



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



2005

INFORME DE OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



2005

INFORME DE OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO



CONTENIDO

	<u>pág.</u>		
PRESENTACIÓN	5	1.6.3 RESERVAS HÍDRICAS	22
I. OFERTA DE ELECTRICIDAD	9	1.7 GAS	25
• 1.1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN	11	1.7.1 RESERVAS	25
• 1.2 PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	13	1.7.2 COBERTURA Y TRANSPORTE	25
• 1.3 DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN	14	1.7.3 CONSUMO DE GAS Y EL SECTOR ELÉCTRICO	26
• 1.4 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ELECTRICIDAD	15	2. DEMANDA DE ELECTRICIDAD	29
• 1.5 OFERTAS DE GENERACIÓN	17	• 2.1 DEMANDA DEL SIN	31
• 1.6 RECURSO HÍDRICO	18	2.1.1 DEMANDA NO ATENDIDA	33
1.6.1 SITUACIÓN HIDROCLIMÁTICA	18	• 2.2 DEMANDA DE POTENCIA	35
1.6.2 APORTES HÍDRICOS	20	• 2.3 DEMANDA COMERCIAL	36
		2.3.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA COMERCIAL NO REGULADA	36
		2.3.2 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA COMERCIAL DE LAS FRONTERAS REGULADAS REGISTRADAS	38
		3. AGENTES DEL MERCADO	41
		• 3.1 COMERCIALIZADORES, GENERADORES Y TRANSPORTADORES	43
		• 3.2 USUARIOS FINALES	44
		3.2.1 USUARIOS NO REGULADOS Y ALUMBRADO PÚBLICO	44
		3.2.2 FRONTERAS DE USUARIOS REGULADOS	47
		4. TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA	49





	<u>pág.</u>				
• 4.1	EVOLUCIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN BOLSA Y CONTRATOS	52	• 6.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO	79
4.1.1	BOLSA DE ENERGÍA	53	6.1.1	INDICADORES DE LA OPERACIÓN	79
4.1.2	CONTRATOS	55	6.1.1.1	Tensión por fuera de rango	79
4.1.3	RESTRICCIONES DEL SISTEMA	58	6.1.1.2	Variaciones lentas de frecuencia	80
4.1.4	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA -AGC-	58	6.1.1.3	Variaciones transitorias de frecuencia	81
4.1.5	PENALIZACIONES POR DESVIACIONES DE GENERACIÓN	59	6.1.1.4	Demanda no atendida por causas programadas	81
4.1.6	CARGOS POR CND Y ASIC	59	6.1.1.5	Demanda no atendida por causas no programadas	81
4.1.7	CARGO POR CAPACIDAD	60	6.1.2	SUPERVISIÓN Y CONTROL EN TIEMPO REAL	81
4.1.8	IMPUESTO CON DESTINO AL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS -FAZNI-	60	6.1.2.1	Índice de disponibilidad de enlaces con los Centros Regionales de Control	81
4.1.9	RECONCILIACIONES	60	6.1.2.2	Desconexión automática de carga	82
• 4.2	TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD	61	6.1.2.3	Servicio de AGC	85
• 5.	TRANSPORTE	65	6.1.3	COORDINACIÓN GAS - ELECTRICIDAD	85
• 5.1	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	67	6.1.4	INDICADORES FINANCIEROS	87
• 5.2	TRANSFORMACIÓN	67	• 6.2	INFORME DE DEUDA	88
• 5.3	ÍNDICES DE TRANSMISIÓN	68	6.2.1	DEUDA VENCIDA DE LAS EMPRESAS EN OPERACIÓN COMERCIAL	88
5.3.1	ÍNDICES DE DISPONIBILIDAD DE ACTIVOS -IDA-	68	6.2.2	DEUDA VENCIDA DE LAS EMPRESAS QUE NO SE ENCUENTRAN EN OPERACIÓN COMERCIAL	89
5.3.2	PROBABILIDADES DE FALLA	69	6.2.3	ACUERDOS DE PAGO	90
• 5.4	LIQUIDACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CUENTAS POR USO DE LAS REDES DEL SIN	69	6.2.4	RECAUDO Y ADMINISTRACIÓN DE FONDOS	90
5.4.1	CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	72	6.2.5	LIMITACIÓN DE SUMINISTRO	91
5.4.2	CARGOS POR USO DE LOS STR	74	6.2.6	GARANTÍAS FINANCIERAS	91
• 6.	GESTIÓN DE LA OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO	77	• 7.	ANEXO I EVENTOS DEL SIN 2005	93
			• 7.1	CRONOLOGÍA	95
			• 7.2	ATENTADOS CONTRA LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	106
			• 8.	ANEXO 2 EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO	109
			• 9.	ANEXO 3 GLOSARIO	115



PRESENTACIÓN



PRESENTACIÓN

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. es una empresa del Grupo ISA que presta servicios integrales de operación, administración y desarrollo de mercados mayoristas energéticos en el ámbito local, regional y mundial, que inició operaciones en octubre 01 de 2005 con la experiencia de más de treinta y ocho años en ISA, en la prestación de los servicios de operación y administración del mercado eléctrico colombiano.

Tiene como visión ser reconocida en el año 2008 por la prestación integrada de servicios de operación y de administración de mercados energéticos en el ámbito latinoamericano. Se destacará por el conocimiento y experiencia de su gente y por la confianza que inspira. Además, ofrecerá de manera competitiva servicios especializados afines para diferentes sectores productivos.

Para superar estos desafíos, XM S.A. E.S.P. posee un equipo humano con conocimiento y capacidad para innovar, soportados por avanzados recursos tecnológicos que le agregan valor a sus servicios. La experiencia y el aprendizaje se destacan en una organización donde los valores como la flexibilidad, la efectividad, la transparencia y la ética están siempre presentes.



Durante el año 2005, XM S.A. E.S.P. superó el reto de adecuar sus procesos, equipos y programas para responder en forma rápida y eficiente a los cambios que se presentaron en las reglas operativas y comerciales, al crecimiento del Sistema Interconectado Nacional - SIN -, a las transacciones internacionales de electricidad - TIE - y a la actividad de coordinación entre los sectores eléctrico y del gas.

Los indicadores para el año 2005 muestran la gestión y el compromiso que XM S.A. E.S.P. tiene con sus clientes. En efecto, los eventos de tensión por fuera de rango se ubicaron en 36, cuando el límite máximo era de 40, así mismo, se presentaron cuatro variaciones lentas de frecuencia, muy por debajo del límite máximo de 10. En relación con los indicadores financieros del Mercado, éstos fueron muy satisfactorios al presentar niveles de recaudo superiores al límite del 96%. El nivel de recaudo para la Liquidación y Administración de Cuentas de las Redes del SIN fue del 100% y para el Sistema de Intercambios Comerciales fue del 98.7%.

Al evaluar las principales cifras del Mercado del año, se destaca la evolución de la demanda de electricidad del SIN, que continuó la tendencia creciente iniciada desde 2000, finalizando el año con un valor de 48,828.92 GWh y un crecimiento respecto a 2004 de 4.14%, superado sólo, en los últimos 10 años, por el registrado en 1995. Igualmente, la generación total en el SIN fue de 50,429.76 GWh con un crecimiento de 4.11%. Así mismo, las exportaciones hacia Ecuador sumaron 1,757.88 GWh con un crecimiento de 4.9% frente al año 2004, los cuales representaron para el país ingresos por USD\$ 151.73 millones. Por su parte, la demanda no atendida representó solamente 0.25% de la demanda del SIN. Adicionalmente se produjo una disminución de 20.5% en el valor de restricciones, las cuales tuvieron un promedio diario de \$528 millones en 2005.

En este documento se consolida la información más relevante relacionada con la operación y administración del mercado eléctrico colombiano, fruto de la gestión de la Gerencia Operación y Administración del Mercado de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA - en los primeros nueve meses del año 2005, y de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. en los últimos tres meses. La información está distribuida en seis capítulos: en el primer capítulo se muestra la oferta de electricidad, en el segundo la evolución de la demanda de electricidad, en el tercero los agentes que participan en el Mercado, en el cuarto las transacciones que se presentaron en el mismo, en quinto lugar se trata sobre el sistema de transmisión, y por último la información más relevante de la gestión de la operación y administración del Mercado. Adicionalmente, se adjuntan anexos que contienen la relación de los principales acontecimientos en el SIN.

The bottom of the page features a decorative design consisting of several overlapping, wavy lines in shades of blue and grey, creating a sense of movement and depth. A light grey gradient fills the bottom portion of the page, providing a soft background for the text and lines.

OFERTA DE ELECTRICIDAD



OFERTA DE ELECTRICIDAD

En Colombia se tiene una oferta de electricidad conformada principalmente por centrales hidráulicas y térmicas a gas y a carbón, con una participación mayoritaria de las centrales hidráulicas. En esta sección se presenta la evolución de las variables asociadas a la generación de electricidad y la disponibilidad de los recursos energéticos durante el año 2005.

I.1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN

La capacidad efectiva neta del SIN (plantas despachadas y no despachadas centralmente) a diciembre 31 de 2005 alcanzó un valor de 13,348.44 MW (ver tabla 1), 50.48 MW menos que el año anterior. El 96.53% corresponde a plantas despachadas centralmente y el 3.47% a plantas no despachadas centralmente. La capacidad hidráulica y térmica, incluyendo las plantas que no son despachadas centralmente, representó para la hidráulica el 67.00% del total de la capacidad efectiva del SIN, para la térmica el 32.93% y la eólica el 0.07%.

Con respecto a 2004, la capacidad efectiva neta del SIN fue inferior en un 0.38% (50.48 MW) debido principalmente a la disminución de 68.39 MW en la capacidad de las plantas térmicas, 9.70 MW en la planta eólica, valores que fueron compensados por un aumento en la capacidad instalada de las hidráulicas de 27.61 MW.





TABLA 1. CAPACIDAD EFECTIVA NETA 2005

	MW	%
Plantas despachadas centralmente	12,885.00	96.53
Hidráulica	8,532.00	66.22
Térmica	4,353.00	33.78
Gas	3,659.00	
Carbón	694.00	
Plantas no despachadas centralmente	463.44	3.47
Hidráulica	410.93	88.67
Térmica	42.71	9.22
Menor	23.21	
Cogenerador	19.50	
Eólica	9.80	2.11
Total SIN	13,348.44	

La disminución en el parque térmico fue causada fundamentalmente por el retiro de las unidades Termocoa (19.9 MW, enero 1), Barranca 3 (28 de enero con 63 MW), y en menor proporción por pequeñas variaciones en las capacidades de algunas plantas térmicas (- 4.49 MW), para un retiro total en el año de 87.39 MW. Esta disminución en la capacidad fue compensada parcialmente por la entrada en operación comercial de Termoyopal I con 19 MW el 11 de marzo, quedando un neto de -68.39 MW como reducción en el parque térmico del SIN (incluyendo cogeneradores).

Las plantas hidráulicas aumentaron levemente su capacidad total en el SIN durante el año 2005, con una adición de 27.61 MW netos con respecto a 2004, debido principalmente a la entrada de las siguientes plantas menores: La Junca (19.4 MW, enero 1), Santa Ana (8 MW, junio 9) y Mirolindo Unidad 2 (1.2 MW, julio 17).

Finalmente, el parque eólico pasó de 19.5 MW en 2004 a 9.8 MW (reducción de 9.7 MW) en 2005, debido al cambio de capacidad de Jepírachí, única planta eólica en el SIN.

En la tabla 2 se muestra el detalle de la capacidad efectiva de las plantas hidráulicas y térmicas a diciembre 31 de 2005.

TABLA 2. CAPACIDAD EFECTIVA NETA POR PLANTA 2005

Plantas hidráulicas	MW
Alto Anchicayá	365
Bajo Anchicayá	74
Betania	540
Calima	132
Chivor	1,000
Esmeralda	30
Guadalupe III	270
Guadalupe IV	202
Guatapé	560
Guavio	1,150
Jaguas	170
La Guaca	324
La Tasajera	306
Miel I	396
Paraíso	276
Playas	201
Porce II	405
Prado	45
Prado IV	5
Rio Mayo	21
Riogrande I	25
Salvajina	285
San Carlos	1,240
San Francisco	135
Troneras	40
Urra	335
Total plantas hidráulicas	8,532
Plantas térmicas	
Barranquilla	127
Cartagena	187
Flores	447
Guajira	302
Merlétrica	169
Paipa	314
Palenque	14
Proeléctrica	90
Tasajero	155
Tebesa	750
Termocandelaria	314
Termocentro ciclo combinado	285
Termodorada	51
Termoemcali	233
Termosierra ciclo combinado	455
Termovalle	205
Termoyopal II	30
Zipa	225
Total plantas térmicas	4,353
Total plantas menores hidráulicas	410.93
Total plantas menores térmicas	23.21
Total planta menor eólica	9.80
Total cogeneradores	19.50
Total capacidad efectiva neta del SIN	13,348.44



La mayor participación la tiene EPM con el 19.20%, seguido de Emgesa con el 15.76%, Isagen con el 15.66%, Corelca con el 10.03%, EPSA con el 8.08%, Chivor con el 7.49%, y el 23.78% restante está repartido entre otros 25 agentes.

Con respecto a las interconexiones internacionales, las capacidades máximas de importación y de exportación permanecieron iguales, disponiéndose actualmente de 420 MW para importación (205 MW desde Venezuela y 215 MW desde Ecuador) y 621 MW para exportación (336 MW hacia Venezuela y 285 MW hacia Ecuador).

1.2 PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

La generación total del Sistema fue 50,429.76 GWh, de los cuales el 95.59% fue generado con plantas despachadas centralmente y el 4.41% restante con plantas no despachadas centralmente (ver tabla 3). Por tipo de generación, las

plantas hidráulicas generaron el 81.26%, las unidades térmicas el 18.64% y las unidades eólicas el 0.10% del total.

En la generación del año 2005, se destaca el aumento de la generación térmica con respecto a 2004, en un 8.5%, incluyendo menores térmicas y cogeneradores, resaltándose el incremento de la generación de las plantas a carbón, las cuales aumentaron en conjunto su generación en un 27.97% con respecto a 2004. La generación hidráulica, incluyendo plantas no despachadas centralmente, aumentó en un 2.8% con respecto al año 2004.

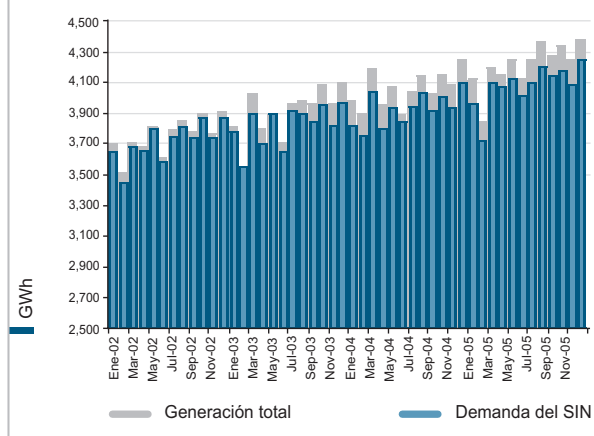
Vale la pena resaltar que la generación promedio diaria durante el año 2005 tuvo un crecimiento del 4.11% con respecto al año anterior, al pasar de 132.71 GWh/día a 138.16 GWh/día, debido principalmente al crecimiento de la demanda interna y a las exportaciones realizadas a Ecuador, ver gráfica 1.

TABLA 3. GENERACIÓN DE ENERGÍA (GWh) 2005

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Plantas despachadas													
centralmente	3,947.88	3,685.78	4,003.21	3,948.28	4,017.61	3,900.35	4,073.54	4,223.06	4,109.05	4,103.67	4,019.02	4,176.11	48,207.56
Hidráulica	3,245.71	3,022.43	3,301.32	3,119.19	3,411.71	3,243.08	3,270.17	3,211.60	3,009.26	3,430.78	3,413.73	3,315.37	38,994.35
Térmica	702.18	663.35	701.89	829.09	605.89	657.26	803.37	1,011.46	1,099.79	672.90	605.29	860.74	9,213.21
Gas	543.29	573.33	630.33	747.49	447.94	551.98	590.30	700.04	795.58	454.94	508.60	583.76	7,127.58
Carbón	158.88	90.02	71.56	81.60	157.95	105.29	213.07	311.42	304.21	217.96	96.69	276.98	2,085.63
Plantas no despachadas													
centralmente	163.64	150.07	180.59	194.15	222.78	213.11	168.72	134.57	153.98	222.43	224.08	194.08	2,222.20
Hidráulica	148.43	134.16	151.00	165.99	200.03	185.70	139.29	116.43	140.04	212.98	212.29	178.27	1,984.61
Térmica	10.78	11.11	23.34	23.33	18.62	23.79	24.17	12.74	9.76	8.62	9.54	12.25	188.04
Menor	0.00	0.79	12.53	13.31	13.23	13.72	14.09	2.38	0.00	0.00	0.00	4.34	74.40
Cogenerador	10.78	10.32	10.81	10.02	5.38	10.08	10.08	10.36	9.76	8.62	9.54	7.91	113.65
Eólica	4.43	4.80	6.24	4.83	4.14	3.62	5.26	5.40	4.18	0.83	2.25	3.56	49.55
Total generación SIN	4,111.52	3,835.85	4,183.80	4,142.43	4,240.39	4,113.46	4,242.26	4,357.62	4,263.03	4,326.11	4,243.10	4,370.19	50,429.76



GRÁFICA 1. GENERACIÓN TOTAL Y DEMANDA DEL SIN



Dentro del parque térmico las plantas que mayor aumento presentaron con relación a 2004, fueron las siguientes: Termodorada (1,500%), Termovalle 1 (1,458%), Termoyopal (202%), Termocandelaria 1 y 2 (95%), Termocentro (78%), Meriléctrica (70%), Termopaipa 1, 2, 3 y 4 (37%) y Tebsa (14%). De otro lado, algunas de las plantas térmicas que disminuyeron fueron: Zipa 2, 3, 4 y 5 (-98%), Guajira 1 y 2 (-63%), Termoemcali (-56%), Cartagena 1, 2 y 3 (-36%), Termobarranquilla 3 y 4 (-24%), Proeléctrica (-23%) y Tasajero (-14%).

Con unos aportes de los ríos cercanos a la media histórica durante el primer semestre de 2005, la generación hidráulica en dicho período superó en un 6.7% la presentada en 2004. En el segundo semestre de 2005, durante los meses de agosto, septiembre, noviembre y diciembre, la generación hidráulica fue levemente inferior a la presentada en el año anterior, con una reducción del 0.7% con respecto al segundo semestre del año 2004.

El 62% de la generación total del Sistema estuvo representada por las siguientes plantas: San Carlos (6,065 GWh, 12.0%), Guavio (5,723 GWh, 11.3%), Chivor (4,185, 8.3%), Tebsa (4,025 GWh, 8.0%), Pagua (3,313 GWh, 6.6%), Guatapé (3,095 GWh, 6.1%), Guatron (2,515 GWh, 5.0%) y Betania (2,100 GWh, 4.2%).

1.3 DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

La disponibilidad total promedio día para todas las plantas del SIN fue de 11,893.73 MW, superior en 319.05 MW a la registrada en el año inmediatamente anterior (ver tabla 4). Solo los meses de noviembre y diciembre de 2005 presentaron disponibilidad menor que la de los correspondientes meses del año 2004.

Las plantas despachadas centralmente alcanzaron una disponibilidad promedio de 11,645.07 MW, equivalente al 90.38% de la capacidad efectiva neta; en las plantas no despachadas centralmente se registró un valor de 248.66 MW, equivalente al 53.66% de su capacidad neta promedio. Por tipo de plantas se tiene que la disponibilidad promedio día de las hidráulicas estuvo en el 88.25% de su capacidad promedio, las térmicas registraron el 90.44% de su capacidad y las eólicas el 37.59%.

El incremento de la disponibilidad en el año 2005 con respecto a 2004 estuvo representado principalmente por un aumento de 142.55 MW en las plantas hidráulicas despachadas centralmente (incremento del 1.9%) y un aumento de 151.76 MW (incremento del 4.8%) en las plantas térmicas a gas con despacho central.



TABLA 4. DISPONIBILIDAD PROMEDIO DÍA (MW) 2005

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Plantas despachadas													
centralmente	12,295.57	11,908.77	11,959.24	11,748.04	11,580.69	11,551.27	11,280.55	11,315.44	11,016.21	11,273.94	11,618.02	12,101.24	11,645.07
Hidráulica	8,020.73	7,700.39	7,799.87	7,616.00	7,533.52	7,706.15	7,405.51	7,379.95	7,263.89	7,565.48	7,908.85	8,164.74	7,672.39
Térmica	4,274.84	4,208.39	4,159.37	4,132.04	4,047.17	3,845.12	3,875.04	3,935.49	3,752.32	3,708.46	3,709.18	3,936.50	3,972.68
Gas	3,583.35	3,517.06	3,467.43	3,440.63	3,362.00	3,188.34	3,249.18	3,339.77	3,138.04	3,181.54	3,161.41	3,247.17	3,330.59
Carbón	691.49	691.33	691.94	691.42	685.17	656.77	625.86	595.72	614.28	526.91	547.77	689.33	642.09
Plantas no despachadas													
centralmente	215.87	229.86	270.71	276.69	275.13	269.70	187.89	185.85	192.56	269.01	285.77	223.19	248.66
Hidráulica	189.84	202.19	245.70	249.72	257.62	244.67	165.18	159.58	167.72	252.92	266.12	205.16	217.16
Térmica	17.49	18.36	17.53	16.92	10.23	16.99	16.54	16.92	16.55	14.59	16.25	13.63	15.97
Menor	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Cogenerador (1)	14.49	15.36	14.53	13.92	7.23	13.99	13.54	13.92	13.55	11.59	13.25	10.63	12.97
Eólica	8.54	9.30	7.48	10.06	7.27	8.04	6.16	9.35	8.28	1.50	3.41	4.41	15.52
Disponibilidad promedio total	12,511.44	12,138.63	12,229.95	12,024.73	11,855.82	11,820.97	11,468.44	11,501.29	11,208.77	11,542.95	11,903.79	12,324.43	11,893.73
% respecto capacidad neta promedio	93.44	91.03	91.72	90.18	88.92	88.62	85.96	86.09	83.88	86.38	89.08	92.38	88.97

(1) Disponibilidad calculada a partir de la generación.

Durante 2005 varios recursos de generación presentaron indisponibilidad por limitación en el suministro de gas. Los recursos que presentaron mayores horas de indisponibilidad por esta causa fueron en su orden: Termocandelaria 1 y 2, Termosierra 2, Cartagena 1, 2 y 3 y Proeléctrica 1 y 2. El segundo semestre del año fue el que registró mayores indisponibilidades por esta misma razón, destacándose los meses de agosto, septiembre y noviembre.

En la tabla 5 se muestra el factor de utilización de las plantas del SIN en 2005, el cual aumentó en un 3.2% con respecto a 2004, resaltándose el crecimiento principalmente en las plantas térmicas a carbón, las cuales aumentaron en un 27% su factor de utilización con respecto al año 2004: estas plantas pasaron de generar un promedio diario de 4.46 GWh/día en 2004 a 5.71 GWh/día en el año 2005, con la misma capacidad instalada. Las plantas térmicas a gas despachadas centralmente aumentaron su factor de utilización en un 3.5% con relación al año anterior; para un incremento total

del factor de utilización del parque térmico con despacho central, a gas y a carbón, del 7.8% con respecto a 2004. Las plantas que presentaron mayor factor de utilización fueron las menores hidráulicas; en las despachadas centralmente se resaltan Playas y Paipa IV.

1.4 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ELECTRICIDAD

En 2005, Colombia importó desde Venezuela 20.91 GWh, todo por el enlace de Cuestecitas – Cuatricentenario 230 kV y desde Ecuador 16.03 GWh, la mayoría (98.5%) por el enlace de Pomasqui - Jamondino 230 kV. Con respecto al año anterior las importaciones disminuyeron en 23.51%.

De otro lado, Colombia exportó a Ecuador 1,757.88 GWh (el 99.7% se realizó por el enlace de Pomasqui), lo que representó un incremento de 4.77% frente a lo exportado en 2004. (Ver tabla 6 y gráfica 2).



TABLA 5. FACTOR DE UTILIZACIÓN 2005

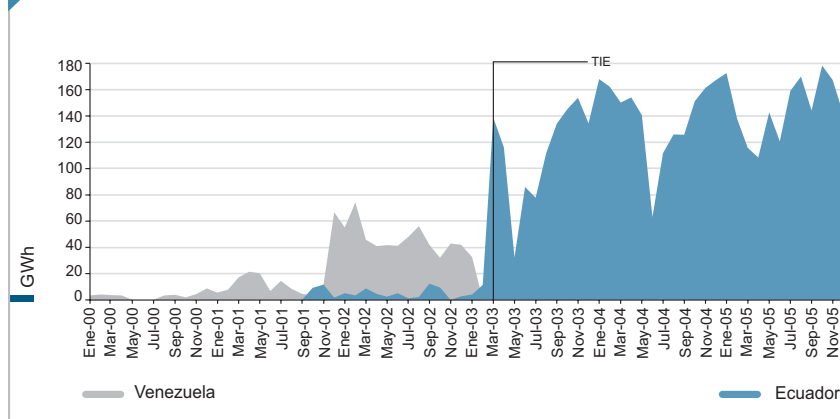
Administrador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Plantas despachadas centralmente	0.41	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.44	0.44	0.43	0.43	0.43	0.43
Hidráulica	0.51	0.53	0.52	0.51	0.54	0.53	0.51	0.50	0.49	0.54	0.55	0.52	0.52
Térmica	0.21	0.23	0.22	0.26	0.19	0.21	0.25	0.31	0.35	0.21	0.19	0.27	0.24
Gas	0.20	0.23	0.23	0.28	0.16	0.21	0.22	0.26	0.30	0.17	0.19	0.21	0.22
Carbón	0.31	0.19	0.14	0.16	0.31	0.21	0.41	0.60	0.61	0.42	0.19	0.54	0.34
Plantas no despachadas centralmente	0.52	0.52	0.55	0.61	0.67	0.66	0.50	0.40	0.47	0.66	0.69	0.59	0.57
Hidráulica	0.53	0.53	0.54	0.61	0.71	0.67	0.48	0.40	0.50	0.74	0.76	0.61	0.59
Térmica	0.51	0.59	0.76	0.69	0.53	0.70	0.69	0.36	0.29	0.25	0.28	0.39	0.50
Menor	0.00	0.39	1.06	0.84	0.81	0.87	0.86	0.15	0.00	0.00	0.00	0.25	0.44
Cogenerador	0.57	0.61	0.58	0.55	0.29	0.56	0.54	0.55	0.54	0.46	0.53	0.55	0.53
Eólica	0.31	0.37	0.43	0.34	0.29	0.26	0.36	0.37	0.30	0.06	0.16	0.49	0.31
Total SIN	0.41	0.43	0.42	0.43	0.43	0.43	0.43	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.43

TABLA 6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES GWh 2005

País	Línea	Importación	Exportación	Neto (1)
Venezuela	Cadafe - Zulia 1 115 kV	(2)	0.00	0.00
Venezuela	Corozo - San Mateo 1 230 kV	0.00	0.01	-0.01
Venezuela	Cuestecitas - Cuatricentenario 1 230 kV	20.91	0.00	20.91
Ecuador	Tulcán - Panamericana 1 138 kV	0.24	4.65	-4.41
Ecuador	Pomasqui - Ecuador 230 kV	15.79	1,753.23	-1,737.44
Total		36.94	1,757.89	-1,720.95

(1) El signo negativo significa mayor flujo exportador que importador.
 (2) Frontera de importación inactiva desde el año 2001.

GRÁFICA 2. EXPORTACIONES A OTROS PAÍSES

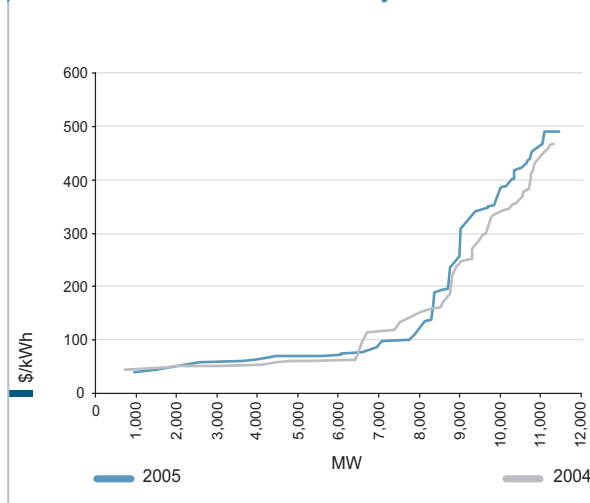




I.5 OFERTAS DE GENERACIÓN

Los precios promedio de oferta de 2005 en la Bolsa de energía fueron superiores a los correspondientes en 2004 entre los 2,400 MW y 6,600 MW, y a partir de los 8,300 MW en la curva de oferta promedio (gráfica 3). En los intervalos restantes los precios de 2005 fueron inferiores a los de 2004. Para la curva de oferta de 2005, los precios de oferta superiores a 100 \$/kWh correspondieron a una disponibilidad acumulada mayor a 7,700 MW.

GRÁFICA 3. CURVA DE OFERTA PROMEDIO PERÍODO 20 DE 2004 y 2005



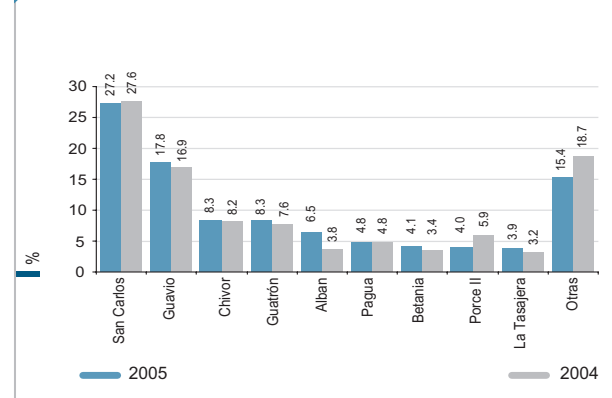
La tabla 7 presenta los porcentajes del número de veces que las plantas hidráulicas y térmicas determinaron el precio de Bolsa. En 2005 las plantas hidráulicas marcaron el precio de Bolsa el 94.5% de las veces, mientras las térmicas el restante 5.5%, con mayor participación en mayo, cuando alcanzaron el 7.4% y menor participación en abril y junio cuando solamente marcaron el precio de Bolsa el 2.4% y 2.6% de las veces respectivamente.

TABLA 7. DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA POR TIPO DE RECURSO EN 2005

Mes	Hidráulicos %	Térmicos %
Enero	94.5	5.5
Febrero	93.2	6.8
Marzo	97.6	2.4
Abril	93.3	6.7
Mayo	92.6	7.4
Junio	97.4	2.6
Julio	93.3	6.7
Agosto	94.4	5.6
Septiembre	94.8	5.2
Octubre	92.8	7.2
Noviembre	95.3	4.7
Diciembre	94.2	5.8

En cuanto a la frecuencia con la cual las centrales de generación marcaron el precio de Bolsa, la gráfica 4 presenta los porcentajes de participación durante 2005, así como la comparación con 2004. De la gráfica 4 se aprecia que las centrales San Carlos y Guavio permanecen en el primero y segundo lugar, las mismas posiciones de 2004. La central Guatapé, que tenía la sexta posición en 2004, pasa a la undécima. En 2005 las posiciones tercera a quinta las ocupan la central Chivor, la cadena Guatrón (Guadalupe – Troneras) y la cadena Alban (Alto – Bajo Anchicayá), respectivamente.

GRÁFICA 4. PLANTAS QUE MARCARON EL PRECIO DE BOLSA





I.6 RECURSO HÍDRICO

I.6.1 SITUACIÓN HIDROCLIMÁTICA

Durante 2005 se continuó realizando el seguimiento a aquellas variables climáticas que de una u otra manera modulan el clima en Colombia, en particular de las cuencas hidrográficas asociadas con el SIN. Este monitoreo incluyó el análisis de la evolución de variables del océano y atmósfera en el Pacífico tropical y Atlántico, el seguimiento a los análisis y reportes de Agencias Internacionales, como la National Oceanic and Atmospheric Administration -NOAA-, el International Research Institute for Climate Prediction -IRI- y el Bureau of Meteorology Research Centre -BMRC-, entre otras, todo ello bajo una estrecha interacción entre el sector eléctrico colombiano y el Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales -IDEAM-.

En particular, se puso un especial interés a la evolución de indicadores de la dinámica atmosférica y oceánica tendientes a calificar la actividad de la Zona de Convergencia Intertropical -ZCIT-, la radiación de onda larga, la temperatura superficial y subsuperficial del mar, la presencia de tormentas tropicales y la presencia de ondas intraestacionales. De igual manera se observó la evolución de índices específicos que reflejan la interacción océano atmósfera en la cuenca del Pacífico Tropical y su fenómeno asociado El Niño-Oscilación del Sur -ENOS-, especialmente la evolución del Índice Multivariado del ENOS -IME-, del Centro de Diagnósticos Climáticos -CDC- de la NOAA - Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences -CIRES-.

