317059.	345581.	285661.	237932.	225228.	149814.	65339.	7824.	2352502.
ME:	33.	4701.	52462.	101269.	196615.	230988.	318287.	336331.	269049.	221728.	222649.	109395.	54790.	8061.	2126358.
TOT:	3613.	18369.	122440.	219241.	413773.	526656.	635346.	681912.	554710.	459660.	447877.	259209.	120129.	15885.	4478861.
CUM:	3612	21980	144420	363661	777434	1304130	1939476	2621388	3176098	3635757	4083634	4342843	4462971	4478855	

*: Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 20
ALTERNATIVA No. 5

Sec. DT25

I N V E R S I O N E S E N G E N E R A C I O N Y T R A N S M I S I O N (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Proyectos Hidraulicos

M L :	4033.	22496.	68459.	93430.	168149.	202668.	248983.	238347.	244706.	193089.	109565.	37385.	1013.	1632321.
M E :	119.	7843.	51364.	61633.	143358.	166117.	236438.	233666.	234017.	171885.	102363.	29838.	2221.	1440860.

Proyectos Termicos

M L :	4423.	16246.	33124.	64587.	78073.	54163.	35688.	34245.	0.	0.	0.	0.	0.	320549.
M E :	19.	9756.	29110.	43661.	88528.	58498.	37821.	30687.	0.	0.	0.	0.	0.	298080.

Refuerzos De Transmision

M L :	0.	282.	325.	7880.	3921.	17508.	21234.	44125.	58684.	38569.	11977.	16986.	5659.	227151.
M E :	0.	0.	1411.	13759.	8247.	26296.	26189.	54717.	45629.	27704.	10026.	29508.	7092.	250577.

GRAN TOTAL:
=====

M L :	8456.	39025.	101908.	165897.	250143.	274339.	305905.	316717.	303390.	231659.	121542.	54371.	6672.	2180023.
M E :	137.	17599.	81885.	119052.	240133.	250911.	300448.	319069.	279646.	199589.	112389.	59346.	9313.	1989517.
TOT :	8593.	56624.	183793.	284949.	490277.	525250.	606352.	635786.	583036.	431248.	233931.	113717.	15985.	4169540.
CUM:	8592	65215	249008	533957	1024233	1549483	2155835	2791621	3374657	3805905	4039835	4153551	4169535	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 21
ALTERNATIVA No. DT27

I N V E R S I O N E S E N G E N E R A C I O N Y T R A N S M I S I O N (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<u>Proyectos Hidraulicos</u>														
5453.	39978.	69686.	108855.	193210.	232382.	243144.	214455.	211122.	155200.	75358.	13655.	338.	1562834.	
4701.	32084.	63785.	78944.	141205.	211164.	236936.	211286.	212631.	149202.	65739.	12563.	740.	1420980.	
<u>Proyectos Termicos</u>														
4423.	16246.	33124.	64587.	78073.	54163.	35688.	34245.	0.	0.	0.	0.	0.	320549.	
19.	9756.	29110.	43661.	88528.	58498.	37821.	30687.	0.	0.	0.	0.	0.	298080.	
<u>Refuerzos De Transmision</u>														
0.	282.	325.	7746.	3592.	14019.	14111.	48683.	38708.	49135.	36979.	22783.	5659.	242023.	
0.	0.	1411.	13759.	7576.	18883.	16085.	58311.	19992.	54244.	17532.	29941.	7092.	244825.	
GRAN TOTAL:														
=====														
9875.	56507.	103135.	181188.	274876.	300564.	292942.	297384.	249830.	204336.	112337.	36438.	5997.	2125409.	
4720.	41840.	94305.	136363.	237310.	288545.	290842.	300284.	232623.	203445.	83271.	42504.	7832.	1963885.	
14595.	98347.	197440.	317551.	512185.	589109.	583785.	597667.	482453.	407781.	195608.	78943.	13829.	4089293.	
14595	112941	310381	627932	1140117	1729226	2313010	2910677	3393129	3800910	3996517	4075459	4089287		

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 22

ALTERNATIVA No. 13

Sec. DT07

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (#)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Proyectos Hidraulicos

ML:	1382.	17690.	54190.	86784.	172605.	231476.	301369.	315998.	268458.	239312.	173896.	75358.	13655.	338.	1952508.
ME:	2311.	16047.	41928.	90588.	140972.	194040.	308978.	287611.	264560.	227794.	163138.	65739.	12563.	740.	1817009.

Proyectos Termicos

ML:	0.	0.	2036.	11557.	27571.	30788.	12739.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	84690.
ME:	0.	0.	11.	12891.	31834.	33274.	14321.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	92330.

Refuerzos De Transmision

ML:	0.	0.	282.	325.	7768.	3637.	14679.	14581.	48549.	31399.	42749.	26329.	16986.	5659.	212944.
ME:	0.	0.	0.	1411.	13759.	7688.	20072.	17724.	60883.	18845.	53442.	15278.	29508.	7092.	245701.

GRAN TOTAL:

====

ML:	1382.	17690.	56508.	98667.	207944.	265901.	328787.	330579.	317007.	270711.	216645.	101687.	30642.	5997.	2250145.
ME:	2311.	16047.	41938.	104890.	186564.	235002.	343371.	305335.	325443.	246639.	216580.	81017.	42071.	7832.	2155040.
TOT:	3693.	33736.	98446.	203556.	394508.	500904.	672158.	635914.	642450.	517349.	433225.	182704.	72712.	13829.	4405185.
CUM:	3693.	37429.	135875.	339431.	733939.	1234842.	1906999.	2542912.	3185361.	3702710.	4135935.	4318638.	4391350.	4405178.	

: Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 23
ALTERNATIVA No. DT08

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
<u>Proyectos Hidraulicos</u>													
4108.	46059.	74385.	146142.	219614.	300301.	327606.	286570.	247663.	194159.	91617.	13948.	338.	1952508.
4662.	30565.	71081.	130074.	170313.	302677.	314772.	272697.	243340.	184184.	78699.	13206.	740.	1817009.
<u>Proyectos Termicos</u>													
4423.	16246.	33124.	58646.	46520.	13423.	1129.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	173511.
19.	9756.	29110.	43635.	36914.	12563.	1383.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	133380.
<u>Refuerzos De Transmision</u>													
0.	282.	325.	7746.	3637.	14064.	14976.	47280.	31075.	42749.	26329.	16986.	5659.	211108.
0.	0.	1411.	13759.	7576.	19107.	18239.	58582.	18143.	53442.	15278.	29508.	7092.	242137.
GRAN TOTAL: =====													
8531.	62588.	107834.	212534.	269772.	327789.	343710.	333850.	278738.	236907.	117946.	30935.	5997.	2337130.
4680.	40321.	101602.	187467.	214803.	334348.	334394.	331280.	261483.	237626.	93977.	42714.	7832.	2192526.
13211.	102909.	209436.	400001.	484575.	662136.	678104.	665129.	540221.	474533.	211923.	73648.	13829.	4529656.
13211	116119	325555	725555	1210129	1872265	2550369	3215498	3755718	4230251	4442173	4515821	4529649	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 24

ALTERNATIVA No. 15

Sec. DT50

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
<u>Proyectos Hidraulicos</u>															
M L :	1382.	21900.	61583.	87582.	169320.	232090.	288104.	291033.	254307.	215606.	146010.	38557.	1013.	0.	1808487.
M E :	2311.	16181.	44457.	77013.	120770.	195025.	279503.	276705.	251776.	210421.	131355.	32410.	2221.	0.	1640147.
<u>Proyectos Termicos</u>															
M L :	0.	0.	2036.	11557.	27571.	30788.	12739.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	84690.
M E :	0.	0.	11.	12891.	31834.	33274.	14321.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	92330.
<u>Refuerzos De Transmision</u>															
M L :	0.	0.	395.	456.	10703.	4855.	18111.	15946.	55415.	33316.	46116.	27952.	22105.	6810.	242180.
M E :	0.	0.	0.	1129.	11035.	6093.	15192.	14048.	55921.	17171.	50352.	13321.	24574.	5840.	214677.
<u>GRAN TOTAL:</u>															
	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
M L :	1382.	21900.	64014.	99595.	207593.	267733.	318954.	306979.	309722.	248922.	192126.	66509.	23119.	6810.	2135358.
M E :	2311.	16181.	44468.	91033.	163639.	234392.	309015.	290753.	307696.	227592.	181707.	45731.	26795.	5840.	1947154.
TOT :	3693.	38082.	108482.	190628.	371232.	502125.	627969.	597732.	617419.	476514.	373833.	112240.	49914.	12651.	4082512.
CUM:	3693	41774	150256	340883	712115	1214239	1842208	2439939	3057357	3533871	3907704	4019943	4069856	4082506	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

02-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	Alt. 1A AS00	Alt. 2A AS01	Alt. 3A AS15	Alt. 4A AS12	Alt. 5A AS11	Alt. 6A AS13	Alt. 7A AS14
1994 46778	T150 JUL						
1995 49714	T150 ENE URR1* JUL	T150 ENE T300 JUL URR1* JUL	T150 ENE T600 JUL	T150 ENE T600 JUL	T150 ENE T600 JUL	T150 ENE T600 JUL	T150 ENE T600 JUL
1996 52907	MIE1* ENE CAL3* JUL	MIE1* ENE CAL3 OCT	URR1 JUL MIE1 OCT	MIE1 JUL URR1 OCT	URR1 JUL MIE1 OCT	URR1 JUL	MIE1 JUL
1997 56610	MIE2 ENE POR2 JUL	MIE2 ABR POR2 OCT	CAL3 ABR	MIE2 JUL	MIE2 JUL	CAL3 ENE MIE2 ABR	CAL3 ABR MIE2 JUL
1998 60610	T300 ENE NECA JUL	T300 ABR NECA OCT	MIE2 ENE POR2 ABR NECA JUL	POR2 ENE NECA ABR	POR2 ENE NECA ABR	POR2 ENE NECA ABR	POR2 ENE NECA ABR
1999 64991	POR3 ENE	POR3 JUL	POR3 JUL	POR3 ABR	POR3 ENE	POR3 ENE	POR3 ENE
2000 68924	FONC ABR	FONC JUL	FONC ABR	FONC ENE PAT1 OCT	FONC ENE PAT1 OCT	FONC ENE PAT1 OCT	FONC JUL PAT1 OCT
2001 73076	PAT1 ENE PAT2 OCT	PAT1 ENE PAT2 OCT	PAT1 ENE PAT2 JUL	PAT2 JUL	PAT2 JUL	PAT2 JUL	PAT2 JUL
2002 77519							

EVALUACIÓN A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)

VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (COMBUSTIBLES 1990 - 2002)

INVERSIÓN	1722428	1741753	1724369	1626463	1630738	1615856	1618733
FRACIONAM. EXP	16320	13680	11880	6840	11640	13800	14040
EFFECTO DE URRR	-31954	-31954	-28531	-28531	-28531	-28531	18128
OP. Y MANT. (3)	36230	41294	43692	43406	43529	42868	42922
CORR RELATIVA	33549	0	893	51815	51815	70861	59014
TOTAL COMB.	510022	519384	516820	511534	517261	518229	519215
GAS	351533	354066	350481	347019	350833	351435	352097
CARBÓN	158489	165318	166339	164516	166428	166794	167119
TOTAL GEN. (4)	2286595	2284157	2269123	2211527	2226452	2233083	2272053
DELTA (5)	75067	72630	57595	0	14924	21555	60525
%	3.39	3.28	2.60	0.00	0.67	0.97	2.74
ORDEN	7a.	6a.	4a.	1a.	2a.	3a.	5a.
REF. TRANSP.	125205	125205	129188	129408	129408	128090	137332
TOTAL G.T. (6)	2411800	2409362	2398311	2340935	2355860	2361173	2409385
DELTA (5)	70864	68427	57375	0	14924	20237	68449
%	3.03	2.92	2.45	0.00	0.64	0.86	2.92
ORDEN	7a.	5a.	4a.	1a.	2a.	3a.	6a.

Ver notas al final de cuadro 14.

01-Dec-88

CUADRO No 26
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION
SECUENCIAS DE GENERACION - ESCENARIO ALTO
PROGRAMAS DE EJECUCION (1)

SECUENCIA	PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Alt. 1A (AS00)	TERMICA 150 # (2), (3)		+	+/	///	+=	=====	=====	==							
	TERMICA 150 # (2), (3)		++	+++	///	+	=====	=====	=====							
	URRA I #		****	=====	=====	=====	=====	=====	=====							
	MIEL I #		***	///	=====	=====	=====	=====	=====							
	CALIMA III		****	///	=====	=====	=====	=====	=====							
	MIEL II		+	+/	///	+=	=====	=====	=====	=====						
	PORCE II		++++	///	+=	=====	=====	=====	=====	=====						
	TERMICA 300 (2), (4)				++	+/	///	+=	=====	=====	=====	=====				
	NECHI A		&&	&&+	++++	+/	///	+=	=====	=====	=====	=====	=====			
	PORCE III		&&&&	&+	++++	+/	///	+=	=====	=====	=====	=====	=====	=====		
	FONCE			&	&&&+	++++	+/	///	+=	=====	=====	=====	=====	=====	=====	
Alt. 4A (AS12)	TERMICA 150 # (2), (3)			+/	///	+	=====	=====	=====							
	TERMICA 600 # (2), (4)		++++	///	+	=====	=====	=====	=====							
	MIEL I		**	*///	///	+=	=====	=====	=====	=====						
	URRA I		***	*=====	=====	=====	=====	=====	=====							
	MIEL II		+++	///	+=	=====	=====	=====	=====	=====						
	PORCE II	+	++++	++++	+/	///	+=	=====	=====	=====	=====	=====				
	NECHI A		&&&	&+	++++	+/	///	+=	=====	=====	=====	=====	=====			
	PORCE III		&&&	&+	++++	+/	///	+=	=====	=====	=====	=====	=====	=====		
	FONCE			&&	&&+	++++	+/	///	+=	=====	=====	=====	=====	=====	=====	

NOTAS :

- (1) Programa de ejecución de acuerdo a las fechas previstas en cada alternativa, para la entrada en operación de la primera unidad.
No se especifican todas las actividades por ejecutarse algunas en forma simultanea.
CONVENCIONES: # Fecha mas temprana de entrada en operación,
& Términos de Referencia, * Financiación, + Diseño, / Licitación, = Construcción
- (2) En las centrales termicas el diseño inicial corresponde a la adaptación o revisión de pliegos.
- (3) La financiación se realiza durante los dos primeros años.
- (4) La financiación se realiza durante el primer año.

CUADRO No. 27
ALTERNATIVA No. 1A

Sec. ASOO

I N V E R S I O N E S E N G E N E R A C I O N Y T R A N S M I S I O N (\$)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

0 Proyectos Hidraulicos

ML :	7537.	42287.	87296.	129730.	240891.	275231.	344935.	307087.	306197.	269436.	235559.	146739.	48661.	995.	2442579.
ME :	4666.	27800.	93033.	118817.	185661.	282886.	304993.	296503.	286152.	258226.	228076.	117330.	39157.	2183.	2245481.

0 Proyectos Termicos

ML :	0.	2036.	15110.	41985.	82510.	68467.	44615.	59281.	31234.	3388.	0.	0.	0.	0.	348625.
ME :	0.	11.	12907.	47791.	78463.	68604.	37532.	43429.	26626.	4149.	0.	0.	0.	0.	319510.

0 Refuerzos De Transmision

ML :	0.	357.	456.	9771.	5631.	16837.	22403.	34471.	70010.	52465.	31574.	9517.	4468.	896.	258856.
ME :	0.	0.	1021.	10104.	6849.	15565.	11089.	23083.	76548.	34006.	27423.	9013.	4906.	1134.	220740.

GRAN TOTAL:
====

ML :	7537.	44680.	102861.	181486.	329032.	360534.	411953.	400840.	407441.	325289.	267133.	156256.	53130.	1892.	3050062.
ME :	4666.	27811.	106961.	176712.	270973.	367055.	353613.	363015.	389325.	296381.	255499.	126343.	44063.	3317.	2785731.
TOT :	12203.	72490.	209822.	358198.	600004.	727589.	765566.	763854.	796766.	621670.	522632.	282600.	97192.	5209.	5835795.
ACUM:	12203	84693	294515	652712	1252716	1980304	2745870	3509724	4306490	4928159	5450790	5733389	5830581	5835790	

† : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 28
ALTERNATIVA 4A

Sec. AS12

I N V E R S I O N E S E N G E N E R A C I O N Y T R A N S M I S I O N (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----
0	<u>Proyectos Hidraulicos</u>													
ML :	4694.	53519.	94833.	183654.	236684.	333903.	365945.	335441.	279302.	226030.	123452.	32996.	664.	2271115.
ME :	3730.	41284.	82835.	148615.	204201.	334210.	348530.	322271.	272025.	209451.	98600.	27322.	1456.	2094529.
0	<u>Proyectos Termicos</u>													
ML :	10012.	40077.	83791.	166042.	107306.	8506.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	415734.
ME :	36.	24478.	80846.	129899.	99762.	10439.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	345460.
0	<u>Refuerzos De Transmision</u>													
ML :	357.	456.	9694.	7748.	16120.	55322.	53101.	36084.	16406.	19920.	32066.	10687.	896.	258857.
ME :	0.	1021.	10104.	6628.	17856.	53767.	26151.	33371.	7137.	25256.	28318.	9998.	1134.	220740.
	<u>GRAN TOTAL:</u>													
	=====													
ML :	15063.	94051.	188318.	357443.	360111.	397732.	419046.	371526.	295707.	245949.	155518.	43683.	1560.	2945708.
ME :	3766.	66783.	173784.	285142.	321819.	398417.	374681.	355642.	279162.	234707.	126918.	37320.	2590.	2660729.
TOT :	18829.	160834.	362102.	642585.	681930.	796148.	793727.	727168.	574869.	480656.	282436.	81003.	4150.	5606437.
ACUM:	18828	179661	541763	1184348	1866278	2662426	3456152	4183319	4758188	5238844	5521279	5602282	5606431	

t : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION-TRANSMISION 1994-2002
ESCENARIO BAJO (1)
PRECIOS DE EFICIENCIA CON CORRECCION TERMINAL

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	Alt. No. 1 BT26		Alt. No. 2 BT06		Alt. No. 3 BT04		Alt. No. 4 BS03		Alt. No. 5 BT25	
1996 47686	CAL3	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	MIE2	OCT
1997 50204	MIE1 URR1 MIE2	ABR ABR OCT	CAL3 MIE1 MIE2	ABR ABR OCT	CAL3 MIE1 MIE2	ABR JUL JUL	MIE2 MIE1	ABR ABR	POR2 T300	ABR OCT
1998 52806	POR2	OCT					CAL3	JUL		
1999 55531			POR2	ENE	POR2	ENE	POR2	ENE	NECA	ENE
					NECA	OCT	NECA	OCT		
2000 58295	NECA POR3	ENE JUL	NECA POR3	ENE JUL			FONC	JUL	POR3 FONC	ABR JUL
2001 61200					POR3	ENE				
							POR3	OCT		
2002 64305	PAT1	JUL	PAT1	ABR	PAT1	ABR			PAT1	ABR
							PAT1	OCT		

EVALUACION A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)
VP A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (COMBUSTIBLES 1992 - 2002)

INVERSION	1096893	1099053	1093973	1164247	963162
RACIONAM. EXP	5760	6000	5880	6720	5040
EFFECTO DE URR	-25474	-28531	-28531	-28531	18128
OP. Y MANT. (3)	20062	20122	19979	19962	23081
CORR RELATIVA	54451	84444	84444	0	132269
TOTAL COMB.	330574	338556	339968	340128	339949
GAS	242825	248986	250241	250391	242344
CARBON	87749	89570	89727	89737	97606
TOTAL GEN. (4)	1482266	1519644	1515714	1502526	1481629
DELTA (5)	21122	58500	54569	41382	20485
%	1.45	4.00	3.73	2.83	1.40
ORDEN	5a.	10a.	9a.	8a.	4a.
REF. TRANSM.	95502	92689	92689	90394	98715
TOTAL G.T. (6)	1577768	1612333	1608403	1592920	1580344
DELTA (5)	19332	53897	49966	34484	21908
%	1.24	3.46	3.21	2.21	1.41
ORDEN	4a.	10a.	9a.	8a.	5a.

Ver notas al final de cuadro 14.

Cuadro No. 29 (Cont)
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION-TRANSMISION 1994-2002
ESCENARIO BAJO (1)
PRECIOS DE EFICIENCIA CON CORRECCION TERMINAL

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	Alt. No. 6 BT27		Alt. No. 7 BT29		Alt. No. 8 BS06		Alt. No. 9 BS02		Alt. No. 10 BT50	
1996 47686	URR1	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT
1997 50204	MIE2 POR2	ABR JUL	MIE1 MIE2	ABR ABR	MIE1 MIE2	ABR ABR	MIE1 MIE2	ABR ABR	MIE2 POR2	ENE ABR
1998 52806	T150	ENE	NECA	JUL	POR2	ABR	POR2	ABR	NECA	OCT
1999 55531	NECA	ENE			NECA	ABR	NECA	ABR		
2000 58295	POR3	ENE	POR3	ABR T300	POR3	ABR OCT	FDNC	ABR OCT	FDNC POR3	ENE JUL
2001 61200	T150	ENE								
2002 64305	PAT1	JUL	PAT1	ENE	T300	ENE	PAT1	JUL	PAT1	ABR

EVALUACION A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)
VP A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (COMBUSTIBLES 1992 - 2002)

INVERSION	967643	979158	1061298	1100496	1003254
ACIONAM. EXP	6120	5280	6120	5520	5760
EFFECTO DE URR	-28531	-28531	-28531	-28531	-28531
OP. Y MANT.(3)	21904	21114	20676	20309	19690
CORR RELATIVA	151799	152322	96783	58877	124747
TOTAL COMB.	342210	341008	338288	336094	338469
GAS	245857	248325	247789	247247	249036
CARBON	96352	92684	90499	88847	89433
TOTAL GEN.(4)	1461144	1470352	1494633	1492765	1463389
DELTA (5)	0	9208	33489	31621	2245
%	0.00	0.63	2.29	2.16	0.15
ORDEN	1a.	3a.	7a.	6a.	2a.
REF. TRANSA.	97292	96959	97958	95418	95386
TOTAL G.T.(6)	1558436	1567311	1592591	1588183	1558775
DELTA (5)	0	8875	34155	29747	339
%	0.00	0.57	2.19	1.91	0.02
ORDEN	1a.	3a.	7a.	6a.	2a.

Ver notas al final de cuadro 14.

CUADRO No. 30
ALTERNATIVA No. 1

Sec. BT26

I N V E R S I O N E S E N G E N E R A C I O N Y T R A N S M I S I O N (*)
Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----
0	<u>Proyectos Hidraulicos</u>														
ML :	3580.	7173.	37551.	80711.	130160.	194143.	280432.	275234.	250686.	223800.	196084.	120039.	76671.	25374.	1901635.
ME :	33.	1215.	26089.	85006.	132407.	167005.	248701.	252438.	247771.	218341.	183549.	115924.	70734.	20879.	1770091.
0	<u>Proyectos Termicos</u>														
ML :	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
ME :	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
0	<u>Refuerzos De Transmision</u>														
ML :	0.	0.	312.	395.	8110.	4676.	3496.	18389.	19693.	24909.	11812.	59220.	61863.	37105.	249980.
ME :	0.	0.	0.	891.	8813.	4712.	2874.	14105.	15402.	14854.	9673.	66130.	45207.	30051.	212711.
	<u>GRAN TOTAL:</u>														
	=====														
ML :	3580.	7173.	37863.	81106.	138269.	198819.	283928.	293624.	270378.	248709.	207897.	179259.	138534.	62479.	2151617.
ME :	33.	1215.	26089.	85897.	141220.	171717.	251575.	266543.	263173.	233194.	193221.	182053.	115941.	50930.	1982802.
TOT :	3613.	8388.	63952.	167003.	279489.	370536.	535502.	560167.	533551.	481904.	401118.	361312.	254475.	113409.	4134419.
ACUM:	3612	11999	75950	242952	522441	892976	1428478	1988644	2522195	3004098	3405215	3766527	4021002	4134411	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 31

ALTERNATIVA No. 6

Sec. BT27

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (\$)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

Proyectos Hidraulicos

ML :	3417.	35441.	72659.	91476.	178288.	214969.	233143.	203301.	202526.	129079.	96402.	76085.	25374.	1562159.
ME :	3506.	24421.	64802.	75961.	139480.	196373.	223939.	205939.	187661.	111554.	95536.	69448.	20879.	1419500.

Proyectos Termicos

ML :	0.	0.	0.	0.	3553.	12940.	42375.	35628.	19042.	36099.	25477.	0.	0.	175114.
ME :	0.	0.	0.	0.	16.	15951.	41920.	35934.	25761.	37907.	28641.	0.	0.	186130.

Refuerzos De Transmision

ML :	0.	312.	395.	8187.	4799.	5343.	21954.	16384.	55197.	31007.	25775.	41613.	38792.	249758.
ME :	0.	0.	891.	8813.	4934.	5137.	15415.	14827.	54586.	12159.	25002.	38699.	31995.	212456.

GRAN TOTAL:

==== =====

ML :	3417.	35752.	73064.	99673.	186650.	233262.	297482.	255323.	276775.	196195.	147664.	117708.	64175.	1987141.
ME :	3506.	24421.	65693.	84774.	144430.	217461.	281274.	256700.	268008.	161620.	149179.	108147.	52874.	1818086.
TOT :	6923.	60174.	138758.	184447.	331080.	450723.	578756.	512023.	544782.	357815.	296843.	226855.	117050.	3805227.
ACUM:	6923	67096	205853	390299	721378	1172100	1750855	2262878	2807660	3165474	3462316	3688171	3805220	

\$: Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 32

ALTERNATIVA No. 7

Sec. BT29

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----
0	<u>Proyectos Hidraulicos</u>													
ML :	3417.	38611.	65803.	105754.	194228.	210921.	241920.	201714.	178238.	143511.	115391.	49689.	1351.	1550547.
ME :	3506.	24889.	72022.	105316.	150105.	214700.	230983.	199068.	166264.	137350.	111716.	39440.	2961.	1458319.
0	<u>Proyectos Termicos</u>													
ML :	0.	0.	0.	0.	0.	2949.	12797.	28648.	51631.	52901.	22329.	2259.	0.	173511.
ME :	0.	0.	0.	0.	0.	13.	6513.	23740.	40583.	40172.	19595.	2766.	0.	133380.
0	<u>Refuerzos De Transmision</u>													
ML :	0.	312.	395.	8187.	4862.	5406.	23565.	16756.	54172.	31447.	9908.	48055.	46914.	249980.
ME :	0.	0.	891.	8813.	4934.	5316.	17143.	15298.	54586.	10110.	7000.	55258.	33363.	212712.
	<u>GRAN TOTAL:</u>													
	=====													
ML :	3417.	38923.	66208.	113951.	199100.	219281.	278292.	247128.	284051.	227868.	147637.	100013.	48275.	1974148.
ME :	3506.	24889.	72913.	114129.	155039.	220029.	254639.	238106.	261432.	187632.	138310.	97464.	36324.	1804411.
TOT :	6923.	63812.	139121.	228080.	354138.	439314.	532931.	485234.	545483.	415499.	285948.	197477.	84599.	3778558.
ADUM:	6923	70734	209854	437933	792071	1231385	1764315	2249549	2795031	3210530	3496477	3693954	3778553	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 33

ALTERNATIVA No. 10

Sec. BT50

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
0	<u>Proyectos Hidraulicos</u>													
ML :	4762.	42642.	81647.	94370.	186679.	230583.	259349.	240723.	242572.	191453.	132692.	63327.	13362.	1784158.
ME :	3546.	27128.	76024.	83063.	152557.	195040.	247530.	235650.	228498.	175244.	125023.	55409.	11920.	1616630.
0	<u>Proyectos Termicos</u>													
ML :	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
ME :	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
0	<u>Refuerzos De Transmision</u>													
ML :	0.	312.	395.	8187.	4799.	5381.	21992.	17353.	55110.	29326.	18369.	37638.	38716.	237578.
ME :	0.	0.	891.	8813.	4934.	5137.	15523.	15866.	54869.	11870.	23366.	38370.	31779.	211417.
	GRAN TOTAL:													
	=====													
ML :	4762.	42954.	82052.	102567.	191488.	235974.	281351.	258086.	297692.	220789.	151071.	100975.	52089.	2021846.
ME :	3546.	27128.	76915.	91876.	157491.	200176.	263053.	251516.	283367.	167113.	148389.	93779.	43699.	1828047.
TOT :	8307.	70082.	158967.	194443.	348978.	436150.	544404.	509602.	581059.	407902.	299459.	194754.	95788.	3849893.
ACUM:	8307	78388	237354	431796	780774	1216923	1761326	2270928	2851986	3259887	3559346	3754099	3849886	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

Cuadro No.34
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION 1994 - 2002
ESCENARIO M1
PRECIOS DE EFICIENCIA CON CORRECCION TERMINAL

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	MT04		MT07		MT50		MS02		MS03		MS06		MT25	
1996 48286	T150 URR1	JUL OCT	T150 URR1	JUL OCT	T150 URR1	OCT OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	T300	OCT
1997 51034	MIE1 MIE2 CAL3	ABR JUL OCT	MIE1 MIE2	ABR ABR	MIE2 POR2	ABR ABR	MIE1 MIE2 POR2	ABR ABR JUL	MIE1 MIE2 CAL3	ABR ABR JUL	MIE1 MIE2 POR2	ABR ABR JUL	MIE2 POR2	ABR ABR
1998 53876			POR2	ABR	NECA	ABR			POR2	ENE			T300	ENE
1999 56845	POR2 NECA	ENE OCT	NECA	ENE			NECA	ENE	NECA	ABR	NECA	ENE	NECA	JUL
2000 59852	FONC	ENE	FONC	ENE	POR3	ABR	FONC POR3	ENE ABR	FONC POR3	ABR JUL	POR3 T300	ENE JUL	POR3 FONC	ABR JUL
2001 63018	POR3	ENE	POR3	ENE										
2002 66390	PAT1	JUL	PAT1	ABR	PAT1	ENE	PAT1	ABR	PAT1	JUL	PAT1	ABR	PAT1	ABR

EVALUACION A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)
VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (COMBUSTIBLES 1992 - 2002)

INVERSION	1247048	1167075	1078630	1132227	1227084	1096057	1049313
RACIONAM. EXP	6120	6840	5640	8400	6240	9120	5520
EFFECTO DE URR1	-28531	-28531	-28531	-28531	-28531	-28531	18128
OP. Y MANT. (3)	23804	23726	23406	21085	29548	22535	28375
CORR RELATIVA	0	69844	135386	92779	33902	131319	96080
TOTAL COMB.	343021	343651	341528	342061	338526	342937	359965
GAS	246387	246437	244754	252370	249585	249883	246684
CARBON	96634	97214	96775	89691	88941	93054	113281
TOTAL GEN. (4)	1591462	1582605	1556060	1568021	1606769	1573437	1557380
DELTA (5)	42776	33919	7374	19335	58083	24751	8694
%	2.76	2.19	0.48	1.25	3.75	1.60	0.56
ORDEN	13a.	11a.	4a.	8a.	14a.	9a.	5a.
REF. TRANSF.	103432	108877	108771	109172	103727	110474	112297
TOTAL G.T. (6)	1694894	1691482	1664831	1677193	1710496	1683911	1669677
DELTA (5)	34086	30674	4023	16386	49689	23103	8870
%	2.05	1.85	0.24	0.99	2.99	1.39	0.53
ORDEN	13a.	11a.	3a.	7a.	14a.	9a.	5a.

Ver notas al final de cuadro 14.

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	MT06		MT60		MT61		MT62		MT63		MT64		MT65	
			URR1	ENE										
1996 48286	T300	OCT			MIE2	OCT	T150	JUL	T150	JUL	URR1	JUL	MIE2	OCT
1997 51034	URR1 CAL3	ENE ABR	MIE2 POR2	ENE ABR	POR2 T300	ENE JUL	MIE2 T150 POR2	ENE ABR ABR	MIE2 POR2 T150	ENE ABR JUL	MIE2 POR2 ABR	ENE ABR	POR2 T300	ENE JUL
1998 53876	MIE2	JUL	T300	ENE			T300	ENE	FONC	ENE	NECA*	ENE		
					NECA	OCT							NECA	JUL
1999 56845	POR2	ENE	FONC	ENE			FONC	ENE	T300	ENE				
			NECA	JUL							FONC POR3	JUL OCT	FONC POR3	OCT OCT
2000 59852	NECA	ENE			FONC POR3	ENE ENE	NECA	ENE	NECA	ENE				
	POR3	JUL	POR3	JUL	T300	OCT								
2001 63018							POR3	ENE	POR3	ENE				
											PAT1	OCT		
2002 66390	PAT1	JUL	PAT1	ENE	PAT1	ENE	PAT1	ABR	PAT1	ABR			PAT1	ENE

EVALUACION A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)
VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (COMBUSTIBLES 1992 - 2002)

INVERSION	1175609	1113957	1059262	1053481	1057063	1052062	1002880
RAZIONAM. EXP	6480	8280	5160	960	5520	6000	6720
EFFECTO DE URR1	-25474	-28531	18128	18128	18128	-28531	18128
OP. Y MANT. (3)	25674	24576	25913	28324	27379	20994	24663
CORR RELATIVA	62518	113585	93515	94846	94426	162693	170214
TOTAL COMB.	343888	345642	346708	359724	356791	338608	342973
GAS	243182	243569	243522	247789	247139	249434	243742
CARBON	100707	102073	103185	111935	109652	89174	99230
TOTAL GEN. (4)	1588695	1577509	1548686	1555463	1559307	1551826	1565578
DELTA (5)	40009	28823	0	6777	10621	3140	16892
%	2.58	1.86	0.00	0.44	0.69	0.20	1.09
ORDEN	12a.	10a.	1a.	3a.	6a.	2a.	7a.
REF. TRANSM.	103844	109140	112297	111943	111943	108981	112297
TOTAL G.T. (6)	1692539	1686649	1660983	1667406	1671250	1660807	1677875
DELTA (5)	31732	25842	176	6599	10443	0	17068
%	1.91	1.56	0.01	0.40	0.63	0.00	1.03
ORDEN	12a.	10a.	2a.	4a.	6a.	1a.	8a.

Ver notas al final de cuadro 14.

02-Dec-88

CUADRO No. 35
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION
SECUENCIAS DE GENERACION - ESCENARIO M1
PROGRAMAS DE EJECUCION (1)

SECUENCIA	PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
(MT25)	TERMICA 300 # (2), (4)			+++	+/	///	/	+	=	=	=	=	=			
	MIEL II	+++	+++	+++	///	///	///	///	///	///	///	///	///			
	PORCE II	+++	+++	+++	///	///	///	///	///	///	///	///	///			
	TERMICA 300 (2), (3)			&&	+++	+++	///	///	///	///	///	///	///			
	NECHI A			&&	+++	+++	///	///	///	///	///	///	///			
	PORCE III			&&	+++	+++	///	///	///	///	///	///	///			
(MT64)	URRA I			+++	///	///	///	///	///	///	///	///	///			
	MIEL II	+++	+++	+++	///	///	///	///	///	///	///	///	///			
	PORCE II	+++	+++	+++	///	///	///	///	///	///	///	///	///			
	NECHI A			&&&&	+++	+++	///	///	///	///	///	///	///			
	FONCE			&&&&	+++	+++	///	///	///	///	///	///	///			
	PORCE III			&	&&&&	+++	+++	///	///	///	///	///	///			

NOTAS :

- (1) Programa de ejecución de acuerdo a las fechas previstas en cada alternativa, para la entrada en operación de la primera unidad.
No se especifican todas las actividades por ejecutarse algunas en forma simultanea.
CONVENCIONES: # Fecha mas temprana de entrada en operación ,
& Términos de Referencia, * Financiación, + Diseño, / Licitación, = Construcción
- (2) En las centrales termicas el diseño inicial corresponde a la adaptación o revisión de pliegos.
- (3) La financiación se realiza durante los dos primeros años.
- (4) La financiación se realiza durante el primer año.

CUADRO No.36

ALTERNATIVA No.

