

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**ANALISIS DE CONFIABILIDAD PARA ATENDER
LA DEMANDA DEL PERIODO**

ISA

1993

333.914

IBlan

1993

ej. 1

750



ISA Interconexión Eléctrica S.A.

1 INTRODUCCION

2 OBJETIVO

3 METODOLOGIA

3.1 Definición de Niveles de Confianza

3.2 Análisis de Elementos del Sistema

3.3 Análisis de Potencia Generación - Transmisión

3.4 Análisis Económico

ANALISIS DE CONFIABILIDAD PARA ATENDER LA

DEMANDA EN EL PERIODO

1993 - 1999

4.2 Factores de

4.3 Sistema en

4.4 Plan de Emergencia

4.5 Casos de Racionamiento

4.6 Costos de Inversión

4.7 Costos de Operación, Administración y Mantenimiento

5 RESULTADOS

(VERSION 2.0)

5.1 Análisis de Energía Sistema de Generación

5.2 Análisis de Potencia Generación - Transmisión

5.3 Análisis Económico

5.3.1 Sistema de Generación

5.3.2 Sistema de Transmisión

5.3.3 Costos Totales del Sistema Generación - Transmisión para atender la demanda en el periodo 1995-1999

5.3.4 Costos Totales del Sistema Generación - Transmisión para atender la demanda en el periodo 1995-2002

OPUE - 07

5.3.5 Costo Incremental Promedio

5.3.6 Costo Implícito de Déficit

6 CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

MEDELLIN, FEBRERO 1993



ISA Institución Vaneconómica de Energía Eléctrica S.A.

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD PARA ATENDER LA DEMANDA EN EL PERÍODO 1993-1999

VERSION 2.01

01-0190

MEPT/11-1990-1999

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD PARA ATENDER LA DEMANDA ELÉCTRICA PERÍODO 1993-1999

1. INTRODUCCION

2. OBJETIVO

3. METODOLOGIA

- 3.1 Definición de Niveles de Confiabilidad
- 3.2 Análisis de Energía Sistema de Generación
- 3.3 Análisis de Potencia Generación - Transmisión
- 3.4 Análisis Económico

4. INFORMACION BASICA

- 4.1 Proyección de Demanda
- 4.2 Factores de Disponibilidad
- 4.3 Sistema en Operación
- 4.4 Plan de Emergencia
- 4.5 Costos de Racionamiento
- 4.6 Costos de Inversión
- 4.7 Costos de Operación, Administración y Mantenimiento

5. RESULTADOS

- 5.1 Análisis de Energía Sistema de Generación
- 5.2 Análisis de Potencia Generación - Transmisión
- 5.3 Análisis Económico
 - 5.3.1 Sistema de Generación
 - 5.3.2 Sistema de Transmisión
 - 5.3.3 Costos Totales del Sistema Generación - Transmisión para atender la demanda en el período 1995-1999
 - 5.3.4 Costos Totales del Sistema Generación - Transmisión para atender la demanda en el período 1995-2002
 - 5.3.5 Costo Incremental Promedio
 - 5.3.6 Costo Implícito de Déficit

6. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

ANALISIS DE CONFIABILIDAD PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA PERIODO 1993-1999

1. INTRODUCCION

Los estudios de confiabilidad aparecen desde el momento en que se reconoce y acepta que la mayoría de las componentes y elementos del sistema de energía están sometidas a incertidumbres en su disponibilidad.

Dentro de una concepción general se puede afirmar que tanto el sistema de suministro como el mercado consumidor se ven afectados cuando se presenta una baja confiabilidad en el suministro de energía. El primero al disminuir sus ventas y posiblemente tener que rebajar sus tarifas, al no estar entregando un servicio de buena calidad, y el segundo, al no poder realizar sus actividades económicas y sociales, incurrirá en pérdidas económicas graves e insatisfacciones personales.

Estos hechos han convertido a los índices de confiabilidad en elementos fundamentales para tomar las decisiones de expansión, operación y tarifación en los sistemas de energía. Al mismo tiempo, si se desea alcanzar un incremento en el nivel de confiabilidad del suministro en un sistema hidrotérmico, como el colombiano, se hace necesario aumentar los costos de abastecimiento, ya que se tendrán que realizar inversiones para disponer de equipo redundante de generación, transmisión y distribución, lo que implicará mayores costos de administración, operación y mantenimiento; o bien se deberá incrementar la generación térmica para mantener mayores reservas hidráulicas y disminuir los riesgos por bajas afluencias o pérdidas exageradas de cabeza hidráulica.

La confiabilidad que observa un usuario del sistema es el resultado global de las confiabilidades particulares de las componentes, que en este caso se asocian con los subsistemas de generación, transmisión y distribución, comprometidas en el servicio a dicho usuario. Para un sistema de suministro de electricidad, en general, la distribución de probabilidad de las fallas de un subsistema pueden depender de la distribución de las fallas del otro; sin embargo, es común hacer la suposición de que estos eventos son independientes, lo cual facilita enormemente los procedimientos de cálculo, ya que permite evaluar aisladamente la confiabilidad en cada subsistema y obtener la total como el producto de las confiabilidades individuales de cada componente.

2. OBJETIVO

Con el propósito de brindar elementos de juicio para establecer el nivel de riesgo con el cual debería planearse y expandirse el sistema de generación nacional, se realiza una

INTRODUCCIÓN

Las unidades de confiabilidad operan desde el momento en que se reconoce y acepta que la mayoría de las componentes y elementos del sistema de energía están sometidas a incertidumbres en su disponibilidad.

Dentro de una concepción general se puede afirmar que tanto el sistema de suministro como el mercado consumidor se ven afectados cuando se presenta una baja de confiabilidad en el suministro de energía. El primero al disminuir sus ventas y posteriormente tener que realizar sus tareas, al no estar entregando un servicio de buena calidad, y el segundo, al no poder realizar sus actividades económicas y sociales, lo que ocasiona pérdidas económicas graves e insatisfacciones personales.

Estos hechos han convertido a los índices de confiabilidad en elementos fundamentales para tomar las decisiones de expansión, operación y confiabilidad en los sistemas de energía. Al mismo tiempo, si se desea alcanzar un incremento en el nivel de confiabilidad del suministro en un sistema hidrotérmico, como el colombiano, se hace necesario aumentar los costos de abastecimiento, ya que se tendrán que realizar inversiones para disponer de equipo redundante de generación, transmisión y distribución, lo que implicará mayores costos de administración, operación y mantenimiento; o bien se deberá incrementar la generación térmica para mantener mayores reservas hidráulicas y disminuir los riesgos por bajas afluencias o pérdidas exageradas de cabeza hidráulica.

La confiabilidad que observa un usuario del sistema es el resultado global de las confiabilidades particulares de las componentes, que en este caso se asocian con los subsistemas de generación, transmisión y distribución, comprometidas en el servicio a dicho usuario. Para un sistema de suministro de electricidad, en general, la distribución de confiabilidad de las fallas de un subsistema pueden depender de la distribución de las fallas del otro; sin embargo, es común hacer la suposición de que estos eventos son independientes, lo cual facilita enormemente los procedimientos de cálculo, ya que permite evaluar separadamente la confiabilidad en cada subsistema y obtener el total como el producto de las confiabilidades individuales de cada componente.

OBJETIVO

Con el propósito de poder evaluar el nivel de riesgo con el que se enfrenta el sistema de generación nacional, se realizó un

evaluación de los impactos económicos y energéticos para diferentes niveles prefijados de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, durante el período de planeación 1993-1999.

3. METODOLOGIA

Para el análisis del cubrimiento de la demanda con diferentes niveles de confiabilidad se siguen los siguientes pasos:

3.1 Definición de Niveles de Confiabilidad

Se han prefijado cinco niveles de confiabilidad de energía, para realizar la evaluación de los impactos económicos y energéticos, medidos como la probabilidad de satisfacer la demanda, corresponden al ~ 100%, 99%, 98%, 97% y 95%.

Los índices de confiabilidad utilizados en el análisis para cada nivel son:

- Probabilidad mensual de satisfacer la demanda
- El valor esperado de racionamiento de energía condicionado a la presencia de déficit, y
- El costo esperado de los déficit

Para la confiabilidad de potencia se utiliza el indicador de valor esperado de racionamiento de potencia VERP ajustando los refuerzos de transmisión de modo tal que en ningún caso se supere el límite del 1%.

3.2 Análisis de Energía Sistema de Generación

Consiste en analizar la confiabilidad del subsistema de generación, con el fin de encontrar los requerimientos de capacidad en el período, considerando como variable aleatoria explícita (fuente de los déficit) los aportes hidrológicos al sistema. Las fallas en las unidades de generación se consideran en forma determinística mediante la aplicación de un factor de disponibilidad para potencia que reúne el promedio de ocurrencia de estos eventos.

Para este análisis no se ha consolidado la información de caudales de los años 1991 y 1992 para todos los ríos del sistema, por tanto partiendo de la información que ISA dispone se ha realizado una aproximación, que consiste en corregir la generación sintética de caudales de manera que se tenga en cuenta la sequía de estos dos últimos años, sin afectar el coeficiente de correlación serial con el que fueron creadas.

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

3.3 Análisis de Potencia Generación - Transmisión

Una vez analizada la confiabilidad en el sistema de generación se evalúa la de transmisión, con el fin de determinar los refuerzos a la red en el período, se realiza a través de una simulación estocástica para diferentes estados de operación, partiendo de las distribuciones de probabilidad de cada uno de los elementos del sistema. Las variables aleatorias consideradas son disponibilidad de unidades de generación, líneas y transformadores.

Los resultados de potencia se obtienen con el Modelo de Simulación Montecarlo para los análisis de confiabilidad Generación - Transmisión.

3.4 Análisis Económico

Teniendo en cuenta los incrementos de capacidad dados por el análisis energético y los proyectos de transmisión necesarios para transportar la energía, se calculan los costos asociados a cada una de las alternativas en dólares constantes de diciembre de 1990.

Los valores resultantes de costos son valores esperados y se encuentran desagregados, para el sistema de generación, en dos componentes principales: el abastecimiento, que refleja los costos incurridos por el Sector Eléctrico para atender los requerimientos de energía e incluye los costos de inversión, administración y mantenimiento y combustibles; y el racionamiento de energía que muestra las pérdidas para los consumidores. En el sistema de transmisión, adicional a los costos de inversión y administración y mantenimiento, se evalúan los costos de pérdidas variables en la red y los costos de racionamiento de potencia.

Dentro del análisis económico se calculan los valores presentes a diciembre de 1992, utilizando una tasa de descuento del 12% anual, para luego entrar a la comparación de las alternativas para los distintos niveles de confiabilidad teniendo en cuenta los sobrecostos (o ahorros) que representa cada una de ellas con respecto a la alternativa ajustada a un nivel del 95%. Adicionalmente se calcula el costo incremental promedio del período tanto a nivel de generación como de transmisión y teniendo en cuenta o no las partidas correspondientes a impuestos.

El período de análisis se ha fijado en 1993-1999, sin embargo, para el cálculo del Costo Incremental Promedio se hace necesario expandir el sistema a un período más largo que el determinado, por tanto se adiciona con este fin los años del 2000 al 2002 como corrección terminal.

Es necesario anotar que para los análisis económicos se han excluido los costos de inversión, administración y mantenimiento correspondientes a todas las centrales que se encuentran en operación, así como también los correspondientes a aquellas que han comenzado su etapa de operación o están próximos a su inicio (en generación, caso los proyectos Guavio, Riogrande II y los especificados en el Plan de Emergencia), ya que sus costos respectivos no son objeto de decisión y constituyen unos costos comunes a todas las alternativas.

4. INFORMACION BASICA

4.1 Proyección de Demanda

De las proyecciones de demanda utilizadas en el análisis del Plan de Expansión de Referencia (Figura 1) se selecciona la proyección que se presenta como límite superior y corresponde, para el período 1991-2011 sin tener en cuenta el efecto de sustitución, a una tasa de crecimiento promedio para el período 1992 - 2000 del 4.7%.

Para el año 2000 la demanda de energía se estima en 53714 GWh y teniendo en cuenta las proyecciones macroeconómicas realizadas por el Departamento Nacional de Planeación -DNP-, el PIB se supone crecerá al 4.4%. Esta proyección no tiene en cuenta el racionamiento iniciado en 1992, así como los efectos que tendrá en los primeros años de proyección, el incentivo a un uso más racional de la energía eléctrica y la penetración acelerada de los sustitutos. En la Tabla 1 se presentan los valores de la proyección para el sistema.

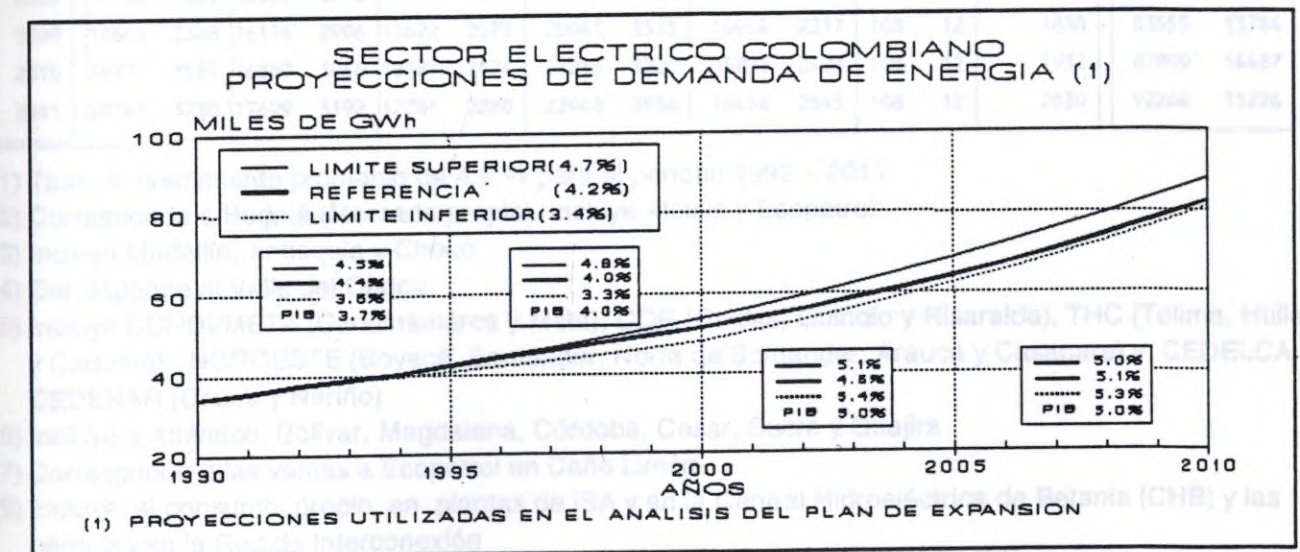


Figura 1

este último valor están incluidos los 1000 MW del proyecto Guavio y los 500.6 MW restantes se especifican en la Tabla 2.

Se han considerado dentro del estudio la disponibilidad de potencia de las plantas de 150 MW de generación privada en Barranquilla por 15 años, así como las de plantas de propiedad de ECOPETROL y PROELECTRICA. Para todas estas centrales se ha supuesto un factor de utilización mínimo de 0.0.