De acuerdo con los análisis y reportes de algunas agencias climáticas internacionales, a comienzos de 2005 ciertos indicadores climáticos y oceánicos, como el Índice de

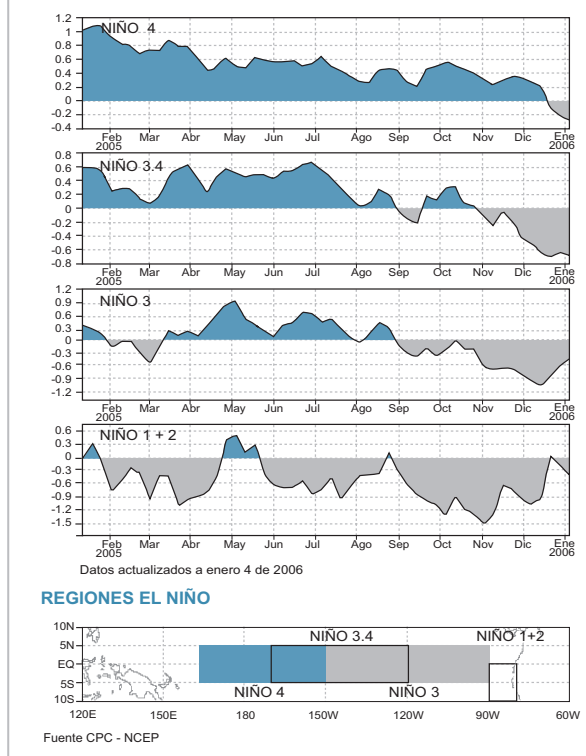
Oscilación del Sur -IOS- y el de Anomalías de Temperatura Superficial -ATSM- y Subsuperficial del Mar -ATSSM- entre otros, llegaron a tener valores cercanos a los que se observan durante un evento El Niño débil. Sin embargo, en términos generales y durante la mayor parte del tiempo se mantuvieron oscilando alrededor de los valores medios multianuales sin llegar a mostrar una tendencia definida. En relación con el océano Atlántico y en particular el golfo de México, las aguas superficiales de esta región se mantuvieron más calientes de lo normal a mediados de 2005. De acuerdo con el IDEAM, este calentamiento anómalo, en cierta forma explicó la reducción de precipitaciones y caudales sobre la región oriental de Colombia durante esa época del año, especialmente durante los meses de julio y agosto.

Otro aspecto a destacar durante 2005 fue el comportamiento de la temporada de huracanes en el Atlántico, la cual en opinión de los investigadores estuvo tan activa que incluso llegó a superar varios registros históricos.

A continuación se hace una breve reseña de algunas variables climáticas y oceanográficas de mayor relevancia para el clima colombiano.

La gráfica 5 muestra el comportamiento de las anomalías de la temperatura superficial del mar en el Pacífico tropical durante 2005. En la parte inferior de esta gráfica se puede apreciar cada una de las regiones en que convencionalmente se ha subdividido el Pacífico tropical.

Durante 2005 el Pacífico occidental, o región Niño 4, se caracterizó por un leve calentamiento superficial (anomalía de +1°C en enero). Sin embargo, durante todo el año se observó la transición hacia condiciones de neutralidad, presentando incluso anomalías negativas (enfriamiento) hacia

**GRÁFICA 5. ANOMALÍAS DE LA TEMPERATURA SUPERFICIAL DEL MAR**

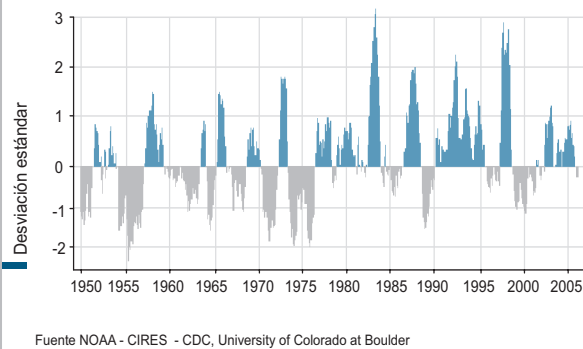
finales de 2005 - comienzos de 2006. Se observa también, que dicho calentamiento decrece en dirección a la costa sudamericana; y que frente a esta última (región Niño 1 + 2), durante la mayor parte del año, se estacionaron masas de agua ligeramente más frías de lo normal.

Por otro lado, al finalizar 2005 el campo térmico subsuperficial en el Pacífico ecuatorial se caracterizó por un dipolo bien definido con aguas más frías de lo normal desde la costa sudamericana hasta la línea de cambio de fecha (180°), las cuales alcanzaron una profundidad de 250 m, y valores

del orden de los -3°C en algunos sitios, mientras que por su parte, un calentamiento de magnitud similar, se observó confinado en el Pacífico occidental alcanzando una profundidad de hasta 435 m.

En cuanto al comportamiento del viento superficial sobre el Pacífico ecuatorial durante 2005, se destaca en el segundo semestre el predominio de los vientos del este (soplan en dirección este-oeste) sobre la mayor parte del Pacífico tropical, lo cual es consistente con la permanencia de aguas más frías de lo normal frente a las costas sudamericanas.

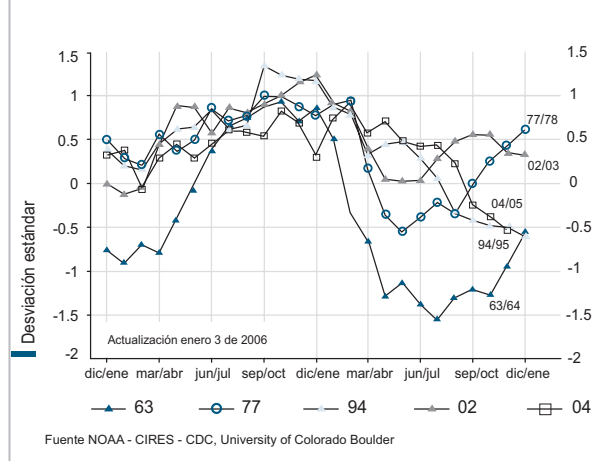
En relación con los índices climáticos, utilizados para evaluar la interacción océano-atmósfera en el Pacífico tropical, la gráfica 6 presenta la evolución del índice multivariado del ENOS (IME). Esta gráfica muestra en color azul los períodos correspondientes a eventos cálidos o El Niño (valores positivos), en tanto que el gris corresponde a eventos fríos (La Niña). En los últimos cuatro años el valor de este índice ha sido ligeramente positivo y durante 2005 se observó la transición hacia valores negativos.

GRÁFICA 6. VARIACIÓN DEL ÍNDICE MULTIVARIADO DEL ENOS (IME)



La gráfica 7 presenta una comparación entre la evolución de este índice en los últimos dos años y la registrada durante cuatro eventos débiles a moderados El Niño. Este índice ha venido registrando una sistemática caída en magnitud, siendo comparable, durante el segundo año, al evento 1994-1995 y llegando a lo que sus autores consideran umbral de un evento La Niña débil. En consecuencia para finales de 2005 los indicadores y pronósticos de los modelos muestran una persistencia en condiciones de neutralidad durante el primer semestre de 2006.

GRÁFICA 7. COMPARACIÓN DEL IME CONDICIÓN ACTUAL VS. CUATRO EVENTOS DÉBILES A MODERADOS



1.6.2 APORTES HÍDRICOS

Durante 2005 los ríos asociados al SIN presentaron aportes que alcanzaron a nivel agregado el 93.87% de los valores medios históricos, siendo inferiores al valor alcanzado durante 2004 (101.16%) pero superiores a lo registrado en 2003 (88.34%). La gráfica 8 muestra la evolución de los aportes totales del SIN durante el período enero de 2001 a diciem-

bre de 2005. Se observa en la evolución de los últimos tres años, como gran parte de los meses de 2003 mantuvieron una persistencia en valores inferiores a los promedios históricos, caracterizando el año 2003 como parcialmente deficitario. Por otro lado 2004 y en particular 2005, con valores un poco inferiores a los promedios, pueden ser catalogados en forma general como años con aportes hídricos promedios.

Para el caso particular de 2005, se observa que la mayor parte de los meses del año mantuvieron una tendencia a valores por debajo de la media histórica. Se presentaron dos picos húmedos concentrados uno en mayo y otro en noviembre, separados por un período seco que alcanzó su máxima profundidad en julio con aportes equivalentes al 64.07% de la media, el que se debió a un rezago en el inicio de la segunda temporada invernal característica del clima colombiano. En resumen, 2005 sólo presentó cuatro meses con valores superiores a los promedios históricos, dos de ellos, febrero y octubre, con valores ligeramente superiores a los promedios; sin embargo, los volúmenes adicionales presentados en los otros dos meses, mayo con aportes equivalente al 109.25% y noviembre con el 123.91% del histórico respectivo, fueron suficientes para compensar los meses deficitarios y terminar con unos aportes agregados equivalentes al 93.87% de los valores históricos.

En la tabla 8 se aprecia cómo el año inició los dos primeros meses con valores cercanos a los promedios, luego presenta un mes de marzo deficitario para posteriormente mostrar una recuperación durante abril y mayo. Tal como lo muestra la gráfica 8, a partir de junio se inicia un descenso en los aportes que alcanza su máximo valor en julio para luego iniciar una nueva recuperación que alcanza nuevamente los valores medios en octubre, seguido por un noviembre húmedo y nuevamente un diciembre deficitario.



GRÁFICA 8. EVOLUCIÓN APORTES HÍDRICOS AL SIN

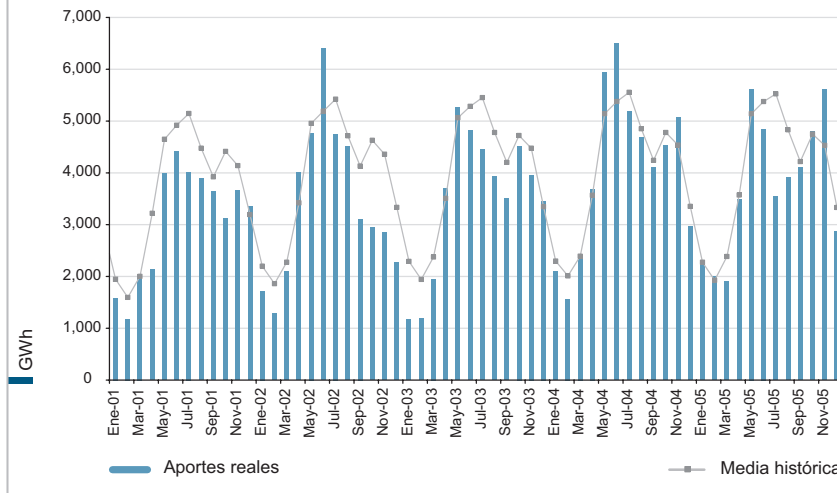


TABLA 8. APORTES HÍDRICOS 2005

Mes	Real (GWh)	% Respecto a la media	Media histórica (GWh)
Enero	2,225.67	97.80	2,275.71
Febrero	2,005.31	104.05	1,927.24
Marzo	1,904.92	79.85	2,385.76
Abril	3,488.92	97.66	3,572.70
Mayo	5,617.95	109.25	5,142.28
Junio	4,844.49	90.10	5,376.90
Julio	3,540.06	64.07	5,525.44
Agosto	3,909.70	80.91	4,831.97
Septiembre	4,112.12	97.48	4,218.60
Octubre	4,801.00	101.10	4,748.58
Noviembre	5,613.91	123.91	4,530.60
Diciembre	2,870.02	86.15	3,331.26
Total	44,934.07	93.87	47,867.04

Al finalizar el año 2005, los aportes hídricos totales al SIN alcanzaron los 44,934.07 GWh, equivalentes al 93.87%

de la media histórica, valor un poco inferior al registrado en el año 2004 (48,661.88 GWh; 101.16% del promedio histórico).

En general la evolución de los aportes en estos últimos tres años es consistente con la dinámica presentada en la cuenca del Pacífico tropical. En particular, el año 2003, en sus primeros meses, mostró evidencias de la finalización de un evento cálido catalogado por las agencias internacionales entre débil y moderado; 2004 mostró en sus últimos meses el inicio de un nuevo período cálido catalogado como débil y 2005 estuvo en general caracterizado por normalidad en los indicadores climáticos de la cuenca del Pacífico tropical.

Los aportes acumulados por regiones (ver tabla 9) muestran para 2005 el valor más bajo en la región Oriente con un valor de 88.63% frente a los valores históricos, seguida en su orden por la región Antioquia (94.97%), Centro (96.04%), Caribe (río Sinú 97.88%) y Valle (101.25%).



TABLA 9. APORTES HÍDRICOS ANUALES VS. MEDIA HISTÓRICA ANUAL 2005

Región	Río	Real (GWh)	% Respecto a la media	Media histórica (GWh)
Antioquia	A. San Lorenzo (1)	2,613.54	88.39	2,956.76
	Concepción	517.99	82.98	624.22
	Dev. EPM (Nec,Paj,Dol) (2)	662.99	70.97	934.17
	Grande	2,350.36	78.84	2,981.03
	Guadalupe	1,603.96	87.48	1,833.56
	Guatapé	1,947.99	101.88	1,912.01
	Miel I	1,655.46	127.45	1,298.90
	Nare (3)	6,166.06	97.91	6,297.91
	Porce II	1,658.63	121.73	1,362.53
	San Carlos	1,154.58	97.47	1,184.49
	Tenche	322.25	88.74	363.15
	Total Región	20,653.81	94.97	21,748.73
Caribe	Sinú Urrá	1,357.28	97.88	1,386.74
	Total Región	1,357.28	97.88	1,386.74
Centro	Bogotá N.R.	4,021.14	96.52	4,166.33
	Magdalena Betania	2,203.57	94.83	2,323.71
	Prado	207.26	99.98	207.30
	Total Región	6,431.96	96.04	6,697.34
Oriente	Batá (4)	4,569.15	94.55	4,832.54
	Blanco	0.00	0.00	244.90
	Chuza	1,476.76	74.71	1,976.55
	Guavio	5,820.88	91.89	6,334.55
	Total Región	11,866.78	88.63	13,388.54
Ríos Estimados	Otros ríos (estimados) (5)	1,287.45	95.35	1,350.22
	Total	1,287.45	95.35	1,350.22
Valle	Alto Anchicayá	1,812.15	105.62	1,715.71
	Calima	206.45	100.50	205.42
	Cauca Salvajina	1,076.54	97.56	1,103.44
	Digua	157.04	93.47	168.02
	Florida II	84.61	82.24	102.88
	Total Región	3,336.79	101.25	3,295.47
Total SIN		44,934.07	93.87	47,867.04

- (1) Aportes netos a partir de la presa de Santa Rita hasta el embalse de San Lorenzo.
(2) Corresponde al total de aportes desviados desde los ríos Nechí, Pajarito y Dolores.
(3) El real en GWh corresponde a las afluencias netas al embalse del Peñol, sin corregir por las intervenciones que hay sobre la cuenca.
(4) Incluye aportes por desviaciones Tunjita + Rucio + Negro en los meses que estuvieron activas.
(5) Incluye los ríos San Francisco, Campoalegre, Estrella, Faguacampoalegre, Chinchiná, Quebradona y Río Mayo.

I.6.3 RESERVAS HÍDRICAS

La evolución de las reservas hídricas útiles (volumen útil diario según lo dispuesto en el Acuerdo No. 294 del CNO) durante el año 2005 (ver tabla 10), acorde con el comportamiento de los aportes, presentó un decrecimiento durante el verano (primeros cuatro meses del año), y a partir de

mayo con el inicio de la primera etapa invernal de Colombia empezó su recuperación, sin embargo ésta se da en forma relativamente lenta, dada la disminución en aportes que se dio entre junio y septiembre, alcanzando para finales de noviembre (fin de la segunda temporada invernal) un valor de 83.10% respecto del máximo posible, con el cual se dio inicio al verano 2005-2006.



TABLA 10. EVOLUCIÓN DE RESERVAS HÍDRICAS 2005

Mes (1)	Volumen útil diario (2)		(4) Capacidad útil (GWh)	Volumen (5)		(7) Volumen máximo técnico (GWh)	MOS (GWh)	MOI (GWh)
	GWh	% (3)		GWh	% (6)			
Enero	11,054.39	72.51	15,244.57	12,062.05	74.22	16,252.23	2,882.25	2,764.89
Febrero	9,554.44	62.67	15,244.57	10,562.11	64.99	16,252.23	2,196.39	2,047.35
Marzo	7,710.18	50.58	15,244.57	8,717.84	53.64	16,252.23	1,792.02	1,632.26
Abril	7,364.85	48.31	15,244.57	8,372.52	51.52	16,252.23	1,809.52	1,602.55
Mayo	8,715.41	57.17	15,244.57	9,723.07	59.83	16,252.23	1,949.40	1,804.16
Junio	9,662.01	63.38	15,244.57	10,669.67	65.65	16,252.23	2,477.15	2,361.36
Julio	9,548.30	62.63	15,244.57	10,555.97	64.95	16,252.23	2,947.41	2,857.44
Agosto	9,951.07	65.28	15,243.34	10,946.56	67.41	16,238.83	3,259.25	3,188.55
Septiembre	10,714.73	70.29	15,243.34	11,710.22	72.11	16,238.83	3,459.92	3,407.73
Octubre	11,433.39	75.01	15,243.34	12,428.88	76.54	16,238.83	3,642.97	3,618.05
Noviembre	12,574.42	83.10	15,131.19	13,559.61	84.14	16,116.38	3,937.02	3,895.02
Diciembre	11,836.95	78.23	15,131.19	12,822.14	79.56	16,116.38	3,715.08	3,676.85

(1) Valores tomados el último día del mes

(2) Volumen almacenado por encima del nivel mínimo técnico (Según Acuerdo No. 294 del CNO - entró en vigencia el 11 de julio de 2004)

(3) Porcentaje con respecto a la capacidad útil del embalse.

(4) Corresponde al volumen útil del embalse, que se define como el volumen almacenado entre el nivel mínimo técnico y el nivel máximo físico

(5) Volumen almacenado por encima del nivel mínimo físico

(6) Porcentaje con respecto al volumen máximo técnico

(7) Volumen almacenado en el embalse por encima del nivel mínimo físico y equivale a la suma del volumen mínimo técnico y del volumen útil del embalse

Al finalizar el año, la capacidad útil y el volumen máximo técnico del SIN se vieron disminuidos en 113.38 GWh y 135.85 GWh respectivamente, al compararlos con el valor registrado al inicio del año. Los valores finales de estos dos volúmenes de almacenamiento fueron 15,131.19 GWh y 16,116.38 GWh respectivamente. Estas disminuciones se dieron como consecuencia de nuevos niveles de referencia de los embalses y de la actualización de factores de conversión de las plantas hidráulicas que los agentes reportaron a lo largo del año, especialmente para el cálculo del Cargo por Capacidad 2005-2006.

Las reservas útiles almacenadas en los embalses a 31 de diciembre de 2005 fueron 11,836.95 GWh, equivalentes

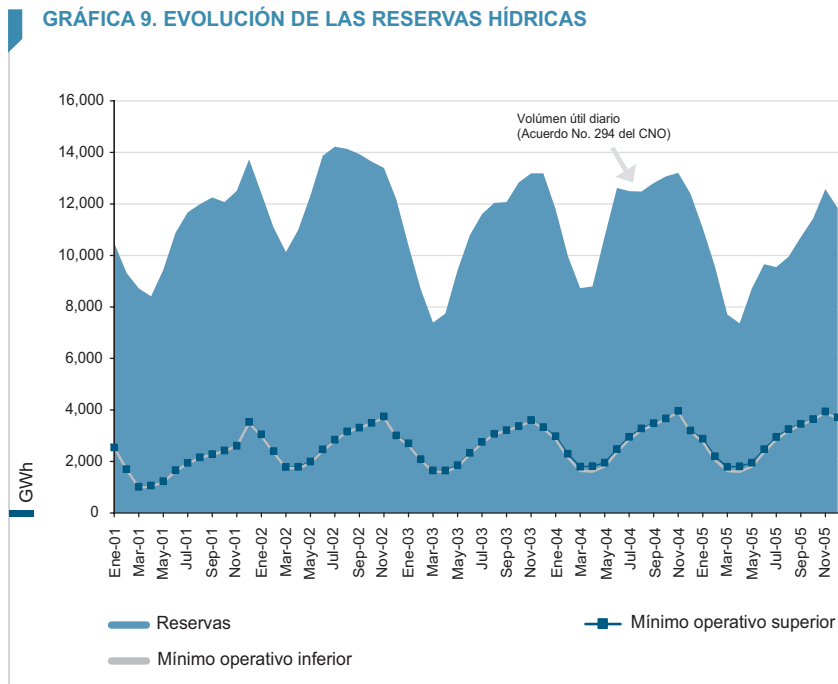
al 78.23% del volumen útil, mientras para diciembre 31 de 2004 estuvieron en 12,394.77 GWh (81.31%).

La gráfica 9 muestra la evolución mensual de las reservas hídricas durante el período enero de 2001 a diciembre de 2005. En esta gráfica se observa cómo el proceso de llenado, luego del descenso registrado durante los períodos de verano, fue mucho más lento para 2005, sin embargo al finalizar noviembre el 2005 y el 2004 exhiben un volumen embalsado superior al 80% (86,60% para 2004 y 83,10% para 2005).

Al finalizar el año 2005, las regiones con mayores reservas hídricas frente a su volumen útil fueron: Caribe con 93.02% (144.08 GWh), seguida por Antioquia con 84.45%



GRÁFICA 9. EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HÍDRICAS



(4,599.04 GWh), Oriente con 78.50% (3,424.99 GWh), Centro con 72.06% (3,415.19 GWh) y Valle con 59.31% (253.65 GWh).

En lo referente a vertimientos, en el año 2005 totalizaron 927.61 GWh, valor bastante inferior al registrado en 2004 (3,245.12 GWh). La gráfica 10 muestra su distribución durante los meses del año 2005 desagregados a nivel de regiones. Se observa que la mayoría de los vertimientos se concentraron en la región Centro con el 87.13% del total vertido en el SIN, destacándose los picos en los meses de mayo y noviembre. La región Antioquia vertió el 11.36% del total, mientras las regiones Valle y Oriente vertieron el 1.51% restante. La región Caribe no presentó vertimientos.

GRÁFICA 10. VERTIMIENTOS 2005

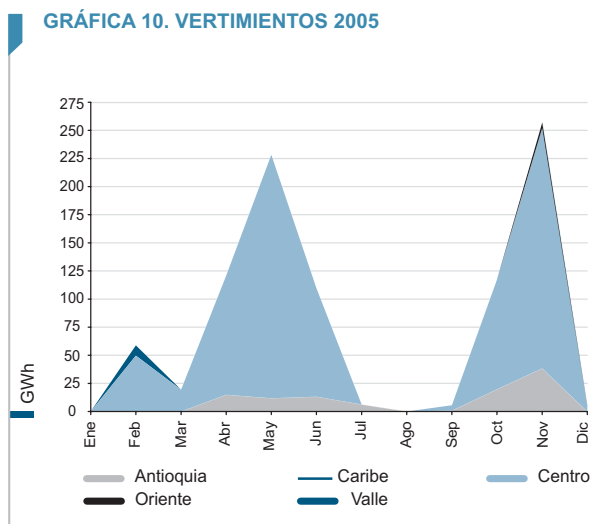




TABLA 11. VERTIEMENTOS (GWh) 2005

Mes	Vertimientos
Enero	0.16
Febrero	58.85
Marzo	19.43
Abril	120.91
Mayo	228.28
Junio	109.69
Julio	6.30
Agosto	0.00
Septiembre	5.55
Octubre	117.28
Noviembre	256.86
Diciembre	4.31
Total	927.61

1.7 GAS

1.7.1 RESERVAS

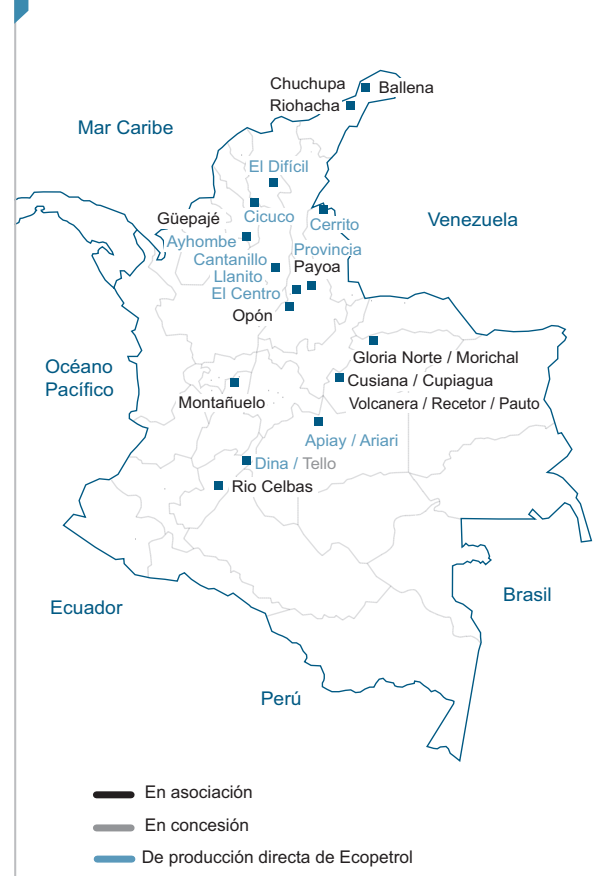
A finales de 2005, el país dispuso de 4,187 GPC de reservas comerciales, lo que significa una relación reservas/producción de 22 años.

Estudios realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos concluyen que Colombia dispone de un importante potencial de hidrocarburos aún inexplorados. Esta conclusión se desprende del hecho de que el país cuenta con 18 cuencas sedimentarias que cubren alrededor de 1,036,400 km², de los cuales sólo siete tienen producción comercial. El área total bajo exploración y producción es de alrededor de 200,200 km², lo que significa que alrededor del 18% del área sedimentaria del país está disponible para ser contratado bajo el esquema actual de contratación.

En la gráfica 11 se muestran los 12 campos principales de producción de gas, con los que el país cuenta actualmente, los

cuales se encuentran localizados en cuatro regiones: Costa Atlántica, Santander, Llanos Orientales y en el Huila-Tolima.

GRÁFICA 11. CAMPOS DE GAS



1.7.2 COBERTURA Y TRANSPORTE

En la tabla 12 se presenta el número de usuarios de gas natural en el país a diciembre 31 de 2005. En la última década el número de instalaciones residenciales ha pasado



de 790,000 instalaciones a 3,821,905, con una cobertura a 403 municipios.

TABLA 12. COBERTURA GAS NATURAL 2005

Usuarios residenciales	3,821,905
Usuarios comerciales	58,201
Usuarios industriales	2,815
Usuarios gas natural vehicular	95,942
Municipios atendidos	403

Vale la pena mencionar el incremento que ha tenido la utilización del Gas Natural Vehicular -GNV- en Colombia, pues en 2004 se incrementó el número de vehículos convertidos en un 78% frente a 2003 y en 2005 en un 80%, alcanzando 95,942 vehículos convertidos. Las perspectivas de crecimiento de este sector son bastante prometedoras en el país, pues la meta del gobierno nacional es convertir 10,000 vehículos por año.

Las principales empresas transportadoras de gas en el país son: Empresa Colombiana de Gas -Ecogas-, empresa del estado, propietaria de la mayor parte de la infraestructura de transporte del interior del país, y Promigas, empresa privada, propietaria de la mayoría de gasoductos de la Costa Atlántica.

La red nacional de transporte de gas natural, está compuesta por los sistemas de la Costa Atlántica, del Centro y del Interior (ver gráfica 12).

1.7.3 CONSUMO DE GAS Y EL SECTOR ELÉCTRICO

El consumo de gas en el país durante 2005 fue de 661 MPCD, de los cuales la Costa Atlántica participó con un

49% y el interior del país con un 51%. El comportamiento de consumo de gas en forma sectorial, ha señalado al sector industrial como el mayor demandante seguido de la generación termoeléctrica, así como su uso doméstico. El sector doméstico y de GNV, han mostrado un dinamismo importante en los últimos dos años, en especial al interior del país. (Ver gráfica 13).

A nivel nacional, el gas natural es un combustible que entra a competir en el mercado de la generación eléctrica con el carbón y la hidroelectricidad. Los precios relativos de estos energéticos y el costo de la tecnología determinan las decisiones de los agentes frente a cual combustible utilizar para realizar la actividad de generación eléctrica.

Históricamente, el sector eléctrico ha sido un gran consumidor de gas, sin embargo dada la alta dependencia que tiene respecto a la hidrología ha hecho que la demanda de este energético oscile en forma notable dependiendo de las estaciones climáticas, con una alta demanda durante los períodos secos (verano) y baja durante los períodos húmedos (invierno).

En Colombia la generación de energía eléctrica fue de 50,430 GWh en 2005. Del total de generación, el parque térmico a gas natural contribuyó con el 14.1%, el parque térmico a carbón con el 4.1%. La generación eléctrica a gas natural participó con el 77% del total de la generación del parque térmico.

El consumo del parque térmico de gas natural en el período enero a diciembre de 2005, fue en promedio día de 200 MPCD, representando el 30% del consumo total de gas natural en el país. En la actualidad hay 3,659 MW de capacidad



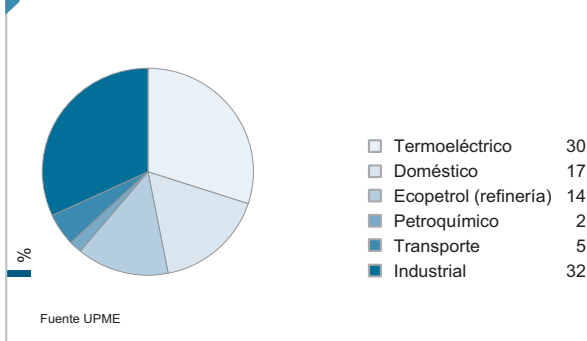
GRÁFICA 12. SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL



instalada en plantas de generación eléctrica a gas natural, de los cuales el 70% están ubicados en la Costa Atlántica.

El gas natural se perfila en Colombia como una de las alternativas de producción de energía eléctrica con mayores posibilidades hacia el futuro, incluso sobre los proyectos hidroeléctricos que afrontan grandes períodos de maduración, e incertidumbres cada vez mayores respecto a su aporte a la confiabilidad de los sistemas, como consecuencia de los cambios climáticos actuales y esperados. Prueba de ello, es el resultado de los análisis de expansión eléctrica, realizados por la UPME, que afirman aún más la utilización del gas para la generación eléctrica, al punto que para 2030 se espera que cerca del 60% de la nueva demanda de gas sea tomada por plantas de generación.

GRÁFICA 13. CONSUMO DE GAS 2005





DEMANDA DE ELECTRICIDAD



DEMANDA DE ELECTRICIDAD

En esta sección se presenta la evolución de la demanda de electricidad durante 2005, desde el punto de vista de la demanda del SIN, es decir incluyendo entre otros la demanda no atendida, y desde el punto de vista de las transacciones comerciales a través de la demanda comercial. Es importante resaltar que todos los cálculos incluyen corrección de 2004 como año bisiesto, mediante la comparación a partir de promedios diarios.

2.1 DEMANDA DEL SIN

En el año 2005 la demanda de electricidad del SIN¹ continuó la tendencia creciente iniciada desde 2000, al finalizar el año con un valor de 48,828.92 GWh y un crecimiento con respecto al 2004 de 4.14%, superado sólo, en los últimos 10 años, por el registrado en 1995, tal como se muestra en la gráfica 14.

En la gráfica 15 se muestra la evolución histórica de la demanda de electricidad en promedio día, desde julio de 1995. En 2005 la demanda en promedio día presentó un valor anual de 133.78 GWh/día, el más alto en la historia del país.

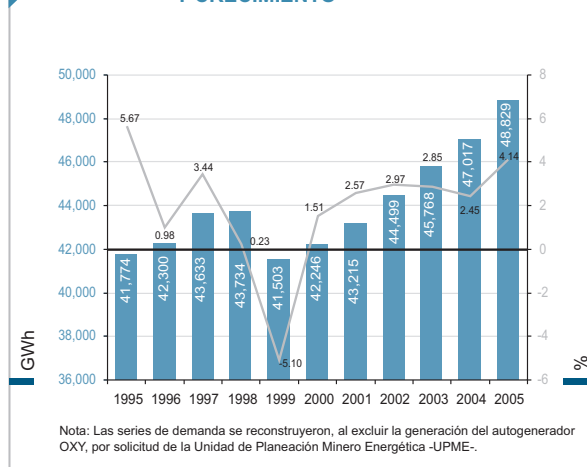
¹ Demanda del SIN = generación + importaciones + demanda no atendida - exportaciones.



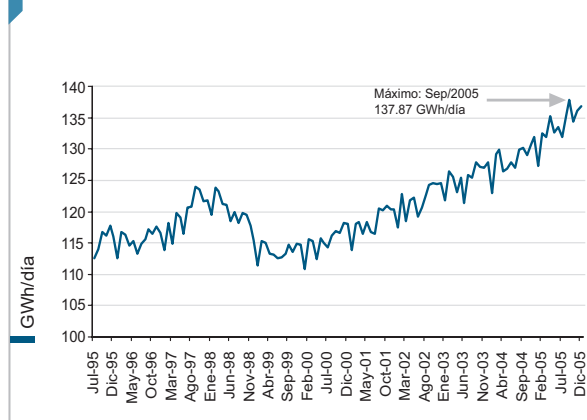


Con resolución mensual, el máximo valor promedio día se presentó en septiembre con 137.87 GWh/día.