Sec. MT25

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (\$)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

Proyectos Hidraulicos

ML :	1344.	16893.	50337.	70882.	135465.	193765.	238136.	225675.	260631.	231211.	131249.	63034.	13362.	1631983.
ME :	40.	3100.	41160.	49419.	105716.	152776.	211111.	225050.	254280.	205827.	124957.	54766.	11920.	1440120.

Proyectos Termicos

ML :	0.	2949.	12797.	34750.	91943.	115578.	63678.	6621.	0.	0.	0.	0.	0.	328313.
ME :	0.	13.	6513.	23769.	103668.	96016.	59205.	15518.	0.	0.	0.	0.	0.	304700.

Refuerzos De Transmision

ML :	0.	342.	425.	9464.	5371.	20511.	23917.	53591.	52656.	17516.	18077.	36062.	20676.	258608.
ME :	0.	0.	977.	9645.	6594.	18620.	20517.	52739.	38449.	8062.	23102.	30983.	14727.	224414.

GRAN TOTAL:

==== =====

ML :	1344.	20184.	63559.	115097.	232778.	329853.	325730.	285887.	313287.	248727.	149325.	99096.	34038.	2218907.
ME :	40.	3113.	48649.	82833.	215977.	267411.	290832.	293307.	292729.	213889.	148059.	85748.	26647.	1969234.
TOT :	1384.	23296.	112208.	197930.	448755.	597265.	616563.	579194.	606016.	462616.	297384.	184844.	60685.	4188140.
CUM:	1383	24679	136887	334816	783570	1380834	1997396	2576590	3182606	3645222	3942606	4127449	4188134	

t : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 37

ALTERNATIVA No.

Sec. MT50

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (t)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Proyectos Hidraulicos

ML :	3417.	48725.	77418.	111822.	188527.	245264.	295225.	241433.	227264.	174157.	120205.	49689.	1351.	1784496.
ME :	3506.	25527.	71326.	97698.	146068.	231176.	274235.	242526.	205993.	161286.	115631.	39440.	2961.	1617370.

Proyectos Termicos

ML :	0.	0.	1018.	7815.	23306.	33444.	19108.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	84690.
ME :	0.	0.	5.	6456.	28798.	35591.	21481.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	92330.

Refuerzos De Transmision

ML :	0.	342.	425.	9376.	5010.	18249.	15195.	60651.	31469.	41963.	25998.	26253.	19744.	254677.
ME :	0.	0.	977.	9645.	6342.	15417.	13148.	55260.	16829.	50177.	10883.	27563.	13795.	220036.

GRAN TOTAL:

====

ML :	3417.	49068.	78861.	129013.	216843.	296957.	329528.	302085.	258733.	216120.	146203.	75942.	21096.	2123866.
ME :	3506.	25527.	72308.	113798.	181207.	282183.	308864.	297785.	222822.	211462.	126514.	67003.	16756.	1929736.
TOT :	6923.	74594.	151169.	242811.	398050.	579141.	638392.	599870.	481554.	427583.	272717.	142945.	37852.	4053602.
CUM :	6923	81517	232686	475497	873547	1452687	2091078	2690947	3172501	3600083	3872800	4015745	4053596	

t : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 38

ALTERNATIVA No.

Sec. MS03

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----
<u>Proyectos Hidraulicos</u>														
ML :	8190.	41177.	102731.	137723.	231577.	294045.	322931.	281316.	255121.	212522.	133921.	76671.	25374.	2123297.
ME :	3550.	24519.	99376.	136762.	200742.	283444.	293597.	270406.	247557.	188971.	125945.	70734.	20879.	1966481.
<u>Proyectos Termicos</u>														
ML :	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
ME :	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
<u>Refuerzos De Transmision</u>														
ML :	0.	342.	425.	9376.	5073.	16196.	15575.	29595.	11305.	75247.	46361.	26190.	19065.	254750.
ME :	0.	0.	977.	9645.	6342.	15596.	10675.	14495.	13303.	91022.	17571.	27492.	12999.	220116.
GRAN TOTAL:														
=====														
ML :	8190.	41519.	103156.	147099.	236650.	310241.	338506.	310911.	266426.	287769.	180282.	102862.	44438.	2378049.
ME :	3550.	24519.	100353.	146406.	207084.	299040.	304272.	284901.	260859.	279993.	143516.	98226.	33878.	2186596.
TOT :	11740.	66038.	203510.	293505.	443733.	609281.	642778.	595811.	527285.	567761.	323798.	201087.	78316.	4564646.
CUM :	11740	77778	281287	574792	1018525	1627806	2270583	2866394	3393679	3961440	4285238	4486324	4564640	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<u>Proyectos Hidraulicos</u>														
924.	12769.	28708.	49791.	68458.	134094.	164539.	182843.	166356.	161605.	120701.	75590.	29882.	628.	1196885.
2311.	15955.	34062.	72104.	74582.	160637.	206174.	238172.	238412.	228132.	181881.	121910.	40083.	2961.	1617373.
<u>Proyectos Termicos</u>														
0.	0.	0.	0.	4333.	17920.	19886.	16467.	15753.	0.	0.	0.	0.	0.	74359.
0.	0.	0.	0.	26.	51614.	45935.	36438.	30687.	0.	0.	0.	0.	0.	164700.
<u>Refuerzos De Transmision</u>														
0.	0.	174.	217.	4991.	2726.	10134.	9261.	35551.	17774.	23067.	14551.	14230.	12091.	144768.
0.	0.	0.	1006.	9860.	6504.	15874.	13472.	57113.	16258.	50516.	11008.	28001.	14892.	224504.
<u>GRAN TOTAL:</u>														
924.	12769.	28882.	50008.	77782.	154740.	194560.	208571.	217660.	179379.	143769.	90141.	44111.	12719.	1416014.
2311.	15955.	34062.	73110.	84468.	218754.	267983.	288082.	326212.	244390.	232397.	132917.	68084.	17853.	2006577.
3235.	28724.	62943.	123118.	162250.	373494.	462542.	496652.	543872.	423769.	376165.	223058.	112195.	30572.	3422591.
3235	31958	94901	218018	380206	753762	1216304	1712956	2256828	2680597	3056762	3279820	3392015	3422587	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

Sec. MT64

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

Proyectos Hidraulicos

ML :	5453.	59440.	81758.	131982.	202228.	266528.	301782.	243412.	216986.	146221.	90309.	37385.	1013.	1784496.
ME :	4701.	33679.	77023.	106239.	161177.	263904.	283395.	243914.	189815.	134763.	86703.	29838.	2221.	1617370.

Proyectos Termicos

ML :	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
ME :	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.

Refuerzos De Transmision

ML :	0.	342.	425.	9376.	5010.	18287.	15195.	61583.	30823.	41739.	28454.	24288.	19153.	254677.
ME :	0.	0.	977.	9645.	6342.	15417.	13256.	56191.	16073.	50178.	13340.	25570.	13048.	220036.

GRAN TOTAL:

====

ML :	5453.	59782.	82183.	141358.	207238.	284815.	316978.	304995.	247810.	187960.	118763.	61673.	20167.	2039176.
ME :	4701.	33679.	78000.	115883.	167519.	279321.	296651.	300106.	205887.	184941.	100042.	55408.	15269.	1837406.
TOT :	10154.	93460.	160183.	257241.	374757.	564136.	613629.	605101.	453697.	372901.	218805.	117081.	35436.	3876582.
CUM:	10153	103613	263796	521037	895794	1459930	2073558	2678658	3132355	3505256	3724060	3841140	3876575	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

Cuadro No. 41
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION 1994 - 2003
ESCENARIO M2

01-Dec-88

PRECIOS DE EFICIENCIA CON CORRECCION TERMINAL

AND DEM. (GWH)	NT25		NT07		NT50		NS02		NS06		NT04	
1996 46619												
1997 49039	T300 MIE2	ABR OCT	T150 URR1 MIE1	ABR ABR OCT	T150 URR1	ABR ABR	URR1 MIE1	ABR JUL	URR1 MIE1	ABR JUL	T150 URR1 MIE1	ABR ABR OCT
1998 51525			MIE2	ENE	MIE2	ENE	MIE2	ENE	MIE2	ENE	CAL3	ENE
	POR2	JUL			POR2	JUL						
1999 54106	T300	JUL					POR2	ENE	POR2	ENE	MIE2	ENE
			POR2	OCT	NECA	OCT						
2000 56698			NECA	ENE	FONC	ABR	NECA	ENE	NECA	ENE	POR2	ENE
	NECA	JUL	FONC	JUL			FONC	JUL			NECA	JUL
2001 59414	POR3	ABR			POR3	JUL			POR3	ENE	POR3	ENE
							POR3	OCT				
2002 62296			POR3	ENE					T300	ABR		
	FONC	JUL									FONC	OCT
2003 65354	PAT1	ABR	PAT1	JUL	PAT1	ENE	PAT1	ABR	PAT1	ENE	PAT1	JUL

EVALUACION A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)
VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (PERIODO 1992 - 2003)

INVERSION	934252	1055787	966219	1023134	993030	1134227
RACIONAM. EXP	6120	8040	6120	6480	6720	4440
EFFECTO DE URR	18128	-25474	-25474	-25474	-25474	-25474
OP. Y MANT. (3)	27340	23549	23000	20971	21841	23753
CORR RELATIVA	85188	62363	120883	82841	116952	0
TOTAL COMB.	362663	346755	349823	347918	348699	345084
GAS	249935	248951	251173	256736	255510	248219
CARBON	112728	97804	98649	91182	93189	96865
TOTAL GEN. (4)	1433691	1471020	1440570	1455870	1461768	1482030
DELTA (5)	17947	55276	24826	40127	46024	66286
%	1.27	3.90	1.75	2.83	3.25	4.68
ORDEN	4a.	11a.	8a.	9a.	10a.	12a.
REF. TRANSM.	97486	95504	95482	95529	97525	90058
TOTAL G.T. (6)	1531177	1566524	1536052	1551399	1559293	1572088
DELTA (5)	14179	49526	19054	34402	42295	55090
%	0.93	3.26	1.26	2.27	2.79	3.63
ORDEN	4a.	11a.	7a.	9a.	10a.	12a.

Ver notas al final de cuadro 14.

Cuadro No. 41 (Cont)
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION 1994 - 2003
ESCENARIO M2
PRECIOS DE EFICIENCIA CON CORRECCION TERMINAL

01-Dec-88

AND DEM. (GWH)	NT70		NT71		NT72		NT73		NT74		NT75	
1996 46619									URR1	ENE		
1997 49039	MIE2	ENE	MIE2	ENE	T300	ABR	URR1	ENE			URR1	ENE
			T150	OCT			T150	JUL			MIE2	JUL
1998 51525	NECA*	ENE	POR2	ENE	NECA*	ENE	NECA*	ENE	NECA*	ENE	POR2	ENE
1999 54106			T150	ENE								
	POR2	JUL	FONC	OCT	POR2	JUL	POR2	OCT	POR2	JUL	NECA	OCT
2000 56698			T300	ENE	POR3	ENE	FONC	ENE	POR3	ABR	FONC	ABR
			NECA	OCT	T300	OCT	T300	JUL				
2001 59414	POR3	ENE									POR3	ENE
2002 62296	T300	ENE	POR3	ABR	FONC	ENE	POR3	ENE				
					MIE2	ABR			T300	JUL		
2003 65354	PAT1	ENE					PAT1	ENE			PAT1	ENE
			PAT1	JUL					MIE2	JUL		
					PAT1	OCT						

EVALUACION A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)
VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (PERIODO 1992 - 2003)

INVERSION	894813	942799	925351	929061	922532	936999
RACIONAM. EXP	4440	5880	4320	4560	6240	6720
EFFECTO DE URRR	18128	18128	18128	-25474	-28531	-25474
OP. Y MANT. (3)	21035	26016	26364	24375	21280	20889
CORR RELATIVA	150550	84546	84802	132253	171018	145264
TOTAL COMB.	347350	360651	356778	356851	346268	347987
GAS	254003	252343	248113	254217	253735	255917
CARBON	93347	108308	108665	102634	92534	92070
TOTAL GEN. (4)	1436316	1438020	1415744	1421626	1438908	1432386
DELTA (5)	20572	22276	0	5882	23064	16642
%	1.45	1.57	0.00	0.42	1.63	1.18
ORDEN	5a.	6a.	1a.	2a.	7a.	3a.
REF. TRANSM.	99567	97077	101254	96711	99692	95057
TOTAL G.T. (6)	1535883	1535097	1516998	1518337	1538500	1527443
DELTA (5)	18885	18099	0	1339	21502	10445
%	1.24	1.19	0.00	0.09	1.42	0.69
ORDEN	6a.	5a.	1a.	2a.	8a.	3a.

Ver notas al final de cuadro 14.

CUADRO No. 42

ALTERNATIVA No.

Sec. NT04

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	TOTAL
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

Proyectos Hidraulicos

ML :	3078.	16122.	53156.	81145.	134841.	234035.	260846.	281410.	276653.	277808.	207173.	159926.	106918.	30188.	2123297.
ME :	1178.	10435.	47777.	91032.	117452.	194219.	251602.	264417.	270568.	258209.	191021.	149821.	93958.	24794.	1966481.

Proyectos Termicos

ML :	0.	0.	0.	2665.	10593.	35016.	34261.	7889.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	90424.
ME :	0.	0.	0.	12.	11967.	35428.	37415.	8978.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	93800.

Refuerzos De Transmision

ML :	0.	312.	342.	8110.	3515.	4216.	21356.	9556.	17273.	22827.	38892.	61859.	49279.	9281.	246818.
ME :	0.	0.	891.	8662.	3408.	4342.	17303.	5295.	7765.	19111.	49847.	59179.	34860.	7383.	218046.

GRAN TOTAL:

====

ML :	3078.	16434.	53498.	91919.	148950.	273268.	316462.	298855.	293926.	300635.	246065.	221785.	156198.	39469.	2460541.
ME :	1178.	10435.	48668.	99706.	132827.	233989.	306320.	278690.	278333.	277319.	240868.	209000.	128818.	32177.	2278326.
TOT :	4256.	26869.	102166.	191625.	281776.	507257.	622782.	577545.	572259.	577954.	486933.	430785.	285015.	71646.	4738868.
CUM :	4255.	31123.	133289.	324913.	606689.	1113945.	1736727.	2314272.	2886531.	3464485.	3951418.	4382202.	4667217.	4738862.	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No.43

ALTERNATIVA No.

Sec. NT72

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

Proyectos Hidraulicos

ML :	14216.	14216.	65759.	85078.	103413.	180398.	220949.	249776.	212519.	185324.	160015.	102262.	37385.	1631308.
ME :	1232.	1232.	34662.	54536.	111443.	165934.	208838.	223946.	188046.	174917.	147364.	96653.	29838.	1438639.

Proyectos Termicos

ML :	0.	5897.	19696.	37600.	67146.	52484.	38367.	39195.	34481.	25684.	0.	0.	0.	320549.
ME :	0.	25.	13000.	34480.	46693.	46580.	55726.	43561.	35000.	23015.	0.	0.	0.	298080.

Refuerzos De Transmision

ML :	312.	342.	8257.	3572.	10007.	21352.	42499.	42976.	15411.	27063.	32146.	34654.	10968.	249558.
ME :	0.	891.	8662.	3827.	8122.	20130.	46436.	20296.	12261.	33320.	27622.	30236.	9327.	221130.

GRAN TOTAL:

====

ML :	14528.	20455.	93712.	126250.	180566.	254234.	301814.	331948.	262411.	238071.	192160.	136915.	48353.	2201417.
ME :	1232.	2148.	56324.	92843.	166258.	232644.	311000.	287803.	235307.	231252.	174986.	126888.	39165.	1957849.
TOT :	15760.	22603.	150035.	219093.	346824.	486877.	612814.	619750.	497718.	469323.	367146.	263804.	87518.	4159266.
CUM:	15759	38362	188397	407489	754312	1241189	1854003	2473753	2971471	3440794	3807940	4071743	4159260	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 44

ALTERNATIVA No.

Sec. NT75

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (\$)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	TOTAL
	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
<u>Proyectos Hidraulicos</u>															
ML :	1382.	23035.	50696.	84356.	118270.	220697.	232552.	256665.	244382.	248130.	149640.	103946.	49396.	1351.	1784496.
ME :	2311.	16215.	45326.	79955.	92730.	181592.	208010.	240982.	246952.	220820.	138049.	102671.	38797.	2961.	1617370.
<u>Proyectos Termicos</u>															
ML :	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
ME :	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
<u>Refuerzos De Transmision</u>															
ML :	0.	312.	342.	8110.	3484.	4222.	22673.	11539.	48121.	42805.	5609.	41471.	49305.	9306.	247297.
ME :	0.	0.	891.	8662.	3408.	4252.	16547.	10210.	48421.	22401.	9002.	52492.	34860.	7455.	218601.
<u>GRAN TOTAL:</u>															
	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
ML :	1382.	23347.	51938.	96465.	126954.	230119.	260424.	274654.	301601.	300802.	167948.	161050.	115439.	33053.	2145176.
ME :	2311.	16215.	46217.	88617.	96138.	185844.	224557.	251192.	295373.	243221.	147051.	155163.	73657.	10416.	1835971.
TOT :	3693.	39561.	98156.	185082.	223091.	415963.	484982.	525846.	596975.	544023.	314999.	316212.	189095.	43469.	3981147.
CUM:	3693	43254	141409	326491	549582	965544	1450525	1976370	2573344	3117367	3432365	3748577	3937672	3981140	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

Cuadro No. 45
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION 1994 - 2002
ESCENARIO A
PRECIOS DE EFICIENCIA CON CORRECCION TERMINAL

01-Dec-88

ANO DEM. (GWh)	OT25		OT07		OT50		DS02		DS06		OT04		OT80		OT81	
1995 47765							URR1 *	JUL	URR1	OCT						
1996 50727	T300	ENE	T150	ENE	T150	ENE	MIE1 *	ENE	MIE1 *	ENE	T150	ENE	T300	ENE	T600	ABR
	MIE2 *	JUL	URR1	ABR	URR1	ABR	MIE2 *	JUL	MIE2 *	JUL	URR1	ABR	MIE2	OCT	URR1	OCT
	POR2	OCT	MIE2	JUL	MIE2*	JUL			POR2	OCT	CAL3	OCT	URR1	OCT		
1997 53872	T300	ENE	POR2	ENE	T300	ENE	POR2	ENE	T150	ABR	MIE2	ENE	POR2	ENE	MIE2	ENE
			T150	JUL			T300	ABR	T150	JUL	POR2	ENE	T300	ENE	POR2	ABR
1998 57212	NECA *	ENE	NECA *	ENE	NECA *	ENE	NECA *	ENE	NECA *	ENE	NECA*	ENE			NECA	JUL
1999 60759			FONC	ENE	FONC	ENE	FONC	ENE	POR3	ABR	FONC	JUL	NECA	ENE		
	POR3	JUL							T150	ABR			FONC	OCT	POR3	OCT
2000 64526	FONC	ENE	POR3	ENE	POR3	ENE	POR3	ENE	PAT1	ABR	POR3	ENE	POR3	ENE	FONC	ENE
	PAT1	ABR	PAT1	ABR	PAT1	ABR	PAT1	ABR			PAT1	ABR	T150	ENE	PAT1	OCT
2001 68526																
									PAT2	OCT						
2002 72775	PAT2	ENE	PAT2	ENE	PAT2	ENE	PAT2	ENE			PAT2	ENE	PAT2	ENE	PAT2	ENE

EVALUACION A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)
VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (PERIODO 1992 - 2002)

INVERSION	1312697	1485661	1394250	1548029	1440212	1551738	1431133	1391469
RACIONAM. EXP	7560	6600	5160	5640	5160	5520	8280	6720
EFFECTO DE URRR	18128	-28531	-28531	-31954	-31954	-28531	-28531	-28531
OP. Y MANT. (3)	33954	30518	32173	30306	31200	28738	35350	34575
CORR RELATIVA	77147	27077	44467	22267	71030	91440	0	24358
TOTAL COMB.	380200	357294	370040	350866	360606	357294	380802	375488
GAS	257141	251012	258549	250120	253704	251012	255480	258886
CARBON	123059	106283	111492	100747	106903	106283	125323	116602
TOTAL GEN. (4)	1829686	1878620	1817559	1925154	1876254	2006200	1827034	1804079
DELTA (5)	25607	74541	13480	121074	72175	202120	22955	0
%	1.42	4.13	0.75	6.71	4.00	11.20	1.27	0.00
ORDEN	4a.	6a.	2a.	7a.	5a.	8a.	3a.	1a.
REF. TRANSM.	124191	119576	118580	119337	120090	113600	118946	118033
TOTAL G.T. (6)	1953877	1998196	1936139	2044491	1996344	2119800	1945980	1922112
DELTA (5)	31765	76084	14027	122378	74232	197687	23868	0
%	1.65	3.96	0.73	6.37	3.86	10.28	1.24	0.00
ORDEN	4a.	6a.	2a.	7a.	5a.	8a.	3a.	1a.

Ver notas al final de cuadro. 14.

01-Dec-88

CUADRO No. 46
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION
SECUENCIAS DE GENERACION - ESCENARIO A
PROGRAMAS DE EJECUCION (1)

SECUENCIA	PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
(DT50)	TERMICA 150 (2),(3)			&&&+//	////+	====	====	====								
	URRA I		* &&&=	====	====	====	====	====	====	=						
	MIEL II	++++	++++	////	/==	====	====	====	====	==						
	PORCE II	++++	++++	////	/==	====	====	====	====	==						
	TERMICA 300 # (2),(4)		&&&+//	++++	////+	====	====	====	====	====						
	NECHI A		&&&&+	++++	////	====	====	====	====	====						
	FONCE		&&&&+	++++	++++	++//	//==	====	====	====	====	====	====			
	PORCE III		&&&&+	++++	++++	++//	////	====	====	====	====	====	====	====		

NOTAS :

- (1) Programa de ejecución de acuerdo a las fechas previstas en cada alternativa, para la entrada en operación de la primera unidad.
No se especifican todas las actividades por ejecutarse algunas en forma simultanea.
CONVENCIONES: # Fecha mas temprana de entrada en operación ,
& Términos de Referencia, * Financiación, + Diseño, / Licitación, = Construcción
- (2) En las centrales termicas el diseño inicial corresponde a la adaptación o revisión de pliegos.
- (3) La financiación se realiza durante los dos primeros años.
- (4) La financiación se realiza durante el primer año.

CUADRO No.47

ALTERNATIVA No.

Sec. OT50

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Proyectos Hidraulicos

ML :	691.	22145.	73319.	97021.	167201.	261241.	278123.	286149.	289917.	266367.	192439.	104189.	62976.	1327.	2103103.
ME :	1156.	10951.	58490.	79142.	131079.	208228.	271247.	262738.	292124.	255347.	185670.	87779.	48031.	2911.	1894890.

Proyectos Termicos

ML :	0.	0.	1474.	12900.	37112.	86990.	90837.	31234.	3388.	0.	0.	0.	0.	0.	263935.
ME :	0.	0.	6.	3285.	34321.	79452.	79342.	26626.	4149.	0.	0.	0.	0.	0.	227180.

Refuerzos De Transmision

ML :	0.	0.	395.	463.	10711.	5506.	20075.	26589.	55218.	27207.	46380.	54787.	19248.	7404.	273982.
ME :	0.	0.	0.	1129.	11057.	6301.	15856.	18161.	53125.	16739.	55804.	35426.	15716.	8310.	237623.

GRAN TOTAL:

====

ML :	691.	22145.	75189.	110383.	215023.	353737.	389035.	343972.	348522.	293575.	238819.	158976.	82224.	8731.	2641023.
ME :	1156.	10951.	58496.	83555.	176457.	293980.	366445.	307525.	349398.	272086.	241474.	123205.	63747.	11221.	2359693.
TOT :	1847.	33095.	133685.	193939.	391480.	647717.	755480.	651497.	697920.	565661.	480292.	282181.	145972.	19952.	5000716.
CUM:	1846	34941	168625	362563	754042	1401759	2157238	2808734	3506653	4072313	4552605	4634785	4980756	5000707	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 48

ALTERNATIVA No.

Sec. OT81

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Proyectos Hidraulicos

ML :	4762.	46196.	89695.	132294.	207305.	284082.	311133.	290707.	293567.	240838.	137547.	63651.	1327.	2103103.
ME :	3546.	27436.	76700.	93688.	169260.	260062.	291235.	291330.	282374.	233954.	112884.	49512.	2911.	1894890.

Proyectos Termicos

ML :	2503.	16640.	45106.	84055.	111688.	58939.	6380.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	325310.
ME :	9.	6143.	34570.	70666.	81947.	50497.	7829.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	251660.

Refuerzos De Transmision

ML :	0.	395.	463.	10711.	5506.	19999.	26862.	54125.	34452.	37028.	33970.	39952.	13283.	276744.
ME :	0.	0.	1129.	11057.	6301.	15856.	17945.	51444.	17231.	39800.	30142.	36706.	13159.	240769.

GRAN TOTAL:

==== =====

ML :	7265.	63231.	135264.	227060.	324498.	363020.	344375.	344832.	328019.	277867.	171517.	103603.	14610.	2705159.
ME :	3555.	33578.	112399.	175410.	257507.	326414.	317010.	342774.	299604.	273755.	143026.	86218.	16070.	2387318.
TOT :	10819.	96809.	247663.	402470.	582005.	689434.	661385.	687606.	627623.	551621.	314543.	189821.	30680.	5092479.
CUM:	10819	107628	355291	757761	1339766	2029199	2690583	3378188	4005811	4557432	4871974	5061794	5092474	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION 1994 - 2005
ESCENARIO B
PRECIOS DE EFICIENCIA CON CORRECCION TERMINAL

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	PT25		PT07		PT50		PS02		PS06		PT04	
1998 49438	T300	JUL	T150 URR1	ABR OCT	T150 URR1	ABR OCT	URR1	ABR	URR1	ABR	T150 URR1	ABR OCT
1999 51613	MIE2 POR2 T300	ENE ENE OCT	MIE1 MIE2 POR2	ENE ENE JUL	MIE2 POR2	ENE ENE	MIE1 MIE2 POR2	ENE ENE ABR	MIE1 MIE2 POR2	ENE ENE ABR	CAL3 MIE2 POR2	ENE ENE JUL
2000 53884			NECA	OCT	NECA	ENE	NECA	ENE	NECA	ENE	MIE1	ENE
2001 56255	NECA	OCT										
2002 58731	POR3	JUL	FONC	JUL	FONC POR3	ABR JUL	FONC	ABR	POR3	JUL	NECA FONC	ENE OCT
2003 61315			POR3	JUL			POR3	ENE				
2004 64013	FONC	ABR			PAT1	ABR			T300	ENE	POR3	ENE
							PAT1	OCT	PAT1	OCT		
2005 66829	PAT1	ENE	PAT1	ENE							PAT1	ENE

EVALUACION A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)
VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (COMBUSTIBLES 1992 - 2005)

INVERSION	815804	925947	859718	911070	879821	984675
RACIONAM. EXP	5520	5760	5280	5040	5760	5880
EFFECTO DE URR1	18128	-22745	-22745	-22745	-22745	-22745
OP. Y MANT. (3)	23750	19565	19565	17416	18227	19294
CORR RELATIVA	68806	49703	96355	65782	92976	0
TOTAL COMB.	312634	293016	292924	288470	290688	293964
GAS	213098	210113	210032	213043	212610	211174
CARBON	99535	82903	82892	75428	78078	82790
TOTAL GEN. (4)	1244642	1271247	1251097	1265033	1264727	1281068
DELTA (5)	22543	49148	28998	42934	42628	58969
%	1.84	4.02	2.37	3.51	3.49	4.83
ORDEN	6a.	11a.	7a.	10a.	9a.	12a.
REF. TRANSM.	86223	84536	85115	85104	86702	78922
TOTAL G.T. (6)	1330865	1355783	1336212	1350137	1351429	1359990
DELTA (5)	24215	49133	29562	43487	44779	53340
%	1.85	3.76	2.26	3.33	3.43	4.08
ORDEN	6a.	11a.	7a.	9a.	10a.	12a.

Ver notas al final de cuadro 14.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION 1994 - 2005
ESCENARIO B

01-Dec-88

PRECIOS DE EFICIENCIA CON CORRECCION TERMINAL

ANO DEM. (GWH)	PT90		PT91		PT92		PT93		PT94		PT95	
1998 49438	NECA	JUL	URR1 MIE2	ABR OCT	T150 JUL		MIE2 ABR		URR1 MIE2	ABR OCT	MIE2 ABR	
1999 51613	POR3	OCT	NECA	ABR	T300 NECA	ENE JUL	T300 POR2 T150	ENE ABR JUL	POR2 NECA	ENE OCT	POR2 T300 T150	ENE ABR JUL
2000 53884	T300	OCT			POR3	ENE						
2001 56255												
2002 58731	POR2 MIE2	ENE ENE	T150 FONC	JUL OCT	FONC MIE2	ENE ABR	FONC JUL		POR3 T150 FONC	ENE OCT OCT		FONC OCT
2003 61315	FONC	ENE	T300	ENE	POR2	ENE	POR3	ENE	T300	ENE	POR3	ENE
2004 64013	PAT1	ABR										
2005 66829			PAT1	OCT								
					PAT1	ENE	PAT1	ENE	PAT1	ENE	PAT1	ENE

EVALUACION A PRECIOS DE EFICIENCIA (US X 1000)
VALORES PRESENTES A DIC. 1987, TASA DE DESCUENTO = 12.0 % (2) (COMBUSTIBLES 1992 - 2005)

INVERSION	779422	819519	800074	799335	891770	817973
RAZIONAM. EXP	6000	5880	4200	5520	4920	6000
EFFECTO DE URRR	18128	-22745	18128	18128	-22745	18128
OP. Y MANT.(3)	18989	18836	22321	22017	19150	21659
CORR RELATIVA	120899	104285	92489	92233	48189	88345
TOTAL COMB.	294018	296324	300849	307391	292945	308085
GAS	211014	214318	210192	215571	212304	216892
CARBON	83004	82006	90657	91819	80640	91193
TOTAL GEN.(4)	1237456	1222099	1238061	1244624	1234228	1260190
DELTA (5)	15357	0	15962	22525	12129	38091
%	1.26	0.00	1.31	1.84	0.99	3.12
ORDEN	3a.	1a.	4a.	5a.	2a.	8a.
REF. TRANSM.	85976	84551	86171	86040	84753	86040
TOTAL G.T.(6)	1323432	1306650	1324232	1330664	1318681	1346230
DELTA (5)	16782	0	17582	24014	12031	39580
%	1.28	0.00	1.35	1.84	0.92	3.03
ORDEN	3a.	1a.	4a.	5a.	2a.	8a.

Ver notas al final de cuadro 14.

CUADRO No. 50

ALTERNATIVA No.

Sec. PS02

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TOTAL
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Proyectos Hidraulicos

691.	11588.	62236.	100775.	142788.	214546.	258886.	250185.	227407.	188395.	213161.	152852.	90602.	37385.	1013.	1952508.
1156.	10328.	35013.	111285.	138410.	207774.	246247.	228466.	201073.	187673.	190288.	139893.	87346.	29838.	2221.	1817009.

Proyectos Termicos

0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.

Refuerzos De Transmision

312.	312.	8245.	2139.	6860.	3041.	12300.	10696.	22409.	55038.	42023.	11682.	48548.	24559.	2553.	250717.
0.	891.	8575.	3050.	6963.	4256.	12486.	5934.	12323.	56952.	30094.	9110.	56659.	13980.	3037.	224310.

GRAN TOTAL:

=====

1003.	11900.	70481.	102914.	149647.	217586.	271185.	260881.	249816.	243433.	255185.	164534.	139149.	61944.	3566.	2203227.
1156.	11219.	43588.	114335.	145373.	212030.	258733.	234400.	213396.	244624.	220382.	149003.	144005.	43818.	5258.	2041319.
2158.	23119.	114069.	217249.	295020.	429617.	529919.	495281.	463212.	488058.	475567.	313537.	283154.	105762.	8824.	4244546.
2158	25276	139345	356594	651614	1081230	1611148	2106429	2569641	3057698	3533264	3846801	4129955	4235717	4244541	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No.51

ALTERNATIVA No.

Sec. PT90

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TOTAL
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<u>Proyectos Hidraulicos</u>															
7108.	16772.	43643.	66277.	83980.	150751.	191634.	221922.	217389.	211685.	191283.	143810.	72369.	13362.	338.	1632321.
616.	1424.	18333.	42213.	84179.	138552.	182849.	198626.	202224.	188166.	175139.	133927.	61953.	11920.	740.	1440860.
<u>Proyectos Termicos</u>															
0.	0.	0.	0.	2949.	12797.	28648.	51631.	52901.	22329.	2259.	0.	0.	0.	0.	173511.
0.	0.	0.	0.	13.	6513.	23740.	40583.	40172.	19595.	2766.	0.	0.	0.	0.	133380.
<u>Refuerzos De Transmision</u>															
312.	312.	8245.	2139.	6879.	3035.	13031.	10091.	28892.	49264.	39292.	34975.	39197.	9934.	3623.	249219.
0.	891.	8575.	3050.	6963.	4310.	12934.	6165.	18627.	49429.	30516.	35753.	31790.	9284.	4364.	222651.
GRAN TOTAL:															
====															
7420.	17084.	51888.	68416.	93807.	166582.	233314.	283643.	299181.	283278.	232833.	178784.	111566.	23296.	3961.	2055054.
616.	2315.	26908.	45263.	91155.	149375.	219523.	245374.	261022.	257190.	208421.	169680.	93742.	21204.	5104.	1796891.
8036.	19398.	78796.	113679.	184962.	315957.	452836.	529017.	560203.	540468.	441254.	348464.	205308.	44500.	9065.	3851944.
8035	27433	106229	219907	404868	720825	1173661	1702677	2262880	2803347	3244600	3593064	3798372	3842872	3851937	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 52

ALTERNATIVA No.

Sec. PT91

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TOTAL
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Proyectos Hidraulicos															
691.	23594.	50085.	91138.	117188.	166548.	207863.	202324.	190139.	157439.	142256.	122291.	94244.	37385.	1013.	1604197.
1156.	11291.	36170.	77786.	97546.	174336.	203948.	200679.	164977.	134621.	117908.	113906.	88689.	29838.	2221.	1455070.
Proyectos Termicos															
0.	0.	0.	0.	0.	0.	1474.	11123.	32419.	72273.	96246.	47012.	3388.	0.	0.	263935.
0.	0.	0.	0.	0.	0.	6.	3277.	26354.	66467.	82345.	44582.	4149.	0.	0.	227180.
Refuerzos De Transmision															
312.	312.	8245.	2139.	6860.	3016.	12275.	10054.	22261.	55038.	42023.	11682.	48510.	24622.	1684.	249033.
0.	891.	8575.	3050.	6963.	4256.	12414.	5246.	12136.	56952.	30094.	9110.	56659.	13872.	2285.	222502.
GRAN TOTAL:															
=====															
1003.	23906.	58330.	93277.	124048.	169564.	221612.	223502.	244818.	284750.	280525.	180986.	146141.	62007.	2698.	2117168.
1156.	12182.	44745.	80836.	104509.	178592.	216369.	209202.	203466.	258039.	230346.	167599.	149497.	43710.	4506.	1904752.
2158.	36088.	103075.	174113.	228557.	348155.	437980.	432704.	448285.	542790.	510872.	348564.	295638.	105717.	7204.	4021920.
2158	38246	141320	315433	543989	892144	1330124	1762827	2211111	2753900	3264771	3613355	3908992	4014709	4021912	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CUADRO No. 53

ALTERNATIVA No.