Tabla 2
PROYECTOS DEL PLAN DE EMERGENCIA PARA EXPANSION

PROYECTO	MW
GUAVIO	1000.0
ZIPA - ISA 5	66.0
UNION 2	2.5
RIOMAR 1	10.8
UNION 1	3.5
PALENQUE 5	20.0
EL RIO 1	1.8
EL RIO 7	2.5
ZIPA - EEB 2	37.5
CHINU 3	33.0
EL RIO 8	13.0
ECOPETROL VALLE	26.0
BELMONTE	1.0
PROELECTRICA MAMONAL	90.0
ECOPETROL OCOA	28.0
ECOPETROL GUALANDAY 2	15.0
PRIV B/QUILLA	150.0
TOTAL	1500.6

Tabla 4
PROYECTOS TERMOELECTRICOS
RESUMEN DE LA INFORMACION TECNICA Y ECONOMICA

PROYECTO	TIPO (1)	CAPACIDAD (MW)	NUMERO DE UNIDADES	ENERGIA MEDIA (GWh)	PPTO. INVERSION US\$ MILL.	COSTO INDICE INVERSION US\$/kW	COSTO INVERSION Y AOM US\$/MWh	COSTO COMB. SITIO US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
PLANTAS TERMICAS A GAS (2)									
TURBO GAS 150	TG	150	1	790	63.2	421	19.8	18.1-26.9	37.9-46.7
TURBO GAS (STIG)	TGS	50	1	260	40.9	817	32.7	14.3-21.3	47.0-54.0
CICLO COMB 150	TGC	150	2	790	90.0	600	20.6	13.4-19.9	34.0-40.5
REPOT CG 3	TRE	120	2	630	89.3	744	26.3	13.1	39.4
REPOT BQ 4	TRE	120	2	630	89.3	744	26.3	13.1	39.4
CICLO COMB 300	TGC	300	3	1580	170.3	568	20.5	13.4-19.9	34.0-40.5
PLANTAS TERMICAS A CARBON									
ZIPA VI (150 MW)	TCV	150	1	790	236.7	1578	44.0	9.2	53.2
TASAJERO II (150 MW)	TCV	150	1	790	240.7	1604	44.7	8.6	53.3
PAIPA IV (150 MW)	TCV	150	1	790	232.6	1551	43.5	10.2	53.7
AMAGA (150 MW)	TCV	150	1	790	246.2	1641	45.9	11.0	57.0
CARTAGENA IV (150 MW)	TCV	150	1	790	249.3	1662	46.3	9.5	55.8
LA LOMA (300 MW)	TCV	300	1	1580	465.5	1552	45.8	5.7	51.5
TASAJERO II (300 MW)	TCV	300	1	1580	467.9	1560	45.9	8.6	54.5
AMAGA (300 MW)	TCV	300	1	1580	470.5	1568	46.3	10.1	56.3
TIBITA (300 MW)	TCV	300	1	1580	462.7	1542	45.5	9.4	54.9
SAN JORGE (300*2 MW)	TCV	600	2	3160	872.6	1454	44.2	9.2	53.3
SAN JORGE (300 MW)	TCV	300	1	1580	475.4	1585	46.7	9.4	56.1
TIBITA (300*2 MW)	TCV	600	2	3160	889.9	1483	45.0	9.4	54.4

(1) H: Hidroeléctrica, HD: Desviación a una hidroeléctrica, HAC: Ampliación de capacidad a una hidroeléctrica, TG: Turbogás, TGS: Turbogás tipo STIG, TGC: Térmica de ciclo combinado, TCV: Térmica de vapor con carbón, TRE: Térmica repotenciación.
(2) La información técnica y los presupuestos de las plantas Turbogás y Ciclo Combinado son de referencia.

4.7 Costos de Operación, Administración y Mantenimiento

Los costos unitarios de combustible para la operación de las plantas térmicas provienen de la información suministrada por Ecopetrol y Carbocol, y son los que se presentan en la Tabla 5.

El costo de administración y mantenimiento utilizado por tipo de planta es el presentado en la Tabla 6

Tabla 5
COSTOS DE COMBUSTIBLE
(US\$ / unidad)

COMBUSTIBLE	UNIDAD	SITIO	COSTO A 1995	COSTO A 1999
GAS	MBTU	COSTA ATLANTICA	1.34	1.74
		MAGDALENA MEDIO	1.69	2.08
		CALI	2.35	2.65
CARBON	TONELADAS	ZIPA		9.51
		YUMBO		24.14
		PAIPA		9.31
		TASAJERO		11.11
		GUAJIRA		27.14
		TASAJERO II		23.18
		PAIPA IV		23.43
		TIBITA LA LOMA		26.36 14.70
FUEL OIL	GALONES	TIBU - ZULIA	0.29	0.32
IMPORTACIONES	MWh	VENEZUELA		32.5

TABLA 6
COSTOS DE ADMINISTRACION Y MANTENIMIENTO

TIPO DE CENTRAL	US\$/KW_año
TURBOGAS	36.8
CICLO COMBINADO	26.3
CARBON	18.0

5. RESULTADOS

5.1 Análisis de Energía Sistema de Generación.

- **Determinación de las fechas en que se requiere la capacidad adicional para satisfacer la demanda a las distintas confiabilidades**

El procedimiento para ajustar la secuencia de proyectos a los distintos niveles de confiabilidad de energía, consiste en desplazar, adelantar o adicionar, la capacidad aprobada por el CONPES de 1200 MW térmicos, de tal forma que se obtenga el índice de confiabilidad buscado.

El criterio de ajuste está dado por la probabilidad de que no se presenten determinado número de fallas a nivel mensual dependiendo del criterio de confiabilidad establecido.

Teniendo en cuenta el sistema inicial, la entrada de los proyectos Guavio y Riogrande II y el Plan de emergencia, se toma como año inicial de referencia para la expansión 1995, cuyo balance de capacidad a enero es el presentado en Tabla 7

TABLA 7

BALANCE DE CAPACIDAD (MW) ENERO DE 1995		
Sistema Inicial 1992		8190.0
Recuperación de Unidades que no están en el Plan de Emergencia		
Río 6	11 MW	
Chinú 2	33 MW	
Río 9 y 10	11 MW	
Chinú Corelca	11 MW	
Ballenas 1	12 MW	
Total		78.0
Hidráulicas Menores		166.0
TOTAL 1992		8434.0
Plan de Emergencia (sin Guavio)		500.6
Central Calderas		20.0
Proyecto Guavio		1000.0
Proyecto Riogrande II		322.5
TOTAL 1995		10278.0

La capacidad térmica requerida en el período 1995-1999, para atender una demanda con tasa de crecimiento promedio del 4.7% en el período 1992-2000, es la presentada en la Tabla 8.

De la Tabla se puede observar que para un 95% y un 97% de confiabilidad se requiere a partir del año 1997, los 1200 MW térmicos, aprobados por el CONPES en agosto de 1992; la alternativa al 98% de confiabilidad, necesita 150 MW adicionales (a los 1200 MW) para satisfacer el criterio. En el año 1996 se inician las adiciones de capacidad al sistema para una confiabilidad del 99%, agregándose 450 MW a la capacidad aprobada por el CONPES. Las adiciones de capacidad en la alternativa de ~ 100% suman 1950 MW distribuidos en todo el período e iniciando su entrada en operación a partir de 1995 con 750 MW.

Si se toma como base la secuencia ajustada al 95%, los incrementos de capacidad al ir modificando el nivel de confiabilidad son:

**INCREMENTOS DE CAPACIDAD
PERIODO 1995 - 1999**

CONFIABILIDAD (%)	INCREMENTO DE CAPACIDAD RESPECTO A LA DEL 95% (MW)
~ 100	750
99	450
98	150
97	0

Para las alternativas con niveles de confiabilidad de ~ 100% y 99% se hace necesario verificar la factibilidad de tener disponible la capacidad requerida en los años 1995 y 1996 respectivamente, ya que dentro del análisis se obvia el problema de su factibilidad y viabilidad técnica, económica, ambiental y financiera en esas fechas, además de que se supone disponibilidad para el suministro de combustible en cada una de ellas.

Tabla 8
CAPACIDAD TERMOELECTRICA REQUERIDA
PARA DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD
PERIODO 1995-1999

CAPACIDAD COMUN A 1995: 10276 MW
(77% Hidráulica y 23% Térmica)

AÑO	NIVELES DE CONFIABILIDAD				
	~ 100%	99%	98%	97%	95%
1995	750 MW D				
1996		150 MW D 150 MW D 150 MW D			
1997	300 MW G	300 MW G	300 MW G	300 MW G	150 MW G
1998	150 MW C	150 MW C	300 MW G 150 MW C	300 MW G 150 MW C	150 MW G 300 MW G
1999	300 MW C 450 MW C	300 MW C 450 MW C	300 MW C 300 MW C	450 MW C	150 MW C 450 MW C
TOTAL PERIODO	1950 MW	1650 MW	1350 MW	1200 MW	1200 MW

- (1) G: Térmica a gas, incluye ciclos combinados y turbogas
 C: Térmica a carbón
 D: Térmica a combustible dual, fuel oil o gas

INCREMENTOS DE CAPACIDAD
PERIODO 1995 - 1999

CONFIABILIDAD (%)	INCREMENTO DE CAPACIDAD RESPECTO A LA DEL 95% (MW)
100	750
99	450
98	150
97	0

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

CAPACIDAD DEL SISTEMA PARA DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD

Nivel de Confiabilidad	Total	Hidráulica		Térmica	
		MW	%	MW	%
~ 100%	11267	7957	65	4311	35
99%	11967	7957	67	4011	33
98%	11667	7957	68	3711	32
97%-95%	11517	7957	69	3561	31

■ Análisis Estocástico

De los análisis de energía para los niveles de confiabilidad del 99%, 98%, 97% y 95%, se obtienen los resultados presentados en las Tablas 9 a 12, en ellas se incluyen a nivel mensual, para cada año del período 1995 - 1999, el déficit de energía condicionado (en GWh y como porcentaje de la demanda) y el costo de racionamiento de energía (GWh). La alternativa ajustada para el ~ 100% implica que con ella no se presenta ningún déficit de energía, dentro del número de casos simulados.

A nivel mensual el máximo valor esperado porcentual de racionamiento de energía para la alternativa del 95% se presenta en el año 1997 con un nivel del 10% de la demanda (382.8 GWh) en el mes de marzo; para este mismo año y mes la alternativa al 97% de confiabilidad muestra un déficit porcentual del 10.4% (401.3 GWh). En el año 1998, la alternativa ajustada al 98% de confiabilidad presenta un máximo porcentual de déficit en el mes de marzo de 7.9% (317.5 GWh) y la alternativa al 99%, en el mismo mes del año 1997 muestra un 3.3% (128.6 GWh).

Para la estación de verano los máximos valores esperados condicionados a la presencia de déficit son: Para el nivel de confiabilidad del 95% se presenta un 3.8% de déficit en el año 1999, con un máximo mensual de 398.2 GWh en el mes de febrero. Al 97% de confiabilidad este valor condicionado es de 3.2% en el año 1997 y a nivel mensual el valor más crítico se presenta en el mes de marzo con 401.3 GWh. En el 98% de confiabilidad éste valor máximo condicionado es de 2.5% en el verano de 1998, con una profundidad en el mes de marzo de 300.7 GWh; y para el 99% de

TABLA 9
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
NIVEL DE CONFIABILIDAD 95%
SIMULACION ESTOCASTICA

		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	VERANO	INVERNO	TOTAL
1995	DEMANDA ENER,GWh	3375.0	3621.0	3494.0	3489.0	3502.0	3523.0	3515.0	3540.0	3600.0	3566.0	3616.0	3566.0	17367.0	24862.0	42229.0
	DEFICIT ENERGIA	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
	DEFICIT % DEMANDA	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
	COSTO RAC. MILL \$US	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
1996	DEMANDA ENER,GWh	3550.0	3809.0	3675.0	3670.0	3684.0	3706.0	3697.0	3724.0	3786.0	3751.0	3804.0	3751.0	18270.0	26152.0	44422.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	125.9	164.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	289.9	0.0	289.9
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	3.4	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	0.7
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	20.7	28.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	49.5	0.0	49.5
1997	DEMANDA ENER,GWh	3716.0	3987.0	3847.0	3842.0	3856.0	3880.0	3870.0	3898.0	3964.0	3926.0	3982.0	3926.0	19143.0	27376.0	46519.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	382.8	219.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	602.7	0.0	602.7
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	10.0	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	0.0	1.3
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	74.7	39.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.2	0.0	114.2
1998	DEMANDA ENER,GWh	3886.0	4169.0	4022.0	4017.0	4032.0	4057.0	4047.0	4076.0	4144.0	4105.0	4164.0	4105.0	20020.0	28625.0	48645.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	153.6	291.3	278.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	444.9	278.5	723.4
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	3.8	7.3	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	1.0	1.5
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	26.2	53.4	50.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	79.6	50.6	130.2
1999	DEMANDA ENER,GWh	4083.0	4381.0	4227.0	4222.0	4237.0	4263.0	4253.0	4283.0	4355.0	4314.0	4376.0	4314.0	21018.0	30081.0	51099.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	398.2	235.4	158.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	791.9	0.0	791.9
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	9.1	5.6	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	0.0	1.5
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	73.0	41.3	27.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	141.3	0.0	141.3

TABLA 10
 SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
 ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
 NIVEL DE CONFIABILIDAD 97%
 SIMULACION ESTOCASTICA

		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	VERANO	INVIERNO	TOTAL
1995	DEMANDA ENER,GWh	3375.0	3621.0	3494.0	3489.0	3502.0	3523.0	3515.0	3540.0	3600.0	3566.0	3616.0	3566.0	17367.0	24862.0	42229.0
	DEFICIT ENERGIA	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
	DEFICIT % DEMANDA	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
	COSTO RAC. MILL \$US	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
1996	DEMANDA ENER,GWh	3550.0	3809.0	3675.0	3670.0	3684.0	3706.0	3697.0	3724.0	3786.0	3751.0	3804.0	3751.0	18270.0	26152.0	44422.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	135.9	166.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	302.2	0.0	302.2
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	3.7	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.7
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	23.3	29.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	52.5	0.0	52.5
1997	DEMANDA ENER,GWh	3716.0	3987.0	3847.0	3842.0	3856.0	3880.0	3870.0	3898.0	3964.0	3926.0	3982.0	3926.0	19143.0	27376.0	46519.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	401.3	219.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	621.1	0.0	621.1
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	10.4	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.2	0.0	1.3
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	75.3	39.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.9	0.0	114.9
1998	DEMANDA ENER,GWh	3886.0	4169.0	4022.0	4017.0	4032.0	4057.0	4047.0	4076.0	4144.0	4105.0	4164.0	4105.0	20020.0	28625.0	48645.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	243.2	232.5	278.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	475.7	278.5	754.2
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	6.0	5.8	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	1.0	1.6
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	42.0	42.0	50.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	84.0	50.6	134.6
1999	DEMANDA ENER,GWh	4083.0	4381.0	4227.0	4222.0	4237.0	4263.0	4253.0	4283.0	4355.0	4314.0	4376.0	4314.0	21018.0	30081.0	51099.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	190.0	192.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	382.0	0.0	382.0
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	4.5	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.7
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	32.4	33.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	66.1	0.0	66.1

TABLA 12
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
NIVEL DE CONFIABILIDAD 99%
SIMULACION ESTOCASTICA

		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	VERANO	INVIERNO	TOTAL
1995	DEMANDA ENER,GWh	3375.0	3621.0	3494.0	3489.0	3502.0	3523.0	3515.0	3540.0	3600.0	3566.0	3616.0	3566.0	17367.0	24862.0	42229.0
	DEFICIT ENERGIA	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
	DEFICIT % DEMANDA	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
	COSTO RAC. MILL \$US	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
1996	DEMANDA ENER,GWh	3550.0	3809.0	3675.0	3670.0	3684.0	3706.0	3697.0	3724.0	3786.0	3751.0	3804.0	3751.0	18270.0	26152.0	44422.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	113.6	82.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	196.2	0.0	196.2
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	3.1	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.4
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	18.6	13.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	0.0	32.0
1997	DEMANDA ENER,GWh	3716.0	3987.0	3847.0	3842.0	3856.0	3880.0	3870.0	3898.0	3964.0	3926.0	3982.0	3926.0	19143.0	27376.0	46519.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	128.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	128.6	0.0	128.6
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.3
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	21.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.7	0.0	21.7
1998	DEMANDA ENER,GWh	3886.0	4169.0	4022.0	4017.0	4032.0	4057.0	4047.0	4076.0	4144.0	4105.0	4164.0	4105.0	20020.0	28625.0	48645.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	0.0	105.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	105.6	0.0	105.6
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	0.0	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.2
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	0.0	17.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.5	0.0	17.5
1999	DEMANDA ENER,GWh	4083.0	4381.0	4227.0	4222.0	4237.0	4263.0	4253.0	4283.0	4355.0	4314.0	4376.0	4314.0	21018.0	30081.0	51099.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	74.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	74.3	0.0	74.3
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.1
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0	0.0	12.0

confiabilidad es de 1.1% presentado en el año 1996, con una profundidad máxima de 113.6 GWh en el mes de marzo.

