

**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA
UPME**



**PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA
MAXIMA
2003-2011
Seguimiento a Marzo
AREA DE DEMANDA**

Marzo 2003



INDICE

1	DEFINICIONES	4
2	EVOLUCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA 2003	6
2.1	Comparación escenarios noviembre con cifras reales	8
3	PROYECCIONES NACIONALES	10
3.1	Metodología	10
3.2	Supuestos Marzo de 2003	12
3.2.1	PIB	12
3.2.2	Pérdidas de Energía Eléctrica del STN	13
3.2.3	Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución	14
3.2.4	Programa de Sustitución	15
3.2.5	Cargas especiales	15
3.2.6	Fenómeno del Niño	16
3.3	Escenarios de proyección de energía eléctrica	17
3.4	Escenarios de proyección de potencia	18
4	ANEXO 1. Desagregación mensual de energía y potencia	20
5	Proyecciones regionales	24
5.1	Antecedentes	24
5.2	Metodología	25
5.3	Resultados	26
5.4	Regionalización	27

LISTA DE GRAFICAS



Gráfica 1. Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica	6
Gráfica 2. Comparación real versus proyectado.....	8
Gráfica 3. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2003 - 2011	18
Gráfica 4. Esquema metodológico de proyección.....	26
Gráfica 5. Mapa de regionalización	28

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Análisis de la evolución real versus escenario de proyección de Noviembre ..	9
Tabla 2. Escenarios del PIB usados en Marzo 2003	12
Tabla 3. Escenarios de PIB usados en Noviembre 2002	13
Tabla 4. Porcentaje de pérdidas aplicadas al sistema de distribución	14
Tabla 5. Impacto del fenómeno del Niño en la demanda 2003	16
Tabla 6. Escenarios de proyección de demanda de energía.....	17
Tabla 7 Escenarios de proyección de potencia de la demanda doméstica	18
Tabla 8. Proyección anual regional 2003 - 2007	27
Tabla 9 Tasas de crecimiento regional	27
Tabla 10. Zonificación	29
Tabla 11. Desagregación mensual regional.....	29



1 DEFINICIONES

A continuación se presentan las definiciones necesarias para el adecuado entendimiento del presente documento, así:

Demanda total Doméstica¹: Sumatoria de los valores de la demanda doméstica de todos los comercializadores, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del SIN.

Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado (TIE)¹: Sumatoria de los valores de las demandas correspondientes a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE-, que son resultado del proceso de Despacho Económico Coordinado, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

Demanda Total¹: Sumatoria de la Demanda Total Doméstica y la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado.

Cargas Especiales: Son cargas industriales importantes que demandan energía eléctrica del SIN y que su proyección debe hacerse de manera exógena debido a que no obedecen a las variables utilizadas para la proyección de las demandas vegetativas del SIN. Las cargas especiales consideradas hasta el momento son OXI, Intercor y Cerromatoso.

¹ Definición Resolución CREG 004 de 2003

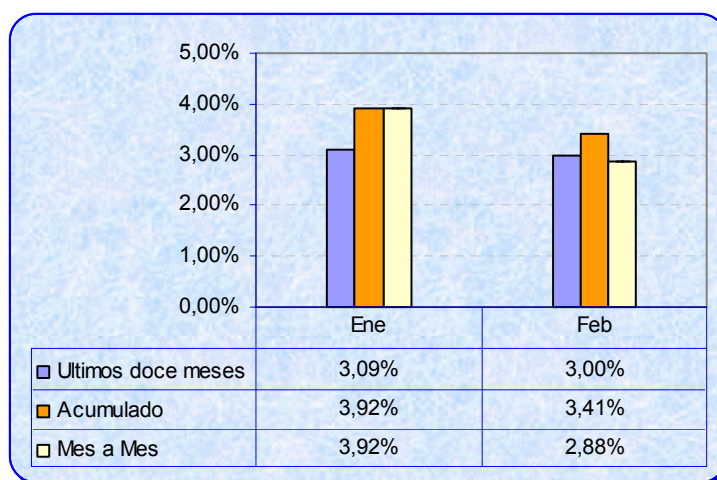


Generación de OXI: Corresponde a la autoproducción de energía de OXI para su propio consumo. Esta no se tiene en cuenta para las proyecciones nacionales de energía eléctrica, al igual que ningún autoproducer.

Intercambios OXI: Corresponde a la demanda de energía eléctrica que OXI toma del SIN, la cual se tiene en cuenta en la proyección de la demanda de energía nacional a través de cargas especiales.

2 EVOLUCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA 2003

La demanda de energía eléctrica, hasta el mes de Febrero, presenta un valor acumulado de 7.322 GWh/año, valor que se encuentra por encima en 3,41% del total acumulado a la misma fecha en el año 2002.



Gráfica 1. Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica

Con el fin de analizar las causas del crecimiento acumulado² de la demanda de energía eléctrica doméstica que estuvo del orden de los 241.5 GWh (3.41%), es necesario observar el efecto que sobre este crecimiento tienen factores como las cargas especiales, la evolución económica y el fenómeno del niño.

² Crecimiento acumulado: comparación entre la suma de los valores absolutos de demanda de energía eléctrica de Enero y Febrero del 2002 con respecto a los meses de enero y febrero del año 2003.



La evolución de las cargas especiales observado durante los meses de enero y febrero del año en curso, muestra que la demanda de OXI³ aumentó en 28.5 GWh⁴, con respecto al mismo periodo del año 2002. Adicionalmente, se está atendiendo una carga temporal de ECOPETROL en Barranca aproximadamente de 18 MW/h, lo cual representa 25.5 GWh para el periodo de análisis. Las otras cargas especiales, Intercor y Cerromatoso, mantuvieron su consumo en niveles muy similares a los ocurridos para el mismo periodo 2002.

Descontando, para efectos de comparación en el ejercicio, el crecimiento de la demanda de OXI del crecimiento acumulado neto de la demanda doméstica, se encuentra que el crecimiento neto de la demanda doméstica es del orden de 187.2 GWh para los meses de enero y febrero, luego el crecimiento acumulado sería entonces de 2.64%, ello resalta el impacto de las cargas especiales sobre la demanda de energía doméstica.