Sec. PT94

INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION (*)

Miles US\$ Constantes a DIC-86

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TOTAL
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
<u>Proyectos Hidraulicos</u>															
691.	19109.	62778.	89049.	132601.	179892.	216554.	217448.	202001.	201173.	185175.	119691.	107588.	49396.	1351.	1784496.
1156.	10857.	43226.	85342.	114157.	167321.	206742.	201828.	191373.	189619.	147068.	112911.	104014.	38797.	2961.	1617370.
<u>Proyectos Termicos</u>															
0.	0.	0.	0.	0.	0.	1474.	10235.	30072.	64914.	98951.	54901.	3388.	0.	0.	263935.
0.	0.	0.	0.	0.	0.	6.	3273.	22370.	59975.	83847.	53561.	4149.	0.	0.	227180.
<u>Refuerzos De Transmision</u>															
312.	312.	8245.	2139.	6860.	3016.	12275.	10054.	22261.	55038.	41924.	11682.	46054.	26587.	2275.	249033.
0.	891.	8575.	3050.	6963.	4256.	12414.	5246.	12136.	56952.	30094.	8826.	54203.	15865.	3032.	222502.
GRAN TOTAL:															
=====															
1003.	19421.	71023.	91188.	139461.	182908.	230303.	237737.	254333.	321125.	326050.	186275.	157029.	75983.	3627.	2297466.
1156.	11748.	51801.	89392.	121119.	171577.	219163.	210346.	225878.	306546.	261008.	175297.	162366.	54662.	5993.	2067052.
2158.	31168.	122825.	179580.	260580.	354485.	449466.	448083.	480211.	627670.	587058.	361571.	319396.	130646.	9620.	4364518.
2158	33326	156150	335729	596308	950793	1400259	1648342	2328553	2956223	3543281	3904852	4224247	4354892	4364511	

* : Tasa De Cambio 219.00 COL\$ / 1 US\$

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA DT25
MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5232	17753	22985	10297
TOTAL PRESTAMOS	552	4186	3954	8140	5874
OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9804	22078	31882	16772
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3428	10410	13838	5983
TOTAL SERVICIO DEUDA	791	5788	9391	15178	9941
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	588	1188	1776	848
TOTAL APLICACIONES	1363	9803	20988	30791	16772
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	0	1090	1090	0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			2864	7050	5873

CUADRO 55

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA DT07
MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5232	17855	23087	10296
PRESTAMOS	552	4315	4791	9106	6505
OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9932	23017	32949	17402
APLICACIONES					
TOTAL INVERSION	532	3529	10620	14148	6417
TOTAL SERVICIO DEUDA	791	5820	10410	16230	10166
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	583	1193	1776	819
TOTAL APLICACIONES	1363	9932	22223	32154	17402
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	0	795	795	0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			3996	8311	6505

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA DT50
MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5232	17853	23084	10295
TOTAL PRESTAMOS	552	4334	4365	8699	6428
OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9951	22589	32540	17325
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3536	10118	13654	6307
TOTAL SERVICIO DE LA DEUDA	791	5832	10196	16028	10188
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	584	1213	1797	830
TOTAL APLICACIONES	1363	9951	21527	31479	17325
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	0	1061	1061	0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			3304	7638	6428

CUADRO 57

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA MT07
MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5072	17074	22146	9932
TOTAL PRESTAMOS	552	4440	5532	9972	6660
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9897	22977	32874	17193
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3395	10019	13413	5983
TOTAL SERVICIO DEUDA	791	5911	10821	16732	10371
TOT. OTRAS APLICACIONES	40	591	1193	1784	840
TOTAL APLICACIONES	1363	9897	22032	31929	17193
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	945	945	-0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			4587	9026	6660

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA MT50
 MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5072	17089	22161	9932
TOTAL PRESTAMOS	552	4467	5106	9573	6608
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9924	22566	32490	17142
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3412	9516	12928	5906
TOTAL SERVICIO DE LA DEUDA	791	5922	10668	16590	10392
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	591	1213	1803	844
TOTAL APLICACIONES	1363	9924	21397	31322	17142
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	0	1169	1169	-0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			3937	8404	6608

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA MS03
 MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5072	17117	22189	9931
TOTAL PRESTAMOS	552	4509	5204	9712	6709
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9966	22692	32658	17242
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3455	9751	13206	5986
TOTAL SERVICIO DEUDA	791	5925	10700	16625	10415
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	586	1201	1787	841
TOTAL APLICACIONES	1363	9966	21652	31618	17242
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	1040	1040	-0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			4164	8673	6709

CUADRO 60

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA MT60
MILLONES DE DOLARES

03-Dec-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5072	17053	22125	9932
TOTAL PRESTAMOS	552	4509	5126	9636	6652
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9967	22550	32517	17187
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3437	9691	13129	5918
TOTAL SERVICIO DEUDA	791	5939	10747	16686	10424
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	591	1207	1797	844
TOTAL APLICACIONES	1363	9967	21645	31612	17187
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	906	906	-0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			4221	8730	6652

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA MT62
 MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5072	17036	22108	9932
TOTAL PRESTAMOS	552	4329	4682	9011	6222
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9787	22089	31876	16756
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3294	9835	13129	5738
TOTAL SERVICIO DE LA DEUDA	791	5895	10132	16027	10174
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	599	1194	1793	844
TOTAL APLICACIONES	1363	9787	21161	30948	16756
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	928	928	-0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			3754	8083	6222

CUADRO 62

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA MT64
MILLONES DE DOLARES

02-Dec-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL : 1988-2000 :	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5072	17123	22196 :	9932
TOTAL PRESTAMOS	552	4505	4767	9273 :	6623
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756 :	602
TOTAL FUENTES	1363	9963	22262	32225 :	17157
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3442	9232	12674 :	5885
TOTAL SERVICIO DEUDA	791	5931	10601	16533 :	10426
TOT.OTRAS APLICACIONE	40	590	1230	1820 :	846
TOTAL APLICACIONES	1363	9963	21063	31027 :	17157
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	1198	1198 :	-0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			3569	8074 :	6624

CUADRO 63

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA NT50
 MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5022	16286	21309	9746
TOTAL PRESTAMOS	552	4399	4029	8428	5969
OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9807	20686	30493	16317
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3270	8280	11550	5163
TOTAL SERVICIO DE LA DEUDA	791	5936	9454	15390	10278
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	601	1228	1829	876
TOTAL APLICACIONES	1363	9807	18962	28769	16317
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	1724	1724	-0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			2305	6704	5969

CUADRO 64

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA NT70
MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5022	16320	21342	9747
TOTAL PRESTAMOS	552	4377	3788	8165	5828
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9785	20479	30263	16177
=====					
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3246	7748	10994	5032
TOTAL SERVICIO DE LA DEUDA	791	5934	9158	15093	10255
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	604	1237	1841	888
TOTAL APLICACIONES	1363	9785	18143	27928	16176
=====					
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	2335	2335	1
=====					
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			1452	5829	5827
=====					

CUADRO 65

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA NT72
 MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5022	16282	21304	9746
TOTAL PRESTAMOS	552	4327	3846	8173	5705
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9735	20499	30234	16053
=====					
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3197	8324	11521	4947
TOTAL SERVICIO DE LA DEUDA	791	5930	9059	14989	10208
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	608	1206	1814	891
TOTAL APLICACIONES	1363	9735	18589	28324	16046
=====					
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	1910	1909	7
=====					
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			1936	6264	5698
=====					

CUADRO 66

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA OT25
MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5135	18084	23218	10173
TOTAL PRESTAMOS	552	4472	7784	12257	7438
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9992	26239	36231	18213
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3459	12096	15555	6650
TOTAL SERVICIO DE LA DEUDA	791	5946	13033	18979	10741
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	587	1156	1743	821
TOTAL APLICACIONES	1363	9992	26285	36277	18213
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	-46	-46	-0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			7831	12303	7438

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA OT50
 MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5134	18208	23343	10173
TOTAL PRESTAMOS	552	4607	8497	13103	7810
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	10126	27076	37203	18584
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3545	12235	15779	6884
TOTAL SERVICIO DEUDA	791	5998	13693	19690	10896
TOT. OTRAS APLICACIONES	40	584	1156	1740	804
TOTAL APLICACIONES	1363	10126	27083	37210	18584
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	-7	-7	-0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			8504	13110	7810

CUADRO 68

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA OT81
MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5134	18113	23247	10172
TOTAL PRESTAMOS	552	4554	8634	13198	7592
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	10074	27118	37192	18365
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3540	12316	15856	6725
TOTAL SERVICIO DE LA DEUDA	791	5954	13654	19608	10824
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	580	1155	1734	816
TOTAL APLICACIONES	1363	10074	27124	37198	18366
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	-7	-7	-0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			8640	13195	7592

CUADRO 69

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA PS02
MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5007	15658	20666	9626
TOTAL PRESTAMOS	552	4326	3293	7619	5518
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9718	19323	29041	15745
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3187	7122	10309	4729
TOTAL SERVICIO DEUDA	791	5923	8646	14569	10117
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	608	1231	1639	899
TOTAL APLICACIONES	1363	9718	16999	26718	15745
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	2323	2323	0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			970	5295	5517

CUADRO 70

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA PT91
MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5007	15649	20656	9626
TOTAL PRESTAMOS	552	4323	2962	7285	5341
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9716	18982	28698	15569
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3200	6704	9904	4589
TOTAL SERVICIO DEUDA	791	5909	8545	14454	10070
TOT.OTRAS APLICACIONES	40	607	1235	1842	909
TOTAL APLICACIONES	1363	9716	16484	26200	15569
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	-0	2498	2498	-0
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			464	4787	5341

CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - ALTERNATIVA PT93
 MILLONES DE DOLARES

30-Nov-88

FUENTES -----	1987 Hist.	TOTAL 1988-1992	TOTAL 1993-2000	TOTAL 1988-2000	TOTAL 1988-1995
GENERACION INTERNA BRUTA	670	5007	15596	20604	9626
TOTAL PRESTAMOS	552	4295	2870	7165	5101
TOTAL OTRAS FUENTES	141	385	371	756	602
TOTAL FUENTES	1363	9688	18838	28525	15329
APLICACIONES -----					
TOTAL INVERSION	532	3171	6813	9984	4456
TOTAL SERVICIO DEUDA	791	5907	8231	14137	9957
TOT. OTRAS APLICACIONES	40	609	1233	1843	915
TOTAL APLICACIONES	1363	9688	16276	25964	15328
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0		2561	2561	1
PRESTAMOS MENOS SUPERAVIT			309	4604	5100

CUADRO No 72

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION PROPUESTA DE DEMANDA, VENTAS, RECUPERACION DE PERDIDAS NEGRAS,

PERDIDAS Y CONSUMO PROPIO (GWh)

EN EL PERIODO 1988 - 2000

AÑO	Demanda Energia	Ventas Proyecta.	Recuperac Perdidas	Ventas Totales	Perdidas Energia	Consumo Propio
1987	29493	21788	45	21833	7069	591
1988	31304	22938	127	23065	7676	563
1989	33255	24503	466	24969	7669	617
1990	35603	26389	783	27172	7776	655
1991	37716	28076	1131	29207	7819	690
1992	39794	29762	1472	31234	7808	752
1993	41964	31398	1721	33119	8057	788
1994	44237	33111	1946	35057	8356	824
1995	46630	34917	2192	37109	8673	848
1996	49116	36798	2456	39254	8998	864
1997	51916	38797	2700	41497	9417	1002
1998	54690	40881	2953	43834	9790	1066
1999	57491	43044	3220	46264	10153	1074
2000	60615	45352	3516	48868	10638	1109
2001	63843	47754	3831	51585	11115	1143
2002	67187	50276	4098	54374	11623	1190
2003	70803	52925	4390	57315	12242	1246
2004	74464	55707	4617	60324	12830	1310
2005	78369	58628	4859	63487	13503	1379
2006	82429	61665	5111	66776	14203	1450
2007	86698	64859	5375	70234	14938	1526
Tasas (1)						
1988-1990	6.5	6.6	159.1	7.6	3.2	3.5
1991-1995	5.5	5.8	22.9	6.4	2.2	5.3
1996-2000	5.4	5.4	9.9	5.7	4.2	5.5
1988-2000	5.7	5.8	39.8	6.4	3.2	5.0

(1) Tasas medias de crecimiento para los siguientes periodos :
 1988-1990 (Año de referencia 1987), 1991-1995 (Año de referencia 1990),
 1996-2000 (Año de referencia 1995) y 1988-2000 (Año de referencia 1987)

0 50 100 150 200 250 Km.

OCEANO ATLANTICO

- ⊙ CENTRAL HIDROELECTRICA EN CONSTRUCCION
- ⊕ CENTRAL HIDROELECTRICA EN DISEÑO

PANAMA

OCEANO PACIFICO

VENEZUELA

ARAUCA

CASANARE

VICHADA

GUAINIA

VAUPES

CAQUETA

PUTUMAYO

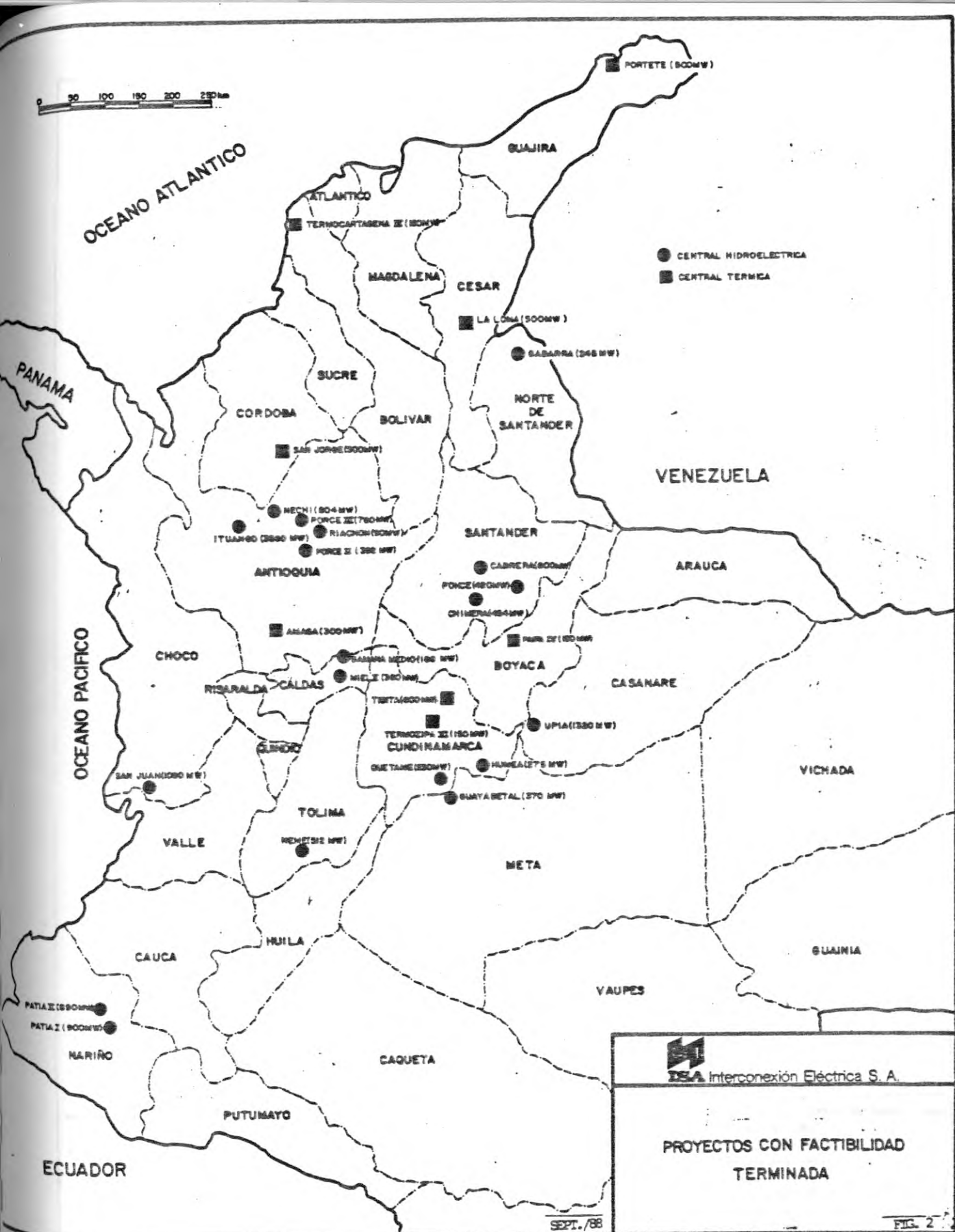
ECUADOR



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

EXPANSION DEL SISTEMA DE
GENERACION DE 1986 A 2001

Figura 1



230 v	RED ACTUAL (1988)
500 v	
230 v	EXPANSION (1988 - 2004)
500 v	
230 v	TRANS DE LINEA A RETENIR
500 v	

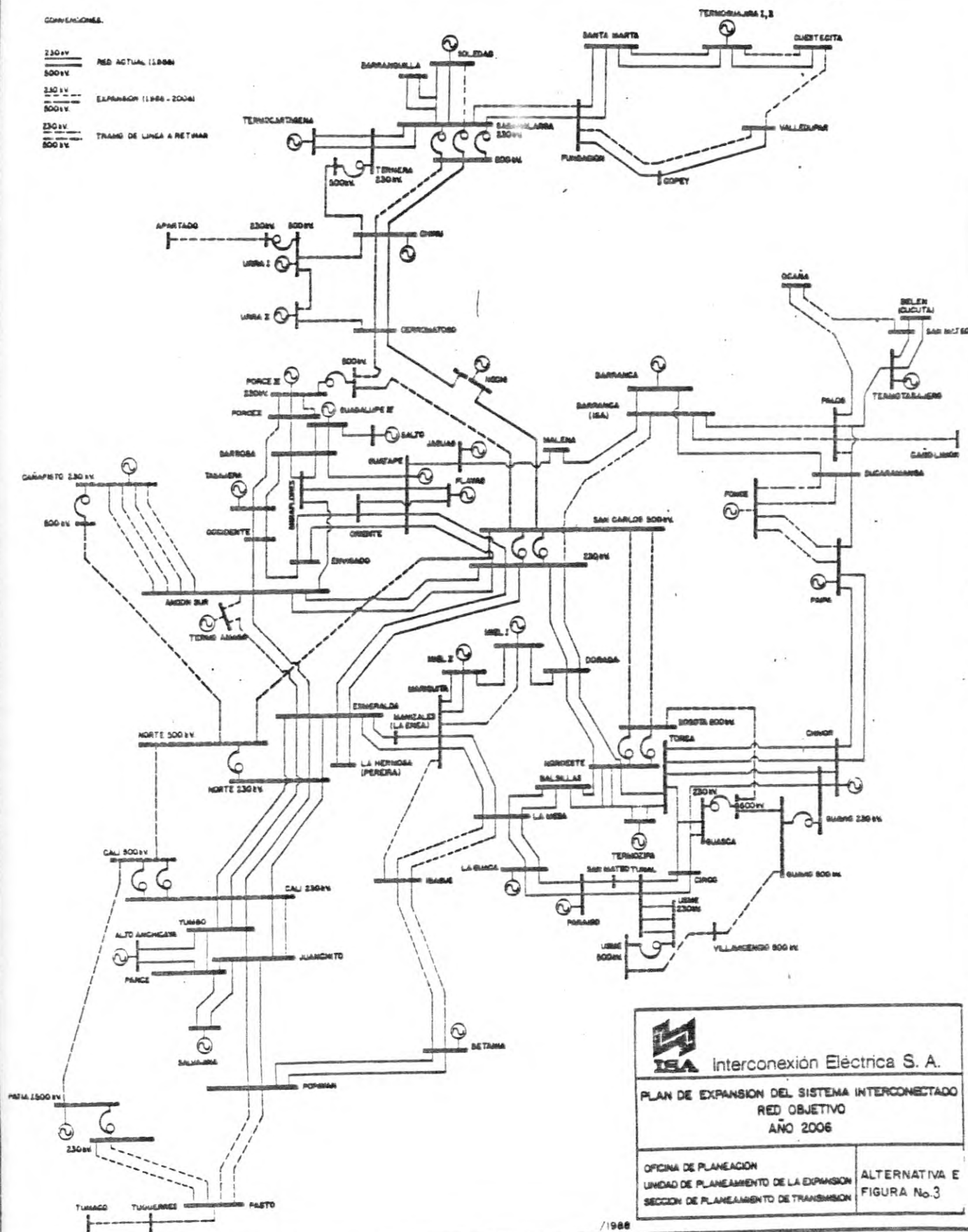
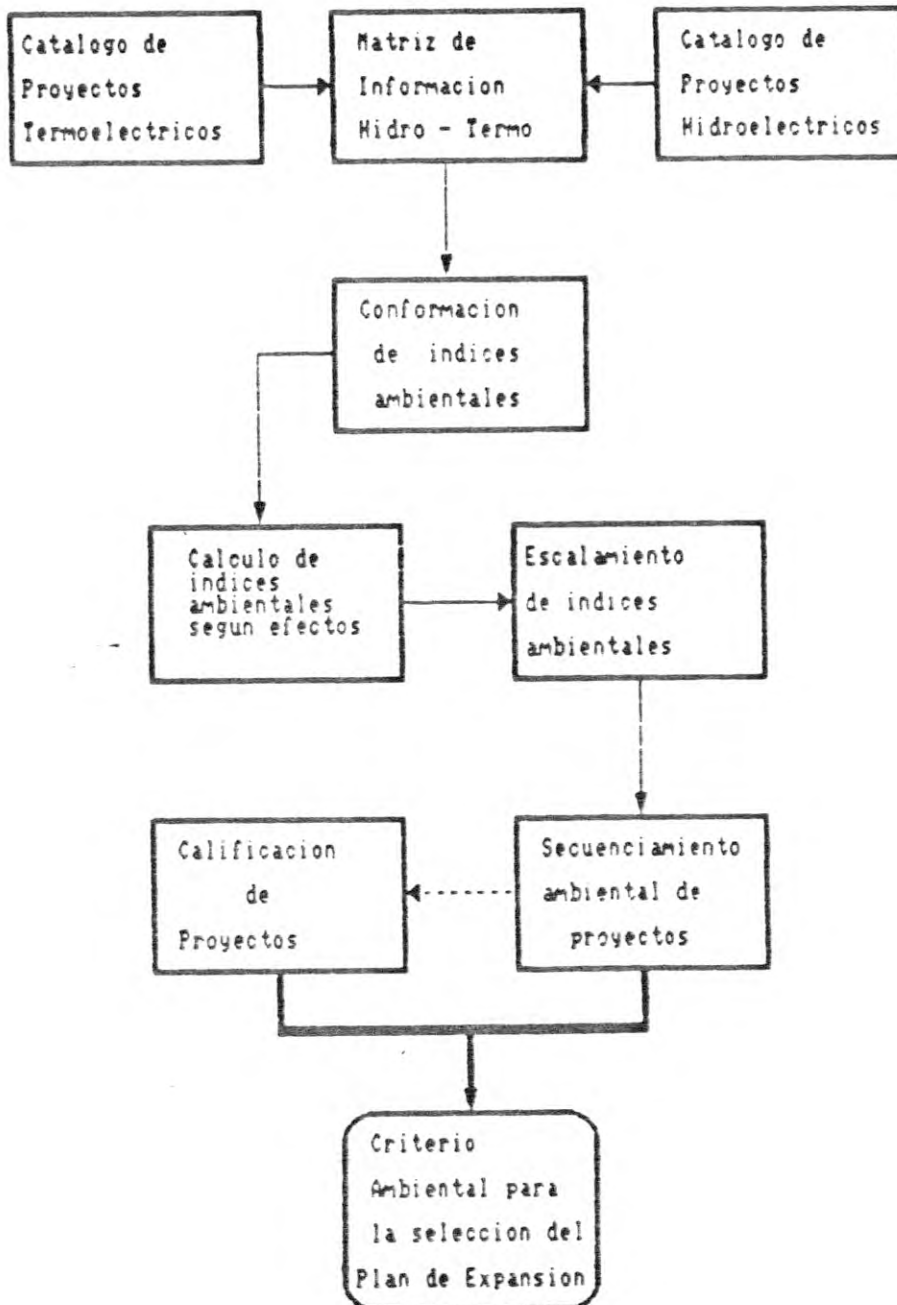


FIGURA 4

METODOLOGIA DE CALIFICACION AMBIENTAL DE PROYECTOS
PARA EL PLAN DE EXPANSION



1. LINEAS DE TRANSMISION

Año de operación	LINEA DE TRANSMISION [1]	Long. (km)	No. Ctos.	Volt. (kv.)	EMPRESA
1970	Gustape - Envigado	63.4	2	230	EPN
1971	Gustape - Esmeralda [2] Esmeralda - Yumbo Esmeralda - La Mesa	169.0 54.1 174.4	varios	230 230 230	ISB ISB ISB
1972	Soledad [3] - Sabanalarga Sabalarga - Ternerá	38.2 75.8	varios	230 230	COPELCA COPELCA
1974	Alto Anchicaya - Yumbo Alto Anchicaya - Pance Yumbo - Pance	54.2 54.7 54.7	10 10 10	230 230 230	CVC CVC CVC
1976	Gustape - Barranca	195.0	1	230	ISA
1977	Chivor - Torca I Torca - La Mesa Chivor - Paipa Paipa - Bucaramanga Gustape - Miraflores Ternerá - Cartagena	102.6 54.7 115.7 154.0 51.1 6.4	varios	230 230 230 230 230 230	ISA ISA ISA ICEL EPN COPELCA
1978	Barranca - Bucaramanga Sabalarga - Fundación Fundación - Valledupar	90.0 32.6 140.0	10 1 1	230 230 230	ESSA [4] COPELCA COPELCA
1980	Bucaramanga - Cúcuta	122.0	1	230	ICEL
1982	Chivor - Torca II San Carlos - Gustape San Carlos - Sabanalarga	105.0 36.5 524.0	2 10 10	230 230 300 [5]	ISA ISA ISA
1983	Fundación - Santa Marta Termotajero - Santa Marta San Carlos - Balsillas [6] San Carlos - Torca [6]	85.0 90.0 205.0 205.0 [7]	varios 10 10 10	230 230 230 230	COPELCA COPELCA ISA ISA
1984	Circo - (Chivor-Torca) [8] Circo - Páez Circo - Tonal Tonal - Páez Páez - La Guaca La Guaca - La Mesa Esmeralda - Yumbo [9] Termotajero - Comestita Termotajero - Cúcuta	27.0 27.0 27.0 46.0 7.0 5.0 194.0 90.0 18.5	2 10 10 10 10 10 10 10 1	230 230 230 230 230 230 230 [10] 230 230	ISA ISA ISA ISA ISA ISA COPELCA ISA ICEL
1985	San Carlos - Esmeralda [11] Salvajina - Pance Salvajina - Juanchito Pance - Juanchito Ancon Sur - Miraflores Guadalupe IV - Barbosa San Carlos - Ancon Sur [12] Barbosa - (S/tape-Miraflores)	194.2 45.2 45.2 45.2 45.0 50.0 107.0 19.0	varios 10 10 10 10 10 10 10	230 230 230 230 230 230 230 230	ISA ISA ISA ISA ISA ISA ISA ISA
1987	Popayan - Yumbo [13] Popayan - Juanchito [13] Juanchito - Yumbo [13] [14] Betania - Popayan [13] Playas - Oriente (Rionegro) Playas - Gustape [15]	121.0 106.8 14.2 143.4 61.0 22.0	10 10 10 10 10 10	230 230 230 230 230 230	ISA ISA ISA ISA ISA EPN

2. NUEVAS SUBESTACIONES [1]

Año de operación	SUBESTACION	Volt. (kv.)	EMPRESA
1980	Balsillas, a 1 Cto. La Mesa - Torca [2]	230	EEED
1981	Palena (Pto. Barrio) a la línea S/tape-Barranca [3]	230	EPN
1982	Oriente (Rionegro) a un Cto. S/tape - Envigado [4]	230	EPN
1984	Termotajero, sobre la línea S/manga - Cúcuta [5]	230	ICEL
1985	Copy [6], a e) circuito Fundación - Valledupar.	230	COPELCA
1986	La Enra [7], a un circuito Esmeralda - La Mesa. Jaguar [8], sobre la línea Gustape - Palena. San Mateo [9], sobre uno de los Ctos. Termotajero - Belén (Cúcuta).	230 230 230	CHEC ISA ICEL

[1] Subestaciones construidas sobre la red existente o de una nueva central, y que no hacen parte de ningún extremo de línea.

[2] Subestación localizada a 27 km. desde La Mesa.

[3] Subestación ubicada a 91.0 km. de Gustape y a 106.0 km. de Barranca. (en esta S/E. no hay instalado equipo de interrupción.)

[4] Subestación ubicada a 27.4 km. de Envigado y a 36 km. de Gustape.

[5] Subestación ubicada a 107 km. de S/manga y a 15 km. de Belén (Cúcuta).

[6] Subestación ubicada a 60 km. de Fundación y a 80 km. de Valledupar.

[7] Subestación ubicada a 25 km. de La Esmeralda y a 145.4 km. de La Mesa.

[8] Subestación ubicada a 16.5 km. de Gustape y a 182.5 km. de Barranca.

[9] Subestación ubicada a 18.3 km. de Termotajero y a 9.2 km. de la subestación Belén (Cúcuta).

• Circuito perteneciente a una transmisión de doble circuito

[1] Cada circuito de cada línea requiere de dos módulos de conexión en las S/Es. extremas respectivas, las cuales son nuevas S/Es. si no han aparecido previamente.

[2] Parte (116 km.) de la línea Gustape - Esmeralda (construida en 1971) ha sido sustituida por la línea S.Carlos-Esmeralda, otra fracción (37 km.) por la línea S.Carlos-Ancon y la longitud restante se encuentra desmontada.

[3] Subestación ubicada en el área de Barranquilla.

[4] Electrificadora de Santander, S.A., filial del ICEL.

[5] Este circuito estuvo energizado a 230 kv. hasta noviembre de 1985.

La longitud es:

San Carlos - Cerromatoso	210.0 km.	Compensación en la línea por S/E:	84 = 84 MVAR
Cerromatoso - Chino	133.0 km.	Cerromatoso	84 + 60 = 144 MVAR
Chino - Sabanalarga	181.0 km.	Chino	84 + 60 = 144 MVAR
		Sabalarga	84 = 84 MVAR

[6] Corresponde a la línea San Carlos - Bogotá.

[7] La longitud común (hasta el empalme sobre Torca - Balsillas) es de 192.8 km.

[8] Esta línea hará parte de la línea Guavio - Circo en 1992. La conexión en Torca se efectúa sobre un Cto. Chivor-Torca, el cual se abre sobre el sitio del empalme.

[9] Uno de los circuitos se desconecta de Yumbo a finales de 1985 y se empalma con el circuito Juanchito - Yumbo.

[10] Este circuito se encuentra actualmente energizado a 110 kv.

[11] Sustituye la línea Gustape - Esmeralda, de la cual se aprovechan 116 km. El tramo nuevo desde San Carlos es de 70 km.

[12] Solo incluye 70 km. de línea nueva. Los restantes 37 km. corresponden a la línea Gustape - Esmeralda la cual fue desmontada (ver nota [2]).

[13] Líneas asociadas con la conexión de Betania.

[14] No se conecta a la S/E. Yumbo. Se empalma con un circuito de la línea Esmeralda-Yumbo.

[15] Playas-Oriente conforma un doble circuito desde Playas hasta Gustape. Los 40 km. restantes continúan en circuito sencillo hasta Oriente.

PLAN DE EXPANSION DE LA TRANSMISION A 230 KV Y 500 KV.
PERIODO 1986 - 1992

Octubre 1986

LINEAS DE CONEXION DE PROYECTOS [1]					LINEAS DE REFUERZO A LA RED [1] [2]					SUBESTACIONES / TRANSFORMADORES			
LINEA	Long. (km)	No. Ctos.	Volt. (kV)	EMPRESA	LINEA	Long. (km)	No. Ctos.	Volt. (kV)	EMPRESA	SUBESTACION / CONEXION	Tipo	Unidad	Empresa
T. Guajira - Cuestecita [2]	95.0	1	230	CCA	Popeyán - Pasto [3]	193.0	2	230	ICA	Sabanalarga - San Carlos.	T	450	ISA
					Esmeralda - La Hermosa [3]	24.0	2	230	ICA			450	ISA
					Aracón Ser - Esmeralda	132.4	2	230	ISA				
					Soledad IV - El Salto	8.0	2	230	EPN				
					Ralós [4] - C. Linén [5]	245.0 [6]	1	230	ISA				
					B/guilla - (B/larga-Soledad)	16.3	2	230	CCA	San Mateo (Bogotá) [1] sobre Cto. Tunal - Aracón.	SA	230	EEB
					Sabalarga - Fundación	92.6	1	230	CCA	Noroeste [2] a los ctos. San Carlos-Bogotá y Torca-Nasa	SA	230	EEB
										Cartago a cto. Esmeralda - Yumbo.	SA	230	CVC
										Mariguila, al circuito La Ensa - La Nasa.	SA	230	ICEL
La Tazajera - Barbosa	15.0	1	230	EPN	Occidente - Aracón Ser	28.4 [7]	1	230	EPN	Juancho, a segundo Cto. Popeyán - Yumbo.	CRL	230	CVC
La Tazajera - Occidente	21.1	2	230	EPN	Occidente - Epivigado	27.8 [7]	1	230	EPN				
					San Carlos - Barranca	184.2 [7]	1	230	ISA				
					Barranca - Ralós	95.7	16	230	ICEL				
					Los Ralós - Ocaña	222.0 [8]	1	230	ICEL				
					San Mateo (Cárcel).	210.0	1	230	CVC				
					Pasto - Tumbaco								
Guavio - Circo	106.5 [3]	2	230	EEB	Cuestecita - Villalobos	110.0	2	230	CCA	Tunal, al Cto. Aracón-Circo.	CRL	230	EEB
Guavio - Circo	166.0 [4]	1	230	EEB	Barranca - Ibagué	200.0	2	230	ISA	Mariguila, al circuito Esmeralda - La Nasa.	CRL	230	ICEL
Guavio - Villavicencio	77.0	1	230	EEB	La Nasa - Ibagué	96.0	2	230	ISA	Sobre la segunda línea a 500 kV, hacia CORELCA.	R	372 [3]	ISA
Tunal - Villavicencio	75.0	1	230	EEB	San Carlos - Carromatoso	250.0	5	500	ISA	Cartago, al circuito Esmeralda - Juancho.	CRL	230	CVC
					Carromatoso - Chind [9]	133.0	1	500	ISA	Guavio sobre la línea Chivor II - Torca.	CAP	230	EEB
					Chind - Sabanalarga	183.0	1	500	ISA	Balsillas, a segundo Cto. La Nasa - Noroeste	CRL	230	EEB
					Carromatoso - Urrá [10]	84.0	1	500	ISA	Villavicencio	SA	230	ISA
					Urrá - Apartadó [10]	56.0	1	230	ISA				

* Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito

[1] Cada Cto. de cada línea requiere 2 modelos de conexión en la S/Es. extremas respectivas, las cuales son nuevas S/Es. si no han aparecido previamente.

[2] El primer circuito se encuentra en operación, energizado a 110 kV.

[3] El trazo a construir es de 63.5 km. Los restantes 23 km. corresponden a la actual línea Circo - Torca.

[4] El segundo doble circuito Guavio-Bogotá se conforma así:
Guavio - Usme → 146 km. → 2n. nuevos
Usme - Circo → 20 km. → 1c. existente
Usme - Tunal → 10 km. → 1c. existente
Usme es un punto de conexión cercano a la línea Circo-Tunal existente.

* Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito

[1] Cada Cto. de cada línea requiere 2 modelos de conexión en las S/Es. extremas respectivas, las cuales son nuevas S/Es. si no han aparecido previamente.

[2] La fecha de las líneas de refuerzo corresponde a la última fecha anunciada (Mayo 1987) por las respectivas empresas para poner en operación dichas líneas. Para la fecha según la cual se garantiza una operación eléctrica aceptable (ver cuadro No. 3).

[3] Estará operando provisionalmente a 115 kV.

[4] Subestación ubicada en la ciudad de Bucaramanga.

[5] Subestación ubicada entre Aracón y Aracónita.

[6] La línea Ralós - C. Linén de 245 km. de longitud, comprende los siguientes tramos:
Ralós - Toledo → 75.0 km.
Toledo - Saboré → 40.0 km.
Saboré - Banadía → 55.0 km.
Banadía - C. Linén → 75.0 km.

[7] Los primeros 17.4 km. medidos desde la S/E. Occidente corresponden a una configuración en doble circuito.

[8] El circuito sigue la ruta B/wanga - Villacaro - Cácuta de 164 km. y se desvía configurando Villacaro - Ocaña - Villacaro con una longitud de 58 km.

[9] Los primeros 51 km. de esta línea desde Carromatoso serán desmontados en 1997. Los restantes 82 km. se empalman con la línea proveniente de Urrá I.

[10] Se energiza provisionalmente a 115 kV. Con la entrada en operación de Urrá, el trazo Carromatoso - Urrá II (114 km) opera a 500 kV. y el trazo Urrá I-Apartadó (56 km) opera a 230 kV.