Desde el punto de vista de la operación del sistema, a medida que se incrementa el nivel de confiabilidad, se presenta un aumento de la generación térmica despachada de hasta un 8% anual en el año 1997, para los niveles extremos analizados 95% y ~100%.

El despacho de la generación hidráulica presenta para las alternativas analizadas poca diferencia, entre las confiabilidades del 95% y ~100% se muestra la diferencia máxima de tan sólo 2%, que equivale a una generación adicional, en la alternativa de ~100%, de 704.8 GWh en el año 1997.

Los vertimientos agregados relativos, con respecto a los resultados que presenta el sistema con un nivel de confiabilidad del 95%, oscilan entre un 25% y 7%, para las alternativas de niveles de confiabilidad del ~100% y 97% respectivamente, ello equivale a 505 GWh en el año 1998 para la alternativa de ~100%, y de 152 GWh en el mismo año para la alternativa del 97% de confiabilidad.

■ Análisis Determinístico

Con el objeto de medir el desempeño energético del sistema, para el evento de hidrología crítica, se analiza para cada una de las secuencias presentadas, el efecto ante la presencia de una hidrología similar a la presentada en el período 1956 - 1970, y como período crítico los años 1991 y 1992. Se realizan simulaciones determinísticas e independientes para cada uno de los años en el que se quiere evaluar el desempeño energético del sistema.

Los resultados de estas simulaciones determinísticas se presentan en las Tablas 13 a 17, especificando para cada nivel de confiabilidad, el déficit de energía en GWh y como porcentaje de la demanda, además de el costo de operación y el costo de racionamiento en millones de dólares constantes de 1990.

El análisis mensual de los resultados sobre valores porcentuales de racionamiento de energía condicionado muestran que en el mes de marzo del año 1998, para las alternativas ajustadas al 95%, 97% y 98%, se presentan los índices más altos en el período con valores de 23.8% (956.6 GWh), 21.8% (876.9 GWh) y 18.5% (744.7 GWh) de déficit con respecto a la demanda mensual respectivamente. En la alternativa ajustada al 99%, el mes crítico es marzo de 1996 con un valor de racionamiento porcentual del 7.9% (292.1 GWh).

TABLA 13
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
NIVEL DE CONFIABILIDAD 95%
HIDROLOGIA CRITICA

		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	VERANO	INVIERNO	TOTAL
		1995	DEMANDA ENER,GWh	3375.0	3621.0	3494.0	3489.0	3502.0	3523.0	3515.0	3540.0	3600.0	3566.0	3616.0	3566.0	17367.0
	DEFICIT ENERGIA	17.4	112.4	290.8	253.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	674.1	0.0	674.1
	DEFICIT % DEMANDA	0.5	3.1	8.3	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	0.0	1.6
	COSTO OPE. MILL \$US	15.9	15.9	15.9	15.9	7.5	7.7	7.7	9.4	7.7	8.2	8.4	8.4	75.6	56.6	132.2
	COSTO RAC. MILL \$US	2.8	18.9	53.7	46.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	121.6	0.0	121.6
1996	DEMANDA ENER,GWh	3550.0	3809.0	3675.0	3670.0	3684.0	3706.0	3697.0	3724.0	3786.0	3751.0	3804.0	3751.0	18270.0	26152.0	44422.0
	DEFICIT ENERGIA	109.3	185.9	331.3	379.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	86.5	1005.8	0.0	1005.8
	DEFICIT % DEMANDA	3.1	4.9	9.0	10.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	5.5	0.0	2.3
	COSTO OPE. MILL \$US	21.8	21.8	21.8	21.8	15.0	21.8	16.1	18.6	18.5	18.5	21.5	22.5	95.6	130.0	225.6
	COSTO RAC. MILL \$US	18.4	32.6	62.0	72.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.2	185.5	0.0	185.5
1997	DEMANDA ENER,GWh	3716.0	3987.0	3847.0	3842.0	3856.0	3880.0	3870.0	3898.0	3964.0	3926.0	3982.0	3926.0	19143.0	27376.0	46519.0
	DEFICIT ENERGIA	180.6	278.3	665.7	459.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.8	155.8	1671.0	16.8	1687.8
	DEFICIT % DEMANDA	4.9	7.0	17.3	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	4.0	8.7	0.1	3.6
	COSTO OPE. MILL \$US	22.5	22.5	22.5	23.6	21.9	20.4	21.7	20.4	20.3	20.5	24.2	24.2	113.6	149.4	263.0
	COSTO RAC. MILL \$US	31.7	50.6	137.6	89.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	26.6	323.6	2.7	326.3
1998	DEMANDA ENER,GWh	3886.0	4169.0	4022.0	4017.0	4032.0	4057.0	4047.0	4076.0	4144.0	4105.0	4164.0	4105.0	20020.0	28625.0	48645.0
	DEFICIT ENERGIA	163.1	172.6	956.6	557.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	71.2	2005.9	0.0	2005.9
	DEFICIT % DEMANDA	4.2	4.1	23.8	13.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	10.0	0.0	4.1
	COSTO OPE. MILL \$US	24.2	25.4	25.4	25.4	22.9	26.2	23.5	22.5	22.6	24.2	26.4	27.5	124.6	168.3	292.9
	COSTO RAC. MILL \$US	28.1	29.7	219.3	111.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	415.3	0.0	415.3
1999	DEMANDA ENER,GWh	4083.0	4381.0	4227.0	4222.0	4237.0	4263.0	4253.0	4283.0	4355.0	4314.0	4376.0	4314.0	21018.0	30081.0	51099.0
	DEFICIT ENERGIA	117.1	210.2	765.4	495.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	139.8	1659.8	0.0	1659.8
	DEFICIT % DEMANDA	2.9	4.8	18.1	11.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.2	7.9	0.0	3.2
	COSTO OPE. MILL \$US	28.3	28.3	28.3	28.3	24.0	24.6	27.8	24.6	24.4	27.0	30.1	30.1	140.7	182.5	323.2
	COSTO RAC. MILL \$US	19.6	36.8	159.4	96.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.6	323.6	0.0	323.6

TABLA 14
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
NIVEL DE CONFIABILIDAD 97%
HIDROLOGIA CRITICA

		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	VERANO	INVIERNO	TOTAL
1995	DEMANDA ENER,GWh	3375.0	3621.0	3494.0	3489.0	3502.0	3523.0	3515.0	3540.0	3600.0	3566.0	3616.0	3566.0	17367.0	24862.0	42229.0
	DEFICIT ENERGIA	17.4	112.4	290.8	253.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	674.1	0.0	674.1
	DEFICIT % DEMANDA	0.5	3.1	8.3	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	0.0	1.6
	COSTO OPE. MILL \$US	15.9	15.9	15.9	15.9	7.5	7.7	7.7	9.4	7.7	7.8	8.4	8.4	75.6	56.2	131.8
	COSTO RAC. MILL \$US	2.8	18.9	53.7	46.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	121.6	0.0	121.6
1996	DEMANDA ENER,GWh	3550.0	3809.0	3675.0	3670.0	3684.0	3706.0	3697.0	3724.0	3786.0	3751.0	3804.0	3751.0	18270.0	26152.0	44422.0
	DEFICIT ENERGIA	109.3	185.9	331.3	379.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.2	1005.8	0.0	1005.8
	DEFICIT % DEMANDA	3.1	4.9	9.0	10.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	5.5	0.0	2.3
	COSTO OPE. MILL \$US	21.8	21.8	21.8	21.8	14.7	18.4	13.7	17.7	17.7	18.7	21.9	22.5	95.6	122.8	218.4
	COSTO RAC. MILL \$US	18.4	32.6	62.0	72.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	185.5	0.0	185.5
1997	DEMANDA ENER,GWh	3716.0	3987.0	3847.0	3842.0	3856.0	3880.0	3870.0	3898.0	3964.0	3926.0	3982.0	3926.0	19143.0	27376.0	46519.0
	DEFICIT ENERGIA	180.4	161.2	647.4	386.3	0.0	9.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	58.9	1489.5	9.6	1499.1
	DEFICIT % DEMANDA	4.9	4.0	16.8	10.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	7.8	0.0	3.2
	COSTO OPE. MILL \$US	22.5	22.5	24.8	24.8	16.3	25.3	18.1	21.8	20.2	21.7	24.3	25.3	117.1	147.7	264.8
	COSTO RAC. MILL \$US	31.6	27.6	133.3	73.5	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.5	285.2	1.5	286.7
1998	DEMANDA ENER,GWh	3886.0	4169.0	4022.0	4017.0	4032.0	4057.0	4047.0	4076.0	4144.0	4105.0	4164.0	4105.0	20020.0	28625.0	48645.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	102.5	876.9	557.8	0.0	0.0	0.0	10.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1596.1	10.2	1606.3
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	2.5	21.8	13.9	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0	0.0	3.3
	COSTO OPE. MILL \$US	23.6	25.3	25.3	25.3	22.8	21.0	17.2	27.9	22.5	24.9	25.8	28.1	124.8	162.1	286.9
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	16.9	195.7	111.6	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	333.7	1.6	335.3
1999	DEMANDA ENER,GWh	4083.0	4381.0	4227.0	4222.0	4237.0	4263.0	4253.0	4283.0	4355.0	4314.0	4376.0	4314.0	21018.0	30081.0	51099.0
	DEFICIT ENERGIA	82.8	55.3	614.7	495.9	0.0	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	85.1	1248.7	12.9	1261.6
	DEFICIT % DEMANDA	2.0	1.3	14.5	11.7	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	5.9	0.0	2.5
	COSTO OPE. MILL \$US	28.7	28.7	28.7	28.7	23.9	30.1	20.2	24.8	24.8	27.7	28.5	31.1	142.9	180.0	322.9
	COSTO RAC. MILL \$US	13.4	8.9	123.9	96.3	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	242.5	2.1	244.6

TABLA 15
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
NIVEL DE CONFIABILIDAD 98%
HIDROLOGIA CRITICA

		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	VERANO	INVIERNO	TOTAL
1995	DEMANDA ENER,GWh	3375.0	3621.0	3494.0	3489.0	3502.0	3523.0	3515.0	3540.0	3600.0	3566.0	3616.0	3566.0	17367.0	24862.0	42229.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	126.8	344.7	253.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	725.0	0.0	725.0
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	3.5	9.9	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	0.0	1.7
	COSTO OPE. MILL \$US	14.3	15.9	15.9	15.9	7.6	8.7	7.6	8.8	7.7	7.3	7.2	8.4	74.2	54.9	129.1
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	21.5	65.4	46.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	133.1	0.0	133.1
1996	DEMANDA ENER,GWh	3550.0	3809.0	3675.0	3670.0	3684.0	3706.0	3697.0	3724.0	3786.0	3751.0	3804.0	3751.0	18270.0	26152.0	44422.0
	DEFICIT ENERGIA	17.9	62.5	254.6	299.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	634.1	0.0	634.1
	DEFICIT % DEMANDA	0.5	1.6	6.9	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	3.5	0.0	1.4
	COSTO OPE. MILL \$US	23.0	23.0	23.0	23.0	14.7	17.2	13.7	21.1	22.6	18.5	20.5	23.7	100.4	128.3	228.7
	COSTO RAC. MILL \$US	2.9	10.1	46.2	55.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	114.3	0.0	114.3
1997	DEMANDA ENER,GWh	3716.0	3987.0	3847.0	3842.0	3856.0	3880.0	3870.0	3898.0	3964.0	3926.0	3982.0	3926.0	19143.0	27376.0	46519.0
	DEFICIT ENERGIA	22.1	112.2	517.0	357.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	1018.6	0.0	1018.6
	DEFICIT % DEMANDA	0.6	2.8	13.4	9.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	5.3	0.0	2.2
	COSTO OPE. MILL \$US	26.0	26.0	26.0	26.0	17.7	21.8	18.2	25.2	25.3	21.4	24.5	26.7	127.7	154.1	281.8
	COSTO RAC. MILL \$US	3.6	18.7	102.8	67.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	194.0	0.0	194.0
1998	DEMANDA ENER,GWh	3886.0	4169.0	4022.0	4017.0	4032.0	4057.0	4047.0	4076.0	4144.0	4105.0	4164.0	4105.0	20020.0	28625.0	48645.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	59.6	744.7	353.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1168.5	0.0	1168.5
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	1.4	18.5	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.8	0.0	2.4
	COSTO OPE. MILL \$US	23.9	26.7	26.7	28.4	18.4	19.1	15.1	23.9	22.2	29.0	25.5	26.2	132.4	153.2	285.6
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	9.6	156.6	65.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	233.8	0.0	233.8
1999	DEMANDA ENER,GWh	4083.0	4381.0	4227.0	4222.0	4237.0	4263.0	4253.0	4283.0	4355.0	4314.0	4376.0	4314.0	21018.0	30081.0	51099.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	348.7	275.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	624.2	0.0	624.2
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	8.2	6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	1.2
	COSTO OPE. MILL \$US	28.8	27.5	31.5	31.5	19.2	22.1	18.0	26.3	27.9	27.0	28.1	30.6	145.5	168.6	314.1
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	64.3	49.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.1	0.0	114.1

TABLA 16
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
NIVEL DE CONFIABILIDAD 99%
HIDROLOGIA CRITICA

		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	VERANO	INVIERNO	TOTAL
1995	DEMANDA ENER,GWh	3375.0	3621.0	3494.0	3489.0	3502.0	3523.0	3515.0	3540.0	3600.0	3566.0	3616.0	3566.0	17367.0	24862.0	42229.0
	DEFICIT ENERGIA	22.3	130.5	269.5	253.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	675.8	0.0	675.8
	DEFICIT % DEMANDA	0.7	3.6	7.7	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	0.0	1.6
	COSTO OPE. MILL \$US	15.9	15.9	15.9	15.9	7.4	7.7	7.7	8.9	7.7	7.7	7.6	7.8	75.7	54.7	130.4
	COSTO RAC. MILL \$US	3.6	22.2	49.3	46.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	121.3	0.0	121.3
1996	DEMANDA ENER,GWh	3550.0	3809.0	3675.0	3670.0	3684.0	3706.0	3697.0	3724.0	3786.0	3751.0	3804.0	3751.0	18270.0	26152.0	44422.0
	DEFICIT ENERGIA	39.4	65.5	292.1	203.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	600.9	0.0	600.9
	DEFICIT % DEMANDA	1.1	1.7	7.9	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	0.0	1.4
	COSTO OPE. MILL \$US	23.3	23.3	24.8	24.8	11.9	12.4	9.2	14.3	14.0	22.4	21.9	23.2	104.0	106.1	210.1
	COSTO RAC. MILL \$US	6.3	10.5	53.6	36.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	106.7	0.0	106.7
1997	DEMANDA ENER,GWh	3716.0	3987.0	3847.0	3842.0	3856.0	3880.0	3870.0	3898.0	3964.0	3926.0	3982.0	3926.0	19143.0	27376.0	46519.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.9	0.0	7.9
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	COSTO OPE. MILL \$US	24.9	25.9	28.8	23.8	13.9	16.0	14.1	17.1	18.8	28.3	25.6	25.5	126.6	133.8	260.4
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	1.3
1998	DEMANDA ENER,GWh	3886.0	4169.0	4022.0	4017.0	4032.0	4057.0	4047.0	4076.0	4144.0	4105.0	4164.0	4105.0	20020.0	28625.0	48645.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	0.0	154.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	154.1	0.0	154.1
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	0.0	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.3
	COSTO OPE. MILL \$US	27.3	30.6	25.5	30.6	17.1	18.4	17.9	21.1	20.2	25.9	28.0	29.1	139.5	148.6	288.1
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	0.0	26.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.3	0.0	26.3
1999	DEMANDA ENER,GWh	4083.0	4381.0	4227.0	4222.0	4237.0	4263.0	4253.0	4283.0	4355.0	4314.0	4376.0	4314.0	21018.0	30081.0	51099.0
	DEFICIT ENERGIA	0.0	0.0	213.2	209.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	422.7	0.0	422.7
	DEFICIT % DEMANDA	0.0	0.0	5.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.8
	COSTO OPE. MILL \$US	28.1	29.2	32.6	32.6	19.5	18.6	18.0	24.3	24.0	34.4	30.0	30.6	151.6	168.8	320.4
	COSTO RAC. MILL \$US	0.0	0.0	37.6	36.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	74.4	0.0	74.4

