

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**PROYECCIONES REGIONALES DE VENTAS
Y DEMANDAS DE ENERGIA Y POTENCIA**

ISA

1990



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

PROYECCIONES REGIONALES DE VENTAS Y DEMANDAS
DE ENERGIA Y POTENCIA 1989 - 2008
(MODELO ECONOMETRICO)

OFICINA DE PLANEACION
SECCION DE ESTADISTICA
OP-E-03

✓ Enero de 1990



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

**PROYECCIONES REGIONALES DE VENTAS Y DEMANDAS
DE ENERGIA Y POTENCIA 1989 - 2008
(MODELO ECONOMETRICO)**

**OFICINA DE PLANEACION
SECCION DE ESTADISTICA**

OP-E-03

✓ **Enero de 1990**

INDICE GENERAL

	Pag.
1. OBJETIVO Y ANTECEDENTES	1
2. DEFINICION DE MERCADOS	2
2.1 MERCADOS CONSIDERADOS EN EL MODELO ECONOMETRICO	3
2.2 MERCADOS PARA EL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION	5
3. METODOLOGIAS DE DESAGREGACION - REGIONALIZACION	8
4. INDICES DE PERDIDAS Y DE RECUPERACION DE PERDIDAS	10
5. INDICES DE CONSUMO PROPIO	11
6. DEMANDAS ADICIONALES	12
7. DEMANDAS DE POTENCIA	13
8. RESULTADOS	14

INDICE DE CUADROS

	Pag.
1. Indices Propuestos de Pérdidas y de Recuperación de Pérdidas Negras.	20
2. Indices Resultantes de Consumo Propio	23
3. Proyección de Ventas Adicionales de Energía (GWh) y Potencia (MW).	24
4. Proyección de Demanda, Ventas, Pérdidas, Consumo Propio y Recuperación de Pérdidas (GWh). Escenario de Proyección con Tasa Media de Crecimiento de 5.3% en el Período 1989-2000. Resultados del Modelo Econométrico.	25
5. Proyección de Factores de Carga	26
6. Proyección de Demandas de Energía (GWh) y Potencia (MW). Escenario de Proyección de Demanda con Tasa de Crecimiento de 5.3% en el Período 1989-2000.	27
7. Proyección de Demandas de Energía (GWh) y Potencia (MW). Escenario de Proyección de Demanda con Tasa de Crecimiento de 5.3% en el Período 1989-2000. Mercado ICEL.	28
8. Análisis de las Tasas de Crecimiento en las Proyecciones de Demanda de Energía 1989-2008.	29

9. Análisis de los Porcentajes de participación en la Demanda. Proyección de Referencia 1988-2008. 30
10. Proyección de Ventas Totales por Mercados (GWh). Escenario de Proyección con Tasa de Crecimiento de Demanda de 5.3% en el Período 1989-2000. 31
11. Análisis de las Tasas de Crecimiento en las Proyecciones de Ventas Totales de Energía. 1989-2008. 32
12. Análisis de los Porcentajes de Participación en las Ventas. Proyección de Referencia. 1988-2008. 33

1. OBJETIVO Y ANTECEDENTES

Se presentan en este documento los procedimientos utilizados para regionalizar las proyecciones de ventas y demandas de energía de acuerdo con los mercados definidos para el planeamiento de la expansión del Sistema Eléctrico Colombiano, y los resultados al aplicar la metodología a las proyecciones obtenidas con el Modelo Económico, y contenidas en el documento de ISA "Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica 1988-2008", de Diciembre de 1989. También se presentan los criterios generales empleados para el cálculo de los índices de pérdidas, de recuperación de pérdidas no técnicas y de consumo propio y las diferencias existentes entre los mercados considerados en el Modelo Económico y los mercados considerados en los estudios de planeamiento de la expansión y de la operación del Sistema Eléctrico Colombiano.

Los escenarios de proyección de demanda que se han empleado en los últimos estudios de planeamiento fueron construidos a finales de 1988, revisados a principios de 1989 y presentados en los documentos "Proyecciones de Demanda 1988-2007 con Modelo Económico", de Diciembre 1 de 1988, con revisiones en Diciembre 15 del mismo año y Junio 12 de 1989, de la Gerencia Financiera de ISA, y "Proyecciones Regionales de Ventas y Demandas de Energía y Potencia 1988-2007 (Modelo Económico)", Oficina de Planeación de ISA, de Diciembre de 1988, con revisión en Agosto de 1989 (OP-E-08). En estas proyecciones se adoptó como escenario de referencia una proyección de demanda con tasa de crecimiento promedio de 5.5% en el período 1988-2000.

Este documento es una actualización del último de los documentos antes mencionados "Proyecciones Regionales de Ventas y Demandas de Energía y Potencia 1988-2006 (Modelo Econométrico)", DP-E-08 de Agosto de 1988, de la Oficina de Planeación de ISA.

2. DEFINICION DE MERCADOS

El Modelo Econométrico⁽¹⁾ realiza proyecciones de ventas de energía para los siguientes sectores de consumo: Residencial, Comercial, Industrial, Oficial y Alumbrado Público y tiene en cuenta ventas determinísticas o adicionales, que se definen exógenamente para algunas regiones.

El Modelo Econométrico realiza la proyección de las ventas del sector residencial en forma desagregada, para cinco mercados o regiones de proyección. Las ventas de los demás sectores de consumo se proyectan en forma agregada para todo el Sistema Eléctrico, y luego se desagregan o regionalizan, utilizando modelos de participación, en los mismos mercados en que se hizo la proyección de ventas del sector residencial. Una vez obtenidas las ventas de energía de los diferentes mercados de proyección, se calculan las demandas respectivas, de acuerdo con los índices de pérdidas, consumo propio y recuperación de pérdidas, y con los índices de pérdidas y

1. Interconexión Eléctrica S.A. "Revisión y Reestimación del Submodelo de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia". Informe Final. Centro de Investigaciones Económicas - CIE. Universidad de Antioquia, Medellín, Mayo de 1987.

consumo propio de ISA se calculan las pérdidas en la Red de Interconexión y la demanda total del Sistema Eléctrico Colombiano.

2.1 MERCADOS CONSIDERADOS EN EL MODELO ECONOMETRICO

Los mercados o regiones para los cuales hace proyecciones el Modelo Económico son los siguientes:

a. EEEB Propio

Mercado atendido directamente por la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB) y que comprende el Distrito Especial de Bogotá y zonas del Departamento de Cundinamarca aledañas al mismo.

b. EEPPM Propio

Mercado atendido directamente por las Empresas Públicas de Medellín (EEPPM) y que comprende el Área Metropolitana de Medellín y algunos municipios del Departamento de Antioquia adyacentes a sus centrales de generación eléctrica.

c. Mercado CVC (Valle)

Comprende el total del Departamento del Valle del Cauca

d. Mercado CORELCA

Corresponde a los Departamentos de la Costa Atlántica -Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Sucre, Cesar y Guajira- especificándose por separado los grandes usuarios industriales, como son la planta de níquel en Cerromatoso y el complejo minero del Cerrejón.

e. Grupo ICEL⁽²⁾

Corresponde a las restantes regiones del país, (excepto los Territorios Nacionales y el Archipiélago de San Andrés y Providencia), que no estén incluidos en los mercados anteriores.

En este mercado se incluyeron además las demandas de las Intendencias de Arauca y Casanare.

f. Mercado ISA

Además de los Mercados anteriores, en las proyecciones del Modelo Económico se considera que la demanda de ISA está compuesta por las pérdidas en la Red de Interconexión, el consumo propio en sus centrales de generación y las ventas a Ecopetrol en Caño Limón.

g. Mercado CVC (Valle)

2. Comprende Grupo ICEL (Mercado atendido por las empresas filiales del ICEL) y los Departamentos del Viejo Caldas (Caldas, Risaralda y Quindío).

2.2 MERCADOS PARA EL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION

Para los diferentes estudios para el planeamiento de la expansión del Sistema Eléctrico Colombiano, se han considerado los siguientes mercados, que difieren de los utilizados en el Modelo Económico:

a. Mercado EEEB

Comprende el mercado atendido directamente por la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá-EEEB Propio. En los anteriores estudios de proyección de demandas, en este sistema se consideraban también los mercados atendidos por las Electrificadoras de Cundinamarca y Meta, que ahora pasan al ICEL. También debe aclararse que los "mercados cedidos" por EEEB a Cundinamarca (Alcalis y Ecopetrol) se considera también en la Electrificadora de Cundinamarca (ICEL).

b. Mercado EEPPM

Corresponde al mercado atendido directamente por las Empresas Públicas de Medellín-EEPPM Propio, por la Empresa Antioqueña de Energía (resto del Departamento de Antioquia que no es atendido directamente por EEPPM) y por la Electrificadora del Chocó.

c. Mercado CVC (Valle)

Corresponde al Departamento del Valle del Cauca

d. Mercado CORELCA

Corresponde al mercado CORELCA utilizado en el Modelo de Proyección de Demanda.

e. Mercado ICEL

Este mercado incluye el resto de los departamentos del interior del país no comprendidos dentro de los Mercados mencionados anteriormente, y se han agrupado en los siguientes submercados:

- Submercado Cundinamarca y Meta (CUNDI/META)
- Submercado Caldas, Quindío y Risaralda (CQR)
- Submercado Tolima, Huila, Caquetá y Central Hidroeléctrica de Betania (THCB).
- Submercado Boyacá, Santander, Norte de Santander, ICEL Plantas Propias, Arauca y Casanare (NORDESTE).
- Submercado Cauca y Nariño (CED/CED)

f. Mercado ISA

Comprende las pérdidas en la Red de Interconexión, el consumo propio en las centrales de ISA y las ventas a Ecopetrol (Caño Limón).