* T - Transformador.

R - Reactor.

SA - Subestación Adicional: nuevas S/Es. que se construirán sobre la red existente, que no corresponden a ninguna nueva línea o central.

CAP - Conexión Adicional para Plantas: conexión en los barriles de generación, que implican nuevos modelos sobre la red de transmisión.

CRL - Conexión Adicional para Líneas: empalmes de las líneas sobre una S/E. existente.

ee Voltaje (kV.) para SA, CAP, CRL; (MVA) para T y R.

[1] A esta subestación también se le llama Ser.

[2] Subestación terminal de la línea San Carlos - Bogotá, ubicada a 153.15 km. de San Carlos, a 15.85 km. de Torca y a 11.85 km. de Balsillas. Bogotá, ubicada a 153.15 km. de San Carlos.

[3] S. Carlos 84 = 84 MWOR
Carromatoso 84 + 50 = 144 MWOR
Chind 84 + 50 = 144 MWOR
Sabalarga 0 = 0 MWOR

CUADRO No. 3A

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA(GWh) Y POTENCIA (MW)

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 6.0 %

EN EL PERIODO 1987 - 2000

ESCENARIO R

EEEB (1)		EPPM (2)		CVC (3)		I C E L (4)										CORELCA (5)		PERDI DAS (6)	SISTEMA TOTAL		
						COR		TOL/HUI/CAQ		NORDESTE		CEDEL/CEDEN		AGREGADO							
Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Ene (GWH)	Pot (MW)	
7151	1338	5991	1133	3618	745	1614	301	912	172	2020	395	739	144	5285	976	5075	823	536	27551	4838	
7676	1448	6384	1197	3855	791	1754	334	952	209	2197	424	775	154	5678	1080	5465	881	488	29546	5177	
8138	1530	6822	1277	4146	845	1862	354	1053	223	2345	451	823	163	6083	1148	5863	940	532	31584	5505	
8585	1612	7269	1360	4484	909	1991	378	1122	229	2518	484	885	174	6516	1219	6362	1017	648	33864	5867	
9086	1700	7677	1437	4857	980	2117	401	1201	236	2728	523	940	185	6986	1296	6746	1079	751	36103	6227	
9630	1799	8114	1518	5191	1043	2248	425	1293	250	2888	553	996	195	7425	1371	7345	1171	826	38531	6620	
10168	1897	8572	1604	5443	1090	2384	450	1389	264	3075	588	1046	204	7894	1451	7770	1235	879	40726	6900	
10788	2006	9032	1690	5692	1130	2519	475	1492	283	3246	620	1106	215	8363	1535	8208	1301	940	43024	7357	
11389	2111	9552	1788	5940	1183	2646	498	1591	301	3419	652	1164	226	8820	1616	8673	1375	980	45354	7744	
11992	2215	10054	1882	6202	1231	2791	524	1707	322	3603	686	1231	238	9332	1706	9144	1450	1046	47770	8138	
12618	2323	10630	1989	6483	1283	2922	540	1823	342	3792	719	1302	251	9839	1793	9638	1528	1091	50299	8552	
13353	2451	11213	2098	6787	1338	3064	573	1940	363	3975	751	1382	266	10361	1882	10280	1608	1168	53162	8994	
14120	2591	11832	2214	7100	1395	3216	602	2072	388	4196	790	1468	281	10952	1986	10896	1704	1222	56122	9487	
14941	2738	12489	2337	7434	1456	3378	632	2212	414	4408	828	1557	297	11555	2092	11489	1797	1307	59215	9995	
15780	2888	13149	2461	7778	1518	3536	662	2352	440	4617	864	1648	314	12153	2197	12116	1895	1364	62348	10512	
16681	3047	13843	2591	8139	1583	3701	693	2505	469	4846	907	1745	332	12797	2314	12759	1995	1424	65643	11059	
17628	3220	14580	2728	8528	1653	3893	729	2665	499	5070	949	1854	353	13482	2438	13452	2104	1488	69158	11648	
18632	3403	15358	2874	8927	1727	4082	764	2840	531	5327	997	1970	375	14219	2570	14200	2221	1563	72899	12273	
19691	3597	16174	3027	9346	1808	4286	802	3018	565	5594	1047	2096	399	14994	2711	14988	2344	1642	76835	12937	
20811	3801	17034	3188	9787	1894	4498	842	3209	601	5869	1098	2227	424	15803	2858	15816	2473	1725	80976	13634	
21982	4015	17913	3352	10252	1984	4746	888	3387	634	6178	1156	2380	453	16691	3018	16690	2610	1812	85340	14368	

Notas

- (1) Incluye Bogota, Cundinamarca y Meta
- (2) Incluye Medellin, Antioquia y Choco
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye COR (Caldas, Guindio y Risaralda), Tolima, Huila y Caqueta, NORDESTE (Boyaca, Santander, Norte de Santander, Arauca y Casanare) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Narino)
- (5) Incluye a Atlantico, Bolivar, Magdalena, Cordoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA, perdidas en la Red de Interconexion y ventas a Ecopetrol en Cano Limon
- (7) Demanda agregada de los submercados con diversidad
- (8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye perdidas)

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA(GWh) Y POTENCIA (MW)

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 6.8 %

EN EL PERIODO 1987 - 2000

ESCENARIO A

AÑO	EEEB (1)		EEPPM (2)		CVC (3)		I C E L (4)										CORELCA (5)		PERDI DAS (6)	SISTEMA TOTAL		
							CQR		TOL/HUI/CAQ		NORDESTE		CEDEL/CEDEN		AGREGADO				Ene (GWH)			
	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)		Ene (GWH)	Pot (MW)	Pot (MW)
1986	7151	1338	5991	1133	3618	745	1614	301	912	172	2020	395	739	144	5285	976	5075	823	536	27551	4838	
1987	7676	1448	6384	1197	3855	791	1754	334	952	209	2197	424	775	154	5678	1080	5465	881	488	29546	5177	
1988	8158	1534	6838	1280	4154	847	1867	355	1056	223	2354	453	825	163	6102	1151	5877	942	533	31662	5519	
1989	8630	1620	7303	1367	4502	913	2004	380	1131	231	2533	487	891	176	6559	1228	6397	1023	651	34042	5900	
1990	9160	1714	7733	1447	4889	986	2140	405	1213	239	2757	528	949	186	7059	1309	6804	1088	757	36402	6277	
1991	9747	1821	8205	1535	5241	1053	2284	432	1315	254	2933	562	1013	199	7545	1394	7433	1185	834	39005	6703	
1992	10343	1929	8708	1630	5517	1105	2434	459	1419	270	3138	600	1069	209	8060	1482	7903	1257	892	41423	7101	
1993	11045	2053	9226	1727	5800	1160	2589	488	1536	291	3339	637	1139	222	8603	1579	8402	1332	959	44035	7530	
1994	11750	2177	9825	1839	6092	1214	2750	517	1654	313	3545	676	1209	235	9158	1678	8945	1418	1008	46778	7986	
1995	12486	2306	10425	1951	6411	1273	2930	550	1793	338	3777	719	1292	250	9792	1790	9516	1509	1084	49714	8469	
1996	13278	2445	11133	2083	6763	1338	3110	583	1937	364	4021	762	1385	267	10453	1904	10138	1607	1142	52907	8995	
1997	14226	2611	11878	2223	7157	1411	3306	619	2091	391	4277	808	1491	287	11165	2029	10947	1712	1237	56610	9579	
1998	15260	2801	12698	2376	7581	1490	3526	660	2271	425	4583	863	1610	308	11990	2174	11770	1841	1311	60610	10247	
1999	16413	3007	13608	2547	8051	1576	3773	706	2472	463	4896	919	1739	332	12880	2332	12615	1973	1424	64991	10970	
2000	17469	3196	14424	2699	8484	1656	3976	744	2646	495	5172	968	1854	353	13648	2467	13402	2096	1497	68924	11621	
2001	18587	3395	15288	2861	8939	1738	4197	785	2838	531	5463	1022	1976	376	14474	2616	14214	2223	1574	73076	12310	
2002	19778	3612	16206	3033	9431	1828	4445	832	3042	569	5753	1077	2118	403	15358	2777	15091	2360	1655	77519	13056	
2003	21047	3844	17180	3215	9939	1923	4692	878	3264	611	6090	1140	2265	431	16311	2949	16043	2509	1750	82270	13853	
2004	22391	4090	18211	3408	10475	2027	4962	929	3493	654	6435	1204	2426	462	17316	3132	17051	2666	1851	87295	14699	
2005	23819	4351	19296	3611	11042	2136	5243	981	3740	700	6797	1272	2596	494	18376	3322	18118	2833	1957	92608	15592	
2006	25322	4625	20423	3822	11641	2252	5568	1042	3975	744	7201	1348	2793	531	19537	3533	19251	3010	2070	98244	16540	

Notas

- (1) Incluye Bogotá, Cundinamarca y Meta
- (2) Incluye Medellín, Antioquia y Chocó
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), Tolima, Huila y Caquetá, NORDESTE (Boyacá, Santander, Norte de Santander, Arauca y Casanare) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Narino)
- (5) Incluye a Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA, pérdidas en la Red de Interconexión y ventas a Ecopetrol en Cano Limón
- (7) Demanda agregada de los submercados con diversidad
- (8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye pérdidas)

CUADRO No. 3C

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA(GWh) Y POTENCIA (MW)

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 6.3 %

EN EL PERIODO 1987 - 2000

ESCENARIO 0

EEEB (1)		EEPPM (2)		CVC (3)		I C E L (4)										CORELCA (5)		PERDI DAS (6)	SISTEMA TOTAL		
						CGR		TOL/HUI/CAQ		NORDESTE		CEDEL/CEDEN		AGREGADO							
Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Ene (GWH)	Pot (MW)	
															(7)						
7056	1338	5930	1133	3570	745	1672	301	881	172	1948	395	711	144	5212	976	5036	823	541	27345	4838	
7675	1448	6376	1195	3838	788	1751	333	950	209	2195	423	772	153	5668	1078	5461	888	502	29520	5182	
8064	1517	6752	1264	4095	835	1854	352	1037	219	2325	448	817	162	6033	1138	5815	947	532	31291	5473	
8432	1583	7137	1336	4382	889	1969	373	1101	224	2469	474	868	171	6407	1199	6242	1010	631	33231	5777	
8901	1666	7489	1401	4734	955	2084	395	1166	229	2685	514	918	180	6853	1271	6606	1069	742	35325	6108	
9396	1756	7894	1477	5037	1012	2206	417	1271	246	2806	537	972	191	7255	1341	7179	1154	789	37550	6471	
9959	1858	8366	1566	5298	1061	2350	443	1354	258	3028	579	1036	203	7768	1429	7610	1219	877	39878	6849	
10619	1974	8884	1663	5584	1116	2483	468	1473	279	3200	611	1094	213	8250	1514	8082	1291	932	42351	7257	
11290	2092	9445	1768	5847	1165	2654	499	1574	297	3418	651	1169	227	8815	1615	8591	1372	989	44977	7692	
11988	2214	10031	1877	6162	1223	2818	529	1720	324	3630	691	1242	240	9410	1720	9123	1456	1051	47765	8152	
12720	2342	10642	1992	6486	1283	2990	560	1875	352	3850	730	1318	254	10033	1828	9730	1553	1116	50727	8639	
13536	2484	11325	2119	6795	1340	3128	585	1995	373	4099	775	1402	269	10624	1931	10407	1640	1185	53872	9134	
14402	2643	12002	2246	7144	1404	3315	620	2115	396	4343	818	1543	296	11316	2053	11089	1747	1259	57212	9689	
15372	2817	12699	2376	7534	1475	3524	659	2309	432	4557	856	1640	313	12030	2179	11787	1856	1337	60759	10275	
16342	2990	13500	2526	7945	1550	3746	701	2455	459	4844	907	1744	332	12789	2312	12530	1973	1420	64526	10897	
17405	3179	14322	2680	8360	1626	3906	731	2673	500	5139	962	1850	352	13568	2453	13363	2103	1508	68526	11558	
18550	3390	15210	2846	8879	1721	4169	780	2853	534	5412	1013	1975	376	14409	2605	14191	2232	1528	72775	12280	
19785	3614	16153	3023	9352	1809	4383	820	3076	576	5691	1065	2153	410	15303	2767	15071	2369	1623	77287	13036	
21034	3842	17172	3214	9860	1908	4660	872	3270	612	6049	1132	2289	436	16268	2942	16021	2517	1724	82079	13842	
22424	4096	18150	3397	10384	2009	4974	921	3490	653	6370	1192	2443	465	17277	3124	17102	2686	1831	87168	14695	
23884	4362	19255	3603	10923	2113	5303	992	3722	697	6792	1271	2605	496	18422	3331	18144	2848	1944	92572	15604	

Notas

- (1) Incluye Bogota, Cundinamarca y Meta
- (2) Incluye Medellin, Antioquia y Choco
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye CRK (Caldas, Quindio y Risaralda), Tolima, Huila y Caqueta, NORDESTE (Boyaca, Santander y Norte de Santander) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Narino)
- (5) Incluye a Atlantico, Bolivar, Magdalena, Cordoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA y perdidas en la Red de Interconexion
- (7) Demanda agregada de los submercados con diversidad
- (8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye perdidas)

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA(GWh) Y POTENCIA (MW)

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 5.8 %

EN EL PERIODO 1987 - 2000

ESCENARIO M

AÑO	EEEB (1)		EEPPM (2)		CVC (3)		I C E L (4)										CORELCA (5)		PERDI DAS (6)	SISTEMA TOTAL		
							CGR		TOL/HUI/CAQ		NORDESTE		CEDEL/CEDEN		AGREGADO				Ene (GWH)			
	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)		Ene (GWH)	Pot (MW)	Pot (MW)
1985	7056	1338	5930	1133	3570	745	1672	301	881	172	1948	395	711	144	5212	976	5036	823	541	27345	4838	
1987	7675	1448	6376	1195	3838	788	1751	333	950	209	2195	423	772	153	5668	1078	5461	888	502	29520	5182	
1988	8064	1517	6752	1264	4095	835	1854	352	1037	219	2325	448	817	162	6033	1138	5815	947	532	31291	5473	
1989	8416	1580	7123	1333	4373	887	1955	371	1093	223	2452	471	861	170	6361	1190	6229	1008	629	33131	5759	
1990	8799	1647	7437	1392	4714	951	2060	390	1152	227	2654	508	908	178	6774	1257	6531	1057	735	34990	6051	
1991	9237	1726	7797	1459	4989	1003	2143	405	1256	243	2772	531	961	188	7132	1318	7059	1135	777	36991	6376	
1992	9766	1822	8202	1535	5234	1048	2293	433	1321	251	2953	565	1010	197	7577	1394	7461	1196	860	39100	6716	
1993	10368	1928	8674	1623	5452	1090	2424	457	1438	273	3083	589	1068	208	8013	1471	7889	1260	909	41305	7078	
1994	10928	2025	9187	1719	5704	1136	2525	475	1524	288	3266	622	1132	220	8447	1547	8316	1329	958	43540	7447	
1995	11523	2129	9641	1804	5968	1185	2663	500	1653	311	3442	655	1194	231	8952	1636	8767	1400	1009	45860	7828	
1996	12108	2229	10178	1905	6222	1231	2812	527	1745	328	3636	689	1261	243	9454	1723	9262	1479	1062	48286	8225	
1997	12809	2351	10768	2015	6532	1280	2960	554	1837	344	3828	723	1327	255	9952	1809	9850	1553	1123	51034	8655	
1998	13563	2489	11356	2125	6835	1343	3068	574	1991	373	4037	760	1399	268	10495	1904	10442	1646	1185	53876	9126	
1999	14325	2625	11994	2245	7162	1402	3257	610	2114	396	4228	794	1486	284	11085	2008	11028	1737	1251	56845	9615	
2000	15142	2770	12629	2363	7482	1460	3412	639	2274	426	4429	829	1556	296	11671	2110	11611	1829	1317	59852	10110	
2001	16007	2924	13297	2488	7814	1520	3529	660	2395	448	4664	873	1701	324	12289	2222	12225	1925	1386	63018	10633	
2002	16910	3089	13994	2619	8158	1581	3714	695	2587	484	4841	906	1791	341	12933	2339	12934	2035	1461	66390	11193	
2003	17915	3272	14766	2763	8538	1652	3919	733	2729	511	5109	956	1899	359	13646	2467	13646	2146	1470	69981	11806	
2004	18883	3449	15563	2912	8999	1741	4131	773	2877	538	5383	1007	1992	379	14383	2601	14383	2261	1549	73760	12442	
2005	20000	3653	16341	3058	9416	1822	4335	811	3097	580	5574	1043	2168	412	15174	2744	15173	2384	1632	77736	13110	
2006	21115	3857	17187	3216	9821	1900	4583	858	3274	613	5892	1103	2292	436	16041	2901	16042	2519	1720	81926	13813	

Notas

- (1) Incluye Bogota, Cundinamarca y Meta
- (2) Incluye Medellin, Antioquia y Choco
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye CGR (Caldas, Quindio y Risaralda), Tolima, Huila y Caqueta, NORDESTE (Boyaca, Santander y Norte de Santander) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Narino)
- (5) Incluye a Atlantico, Bolivar, Magdalena, Cordoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA y perdidas en la Red de Interconexion
- (7) Demanda agregada de los submercados con diversidad
- (8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye perdidas)

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA (GWh) Y POTENCIA (MW)

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 5.5 %

EN EL PERIODO 1987 - 2000

ESCENARIO B

EEEB (1)		EEPPM (2)		CVC (3)		I C E L (4)										CORELCA (5)		PERDI DAS (6)	SISTEMA TOTAL		
						COR		TOL/HUI/CAQ		NORDESTE		CEDEL/CEDEN		AGREGADO							
Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Ene (GWH)	Pot (MW)	
7151	1338	5991	1133	3618	745	1614	301	912	172	2020	395	739	144	5285	976	5075	823	536	27551	4838	
7676	1448	6384	1197	3855	791	1754	334	952	209	2197	424	775	154	5678	1080	5465	881	488	29546	5177	
8087	1521	6785	1270	4125	841	1832	348	1038	219	2312	445	810	160	5992	1129	5799	930	527	31315	5459	
8479	1592	7192	1346	4444	901	1937	367	1091	222	2450	471	860	170	6338	1185	6234	997	639	33326	5775	
8929	1671	7563	1415	4798	968	2030	384	1154	227	2626	503	904	178	6714	1245	6550	1047	737	35291	6086	
9419	1760	7961	1490	5113	1028	2139	404	1229	238	2752	527	947	186	7067	1306	7078	1128	805	37443	6436	
9903	1847	8376	1567	5347	1071	2239	422	1307	249	2900	555	985	193	7431	1367	7429	1181	852	39338	6745	
10468	1946	8792	1645	5578	1115	2347	442	1390	264	3036	580	1031	201	7804	1433	7792	1235	907	41341	7071	
11014	2041	9268	1734	5807	1157	2447	460	1472	278	3168	604	1076	209	8163	1495	8177	1296	942	43371	7406	
11558	2135	9723	1820	6051	1201	2562	481	1566	295	3317	631	1129	218	8574	1566	8566	1358	1001	45473	7748	
12126	2233	10253	1919	6315	1249	2664	499	1659	311	3468	658	1185	229	8976	1635	8976	1423	1040	47686	8112	
12796	2348	10785	2018	6601	1301	2772	519	1755	328	3614	683	1251	240	9392	1706	9521	1489	1109	50204	8498	
13494	2477	11353	2125	6897	1355	2891	541	1864	349	3794	715	1319	253	9868	1791	10038	1570	1156	52806	8935	
14244	2610	11957	2238	7211	1412	3019	565	1979	370	3962	744	1393	266	10353	1874	10534	1647	1232	55531	9379	
15017	2747	12560	2350	7536	1471	3144	588	2094	392	4133	773	1467	279	10838	1958	11061	1730	1283	58295	9834	
15833	2892	13197	2470	7879	1532	3278	613	2218	415	4317	808	1544	294	11357	2053	11599	1814	1335	61200	10318	
16697	3050	13872	2596	8249	1599	3432	642	2350	440	4498	842	1635	311	11915	2154	12181	1905	1391	64305	10839	
17614	3217	14586	2730	8628	1669	3585	671	2493	467	4708	881	1730	329	12516	2263	12813	2004	1457	67614	11394	
18581	3394	15337	2870	9029	1747	3750	702	2642	494	4923	921	1833	349	13148	2377	13481	2108	1527	71103	11981	
19605	3581	16127	3018	9450	1828	3923	734	2798	524	5149	964	1942	369	13812	2497	14183	2218	1601	74778	12601	
20676	3776	16940	3170	9895	1915	4124	772	2943	551	5404	1011	2069	394	14540	2629	14925	2334	1678	78654	13255	

Notas

- (1) Incluye Bogota, Cundinamarca y Meta
- (2) Incluye Medellin, Antioquia y Choco
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye COR (Caldas, Quindio y Risaralda), Tolima, Huila y Caqueta, NORDESTE (Boyaca, Santander, Norte de Santander, Arauca y Casanare) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Narino)
- (5) Incluye a Atlantico, Bolivar, Magdalena, Cordoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA, perdidas en la Red de Interconexion y ventas a Ecopetrol en Cano Limon
- (7) Demanda agregada de los submercados con diversidad
- (8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye perdidas)

CUADRO No. 3F

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA(GWh) Y POTENCIA (MW)

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 5.3 %

EN EL PERIODO 1987 - 2000

ESCENARIO N

EEEB (1)		EPPM (2)		CVC (3)		I C E L (4)										CORELCA (5)		PERDI DAS (6)	SISTEMA TOTAL			
						CQR		TOL/HUI/CAQ		NORDESTE		CEDEL/CEDEN		AGREGADO								
Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Ene (GWH)	Pot (MW)		
																(7)						
7056	1338	5930	1133	3570	745	1672	301	881	172	1948	395	711	144	5212	976	5036	823	541	27345	4838		
7675	1448	6376	1195	3838	788	1751	333	950	209	2195	423	772	153	5668	1078	5461	888	502	29520	5182		
8073	1518	6790	1271	4130	842	1837	349	1027	217	2304	444	809	160	5977	1128	5789	943	532	31291	5473		
8399	1577	7143	1337	4399	892	1908	362	1086	221	2435	468	855	169	6284	1176	6184	1001	628	33037	5744		
8794	1646	7438	1392	4727	953	2005	380	1141	225	2559	490	899	177	6604	1225	6465	1046	730	34758	6012		
9207	1720	7782	1456	5005	1006	2094	396	1212	235	2681	514	918	180	6905	1276	6906	1110	768	36573	6306		
9686	1807	8187	1532	5227	1047	2191	413	1268	241	2844	544	961	188	7264	1336	7265	1165	846	38475	6611		
10235	1903	8616	1612	5461	1092	2306	434	1375	261	2953	564	1011	197	7645	1403	7605	1215	890	40452	6937		
10768	1996	9072	1698	5681	1132	2374	446	1441	272	3095	590	1060	206	7970	1460	8013	1281	934	42438	7262		
11300	2087	9520	1782	5917	1175	2505	470	1521	287	3264	621	1118	216	8408	1537	8364	1336	979	44488	7599		
11852	2182	10034	1878	6160	1219	2600	487	1625	305	3388	642	1161	224	8774	1599	8773	1402	1026	46619	7947		
12506	2295	10543	1973	6424	1267	2697	505	1716	321	3531	667	1226	236	9170	1667	9317	1469	1079	49039	8322		
13176	2418	11066	2071	6743	1325	2831	530	1801	337	3706	698	1287	247	9625	1746	9781	1542	1134	51525	8736		
13905	2548	11633	2177	7034	1377	2922	547	1948	365	3841	721	1353	258	10064	1823	10280	1620	1190	54106	9160		
14628	2676	12190	2281	7314	1427	3062	573	2041	382	4026	753	1417	270	10546	1907	10773	1698	1247	56698	9585		
15356	2805	12807	2397	7649	1488	3202	599	2134	399	4210	788	1482	282	11028	1994	11267	1775	1307	59414	10034		
16214	2961	13470	2521	7982	1547	3305	618	2307	432	4366	817	1559	297	11537	2086	11785	1855	1308	62296	10526		
17040	3112	14102	2639	8357	1617	3442	644	2403	450	4545	851	1688	321	12078	2184	12405	1952	1372	65354	11037		
17893	3268	14808	2771	8707	1685	3634	680	2537	475	4730	885	1782	339	12603	2293	13026	2049	1440	68557	11576		
18840	3441	15532	2907	9061	1753	3760	704	2675	501	4988	933	1880	358	13303	2406	13663	2148	1510	71909	12140		
19836	3623	16216	3035	9504	1839	3943	738	2806	525	5233	979	1972	375	13954	2523	14331	2252	1584	75425	12732		

Notas

- (1) Incluye Bogota, Cundinamarca y Meta
- (2) Incluye Medellin, Antioquia y Choco
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye CQR (Caldas, Quindio y Risaralda), Tolima, Huila y Caqueta, NORDESTE (Boyaca, Santander y Norte de Santander) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Narino)
- (5) Incluye a Atlantico, Bolivar, Magdalena, Cordoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA y perdidas en la Red de Interconexion
- (7) Demanda agregada de los submercados con diversidad
- (8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye perdidas)

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA(GWh) Y POTENCIA (MW)

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 4.9 %

EN EL PERIODO 1987 - 2000

ESCENARIO P

EEER (1)		EEPPM (2)		CVC (3)		I C E L (4)										CORELCA (5)		PERDI DAS (6)	SISTEMA TOTAL		
						CQR		TOL/HUI/CAQ		NORDESTE		CEDEL/CEDEN		AGREGADO							
Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Ene (GWH)	Pot (MW)	
7153	1338	5991	1133	3617	745	1614	301	910	172	2021	395	739	144	5284	976	5076	823	536	27551	4838	
7675	1448	6376	1195	3838	788	1751	333	950	209	2195	423	772	153	5668	1078	5461	888	502	29520	5182	
8073	1518	6790	1271	4130	842	1837	349	1027	217	2304	444	809	160	5977	1128	5789	943	532	31291	5473	
8399	1577	7143	1337	4399	892	1908	362	1086	221	2435	468	855	169	6284	1176	6184	1001	628	33037	5744	
8794	1646	7438	1392	4727	953	2005	380	1141	225	2559	490	899	177	6604	1225	6465	1046	730	34758	6012	
9207	1720	7782	1456	5005	1006	2094	396	1212	235	2681	514	918	180	6905	1276	6906	1110	768	36573	6306	
9612	1793	8124	1520	5187	1039	2174	410	1259	240	2822	540	954	186	7209	1326	7210	1156	840	38182	6561	
10085	1875	8491	1589	5381	1076	2272	428	1355	257	2910	556	997	194	7534	1383	7494	1198	877	39862	6836	
10558	1957	8897	1665	5571	1110	2328	438	1413	267	3036	579	1039	202	7816	1432	7858	1256	916	41616	7122	
11036	2039	9298	1740	5778	1147	2446	459	1485	280	3188	607	1092	211	8211	1501	8168	1305	956	43447	7421	
11534	2124	9762	1827	5994	1186	2529	474	1581	297	3297	625	1129	218	8536	1556	8535	1364	998	45359	7732	
12076	2216	10181	1905	6204	1223	2605	487	1657	310	3409	644	1184	228	8855	1609	8997	1419	1042	47355	8036	
12643	2320	10618	1987	6470	1271	2716	508	1729	324	3555	670	1235	237	9235	1675	9384	1480	1088	49438	8383	
13265	2431	11097	2077	6710	1314	2787	522	1858	348	3665	688	1290	246	9600	1739	9806	1546	1135	51613	8738	
13903	2543	11585	2168	6951	1356	2910	545	1940	363	3825	716	1347	256	10022	1812	10238	1614	1185	53884	9111	
14539	2656	12126	2269	7242	1408	3031	567	2021	378	3987	746	1403	267	10442	1888	10668	1681	1238	56255	9502	
15286	2792	12699	2376	7525	1458	3116	583	2175	407	4116	770	1470	280	10877	1967	11111	1750	1233	58731	9925	
15986	2920	13230	2476	7840	1517	3229	604	2254	422	4265	798	1584	301	11332	2049	11639	1832	1288	61315	10356	
16708	3052	13827	2588	8130	1573	3393	635	2368	443	4417	827	1664	317	11842	2141	12162	1913	1344	64013	10810	
17510	3198	14435	2701	8420	1629	3494	654	2486	465	4636	868	1747	332	12363	2236	12698	1997	1403	66829	11284	
18350	3352	15001	2807	8791	1701	3648	683	2596	486	4839	906	1824	347	12907	2334	13256	2084	1465	69770	11779	

Notas

- (1) Incluye Bogota, Cundinamarca y Meta
- (2) Incluye Medellin, Antioquia y Choco
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye CQR (Caldas, Quindio y Risaralda), Tolima, Huila y Caqueta, NORDESTE (Boyaca, Santander y Norte de Santander) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Narino)
- (5) Incluye a Atlantico, Bolivar, Magdalena, Cordoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA y perdidas en la Red de Interconexion
- (7) Demanda agregada de los submercados con diversidad
- (8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye perdidas)

CUADRO No. 4

CAPACIDADES EFECTIVAS PARA POTENCIA
DE LAS CENTRALES EN OPERACION
(MW)

SISTEMA EEEB		SISTEMA ICEL CHEC, TOL, HUILA		843.2
Salto I	55.5	Esmeralda	30.0	
Salto II	70.0	Insula	18.0	
Laguneta	72.0	San Francisco	135.0	
Colegio	300.0	Prado	51.0	
Canoas	50.0	Menores CHEC, TOL, HUI	30.0	
Termozipa I, II, III	130.0	Rionegro	10.0	
Paraiso - La Guaca	580.0			
	<u>1257.5</u>			<u>274.2</u>
SISTEMA EEPPM		NORDESTE		
Guadalupe III, IV	472.0	Tasajero	150.0	
Troneras	36.0	Faipa I, II, III	171.0	
Rio grande	75.5	Barranca I, II	24.0	
Piedras Blancas	7.0	Barranca III, IV	99.0	
Guatapé I, II	560.0	Palenque	32.0	
Ayurá	16.0	Zulia	10.0	
Playas	200.0	Tibú I, II	10.0	
	<u>1366.5</u>	Tibú III	5.0	
		Palmas Menores	15.0	
				<u>516.0</u>
SISTEMA CVC		CEDELCA/CEDENAR		
Bajo Anchicayá	68.0	Florida I, II	24.0	
Alto Anchicayá	345.0	Rio Mayo	20.0	
Calima	120.0	Menores	9.0	
Termovumbo	45.0			
Menores	12.0			<u>53.0</u>
Salvajina	270.0			
	<u>860.0</u>			
SISTEMA CORELCA		ISA		
Guajira	320.0	Calderas	18.0	
Rio 2 - 10	60.0	San Carlos	1240.0	
Cospique	39.0	Chivor I, II	1000.0	
Unión 1 - 4	56.0	Chinú	133.0	
Riomar	7.0	Zipa IV, V	132.0	
Chinú 1 - 4	39.0	Jaguas	170.0	
Barranquilla	304.0			<u>2693.0</u>
Cartagena	203.0			
Pallenas	32.0			
	<u>1060.0</u>			
		CHB		
		Betania	500.0	
		TOTAL SISTEMA		8580.2

CUADRO No. 5

ENTRADA EN OPERACION DE PLANTAS

PLANTA	UNIDADES HIDRAULICAS	CAPACIDAD (MW)	AÑO DE ENTRADA
RIOGRANDE 2	Niquia 1	22.5	1991
RIOGRANDE 2	La Tasajera 1	100.0	1992
	La Tasajera 2	100.0	1992
	La Tasajera 3	100.0	1992
GUAVIDO	Guavio 1	200.0	1992
	Guavio 2	200.0	1993
	Guavio 3	200.0	1993
	Guavio 4	200.0	1993
	Guavio 5	200.0	1993

ALTERNATIVAS DE GENERACION DE LARGO PLAZO
(AÑO HORIZONTE = 2006)

Junio 1988

ALTERNATIVA A =====		ALTERNATIVA B =====		ALTERNATIVA C =====		ALTERNATIVA D =====		ALTERNATIVA E =====	
PROYECTO	POTENCIA NOMINAL (MW)	PROYECTO	POTENCIA NOMINAL (MW)	PROYECTO	POTENCIA NOMINAL (MW)	PROYECTO	POTENCIA NOMINAL (MW)	PROYECTO	POTENCIA NOMINAL (MW)
CALIMA III	240	CALIMA III	240	CALIMA III	240	CALIMA III	240	LA NIEL I	405
LA NIEL I	405	LA NIEL I	405	LA NIEL I	405	LA NIEL I	405	LA NIEL II	380
LA NIEL II	380	LA NIEL II	380	LA NIEL II	380	LA NIEL II	380	URRA I	340
URRA I	340	URRA I	340	URRA I	340	URRA I	340	URRA II	860
URRA II	860	URRA II	860	URRA II	860	URRA II	860	CACAFISTO	1200
CACAFISTO	1200	CACAFISTO	1200	CACAFISTO	1200	CACAFISTO	1200	NECHI A	589
NECHI A	589	NECHI A	589	NECHI A	589	NECHI A	589	PORCE II	392
PORCE II	392	PORCE II	392	PATIA I	900	PATIA I	900	PORCE III	760
PORCE III	760	PORCE III	760	PATIA II	890	PATIA II	890	TERMO. AMAGA	300
TERMO. SAN JORGE	500	TERMO. ANABA	300	PORCE III	760	PORCE III	760	TERMO. ZIPA VI	150
FONCE	420	TERMO. ZIPA VI	150	TERMO. SAN JORGE	500	TERMO. AMAGA	300	FONCE	420
CHINERA	454	FONCE	420			TERMO. ZIPA VI	150	PATIA I	900
		CHINERA	454						

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION-TRANSMISION 1994-2002
ESCENARIO DE REFERENCIA

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	Alt. No. 1 DT26	Alt. No. 2 DT06	Alt. No. 3 DT04	Alt. No. 4 RS03	Alt. No. 5 DT25	Alt. No. 6 DT36	Alt. No. 7 DT27	Alt. No. 8 DT29
1994 45354	T150 OCT		T150 OCT					
1995 47770		T300 JUL		URR1* JUL	T300 JUL	T150 JUL T150 JUL	T300 JUL	T300 JUL
1996 50299	CAL3* JUL MIE1 OCT	URR1 JUL CAL3 OCT	URR1 ABR CAL3 OCT	MIE1* ENE	MIE2 OCT	MIE2 OCT	URR1 JUL	URR1 JUL
1997 53162	URR1 ENE MIE2 JUL	MIE1 OCT MIE2 OCT	MIE1 ABR MIE2 OCT	CAL3 ENE MIE2 ABR	POR2 ABR	POR2 ABR	MIE2 ENE POR2 OCT	MIE1 ABR MIE2 OCT
1998 56122	POR2 ENE T300 JUL	POR2 ABR	POR2 ENE NECA JUL	POR2 ENE NECA JUL	T300 ENE NECA OCT	T300 ENE NECA JUL	T300 ENE	T300 ENE NECA OCT
1999 59215	NECA JUL	NECA ENE		FONC ENE	POR3 OCT	POR3 OCT	NECA ENE	
2000 62348	POR3 JUL	POR3 ENE	POR3 ABR	POR3 JUL	FONC JUL	FONC JUL	POR3 ABR	POR3 ABR
2001 65643	PAT1 OCT	PAT1 OCT	PAT1 JUL	PAT1 ABR	PAT1 OCT	PAT1 OCT	PAT1 ABR	PAT1 ABR
2002 69158								

ESCENARIO DE REFERENCIA

Alt. No. 9 DT35	Alt. No. 10 DS88	Alt. No. 11 RS06	Alt. No. 12 RS02	Alt. No. 13 DT07	Alt. No. 14 DT08	Alt. No. 15 DT50
1994 45354						
1995 47770	T300 JUL	URR1* JUL	URR1* JUL	URR1* JUL	T150 JUL	T300 JUL T150 JUL
1996 50299	MIE2 OCT	MIE1* ENE MIE2 OCT	MIE1 ABR MIE2 OCT	MIE1 ABR MIE2 OCT	URR1 ENE MIE1 OCT	URR1 ENE MIE2 OCT
1997 53162	POR2 ABR	MIE2 ENE POR2 JUL	POR2 JUL	POR2 JUL	MIE2 ABR POR2 OCT	MIE2 ABR POR2 ENE
1998 56122	T300 ENE NECA OCT	T500 ENE NECA JUL	NECA ABR	NECA ABR FONC OCT	NECA ABR NECA JUL	POR2 ENE NECA JUL
1999 59215	POR3 OCT	POR2 OCT	T300 ENE	FONC JUL	FONC OCT	FONC ENE
2000 62348	T150 JUL	POR3 ABR	POR3 ABR	POR3 ABR	POR3 ABR	POR3 ENE PAT1 OCT
2001 65643	PAT1 JUL	PAT1 JUL	PAT1 ENE	PAT1 ENE	PAT1 ABR	PAT1 ABR
2002 69158						

[illegible]

ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION 1994 - 2002
 ESCENARIO

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	DT25		DT07		DT50		DS02		DS06		DT04		DT80		DT81	
1995 47765							URR1 *	JUL	URR1	DCT						
1996 50727	T300	ENE	T150 URR1	ENE ABR	T150 URR1	ENE ABR	MIE1 *	ENE	MIE1 *	ENE	T150 URR1	ENE ABR	T300	ENE	T600	ABR
	MIE2 *	JUL	MIE1	JUL	MIE2*	JUL	MIE2 *	JUL	MIE2 *	JUL	MIE1	JUL	MIE2	DCT	URR1	DCT
	POR2	DCT	MIE2	DCT	POR2*	JUL	POR2		POR2	DCT	CAL3	DCT	URR1	DCT		
1997 53872	T300	ENE	POR2	ENE	T300	ENE	POR2	ENE	T150	ABR	MIE2	ENE	POR2	ENE	MIE2	ENE
			T150	JUL			T300	ABR	T150	JUL	POR2	ENE	T300	ENE	POR2	ABR
1998 57212	NECA *	ENE	NECA *	ENE	NECA *	ENE	NECA *	ENE	NECA *	ENE	NECA*	ENE			NECA	JUL
1999 60759			FONC	ENE	FONC	ENE	FONC	ENE	POR3 T150	ABR	FONC	JUL	NECA	ENE		
	POR3	JUL											FONC	DCT	POR3	DCT
2000 64526	FONC PAT1	ENE ABR	POR3 PAT1	ENE ABR	POR3 PAT1	ENE ABR	POR3 PAT1	ENE ABR	PAT1	ABR	POR3 PAT1	ENE ABR	POR3 T150	ENE ENE	FONC	ENE
													PAT1	DCT	PAT1	DCT
2001 68526									PAT2	DCT						
2002 72775	PAT2	ENE	PAT2	ENE	PAT2	ENE	PAT2	ENE			PAT2	ENE	PAT2	ENE	PAT2	ENE

Cuadro No. 10
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION 1994 - 2002
ESCENARIO M

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	MT04		MT07		MT50		MS02		MS03		MS06		MT25	
1996 48286	T150 URR1	JUL OCT	T150 URR1	JUL OCT	T150 URR1	OCT OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	T300	OCT
1997 51034	MIE1 MIE2 CAL3	ABR JUL OCT	MIE1 MIE2	ABR ABR	MIE2 POR2	ABR ABR	MIE1 MIE2 POR2	ABR ABR JUL	MIE1 MIE2 CAL3	ABR ABR JUL	MIE1 MIE2 POR2	ABR ABR JUL	MIE2 POR2	ABR ABR
1998 53876			POR2	ABR	NECA	ABR			POR2	ENE			T300	ENE
1999 56845	POR2 NECA	ENE OCT	NECA	ENE			NECA	ENE	NECA	ABR	NECA	ENE	NECA	JUL
2000 59852	FONC	ENE	FONC	ENE	POR3	ABR	FONC POR3	ENE ABR	FONC POR3	ABR JUL	POR3 T300	ENE JUL	POR3 FONC	ABR JUL
2001 63018	POR3	ENE	POR3	ENE										
2002 66390	PAT1	JUL	PAT1	ABR	PAT1	ENE	PAT1	ABR	PAT1	JUL	PAT1	ABR	PAT1	ABR

Cuadro No.10 (Cont.)
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION 1994 - 2002
ESCENARIO M.