	1995	1996	1997	1998	1999	TOTAL
DEMANDA ENER (GWh)	3375.0	3550.0	3716.0	3886.0	4083.0	21099.0
COSTO OPER MILL \$US	18.1	27.4	29.3	32.3	35.4	166.9
DEMANDA ENER (GWh)	3621.0	3809.0	3987.0	4169.0	4381.0	24862.0
COSTO OPER MILL \$US	20.0	27.2	26.9	28.8	32.1	83.6
DEMANDA ENER (GWh)	3494.0	3675.0	3847.0	4022.0	4227.0	21018.0
COSTO OPER MILL \$US	15.9	18.4	27.0	27.6	31.4	155.6
DEMANDA ENER (GWh)	3489.0	3670.0	3842.0	4017.0	4222.0	21018.0
COSTO OPER MILL \$US	13.2	19.0	17.7	22.9	25.6	83.6
DEMANDA ENER (GWh)	3502.0	3684.0	3856.0	4032.0	4237.0	21099.0
COSTO OPER MILL \$US	8.7	11.9	13.9	16.9	19.2	166.9
DEMANDA ENER (GWh)	3523.0	3706.0	3880.0	4057.0	4263.0	21099.0
COSTO OPER MILL \$US	8.7	10.1	13.4	19.6	17.4	83.6
DEMANDA ENER (GWh)	3515.0	3697.0	3870.0	4047.0	4253.0	21099.0
COSTO OPER MILL \$US	7.5	8.8	11.9	13.0	14.5	166.9
DEMANDA ENER (GWh)	3540.0	3724.0	3898.0	4076.0	4283.0	21099.0
COSTO OPER MILL \$US	10.6	14.5	18.3	20.8	21.6	83.6
DEMANDA ENER (GWh)	3600.0	3786.0	3964.0	4144.0	4355.0	21099.0
COSTO OPER MILL \$US	9.3	13.4	18.3	20.5	21.3	166.9
DEMANDA ENER (GWh)	3566.0	3751.0	3926.0	4105.0	4314.0	21099.0
COSTO OPER MILL \$US	16.9	17.8	21.2	24.2	25.8	83.6
DEMANDA ENER (GWh)	3616.0	3804.0	3982.0	4164.0	4376.0	21099.0
COSTO OPER MILL \$US	21.9	23.7	29.5	31.8	35.8	166.9
DEMANDA ENER (GWh)	3566.0	3751.0	3926.0	4105.0	4314.0	21099.0
COSTO OPER MILL \$US	23.0	26.7	30.8	34.8	38.1	83.6
DEMANDA ENER (GWh)	17367.0	18270.0	19143.0	20020.0	21018.0	100000.0
COSTO OPER MILL \$US	83.3	115.0	127.6	142.4	155.6	474.0
DEMANDA ENER (GWh)	24862.0	26152.0	27376.0	28625.0	30081.0	137000.0
COSTO OPER MILL \$US	83.6	100.2	126.5	146.8	155.6	474.0
DEMANDA ENER (GWh)	42229.0	44422.0	46519.0	48645.0	51099.0	217014.0
COSTO OPER MILL \$US	166.9	215.2	254.1	289.2	474.0	1199.3

INSTITUTO NACIONAL DE HIDROLOGIA Y METEOROLOGIA
 COMISIÓN NACIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO
 ANÁLISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
 NIVEL DE CONFIABILIDAD ~100%
 HIDROLOGÍA CRÍTICA

TABLA 17
SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO
ANÁLISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
NIVEL DE CONFIABILIDAD ~100%
HIDROLOGÍA CRÍTICA

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	VERANO	INVIERNO	TOTAL
1995															
DEMANDA ENER (GWh)	3375.0	3621.0	3494.0	3489.0	3502.0	3523.0	3515.0	3540.0	3600.0	3566.0	3616.0	3566.0	17367.0	24862.0	42229.0
COSTO OPER MILL \$US	18.1	20.0	15.9	13.2	8.7	8.7	7.5	10.6	9.3	16.9	21.9	23.0	83.3	83.6	166.9
1996															
DEMANDA ENER (GWh)	3550.0	3809.0	3675.0	3670.0	3684.0	3706.0	3697.0	3724.0	3786.0	3751.0	3804.0	3751.0	18270.0	26152.0	44422.0
COSTO OPER MILL \$US	27.4	27.2	18.4	19.0	11.9	10.1	8.8	14.5	13.4	17.8	23.7	26.7	115.0	100.2	215.2
1997															
DEMANDA ENER (GWh)	3716.0	3987.0	3847.0	3842.0	3856.0	3880.0	3870.0	3898.0	3964.0	3926.0	3982.0	3926.0	19143.0	27376.0	46519.0
COSTO OPER MILL \$US	29.3	26.9	27.0	17.7	13.9	13.4	11.9	18.3	18.3	21.2	29.5	30.8	127.6	126.5	254.1
1998															
DEMANDA ENER (GWh)	3886.0	4169.0	4022.0	4017.0	4032.0	4057.0	4047.0	4076.0	4144.0	4105.0	4164.0	4105.0	20020.0	28625.0	48645.0
COSTO OPER MILL \$US	32.3	28.8	27.6	22.9	16.9	19.6	13.0	20.8	20.5	24.2	31.8	34.8	142.4	146.8	289.2
1999															
DEMANDA ENER (GWh)	4083.0	4381.0	4227.0	4222.0	4237.0	4263.0	4253.0	4283.0	4355.0	4314.0	4376.0	4314.0	21018.0	30081.0	51099.0
COSTO OPER MILL \$US	35.4	32.1	31.4	25.6	19.2	17.4	14.5	21.6	21.3	25.8	35.8	38.1	318.4	155.6	474.0

Alternativa	95%	97%	98%	99%
Valor máximo mensual de racionamiento (GWh)	956.6	876.9	744.7	269.5
Valor máximo porcentual de racionamiento	10%	8%	5.8%	3.9%
Año de mayor valor esperado condicional de racionamiento			1995	

Para la alternativa del 95% de confiabilidad se presenta el valor máximo porcentual de racionamiento del 10% en la estación de verano, con un máximo mensual de 956.6 GWh. Con el 97% estos valores corresponden al 8% de la demanda de verano y 876.9 GWh en el mes crítico. Al 98% de confiabilidad el valor condicionado de déficit en verano es de 5.8% con un racionamiento en el mes crítico de 744.7 GWh. Con el 99% de confiabilidad, el año de mayor valor esperado condicional de racionamiento de energía en el verano es 1995, con un valor de 3.9% y valor máximo mensual de 269.5 GWh.

5.1.2 Análisis de Potencia Generación - Transmisión

■ Localización de proyectos de generación

Para cada una de las alternativas a distintos niveles de confiabilidad en el cubrimiento de la demanda de energía se ha supuesto una localización de los proyectos de generación buscando continuar con el criterio de distribución regional y reducir al máximo el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia (VERP) en cada una de las regiones eléctricas en que se divide el país.

La Tabla 18 presenta los supuestos sobre la localización de los proyectos de generación que se incluyen en cada nivel de confiabilidad.

■ Red Nacional de Transmisión

Para el análisis del cubrimiento de la demanda de energía en el Sistema Interconectado Colombiano, se tiene en cuenta los proyectos que tienen como función el transportar la energía y la potencia entre regiones, correspondiendo ello a la expansión de la red de interconexión.

Los proyectos para expandir esta red están compuestos por compensaciones en serie y paralelo y líneas de 500 KV y 230 KV con sus subestaciones y equipo de transformación asociado.

■ Redes Regionales de Transmisión

Los proyectos de expansión de estas redes constan de nuevas líneas y subestaciones a 230 KV, concentrados en aquellas regiones donde se hace necesario realizar refuerzos para transportar la energía y la potencia dentro de cada región, además de que cumpla con satisfacer el índice de confiabilidad de potencia VERP a valores inferiores al límite preestablecido del 1%

TABLA 18

SUPUESTOS DE LOCALIZACION DE PROYECTOS DE GENERACION PARA LOS ANALISIS DE TRANSMISION

AÑO	~ 100%	99%	98%	97%	95%
1995	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW Valle (Dual) ■ 150 MW B/quilla 1 (Dual) ■ 150 MW B/quilla 2 (Dual) ■ 150 MW C/gena 1 (Dual) ■ 150 MW C/gena 2 (Dual) 				
1996		<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW Valle (Dual) ■ 150 MW B/quilla 1 (Dual) ■ 150 MW C/gena 1 (Dual) 			
1997	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW B/quilla 3 (Gas) ■ 150 MW B/quilla 4 (Gas) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW B/quilla 2 (Gas) ■ 150 MW C/gena 2 (Gas) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW Valle (Gas) ■ 150 MW B/quilla 1 (Gas) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW Valle (Gas) ■ 150 MW B/quilla 1 (Gas) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW Valle (Gas)
1998	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW Tasajero (Carbón) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW Tasajero (Carbón) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW C/gena 1 (Gas) ■ 150 MW B/quilla 2 (Gas) ■ 150 MW Tasajero (Carbón) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW C/gena 1 (Gas) ■ 150 MW B/quilla 2 (Gas) ■ 150 MW Tasajero (Carbón) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW B/quilla 1 (Gas) ■ 150 MW B/quilla 2 (Gas) ■ 150 MW C/gena 1 (Gas)
1999	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW Paipa IV (Carbón) ■ 300 MW La Loma (Carbón) ■ 300 MW Amagá (Carbón) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 300 MW La Loma (Carbón) ■ 150 MW Paipa IV (Carbón) ■ 150 MW Amagá (Carbón) ■ 150 MW Cartag.4 (Carbón) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 300 MW La Loma (Carbón) ■ 150 MW Paipa IV (Carbón) ■ 150 MW Amagá (Carbón) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 300 MW La Loma (Carbón) ■ 150 MW Paipa IV (Carbón) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 150 MW Paipa IV (Carbón) ■ 300 MW La Loma (Carbón) ■ 150 MW Tasajero (Carbón)

Confianza	Verano	Invierno	Costo	VERP	Pérdidas
95%	32 MW	19 MW	1.7%	32 MW	1.7%
97%	32 MW	19 MW	1.7%	32 MW	1.7%
98%	32 MW	19 MW	1.7%	32 MW	1.7%
99%	32 MW	19 MW	1.7%	32 MW	1.7%

Plan de Expansión de Transmisión

La Tabla 19 contiene los proyectos predefinidos como comunes para todos los niveles de confiabilidad, ellos corresponden a refuerzos de transmisión hacia la Costa Atlántica y proyectos de transmisión regionales, los cuales responden a necesidades específicas.

En la Tabla 20 se presenta el Plan de expansión de transmisión para cada nivel de confiabilidad energética analizado, el incluye tanto la expansión de la Red Nacional como aquellos proyectos regionales necesarios para cumplir el criterio de confiabilidad.

La instalación de una capacidad de generación superior a 450 MW, adicionales a los presentados por el contrato de los 150 MW privados en Barranquilla y los 90 MW de Proeléctrica, requiere necesariamente reforzar la transmisión entre la Costa Atlántica y el Sistema Central, lo cual incrementa los costos de inversión en el Sector Eléctrico.

Indicadores de Confiabilidad en Transmisión

Los Valores Esperados de Racionamiento de Potencia (VERP) así como las pérdidas variables en la red, expresados en MW y como porcentaje de la demanda de potencia, para las estaciones de verano e invierno, se presentan en la Tablas 21.

Para el período 1995 - 1999, la alternativa con un 95% de confiabilidad presenta un VERP máximo de verano en 1999 con un valor de 32 MW (0.40% de la demanda de potencia en la estación); para la alternativa del 97% de confiabilidad, este valor máximo se repite en el verano de 1999. En el nivel del 98% el máximo VERP se presenta en el verano del año 1996 con 19 MW (0.27% de la demanda); y en el nivel del 99% este valor corresponde a 12.8 MW (0.19% de la demanda) para el verano de 1995.

El máximo valor de pérdidas variables se presenta en el verano del año 1995, para todas las alternativas, con un valor del 1.7% de la demanda de potencia.

5.3 Análisis Económico

5.3.1 Sistema de Generación

La Tabla 22 presenta los flujos y el valor presente a diciembre a 1992 de los costos de inversión, operación, administración y mantenimiento y racionamiento de energía para las distintas secuencias de proyectos de generación analizadas por nivel de confiabilidad, en el período 1995 - 1999. La tasa de descuento utilizada es del 12% anual y las cifras están en dólares constantes de diciembre de 1990.

TABLA 19

PROYECTOS DE TRANSMISION COMUNES A TODOS LOS NIVELES DE CONFIABILIDAD ENERGETICA (~ 100%,99%,98%,97%,95%)

PROYECTOS DE TRANSMISION REGIONALES	FECHA
Línea Barbosa - Occidente	Dic/1999
Línea El Salto - Barbosa	Dic/1999
Línea Barbosa - Bello	Dic/1999
Línea La Tasajera - Bello	Dic/1999
S/E Tuluá al circuito Cartago - Juanchito	Dic/1997
S/E Guabinas a los circuitos Alto Anchicayá - Yumbo y Pance - Yumbo	Dic/2001
Línea Guabinas - San Marcos	Dic/2001
S/E Balsillas al circuito Noroeste - La Mesa	Ene/1997
S/E Mirador (Bogotá) a dos circuitos Guavio - Circo	Dic/1997
S/E Mirador a un circuito Guavio - Torca	Dic/2000
Línea Sabana-Ternerera	Ene/1995
Línea Fundación-Sabana	Ene/1995

PROYECTOS DE INTERCONEXION ENTRE REGIONES	FECHA
Compensación Chinú [-75, + 175]	Ene/1997
Transformador Cerromatoso, 300 MVA, 500/230 kV	Ene/1998
S/E Urabá, 230 kV	Ene/1998
Transformador Chinú, 150 MVA, 500/115 kV	Dic/1998
Compensación Línea Palos - Arauca	Dic/1998
S/E San Felipe (Mariquita) al circuito Esmeralda - La Mesa	Dic/1999

FECHA	DESCRIPCION DE LA OBRERA
1995	...
1996	...
1997	...
1998	...
1999	...

FECHA	DESCRIPCION DE LA OBRERA
1995	...
1996	...
1997	...
1998	...
1999	...