El cuadro siguiente ilustra las diferencias existentes entre los Mercados del Modelo Económico y de planeamiento de la expansión.

Mercado	Modelo Económico	Planeamiento de la Expansión
EEEB	Distrito Especial de Bogotá y zonas aledañas.	Distrito Especial de Bogotá y zonas aledañas.
EEPPM	Area Metropolitana de Medellín y municipios aledaños a las centrales de generación de EEPPM.	Area Metropolitana de Medellín, municipios aledaños a las centrales de generación de EEPPM, Departamentos de Antioquia y Chocó.
CVC (Valle)	Departamento del Valle del Cauca	Departamento del Valle del Cauca
ICEL	Restantes regiones del interior del país no incluidas en EEEB, EEPPM y CVC, e incluye los Departamentos de Cundinamarca, Meta, Antioquia y Chocó.	Restantes regiones del interior del país no incluidas en EEEB, EEPPM y CVC y excluye los Departamentos de Antioquia y Chocó.
CORELCA	Departamentos de la Costa Atlántica	Departamentos de la Costa Atlántica
ISA	Pérdidas Red de Interconexión, consumo propio de sus centrales y ventas a Ecopetrol en Caño Limón.	Pérdidas Red de Interconexión, consumo propio de sus centrales y ventas a Ecopetrol en Caño Limón.

Es de anotar que los mercados considerados para el planeamiento de la operación del Sistema Eléctrico, coinciden con los empleados para el planeamiento de la expansión, con pequeñas diferencias, sin embargo los mercados considerados en los estudios de planeamiento operativo se refieren únicamente a los mercados o regiones que están interconectados, y no consideran pequeñas centrales generadoras que no se encuentran interconectadas a la Red Central y que abastecen regiones aisladas. Además, operativamente, existen diferencias en los mercados de

CUNDI/META y CQR, dado que para la operación del Sistema Eléctrico la región atendida por la central de Rionegro se la considera en el Mercado de CQR, mientras que para los estudios de planeamiento de la expansión, se la considera en el Mercado de CUNDI/META dado que pertenece a la Electrificadora de Cundinamarca. Por lo tanto las proyecciones de demanda para el planeamiento de la expansión y las correspondientes al planeamiento de la operación deben reflejar las diferencias existentes entre los mercados.

3. METODOLOGIAS DE DESAGREGACION-REGIONALIZACION

Los Mercados de EEEB, CVC (Valle), CORELCA e ISA coinciden con los mercados de proyección, más no sucede lo mismo con los otros mercados. Para obtener el Mercado EEPFM es necesario desagregar del Mercado ICEL proyectado la información correspondiente a la Empresa Antioqueña de Energía y a la Electrificadora del Chocó y agregarla a EEPFM Propio para obtener así la información del Mercado EEPFM. Una vez desagregado de ICEL lo correspondiente a Antioquia y Chocó, se obtiene lo correspondiente a los submercados CUNDI/META, CQR, THCB, NORDESTE y CED/CED.

Para realizar la desagregación de las ventas del ICEL proyectado en sus diferentes componentes y obtener las demandas de los mercados regionales, se utilizan modelos de participación mediante los cuales se definen los porcentajes en que se espera participen los diferentes submercados en las ventas del ICEL. Para el cálculo de estos porcentajes se utiliza modelos semilogarítmicos. El procedimiento seguido es el siguiente:

a. Se definen los porcentajes de participación de cada uno de los submercados en las ventas del ICEL proyectado, de acuerdo con la evolución histórica de los mismos, y utilizando un modelo semilogarítmico.

b. Para cada submercado, se definen los índices de pérdidas, consumo propio y recuperación de pérdidas, con base en los cuales se calculan las proyecciones de demanda a partir de las proyecciones de ventas, y estas proyecciones de demanda se ajustan para preservar la demanda proyectada para el ICEL.

c. Se calculan las pérdidas, consumo propio y recuperación de pérdidas de cada submercado, de tal forma que se preserven los valores correspondientes al ICEL proyectado.

Para obtener las demandas del Mercado de EEPFM es necesario agregar a sus valores propios los correspondientes a las electrificadoras que forman parte de este mercado, es decir, Antioquia y Chocó.

Una vez obtenidas las proyecciones de demanda y ventas de energía de los diferentes mercados, para todo el horizonte de planeamiento se analizan las tasas de crecimiento y las participaciones resultantes para cada mercado en la demanda y ventas totales del Sistema y si estos resultados difieren significativamente de las hipótesis que se hubieran planteado, se modifican las participaciones de los submercados en la proyección del ICEL proyectado.

4. INDICES DE PERDIDAS Y DE RECUPERACION DE PERDIDAS

Los criterios generales para estimar los índices de pérdidas y de recuperación de pérdidas se explican en detalle en el documento "Sistema Eléctrico Colombiano, Proyección de Pérdidas de Energía, Desagregación de Pérdidas Negras y Físicas", Junio 1987, de la Oficina de Planeación de ISA, con revisión en Diciembre de 1987.

Para definir los "índices de pérdidas" y los "índices de recuperación de pérdidas", se sigue, en términos generales el siguiente procedimiento:

- a. Se calcula un índice de referencia de pérdidas, de acuerdo con los resultados de los últimos años, y se desagrega este índice en las "pérdidas negras o no técnicas y pérdidas físicas o técnicas".
- b. Se define el "índice propuesto de pérdidas" de cada empresa, de acuerdo con los programas trazados para la recuperación de pérdidas. Además, se desagrega este índice entre pérdidas negras y pérdidas físicas, de acuerdo con los objetivos de los programas de reducción de pérdidas y con el porcentaje esperado de participación de las pérdidas negras en las pérdidas totales.
- c. Se calcula el "índice de recuperación de pérdidas no técnicas" como la diferencia entre el "índice de referencia de pérdidas no técnicas" y el "índice propuesto de pérdidas no técnicas". En general, toda reducción en pérdidas no técnicas lleva a un incremento

de las ventas de energía, mientras que toda reducción en pérdidas técnicas o físicas implica una reducción en la demanda.

El Cuadro No. 1 presenta los índices de pérdidas y de recuperación que fueron propuestos a las diferentes empresas.

5. INDICES DE CONSUMO PROPIO

El consumo propio depende, no solo del plan de expansión vigente sino también de la forma como en un momento dado se descomponga la generación total (demanda) entre hidráulica y térmica, y de las plantas térmicas que estén en operación. Para tomar una referencia de los valores esperados y del índice de consumo propio, se consideró el plan de expansión actual, y los índices históricos de consumo propio de las diferentes empresas o mercados.

Para calcular el índice de consumo propio de los primeros años de la proyección, se realizó el balance energético para el plan de expansión vigente, mediante corridas de simulación y se calculó el consumo propio de las diferentes centrales de acuerdo con su generación y los índices históricos de consumo propio, en función de la generación. Para cada empresa o mercado se calculó el consumo propio de acuerdo con las plantas de su propiedad, y se expresó el índice de consumo propio en función de su respectiva demanda. Este procedimiento se lo consideró para los primeros años de la proyección. Para los últimos años se definieron los índices de consumo propio, de acuerdo con los

valores obtenidos en el procedimiento anterior y los valores históricos de consumo propio.

El Cuadro No. 2 presenta los índices propuestos de consumo propio de las diferentes empresas y mercados.

6. DEMANDAS ADICIONALES

Se consideran como demandas adicionales (más estrictamente ventas adicionales) las correspondientes a los complejos mineros de Cerromatoso y Cerrejón, Ecopetrol en Caño Limón, las Intendencias de Arauca y Casanare, dado que estas regiones nunca han estado incluidas en el Sistema Eléctrico, y por lo tanto no se les ha considerado en la proyección, los nuevos proyectos de la Siderúrgica del Caribe, la Planta de Hojalatas y Laminados S.A. "HOLASA", y la Planta de Polipropileno en Cartagena, las nuevas ventas industriales en el mercado de CVC correspondientes a las empresas Fundente, Sidelpa, Prodesal, Cartón de Colombia, Coempaques, Cementos del Valle y la demanda del Tren Metropolitano de la ciudad de Medellín, actualmente en construcción.

Para las proyecciones relativas a la expansión y operación del Sistema, se consideró la siguiente distribución de ventas adicionales por Mercados:

CORELCA : Cerromatoso, Cerrejón, Siderúrgica del Caribe,
HOLASA y Planta de Polipropileno.

EEPPM : Demanda del Tren Metropolitano

CVC : Ventas a Fundente, Sidelpa, Prodesal, Cartón de Colombia, Coempagues y Cementos del Valle.

ICEL : Demandas de las Intendencias de Arauca y Casanare.

ISA : Ventas a Ecopetrol en Caño Limón

El Cuadro No. 3 presenta la proyección de ventas adicionales para las pérdidas

7. DEMANDAS DE POTENCIA

Para obtener la proyección de la demanda de potencia de los mercados y del Sistema Total, se requiere de las respectivas proyecciones de la demanda de energía, de las proyecciones de los factores de carga, de las proyecciones de demanda de potencia de las cargas adicionales y de una estimación del factor de diversidad. La proyección de los factores de carga y del factor de diversidad se hace a partir del análisis histórico de los mismos y de hipótesis sobre su posible comportamiento futuro.