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	MT06		MT60		MT61		MT62		MT63		MT64		MT65	
1996 48286	T300 OCT		URR1 ENE		MIE2 OCT		T150 JUL		T150 JUL		URR1 JUL		MIE2 OCT	
1997 51034	URR1 ENE	CAL3 ABR	MIE2 ENE	POR2 ABR	POR2 ENE		MIE2 ENE	T150 ABR	MIE2 ENE	POR2 ABR	MIE2 ENE	POR2 ABR	POR2 ENE	
	MIE1 OCT			T300 JUL	T300 JUL		POR2 ABR	T150 JUL					T300 JUL	
1998 53876	MIE2 JUL		T300 ENE		NECA OCT		T300 ENE		FONC ENE		NECA# ENE		NECA JUL	
1999 56845	POR2 ENE		FONC ENE				FONC ENE		T300 ENE					
			NECA JUL								FONC JUL	POR3 OCT	FONC OCT	POR3 OCT
2000 59852	NECA ENE				FONC ENE		NECA ENE		NECA ENE					
	POR3 JUL		POR3 JUL		T300 OCT									
2001 63018							POR3 ENE		POR3 ENE					
											PAT1 OCT			
2002 66390	PAT1 JUL		PAT1 ENE		PAT1 ENE		PAT1 ABR		PAT1 ABR				PAT1 ENE	

Cuadro No. 11
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION-TRANSMISION 1994-2002
ESCENARIO BAJO B -

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	Alt. No. 1 BT26		Alt. No. 2 BT06		Alt. No. 3 BT04		Alt. No. 4 BS03		Alt. No. 5 BT25	
1996 47686	CAL3	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	MIE2	OCT
1997 50204	MIE1 URR1 MIE2	ABR ABR OCT	CAL3 MIE1 MIE2	ABR ABR OCT	CAL3 MIE1 MIE2	ABR JUL JUL	MIE2 MIE1	ABR ABR	POR2 T300	ABR OCT
1998 52806	POR2	OCT					CAL3	JUL		
1999 55531			POR2	ENE	POR2	ENE	POR2	ENE	NECA	ENE
					NECA	OCT	NECA	OCT		
2000 58295	NECA POR3	ENE JUL	NECA POR3	ENE JUL			FONC	JUL	POR3 FONC	ABR JUL
2001 61200					POR3	ENE				
							POR3	OCT		
2002 64305	PAT1	JUL	PAT1	ABR	PAT1	ABR			PAT1	ABR
							PAT1	OCT		

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION-TRANSMISION 1994-2002
ESCENARIO BAJO -B-

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	Alt. No. 6 BT27		Alt. No. 7 BT29		Alt. No. 8 BS06		Alt. No. 9 BS02		Alt. No. 10 BT50	
1996 47686	URR1	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT	URR1	OCT
1997 50204	MIE2 POR2	ABR JUL	MIE1 MIE2	ABR ABR	MIE1 MIE2	ABR ABR	MIE1 MIE2	ABR ABR	MIE2 POR2	ENE ABR
1998 52806	T150	ENE	NECA	JUL	POR2	ABR	POR2	ABR	NECA	OCT
1999 55531	NECA	ENE			NECA	ABR	NECA	ABR		
2000 58295	POR3	ENE	POR3	ABR	POR3	ABR	FONC	ABR	FONC	ENE
			T300	OCT			POR3	OCT	POR3	JUL
2001 61200	T150	ENE								
2002 64305	PAT1	JUL	PAT1	ENE	T300	ENE	PAT1	JUL	PAT1	ABR

01-Dec-88

ESCENARIO N°

AND DEM. (GWH)	NT25		NT07		NT50		NS02		NS06		NT04	
1996 46619												
1997 49039	T300 MIE2	ABR OCT	T150 URR1 MIE1	ABR ABR OCT	T150 URR1	ABR ABR	URR1 MIE1	ABR JUL	URR1 MIE1	ABR JUL	T150 URR1 MIE1	ABR ABR OCT
1998 51525	POR2	JUL	MIE2 ENE		MIE2 POR2	ENE JUL	MIE2 ENE		MIE2 ENE	ENE	CAL3	ENE
1999 54106	T300	JUL	POR2 DCT		NECA DCT		POR2 ENE		POR2 ENE		MIE2	ENE
2000 56698	NECA	JUL	NECA FONC	ENE JUL	FONC	ABR	NECA FONC	ENE JUL	NECA ENE		POR2 NECA	ENE JUL
2001 59414	POR3	ABR			POR3	JUL	POR3 DCT		POR3 ENE		POR3	ENE
2002 62296	FONC	JUL	POR3 ENE						T300 ABR		FONC	OCT
2003 65354	PAT1	ABR	PAT1 JUL		PAT1	ENE	PAT1 ABR		PAT1 ENE		PAT1	JUL

ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION 1994 - 2003
 ESCENARIO N

01-Dec-88

ANO DEM. (GWH)	NT70		NT71		NT72		NT73		NT74		NT75	
1996 46619									URR1	ENE		
1997 49039	MIE2	ENE	MIE2	ENE	T300	ABR	URR1	ENE			URR1	ENE
			T150	DCT			T150	JUL			MIE2	JUL
1998 51525	NECA*	ENE	POR2	ENE	NECA*	ENE	NECA*	ENE	NECA*	ENE	POR2	ENE
1999 54106			T150	ENE								
	POR2	JUL	FDNC	DCT	POR2	JUL	POR2	DCT	POR2	JUL	NECA	DCT
2000 56698			T300	ENE	POR3	ENE	FDNC	ENE	POR3	ABR	FDNC	ABR
			NECA	DCT	T300	DCT	T300	JUL				
2001 59414	POR3	ENE									POR3	ENE
2002 62296	T300	ENE	POR3	ABR	FDNC	ENE	POR3	ENE				
					MIE2	ABR			T300	JUL		
									PAT1	DCT		
2003 65354	PAT1	ENE					PAT1	ENE			PAT1	ENE
			PAT1	JUL					MIE2	JUL		
					PAT1	DCT						

[illegible]

SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO
ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 1994 - 2005
ESCENARIO P

01-Dec-88

AND DEM. (GWH)	PT90		PT91		PT92		PT93		PT94		PT95	
1998 49438	NECA	JUL	URR1 MIE2	ABR OCT	T150 JUL		MIE2 ABR		URR1 MIE2	ABR OCT	MIE2 ABR	
1999 51613	POR3	OCT	NECA	ABR	T300 NECA	ENE JUL	T300 POR2 T150	ENE ABR JUL	POR2 NECA	ENE OCT	POR2 T300 T150	ENE ABR JUL
2000 53884	T300	OCT	POR3	OCT	POR3	ENE	NECA	OCT			NECA	OCT
2001 56255												
2002 58731	POR2 MIE2	ENE ENE	ZIP6 FDNC	JUL OCT	FDNC MIE2	ENE ABR	FDNC JUL		POR3 T150 FDNC	ENE OCT OCT	FDNC OCT	
2003 61315	FDNC	ENE	T300	ENE	POR2	ENE	POR3	ENE	T300	ENE	POR3	ENE
2004 64013	PAT1	ABR	PAT1	OCT								
2005 66829					PAT1	ENE	PAT1	ENE	PAT1	ENE	PAT1	ENE

CUADRO 14

COSTOS INDICES A PRECIOS DE MERCADO DE LINEAS
Y SUBESTACIONES
(Referidos a US\$ Dic./86)

CONCEPTO	NIVELES DE TENSION (KV)		
	115	230	500
Líneas de transmisión			
10 ³ x US\$/km			
- 1 Ø	60	111.0	199.7
- 2 Ø	84	166.5	-
Subestaciones			
10 ³ x US\$/Módulo de línea			
- Convencional	634	1122	2475
- G.I.S	963	1439	3183
Subestaciones			
10 ³ x US\$/Módulo de transf.			
- Convencional	560	854	2036
- G.I.S.	902	1195	2720
Transformadores (1)			
US\$ x 1000			
	.6526	.4423	-
- 3 Ø	518	1668	
	.6003	.4217	.4267
- 1 Ø	668	1848	3128
Reactores			
US\$ x 1000			.4505
- Unidades Monofásicas	-	-	1400
Compensación Estática (2)			
US\$ / KVAR	54	54	54
Compensación serie			
US\$ / KVAR	48	57	60

Notas:

(1) S: Capacidad del banco o de la unidad 3 Ø

(2) Para la compensación estática, lo que varía según el nivel de tensión es el transformador y los módulos para conectar éste.

CUADRO No. 15
LINEAS DE CONEXION INDIVIDUAL DE LOS PROYECTOS
(230 kV. y 500 kV.)

Diciembre 1988

PROYECTO	LINEAS ASOCIADAS	TENSION [kV]	No CTOS	LONGITUD DE LA LINEA [km]
CALIMA III	Calima III - Cali	230	2	50
MIEL I y MIEL II	Miel I - Dorada	230	1	35
	Miel I - Mariquita	230	2	40
	Miel II - Mariquita	230	1	20
	Miel II - Circuito Miel I			
	- Mariquita	230	-	-
MIEL II	Miel II - Mariquita	230	3	20
URRA I	Urrá I - Cerromatoso	500	1	84
URRA II	Urrá II - Circuito Urrá I			
	- Cerromatoso	500	2	30
	Urrá I - Chinú	500	1	155
T. SAN JORGE	San Jorge - Cerromatoso	500	1	15
T. ZIPA VI	T. Zipa VI - Un Cto. Torca - Noroeste	230	2	15
T. AMAGA	T. Amagá - Un Cto. Ancón Sur - Esmeralda	230	2	20
CAÑAFISTO	Cañafisto - Ancón Sur	230	4	36
	Cañafisto - S/E Norte del Valle	500	1	240

CUADRO No. 15
LINEAS DE CONEXION INDIVIDUAL DE LOS PROYECTOS
(230 kV. y 500 kV.)

Diciembre 1988

PROYECTO	LINEAS ASOCIADAS	TENSION [kV]	No CTOS	LONGITUD DE LA LINEA [km]
NECHI A	Nechí A - Circuito San Carlos - Cerromatoso	500	2	6
PORCE II	Porce II - Barbosa	230	1	49
	Porce II - Guadalupe IV	230	1	2
PORCE III	Porce III - Circuito San Carlos - Cerromatoso	500	2	35
	Porce III - Porce II	230	2	25
	Porce III - Porce II - Tasajera	230	1	88
PATIA I	Patía I - S/E Cali 500 kV	500	1	230
	Patía I - Pasto	230	2	70
PATIA II	Patía II - Patía I	230	2	15
	Patía II - Popayán	230	2	110
	Patía I - S/E Cali 500 KV	500	1	200
CHIMERA	Chimera - Fonce	230	2	60
FONCE	Fonce - Bucaramanga	230	2	80
	Fonce - Paipa	230	2	110
TIBITA	Tibita - Un Cto. Torca - Noroeste	230	2	87

CUADRO No. 16
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESCENARIO DE REFERENCIA
LINEAS DE CONEXION
1994 - 2002 (1)

ANO	ALTERNATIVA No. 1 (RT26)	ALTERNATIVA No. 2 (RT04)	ALTERNATIVA No. 3 (RT04)	ALTERNATIVA No. 4 (RS03)
1994	Zipa VI - Cto. Noroeste - Torca	Aaaga - Cto. Ancon Sur - Esmeralda	Aaaga - Cto. Ancon Sur - Esmeralda	Urta I - Cerromatoso, 500 kV
1995		Urta I - Cerromatoso, 500 kV	Urta I - Cerromatoso, 500 kV	Miel I - Dorada, IC
1996	Callaa III - S/E Cali	Callaa III - S/E Cali	Callaa III - S/E Cali	Miel I - Mariquita
	Miel I - Dorada, IC			
	Miel I - Mariquita			
1997	Miel II - Mariquita, IC	Miel I - Dorada, IC	Miel I - Dorada, IC	Miel II - Mariquita, IC
	Urta I - Cerromatoso, 500 kV	Miel II - Mariquita, IC	Miel II - Mariquita, IC	Callaa III - S/E Cali
1998	Porce II - Barbosa, IC	Porce II - Barbosa, IC	Porce II - Barbosa, IC	Porce II - Barbosa, IC
	Porce II - Guadalupe IV, IC	Porce II - Guadalupe IV, IC	Porce II - Guadalupe IV, IC	Porce II - Guadalupe IV, IC
	Aaaga - Cto. Ancon Sur - Esmeralda			
1999	Mechi - Cto. San Carlos-Cerromatoso, 500kV, 2C	Mechi - Cto. San Carlos-Cerromatoso, 500kV, 2C	Mechi - Cto. San Carlos-Cerromatoso, 500kV, 2C	Mechi - Cto. San Carlos-Cerromatoso, 500kV, 2C
2000	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerromatoso 500kV, 2C	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerromatoso 500kV, 2C	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerromatoso 500kV, 2C	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerromatoso 500kV, 2C
	Porcel II - Porce II	Porcel II - Porce II	Porcel II - Porce II	Porcel II - Porce II
	Porcel II - Tasajera, IC	Porcel II - Tasajera, IC	Porcel II - Tasajera, IC	Porcel II - Tasajera, IC
	Transf. Porcel III, 500/230 kV (750 MVA)	Transf. Porcel III, 500/230 kV (750 MVA)	Transf. Porcel III, 500/230 kV (750 MVA)	Transf. Porcel III, 500/230 kV (750 MVA)
2001	Patia I - S/E Cali, 500 kV	Patia I - S/E Cali, 500 kV	Patia I - S/E Cali, 500 kV	Patia I - S/E Cali, 500 kV
	Patia I - Pasto	Patia I - Pasto	Patia I - Pasto	Patia I - Pasto
	Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)	Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)	Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)	Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)
VP1(2)	43438	42376	51105	49989
1000 US\$	57581 (3)	56103 (3)	68145 (3)	66575 (3)

(1) Toda linea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las S/E citadas corresponden a ampliaciones independientes de lineas. Otras especificaciones: lineas a 500 kV son de circuito sencillo; C: numero de circuitos de una linea; (MVA): compensacion shunt. El signo + indica capacitivo y el - inductivo; I: transformacion 500/230 kV adecuada.

(2) Valor presente a Diciembre de 1987. A PRECIOS DE EFICIENCIA. (Tasa de descuento 12%).

(3) Valor presente a Diciembre de 1987. A PRECIOS DE MERCADO. (Tasa de descuento 12%).

CUADRO No. 17
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESCENARIO DE REFERENCIA
LINEAS DE CONEXION
1994 - 2002 (1)

ANO	ALTERNATIVA No. 5 (RT25)	ALTERNATIVA No. 6 (RT36)	ALTERNATIVA No. 7 (RT77)	ALTERNATIVA No. 8 (RT79)
1994				
1995	Tibita - Cto. Noroeste - Torca	Tipa VI - Cto. Noroeste - Torca Aaaga - Cto. Ancon Sur - Esmeralda	Tibita - Cto. Noroeste - Torca	Tibita - Cto. Noroeste - Torca
1996	Miel II - Mariquita, IC	Miel II - Mariquita, IC	Urra I - Cerroamatoso, 500 kV	Urra I - Cerroamatoso, 500 kV
1997	Porce II - Barbosa, IC Porce II - Guadalupe IV, IC	Porce II - Barbosa, IC Porce II - Guadalupe IV, IC	Miel II - Mariquita, IC Porce II - Barbosa, IC Porce II - Guadalupe IV, IC	Miel II - Barbosa, IC Miel II - Mariquita Miel II - Mariquita, IC
1998	Aaaga - Cto. Ancon Sur - Esmeralda Mehi - Cto. San Carlos-Cerroamatoso, 500kV, 2C	Mehi - Cto. San Carlos-Cerroamatoso, 500kV, 2C Tibita - Cto. Noroeste - Torca	Aaaga - Cto. Ancon Sur - Esmeralda Mehi - Cto. San Carlos-Cerroamatoso, 500kV, 2C	Aaaga - Cto. Ancon Sur - Esmeralda Mehi - Cto. San Carlos-Cerroamatoso, 500kV, 2C
1999	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerroamatoso 500kV, 2C: Porcel III - Porce II Porcel III - Porce II, IC Porce II - Tasajera, IC Transf. Porcel III, 500/230 kV (750 MVA)	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerroamatoso 500kV, 2C: Porcel III - Porce II Porcel III - Porce II, IC Porce II - Tasajera, IC Transf. Porcel III, 500/230 kV (750 MVA)		
2000	Fonce - Bucaramanga Fonce - Paipa	Fonce - Bucaramanga Fonce - Paipa	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerroamatoso 500kV, 2C: Porcel III - Porce II Porcel III - Porce II, IC Porce II - Tasajera, IC Transf. Porcel III, 500/230 kV (750 MVA)	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerroamatoso 500kV, 2C: Porcel III - Guadalupe IV, IC Porcel III - Barbosa, IC Transf. Porcel III, 500/230 kV (750 MVA)
2001	Patia I - S/E Cali, 500 kV Patia I - Pasto Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)	Patia I - S/E Cali, 500 kV Patia I - Pasto Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)	Patia I - S/E Cali, 500 kV Patia I - Pasto Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)	Patia I - S/E Cali, 500 kV Patia I - Pasto Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)
VP (2) 1000 Bs	42913 57544 (3)	43464 58227 (3)	40824 54137 (3)	40022 53114 (3)

(1) Toda linea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las S/E citadas corresponden a aplicaciones independientes de lineas. Otras especificaciones: lineas a 500 kV son de circuito sencillo; C: numero de circuitos de una linea; (MVA): compensacion shunt. El signo + indica capacitivo y el - inductivo; T: transformacion 500/230 kV adecuada.

(2) Valor presente a Diciembre de 1987. A PRECIOS DE EFICIENCIA. (Tasa de descuento 12%).

(3) Valor presente a Diciembre de 1987. A PRECIOS DE MERCADO. (Tasa de descuento 12%).

CUADRO No. 19
SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE REFERENCIA
LINEAS DE CONEXIÓN
1994 - 2002 (1)

AÑO	ALTERNATIVA No. 9 (RT35)	ALTERNATIVA No. 10 (RS88)	ALTERNATIVA No. 11 (RS06)	ALTERNATIVA No. 12 (RS02)
1994				
1995	Tibita - Cto. Noroeste - Torca	Urra I - Cerroatozo, 500 kV	Urra I - Cerroatozo, 500 kV	Urra I - Cerroatozo, 500 kV, 1C
1996	Miel II - Mariquita, 3C	Miel I - Dorada, 1C Miel I - Mariquita	Miel I - Dorada, 1C Miel I - Mariquita Miel II - Mariquita, 1C	Miel I - Dorada, 1C Miel I - Mariquita Miel II - Mariquita
1997	Porce II - Barbosa, 1C Porce II - Guadalupe IV, 1C	Miel II - Mariquita, 1C	Porce II - Barbosa, 1C Porce II - Guadalupe IV, 1C	Porce II - Barbosa, 1C Porce II - Guadalupe IV, 1C
1998	Aaga - Cto. Ancon Sur - Esmeralda Nechi - Cto. San Carlos-Cerroatozo, 500kV, 2C	San Jorge - Cerroatozo, 500 kV Nechi - Cto. San Carlos-Cerroatozo, 500kV, 2C	Nechi - Cto. San Carlos-Cerroatozo, 500kV, 2C	Nechi - Cto. San Carlos-Cerroatozo, 500kV Fonce - Bucaramanga Fonce - Paipa
1999	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerroatozo 500kV, 2C Porcel III - Porcel II, 1C Porcel II - Tasajera, 1C Transf. Porcel II, 500/230 kV (750 MVA)	Porcel II - Barbosa, 1C Porcel II - Guadalupe IV, 1C	Aaga - Cto. Ancon Sur - Esmeralda	
2000	Zipa VI - Cto. Noroeste - Torca	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerroatozo 500kV, 2C Porcel III - Porcel II, 1C Porcel II - Tasajera, 1C Transf. Porcel II, 500/230 kV (750 MVA)	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerroatozo 500kV, 2C Porcel III - Porcel II, 1C Porcel II - Tasajera, 1C Transf. Porcel II, 500/230 kV (750 MVA)	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerroatozo 500kV Porcel III - Porcel II, 1C Porcel II - Tasajera, 1C Transf. Porcel II, 500/230 kV (750 MVA)
2001	Patia I - S/E Cali, 500 kV Patia I - Pasto Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)	Patia I - S/E Cali, 500 kV Patia I - Pasto Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)	Patia I - S/E Cali, 500 kV Patia I - Pasto Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)	Patia I - S/E Cali, 500 kV, 1C Patia I - Pasto Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)
VPI (2)	36326	39958	39930	48164
1000 US\$	48419 (3)	52605 (3)	52890 (3)	64061 (3)

(1) Toda línea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las S/E citadas corresponden a aplicaciones independientes de líneas. Otras especificaciones: líneas a 500 kV son de circuito sencillo; C: número de circuitos de una línea; (MVA): compensación shunt. El signo + indica capacitivo y el - inductivo; T: transformación 500/230 kV adecuada.

(2) Valor presente a Diciembre de 1987. A PRECIOS DE EFICIENCIA. (Tasa de descuento 12%).

(3) Valor presente a Diciembre de 1987. A PRECIOS DE MERCADO. (Tasa de descuento 12%).

CUADRO No. 19
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESCENARIO DE REFERENCIA
LINEAS DE CONEXION
1994 - 2002 (1)

ANO	ALTERNATIVA No. 13 (R107)	ALTERNATIVA No. 14 (R108)	ALTERNATIVA No. 15 (R150)
1994			
1995	Asaga - Cto. Ancon Sur - Esmeralda	Tibita - Cto. Noroeste - Torca	Zipa VI - Cto. Morosle - Torca
1996	Urra I - Cerromatoso, 500 kV Miel I - Dorada, IC Miel I - Mariquita, IC	Urra I - Cerromatoso, 500 kV	Urra I - Cerromatoso, 500 kV Miel II - Mariquita, IC
1997	Miel II - Mariquita Porce II - Barbosa, IC Porce II - Guadalupe IV, IC	Miel I - Dorada, IC Miel I - Mariquita Miel II - Mariquita, IC	Porce II - Barbosa, IC Porce II - Guadalupe, IC
1998	Nechi - Cto. San Carlos-Cerromatoso, 500kV, 2C	Porce II - Barbosa, IC Porce II - Guadalupe IV, IC Nechi - Cto. San Carlos-Cerromatoso, 500kV, 2C	Nechi - Cto. San Carlos-Cerromatoso, 500kV, 2C
1999	Fonce - Bucaramanga Fonce - Paipa	Fonce - Bucaramanga Fonce - Paipa	Fonce - Bucaramanga Fonce - Paipa
2000	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerromatoso 500kV, 2C Porcel II - Porce II Porcel II - Porce II, IC Porce II - Tasajera, IC Transf. Porcel II, 500/230 kV (750 MVA)	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerromatoso 500kV, 2C Porcel II - Porce II Porcel II - Porce II, IC Porce II - Tasajera, IC Transf. Porcel II, 500/230 kV (750 MVA)	Porcel III - Cto. San Carlos-Cerromatoso 500kV, 2C Porcel II - Porce II Porcel II - Porce II, IC Porce II - Tasajera, IC Transf. Porcel II, 500/230 kV (750 MVA)
2001	Patia I - S/E Cali, 500 kV Patia I - Pasto Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)	Patia I - S/E Cali, 500 kV Patia I - Pasto Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)	Patia I - S/E Cali, 500 kV Patia I - Pasto Transf. Patia I, 500/230 kV (450 MVA)
VP1(2) 1000 US\$	47939 63947 (3)	48891 65098 (3)	46008 61089 (3)

(1) Toda linea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las 9/E citadas corresponden a ampliaciones independientes de lineas.
Otras especificaciones: lineas a 500 kV son de circuito sencillo; C: numero de circuitos de una linea; (MVA): compensacion shunt.
El signo + indica capacitivo y el - inductivo; Transformacion 500/230 kV adecuada.
(2) Valor presente a Diciembre de 1987. A PRECIOS DE EFICIENCIA. (Tasa de descuento 12%).
(3) Valor presente a Diciembre de 1987. A PRECIOS DE MERCADO. (Tasa de descuento 12%).

CUADRO No. 20
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESQUEMA DE REFERENCIA
LINEAS DE REFERENCIA
1994 - 2002 (1)

AÑO	ALTERNATIVA 1 (R T 2 6)	ALTERNATIVA 2 (R T 0 6)	ALTERNATIVA 3 (R T 0 4)	ALTERNATIVA 4 (R S 0 3)
1994	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)
1995	Compensación B/quilla (40) Compensación Cácuta (25) Compensación Caño Lirón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cácuta (25) Compensación Caño Lirón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cácuta (25) Compensación Caño Lirón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cácuta (25) Compensación Caño Lirón (15) Transf. Urrá I 500/230 kV (150MVA)
1996	Compensación Chindí (-75,+150) Compensación Palos (15) S/E Dorada, 2 M Transf. Urrá I 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)	Compensación Chindí (-75,+150) Compensación Palos (15) Transf. Urrá I 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)	Compensación Chindí (-75,+150) Compensación Palos (15) Transf. Urrá I 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chindí (-75,+150) Compensación Palos (15) S/E Dorada, 2 M Compensación Bogotá (100)
1997	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chindí 500/115 kV (150 MVA) S/E Cali 230 kV (-25,+175) S/E Dorada, 2 M	S/E Cali 230 kV, (-25,+175) Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC S/E Dorada, 4 M Transf. Chindí 500/115 kV (150 MVA)	S/E Cali 230 kV, (-25,+175) Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC S/E Dorada, 4 M Transf. Chindí 500/115 kV (150 MVA)	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chindí 500/115 kV (150 MVA) S/E Dorada, 2 M
1998	Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chindí-S/larga (40%)	Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chindí-S/larga (40%) Compensación Bogotá (100)	Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chindí-S/larga (40%) Compensación Bogotá (100)	Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chindí-S/larga (40%) Compensación Bogotá (100)
1999	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC	Fundación - Valledupar, IC	Fundación - Valledupar, IC
2000	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-120) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá I - Chindí 500 kV Chindí - Ternera 500 kV S/E Chindí 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-120) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá I - Chindí 500 kV Chindí - Ternera 500 kV S/E Chindí 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-120) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá I - Chindí 500 kV Chindí - Ternera 500 kV S/E Chindí 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-120) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá I - Chindí 500 kV Chindí - Ternera 500 kV S/E Chindí 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)
2001	San Carlos - Barranca, IC Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	San Carlos - Barranca, IC Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)
2002	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio
VPI (2) 1000 US\$	107845 139406 (3)	109150 141030 (3)	102298 131480 (3)	103038 132411 (3)

(1) Toda línea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las S/E citadas corresponden a ampliaciones independientes de líneas. Otras especificaciones: Líneas a 500 kV son de circuito sencillo; C: número de circuitos de una línea; (MVA): compensación shunt el signo + indica capacitivo y el - inductivo; T: transformación 500/230 kV adecuada.

(2) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Eficiencia. (Tasa de descuento 12%).

(3) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Mercado. (Tasa de descuento 12%).

CUADRO No. 21
SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
ESQUEMA DE REFERENCIA
LÍNEAS DE REFERENCIA
1994 - 2002 (1)

AÑO	ALTERNATIVA 5 (R 1 2 3)	ALTERNATIVA 6 (R 1 3 4)	ALTERNATIVA 7 (R 1 2 7)	ALTERNATIVA 8 (R 1 2 9)
1994	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)
1995	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15)
1996	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (75,+175) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Energización Urrá 1-Cerro 500 kV Transf. S Carlos 500/230kV (450MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (75,+175) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Energización Urrá 1-Cerro 500 kV Transf. S Carlos 500/230kV (450MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (75,+175) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (75,+175) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)
1997	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA)	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) S/E Dorada, 4 N
1998	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV (-60) S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV (-60) S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV (-60) S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV (-60) S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)
1999	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternera 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternera 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC
2000	San Carlos-Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos-Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA) Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternera 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)	Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternera 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternera, T 500/230 kV (450 MVA)
2001	Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA) Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	San Carlos - Barranca, IC Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA) San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Barranca, IC Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA) San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá, T 500/230 kV (450 MVA)
2002	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Ussé, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Ussé, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Ussé, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Ussé, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio
UPI (2) 1000 US\$	114997 148133 (3)	113879 145692 (3)	111996 144758 (3)	112121 144919 (3)

(1) Toda línea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las S/E citadas corresponden a ampliaciones independientes de líneas. Otras especificaciones: Líneas a 500 kV son de circuito sencillo; el número de circuitos de una línea (N/C); Compensación shunt al signo + indica capacitivo y el - inductivo; T: transformación 500/230 kV adecuada.
(2) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Eficiencia. (Ítala de descuento 12%).
(3) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Mercado. (Ítala de descuento 12%).

CUADRO No. 22
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE REFERENCIA
LINEAS DE REFUERZO
1994 - 2002 (1)

AÑO	ALTERNATIVA 9 (R T 3 5)	ALTERNATIVA 10 (R S 8)	ALTERNATIVA 11 (R S 6)	ALTERNATIVA 12 (R S 2)
1994	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternerá (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternerá (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternerá (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternerá (60)
1995	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Llanón (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA)
1996	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (-25,+150) Compensación Palos (15) Transf. Urrá 1 500/230 kV (150MVA) Energización Urrá 1-Cerro 500 kV Transf. S. Carlos 500/230kV (450MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (-25,+150) Compensación Palos (15) S/E Boradá, 2 M Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (-25,+150) Compensación Palos (15) S/E Boradá, 4 M Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (-25,+150) Compensación Palos (15) S/E Boradá, 4 M Compensación Bogotá (100)
1997	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) S/E Boradá 2 M	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA)	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA)
1998	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Compensación Bogotá (100)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, T 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Comp. serie Chind-S/larga. (402)
1999	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternerá 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternerá, T 500/230 kV (450 MVA)	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC	Fundación - Valledupar, IC Chivor - Paipa, IC	Fundación - Valledupar, IC
2000		San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternerá 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternerá, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternerá 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternerá, T 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Urrá 1 - Chind 500 kV Chind - Ternerá 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternerá, T 500/230 kV (450 MVA)
2001	San Carlos - Barranca, IC San Carlos Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá 500kV (-60), T 500/230kV (450 MVA) Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	San Carlos - Barranca, IC Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	San Carlos - Barranca, IC Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	San Carlos - Barranca, IC Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)
2002	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usmé, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usmé, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usmé, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Usmé, T 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, T 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio
VP1 (2)	117545	114902	109150	108125
1000 US\$	151812 (3)	148441 (3)	148537 (3)	138986 (3)

(1) Toda línea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las S/E citadas corresponden a aplicaciones independientes de líneas. Otras especificaciones: Líneas a 500 kV son de circuito sencillo. El número de circuitos de una línea (NCH) compensación shunt el signo + indica capacitivo y el - inductivo; T, transformación 500/230 kV adecuada.
(2) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Eficiencia. (Tasa de descuento 12%).
(3) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Mercado. (Tasa de descuento 12%).

SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE REFERENCIA
LÍNEAS DE REFUERZO
1994 - 2002 (11)

AÑO	ALTERNATIVA 13 (R T O 7)	ALTERNATIVA 14 (R T O 8)	ALTERNATIVA 15 (R T S O)
1994	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Popayán (50) Compensación Ternera (60)
1995	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Lirón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Lirón (15)	Compensación B/quilla (40) Compensación Cúcuta (25) Compensación Caño Lirón (15)
1996	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (75,+150) Compensación Palos (15) S/E Dorada, 2 M Transf. Urrá I 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (75,+150) Compensación Palos (15) Transf. Urrá I 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)	S/E Cali 230 kV (-25,+175) Compensación Chind (75,+150) Compensación Palos (15) Transf. Urrá I 500/230 kV (150MVA) Compensación Bogotá (100)
1997	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) S/E Dorada 2 M	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA) S/E Dorada, 4 M	Barranca - Palos, IC Sabanalarga - Soledad, IC Transf. Chind 500/115 kV (150 MVA)
1998	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), I 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, I 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Compensación Bogotá (100) Comp. serie Chind-S/larga. (40%)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), I 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, I 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Compensación Bogotá (150) Comp. serie Chind-S/larga. (40%)	San Carlos - Cartago 500 kV Cartago - Cali 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Cartago 500kV (-60), I 500/230kV (450 MVA) S/E Cali, I 500/230 kV (450 MVA) Transf. S/larga. 500/220kV (450MVA) Compensación Bogotá (150) Comp. serie Chind-S/larga. (40%)
1999	Fundación - Valledupar, IC	Fundación - Valledupar, IC	Fundación - Valledupar, IC
2000	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá 500kV (-60), I 500/230kV (450 MVA) Urrá I - Chind 500 kV Chind - Ternera 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternera, I 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá 500kV (-60), I 500/230kV (450 MVA) Urrá I - Chind 500 kV Chind - Ternera 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternera, I 500/230 kV (450 MVA)	San Carlos - Bogotá 500 kV S/E San Carlos 500 kV (-60) S/E Bogotá 500kV (-60), I 500/230kV (450 MVA) Urrá I - Chind 500 kV Chind - Ternera 500 kV S/E Chind 500 kV (-60) S/E Ternera, I 500/230 kV (450 MVA)
2001	Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)	Trans. Cali 500/220 kV (450 MVA)
2002	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, I 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, I 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, I 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, I 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, I 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, I 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio	Bogotá - Guasca 500 kV S/E Guasca, I 500/230 kV (450 MVA) S/E Usme, I 500/230 kV (450 MVA) S/E Villavicencio, I 500/230 kV (225 MVA) Energización a 500 kV conexión Guavio
VPI (2)	107841	106655	107213
1000 US\$	138675 (3)	136808 (3)	137826

(1) Toda línea sin especificaciones es de doble circuito a 230 kV. Las S/E citadas corresponden a ampliaciones independientes de líneas.

Otras especificaciones: Líneas a 500 kV son de circuito sencillo; el número de circuitos de una línea; (MVAR): compensación shunt el signo + indica capacitivo y el - inductivo; I: transformación 500/230 kV adecuada.

(2) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Eficiencia. (tasa de descuento 12%).

(3) Valor presente a Diciembre de 1987. A Precios de Mercado. (tasa de descuento 12%).

CUADRO No. 24
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMBOLOSOS - LINEAS DE REFUERZO
A PRECIOS DE EFICIENCIA
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 1 (RT26)				COSTO ALTERNATIVA 2 (RT06)				COSTO ALTERNATIVA 3 (RT04)				COSTO ALTERNATIVA 4 (RS03)			
Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos			
Año	ML	ME	Total	Año	ML	ME	Total	Año	ML	ME	Total	Año	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	201.4	0.0	201.4	1991	201.4	0.0	201.4	1991	201.4	0.0	201.4	1991	201.4	0.0	201.4
1992	232.5	1163.4	1395.9	1992	232.5	1163.4	1395.9	1992	232.5	1163.4	1395.9	1992	232.5	1163.4	1395.9
1993	5638.5	11299.3	16937.8	1993	5622.8	11299.3	16922.1	1993	5622.8	11299.3	16922.1	1993	5622.8	11299.3	16922.1
1994	2697.3	5744.7	8442.0	1994	2697.3	5744.7	8442.0	1994	2697.3	5744.7	8442.0	1994	2697.3	5744.7	8442.0
1995	5835.3	12400.6	18235.9	1995	6647.6	11625.3	18272.9	1995	6647.6	11625.3	18272.9	1995	6647.6	11625.3	18272.9
1996	7014.6	14806.1	21820.7	1996	12080.6	15663.7	27744.3	1996	11876.3	15663.7	27540.0	1996	9336.6	10383.6	19720.2
1997	11719.4	14806.1	26525.5	1997	15359.3	16348.5	31707.8	1997	14221.2	16050.4	30271.6	1997	13515.4	14391.1	27906.5
1998	14212.2	13963.0	28175.2	1998	13786.1	16215.9	30002.0	1998	8542.1	15557.7	23119.8	1998	8562.1	14557.7	23119.8
1999	13539.3	15635.7	29175.0	1999	48949.9	93366.3	142316.2	1999	48395.4	92631.5	137226.9	1999	44595.4	92631.5	137226.9
2000	34246.4	23329.1	57575.5	2000	34246.4	23329.1	57575.5	2000	26963.7	20255.0	47218.8	2000	26963.7	20255.0	47218.8
2001	15742.4	25196.9	40939.2	2001	15742.4	25196.9	40939.2	2001	11788.2	24819.6	36607.8	2001	11788.2	24819.6	36607.8
2002	3724.8	5838.7	9563.5	2002	3724.8	5838.7	9563.5	2002	3724.8	5838.7	9563.5	2002	3724.8	5838.7	9563.5
Año de Referencia : 1987				Año de Referencia : 1987				Año de Referencia : 1987				Año de Referencia : 1987			
VPN Refuerzos : 107845.4				VPN Refuerzos : 109149.9				VPN Refuerzos : 102298.4				VPN Refuerzos : 103037.7			
Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0			

CUADRO No. 25
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE REFUERZO - LINEAS DE REFUERZO
A PRECIOS DE EFICIENCIA
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 5 (RT25)				COSTO ALTERNATIVA 6 (RT36)				COSTO ALTERNATIVA 7 (RT27)				COSTO ALTERNATIVA 8 (RT29)			
Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	201.4	0.0	201.4	1991	201.4	0.0	201.4	1991	201.4	0.0	201.4	1991	201.4	0.0	201.4
1992	232.5	1163.4	1395.9	1992	232.5	1163.4	1395.9	1992	232.5	1163.4	1395.9	1992	232.5	1163.4	1395.9
1993	5803.9	11299.3	17103.1	1993	5803.9	11299.3	17103.1	1993	5708.8	11299.3	17008.1	1993	5708.8	11299.3	17008.1
1994	2891.5	6790.9	9682.5	1994	2891.5	6790.9	9682.5	1994	2656.2	6241.8	8998.0	1994	2687.6	6241.8	8929.4
1995	12551.8	21700.4	34252.2	1995	12551.8	21700.4	34252.2	1995	9996.1	15641.3	25637.3	1995	10027.4	15822.4	25849.9
1996	14896.4	22279.6	37176.0	1996	14896.4	22279.6	37176.0	1996	9794.7	13929.4	23724.1	1996	10638.0	15661.2	26299.1
1997	27561.3	51349.0	78910.3	1997	26980.5	51349.0	78329.5	1997	30861.9	53957.0	84818.9	1997	30479.8	54423.9	84903.7
1998	36040.6	43056.4	79117.0	1998	36334.4	40992.0	77326.4	1998	24333.7	18164.1	42497.7	1998	24607.4	16099.7	40707.1
1999	23564.5	26125.4	49690.0	1999	14802.6	7877.9	22680.4	1999	30392.8	51713.1	82105.9	1999	21630.8	33463.5	55096.4
2000	7274.2	8647.1	15921.3	2000	10849.9	25611.9	36461.9	2000	22823.5	15370.4	38193.9	2000	26401.3	32335.3	58936.6
2001	11788.2	24819.6	36607.8	2001	17281.4	28166.6	45448.0	2001	15742.4	25196.9	40939.2	2001	21235.6	28543.9	49779.5
2002	3774.8	5838.7	9563.6	2002	3724.8	5838.7	9563.6	2002	3724.8	5838.7	9563.6	2002	3724.8	5838.7	9563.6
Ano de Referencia	1	1987		Ano de Referencia	1	1987		Ano de Referencia	1	1987		Ano de Referencia	1	1987	
VPN Refuerzos	1	114996.9		VPN Refuerzos	1	113878.8		VPN Refuerzos	1	111996.1		VPN Refuerzos	1	112120.9	
Tasa de descuento	1	12.0		Tasa de descuento	1	12.0		Tasa de descuento	1	12.0		Tasa de descuento	1	12.0	

CUADRO No. 26
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
EJECUTIVO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMPEÑOS - LINEAS DE REFUERZO
A PRECIOS DE EFICIENCIA
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 9 (RT35)				COSTO ALTERNATIVA 10 (RS88)				COSTO ALTERNATIVA 11 (RS06)				COSTO ALTERNATIVA 12 (RS02)			
Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	201.4	0.0	201.4	1991	201.4	0.0	201.4	1991	201.4	0.0	201.4	1991	201.4	0.0	201.4
1992	232.5	1163.4	1395.9	1992	232.5	1163.4	1395.9	1992	232.5	1163.4	1395.9	1992	271.8	1163.4	1435.2
1993	5803.9	11299.3	17103.1	1993	5724.5	11526.3	17250.8	1993	5622.8	11299.3	16922.1	1993	5740.2	11526.3	17266.5
1994	2891.5	6790.9	9682.5	1994	3704.9	8275.3	11980.2	1994	2697.3	5741.7	8439.0	1994	3704.9	8365.9	12070.8
1995	12551.8	21700.4	34252.2	1995	9664.6	15012.8	24677.4	1995	6647.6	11623.3	18270.9	1995	10070.5	15788.1	25858.6
1996	14896.4	22279.6	37176.0	1996	10105.7	14668.9	24774.6	1996	12080.6	15663.7	27744.3	1996	9579.1	14036.4	23615.5
1997	26980.5	51349.0	78329.5	1997	32009.1	56342.4	88351.5	1997	15359.3	16348.5	31707.8	1997	30771.7	55810.9	86582.6
1998	36637.7	40992.0	77629.7	1998	24580.5	18744.3	43324.8	1998	13786.1	16213.9	30000.0	1998	19356.4	17086.1	36442.5
1999	16529.9	8284.9	24814.8	1999	30392.8	51713.1	82105.9	1999	48949.9	93366.1	142316.0	1999	26038.4	50778.2	77016.6
2000	18132.6	27686.0	45818.7	2000	22825.5	15570.4	38395.9	2000	34246.4	23329.1	57575.5	2000	15542.9	13496.3	29039.2
2001	21235.6	28543.9	49779.5	2001	15742.4	23196.9	40939.2	2001	15742.4	25196.9	40939.2	2001	11788.2	24819.6	36607.8
2002	3724.8	5838.7	9563.6	2002	3724.8	5838.7	9563.6	2002	3724.8	5838.7	9563.6	2002	3724.8	5838.7	9563.6
Ano de Referencia : 1987				Ano de Referencia : 1987				Ano de Referencia : 1987				Ano de Referencia : 1987			
VPN Refuerzos : 117544.5				VPN Refuerzos : 114901.9				VPN Refuerzos : 109149.9				VPN Refuerzos : 108125.0			
Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0			

CUADRO No. 27
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMBOLOSOS - LINEAS DE REFUERZO
A PRECIOS DE EFICIENCIA
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 13 (RT07)				COSTO ALTERNATIVA 14 (RT08)				COSTO ALTERNATIVA 15 (RT50)			
Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	201.4	0.0	201.4	1991	201.4	0.0	201.4	1991	201.4	0.0	201.4
1992	232.5	1163.4	1395.9	1992	232.5	1163.4	1395.9	1992	232.5	1163.4	1395.9
1993	5724.5	11299.3	17023.8	1993	5708.8	11299.3	17008.1	1993	5708.8	11299.3	17008.1
1994	2687.6	6352.4	9040.0	1994	2687.6	6241.8	8929.4	1994	2656.2	6241.8	8898.0
1995	10472.3	16597.7	27070.1	1995	10027.4	15822.4	25849.9	1995	10054.5	15641.3	25695.8
1996	10150.3	15253.9	25404.2	1996	10433.6	15661.2	26094.8	1996	9648.9	14267.2	23916.0
1997	30871.0	56044.3	86915.3	1997	29922.5	54125.8	84048.2	1997	31295.6	56886.9	88182.5
1998	19356.4	17086.1	36442.5	1998	19109.6	16505.9	35615.5	1998	19479.8	17376.2	36856.1
1999	26038.4	50978.2	77016.6	1999	26050.3	50978.2	77028.5	1999	26038.4	50978.2	77016.6
2000	15542.9	13496.3	29039.2	2000	15554.7	13564.9	29119.7	2000	15542.9	13496.3	29039.2
2001	11788.2	24819.6	36607.8	2001	12107.6	25475.6	37583.3	2001	11788.2	24819.6	36607.8
2002	3724.8	5838.7	9563.5	2002	3800.1	6013.6	9813.7	2002	3724.8	5838.7	9563.5
Ano de Referencia : 1987				Ano de Referencia : 1987				Ano de Referencia : 1987			
VPN Refuerzos : 107841.1				VPN Refuerzos : 106654.7				VPN Refuerzos : 107213.2			
Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0			

CUADRO No. 28
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMBOLOSOS - LINEAS DE CONEXION
A PRECIOS DE EFICIENCIA
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 1 (RT26)				COSTO ALTERNATIVA 2 (RT06)				COSTO ALTERNATIVA 3 (RT04)				COSTO ALTERNATIVA 4 (RS03)			
Conexion				Conexion				Conexion				Conexion			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	51.1	0.0	51.1	1991	0.0	0.0	0.0	1991	62.9	0.0	62.9	1991	0.0	0.0	0.0
1992	226.3	129.5	355.8	1992	62.9	0.0	62.9	1992	296.5	142.5	439.0	1992	239.0	0.0	239.0
1993	1611.7	1014.6	2626.3	1993	684.9	142.5	827.4	1993	1935.7	1044.1	2999.8	1993	320.5	838.7	1159.1
1994	2545.0	998.3	3543.3	1994	2664.1	2213.8	4877.8	1994	1848.5	1406.7	3255.2	1994	4825.2	8696.0	13521.2
1995	9002.9	6507.0	15509.8	1995	9332.3	11396.2	20728.5	1995	8635.1	11139.1	19774.2	1995	8202.6	5084.6	13287.2
1996	10189.4	11836.5	22026.0	1996	11020.4	7216.9	18237.3	1996	11531.5	7416.8	18948.3	1996	8604.8	5335.4	13940.3
1997	7606.2	5147.7	12753.9	1997	6083.0	3526.0	9609.0	1997	9709.1	6091.8	15800.8	1997	9188.7	5842.6	15031.3
1998	5126.1	3906.0	9032.1	1998	4394.3	8043.2	12437.5	1998	16064.2	7600.7	23664.8	1998	16064.2	7600.7	23664.8
1999	10993.1	13648.6	24641.7	1999	10993.1	13648.6	24641.7	1999	17179.8	14291.7	31471.5	1999	17179.8	14291.7	31471.5
2000	18355.1	27236.8	45591.9	2000	18355.1	27236.8	45591.9	2000	18355.1	27236.8	45591.9	2000	18355.1	27236.8	45591.9
2001	8584.8	4058.5	12643.3	2001	8584.8	4058.5	12643.3	2001	8584.8	4058.5	12643.3	2001	8584.8	4058.5	12643.3
2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0
Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987		
VPN Conexiones	43438.1			VPN Conexiones	42376.3			VPN Conexiones	51104.8			VPN Conexiones	49988.9		
Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0		

CUADRO No. 29
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMBOLOSOS - LINEAS DE CONEXION
A PRECIOS DE EFICIENCIA
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 5 (RT25)				COSTO ALTERNATIVA 6 (RT36)				COSTO ALTERNATIVA 7 (RT27)				COSTO ALTERNATIVA 8 (RT29)			
Año	Conexión			Año	Conexión			Año	Conexión			Año	Conexión		
	ML	ME	Total		ML	ME	Total		ML	ME	Total		ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0
1992	221.0	0.0	221.0	1992	114.0	0.0	114.0	1992	221.0	0.0	221.0	1992	221.0	0.0	221.0
1993	1363.0	316.4	1679.5	1993	648.5	272.0	920.6	1993	1476.3	316.4	1792.8	1993	1476.3	316.4	1792.8
1994	5945.0	2086.5	8031.5	1994	3439.7	2437.0	5876.7	1994	5679.7	2566.9	8246.6	1994	5701.8	2566.9	8268.6
1995	6596.8	3533.4	10130.2	1995	5209.8	3705.5	8915.3	1995	7648.3	9223.6	16871.9	1995	7779.5	9247.9	17027.4
1996	4811.1	3150.5	7961.6	1996	5751.9	3324.4	9076.4	1996	8502.9	6671.4	15174.3	1996	9028.7	6764.0	15792.7
1997	5611.2	4713.0	10324.2	1997	9382.3	5377.1	14759.5	1997	5474.9	4220.8	9695.7	1997	5714.6	4231.8	9946.4
1998	13952.7	12156.3	26109.0	1998	16071.5	12235.4	28306.9	1998	3142.2	2004.0	5146.2	1998	2965.6	1795.9	4761.5
1999	17482.0	10665.6	28147.7	1999	17482.0	10665.6	28147.7	1999	10774.0	13133.6	23907.7	1999	9348.5	11299.4	20647.8
2000	21004.1	25680.9	46685.0	2000	21004.1	25680.9	46685.0	2000	18355.1	27236.8	45591.9	2000	17829.3	26757.7	44587.0
2001	8584.8	4058.5	12643.3	2001	8584.8	4058.5	12643.3	2001	8584.8	4058.5	12643.3	2001	8584.8	4058.5	12643.3
2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0
Año de Referencia : 1987				Año de Referencia : 1987				Año de Referencia : 1987				Año de Referencia : 1987			
VPN Conexiones : 42912.5				VPN Conexiones : 43463.7				VPN Conexiones : 40823.6				VPN Conexiones : 40022.4			
Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0			

CUADRO No. 30
SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMBOLOSOS - LINEAS DE CONEXIÓN
A PRECIOS DE EFICIENCIA
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 9 (R135)				COSTO ALTERNATIVA 10 (R588)				COSTO ALTERNATIVA 11 (R506)				COSTO ALTERNATIVA 12 (R502)			
Refuerzos				Conexión				Conexión				Conexión			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0
1992	221.0	0.0	221.0	1992	239.0	0.0	239.0	1992	239.0	0.0	239.0	1992	239.0	0.0	239.0
1993	1363.0	316.4	1679.5	1993	320.5	838.7	1159.1	1993	383.3	838.7	1221.9	1993	383.3	838.7	1221.9
1994	5945.0	2086.5	8031.5	1994	4675.8	886.0	13371.8	1994	4943.0	8911.8	13854.7	1994	4943.0	8911.8	13854.7
1995	6596.8	3533.4	10130.2	1995	7428.7	4773.6	12202.3	1995	9240.6	6691.0	15931.6	1995	9751.7	6691.0	16442.7
1996	4811.1	3150.5	7961.6	1996	4089.9	3152.6	7242.5	1996	5772.8	3526.0	9298.9	1996	8440.7	4381.6	12822.3
1997	5151.1	4713.0	9864.2	1997	3851.8	5705.9	9557.7	1997	2872.4	2559.5	5431.9	1997	14956.7	7763.7	22720.4
1998	11448.3	11430.3	22878.6	1998	5752.1	4476.4	10228.5	1998	3957.8	2811.0	6768.8	1998	8816.2	2904.9	11721.2
1999	6367.2	6333.4	12700.6	1999	42047.0	13640.6	25687.6	1999	11505.8	13390.7	24896.5	1999	10774.0	13133.6	23907.7
2000	15172.0	24774.0	39946.1	2000	18355.1	27236.8	45591.9	2000	18355.1	27236.8	45591.9	2000	18355.1	27236.8	45591.9
2001	8584.8	4058.5	12643.3	2001	8584.8	4058.5	12643.3	2001	8584.8	4058.5	12643.3	2001	8584.8	4058.5	12643.3
2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0
Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987		
VPN Conexiones	36326.4			VPN Conexiones	39958.3			VPN Conexiones	39930.3			VPN Conexiones	48143.7		
Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0		

CUADRO No. 31
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMBOLOSOS - LINEAS DE CONEXION
A PRECIOS DE EFICIENCIA
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 13 (RT07)				COSTO ALTERNATIVA 14 (RT08)				COSTO ALTERNATIVA 15 (RT50)			
Conexion				Conexion				Conexion			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	0.0	0.0	0.0	1991	51.1	0.0	51.1	1991	0.0	0.0	0.0
1992	62.9	0.0	62.9	1992	289.2	129.5	418.7	1992	51.1	0.0	51.1
1993	732.0	142.5	874.5	1993	1801.4	1157.1	2958.5	1993	591.0	129.5	720.5
1994	2781.8	2338.9	5120.7	1994	2504.3	2153.9	4658.2	1994	2016.4	2211.5	4227.9
1995	9998.6	12227.2	22225.9	1995	5709.4	9168.8	14878.2	1995	7934.0	11708.3	19642.3
1996	9470.3	6239.8	15710.1	1996	9751.7	6890.8	16642.6	1996	6928.8	4340.6	11269.4
1997	5926.5	3755.2	9681.7	1997	9709.1	6091.8	15800.8	1997	6148.2	3272.6	9420.8
1998	14791.2	7093.7	21884.9	1998	18064.2	7600.7	23664.8	1998	15294.1	9698.6	24992.7
1999	17179.8	14291.7	31471.5	1999	17179.8	14291.7	31471.5	1999	30433.7	36209.6	66643.3
2000	18355.1	27236.8	45591.9	2000	18355.1	27236.8	45591.9	2000	12341.6	6772.5	19114.0
2001	8584.8	4058.5	12643.3	2001	8584.8	4058.5	12643.3	2001	0.0	0.0	0.0
2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0
Ano de Referencia : 1997				Ano de Referencia : 1997				Ano de Referencia : 1997			
VPN Conexiones : 47959.1				VPN Conexiones : 48890.6				VPN Conexiones : 46007.7			
Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0			

CUADRO No. 32
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMPEÑOS - LINEAS DE REFUERZO
A PRECIOS DE MERCADO
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 1 (RT26)				COSTO ALTERNATIVA 2 (RT06)				COSTO ALTERNATIVA 3 (RT04)				COSTO ALTERNATIVA 4 (RS03)			
Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	282.1	0.0	282.1	1991	282.1	0.0	282.1	1991	282.1	0.0	282.1	1991	282.1	0.0	282.1
1992	325.3	1410.7	1736.0	1992	325.3	1410.7	1736.0	1992	325.3	1410.7	1736.0	1992	380.7	1410.7	1791.4
1993	7648.7	13758.7	21407.3	1993	7626.2	13758.7	21384.9	1993	7626.2	13758.7	21384.9	1993	7781.7	14035.5	21817.1
1994	3650.7	7090.8	10741.5	1994	3650.7	6978.6	10629.3	1994	3650.7	6978.6	10629.3	1994	5034.9	10136.4	15171.3
1995	9637.0	15002.1	24639.0	1995	9130.0	14037.2	23167.1	1995	9130.0	14037.2	23167.1	1995	11908.1	18782.3	30690.4
1996	16476.9	17829.0	34306.0	1996	16979.7	18884.4	35864.2	1996	16677.8	18884.4	35562.3	1996	13237.3	12725.0	25962.3
1997	20632.7	16794.9	37427.6	1997	22171.3	19678.6	41849.9	1997	20498.7	19366.8	39865.5	1997	19566.2	17346.3	36912.5
1998	19994.5	17125.5	37119.9	1998	20318.5	17827.5	38145.9	1998	12685.7	15978.5	28664.1	1998	12685.7	15978.5	28664.1
1999	80133.4	97780.0	177913.4	1999	80133.4	97780.0	177913.4	1999	73746.8	96978.6	170725.4	1999	73746.8	96978.6	170725.4
2000	56784.5	24853.2	81637.7	2000	56784.5	24853.2	81637.7	2000	46134.9	22598.9	68733.8	2000	46134.9	22598.9	68733.8
2001	22783.0	29941.3	52724.3	2001	22783.0	29941.3	52724.3	2001	16986.1	29507.5	46493.6	2001	16986.1	29507.5	46493.6
2002	5658.9	7091.8	12750.6	2002	5658.9	7091.8	12750.6	2002	5658.9	7091.8	12750.6	2002	5658.9	7091.8	12750.6
Ano de Referencia : 1987				Ano de Referencia : 1987				Ano de Referencia : 1987				Ano de Referencia : 1987			
VPN Refuerzos : 139406.2				VPN Refuerzos : 141030.3				VPN Refuerzos : 131479.6				VPN Refuerzos : 132410.5			
Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0			

CUADRO No. 33
SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMPEÑOS - LÍNEAS DE REFUERZO
A PRECIOS DE MERCADO
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 5 (RT25)				COSTO ALTERNATIVA 6 (RT36)				COSTO ALTERNATIVA 7 (RT27)				COSTO ALTERNATIVA 8 (RT29)			
Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	282.1	0.0	282.1	1991	282.1	0.0	282.1	1991	282.1	0.0	282.1	1991	282.1	0.0	282.1
1992	325.3	1410.7	1736.0	1992	325.3	1410.7	1736.0	1992	325.3	1410.7	1736.0	1992	325.3	1410.7	1736.0
1993	7879.9	13758.7	21638.6	1993	7879.9	13758.7	21638.6	1993	7745.7	13758.7	21504.4	1993	7745.7	13758.7	21504.4
1994	3920.9	8246.9	12167.9	1994	3920.9	8246.9	12167.9	1994	3592.3	7576.0	11168.3	1994	3637.2	7576.0	11213.2
1995	17508.4	26296.2	43804.6	1995	17508.4	26296.2	43804.6	1995	14019.4	18882.8	32902.2	1995	14064.3	19107.2	33171.5
1996	21233.8	26188.8	47422.6	1996	21233.8	26188.8	47422.6	1996	14110.5	16085.1	30195.6	1996	15277.4	18239.3	33516.7
1997	44125.4	54716.5	98841.9	1997	43153.9	54716.5	97870.4	1997	48683.4	58310.8	106994.2	1997	47981.1	58894.2	106875.4
1998	58594.2	45629.3	104223.5	1998	59123.6	43447.6	102571.1	1998	38707.7	19992.1	58699.8	1998	39147.1	17810.4	56957.5
1999	38569.1	27704.2	66273.3	1999	24026.1	8574.2	32600.2	1999	49135.4	54243.7	103379.1	1999	34592.3	35113.7	69706.0
2000	11777.1	10026.4	22003.5	2000	17548.6	27694.6	45243.2	2000	34979.1	17531.8	52510.9	2000	42550.6	35200.1	77750.7
2001	16986.1	29507.5	46493.6	2001	26489.8	33150.9	59640.8	2001	22783.0	29941.3	52724.3	2001	32286.7	33584.7	65871.4
2002	5658.9	7091.8	12750.6	2002	5658.9	7091.8	12750.6	2002	5658.9	7091.8	12750.6	2002	5658.9	7091.8	12750.6
Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987		
VPN Refuerzos	148132.7			VPN Refuerzos	146692.1			VPN Refuerzos	144758.0			VPN Refuerzos	144918.6		
Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0		

CUADRO No. 34
SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMBOLSOS - LÍNEAS DE REFUERZO
A PRECIOS DE MERCADO
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 9 (R135)				COSTO ALTERNATIVA 10 (R588)				COSTO ALTERNATIVA 11 (R506)				COSTO ALTERNATIVA 12 (R502)			
Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	282.1	0.0	282.1	1991	282.1	0.0	282.1	1991	282.1	0.0	282.1	1991	282.1	0.0	282.1
1992	375.3	1410.7	1786.0	1992	380.7	1410.7	1791.4	1992	380.7	1410.7	1791.4	1992	380.7	1410.7	1791.4
1993	7879.9	13758.7	21638.6	1993	7768.2	14035.5	21803.6	1993	7790.6	14035.5	21826.1	1993	7790.6	14035.5	21826.1
1994	3920.9	8246.9	12167.9	1994	5021.4	10068.9	15090.3	1994	5021.4	10181.1	15202.5	1994	5021.4	10181.1	15202.5
1995	17508.4	26296.2	43804.6	1995	13571.9	18134.3	31706.3	1995	14132.9	19099.3	33232.2	1995	14132.9	19099.3	33232.2
1996	21233.8	26188.8	47422.6	1996	14530.4	17004.2	31534.6	1996	14101.6	16218.8	30320.4	1996	13799.7	16218.8	30018.5
1997	43153.9	54716.5	97870.4	1997	50222.0	61194.5	111416.5	1997	50087.4	60902.8	110990.2	1997	48414.8	60591.0	109005.7
1998	59572.2	43447.6	103019.8	1998	39031.7	20694.1	59725.8	1998	39031.7	20694.1	59725.8	1998	31398.9	18845.1	50244.0
1999	26565.0	8990.8	35555.8	1999	49135.4	54243.7	103379.1	1999	49135.4	54243.7	103379.1	1999	42748.8	53442.2	96191.0
2000	28198.2	29948.8	58147.1	2000	36979.1	17531.8	54510.9	2000	36979.1	17531.8	54510.9	2000	26379.4	15277.6	41607.1
2001	32296.7	33584.7	65881.4	2001	22783.0	29941.3	52724.3	2001	22783.0	29941.3	52724.3	2001	16986.1	29507.5	46493.6
2002	5658.9	7091.8	12750.6	2002	5658.9	7091.8	12750.6	2002	5658.9	7091.8	12750.6	2002	5658.9	7091.8	12750.6
Ano de Referencia	1	1987		Ano de Referencia	1	1987		Ano de Referencia	1	1987		Ano de Referencia	1	1987	
VPN Refuerzos	1	151811.9		VPN Refuerzos	1	148441.0		VPN Refuerzos	1	148537.0		VPN Refuerzos	1	138986.3	
Tasa de descuento	1	12.0		Tasa de descuento	1	12.0		Tasa de descuento	1	12.0		Tasa de descuento	1	12.0	

CUADRO No. 35
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMPEÑOS - LINEAS DE REFUERZO
A PRECIOS DE MERCADO
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 13 (RT07)				COSTO ALTERNATIVA 14 (RT08)				COSTO ALTERNATIVA 15 (RT50)			
Refuerzos				Refuerzos				Refuerzos			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	282.1	0.0	282.1	1991	282.1	0.0	282.1	1991	395.0	0.0	395.0
1992	325.3	1410.7	1736.0	1992	325.3	1410.7	1736.0	1992	455.3	1128.6	1584.0
1993	7768.2	13758.7	21526.8	1993	7745.7	13758.7	21504.4	1993	10702.9	11035.1	21738.1
1994	3637.2	7688.2	11325.4	1994	3637.2	7576.0	11213.2	1994	4854.6	6093.3	10947.9
1995	14679.3	20072.2	34751.4	1995	14064.3	19107.2	33171.5	1995	18111.1	15191.9	33303.0
1996	14580.7	17723.9	32304.6	1996	14975.5	18239.3	33214.8	1996	15945.8	14048.3	29994.2
1997	48549.4	60882.7	109432.1	1997	47280.0	58582.4	105862.4	1997	55415.1	55920.5	111335.6
1998	31398.9	18845.1	50244.0	1998	31074.9	18143.1	49218.0	1998	33316.4	17170.9	50487.3
1999	42748.8	53442.2	96191.0	1999	42748.8	53442.2	96191.0	1999	46116.4	50352.4	96468.8
2000	26329.4	15277.6	41607.1	2000	26329.4	15277.6	41607.1	2000	27951.7	13321.1	41272.9
2001	16986.1	29507.5	46493.6	2001	16986.1	29507.5	46493.6	2001	22105.2	24574.4	46679.6
2002	5658.9	7091.8	12750.6	2002	5658.9	7091.8	12750.6	2002	6810.1	5840.4	12650.5
Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987		
VPN Refuerzos	138624.7			VPN Refuerzos	136808.4			VPN Refuerzos	137825.6		
Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0		

CUADRO No. 36
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESCUENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMBOLOSOS - LINEAS DE CONEXION
A PRECIOS DE MERCADO
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 1 (RT26)				COSTO ALTERNATIVA 2 (RT06)				COSTO ALTERNATIVA 3 (RT04)				COSTO ALTERNATIVA 4 (RS03)			
Conexion				Conexion				Conexion				Conexion			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	83.9	0.0	83.9	1991	0.0	0.0	0.0	1991	101.3	0.0	101.3	1991	0.0	0.0	0.0
1992	341.1	127.2	468.3	1992	101.3	0.0	101.3	1992	444.3	139.7	584.0	1992	421.6	0.0	421.6
1993	2597.6	1008.8	3606.4	1993	1103.6	139.7	1243.3	1993	3116.5	1057.1	4173.6	1993	552.7	835.4	1388.1
1994	3910.6	984.9	4895.5	1994	4214.5	2196.9	6411.4	1994	2872.5	1398.8	4271.3	1994	8407.0	8606.9	17013.9
1995	14243.6	6462.2	20705.8	1995	15435.1	11289.4	26724.5	1995	14389.1	11030.4	25419.5	1995	13397.0	5045.4	18442.4
1996	16842.7	11750.3	28592.9	1996	17953.1	7178.6	25131.7	1996	18743.1	7376.6	26119.7	1996	13575.0	5310.3	18885.3
1997	12644.0	5122.7	17766.8	1997	9618.9	3521.3	13140.2	1997	15375.0	6062.7	21437.7	1997	14570.4	5811.5	20381.9
1998	8359.8	3883.0	12242.7	1998	7244.5	3624.0	10868.5	1998	24791.6	7528.6	32320.2	1998	24791.6	7528.6	32320.2
1999	18415.0	13521.4	31936.4	1999	18415.0	13521.4	31936.4	1999	27575.3	14165.6	41740.9	1999	27575.3	14165.6	41740.9
2000	31047.2	26947.6	57994.8	2000	31047.2	26947.6	57994.8	2000	31047.2	26947.6	57994.8	2000	31047.2	26947.6	57994.8
2001	14639.0	4024.8	18663.8	2001	14639.0	4024.8	18663.8	2001	14639.0	4024.8	18663.8	2001	14639.0	4024.8	18663.8
2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0
Ano de Referencia	1	1987		Ano de Referencia	1	1987		Ano de Referencia	1	1987		Ano de Referencia	1	1987	
VPN Conexiones	57581.3			VPN Conexiones	56106.3			VPN Conexiones	66145.3			VPN Conexiones	66574.9		
Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0		

CUADRO No. 37
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMBOLOSOS - LINEAS DE CONEXION
A PRECIOS DE MERCADO
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 5 (R125)				COSTO ALTERNATIVA 6 (R136)				COSTO ALTERNATIVA 7 (R127)				COSTO ALTERNATIVA 8 (R129)			
Conexion				Conexion				Conexion				Conexion			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0
1992	335.6	0.0	335.6	1992	185.2	0.0	185.2	1992	335.6	0.0	335.6	1992	335.6	0.0	335.6
1993	2038.4	307.0	2345.4	1993	946.2	266.9	1213.1	1993	2749.2	307.0	3056.2	1993	2249.2	307.0	2556.2
1994	8934.2	2036.6	10970.8	1994	5465.4	2418.4	7883.8	1994	8619.8	2539.5	11159.4	1994	8552.5	2539.5	11092.0
1995	10331.1	3515.0	13846.1	1995	8336.0	3690.0	12026.0	1995	12603.2	9133.4	21736.6	1995	12796.1	9156.7	21952.9
1996	7678.7	3139.3	10818.0	1996	9062.0	3306.7	12368.6	1996	14166.5	6632.2	20798.7	1996	14938.1	6722.4	21660.5
1997	9050.6	4681.1	13731.7	1997	14583.8	5328.1	19911.9	1997	8933.3	4219.4	13152.7	1997	9268.4	4230.2	13498.6
1998	22893.5	12031.4	34924.9	1998	25995.8	12109.5	38105.3	1998	5043.1	1986.1	7029.2	1998	4766.6	1780.8	6547.4
1999	27006.0	10591.9	37597.9	1999	27006.0	10591.9	37597.9	1999	18004.1	13001.7	31005.8	1999	15538.5	11173.9	26712.3
2000	34682.1	25392.7	60074.8	2000	34682.1	25392.7	60074.8	2000	31047.2	26947.6	57994.8	2000	30194.1	26464.3	56658.4
2001	14639.0	4024.8	18663.8	2001	14639.0	4024.8	18663.8	2001	14639.0	4024.8	18663.8	2001	14639.0	4024.8	18663.8
2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0
Ano de Referencia : 1997				Ano de Referencia : 1987				Ano de Referencia : 1987				Ano de Referencia : 1987			
VPN Conexiones : 57543.6				VPN Conexiones : 58226.5				VPN Conexiones : 54136.6				VPN Conexiones : 53114.0			
Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0			

CUADRO No. 38
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
ESQUEMA DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMPEÑOS - LÍNEAS DE CONEXIÓN
A PRECIOS DE MERCADO
1994 - 2002