Ahora, para analizar el efecto del fenómeno climático del Niño, el cual tiene impacto sobre el aumento de la demanda de energía durante el periodo de análisis de 2003, debido principalmente a la necesidad de intensificar el bombeo de aguas, acondicionamiento de ambiente y refrigeración, se recurrió al análisis históricos de éste impacto climático⁵, el cual muestra que éste pudo haber contribuido en cerca de 0.5% (36.6 GWh) de los 187.2 GWh.

³ Intercambio de energía eléctrica de OXI con el SIN. Fuente CND

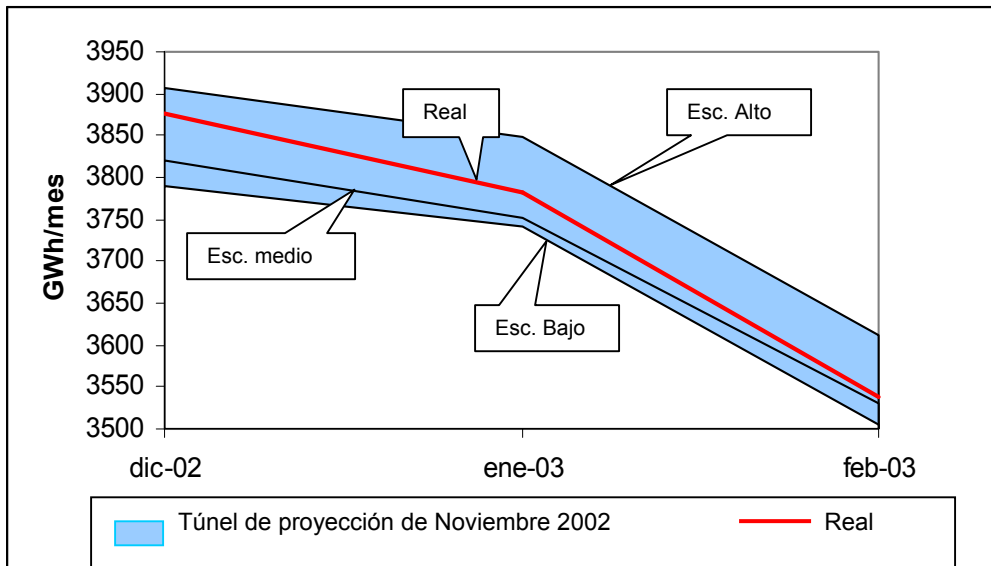
⁴ OXI incrementó su intercambio con el SIN en 15 MW a partir del 1 de Enero

⁵ Se especifica en el documento presentado en noviembre

Por lo tanto, el crecimiento de la demanda de energía doméstica neta, después de haber descontado el aumento en las cargas especiales y el fenómeno del Niño, se tiene que es del orden del 2.14%, lo cual correspondería al efecto que sobre la demanda de energía eléctrica doméstica tiene la evolución de la economía nacional.

2.1 Comparación escenarios noviembre con cifras reales.

A continuación se presenta el seguimiento a las proyecciones realizadas en noviembre frente a los datos reales de demanda para los meses de diciembre a febrero (ver Gráfica 2).



Gráfica 2. Comparación real versus proyectado



La desviación de lo proyectado para el escenario alto con respecto al real es de menos 1.4%, lo que equivale a 1.8 GWh/día en promedio, y con respecto al escenario medio es de 0.08%, es decir 1.1 GWh/día en promedio⁶.

Tabla 1. Análisis de la evolución real versus escenario de proyección de Noviembre

	Evolución real	Escenarios de Noviembre de 2002			Desviación		
	2003	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
Diciembre	3876,1	3906	3821	3791	29,9	55,1	-85,1
Enero	3783,0	3849	3752	3742	66,0	31,0	-41,0
Febrero	3539,0	3611	3530	3505	72,0	9,0	-34,0