A partir de las proyecciones de la demanda de energía y de los factores de carga de cada mercado se obtiene su proyección de la demanda de potencia y a partir de éstas, de las proyecciones para las cargas adicionales y el factor de diversidad se calcula la demanda de potencia del Sistema Total. Una vez obtenidas las proyecciones de potencia para el Sistema Total, se calculan los factores de carga resultantes, y si difieren significativamente de los valores

proyectados inicialmente, se analiza la evolución de los factores de carga de uno o varios mercados, y si es necesario, se modifican de tal forma que el comportamiento del factor de carga del Sistema Total se aproxime al comportamiento supuesto. En general, al hacer la proyección de potencia del Sistema Total, se trata de preservar las proyecciones de potencia de los diferentes mercados.

En la proyección de la demanda de potencia se tiene en cuenta una proyección para las cargas adicionales, más no para las pérdidas de potencia en la Red de Interconexión, las cuales quedan consideradas en el factor de diversidad anual. Adicionalmente, para desagregar la demanda de potencia del ICEL se considera un factor de diversidad para los correspondientes submercados.

8. RESULTADOS

Las proyecciones de ventas de energía que sirven de base para las proyecciones de demanda son las consignadas en el documento "Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica 1988-2008", de Diciembre de 1989. Entre las diferentes proyecciones realizadas, se recomendó una proyección de referencia, que sirva de base para los diferentes estudios, y para la cual se realiza la regionalización. En este estudio no se han adoptado proyecciones que sirvan de franja o límites para la proyección de referencia.

La proyección de ventas propuesta como de referencia se construyó con diferentes escenarios que tienen en cuenta la política de tarifas definida para el Sector Eléctrico,

políticas propuestas para los energéticos sustitutos, diferentes escenarios económicos y diferentes metas de cubrimiento.

Como proyecciones de Indices de Pérdidas y de Recuperación de Pérdidas, se adoptaron los propuestos a las diferentes empresas y que están contenidos en el Cuadro No. 1. Para el consumo propio se adoptaron los índices definidos en el Cuadro No. 2, de acuerdo con el procedimiento ya descrito.

El Cuadro No. 4 presenta los resultados obtenidos con el Modelo Económico para la proyección de Referencia, de acuerdo con su definición de mercados, y que sirven de base para la desagregación presentada en este documento. En el cuadro se presenta, además de las ventas proyectadas, los valores del consumo propio, pérdidas, recuperación de pérdidas y la demanda. El escenario de proyección propuesto presentan tasa promedio de crecimiento de demanda de 5.3%, para el período 1989-2000. La tasa media de crecimiento de las ventas proyectadas es de 5.5%, sin tener en cuenta la recuperación de pérdidas no técnicas, y de 6.1%, al considerar la recuperación de pérdidas.

Con el Modelo Económico se obtienen las proyecciones de ventas de los mercados de proyección que, como ya se indicó, no corresponden a los mercados de Planeamiento. Para realizar la desagregación del ICEL proyectado se definieron las siguientes metas de participación en ventas para el año 2008, de acuerdo con la participación en 1988 y en los nueve primeros meses de 1989 y la forma como ha evolucionado esta participación históricamente, durante el período 1978-1988 utilizando un ajuste semilogarítmico.

Participación en Ventas (%)

	1988	2008
Cundinamarca	6.8	7.4
Meta	2.9	3.3
Antioquia	16.7	19.2
Chocó	1.0	1.2
COR	22.2	20.3
THC	12.8	12.9
NORDESTE	28.8	26.4
CE/CE	8.8	9.0
TOTAL	100.0	100.0

De acuerdo con las metas de participación para el año 2008, se calculan, mediante interpolación geométrica, los porcentajes anuales de participación, y las ventas anuales de energía de cada una de las empresas o mercados anteriores. Conocidas las ventas, y de acuerdo con los índices de pérdidas, recuperación de pérdidas y consumo propio, se calculó la demanda, y con base en la demanda, se calcularon los valores de pérdidas, recuperación y consumo propio, y se hicieron las agregaciones requeridas para obtener los mercados del Sistema Eléctrico Colombiano.

Para la proyección de potencia, se definieron los factores de carga de los diferentes mercados, los cuales aparecen en el Cuadro No. 5 y con la proyección para las cargas adicionales y el factor de diversidad, se calculó la demanda de potencia pico de los mercados y del Sistema Total,

preservando los factores de carga definidos para los mercados.

El Cuadro No. 6 presenta los resultados de las proyecciones de demanda de energía y potencia para el Sistema Eléctrico y sus principales mercados, para la proyección de referencia, en el Cuadro No. 7 se presentan los submercados del Sistema ICEL, y el Cuadro No. 8 las tasas medias de crecimiento resultantes para varios períodos. El Cuadro No. 9 muestra los porcentajes de participación de los mercados en la demanda de energía de la proyección de referencia, para varios años en el horizonte de planeamiento.

El Cuadro No. 10 presenta las proyecciones de ventas de los diferentes mercados para la proyección adoptada para los estudios de planeamiento, y el Cuadro No. 11 muestra las tasas medias de crecimiento de las ventas para diferentes períodos. El Cuadro No. 12 muestra los porcentajes finales de participación de cada mercado en las ventas totales del Sistema, de acuerdo a la proyección de referencia, y para los siguientes años: 1988, 1990, 1995, 2000 y 2008. Es de anotar que los valores a que se hace referencia en los Cuadros No. 10 a No. 12 corresponden a la proyección de ventas totales, e incluyen las ventas proyectadas, propiamente dichas y la recuperación de pérdidas.

El cuadro siguiente ilustra los cambios que se dan en la participación de los mercados en la demanda y en las ventas de energía entre el último año histórico considerado en

la proyección (1988) y el año 2000, para la proyección de Referencia.

PORCENTAJES DE PARTICIPACION EN LA DEMANDA Y LAS VENTAS

Mercado/Año	Demanda		Ventas	
	1988	2000	1988	2000
EEEB	23.3	22.2	23.3	23.5
EEPPM	21.7	20.2	23.5	20.5
CVC	13.2	13.8	14.2	14.5
ICEL	21.9	23.1	21.7	23.4
CUNDI/META	2.4	2.8	2.6	3.0
COR	5.9	6.0	5.8	6.2
THC	3.4	3.6	3.4	3.7
NORD	7.5	8.0	7.6	7.9
CE/CE	2.7	2.7	2.3	2.6
CORELCA	18.0	18.3	17.3	17.9
ISA	1.9	2.4	0.0	0.2
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0

Del análisis del cuadro se observa que los Mercados de EEEB y EEPPM reducen su participación en la demanda de energía, CORELCA prácticamente mantiene su participación, mientras que ICEL y CVC (VALLE) la incrementan. En cuanto a las ventas, EEPPM disminuye su participación en tres puntos, EEEB Y CVC (VALLE) la mantienen, mientras que ICEL y CORELCA incrementan su participación.

Finalmente, el cuadro siguiente resume las tasas medias de crecimiento para el período 1989-2000, de las demandas de energía y potencia y de las ventas de energía de los

principales mercados, de acuerdo a la proyección de referencia. En cuanto a la demanda se refiere, los mercados EEEB y EEPPM presentan tasas medias inferiores a las del Sistema Total, siendo la de EEPPM la más baja y CVC (VALLE), ICEL y CORELCA muestran unas tasas ligeramente superiores. En cuanto a ventas, se observan tasas inferiores a las del Sistema Total para el Mercado de EEPPM, ligeramente superiores para los Mercados de EEEB, CVC (VALLE) y CORELCA, y la tasa de crecimiento del ICEL está más de medio punto por encima de la correspondiente al Sistema Total.

Mercado	Tasa Promedia de Crecimiento (%)		
	Demanda Energía	Ventas Energía(1)	Demanda Potencia
EEEB	4.9	6.2	4.5
EEPPM	4.7	4.9	4.5
CVC	5.6	6.3	5.3
ICEL	5.8	6.8	5.6
CUNDI/META	6.7	7.4	6.6
CQR	5.6	6.6	5.4
THC	6.2	6.8	5.3
NORD	5.8	6.5	5.6
CE/CE	5.1	7.3	4.3
CORELCA	5.5	6.4	5.3
SISTEMA TOTAL	5.3	6.1	5.0