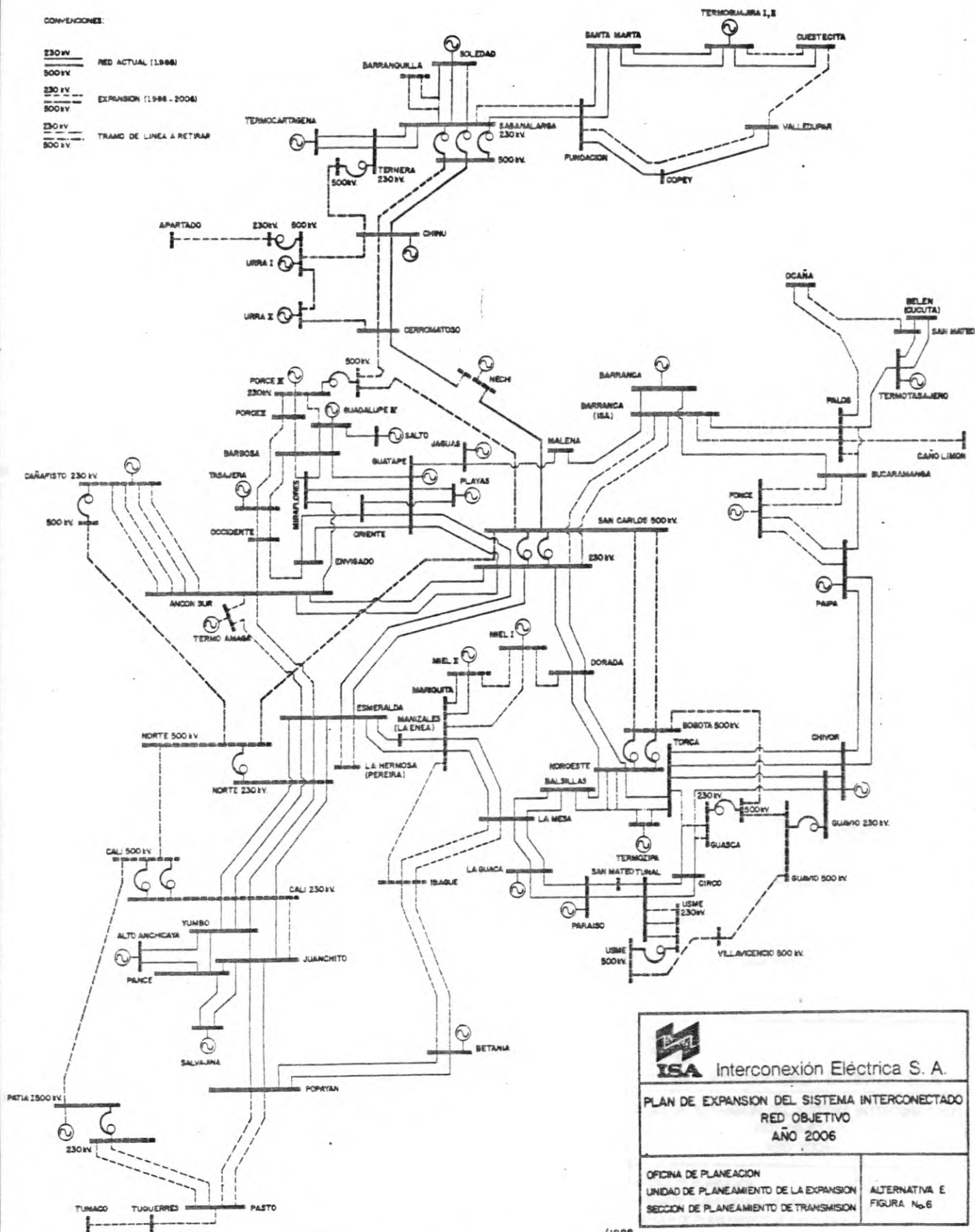
COSTO ALTERNATIVA 9 (RT35)				COSTO ALTERNATIVA 10 (PS98)				COSTO ALTERNATIVA 11 (RS06)				COSTO ALTERNATIVA 12 (RS02)			
Conexión				Conexión				Conexión				Conexión			
Año	ML	ME	Total	Año	ML	ME	Total	Año	ML	ME	Total	Año	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0	1991	0.0	0.0	0.0
1992	335.6	0.0	335.6	1992	421.6	0.0	421.6	1992	421.6	0.0	421.6	1992	421.6	0.0	421.6
1993	2038.4	307.0	2345.4	1993	552.7	835.4	1388.1	1993	662.1	835.4	1497.5	1993	662.1	835.4	1497.5
1994	8954.2	2056.6	11010.8	1994	8169.3	8606.9	16776.3	1994	8579.4	8819.7	17399.1	1994	8579.4	8819.7	17399.1
1995	10331.1	3515.0	13846.1	1995	12252.5	4741.0	16993.5	1995	15257.9	6649.0	21907.0	1995	16047.9	6649.0	22697.0
1996	7678.7	3139.3	10818.0	1996	6561.3	3147.0	9708.3	1996	9078.3	3521.3	12599.7	1996	13025.4	4354.9	17380.3
1997	8344.5	4681.1	13025.6	1997	6823.2	5682.9	12506.1	1997	4813.8	2556.3	7370.1	1997	23282.8	7707.2	30989.9
1998	19176.2	11325.1	30501.2	1998	9408.2	4446.7	13854.8	1998	6385.0	2789.3	9169.3	1998	13498.9	2891.1	16390.1
1999	10137.0	6310.1	16447.1	1999	19254.6	13512.5	32767.1	1999	19119.4	13260.6	32380.0	1999	18004.1	13001.7	31005.8
2000	25974.0	24481.9	50455.9	2000	31047.2	26947.6	57994.8	2000	31047.2	26947.6	57994.8	2000	31047.2	26947.6	57994.8
2001	14639.0	4024.8	18663.8	2001	14639.0	4024.8	18663.8	2001	14639.0	4024.8	18663.8	2001	14639.0	4024.8	18663.8
2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0
Año de Referencia : 1997				Año de Referencia : 1987				Año de Referencia : 1987				Año de Referencia : 1987			
VPN Conexiones : 48418.7				VPN Conexiones : 52605.1				VPN Conexiones : 52689.8				VPN Conexiones : 64060.8			
Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0				Tasa de descuento : 12.0			

CUADRO No. 39
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
REVISION Y ACTUALIZACION PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION
ESCENARIO DE REFERENCIA
PROGRAMA DE DESEMBOLOSOS - LINEAS DE CONEXION
A PRECIOS DE MERCADO
1994 - 2002

COSTO ALTERNATIVA 13 (RT07)				COSTO ALTERNATIVA 14 (RT08)				COSTO ALTERNATIVA 15 (RT50)			
Conexion				Conexion				Conexion			
Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total	Ano	ML	ME	Total
1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0	1988	0.0	0.0	0.0
1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0	1989	0.0	0.0	0.0
1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0	1990	0.0	0.0	0.0
1991	0.0	0.0	0.0	1991	83.9	0.0	83.9	1991	0.0	0.0	0.0
1992	101.3	0.0	101.3	1992	442.5	127.2	569.7	1992	83.9	0.0	83.9
1993	1181.5	139.7	1321.2	1993	2910.3	1148.5	4058.8	1993	973.4	127.2	1100.7
1994	4386.7	2319.9	6706.7	1994	4002.4	2145.6	6148.0	1994	3245.2	2196.7	5441.9
1995	16590.5	12118.8	28709.4	1995	9764.0	9078.6	18842.7	1995	13543.6	11610.6	25154.2
1996	15554.7	6216.0	21770.8	1996	16047.9	6847.0	22895.0	1996	11450.2	4324.6	15774.8
1997	9409.2	3736.9	13146.1	1997	15375.0	6062.7	21437.7	1997	9858.9	3250.1	13109.1
1998	22841.1	7017.8	29858.9	1998	24791.6	7528.6	32320.2	1998	23536.3	9600.3	33136.6
1999	27575.3	14165.6	41740.9	1999	27575.3	14165.6	41740.9	1999	50529.9	35811.9	86341.8
2000	31047.2	26947.6	57994.8	2000	31047.2	26947.6	57994.8	2000	20595.3	6743.6	27338.9
2001	14639.0	4024.8	18663.8	2001	14639.0	4024.8	18663.8	2001	0.0	0.0	0.0
2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0	2002	0.0	0.0	0.0
Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987			Ano de Referencia	1987		
UPM Conexiones	63846.8			UPM Conexiones	65097.7			UPM Conexiones	61088.7		
Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0			Tasa de descuento	12.0		

CONVENCIONES:

230 kV	RED ACTUAL (1988)
500 kV	
230 kV	EXPANSION (1988 - 2006)
500 kV	
230 kV	TRAMO DE LINEA A RETIRAR
500 kV	



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA INTERCONECTADO

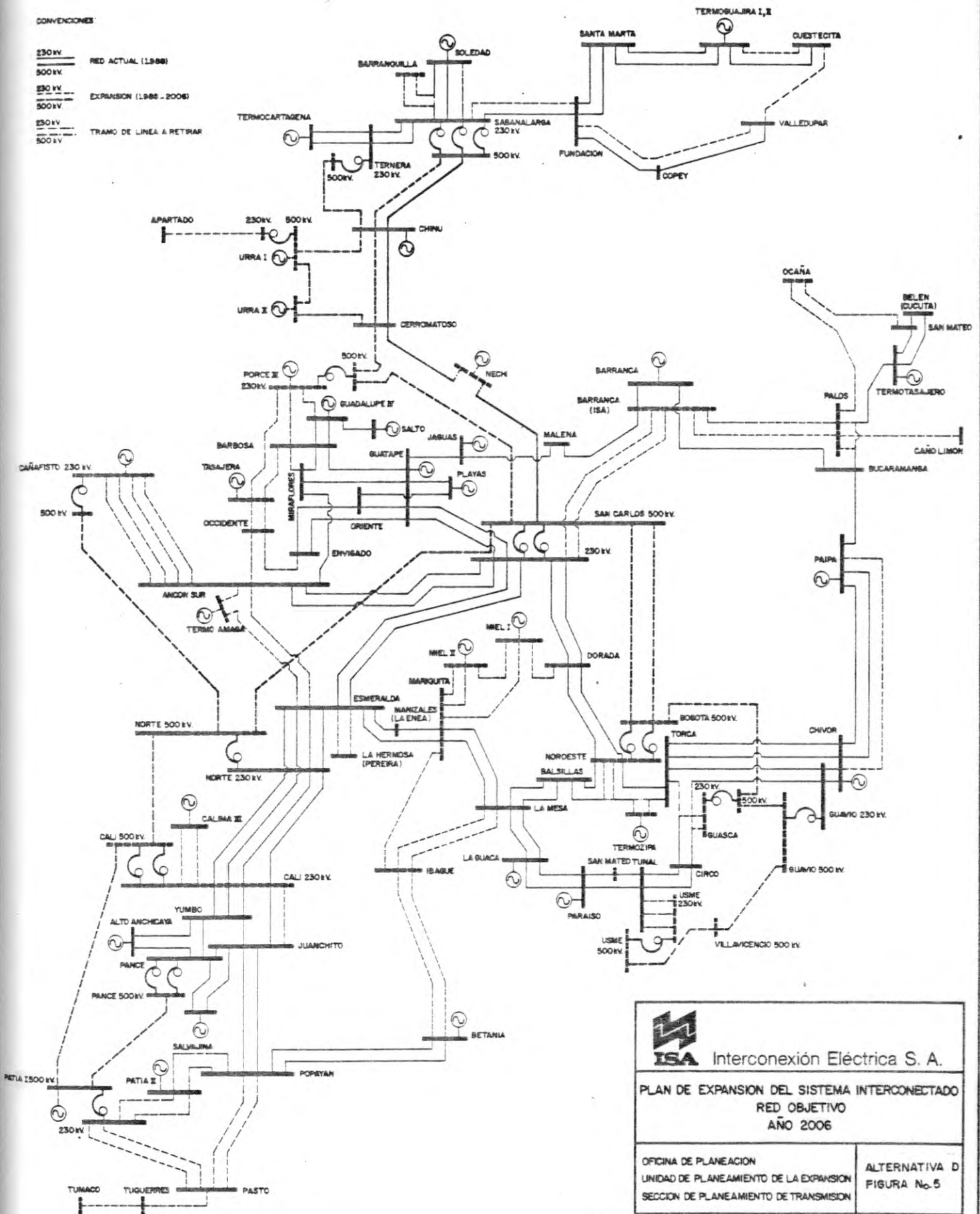
RED OBJETIVO

AÑO 2006

OFICINA DE PLANEACION UNIDAD DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION SECCION DE PLANEAMIENTO DE TRANSMISION	ALTERNATIVA E FIGURA No.6
---	------------------------------

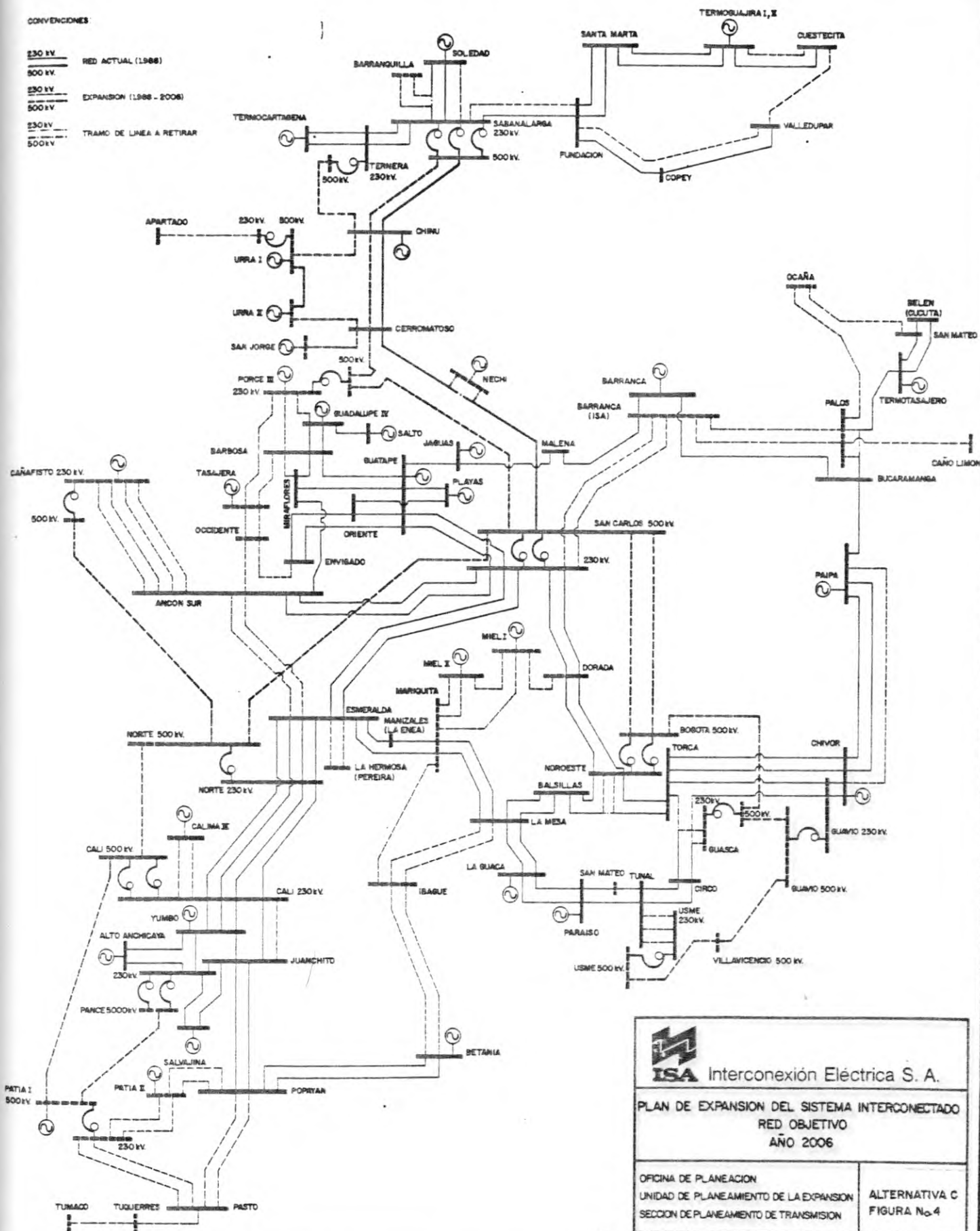
CONVENCIONES

230 kV	RED ACTUAL (1988)
500 kV	
230 kV	EXPANSION (1988 - 2006)
500 kV	
230 kV	TRAMO DE LINEA A RETIRAR
500 kV	



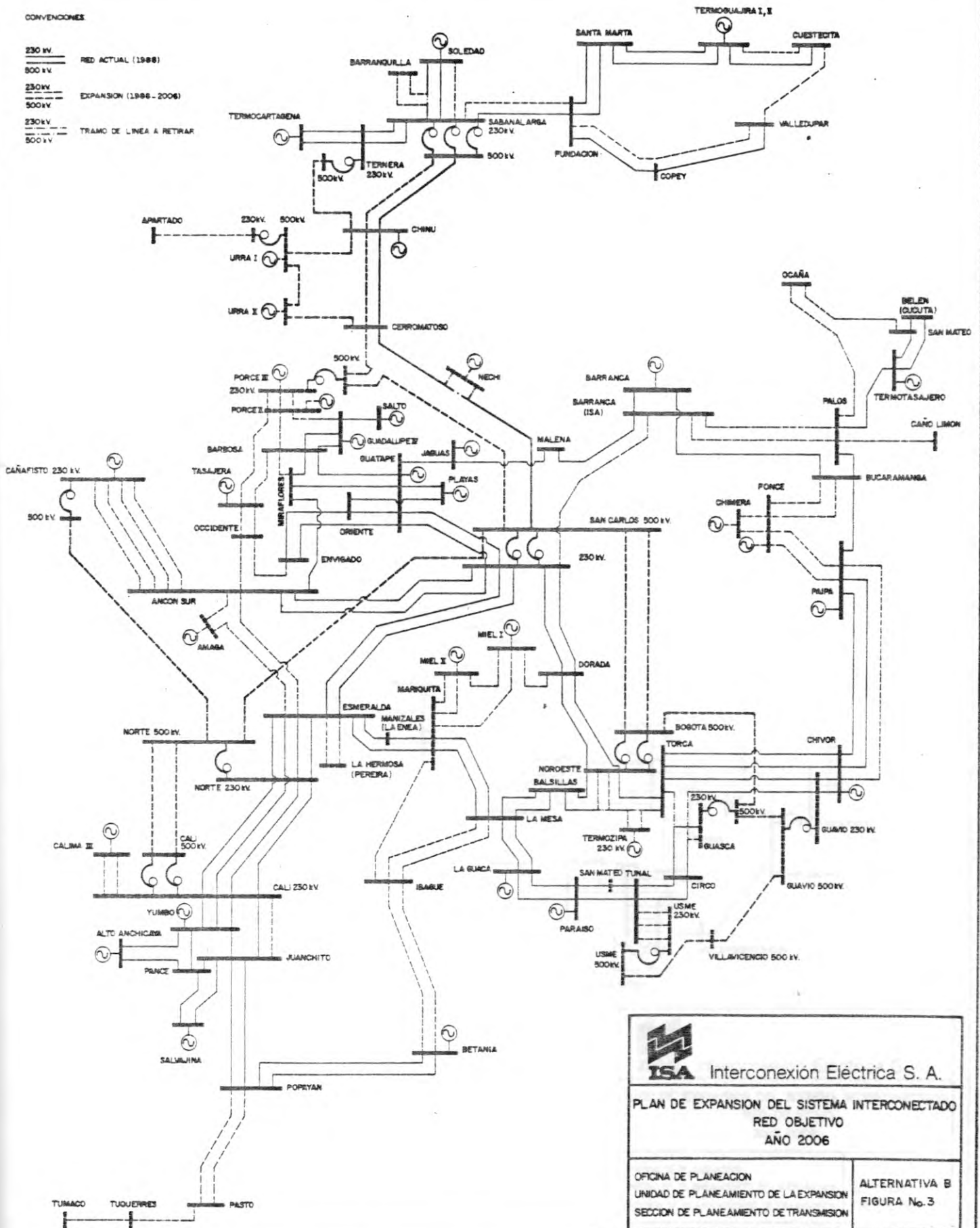
CONVENCIONES

230 kV	RED ACTUAL (1988)
500 kV	EXPANSION (1988 - 2006)
230 kV	TRAMO DE LINEA A RETIRAR
500 kV	



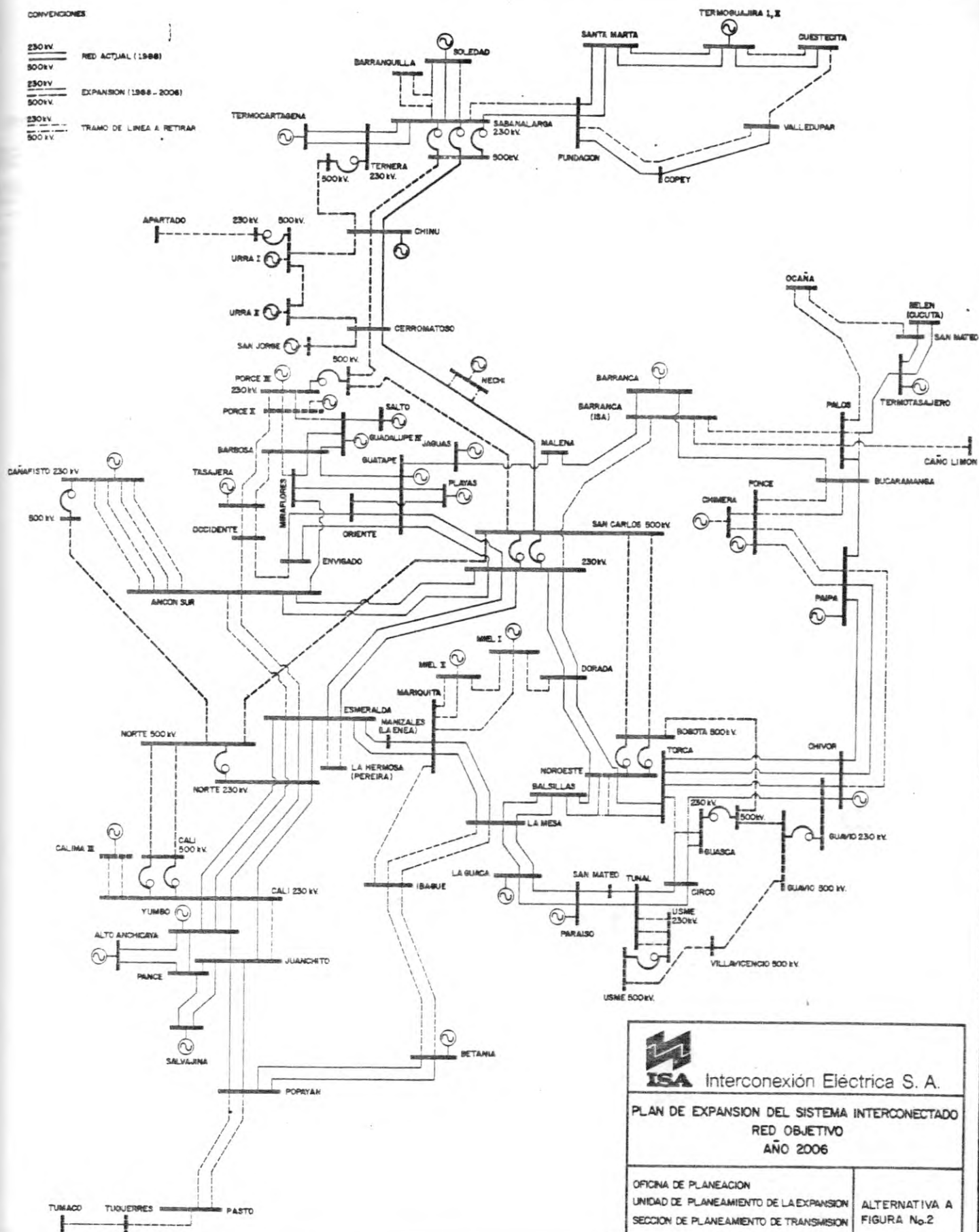
CONVENIONES

230 kV	RED ACTUAL (1988)
500 kV	
230 kV	EXPANSION (1988-2006)
500 kV	
230 kV	TRAMO DE LINEA A RETIRAR
500 kV	



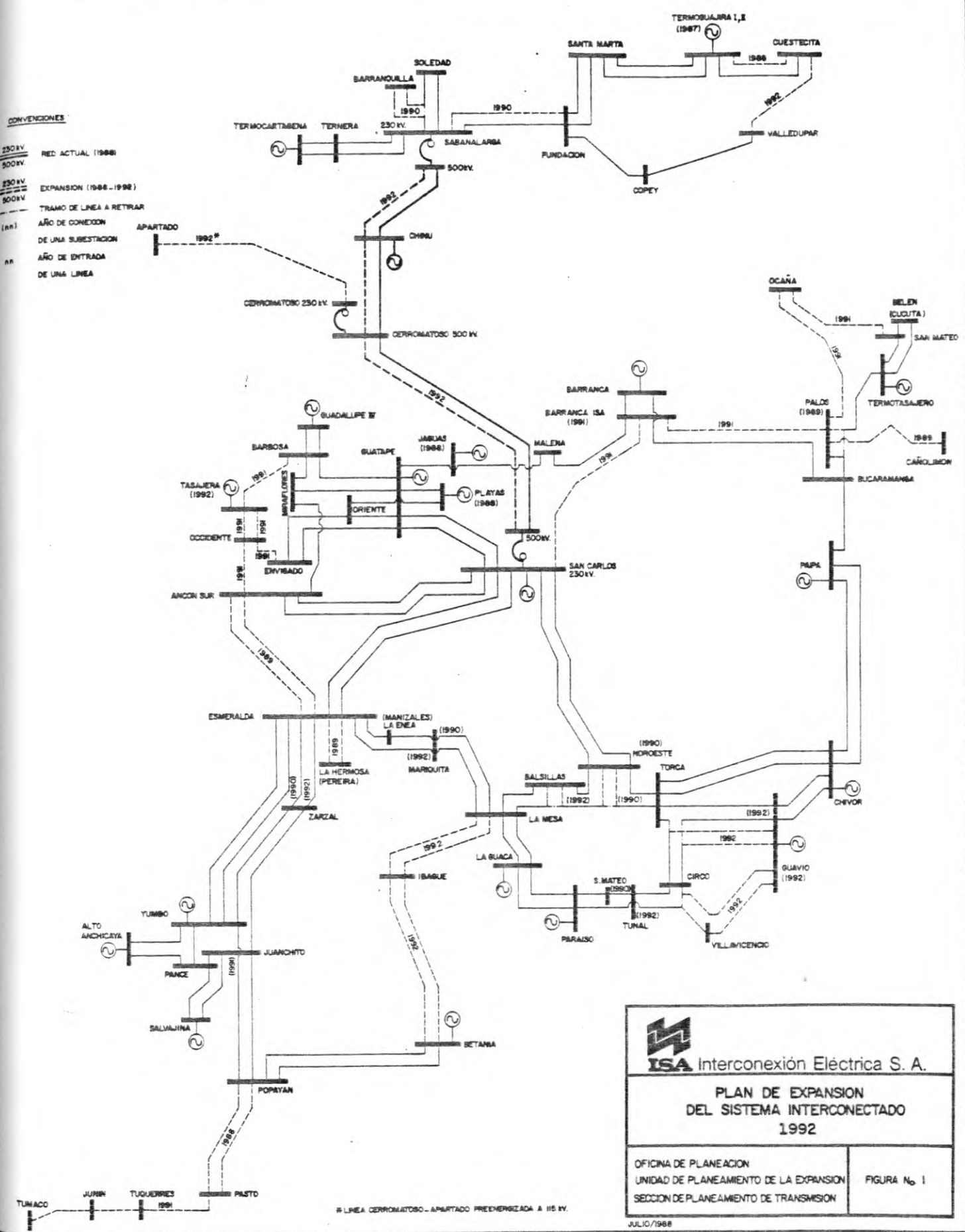
CONVENCIONES

230 kV	RED ACTUAL (1988)
500 kV	
230 kV	EXPANSION (1988 - 2006)
500 kV	
230 kV	TRAMO DE LINEA A RETIRAR
500 kV	



CONVENCIONES

- 230 kV RED ACTUAL (1988)
- 500 kV EXPANSION (1988-1992)
- TRAMO DE LINEA A RETIRAR
- AÑO DE CONEXION
- DE UNA SUBSTACION
- AÑO DE ENTRADA
- DE UNA LINEA



Interconexión Eléctrica S.A.

PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA INTERCONECTADO 1992

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

FIGURA No. 1

JULIO/1988

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION
PERIODO 1994 - 2000

ANEXO

EXPANSION DE TRANSMISION

Revisión

OFICINA DE PLANEACION
UNIDAD PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION
OPUE-T-28

Medellín, Diciembre de 1988

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
1. OBJETIVO	1
2. METODOLOGIA	1
2.1 Largo Plazo	2
2.2 Mediano Plazo	3
3. CRITERIOS	5
3.1 Regulación de Voltaje	5
3.2 Confiabilidad	5
4. INFORMACION BASICA	6
4.1 Red Existente	6
4.2 Provección de Demanda	6
4.3 Sistema de Generación	7
4.4 Costos Indices	7
5. RESULTADOS	8
5.1 Largo Plazo	8
5.2 Mediano Plazo	10
5.2.1 Refuerzos al Surcoeste	10
5.2.2 Refuerzos hacia la Costa Atlántica	15
5.2.3 Refuerzos en el Nordeste del país	19
5.2.4 Refuerzos a Bogotá	21
5.3 Costos totales para la expansión de la transmisión.	22
6. CONCLUSIONES	30
7. REFERENCIAS	32

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE LA EXPANSION GENERACION - TRANSMISION
PERIODO 1994 - 2002
ANEXO
EXPANSION DE TRANSMISION

1. OBJETIVO

Determinar los requerimientos de transmisión, transformación 230/500 kV, subestaciones especiales y compensación de potencia reactiva necesarios para transportar en forma confiable y con buena calidad de servicio, la potencia y la energía producida en las plantas de generación, hasta los centros de consumo. La definición de estos requerimientos se hace en forma integrada con el planeamiento de la generación y con el criterio de mínimo costo.

2. METODOLOGIA

El desarrollo del plan de expansión de transmisión se efectúa en dos fases, a saber:

- a) Largo Plazo. Esta fase es primordialmente de tipo estratégico y sirve para definir la conexión de los proyectos de generación y la red objetivo al final del horizonte de largo plazo (año 2006).
- b) Mediano Plazo. En esta fase tomando como marco de referencia los resultados de largo plazo se definen los refuerzos de transmisión, adicionales a las líneas de conexión de los proyectos, durante el período 1994-2002 para cada una de las secuencias de generación analizadas.

2.1 LARGO PLAZO

El planeamiento de transmisión a largo plazo es esencialmente de tipo estratégico y cubre un horizonte de planeación hasta el año 2006. El objetivo primordial es determinar la conexión de los proyectos de generación y las líneas de refuerzo necesarias al final del horizonte, las cuales en conjunto con las de conexión conforman la red objetivo de 230 kV y voltajes superiores, que sirven como marco de referencia para la expansión de mediano plazo.

Conexión de los Proyectos de Generación

Las líneas de conexión son las necesarias para entregar al sistema interconectado, de una manera confiable, la totalidad de la energía y potencia de los proyectos y de desarrollos futuros que se le puedan asociar.

Para encontrar la conexión de los proyectos se hace un análisis individual de cada uno de ellos, tomando como punto de partida el sitio de su ubicación geográfica y como extremos finales subestaciones existentes dentro del área de influencia del proyecto o se prevé el requerimiento de nuevas subestaciones factibles conectadas al sistema existente de tal forma que la conexión seleccionada sea la de mínimo costo. La conexión se determina mediante un modelo automatizado de expansión de transmisión (TRANISA), que utiliza flujos de carga lineales (d.c.) e índices de sensibilidad para determinar los requerimientos de expansión de transmisión. El procedimiento empleado con este modelo es: a partir de una línea de conexión del proyecto a la red existente se escogen, si es necesario, líneas adicionales de tal forma que se pueda evacuar de una forma confiable y segura la potencia y energía del proyecto. El procedimiento se repite para varias conexiones iniciales, escogiendo finalmente la de mínimo costo.

Líneas de Refuerzo y Red Objetivo

Una vez seleccionada la conexión individual de cada uno de los proyectos, se encuentran para diferentes secuencias de generación de largo plazo las líneas de refuerzo que en conjunto con las de conexión conforman los esquemas de transmisión (redes objetivo) de mínimo costo a 230 kV y voltajes superiores, necesarios al final del horizonte de largo plazo para transportar la potencia desde los proyectos de generación hasta las subestaciones de carga de 230 kV y voltajes mayores en una forma confiable y segura; en esta etapa solamente se considera el transporte de potencia activa por tanto la red objetivo no tiene en cuenta las necesidades de compensación reactiva para mantener niveles de voltaje adecuados. La capacidad de transporte de las líneas es calculada según análisis simplificados de regulación de voltaje y de estabilidad transitoria (criterio de igualdad de áreas) sin sobrepasar el límite térmico.

Para que una línea sea incluida en la red objetivo, se requiere que su ausencia del sistema de transmisión origine sobrecargas, de tal manera que la adición de la línea sea la solución de mínimo costo. Es importante anotar que las redes objetivo son el resultado del planeamiento de transmisión a largo plazo, el cual es primordialmente de tipo estratégico.

2.2 MEDIANO PLAZO

Tomando como marco de referencia la red objetivo se determinan para cada una de las secuencias de generación de los diferentes escenarios de demanda los requerimientos y las fechas de entrada de líneas de transmisión, transformación 230/500 kV, subestaciones especiales y compensación reactiva. Dado que con solo las líneas de conexión de los proyectos pueden aparecer

sobrecargas o problemas de regulación de voltajes es necesario establecer los componentes de transmisión adicionales, de mínimo costo, que garanticen el adecuado funcionamiento de la red durante el período de análisis.

Para definir los requerimientos de transmisión se usan, además del modelo TRANISA, programas convencionales de flujo de carga a.c., corto circuito, estabilidad transitoria y dinámica. El análisis se divide en dos fases: la primera determina el esquema de transmisión que satisface los criterios de estado estacionario en condiciones de carga máxima y se efectúa para todas las secuencias de generación estudiadas y la segunda verifica el comportamiento en estado transitorio y dinámico de las mejores alternativas Generación-Transmisión y con diferentes niveles de demanda.

En este documento solamente se presentan los resultados de la primera fase, es decir, de los estudios de estado estacionario para las diferentes secuencias.

Los análisis para cada secuencia se realizan a nivel anual bajo condiciones de máxima demanda adoptando despachos de generación que reflejen tanto la operación energética, en condiciones de verano y de invierno, como la disponibilidad histórica de unidades de generación. Lo anterior conduce a ensayar la red para múltiples estados de generación.

Para todas las alternativas se calculan las pérdidas en la red de transmisión y se cuantifican como un sobre costo, suponiéndolas constantes para cada año de la vida útil de la red. Se utiliza un factor de pérdidas de 0.432 correspondiente a un factor de carga de 0.6.

Se supone que todas las alternativas desde el punto de vista de confiabilidad son equivalentes, por tal razón no se incluyen las diferencias relativas de costos de racionamiento.

Una descripción más detallada de la metodología se presenta en la referencia (1).

3. CRITERIOS

3.1 REGULACION DE VOLTAJE

Las tensiones en las barras de carga no deben ser inferiores al 90% del valor nominal ni superiores al 110% del mismo. Para 500 kV se han definido como límites 90% y 105%.

3.2 CONFIABILIDAD

Se utiliza el criterio N-1, es decir, la red de transmisión debe ser capaz de transportar la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y en contingencia de apertura de una línea de transmisión a la vez. La línea abierta puede ser de circuito sencillo o doble circuito, según que los circuitos vayan por torre independiente o por la misma torre. En estas contingencias se considera como solución inicial redespachar antes de plantear soluciones de expansión tales como instalación de compensación reactiva, adición de líneas y/o transformadores.

En cuanto a generación la red de transmisión debe ser tal que cada una de las áreas eléctricas sea capaz de importar (o exportar) sus necesidades bajo condiciones hidrológicas extremas (verano e invierno).

Adicionalmente se consideran contingencias de unidades de generación de tal forma que reflejen las disponibilidades históricas de cada una de las plantas. Lo anterior hace que la red de transmisión sea probada con un gran número de despachos de generación y bajo diferentes condiciones de demanda.