GRÁFICA 14. DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD Y CRECIMIENTO



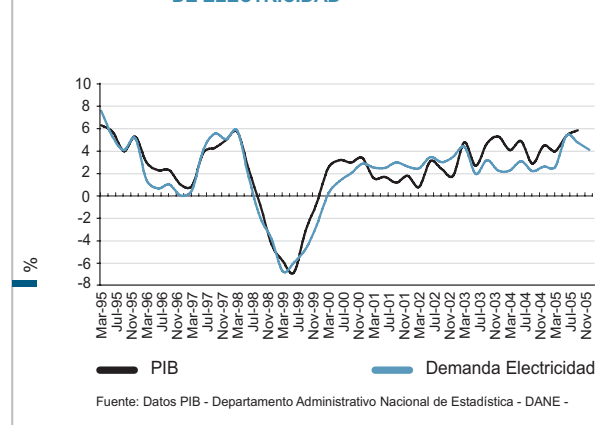
GRÁFICA 15. EVOLUCIÓN DEMANDA PROMEDIO DIARIA



En cuanto a la evolución por trimestres, la demanda del año 2005 presentó crecimientos superiores al 4.0%, excepto el primer trimestre en el cual se presentó un crecimiento de 2.5% al compararlo con el mismo trimestre del año anterior.

Sobresale el tercer trimestre con un crecimiento de 5.3%. Con respecto al Producto Interno Bruto -PIB-, según la información disponible en el Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas -DANE- (hasta tercer trimestre de 2005), éste presentó crecimientos por encima del 3.9%. En la gráfica 16 se muestra la evolución trimestral del crecimiento de la economía y de la demanda de electricidad para el período comprendido entre 1995 y 2005.

GRÁFICA 16. TASA DE CRECIMIENTO DE LA ECONOMÍA VS. TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD



Con respecto a las tasas de crecimiento mensuales², durante 2005 fluctuaron entre 1.5 %, registrado en marzo, y 7.0%, registrado en abril. Estos valores se vieron afectados por la calendarización de la Semana Santa, de abril de 2004 a marzo de 2005. Sin tener en cuenta los meses anteriores, febrero y septiembre son los meses con menor y mayor tasa de crecimiento, respectivamente, al presentar valores de 2.6% y 5.95% con respecto al mismo mes del año anterior. El detalle de la evolución de la demanda del año y las tasas de crecimiento se presentan en la tabla 13.

² Tasas de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior

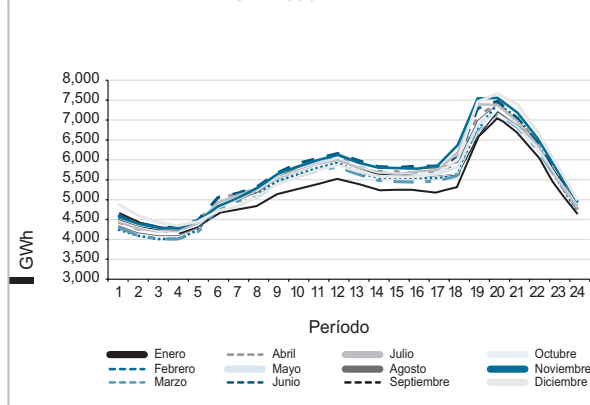


TABLA 13. BALANCE GENERACIÓN - DEMANDA (GWh) 2005

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Generación	4,111.52	3,835.85	4,183.80	4,142.43	4,240.39	4,113.46	4,242.26	4,357.62	4,263.03	4,326.11	4,243.10	4,370.19	50,429.76
Importación Internacional	0.00	0.03	6.51	4.81	1.72	5.10	1.60	2.47	7.76	1.62	0.11	5.21	36.94
Exportación Internacional	172.53	137.86	115.77	108.32	142.75	120.63	159.15	169.93	144.15	178.31	167.13	141.35	1,757.89
Demanda atendida	3,938.99	3,698.02	4,074.53	4,038.93	4,099.36	3,997.93	4,084.71	4,190.16	4,126.64	4,149.42	4,076.07	4,234.05	48,708.81
Demanda no atendida	7.79	10.66	14.48	17.09	11.45	5.70	5.74	5.50	9.40	17.71	7.83	6.77	120.11
Demanda del SIN	3,946.78	3,708.68	4,089.01	4,056.02	4,110.81	4,003.63	4,090.45	4,195.66	4,136.03	4,167.13	4,083.90	4,240.82	48,828.92
Tasa de crecimiento mensual (%)	3.58	2.60	1.53	7.00	4.57	4.38	3.89	4.18	5.95	4.17	4.13	3.74	
Tasa de crecimiento últimos 12 meses (%)	2.67	2.69	2.52	2.88	3.18	3.11	3.36	3.41	3.76	3.99	4.09	4.14	

En la gráfica 17 se muestran los consumos promedios mensuales de energía en resolución horaria.

GRÁFICA 17. CONSUMOS PROMEDIOS MENSUALES DE ENERGÍA 2005



2.1.1 DEMANDA NO ATENDIDA

En la gráfica 18 se observa la evolución de la demanda no atendida, clasificada por causas programadas, no programadas y limitación de suministro, desde enero de 2000 hasta diciembre de 2005. En 2005, la demanda no atendida alcanzó 120.1 GWh (0.25% de la demanda del SIN), con un aumento de 47.0% con respecto a 2004, originado princi-

palmente en un mayor valor de la demanda no atendida por causas no programadas (66.9%). (Ver tabla 14).

Del total de la demanda no atendida el 7.4% correspondió a causas programadas. El área operativa con mayor participación en la demanda no atendida por este tipo de causa durante el año fue Guajira-Cesar-Magdalena con 2.43 GWh (ver tabla 15).

Por su parte, la demanda que se dejó de atender por causas no programadas representó el 92.6 % de la demanda no atendida del SIN. La mayor demanda no atendida por este tipo de causa se presentó en octubre, básicamente por fallas en el enlace a 230 kV Samoré - Banadía - Caño Limón, y en consecuencia el área operativa con mayor participación en esta variable fue Nordeste con 56.07 GWh no atendidos durante el año (ver tabla 15).

En 2005, no se presentó demanda no atendida por limitación de suministro. Desde mayo de 2003 no ha habido demanda no atendida por esta causa.

La demanda no atendida por atentados fue superior a la de 2004 en un 149.05%, resultando afectadas principalmente las áreas Nordeste y Cauca-Nariño (ver tabla 16 y tabla 17).



GRÁFICA 18. DEMANDA NO ATENDIDA POR CAUSA

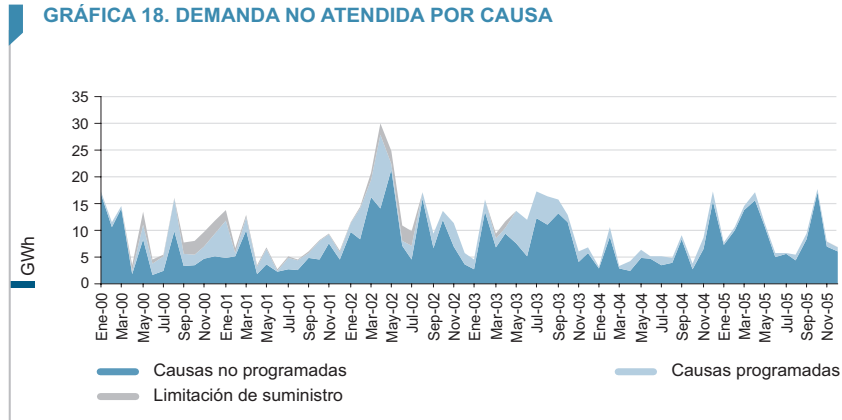


TABLA 14. DEMANDA NO ATENDIDA POR CAUSA (MWh) 2005

Mes	Programada	No programada	Limitación de suministro	Total
Enero	457.04	7,336.67	0.00	7,793.71
Febrero	666.40	9,991.99	0.00	10,658.39
Marzo	678.76	13,796.87	0.00	14,475.63
Abril	1,440.78	15,653.27	0.00	17,094.05
Mayo	546.43	10,899.07	0.00	11,445.50
Junio	698.75	4,998.41	0.00	5,697.16
Julio	169.00	5,566.07	0.00	5,735.07
Agosto	1,103.02	4,395.37	0.00	5,498.39
Septiembre	1,039.32	8,358.37	0.00	9,397.69
Octubre	538.69	17,171.96	0.00	17,710.65
Noviembre	847.40	6,981.66	0.00	7,829.06
Diciembre	664.30	6,109.91	0.00	6,774.21
Total	8,849.89	111,259.62	0.00	120,109.51

TABLA 15. DEMANDA NO ATENDIDA PROGRAMADA Y NO PROGRAMADA POR ÁREA OPERATIVA (MWh) 2005

Área operativa	Causas Programadas	%	Causas No Programadas	%
Antioquia - Chocó	811.20	9.17	3,146.44	2.83
Atlántico	283.74	3.21	2,621.42	2.36
Bogotá	21.60	0.24	489.91	0.44
Bolívar	290.20	3.28	3,045.51	2.74
Caldas - Quindío - Risaralda	26.90	0.30	347.03	0.31
Huila - Caquetá	1,266.80	14.31	8,947.52	8.04
Cauca - Nariño	1,556.56	17.59	18,725.45	16.83
Cerromatoso	191.79	2.17	1,857.83	1.67
Córdoba - Sucre	349.06	3.94	2,856.77	2.57
Guajira - Cesar - Magdalena	2,428.48	27.44	5,442.98	4.89
Meta	286.87	3.24	190.95	0.17
Nordeste	1,286.62	14.54	56,066.40	50.39
Tolima	50.07	0.57	4,249.09	3.82
Valle del Cauca	0.00	0.00	3,272.32	2.94
Total	8,849.89	100.00	111,259.62	100.00



TABLA 16. DEMANDA NO ATENDIDA POR ATENTADOS 2005

Mes	MWh
Enero	3,655.86
Febrero	8,273.02
Marzo	7,676.31
Abril	9,892.17
Mayo	6,481.33
Junio	3,331.81
Julio	2,380.08
Agosto	1,685.04
Septiembre	3,606.39
Octubre	11,896.28
Noviembre	3,784.69
Diciembre	3,271.41
Total	65,934.39

TABLA 17. DEMANDA NO ATENDIDA POR ATENTADOS POR ÁREA OPERATIVA 2005

Área Operativa	MWh
Nordeste	47,820.66
Cauca - Nariño	10,849.70
Huila - Caquetá	3,445.43
Valle del Cauca	1,887.10
Bolívar	737.52
Guajira - Cesar - Magdalena	386.96
Atlántico	316.81
Córdoba - Sucre	290.21
Bogotá	200.00
Total	65,934.39

Dentro de los eventos de demanda no atendida de mayor impacto para el SIN sobresalen los siguientes:

- Evento del ocho de marzo por sobrecarga en los transformadores de San Carlos 500 kV, que causa el aislamiento de la Costa Atlántica y genera una demanda no atendida de 3,260 MWh.
- Evento del 12 de julio por apertura accidental bajo carga del seccionador de barra del banco 1 de generación de

Guatapé, el cual afectó los departamentos de Antioquia y parte del Chocó y ocasionó demanda no atendida de 1,510 MWh.

- Evento del cinco de octubre por falla sostenida en el circuito Pance - Santander I 15 kV, que causó la pérdida de cerca de 870 MW de la demanda del Valle del Cauca y que afectó principalmente la ciudad de Cali y los municipios de Palmira y Jamundí. Se dejaron de atender 633 MWh.

Así mismo, durante 2005 se presentó demanda no atendida por indisponibilidad de gas siendo el área más afectada la Costa Atlántica.

2.2 DEMANDA DE POTENCIA

La demanda máxima de potencia registró un valor de 8,639 MW, el 15 de diciembre en el período 20, el cual se constituye en el valor más alto de la historia (ver gráfica 19); para una tasa de crecimiento anual con respecto a 2004 de 3.68%, superada en los últimos cinco años solamente por la presentada en 2002. En la tabla 18 se muestra la evolución de la demanda máxima de potencia para los años 2004 y 2005.

GRÁFICA 19. DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

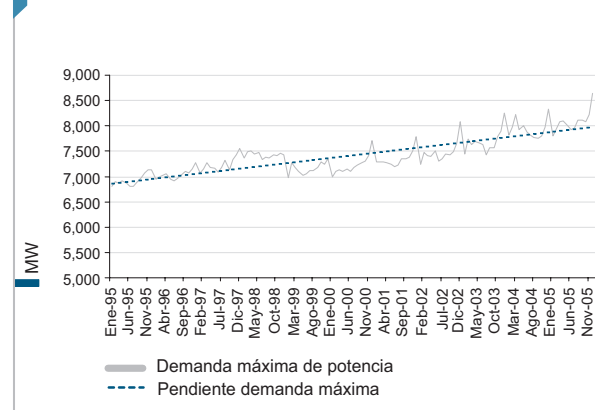




TABLA 18. DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA (MW) Y DÍA DE OCURRENCIA 2005 - 2004

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Máxima Anual
Demanda de potencia 2005	7,797	7,943	8,085	8,103	7,999	7,928	7,951	8,107	8,109	8,078	8,228	8,639	8,639
Demanda de potencia 2004	7,817	7,970	8,221	7,925	8,010	7,883	7,813	7,773	7,761	7,797	7,969	8,332	8,332
Porcentaje de crecimiento	-0.26%	-0.34%	-1.65%	2.25%	-0.14%	0.57%	1.77%	4.30%	4.48%	3.60%	3.26%	3.68%	3.68%
Día Máxima Potencia	Miércoles	Lunes	Lunes	Martes	Jueves	Miércoles	Miércoles	Lunes	Miércoles	Miércoles	Miércoles	Jueves	Jueves
	26	28	14	19	26	15	27	29	14	19	30	15	15
Periodo	20	20	20	19	20	19	20	20	20	20	19	20	20

2.3 DEMANDA COMERCIAL

En el año 2005 la demanda comercial fue 50,466.69 GWh, para una tasa de crecimiento de 4.09% con respecto al año anterior. De esta demanda, 48,708.81 GWh corresponden a la demanda total doméstica³, es decir la resultante de sumar la demanda de los comercializadores que atienden usuarios finales colombianos y 1,757.88 GWh a la demanda internacional de despacho económico coordinado⁴, la cual corresponde a las exportaciones a Ecuador.

Desde el punto de vista de usuarios, la demanda comercial no regulada en 2005, presentó un promedio de 43.49 GWh/día. Es importante destacar que la demanda de estas fronteras representan un récord histórico de 31.45% de la demanda comercial del SIN. En la tabla 19 se presentan las tasas de crecimiento de la demanda regulada y no regulada durante 2005.

³ La demanda total doméstica es la sumatoria de los valores de la demanda doméstica de todos los comercializadores, que incluye las pérdidas de referencia al nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

⁴ La demanda internacional de despacho económico coordinado es la sumatoria de los valores de las demandas correspondientes a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo que incluye las pérdidas de referencia al nivel de 220 kV y las pérdidas del STN. En 2005 esta demanda correspondió a las exportaciones a Ecuador.

2.3.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA COMERCIAL NO REGULADA

Durante el año 2005, la demanda comercial de las fronteras de usuarios no regulados -UNR- y de alumbrado público alcanzó 15,873.7 GWh, lo cual representa un crecimiento bruto de 8.4% al compararlo con los niveles de demanda de estos usuarios durante 2004 (ver gráfica 20). Este crecimiento es resultado de:

- Incremento neto de 6.1% en la demanda de electricidad de los usuarios no regulados registrados tanto en 2004 como en 2005.
- Incremento de 2.6%, correspondiente al ingreso al mercado libre de 466 nuevas fronteras de usuarios no regulados y de alumbrado público.
- Reducción de 0.3%, como consecuencia de la cancelación de fronteras y del paso de usuarios no regulados a usuarios regulados.

Al comparar el incremento en la demanda comercial anual no regulada de 8.4% para el año 2005, éste resulta superior al incremento anual de 2004, que alcanzó 7.7%. Lo anterior, debido a un mayor registro de fronteras de UNR en 2005 y a un aumento, con respecto a 2004, en el número de usuarios regulados que pasaron a ser no regulados.

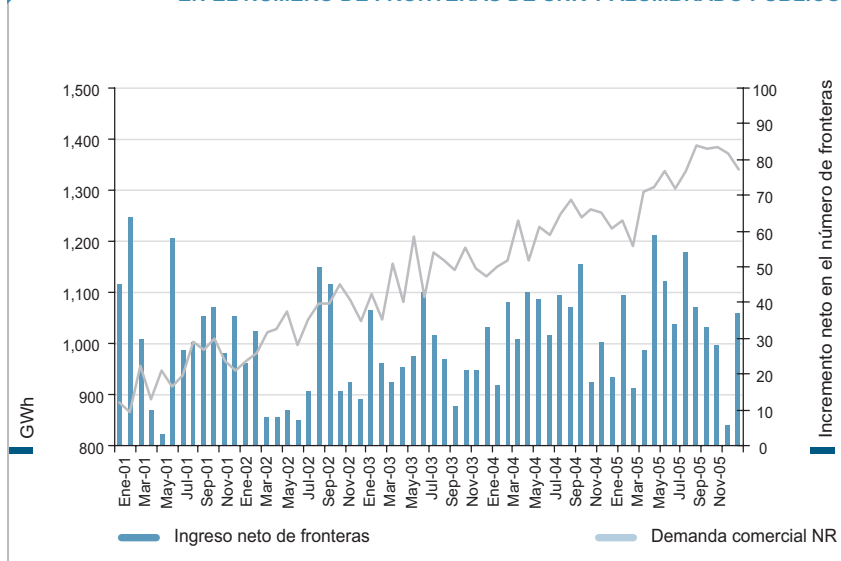


TABLA 19. TASAS DE CRECIMIENTO DEMANDA DE ELECTRICIDAD 2005

Mes	Valores de la demanda del SIN GWh	Valores de las tasas de crecimiento (%)								
		Demanda del SIN			Demanda regulada (1), (4)			Demanda no regulada (1), (4)		
		Mensual (1)	Acumulado anual (2)	Últimos 12 meses (3)	Mensual (1)	Acumulado anual (2)	Últimos 12 meses (3)	Mensual (1)	Acumulado anual (2)	Últimos 12 meses (3)
Enero	3,946.78	3.58	3.58	2.67	1.62	1.62	0.84	7.80	7.80	8.27
Febrero	3,708.68	2.60	3.06	2.69	1.12	1.35	0.63	5.89	6.78	7.85
Marzo	4,089.01	1.53	2.53	2.52	0.02	0.89	0.45	4.36	5.94	7.59
Abril	4,056.02	7.00	3.64	2.88	4.37	1.76	0.73	12.49	7.57	8.02
Mayo	4,110.81	4.57	3.83	3.18	2.48	1.90	1.00	8.76	7.82	8.30
Junio	4,003.63	4.38	3.92	3.11	3.01	2.09	1.00	7.32	7.74	7.99
Julio	4,090.45	3.89	3.92	3.36	2.40	2.13	1.29	6.78	7.60	8.01
Agosto	4,195.66	4.18	3.95	3.41	2.11	2.13	1.36	8.24	7.69	7.87
Septiembre	4,136.03	5.95	4.18	3.76	3.69	2.30	1.75	10.71	8.03	8.03
Octubre	4,167.13	4.17	4.18	3.99	1.18	2.19	1.88	9.64	8.20	8.30
Noviembre	4,083.90	4.13	4.18	4.09	1.89	2.16	2.04	9.35	8.31	8.29
Diciembre	4,240.82	3.74	4.14	4.14	1.63	2.11	2.11	9.63	8.43	8.43

- (1) Crecimiento con respecto al mismo mes del año anterior
- (2) Con respecto al acumulado del año
- (3) Con respecto a los últimos 12 meses del año anterior
- (4) El crecimiento de la demanda regulada y no regulada se ve afectado por el paso de usuarios regulados a no regulados.

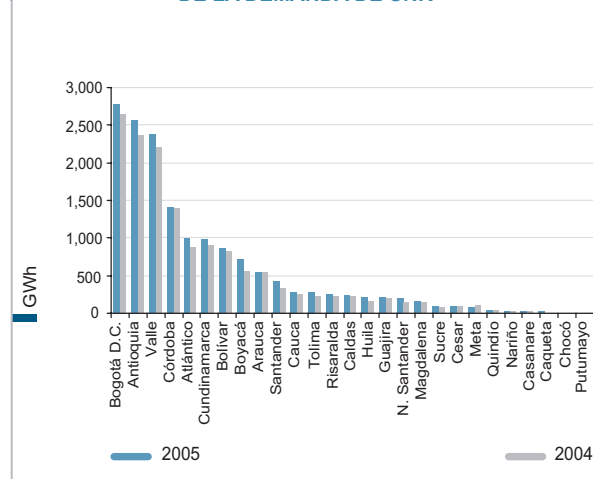
GRÁFICA 20. DEMANDA COMERCIAL NO REGULADA VS. INCREMENTO NETO EN EL NÚMERO DE FRONTERAS DE UNR Y ALUMBRADO PÚBLICO





La distribución geográfica de la demanda comercial no regulada se presenta en la gráfica 21. La demanda comercial no regulada de Bogotá D.C. se incrementó en 2005 con respecto a 2004 en 4.74%, ubicándose como el mayor centro de consumo con un total de 2,773 GWh; seguida por Antioquia, con 2,558 GWh, y un incremento de 8.2% al compararla con 2004.

GRÁFICA 21. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA DEMANDA DE UNR



En cuanto a la demanda comercial no regulada según agrupaciones Clasificación Internacional Industrial Uniforme de todas las actividades económicas –CIIU–⁵, se presentaron crecimientos por encima del 6% durante 2005 en algunas actividades, tanto por ingreso de nuevos UNR como por crecimiento económico (gráfica 22).

Al igual que en 2004, la agrupación “Industrias manufactureras” alcanzó los mayores niveles de demanda comercial no regulada en la distribución por CIIU para el año 2005,

llegando a 7,527.59 GWh, con un incremento con respecto al nivel de demanda en 2004 de 6.98% sin tener en cuenta nuevos usuarios en el período 2004 - 2005 y de 10.09% teniendo en cuenta el ingreso de nuevos usuarios.

En 2005 la agrupación “Industrias manufactureras” representó el 48% de la demanda comercial no regulada total (ver gráfica 23) seguida por la de “Explotación de minas y canteras”, con 2,648.13 GWh, “Otras actividades de servicios comunitarios, sociales y personales”, con 1,506.42 GWh, y “Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores, motocicletas, efectos personales y enseres domésticos”, con 1,012.73 GWh.

Para los cinco departamentos con mayores niveles de demanda comercial no regulada y por agrupaciones CIIU, se tiene que en Bogotá D.C. sobresale la agrupación “Prestación de servicios a la comunidad en general”; en Antioquia la agrupación “Fabricación de artículos confeccionados de materiales textiles, excepto prendas de vestir confeccionados con materiales no producidos en la misma fabrica”; en Valle del Cauca la agrupación “Otras actividades de servicios no clasificadas previamente”; en Córdoba la agrupación de “Extracción de minerales metalíferos no ferrosos” y en Atlántico la agrupación “Captación, depuración y distribución de agua”.

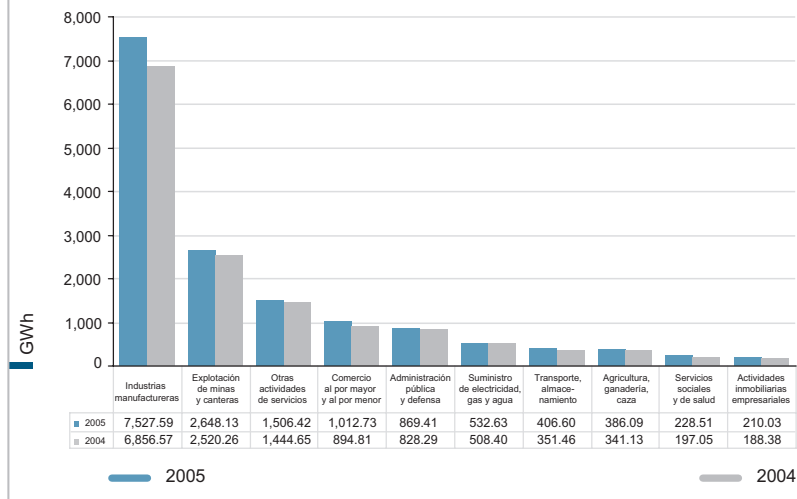
2.3.2 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA COMERCIAL DE LAS FRONTERAS REGULADAS REGISTRADAS

La demanda comercial de las fronteras de Usuarios Regulados registradas llegó en 2005 a 674.7 GWh, inferior a la de 2004 en 4.4%. En proporción a la demanda total doméstica esta demanda fluctuó entre 1.33% en diciembre y 1.44% en agosto. Con respecto al crecimiento neto de 4.4%, esta reducción es resultado de los siguientes factores:

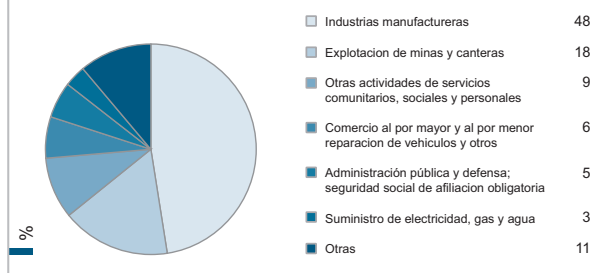
⁵ Esta clasificación es proporcionada por los agentes comercializadores al momento del registro de las fronteras de usuarios.



GRÁFICA 22. DEMANDA NO REGULADA POR AGRUPACIONES CIU



GRÁFICA 23. COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA NO REGULADA POR ACTIVIDADES CIU



- Incremento de 1.0% en la demanda comercial de las fronteras reguladas que estuvieron registradas tanto en 2004 como en 2005.
- Incremento de 5.3% por el registro de nuevas fronteras durante 2005.

- Reducción de 10.7% por la cancelación de fronteras o por el paso al mercado regulado de las fronteras atendidas por comercializadores establecidos.

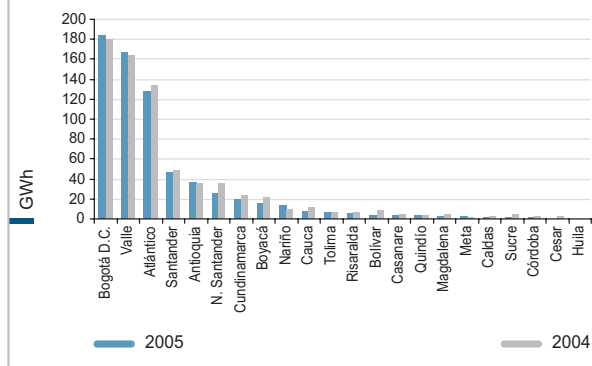
Bogotá D.C, Valle y Atlántico, son las regiones que presentan mayor número de fronteras Reguladas registradas en el MEM. Así mismo, la demanda comercial de estas fronteras alcanzó los mayores valores con 183.69 GWh, 167.53 GWh y 127.15 GWh, respectivamente (ver gráfica 24). No obstante, en total, la demanda de las fronteras de usuarios regulados registradas solamente representan el 1.3% de la demanda comercial del SIN.

En cuanto a la distribución de la demanda de las fronteras de usuarios regulados registradas por agentes comercializadores, Conenergía cuenta con la mayor demanda de estas fronteras, presentando una disminución de 33.25% respecto

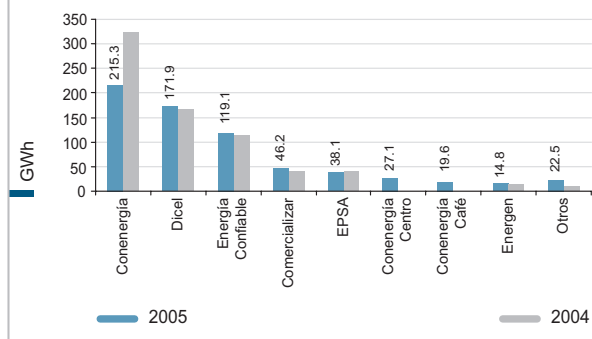


al nivel de demanda atendido en el año anterior. Se destaca el ingreso en 2005 de los comercializadores Conenergía Café y Conenergía Centro, con una participación de 3% y 4% respectivamente. (Ver gráfica 25).

GRÁFICA 24. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA DEMANDA DE LAS FRONTERAS COMERCIALES REGULADAS REGISTRADAS



GRÁFICA 25. DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA DE FRONTERAS DE USUARIOS REGULADOS REGISTRADOS POR COMERCIALIZADOR



The bottom of the page features a decorative design consisting of several overlapping, wavy lines in shades of blue and grey, creating a sense of movement and depth. A light grey gradient fills the bottom portion of the page, blending into the white background above.

AGENTES DEL MERCADO



AGENTES DEL MERCADO

La dinámica del Mercado de Energía Mayorista se encuentra influenciada por la interrelación de los agentes económicos que participan a través de la demanda, la oferta y la capacidad de transporte del Sistema.

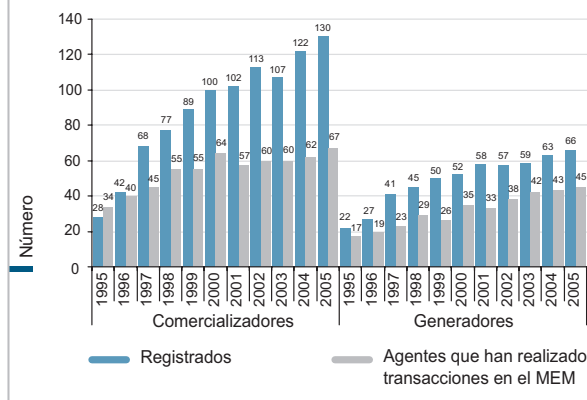
3.1 COMERCIALIZADORES, GENERADORES Y TRANSPORTADORES

En la actividad de comercialización de electricidad, el número de agentes registrados a diciembre 31 de 2005 llegó a 130, con ocho agentes más que el año anterior. De estos agentes registrados, 67 realizaron transacciones en el Mercado durante 2005, cinco más que en 2004 (ver gráfica 26).

En la actividad de generación de electricidad, el número de agentes generadores registrados al finalizar el año fue de 66. En este año, 45 agentes generadores transaron electricidad, dos más que en el año 2004 (ver gráfica 26).

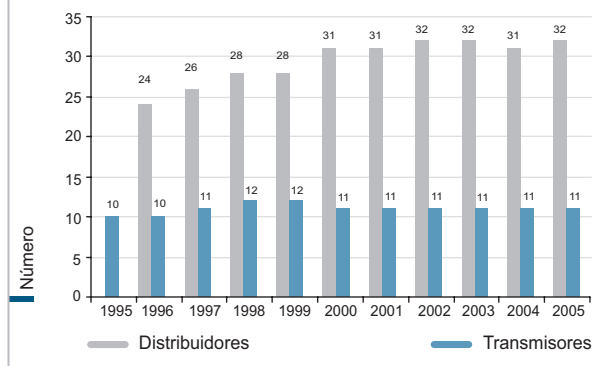


GRÁFICA 26. EVOLUCIÓN COMERCIALIZADORES Y GENERADORES EN EL MERCADO



A diciembre 31 de 2005, el número de agentes dedicados a la actividad de transmisión fue de 11, los cuales han permanecido constantes desde el año 2000. Por su parte, los agentes que prestan la actividad de distribución en el año 2005 llegaron a 32, uno más que en el año anterior, con el ingreso de la Empresa de Energía del Casanare S.A. E.S.P. (Ver gráfica 27).

GRÁFICA 27. EVOLUCIÓN TRANSPORTADORES EN EL MERCADO MAYORISTA



3.2 USUARIOS FINALES

3.2.1 USUARIOS NO REGULADOS Y ALUMBRADO PÚBLICO

La CREG por medio de resoluciones establece los límites mínimos de consumo necesarios para acceder a la condición de Usuario No Regulado. Dichos límites al inicio del Mercado se ubicaban en 2 MW y pasaron a 1 MW en 1997. A partir de 1998 se introdujeron los límites en energía además de los de potencia, este año los límites se ubicaron en 0.5 MW en potencia y 270 MWh/mes en energía. Actualmente, para ser considerado Usuario No Regulado se requiere tener una demanda promedio mensual de potencia durante seis meses mayor a 0.1 MW, o en energía de 55 MWh/mes en promedio durante los últimos seis meses. Durante el año 2005 se conservan los límites de consumo para el registro de fronteras de UNR establecidos desde el año 2000.