TABLA 20

PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION PARA DIFERENTES NIVELES DE CONFIABILIDAD ENERGETICA EN GENERACION

AÑO	NIVEL DE CONFIABILIDAD ENERGETICA				
	~ 100%	99%	98%	97%	95%
1995	<ul style="list-style-type: none"> L.Fundación-Sabana L.Sabana-Soledad L.Betania-Mirolindo 1era.Etapa CVC ⁽¹⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> L.Betania-Mirolindo 1era.Etapa CVC ⁽¹⁾ 			
1996	<ul style="list-style-type: none"> 2da.Etapa CVC ⁽²⁾ L.Paipa-Bucaraman. 	<ul style="list-style-type: none"> L.Sabana-Soledad 	<ul style="list-style-type: none"> 1era.Etapa CVC ⁽¹⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> 1era.Etapa CVC ⁽¹⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> 1era.Etapa CVC ⁽¹⁾
1997	<ul style="list-style-type: none"> L.S_Carlos-Cerrom-Chinú-Tern. 500 kV 	<ul style="list-style-type: none"> 2da.Etapa CVC ⁽²⁾ L.Paipa_Bucaraman. 	<ul style="list-style-type: none"> L.Betania-Mirolindo L.Sabana-Soledad 	<ul style="list-style-type: none"> L.Betania-Mirolindo L.Sabana-Soledad 	<ul style="list-style-type: none"> L.Betania-Mirolindo
1998	<ul style="list-style-type: none"> 3era.Etapa CVC ⁽³⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> 3era.Etapa CVC ⁽³⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> 2da.Etapa CVC ⁽²⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> 2da.Etapa CVC ⁽²⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> 2da.Etapa CVC ⁽²⁾ L.Sabana-Soledad L.Fundación-Vdpar
1999	<ul style="list-style-type: none"> L.Valled.-La Loma 500 kV L.La Loma-Ocaña-Bucaraman.500 kV L.Fundación-Vdpar 	<ul style="list-style-type: none"> L.Valled.-La Loma 500 kV L.La Loma-Ocaña-Bucaraman.500 kV L.Fundación-Vdpar L.S_Carlos-Cerrom-Chinú-Tern. 500 kV 	<ul style="list-style-type: none"> 3era.Etapa CVC ⁽³⁾ L.Fundación-Vdpar L.Valled.-La Loma 500 kV L.La Loma-Ocaña-Bucaraman.500 kV 	<ul style="list-style-type: none"> 3era.Etapa CVC ⁽³⁾ L.Valled.-La Loma 500 kV L.La Loma-Ocaña-Bucaraman.500 kV L.Fundación-Vdpar 	<ul style="list-style-type: none"> 3era.Etapa CVC ⁽³⁾ L.Valled.-La Loma 500 kV, energizada a 230 kV L.La Loma-Ocaña-Bucaraman.500 kV, energizada a 230 kV

(1) Compensación serie Esmeralda-Cali, 2C
(2) Línea San Carlos-Cartago-Cali 500 kV, energizada a 230 kV
Conexión 1C Esmeralda-San Marcos 230 kV, a subestación Cartago ISA
Conexión Esmeralda-Cartago CVC, a subestación Cartago ISA
Línea Cartago ISA - La Hermosa 230 kV
(3) Energización a 500 kV San Carlos-Cartago-Cali

TABLA 21
VALORES ESPERADOS DE RACIONAMIENTO DE POTENCIA Y
PERDIDAS VARIABLES EN LA RED
PERIODO 1995-1999

NIVEL DE CONFIABILIDAD	1995		1996		1997		1998		1999	
	VER.	INV.	VER.	INV.	VER.	INV.	VER.	INV.	VER.	INV.
~100%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
99%	0.19	0.07	0.04	0.02	0.05	0.06	0.08	0.04	0.11	0.08
98%	0.19	0.07	0.27	0.13	0.14	0.14	0.14	0.11	0.17	0.09
97%	0.19	0.07	0.27	0.13	0.14	0.14	0.34	0.11	0.40	0.21
95%	0.19	0.07	0.27	0.13	0.25	0.23	0.34	0.17	0.40	0.31
~100%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
99%	12.8	4.9	2.7	1.8	3.5	4.5	6.5	3.0	8.9	7.2
98%	13.0	4.9	19.0	9.5	10.3	10.7	10.9	9.0	14.0	8.0
97%	13.0	4.9	19.0	9.5	10.3	10.7	26.2	9.0	32.0	17.5
95%	13.0	4.9	19.0	9.5	18.6	18.3	26.2	13.5	32.0	26.1
~100%	1.6	1.5	1.5	1.4	1.5	1.4	1.3	1.2	1.3	1.3
99%	1.7	1.6	1.6	1.5	1.6	1.4	1.3	1.3	1.3	1.3
98%	1.7	1.6	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.4	1.3
97%	1.7	1.6	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3	1.3
95%	1.7	1.6	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4
~100%	106.6	105.8	106.4	105.3	112.9	108.7	100.4	101.5	105.3	107.0
99%	115.3	114.7	114.2	109.7	115.9	112.1	104.5	104.5	104.5	109.6
98%	116.6	114.7	120.0	116.2	119.2	114.9	120.1	112.1	111.0	113.9
97%	115.3	114.7	120.0	116.2	119.2	114.9	120.2	112.1	104.6	112.0
95%	116.6	114.7	120.0	116.2	121.4	118.5	120.2	114.3	114.7	116.7
DEMANDA (MW)	6821.	7136	7153.	7483.	7463	7806.	7789.	8147.	8143.	8519.

TABLA 22
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
ESCENARIO DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DEL 4.7 %
PERIODO 1993 - 1999
FLUJO DE DESEMBOLSOS (US\$ X 1000)
DOLARES DE DICIEMBRE DE 1990

CONFIABILIDAD DEL 100 %

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL	V.P.
INVERSION										
M.LOCAL	3074	111419	137730	137861	231028	163508	69021	7874	1587440	985815
M.EXTRANJERA	246	128670	156438	124075	161831	106121	42854	5690	861515	525545
AOM	0	0	26250	26250	33750	36450	42525	44550	209776	110218
COMBUSTIBLE	0	0	112150	118364	132149	144950	166560	189403	863576	455310
RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	3320	240089	432568	406550	558758	451029	320960	247517	2660791	1551338

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 64.2 84.8

CONFIABILIDAD DEL 99 %

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL	V.P.
INVERSION										
M.LOCAL	2801	7775	77928	185331	252377	172495	70369	7874	1400394	814062
M.EXTRANJERA	223	3336	83382	186364	188456	111705	44288	5690	776950	447556
AOM	0	0	0	10938	23250	25950	31575	34050	125768	61328
COMBUSTIBLE	0	0	85451	107428	123825	136949	162368	179849	795870	414824
RACIONAMIENTO	0	0	0	1433	1087	0	0	2392	4912	2494
TOTAL	3024	11111	246761	491494	588995	447099	308600	229855	2326939	1292706

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 43.6 54.0

CONFIABILIDAD DEL 98 %

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL	V.P.
INVERSION										
M.LOCAL	1297	7216	19482	91530	246771	246726	76822	7874	1246221	683389
M.EXTRANJERA	113	926	12915	85287	211603	183439	48530	5690	697718	381901
AOM	0	0	0	0	10500	16800	26775	28800	82876	39218
COMBUSTIBLE	0	0	86142	98819	114839	128336	161006	175541	764683	398026
RACIONAMIENTO	0	0	0	2011	2696	0	553	6212	11472	5567
TOTAL	1410	8142	118539	277647	586409	575301	313686	224117	2105251	1125195

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 29.9 34.1

CONFIABILIDAD DEL 97 %

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL	V.P.
INVERSION										
M.LOCAL	385	4160	11287	52881	179834	206974	86059	8090	1013589	542497
M.EXTRANJERA	45	422	4409	47298	173346	161025	68767	8607	549670	294399
AOM	0	0	0	0	8750	14925	22050	26100	463919	248098
COMBUSTIBLE	0	0	86225	99836	114253	128736	159178	174751	71826	33048
RACIONAMIENTO	0	0	0	4656	4044	202	4885	8256	762979	397456
TOTAL	430	4582	101921	204671	480227	511862	340939	225804	22043	10900

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 15.4 17.2

CONFIABILIDAD DEL 95 %

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL	V.P.
INVERSION										
M.LOCAL	0	2389	4075	25624	116962	179712	84305	7874	770001	402195
M.EXTRANJERA	0	223	896	21152	109962	145836	65301	5690	420941	219820
AOM	0	0	0	0	3938	11938	21375	23400	349060	182375
COMBUSTIBLE	0	0	86225	99836	112009	128363	160405	176576	60650	27408
RACIONAMIENTO	0	0	0	3811	3288	0	10512	8469	763414	397286
TOTAL	0	2612	91196	150423	346159	465849	341898	222009	26080	12463

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 15.4 17.2

* No incluye costos de operación y racionamiento para los años 1993 y 1994

■ **Efectos sobre los Montos de Inversión en proyectos de generación.**

Observando los resultados de la Tabla 22 se aprecia que a nivel de costos de inversión, existen unas diferencias en valor presente, con respecto a la alternativa del 95% de confiabilidad, que oscilan entre el 145% y 35%, como se muestra a continuación:

INVERSION GENERACION

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Inversión Millones de US\$	Sobrecosto	
		M US\$	%
~ 100%	985.8	583.6	145.1
99%	814.1	411.9	102.4
98%	683.4	281.2	69.9
97%	542.5	140.3	34.9
95%	402.2	0.0	0.0

■ **Efectos sobre los Costos de Administración y Mantenimiento - A&M**

De la misma Tabla 22 se puede extraer que las diferencias a nivel de los costos de administración y mantenimiento, con respecto de la del 95% de confiabilidad están entre el 302% en la alternativa de ~ 100% y 21% en la alternativa del 97%.

ADMINISTRACION Y MANTENIMIENTO EN PLANTAS NUEVAS DE GENERACION

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente A&M Millones de US\$	Sobrecosto	
		M US\$	%
~ 100%	110.2	82.8	302.2
99%	61.3	33.9	123.8
98%	38.2	10.8	39.5
97%	33.1	5.7	20.6
95%	27.4	0.0	0.0

corroborando el hecho de que a medida que se aumenta el nivel de confiabilidad se incrementan los costos de A&M e inversión.

■ **Efectos sobre los Costos de Combustible**

En términos económicos las diferentes alternativas presentan los siguientes sobrecostos en combustibles respecto a la del nivel del 95%

COMBUSTIBLES

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Combustibles Millones de US\$	Sobrecosto	
		M US\$	%
~ 100%	455.3	58.0	14.6
99%	414.8	17.5	4.4
98%	398.0	0.7	0.18
97%	397.5	0.2	0.05
95%	397.3	0.0	0.0

* No incluye los costos de combustible de los años 1993 y 1994.

La mayor diferencia con respecto a la alternativa en el 100%, se debe a que esta presenta en el año 1995, una capacidad de 750 MW operando a fuel oil, combustible que es alrededor de un 50% mas costoso que el gas.

■ **Efecto Total sobre los Costos de Abastecimiento**

Agregando los efectos de las tres componentes de los costos de abastecimiento (inversión, A&M y combustibles) se obtiene el efecto total que se presenta a continuación:

ABASTECIMIENTO *

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Abastecimiento Millones de US\$	Sobrecosto	
		M US\$	%
~ 100%	1551.3	724.5	87.6
99%	1290.2	463.4	56.0
98%	1119.6	292.8	35.4
97%	973.0	146.2	17.7
95%	826.9	0.0	0.0

* No incluye los costos de combustible de los años 1993 y 1994

■ **Efecto sobre los Costos de Racionamiento de Energía**

A nivel de costos de racionamiento, las diferencias en valor presente con respecto a la alternativa ajustada a ~ 100% de confiabilidad son:

RACIONAMIENTO ENERGIA *

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Racionamiento de Energía Millones de US\$	Ahorro	
		M US\$	%
~ 100%	35.6	0.0	0.0
99%	39.6	4.0	11.4
98%	43.3	7.7	21.6
97%	47.9	12.3	34.6
95%	49.5	13.9	39.1

* No incluye los costos de racionamiento de los años 1993 y 1994

■ **Efecto sobre los Costos Totales.**

A nivel de costos totales, abastecimiento más racionamiento, las diferencias en valor presente con respecto a la alternativa ajustada al 95% oscilan entre el 85% y el 17% de sobrecostos, los valores para cada nivel son:

COSTOS TOTALES DE GENERACION PARA EL SECTOR ELECTRICO *

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Costo Total Millones de US\$	Sobrecosto	
		M US\$	%
~ 100%	1551.3	712.0	84.8
99%	1292.7	453.4	54.0
98%	1125.2	285.9	34.1
97%	983.9	144.6	17.2
95%	839.3	0.0	0.0

* No incluye los costos de combustible y racionamiento de los años 1993 y 1994

Básicamente las diferencias presentadas en cada nivel son debidas principalmente a los montos de inversión necesarios en cada alternativa, ya que los gastos generales de operación no presentan una variación muy significativa.

5.3.2 Sistema de Transmisión

La Tabla 23 presenta para los proyectos de transmisión, los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento, pérdidas variables en la red y racionamiento de potencia a nivel de flujos y valor presente a 1992.

■ **Efectos sobre los Montos de Inversión en Refuerzos de Transmisión**

Tomando los valores de inversión de los proyectos de transmisión se puede observar las diferencias entre las distintas alternativas de confiabilidad, ellas oscilan entre un 55% para la alternativa a ~ 100% de confiabilidad energética, hasta un 6% en el 97% de confiabilidad con respecto al 95%.

TABLA 23
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
ESCENARIO DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DEL 4.7 %
FLUJO DE DESEMBOLSOS EN TRANSMISION (MILES DE US\$)
DOLARES DE DICIEMBRE DE 1990
CONFIABILIDAD DEL 100 %

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL	V.P.
INVERSION	152148	178929	217040	63536	193230	29691	25953	860526	544443
AOM	1671	3433	5008	6280	7956	8487	9001	41836	22027
PERDIDAS	0	27724	27618	28851	26329	27773	28506	166801	91071
RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	153819	210086	249666	98667	227515	65951	63459	1069163	657541

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 39.8

CONFIABILIDAD DEL 99 %

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL	V.P.
INVERSION	135918	38192	182783	63536	374895	29691	25953	850968	501598
AOM	1451	2270	3721	4994	7839	8370	8883	37528	19317
PERDIDAS	0	30027	29143	29688	27304	28080	29875	174116	95340
RACIONAMIENTO	0	1139	164	911	341	500	489	3543	2027
TOTAL	137370	71627	215811	99129	410379	66641	65199	1066155	618281

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 31.4

CONFIABILIDAD DEL 98 %

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL	V.P.
INVERSION	105270	41540	62675	154979	232534	25550	25953	648501	381107
AOM	1169	1995	2675	4157	6517	6958	7471	30943	15878
PERDIDAS	0	30167	30766	30484	30144	29445	30752	181758	99334
RACIONAMIENTO	0	1139	1896	685	673	801	1879	7072	3866
TOTAL	106439	74840	98013	190305	269868	62754	66055	868275	500184

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 6.3

CONFIABILIDAD DEL 97 %

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL	V.P.
INVERSION	105270	41540	62675	154979	47467	210617	30094	652642	372733
AOM	1169	1995	2675	4157	4983	6958	7562	29499	15137
PERDIDAS	0	30027	30766	30484	30146	28452	29686	179561	98355
RACIONAMIENTO	0	1139	1896	685	1089	1789	1830	8428	4504
TOTAL	106439	74700	98013	190305	83686	247816	69172	870130	490730

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 4.3

CONFIABILIDAD DEL 95 %

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL	V.P.
INVERSION	93906	52904	56004	161650	94131	25550	127542	611687	350593
AOM	1043	1995	2573	4157	5312	5753	6847	27679	14304
PERDIDAS	0	30167	30766	31263	30483	30263	30316	183259	100142
RACIONAMIENTO	0	1139	1896	1552	1089	2583	2030	10289	5436
TOTAL	94949	86204	91239	198622	131015	64150	166735	832914	470474

Sobrecosto		Valor Presente		Costo Total	
%	M US\$	M US\$	M US\$	M US\$	M US\$
84.8	715.0	1521.3	1521.3	1521.3	1521.3
84.0	483.4	1282.7	1282.7	1282.7	1282.7
34.1	288.9	1128.3	1128.3	1128.3	1128.3
17.2	144.8	987.9	987.9	987.9	987.9
0.0	0.0	839.3	839.3	839.3	839.3

Los datos de los costos de inversión y mantenimiento de los años 1993 y 1994

Basándose en las diferencias presentadas en cada nivel son debidas principalmente a los niveles de inversión por cada alternativa, ya que los gastos generales de inversión no presentan una variación muy significativa.

