

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

COSTOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO

1990

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

ACTUALIZACION DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS DEL
SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO

OFICINA DE PLANEACION
DOCUMENTO ISA-OPUN 24/05/90 085E

35-072

35-072

247

333.7932
I61152
Ej.1

439

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

ACTUALIZACION DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS DEL
SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO

OFICINA DE PLANEACION
DOCUMENTO ISA-OPUN 24/05/90 085E

CONTENIDO

	PAGINA
1. OBJETIVO	1
2. METODOLOGIA	1
2.1. Costos de Generación e Interconexión	2
2.2. Costos de Transmisión y Distribución	2
3. INFORMACION UTILIZADA	3
3.1. Generación e Interconexión	3
3.2. Transmisión y Distribución	5
3.3. Indicadores Macroeconómicos	7
4. ESTRUCTURA DE COSTOS RESULTANTE	7
4.1. Costos de Generación e Interconexión	7
4.2. Costos de Transmisión y Distribución	9
5. COMENTARIOS	12
ANEXO Nro. 1	25
Programa de Inversiones en Generación e Interconexión	
Programas de Inversión en Transmisión y Distribución	
Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)	
Demandas Desagregadas por Niveles de Tensión	
ANEXO Nro. 2	43
Estructuras de Costos de las Empresas Distribuidoras	

1. OBJETIVO

Actualizar la estructura de costos incrementales del sistema interconectado nacional con base en los planes de inversión en generación en el período 1997-2007 y las inversiones programadas en distribución tomando información de empresas distribuidoras de energía representativas del mercado nacional.

2. METODOLOGIA

La metodología empleada es la que ISA ha venido utilizando desde 1985 para el cálculo de la estructura de costos del sector eléctrico. El documento ISA-OPUN 11/11/86 139E, en su Anexo No. 2, contiene una descripción detallada del procedimiento de cálculo.

2.1. Costos de Generación e Interconexión

Se calcula tanto un costo de generación e interconexión como costos de generación y costos de interconexión por separado.

Se hacen las siguientes modificaciones a la metodología expuesta en el documento mencionado arriba:

- . En lugar de una vida útil promedio, se calculan dos: Una para proyectos de generación y otra para proyectos de transmisión en alta tensión (230 kV , 500 kV).

- . La asignación de los gastos ADM a energía y potencia se hace por proyecto, con una distribución porcentual igual a la de las inversiones.

La demanda incremental que se considera es la correspondiente al período 1997-2007, desde la entrada en operación de Urrá I hasta finales del año 2007. Tanto al comienzo como al final del período anotado se presenta equilibrio entre la oferta y la demanda de

energía.

Con la escogencia de la entrada en operación de Urrá I como fecha inicial para el cálculo del costo incremental se ha querido excluir el proyecto del Guavio, no solamente por el carácter no óptimo de una secuencia de expansión que lo incluya, sino por la conveniencia de evitar una caída brusca en la señal de costo una vez salga este proyecto del cálculo del costo incremental de largo plazo.

2.2. Costos de Transmisión y Distribución

Los costos de transmisión y distribución se actualizan, con nuevos programas de inversión, para algunas empresas distribuidoras de energía, representativas del mercado nacional: Empresa de Energía de Bogotá (E.E.B.), Empresas Públicas de Medellín (E.E.P.M.), Corporación Autónoma Regional del Cauca (C.V.C.), Empresas Municipales de Cali (EMCALI), Electrificadora del Atlántico (ELECTRANTA), Empresa Antioqueña de Energía (EADE) y Electrificadora de Boyacá (ELECTROBOYACA). Estas empresas representan aproximadamente el 80% de la demanda nacional.

Para las empresas restantes -las que aparecen en el documento ISA-OPUN 10/02/88 09E (*)- los costos calculados en 1988 se escalan a diciembre/89 con el índice de costos del sector eléctrico.

(*)-. "Estructura de Costos del Sistema Interconectado Colombiano, Análisis de Sensibilidad (Proyección de Demanda del 6Z con Plan de Expansión vigente en 1987)". Oficina de Planeación de ISA, Febrero de 1988.

Los niveles de tensión definidos para el cálculo de los costos de transmisión y distribución son los siguientes:

. Generación e interconexión	:	500 y 230 kV
. Transmisión	:	115, 110, 66 y 57.5 kV
. Subtransmisión	:	44, 34.5 y 33 kV
. Distribución primaria	:	13.8, 13.2 y 11.4 kV
. Distribución secundaria	:	220, 208 y 110 V.

Estos son niveles de referencia para clasificación de inversiones y gastos, desagregación de demandas y determinación de pérdidas físicas de energía y potencia.

Los costos incrementales de transmisión y distribución se ajustan -a cada nivel de tensión- para tener en cuenta las pérdidas físicas de la red. El procedimiento de ajuste por pérdidas físicas se muestra en el documento 09E mencionado.

3. INFORMACION UTILIZADA

3.1. Generación e Interconexión

Demanda

Las proyecciones de demanda de energía y potencia son las que corresponden al escenario de crecimiento del 5.3% en el período 1989-2000 (*).

(*) * Proyecciones regionales de ventas y demandas de energía y potencia 1989-2008 *. Anexo. Documento OP-E-04 de la Sección de Estadística, Oficina de Planeación, ISA. Enero de 1990.

Inversiones

Los programas de inversión en generación y en refuerzos al sistema de interconexión (230 y 500 kV) corresponden también al escenario de demanda del 5.3% (*).

Gastos ADM

Los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento se han determinado con base en índices de costos por kilovatio instalado en generación y por kilómetro de línea en transmisión.

El índice de costos ADM por kilovatio instalado es un estimativo basado en gastos ADM de ISA en los últimos años.

El índice de costos por kilómetro de línea es un estimativo realizado por ISA en 1987 para líneas de transmisión a alta tensión (230 y 500 kV (**)).

Costo de Combustible

Es un costo sin subsidio por unidad de generación. Se obtiene de una simulación del sistema en el largo plazo (20 años). De ésta se determina la generación térmica requerida por el sistema y el combustible asociado. Con los precios de los combustibles se calcula un costo para la generación térmica que, asignado a la generación total, permite determinar un costo unitario (\$/kWh).

(*). "Sistema Eléctrico Colombiano, Análisis de la Expansión, Generación-Transmisión, periodo 1994-2000". Actualización. Anexos: Expansión de Generación y Evaluación Económica, Expansión de Transmisión. Documentos OPUE-G-47 y OPE-T-48 de la Unidad de Planeamiento de la Expansión de ISA. Diciembre de 1989.

(**). "Cálculo de índices en dólares por kilovatio instalado o por kilómetro de línea". Gerencia Técnica, ISA. Febrero de 1987.

3.2. Transmisión y Distribución

Se ha actualizado información para las siguientes empresas :

E.E.B., EE.PP.M., C.V.C., EMCALI, ELECTRANTA, EADE, ELECTROBOYACA. Para las demás empresas se han tomado los costos calculados en 1988 (Documento 09E ya mencionado) y se han llevado a precios de diciembre/89 con el nuevo costo de generación e interconexión.

Demandas por Nivel de Tensión

Las proyecciones de demanda de potencia por empresa correspondientes al escenario del 5.3% han sido desagregadas por nivel de tensión con los mismos factores de distribución empleados en la evaluación anterior (Documento 09E). Estudios recientes han permitido, en algunos casos -EE.PP.M., EMCALI, EADE- mejorar esos factores de distribución de demanda por niveles de tensión (*).

Inversiones

Para las empresas cuyos costos se han actualizado, los programas de inversión en transmisión y distribución han sido desagregados teniendo en cuenta el nivel de tensión al cual presta servicio cada una de las obras que los conforman. De las inversiones para cubrir demanda incremental se incluyen únicamente las que no se recuperan por cobro directo al usuario.

(*)- .EE.PP.M. "Memorias de cálculo de demandas e inversiones para los costos incrementales promedios del largo plazo". Medellín, Abril de 1988.

. Consorcio Hydro Quebec-Sistecom. "Costos incrementales sistema de potencia Emcali". Bogotá, Julio de 1989.

. Empresa Antioqueña de Energía. "Plan de Expansión EADE, 1987-1996".

Los períodos de cubrimiento de la demanda correspondientes a los programas de inversión son diferentes para las empresas consideradas. En el caso de EE.PP.M., algunas obras en transmisión y subtransmisión cubren demanda en períodos más amplios que el resto del programa.

Los programas de inversión de C.V.C. y EMCALI a nivel de transmisión (115 kV) se reunieron en uno solo, incluyendo inversiones del sector privado, para calcular un costo único de transmisión para el mercado del Valle del Cauca.

Las inversiones de la C.V.C. para atender demanda de EMCALI fueron agregadas al plan de inversiones de EMCALI para el cálculo de los costos.

Pérdidas

Los índices de pérdidas físicas por nivel de tensión son los mismos empleados en la evaluación anterior (Documento O9E). Para EMCALI y EADE estos índices se han actualizado con base en estudios recientes (*).

Gastos AOM

Los gastos de administración y generales y los gastos de operación y mantenimiento por nivel de tensión son los mismos estimativos que se tenían en la evaluación anterior (Documento

(*)- . Consorcio HydroQuebec-Sistecom. "Análisis de resultados y conclusiones de la actividad de estimación y evaluación de pérdidas". Bogotá, 1989.

. Consultores Regionales Asociados Ltda. "Diagnóstico, estudio de factibilidad y diseño de redes para el control de pérdidas en sistemas de subtransmisión y distribución de EADE". Informe Final, Volumen I. Medellín, Febrero de 1990.