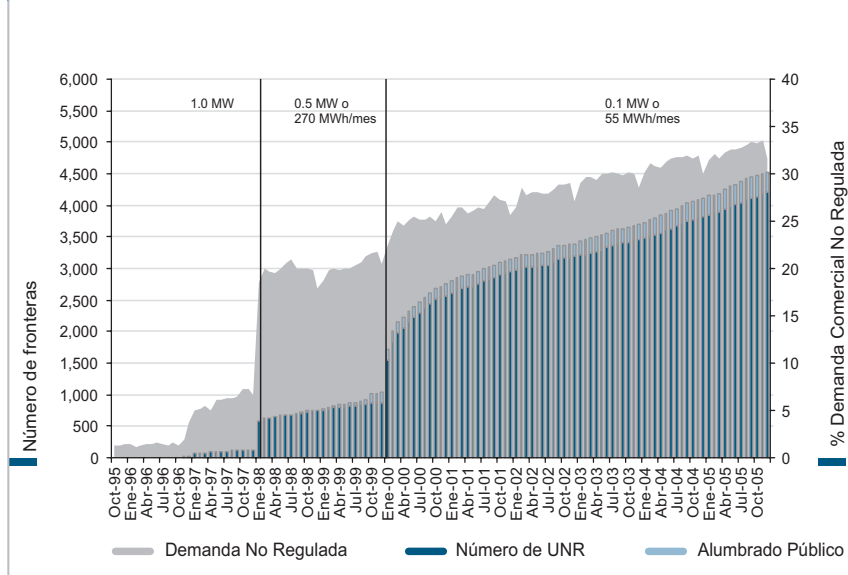
A diciembre 31 de 2005, el número de fronteras de Usuarios No Regulados (UNR) llegó a 4,206 y el número de fronteras de alumbrado público a 324 (ver gráfica 28).

Con respecto al año 2004, el número de fronteras de UNR y de alumbrado público presentó un incremento neto de 428 fronteras, que corresponde a un crecimiento de 5.7% respecto al año anterior.

La variación neta en las fronteras se compone de un aumento de 580 fronteras y una reducción de 152 fronteras. El aumento se dio por el registro de 466 nuevas fronteras y por el cambio de 114 fronteras de Usuarios Regulados a No Regulados. La reducción se compone de 20 fronteras que pasaron de UNR a Usuarios Regulados, 132 fronteras por paso al mercado regulado de comercializadores establecidos o por cancelaciones según el artículo 3 de la Resolución CREG 006 de 2003.



GRÁFICA 28. EVOLUCIÓN DEL REGISTRO DE FRONTERAS NO REGULADAS Y DE ALUMBRADO PÚBLICO



Del incremento real en el número de fronteras, considerando también aquellas fronteras de Usuarios Regulados registradas que cambian a fronteras de UNR, el mayor número (33 fronteras) correspondió a fronteras de usuarios dentro de la agrupación “Venta al por menor de combustible para automotores” según CIIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme de todas las actividades económicas). Esta agrupación es seguida por la correspondiente a “Prestación de servicios a la comunidad en general”, con 27 fronteras, y “Administración del estado y aplicación de la política económica y social de la comunidad”, con 21 fronteras (ver tabla 20).

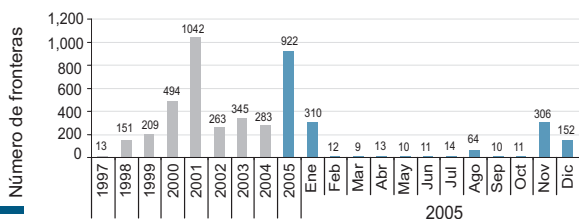
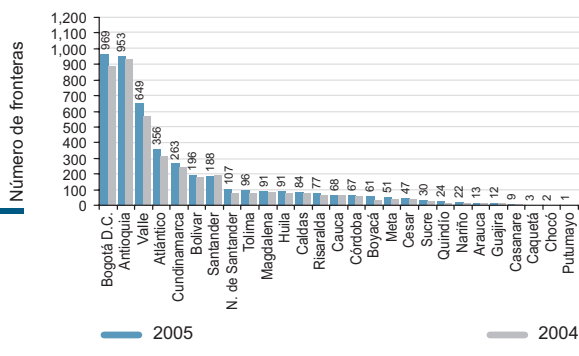
En cuanto al número de cambios de comercializador de los UNR, en 2005 se presentó una mayor dinámica comparada con 2004. Durante 2005, un total de 922 UNR cambiaron de comercializador, aumentando en 639 usuarios la cifra del año 2004. De los 922 usuarios, 310 cambiaron de comer-

cializador en enero, lo cual sigue siendo un comportamiento típico del mercado de usuarios finales, originado principalmente por la culminación de la vigencia de Contratos de suministro. Se destaca también el cambio de 299 usuarios en noviembre de 2005 de las empresas Electrocosta y Electricaribe a la nueva empresa Enercosta, lo que ocasionó que noviembre se convirtiera en el segundo mes del año con mayor número de cambios de comercializador. La gráfica 29 muestra el número de UNR que han cambiado de comercializador entre 1997 y 2005.

La distribución geográfica de fronteras de UNR y de alumbrado público se presenta en la gráfica 30. A diciembre de 2005, Bogotá D.C., presentó el mayor número de fronteras de UNR, con 969 fronteras, 79 más que en diciembre de 2004. Bogotá D.C. fue seguida por Antioquia, con 953 fronteras, y Valle del Cauca, con 649.


TABLA 20. NÚMERO DE FRONTERAS DE NUEVOS UNR

Actividad	Número
Venta al por menor de combustible para automotores	33
Prestación de servicios a la comunidad en general	27
Administración del estado y aplicación de la política económica y social de la comunidad	21
Venta al por menor en almacenes no especializados con surtido compuesto principalmente de alimentos, bebidas y tabacos (incluye supermercados)	20
Captación, depuración y distribución de agua	16
Venta al por menor de alimentos, bebidas y tabacos en almacenes especializados	16
Fabricación de gas distribución de combustibles gaseosos por tubería	15
Otras actividades de servicios no clasificados previamente	14
Servicio telefónico internacional	14
Actividades de hospitales	13
Otras	391

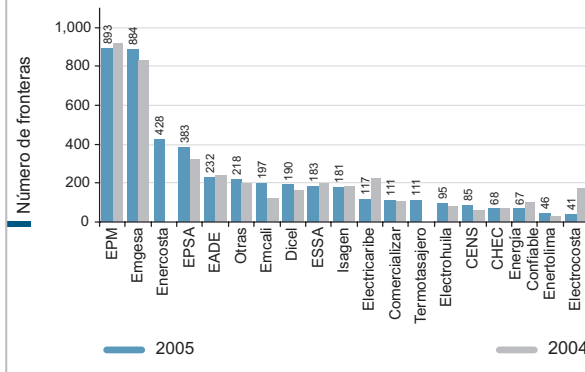
GRÁFICA 29. USUARIOS NO REGULADOS QUE HAN CAMBIADO DE COMERCIALIZADOR

GRÁFICA 30. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS FRONTERAS REGISTRADAS DE USUARIOS NO REGULADOS Y DE ALUMBRADO PÚBLICO


Tomando el número de fronteras de UNR y de alumbrado público según clasificación CIU para los tres departamentos con mayor número de fronteras registradas a diciembre de 2005, se encuentra que Bogotá D.C. mostró el mayor número de fronteras correspondientes a "Otras actividades de servicios no clasificados previamente". Antioquia registró el mayor número de fronteras correspondientes a la actividad "Administración del estado y aplicación de la política económica y social de la comunidad" y Valle del Cauca a la actividad "Venta al por menor en almacenes no especializados con surtido compuesto principalmente de alimentos, bebidas y tabacos (incluye supermercados)".

En cuanto a la distribución por agentes comercializadores que atienden demanda de UNR y de alumbrado público (gráfica 31), a diciembre de 2005, Empresas Públicas de Medellín con 893 fronteras, 27 menos que en diciembre de 2004, continúa siendo el agente comercializador con mayor número de usuarios de este tipo. En segundo lugar, está Emgesa, con 884 fronteras y en tercer lugar la nueva empresa Enercosta, con 428, la cual recibe fronteras que venían siendo atendidas por Electrocosta y Electricaribe.



GRÁFICA 31. DISTRIBUCIÓN DEL NÚMERO DE FRONTERAS DE UNR POR AGENTES COMERCIALIZADORES



En la tabla 21 se presenta la participación, a diciembre de 2005, de los agentes comercializadores en los tres departamentos con mayor número de fronteras de UNR y de alumbrado público.

TABLA 21. PARTICIPACIÓN DE AGENTES COMERCIALIZADORES – NÚMERO DE FRONTERAS DE UNR A DICIEMBRE 2005

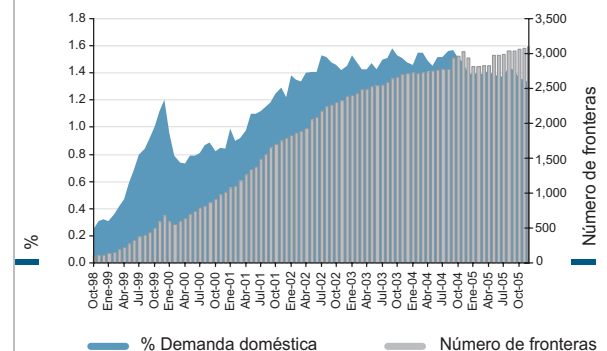
Agente	Bogotá D.C.	Antioquia	Valle
Emgesa	604	12	18
EPSA	82		270
Dicel	70	1	75
Termotasajero	68	1	
EPM	57	637	41
Isagen	32	27	26
Comercializar	25	14	41
Emcali	17	6	144
ESSA	5	5	4
Enercosta	3		
Codensa	2		
EEC	2		
Electrohulla	1	1	1
EBSA	1		
EADE		232	
Energen		12	
Energía y Servicios		3	
Corelca		2	
Cetsa			22
Genercauca			3
Termovalle			3
CHEC			1

3.2.2 FRONTERAS DE USUARIOS REGULADOS

Las fronteras de Usuarios Regulados se registran en el Mercado siempre que sean atendidas por comercializadores diferentes al comercializador del mercado local o comercializador establecido.

En la gráfica 32 se presenta la evolución del número de fronteras de Usuarios Regulados registradas que llegaron a 3,088 en diciembre 31 de 2005, mostrando la competencia gradual por la comercialización de energía para este tipo de usuarios. La variación neta en las fronteras se compone de un aumento de 390 fronteras y una reducción de 239 fronteras. El aumento se dio por el registro de 370 nuevas fronteras y por el cambio de 20 fronteras de Usuarios No Regulados a Regulados. La reducción se compone de 114 fronteras que pasaron de Usuarios Regulados a Usuarios No Regulados, y 125 fronteras por paso al mercado regulado de comercializadores establecidos o por cancelaciones según el artículo 3 de la Resolución CREG 006 de 2003.

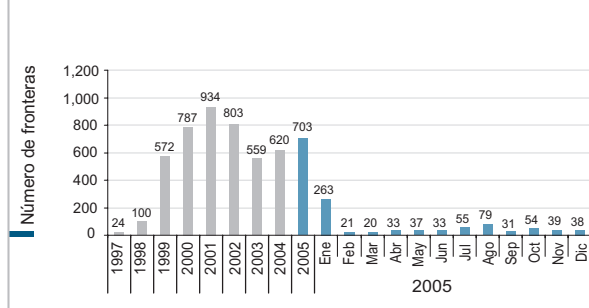
GRÁFICA 32. EVOLUCIÓN DE LAS FRONTERAS DE USUARIOS REGULADOS REGISTRADAS





En la gráfica 33 se presenta la evolución histórica del número de fronteras de Usuarios Regulados que han cambiado de comercializador. Durante 2005, 703 fronteras cambiaron de comercializador, 83 más que en el año 2004, siendo enero el mes en el cual se presentó el mayor número de cambios (263 fronteras).

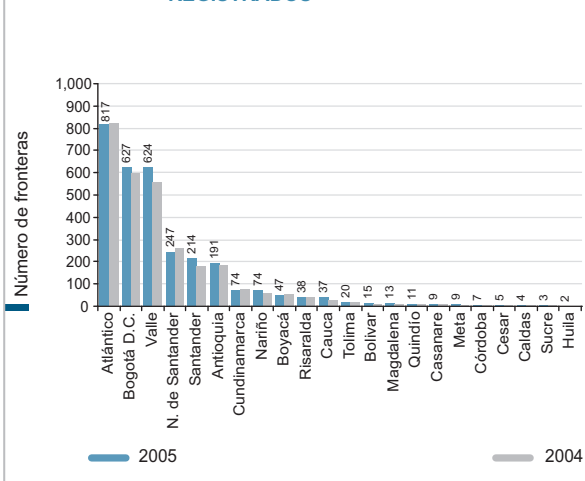
GRÁFICA 33. FRONTERAS DE USUARIOS REGULADOS REGISTRADAS QUE HAN CAMBIADO DE COMERCIALIZADOR



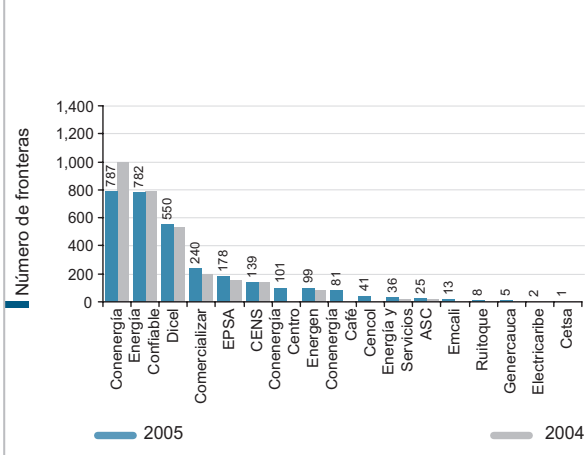
La distribución geográfica de fronteras de Usuarios Regulados registradas se presenta en la gráfica 34. A diciembre de 2005, el departamento del Atlántico presentó el mayor número de fronteras con 817, seis menos que en diciembre de 2004. Este departamento es seguido por Bogotá D.C., con 627 fronteras, y Valle del Cauca con 624 fronteras, las cuales han aumentado con respecto a 2004 en 33 y 67 fronteras respectivamente.

En cuanto a la distribución de las fronteras de Usuarios Regulados registradas por comercializador, el mayor número es atendido por Conenergía, con 787 fronteras, de las cuales la mayor concentración se presenta en Bogotá D.C. (472 fronteras). Este agente comercializador es seguido por Energía Confiable, con 782 fronteras, principalmente ubicadas en el departamento del Atlántico, y por Dixel, con 550 fronteras, de las cuales 259 son atendidas en el Valle del Cauca (ver gráfica 35).

GRÁFICA 34. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DEL NÚMERO DE FRONTERAS DE USUARIOS REGULADOS REGISTRADOS



GRÁFICA 35. DISTRIBUCIÓN DEL NÚMERO DE FRONTERAS DE USUARIOS REGULADOS REGISTRADOS POR COMERCIALIZADORES



A decorative graphic at the bottom of the page consisting of several overlapping, wavy lines in shades of blue and grey, creating a sense of movement and depth. A grey gradient fills the bottom portion of the page, partially obscured by the wavy lines.

TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA



TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

En esta sección se presentan las transacciones comerciales en el MEM que maneja el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-. Es importante aclarar que los montos se presentan en valores corrientes, cuando se muestra evolución de más de dos años los valores se indexan utilizando el índice de precios al productor -IPP-.

En la tabla 22 se aprecia el resumen de las transacciones en el MEM y las principales cifras en 2004 y 2005.

Durante 2005, las compras en Bolsa aumentaron cerca del 20 % con respecto a 2004. La energía transada en Bolsa creció 3.5%, mientras que la energía transada en Contratos aumentó 7.1%. Los aumentos en los montos transados se debió en parte a que el precio promedio anual de Bolsa aumentó 15.5% y a que el precio promedio del dólar disminuyó 11.3%.

El porcentaje de la energía transada en Bolsa, como porcentaje de la demanda comercial disminuyó 0.3% en 2005 al compararlo con 2004, mientras que el de Contratos aumentó 3.2%. Como producto de lo anterior, el total de las transacciones en Bolsa y en Contratos aumentó, al pasar de 133.8% de la demanda en 2004 a 136.8% en 2005.

Los valores correspondientes a restricciones, cargo por capacidad y FOES disminuyeron con respecto a 2004. A continuación se analiza cada uno de estos conceptos.





TABLA 22. RESUMEN TRANSACCIONES Y CIFRAS EN EL MEM

Concepto	Unidades	2004	2005	Crecimiento %
Energía transada en Bolsa	GWh	17,145	17,749	3.5
Energía transada en Contratos	GWh	47,917	51,308	7.1
Total energía transada en el Mercado	GWh	65,061	69,057	6.1
Desviaciones	GWh	76	67	-12.4
Demanda Comercial	GWh	48,618	50,467	4.1
Porcentaje de la demanda transado en Bolsa	%	35.3	35.2	-0.3
Porcentaje de la demanda transado en Contratos	%	98.6	101.7	3.2
Porcentaje de Cubrimiento	%	133.8	136.8	2.3
Precio medio en Bolsa Nacional	\$/kWh	64.4	74.4	15.5
Precio medio en Contratos	\$/kWh	72.9	70.7	-3.0
Compras en Bolsa	Millones de pesos	1,104,341	1,320,091	19.5
Restricciones	Millones de pesos	242,533	192,790	-20.5
Responsabilidad comercial AGC	Millones de pesos	92,314	99,329	7.6
Compras desviaciones	Millones de pesos	4,990	4,470	-10.4
Servicios CND y SIC	Millones de pesos	42,251	41,915	-0.8
Total Transacciones Mercado sin Contratos	Millones de pesos	1,486,430	1,658,596	11.6
Valor transado en Contratos	Millones de pesos	3,490,996	3,626,770	3.9
Total Transacciones Mercado	Millones de pesos	4,977,426	5,285,366	6.2
FAZNI (1)	Millones de pesos	57,611	62,428	8.4
FOES (2)	Millones de pesos	156,063	134,670	-13.7
Rentas congestión	Millones de pesos	199,947	175,744	-12.1
Valor a distribuir Cargo por Capacidad	Millones de pesos	1,324,617	1,199,140	-9.5

Los valores corresponden a los montos liquidados y están dados en pesos corrientes

- (1) Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
 (2) Fondo de Energía Social

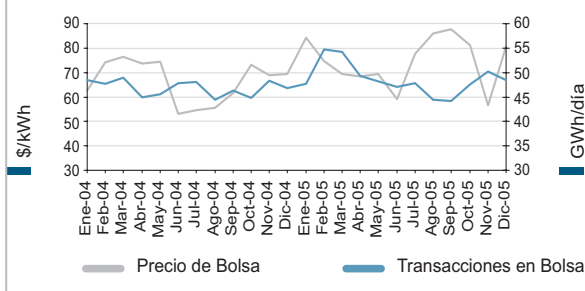
4.1 EVOLUCIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN BOLSA Y CONTRATOS

En la gráfica 36 se presenta la magnitud de las transacciones mensuales en la Bolsa y el comportamiento de su precio promedio mensual, destacándose la correlación negativa entre las compras en Bolsa y el precio de la misma (0.45).

En cuanto a las transacciones en Contratos, se destaca la disminución en el precio promedio de Contratos y el aumento en las cantidades contratadas. El precio promedio mensual más bajo en 2005 se presentó en noviembre con 68.18 \$/kWh, mientras que el más alto fue en enero con 72.51 \$/kWh.

Las operaciones globales por parte de los agentes puede observarse a partir de las magnitudes de las transacciones en Bolsa y en Contratos. Por un lado, como muestra la

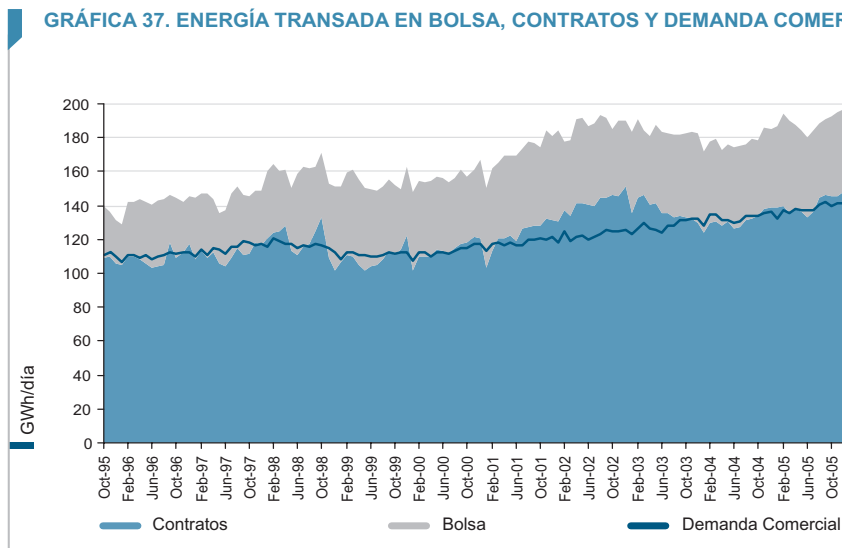
GRÁFICA 36. TRANSACCIONES EN BOLSA VS. PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE BOLSA



gráfica 37, la suma de éstas ha sido siempre superior a la demanda comercial total. Por otro lado, en la gráfica también se aprecia cómo los agentes han mantenido el volumen de las transacciones desde 2004.

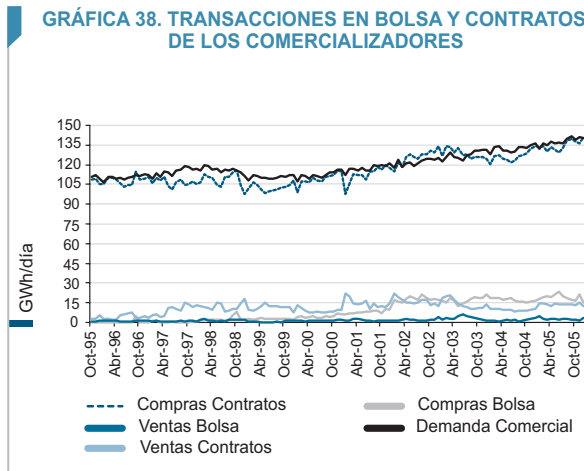


GRÁFICA 37. ENERGÍA TRANSADA EN BOLSA, CONTRATOS Y DEMANDA COMERCIAL



En la gráfica 38 puede verse que durante 2005, los comercializadores aumentaron sus niveles de compras en Contratos, a la vez que redujeron las ventas en Bolsa hacia el segundo semestre del año. El mayor nivel de compras en Contratos y las menores compras en Bolsa se registraron en diciembre.

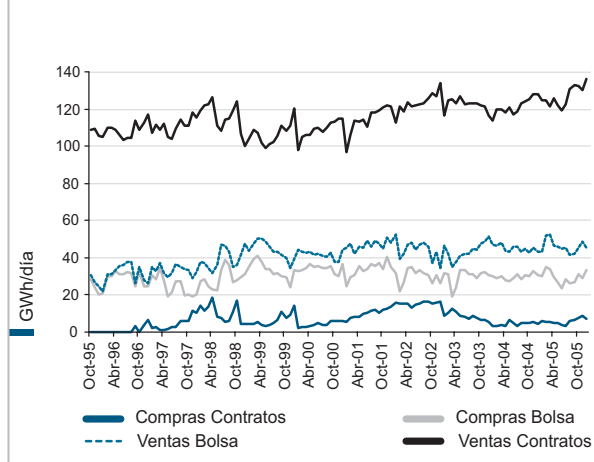
GRÁFICA 38. TRANSACCIONES EN BOLSA Y CONTRATOS DE LOS COMERCIALIZADORES



Los generadores, por su parte, utilizan en menor medida los Contratos como fuente de cubrimiento de riesgo, al contar con activos de generación para respaldar sus obligaciones. Sin embargo, se aprecia el incremento en las cantidades vendidas en Contratos por parte de los generadores en los últimos años (gráfica 39). En 2005, las ventas de energía de los generadores en la Bolsa representaron el 94.6 % de la energía transada en Bolsa. Por su parte, las ventas en Contratos constituyen el 90.2 % de la energía transada en Contratos.

4.1.1 BOLSA DE ENERGÍA

Para el año 2005, el precio promedio anual de la energía en Bolsa fue 74.40 \$/kWh, con promedios mensuales que fluctuaron entre 56.71 \$/kWh y 87.72 \$/kWh. El máximo precio horario de Bolsa del año fue 186.75 \$/kWh, el cual se produjo durante la hora 19 en los días 9 y 10 de septiembre. Por su parte, el precio horario mínimo de Bolsa se presentó durante las horas 0 a 4 y en la hora 23 del 4 de octubre, con 27.58 \$/kWh.


GRÁFICA 39. ENERGÍA TRANSADA EN BOLSA Y CONTRATOS DE LOS GENERADORES


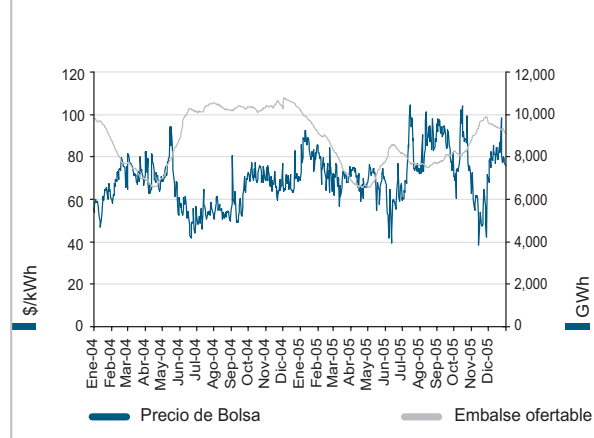
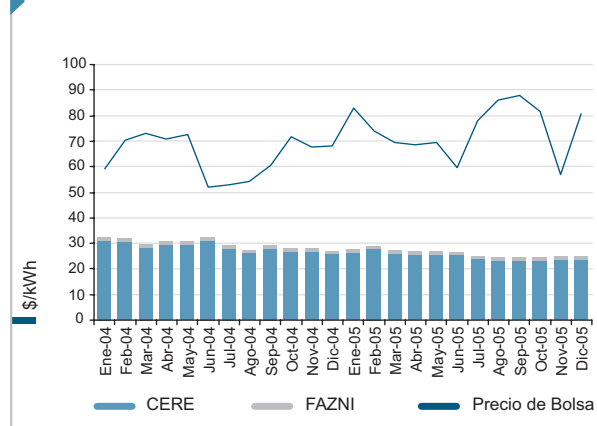
Por la alta composición hidráulica del parque de generación colombiano (67%) existe una correlación entre algunas variables hidrológicas, tal como el Embalse Ofertable¹, y el precio de Bolsa. La correlación entre el precio de Bolsa y el Embalse Ofertable normalmente ha sido negativa, sin embargo para el año 2005 se ubicó en el 0.01 en contraposición a la de 2004 con -0.50 . Al evaluar la correlación entre estas dos variables para el período comprendido entre enero 1 y abril 30 de 2005 el valor resultante es de 0.70, y para el período que va de mayo 1 a diciembre 31 es de -0.30 .

En la gráfica 40 se compara la evolución de los precios de energía en Bolsa y el embalse ofertable para los dos últimos años.

Noviembre se caracterizó por ser el mes con el precio promedio de Bolsa más bajo, 56.82 \$/kWh, por lo

¹ Es el margen resultante de restar del nivel actual del embalse agregado, el nivel establecido como reserva (Mínimo Operativo Superior MOS). El embalse ofertable mide la cantidad de energía hidráulica del país, disponible para transar en el Mercado Mayorista.

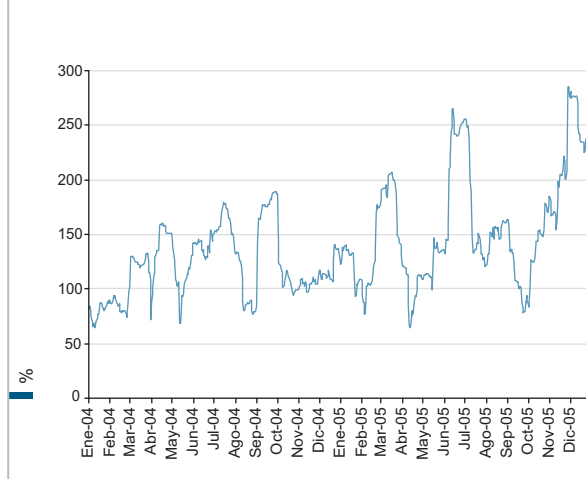
que la suma del Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Capacidad -CERE- y el Impuesto con destino al FAZNI representó el 44 % del mismo (CERE: 23.71 \$/kWh, FAZNI: 1.29 \$/kWh). Durante el año, el CERE y el FAZNI representaron entre el 28.31% y el 44.8% del precio de Bolsa (ver gráfica 41).

GRÁFICA 40. PRECIO DE LA ENERGÍA EN BOLSA Y EMBALSE OFERTABLE

GRÁFICA 41. PRECIO DE BOLSA, CERE Y FAZNI




El cálculo de la volatilidad mensual anualizada del precio de Bolsa muestra un incremento con respecto al año anterior, llegando a un promedio anual de 157%, 36.2 puntos por encima de 2004. La volatilidad del precio de Bolsa en 2005 continúa con la tendencia creciente que se presentó en 2004. La volatilidad máxima promedio mensual del año fue de 284.8% en noviembre y la mínima fue de 64.2%, en abril. (Gráfica 42).

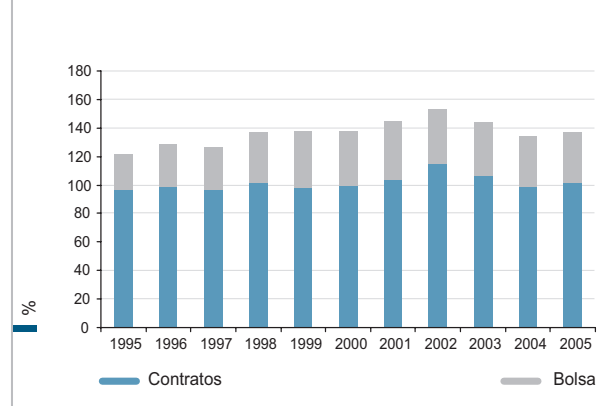
GRÁFICA 42. VOLATILIDAD MENSUAL ANUALIZADA DEL PRECIO DE BOLSA



4.1.2 CONTRATOS

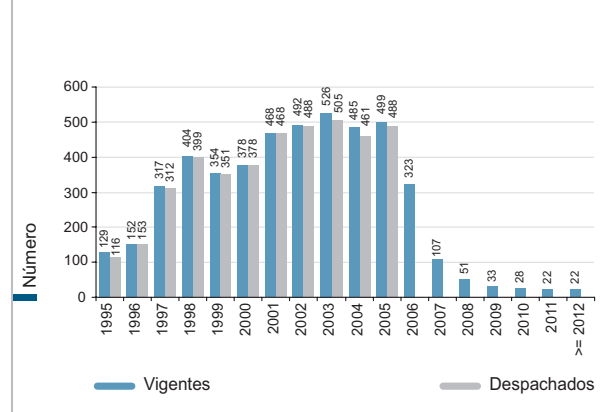
En el año 2005, las transacciones en Contratos fueron equivalentes al 101.67% de la demanda comercial, aumentando 3.2% con respecto al valor de 2004. En la gráfica 43 se presentan las transacciones en Bolsa y en Contratos como porcentaje de la demanda comercial. Las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista sobrepasaron la demanda comercial en un 36.84%, aumentando en 2.3% con respecto al año anterior.

GRÁFICA 43. TRANSACCIONES EN EL MERCADO MAYORISTA COMO PORCENTAJE DE LA DEMANDA COMERCIAL



En la gráfica 44 se presenta la evolución del número de Contratos vigentes y el número de Contratos despachados por año desde el inicio del Mercado. En 2005 el número de Contratos vigentes (499) y de Contratos despachados (488) aumentó con respecto a 2004. 2003 es el año en el que se presentaron los valores máximos históricos, con 526 y 505 Contratos, respectivamente. Existen 22 Contratos que estarán vigentes más allá del año 2012.

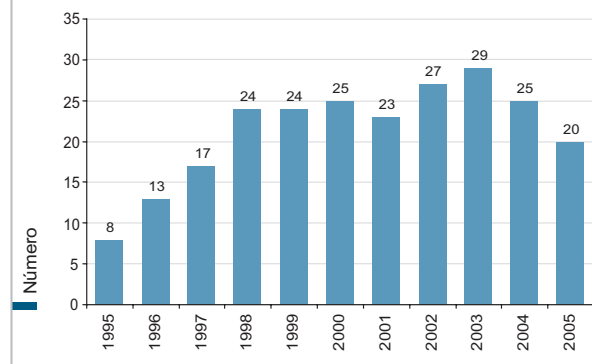
GRÁFICA 44. NÚMERO DE CONTRATOS VIGENTES POR AÑO





Además de los Contratos básicos tipo Pague lo Contratado y Pague lo Demandado, los agentes del Mercado transan electricidad en otras modalidades de Contratos. En el año 2005 estuvieron vigentes Contratos clasificables bajo 20 modalidades, tal como se aprecia en la gráfica 45.

GRÁFICA 45. MODALIDADES DE CONTRATOS REGISTRADOS POR AÑO



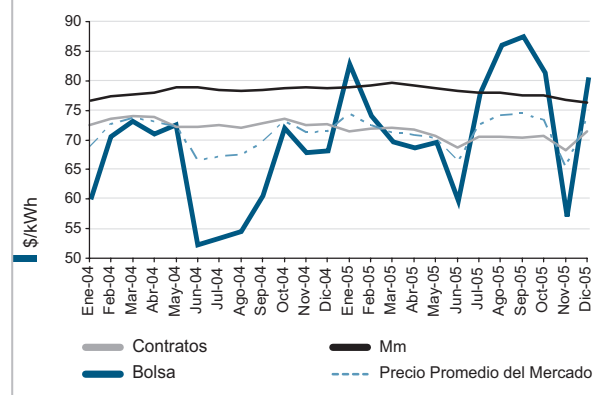
De acuerdo con la tabla 23, los precios promedios de despacho más bajos del año correspondieron a un Contrato que se registró en 1995 y que aún sigue vigente, mientras que el más alto correspondió a los Contratos registrados en 2002.