5.3.2 Sistema de Transmisión

En este caso se presenta para los proyectos de transmisión, los costos de inversión, mantenimiento, operación y pérdidas variables en la red y los costos de pérdidas de línea de alta tensión y pérdidas de potencia.

5.3.2.1 Sistema de Transmisión

En este caso se presenta para los proyectos de transmisión, los costos de inversión, mantenimiento, operación y pérdidas variables en la red y los costos de pérdidas de línea de alta tensión y pérdidas de potencia.

INVERSION TRANSMISION

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Inversión Millones de US\$	Sobrecosto	
		M US\$	%
~ 100%	544.4	193.8	55.3
99%	501.6	151.0	43.1
98%	381.1	60.5	17.3
97%	372.7	22.1	6.3
95%	350.6	0.0	0.0

■ **Efectos sobre los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)**

En los gastos de AOM de las redes de transmisión y equipo asociado, se presentan los siguientes sobrecostos con respecto a la alternativa con confiabilidad energética del 95%

ADMINISTRACION Y MANTENIMIENTO DE REDES DE TRANSMISION

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente AOM Millones de US\$	Sobrecosto	
		M US\$	%
~ 100%	22.0	7.7	53.8
99%	19.3	5.0	35.0
98%	15.9	1.6	11.2
97%	15.1	0.8	5.6
95%	14.3	0.0	0.0

■ **Efectos sobre los Costos de Pérdidas Variables**

Las estimaciones del costo de las pérdidas en la red de transmisión brindan una diferenciación entre las alternativas de la siguiente manera:

INVERSION TRANSMISION

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Inversión		Sobrecosto
	M US\$	Millones de US\$	
~ 100%	193.8	241.4	52.3
99%	181.0	201.8	43.1
98%	80.8	381.1	17.3
97%	22.1	372.7	8.3
95%	0.0	350.8	0.0

El efecto sobre los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de las redes de transmisión y equipo asociado, se presentan los siguientes sobrecostos con respecto a la alternativa con confiabilidad energética del 95%.

ADMINISTRACION Y MANTENIMIENTO DE REDES DE TRANSMISION

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente AOM		Sobrecosto
	M US\$	Millones de US\$	
~ 100%	7.7	22.0	53.8
99%	2.0	19.3	38.0
98%	1.8	18.9	11.3
97%	0.8	18.1	8.8
95%	0.0	14.3	0.0

El efecto sobre los costos de Pérdidas Variables de las redes de transmisión y equipo asociado, se presentan los siguientes sobrecostos con respecto a la alternativa con confiabilidad energética del 95%.

PERDIDAS VARIABLES EN LA RED

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Pérdidas Millones de US\$	Ahorro
		M US\$
~ 100%	91.1	9.0
99%	95.3	4.8
98%	99.3	0.8
97%	98.4	1.7
95%	100.1	0.0

■ Efectos sobre los Costos de Racionamiento de Potencia

A nivel de costos de racionamiento de potencia los sobrecostos son:

RACIONAMIENTO DE POTENCIA

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Racionamiento Millones de US\$	Ahorro
		M US\$
~ 100%	0.0	5.4
99%	2.0	3.4
98%	3.9	1.5
97%	4.5	0.9
95%	5.4	0.0

■ Efecto sobre Costos Totales de Transmisión

Tomando en cuenta todos los costos en que se debe incurrir para la prestación del servicio de transporte de energía (inversión, administración, operación y

Año	Valor Presente Pérdidas Millones de US\$	Nivel de Confiabilidad
2000	9.7	~100%
2001	9.3	99%
2002	9.3	98%
2003	9.4	97%
2004	10.1	95%

El efecto sobre los costos de racionamiento de potencia

A nivel de costos de racionamiento de potencia los sobrecostos son:

RACIONAMIENTO DE POTENCIA

Año	Valor Presente Racionamiento Millones de US\$	Nivel de Confiabilidad
2000	0.0	~100%
2001	3.0	99%
2002	3.8	98%
2003	4.5	97%
2004	5.4	95%

El efecto sobre los costos totales de transmisión

Tomando en cuenta tanto los costos en el sistema de transmisión como los costos de racionamiento de potencia, los costos totales de transmisión y racionamiento de potencia son:

mantenimiento, racionamiento de potencia y pérdidas variables en la red), los efectos en sobrecosto con respecto a la alternativa del 95% de confiabilidad son:

COSTOS TOTALES DE TRANSMISION PARA EL SECTOR ELECTRICO

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Costo Total Millones de US\$	Sobrecosto	
		M US\$	%
~ 100%	657.5	187.0	39.8
99%	618.3	147.8	31.4
98%	500.2	29.7	6.3
97%	490.7	20.2	4.3
95%	470.5	0.0	0.0

5.3.3 Costos Totales del Sistema de Generación y Transmisión para atender la demanda en el período 1995 - 1999.

Sumando los costos del sistema de generación y transmisión se tienen las siguientes diferenciaciones entre alternativas

COSTOS TOTALES GENERACION - TRANSMISION PARA EL SECTOR ELECTRICO

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Costo Total Millones de US\$	Sobrecosto	
		M US\$	%
~ 100%	2209.1	899.3	68.7
99%	1911.0	601.2	45.9
98%	1625.4	315.6	24.1
97%	1474.6	164.8	12.6
95%	1309.8	0.0	0.0

Así hasta un nivel de tensión de 230 KV, la alternativa al ~ 100% de confiabilidad presenta un sobrecosto del 68.7% con respecto a la alternativa con confiabilidad

energética del 95%, representando una diferencia entre las alternativas de alrededor de 900 millones de dólares en valor presente.

5.3.4 Costos Totales del Sistema Generación - Transmisión para atender la demanda en el período 1995 - 2002

Las Tablas 24 y 25 presentan los costos desagregados de generación y transmisión respectivamente, en que se debe incurrir para atender la demanda en el período 1995 - 2002, la importancia de adicionar los años 2000 a 2002 radica en presentar los montos necesarios para atender los requerimientos de energía a los niveles de confiabilidad establecidos, además de obtenerse un horizonte más largo y aminorar los efectos terminales para el cálculo del Costo Incremental.

A nivel de costos totales de generación y transmisión, los sobrecostos en valor presente a 1992 para los distintos niveles de confiabilidad son:

COSTOS TOTALES GENERACION - TRANSMISION PERIODO 1995 - 2002

Nivel de Confiabilidad	Valor Presente Costo Total Millones de US\$	Sobrecosto	
		M US\$	%
~ 100%	3635.2	1020.5	39.0
99%	3241.8	627.1	24.0
98%	2708.8	94.1	3.6
97%	2659.3	44.6	1.7
95%	2614.7	0.0	0.0

Entre la alternativa ajustada al 95% y al que garantiza ~ 100% de confiabilidad se presentan unos sobrecostos de alrededor de 1021 millones de dólares en valor presente; mientras que con el 97% y 98% estas diferencias están entre 45 y 93 millones de dólares, representando el 4% y 9% respectivamente de los sobrecostos presentados por la alternativa de ~ 100%.

5.3.5 Costo Incremental Promedio

En el cálculo del Costo Incremental Promedio, se toman en cuenta los flujos de costos presentados en las Tablas 24 y 25. Es de aclarar que ellos no se debe tomar como

TABLA 24
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
ESCENARIO DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DEL 4.7 %
FLUJO DE DESEMBOLSOS (US\$ X 1000)
DOLARES DE DICIEMBRE DE 1990
PERIODO 1993 - 2002
CONFIABILIDAD DEL 100 %

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	TOTAL	V.P.
VERSION												4039221	2050900
M.LOCAL	3074	115229	176097	219672	297578	286272	316060	335299	278073	139192	15369	2181915	1101341
EXTRANJERA	246	128670	158535	201550	230859	220469	268273	308752	212089	111590	16273	1857306	949559
AOM	0	0	26250	26250	33750	36450	42525	50318	53231	63104	65910	397788	171004
COMBUSTIBLE	0	0	112150	118364	132149	144950	166560	189403	194214	211799	275422	1545011	672716
COMINAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	3320	243899	473032	565836	694336	688141	793418	883772	737607	525685	372974	5982020	2894620

RECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 35.1 38.4

CONFIABILIDAD DEL 99 %

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	TOTAL	V.P.
VERSION												3479953	1842094
M.LOCAL	5659	42090	152543	248095	346471	375842	425619	280929	36652	0	0	1913900	1011070
EXTRANJERA	223	5151	153173	249674	279547	301826	340708	192973	42778	0	0	1566053	831024
AOM	0	0	0	10938	23250	25950	31575	36873	45186	49904	50010	273686	109205
COMBUSTIBLE	0	0	85451	107428	123825	136949	162368	179849	195827	198563	259714	1449974	624035
COMINAMIENTO	0	0	0	1433	1087	0	0	2392	435	0	0	5347	2650
TOTAL	5882	47241	391167	617568	774180	840567	960270	693016	320878	248467	309724	5208960	2577985

RECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 17.7 23.3

CONFIABILIDAD DEL 98 %

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	TOTAL	V.P.
VERSION												2837731	1488817
M.LOCAL	4155	41531	93768	150705	331781	406322	289915	151328	69567	8027	0	1547099	813386
EXTRANJERA	113	2741	82667	148241	299378	335109	257372	109476	49821	5714	0	1290632	675432
AOM	0	0	0	0	10500	16800	26775	30948	35211	39254	39360	198848	75732
COMBUSTIBLE	0	0	86142	98819	114839	128336	161006	175541	189316	196388	237658	1388045	597848
COMINAMIENTO	0	0	0	2011	2696	0	553	6212	0	0	367	11839	5672
TOTAL	4268	44272	262577	399776	759194	886567	735621	473505	343915	249383	277385	4436463	2168069

RECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 0.2 3.7

CONFIABILIDAD DEL 97 %

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	TOTAL	V.P.
VERSION												2837728	1443176
M.LOCAL	3243	33839	80944	118702	262517	382723	351206	228340	77207	8377	0	1547098	787411
EXTRANJERA	45	1991	63115	116612	260685	323724	298372	161133	57353	7600	0	1290630	655765
AOM	0	0	0	0	8750	14925	22050	28473	35224	39041	39360	187823	70588
COMBUSTIBLE	0	0	86225	99836	114253	128736	159178	174751	190730	194971	266512	1415192	605626
COMINAMIENTO	0	0	0	4656	4044	202	4885	8256	0	0	732	22775	11111
TOTAL	3288	35830	230284	339806	650249	850310	835691	600953	360514	249989	306604	4463518	2130501

RECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 0.8 1.9

CONFIABILIDAD DEL 95 %

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	TOTAL	V.P.
VERSION												2850339	1420509
M.LOCAL	2858	36704	80655	89516	211484	401287	367982	190503	140033	34693	2589	1558304	775225
EXTRANJERA	0	2038	70802	85208	217524	341901	330346	136784	84500	21026	1906	1292035	645284
AOM	0	0	0	0	3938	11938	21375	27573	32511	38579	39360	175274	64548
COMBUSTIBLE	0	0	86225	99836	112009	128363	160405	176576	190128	198370	222038	1373950	593548
COMINAMIENTO	0	0	0	3811	3288	0	10512	8469	293	229	965	27567	12920
TOTAL	2858	38742	237682	278371	548243	883489	890620	539905	447465	292897	266858	4427130	2091525

Sobrecosto	Valor Presente		Confianza
	M US\$	Millones de US\$	
38.0	1020.8	389.7	95.0
34.0	637.1	324.8	93.0
3.8	94.1	310.8	92.0
1.7	44.6	283.3	91.0
0.0	0.0	281.7	90.0

TABLA 25

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
ESCENARIO DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DEL 4.7 %
FLUJO DE DESEMBOLSOS EN TRANSMISION (MILES DE US\$)
DOLARES DE DICIEMBRE DE 1990
CONFIABILIDAD DEL 100 %

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL	V.P.
INVERSION	152148	178929	217040	63536	193230	29691	25953	147310	4799	1012635	599110
AOM	1671	3433	5008	6280	7956	8487	9001	10257	10387	62480	29070
PERDIDAS	0	27724	27618	28851	26329	27773	28506	29668	33076	229546	112420
RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	153819	210086	249666	98667	227515	65951	63459	187235	48262	1304661	740600

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 41.5

CONFIABILIDAD DEL 99 %

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL	V.P.
INVERSION	135918	38192	182783	63536	374895	29691	25953	41432	4799	897199	518083
AOM	1451	2270	3721	4994	7839	8370	8883	9517	9646	56691	25854
PERDIDAS	0	30027	29143	29688	27304	28080	29875	32162	33386	239664	117687
RACIONAMIENTO	0	1139	164	911	341	500	489	158	354	4054	2198
TOTAL	137370	71627	215811	99129	410379	66641	65199	83269	48185	1197609	663823

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 26.9

CONFIABILIDAD DEL 98 %

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL	V.P.
INVERSION	105270	41540	62675	154979	232534	25550	25953	27607	4799	680907	392607
AOM	1169	1995	2675	4157	6517	6958	7471	7993	8123	47059	21375
PERDIDAS	0	30167	30766	30484	30144	29445	30752	32564	33827	248149	121968
RACIONAMIENTO	0	1139	1896	685	673	801	1879	967	1589	9628	4726
TOTAL	106439	74840	98013	190305	269868	62754	66055	69131	48338	985744	540677

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 3.3

CONFIABILIDAD DEL 97 %

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL	V.P.
INVERSION	105270	41540	62675	154979	47467	210617	30094	23466	4799	680907	382741
AOM	1169	1995	2675	4157	4983	6958	7562	7993	8123	45615	20635
PERDIDAS	0	30027	30766	30484	30146	28452	29686	31661	32851	244073	120350
RACIONAMIENTO	0	1139	1896	685	1089	1789	1830	827	927	10182	5101
TOTAL	106439	74700	98013	190305	83686	247816	69172	63947	46700	980777	528826

SOBRECOSTO PORCENTUAL CON RESPECTO AL 95% 1.1

CONFIABILIDAD DEL 95 %

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL	V.P.
INVERSION	93906	52904	56004	161650	94131	25550	127542	23466	51609	686762	375672
AOM	1043	1995	2573	4157	5312	5753	6847	7278	8253	43210	19586
PERDIDAS	0	30167	30766	31263	30483	30263	30316	30982	32919	247159	121913
RACIONAMIENTO	0	1139	1896	1552	1089	2583	2030	670	1226	12184	6072
TOTAL	94949	86204	91239	198622	131015	64150	166735	62396	94006	989316	523242

señal tarifaria, su único objetivo es permitir la comparación entre los diferentes niveles de confiabilidad.

Con el fin de hacer la comparación de este costo se ha considerado para todas las alternativas como año inicial 1995 que es donde empiezan los requerimientos adicionales de capacidad de la alternativa de ~100% de confiabilidad, ello equivale a que este costo incremental no sea una buena aproximación al costo marginal en cada uno de los niveles de confiabilidad y por tanto no es conveniente tomarlo como señal tarifaria.

■ **A nivel de Generación**

Para el cálculo de los costos incrementales de generación, se incluyen las inversiones, los gastos de combustible, administración, operación y mantenimiento y los costos de racionamiento resultante de la operación del sistema en el período 1995 - 2002

Para el cálculo de los valores anuales equivalentes de inversión en los proyectos se toman como vidas útiles para las carboeléctricas 25 años, turbogas y ciclo combinado 12.5 años e hidroeléctricas 50 años.

Con el fin de visualizar el comportamiento de los costos anuales totales a través del período, en la Figura 2, se presenta la relación de costos versus demanda de energía para cada nivel de confiabilidad, la pendiente de cada una de estas curvas representará el costo incremental del período.