09E). Para EMCALI y EADE, con base en información contable, se han estimado índices agregados de gastos ADM por kilovatio.

3.3. Indicadores Macroeconómicos

Se emplea una tasa de descuento del 12% y las cifras monetarias se expresan en precios de diciembre/89. Para ello se utiliza información histórica de inflación interna, inflación externa y devaluación del peso frente al dólar.

4. ESTRUCTURA DE COSTOS RESULTANTE

4.1. Costos de Generación e Interconexión

Los datos del Cuadro 1 resumen las condiciones generales dentro de las cuales se efectúa el cálculo del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP) de generación e interconexión.

El Cuadro 2 recoge información relacionada con los proyectos de generación y las líneas de refuerzo en interconexión que conforman el plan para el cubrimiento de los incrementos de demanda en el período 1997-2007. Los cronogramas de inversión se presentan en el Anexo 1.

Las proyecciones de demanda de energía y potencia correspondientes al escenario de crecimiento del 5.3% en el período 1989 - 2000 aparecen en el Cuadro 3.

Los costos incrementales de generación e interconexión se presentan en el Cuadro 4. Ellos son, sin ajuste por pérdidas de interconexión, en precios de diciembre/89:

		Sin combustible	Con combustible
Generación e Interconexión	: CIPLP-Energía	10.72 \$/kWh	11.40
Generación e interconexión	: CIPLP-Potencia	28793 \$/kW-año	28793
Generación e Interconexión	: CIPLP-Equivalente(*)	15.78 \$/kWh	

Los costos sin combustible y sin ajuste por pérdidas de interconexión son la referencia para la determinación de las tarifas de intercambio entre ISA y sus socios. Los costos con combustible y con ajuste por pérdidas de interconexión son la referencia para el cálculo de costos de transmisión y distribución.

Se calculan, por separado, costos de generación y costos de interconexión. Estos aparecen en los Cuadros 5 y 6. Los de generación se obtienen con las inversiones en los proyectos de generación únicamente; los de interconexión, con las inversiones en líneas de refuerzo. Estos costos, sin combustible y sin ajuste por pérdidas de interconexión, son los siguientes:

	Energía (\$/kWh)	Potencia (\$/kW-año)	Equivalente (\$/kWh), (Fc=0.65)
Costo Generación	9.70	24952	14.08
Costo Interconexión	1.02	3841	1.69
Total			15.77

(*) El costo equivalente se calcula con un factor de carga de 0.65. Es diferente al costo equivalente del Cuadro 4 que se obtiene asignando todas las inversiones a la demanda de energía.

El costo de interconexión es el 11% del costo total a este nivel de tensión.

Si se comparan estos costos con los obtenidos en la evaluación efectuada en 1988 (Documento 09E), escalando los resultados de ésta a diciembre/89 con el índice de costos del sector eléctrico(*), se obtiene, para los costos de generación e interconexión, sin incluir costo de combustible ni ajuste por pérdidas de interconexión:

Costo de Generación e Interconexión
(\$Dic.89)

	Evaluación 88	Evaluación Actual	Variación
CIPLP-Energía (\$/kWh)	12.14	10.72 12.3	- 11.7%
CIPLP-Potencia (\$/kW-año)	29195	28793 33112	- 1.4%
CIPLP-Equivalente (\$/kWh, Fc=0.65)	17.27	15.78	- 8.6%

En la evaluación de 1988 se cubría la demanda incremental en el período 1987-1999 y la tasa promedio de crecimiento de la demanda en el escenario de proyección era del 6.0%. En las inversiones del proyecto del Guavio se incluían los sobrecostos estimados a la fecha de la evaluación (febrero/88).

4.2. Costos de Transmisión y Distribución

Los cronogramas de inversión, los estimativos de gastos de administración, operación y mantenimiento y la desagregación de demandas por niveles de tensión para las empresas cuyos costos han sido actualizados aparecen en el Anexo 1.

(*)-. Índice de Costos: 1988 = 30% ; 1989 = 30.26%

Para estas mismas empresas se muestra, en el Cuadro 7, la estructura de costos de energía y potencia por nivel de tensión después del ajuste por pérdidas físicas. Los promedios nacionales que allí aparecen corresponden a las empresas que figuran en el cuadro, utilizando las demandas como factores de ponderación.

En el Cuadro 8 se presenta la estructura de costos de las Electrificadoras del ICEL. Únicamente los costos de EADE y de la Electrificadora de Boyacá han sido actualizados. Los restantes, son los mismos de la evaluación anterior, escalados a precios de diciembre/89. En todos los casos, los costos de generación e interconexión son los que se presentan en este documento: 11.40 \$/kWh para la energía y 28,793 \$/kW-año para la potencia.

Los costos de las Electrificadoras de CORELCA aparecen en el Cuadro 9. Los únicos actualizados son los de ELECTRANTA.

La estructura de costos del sistema nacional es la que se presenta en el Cuadro 10. Se presentan también estructuras de costos para mercados regionales de interés.

Las estructuras de costos de las empresas distribuidoras, antes del ajuste por pérdidas físicas y después de él, se presentan en el Anexo 2.

La estructura de costos promedio nacional resultante después del ajuste por pérdidas físicas es la siguiente:

Estructura de Costos del Sistema Nacional
(con ajuste por pérdidas físicas)

	Costo Energía (\$/dic.89/kWh)	Costo Potencia (\$dic.89/kW-año)	Costo Equivalente(*) (\$dic.89/kWh)
Interconexión	11.66	29060	16.76
Transmisión	11.94	39650	17.60
Subtransmisión	12.17	52267	19.19
Distrib. Primaria	12.52	60409	20.63
Distrib. Secundaria	13.31	72780	26.29

Como puede apreciarse, por comparación de los Cuadros 7 y 10, los costos incrementales calculados con base en las empresas cuyos programas de inversión han sido actualizados (Cuadro 7), son similares a los obtenidos como promedio nacional de todas las empresas.

Una comparación de esta nueva estructura nacional de costos con la de la evaluación de 1988 (escalada a precios de diciembre/89), arroja los siguientes resultados:

(*)-. A nivel de interconexión el costo equivalente se determina con un factor de carga de 0.65. Para los demás niveles se utilizan los factores de carga que figuran en el Cuadro 10, extraídos del Documento ISA-OPUN 05/04/90 057E, "Estimación de factores de carga para los sectores residencial, comercial e industrial".

Costo Equivalente (\$dic.89/kWh)		Evaluación 88	Evaluación Actual	Variación
Interconexión (Fc: .65)		18.10	16.76	- 7.4%
Transmisión (Fc: .80)		18.91	17.60	- 6.9%
Subtransmisión (Fc: .85)		20.37	19.19	- 5.8%
Dist. Primaria (Fc: .85)		22.06	20.63	- 6.5%
Dist. Secundaria (Fc: .64)		30.40	26.29	-13.5%

La nueva estructura de costos presenta reducciones entre el 5.8 y el 13.5% con respecto a la anterior.

De esta estructura de costos, para hacer comparaciones con una tarifa media nacional al consumidor, debe calcularse un costo incremental promedio ponderado (CIPLP-ponderado), con las demandas por nivel de tensión como factores de ponderación.

En la evaluación anterior, el CIPLP- ponderado nacional, a precios de diciembre/89, era igual a 26.95 \$/kWh. En esta evaluación el CIPLP-ponderado nacional es igual a 24.80 \$/kWh. La reducción con respecto a la evaluación anterior es del 8%.

5. COMENTARIOS

La calidad de la información que se utiliza en el cálculo del costo incremental de generación e interconexión es, en general, aceptable, dado el esfuerzo que se hace para que los planes de expansión sean realmente de mínimo costo.

Los planes de transmisión y distribución deben obedecer también, a un criterio de mínimo costo. En la actualidad, restricciones

de tipo financiero limitan mucho las posibilidades de optimización.

Los programas de inversión deben establecerse en función de proyecciones de demanda por nivel de tensión. La demanda incremental a ser cubierta en un período determinado debe ser tomada en cuenta en una forma directa al dimensionar los planes de expansión en transmisión y distribución. Las proyecciones de demanda deben ser las que ISA estima y consolida para todo el sector eléctrico.

Las obras y los equipos que hacen parte de los programas no se especifican con el detalle suficiente. Esto dificulta la determinación de los niveles de tensión a los cuales prestan servicio y hace difícil la clasificación en obras para expansión del servicio y obras para reposición. Entre otras cosas, resulta imposible dimensionar un plan en función de cantidades de obra programadas para atender una demanda proyectada.

De las inversiones en distribución debe saberse si se cobran directamente al usuario o se esperan recuperar vía tarifas. Esta distinción es importante para que la señal tarifaria corresponda a unas inversiones y gastos que no han sido recuperados por otros medios. Algo similar ocurre con inversiones relacionadas con la operación y el mantenimiento (repuestos, por ejemplo). Se supone que estos rubros están contemplados en un índice de gastos de operación y mantenimiento. Incluirlos en el plan de inversiones implica una doble contabilización.

EMCALI, por ejemplo, presenta un conjunto de inversiones en barrios subnormales (transformadores, acometidas, contadores, etc) que deberían ser cubiertas directamente por los usuarios. El que no lo hagan no significa que estas inversiones deban

incluirse en el cálculo del costo. Es conveniente que las políticas de subsidio se diseñen sin afectar la señal de costo.

Deben actualizarse los estimativos de gastos de administración, operación y mantenimiento por nivel de tensión. Los utilizados en esta evaluación fueron realizados, en la mayoría de las empresas, hace más de cuatro años, cuando la información disponible era muy limitada y estaba poco desagregada. Los gastos AQM son un componente importante del costo de distribución.