(1) Incluye recuperación de pérdidas

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

INDICES PROPUESTOS DE PERDIDAS Y DE RECUPERACION DE PERDIDAS NEGRAS (%) (1),(2)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
MERCADO EEER																	
EEER PROPIO																	
Pérdidas	19.0	16.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Recuperac.	3.2	6.1	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
MERCADO EEPPM																	
EEPPM PROPIO																	
Pérdidas	19.4	19.0	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5	18.5
Recuperac.	0.5	0.8	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
ANTIOQUIA																	
Pérdidas	18.7	18.5	18.0	17.6	17.2	16.6	16.1	15.9	15.9	15.9	15.9	15.8	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
Recuperac.	0.4	0.7	1.1	1.4	1.9	2.4	3.0	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
C H O C O																	
Pérdidas	17.6	18.5	18.2	17.9	18.4	18.2	18.0	18.2	18.4	17.9	18.1	18.2	18.2	18.1	18.0	18.3	18.1
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL MERCADO EEPPM																	
Pérdidas	19.2	18.9	18.4	18.3	18.2	18.1	18.0	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.8	17.8
Recuperac.	0.5	0.8	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
MERCADO CVC (VALLE)																	
CVC PROPIO																	
Pérdidas	20.5	18.9	18.0	17.0	15.9	15.4	15.0	14.7	14.4	14.0	13.8	13.7	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
Recuperac.	1.4	2.4	3.6	4.5	5.1	5.5	5.8	5.8	6.0	6.3	6.4	6.3	6.4	6.5	6.5	6.5	6.5
ENCALI																	
Pérdidas	19.0	16.9	15.4	15.1	14.7	14.4	14.3	14.1	14.1	13.9	13.7	13.6	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4
Recuperac.	1.3	2.8	3.9	4.5	5.0	5.3	5.4	5.5	5.6	5.6	5.7	5.7	5.7	5.8	5.8	5.8	5.8
CARTAGO																	
Pérdidas	27.2	24.8	23.1	22.4	22.0	21.2	20.8	20.0	19.1	18.4	18.1	17.9	17.6	17.3	17.1	16.7	16.7
Recuperac.	1.8	2.6	3.3	3.2	3.8	3.6	4.2	4.7	5.1	4.9	5.3	5.6	5.3	5.6	5.9	6.0	5.8
TULUA																	
Pérdidas	9.6	10.0	9.6	9.8	10.1	9.7	9.9	9.9	10.1	10.1	9.7	9.7	9.7	10.1	10.1	10.0	10.0
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL MERCADO CVC (VALLE)																	
Pérdidas	19.4	17.5	16.2	15.7	15.1	14.8	14.6	14.4	14.3	14.0	13.8	13.7	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
Recuperac.	1.3	2.6	3.7	4.4	4.9	5.2	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.8	5.8	5.9	5.9	5.9	5.9
MERCADO CUNDI/META																	
CUNDINAMARCA																	
Pérdidas	16.6	16.4	16.1	15.9	15.7	15.4	15.0	14.7	14.3	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1
Recuperac.	0.2	0.3	0.5	0.7	0.8	1.2	1.3	1.5	1.7	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
M E T A																	
Pérdidas	26.9	24.9	23.0	22.1	21.2	20.2	19.3	18.5	17.6	17.4	17.0	16.7	16.3	16.1	16.1	16.1	16.1
Recuperac.	1.4	2.6	3.8	4.2	5.3	6.3	7.2	7.9	8.7	9.2	9.5	9.8	10.3	10.6	10.7	10.7	10.6
TOTAL MERCADO CUNDI/META																	
Pérdidas	20.1	19.3	18.4	17.9	17.5	17.0	16.4	16.0	15.4	15.2	15.0	14.9	14.8	14.8	14.8	14.8	14.7
Recuperac.	0.6	1.1	1.6	1.9	2.3	2.9	3.3	3.6	4.0	4.3	4.5	4.6	4.8	4.9	4.8	4.8	4.9

Notas

- (1) Índice de Pérdidas. Porcentaje de pérdidas, con respecto a la demanda de la Empresa o Mercado, e incluye pérdidas negras y pérdidas físicas.
- (2) Índice de Recuperación de Pérdidas Negras. Diferencia entre el índice histórico y el propuesto de pérdidas negras, y representa el porcentaje de la demanda en que se incrementan las ventas al consumidor final.
- (3) Porcentaje con respecto a la demanda del Mercado.
- (4) Comprende las plantas de propiedad del ICEL (Paipa III, Barranca IV, Palenque V y Tasajero).
- (5) Comprende los Mercados de CUNDI/META, CQR, THCB, NORDESTE y CED/CED.
- (6) Comprende el Mercado ICEL definido en la nota (5) más las Electrificadoras de Antioquia y Chocó.
- (7) Porcentaje con respecto a la demanda del Sistema Total.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

INDICES PROPUESTOS DE PERDIDAS Y DE RECUPERACION DE PERDIDAS NEGRAS (%) (1),(2),(*)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
MERCADO C O R																	
CHEC																	
Pérdidas	23.9	23.5	23.0	22.1	21.1	19.2	18.5	17.8	17.2	16.9	16.7	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4
Recuperac.	1.3	1.9	2.7	3.6	4.3	5.7	6.4	7.1	7.5	7.7	7.8	7.9	8.0	8.1	8.0	8.1	8.0
PEREIRA																	
Pérdidas	23.5	22.1	21.1	20.6	20.1	19.5	19.0	18.5	17.9	17.5	17.0	16.3	16.2	16.0	16.0	16.0	16.0
Recuperac.	0.9	1.7	2.7	3.3	3.6	3.9	4.4	4.7	4.9	5.2	5.6	5.9	6.1	6.4	6.3	6.3	6.3
ARMENIA																	
Pérdidas	21.2	20.2	19.5	19.0	18.5	18.1	17.7	17.3	16.9	16.4	16.1	16.0	15.9	16.0	16.1	16.0	15.9
Recuperac.	0.5	1.4	2.3	2.6	2.9	3.1	3.4	3.6	3.8	4.3	4.4	4.5	4.3	4.4	4.5	4.3	4.4
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL QUINDIO																	
Pérdidas	27.2	26.2	25.0	24.1	23.1	22.7	22.4	21.4	21.1	20.3	20.0	20.1	20.1	19.9	19.9	19.9	19.9
Recuperac.	1.6	2.3	3.7	4.3	4.1	4.5	5.0	5.4	5.1	5.5	5.8	5.5	5.7	5.6	5.8	5.5	5.7
OTROS COR																	
Pérdidas	25.0	24.4	23.3	22.2	21.3	20.4	20.0	19.2	18.5	17.5	18.3	17.5	16.9	16.2	15.7	15.7	15.7
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.9	3.5	3.3	3.2	3.1	4.4	4.3	4.1	3.9
TOTAL MERCADO C O R																	
Pérdidas	23.8	23.0	22.4	21.6	20.8	19.4	18.8	18.1	17.6	17.2	16.9	16.6	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Recuperac.	1.1	1.8	2.7	3.5	4.0	4.9	5.5	6.1	6.3	6.6	6.8	6.9	7.0	7.2	7.1	7.1	7.2
MERCADO THCB																	
T O L I M A																	
Pérdidas	22.8	21.9	20.7	20.3	20.0	19.7	19.2	18.8	18.4	18.2	18.1	17.7	17.5	17.3	17.3	17.3	17.3
Recuperac.	0.6	1.1	1.8	2.2	2.5	3.0	3.3	3.8	3.9	4.4	4.6	4.8	5.1	5.5	5.8	5.8	5.8
H U I L A																	
Pérdidas	17.9	17.7	17.8	17.3	16.9	16.6	16.2	15.8	15.4	15.6	15.7	15.9	16.0	16.2	16.3	16.3	16.3
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	0.4	0.8	1.1	1.6	2.0	2.4	2.4	2.4	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4
CAQUETA																	
Pérdidas	19.4	17.9	18.1	17.1	17.1	17.0	16.0	15.8	15.7	14.8	14.6	14.4	14.2	13.5	13.5	13.5	13.5
Recuperac.	0.0	1.5	1.4	1.3	2.4	2.3	3.2	3.0	3.7	3.5	4.1	4.5	5.0	4.7	5.0	5.3	5.0
BETANIA (3)																	
Pérdidas	7.5	7.3	7.0	6.5	6.4	6.2	5.9	5.6	5.4	5.2	4.9	4.7	4.5	4.4	4.2	4.0	3.8
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL MERCADO THCB																	
Pérdidas	26.8	25.9	25.1	24.3	23.9	23.4	22.7	22.1	21.6	21.3	21.1	20.7	20.5	20.2	20.1	20.0	19.9
Recuperac.	0.3	0.7	1.0	1.4	1.8	2.1	2.5	2.9	3.2	3.4	3.6	3.7	3.9	4.1	4.3	4.3	4.3
MERCADO NORDESTE																	
B O Y A C A																	
Pérdidas	18.2	17.9	17.2	17.1	16.3	15.8	15.3	14.8	14.1	13.9	14.0	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9
Recuperac.	0.2	0.7	1.2	1.7	1.9	2.4	2.7	3.2	3.6	3.8	3.9	4.0	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
SANTANDER																	
Pérdidas	18.2	17.9	17.4	17.3	16.5	16.0	15.5	15.0	14.7	14.5	14.2	13.8	13.4	13.3	12.9	12.9	12.9
Recuperac.	0.3	0.7	1.0	1.5	1.5	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
NORTE DE SANTANDER																	
Pérdidas	16.8	16.8	16.9	16.9	16.1	15.9	15.4	15.0	14.5	14.4	14.1	13.8	13.9	14.0	13.9	13.9	14.0
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	0.2	0.7	0.8	1.1	1.5	1.6	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
ARAUCA+CASANARE																	
Pérdidas	13.6	13.2	13.9	14.1	14.3	14.4	13.7	13.9	14.0	14.0	14.2	14.1	14.1	14.0	13.8	14.2	14.0
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ICEL PROPIO (3), (4)																	
Pérdidas	1.5	1.5	1.4	1.5	1.4	1.3	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL MERCADO NORDESTE																	
Pérdidas	18.4	18.1	17.7	17.6	16.9	16.4	15.9	15.4	14.9	14.8	14.6	14.3	14.2	14.2	14.0	14.0	14.0
Recuperac.	0.2	0.5	0.7	1.1	1.3	1.5	1.7	2.0	2.2	2.3	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5