El costo incremental promedio presenta una tendencia hacia valores de 29.3 US\$ mills/KWh en el 95% y de 43.3 US\$ mills/KWh en el ~100% de confiabilidad

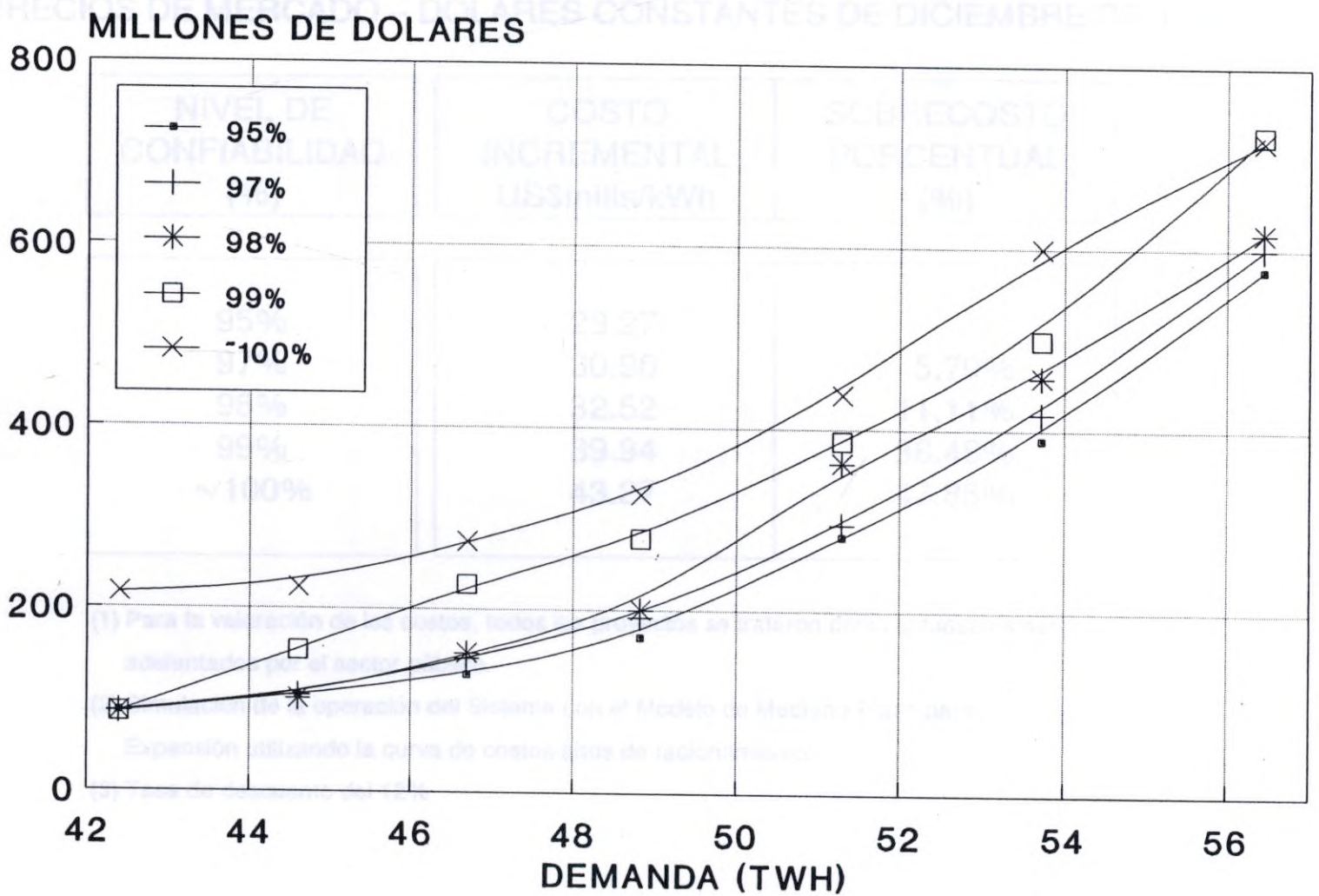
La Tabla 26 presenta el costo incremental a nivel de generación y las Tablas 27 y 28, la desagregación del mismo por ítem de costo teniendo en cuenta o no las partidas correspondientes a impuestos. En la Figura 3 se muestra la comparación entre alternativas para el caso con impuestos.

■ **A nivel de Transmisión**

El cálculo de los costos de transmisión incluye todas las redes a 230 KV y 500 KV que conforman el Sistema Nacional de Transmisión. Se consideran como costos, la inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento, para el costo anual de inversión se tiene en cuenta una vida útil de 30 años.

El costo incremental promedio a nivel de transmisión varía entre 5.74 US\$ mills/KWh, al nivel del 95%, hasta 9.02 US\$ mills/KWh en el ~100% de confiabilidad. Su cálculo se realiza sobre la demanda total y no sobre la energía transportada a través de la red,

Figura 2
RELACION COSTO ANUAL / DEMANDA



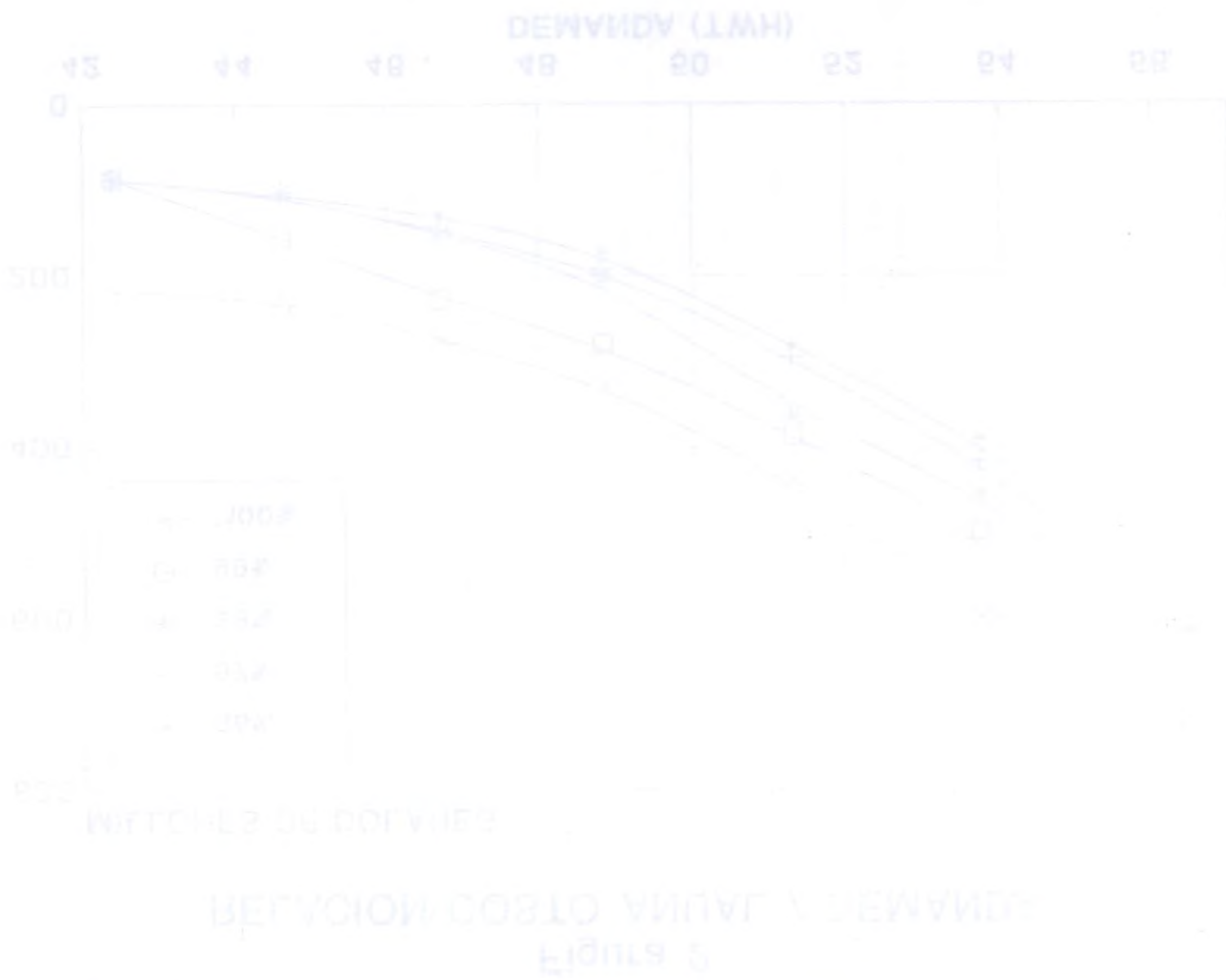


TABLA 26
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
COSTOS INCREMENTALES PARA GENERACION
PERIODO 1996-1999
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL 4.7%
PRECIOS DE MERCADO - DOLARES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1990

NIVEL DE CONFIABILIDAD (%)	NIVEL DE CONFIABILIDAD (%)	COSTO INCREMENTAL US\$mills/kWh	SOBRECOSTO PORCENTUAL (%)
95%	95%	29.27	
97%	97%	30.96	5.79%
98%	98%	32.52	11.11%
99%	99%	39.94	36.45%
~100%	~100%	43.27	47.85%

(1) Para la valoración de los costos, todos los proyectos se trataron como si fuesen a ser adelantados por el sector público.

NOTAS:

(1) Para la valoración de (2) Simulación de la operación del Sistema con el Modelo de Mediano Plazo para

(2) Simulación de la operación de racionamiento. Expansión utilizando la curva de costos altos de racionamiento.

(3) Tasa de descuento del 12%

(3) Tasa de descuento del 12%

(4) Se consideraron impuestos en los costos de inversión

(1) Para la valoración de los costos, todos los proyectos se trataron como si fuesen a ser adelantados por el sector público.
 (2) Simulación de la operación del Sistema con el Modelo de Mediano Plazo para Expansión utilizando la curva de costos altos de racionamiento.
 (3) Tasa de descuento del 12%
 (4) Se consideran impuestos en los costos de inversión

~100%	43.27	47.85
99%	39.94	36.45
98%	32.52	11.11
97%	30.96	5.79
95%	29.27	
(%)	INCREMENTAL COSTO	(%) SOBRECOSTO PORCENTUAL
NIVEL DE CONFIABILIDAD		

PRECIOS DE MERCADO - DOLARES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1990
 TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL 4.7%
 PERIODO 1988-1993
 COSTOS INCREMENTALES PARA GENERACION
 ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA

TABLA 27
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
COSTOS INCREMENTALES PARA GENERACION
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL 4.7%
PRECIOS DE MERCADO - DOLARES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1990

NIVEL DE CONFIABILIDAD (%)	COSTO INCREMENTAL US\$mills/kWh					SOBRECOSTO PORCENTUAL (%)				
	INVERSION	AYM	COMBUST.	RACION.	TOTAL	INVERSION	AYM	COMBUST.	RACION.	TOTAL
95%	19.45	2.03	7.59	0.20	29.27					
97%	20.95	2.24	7.62	0.16	30.96	7.68	10.14	0.42	-18.95	5.79
98%	22.57	2.31	7.56	0.08	32.52	16.02	13.78	-0.39	-58.61	11.11
99%	28.61	3.15	8.12	0.06	39.94	47.05	54.90	7.10	-70.57	36.45
~100%	30.36	4.28	8.64	0.06	43.27	56.05	110.60	13.88	-100.00	47.85

NOTAS:

- (1) Para la valoración de los costos, todos los proyectos se trataron como si fuesen a ser adelantados por el sector público.
- (2) Simulación de la operación del Sistema con el Modelo de Mediano Plazo para Expansión utilizando la curva de costos altos de racionamiento.
- (3) Tasa de descuento del 12%
- (4) Se consideran impuestos en los costos de inversión

TABLA 28
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
COSTOS INCREMENTALES PARA GENERACION
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL 4.7%
PRECIOS DE MERCADO – DOLARES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1990

NIVEL DE CONFIABILIDAD (%)	COSTO INCREMENTAL US\$mills/kWh					SOBRECOSTO PORCENTUAL (%)				
	INVERSION	AYM	COMBUST.	RACION.	TOTAL	INVERSION	AYM	COMBUST.	RACION.	TOTAL
95%	17.17	2.03	7.59	0.20	26.98					
97%	18.49	2.24	7.62	0.16	28.51	7.74	10.14	0.42	-18.95	5.67
98%	19.96	2.31	7.56	0.08	29.91	16.29	13.78	-0.39	-58.61	10.86
99%	25.03	3.15	8.12	0.06	36.36	45.82	54.90	7.10	-70.57	34.77
~100%	26.26	4.28	8.64	0.30	39.18	52.98	110.60	13.88	-100.00	45.20

- NOTAS:**
- (1) Para la valoración de los costos, todos los proyectos se trataron como si fuesen a ser adelantados por el sector público.
 - (2) Simulación de la operación del Sistema con el Modelo de Mediano Plazo para Expansión utilizando la curva de costos altos de racionamiento.
 - (3) Tasa de descuento del 12%
 - (4) No se consideran impuestos en los costos de inversión

El costo incremental de generación en los costos de inversión

El costo incremental de generación en los costos de inversión

El costo incremental de generación en los costos de inversión

El costo incremental de generación en los costos de inversión en el modelo de inversión para expansión utilizando la curva de costos de los

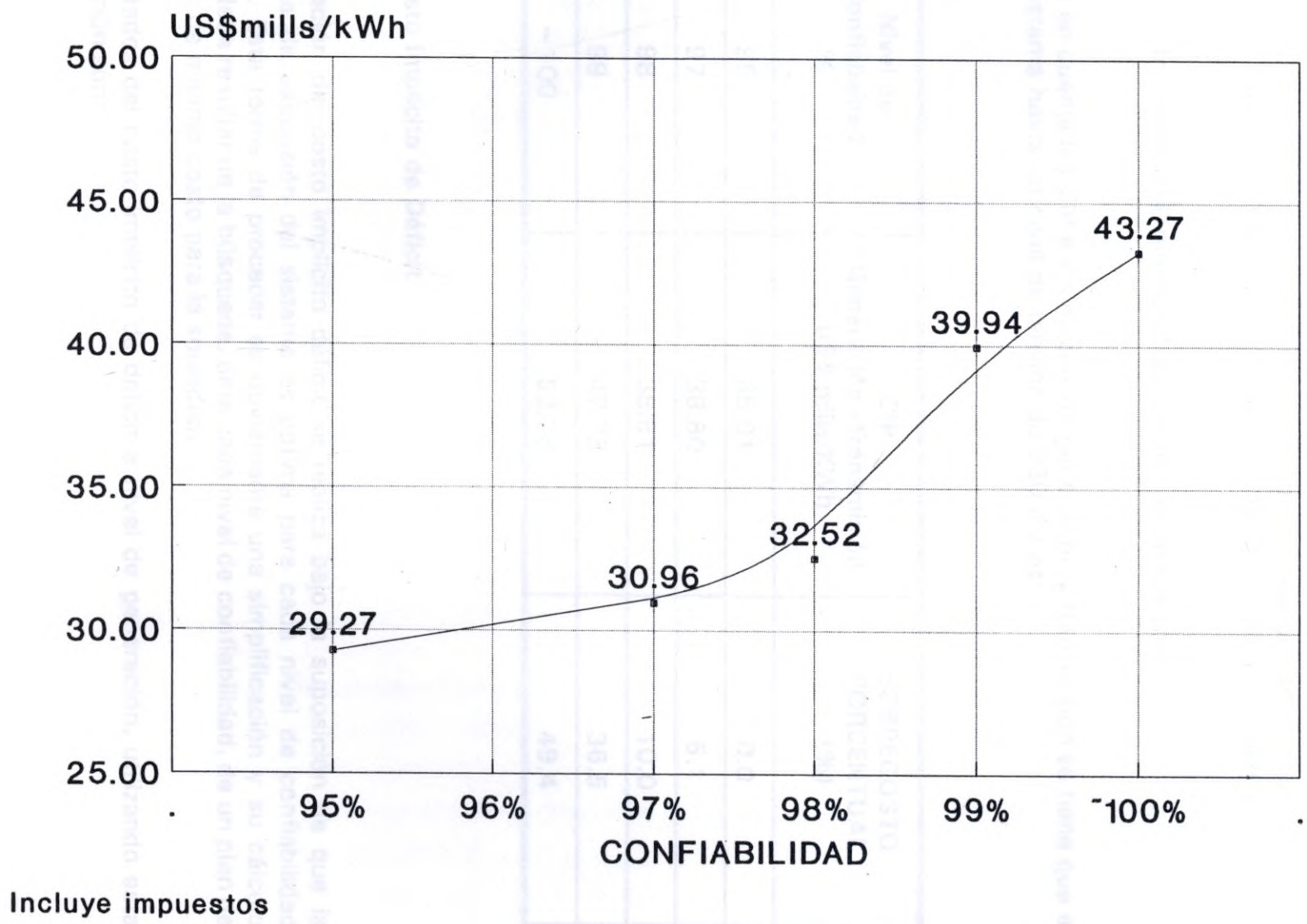
El costo incremental de generación en los costos de inversión en el modelo de inversión para expansión utilizando la curva de costos de los

El costo incremental de generación en los costos de inversión

	INVERSIÓN	MAY	COMBUST	TRUENCO	MAY	COMBUST	TRUENCO	MAY	COMBUST	TRUENCO	MAY	COMBUST	TRUENCO
100%	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85
95%	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85
90%	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85
85%	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85
80%	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85	05.0	82.5	05.0	88.85

PRECIOS DE MERCADO - DOLARES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1980
 TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL 4.3%
 COSTOS INCREMENTALES PARA GENERACION
 ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
 TABLA 38

FIGURA 3
COSTO INCREMENTAL DE GENERACION





por tanto no se recomienda utilizar esta estimación para el cálculo de los cargos variables por el uso del sistema de transmisión.