En la mayor parte de 2005 (siete meses), los precios promedios mensuales de los Contratos estuvieron por debajo del precio promedio mensual de Bolsa. La mayor diferencia se presentó en septiembre cuando el precio de Bolsa fue superior en 17.27\$/kWh

El mayor número de Contratos despachados se presentó en noviembre de 2005, con mayor proporción de Contratos registrados en 2004, ver la tabla 24.

El costo promedio mensual de todas las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista con destino al Mercado Regulado -Mm- durante 2005 registró una disminución, con respecto a 2004 de 0.09 \$/kWh, fluctuando entre 76.36 \$/kWh en diciembre y 79.69 \$/kWh en marzo. En la gráfica 46 se muestra la evolución del Mm, en la cual se aprecia que esta variable está más correlacionada con los precios de Contratos.

GRÁFICA 46. PRECIO DE BOLSA, CONTRATOS, Mm Y PROMEDIO DEL MERCADO



En la tabla 25 se presentan en forma comparativa los precios promedios anuales de la energía en Contratos y en Bolsa desde 1997. En 2005 disminuyó el precio de Contratos, mientras que aumentó el precio de Bolsa, mostrando mayor variación interanual que el precio medio de Contratos.

Finalmente, en la gráfica 47 se presenta la volatilidad mensual anualizada del precio de los Contratos. Para el año 2005, la volatilidad promedio de Contratos fue de 19.8%. Este valor se ubica 11.8 puntos por encima de la volatilidad de 2004 y muestra una tendencia creciente en la volatilidad promedio del precio de Contratos.



TABLA 23. PRECIO DE BOLSA Y CONTRATOS DESPACHADOS EN 2005

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1995	36.84	36.53	36.12	36.15	36.14	36.10	36.14	36.14	36.29	36.12	36.20	36.27
1997	71.51	71.58	71.58	71.58	71.58	71.58	71.58	71.58	71.58	71.58	71.58	71.58
1998	65.56	65.56	65.56	65.56	65.60	65.56	65.71	65.94	66.49	65.91	97.99	75.66
1999	57.56	57.56	57.35	57.35	57.35	57.35	57.35	57.35	57.35	57.22	57.22	57.22
2000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2001	79.03	79.09	79.09	78.85	78.96	79.28	78.88	79.31	79.32	79.70	79.62	81.24
2002	80.19	80.24	80.08	79.99	79.39	80.05	80.24	80.69	80.72	80.87	81.02	81.40
2003	77.56	77.11	76.58	75.96	75.50	74.46	74.96	75.12	75.52	75.69	74.88	77.90
2004	71.00	70.79	69.76	69.56	68.00	65.70	67.72	67.72	68.17	67.42	64.93	70.94
2005	78.90	75.42	74.90	75.22	73.16	68.48	73.43	71.76	71.55	72.52	67.64	70.70
Precio de Contratos	72.51	72.42	71.72	71.47	70.44	68.38	70.33	70.24	70.45	70.43	68.18	71.47
Precio de Bolsa	84.21	74.60	69.33	68.39	69.29	59.24	77.64	85.93	87.72	81.14	56.71	80.68

* Precio \$/kWh de diciembre de 2005

TABLA 24. NÚMERO DE CONTRATOS DESPACHADOS EN 2005

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1995	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1997	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1998	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3	2	1
1999	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2000												
2001	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
2002	23	23	22	22	23	23	17	19	19	17	16	14
2003	37	38	37	37	34	36	35	33	36	35	36	34
2004	170	168	161	174	160	151	142	145	145	139	136	129
2005	23	32	34	43	70	63	74	78	92	94	109	120

TABLA 25. EVOLUCIÓN PRECIOS PROMEDIOS ANUALES DE CONTRATOS Y BOLSA

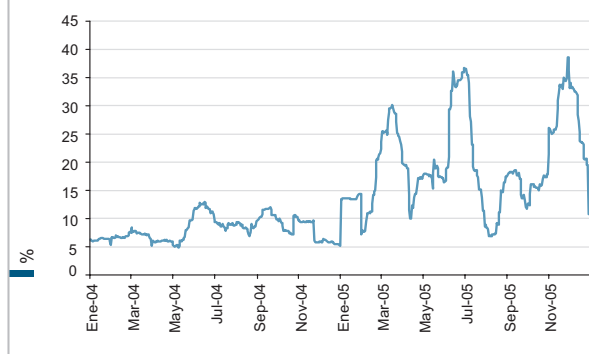
Fecha	Contratos \$/kWh (1) (2)	Bolsa \$/kWh (1)	Incremento Contratos %	Incremento Bolsa %
1997	63.74	125.47		
1998	60.29	88.59	-5.41	-29.39
1999	61.49	43.78	1.99	-50.58
2000	60.74	61.18	-1.23	39.72
2001	66.27	66.63	9.11	8.92
2002	74.94	57.84	13.08	-13.20
2003	78.62	72.58	4.91	25.49
2004	75.13	66.48	-4.44	-8.41
2005	70.67	74.57	-5.93	12.18

(1) \$/kWh de diciembre de 2005.

(2) Precio promedio de los Contratos despachados en cada año.



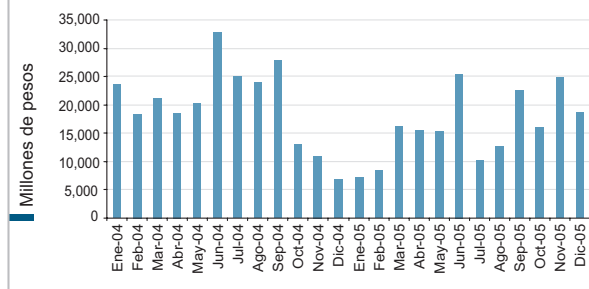
GRÁFICA 47. VOLATILIDAD MENSUAL ANUALIZADA DEL PRECIO DE CONTRATOS



4.1.3 RESTRICCIONES DEL SISTEMA

En el año 2005, por concepto de limitaciones en la capacidad de transporte en las redes del SIN, se registró un costo total de Restricciones de \$192,790 millones. La cifra anterior representó una disminución de 20.5% con respecto al costo obtenido en el año 2004, principalmente por una reducción importante en el número de atentados contra las líneas Intercoasta a 500 kV. La evolución mensual de las restricciones desde 2004 se presenta en la gráfica 48.

GRÁFICA 48. RESTRICCIONES TOTALES SIN AGC



La evolución mensual en el costo de las restricciones mostró una reducción importante hacia finales del año 2004 y principios de 2005, llegando a un mínimo de \$ 7,087 millones, cifra que en pesos constantes de diciembre de 2005 corresponde al valor más bajo de restricciones en la historia del Mercado. Lo anterior, como consecuencia de la disponibilidad completa de la red del STN y de la generación en mérito de algunas plantas de generación que son usualmente requeridas para la operación segura del SIN.

En 2005, los valores máximos en el costo de las Restricciones se presentaron en junio y noviembre, cuando llegaron a \$ 25,388 millones y \$ 24,924 millones respectivamente, debido principalmente a la indisponibilidad de las líneas de interconexión a la Costa Atlántica por atentados.

En este año, las dos causas de mayor impacto, según la clasificación establecida por la Resolución CREG 063 de 2000, fueron las correspondiente a generación de seguridad asociada con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN (41%), y las correspondientes a generación de seguridad originadas en modificaciones al programa de generación solicitadas por el Centro Nacional de Despacho (CND) durante la operación (6%).

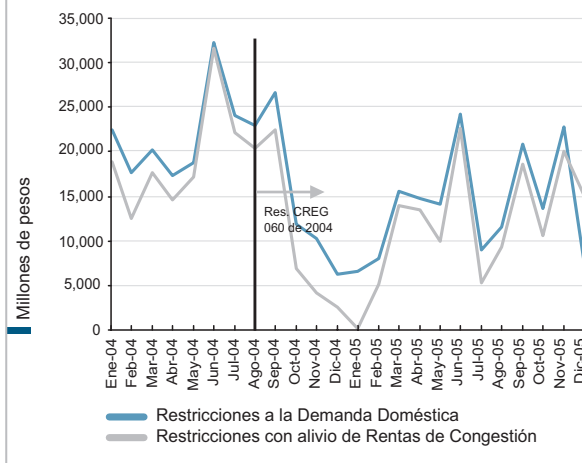
Considerando lo establecido en la Resolución CREG 060 de 2004, durante 2005 las restricciones asignables a la demanda doméstica sumaron \$168,534 millones y con alivio de rentas de congestión 144,683 millones (ver gráfica 49), con un mínimo en enero de \$194.7 millones y un máximo en junio de \$22,604 millones.

4.1.4 SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA -AGC-

Los agentes generadores que prestaron efectivamente el servicio de control automático de Generación, AGC (por



GRÁFICA 49. RESTRICCIONES ASIGNABLES A LA DEMANDA DOMÉSTICA

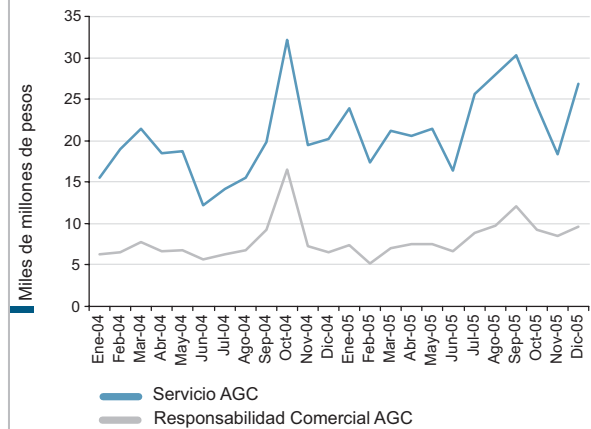


sus siglas en inglés Automatic Generation Control) en el año 2005 recibieron \$274,033 millones, monto inferior en \$47,224 millones al valor de 2004. Por otra parte los agentes generadores incurrieron en el pago de \$99,329 millones por la Responsabilidad Comercial en la prestación del servicio AGC, aumentando 7.6% con respecto al 2004 (ver gráfica 50).

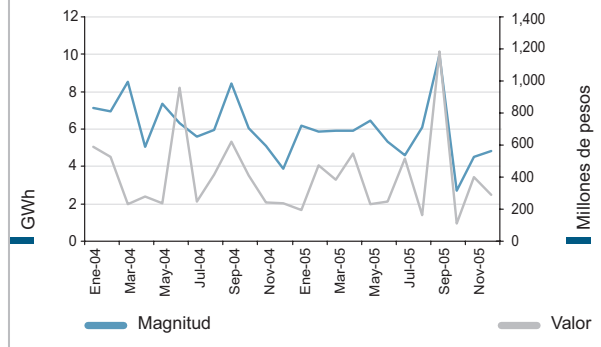
4.1.5 PENALIZACIONES POR DESVIACIONES DE GENERACIÓN

La evolución de la magnitud de las desviaciones del programa de generación por parte de los generadores se presenta en la gráfica 51, al igual que los pagos por esta causa. En el año 2005, el total de las desviaciones de los generadores sobre el despacho económico, en magnitud y valor, fue de 67 GWh y \$4,470 millones, respectivamente. Comparando con 2004, la magnitud mostró una disminución de 10.4%.

GRÁFICA 50. SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA - AGC



GRÁFICA 51. MAGNITUD Y VALOR DE DESVIACIONES



4.1.6 CARGOS POR CND Y ASIC

El valor liquidado a los agentes generadores y comercializadores por los servicios del CND y el ASIC, de acuerdo con los ingresos aprobados anualmente por la CREG, fue de



\$41,915 millones durante 2005, correspondiéndole 63% al CND y 37% al ASIC. Estos cargos fueron distribuidos entre los tipos de agentes como se indica en la tabla 26.

TABLA 26 . DISTRIBUCIÓN DE CARGOS POR CND Y ASIC (Millones de pesos)

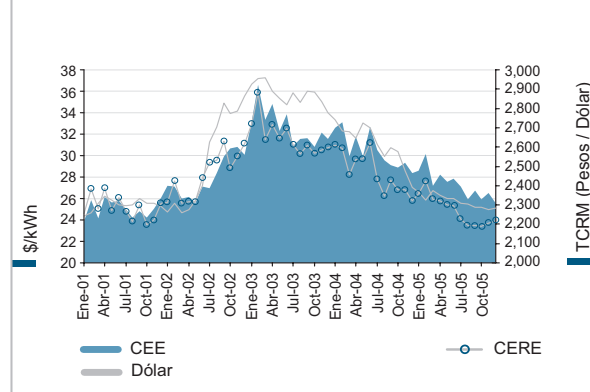
Agente	CND	ASIC
Comercializadores	13,418	7,463
Generadores	13,154	7,879
Total	26,572	15,342
Total CND y ASIC	41,915	

4.1.7 CARGO POR CAPACIDAD

En la gráfica 52 se muestra la evolución, desde el año 2001, del Costo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad -CEE- y del CERE, comparado con la Tasa de Cambio Representativa del Mercado -TCRM-.

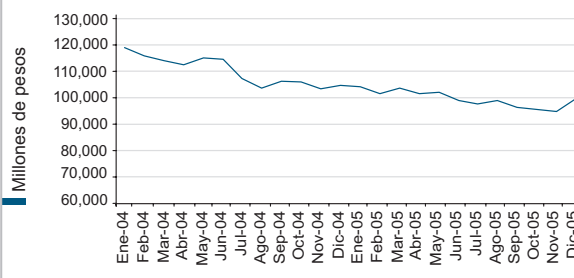
La tendencia a la baja que presentó la TCRM desde abril de 2003 y el crecimiento de la demanda durante el año 2005, influyeron en los comportamientos que mostraron tanto el CEE como el CERE.

GRÁFICA 52. EVOLUCIÓN DEL COSTO EQUIVALENTE REAL DE LA ENERGÍA DEL CARGO POR CAPACIDAD - CERE -



Influenciado también por el movimiento de la TCRM, el valor a distribuir por el Cargo por Capacidad mostró un comportamiento a la baja durante el año 2005, lo cual viene presentándose desde 2003, tal como se aprecia en la gráfica 53, llegando a \$1,199,136 millones, valor inferior en 9.5 % con respecto a los valores transados en 2004.

GRÁFICA 53. EVOLUCIÓN DEL VALOR A DISTRIBUIR POR CONCEPTO DE CARGO POR CAPACIDAD ENTRE LOS AGENTES GENERADORES



4.1.8 IMPUESTO CON DESTINO AL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS -FAZNI-

Conforme a lo establecido en la normatividad vigente, durante el año 2005, el ASIC liquidó \$62,428 millones por concepto del FAZNI. Cada año este monto por transacciones se incrementa con respecto al año anterior por la actualización del valor del impuesto. Es así como en 2005 pasó de \$1.23 a \$1.29 por kilovatio-hora despachado en la Bolsa.

4.1.9 RECONCILIACIONES

Las transacciones económicas derivadas de las generaciones de seguridad requeridas para garantizar la operación confia-



ble del Sistema se dividen en dos conceptos. El primero de ellos se denomina Reconciliación Positiva, la cual remunera la generación de seguridad fuera de mérito. El segundo concepto corresponde a la Reconciliación Negativa, la cual es la devolución de una parte de la remuneración que reciben los agentes generadores por encontrarse en mérito en la Bolsa y no poder generar energía por condiciones de seguridad eléctrica del Sistema.

Por concepto de Reconciliación Positiva, los generadores recibieron en 2005 un total de \$516,599 millones, como producto de generación de 5,974 GWh en condiciones de seguridad fuera de mérito. En comparación con el año anterior, estas cifras presentan reducciones en 13.9% y 9.9%, respectivamente. Las plantas con mayor participación en las reconciliaciones positivas fueron Tebsa y Termoflores, con el 50.4% del total.

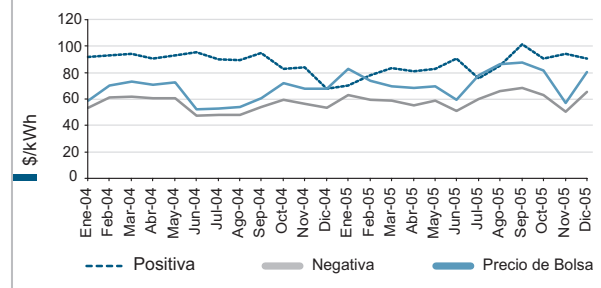
De otro lado, por concepto de Reconciliación Negativa, los generadores devolvieron en 2005 un valor de \$502,113 millones por una magnitud de 8,406 GWh, cifra inferior en magnitud en 6.2% respecto a la correspondiente en 2004. Chivor, Guatapé y Guavio fueron las plantas con mayor participación en las reconciliaciones negativas, con el 49.5% del total.

En costos unitarios mensuales (ver gráfica 54), la Reconciliación Positiva mostró una tendencia creciente a lo largo del año 2005, abriendo enero en 70.2 \$/kWh y cerrando diciembre en 90.58 \$/kWh. La Reconciliación Negativa mostró un comportamiento variable, abriendo al descenso hasta mediados de año para volverse a incrementar a final de año.

4.2 TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE– son un esquema comercial que opera desde

GRÁFICA 54. VALOR UNITARIO DE LAS RECONCILIACIONES Y PRECIO DE BOLSA



marzo de 2003 entre los mercados eléctricos de Colombia y Ecuador, gracias a los enlaces internacionales y a los acuerdos regulatorios que han permitido aprovechar los recursos energéticos para beneficio mutuo.

Durante 2005 el sector eléctrico colombiano exportó a Ecuador 1,758 GWh, los cuales representaron para Colombia ingresos por USD\$ 151.73 millones con un crecimiento de 12.3% con respecto a 2004. (Ver tabla 27).

En 34 meses de operación, las TIE han permitido al Mercado ventas de energía eléctrica por USD\$ 367.15 millones, lo que ha constituido a Ecuador en un mercado de gran interés para el sector. Dentro del monto de los USD\$ 367.15 millones que han generado las TIE desde su entrada en operación, USD\$ 196.77 millones se traducen en rentas de congestión, de las cuales se han destinado cerca del 2.6% a Ecuador bajo el concepto de Demanda Internacional del Despacho Económico Coordinado, 71.8% al Fondo de Energía Social –FOES–, y 25.6% al alivio de restricciones asignables a la Demanda Doméstica de Electricidad. A su vez, Ecuador ha realizado exportaciones a Colombia por 118.21 GWh que equivalen a USD\$ 3.58 millones.



TABLA 27. RESUMEN TIE

Fecha	Energía (GWh)		Valor (Millones de USD)		
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Rentas de Congestión
Enero	172.52	0.00	21.61	0.00	13.94
Febrero	137.86	0.03	11.96	0.00	6.19
Marzo	115.77	6.41	8.14	0.17	3.50
Abril	108.32	4.55	7.31	0.11	2.92
Mayo	142.75	0.89	15.09	0.02	9.26
Junio	120.63	0.45	8.25	0.01	3.64
Julio	159.15	0.50	15.29	0.01	8.25
Agosto	169.93	0.00	13.16	0.00	5.12
Septiembre	144.15	1.12	12.10	0.12	4.91
Octubre	178.31	0.01	15.12	0.00	6.70
Noviembre	167.13	0.00	12.21	0.00	6.21
Diciembre	141.35	2.07	11.49	0.06	4.96
Total 2005	1,757.88	16.03	151.73	0.51	75.60
Total 2004	1,681.09	34.97	135.11	0.74	76.83
Total 2003	1,129.26	67.20	80.31	2.33	44.35
Total marzo/03 a diciembre/05	4,568.23	118.21	367.15	3.58	196.77

Del total de las transferencias de Colombia a Ecuador en 2005, el 96.2% correspondió a exportación en mérito. Abril fue el mes que presentó mayor exportación fuera de mérito con 29%. Por su parte, el 60.4% de las exportaciones de Ecuador a Colombia se realizaron en mérito (ver gráfica 55).

Las rentas de congestión en 2005 ascendieron a USD\$ 75.60 millones, con una reducción de 1.6% al compararlas con 2004. Estas rentas se originan como efecto de la congestión en enlaces internacionales y la consecuente diferencia de precios que se tienen en los nodos frontera. Las rentas de congestión fueron asignadas tanto a la demanda doméstica colombiana como a la demanda internacional del despacho económico coordinado (demanda ecuatoriana).

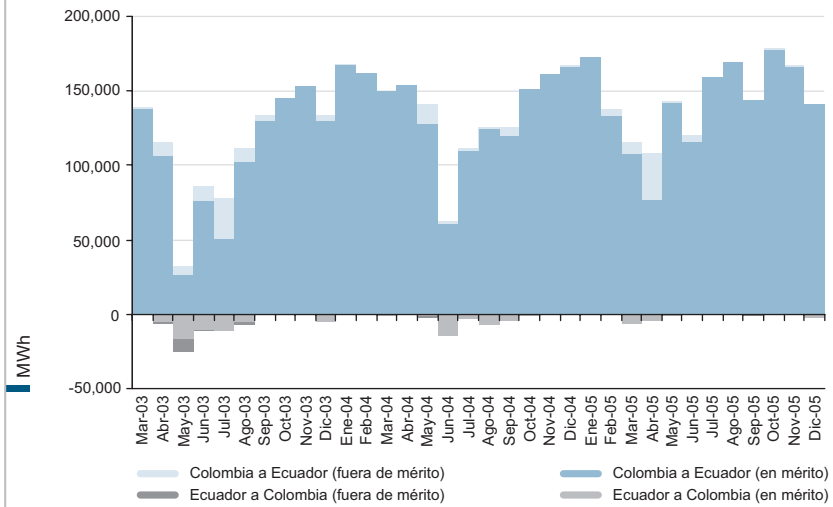
El 80% de las rentas de congestión asignables a la demanda doméstica colombiana se destinaron para alimentar el Fondo

de Energía Social –FOES– y un 20% para aliviar las restricciones que pagan los usuarios del Sistema eléctrico colombiano. El FOES por su parte disminuyó en 13.7% al compararlo con 2004, en parte por la disminución en las rentas de congestión. (Ver gráfica 56).

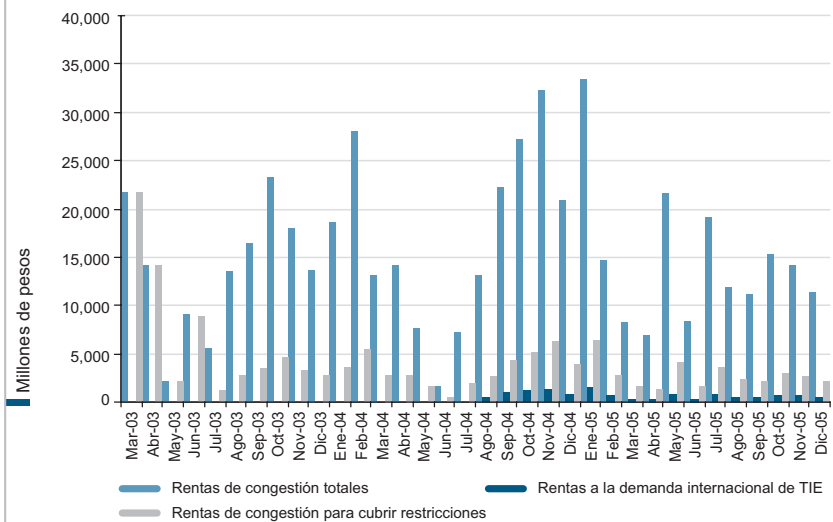
En la gráfica 57 se muestran los precios promedios diarios de oferta colombianos en el nodo frontera para exportación expost -PONE- y los precios promedios diarios de importación para liquidación ecuatorianos -PIL-. En 2005, el PIL fluctuó entre 37.5 \$/kWh, el 12 de marzo, y 405.97 \$/kWh, el 16 de julio. Por su parte, el PONE en el enlace de 230 kV, fluctuó entre 62.4 \$/kWh el 13 de noviembre y 154 \$/kWh el 15 de octubre, y por el enlace de 138 kV fluctuó entre 62.4 \$/kWh el 15 de octubre y 154 \$/kWh el 14 de julio.



GRÁFICA 55. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES CON ECUADOR EN MÉRITO Y FUERA DE MÉRITO

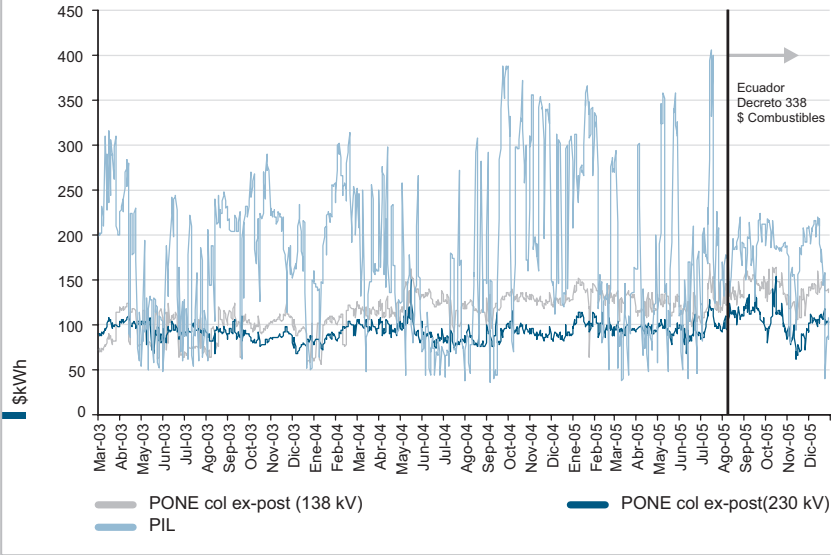


GRÁFICA 56. RENTAS DE CONGESTIÓN





GRÁFICA 57. PRECIOS DE OFERTA DE COLOMBIA Y PRECIO DE IMPORTACIÓN PARA LIQUIDACIÓN DE ECUADOR



The bottom of the page features a decorative design consisting of several overlapping, wavy lines in shades of blue and grey, creating a sense of movement and depth. A light grey gradient fills the bottom portion of the page, partially obscured by these lines.

 **TRANSPORTE**



TRANSPORTE

La actividad de transporte de electricidad se encuentra separada en las actividades de transmisión y de distribución. La primera consiste en el transporte de electricidad a voltajes mayores a 220 kV y la segunda a los menores.

5.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El STN finalizó el año 2005 conformado por 10,898.34 km de líneas a 220-230 kV y 1,449.36 km a 500 kV. De las líneas a 220-230 kV, 10,815.52 km son activos de uso y 82.82 km constituyen activos de conexión. Respecto a 2004 se presentó disminución en las líneas de conexión debido a que se actualizó la información de la línea Corozo - San Mateo a 230 kV.

5.2 TRANSFORMACIÓN

La capacidad total de transformación de 220 - 230 kV a tensiones inferiores registró al finalizar el año un valor de 12,837 MVA, incrementados respecto al año anterior en 199 MVA por la entrada del tercer transformador Caño Limón 50 MVA 230/34.5/13.8 kV, por el segundo transformador de Barranca 220/115/13.8 y por la repotenciación de 59 MVA del transformador El Copey 230/110/34.5 kV. En cuanto a la capacidad de transformación de 110 - 115 kV, ésta se incrementó 70 MVA respecto al año 2004 (ver tabla 30).





TABLA 28. PROPIEDAD DE LAS LÍNEAS DE USO DEL STN DICIEMBRE 31 DE 2005

Agente Propietario	Longitud líneas (km)	%
Líneas a 220 - 230 kV		
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	7,385.4	68.3
Transelca S.A. E.S.P.	1,519.6	14.1
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	791.8	7.3
Empresa de Energía de Bogotá E.S.P.	684.0	6.3
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	269.8	2.5
Electricificadora de Santander S.A. E.S.P.	122.9	1.1
Distasa S.A.E.S.P.	27.3	0.3
Termoflores S.A. E.S.P.	14.8	0.1
Total 220 - 230 kV	10,815.52	
Líneas a 500 kV		
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	1,449.36	100.00
Total 500 kV	1,449.36	
Total STN	12,264.88	

Longitudes reportadas al CND

No se incluyen líneas de interconexión internacional con Venezuela ni líneas de conexión al STN.

Se incluye la línea de interconexión con Ecuador a 138 kV en virtud de la Resolución CREG 004 de 2003.

TABLA 29. PROPIEDAD DE LAS LÍNEAS DE CONEXIÓN DEL STN DICIEMBRE 31 DE 2005

Agente Propietario	Longitud líneas (km)	%
Líneas a 220 - 230 kV		
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	71.32	86.11
Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.	9.20	11.11
Merilétrica S.A.	2.30	2.78
Total 220 - 230 kV	82.82	

Longitudes reportadas al CND

Incluye líneas de interconexión internacional con Venezuela y líneas de conexión al STN, sólo el tramo en Colombia.

TABLA 30. CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DICIEMBRE 31 DE 2005

SIN	Capacidad (MVA)
Total transformación 110 - 115 kV	10,847.15
Total transformación 138 kV	53.20
Total transformación 220 - 230 kV	12,837.00
Total transformación 500 kV	4,560.00
Total transformación	28,297.35

Los transformadores de tensiones menores a 220 kV corresponden a los reportados al CND.

El nivel de tensión corresponde al lado de alta.

Se excluyen los transformadores de las unidades generadoras.

5.3 ÍNDICES DE TRANSMISIÓN

5.3.1 ÍNDICES DE DISPONIBILIDAD DE ACTIVOS - IDA -

Para el año 2005 se observa el comportamiento de los índices de disponibilidad de los activos -IDA- de acuerdo con el cálculo semanal de los mismos, según lo establecido en la Resolución CREG 061 del año 2000.



En la tabla 31 se muestra el comportamiento del IDA de los diferentes tipos de equipos eléctricos asociados a activos de conexión para el año 2005.

En los activos de conexión, los transformadores fueron los equipos que presentaron el menor IDA promedio (99.43%), valor inferior a la meta establecida (99.45%) con un porcentaje de cumplimiento de 97.35% a diciembre 31 de 2005. Se destaca el transformador de Valledupar de 45 MVA 220/34.5/13.8 kV como el activo de conexión que registró el menor IDA con un valor del 41.10%. Las líneas fueron los equipos con menor porcentaje de cumplimiento (94.74%), cifra inferior al porcentaje de cumplimiento del año 2004 (100%).

En la tabla 32 se muestra el comportamiento de los diferentes tipos de equipos eléctricos asociados a activos de uso para el año 2005.

En los activos de uso, los circuitos de 230 kV con longitudes mayores de 100 km fueron los activos que menor IDA promedio obtuvieron (99.07%), con un porcentaje de cumplimiento de 92.1%. Los circuitos de 230 kV con longitudes menores a 100 km obtuvieron un porcentaje de cumplimiento de 88.19%, como consecuencia de que 15 circuitos de un total de 127 tuvieron un IDA < MIDA. Las bahías de línea fueron los equipos de menor porcentaje de cumplimiento con un valor de 88.01%, dado que 41 activos de un total de 342 activos de uso se ubicaron por debajo de su meta, es decir su IDA < MIDA. Se destaca la línea Betania - San Bernardino I 230 kV que registró a diciembre 31 de 2005 el menor valor del IDA para los activos de uso: 69.52%.

5.3.2 PROBABILIDADES DE FALLA

En 2005, de los 303 subsistemas definidos, 22 (7.28%) registran una probabilidad de falla por encima del 20% en lo referente al último cálculo realizado durante 2005 (diciembre 31).

En la tabla 33 se muestran los subsistemas eléctricos cuya probabilidad es superior al 20%, al finalizar el año 2005.

En la gráfica 58, se muestra la evolución semanal de esta variable para los subsistemas eléctricos, que a diciembre 31 de 2005 se ubicaron por encima del 46% de la probabilidad de falla.

5.4 LIQUIDACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CUENTAS POR USO DE LAS REDES DEL SIN

Los valores liquidados por concepto de Servicios Asociados correspondientes al LAC, antes de cualquier descuento, son pagados por los Transmisores Nacionales y Operadores Regionales en proporción a sus respectivos ingresos. La evolución del valor pagado por este concepto durante 2005 se muestra en la tabla 34. Estos valores presentan un incremento importante a partir del mes de noviembre, tanto para operadores como para transmisores, debido a los pagos del Gravamen a los Movimientos Financieros (GMF), pues a partir de este mes se ven reflejados los movimientos de los ingresos de ISA a través de las cuentas del administrador del mercado, XM S.A. E.S.P.



TABLA 31. ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD DE ACTIVOS DE CONEXIÓN 2005

Tipo de activo	N° de activos	IDA (%) promedio	Meta (%) año 2005	% de cumplimiento
Bahía de línea	32	99.95	99.45	100.00
Bahía de transformador	491	99.93	99.45	99.39
Líneas	19	99.97	99.45	94.74
Transformadores	189	99.43	99.45	97.35

Nota: Información procedente del último cálculo del IDA de los activos de conexión realizada en diciembre 31 de 2005.