(*) Ver notas en la página 20

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

INDICES PROPUESTOS DE PERDIDAS Y DE RECUPERACION DE PERDIDAS NEGRAS (%) (1),(2),(*)

MERCADO CED/CED	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
C A U C A																	
Pérdidas	30.9	29.3	27.7	26.2	24.8	23.7	22.6	21.9	20.9	20.5	19.7	19.1	18.7	18.5	18.5	18.5	18.5
Recuperac.	1.6	2.7	4.0	5.1	5.7	6.2	6.7	7.0	7.2	7.6	7.8	8.0	8.3	8.4	8.3	8.3	8.3
N A R I N O																	
Pérdidas	34.9	32.0	30.0	28.3	26.2	25.6	23.7	22.6	21.7	21.1	20.4	19.7	19.3	18.7	18.5	18.5	18.5
Recuperac.	1.3	2.5	3.5	4.0	5.0	5.3	6.0	6.5	6.7	6.9	7.2	7.5	7.7	8.0	8.0	8.0	8.0
TOTAL MERCADO C / C																	
Pérdidas	33.2	30.9	29.1	27.4	25.6	24.8	23.2	22.3	21.4	20.8	20.1	19.5	19.0	18.6	18.6	18.6	18.5
Recuperac.	1.4	2.6	3.7	4.5	5.3	5.7	6.3	6.7	6.9	7.2	7.5	7.7	8.0	8.2	8.1	8.2	8.1
TOTAL MERCADO ICEL (5)																	
Pérdidas	23.1	22.3	21.5	20.9	20.1	19.3	18.6	18.0	17.5	17.2	16.9	16.6	16.5	16.3	16.3	16.3	16.2
Recuperac.	0.7	1.2	1.7	2.3	2.6	3.1	3.5	3.9	4.2	4.4	4.6	4.7	4.8	4.9	4.9	4.9	4.9
GRUPO ICEL (6)																	
Pérdidas	22.4	21.7	20.9	20.3	19.6	18.9	18.2	17.7	17.2	17.0	16.8	16.5	16.4	16.3	16.2	16.2	16.2
Recuperac.	0.6	1.1	1.6	2.1	2.5	3.0	3.4	3.8	4.0	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.6	4.6	4.6
MERCADO CORELCA																	
ATLANTICO																	
Pérdidas	25.3	23.7	22.0	20.9	20.2	19.9	18.9	18.3	17.7	16.9	16.8	16.9	16.9	17.0	16.9	16.9	16.8
Recuperac.	1.1	2.3	3.9	4.9	5.7	6.3	6.7	7.4	7.9	8.2	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
BOLIVAR																	
Pérdidas	11.9	11.8	12.0	11.9	12.1	12.2	12.1	12.2	12.2	12.1	12.1	12.1	12.1	12.2	12.1	12.2	12.1
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MAGDALENA																	
Pérdidas	28.8	26.4	24.1	22.9	22.9	22.4	21.7	21.4	20.8	20.2	19.5	19.0	18.5	18.1	17.5	17.2	17.2
Recuperac.	2.0	3.7	5.8	7.0	7.0	7.3	7.6	7.8	8.0	8.2	8.3	8.6	8.8	9.1	9.2	9.4	9.3
CORDOBA																	
Pérdidas	21.8	19.8	18.0	17.3	17.3	17.3	16.7	16.7	16.7	16.6	16.5	16.5	16.5	16.6	16.6	16.6	16.5
Recuperac.	2.3	3.6	5.2	5.8	6.0	6.0	6.4	6.4	6.3	6.4	6.3	6.3	6.3	6.4	6.3	6.3	6.3
SUCRE																	
Pérdidas	20.8	18.8	16.9	16.5	16.4	16.2	16.2	16.3	16.3	16.1	16.1	16.1	16.2	16.3	16.1	16.2	16.1
Recuperac.	1.4	2.3	3.4	3.8	4.4	4.4	4.6	4.7	4.9	4.8	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
CESAR																	
Pérdidas	27.2	24.6	23.2	21.6	21.1	20.6	20.1	19.7	19.1	18.6	18.0	17.5	16.8	16.5	16.5	16.4	16.2
Recuperac.	1.9	3.6	4.7	5.7	6.3	7.0	7.6	7.9	8.5	8.9	9.2	9.6	10.1	10.5	10.6	11.0	10.9
GUAJIRA																	
Pérdidas	29.7	28.6	28.1	27.3	26.7	25.7	24.5	23.7	22.7	21.7	21.1	21.2	21.4	21.3	21.2	21.3	21.3
Recuperac.	1.0	1.8	3.0	3.6	3.8	4.3	5.2	5.3	5.9	6.2	6.5	6.6	6.5	6.6	6.5	6.6	6.5
MAGANGUE																	
Pérdidas	10.9	10.4	11.1	10.5	11.3	10.6	11.0	11.3	10.8	11.1	11.3	10.7	10.9	11.0	11.2	11.2	11.2
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CORELCA EMPRESA																	
Pérdidas	3.6	3.7	3.9	4.0	4.1	4.2	4.1	4.0	4.0	3.8	3.7	3.6	3.6	3.5	3.5	3.4	3.4
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL MERCADO CORELCA																	
Pérdidas	21.8	20.7	19.8	19.1	19.0	19.0	18.5	18.3	18.0	17.6	17.4	17.4	17.4	17.4	17.3	17.3	17.3
Recuperac.	0.9	1.7	2.7	3.2	3.6	3.9	4.2	4.5	4.8	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.4	5.5	5.5
TOTAL MERCADO I S A (7)																	
Pérdidas	1.8	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	2.0
Recuperac.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SISTEMA TOTAL																	
Pérdidas	21.9	20.4	19.1	18.8	18.5	18.3	18.0	17.8	17.6	17.5	17.4	17.3	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
Recuperac.	1.3	2.5	3.7	4.0	4.2	4.5	4.7	4.8	5.0	5.1	5.1	5.2	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3

(*) Ver notas al final de la página 20

CUADRO No 2
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
INDICES RESULTANTES DE CONSUMO PROPIO (%) (1)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
MERCADO EEEB																	
EEEB_PROPIO	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
MERCADO EEPPI																	
EEPPM_PROPIO	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
ANTIOQUIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHOCO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL MERCADO	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
MERCADO CVC (VALLE)																	
CVC_PROPIO	2.2	2.2	2.9	3.1	3.2	3.1	3.2	3.2	3.1	3.1	3.1	3.0	3.0	3.0	3.0	2.9	2.9
EMCALI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARTAGO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TULUA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL MERCADO	0.6	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
MERCADO CUNDI/MET																	
CUNDINAMARCA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
META	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL MERCADO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MERCADO COR																	
CHEC	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
PEREIRA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARMENIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
E.D.E.Q	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OTROS COR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL MERCADO	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
MERCADO THCB																	
TOLIMA	0.1	0.1	0.1	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3
HUILA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAQUETA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BETANIA (2)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
TOTAL MERCADO	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
MERCADO NORDESTE																	
BOYACA	4.8	5.4	5.9	6.1	6.7	7.1	7.0	6.8	6.5	6.2	5.9	5.6	5.5	5.4	5.2	5.2	5.1
SANTANDER	0.9	1.1	1.3	1.5	1.8	2.1	1.9	1.7	1.6	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0
NORTE DE SAN	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
ARAUCA+CASAN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ICEL P (2),(3)	3.4	3.4	3.5	3.6	3.6	3.6	3.4	3.2	3.1	2.9	2.8	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1
TOTAL MERCADO	5.3	5.6	5.8	6.1	6.4	6.6	6.3	6.1	5.7	5.5	5.2	4.9	4.7	4.5	4.4	4.3	4.2
MERCADO CED/CED																	
CAUCA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
NARIÑO	0.5	0.5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3
TOTAL MERCADO	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
MERCADO ICEL(4)	1.9	2.0	2.2	2.3	2.4	2.4	2.3	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.7	1.6	1.5	1.5
GRUPO ICEL (5)	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.4	1.3	1.3	1.2
MERCADO CORELCA																	
ATLANTICO	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
BOLIVAR	1.2	1.1	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
MAGDALENA	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
CORDOBA	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
SUCRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CESAR	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
GUAJIRA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MAGANGUE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CORELCA EMP(2)	4.2	4.4	4.6	4.7	4.8	4.6	4.3	4.0	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1	3.0
TOTAL MERCADO	4.4	4.6	4.7	4.7	4.8	4.7	4.4	4.2	4.0	3.9	3.8	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.4
MERCADO ISA (6)	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
SISTEMA TOTAL	1.8	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7

(1) Porcentaje con respecto a la demanda de la Empresa o Mercado.

(2) Porcentaje con respecto a la demanda del Mercado.

(3) Comprende las plantas de propiedad del ICEL (Paipa III, Barranca IV, Palenque V y Tasajero).

(4) Comprende los Mercados de CUNDI/META, COR, THCB, NORDESTE y CED/CED.

(5) Comprende el Mercado ICEL definido en la nota (4) más las Electrificadoras de Antioquia y Chocó.