Las Tablas 29 y 30 presentan el CIP a nivel de transmisión, en el caso con y sin impuestos, la Figura 4 muestra gráficamente la comparación entre alternativas para el caso con impuestos.

■ **Costo Incremental Promedio Generación - Transmisión**

Tomando en cuenta los CIP a los niveles de generación y transmisión se tiene que el CIP del sistema hasta un nivel de tensión de 230 KV es:

Nivel de Confiabilidad %	CIP Generación -Transmisión US\$ mills/KWh	SOBRECOSTO PORCENTUAL (%)
95	35.01	0.0
97	36.80	5.1
98	38.51	10.0
99	47.78	36.5
~100	52.29	49.4

5.3.6 Costo Implícito de Déficit

La estimación del costo implícito déficit se realiza bajo la suposición de que la trayectoria de expansión del sistema es óptima para cada nivel de confiabilidad analizado. Esta forma de proceder es obviamente una simplificación y su cálculo estricto debe resultar de la búsqueda, para cada nivel de confiabilidad, de un plan de expansión de mínimo costo para la sociedad.

Los resultados del costo implícito de déficit a nivel de generación, utilizando esta aproximación son:

TABLA 29
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
COSTOS COSTOS INCREMENTALES PARA TRANSMISION
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL 4.7%
PRECIOS DE MERCADO - DOLARES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1990

NIVEL DE CONFIABILIDAD (%)	COSTO INCREMENTAL US\$mills/kWh	SOBRECOSTO PORCENTUAL (%)
95%	5.74	
97%	5.84	1.74%
98%	5.99	4.36%
99%	7.84	36.59%
~ 100%	9.02	57.14%

- (1) Para la valoración de los costos, todos los proyectos se trataron como si fuesen a ser adelantados por el sector público.
- (2) Simulación de la operación del Sistema con el Modelo CONPEGET para Expansión utilizando la curva de costos altos de racionamiento.
- (3) Tasa de descuento del 12%
- (4) No se consideran impuestos en los costos de inversión

~100%	7.95	21.14%
99%	6.68	36.61%
98%	5.11	4.50%
97%	4.99	2.04%
95%	4.89	

(%)	INCREMENTAL	(%)
CONFIABILIDAD	COSTO	SOBRECOSTO
NIVEL DE		PORCENTUAL

PRECIOS DE MERCADO - DOLARES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1990
 TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL 4.7%
 COSTOS INCREMENTALES PARA TRANSMISION
 ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
 TABLA 30

FIGURA 4
COSTO INCREMENTAL DE TRANSMISION
TABLA 30
ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
COSTOS INCREMENTALES DE LARGO PLAZO PARA TRANSMISION
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL 4.7%
DOLARES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1990

NIVEL DE CONFIABILIDAD (%)	COSTO INCREMENTAL US\$mills/kWh	SOBRECOSTO PORCENTUAL (%)
95%	4.89	
97%	4.99	2.04%
98%	5.11	4.50%
99%	6.68	36.61%
~100%	7.69	57.26%

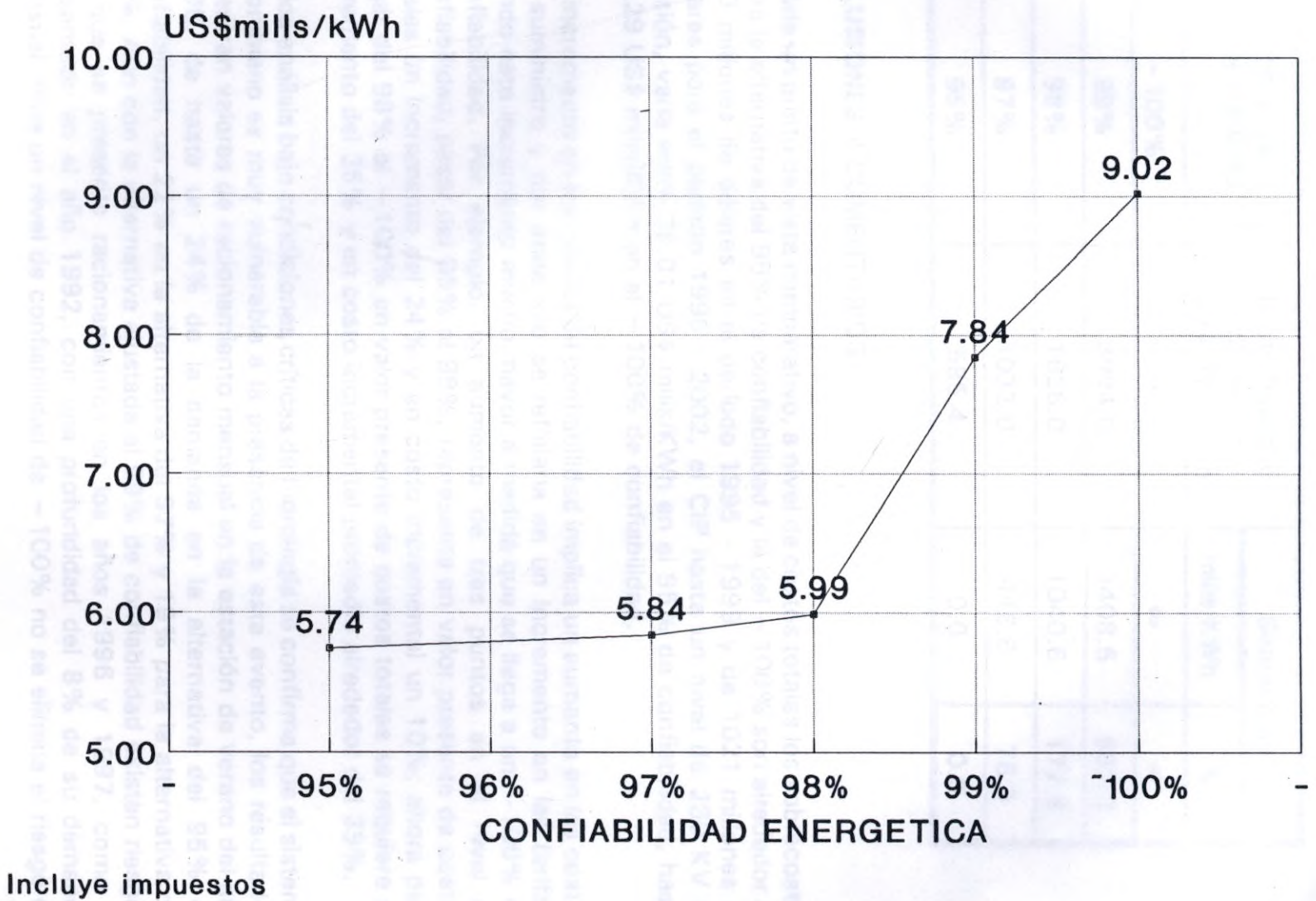
- (1) Para la valoración de los costos, todos los proyectos se trataron como si fuesen a ser adelantados por el sector público.
- (2) Simulación de la operación del Sistema con el Modelo CONPEGET para Expansión utilizando la curva de costos altos de racionamiento.
- (3) Tasa de descuento del 12%
- (4) No se consideran impuestos en los costos de inversión

- (1) Para la asignación de los costos, todos los beneficios se detallan como se muestra a continuación:
- (2) Simulación de la operación del sistema con el modelo COMBEEET para determinar los costos de operación.
- (3) Leyes de desarrollo de las plantas de energía que se detallan en el Anexo 1.
- (4) No se consideran subestaciones en los costos de inversión.

(a)	(b)	(c)
CONFIABILIDAD MILLET DE	INCREMENTAL COSTO	PORCENTUAL SOBRECOSTO
95%	5.74	21.50%
96%	5.84	26.00%
97%	5.99	34.00%
98%	7.84	44.00%
99%	9.02	50.00%

DOCTORES CONSTANTES DE DICIEMBRE DE 1980
 TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL 4.5%
 COSTOS INCREMENTALES DE CARGO PLAZO PARA TRANSMISION
 ANALISIS DE RIESGO PARA ATENDER LA DEMANDA ELECTRICA
 TABLA 30

**FIGURA 4
 COSTO INCREMENTAL DE TRANSMISION**



COSTO IMPLICITO A NIVEL DE GENERACION

Nivel de Confiabilidad	Costo Implícito de déficit US\$ mills/KWh	Sobrecosto	
		mills/KWh	%
~ 100%	∞	∞	∞
99%	3994.0	3408.6	582.3
98%	1626.0	1040.6	177.8
97%	1032.0	446.6	76.3
95%	585.4	0.0	0.0

6. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

- Desde un punto de vista comparativo, a nivel de costos totales los sobrecostos entre la alternativa del 95% de confiabilidad y la del ~ 100% son alrededor de 900 millones de dólares en el período 1995 - 1999 y de 1021 millones de dólares para el período 1995 - 2002, el CIP hasta un nivel de 230 KV de tensión, varía entre 35.01 US\$ mills/KWh en el 95% de confiabilidad, hasta 52.29 US\$ mills/KWh en el ~ 100% de confiabilidad.
- Un incremento en los niveles de confiabilidad implica un aumento en los costos de suministro y por ende ello se reflejaría en un incremento en las tarifas, siendo este incremento mucho mayor a medida que se llega a un ~ 100% de confiabilidad. Por ejemplo, un aumento de tres puntos en el nivel de confiabilidad, pasar del 95% al 98%, representa en valor presente de costos totales un incremento del 24% y en costo incremental un 10%; ahora para pasar del 98% al ~ 100% en valor presente de costos totales se requiere un incremento del 35% y en costo incremental promedio alrededor del 39%.
- En los análisis bajo condiciones críticas de hidrología se confirma que el sistema colombiano es muy vulnerable a la presencia de este evento, los resultados muestran valores de racionamiento mensual en la estación de verano del año 1998, de hasta un 24% de la demanda en la alternativa del 95% de confiabilidad, un 22% en la alternativa del 97% y 19% para la alternativa del 98%. Aún con la alternativa ajustada al 99% de confiabilidad existen riesgos de que se presente racionamientos en los años 1996 y 1997, como el presentado en el año 1992, con una profundidad del 8% de su demanda mensual. Para un nivel de confiabilidad de ~ 100% no se elimina el riesgo de

ESTUDIO TÉCNICO A NIVEL DE GENERACION

Nivel de confiabilidad	Costo implícito de déficit		Costo de racionamiento
	US\$ mills/KWh	millones de US\$	
99%	3994.0	3408.6	585.4
95%	1628.0	1040.6	177.8
90%	1032.0	448.6	78.3
85%	585.4	0.0	0.0

CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

Desde un punto de vista comparativo, a nivel de costos totales los sobrecostos de racionamiento son alrededor de 100% de confiabilidad y la del 85% de confiabilidad son alrededor de 900 millones de dólares en el periodo 1995 - 1999 y de 1021 millones de dólares para el periodo 1995 - 2002, el CIF hasta un nivel de 230 KV de confiabilidad, vale entre 38.01 US\$ mills/KWh en el 95% de confiabilidad, hasta 52.59 US\$ mills/KWh en el 100% de confiabilidad.

El incremento en los niveles de confiabilidad implica un aumento en los costos de suministro y por ende ello se reflejará en un incremento en las tarifas, dando lugar a un costo promedio de racionamiento mucho mayor a medida que se llega a un 100% de confiabilidad. Por ejemplo, un aumento de tres puntos en el nivel de confiabilidad, pasar del 85% al 88%, representa un valor presente de costos totales un incremento del 24% y un costo incremental un 10%; ahora para pasar del 88% al 100% en valor presente de costos totales se requiere un incremento del 38% y un costo incremental promedio alrededor del 38%.

En los análisis bajo condiciones de raras de hidrología se confirma que el sistema colombiano es muy vulnerable a la presencia de este evento, los resultados muestran valores de racionamiento mensual en la estación de verano del año 1998, de hasta un 4.5% de confiabilidad en la alternativa del 85% de confiabilidad, un 22% en la alternativa del 90% y 19% para la alternativa del 95%. Aún con la presencia de raras de hidrología, la confiabilidad existente después de que se presente raras de hidrología en los años 1997 y 1998, como el año 1999, con un racionamiento del 3% de su demanda, se elimina el riesgo de racionamiento en el 100% de confiabilidad.

racionamiento, el cual puede ocurrir si se cambia alguna de las condiciones con que fue elaborado el estudio como por ejemplo, incremento en la proyección de demanda, presencia de una hidrología más severa que la presentada en 1992, disminución en los índices de disponibilidad, entre otras.

- Desde el punto de vista económico y de confiabilidad del sistema, el concentrar más de 450 MW de capacidad en la Costa Atlántica, adicional a los 150 MW privados de Barranquilla y los 90 MW de Proeléctrica, requerirá un incremento importante en los costos de transmisión debido a el refuerzo que habría de construirse entre el interior y la Costa para transportar esta energía, adicional a la vulnerabilidad que tendría el sistema ante la indisponibilidad temporal de las líneas de transmisión que interconectan estas regiones.
- Teniendo en cuenta la estimación del costo implícito de déficit energético se podría colegir el costo promedio de racionamiento que debe de utilizarse en el análisis de cada nivel de confiabilidad. Para un 95% de confiabilidad se debería tener un costo promedio de racionamiento de 585.4 US\$ mills/KWh y a un nivel del 99% este promedio estaría en alrededor de los 3994 US\$ mills/KWh.
- En los análisis presentados no se han considerado opciones diferentes a la instalación de capacidad, es sabido que opciones como las campañas de uso racional, programas de eficiencia energética, planes de incremento en el factor de disponibilidad de las plantas térmicas y el incentivo a la autogeneración de productores, presentan muy buen desempeño desde el punto de vista económico y permiten incrementar el nivel de confiabilidad.
- El aumento de la aversión al riesgo de racionamiento exige por una parte, el conocimiento del mercado consumidor de la electricidad, y por otra el conocimiento de la estructura de preferencia del decisor.
- La confiabilidad es sólo una parte del problema de la incertidumbre sobre las condiciones futuras en que se desarrollará el sistema de energía eléctrica, hace parte de la dinámica de cambio del sistema, ello hace necesario tratarla como una variable de decisión y verificar la validez del criterio adoptado frente a las nuevas condiciones que se vayan revelando.

Análisis de confiabilidad para atender la
demanda en el periodo 1993-1999 (versión
2.0) Interconexión Eléctrica S. A.

333.914 I81an 1993 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

FECHA