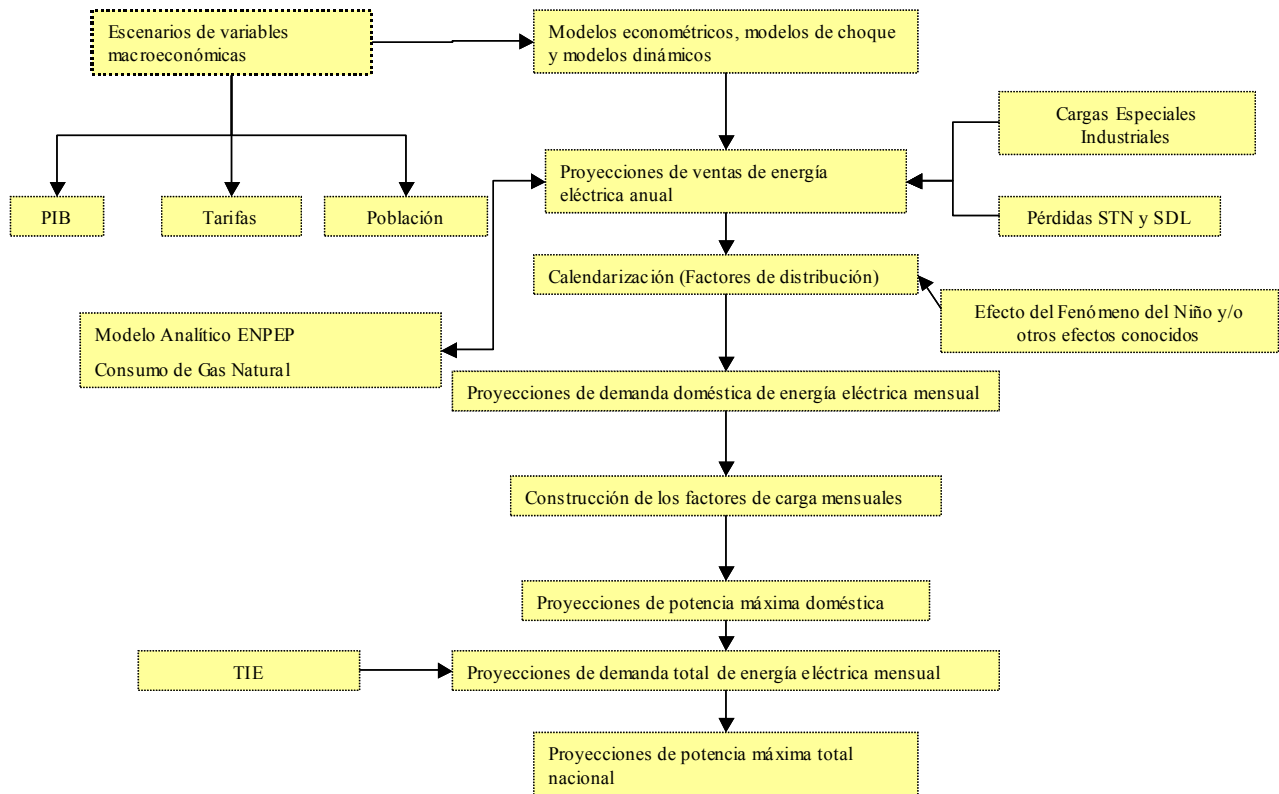
Unidad:GWh/año

⁶ La demanda de energía eléctrica de un día típico se ubica en el orden de los 127 GWh/día

3 PROYECCIONES NACIONALES

3.1 Metodología

A continuación se esquematiza la metodología de proyección de la demanda total nacional.





La información macroeconómica (PIB) es el pilar de las proyecciones realizadas, además de la información referente a tarifas y proyección de población⁷, con esta información se corren los modelos con que cuenta la unidad, los cuales son de índole econométrico con series de tiempo históricas desde 1970; se utilizan además modelos de choque que permiten simular inversiones importantes a nivel regional y por último se emplean modelos de tipo dinámico con el fin de observar otros efectos como el del racionamiento.

Los modelos dan como resultado ventas domésticas de energía eléctrica, por lo tanto es necesario agregar de manera exógena las pérdidas de energía a nivel de distribución, subtransmisión y transmisión. Luego se adiciona la demanda de cargas industriales especiales tales como OXI, Intercor y Cerromatoso, de forma que se obtenga el total de demanda doméstica y otros efectos conocidos

Hasta el momento se han obtenido las proyecciones anuales de demanda de energía, para mensualizarlas se utiliza la metodología de modelos Arima y Pronóstico Condicionado Optimo.

Partiendo de la demanda doméstica de energía eléctrica mensualizada, se aplican los factores de carga correspondientes a cada mes teniendo en cuenta lo ocurrido en los tres últimos años, lo cual da como resultado los valores de potencia máxima mensual doméstica, los cuales generan entonces los valores de potencia máxima anual.

⁷ Información proveniente del DANE

3.2 Supuestos Marzo de 2003

A continuación se presentan los supuestos empleados para el ajuste de los escenarios construidos en el mes de marzo de 2003.

3.2.1 PIB

Los supuestos empleados para la construcción de los escenarios de la variable económica Producto Interno Bruto responden a la actualización nacional de ésta variable⁸, los cuales difieren de los empleados para el mes de noviembre.

La Tabla 2 se presentan los valores de PIB empleados para las presentes proyecciones de energía eléctrica.

	ESCENARIO		
	Alto	Medio	Bajo
2002	1,6%	1,6%	1,6%
2003	3,0%	2,0%	1,6%
2004	3,8%	3,3%	2,0%
2005	4,0%	3,7%	2,2%
2006	4,5%	3,9%	2,4%
2007	5,0%	4,0%	2,5%
2008	5,4%	4,0%	2,6%
2009	5,8%	4,0%	2,7%
2010	6,0%	4,0%	3,0%
2011	5,5%	4,0%	3,0%

Tabla 2. Escenarios del PIB usados en Marzo 2003

⁸ Fuente: DNP Enero de 2003

La diferencia entre los valores de PIB utilizados para las proyecciones de demanda del mes de Noviembre con respecto a los usados para esta actualización, radica en la disminución en las expectativas de crecimiento económico. Así, para el año 2003 se estaba esperando un crecimiento del 2.5% en el escenario medio, el cual después de ser reevaluado por la entidad pertinente, se proyecta en 2.0%. Esta situación, llevó a la construcción de nuevos escenarios de PIB a largo plazo, que mantienen coherencia conceptual con los empleados en noviembre.

Año	ESCENARIOS		
	Alto	Medio	Bajo
2002	1.60%	1.60%	1.60%
2003	3.60%	2.50%	1.80%
2004	4.00%	3.20%	2.00%
2005	4.50%	3.40%	2.20%
2006	5.00%	3.60%	2.40%
2007	5.40%	3.70%	2.50%
2008	5.80%	3.80%	2.60%
2009	6.00%	3.90%	2.70%
2010	5.50%	4.00%	3.00%
2011	5.10%	4.00%	3.00%

Tabla 3. Escenarios de PIB usados en Noviembre 2002

3.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN

Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema de Transmisión Nacional, obedecen al análisis del comportamiento histórico, el cual ha sido de 2,42% del total de las ventas de energía eléctrica proyectadas, valor que se mantiene a lo largo del horizonte de proyección.



3.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución, corresponden al agregado de pérdidas técnicas y no técnicas que se presentan en este nivel de tensión, las cuales estuvieron alrededor del 24,5% para el año 2001, debido a que aun no se ha cerrado el balance eléctrico del año 2002 se continuará usando el escenario de pérdidas propuesto en noviembre.

Se construyó un único escenario de pérdidas que se conserva a lo largo de todo el horizonte de planeación. Este escenario fue construido con base en información histórica junto con datos suministrados por algunos operadores de red y cálculos realizados a partir del Balance Eléctrico Nacional 2001.

Tabla 4. Porcentaje de pérdidas aplicadas al sistema de distribución

	Porcentaje de pérdidas
2002	24.2%
2003	23.7%
2004	23.1%
2005	22.6%
2006	22.1%
2007	21.6%
2008	21.1%
2009	20.6%
2010	20.2%
2011	19.7%

Estos porcentajes de pérdidas en los sistemas de distribución son aplicados sobre los valores de ventas que arrojan los modelos de proyección y los valores resultantes



son considerados como demanda recuperada, es decir, pasan a ser parte de las ventas con un rezago de un año, de esta manera se está considerando que la recuperación de pérdidas del sistema de distribución se realiza principalmente sobre las pérdidas no técnicas y que el efecto se observan sobre las ventas en el año siguiente.

3.2.4 Programa de Sustitución

En cuanto al programa de Sustitución de Gas Natural del sector residencial, se considera que éste seguirá evolucionando de la manera como se ha proyectado y que si bien, algunos mercados nacionales ya alcanzan su límite de saturación, existen algunos en los cuales su desarrollo apenas comienza.

3.2.5 Cargas especiales

La revisión de los actuales consumos de las cargas especiales dentro de las que se encuentran OXI, Intercor y Cerromatoso, constituye el principal ajuste a los escenarios presentados en noviembre, así:

OXI: Presenta un incremento en su demanda de energía del SIN a partir del mes de enero del presente año, por lo tanto se considerarán un aumento de 394.2 GWh/año a 440.6 GWh/año⁹ para el horizonte de proyección.

⁹ De acuerdo a comunicación con los agentes



Cerromatoso: Presenta un incremento en la demanda de energía eléctrica, luego se considerarán 1320 GWh/año⁹ para el ajuste de las cargas especiales para la presente revisión, aumentando en 240 GWh/año su consumo con respecto a lo proyectado en Noviembre del año 2002.

Intercor: Presenta un leve incremento en la demanda de energía eléctrica con respecto al esperado en la revisión del mes de noviembre (144 GWh/año), entonces se considerarán 13 GWh/año⁹ adicionales.

Dado lo anterior, el consumo total de las cargas especiales se mantiene en 1.916,64 GWh/año para el horizonte de proyección.

3.2.6 Fenómeno del Niño

A pesar de que en el último informe del IDEAM se plantea que el fenómeno se ha debilitado considerablemente, no existe un pronunciamiento definitivo sobre su finalización. Por lo tanto, se mantiene las variaciones porcentuales sobre los meses en los que se espera el fenómeno, utilizadas en el mes de Noviembre

Tabla 5. Impacto del fenómeno del Niño en la demanda 2003

	Factor
mar-03	1,10%
abr-03	0,70%

3.3 Escenarios de proyección de energía eléctrica

A continuación se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica doméstica y energía eléctrica total nacional.

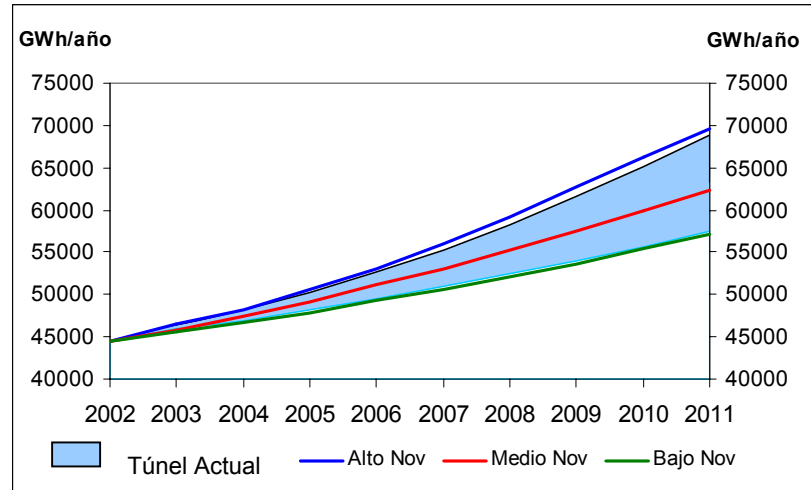
Tabla 6. Escenarios de proyección de demanda de energía

	ESCENARIO ALTO GWh/año		ESCENARIO MEDIO GWh/año		ESCENARIO BAJO GWh/año	
	Demanda Total Doméstica	Tasa	Demanda Total Doméstica	Tasa	Demanda Total Doméstica	Tasa
2002	44511		44511		44511	
2003	46488	4,4%	46076	3,5%	45876	3,1%
2004	48224	3,7%	47592	3,3%	46971	2,4%
2005	50267	4,2%	49480	4,0%	48201	2,6%
2006	52604	4,7%	51516	4,1%	49538	2,8%
2007	55270	5,1%	53667	4,2%	50943	2,8%
2008	58255	5,4%	55894	4,1%	52420	2,9%
2009	61594	5,7%	58197	4,1%	53974	3,0%
2010	65225	5,9%	60582	4,1%	55703	3,2%
2011	68775	5,4%	63049	4,1%	57478	3,2%

Como se puede observar en la Tabla 6, los crecimientos de los escenarios medio y bajo de demanda de energía eléctrica, presentan crecimientos ascendentes con una tendencia monótona, a diferencia de los crecimientos del escenario alto, el cual presenta oscilaciones en la tendencia de las tasas de crecimiento, lo que se explica debido al escenario de PIB seleccionado para realizar las proyecciones y al efecto que tiene el Fenómeno del Niño en el corto plazo¹⁰.

¹⁰ La desagregación mensual de las proyecciones de demanda de energía eléctrica se encuentra en el anexo 1.

**Gráfica 3. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica
2003 - 2011**



3.4 Escenarios de proyección de potencia

A continuación se presenta la demanda de potencia máxima anual para la demanda total doméstica (ver Tabla 7).

Tabla 7 Escenarios de proyección de potencia de la demanda doméstica

	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO MEDIO	ESCENARIO BAJO
	MW	MW	MW
2002	8077	8077	8077
2003	8508	8436	8146
2004	8854	8738	8624
2005	9221	9076	8842
2006	9584	9386	9026
2007	10053	9761	9266
2008	10444	10020	9398
2009	11043	10434	9677
2010	11694	10862	9987
2011	12331	11304	10305



Unidad de Planeación
Minero Energética - UPME
República de Colombia



4 ANEXO 1. Desagregación mensual de energía y potencia

Proyecciones de energía eléctrica y Potencia Máxima 2003 – 2011

	Escenarios de Potencia		
	ALTO	MEDIO	BAJO
ene-03	7677	7677	7677
feb-03	7723	7723	7723
mar-03	7849	7695	7682
abr-03	7759	7638	7624
may-03	7781	7712	7699
jun-03	7584	7517	7504
jul-03	7697	7629	7616
ago-03	7711	7643	7629
sep-03	7739	7671	7658
oct-03	7948	7878	7864
nov-03	7926	7856	7843
dic-03	8508	8436	8146
Maxima	8508	8436	8146
ene-04	7956	7852	7750
feb-04	8231	8124	8018
mar-04	8118	8012	7908
abr-04	7942	7838	7736
may-04	8059	7953	7850
jun-04	7870	7766	7665
jul-04	7962	7858	7755
ago-04	8028	7923	7820
sep-04	8413	8303	8195
oct-04	8464	8353	8244
nov-04	8603	8490	8379
dic-04	8854	8738	8624
Maxima	8854	8738	8624
ene-05	8352	8221	8008
feb-05	8508	8375	8158
mar-05	8340	8210	7998
abr-05	8457	8324	8109
may-05	8393	8262	8048
jun-05	8257	8128	7918
jul-05	8258	8128	7918
ago-05	8421	8289	8075
sep-05	8746	8609	8387
oct-05	8782	8644	8421
nov-05	8935	8795	8568
dic-05	9221	9076	8842
Maxima	9221	9076	8842

	Escenarios de Energía Eléctrica		
	ALTO	MEDIO	BAJO
ene-03	3783	3783	3783
feb-03	3539	3539	3539
mar-03	3953	3876	3869
abr-03	3783	3724	3717
may-03	3971	3936	3929
jun-03	3713	3680	3674
jul-03	3937	3902	3895
ago-03	3951	3917	3910
sep-03	3896	3861	3855
oct-03	4023	3988	3981
nov-03	3874	3840	3833
dic-03	4065	4030	3891
TOTAL	46488	46076	45876
ene-04	3921	3869	3819
feb-04	3749	3700	3652
mar-04	4050	3997	3945
abr-04	3872	3821	3772
may-04	4052	3999	3947
jun-04	3892	3841	3791
jul-04	4026	3973	3921
ago-04	4087	4033	3980
sep-04	4041	3989	3937
oct-04	4171	4117	4063
nov-04	4102	4049	3996
dic-04	4260	4204	4149
TOTAL	48224	47592	46971
ene-05	4116	4051	3947
feb-05	3875	3815	3716
mar-05	4160	4095	3990
abr-05	4123	4058	3953
may-05	4220	4154	4047
jun-05	4084	4020	3916
jul-05	4175	4110	4003
ago-05	4286	4219	4110
sep-05	4201	4136	4029
oct-05	4328	4260	4150
nov-05	4261	4194	4086
dic-05	4436	4367	4254
TOTAL	50267	49480	48201



Continuación.....

	Escenarios de Potencia		
	ALTO	MEDIO	BAJO
ene-06	8757	8576	8246
feb-06	8917	8733	8398
mar-06	8877	8694	8360
abr-06	8667	8488	8162
may-06	8835	8652	8320
jun-06	8612	8434	8110
jul-06	8659	8480	8154
ago-06	8777	8595	8265
sep-06	9173	8984	8639
oct-06	9207	9017	8670
nov-06	9374	9180	8828
dic-06	9584	9386	9026
Maxima	9584	9386	9026
ene-07	9211	8943	8489
feb-07	9399	9126	8663
mar-07	9321	9051	8591
abr-07	9122	8857	8408
may-07	9278	9009	8551
jun-07	9054	8791	8345
jul-07	9101	8837	8388
ago-07	9213	8945	8491
sep-07	9601	9322	8849
oct-07	9693	9412	8934
nov-07	9842	9557	9071
dic-07	10053	9761	9266
Maxima	10053	9761	9266
ene-08	9703	9309	8731
feb-08	10109	9700	9097
mar-08	9625	9235	8661
abr-08	9812	9414	8829
may-08	9718	9324	8745
jun-08	9518	9132	8565
jul-08	9707	9313	8734
ago-08	9665	9274	8697
sep-08	10160	9748	9143
oct-08	10205	9791	9183
nov-08	10333	9914	9298
dic-08	10444	10020	9398
Maxima	10444	10020	9398

	Escenarios de Energía Eléctrica		
	ALTO	MEDIO	BAJO
ene-06	4315	4226	4064
feb-06	4062	3978	3825
mar-06	4428	4337	4170
abr-06	4226	4138	3979
may-06	4442	4350	4183
jun-06	4259	4171	4011
jul-06	4378	4287	4123
ago-06	4467	4375	4207
sep-06	4407	4316	4150
oct-06	4538	4444	4273
nov-06	4470	4378	4210
dic-06	4611	4516	4342
TOTAL	52604	51516	49538
ene-07	4539	4407	4184
feb-07	4281	4157	3946
mar-07	4650	4515	4286
abr-07	4447	4318	4099
may-07	4665	4530	4300
jun-07	4478	4348	4127
jul-07	4602	4468	4241
ago-07	4689	4553	4322
sep-07	4612	4478	4251
oct-07	4777	4639	4403
nov-07	4694	4557	4326
dic-07	4837	4697	4458
TOTAL	55270	53667	50943
ene-08	4781	4588	4302
feb-08	4605	4418	4144
mar-08	4801	4607	4320
abr-08	4784	4590	4304
may-08	4886	4688	4397
jun-08	4707	4517	4236
jul-08	4908	4709	4416
ago-08	4920	4720	4427
sep-08	4881	4683	4392
oct-08	5029	4826	4526
nov-08	4928	4728	4434
dic-08	5025	4821	4522
TOTAL	58255	55894	52420

Continuación.....