4. INFORMACION BASICA

La información básica utilizada para determinar el esquema de expansión de transmisión es la siguiente:

4.1 RED EXISTENTE

Se supone como red existente el actual sistema de transmisión más el conjunto de líneas y transformadores definidos hasta el año 1992 (ver Figura 1), los cuales se encuentran en las etapas de construcción o diseño. En los cuadros 1 y 2 se presenta una descripción de las líneas y subestaciones en operación y las proyectadas hasta 1992.

4.2 PROYECCION DE DEMANDA

Se consideraron siete escenarios de demanda de los cuales tres corresponden a las proyecciones de demanda realizadas por ISA y los restantes corresponden a escenarios de proyección para análisis de sensibilidad. Los escenarios de proyección de ISA son el ALTO, denominado A (Tasa media de crecimiento del 6.8%); el de REFERENCIA, R (6.0%) y el BAJO, B (5.5%). Los escenarios propuestos para análisis de sensibilidad por los Organismos Internacionales son el ALTO, denominado O (6.3%), el MODERADO 1, M (5.7%), el MODERADO 2, N (5.3%) y el BAJO, P (4.9%). En los cuadros 3A al 3G se presentan para cada escenario las proyecciones de demanda de potencia y energía para el período 1986 - 2006.

La demanda de potencia proyectada para cada uno de los mercados es distribuida en las diferentes subestaciones de 230 kV de cada uno de ellos, puesto que en los estudios presentados en este documento solamente se modelan las redes de 230 y 500 kV.

4.3 SISTEMA DE GENERACION

En el cuadro 4 se presentan las capacidades efectivas en MW de las centrales en operación.

En el cuadro 5 se presentan para el período 1988 - 1992 las plantas, sus capacidades y las fechas previstas de entrada en operación.

En el cuadro 6 se muestran las configuraciones de generación a largo plazo utilizadas para encontrar las diferentes redes objetivo.

En los cuadros 7 a 13 se muestran las secuencias de generación analizadas para cada uno de los escenarios.

4.4 COSTOS INDICES

En el Cuadro 14 se presentan los costos índices a precios de mercado de líneas, transformadores, módulos de subestaciones, reactores y compensación estática. Estos costos están expresados en dólares de diciembre de 1986. Para la evaluación a precios de eficiencia se utilizaron las mismas razones de precios de cuenta que en la referencia (6).

5. RESULTADOS

5.1 LARGO PLAZO

En el cuadro 15 se indican las líneas respectivas de conexión asociadas con el proyecto que ellas conectan. En estudios anteriores (ver referencias (3), (4) y (5)) se han analizado detalladamente cada una de estas conexiones, cumpliendo cada una con ser un esquema técnicamente factible, capaz de evacuar en forma confiable toda la potencia y la energía generada en el proyecto respectivo, en caso normal de operación y en un alto porcentaje en contingencia de líneas.

Los proyectos hidroeléctricos pertenecientes a una misma cadena se consideraron en conjunto para determinar su conexión: estos proyectos son:

- Miel I y Miel II
- Urrá I y Urrá II
- Porce II y Porce III
- Patía I y Patía II
- Fonce y Chimera

En las Figuras 2 a 6 se presentan las redes objetivo, para cada una de las configuraciones de generación de largo plazo indicadas en el Cuadro 6, de las cuales se observa que además de las líneas de conexión de los proyectos de generación es necesario reforzar la transmisión a las siguientes áreas del país:

- Suroeste
- Costa Atlántica
- Nordeste
- Bogotá

Refuerzos al Suroeste

Hacia el Suroeste del país aparecen en la red objetivo dos circuitos a 500 kV desde Antioquia (desde San Carlos o desde San Carlos y Cañafisto) hasta una subestación a 500 kV en el Norte del Valle (Cartago) y un circuito a 500 kV partiendo de esta subestación hasta una subestación a 500 kV en el área de Cali siempre y cuando entre un proyecto en el Sur del país de la magnitud de Patía I. En el caso de que para el año 2006 no se haya construido ningún proyecto adicional en el Sur del país o si el proyecto que se construya tiene una capacidad instalada inferior a 500 MW es necesario construir un segundo circuito a 500 kV desde la S/E del Norte del Valle a Cali.

Refuerzos a la Costa Atlántica

Adicionalmente a los dos circuitos a 500 kV entre el sistema central y la Costa Atlántica, el primero de los cuales está en operación y el segundo previsto para el año 1992, y a las líneas de 500 kV de conexión de los proyectos Fonce III, Nechí y Urrá I y II se requiere un tercer circuito a 500 kV de 150 km de longitud entre las subestaciones de Chinú y una nueva subestación en el área de Cartagena.

Refuerzos al Nordeste

Hacia el Nordeste son necesarios los siguientes refuerzos a 230 kV:

- Barranca-Bucaramanga de circuito sencillo
- Chivor-Paipa de circuito sencillo
- San Carlos-Barranca de circuito sencillo

Con la entrada de los proyectos de Chimera y Fonce se elimina el refuerzo de San Carlos-Barranca.

Refuerzos a Bogotá

En la red objetivo se estima necesario tener para el año 2006 hacia Bogotá dos circuitos a 500 kV desde San Carlos; para este año final del horizonte de largo plazo (2006) no se requiere aún cerrar el anillo de 500 kV en el área de Bogotá.

Las redes objetivo están básicamente caracterizadas por una Y a 500 kV con centro en San Carlos y extremos en Cali o Patía, Bogotá y la Costa Atlántica. La configuración de la red objetivo a 500 kV es prácticamente invariante para cada una de las configuraciones de generación estudiadas.

5.2 MEDIANO PLAZO

Solamente se muestran en detalle los resultados del escenario de referencia. Para los otros escenarios se indica la variación en la entrada de los refuerzos de transmisión con respecto al escenario de referencia. En los cuadros 16 a 19 y 20 a 23 se muestran los resultados de transmisión para conexión de los proyectos y refuerzos de transmisión (líneas, subestaciones, compensación y transformación a 500 kV) respectivamente, asociados a las secuencias de generación del Cuadro 7.

Siguiendo el marco de referencia dado por el largo plazo se tienen necesidades de refuerzo de transmisión al Suroeste, Costa Atlántica, Nordeste y Bogotá.

5.2.1 Refuerzos al Suroeste

Escenario de Referencia

El Suroeste del país está compuesto por las áreas eléctricas de CVC, CEDELCA-CEDENAR y HUILA-CAQUETA, incluyendo la central de

Betania. Actualmente éstas áreas se encuentran interconectadas con el sistema a través de cuatro circuitos a 230 kV que parten de la subestación Esmeralda hacia Cali; esta interconexión se reforzará en 1992 con la línea de doble circuito a 230 kV Betania-Ibagué-La Mesa, línea que además de permitir evacuar toda la potencia de la central de Betania aumenta la capacidad de importación de estas áreas, lo cual es importante en época de verano cuando al tener bajas hidrologías se reduce la disponibilidad de las plantas ubicadas en el Surceste del país por ser éstas filo de agua. La capacidad de importación de estas áreas una vez entre en operación la línea Betania-Ibagué es de 675 MW.

En la Tabla 1 se presentan para el período 1993-2002 las demandas, la generación y los intercambios tanto para condiciones de máxima generación, cuya probabilidad es muy baja, como para situaciones de disponibilidad promedio de invierno y verano. La máxima generación y las disponibilidades promedios de invierno y verano son:

GENERACION (MW)

CVC, CEDELCA/CEDENAR, HUILA-CAQUETA TOTAL

	CVC	CED/CED	HUI/CAQ.	TOTAL
Máxima generación	860	53	500	1416
Generación Prom.invierno	600	50	500	1150
Generación Prom.Verano	470	40	300	810

TABLA 1

AÑO	DEMANDA (MW)			INTERCAMBIO (MW)			
	<u>CVC</u>	<u>CED/CED</u>	<u>HUI/CAQ</u>	<u>TOTAL.</u>	<u>CON MAX.GEN.</u>	<u>INV.VER.</u>	
1993	1138	215	113	1466	50	316	656
1994	1183	226	120	1529	113	379	719
1995	1231	238	129	1598	182	448	788
1996	1283	251	137	1671	255	521	861
1997	1338	266	145	1749	333	599	939
1998	1395	281	155	1831	415	681	1021
1999	1456	297	166	1919	503	769	1109
2000	1518	314	176	2008	592	858	1198
2001	1583	332	188	2103	687	953	1293
2002	1653	353	200	2206	790	1056	1396

De la anterior tabla se deduce que para atender la demanda del sureste del país en forma confiable, a partir de 1994, durante época de verano, es necesario aumentar la capacidad de importación de estas áreas, ya que el intercambio supera los 675 MW que es la capacidad máxima. Teniendo en cuenta que en el largo plazo, de acuerdo a la red objetivo, es necesario una línea a 500 kV San Carlos-Cali con una subestación intermedia en el Norte del Valle, se plantearon dos alternativas para ampliar la capacidad de importación. Estas dos alternativas son:

Alternativa 1

Instalar compensación estática en una nueva subestación a 230 kV conectada a los cuatro circuitos Esmeralda-Cali. Esta compensación se instalaría en dos etapas cada una con una capacidad de generación de reactivos de 175 MVAR y absorción de

25 MVAR (-25, +175 MVAR) en los años de 1994 y 1996 respectivamente. Con esta compensación es posible aumentar la capacidad de transporte de los cuatro circuitos Esmeralda-Cali de 475 MW a 625 MW con la primera etapa (1994) y de 625 MW a 775 MW con la segunda etapa (1996). Lo anterior implica un incremento de la capacidad de importación del suroeste del país de 675 MW a 825 MW en 1994 y a 975 MW en 1996, límites suficientes para atender la máxima demanda de esta zona en condiciones de verano hasta 1997. En 1998 dadas las necesidades de importación de verano aparece el requerimiento del circuito a 500 kV desde San Carlos hasta la nueva subestación en Cali. Para las alternativas que incluyen a Calima III en 1996, se aplaza la segunda etapa de compensación hasta 1997 y el circuito a 500 kV hasta el año 2000.

Alternativa 2

El circuito a 500 kV San Carlos-Cali entraría en operación desde 1994, siendo necesario construir la nueva subestación en Cali 230/500 kV conectada a los cuatro circuitos Esmeralda-Cali. Con el fin de no tener problemas tanto de estado estacionario como transitorio con la contingencia del circuito a 500 kV es necesario instalar una compensación en Cali de 175 MVARes en 1998 y otros 175 MVARes en el año 2000.

Los costos a precios de mercado en valor presente a Diciembre de 1987 de la Alternativa 1, incluyendo el aumento en pérdidas con respecto a la Alternativa 2, son de \$US 52'121.000 y los costos de la Alternativa 2 son \$US 66.572.500. Resultado que muestra claramente que la Alternativa 1 es la de mínimo costo.

Adicionalmente es necesario instalar una compensación de 50 MVARes en Popayán a fin de soportar la contingencia de la línea Betania-Popayán.

Escenarios A, O, M, B, N y P

En la Tabla 2 se muestra la variación de la entrada de los proyectos de refuerzo de transmisión hacia el Suroeste del país como una función del escenario de demanda.

TABLA 2

SENSIBILIDAD A LA ENTRADA DE LOS PROYECTOS DE REFUERZO AL SURESTE COMO FUNCION DEL ESCENARIO DE DEMANDA

<u>Proyectos de Refuerzo</u>	<u>Fechas de entrada según el Escenario</u>						
	R	A	O	M	B	N	P
S/E Cali 230 kV (-25,+175)	1994	1993	1994	1994	1994	1995	1996
Compensación Popayán (50)	1994	1994	1994	1995	1995	1996	1996
2a. etapa de compensación en Cali (-25,+175)	1996	1995	1996	1996	1997	1997	1998
San Carlos - Cartago 500 kV	1998	1996	1998	1998	1999	1999	2001
Cartago - Cali 500 kV	1998	1996	1998	1998	1999	1999	2001
Transf. Cali 500/230 kV (450 MVA)	2001	2000	2001	2001	2001	2001	2001

El circuito a 500 kV se aplaza dos años con respecto a la fecha indicada en la Tabla 2 en las Alternativas que incluyen a Calima III antes de esta fecha.

5.2.2 Refuerzos hacia la Costa Atlántica

Con la entrada del segundo circuito a 500 kV, en 1992, la capacidad de transporte entre San Carlos y Cerromatoso se aumenta a 700 MW, considerando criterios de seguridad y regulación de voltaje, lo cual implica que después de descontar pérdidas, más las demandas de Caucasia y de Apartadó es posible entregarle a CORELCA un neto de 630 MW, haciendo esto que durante la máxima demanda de 1992 (1235 MW) se pueda reducir la generación en CORELCA hasta 605 MW.

En 1994 para poder atender adecuadamente la demanda del Área de Cartagena ante contingencias de una de las unidades de Termo Cartagena o de uno de los circuitos Sabanalarga-Ternera es necesario compensar 60 MVARes en esta zona. Adicionalmente esto permite aumentar en 40 MW la capacidad de transporte por los dos circuitos a 500 kV, trayendo como beneficios además de incremento en la confiabilidad, ahorro en pérdidas y en consumo de combustible.

En 1995 es necesario compensar en el área de Barranquilla 40 MVAR, obteniéndose beneficios similares a los logrados con la compensación en Cartagena.

En 1996 para garantizar una adecuada confiabilidad en el suministro de la demanda de la Costa Atlántica se requiere el aumento de la capacidad de transporte de los dos circuitos a 500 kV, lo cual se logra con una compensación estática de $-75 + 150$ MVARes en Chinú. Esta compensación permite aumentar la capacidad de los tramos Cerromatoso-Chinú y Chinú-Sabanalarga en 150 MW aproximadamente, necesaria también para lograr transportar desde Cerromatoso la energía proveniente del sistema central más la de Urrá I ya que esta central se conecta radialmente a Cerromatoso mediante un circuito a 500 kV. En

caso de que no entre Urrá I en 1996 se requiere además de una compensación en Chinú de -75, + 175 MVAR una ampliación de transformación en San Carlos.

En 1997 para suplir adecuadamente la demanda del área de Barranquilla se requiere un circuito adicional a 230 kV entre Sabanalarga y Barranquilla.

Con el fin de aplazar el tercer circuito a 500 kV Urrá I-Chinú-Ternera, el cual aparece necesario en 1998, se debe instalar compensación serie de aproximadamente 40% en el tramo Chinú-Sabanalarga, lográndose así atrasar el tercer circuito hasta el año 2000. Si no entrara Urrá I se requiere instalar la compensación serie en 1997 y el tercer circuito en 1999.

En 1999 para alimentar confiablemente la zona del Cesar es necesario construir un circuito a 230 kV adicional entre Fundación y Valledupar.

En la Tabla 3 a manera ilustrativa se presentan las máximas transferencias posibles a la Costa Atlántica a través de los tramos San Carlos-Cerromatoso, Cerromatoso-Chinú y Chinú-Sabanalarga, indicando la generación mínima en la Costa Atlántica para suplir su máxima demanda (escenario de referencia) durante el período 1992-2002. En la elaboración de esta tabla se supuso Urrá I en 1996, Nechí en 1999 y Porce III en el año 2000. De esta tabla se observa también que la entrada de Nechí y Porce III (conectadas a los circuitos de 500 kV) aumentan la capacidad de transporte hacia la Costa Atlántica.

Adicionalmente, es importante estudiar desde el punto de vista de exigencias al aislamiento del equipo de 500 kV la posibilidad de instalar interruptores en Cerromatoso y/o Chinú para maniobrar los reactores de línea y así además de dar mejor

TABLA 3

ANALISIS MAXIMAS TRANSFERENCIAS A LA COSTA ATLANTICA
ALTERNATIVAS CON URRÁ I, FORCE III Y NECHÍ

AÑO	(1) SC-CM	(2) CM-CHIN	CHINU- S/LARGA	GEN. MIN CCA	DEM. CCA.	OBSERVACIONES
1992	700	550	455	605	1235	Con el 2o.C.
1993	700	545	450	676	1301	-
1994	740	580	480	715	1375	Comp.en Ter- nera 60 MVAR
1995	760	595	490	760	1450	Comp.en S/quí lla 40 MVAR
1996	850	760	635	688	1528	Entra Urrá I y comp. de (-75. + 150 MVAR en Chinú
1997	850	760	625	768	1608	S/larga-Sole- dad 1C 230 kV Transf.Chinú 500/115 kV (150 MVA)
1998	850	860	700	764	1704	Comp. serie 40% Chinú- S/larga. Transf.S/larga 500/220 kV (450 MVA)
1999	1000	950	780	767	1797	Entra Nechí A Fundación- Valledupar 1C 230 kV
2000	1100	1300	1060	515	1895	Entra Force III y cto. Urrá I-Chinú- Ternera
2001	1100	1300	1050	615	1995	-
2002	1100	1300	1040	724	2104	-

(1) Es la potencia entregada en Cerrobatoso.

(2) Es la potencia entregada en Chinú, la cual es igual a la entregada en Cerrobatoso menos la carga de la mina, Montelíbano, Cautasia y Apartadó.

flexibilidad operativa incrementar la capacidad de transporte por los circuitos a 500 kV.

La ruta Chinú-Cartagena con respecto a la de Chinú-Sabanalarga presenta ventajas tales como aumento de la confiabilidad por la diversidad topográfica, entrega directa de la potencia sobre la demanda de Cartagena, aliviando las transmisiones Sabanalarga-Ternera, disminuyendo las pérdidas en CORELCA y evitando la implementación de refuerzos a 230 kV al Occidente de Sabanalarga.

Escenarios A, O, M, B, N y P

En la Tabla 4 se muestra la variación de la entrada de los proyectos de refuerzo de transmisión hacia la Costa Atlántica como una función del escenario de demanda.

TABLA 4
SENSIBILIDAD A LA ENTRADA DE LOS PROYECTOS DE REFUERZO
A LA COSTA ATLANTICA COMO FUNCION DEL
ESCENARIO DE DEMANDA

Proyectos de Refuerzo	Fechas de entrada según el Escenario						
	R	A	O	M	B	N	P
Compensación Ternera (60)	1994	1993	1994	1995	1995	1995	1996
Compensación Barranquilla (40)	1995	1994	1995	1995	1996	1996	1997
Compensación Chinú (-75,+150)	1996	1995	1996	1996	1997	1997	1998
S/larga-Soledad, 10, 230 kV	1997	1996	1997	1998	1998	1999	2000
Transf. Chinú 500/115 kV (150MVA)	1997	1996	1997	1998	1998	1999	2000
Comp.serie 40% Chinú-S/larga	1998	1997	1998	1998	1999	2000	2001
Transf. S/larga 500/220 kV (450 MVA)	1998	1997	1998	1998	1999	2000	2001
Fundación Valledupar, 10 230 kV	1999	1997	1998	1999	2000	2000	2002
Urrá I-Chinú-Ternera 500 kV	2000	1998	2000	2000	2002	2002	2004

5.2.3 Refuerzos en el Nordeste del país

En el período 1994-2002 son requeridos los siguientes refuerzos de transmisión hacia el Nordeste:

- Barranca-Bucaramanga de circuito sencillo a 230 kV y de 96 km de longitud (1997).
- Chivor-Paipa de circuito sencillo a 230 kV y de 120 km de longitud (1999).
- San Carlos-Barranca de circuito sencillo a 230 kV y de 183 km de longitud (2001)

El circuito Barranca-Bucaramanga actúa desde 1997 como refuerzo ante la contingencia de apertura del doble circuito Barranca-Bucaramanga paralelo con él, ante la contingencia de Termo-Tasajero y también ante la contingencia del circuito Paipa-Bucaramanga. En todos los casos resultó este refuerzo más recomendable que el segundo circuito Paipa-Bucaramanga de 154 km, debido a que esta alternativa además de ser más costosa no es igual de eficiente.

El tercer circuito Chivor-Paipa a partir de 1999 permite suministrar la máxima demanda de Nordeste con la línea existente Chivor-Paipa fuera de servicio, de lo contrario sería necesario racionar aún con la máxima generación en Nordeste. También mejora el comportamiento eléctrico de esta área ante las contingencias de San Carlos-Barranca y Termo-Tasajero.

El circuito San Carlos-Barranca en el año 2001 garantiza una adecuada confiabilidad y calidad del servicio en Nordeste, este refuerzo se debe a que en esta época una alto porcentaje de las

importaciones de Nordeste para atender las demandas de Santander y Norte de Santander provienen del bloque de generación instalado en Antioquia.

En las alternativas en las que se considera la puesta en operación del proyecto Fonce en 1999 se eliminan los refuerzos de Chivor-Paipa y San Carlos-Barranca, dado que la demanda de la región queda casi abastecida por generación local.

Adicionalmente, para atender en forma confiable las demandas de Santander, Norte de Santander y Arauca durante el período 1994-1996 se requiere instalar en 1995 compensación capacitiva en Cúcuta y Caño Limón de 25 y 15 MVAR, respectivamente. En 1996 es necesario también instalar 15 MVAR capacitivos en Bucaramanga.

Escenarios A, O, M, B, N, y P

En la Tabla 5 se indica la variación de la entrada de los proyectos de refuerzo de transmisión hacia Nordeste como una función del escenario de demanda.

TABLA 5

SENSIBILIDAD A LA ENTRADA DE LOS PROYECTOS DE REFUERZO A NORDESTE COMO FUNCIÓN DEL ESCENARIO DE DEMANDA

Proyectos de Refuerzo	Fechas de entrada según el Escenario						
	R	A	O	M	B	N	P
Compensación Cúcuta (25)	1995	1994	1995	1996	1997	1997	1999
Compensación Caño Limón (15)	1995	1994	1995	1996	1997	1997	1999
Compensación Palos (15)	1996	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Barranca-Palos, 10	1997	1996	1997	1998	1999	1999	2001
Chivor-Paipa, 10	1999	1997	1998	2000	2001	2002	2004
San Carlos-Barranca, 10	2001	1999	2000	2002	2004	2004	2006

5.2.4 Refuerzos a Bogotá

El área eléctrica de Bogotá no requiere refuerzos de líneas sino hasta el año 2000 cuando es necesario construir el circuito a 500 kV desde San Carlos hasta Bogotá y en el año 2002 se confirma la necesidad de energizar a 500 kV las líneas de conexión del proyecto Guavio.

La entrada de la subestación Dorada, conectada a los circuitos San Carlos-Bogotá y al proyecto Miel I, permite un aumento de la capacidad de transporte de la línea San Carlos-Bogotá de 400 MW a 550 MW, representando un gran beneficio para el sistema de Bogotá ya que aplaza refuerzos de transmisión y/o compensación. En el caso de que no entre el proyecto Miel I antes de 1998 y con él la subestación Dorada es necesario aumentar la capacidad de importación del área de Bogotá, instalando compensación reactiva en una cantidad aproximada de 100 MVAR.

Si no entra ningún proyecto en el área de Bogotá en el período 1994-1998 es necesario instalar adicionalmente en 1998 una compensación de 100 MVAR en Bogotá.

La entrada de un proyecto tal como Tibita 300 MW aplazaría la entrada del circuito a 500 kV del año 2000 al 2001 y eliminaría los 100 MVAR capacitivos necesarios en 1998.

Escenarios A, D, M, B, N, y P

En la Tabla 6 se presenta la variación de la entrada de los proyectos de refuerzo de transmisión hacia el área eléctrica de Bogotá como una función del escenario de demanda.

TABLA 6

SENSIBILIDAD A LA ENTRADA DE LOS PROYECTOS DE REFUERZO
A BOGOTÁ COMO FUNCIÓN DEL ESCENARIO DE
DEMANDA

<u>Proyectos de Refuerzo</u>	<u>Fechas de entrada según el Escenario</u>						
	R	A	O	M	B	N	P
Compensación (100)	1996	1995	1996	1997	1997	1997	1998
Compensación (100)	1998	1997	1998	1999	1999	1999	2000
San Carlos-Bogotá 500 kV	2000	1999	1999	2001	2001	2001	2002
Bogotá-Guasca 500 kV	2002	2000	2001	2002	2003	2003	2005
Energización a 500 kV	2002	2000	2001	2002	2003	2003	2005
Conexión Guavio							

5.3 COSTOS TOTALES PARA LA EXPANSION DE LA TRANSMISION

Son el resultado en valor presente a Diciembre de 1987 ($i=12\%$), de los costos de inversión para las líneas de conexión y para las líneas de refuerzo, acumulándole a este último el sobre costo operativo debido a la diferencia en pérdidas por efecto Joule entre las alternativas. Los resultados para cada una de las alternativas de los diferentes escenarios a precios de mercado y eficiencia se presentan en la Tablas 7 a 13. En los cuadros 24 a 39 se muestran los programas de desembolsos para

TABLA No. 7

COSTOS PARA LA EXPANSION DE LA TRANSMISION

ESCENARIO DE REFERENCIA

(US \$ x 1000, Valor Presente Diciembre 1987, i = 12%)

Alternativa	A PRECIOS DE EFICIENCIA			A PRECIOS DE MERCADO		
	Conexion	Refuerzos	Total	Conexion	Refuerzos	Total
RT26 (11)	43438	107845	151283	57581	139406	196987
RT06 (2)	42376	109150	151526	56106	141069	197175
RT04 (3)	51105	102298	153403	68145	131480	199625
RS03 (4)	49989	103038	153027	66575	132449	199024
RT25 (5)	41587	114997	156584	55758	148133	203891
RT36 (6)	42138	113879	156017	56441	146692	203133
RT27 (7)	39640	111996	151636	52543	144758	197301
RT29 (8)	40022	112121	152143	53114	144919	198033
RT35 (9)	35000	117545	152545	46634	151812	198446
RS88 (10)	39958	114902	154860	52605	148441	201046
RS06 (11)	39930	109150	149080	52690	148576	201266
RS02 (12)	48144	108125	156269	64061	139025	203086
RT07 (13)	47959	107841	155800	63847	138625	202472
RT08 (14)	48891	106655	155546	65098	136808	201906
RT50 (15)	44682	107213	151895	59303	137826	197129

- (1) Costo incluido en el valor presente de inversion de cada secuencia de generacion.
 (2) Incluye el costo en valor presente a Diciembre de 1987, de los refuerzos, mas el sobrecosto operativo por diferencia de perdidas
 (3) Las alternativas R se denominan tambien D en el informe principal.

TABLA No. 8

COSTOS PARA LA EXPANSION DE LA TRANSMISION

ESCENARIO A (6.8%)

REFUERZOS

(US \$ x 1000, Valor Presente Diciembre 1987, $i = 12\%$)

Alternativa	A PRECIOS DE EFICIENCIA	A PRECIOS DE MERCADO
AS00	125205	161456
AS01	125205	161456
AS15	129188	166605
AS12	129408	166895
AS11	129408	166895
AS13	128090	165186
AS14	137332	176989

- (1) Costo incluido en el valor presente de inversion de cada secuencia de generacion.
- (2) Incluye el costo en valor presente a Diciembre de 1987, de los refuerzos, mas el sobrecosto operativo por diferencia de perdidas.

TABLA No. 9

COSTOS PARA LA EXPANSION DE LA TRANSMISION

ESCENARIO D (6.3%)

REFUERZOS

(US \$ x 1000, Valor Presente Diciembre 1987, i = 12%)

Alternativa	A PRECIOS DE EFICIENCIA	A PRECIOS DE MERCADO
DT25	124191	159845
DT07	119576	153882
DT50	118580	152600
DS02	119337	153586
DS06	120090	154571
DT04	113600	146196
DT80	118946	153058
DT81	118033	151925

- (1) Costo incluido en el valor presente de inversion de cada secuencia de generacion.
- (2) Incluye el costo en valor presente a Diciembre de 1987, de los refuerzos, mas el sobrecosto operativo por diferencia de perdidas, hasta el ano 2002.

TABLA No. 10

COSTOS PARA LA EXPANSION DE LA TRANSMISION

ESCENARIO M (5.7%)

REFUERZOS

(US \$ x 1000, Valor Presente Diciembre 1987, i = 12%)

Alternativa	A PRECIOS DE EFICIENCIA	A PRECIOS DE MERCADO
MT04	103432	133201
MT07	108877	140219
MT50	108771	140059
MS02	109172	140598
MS03	103727	133578
MS06	110474	142359
MT25	112297	144566
MT06	103844	133812
MT60	109140	140529
MT61	112297	144566
MT62	111943	144114
MT63	111943	144114
MT64	108981	140322
MT65	112297	144566

- (1) Costo incluido en el valor presente de inversion de cada secuencia de generacion.
- (2) Incluye el costo en valor presente a Diciembre de 1987, de los refuerzos, mas el sobrecosto operativo por diferencia de perdidas, hasta el ano 2002.

TABLA No. 11

COSTOS PARA LA EXPANSION DE LA TRANSMISION

ESCENARIO B (5.5%)

REFUERZOS

(US \$ x 1000, Valor Presente Diciembre 1987, i = 12%)

Alternativa	A PRECIOS DE EFICIENCIA	A PRECIOS DE MERCADO
BT26	95502	123045
BT06	92689	119417
BT04	92689	119417
BS03	90394	116197
BT25	98715	126831
BT27	97292	125309
BT29	96959	124908
BS06	97958	126194
BS02	95418	122671
BT50	95386	122603

- (1) Costo incluido en el valor presente de inversion de cada secuencia de generacion.
- (2) Incluye el costo en valor presente a Diciembre de 1987, de los refuerzos, mas el sobrecosto operativo por diferencia de perdidas, hasta el año 2002.

TABLA No. 12

COSTOS PARA LA EXPANSION DE LA TRANSMISION

ESCENARIO N (5.3%)

REFUERZOS

(US \$ x 1000, Valor Presente Diciembre 1987, i = 12%)

Alternativa	A PRECIOS DE EFICIENCIA	A PRECIOS DE MERCADO
NT25	97486	125483
NT07	95504	122977
NT50	95482	122921
NS02	95529	122997
NS06	97525	125635
NT04	90058	115966
NT70	99567	128139
NT71	97077	124971
NT72	101254	130339
NT73	96711	124539
NT74	99692	128329
NT75	95057	122374

- (1) Costo incluido en el valor presente de inversion de cada secuencia de generation.
- (2) Incluye el costo en valor presente a Diciembre de 1987, de los refuerzos, mas el sobrecosto operativo por diferencia de perdidas, hasta el ano 2002.

TABLA No. 13

COSTOS PARA LA EXPANSION DE LA TRANSMISION

ESCENARIO P (4.9%)

REFUERZOS

(US \$ x 1000, Valor Presente Diciembre 1987, i = 12%)

Alternativa	A PRECIOS DE EFICIENCIA	A PRECIOS DE MERCADO
PT25	86223	110747
PT07	84536	108613
PT50	85115	109330
PS02	85104	109332
PS06	86702	111576
PT04	78922	101377
PT90	85976	110424
PT91	84551	108599
PT92	86171	110682
PT93	86040	110514
PT94	84453	108474
PT95	86040	110514

- (1) Costo incluido en el valor presente de inversion de cada secuencia de generacion.
- (2) Incluye el costo en valor presente a Diciembre de 1987, de los refuerzos, mas el sobrecosto operativo por diferencia de perdidas, hasta el año 2002.

cada una de estas alternativas a precios de eficiencia y precios de mercado respectivamente.

6. CONCLUSIONES

- La red objetivo para el año 2006 está caracterizada principalmente por una Y a 500 kV con centro en San Carlos y extremos en Cali o Patía, Bogotá y la Costa Atlántica. La configuración de la red objetivo es prácticamente invariante con las diferentes configuraciones de generación estudiadas en el largo plazo.
- Con la red de transmisión prevista hasta 1992 es posible garantizar un suministro confiable y seguro hasta dicho año. Dependiendo del escenario de demanda es necesario reforzar la red con compensación capacitiva a partir de 1993 en el escenario del 6.8% (A) o a partir de 1996 en el escenario del 4.9% (P). Las áreas que requieren con mayor urgencia esta compensación son las del Valle y la Costa Atlántica.
- El refuerzo a 500 kV hacia el Suroeste del país es posible aplazarlo hasta 3 años en el escenario del 6.8% (A) y hasta 5 años en el escenario del 4.9% (P) si se instala compensación estática en el área de Cali con el fin de aumentar la capacidad de transporte de los cuatro circuitos Esmeralda-Cali. Adicionalmente es importante anotar que esta compensación sería necesaria también con el circuito a 500 kV para poder soportar la contingencia de éste. La instalación de esta compensación requiere una nueva subestación a 230 kV a la cual se conectarían los cuatro circuitos Esmeralda-Cali y posteriormente serviría para instalar transformación 230/500 kV y así ser la subestación terminal de la línea a 500 kV San Carlos-Cali. La entrada

del proyecto Calima III en el período 1996-1998 aplazaría el refuerzo a 500 kV del orden de dos años.

- Con el fin de aumentar la capacidad de transporte de los circuitos a 500 kV, que interconectan el sistema central con la Costa Atlántica, es necesario instalar compensación estática en la subestación de Chinú y compensación serie en los circuitos Chinú-Sabanalarga para aplazar dos años aproximadamente el tercer circuito Urrá I-Chinú-Cartagena. La compensación de los circuitos a 500 kV se requiere a partir de 1995 en el escenario del 6.8% (A) y a partir de 1998 en el escenario del 4.9% (P).
- El área eléctrica de Bogotá requiere compensación a partir de 1995 en el escenario del 6.8% (A) y a partir de 1998 en el escenario del 4.9% (P). El refuerzo a 500 kV San Carlos-Bogotá se necesita en 1999 para el escenario A y en el 2002 para el P.
- En el caso de que no entre el proyecto Miel I antes de 1998 y con él la subestación Dorada, es necesario aumentar la capacidad de importación del área de Bogotá, instalando compensación reactiva en un valor del orden de 100 MVAR.
- Se confirma también la necesidad de energizar a 500 kV las líneas de conexión del proyecto Guavio. La entrada de un proyecto como Tibita 300 MW aplazaría la entrada del circuito a 500 kV hasta por un año.
- En el área de Nordeste con el fin de atrasar el refuerzo Barranca-Palos es necesario instalar compensación del orden de 60 MVAR en el período 1994-1996 de acuerdo con el escenario de demanda.

- En las alternativas en las que se considera el proyecto Fonce antes de 1999 en el escenario A o antes del 2002 en el escenario P se eliminan los refuerzos de Chivor-Paipa y San Carlos-Barranca, dado que la demanda de la región queda casi abastecida por generación local.
- Con el fin de optimizar el uso de la red de transmisión y que no sea ésta la que transporte la mayor parte de la demanda reactiva del sistema, es necesario que en cada área eléctrica se efectúen estudios y se implementen esquemas de compensación reactiva en las redes de distribución y subtransmisión.
- La compensación de las líneas de transmisión que se ha propuesto en este documento está orientada a suplir los reactivos que se necesita inyectarles a las líneas para aumentar la capacidad de transporte de éstas y no a cubrir la demanda de reactivos de cada una de las áreas.
- Es necesario realizar estudios adicionales de estabilidad cortocircuito y sobretensiones para probar la red bajo condiciones de estado transitorio y si es el caso recomendar las medidas remediales conducentes a garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema.

7. REFERENCIAS

- (1) ISA. "Metodología para el Planeamiento de la Expansión de la Transmisión", Oficina de Planeación DPUE-T-04, Febrero de 1988.
- (2) ISA. "Proyecciones Regionales de Ventas y Demandas de Energía y Potencia 1987-2006 (Modelo Econométrico

Revisado)", Oficina de Planeación, Agosto de 1987.
Revisión Diciembre de 1987.

- (3) ISA, "Sistema Eléctrico Colombiano Análisis de la Expansión Generación-Transmisión - Anexo No. 4 Expansión de la Transmisión", Oficina de Planeación, OPUE-T-28, Mayo de 1987.
- (4) ISA, "Plan de Expansión del Sistema Interconectado Colombiano - Expansión de la Transmisión", Oficina de Planeación, OPUE-T-05, Junio de 1986.
- (5) ISA, "Estudio sobre el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Colombiano", Oficina de Planeación, Febrero de 1986.
- (6) ISA, "Valoración Económica en Precios de Eficiencia del Caso Base de la Expansión de la Generación y la Transmisión". Informe de Avance, Gerencia Financiera, Octubre de 1988.

Sistema eléctrico colombiano análisis de la
expansión generación - transmisión periodo
1994-2000:/revisión /Interconexión Eléctrica S. A

333.914 I611s Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

FECHA