(6) Porcentaje con respecto a la demanda del Sistema Total.

CUADRO No 3

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE VENTAS ADICIONALES DE ENERGIA (GWh) (1)

AÑO	MERCADO DE CORELCA						MERCADO DEL ICEL				CVC	EEPPM	ISA	SISTEMA
	CERRONA-TOSO	CERREJON	SIDERURIGICA	HOLASA	POLIPRO-PILEND	TOTAL CORELCA	ARAUCA	YOPAL	TAME+H-COROZAL	TOTAL ICEL	VARIAS EMPRESAS	METRO	ECOPETROL	TOTAL
1988	380.0	130.0	0.0	0.0	0.0	510	0.0	0.0	0.0	0	9	0	0	519
1989	394.2	147.0	12.4	0.0	0.0	554	0.0	0.0	0.0	0	27	0	0	581
1990	394.2	166.0	78.3	0.0	19.0	658	12.0	18.0	8.0	38	101	0	105	902
1991	394.2	182.6	79.7	0.0	42.0	699	13.0	20.0	13.2	46	163	0	105	1013
1992	394.2	200.9	79.7	0.0	42.0	717	14.0	22.0	26.0	62	329	0	105	1213
1993	394.2	220.9	79.7	122.6	42.0	859	15.0	24.0	28.0	67	377	91	105	1500
1994	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	16.0	26.0	30.0	72	425	96	105	1572
1995	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	17.0	28.1	32.0	77	425	100	105	1581
1996	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	18.0	30.0	33.9	82	425	105	105	1591
1997	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	19.1	31.8	36.0	87	425	109	105	1600
1998	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	20.2	33.8	38.1	92	425	114	105	1610
1999	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	21.5	35.8	40.4	98	425	119	105	1620
2000	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	22.7	37.9	42.8	104	425	125	105	1632
2001	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	24.1	40.2	45.4	110	425	131	105	1644
2002	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	25.6	42.6	48.1	116	425	137	105	1657
2003	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	27.1	45.2	51.0	123	425	143	105	1670
2004	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	28.7	47.9	54.1	131	425	150	105	1684
2005	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	30.4	50.8	57.3	139	425	157	105	1699
2006	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	32.3	53.8	60.7	147	425	164	105	1714
2007	394.2	235.0	79.7	122.6	42.0	874	34.2	57.0	64.4	156	425	172	105	1731

CUADRO No 3 (Cont)

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE VENTAS ADICIONALES DE POTENCIA (MW)

AÑO	MERCADO DE CORELCA						MERCADO DEL ICEL				CVC	EEPPM	ISA	SISTEMA
	CERRONA-TOSO	CERREJON	SIDERURIGICA	HOLASA	POLIPRO-PILEND	TOTAL CORELCA	ARAUCA	YOPAL	TAME+H-COROZAL	TOTAL ICEL	VARIAS EMPRESAS	METRO	ECOPETROL	TOTAL
1988	60.0	20.0	0.0	0	0.0	80	0.0	0.0	0.0	0.0	9	0.0	0	89
1989	60.0	20.0	11.0	0	0.0	91	0.0	0.0	0.0	0.0	14	0.0	0	105
1990	60.0	23.7	14.0	0	6.0	104	3.1	4.7	1.5	9.4	20	0.0	12	145
1991	60.0	26.0	14.0	0.0	12.0	112	3.3	5.1	2.5	11.0	33	0.0	12	168
1992	60.0	28.7	14.0	0.0	12.0	115	3.5	5.6	4.5	14.0	86	0.0	12	226
1993	60.0	31.5	14.0	20.0	12.0	138	3.7	5.9	5.2	14.9	86	26.0	12	276
1994	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	3.9	6.3	5.6	15.8	86	27.4	12	280
1995	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	4.1	6.7	6.0	16.8	86	28.5	12	282
1996	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	4.2	7.0	6.4	17.6	86	30.0	12	285
1997	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	4.4	7.3	6.7	18.5	86	31.1	12	287
1998	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	4.6	7.6	7.1	19.4	86	32.5	12	289
1999	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	4.8	8.0	7.6	20.3	86	34.0	12	291
2000	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	5.0	8.3	8.0	21.3	86	35.7	12	294
2001	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	5.3	8.8	8.5	22.6	86	37.4	12	297
2002	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	5.6	9.3	9.0	23.9	86	39.1	12	300
2003	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	5.9	9.9	9.6	25.4	86	40.8	12	303
2004	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	6.3	10.5	10.1	26.9	86	42.8	12	307
2005	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	6.7	11.1	10.7	28.5	86	44.8	12	311
2006	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	7.1	11.8	11.4	30.2	86	46.8	12	314
2007	60.0	33.5	14.0	20.0	12.0	140	7.5	12.5	12.1	32.0	86	49.1	12	318

CUADRO NO 4

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDA, VENTAS, PERDIDAS, CONSUMO PROPIO Y RECUPERACION DE PERDIDAS (GWh)
 ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 5.3 % EN EL PERIODO 1989 - 2000

RESULTADOS DEL MODELO ECONOMETRICO

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
PROPIO (1)																					
as	5350	5764	6070	6318	6614	6915	7237	7592	7979	8401	8845	9311	9798	10308	10841	11398	11980	12588	13223	13886	14563
imo	86	83	87	99	112	126	142	149	156	165	173	183	192	202	213	223	235	247	259	272	286
idas	1818	1656	1504	1318	1121	1174	1230	1290	1356	1428	1503	1582	1665	1752	1842	1937	2036	2139	2247	2360	2475
p Per	0	23	253	502	776	812	851	893	939	988	1040	1095	1153	1213	1275	1341	1409	1481	1556	1634	1713
nda	7254	7526	7914	8237	8623	9027	9460	9924	10430	10982	11561	12171	12808	13475	14171	14899	15660	16455	17285	18152	19037
VALLE (2)																					
as	4320	4477	4598	4805	4824	5123	5343	5578	5824	6085	6357	6642	6941	7254	7581	7921	8277	8650	9040	9448	9862
imo	12	11	12	15	15	16	17	17	22	23	24	25	26	27	28	30	31	32	34	35	37
idas	1100	1116	1117	1142	1115	1185	1236	1291	1348	1409	1472	1538	1607	1679	1755	1834	1916	2003	2093	2188	2283
p Per	0	6	29	48	72	83	87	91	95	99	103	108	113	118	123	129	135	141	147	154	160
nda	5431	5610	5756	6010	6026	6407	6683	6977	7289	7616	7956	8313	8687	9078	9487	9914	10359	10826	11314	11825	12342
VALLE (3)																					
as	3256	3409	3642	3868	4216	4461	4718	4947	5192	5450	5723	6013	6317	6638	6973	7328	7701	8092	8502	8933	9374
imo	21	24	29	31	44	50	53	56	59	62	65	68	72	73	78	82	86	90	95	101	106
idas	850	924	898	854	862	886	901	925	958	991	1033	1060	1097	1142	1180	1241	1304	1370	1440	1513	1588
p Per	0	0	60	127	197	248	292	325	354	378	405	432	461	483	507	542	570	599	629	661	694
nda	4118	4357	4629	4880	5319	5645	5964	6253	6563	6881	7226	7573	7947	8336	8738	9193	9661	10151	10666	11208	11762
ICEL (4)																					
as	6053	6453	6873	7299	7768	8263	8792	9354	9954	10594	11270	11983	12730	13514	14337	15199	16104	17052	18049	19094	20173
imo	158	131	147	164	184	205	228	250	251	253	253	256	257	252	258	264	269	274	282	299	316
idas	1933	1992	2043	2096	2148	2219	2267	2320	2371	2444	2517	2637	2757	2867	3021	3182	3359	3549	3747	3964	4188
p Per	0	9	55	106	164	229	289	369	443	525	585	652	707	766	830	899	951	1007	1065	1126	1190
nda	8166	8585	9118	9665	10264	10916	11576	12293	13019	13816	14625	15528	16451	17399	18446	19544	20683	21882	23143	24483	25867
CA (5)																					
as	3968	4240	4556	4812	5061	5454	5736	6028	6342	6672	7023	7394	7784	8193	8623	9074	9549	10047	10571	11122	11691
imo	291	251	276	300	330	354	384	389	385	383	385	398	407	419	433	446	457	470	479	520	546
idas	1317	1326	1363	1364	1377	1428	1503	1581	1610	1672	1727	1772	1839	1936	2039	2146	2239	2357	2476	2590	2723
p Per	0	0	56	112	188	239	285	325	365	411	461	503	539	579	621	666	699	749	787	828	871
nda	5575	5817	6251	6588	6956	7475	7908	8323	8702	9138	9596	10067	10569	11127	11716	12332	12944	13623	14313	15060	15831
(6)																					
as	0	0	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
imo	56	68	83	98	114	117	119	121	122	124	125	126	127	128	128	135	142	149	157	165	174
idas	546	619	620	615	647	687	745	784	824	892	939	988	1069	1124	1183	1280	1347	1418	1531	1611	1692
p Per	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
nda	602	687	808	818	866	909	969	1010	1051	1121	1169	1219	1301	1357	1416	1520	1594	1672	1793	1881	1971
EMA TOTAL																					
as	22948	24343	25844	27207	28588	30321	31931	33604	35396	37307	39323	41448	43675	46012	48460	51025	53716	56534	59490	62588	65768
imo	622	568	634	707	799	868	943	982	995	1010	1025	1056	1081	1101	1138	1180	1220	1262	1306	1392	1465
idas	7594	7633	7545	7389	7270	7579	7882	8191	8467	8836	9191	9577	10034	10500	11020	11620	12201	12836	13534	14226	14949
p Per	0	38	453	895	1397	1611	1804	2003	2196	2401	2594	2790	2973	3159	3356	3577	3764	3977	4184	4403	4628
nda	31148	32582	34476	36198	38054	40379	42560	44780	47054	49554	52133	54871	57763	60772	63974	67402	70901	74609	78514	82609	86810

Comprende el Distrito Especial de Bogotá y zonas aledañas.
 Incluye el Valle de Aburrá y zonas aledañas a las centrales de generación de EEP. M.
 Comprende el Departamento del Valle del Cauca.
 Las regiones del interior del país no comprendidas en EEER Propio, EEP. M. Propio ni en CVC (VALLE).
 Comprende los Departamentos de la Costa Atlántica.
 Comprende pérdidas en la Red de Interconexión, consumo propio en sus centrales y ventas a Ecopetrol en Caño Limón.