TABLA 32. ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD DE ACTIVOS DE USO 2005

Tipo de activo	N° de activos	IDA (%) promedio	Meta (%) año 2005	% de cumplimiento
Bahía de línea	342	99.91	99.83	88.01
Bahía de transformador	21	99.93	99.83	95.24
Bahías de compensación	33	99.95	99.83	93.94
Circuitos 230 kV Longitud < = 100 km	127	99.91	99.73	88.19
Circuitos 230 kV Longitud > 100 km	38	99.07	99.59	92.11
Circuitos de 500 kV	8	99.91	99.18	100.00
Módulos de compensación	59	99.95	99.45	100.00
Transformadores	10	99.80	99.45	90.00

Nota: Información procedente del último cálculo del IDA de los activos de uso realizada en diciembre 31 de 2005.

TABLA 33. PROBABILIDADES DE FALLA POR SUBSISTEMA 2005

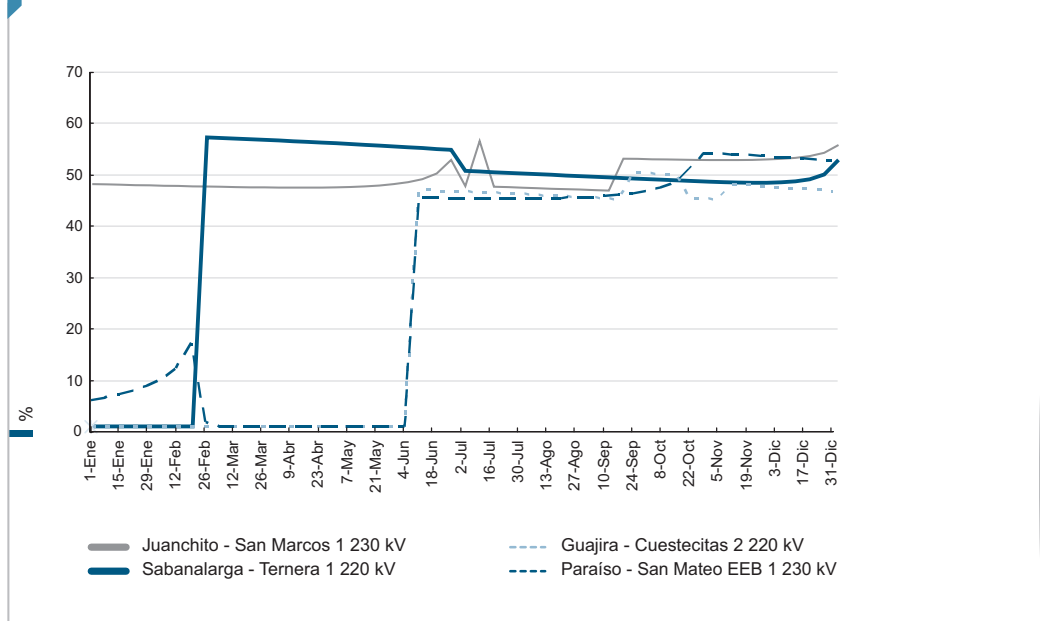
Descripción Subsistema	Probabilidad de falla (%)
Juanchito - San Marcos 1 230 kV	56.02
Sabanalarga - Ternera 1 220 kV	53.12
Paraiso - San Mateo EEB 1 230 kV	52.88
Guajira - Cuestecitas 2 220 kV	46.87
La Enea - San Felipe 1 230 kV	45.19
Nueva Barranquilla - Sabanalarga 1 220 kV	44.67
Yumbo 4 90 MVA 230/115/13.2 kV	42.41
Ancón Sur ISA - San Carlos 2 230 kV	41.55
Alto Anchicayá - Yumbo 1 230 kV	34.22
Nueva Barranquilla - TEBSA 1 220 kV	32.89
Betania - San Bernardino 1 230 kV	31.71
Barranca - Comuneros 1 230 kV	29.85
San Carlos - Purnio 2 230 kV	29.82
San Bernardino - Paez 1 230 kV	27.33
Yumbo - San Bernardino 1 230 kV	27.06
Torca 4 168 MVA 230/115/13.8 kV	25.78
Yumbo 3 90 MVA 230/115/13.2 kV	25.09
Barbosa - La Tasajera 1 220 kV	24.57
Tasajero - Los Palos 1 230 kV	23.38
San Bernardino 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	22.21
Guajira - Santa Marta 2 220 kV	21.46
Occidente - La Tasajera 1 220 kV	21.21



TABLA 34. INGRESOS POR SERVICIOS LAC 2005 (Millones de pesos)

Mes	Transmisores Nacionales	Operadores Regionales	Total
Enero	278,705,410	225,735,768	504,441,178
Febrero	278,491,906	214,083,256	492,575,162
Marzo	263,839,221	221,966,665	485,805,886
Abril	260,373,664	218,202,808	478,576,472
Mayo	256,300,481	216,841,835	473,142,316
Junio	257,047,223	215,332,347	472,379,570
Julio	253,834,768	216,847,269	470,682,037
Agosto	251,442,201	219,224,898	470,667,099
Septiembre	241,872,920	207,198,599	449,071,519
Octubre	226,426,456	195,681,891	422,108,347
Noviembre	420,408,072	358,241,669	778,649,741
Diciembre	416,657,807	370,588,159	787,245,966
Total	3,405,400,129	2,879,945,164	6,285,345,293

GRÁFICA 58. EVOLUCIÓN SEMANAL PROBABILIDAD DE FALLA





5.4.1 CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la tabla 35 se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de cargos por Uso del STN en 2004 y 2005. Se incluyen los conceptos de pago bruto, compensación y ajustes:

- Pago Bruto: Es el ingreso regulado de los transmisores nacionales sin incluir compensaciones.
- Compensación: Es el valor a descontar al ingreso regulado de los transmisores nacionales en el caso en que los activos que éstos representan no hayan cumplido con los índices de disponibilidad exigidos en la Resolución CREG 061 de 2000 y CREG 011 de 2002. Por tanto, las compensaciones son un valor menor a pagar por parte de los comercializadores.
- Ajuste: Es el valor pagado por los agentes que participan en la liquidación de los cargos por Uso del STN por concepto de ajustes realizados a la facturación de períodos de servicio de meses anteriores.

Por el concepto de cargos por Uso del STN se facturó para el año 2005 un valor neto total de \$869,796 millones (valor que incluye la contribución al FAER), cifra que superó en un

3.39% a la facturación del año 2004. Este incremento, inferior con respecto al de 2004 se debe al efecto combinado del comportamiento inflacionario durante 2005.

La evolución del ingreso por concepto de cargos por Uso del STN facturados en 2004 y 2005 se presenta en la gráfica 59, en la que se observa un incremento en el ingreso regulado de los transmisores entre 2004 y 2005. Durante 2005 hubo pocas variaciones mensuales, debido a la estabilidad del IPP y también a que durante 2005 no se presentaron cambios en los ingresos de los transmisores nacionales por efecto de entrada de nuevos proyectos.

La gráfica 60 muestra la evolución del cargo por Uso del STN en \$/kWh, desagregado por bloque de demanda (máxima, media y mínima) así como el cargo total monomio, el cual ha mantenido un comportamiento muy constante durante los dos últimos años.

El ingreso regulado, los ajustes y las compensaciones asociados con cada una de las empresas Transmisoras durante 2004 y 2005 se consignan en la tabla 36.

De otra parte, y de acuerdo con la normatividad vigente, el LAC liquidó el FAER a los transmisores nacionales en proporción al ingreso regulado que recibe cada uno por la totalidad de Unidades Constructivas que representa.

TABLA 35. CARGOS POR USO DEL STN (Millones de pesos)

Agentes	2004			2005		
	Pago Bruto	Compensación	Ajustes	Pago Bruto	Compensación	Ajustes
Comercializadores/Generadores	841,425	250.7	218	869,796.0	97.6	171.2

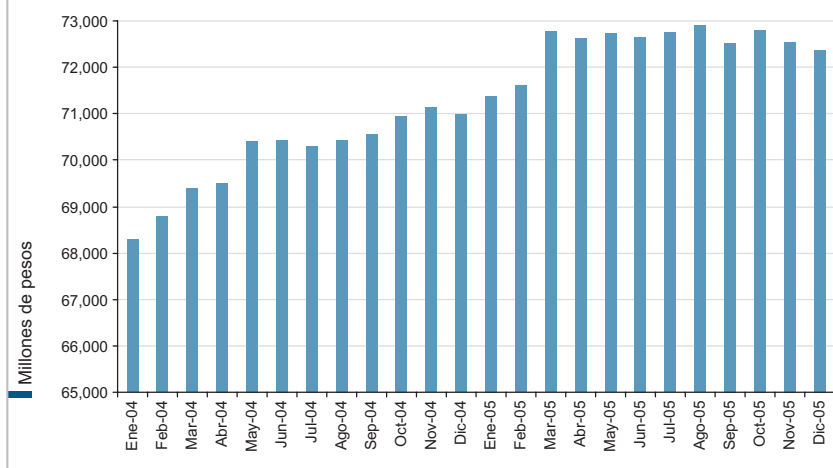
Nota: Los valores positivos de ajustes indican que el valor neto de éstos fue un valor a pagar por parte de los agentes y los valores negativos indican que el valor neto de los ajustes fue un valor a favor de los agentes. El pago que se refiere en la tabla a generadores, corresponde a los embudidos en la red del STN; actualmente esta condición la presenta la planta Jepirachi de EPM (Resolución CREG 122 de 2003).



TABLA 36. INGRESOS Y COMPENSACIONES TRANSMISORES NACIONALES (Millones de pesos)

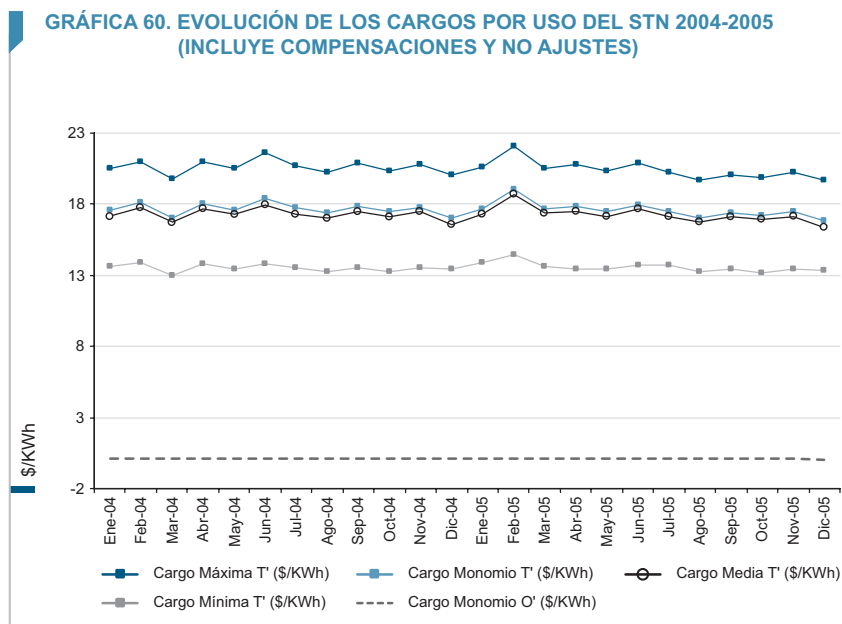
Empresa	2004			2005		
	Ingreso Bruto	Compensación	Ajuste	Ingreso Bruto	Compensación	Ajuste
CENS	1,690	0.0	0.1	2,513	0.0	0.1
CHB	2,511	0.0	0.0	1,833	0.0	0.0
Corelca	2,799	1.8	0.1	2,895	0.5	0.2
Distasa	3,458	0.0	0.0	3,577	0.0	0.0
EBSA	1,609	0.0	0.4	1,665	0.0	0.3
EEB	60,284	0.0	5.0	63,380	0.0	3.5
EPM	62,729	107.8	70.0	64,895	15.8	49.3
EPSA	22,161	2.5	2.7	22,911	4.6	0.7
ESSA	12,660	0.7	1.8	13,097	1.0	1.3
ISA	590,064	35.7	136.1	607,156	21.0	108.8
Transelca	81,459	102.3	1.9	85,874	54.7	7.0
Totales	841,424	250.8	218.1	869,796	97.6	171.2

GRÁFICA 59. EVOLUCIÓN DE INGRESOS POR CONCEPTO DE LOS CARGOS POR USO DEL STN 2004-2005 (INCLUYE COMPENSACIONES Y NO AJUSTES)





**GRÁFICA 60. EVOLUCIÓN DE LOS CARGOS POR USO DEL STN 2004-2005
(INCLUYE COMPENSACIONES Y NO AJUSTES)**



5.4.2 CARGOS POR USO DE LOS STR

En la tabla 37 se presenta el total facturado a los agentes comercializadores por concepto de cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional - STR - en 2005. Se incluyen los conceptos de Pago Antes de Descuento y el Descuento del que se hace mención en la Resolución CREG 032 de 2003.

- Pago Bruto: Es el ingreso de los operadores de red sin incluir el Descuento de la Resolución CREG 032 de 2003 (No aplica a todos los operadores de red).
- Descuento: Es el valor a descontar al ingreso de los operadores de red con el cual se compensarán los mayores ingresos recibidos en la primera etapa con los menores ingresos que se obtengan en los primeros meses de la

segunda etapa (Resolución CREG 032 de 2003). Estos descuentos se realizaron hasta febrero de 2004.

La evolución de los ingresos por concepto de cargos por Uso de los STR se presenta en la gráfica 61. Los valores facturados durante 2005 presentaron un valor neto de \$ 784,670 millones, distribuidos en \$187,071 millones y \$597,599 millones para el STR Norte y STR Centro Sur, respectivamente.

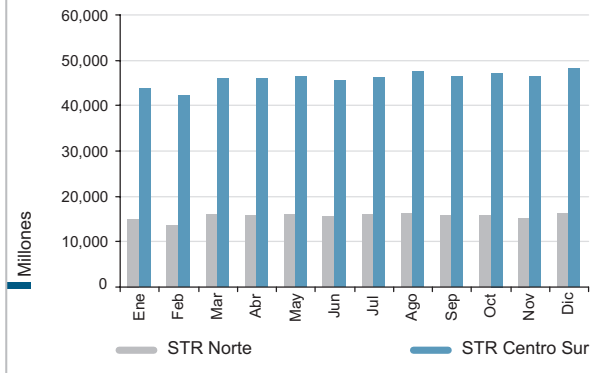
El comportamiento de los cargos por Uso del STR en \$/kWh para los dos sistemas de transmisión regional, muestra al igual que los Cargos por Uso del STN, una tendencia constante. Se resalta además que el cargo del STR Norte, que varió entre 17.55 y 17.91 \$/kWh, siempre es mayor que el cargo del STR Centro Sur, que varió entre 15.54 y 15.58 \$/kWh.



TABLA 37. CARGOS POR USO DE LOS STR (Millones de pesos)

Agentes	2004				2005			
	Pago Bruto	Descuento	Ajustes	Pago Neto	Pago Bruto	Descuento	Ajustes	Pago Neto
Comercializadores STR Norte	173,990	15	-74	173,901	187,069	0	2	187,071
Comercializadores STR Centro Sur	530,847	15	-102	530,730	597,601	0	-2	597,599
Total	704,837	30	-176	704,631	784,670	0	0	784,670

GRÁFICA 61. EVOLUCIÓN DE INGRESOS DE LOS OPERADORES REGIONALES POR CARGOS POR USO DE LOS STR 2005



A decorative graphic at the bottom of the page consisting of several overlapping, wavy lines in shades of blue and grey, creating a sense of movement and depth. A grey gradient area is visible at the bottom left, partially obscured by the lines.

GESTIÓN DE LA OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO



GESTIÓN DE LA OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

En este capítulo se muestran los principales indicadores de la gestión tanto en la operación como en la administración del Mercado, así como la evolución de la deuda durante el año 2005.

6.1 INDICADORES DE LA OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

6.1.1 INDICADORES DE LA OPERACIÓN

Los indicadores que reflejan la calidad de la operación del SIN durante 2005, muestran resultados satisfactorios, al no superar los límites máximos anuales propuestos (ver tabla 38).

6.1.1.1 Tensión por fuera de rango

Se considera deterioro en el nivel de tensión, cuando ésta queda por fuera de los rangos definidos en el Código de Operación (90 - 110% para 220/230 kV y entre 90 - 105% para 500 kV) por un lapso mayor de un minuto.

En el año 2005, excluyendo atentados, se presentaron 36 casos en los cuales la tensión del STN estuvo por fuera de su rango durante un período mayor a un minuto, para un promedio anual de 0.098 eventos/día, resultando inferior al valor máximo anual de 40 eventos de tensión. De estos eventos de tensión los más representativos por áreas





TABLA 38

Indicador	2004		2005	
	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Porcentaje de demanda no atendida por causas programadas (sin atentados)	0.0321	0.0333	0.0181	0.0333
Porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas (sin atentados)	0.1410	0.1320	0.0929	0.1320
Variaciones de tensión por fuera de rango (sin atentados)	30 eventos/año	40 eventos/año	36 eventos/año	40 eventos/año
Variaciones lentas de frecuencia	2 eventos/año	10 eventos/año	4 eventos/año	10 eventos/año
Variaciones transitorias de frecuencia	113 eventos/año	260 eventos/año	121 eventos/año	260 eventos/año

operativas son: Cerromatoso con el 25% (9 eventos) asociados a las subestaciones Urrá y Urabá debido fundamentalmente al disparo del autotransformador 3 de Cerromatoso 500/220/13.8 kV, Nordeste con el 16.66% (6 eventos) incluye las subestaciones Barranca, Bucaramanga y Caño Limón y las áreas Valle del Cauca y Antioquia - Chocó con una participación del 13.88% asociados fundamentalmente a las subestaciones Alto Anchicayá y La Tasajera.

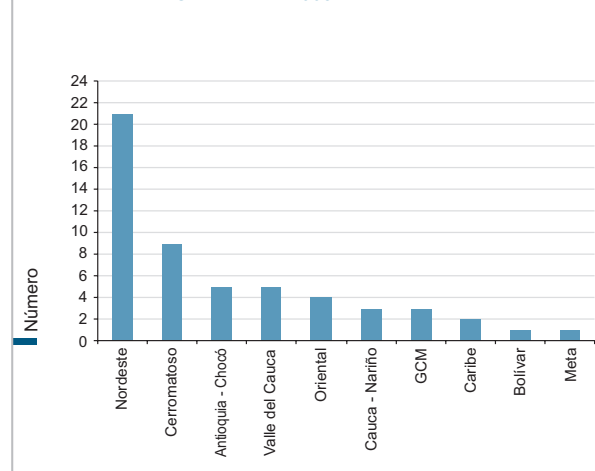
Adicionalmente, se presentaron 18 eventos de tensión por fuera de rango debido a condiciones de atentados, de los cuales el 83.33% corresponden a eventos asociados al área Nordeste, siendo los circuitos más afectados Samoré - Banadía - Caño Limón a 230 kV.

En cuanto a la distribución de eventos por área operativa, incluyendo los atentados presentados en el año 2005, la mayoría se concentra en el Nordeste y en segundo lugar en Cerromatoso, como se observa en la gráfica 62.

6.1.1.2 Variaciones lentas de frecuencia

Se considera desviación lenta, cuando la frecuencia eléctrica del SIN se sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), por un tiempo

GRÁFICA 62. EVENTOS DE TENSIÓN POR ÁREA OPERATIVA 2005



superior a 60 segundos, al quedar sin reserva operativa, margen de regulación secundaria o por un deterioro en las funciones del control automático de generación AGC.

Para esta variable, durante 2005 se presentaron cuatro eventos con variación de frecuencia por fuera de rango, para un promedio anual de 0.0109 variaciones/día, con lo cual no se superó el límite máximo para 2005 de 10 variaciones de



frecuencia. De estos eventos, tres de ellos estuvieron asociados a falla en equipos de generación o transmisión y uno a operador de red.

El índice se mantuvo dentro del rango, entre otros factores, debido a una apropiada programación de reserva para regulación de frecuencia, al adecuado manejo operativo de la regulación secundaria de frecuencia, al cumplimiento por parte de los generadores de la prestación de servicio de regulación primaria, al permanente seguimiento a la programación y coordinación de los programas de generación y la permanente gestión sobre la demanda.

6.1.1.3 Variaciones transitorias de frecuencia

Se considera desviación transitoria, cuando la frecuencia eléctrica del SIN se sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), sin importar el tiempo de duración de la desviación, debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión súbita de carga o eventos en el SIN.

Durante 2005 se presentaron 121 eventos, ocho eventos más que los ocurridos en 2004, para un promedio diario de 0.33 variaciones/día, resultando menor al límite acordado para el año (260 eventos en el año).

El mayor número de eventos se presentó en marzo, con 19 eventos en total, seguido por los meses de abril y junio (ambos con 14 eventos). La máxima participación en las variaciones transitorias de frecuencia corresponde a eventos asociados a unidades de generación con el 71.1%, seguido por contingencias en equipos de transmisión y transformación con el 19.8%, como se observa en la tabla 39.

6.1.1.4 Demanda no atendida por causas programadas

El índice de demanda no atendida por causas programadas terminó el año en 0.0181 por debajo del límite anual establecido en máximo 0.0333. Durante la mayor parte del año se mantuvo por debajo de la meta, excepto en abril de 2005 con un valor de 0.355, las áreas operativas con mayor participación este mes fueron Cauca-Nariño y Huila-Caquetá. Al excluir los atentados se mantiene el mismo valor del índice.

6.1.1.5 Demanda no atendida por causas no programadas

El índice de demanda no atendida por causas no programadas terminó el año en 0.2279, las áreas operativas con mayor participación fueron Nordeste y Cauca-Nariño. Al excluir los atentados el indicador termina en 0.0929, valor inferior al límite anual establecido en 0.1320. Excepto para los meses de marzo y abril de 2005, este indicador se mantuvo por debajo del máximo establecido.

6.1.2 SUPERVISIÓN Y CONTROL EN TIEMPO REAL

6.1.2.1 Índice de disponibilidad de enlaces con los Centros Regionales de Control

Los enlaces de comunicación del CND con los CRC durante el año 2005 tuvieron una disponibilidad superior al 97% durante todo el año, límite establecido por la Resolución CREG 054 de 1996, exceptuando el enlace con Electrocosta el cual estuvo por debajo en el mes de abril debido a la actualización tecnológica de los servidores en el CND.

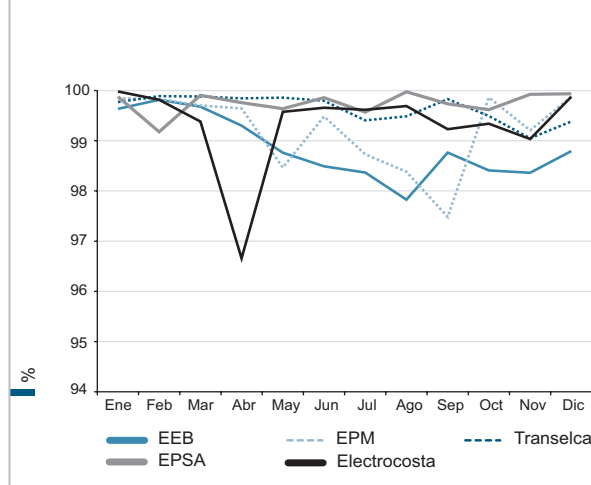


TABLA. 39 VARIACIONES TRANSITORIAS DE FRECUENCIA 2005

	Contingencia en equipos de transmisión y transformación	Eventos asociados con unidades de generación	Variaciones de carga en la mina de Ferroniquel, Cerromatoso, etc.	Total
Enero	1	11	0	12
Febrero	0	8	0	8
Marzo	4	14	1	19
Abril	2	10	2	14
Mayo	3	2	0	5
Junio	0	10	4	14
Julio	1	3	2	6
Agosto	1	8	0	9
Septiembre	5	6	1	12
Octubre	2	3	0	5
Noviembre	2	7	0	9
Diciembre	3	4	1	8
Total	24	86	11	121
%	19.8	71.1	9.1	100.0

A finales del mes de diciembre de 2005 se actualizó el protocolo de comunicación con el CRC de la Empresa de Energía de Bogotá – EEB –, el cual se cambió del protocolo X-25 al ICCP (Interchange Control Center Protocol). (Ver gráfica 63)

GRÁFICA 63. DISPONIBILIDAD DE ENLACES CON LOS CRC 2005



6.1.2.2 Desconexión automática de carga

El CND de conformidad con lo definido en la Resolución CREG 061 de julio 30 de 1996, presentó en abril de 1998 una propuesta de ampliación del alcance del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia -EDAC- que respondía a las necesidades del Sistema colombiano, el cual fue aprobado por todas las empresas participantes e implementado a partir de julio de 1998. El esquema comprende ocho etapas con umbrales de frecuencia y tiempos definidos, los cuales se evalúan año tras año con el fin de verificar la vigencia del esquema y su comportamiento durante eventos.

Con la entrada en operación del esquema TIE con Ecuador, el 1° de marzo de 2003, el Sistema eléctrico es más robusto para responder a los desbalances generación/demanda. En esta nueva condición, se analizó y validó el EDAC vigente desde 1998, verificándose su validez tanto para la operación interconectada con Ecuador como para la operación



autónoma del Sistema colombiano. En el año 2005 el CND analizó y verificó las condiciones del EDAC, ratificándose mediante el Acuerdo CNO 235 de junio 3 de 2005 la vigencia del esquema.

En el Sistema colombiano las cargas a desconectar son definidas por cada empresa distribuidora y corresponden a un 40% del total de la demanda, dispuestas en ocho etapas con desconexiones de carga del 5% cada una (con retardos desde 200 ms hasta 4 s en la última etapa). Para el sistema ecuatoriano se cuenta con etapas similares en cuanto a umbrales de frecuencia se refiere, con seis etapas y una desconexión del 50% de la demanda, habilitado en todas las barras de carga del sistema. Este esquema se caracteriza por la desconexión rápida de todas las etapas (200 ms).

El EDAC actualmente implementado por ambos países es mostrado en la tabla 40.

En 2005, con el fin de mejorar el seguimiento a la calidad y confiabilidad del esquema instalado, en el Acuerdo No. 319 del CNO de febrero de 2005, se estableció el procedimiento para la entrega anual de información del EDAC del SIN y se aprobó la realización de pruebas al mismo. Dando cumplimiento a lo establecido en este Acuerdo, el Subcomité de Estudios Eléctricos en su reunión No. 115 acordó que para el año 2005 se realizarían pruebas a las etapas quinta y sexta del EDAC. Finalizando el mes de diciembre de 2005, las empresas en su totalidad, a excepción de Cedenar, presentaron el informe de las pruebas realizadas al esquema con resultados muy satisfactorios.

En este año se presentaron 17 eventos que activaron el EDAC, cifra inferior a la presentada en los últimos años (19 en 2004, 23 en 2003, 72 en 2002, 114 en 2001 y 96 en

2000). Ocho eventos (47%) se asocian al área Caribe de la siguiente forma:

- Dos eventos que ocasionaron aislamiento del área Caribe 2 (Atlántico, Bolívar y GCM).
- Cuatro eventos que ocasionaron aislamiento del área Caribe.
- Dos eventos asociados a la operación de la Costa Norte aislada.

De acuerdo con el rango de frecuencia de actuación, se observa que en el 41.18% de los eventos, hubo actuación de la primera etapa (el 23.53% con frecuencias superiores a 59.4 Hz), el 17.65% hasta la segunda etapa, 11.76% hasta la tercera etapa, un 5.88% hasta la cuarta etapa y en el 23.53% llegó hasta la actuación de la quinta y sexta etapa del EDAC, estos últimos corresponden a eventos de aislamiento de las áreas Caribe y Caribe 2, tal como es mostrado en la tabla 41.

Uno de los eventos en el SIN que involucró la mayor cantidad de demanda desconectada por actuación del EDAC, se presentó el 12 de julio a las 11:43 horas, cuando por apertura bajo carga del seccionador de barra del banco 1 de generación de Guatapé, se produjo una falla bifásica de las fases A y B a tierra, ocasionando la apertura en el extremo remoto de los 10 circuitos de transmisión a 230 kV que interconectan la subestación Guatapé con el resto del SIN y la generación de la central Guatapé. La evolución de la falla ocasionó la apertura de los circuitos a 230 kV Ancón Sur – Esmeralda 1 y 2, Playas – Primavera, San Carlos – Ancón Sur aislándose el área Antioquia – Chocó del resto del SIN. Posteriormente, con la pérdida de la generación del área se produce un colapso de voltaje que deja sin suministro de energía eléctrica a los departamentos de Antioquia y parte de Chocó, despejándose finalmente la falla sobre el Sistema.



TABLA 40. ESQUEMA EDAC COLOMBIA - ECUADOR

Etapa	Umbral de frecuencia (Hz)	Desconexión de carga (%)		Retardo intencional (ms)	
		Colombia	Ecuador	Colombia	Ecuador
1	59.4	5	7	200	200
2	59.2	5	9	200	200
3	59.0	5	10	400	200
4	58.8	5	10	400	200
5	58.6	5	6	600	200
6	58.6	5	----	1,000	----
7	58.4	5	8	2,000	200
8	58.4	5	----	4,000	----
Total desconexión (%)		40	50		

TABLA 41. CLASIFICACIÓN DE EVENTOS POR RANGO DE FRECUENCIA 2005

Rango de frecuencia	Total eventos
f > 59.4 Hz	4
59.2 Hz < f <= 59.4 Hz	3
59 Hz <= f <= 59.2 Hz	3
58.8 Hz <= f < 59 Hz	2
58.6 Hz <= f < 58.8 Hz	1
58.4 Hz < f < 58.6 Hz	4
f < 58.4 Hz	0
Total	17

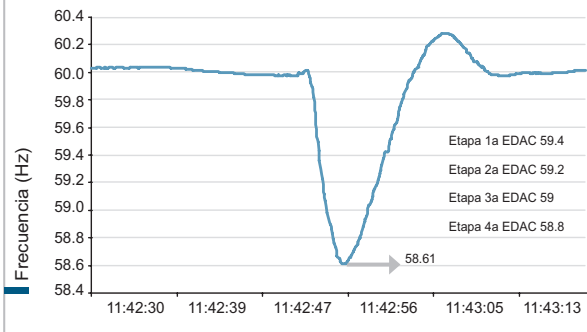
Se registró una frecuencia mínima de 58.61 Hz (gráfica 64) alcanzando a activar completamente las cuatro primeras etapas del EDAC, con una desconexión total de carga de 735 MW, involucrando todas las áreas del SIN. Durante este evento se presentó apertura de la interconexión con Ecuador por operación del esquema de separación de áreas.

De los eventos del EDAC que involucran sólo al área Caribe, el de mayor impacto fue el presentado el 02 de diciembre de 2005 a las 18:03 horas, en el cual se presentó disparo del circuito San Carlos - Cerromatoso 2 a 500 kV con 271.5

MW, ocasionando aislamiento del área Caribe al encontrarse indisponible el circuito I San Carlos – Cerromatoso a 500 kV por atentado, durante este evento se presentó disparo de la unidad 4 de Urrá con 76 MW.

La frecuencia en el área Caribe bajó a 58.41 Hz y se presentó actuación del EDAC activando completamente las seis primeras etapas, mientras que en el Sistema Central se registró una frecuencia con un valor de 60.4 Hz.

GRÁFICA 64. EVOLUCIÓN DE LA FRECUENCIA DEL SIN EVENTO DEL 12 DE JULIO DE 2005 A LAS 11:42:55





En términos generales, la respuesta integrada del EDAC frente a eventos en el SIN que obligaron a su actuación fue adecuada.

6.1.2.3 Servicio de AGC

Durante el año 2005 en el SIN se atendió la calidad de frecuencia con reservas para regulación secundaria de frecuencia mediante el Control Automático de Generación AGC. El servicio en cuanto a calidad cumplió durante el año con los índices horarios propuestos por NERC (North American Electric Reliability Council), y respecto a la continuidad de la prestación de este servicio se logró un valor de 99.82% durante el año, esto es, algo menos de 16 horas de indisponibilidad.

Dada la capacidad, desarrollada en XM, de contar con la funcionalidad del programa AGC en Colombia de hacer simultáneamente control automático de redes eléctricas independientes (islas), se prestó el servicio de control de intercambio y frecuencia (AGC) como respaldo al Sistema Eléctrico Ecuatoriano durante 180 horas en el año 2005. Con lo cual el operador ecuatoriano pudo realizar los trabajos y pruebas necesarias dentro del proceso de modernización de su centro de control sin indisponer la interconexión internacional Colombia-Ecuador.

6.1.3 COORDINACIÓN GAS - ELECTRICIDAD

Tal como XM S.A. E.S.P. realiza la coordinación operativa del Sistema eléctrico colombiano, la coordinación del transporte de gas es realizado por Ecogas en el interior del país, y Promigas en la Costa Atlántica, empresas encargadas de efectuar las nominaciones de suministro y transporte de gas.

Aunque en Colombia aún no existe un organismo centralizado encargado de la coordinación operativa de los sectores gas y electricidad, sí existen el Consejo Nacional de Operación de Electricidad y el Consejo Nacional de Operación de Gas, en los cuales tiene participación XM. Dicha relación ha permitido que se realice una coordinación ad-hoc en casos de interrupción en el suministro tanto de gas como de electricidad.

Esta coordinación entre los sectores gas – electricidad se vio reflejada en el año 2005, durante el mantenimiento del campo de gas de Cusiana (agosto 12 al 17), y la planeación de la mitigación del impacto de la ampliación de la capacidad de producción de la plataforma Chuchupa B.