La demanda se está desagregando por niveles de tensión con base en factores de distribución que no se han revisado en mucho tiempo. Un avance importante en este aspecto se lograría cuando se desarrollaran modelos de proyección de demanda por niveles de tensión.

Los índices de pérdidas de energía y potencia por nivel de tensión utilizados en el cálculo de los costos incrementales (Anexo 2) fueron estimados hace mucho tiempo. En la actualidad, se hacen estimativos muy agregados que ni siquiera se discriminan por nivel de tensión. Una actualización de estos índices conduciría a estimativos más realistas de las pérdidas y permitiría eliminar pérdidas no técnicas que distorsionan la señal de costo.

CUADRO No. 1
ESTRUCTURA DE COSTOS: GENERACION E INTERCONEXION
DATOS GENERALES

PERIODO ANALIZADO:	1997-2007
AÑO INICIAL DE DEMANDA:	1997
TASA DE DESCUENTO (%):	12
FECHA DE PRECIOS CONSTANTES:	DIC/89
TASA PROMEDIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN EL PERIODO 1,989-2,000:	5.3%
COSTO DE COMBUSTIBLE (\$ DIC-89/KWh):	0.68
INDICE AOM GENERACION (\$ DIC-89/KW INSTALADO) (*):	3062.0
INDICE AOM TRANSMISION (MILES \$ DIC-89/KM DE LINEA) (**):	264.6

-
- (*) ESTIMATIVO BASADO EN LOS GASTOS AOM DE GENERACION DE ISA EN LOS ULTIMOS AÑOS.
(**) ESTIMATIVO REALIZADO POR ISA EN 1986 PARA LAS LINEAS DE ALTA TENSION (230 Y 500 KV).

C U A D R O No. 2
 DATOS GENERALES DE LOS PROYECTOS DE GENERACION E INTERCONEXION SISTEMA : INTERCONECTADO
 (PROYECCION DE DEMANDA 1989-2000: 5.30 %)

PERIODO 1997 - 2007

PROYECTOS	PROP	MAGNITUD	TIPO	FECHA ENTRADA OPERACION	V.UTIL (ANOS)	ZENERG	ZPOTEN	INVERSIONES (MILLONES US\$ DIC.89)	
1	URRA_I	ISA	340.0 MW	HIDR.	10 1997	40.0	54.0	46.0	376.0
2	MIEL_II	ISA	380.0 MW	HIDR.	4 1998	46.0	65.0	35.0	381.9
3	PORCEII	ISA	392.0 MW	HIDR.	10 1998	45.0	69.0	31.0	433.1
4	NECHI_A	ISA	590.0 MW	HIDR.	1 2000	46.0	94.0	6.0	592.4
5	FONCE	ISA	420.0 MW	HIDR.	10 2000	44.0	60.0	40.0	473.0
6	PORCEIII	ISA	760.0 MW	HIDR.	4 2001	44.0	74.0	26.0	668.4
7	PATIA_I	ISA	900.0 MW	HIDR.	1 2003	45.0	70.0	30.0	936.1
8	PATIA_II	ISA	890.0 MW	HIDR.	1 2004	45.0	70.0	30.0	628.9
9	PROYECTO_1	ISA	454.0 MW	HIDR.	10 2005	45.0	70.0	30.0	524.9
10	PROYECTO_2	ISA	500.0 MW	TERM.	10 2005	25.0	70.0	30.0	470.9
11	PROYECTO_3	ISA	605.0 MW	HIDR.	4 2006	45.0	70.0	30.0	509.9
12	TERCERPL	ISA	385.0 KM	TRAN.	6 1997	30.0	60.0	40.0	182.7
13	COMPCHSL	ISA	0.0 KM	TRAN.	6 1999	30.0	60.0	40.0	22.8
14	REFISA20	ISA	305.0 KM	TRAN.	6 2000	30.0	60.0	40.0	129.6
15	REFISA2	ISA	240.0 KM	TRAN.	6 2002	30.0	60.0	40.0	104.2
16	REFICEL	ICEL	96.0 KM	TRAN.	1 1999	30.0	60.0	40.0	16.3
17	REFEPM	EPM	120.0 KM	TRAN.	6 1998	30.0	60.0	40.0	23.5
18	REFEEB	EEB	0.0 KM	TRAN.	6 1999	30.0	60.0	40.0	8.5
19	REFCOREL	CORE	178.0 KM	TRAN.	12 1999	30.0	60.0	40.0	28.8
20	REF2003	ISA	835.0 KM	TRAN.	1 2005	30.0	70.0	30.0	202.9

TERCERPL : LINEA SAN CARLOS-CALI ,TRAF0 URRA I (450 MVA), COMPENSACION CHINU Y CANO LIMON.
 COMPCHSL : COMPENSACION CHINU-SABANALARGA
 REFISA20 : S/E CALI 230 KV (0,+200), LINEA URRAI CHINU Y LINEA CHINU-TERNERA (500 KV).
 REFISA2 : LINEA SAN CARLOS-BOGOTA 500 KV, TRAF0 CALI 500/230 KV Y LINEA BOGOTA-GUASCA 500 KV
 REFICEL : LINEA BARRANCA-PALOS (230 KV), COMPENSACION PALOS, COMPENSACION CUCUTA.
 REFEPM : EL SALTO-BARBOSA, BARBOSA-BELLO, TASAJERO-BELLO, BARBOSA-OCCIDENTE.
 REFEEB : COMPENSACION BOGOTA (100)
 REFCOREL : LINEA SABANALARGA-SOLEIDAD, LINEA FUNDACION-VALLEDUPAR, COMPENSACION VALLEDUPAR.
 REF2003 : REFUERZOS DURANTE EL PERIODO 2003-2006

C U A D R O No. 3
DEMANDAS SISTEMA INTERCONECTADO

PERIODO 1997-2007

(ESCENARIO DE PROYECCION: 5.3 % EN EL PERIODO 1989-2000)

ANO REF	ENERGIA (GWH)			POTENCIA (MW)	
	VALOR	INCREMENTO	INCREMENTO ACUMULADO	VALOR	INCREMENTO
0-1996	48304.	0.	0.	7934.	0.
1-1997	49554.	1250.	1250.	8349.	415.
2-1998	52133.	2579.	3829.	8780.	431.
3-1999	54871.	2738.	6567.	9236.	456.
4-2000	57763.	2892.	9459.	9721.	485.
5-2001	60772.	3009.	12468.	10229.	508.
6-2002	63974.	3202.	15670.	10785.	556.
7-2003	67402.	3428.	19098.	11359.	574.
8-2004	70901.	3499.	22597.	11950.	591.
9-2005	74609.	3708.	26305.	12578.	628.
10-2006	78514.	3905.	30210.	13231.	653.
11-2007	82609.	4095.	34305.	13920.	689.

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO
 GENERACION E INTERCONEXION

PERIODO 1997 - 2007

ESTRUCTURA ANTES DE AJUSTES POR GASTOS ADM Y COMBUSTIBLE

A.	COSTO DE ENERGIA	
	COSTO DE ENERGIA-GENERACION (\$ DIC-89/ KWH)	9.29
	COSTO DE ENERGIA-INTERCONEXION (\$ DIC-89/KWH)	1.01
	COSTO TOTAL DE ENERGIA (\$ DIC-89/KWH)	10.30
B.	COSTO DE POTENCIA	
	COSTO DE POTENCIA-GENERACION (\$ DIC-89/KW)	198336.16
	COSTO DE POTENCIA-INTERCONEXION (\$ DIC-89/KW)	30612.93
C.	FACTOR DE ANUALIZACION GENERACION	0.1209
	FACTOR DE ANUALIZACION INTERCONEXION	0.1241
D.	COSTO ANUAL DE POTENCIA (\$ DIC-89/KW-ANO)	27772.89
E.	COSTO EQUIVALENTE (\$ DIC-89/ KWH)	14.85
	ESTRUCTURA DESPUES DE AJUSTES POR GASTOS ADM Y COMBUSTIBLE	
F.	COSTO DE COMBUSTIBLE (\$ DIC-89/ KWH)	0.68
G.	COSTO ADM DE ENERGIA (\$ DIC-89/ KWH)	0.43
H.	COSTO ADM DE POTENCIA (\$DIC-89/ KW-ANO)	1020.20
I.	COSTO ADM SOLO ENERGIA (\$DIC-89/ KWH)	0.61
J.	COSTO AJUSTADO DE ENERGIA (\$DIC-89/ KWH)	11.40
K.	COSTO ANUAL AJUSTADO DE POTENCIA (\$DIC-89/ KW-ANO)	28793.09
L.	COSTO AJUSTADO EQUIVALENTE (\$DIC-89/ KWH)	16.13

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO
GENERACION

PERIODO 1997 - 2007

ESTRUCTURA ANTES DE AJUSTES POR GASTOS AOM Y COMBUSTIBLE

A.	COSTO DE ENERGIA (\$ DIC-89/ KWH)	9.29
B.	COSTO DE POTENCIA (\$ DIC-89/ KW)	198336.16
C.	FACTOR DE ANUALIZACION	0.1209
D.	COSTO ANUAL DE POTENCIA (\$ DIC-89/KW-ANO)	23972.49
E.	COSTO EQUIVALENTE (\$ DIC-89/ KWH)	13.23