	Escenarios de Potencia		
	ALTO	MEDIO	BAJO
ene-09	10323	9754	9046
feb-09	10439	9864	9148
mar-09	10273	9707	9002
abr-09	10389	9816	9104
may-09	10327	9757	9049
jun-09	10122	9563	8870
jul-09	10286	9718	9013
ago-09	10320	9751	9044
sep-09	10730	10139	9403
oct-09	10716	10125	9391
nov-09	10821	10225	9483
dic-09	11043	10434	9677
Maxima	11043	10434	9677
ene-10	10931	10153	9336
feb-10	11055	10268	9441
mar-10	10879	10104	9291
abr-10	11002	10218	9396
may-10	10936	10157	9339
jun-10	10718	9955	9154
jul-10	10892	10117	9302
ago-10	10929	10151	9333
sep-10	11363	10554	9704
oct-10	11348	10540	9691
nov-10	11459	10643	9786
dic-10	11694	10862	9987
Maxima	11694	10862	9987
ene-11	11526	10567	9633
feb-11	11656	10686	9742
mar-11	11471	10516	9587
abr-11	11601	10635	9695
may-11	11531	10571	9637
jun-11	11302	10361	9445
jul-11	11485	10529	9598
ago-11	11523	10564	9631
sep-11	11981	10984	10013
oct-11	11966	10970	10000
nov-11	12083	11077	10098
dic-11	12331	11304	10305
Maxima	12331	11304	10305

	Escenarios de Energía Eléctrica		
	ALTO	MEDIO	BAJO
ene-09	5087	4807	4458
feb-09	4755	4493	4167
mar-09	5125	4842	4491
abr-09	5065	4786	4439
may-09	5192	4906	4550
jun-09	5006	4730	4387
jul-09	5200	4914	4557
ago-09	5253	4964	4603
sep-09	5155	4870	4517
oct-09	5282	4990	4628
nov-09	5161	4876	4522
dic-09	5313	5020	4656
TOTAL	61594	58197	53974
ene-10	5387	5003	4600
feb-10	5035	4677	4300
mar-10	5427	5040	4634
abr-10	5364	4982	4581
may-10	5498	5107	4696
jun-10	5301	4924	4527
jul-10	5507	5115	4703
ago-10	5563	5167	4751
sep-10	5458	5070	4662
oct-10	5593	5195	4777
nov-10	5465	5076	4667
dic-10	5626	5226	4805
TOTAL	65225	60582	55703
ene-11	5680	5207	4747
feb-11	5309	4867	4437
mar-11	5722	5246	4782
abr-11	5656	5185	4727
may-11	5798	5315	4845
jun-11	5590	5124	4672
jul-11	5807	5323	4853
ago-11	5866	5377	4902
sep-11	5756	5276	4810
oct-11	5897	5406	4929
nov-11	5762	5282	4816
dic-11	5933	5439	4958
TOTAL	68775	63049	57478



5 Proyecciones regionales

5.1 Antecedentes

Dadas las necesidades actuales de ampliar la planeación energética a nivel regional, surge entonces el requerimiento de elaborar proyecciones de demanda de energía eléctrica a éste nivel.

El insumo principal para dicho objetivo son las series históricas por operador de red de ventas, tarifas, suscriptores y demanda, por sector de consumo. Además se requiere construir la información histórica de potencia. Sin embargo, debido a los problemas actuales de las diversas fuentes de información histórica para estas variables, se dificulta la elaboración de modelos de ventas por operador de red..

Dado lo anterior, se realizó para este ejercicio, una primera aproximación que consistió en la proyección de demanda de energía eléctrica basándose en las series de demanda existentes para las Unidades de Control de Pronóstico (UCP) con que cuenta el CND y la proyección de PIB nacional, ésta metodología se discutirá mas adelante con un mayor grado de detalle.

Con respecto a las series que se requieren para la elaboración de los modelos de ventas a nivel de operador de red, se estableció una estrategia de trabajo cuyo principal objetivo consiste en la consolidación de las series requeridas, la cual será llevada a cabo por un grupo interinstitucional conformado por la UPME, ISA, CND junto con los operadores de red.



5.2 Metodología

La metodología implementada para este ejercicio preliminar de proyección regional, consiste en analizar y consolidar a nivel regional las series históricas 1996 – 2002, procedentes de los datos por UCP's.

La proyección de Producto Interno Bruto Nacional empleado para el escenario medio de proyección nacional se aplica para el presente ejercicio, por lo tanto se producirá un único escenario medio de proyección de demanda regional.

Con base en la señal que da la evolución esperada del PIB, y suponiendo una elasticidad de 1 de esta variable con respecto a la demanda de energía, se calculan las Delta-tasas¹¹ (Δt) de crecimiento regional interanual con base en la información histórica con la que se cuenta. De esta manera, se obtienen los parámetros necesarios para realizar las proyecciones anuales a nivel regional, tal como se presentan en la Tabla 8.

Posteriormente para la mensuralización de las series anuales se ajustan modelos para encontrar la estructura asociada al comportamiento histórico de la demanda mensual de energía en cada región, para esto se utiliza la metodología basada en el análisis de funciones de transferencias (Box-Jenkins, 1976), la cual permite modelar los efectos sobre el nivel de la serie debido a los diferentes eventos calendario.

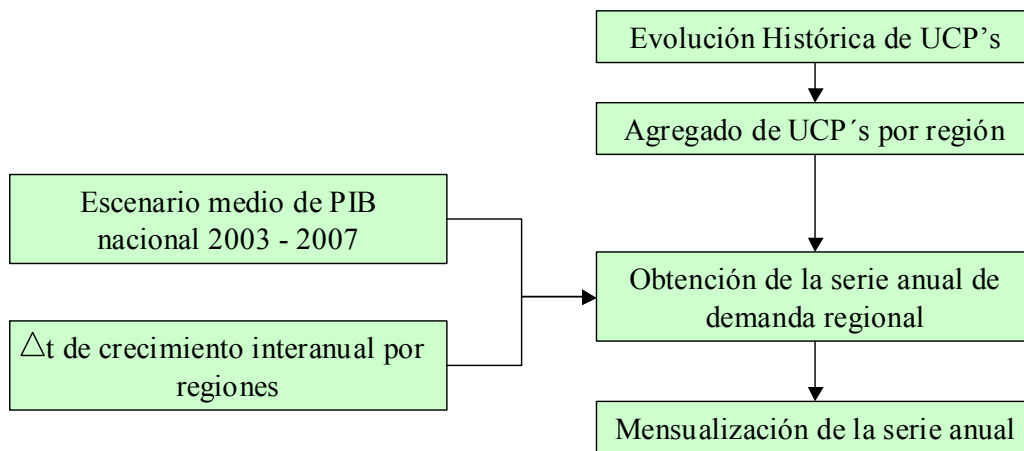
En forma simple dichos modelos explican el consumo de energía de la siguiente manera:

¹¹ Segunda derivada del crecimiento

Consumo = (efectos calendarios)+(efectos observaciones atípicas)+
(modelo ARIMA para el error)

Una vez se encuentra el modelo que explique la estructura para cada región, se utiliza la metodología de pronósticos condicionados óptimos, la cual consiste en desagregar mensualmente para el período de proyección (enero 2003-diciembre 2007) la demanda de energía condicionado a que la suma de los doce meses sea igual al pronóstico anual conservando la composición estacional de los meses en el futuro.

Gráfica 4. Esquema metodológico de proyección



5.3 Resultados

Los resultados obtenidos con base en la metodología antes planteada, son los siguientes:

Tabla 8. Proyección anual regional 2003 - 2007

	Caribe	Antioquia	Oriente	Centro	Sur	Viejo Caldas	Occidente	TOTAL
2002	9151	7266	4021	10528	7055	2268	1949	42238
2003	9306	7371	4147	10792	7286	2307	1990	43198
2004	9607	7531	4326	11160	7604	2369	2052	44649
2005	10036	7721	4534	11588	7966	2459	2142	46445
2006	10555	7921	4766	12099	8368	2574	2248	48530
2007	11169	8142	5029	12665	8810	2704	2373	50892

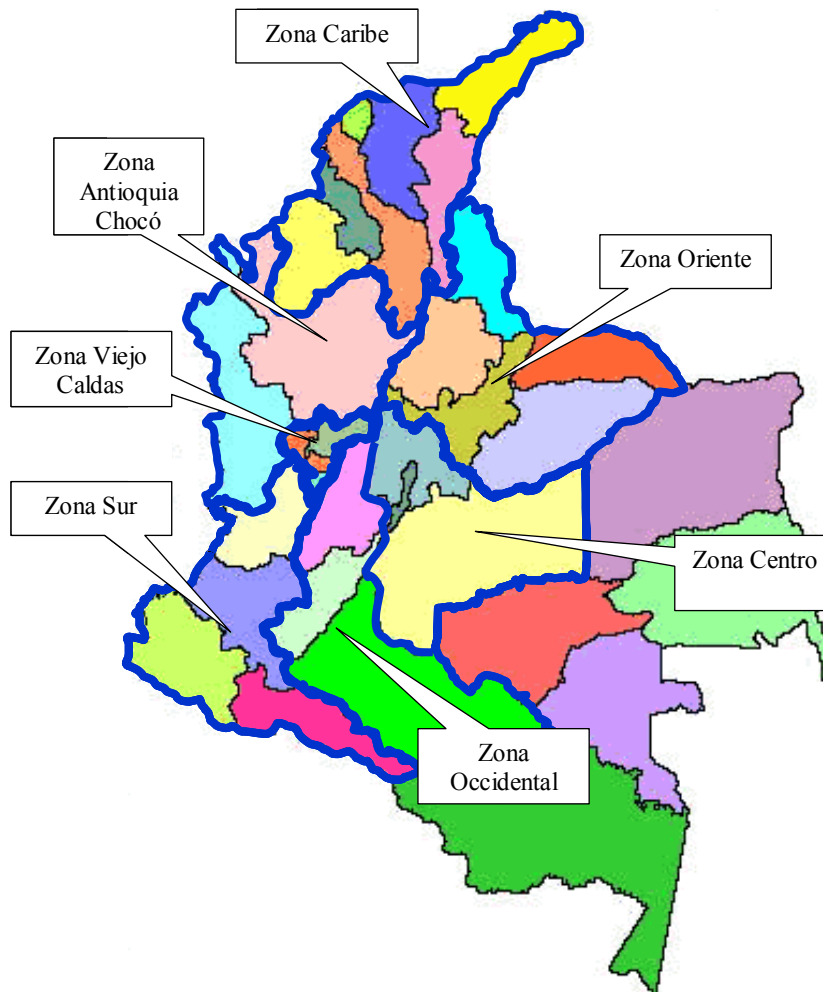
Tabla 9 Tasas de crecimiento regional

	Caribe	Antioquia	Oriente	Centro	Sur	Viejo Caldas	Occidente
2003	1,7%	1,4%	3,1%	2,5%	3,3%	1,7%	2,1%
2004	3,2%	2,2%	4,3%	3,4%	4,4%	2,7%	3,1%
2005	4,5%	2,5%	4,8%	3,8%	4,8%	3,8%	4,3%
2006	5,2%	2,6%	5,1%	4,4%	5,0%	4,7%	4,9%
2007	5,8%	2,8%	5,5%	4,7%	5,3%	5,1%	5,6%

5.4 Regionalización

Los criterios empleados para la elaboración de la regionalización nacional responde básicamente a los siguientes aspectos:

- Área de influencia de operadores de red.
- Área de influencia de gas.
- Conveniencia geográfica.
- Tendido físico de redes.



Gráfica 5. Mapa de regionalización

A continuación se presenta las UCP's , los departamentos y los operadores de red que pertenecen a cada una de las regiones especificadas:

Tabla 10. Zonificación

NOMBRE DE REGION	UCP	DEPARTAMENTO	OR
ZONA CENTRO	CENTRO META	CUNDINAMARCA BOGOTA META	CODENSA CUNDINAMARCA META
ZONA ORIENTE	ORIENTE	SANTANDER NORTE DE SANTANDER ARAUCA BOYACA CASANARE	SANTANDER NORTE DE SANTANDER BOYACÁ ARAUCA RUITOQUE
ZONA ANTIOQUIA CHOCÓ	NORDESTE	ANTIOQUIA CHOCO	MEDELLIN EADE CAUCASIA YARUMAL CHOCO ENTRERRIOS SAN PEDRO
ZONA CARIBE	BARRANQUILLA CARTAGENA TAYRONA SINÚ PLANETA	GUAJIRA ATLÁNTICO CESAR MAGDALENA BOLIVAR SUCRE CORDOBA	ELECTROCOSTA ELECTRICARIBE
ZONA SUR	CALI EPSA PASTO SUR	VALLE CAUCA NARIÑO PUTUMAYO	CALI RESTO VALLE TULUÁ CARTAGO CAUCA NARIÑO PUTUMAYO BAJO PUTUMAYO SIBUNDOY
ZONA VIEJO CALDAS	CAFETEROS PEREIRA	RISARALDA QUINDÍO CALDAS	CALDAS QUINDÍO PEREIRA
ANDINA OCCIDENTE	TOLIMA HUILA CAQUETA	TOLIMA HUILA CAQUETA	TOLIMA HUILA CAQUETA
PERDIDAS DEL STN			
CARGAS ESPECIALES		OXI INTERCOR CERROMATOSO	

Tabla 11. Desagregación mensual regional



	Antioquia	Caribe	Centro	Cafeteros	Oriente	Occidente	Sur
ene-02	597	773	847	187	326	166	574
feb-02	573	687	811	173	312	149	553
mar-02	603	751	847	189	338	161	582
abr-02	606	752	880	188	324	155	576
may-02	617	788	896	192	342	161	598
jun-02	585	750	844	184	312	152	566
jul-02	608	780	886	188	335	164	601
ago-02	612	779	901	190	345	168	604
sep-02	606	752	888	189	343	163	593
oct-02	630	786	922	198	351	170	611
nov-02	609	764	890	192	334	162	587
dic-02	621	789	915	199	358	177	610
TOTAL	7266	9151	10528	2268	4021	1949	7055
ene-03	604	789	832	188	355	173	607
feb-03	582	709	823	174	332	153	579
mar-03	627	768	900	193	358	166	616
abr-03	599	760	868	187	344	161	594
may-03	631	806	922	191	349	164	615
jun-03	589	761	877	189	327	165	587
jul-03	614	796	927	192	350	168	621
ago-03	626	788	919	192	350	171	612
sep-03	613	765	921	194	345	163	608
oct-03	642	790	953	204	353	169	625
nov-03	625	761	915	197	335	164	597
dic-03	620	814	935	207	350	174	626
TOTAL	7371	9306	10792	2307	4147	1990	7286
ene-04	614	786	900	193	340	172	614
feb-04	623	750	894	176	331	161	600
mar-04	633	787	956	199	361	170	641
abr-04	609	776	906	192	352	164	615
may-04	639	818	945	198	356	171	636
jun-04	601	798	910	193	350	167	619
jul-04	622	812	935	197	368	173	643
ago-04	638	824	937	198	373	178	647
sep-04	625	795	933	199	372	169	640
oct-04	657	815	955	207	380	175	651
nov-04	634	802	937	204	366	171	638
dic-04	635	843	951	213	377	182	661
TOTAL	7531	9607	11160	2369	4326	2052	7604



	Antioquia	Caribe	Centro	Cafeteros	Oriente	Occidente	Sur
ene-05	635	819	914	198	361	182	643
feb-05	609	754	905	185	348	162	624
mar-05	638	820	946	204	377	178	663
abr-05	640	813	975	201	376	170	654
may-05	648	851	987	209	373	180	673
jun-05	626	839	948	198	368	174	648
jul-05	645	849	967	204	381	183	668
ago-05	659	869	986	204	394	184	680
sep-05	644	836	977	207	386	178	670
oct-05	677	857	1000	215	394	183	681
nov-05	654	844	982	212	380	180	668
dic-05	649	884	1001	222	397	188	693
TOTAL	7721	10036	11588	2459	4534	2142	7966
ene-06	648	864	967	208	380	190	680
feb-06	626	796	949	194	365	171	656
mar-06	668	865	1028	215	399	186	705
abr-06	647	851	972	206	387	180	672
may-06	670	898	1031	216	395	187	706
jun-06	636	878	991	210	386	184	683
jul-06	661	893	1011	213	401	191	703
ago-06	669	909	1029	217	413	194	716
sep-06	660	879	1019	216	409	185	704
oct-06	693	905	1045	226	415	194	719
nov-06	670	891	1027	223	402	189	705
dic-06	673	927	1030	230	414	198	719
TOTAL	7921	10555	12099	2574	4766	2248	8368
ene-07	666	912	1012	219	402	200	717
feb-07	644	846	996	205	387	181	694
mar-07	685	913	1073	226	423	195	741
abr-07	665	904	1020	218	409	191	711
may-07	689	949	1079	227	417	198	743
jun-07	654	927	1037	220	409	193	718
jul-07	680	947	1060	225	422	203	742
ago-07	688	961	1077	227	435	204	752
sep-07	682	929	1058	226	428	196	735
oct-07	708	959	1101	238	439	203	761
nov-07	689	942	1074	233	424	199	740
dic-07	692	980	1079	241	433	209	756
TOTAL	8142	11169	12665	2704	5029	2373	8810