En el caso de Cusiana, la coordinación de los sectores gas – electricidad requirió la realización de reuniones entre agentes de ambos sectores, en las cuales se determinó un plan de acción con el fin de minimizar riesgos en la atención de la demanda tanto de electricidad como de gas, mediante la elaboración de un conjunto de consignas operativas encaminadas a minimizar el impacto de los trabajos descritos. El mantenimiento de Cusiana se ejecutó entre el 12 y el 17 de agosto de 2005, sin ninguna novedad para el SIN.

La ampliación de Chuchupa implicaría la reducción apreciable en el suministro de gas, y teniendo en cuenta que la generación de la Costa Atlántica es principalmente a base de gas, la limitación en el suministro exigiría estrechar las relaciones de los sectores eléctrico y de gas, con el fin de garantizar la confiabilidad de la atención de la demanda de ambos sectores de la manera más eficiente.

Para lo anterior, se estableció a la Comisión Asesora para el Seguimiento de la Situación Energética del País (CACSE)



como el foro en el cual realizar la planeación de la coordinación gas - electricidad. En su seno se llevaron a cabo reuniones técnicas de asesoría al Ministerio de Minas, cuyo fruto fue la emisión, por parte de este Ministerio, de reglamentación extraordinaria para los períodos de reducción de suministro.

Las actividades más relevantes ejecutadas por el sector eléctrico fueron:

- Se diseñó e implementó un Esquema Suplementario de Baja Frecuencia (ESBF) para la Costa Atlántica con un diseño innovador para la detección de aislamiento del área. Con su implementación se permitió aumentar, casi al doble, los valores de transferencia confiable hacia el área, disminuyendo la necesidad de generación interna a gas. Esta medida ha permitido que bajo condiciones de operación con indisponibilidades de circuitos a 500 kV de la red de transmisión hacia la costa, las necesidades de gas para el parque termoeléctrico de la Costa Atlántica se redujera en un 40%, lo cual equivale a 57 MPCD aproximadamente.
- Aunque la mayor eficiencia en generación en las plantas termoeléctricas de la Costa Atlántica se da con generación a gas, se coordinó la generación de algunas plantas con combustible alterno, específicamente con fuel-oil. Esta medida permite reducir las necesidades de gas del sector termoeléctrico de 20 MPCD aproximadamente para todas las condiciones de operación.
- Aprovechando la configuración de la red de transmisión y la red de distribución de algunas áreas, se trasladó carga del área de la Costa Atlántica para otra área rica en ge-

neración hidráulica, lo cual bajaría los requerimientos de gas del sector eléctrico.

- Se realizó a nivel nacional la revisión y divulgación de guías de restablecimiento, con especial énfasis en los operadores de las empresas de la Costa Atlántica.

Por su parte el sector gas llevó a cabo las siguientes actividades:

- Coordinación con todos los consumidores de la demanda de gas para realizar sus mantenimientos en esta época, buscando que la demanda baje para la época.
- Se aprovechó la infraestructura del sector de transporte de gas para atender la mayor parte de la demanda de gas del interior del país con la producción de otros campos diferentes a los de la Costa Atlántica.
- Se buscó que las actividades más críticas en cuanto a la producción de gas se realizaran en días de baja demanda, lo cual permitió que las necesidades de ambos sectores fueran mínimas.

Como resultado de esta coordinación la Presidencia de la República, el Ministerio de Minas y Energía, la CREG y el CNO emitieron el conjunto de medidas necesarias que suministraron las herramientas a ambos sectores para tomar medidas adicionales en la planeación y operación de los sistemas.

Es importante mencionar, que la ejecución de todas estas medidas de coordinación de ambos sectores, permitió realizar todos los trabajos previstos para ampliar la producción de gas durante el mes de enero de 2006, sin necesidad de



afectar la seguridad y confiabilidad del SIN, así como la atención de la demanda en su totalidad.

6.1.4 INDICADORES FINANCIEROS

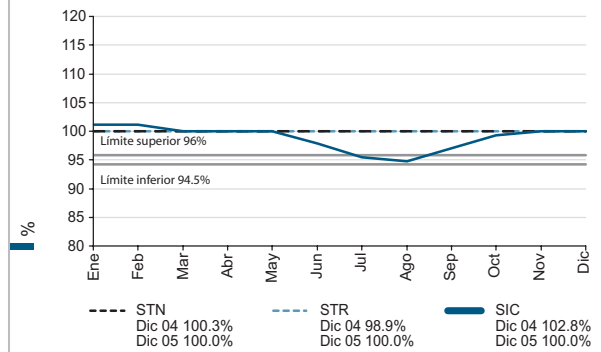
Para atender la labor de Administración de Cuentas establecida en el anexo B de la Resolución CREG 024 de 1995 y en la Resolución CREG 008 de 2003, XM S.A. E.S.P., en su calidad de ASIC y LAC, definió una serie de indicadores como metas para la medición de la gestión financiera del Mercado Mayorista.

El primero de ellos se refiere al nivel de recaudo total del SIC y de los cargos por Uso del STN y del STR. Este indicador se establece como el porcentaje del recaudo total de los últimos tres meses consolidados respecto de los valores que tenían vencimiento durante el mismo período sin incluir intereses. Se incluye para el cálculo de este indicador el recaudo que corresponda al período evaluado, efectuado dentro de los 15 días siguientes a dicho período. Para este indicador, se definió como límite máximo el 96% y como límite inferior el 94.5%.

Se destaca que en los últimos tres meses de 2005 se recaudó el 100% de las obligaciones por concepto de transacciones en Bolsa de Energía y el 100% por concepto de cargos por Uso del STN y el STR. En la gráfica 65 se muestra que en la mayor parte del año, los recaudos mensuales superaron la meta establecida.

El valor anual de este indicador, se establece como el porcentaje del recaudo total de los doce meses del año consolidados respecto de los valores que tenían vencimiento durante el mismo período sin incluir intereses. De esta forma, se destaca que durante el año 2005, se recaudó el 100% de

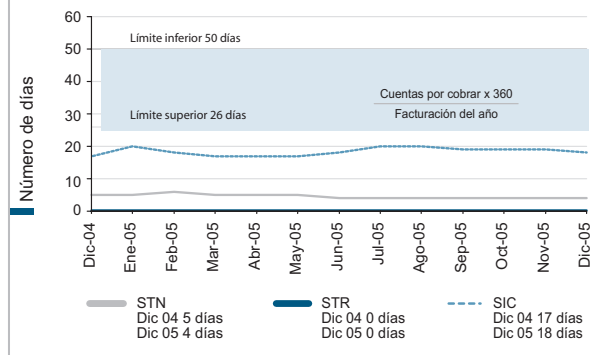
GRÁFICA 65. NIVEL DE RECAUDO TOTAL SIC, STN Y STR 2005



las obligaciones por concepto de cargos por Uso del STN y el STR, y el 98.7% para las obligaciones por concepto de transacciones en la Bolsa de Energía.

Otro de los indicadores mensuales definidos se refiere a la rotación de cartera. Para este indicador se estableció como meta un rango entre 50 y 26 días. La gráfica 66 muestra que en el año 2005, la rotación de cartera superó la meta establecida.

GRÁFICA 66. ROTACION DE CARTERA STN, STR Y SIC 2005





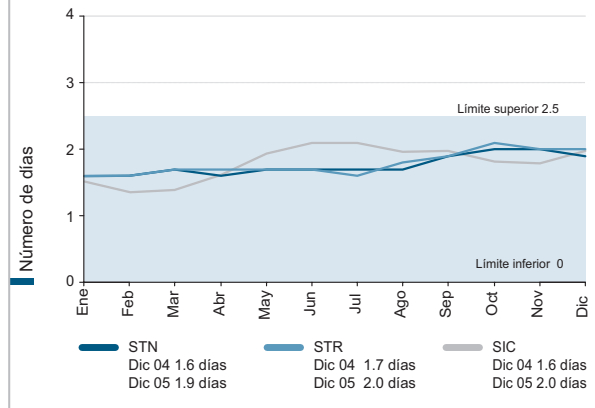
La gráfica 67 muestra el tiempo que utiliza el ASIC, para hacer la distribución de los dineros recaudados, en cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 1995. Si bien el plazo establecido en la citada resolución es de tres días hábiles posteriores al pago para hacerlo, el administrador se fijó una meta interna de 2.5 días.

En la gráfica 68 se presenta la evolución del indicador de cobertura de garantías mensuales, el cual se calcula con el fin de determinar si las garantías solicitadas cubren los valores facturados por concepto de Transacciones en la Bolsa de Energía y Cargos por Uso de las Redes del SIN. Los rangos definidos para este indicador están entre el 80% y el 120% para Transacciones en Bolsa de Energía y de 90% y 110% para Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Regional.

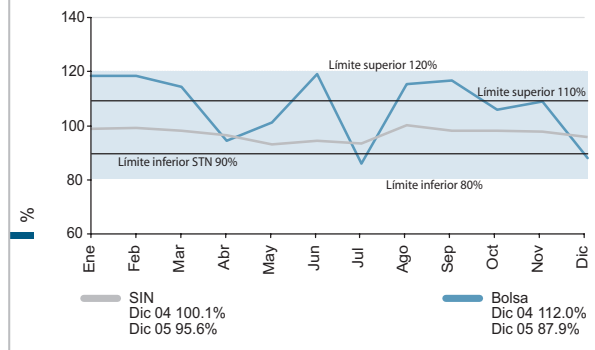
6.2 INFORME DE DEUDA

La gráfica 69 presenta la evolución de la deuda total que incluye las empresas en operación comercial y las empresas que no transan en el Mercado o que se encuentran en proceso de liquidación. Al cierre de diciembre de 2005, la deuda a cargo de las empresas en operación comercial era de \$14,188 millones, mientras que la de las empresas en proceso de liquidación ascendía a \$129,409 millones. Adicionalmente, se incluye la deuda corriente asociada a Acuerdos de Pago vigentes entre agentes del Mercado por un valor de \$4,014 millones. La deuda total alcanzó los \$ 147,611 millones; de éste valor el 89% (\$131,527 millones) corresponde a deuda con la Bolsa de energía, el 11% (\$16,075 millones) a Cargos por Uso del STN y el 0.006% (\$9 millones) a Cargos por Uso del STR.

GRÁFICA 67. DÍAS DE TRANSFERENCIA SIC, STN Y STR 2005



GRÁFICA 68. COBERTURA DE GARANTÍAS BOLSA Y SIN 2005

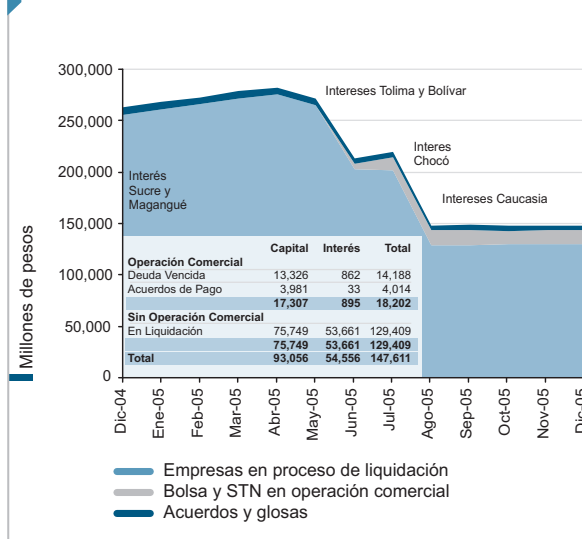


6.2.1 DEUDA VENCIDA DE LAS EMPRESAS EN OPERACIÓN COMERCIAL

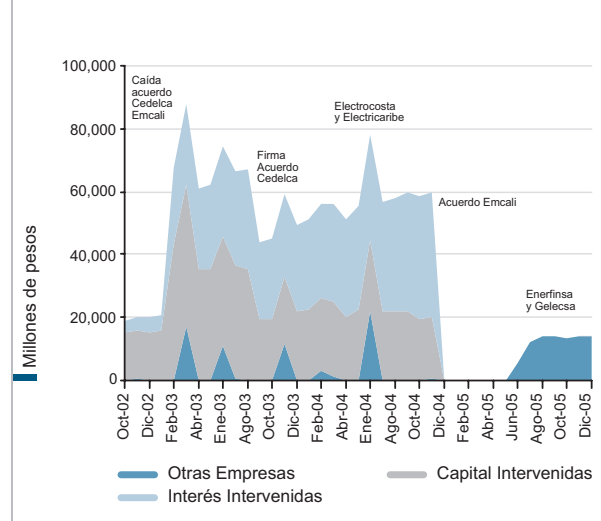
La deuda vencida a cargo de las empresas en operación comercial (\$14,188 millones) por concepto de transacciones en Bolsa de energía, corresponden a obligaciones de las



GRÁFICA 69. EVOLUCIÓN DE LA DEUDA EN EL MERCADO



GRÁFICA 70. ESTADO DEUDA VENCIDA EMPRESAS EN OPERACIÓN COMERCIAL

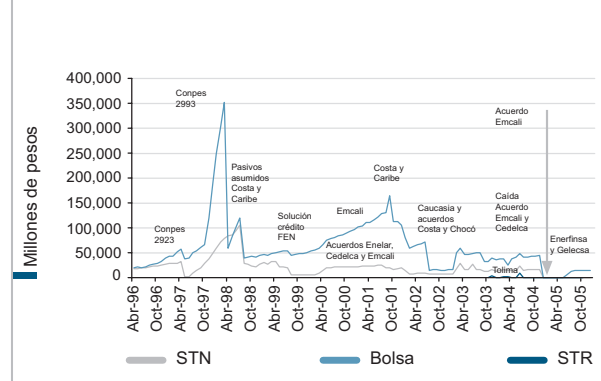


empresas Energía y Finanzas S.A. E.S.P. (\$13,992 millones) y de Gas y Electricidad S.A. E.S.P. (\$196 millones).

Al cierre de diciembre de 2005 no se registra deuda por concepto de cargos por uso del STN, así como por concepto de Cargos por Uso de las redes de los STR para empresas en operación comercial.

En la gráfica 70 y gráfica 71 se presenta la evolución de la deuda, en la cual se reflejan los principales eventos que han afectado la misma.

GRÁFICA 71. EVOLUCIÓN DE LA DEUDA EMPRESAS EN OPERACIÓN COMERCIAL



6.2.2 DEUDA VENCIDA DE LAS EMPRESAS QUE NO SE ENCUENTRAN EN OPERACIÓN COMERCIAL

La deuda de las empresas en proceso de liquidación (\$129,409 millones), presenta una disminución del 49% con respecto a 2004. A 31 de diciembre de 2004 la deuda se

ubicaba en un valor de \$255,569 millones, los cuales correspondían a \$75,680 millones por capital y \$179,889 millones por intereses. Este valor se redujo a \$53,661 millones a raíz de la aplicación de la Sentencia del Consejo de Estado, expediente 9040 del 3 de septiembre de 2004, que establece

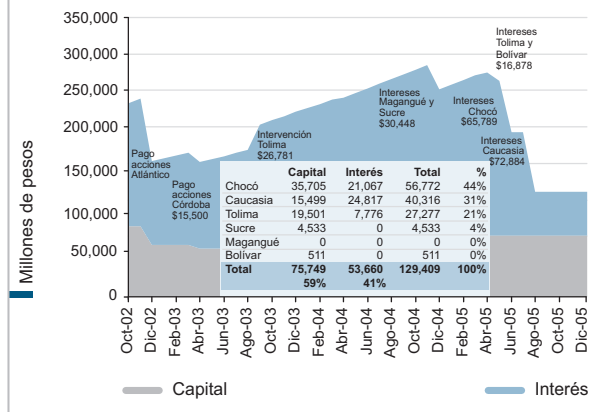


que a partir de la liquidación de una empresa no se causan intereses de mora.

El 44% del valor de la deuda actual de las empresas en proceso de liquidación está a cargo de la Electrificadora del Chocó S.A. E.S.P., el 31% a cargo las Empresas Públicas de Cauca S.A. E.S.P., el 21% a cargo de la Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P. y el 4% a cargo de las antiguas Electrificadoras de la Costa Atlántica.

La gráfica 72 muestra la evolución de la deuda de las empresas que no transan en el MEM.

GRÁFICA 72. ESTADO DE DEUDA VENCIDA EMPRESAS QUE NO TRANSA EN EL MEM



6.2.3 ACUERDOS DE PAGO

La deuda financiada a través de acuerdos de pago, al 31 de diciembre de 2005, ascendía a la suma de \$ 4,014 millones (ver tabla 42), de los cuales el 42% (\$1,693 millones de pesos) corresponde a cargos por Uso del STN y el 58%

(\$2,321 millones de pesos) a transacciones en la Bolsa de energía.

En la actualidad, se tiene firmado un acuerdo de pago entre los agentes del mercado y la empresa Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P., el cual se viene cumpliendo sin novedades que reportar. En la tabla 42 de acuerdos de pago se relaciona el saldo que se tiene a la fecha, así como las condiciones básicas de los mismos.

6.2.4 RECAUDO Y ADMINISTRACIÓN DE FONDOS

Conforme a lo establecido en la Resolución CREG 005 de 2001, durante el año 2005 se facturó para el FAZNI un valor de \$62,428 millones, de los cuales el ASIC recaudó \$62,433 millones, valor que incluye recaudos de cartera vencida de períodos anteriores. Durante el año se percibieron rendimientos por valor de \$43 millones a favor del FAZNI.

En cuanto a la facturación y el recaudo de la contribución del FAER efectuados por el ASIC, en virtud de la normatividad vigente, para el año 2005 se facturó la suma de \$53,424 millones, valor que se recaudó en un 100% y que fue transferido al Ministerio de Minas y Energía. El recaudo del dinero de la contribución FAER se realiza reteniendo a los transportadores los dineros en que son beneficiarios por los cargos por Uso del STN y luego son transferidos en los tres primeros días hábiles del mes desde la cuenta del STN directamente al Ministerio de Minas y Energía.

Por otro lado la facturación y el recaudo del FOES, efectuado por el ASIC en virtud de la normatividad vigente, durante 2005 alcanzó la suma de \$134,613 millones. Igualmente, en ese período se generaron rendimientos a favor del FOES por valor de \$262 millones.



TABLA 42. ACUERDOS DE PAGO (Millones de pesos)

	STN	Bolsa	Total
Cedelca - Pre	1,693	2,321	4,014
Total	1,693	2,321	4,014
	42%	58%	

Empresa	Tasa descuento	Tasa	No. cuotas pagadas	Plazo (meses)	Fecha terminación
Cedelca - Pre	IPP	DTF + 4	45	60	Mar-2007

6.2.5 LIMITACIÓN DE SUMINISTRO

Con el propósito de recaudar las obligaciones a cargo de los agentes inscritos en el Mercado, el ASIC aplicó el procedimiento de limitación de suministro por mandato 32 veces y de oficio en 322 oportunidades. De este último, el ASIC inició el procedimiento de limitación de suministro en 162 ocasiones por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la Regulación, 118 veces por incumplimiento en los pagos y 42 veces por la no presentación o actualización de pagarés (gráfica 73).

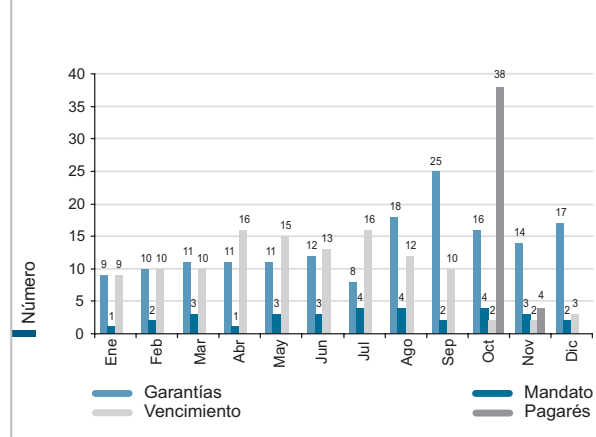
6.2.6 GARANTÍAS FINANCIERAS

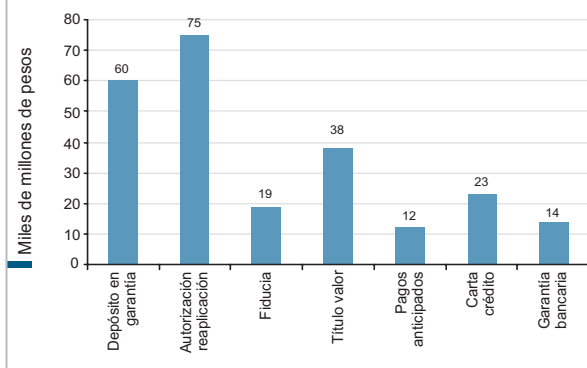
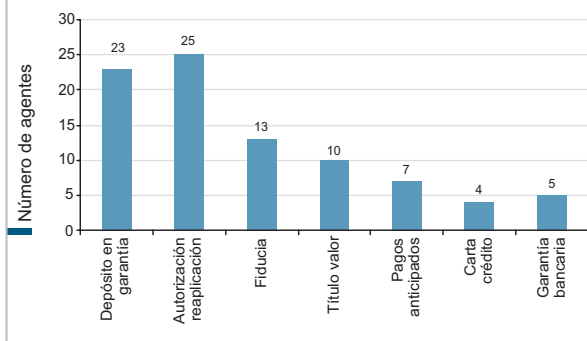
En relación con la exigibilidad de las garantías establecidas en la Resolución CREG 116 de 1998 se detalla en la gráfica 74 los diferentes tipos de garantías presentados por los agentes al cierre de diciembre de 2005 y el monto cubierto por éstas. De otro lado, en la gráfica 75 se presenta el número de agentes que utiliza cada tipo de garantía.

Las garantías semanales en el Mercado que presentaban al inicio de 2005 un rezago en los valores a garantizar, originado en que la modalidad de prepagos semanales prevista en la Resolución CREG 070 de 1999 valoraba la energía con las diferencias entre el precio de Bolsa y el precio de los Contratos de Largo Plazo; fue revisada por la CREG mediante la Resolución 079 del 15 de julio de 2005. En esta norma se modifican las disposiciones en materia de garantías en los siguientes aspectos:

- Los pagos anticipados se calculan en la semana T correspondiente a las transacciones esperadas en el Mercado de Energía Mayorista de la semana T + 2.
- La energía esperada se valora al precio promedio ponderado de Bolsa para la semana T-1, más una desviación

GRÁFICA 73. NÚMERO DE PROCEDIMIENTOS DE LIMITACIÓN DE SUMINISTRO POR TIPO 2005

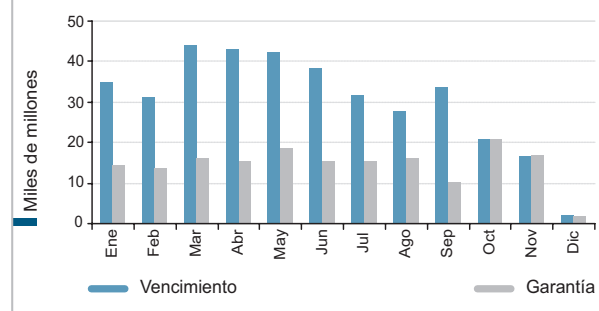


**GRÁFICA 74. TIPO Y MONTO DE GARANTÍAS****GRÁFICA 75. AGENTES POR TIPO DE GARANTIA**

estándar de la serie de precios promedio semanal de los últimos seis meses de operación.

- Se realiza un ajuste semanal con la mejor información disponible de la liquidación.
- Se realiza un ajuste mensual una vez conocida la facturación definitiva.
- La ejecución de las garantías mensuales será al día siguiente del vencimiento de la obligación, en caso de incumplimiento en el pago.

De acuerdo con lo anterior, en la gráfica 76 se observa el cambio en la cobertura de las garantías semanales, generado por la aplicación de la Resolución CREG 079 de 2005.

GRÁFICA 76. CAMBIO EN COBERTURA GARANTÍAS SEMANALES



ANEXO I
EVENTOS DEL SIN 2005



ANEXO I EVENTOS DEL SIN 2005

7.1 CRONOLOGÍA

A continuación se relacionan en forma cronológica, los eventos de mayor impacto en la operación del SIN durante el año 2005.

ENERO 03

A las 12:19 horas se presentó falla en la línea Palenque – Real de Minas – Bucaramanga a 115 kV, la falla se inició en las fases A y B, evolucionando a la fase C, ésta fue despejada parcialmente por la apertura de los interruptores a 115 kV en Real de Minas y Palenque, quedando alimentada desde la subestación Bucaramanga. Dada la permanencia de la falla, operó en respaldo la protección de sobrecorriente en el lado de alta del transformador 230/115 kV de la subestación Bucaramanga, la pérdida de 90 MW en el ATR, causó aumento en la tensión lo cual dio origen a la apertura por sobretensión de los interruptores S10 y S20 de la subestación Bucaramanga, provocando un incremento adicional en la tensión al dejar como condensador las líneas Guatiguará – Bucaramanga, Barranca – Bucaramanga y Palos - Bucaramanga. El aumento de tensión en el área superando los ajustes de los relés de sobretensión, ocasionaron el disparo de los condensadores de Caño Limón y de las líneas a 230 kV Ocaña hacia Palos, Ocaña hacia San Mateo, San Mateo hacia Ocaña, San Mateo





hacia Belén, San Mateo hacia Tasajero quedando fuera de servicio parte de la carga de Norte de Santander (26 MW en Ocaña, 47 MW en Belén, 40 MW en San Mateo).

ENERO 18

ISA declaró en explotación comercial a partir de las 00:00 horas el transformador Caño Limón 3 50 MVA 230/34.5/13.8 kV.

ENERO 23

Según el Acuerdo No. 316 del CNO se modificaron los valores numéricos de las rampas de aumento y disminución para el modelo 2 alternativa 1 de las unidades 1 y 2 de Termocandelaria.

ENERO 24

A las 21:36 horas por atentado se produjo el disparo de la línea Banadía – Caño Limón I 230 kV. El 26 de enero a las 18:24 horas fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 2,714.16 MWh en los municipios de Tame, Saravena, Fortúl, Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Puerto Rondón y carga de la Oxy en el departamento de Arauca.

ENERO 26

Quedó indisponible por atentado la línea Banadía – Tame I 115 kV hasta el día 28 de enero. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 71 MWh en los municipios de Tame y Puerto Rondón en el departamento de Arauca.

ENERO 28

A las 10:45 horas se produjo falla en el sistema de alimentación de 125VDC de servicios auxiliares de la Central Chivor; lo cual provocó la salida rápida de las unidades de generación con 834 MW. Como consecuencia de la pérdida de la generación la frecuencia excursionó hasta 59.05 Hz ocasionando la activación del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia hasta su segunda etapa, por lo cual se desconectaron 419.48 MW participando todas las áreas del SIN colombiano y 231 MW en Ecuador. Adicionalmente, se presentó inversión del flujo de potencia internacional, pasando de 250 MW en sentido Colombia a Ecuador a 22 MW en sentido Ecuador - Colombia.

La regulación secundaria de frecuencia estaba siendo prestada con 210 MW en Chivor y 70 MW en Jaguas. La tensión del SIN fue impactada, lo cual obligó a la actuación de los VQ's en el sur del país. La frecuencia fue recuperada rápidamente mediante la actuación del EDAC en ambos países.

ENERO 29

Según el Acuerdo No. 317 del CNO se modificaron los valores numéricos de las rampas de aumento y disminución de Termoflores 2, modelo dos, configuración tres y de Termoflores 3, modelo dos, configuraciones 2 y 3.

ENERO 31

Nuevamente queda indisponible por atentado la línea Banadía – Caño Limón I 230 kV a partir de las 20:09 horas. El 03 de febrero a las 12:47 horas fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 279.3 MWh en los municipios de Tame, Saravena, Fortúl,



Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Puerto Rondón y carga de la Oxy en el departamento de Arauca.

FEBRERO 02

ESSA declaró en explotación comercial el transformador Barranca 2 42 MVA 115/34.5 kV.

FEBRERO 03

ISA modificó la capacidad de transporte normal y de emergencia de las líneas Chivor – Guavio 1 y 2 230 kV.

FEBRERO 05

Transelca declaró en explotación comercial el transformador El Copey 1 100 MVA 220/110/34.5 kV.

FEBRERO 18

A las 20:32 horas por atentado se produjo el disparo de la línea El Yarumo – Puerto Caicedo 1 115 kV. El 20 de marzo fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 1,159.98 MWh en los municipios de Orito, La Hormiga, San Miguel, Puerto Colón y las veredas de Risaralda, el Tigre, El Placer y El Cairo en el departamento de Putumayo.

FEBRERO 20

Por tercera vez en el año, quedó indisponible por atentado la línea Banadía – Caño Limón 1 230 kV a partir de las 19:17 horas. El 23 de febrero a las 11:51 horas fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 3,694.12 MWh en los municipios de Tame, Saravena,

Fortúl, Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Puerto Rondón y carga de la Oxy en el departamento de Arauca.

También por atentado a las 23:22 horas quedó indisponible la línea Cerromatoso – San Carlos 1 500 kV. La línea fue normalizada después de 14 días (7 de marzo a las 14:48 horas).

FEBRERO 27

A las 17:54 horas por atentado se produjo el disparo de la línea Betania – Ibagué (Miolindo) 1 230 kV. El 08 de marzo fue normalizada.

MARZO 01

Por atentado se produjo el disparo de la línea Altamira – Florencia (Centro) 1 115 kV. El 06 de marzo fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 2,107.30 MWh en municipios del departamento de Caquetá.

MARZO 05

Por cuarta vez en el año 2005, quedó indisponible por atentado la línea Banadía – Caño Limón 1 230 kV a partir de las 14:01 horas. El 07 de marzo a las 22:38 horas fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 3,670.16 MWh en los municipios de Tame, Saravena, Fortúl, Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Puerto Rondón y carga de la Oxy en el departamento de Arauca.

MARZO 08

A las 18:51 horas por apertura accidental quedó fuera de servicio el ATR4 de la subestación San Carlos quedando en operación dos autotransformadores 500/230/34.5 kV. Con



el fin de prevenir la sobrecarga en los autotransformadores por pérdida de uno de ellos, se activó en la subestación San Carlos el esquema suplementario que se tiene implementado para aliviar la sobrecarga mediante el disparo temporizado en un minuto de la línea San Carlos – Virginia.

En el lapso transcurrido, la demanda de la Costa Atlántica y del Suroccidente colombiano aumentaron de forma tal que la corriente censada por las protecciones de sobrecorriente en los autotransformadores ATR 2 y 3 las hizo actuar más rápidamente (46 s) que el esquema suplementario previsto (60 s).

Con el disparo de los autotransformadores de San Carlos, el STN cambió de configuración, quedando con una conexión a 500 kV desde la subestación Virginia hasta la subestación Sabanalarga. La Costa Atlántica quedó conectada al Sistema central a través de una conexión de 762 km, originando una condición oscilatoria en el Sistema. La tensión en el sistema de 500 kV descendió rápidamente hasta valores cercanos a 120 kV en San Carlos, provocando el disparo de la Línea San Carlos – Virginia por actuación de la protección distancia.

Una vez quedó abierta la línea San Carlos – Virginia, se materializó el aislamiento de la Costa Atlántica del Sistema central. En el Sistema central, debido a la oscilación de potencia y a la variación de frecuencia, se activó el Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC). En la Costa Atlántica ocurrió un desbalance carga - generación de 960 MW. Se activó el EDAC en todas sus etapas y el esquema suplementario que acelera la salida de carga por el gradiente df/dt (disparo trifásico de los circuitos a 500 kV Chinú – Sabana 1 y 2) que para este caso representó un alivio de aproximadamente 530 MW, insuficientes para recuperar el balance

carga – generación, con el consecuente colapso del área Caribe. Por este evento se dejaron de atender 3,260 MWh.

MARZO 16

Por atentado se produjo el disparo de la línea Banadía – Tame 1 115 kV. El 19 de marzo fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 208.40 MWh en el municipio de Tame en el departamento de Arauca.

MARZO 17

A las 11:14 horas, se produjo falla a tierra en la fase C de la sección 2 de la barra 1 a 230 kV de la subestación Chivor por cierre accidental del seccionador de barra de la bahía de generación 6, provocando el disparo de las bahías de línea Guavio - Chivor 1 y 2 con 112 MW cada una, de la bahía de línea Torca - Chivor 1 con 185 MW, de la bahía de línea Chivor - Sochagota 1 con 209 MW y del circuito Chivor - Sochagota 2 con 209 MW. A continuación se dispararon las unidades 1, 2, 3, 4, 5, 7 y 8 de Chivor con 844 MW. Esta situación ocasionó que la frecuencia alcanzara un valor de 59.14 Hz durante un tiempo cercano a los 1.2 segundos, presentándose la operación de las dos primeras etapas del Esquema de Deslastre de Carga por baja frecuencia, desconectando 397 MW en Colombia y 189 MW en Ecuador.

MARZO 18

Por segunda vez en 2005, quedó indisponible a las 02:31 horas la línea Cerromatoso – San Carlos 1 500 kV por atentado. Por este evento se dejaron de atender 411.26 MWh en zonas rurales de los departamentos de la Costa Atlántica. La línea fue normalizada a las 13:18 horas del 27 de marzo.



MARZO 20

Nuevamente por atentado se produjo el disparo de la línea Altamira – Florencia (Centro) | 115 kV. El 22 de marzo fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 732.20 MWh en los municipios de Pitalito, Garzón, San Agustín, Isnos, El Pital y Zuluaga en el departamento del Huila, municipio de Belalcazar en el departamento de Cauca y municipios del departamento de Caquetá.