ESTRUCTURA DESPUES DE AJUSTES POR GASTOS AOM Y COMBUSTIBLE

F.	COSTO DE COMBUSTIBLE (\$ DIC-89/ KWH)	0.68
G.	COSTO AOM DE ENERGIA (\$ DIC-89/ KWH)	0.42
H.	COSTO AOM DE POTENCIA (\$DIC-89/ KW-ANO)	979.40
I.	COSTO AOM SOLO ENERGIA (\$DIC-89/ KWH)	0.59
J.	COSTO AJUSTADO DE ENERGIA (\$DIC-89/ KWH)	10.38
K.	COSTO ANUAL AJUSTADO DE POTENCIA (\$DIC-89/ KW-ANO)	24951.89
L.	COSTO AJUSTADO EQUIVALENTE (\$DIC-89/ KWH)	14.50

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO
 INTERCONEXION

PERIODO 1997 - 2007

ESTRUCTURA ANTES DE AJUSTES POR GASTOS AOM Y COMBUSTIBLE

A.	COSTO DE ENERGIA (\$ DIC-89/ KWH)	1.01
B.	COSTO DE POTENCIA (\$ DIC-89/ KW)	30612.93
C.	FACTOR DE ANUALIZACION	0.1241
D.	COSTO ANUAL DE POTENCIA (\$ DIC-89/KW-ANO)	3800.40
E.	COSTO EQUIVALENTE (\$ DIC-89/ KWH)	1.64

ESTRUCTURA DESPUES DE AJUSTES POR GASTOS AOM Y COMBUSTIBLE

F.	COSTO DE COMBUSTIBLE (\$ DIC-89/ KWH)	0.00
G.	COSTO AOM DE ENERGIA (\$ DIC-89/ KWH)	0.01
H.	COSTO AOM DE POTENCIA (\$DIC-89/ KW-ANO)	40.80
I.	COSTO AOM SOLO ENERGIA (\$DIC-89/ KWH)	0.02
J.	COSTO AJUSTADO DE ENERGIA (\$DIC-89/ KWH)	1.02
K.	COSTO ANUAL AJUSTADO DE POTENCIA (\$DIC-89/ KW-ANO)	3841.20
L.	COSTO AJUSTADO EQUIVALENTE (\$DIC-89/ KWH)	1.66

CUADRO No.7

ESTRUCTURA DE COSTOS DE LAS EMPRESAS CON NUEVOS PLANES DE INVERSION

ENERGIA (\$ DIC89/kWh)								
NIVEL	EEPPM	EEB	CVC	EMCALI ATLANTICO	BOYACA	EADE	PROMEDIO	
TRANSM	11.87	11.85	11.97	11.97	11.80	11.71	11.98	11.88
SUBTRANS	11.96	11.99	12.13	12.09	12.48	11.98	12.27	12.06
DISTR.P	12.37	12.22	12.61	12.12	12.98	12.38	12.36	12.36
DISTR.S	12.95	13.32	13.29	12.45	13.57	14.60	12.68	13.12

POTENCIA (\$ DIC89/kW-AÑO)								
NIVEL	EEPPM	EEB	CVC	EMCALI ATLANTICO	BOYACA	EADE	PROMEDIO	
TRANSM	37847.0	43025.3	35772.0	35772.0	34381.9	50802.5	43055.5	39716.6
SUBTRANS	47243.4	65662.4	43793.6	47739.1	38450.3	79231.2	54819.2	49922.9
DISTR.P	47084.0	58660.1	54938.6	59287.6	59440.9	99497.3	84778.6	59143.1
DISTR.S	55174.2	75718.4	59329.5	60897.0	81207.0	119381.7	88495.4	67725.2

EQUIVALENTE ENERGIA (1) (\$ DIC89/kWh)								
NIVEL	EEPPM	EEB	CVC	EMCALI ATLANTICO	BOYACA	EADE	PROMEDIO	
TRANSM	17.27	17.99	17.07	17.07	16.71	18.96	18.13	17.54
SUBTRANS	18.30	20.81	18.01	18.50	17.64	22.62	19.63	18.77
DISTR.P	18.69	20.10	19.99	20.09	20.96	25.74	23.75	20.30
DISTR.S	22.79	26.83	23.87	23.31	28.05	35.89	28.47	25.20

(1) FACTORES DE CARGA UTILIZADOS: Transm. 0.80, Subtrans. y distr. p. 0.85, distr. s. 0.

CUADRO No. 8

ESTRUCTURA DE COSTOS SISTEMA ICEL

ENERGIA
(\$ DIC89/kWh)

NIVEL	ANTIOQUIA	BOYACA	CAQUETA	CAUCA	C H E C	CHOCO	CUNDINAM	HUILA	META	NARIÑO	NORTE S.	SANTANDER	TOLIMA
TRANSM	11.98	11.71	12.18	12.34	11.96	12.08	12.21	12.18	12.13	12.40	11.72	11.78	12.21
SUBTRANS	12.27	11.98	12.41	12.69	12.25	12.20	12.60	12.63	12.26	12.87	12.02	12.14	12.60
DISTR.P	12.36	12.38	12.65	13.31	12.85	12.45	13.00	13.58	12.51	13.49	12.57	12.71	13.00
DISTR.S	12.68	14.60	14.50	13.98	13.63	12.84	13.80	14.31	13.03	14.17	14.29	14.96	13.80

POTENCIA
(\$ DIC89/kW-ANO)

NIVEL	ANTIOQUIA	BOYACA	CAQUETA	CAUCA	C H E C	CHOCO	CUNDINAM.	HUILA	META	NARIÑO	NORTE S.	SANTANDER	TOLIMA
TRANSM	43055.5	50802.5	30366.2	30751.8	45622.0	30114.5	36628.3	30366.2	30239.8	30915.4	29206.5	45118.2	32671.4
SUBTRANS	54819.2	79231.2	48396.7	39831.8	70108.4	38004.5	48167.5	41945.5	36896.0	44072.7	36530.0	60397.2	46524.7
DISTR.P	84778.6	99497.3	72678.8	63474.9	81420.4	44381.1	56829.7	51903.9	45492.7	51040.0	41811.6	76498.1	54290.3
DISTR.S	88495.4	119381.7	103294.5	81616.0	89838.5	55731.7	69585.2	82586.8	50511.9	71243.5	70996.8	125808.9	67254.4

CUADRO No. 9

ESTRUCTURA DE COSTOS DE LAS ELECTRIFICADORAS DE CORELCA

ENERGIA
(\$ DIC89/kWh)

NIVEL	ATLANTICO	BOLIVAR	CESAR	CORDOBA	GUAJIRA	MAGDALENA	SUCRE
TRANSM	11.80	11.89	11.78	12.29	13.82	11.66	13.75
SUBTRANS	12.48	11.96	12.45	13.77	14.10	11.84	14.37
DISTR.P	12.98	12.31	13.20	14.11	14.56	12.23	14.69
DISTR.S	13.57	12.53	13.67	14.41	15.20	12.80	15.18

POTENCIA
(\$ DIC89/kW-AÑO)

NIVEL	ATLANTICO	BOLIVAR	CESAR	CORDOBA	GUAJIRA	MAGDALENA	SUCRE
TRANSM	34381.9	43276.6	41478.3	55973.7	75650.1	29060.4	57985.7
SUBTRANS	38450.3	62141.2	52543.8	76945.4	85098.2	49807.9	77520.4
DISTR.P	59440.9	67807.8	73792.4	83288.2	90696.1	54703.5	85439.8
DISTR.S	81207.0	91073.4	95305.2	107289.1	108294.4	85965.9	108857.8

CUADRO No. 10
ESTRUCTURA DE COSTOS SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO (1)

ENERGIA (\$ DIC89/kWh)										
NIVEL	CORELCA	ICEL	EEPPM NORDESTE	CAL-PER	THC	EEB	VALLE DEL CAUCA	CED-CED	NACIONAL	
TRANSM	12.04	12.00	11.89	11.74	11.96	12.20	11.88	11.97	12.38	11.9
STRANS	12.56	12.33	12.01	12.05	12.21	12.60	12.04	12.10	12.79	12.1
STR.P	13.00	12.78	12.37	12.56	12.77	13.18	12.28	12.27	13.41	12.5
STR.S	13.46	13.85	12.90	14.64	13.53	14.02	13.34	12.70	14.09	13.3

POTENCIA (\$ DIC89/kw-AÑO)										
NIVEL	CORELCA	ICEL	EEPPM NORDESTE	CAL-PER	THC	EEB	VALLE DEL CAUCA	CED-CED	NACIONAL	
TRANSM	41364.2	39279.9	38696.3	42779.8	45622.0	31705.6	42174.3	35772.0	30838.3	39649.
STRANS	53326.5	53237.1	51386.3	56755.7	65188.2	44910.5	54908.0	46134.5	42062.2	52267.
STR.P	65856.9	68654.4	56402.5	71780.1	72733.1	54582.4	58113.1	58027.3	56970.3	60409.
STR.S	90333.7	86296.0	60317.3	103935.2	86298.5	76873.0	74495.2	60643.5	76036.0	72780.

EQUIVALENTE ENERGIA (2) (\$ DIC89/kWh)										
NIVEL	CORELCA	ICEL	EEPPM NORDESTE	CAL-PER	THC	EEB	VALLE DEL CAUCA	CED-CED	NACIONAL	
TRANSM	17.94	17.61	17.42	17.84	18.47	16.72	17.90	17.07	16.78	17.0
STRANS	19.72	19.48	18.91	19.67	20.96	18.63	19.41	18.30	18.44	19.3
STR.P	21.84	22.00	19.94	22.20	22.54	20.51	20.09	20.06	21.06	20.0
STR.S	29.58	29.25	23.66	33.18	28.92	27.73	26.63	23.51	27.65	26.0

DEFINICION DE MERCADOS:

- .EEPPM : EEPPM propio, Antioquia y Chocó.
- .NORDESTE : Boyacá, Santander y Norte de Santander.
- .CAL_PER : Caldas y Pereira.
- .THC : Tolima, Huila y Caquetá.
- .EEB : EEB propio, Cundinamarca y Meta.
- .VALLE DEL CAUCA: CVC y EMCALI.
- .CED-CED : Cauca y Nariño.

FACTORES DE CARGA UTILIZADOS: Transm. 0.80, Subtrans. y distr. p. 0.85, distr. s. 0.64

ANEXO 1

PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION E INTERCONEXION

PROGRAMAS DE INVERSION EN TRANSMISION Y DISTRIBUCION

GASTOS DE ADMINISTRACION, OPERACION Y MANTENIMIENTO (AOM)

DEMANDAS DESAGREGADAS POR NIVELES DE TENSION

C U A D R O No. A1.1

PROGRAMA DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN E INTERCONEXIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN 1997-2007

MONEDA LOCAL

MILLONES DE PESOS CONSTANTES DIC-89

PROYECTO	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
SARRA_I	460.0	4813.4	11088.0	8859.4	9390.3	7503.7	16310.6	10559.2	1875.8	0.0
TEL_II	909.3	1319.3	1891.2	8177.7	7279.9	8922.2	17179.7	14070.4	21353.4	1072.9
FORCEII	1426.9	3243.8	2420.4	3624.4	10152.6	17501.8	19001.7	24291.0	14968.2	1700.7
MECHI_A	0.0	0.0	0.0	1469.7	5877.8	10216.7	22331.9	20813.9	24710.4	29432.0
CONCE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1252.7	16572.4	23743.9	32048.4
FORCEIII	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4013.5	8582.2	14644.0	29530.2	33731.2
PATIA_I	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2247.8	8991.3	14228.9	30652.2	34077.6
PATIA_II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1235.2	8101.7
PROYECTO_1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4698.5
PROYECTO_2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PROYECTO_3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TERCERPL	0.0	0.0	0.0	2367.5	1264.7	15397.4	11689.7	6136.0	288.3	45.2
COMPCHSL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	484.3	96.9	726.5	2518.5
DEFISA20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2239.7	427.5	12595.7
DEFISA2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1793.7
DEFICEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	92.0	592.9	419.2
DEFEPH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	250.5	130.0	619.0	1519.1	2065.0
DEFEEB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.8	50.8	1303.3
DEFCOREL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	71.6	64.7	210.0	1160.0
DEF2003	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	2796.2	9376.5	15399.6	24498.7	33965.3	66053.6	106046.1	124478.9	151884.4	166763.6

C U A D R O No. A1.1 (Cont.)

PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION E INTERCONEXION DEL PLAN DE EXPANSION 1997-2007
 MONEDA LOCAL
 MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89

PROYECTO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TOTAL
ERA_I	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	70860.4
EL_II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	82176.0
ORCEII	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	98331.5
ECHI_A	20238.6	578.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	135669.3
ONCE	29352.5	6056.3	161.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	109187.2
ORCEIII	33731.2	21155.2	1246.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	146634.2
ATIA_I	41091.9	50057.2	40071.1	11041.9	1142.1	0.0	0.0	0.0	0.0	233602.0
ATIA_II	18517.8	24200.0	33934.5	33875.1	18096.3	181.5	0.0	0.0	0.0	138142.1
PROYECTO_1	19633.0	14431.3	20884.0	27050.5	22981.9	6010.6	47.0	0.0	0.0	115736.8
PROYECTO_2	0.0	3547.1	14483.4	19389.6	19730.8	15958.6	6238.2	1557.2	0.0	80904.9
PROYECTO_3	0.0	3577.0	13199.1	20728.5	24575.0	25459.5	17374.9	5651.4	267.4	110832.8
ERCERPL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37188.8
OMPCHSL	48.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3874.6
EFISA20	10350.8	1186.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26800.1
EFISA2	322.9	9950.7	8097.6	930.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21095.5
EFICEL	476.4	1630.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3231.6
EEEPW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4583.6
EEEB	301.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1706.2
EFCOREL	902.9	386.6	507.0	2381.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5684.5
EF2003	1106.4	1368.8	8282.8	14150.3	6415.6	6539.7	1662.2	2479.8	0.0	42005.6
TOTAL	176074.1	138125.6	140867.2	129548.2	92941.7	54149.9	25322.3	9688.4	267.4	1468247.8

PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION E INTERCONEXION DEL PLAN DE EXPANSION 1997-2007

MONEDA EXTRANJERA

MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89

PROYECTO	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
ORRA_I	0.0	0.0	15391.2	11137.2	11631.8	10511.7	24811.2	14962.5	3850.9	0.0
TEL_II	27.4	41.6	404.5	878.3	10374.3	12846.1	18947.3	23807.3	14416.6	1808.8
PORCEII	0.0	0.0	602.9	301.0	11545.2	21915.1	15763.9	25605.5	11880.2	1994.4
TECHI_A	0.0	0.0	0.0	151.6	605.6	3998.5	15004.9	18972.9	28355.8	37159.5
PONCE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	59.2	15250.7	18541.1	28767.3
PORCEIII	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	375.7	915.9	15477.9	27961.0	32616.4
PATIA_I	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	237.8	951.7	4948.0	18547.3	24375.8
PATIA_II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	116.7	3984.0
PROYECTO_1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	223.2
PROYECTO_2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PROYECTO_3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TERCERPL	0.0	0.0	0.0	16.4	4001.0	22339.5	11594.2	3810.7	268.0	59.2
OMPCHSL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	350.9	3338.3	2295.7
EFISA20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.9	3395.1	19631.0
EFISA2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.4
EFICEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	64.4	637.0	658.0
EEFPM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.0	185.3	1693.1	2051.3	1661.1
EEFEB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	150.3	1446.3
EFCOREL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	53.3	559.9	1351.3
EF2003	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	27.4	41.6	16398.6	12484.5	38157.9	72239.4	88237.9	125034.1	134069.5	158037.4

PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION E INTERCONEXION DEL PLAN DE EXPANSION 1997-2007

MONEDA EXTRANJERA

MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89

PROYECTO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TOTAL
ERA_I	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	92296.5
EL_II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	83552.2
ORCEII	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89608.2
ECHE_A	15155.2	1960.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	121364.8
ORCE	26949.7	6347.9	139.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	96055.6
ORCEIII	50495.8	12087.1	3446.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	143376.3
ATIA_I	32038.7	44957.3	34002.2	9411.1	3122.9	0.0	0.0	0.0	0.0	172592.8
ATIA_II	15408.0	23723.4	39673.3	32962.5	17732.6	1166.9	0.0	0.0	0.0	134767.4
PROYECTO_1	13136.0	14524.0	22213.4	34094.6	21540.2	5553.6	722.7	0.0	0.0	112007.7
PROYECTO_2	0.0	10.6	12068.1	22902.5	33105.7	34584.8	16533.4	4209.4	0.0	123414.5
PROYECTO_3	0.0	247.1	8759.6	18227.3	28027.3	31691.3	17846.2	5053.2	585.7	110437.7
ERCERPL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	42089.0
OMPCHSL	30.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6015.0
EFISA20	5953.7	403.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29420.6
EFISA2	2705.3	15767.7	5306.5	320.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24105.6
EFICEL	1180.8	1315.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3856.1
EFEPH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5605.8
EFEEB	394.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1991.1
ECOREL	787.5	512.0	1610.0	1923.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6801.4
FE2003	1.8	1982.9	12701.4	14263.5	6678.1	5979.4	2425.7	1997.7	0.0	46030.5
TOTAL	164237.1	123840.6	139920.7	134105.3	110206.8	78976.0	37528.0	11260.3	585.7	1445389.0

PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION E INTERCONEXION-DEL PLAN DE EXPANSION 1997-2007

MONEDA LOCAL + EXTRANJERA

MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89

PROYECTO	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
ARRA_I	460.0	4813.4	26479.2	19996.6	21022.1	18015.4	41121.8	25521.7	5726.7	0.0
RIEL_II	936.7	1360.9	2295.7	9056.0	17654.2	21768.3	36127.0	37877.7	35770.0	2881.7
FORCEII	1426.9	3243.8	3023.3	3925.4	21697.8	39416.9	34765.6	49896.5	26848.4	3695.1
TECHI_A	0.0	0.0	0.0	1621.3	6483.4	14215.2	37336.8	39786.8	53066.2	66591.5
UNCE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1311.9	31823.1	42285.0	60815.7
FORCEIII	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4389.2	9498.1	30121.9	57491.2	66347.6
ATIA_I	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2485.6	9943.0	19176.9	49199.5	58453.4
ATIA_II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1351.9	12085.7
PROYECTO_1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4921.7
PROYECTO_2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PROYECTO_3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ERCERPL	0.0	0.0	0.0	2383.9	5265.7	37736.9	23283.9	9946.7	556.3	104.4
OMPCHSL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	484.3	447.8	4064.8	4814.2
EFISA20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2276.6	3822.6	32226.7
EFISA2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1799.1
EFICEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	156.4	1229.9	1077.2
EFEPM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	265.5	315.3	2312.1	3570.4	3726.1
EFEEB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.8	201.1	2749.6
EFCOREL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	75.9	118.0	769.9	2511.3
EF2003	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	2823.6	9418.1	31798.2	36983.2	72123.2	138293.0	194284.0	249513.0	285954.0	324801.0

PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION E INTERCONEXION DEL PLAN DE EXPANSION 1997-2007

MONEDA LOCAL + EXTRANJERA

MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89

PROYECTO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TOTAL
ARA_I	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	163156.9
CEL_II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	165728.2
ORCEII	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	187939.7
CHI_A	35393.8	2539.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	257034.1
ANCE	56302.2	12404.2	300.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	205242.8
ORCEIII	84227.0	33242.3	4693.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	290010.5
NTIA_I	73130.6	95014.5	74073.3	20543.0	4265.0	0.0	0.0	0.0	0.0	406194.8
NTIA_II	33925.8	47923.4	73607.8	66837.6	35828.9	1348.4	0.0	0.0	0.0	272909.5
PROYECTO_1	32769.0	28955.3	43097.4	61145.1	44522.1	11564.2	769.7	0.0	0.0	227744.5
PROYECTO_2	0.0	3557.7	26551.5	42292.1	52836.5	50543.4	22771.6	5766.6	0.0	204319.4
PROYECTO_3	0.0	3824.1	21958.7	38955.8	52602.3	57150.8	35221.1	10704.6	853.1	221270.5
ORCERPL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	79277.8
ORPCHSL	78.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9889.6
EFISA20	16304.5	1590.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	56220.7
EFISA2	3028.2	25718.4	13404.1	1251.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45201.1
EFICEL	1657.2	2946.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7087.7
EEPM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10189.4
EEEB	695.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3697.3
ECOREL	1690.4	898.6	2117.0	4304.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12485.9
EF2003	1108.2	3351.7	20984.2	28413.8	13093.7	12519.1	4087.9	4477.5	0.0	88036.1
TOTAL	340311.2	261966.2	280787.9	263653.5	203148.5	133125.9	62850.3	20948.7	853.1	2913636.8

C U A D R O No. A1.4

PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EEB
TOTAL
MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89

PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	TOTAL
TRANSM	1947.1	3229.2	5260.2	3109.0	7489.8	3626.5	24661.8
SUBTRAN	359.1	346.1	2046.2	471.1	383.5	287.3	3893.3
DISTRIP	2475.4	3021.2	2708.6	3849.2	5352.1	4972.8	22379.3
DISTRIS	918.3	1135.0	1180.3	1525.6	1435.1	608.6	6802.9
TOTAL	5699.9	7731.5	11195.3	8954.9	14660.5	9495.2	57737.3

PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EEB
MONEDA LOCAL
MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89

PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	TOTAL
TRANSM	476.0	1215.5	2446.6	1917.5	3801.2	2130.0	11986.8
SUBTRAN	117.6	170.6	553.7	272.3	275.3	155.6	1545.1
DISTRIP	774.7	1598.5	1573.3	2221.6	3099.8	1821.9	11089.8
DISTRIS	532.1	854.8	914.2	1205.8	1262.4	407.6	5176.9

PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EEB
MONEDA EXTRANJERA
MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89

PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	TOTAL
TRANSM	1471.1	2013.7	2813.6	1191.5	3688.6	1496.5	12675.0
SUBTRAN	241.5	175.5	1492.5	198.8	108.2	131.7	2348.2
DISTRIP	1700.7	1422.7	1135.3	1627.6	2252.3	3150.9	11289.5
DISTRIS	386.2	280.2	266.1	319.8	172.7	201.0	1626.0

C U A D R O No. A1.4 (Cont).

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EEPPM							TOTAL
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	
	TOTAL							
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
TRANSM	23.2	48.9	304.2	1269.1	112.1	59.3	5.0	1821.8
SUBTRAN	0.0	4.2	1049.2	656.7	210.6	0.0	0.0	1920.7
DISTRIP	0.0	51.6	697.5	1901.8	1548.7	0.0	0.0	4199.6
DISTRIS	0.0	2.6	139.3	16.7	0.0	0.0	0.0	158.6
TOTAL	23.2	107.3	2190.2	3844.3	1871.4	59.3	5.0	8100.7

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EEPPM							TOTAL
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	
	MONEDA LOCAL							
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
TRANSM	6.8	48.9	25.5	548.4	31.6	26.1	0.0	687.3
SUBTRAN	0.0	4.2	133.9	463.6	199.0	0.0	0.0	800.7
DISTRIP	0.0	51.6	498.7	755.0	1406.1	0.0	0.0	2711.4
DISTRIS	0.0	2.6	139.3	16.7	0.0	0.0	0.0	158.6

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EEPPM							TOTAL
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	
	MONEDA EXTRANJERA							
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
TRANSM	16.4	0.0	278.7	720.7	80.5	33.2	5.0	1134.5
SUBTRAN	0.0	0.0	915.3	193.1	11.6	0.0	0.0	1120.0
DISTRIP	0.0	0.0	198.8	1146.8	142.6	0.0	0.0	1488.2
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

C U A D R O No. A1.4 (Cont).

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA CVC							TOTAL
	TOTAL							
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994		
TRANSM	0.0	1133.8	3478.7	3878.3	3062.0	1927.6	704.8	14185.2
SUBTRAN	0.0	357.7	918.5	514.2	509.6	0.0	0.0	2300.0
DISTRIP	0.0	466.2	1162.3	1792.9	208.3	135.7	0.0	3765.4
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	0.0	1957.7	5559.5	6185.4	3779.9	2063.3	704.8	20250.6

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA CVC							TOTAL
	MONEDA LOCAL							
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994		
TRANSM	0.0	416.4	1253.8	1635.3	1500.4	449.4	115.6	5370.9
SUBTRAN	0.0	281.1	734.0	315.5	305.7	0.0	0.0	1636.3
DISTRIP	0.0	363.0	827.1	1209.7	201.7	135.7	0.0	2737.2
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA CVC							TOTAL
	MONEDA EXTRANJERA							
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994		
TRANSM	0.0	717.4	2224.9	2243.0	1561.6	1478.2	589.2	8814.3
SUBTRAN	0.0	76.6	184.5	198.7	203.9	0.0	0.0	663.7
DISTRIP	0.0	103.2	335.2	583.2	6.6	0.0	0.0	1028.2
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CUADRO No. A1.4 (Cont).

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EADE								TOTAL
	TOTAL								
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89								
1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996		
TRANSM	0.0	947.0	1073.3	564.0	3588.5	782.2	634.0	0.0	7589.0
SUBTRAN	0.0	1408.4	1857.3	1276.8	101.3	483.7	350.6	877.0	6355.1
DISTRIP	0.0	1776.9	1343.5	514.0	852.9	1320.9	149.0	0.0	5957.2
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	0.0	4132.3	4274.1	2354.8	4542.7	2586.8	1133.6	877.0	19901.3

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EADE								TOTAL
	MONEDA LOCAL								
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89								
1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996		
TRANSM	0.0	947.0	917.3	517.0	1916.8	782.2	162.0	0.0	5242.3
SUBTRAN	0.0	1118.0	1242.1	840.8	101.3	483.7	350.6	215.0	4351.5
DISTRIP	0.0	1298.5	1121.0	367.6	495.4	743.7	149.0	0.0	4175.2
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EADE								TOTAL
	MONEDA EXTRANJERA								
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89								
1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996		
TRANSM	0.0	0.0	156.0	47.0	1671.7	0.0	472.0	0.0	2346.7
SUBTRAN	0.0	290.4	615.2	436.0	0.0	0.0	0.0	662.0	2003.6
DISTRIP	0.0	478.4	222.5	146.4	357.5	577.2	0.0	0.0	1782.0
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

C U A D R O No. A1-4 (Cont).

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EMCALI							TOTAL
	TOTAL							
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994		
TRANSM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SUBTRAN	0.0	898.0	487.1	1203.7	1121.5	1330.1	44.4	5084.8
DISTRIPR	0.0	828.2	2489.0	3261.4	3778.1	2907.8	347.1	13611.6
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	9.8	3.9	19.5	1.3	34.5
TOTAL	0.0	1726.2	2976.1	4474.9	4903.5	4257.4	392.8	18730.9

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EMCALI							TOTAL
	MONEDA LOCAL							
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994		
TRANSM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SUBTRAN	0.0	522.4	227.9	470.4	253.7	701.4	20.8	2196.6
DISTRIPR	0.0	452.2	788.5	1083.1	1523.5	1404.9	36.0	5288.2
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	9.8	3.9	19.5	1.3	34.5

PROYECTO	PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA EMCALI							TOTAL
	MONEDA EXTRANJERA							
	MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994		
TRANSM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SUBTRAN	0.0	375.6	259.2	733.3	867.8	628.7	23.6	2888.2
DISTRIPR	0.0	376.0	1700.5	2178.3	2254.6	1502.9	311.1	8323.4
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

C U A D R O No. A1.4 (Cont).

PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA ATLANTICO							TOTAL
TOTAL							
MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
TRANSM	0.0	275.1	992.6	322.9	322.9	147.2	2060.7
SUBTRAN	0.0	31.2	315.5	0.0	0.0	0.0	346.7
DISTRIP	0.0	826.6	1022.3	809.3	987.5	626.2	4271.9
DISTRIS	0.0	602.2	338.7	1225.5	2799.3	817.5	5783.2
TOTAL	0.0	1735.1	2669.1	2357.7	4109.7	1590.9	12462.5

PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA ATLANTICO							TOTAL
MONEDA LOCAL							
MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
TRANSM	0.0	275.1	698.7	29.0	29.0	0.0	1031.8
SUBTRAN	0.0	31.2	78.0	0.0	0.0	0.0	109.2
DISTRIP	0.0	808.9	443.8	373.8	802.3	549.3	2978.1
DISTRIS	0.0	602.2	338.7	840.5	1303.9	817.5	3902.8

PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA ATLANTICO							TOTAL
MONEDA EXTRANJERA							
MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89							
PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
TRANSM	0.0	0.0	293.9	293.9	293.9	147.2	1028.9
SUBTRAN	0.0	0.0	237.5	0.0	0.0	0.0	237.5
DISTRIP	0.0	17.7	578.5	435.5	185.2	76.9	1293.8
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	385.0	1495.4	0.0	1880.4

C U A D R O No. A1.4^s(Cont).

PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA BOYACA
TOTAL
MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89

PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	TOTAL
TRANSM	0.0	1478.4	1689.5	0.0	1148.7	4316.6
SUBTRAN	0.0	1571.7	697.0	516.6	263.0	3048.3
DISTRIP	0.0	1073.6	343.4	422.9	0.0	1839.9
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	0.0	4123.7	2729.9	939.5	1411.7	9204.8

PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA BOYACA
MONEDA LOCAL
MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89

PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	TOTAL
TRANSM	0.0	1478.4	602.0	0.0	290.3	2370.7
SUBTRAN	0.0	1571.7	604.3	473.3	243.9	2893.2
DISTRIP	0.0	1073.6	325.2	215.7	0.0	1614.5
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

PROGRAMA DE INVERSIONES SISTEMA BOYACA
MONEDA EXTRANJERA
MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE DIC-89

PROYECTO	1988	1989	1990	1991	1992	TOTAL
TRANSM	0.0	0.0	1087.5	0.0	858.4	1945.9
SUBTRAN	0.0	0.0	92.7	43.3	19.1	155.1
DISTRIP	0.0	0.0	18.2	207.2	0.0	225.4
DISTRIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CUADRO No. A1.5

COSTOS DE ADMINISTRACION Y GENERALES (1)

ANO	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION P	DISTRIBUCION S
ATLANTICO				
1988	0.0	0.0	278.4	0.0
1989	0.0	0.0	309.1	0.0
1990	0.0	0.0	338.5	0.0
1991	0.0	0.0	372.6	0.0
1992	0.0	0.0	410.3	0.0
1993	0.0	0.0	449.6	0.0
1994	0.0	0.0	493.7	0.0
BOYACA				
1988	883.0	0.0	0.0	0.0
1989	901.2	0.0	0.0	0.0
1990	919.3	0.0	0.0	0.0
1991	937.4	0.0	0.0	0.0
1992	955.6	0.0	0.0	0.0
1993	975.7	0.0	0.0	0.0
1994	993.9	0.0	0.0	0.0
CVC				
1988	0.0	824.5	0.0	0.0
1989	0.0	842.7	0.0	0.0
1990	0.0	858.8	0.0	0.0
1991	0.0	874.9	0.0	0.0
1992	0.0	893.1	0.0	0.0
1993	0.0	909.2	0.0	0.0
1994	0.0	929.4	0.0	0.0
EEB				
1988	2130.9	0.0	0.0	0.0
1989	2223.6	0.0	0.0	0.0
1990	2429.3	0.0	0.0	0.0
1991	2524.0	0.0	0.0	0.0
1992	2628.9	0.0	0.0	0.0
1993	2755.9	0.0	0.0	0.0
1994	2886.9	0.0	0.0	0.0
EPM				
1988	7592.3	0.0	0.0	0.0
1989	7801.9	0.0	0.0	0.0
1990	8237.4	0.0	0.0	0.0
1991	8420.8	0.0	0.0	0.0
1992	8559.9	0.0	0.0	0.0
1993	8559.9	0.0	0.0	0.0
1994	8936.9	0.0	0.0	0.0

(1) Millones de pesos dic-89.
 EADE: GASTOS ADM: 30 US\$ DIC-89/KW-ANO Distribuidos asi :
 Transmision : 2.5 %
 Subtransmision : 10.1 %
 Distribucion primaria: 87.4 %
 EMCALI: GASTOS ADM: 35647 US\$ DIC-89/MW-ANO Distribuidos asi:
 Subtransmision : 20.0 %
 Distribucion primaria: 80.0 %

CUADRO No. A1.5 (Cont).

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO (1)

ANO	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION P	DISTRIBUCION S
ATLANTICO				
1988	223.8	223.8	729.8	332.8
1989	241.9	241.9	790.3	360.5
1990	260.1	260.1	846.3	385.9
1991	280.2	280.2	914.9	417.3
1992	302.4	302.4	987.8	450.4
1993	326.6	326.6	1065.9	486.1
1994	352.8	352.8	1152.5	525.6
BOYACA				
1988	556.4	329.6	468.7	201.0
1989	569.5	335.9	479.0	205.6
1990	580.0	341.9	486.9	210.1
1991	590.5	348.2	497.1	213.5
1992	603.6	354.4	507.6	218.1
1993	614.1	366.9	517.9	222.6
1994	627.0	373.2	528.2	227.2
CVC				
1988	292.3	679.4	703.6	667.3
1989	304.4	693.5	717.7	681.4
1990	310.5	707.6	731.8	695.5
1991	316.5	721.7	745.9	707.6
1992	324.6	735.8	762.0	723.7
1993	330.6	750.0	776.2	737.9
1994	336.7	766.1	792.3	752.0
HEB				
1988	610.8	536.3	3943.3	4320.3
1989	639.1	560.4	4114.7	4507.8
1990	697.5	610.8	4497.7	4927.1
1991	723.7	635.0	4671.1	5118.6
1992	754.0	661.2	4866.6	5332.3
1993	790.3	693.5	5098.5	5586.3
1994	828.6	727.8	5344.4	5854.5
EPM				
1988	328.6	197.6	1302.3	1231.8
1989	342.7	197.6	1409.2	1469.7
1990	346.8	219.7	1501.9	1741.8
1991	348.8	225.8	1560.4	1862.8
1992	350.8	235.9	1655.1	1995.8
1993	352.8	241.9	1717.6	2139.0
1994	354.8	246.0	1786.2	2296.2

(1) MILLONES DE PESOS DIC-89

C U A D R O No. A1.6

DEMANDAS DE POTENCIA EEB (MW)				
AÑO	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION P	DISTRIBUCION S
1988	1397.0	139.7	1285.2	1019.8
1989	1459.0	145.9	1342.3	1065.1
1990	1534.0	153.4	1411.3	1119.8
1991	1580.0	158.0	1453.6	1153.4
1992	1641.0	164.1	1509.7	1197.9
1993	1703.0	170.3	1566.8	1243.2
1994	1770.0	177.0	1628.4	1292.1

DEMANDAS DE POTENCIA CVC (MW)				
AÑO	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION P	DISTRIBUCION S
1988	816.0	195.0	169.0	70.0
1989	835.0	202.0	175.0	72.0
1990	884.0	219.0	190.0	78.0
1991	928.0	226.0	196.0	81.0
1992	1012.0	244.0	211.0	87.0
1993	1074.0	255.0	220.0	91.0
1994	1135.0	264.0	229.0	95.0

DEMANDAS DE POTENCIA EMCALI (MW)				
AÑO	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION P	DISTRIBUCION S
1988	517.0	287.5	417.1	364.7
1989	546.0	291.5	442.5	388.2
1990	573.0	305.9	464.4	407.3
1991	606.0	330.8	470.6	412.2
1992	663.0	355.8	517.4	452.8
1993	704.0	356.3	558.6	491.4
1994	746.0	365.7	590.8	522.9

C U A D R O , No. A1.6 (Cont).

DEMANDAS DE POTENCIA EPPM (MW)

AÑO	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION P	DISTRIBUCION S
1988	994.0	129.0	636.0	606.0
1989	1033.0	134.0	661.0	630.0
1990	1068.0	139.0	684.0	651.0
1991	1124.0	146.0	719.0	686.0
1992	1128.0	147.0	722.0	688.0
1993	1200.0	156.0	768.0	732.0
1994	1251.0	162.0	801.0	763.0

DEMANDAS DE POTENCIA ATLANTICO (MW)

AÑO	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION P	DISTRIBUCION S
1988	332.0	329.0	309.0	199.0
1989	343.0	340.0	319.0	206.0
1990	362.0	358.0	337.0	217.0
1991	375.0	371.0	349.0	225.0
1992	392.0	388.0	365.0	235.0
1993	410.0	406.0	381.0	246.0
1994	432.0	428.0	402.0	259.0

DEMANDAS DE POTENCIA BOYACA (MW)

AÑO	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION P	DISTRIBUCION S
1988	170.0	88.4	91.8	52.7
1989	172.0	89.4	92.9	53.3
1990	180.0	93.6	97.2	55.8
1991	192.0	99.8	103.7	59.5
1992	204.0	106.1	110.2	63.2
1993	216.0	112.3	116.6	67.0
1994	226.0	117.5	122.0	70.1

DEMANDAS DE POTENCIA EADE (MW)

AÑO	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION P	DISTRIBUCION S
1988	153.3	209.2	227.6	212.8
1989	161.4	220.2	239.6	224.7
1990	171.9	234.5	255.4	240.2
1991	183.6	250.5	272.9	257.6
1992	197.9	269.9	294.2	278.6
1993	211.5	288.5	314.6	298.8
1994	226.9	309.6	337.7	321.6

ANEXO No. 2

ESTRUCTURAS DE COSTOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

CUADRO No. A2.1

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA ATLANTICO DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS
(PRECIOS DE DIC-89)

APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	4908.85	1.20	1.20	11.80	34381.88
UBTRAN	0.00	1992.12	5.40	5.40	12.48	38450.32
ISTRIP	0.00	14808.72	3.90	10.40	12.98	59440.89
ISTRIS	0.00	18274.20	4.33	4.30	13.57	81206.99

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA BOLIVAR DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS
(PRECIOS DE DIC-89)

APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	13393.87	1.90	1.90	11.89	43276.57
UBTRAN	0.00	17683.97	0.60	1.90	11.96	62141.23
ISTRIP	0.00	3700.19	2.90	2.90	12.31	67807.84
ISTRIS	0.00	19076.15	1.69	4.60	12.53	91073.36

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA CESAR DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS
(PRECIOS DE DIC-89)

APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	12003.05	1.00	1.00	11.78	41478.28
UBTRAN	0.00	8228.13	5.40	5.40	12.45	52543.78
ISTRIP	0.00	14312.13	5.70	9.40	13.20	73792.39
ISTRIS	0.00	18272.43	3.43	3.40	13.67	95305.20

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA CORDOBA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS
(PRECIOS DE DIC-89)

APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	24058.56	5.10	5.10	12.29	55973.66
UBTRAN	0.00	12661.64	10.80	10.80	13.77	76945.41
ISTRIP	0.00	4343.91	2.40	2.40	14.11	83288.23
ISTRIS	0.00	21747.84	2.08	2.10	14.41	107289.15

CUADRO No. A2.1 (Cont)..

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA GUAJIRA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS
(PRECIOS DE DIC-89)

NIVEL DE VOLTAJE	APOORTE DEL NIVEL AL COSTO		PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	34788.24	15.60	15.60	13.82	75650.10
SUBTRAN	0.00	7746.10	2.00	2.00	14.10	85098.16
DISTRIP	0.00	2695.69	3.20	3.20	14.56	90696.13
DISTRIS	0.00	9476.17	4.18	7.50	15.20	108294.38

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA MAGDALENA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS
(PRECIOS DE DIC-89)

NIVEL DE VOLTAJE	APOORTE DEL NIVEL AL COSTO		PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	0.00	0.00	0.00	11.66	29060.45
SUBTRAN	0.00	19552.07	1.50	2.40	11.84	49807.91
DISTRIP	0.00	3145.08	3.20	3.20	12.23	54703.50
DISTRIS	0.00	27479.88	4.43	4.40	12.80	85965.88

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA SUCRE DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS
(PRECIOS DE DIC-89)

NIVEL DE VOLTAJE	APOORTE DEL NIVEL AL COSTO		PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	20111.43	15.20	15.20	13.75	57985.70
SUBTRAN	0.00	15426.15	4.30	5.30	14.37	77520.43
DISTRIP	0.00	6039.71	2.20	2.20	14.69	85439.82
DISTRIS	0.00	19934.57	3.22	3.20	15.18	108857.84

CUADRO No. A2.1 (Cont).

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA CVC			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANS	0.00	6282.26	2.55	1.20	11.97	35771.97
UBTRAN	0.00	7496.15	1.38	1.20	12.13	43793.64
ISTRIP	0.00	10320.90	3.77	1.50	12.61	54938.62
ISTRIS	0.00	3441.65	5.10	1.60	13.29	59329.55

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA EEB			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANS	0.00	13005.38	1.57	2.23	11.85	43025.29
UBTRAN	0.00	22617.41	1.19	0.03	11.99	65662.40
ISTRIP	0.00	14279.76	3.07	2.31	12.22	58660.10
ISTRIS	0.00	9774.23	8.25	9.62	13.32	75718.44

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA EEEPPM			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANS	0.00	7840.40	1.80	2.50	11.87	37847.02
UBTRAN	0.00	8923.90	0.70	1.00	11.96	47243.36
ISTRIP	0.00	7212.40	4.00	4.30	12.37	47084.04
ISTRIS	0.00	6710.80	4.50	2.50	12.95	55174.19

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA EMCALI			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANS	0.00	6282.26	2.55	1.20	11.97	35771.97
UBTRAN	0.00	11489.74	1.00	1.00	12.09	47739.10
ISTRIP	0.00	22744.87	1.30	1.30	12.12	59287.58
ISTRIS	0.00	26.12	2.60	2.60	12.45	60897.02

CUADRO No. A2.1 (Cont).

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA EADE			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	11196.45	2.70	6.50	11.98	43055.50
SUBTRAN	0.00	9499.63	2.30	4.13	12.27	54819.17
DISTRIP	0.00	28942.13	0.80	1.20	12.36	84778.64
DISTRIS	0.00	0.00	2.50	4.20	12.68	88495.45

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA BOYACA			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	21538.85	0.40	0.40	11.71	50802.51
SUBTRAN	0.00	26606.39	2.30	2.30	11.98	79231.21
DISTRIP	0.00	17082.13	3.20	3.20	12.38	99497.26
DISTRIS	0.00	1738.41	15.20	15.20	14.60	119381.68

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA CAQUETA			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	0.00	4.30	4.30	12.18	30366.19
SUBTRAN	0.00	17159.39	1.80	1.80	12.41	48396.73
DISTRIP	0.00	22973.82	1.90	1.80	12.65	72678.76
DISTRIS	0.00	17394.03	12.80	12.80	14.50	103294.48

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA CAUCA			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	0.00	5.50	5.50	12.34	30751.79
SUBTRAN	0.00	7964.68	2.80	2.80	12.69	39831.76
DISTRIP	0.00	16787.88	4.60	10.80	13.31	63474.94
DISTRIS	0.00	12019.90	4.80	7.50	13.98	81616.04

CUADRO No. 42.1 (Cont).

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA CHEC (PRECIOS DE DIC-89)			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
APOORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	15375.42	2.52	2.60	11.96	45622.04
SUBTRAN	0.00	21822.25	2.37	3.80	12.25	70108.40
DISTRIP	0.00	8380.89	4.64	3.60	12.85	81420.43
DISTRIS	0.00	3476.98	5.72	5.50	13.63	89838.54

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA CHOCO (PRECIOS DE DIC-89)			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
APOORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	0.00	3.50	3.50	12.08	30114.45
SUBTRAN	0.00	7509.97	1.00	1.00	12.20	38004.47
DISTRIP	0.00	5488.97	2.00	2.00	12.45	44381.06
DISTRIS	0.00	9678.68	3.00	3.00	12.84	55731.70

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA CUNDINAMARCA (PRECIOS DE DIC-89)			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
APOORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	6212.57	4.50	3.70	12.21	36628.26
SUBTRAN	0.00	10479.57	3.10	2.20	12.60	48167.51
DISTRIP	0.00	6275.38	3.10	4.20	13.00	56829.74
DISTRIS	0.00	9972.09	5.80	4.00	13.80	69585.25

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA HUILA (PRECIOS DE DIC-89)			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
APOORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	0.00	4.30	4.30	12.18	30366.19
SUBTRAN	0.00	10111.24	3.50	3.50	12.63	41945.53
DISTRIP	0.00	8349.36	7.00	3.10	13.58	51903.91
DISTRIS	0.00	17634.17	5.10	15.80	14.31	82586.79

CUADRO No. A2.1 (Cont).

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA META			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	0.00	3.90	3.90	12.13	30239.80
SUBTRAN	0.00	6287.28	1.00	1.00	12.26	36896.04
DISTRIP	0.00	7686.81	2.00	2.00	12.51	45492.71
DISTRIS	0.00	2998.74	4.00	4.00	13.03	50511.92

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA NARIÑO			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	0.00	6.00	6.00	12.40	30915.37
SUBTRAN	0.00	11570.70	3.60	3.60	12.87	44072.68
DISTRIP	0.00	5282.97	4.60	3.30	13.49	51039.97
DISTRIS	0.00	7165.99	4.80	18.30	14.17	71243.53

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA NORTE DE S.			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	0.00	0.50	0.50	11.72	29206.48
SUBTRAN	0.00	6410.29	2.50	2.50	12.02	36530.02
DISTRIP	0.00	3901.78	4.40	3.30	12.57	41811.59
DISTRIS	0.00	18890.64	12.00	14.50	14.29	70996.75

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA SANTANDER			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	15922.45	1.00	0.30	11.78	45118.25
SUBTRAN	0.00	14554.18	3.00	1.20	12.14	60397.19
DISTRIP	0.00	12658.54	4.50	4.50	12.71	76498.15
DISTRIS	0.00	30439.39	15.00	15.00	14.96	125808.86

CUADRO No. A2.1 (Cont).

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA TOLIMA			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	2990.24	4.50	1.90	12.21	32671.44
SUBTRAN	0.00	11992.26	3.10	4.00	12.60	46524.69
DISTRIP	0.00	5051.10	3.10	5.00	13.00	54290.31
DISTRIS	0.00	7583.75	5.80	8.00	13.80	67254.41

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA PEREIRA			DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS			
(PRECIOS DE DIC-89)						
APORTE DEL NIVEL AL COSTO			PERDIDAS (%)		ESTRUCTURA ACUMULADA DESPUES DE AJUSTE POR PERDIDAS	
NIVEL DE VOLTAJE	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA (\$/KWH)	POTENCIA (\$/KW-AÑO)
INTERCON	11.40	28793.09	2.23	0.92	11.66	29060.45
TRANSM	0.00	15375.42	2.52	2.60	11.96	45622.04
SUBTRAN	0.00	5397.73	1.00	1.80	12.08	51954.96
DISTRIP	0.00	691.95	3.80	6.30	12.56	56186.67
DISTRIS	0.00	18481.26	5.20	8.60	13.25	81693.58

Actualización de la estructura de costos del
sistema interconectado
colombiano/Interconexión Eléctrica

333.7932 I611s2 Ej.1

CATALOGADO POR: HELPFILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01002307
BIBLIOTECA