CUADRO No. 5

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE FACTORES DE CARGA (7)

AÑO	EEEB (1)	EEPPM (2)	C V C (3)	ICEL (4)	CUNDI/ META	C B R	T H C	NORDESTE	C / C	CORELCA (5)	CORELCA (6)	TOTAL
1988	0.593	0.623	0.576	0.621	0.593	0.608	0.545	0.614	0.529	0.722	0.722	0.653
1989	0.589	0.632	0.596	0.617	0.558	0.605	0.555	0.625	0.524	0.720	0.718	0.657
1990	0.589	0.627	0.598	0.617	0.575	0.609	0.560	0.627	0.539	0.722	0.722	0.661
1991	0.595	0.629	0.600	0.623	0.584	0.612	0.570	0.627	0.550	0.724	0.722	0.665
1992	0.600	0.632	0.600	0.629	0.592	0.614	0.580	0.628	0.561	0.726	0.725	0.669
1993	0.605	0.632	0.600	0.634	0.599	0.616	0.590	0.629	0.570	0.728	0.726	0.672
1994	0.610	0.633	0.600	0.638	0.600	0.618	0.599	0.630	0.580	0.730	0.728	0.675
1995	0.612	0.633	0.600	0.639	0.601	0.620	0.601	0.630	0.580	0.737	0.734	0.677
1996	0.614	0.633	0.600	0.639	0.599	0.620	0.600	0.630	0.581	0.737	0.735	0.677
1997	0.616	0.633	0.600	0.638	0.599	0.620	0.600	0.630	0.579	0.737	0.735	0.678
1998	0.618	0.633	0.600	0.638	0.600	0.620	0.599	0.630	0.579	0.737	0.735	0.678
1999	0.620	0.633	0.600	0.638	0.600	0.620	0.600	0.630	0.580	0.737	0.735	0.678
2000	0.620	0.633	0.600	0.638	0.599	0.620	0.599	0.630	0.581	0.737	0.735	0.678
2001	0.620	0.633	0.600	0.638	0.600	0.620	0.600	0.630	0.580	0.737	0.735	0.678
2002	0.620	0.633	0.600	0.638	0.600	0.620	0.600	0.630	0.580	0.730	0.729	0.677
2003	0.620	0.633	0.600	0.638	0.600	0.620	0.601	0.630	0.580	0.730	0.729	0.677
2004	0.620	0.633	0.600	0.638	0.600	0.620	0.600	0.630	0.580	0.730	0.729	0.677
2005	0.620	0.633	0.600	0.638	0.600	0.620	0.600	0.630	0.580	0.730	0.729	0.677
2006	0.620	0.633	0.600	0.638	0.600	0.620	0.600	0.630	0.580	0.730	0.729	0.677
2007	0.620	0.633	0.600	0.638	0.600	0.620	0.600	0.630	0.580	0.730	0.729	0.677
2008	0.620	0.633	0.600	0.638	0.600	0.620	0.600	0.630	0.580	0.730	0.729	0.677

Notas :

- (1) Incluye el mercado atendido directamente por la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.
- (2) Incluye Medellín, Antioquia y Chocó
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye CUNDI/META (Cundinamarca y Meta), CBR (Caldas, Quindío y Risaralda), THC (Tolima, Huila y Caguetá), NORDESTE (Boyacá, Santander y Norte de Santander, Arauca y Casanare) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Nariño).
- (5) Incluye Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye Corelca y sus demandas adicionales.
- (7) ENE / 29 / 90

CUADRO No. 6
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA(GWh) Y POTENCIA (MW)
ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 5.3 %
EN EL PERIODO 1989 - 2000 (10)
SISTEMA TOTAL

AÑO	EEEB (1)		EEPPM (2)		CVC (3)		ICEL (4)		CORELCA (5)		CHB (6)		I S A		SISTEMA TOTAL	
	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh) (7)	Pot (MW) (8)	Ene (GWh)	Pot (MW) (9)
1988	7254	1397	6764	1239	4118	816	6775	1255	5575	881	53	11	602	0	31148	5443
1989	7526	1459	7014	1267	4357	835	7086	1328	5817	925	95	18	687	0	32582	5660
1990	7914	1534	7253	1321	4629	884	7526	1409	6251	988	95	18	808	12	34476	5952
1991	8237	1580	7609	1381	4880	928	7969	1477	6588	1041	97	18	818	12	36198	6210
1992	8623	1641	7752	1400	5319	1012	8440	1549	6956	1096	98	19	866	12	38054	6492
1993	9027	1703	8253	1491	5645	1074	8972	1632	7475	1175	98	19	909	12	40379	6858
1994	9460	1770	8662	1562	5964	1135	9496	1717	7908	1240	101	19	969	12	42560	7196
1995	9924	1851	9098	1641	6253	1190	10068	1817	8323	1294	104	20	1010	12	44780	7554
1996	10430	1939	9562	1724	6563	1249	10640	1920	8702	1352	106	20	1051	12	47054	7934
1997	10982	2035	10059	1814	6881	1309	11265	2034	9138	1420	108	21	1121	12	49554	8349
1998	11561	2136	10571	1906	7226	1375	11900	2148	9596	1491	110	21	1169	12	52133	8780
1999	12171	2241	11117	2005	7573	1441	12612	2275	10067	1564	112	21	1219	12	54871	9236
2000	12808	2358	11686	2107	7947	1512	13339	2406	10569	1642	113	21	1301	12	57763	9721
2001	13475	2481	12279	2214	8336	1586	14085	2540	11127	1728	113	21	1357	12	60772	10229
2002	14171	2609	12913	2329	8738	1662	14903	2687	11716	1835	117	22	1416	12	63974	10785
2003	14899	2743	13572	2448	9193	1749	15767	2841	12332	1932	119	23	1520	12	67402	11359
2004	15660	2883	14261	2572	9661	1838	16660	3002	12944	2027	121	23	1594	12	70901	11950
2005	16455	3030	14987	2703	10151	1931	17599	3171	13623	2134	122	23	1672	12	74609	12578
2006	17285	3183	15749	2840	10666	2029	18584	3348	14313	2242	124	24	1793	12	78514	13231
2007	18152	3342	16552	2985	11208	2132	19630	3535	15060	2358	126	24	1881	12	82609	13920
2008	19037	3505	17366	3132	11762	2238	20716	3730	15831	2479	127	24	1971	12	86810	14630

Notas

- (1) Incluye Bogotá (Mercado propio)
- (2) Incluye Medellín, Antioquia y Chocó
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye CUNDI/META (Cundinamarca y Meta), CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), THC (Tolima, Huila y Caquetá) NORDESTE (Boyacá, Santander, Norte de Santander, Arauca y Casanare) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Narino)
- (5) Incluye a Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye el consumo propio de la central de Betania y las pérdidas asociadas con su Red Propia
- (7) Incluye el consumo propio en plantas de ISA, pérdidas en la Red de Interconexión y ventas a Ecopetrol en Caño Limón
- (8) Sólo incluye las ventas a Ecopetrol en Caño Limón
- (9) Demanda pico agregada con diversidad (incluye pérdidas)
- (10) ENE / 28 / 90

CUADRO No. 7
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA(GWh) Y POTENCIA (MW)
ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 5.3 %
EN EL PERIODO 1989 - 2000 (8)
SISTEMA ICEL