MARZO 26

A las 23:45 horas por atentado se produjo el disparo de las líneas Ocaña – Los Palos | 230 kV y San Mateo – Ocaña | 230 kV. Ambas líneas fueron normalizadas el 03 de abril. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 348.77 MWh en los municipios de Ocaña, Convención, Abrego, Zulia y Teorama en el departamento de Norte de Santander y Aguachica en el Cesar.

ABRIL 03

Por quinta vez en el año 2005, quedó indisponible por atentado la línea Samoré - Banadía - Caño Limón | 230 kV a partir de las 14:38 horas. El 06 de abril a las 11:11 horas fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 4,087.00 MWh en los municipios de Tame, Saravena, Fortúl, Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Puerto Rondón y carga de la Oxy en el departamento de Arauca.

ABRIL 15

Por tercera vez en 2005, quedó indisponible a las 18:12 horas la línea Cerromatoso – San Carlos | 500 kV por atentado. Luego de 16 días fue normalizada el 02 de mayo a las

11:30 horas. Este evento generó limitación en la importación del área Caribe.

ABRIL 17

Por tercera vez, quedó indisponible la línea Banadía – Tame | 115 kV por atentado. El 21 de abril fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 127.57 MWh en los municipios de Tame y Puerto Rondón en el departamento de Arauca.

ABRIL 21

Por sexta vez en el año 2005, quedó indisponible por atentado la línea Banadía – Caño Limón | 230 kV a partir de las 17:51 horas. El 25 de abril a las 10:17 horas fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 5,244.25 MWh en los municipios de Tame, Saravena, Fortúl, Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Puerto Rondón y carga de la Oxy en el departamento de Arauca.

Igualmente, por atentado a la subestación de Santander en el municipio de Santander de Quilichao en Cauca, quedó indisponible a las 23:58 horas el transformador Santander 30 MVA | 115/34.5/13.2 kV. El transformador fue normalizado el 30 de mayo de 2005 a las 14:11 horas.

ABRIL 22

A las 05:28 horas por atentado se produjo el disparo de las líneas Jamondino - Junin (Nariño) - Buchely | 115 kV. Estas líneas fueron normalizadas el 27 de abril a las 16:45 horas. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 1,129.00 MWh en los municipios de Junín, Barbacoas, Altaquer y Tumaco del departamento de Nariño.

**ABRIL 23**

Por atentado se produjo el disparo de la línea Puerto Caicedo – El Yarumo I 115 kV. Esta línea fue normalizada el 29 de abril. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 425.20 MWh en los municipios de Orito, La Hormiga, San Miguel, La Dorada y El Tigre en Putumayo.

MAYO 01

Conforme a lo dispuesto en las Resoluciones CREG 025 de 1995, 100 de 1997, 056 de 1998 y 113 de 1998, el CND calculó los mínimos operativos para la vigencia mayo 1 de 2005 a abril 30 de 2006.

MAYO 11

Por séptima vez en el año 2005, quedó indisponible por atentado la línea Banadía – Caño Limón I 230 kV a partir de las 16:16 horas. El 15 de mayo a las 14:03 horas fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 5,443.28 MWh en los municipios de Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Puerto Rondón y carga de la Oxy en el departamento de Arauca.

A las 22:27 horas quedaron indisponibles por atentado las líneas Juanchito – San Marcos I 230 kV y Yumbo – San Bernardino I 230 kV. Esta última línea fue normalizada el 13 de mayo a las 23:48 horas, y la línea Juanchito – San Marcos I 230 kV fue normalizada el 19 de mayo a las 13:01 horas.

Igualmente por atentado quedaron indisponibles las líneas Juanchito – San Luis 1 y 2 I 115 kV. La línea 2 fue normalizada el 14 de mayo y la línea 1 fue normalizada el 15 de mayo.

MAYO 14

Emcali declaró en explotación comercial la subestación La Campiña, que seccionó la línea Chipichape – Termoyumbo 115 kV en Chipichape – La Campiña y La Campiña – Termoyumbo 115 kV.

MAYO 18

EPSA declaró valores de las rampas de aumento y disminución de Termovalle para la generación con combustible alterno (ACPM).

MAYO 20

Codensa realizó reconfiguraciones a su red de 115 kV.

MAYO 25

EPM declaró en explotación comercial a partir de las 16:37 horas el transformador Guatapé 180 MVA 220/110/44 kV.

MAYO 26

A las 13:41 horas por atentado se produjo el disparo de las líneas Guajira – Santa Marta 1 y 2 220 kV. La línea 2 fue normalizada 8 días después (junio 4 a las 13:00 horas), y la línea 1 fue normalizada luego de 16 días de indisponibilidad (junio 12 a las 12:48 horas).

MAYO 27

Por cuarta vez en 2005, quedó indisponible a las 17:58 horas la línea Cerromatoso – San Carlos I 500 kV por atentado. Luego de 18 días fue normalizada el 14 de junio a las 18:38



horas. Este evento generó limitación en la importación del área Caribe.

MAYO 28

A las 18:52 horas quedó indisponible la línea Cerromatoso – San Carlos 2 500 kV por atentado, lo que unido al evento sobre la línea 1 en mayo 27 ocasiona el aislamiento de la región Caribe del SIN, y produce un deslastre de carga de 541 MW, alcanzándose una frecuencia de 58.56 Hz. La línea fue normalizada el 08 de junio a las 15:39 horas, luego de 10 días de indisponibilidad.

JUNIO 05

Por octava vez en el año, quedó indisponible por atentado la línea Banadía – Caño Limón 1 230 kV a partir de las 01:51 horas hasta las 09:02 horas del 7 de junio. Se dejaron de atender 3,177.25 MWh en los municipios de Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Puerto Rondón y carga de la Oxy en el departamento de Arauca.

ESSA declaró en explotación comercial a partir de las 00:00 horas el transformador San Silvestre 2 42 MVA 115/34.5 kV.

JUNIO 25

A las 03:28 horas quedó indisponible la línea Ocaña – Los Palos 1 230 kV por atentado. La línea fue normalizada el 02 de julio a las 18:56 horas. Se dejaron de atender 203.30 MWh en los municipios de Ayacucho, Ábrego, Teorama, El Tarra, Ocaña, La Playa y Convención en Norte de Santander y en los municipios de Aguachica, Gamarra, Pelaya, González, Coal y Morales en Cesar.

JUNIO 28

A las 17:50 horas quedó indisponible la línea Betania – Ibagué (Miro lindo) 1 230 kV por atentado. La línea fue normalizada el 10 de julio a las 09:19 horas.

JULIO 06

Según el Acuerdo No. 326 del CNO, se retiró de la operación los parámetros registrados para las unidades 1, 2 y 3 de Termocartagena con combustible alterno (Fuel Oil).

JULIO 12

A las 11:43 horas por apertura accidental bajo carga del seccionador de barra del banco 1 de generación de Guatapé, se produjo una falla bifásica de las fases A y B a tierra, ocasionando la apertura en el extremo remoto de los 10 circuitos de transmisión a 230 kV que interconectan la subestación Guatapé con el resto del SIN y la pérdida de la generación en la Central Guatapé. La salida de la generación en el área produce un colapso de voltaje que deja sin suministro de energía eléctrica a los departamentos de Antioquia y parte del Chocó. Se registró una frecuencia mínima de 58.61 Hz y una desconexión de carga de 735 MW por actuación del EDAC hasta su cuarta etapa que involucró todas las áreas del SIN. Por este evento se dejaron de atender 1,510 MWh.

JULIO 20

A las 01:36 horas se presentó el cierre intempestivo de la válvula mariposa en la central La Tasajera provocando el disparo de las unidades de generación con 305 MW. También salieron de servicio los circuitos a Bello, Occidente y Barbosa a 230 kV. La frecuencia cayó hasta 59.59 Hz.



A las 13:24 horas quedó indisponible la línea Jamondino – Junín (Mocoa) 115 kV por atentado. La línea fue normalizada el 06 de agosto a las 09:46 horas. Se dejaron de atender 3,688.00 MWh en el medio y bajo Putumayo, en los municipios de Mocoa, Puerto Guzmán, Villa Garzón, Puerto Caicedo, Puerto Asis, Valle del Guamuez, Puerto Colón, San Miguel, La Hormiga en el departamento del Putumayo.

JULIO 29

ESSA declaró en explotación comercial a partir de las 00:00 horas el transformador Barranca 2 90 MVA 220/115/13.8 kV.

AGOSTO 04

Transelca declaró en explotación comercial a partir de las 00:00 horas el transformador Valledupar 45/30/15 MVA 220/34.5/13.8 kV.

AGOSTO 21

A las 02:48 horas quedó indisponible la línea Sabanalarga – Chinú 2 500 kV por atentado. Luego de 13 días la línea fue normalizada (03 de septiembre a las 20:39 horas).

AGOSTO 23

Por cuarta vez, quedó indisponible a las 16:53 horas la línea Banadía – Tame 115 kV por atentado. El 26 de agosto a las 18:45 horas fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 261.46 MWh en los municipios de Tame y Puerto Rondón en el departamento de Arauca.

Según el Acuerdo No. 329 del CNO por actualización de la batimetría en el embalse Prado, se modificaron los volúmenes máximo técnico, mínimo técnico, útil y muerto.

AGOSTO 25

Emcali, con base en el Acuerdo No. 332 del CNO, declaró los parámetros técnicos de Termoemcali para generar con combustible alterno (Fuel Oil #2).

AGOSTO 31

A las 22:45 horas quedó indisponible la línea San Carlos – La Virginia 1 500 kV por atentado. Luego de 12 días la línea fue normalizada (13 de septiembre a las 07:55 horas).

SEPTIEMBRE 10

Por segunda vez en 2005, quedó indisponible a las 19:14 horas la línea San Carlos – Cerromatoso 2 500 kV por atentado. El 18 de septiembre a las 18:49 horas fue normalizada.

Igualmente, la línea Malena – Jaguas 1 230 kV quedó indisponible a las 19:43 horas por atentado. Fue normalizada el 17 de septiembre a las 20:04 horas.

SEPTIEMBRE 11

A las 17:44 horas quedaron indisponibles las líneas Guatapé – Playas 1 220 kV y Oriente – Playas 1 220 kV por atentado. Luego de 21 días de estar indisponibles, el 03 de octubre a las 16:52 horas fueron normalizadas.

SEPTIEMBRE 14

A las 14:11 horas quedó indisponible por atentado la línea San Carlos – La Virginia 1 500 kV. Luego de 14 días de indisponibilidad, la línea fue normalizada el 28 de septiembre a las 15:52 horas.

Por quinta vez en el año 2005, quedó indisponible por atentado la línea San Carlos – Cerromatoso 1 500 kV a las 19:28 horas, ocasionando el aislamiento del área Caribe 2 del SIN.



La frecuencia en esta área bajó hasta 59.00 Hz, provocando la actuación del esquema EDAC, mientras que en el Sistema central se registró sobrefrecuencia con un valor máximo de 60.26 Hz. Luego de 15 días de indisponibilidad, la línea fue normalizada el 30 de septiembre a las 08:55 horas.

OCTUBRE 01

Inició operaciones la nueva empresa Operadora del Sistema y Administradora del Mercado Eléctrico, XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Por quinta vez en 2005, quedó indisponible a las 14:09 horas la línea Banadía – Tame I 115 kV por atentado. El 11 de octubre fue normalizada a las 13:21 horas. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 858.96 MWh en los municipios de Tame y Puerto Rondón en el departamento de Arauca.

OCTUBRE 02

Por novena vez en el año, quedó indisponible por atentado la línea Banadía – Caño Limón I 230 kV a partir de las 20:15 horas. El 05 de octubre a las 14:53 horas fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 4,742.40 MWh en los municipios de Saravena, Fortúl, Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Puerto Rondón y carga de la Oxy en el departamento de Arauca.

OCTUBRE 05

A las 20:21 horas se presentó falla sostenida en el circuito Pance - Santander 115 kV, debido al acercamiento de vegetación en cercanías a la torre 249 ubicada en el sector de Potrerito del municipio de Jamundí. EPSA informó que en este sitio se encontró una guadua quemada. Esta falla provocó el

disparo de los transformadores 230/115 kV de las subestaciones de Pance, Juanchito, Yumbo y San Marcos y la salida de 337 MW de generación en la central de Alto Anchicayá y 75 MW en el Bajo Anchicayá causando la pérdida de cerca de 870 MW de la demanda del Valle del Cauca afectando principalmente la ciudad de Cali y los municipios de Palmira y Jamundí. Por este evento se dejaron de atender 633 MWh.

También se presentó demanda no atendida de 28 MW en el departamento del Cauca por el disparo, durante el evento del circuito Santander - Cabañas a 115 kV y de los transformadores 1 y 2 en la subestación Santander 115/34.5/13.8 kV y 115/13.8 kV, respectivamente.

OCTUBRE 13

Por sexta vez en el año, quedó indisponible a las 13:45 horas la línea Banadía – Tame I 115 kV por atentado. El 14 de octubre fue normalizada a las 17:14 horas. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 81.97 MWh en los municipios de Tame y Puerto Rondón en el departamento de Arauca.

OCTUBRE 18

A las 15:43 horas quedaron indisponibles por atentado las líneas Guajira - Cuestecitas 1 y 2 220 kV. Luego de casi nueve días de indisponibilidad, la línea 2 fue normalizada el 27 de octubre a las 12:29 horas. En cambio, la línea 1 se mantuvo indisponible por 22 días, quedando normalizada a partir de las 15:06 horas del 10 de noviembre.

Por décima vez en el año 2005, quedó indisponible por atentado la línea Samoré - Banadía - Caño Limón I 230 kV a



partir de las 16:54 horas. El 21 de octubre a las 22:20 horas fue normalizada. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 5,893.84 MWh en los municipios de Saravena, Fortúl, Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Puerto Rondón y carga de la Oxy en el departamento de Arauca.

OCTUBRE 20

Isagen, con base en el Acuerdo No. 332 del CNO, declaró los parámetros técnicos de Termocentro para generar con combustible alterno (Fuel Oil #1 JET A).

NOVIEMBRE 01

Gestión Energética S.A. E.S.P. - GENSA - reemplazó a EBSA en la representación comercial ante el Mercado de las unidades 1, 2, 3 y 4 de Termopaipa.

NOVIEMBRE 03

A las 16:52 horas quedaron indisponibles por atentado las líneas Guatapé – Playas I 220 kV y Oriente – Playas I 220 kV. Luego de 15 días de indisponibilidad fueron normalizadas el 18 de noviembre a las 17:32 horas.

NOVIEMBRE 11

ISA declaró en explotación comercial la bahía de línea 3 Caño Limón – OXY a 34.5 kV y la línea Caño Limón – Oxy 34.5 kV.

NOVIEMBRE 17

Según pruebas de AGC realizadas a las unidades 1, 2 y 3 de Miel I en noviembre 2 de 2005, se modificó el mínimo para AGC de estas unidades quedando en 54 MW.

NOVIEMBRE 18

ISA inició la operación directa de las líneas de transmisión Los Palos - Tasajero I 230 kV, y Belen (Cúcuta) - Tasajero I 230 kV, la cual era realizada por el Centro de Control Nordeste.

NOVIEMBRE 20

A las 05:18 horas quedó indisponible por atentado la línea Ocaña – San Mateo I 230 kV. Luego de ocho días de indisponibilidad fue normalizada el 28 de noviembre a las 14:28 horas. Durante este período de indisponibilidad se dejaron de atender 1,980.40 MWh en los municipios de Ocaña, Convención, Tibú, Abrego, Ayacucho en el departamento de Norte de Santander y Aguachica en el departamento de Cesar.

NOVIEMBRE 21

A las 17:24 horas por sexta vez en el año 2005, quedó indisponible por atentado la línea San Carlos – Cerromatoso I 500 kV. Luego de 13 días de indisponibilidad, la línea fue normalizada el 04 de diciembre a las 17:13 horas.

NOVIEMBRE 25

Por atentado quedaron indisponibles las líneas Bajo Anchicayá – Chipichape 1 y 2 I 115 kV y Bajo Anchicayá – Pailón I 115 kV. Esta última línea fue normalizada el 28 de noviembre, posteriormente, el 08 de diciembre, fue normalizada la línea Bajo Anchicayá – Chipichape 2 I 115 kV. Finalmente, el 20 de diciembre, fue normalizada la línea Bajo Anchicayá – Chipichape I 115 kV. Durante el período de indisponibilidad noviembre 25 hasta noviembre 28, se dejaron de atender 1,816.90 MWh en los municipios de Buenaventura, Bahía Málaga, Juanchaco y Ladrillero en el departamento del Valle del Cauca.



NOVIEMBRE 28

A las 12:49 horas quedó indisponible por atentado la línea Sabanalarga – Chinú 2 500 kV. Luego de ocho días de indisponibilidad fue normalizada el 06 de diciembre a las 10:17 horas.

DICIEMBRE 01

Dando cumplimiento al Acuerdo No. 289 del CNO se actualizó la información de capacidades efectivas netas reportada para el Cargo por Capacidad 2005-2006.

Conforme a lo dispuesto en las Resoluciones CREG 025 de 1995, 100 de 1997, 056 de 1998 y 113 de 1998, el CND calculó los mínimos operativos para la estación de verano diciembre 01 de 2005 a abril 30 de 2006.

Según Acuerdo No. 177 del CNO se actualizaron los parámetros técnicos declarados para el Cargo por Capacidad 2005 - 2006.

DICIEMBRE 02

A las 18:03 horas se presentó el disparo de la línea San Carlos - Cerromatoso 2 500 kV con 271.5 MW, ocasionando aislamiento del área Caribe al encontrarse indisponible desde noviembre 21 la línea 1 San Carlos – Cerromatoso a 500 kV por atentado. Adicionalmente, durante este evento se presentó disparo de la unidad 4 de Urrá con 76 MW. La frecuencia en el área Caribe bajó a 58.41 Hz y se presentó la actuación del EDAC activando completamente las seis primeras etapas, mientras que en el Sistema central se registró un valor máximo de frecuencia de 60.4 Hz.

DICIEMBRE 03

A las 16:38 horas se presentó el disparo de las líneas San Bernardino – Páez 1 230 kV, San Bernardino – Yumbo 1 230 kV, Jamondino – Pomasqui 1 y 2 230 kV y Betania – Mirolindo 1 230 kV. Se produce aislamiento del área sur, la frecuencia cae a 55.55 Hz en dicha área, actuando el EDAC deslastrando 78.21 MW. En el resto del SIN la frecuencia sube a 60.42 Hz.

DICIEMBRE 04

A las 17:50 horas quedaron indisponibles por atentado las líneas Guatapé – Oriente 1 220 kV y Guatapé – Envigado 1 220 kV. Luego de 46 días de indisponibilidad fueron normalizadas el 19 de enero de 2006.

A las 19:13 horas quedaron indisponibles, también por atentado, las líneas Guatapé – Variante (Ancón) 1 y 2 230 kV. Luego de 11 días de indisponibilidad fueron normalizadas el 15 de diciembre a las 16:26 horas.

DICIEMBRE 06

A las 22:33 horas quedó indisponible por atentado la línea Tebsa – Sabanalarga 3 220 kV. Luego de ocho días de indisponibilidad fue normalizada el 15 de diciembre a las 16:30 horas.

DICIEMBRE 14

A las 10:33 horas quedó indisponible la línea San Carlos – Cerromatoso 2 500 kV. La línea fue normalizada el 04 de diciembre a las 14:47 horas.



Cedelca modificó el límite operativo y térmico de las líneas que opera.

DICIEMBRE 15

A las 23:35 horas quedó indisponible por atentado la línea Ocaña – Los Palos I 230 kV. Luego de ocho días de indisponibilidad fue normalizada el 23 de diciembre a las 19:59 horas. Este evento unido a la indisponibilidad de la línea Tibú – Convención I 115 kV desde el 29 de noviembre, ocasionó una demanda no atendida durante los ocho días de indisponibilidad de 2,957.08 MWh, afectando a los municipios de Ocaña, Convención, Abrego, Ayacucho en el departamento de Norte de Santander y Aguachica en el departamento del Cesar.

DICIEMBRE 16

A las 19:06 horas se presentó el disparo de las líneas San Bernardino – Páez I 230 kV y San Bernardino – Yumbo I 230 kV por atentado. Se produjo colapso en el área sur. Las unidades Playas, Guatapé y La Tasajera rechazan carga de 662 MW. La carga deslastrada fue 113 MW. La frecuencia alcanzó 59.11 Hz. La línea a Yumbo fue normalizada el 18 de diciembre a las 08:34 horas y la línea a Páez el 20 de diciembre a las 14:39 horas.

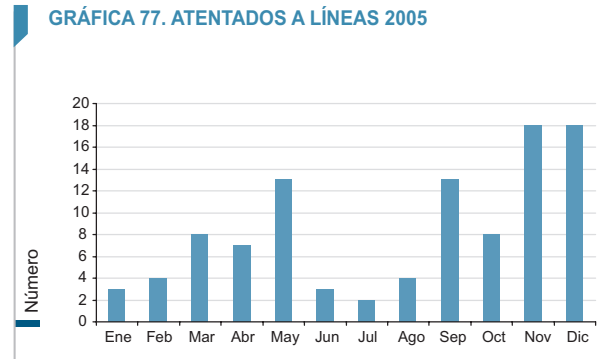
DICIEMBRE 19

Según el Acuerdo No. 343 del CNO se modificó la capacidad efectiva neta de Termosierra y los parámetros (valores numéricos) de las rampas para las configuraciones tres, cuatro y cinco correspondientes a los modelos 1 y 2 de esta planta de generación.

7.2 ATENTADOS CONTRA LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En el año 2005 se registró un importante aumento en el número de atentados a la infraestructura eléctrica del país con respecto a los ocurridos en el año 2004. Es así como con respecto a dicho año, el número de atentados aumentó en un 124% registrándose 101 atentados a líneas de tensiones iguales o superiores a 110 kV y tres atentados a subestaciones de niveles inferiores a 220 kV (Subestación Tuluá 115/34.5kV, Santander de Quilichao 115/34.5/13.2 kV, Ricaurte 34.5/13.8 kV) (ver gráfica 77).

GRÁFICA 77. ATENTADOS A LÍNEAS 2005



De igual forma, se incrementó el número de torres derribadas y/o averiadas con respecto a las presentadas en el año anterior, registrándose durante el año 2005 un total de 227 torres averiadas, un 79% más que las presentadas en el año 2004 (ver tabla 43).

De las 227 torres averiadas, el 54% (123 torres) pertenecen a ISA, de las cuales sólo quedaron seis torres sin reparar al finalizar el año 2005 (ver tabla 44). La siguiente empresa más afectada en número de atentados a sus torres fue EPSA con un 6.2% del total de las torres (14 torres).



No obstante el aumento de los atentados a la infraestructura eléctrica durante 2005, la demanda no atendida por esta causa fue sólo de 66 GWh equivalente a 0.15% de la demanda de energía del SIN en dicho año. Lo anterior, se logró gracias a las acciones llevadas a cabo por el CND y a la experiencia adquirida por los diferentes agentes trans-

portadores para restablecer los equipos afectados; así como también al apoyo oportuno del Ejército Nacional.

Comparada con el año anterior, la demanda no atendida debido a los atentados pasó de 27 GWh a 66 GWh, de la cual el 89% se concentró principalmente en las áreas de Nordeste (47.8 GWh) y Cauca – Nariño (9.6 GWh).

TABLA 43. TORRES DERRIBADAS O AVERIADAS 2001 - 2005

Empresa	2001	2002	2003	2004	2005
ISA	194	258	209	80	123
EPM	61	28	7	4	8
EEB	4	70	19	3	1
Transelca	7	46	10	2	7
EPSA	8	1	8	1	14
EADE	4	8	1	3	1
Ministerio (*)		4	15	5	10
Electrocosta		9	7	2	9
Enelar			13	10	13
Cedelca			15	3	11
Casanare		15			
Caquetá		8		3	3
Cedenar		2	9	2	9
EMSA	1	9			
CENS		3	3	3	12
EBSA	1	6	4		
Enertolima			4	2	
Electrohuila		2	3		
Putumayo		5			
Bajo Putumayo			1	1	5
Chocó		4			
Codensa		3	1		
ESSA		1		3	
CHEC	2				
Distasa					
Termoflores		1			1
Total	282	483	329	127	227

* Circuito Jamondino-Mococa
Incluye la información reportada por los transportadores a ISA

TABLA 44. TORRES AVERIADAS Y REPARADAS EN 2005 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.

	Torres averiadas / derribadas 500 kV	Torres averiadas / derribadas 230 kV	Total averiadas / derribadas	Torres reparadas
Enero	0	3	3	3
Febrero	4	6	10	4
Marzo	5	3	8	13
Abril	3	4	7	5
Mayo	10	7	17	11
Junio	1	7	8	12
Julio	0	0	0	7
Agosto	7	1	8	2
Septiembre	8	11	19	25
Octubre	0	4	4	2
Noviembre	9	6	15	11
Diciembre	1	23	24	22
Total	48	75	123	117

Fuente ISA



ANEXO 2
EVOLUCIÓN DEL MARCO
REGULATORIO



ANEXO 2 EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO

Durante el año 2005, se destacaron los siguientes eventos en materia regulatoria y jurídica:

- En marzo 28, la Presidencia de la República promulgó el Decreto 848, por el cual se autoriza la constitución de una empresa de servicios públicos, con lo cual se dio paso a la creación de la nueva filial de ISA, XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.
- En mayo 16 el Ministerio de Minas y Energía emitió el Decreto 1484, modificadorio del Decreto 1515 de 2002, por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.
- El 6 de julio de 2005 la CREG emitió la Resolución 078, por la cual se modifica el Reglamento de Operación, estableciendo la delegación de funciones de CND, ASIC y LAC a XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.
- En octubre 1 de 2005 XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. inició operaciones comerciales, asumiendo la Operación del SIN, la Administración del SIC y la Liquidación y Administración de Cuentas del SIN.





Las principales Resoluciones que emitió la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, fueron las siguientes:

- Resolución 023: Por la cual se expiden disposiciones regulatorias aplicables a los enlaces internacionales, que complementan lo dispuesto en la Resolución CREG 025 de 1995.
- Resolución 079: Por la cual se modifican las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 024 de 1995, CREG 116 de 1998 y CREG 070 de 1999 en materia de garantías y pagos anticipados que deben realizar los agentes participantes en el Mercado Mayorista.
- Resolución 084: Por la cual se modifican algunas disposiciones establecidas en la Resolución CREG 034 de 2001.
- Resolución 087: Por la cual se modifican algunas disposiciones establecidas en la Resolución CREG 025 de 1995, en materia de índices de indisponibilidad histórica.
- Resolución 108: Por la cual se modifican algunas disposiciones establecidas en la Resolución CREG 084 de 2005.
- Resolución 109: Por la cual se regula la realización de pruebas de generación de plantas y/o unidades de generación con combustible alterno.
- Resolución 121: Por la cual se adiciona una nueva causal de redespacho a las establecidas en el Código de Operación, adoptado por la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por las Resoluciones CREG 122 de 1998 y CREG 014 de 2004, que hace parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
- Resolución 124: Por la cual se establecen los Ingresos Regulados por concepto de los servicios prestados por el CND, el ASIC y el LAC para el año 2006.

Así mismo, los principales proyectos regulatorios emitidos por la CREG fueron:

- Por la cual se reglamenta la gestión del flujo de potencia reactiva y se definen las obligaciones y responsabilidades, de los agentes del SIN, en la prestación de este servicio.
 - Por la cual se adopta la fórmula tarifaria general que permite a las empresas comercializadoras de energía eléctrica del SIN, calcular los costos de prestación del servicio y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados, y se modifican algunas disposiciones.
 - Por la cual se adoptan disposiciones sobre el funcionamiento del mercado de Opciones y Futuros como parte del Mercado de Energía Mayorista.
 - Por la cual se establece la información operativa y los medios de divulgación para coordinar los sectores de gas y electricidad, y se establecen otras disposiciones.
 - Remuneración por Cargo por Confiabilidad.
 - Por la cual se pone en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales efectuará el estudio para remunerar los servicios del CND, el ASIC y el LAC.
- El CNO expidió 30 acuerdos para mejorar el flujo de información, los procedimientos y los aspectos técnicos de la operación del SIN. Entre los más representativos se encuentran:
- Acuerdo 318: Por el cual se establecen los máximos valores para los indicadores de medición de la calidad de la operación en el año 2005.



- Acuerdo 319: Por el cual se acuerda el procedimiento para el reporte de información del Esquema de Deslastre Automático de Carga - EDAC - y la realización de pruebas a dicho Esquema.
- Acuerdo 325: Por el cual se ratifica el EDAC.
- Acuerdo 330: Por el cual se aprueba el Esquema Suplementario de Baja Frecuencia (ESBF) para el Área Caribe que permitirá aumentar el límite de transferencia hacia esta área ante condiciones de emergencia o déficit de generación y con la indisponibilidad de un circuito a 500 kV.
- Acuerdo 332: Por el cual se aprueba el procedimiento de registro de parámetros técnicos ante el CND para generar con combustibles alternos o una combinación de éstos con el principal.
- Acuerdo 333: Por el cual se autoriza al CND para aceptar el registro de parámetros para operación con combustibles alternos de los generadores térmicos durante el período de declaración de racionamiento programado de gas.
- Acuerdo 334: Por medio del cual se actualiza el modelo operativo para despacho y redespacho de Tebsa y se derogan los Acuerdos 30 y 67 del CNO.
- Acuerdo 336: Por el cual se modifica parcialmente el Acuerdo 277 (tipos de arranque).
- Acuerdo 337: Por el cual se reglamenta la organización y conformación del CNO y se modifica el Acuerdo 157 de 2001.
- Acuerdo 338: Por el cual se aprueba la autorización de desviaciones durante la realización de transferencia de combustible principal a alterno y viceversa, así como el procedimiento para el cambio de combustible y la operación con combustible alterno.
- Acuerdo 342: Por el cual se permite transitoriamente modificar la información de la demanda de energía que aportan los Administradores de las Unidades Centrales de Pronóstico (UPCs) para el Despacho Económico que efectúa el CND por limitaciones en el suministro de gas.



ANEXO 3
GLOSARIO



ANEXO 3 GLOSARIO

UNIDADES DE MEDIDA

\$	Pesos colombianos
\$/kWh	Pesos colombianos por kilovatio hora
GPC	Giga pies cúbicos
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
Hz	Hertz
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
MPCD	Millones de pies cúbicos día
MVA	Megavoltaamperio
MVAR	Megavoltaamperios reactivos
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
USD	Dólares de los Estados Unidos
V	Voltio
VDC	Voltaje de corriente directa

INSTITUCIONALES

BRMC	Centro de Investigación de la Oficina de Meteorología de Australia, Bureau of Meteorology Research Centre
------	---





CDC	Centro de Diagnósticos Climáticos de la NOAA, Climate Diagnostics Center	CEE	Costo equivalente en energía del Cargo por Capacidad
CIRES	Instituto Cooperativo para la Investigación en Ciencias Ambientales de los Estados Unidos, Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences	CERE	Costo equivalente real en energía del Cargo por Capacidad
CND	Centro Nacional de Despacho	CIIU	Clasificación internacional industrial uniforme de todas las actividades económicas
CNO	Consejo Nacional de Operación	COB	Comité de operación binacional
CPC	Centro de Predicción Climática de los Estados Unidos, Climate Prediction Center	CRC	Centro Regional de Control
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	DRP	Despacho, Redespacho Programado
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas	EDAC	Esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia	ENOS	El Niño - Oscilación del Sur
IRI	Instituto Internacional de Investigación para la Predicción Climática de los Estados Unidos, International Research Institute for Climate Prediction	FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
NCEP	Centros Nacionales para la Predicción Climática de los Estados Unidos, National Centers for Environmental Prediction	FOES	Fondo de Energía Social
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, National Oceanic and Atmospheric Administration	GMF	Gravamen a los movimientos financieros
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	GNV	Gas Natural Vehicular
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética	IDA	Índice de disponibilidad de activos
XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	IME	Índice multivariado del ENOS

OTROS TÉRMINOS

AGC	Regulación Secundaria de Frecuencia, Automatic Generation Control	MEM	Mercado de Energía Mayorista
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales	Mm	Costo Promedio Mensual (\$/kWh) de todas las transacciones en el Mercado, considerando tanto Contratos como Bolsa
ATSM	Anomalías en la temperatura superficial del mar	NERC	North American Electric Reliability Council
ATSSM	Anomalías en la temperatura subsuperficial del mar	PIB	Producto Interno Bruto
		PIL	Precio de importación para liquidación ecuatoriano



PONE	Precio de oferta colombiano expost en el nodo frontera para exportación
SCADA	Control de supervisión y adquisición de datos, Supervisory Control And Data Acquisition
SIC	Sistema de Intercambios Comerciales
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNC	Sistema Nacional de Consignaciones
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TCRM	Tasa de cambio representativa del mercado
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo
TSM	Temperatura superficial del mar
UNR	Usuario no regulado
ZCIT	Zona de convergencia intertropical



XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.
Sede Principal: Calle 12 Sur No. 18 - 168 Bloque 2
Línea de Atención a Clientes: +57 (4) 317 29 29
PBX: +57 (4) 317 22 44
Fax: +57 (4) 317 08 33
Medellín - Colombia

Página Internet: <http://www.xm.com.co>
Correo electrónico: info@xm.com.co