AÑO	CUNDI/META(1)		C B R (2)		T H C (3)		NORDESTE(4)		CED/CED (5)		TOTAL ICEL	
	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW) (6)
1988	758	146	1821	342	1006	222	2346	436	844	172	6775	1255
1989	812	166	1913	361	1052	236	2432	444	877	191	7086	1328
1990	861	171	2023	379	1116	247	2596	473	930	197	7526	1409
1991	910	178	2143	400	1186	257	2756	502	974	202	7969	1477
1992	959	185	2239	416	1254	266	2985	543	1003	204	8440	1549
1993	1024	195	2370	439	1333	277	3191	579	1054	211	8972	1632
1994	1098	209	2501	462	1421	290	3368	610	1108	218	9496	1717
1995	1174	223	2636	485	1512	307	3572	647	1174	231	10068	1817
1996	1255	239	2791	514	1607	326	3755	680	1232	242	10640	1920
1997	1343	256	2953	544	1711	346	3954	716	1304	257	11265	2034
1998	1435	273	3118	574	1817	367	4155	753	1375	271	11900	2148
1999	1536	292	3298	607	1937	390	4383	794	1458	287	12612	2275
2000	1643	313	3480	641	2061	414	4614	836	1541	303	13339	2406
2001	1755	334	3670	676	2185	437	4845	878	1630	321	14085	2540
2002	1872	356	3886	715	2321	464	5097	924	1727	340	14903	2687
2003	1998	380	4105	756	2464	491	5372	973	1828	360	15767	2841
2004	2133	406	4331	797	2617	521	5644	1023	1935	381	16660	3002
2005	2271	432	4565	841	2772	551	5940	1076	2051	404	17599	3171
2006	2418	460	4809	885	2938	583	6246	1132	2173	428	18584	3348
2007	2575	490	5068	933	3112	616	6570	1190	2305	454	19630	3535
2008	2735	520	5330	981	3307	653	6907	1252	2437	480	20716	3730

Notas

- (1) CUNDI/META : Incluye Cundinamarca y Meta.
- (2) CBR : Incluye Caldas, Guindío y Risaralda.
- (3) THC : Comprende Tolima, Huila y Caquetá.
- (4) NORDESTE : Comprende los departamentos de Boyacá, Santander, Norte de Santander y las intendencias de Arauca y Casanare.
- (5) CEDELCA/CEDENAR : Comprende los departamentos de Cauca y Nariño.
- (6) Demanda agregada de los submercados con diversidad
- (7) ENE / 28 / 90

CUADRO No. 8
ANALISIS DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO DE LAS
PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA (%)
EN EL PERIODO 1989-2008
PROYECCION DE REFERENCIA

MERCADO/PERIODO	1988-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2008	1989-2000	1989-2008
EEEB	4.5	4.6	5.2	5.1	4.9	4.9
EEPPM	3.6	4.6	5.1	5.1	4.7	4.8
CVC (VALLE)	6.0	6.2	4.9	5.0	5.6	5.4
ICEL	5.4	6.0	5.8	5.7	5.8	5.7
CUNDI/META	6.6	6.4	7.0	6.6	6.7	6.6
CQR	5.4	5.4	5.7	5.5	5.5	5.5
THCB	5.3	6.3	6.4	6.1	6.2	6.1
NORDESTE	5.2	6.6	5.3	5.2	5.8	5.5
CED/CED	5.0	4.8	5.6	5.9	5.1	5.4
CORELCA	5.9	5.9	4.9	5.2	5.5	5.4
TOTAL MERCADOS Sin demandas adicionales ni Pérdidas Red Interconexión	4.4	5.2	5.4	5.3	5.1	5.2
SISTEMA TOTAL	5.2	5.4	5.2	5.2	5.3	5.3

CUADRO No. 9
ANALISIS DE LOS PORCENTAJES DE PARTICIPACION EN LA DEMANDA
PROYECCION DE REFERENCIA

MERCADO/ AÑO	1988	1990	1995	2000	2008
EEEB	23.3	23.0	22.2	22.2	21.9
EEPPM	21.7	21.0	20.3	20.2	20.0
CVC (VALLE)	13.2	13.4	14.0	13.8	13.5
ICEL	21.8	21.8	22.5	23.1	23.9
CUNDI/META	2.4	2.5	2.6	2.8	3.2
COR	5.8	5.9	5.9	6.0	6.1
THCB	3.2	3.2	3.4	3.6	3.8
NORDESTE	7.5	7.5	8.0	8.0	8.0
CED/CED	2.7	2.7	2.6	2.7	2.8
CORELCA	17.9	18.1	18.6	18.3	18.2
I S A y C H B	2.1	2.6	2.5	2.4	2.4
TOTAL MERCADOS					
%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
GWh	31148	34476	44780	57763	86810

CUADRO No 10
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
PROYECCION DE VENTAS TOTALES POR MERCADOS (GWh)
ESCENARIO DE PROYECCION CON TASA DE CRECIMIENTO DE DEMANDA DE 5.3 % EN EL PERIODO 1989 - 2000
PROYECCION DE REFERENCIA (7)

AÑO	EEEB (1)	EEPPM (2)	C V C (3)	ICEL (4)	CUNDI/ META	C Q R	T H C	NORDESTE	C / C	CORELCA (5)	I S A (6)	SISTEMA TOTAL
1988	5350	5389	3256	4982	590	1342	777	1743	530	3968	0	22948
1989	5787	5622	3409	5323	639	1438	826	1858	562	4240	0	24381
1990	6323	5845	3702	5710	688	1540	882	1982	618	4612	105	26297
1991	6820	6157	3995	6101	735	1646	945	2104	671	4924	105	28102
1992	7390	6310	4413	6518	782	1735	1008	2284	709	5249	105	29985
1993	7727	6727	4709	6971	840	1855	1077	2435	764	5693	105	31932
1994	8088	7068	5010	7443	906	1978	1152	2586	821	6021	105	33735
1995	8485	7435	5272	7957	975	2122	1232	2748	880	6353	105	35607
1996	8918	7824	5546	8492	1049	2264	1317	2919	943	6707	105	37592
1997	9389	8235	5828	9068	1129	2415	1409	3105	1010	7083	105	39708
1998	9885	8658	6128	9657	1213	2567	1504	3295	1078	7484	105	41917
1999	10406	9105	6445	10280	1303	2727	1604	3495	1151	7897	105	44238
2000	10951	9572	6778	10919	1396	2888	1708	3700	1227	8323	105	46648
2001	11521	10062	7121	11590	1493	3059	1814	3914	1310	8772	105	49171
2002	12116	10580	7480	12291	1594	3239	1930	4134	1394	9244	105	51816
2003	12739	11122	7870	13026	1704	3423	2051	4364	1484	9740	105	54602
2004	13389	11687	8271	13780	1817	3610	2178	4603	1572	10248	105	57480
2005	14069	12284	8691	14566	1935	3805	2306	4853	1667	10796	105	60511
2006	14779	12911	9131	15390	2062	4009	2440	5112	1767	11358	105	63674
2007	15520	13569	9594	16253	2194	4223	2581	5383	1872	11950	105	66991
2008	16276	14242	10068	17143	2332	4444	2722	5664	1981	12562	105	70396

Notas

- (1) Comprende el mercado atendido directamente por la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.
- (2) Incluye Medellín, Antioquia y Chocó
- (3) Corresponde al Valle del Cauca
- (4) Incluye CUNDI/META (Cundinamarca y Meta), CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), THC (Tolima, Huila y Caquetá), NORDESTE (Boyacá, Santander, Norte de Santander, Arauca y Casanare) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Nariño)
- (5) Incluye Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Cesar, Sucre y Guajira
- (6) Incluye ventas de ISA a Ecopetrol en Caño Limón
- (7) ENE / 29 / 90

CUADRO No 11

ANALISIS DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO DE LAS
PROYECCIONES DE VENTAS TOTALES DE ENERGIA

EN EL PERIODO 1988-2008

PROYECCION DE REFERENCIA

MERCADO/PERIODO	1989-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2008	1989-2000	1989-2008
EEEB	8.7	6.1	5.2	5.1	6.2	5.7
EEPPM	4.1	4.9	5.2	5.1	4.9	5.0
CVC (VALLE)	6.6	7.3	5.2	5.1	6.3	5.8
ICEL	7.1	6.9	6.5	5.8	6.8	6.4
CUNDI/META	8.0	7.2	7.4	6.6	7.4	7.1
CQR	7.1	6.6	6.4	5.5	6.6	6.2
THCB	6.5	6.9	6.8	6.0	6.8	6.5
NORDESTE	6.6	6.8	6.1	5.5	6.5	6.1
CED/CED	8.0	7.3	6.9	6.2	7.2	6.8
CORELCA	7.8	6.6	5.6	5.3	6.4	5.9
TOTAL MERCADOS Sin demandas adicionales	6.4	6.0	5.8	5.4	6.0	5.8
TOTAL MERCADOS Con demandas adicionales	7.1	6.2	5.6	5.3	6.1	5.8

CUADRO No 12
ANALISIS DE LOS PORCENTAJES DE PARTICIPACION
EN LAS VENTAS TOTALES DE ENERGIA (%)
EN EL PERIODO 1988 - 2008

MERCADO/ AÑO	1988	1990	1995	2000	2008
EEEB	23.3	24.0	23.8	23.5	23.1
EEPPM	23.5	22.2	20.9	20.5	20.2
CVC (VALLE)	14.2	14.1	14.8	14.5	14.3
ICEL	21.7	21.7	22.3	23.4	24.4
CUNDI/META	2.6	2.6	2.7	3.0	3.3
CQR	5.8	5.9	6.0	6.2	6.3
THCB	3.4	3.4	3.5	3.7	3.9
NORDESTE	7.6	7.5	7.7	7.9	8.0
CED/CED	2.3	2.4	2.5	2.6	2.8
CORELCA	17.3	17.5	17.8	17.8	17.8
I S A	0.0	0.4	0.3	0.2	0.1
TOTAL MERCADOS					
%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
GWh	22945	26297	35607	46648	70396

333.79323 / C718pr Ej. 1.

Proyecciones regionales de ventas y
demandas de energía y potencia 1989-2008
(modelo econométrico) Interconexión Eléctrica
ISA

333.79323 C718pr Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO