



# 2006



**INFORME DE OPERACIÓN DEL  
SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO**

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Empresa del  
**GRUPO ISA**



## CONTENIDO

	<b>PRESENTACIÓN</b>	<b>5</b>
<b>I.</b>	<b>CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA Y ORGANIZACIÓN DEL MERCADO</b>	<b>9</b>
1.1.	Extensión y población	11
1.2.	Economía	11
1.3.	Esquema institucional	11
1.4.	Agentes económicos	12
1.5.	Nivel de cobertura	13
1.6.	Capacidad efectiva y embalses asociados	13
1.7.	Demanda de energía	13
1.8.	Interconexiones internacionales	14
1.9.	Líneas de Transmisión	14
1.10.	Transacciones del Mercado	16
1.11.	Del Cargo por Capacidad al Cargo por Confiabilidad	18
<b>2.</b>	<b>OFERTA DE ELECTRICIDAD</b>	<b>19</b>
2.1	Capacidad de generación	21
2.2	Producción de electricidad	23
2.3	Disponibilidad de generación	24
2.4	Importaciones y exportaciones de electricidad	24
2.5	Ofertas de generación	25
2.6	Recurso hídrico	27
2.6.1	Situación hidroclimática	27
2.6.2	Aportes hídricos	29
2.6.3.	Reservas hídricas	31
2.7.	Gas	32
2.7.1.	Reservas	32
2.7.2	Cobertura y transporte	33
2.7.3.	Consumo de gas y el sector eléctrico	34
2.7.4.	Perspectiva para los próximos años	34
<b>3.</b>	<b>DEMANDA DE ELECTRICIDAD</b>	<b>37</b>
3.1	Demanda del SIN	37
3.1.1	Demanda no atendida	40
3.2.	Demanda de potencia	42
3.3.	Demanda comercial	42
3.3.1	Evolución de la demanda comercial no regulada	44
3.3.2	Evolución de la demanda comercial de las fronteras reguladas registradas	46
3.3.3	Demanda por operador de red	47
<b>4.</b>	<b>TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA</b>	<b>49</b>
4.1	Transacciones en Bolsa de energía	51
4.1.1	Precio de Bolsa de energía	51
4.2	Contratos	53
4.3	Otras transacciones	56
4.3.1	Restricciones del Sistema	56
4.3.2	Reconciliaciones	58
4.3.3	Servicio de regulación secundaria de frecuencia -AGC-	58
4.3.4	Penalizaciones por desviaciones de generación	58
4.3.5	Servicios por CND y ASIC	59
4.3.6	Cargo por Capacidad (enero-noviembre) Cargo por Confiabilidad (diciembre)	60
4.4	Transacciones internacionales de electricidad	62



## CONTENIDO

<b>5.</b>	<b>GESTIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>65</b>
5.1	Indicadores de la operación	67
5.1.1	Demanda no atendida por causas programadas	67
5.1.2	Demanda no atendida por causas no programadas	67
5.1.3	Tensión por fuera de rango	68
5.1.4	Variaciones lentas de frecuencia	68
5.2	Desconexión automática de carga	69
5.3	Índice de disponibilidad de enlaces con los centros regionales de control	71
5.4	Coordinación gas – electricidad	71
<b>6.</b>	<b>TRANSPORTE</b>	<b>73</b>
6.1	Líneas de transporte	75
6.2	Transformación	76
6.2.1	Índices de Disponibilidad de Activos -IDA-	76
6.2.2	Probabilidades de falla	77
6.3	Liquidación y administración de cuentas por uso de las redes del SIN	78
6.3.1	Cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional	78
6.3.2	Cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional	80
<b>7.</b>	<b>ADMINISTRACIÓN FINANCIERA Y DEL MERCADO</b>	<b>83</b>
7.1	Administración de cuentas	85
7.1.1	Vencimientos	86
7.1.2	Administración de efectivo	86
7.1.2.1	Recaudo	86
7.1.2.2	Gravamen a los movimientos financieros	86
7.1.2.3	Operaciones de cobertura cambiaria	87
7.1.2.4	Operaciones Time Deposit	87
7.1.2.5	Otros recaudos	87
7.2	Garantías financieras	89
7.2.1	Garantías nacionales	89
7.2.2	Garantías TIE	89
7.2.3	Nuevas regulaciones CREG en materia de garantías	89
7.3	Limitación de suministro	90
7.4	Informe de deuda	91
7.4.1	Deuda vencida de las empresas en operación comercial	91
7.4.2.	Deuda vencida de las empresas que no se encuentran en operación comercial	92
7.5	Indicadores de gestión	93
	<b>ANEXO I ACONTECIMIENTOS DEL SIN 2006</b>	<b>95</b>
	<b>ANEXO 2 EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO</b>	<b>111</b>
	<b>ANEXO 3 GLOSARIO</b>	<b>117</b>



PRESENTACIÓN

# 2006



Empresa del  
**GRUPO ISA**



## 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 del sistema 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.

Los indicadores para el año 2006 muestran la gestión y el compromiso que XM 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 dos 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 Sistema Interconectado Colombiano y el del Sistema de Intercambios Comerciales fue cercano al 100%.

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 50,815 GWh y un crecimiento respecto a 2005 de 4.1%. Igualmente, la generación total en el SIN fue de 52,340 GWh con un crecimiento de 3.8%. Así mismo, las exportaciones hacia Ecuador sumaron 1,608.6 GWh, los cuales representaron para el país ingresos por US\$ 127.1 millones. Por su parte, la demanda no atendida representó solamente 0.11% de la demanda del SIN.

En este documento se consolida la información más relevante relacionada con la operación y administración del mercado eléctrico colombiano. La información está distribuida en siete capítulos:

En el primer capítulo se muestra la caracterización del Sistema y Organización del Mercado, en el segundo la oferta de electricidad, en el tercero la evolución de la demanda de electricidad, en el cuarto las transacciones en el Mercado de energía, en quinto lugar se trata sobre el sistema de transporte, en el sexto la información más relevante de la gestión de la operación del Sistema y por último la Administración Financiera y del Mercado. Adicionalmente, se adjuntan tres anexos que contienen la relación de los principales acontecimientos.



I. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA  
Y ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

# 2006





## I. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA Y ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

### I.1. EXTENSIÓN Y POBLACIÓN

Colombia es el cuarto país más grande de América del Sur, después de Brasil, Argentina y Perú, con una extensión de 1.1 millones de kilómetros cuadrados y cuenta con una población de 42.1 millones de acuerdo con las cifras obtenidas en el último censo realizado en el año 2005 por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística -DANE- .

Esta población está distribuida así: de los 1,119 municipios que tiene el país, 1,093 tienen 200,000 o menos personas; siete municipios tienen una población superior a quinientos mil habitantes y cuatro de estos concentran más de un millón: Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla. Es en estos cuatro centros urbanos donde se concentra la mayor demanda de electricidad en Colombia.

### I.2.ECONOMÍA

La economía Colombiana, en crecimiento positivo desde el año 2000 luego de un período de crecimiento negativo en los años 1998 y 1999, es en tamaño (medida con base en el Producto Interno Bruto -PIB- ), la séptima en América y la quinta en Latinoamérica. El PIB, estimado para el año 2006<sup>1</sup> , fue de 128,763 millones de dólares lo que da como resultado un PIB per cápita de cerca de tres mil dólares-año.

### I.3. ESQUEMA INSTITUCIONAL

Desde principios de los noventa, el Estado Colombiano determinó que el camino más adecuado para fomentar la eficiencia en el sector eléctrico era abandonar el modelo centralizado. Como consecuencia, el Sector Eléctrico se dividió en actividades: ge-

<sup>1</sup> [www.banrep.gov.co](http://www.banrep.gov.co), "Informe de la Junta Directiva al Congreso de la República", julio de 2006, página 67.



neración y comercialización, donde se permitió la competencia; transmisión y distribución para las cuales se mantuvo el monopolio natural y se regularon los ingresos. A las empresas que estaban integradas verticalmente se les hizo separar contablemente sus negocios. Adicionalmente, se crearon reglas para brindar una operación y administración confiables, las cuales por delegación de la CREG están a cargo del operador del Sistema y administrador del Mercado eléctrico, XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., empresa de servicios públicos mixta, sometida al régimen jurídico de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994), Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994) y normas del derecho privado.

Estos cambios se iniciaron desde la Constitución de 1991 y marcaron una evolución del papel del Estado frente a los servicios públicos, pasando de tener la obligación de prestarlos, a garantizar la prestación de los mismos. Posteriormente, las leyes 142 y 143 de 1994 dieron los lineamientos precisos para la creación del Mercado de Energía Mayorista de Colombia.

La evolución de la institucionalidad del Estado en el sector eléctrico se ve ahora reflejada en el papel que cumple: dirección a través del Ministerio de Minas y Energía -MME-, planeación a través de la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, regulación a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- y supervisión y control, a través de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-.

Adicionalmente existen tres organismos ligados a la operación, a las funciones comerciales y a la expansión de la transmisión, los cuales son: el Consejo Nacional de Operación -CNO-, el Comité Asesor de Comercialización -CAC- y el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión -CAPT- respectivamente. (Ver Gráfica 1)

**GRÁFICA 1. ESQUEMA INSTITUCIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO**



## 1.4. AGENTES ECONÓMICOS

Con estas nuevas reglas, las actividades de la cadena productiva del sector eléctrico (ver Gráfica 2), generación, transmisión, distribución y comercialización, clientes y un operador del sistema y administrador del Mercado (XM), han logrado, en cerca de 11 años hacer del Mercado Eléctrico Colombiano, uno de los más dinámicos y competitivos de Latinoamérica. En cuanto a la evolución de las empresas participantes en el Mercado, los comercializadores que transan pasaron de 28 en 1995 a 71 en 2006 y los generadores que transan de 17 a 40. En la Tabla 1 se muestran estos dos tipos de agentes desagregados en registrados y los que transan al finalizar 2006. 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 2006, llegaron a 32.

**TABLA 1. NÚMERO DE GENERADORES Y COMERCIALIZADORES EN EL MERCADO 2006**

Actividad	Generadores	Comercializadores
Registrados	64	133
Transan	40	71

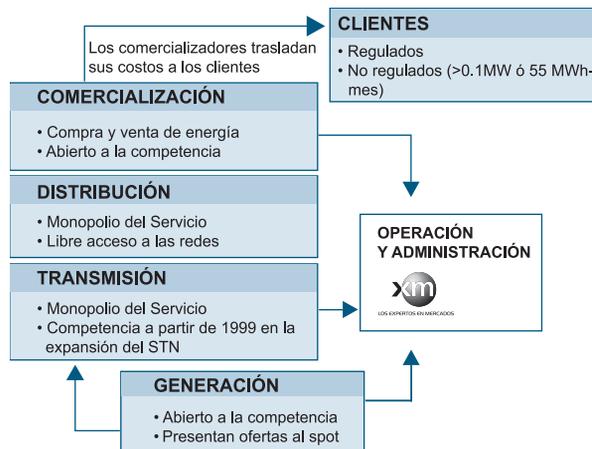


Respecto a los clientes existe una división en Usuarios Regulados -UR- y Usuarios No Regulados -UNR-. La CREG por medio de resoluciones establece los límites mínimos de consumo necesarios para acceder a la condición de UNR: se requiere tener una demanda promedio mensual durante seis meses, en potencia, mayor a 0.1 MW, o en energía de 55 MWh-mes. Al finalizar 2006 el número de fronteras de UNR se ubicó en 4,290 y el número de fronteras de alumbrado público en 375, la demanda de ambas corresponde aproximadamente al 33% de la demanda nacional.

Las fronteras de UR se registran en el Mercado siempre que sean atendidas por comercializadores diferentes al comercializador del mercado local o comercializador establecido. A diciembre 31 de 2006 el número de fronteras de UR registradas llegó a 3,152, mostrando la competencia gradual por la comercialización de energía para estos usuarios.

## I.5. NIVEL DE COBERTURA

GRÁFICA 2. ACTIVIDADES DE LA CADENA PRODUCTIVA



La red de transporte de energía eléctrica llega a la mayoría de los departamentos (ver Gráfica 3) del país con excepción de los departamentos de Vichada, Guainía, Guaviare, Vaupés, Amazonas y San Andrés Islas, cuyos centros urbanos son atendidos con generación no conectada al Sistema Interconectado Nacional -SIN- y en los cuales sólo se concentra menos del 1.96% de la pobla-

ción total del país. De acuerdo con el informe presentado por SSPD en el documento titulado "Balance y prospectiva del Sector Eléctrico Colombiano", Colombia es el país de Latinoamérica con mayor cobertura en este servicio con un valor del 96% seguido muy cerca de Uruguay, Argentina, Venezuela, Brasil y Chile.

## I.6. CAPACIDAD EFECTIVA Y EMBALSES ASOCIADOS

Para atender estos requerimientos de energía y potencia, el SIN cuenta, a diciembre de 2006, con una capacidad efectiva neta instalada de 13,277.2 MW de los cuales el 96.2% de ellos son representados por 48 recursos de generación despachados centralmente distribuidos así: 18 hidráulicos (8,511 MW, 64.1%), 21 a gas como combustible principal (3,562 MW, 26.8%) y 9 a carbón (700 MW, 5.3%). Los recursos no despachados centralmente (recurso menor a 20 MW) suman 504.2 MW (3.8%) de los cuales cerca del 87% corresponde a generadores hidráulicos y el resto corresponde a pequeñas plantas térmicas (22.8 MW), cogeneradores (24.5 MW) y una planta eólica (18.4 MW).

La capacidad efectiva instalada hidráulica tiene asociados unos embalses con una capacidad máxima útil de almacenamiento de energía de 15,032 GWh, concentrada en un 47% en tres grandes embalses con regulación mayor que mensual y con prioridad para uso del agua para generación de energía eléctrica: El Peñol con 3,880 GWh (energía que puede ser usada por las plantas en cadena Guatapé 560 MW, Playas 201 MW y San Carlos 1,240 MW), Guavio con 2,090 GWh (asociado a la planta Guavio con 1,150 MW) y Esmeralda con 1,123 GWh (asociado a la planta Chivor con 1,000 MW).

## I.7. DEMANDA DE ENERGÍA

La demanda de energía eléctrica del SIN ha tenido un comportamiento creciente, al igual que el PIB a partir del año 2000, presentando una tasa de crecimiento en el año 2005 (4.1%) cuyo valor se mantuvo aproximadamente igual en el 2006, año que presentó una tasa de crecimiento del 4.1%. En magnitud, la demanda de energía eléctrica en el año 2006 superó la barrera



de los 50 TWh/año llegando a un valor de 50,815 GWh/año con incremento de cerca de 1,986 GWh con respecto al año anterior. La máxima demanda de energía diaria del SIN se presentó el viernes 6 de octubre de 2006 con un valor de 153 GWh/día (este valor no incluye las exportaciones a otros países), el cual es a su vez el mayor valor de la historia del SIN.

En cuanto al destino de la energía, los UNR, demandaron un tercio de la demanda del país durante el año 2006 (33.4%); y presentó un crecimiento con respecto al año 2005 del 6.3% debido en gran medida al aumento de la actividad de la Industria Manufacturera, la cual representó en magnitud (GWh) cerca de la mitad de la demanda de los UNR. De otro lado, los UR, representaron en el año 2006, cerca de dos tercios del total de demanda de energía eléctrica del SIN (66.2%) con un crecimiento del 3.2% con respecto al año 2005.

En cuanto a la demanda de potencia máxima del SIN, para el año 2006 fue de 8,762 MW con un incremento con respecto a 2005 de 123 MW (1.4%). Al igual que la demanda de energía, la demanda de potencia del SIN ha tenido tasas de crecimiento positivos desde el año 2000, con un máximo en el año 2000 (5.00%) y un mínimo en el año 2004 (0.9%). Para el período 2000 – 2006 (años con crecimiento positivo del PIB en Colombia), la demanda de potencia del SIN ha aumentado en cerca de 1,050 MW (un promedio de 175 MW/año).

Por su parte, la demanda no atendida fue de 55.1 GWh y representó el 0.1% de la demanda del SIN.

## 1.8. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

A diciembre de 2006, Colombia cuenta con una capacidad de exportación de 285 MW hacia Ecuador y de 336 MW hacia Venezuela. Así mismo, se puede importar desde dichos países, 215

y 205 MW respectivamente. No obstante, tener esta capacidad de intercambio con estos dos países, la exportación hacia Ecuador supera ampliamente a la energía enviada a Venezuela gracias al esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE- implementado entre Ecuador y Colombia desde marzo de 2003 el cual ha permitido enviar a dicho país cerca de 4.4 GWh/día en promedio durante los 46 meses de su operación, lo que equivale a una potencia constante de 184 MW enviada desde Colombia hacia dicho país. Para el año 2006, se exportaron 1,609 GWh hacia Ecuador, lo que equivale a un 8.5% menos que lo exportado hacia dicho país en el año 2005. Por su parte, Ecuador exportó hacia Colombia 1.1 GWh, valor inferior al exportado en el 2005 (16 GWh).

No se presentaron exportaciones hacia Venezuela en el año 2006 y se importaron desde este país por emergencias del sistema, cerca de 27 GWh durante todo el año 2006 (en el año 2005 Venezuela exportó a Colombia cerca de 21 GWh). Venezuela no tiene un esquema de mercado definido para el intercambio de energía con Colombia lo que posiblemente no ha permitido el aumento de intercambios con este país pese a disponerse de capacidad de líneas de interconexión entre ambos países.

## 1.9. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Al finalizar el año 2006, el SIN contó con una capacidad de transformación de 110 - 115 kV a tensiones superiores de cerca de 30 TVA lo que representó un incremento del 4.3% con respecto al 2005 y una longitud de la red de transporte (tensión mayor o igual a 110 kV) de más de 22,516 km (1.5% de incremento) cruzando el país de sur a norte.

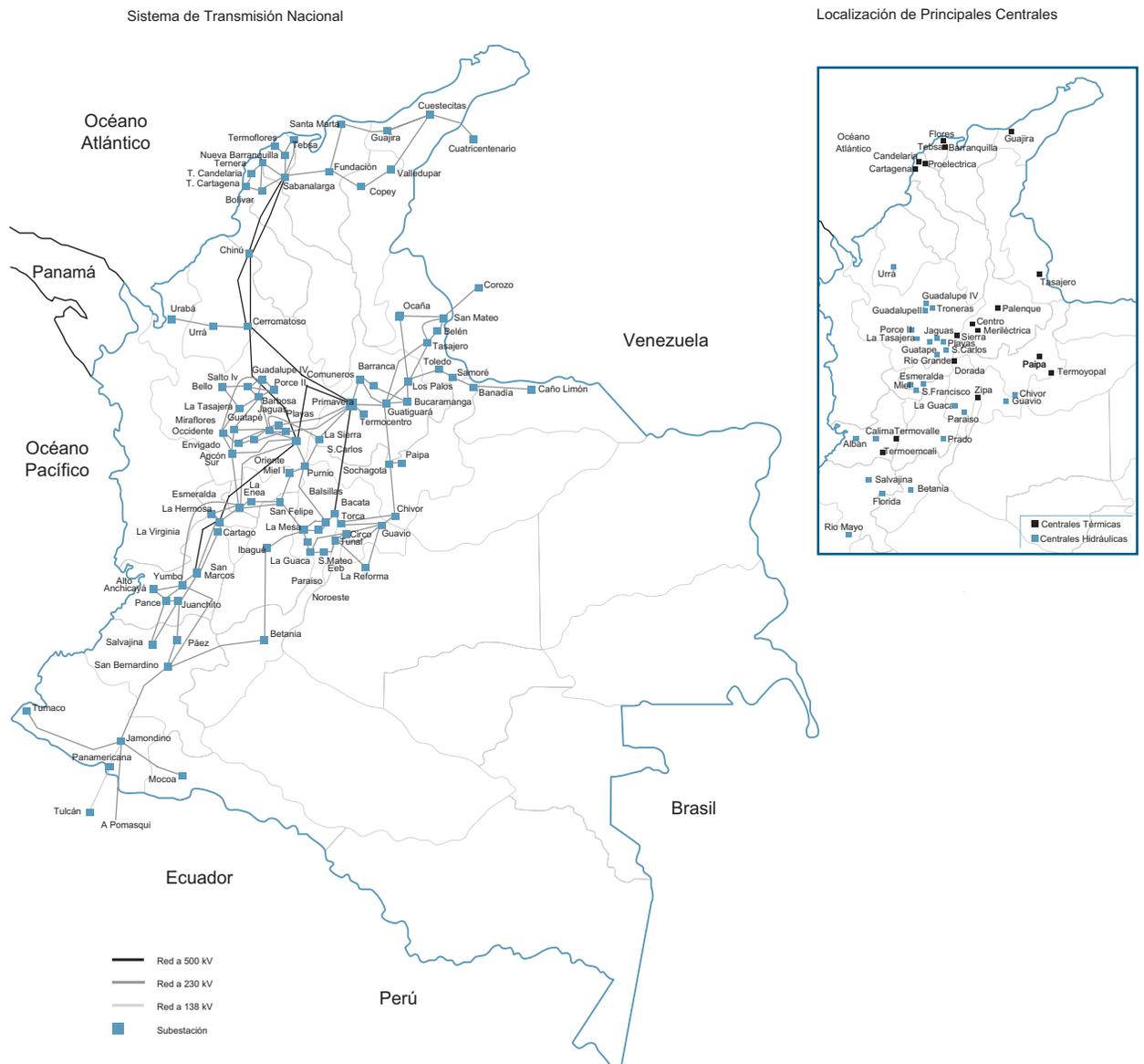
En lo que corresponde al nivel de tensión de 500 kV, al finalizar el 2006, tanto la capacidad de transformación a 500 kV como la longitud de la red de transmisión a 500 kV se incrementó en un 20% con respecto al 2005 debido a que Interconexión Eléctrica



S.A. E.S.P., declaró en operación comercial la línea Primavera - Bacatá a 500 kV y sus obras asociadas, con lo cual se concluye la primera de dos fases de un corredor eléctrico en alta tensión de cerca de 1,000 kilómetros que unirán al Centro del país con la Costa Atlántica.

En la Tabla 2 se aprecia el resumen de las cifras operativas del SIN durante 2005 y 2006.

**GRÁFICA 3. LOCALIZACIÓN DE PRINCIPALES CENTRALES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN NACIONAL**





**TABLA 2. RESUMEN CIFRAS OPERATIVAS DEL SIN**

Variable	2005	2006	Diferencia
<b>Estado Embalses y Aportes</b>			
Volumen Útil Diario (GWh)	11,836.9	12,611.7	774.7
Porcentaje respecto a la Capacidad Útil (%)	78.2	83.9	5.7
Aportes Hídricos (GWh)	44,934.1	51,124.3	6,190.2
Porcentaje respecto a la Media Histórica (%)	93.9	108.1	14.3
Vertimientos (GWh)	927.6	3,029.7	2,102.1
<b>Generación (GWh)</b>			
Hidráulica	38,994.3	40,288.8	1,293.3
Térmica	9,213.2	9,474.0	260.8
Menores	2,108.5	2,483.2	374.7
Cogeneradores	113.6	94.1	-19.6
Generación Total	50,429.7	52,340.1	1,909.2
<b>Interconexiones Internacionales (GWh)</b>			
Importaciones	36.9	28.1	-8.8
Exportaciones	1,757.9	1,608.6	-149.2
<b>Demanda de Energía del SIN (GWh)</b>			
Demanda No Atendida	120.1	55.1	-65.0
Demanda de Energía	48,828.8	50,814.6	1,984.6
Crecimiento Demanda de Energía (%)		4.1	
<b>Demanda de Potencia</b>			
Demanda Máxima de Potencia Atendida (MW)	8,639.0	8,762.0	123.0
Crecimiento de la Demanda de Potencia (%)		1.4	

## 1.10. TRANSACCIONES DEL MERCADO

El Mercado de Energía Mayorista -MEM- se divide en dos segmentos: el Mercado de Contratos bilaterales (largo plazo) y la Bolsa de energía (corto plazo). Los participantes para ambos mercados son comercializadores y generadores; la demanda no participa directamente en ellos.

La Bolsa de energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente, todos los generadores registrados, con una capacidad mayor a 20 MW tienen con obligación de participar en ésta. Se realiza una oferta diaria de precio y disponibilidad, con la cual se realiza la programación de la operación del día siguiente, por or-

den de mérito, previo análisis de restricciones y coordinación con las transacciones internacionales. Este mercado es independiente del de contratos (Ver Gráfica 4).

**GRÁFICA 4. EL MERCADO MAYORISTA Y EL MERCADO LIBRE**



En el Mercado de largo plazo el precio de la energía es acordado de forma bilateral entre los agentes participantes en los contratos, éstos se registran y liquidan en el administrador del mercado, pero la gestión financiera de los contratos la realizan los agentes.

Para el año 2006, el precio promedio anual de la energía en Bolsa fue 72.8 \$/kWh y el de Contratos fue 71.8 \$/kWh. El total de transacciones del Mercado en el año 2006 fue de \$5,541,385 millones, de los cuales \$1,773,039 millones (31% del total transado) correspondieron a las transacciones en Bolsa y \$3,808,346 millones al valor anual transado en contratos (69% del total transado).

Las compras en Bolsa disminuyeron cerca del 3.3% con respecto a 2005; la energía transada en Bolsa decreció 1.2%, mientras que la energía transada en Contratos aumentó 3.4%. El porcentaje de la energía transada en Bolsa, como porcentaje de la demanda comercial disminuyó 4.8% en 2006 al compararlo con 2005 y el de Contratos también disminuyó pero en menor proporción 0.4%. Las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista sobrepasaron la demanda comercial en un 34.8%, disminuyendo en 1.5% con respecto al año anterior.



Los costos asociados a Restricciones representaron un aumento del 50.5% con respecto al del año 2005. Esto se debió principalmente a un aumento importante en el número de atentados y la declaración de Condiciones Anormales de Orden Público -CAOP- durante el año.

Las TIE son un esquema comercial que opera desde marzo de 2003 entre los mercados eléctricos de Colombia y Ecuador, gracias a los enlaces internacionales y a los acuerdos operativos, comerciales y regulatorios que han permitido aprovechar los recursos energéticos para beneficio mutuo. En 46 meses de operación, las TIE han permitido al Mercado ventas de energía eléctrica por US\$ 494 millones. De este monto, US\$ 253.37

millones corresponden a rentas de congestión, de las cuales se han destinado cerca del 3% a la Demanda Internacional del Despacho Económico Coordinado, 73% al Fondo de Energía Social -FOES- y 24% al alivio de restricciones asignables a la Demanda Doméstica de Electricidad.

En 2006 las rentas de congestión disminuyeron en 23.5%, explicados por la disminución de las exportaciones a Ecuador en 8.5% y por el precio del dólar. Como consecuencia el FOES también disminuyó en un 23.4%.

En la Tabla 3 se aprecia el resumen de las transacciones en el MEM y principales cifras durante 2005 y 2006.

**TABLA 3. RESUMEN TRANSACCIONES Y CIFRAS EN EL MEM**

Concepto	Unidades	2005	2006	Crecimiento %
<b>Transacciones SIC</b>				
Energía Transada en Bolsa	GWh	17,747	17,529	-1.2
Energía Transada en Contratos	GWh	51,307	53,042	3.4
Total Energía Transada en el Mercado	GWh	69,053	70,571	2.2
Desviaciones	GWh	66	48	-27.4
Demanda Comercial	GWh	50,467	52,368	3.8
Porcentaje de la Demanda Transado en Bolsa	%	35.2	33.5	-4.8
Porcentaje de la Demanda Transado en Contratos	%	101.7	101.3	-0.4
Porcentaje de Cubrimiento	%	136.8	134.8	-1.5
Precio Medio en Bolsa Nacional	\$/kWh	74.36	72.8	-2.1
Precio Medio en Contratos	\$/kWh	70.58	71.8	1.7
Compras en Bolsa	Millones de pesos	1,319,717	1,275,520	-3.3
Restricciones	Millones de pesos	193,308	290,869	50.5
Responsabilidad Comercial AGC	Millones de pesos	99,620	113,177	13.6
Desviaciones	Millones de pesos	4,431	5,376	21.3
Servicios CND y ASIC	Millones de pesos	41,669	48,097	15.4
<b>Total Transacciones Mercado sin Contratos</b>	<b>Millones de pesos</b>	<b>1,658,745</b>	<b>1,733,039</b>	<b>4.5</b>
Valor Transado en Contratos	Millones de pesos	3,621,388	3,808,346	5.2
<b>Total Transacciones Mercado</b>	<b>Millones de pesos</b>	<b>5,280,134</b>	<b>5,541,385</b>	<b>4.9</b>
FAZNI (1)	Millones de pesos	62,429	65,723	5.3
FOES (2)	Millones de pesos	134,640	103,190	-23.4
Rentas congestión	Millones de pesos	175,744	134,460	-23.5
Valor a distribuir Cargo por Capacidad (Cargo por Confiabilidad en dic/2006)	Millones de pesos	1,198,670	1,262,700	5.3
<b>Transacciones LAC</b>				
FAER (3)	Millones de pesos	53,424	56,243	5.6
Cargos por uso STN	Millones de pesos	869,670	904,055	4.0
Cargos por uso STR	Millones de pesos	738,724	778,350	5.4

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

(3) Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas



### 1.1.1. DEL CARGO POR CAPACIDAD AL CARGO POR CONFIABILIDAD

En el año 2006 se dio un cambio al vencer la vigencia regulatoria de 10 años del Cargo por Capacidad mediante la resolución CREG 071 de 2006, al Cargo por Confiabilidad. Se pasa de remunerar la capacidad instalada y disponible en el sistema a la capacidad firme con garantías a la demanda de esta firmeza.

A partir de diciembre de 2006, entró en vigencia el nuevo esquema. Este nuevo esquema pretende introducir mecanismos orientados a mercado mediante la implementación de una subasta de un producto denominado Energía Firme y se ha previsto un Período de Transición de 3 años entre 2007 y 2009, en el cual el valor del Cargo por Confiabilidad será de 13.045 US\$/MWh. Para participar en la subasta se dispuso que el Operador del Sistema certifique la máxima Energía Firme que cada generador podrá comprometer en la misma.

En la subasta propuesta concurrirían los generadores con sus ofertas de Energía Firme. Por su parte, la demanda es representada mediante una curva administrada definida por el Regulador, dicha curva es similar a la propuesta para los mercados de PJM, NY y California en Norte América (California Public Utilities Comisión, 2005 "Capacity Markets White Papers").

El nuevo Cargo por Confiabilidad, además de disminuir los riesgos para los generadores, actuará como mecanismo de cubrimiento de precio a la demanda en el mercado *spot*. Para lo anterior el Regulador definió un Precio de Escasez a partir del cual los generadores con obligaciones de Energía Firme cubren la demanda y con lo cual el Regulador espera controlar posibles abusos de posición dominante por parte de los generadores en épocas críticas.

Finalmente, se prevé la creación de un Mercado Secundario de energía firme donde los generadores pueden cubrir el riesgo de corto plazo de no disponer de la Energía Firme asignada. Adicionalmente, se prevén otros mecanismos como la posibilidad de

desconexiones voluntarias de demanda, los generadores de última instancia y la reasignación de obligaciones mediante subastas.

Los agentes generadores recibirán diariamente la remuneración del Cargo por Confiabilidad, sujeto a que la disponibilidad horaria promedio iguale o supere la capacidad efectiva del recurso afectada por el índice de indisponibilidad considerado para el cálculo de la Energía Firme. El precio al que se remunera el Cargo por Confiabilidad es un promedio que para cada recurso refleja el precio del Período de Transición y el de cada una de las subastas en las que tuvo asignación de obligaciones de Energía Firme.

De otra parte, los generadores con obligaciones de Energía Firme se comprometen a generar diariamente dicho compromiso en la barra de mercado. La barra de mercado es una barra hipotética donde confluye toda la demanda y toda la oferta y que no considera los efectos de la red, corresponde a la barra del mercado *spot* colombiano. Cuando el precio en esta barra supera el Precio de Escasez la demanda paga este último precio y los generadores que incumplen el compromiso de Energía Firme son responsables de cubrir la diferencia con el precio de mercado *spot*.

Adicionalmente, la CREG previó un esquema de transición entre el Cargo por Capacidad anterior al nuevo Cargo por Confiabilidad, el cual se inició el 1º de diciembre de 2006 y finalizará el 30 de noviembre de 2009 o del año para el cual se realice la primera Subasta de Obligaciones de Energía Firme. Durante la transición, la asignación de cargo se hará a prorrata de la energía firme declarada por los generadores y el precio ha sido definido por el regulador para este período.

En el 2006, se asignaron las Obligaciones de Energía Firme con base en la reglamentación de la CREG la cual fue de 52,543 GWh/año distribuida en 25,430 GWh/año para los recursos hidráulicos y de 27,113 GWh/año para los recursos térmicos.

La primera subasta se realizará el primer semestre de 2007, para asignar obligaciones y derechos para el 2010.



## 2. OFERTA DE ELECTRICIDAD

# 2006



LOS EXPERTOS EN MERCADOS

Empresa del  
**GRUPO ISA**





## 2. OFERTA DE ELECTRICIDAD

En Colombia se tiene una oferta de electricidad conformada principalmente por centrales hidráulicas y térmicas a gas y 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 2006.

### 2.1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN

La capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2006 alcanzó un valor de 13,277.2 MW, 71.3 MW menos que el año anterior. La capacidad hidráulica representó el 64.1% del total de la capacidad efectiva del SIN, la térmica el 32.1% y menores y cogeneradores el 3.8%. (Ver Tabla 4)

**TABLA 4. CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW) 2006**

Tipo de Recurso	MW	%
<b>Hidráulica</b>	<b>8,511.0</b>	<b>64.1</b>
<b>Térmica</b>	<b>4,262.0</b>	<b>32.1</b>
Gas	3,562.0	
Carbón	700.0	
<b>Menores</b>	<b>479.7</b>	<b>3.6</b>
Hidráulica y térmica	461.3	
Eólica	18.4	
<b>Cogenerador</b>	<b>24.5</b>	<b>0.2</b>
<b>Total SIN</b>	<b>13,277.2</b>	<b>100.0</b>

Con respecto a 2005, la capacidad efectiva neta del SIN disminuyó en un 0.5% debido principalmente a la disminución de 91 MW en la capacidad de las plantas térmicas, 21 MW en las plantas hidráulicas, compensada por un aumento en la capacidad instalada de las menores y cogeneradores de 40.7 MW.

La disminución en el parque térmico fue causada fundamentalmente por el retiro de la planta Cartagena 2 (53 MW) la cual se espera se reincorpore al sistema a finales del 2007, la disminución



de la capacidad efectiva neta de la planta Guajira 2 que pasó de 151 MW en el 2005 a 125 en el 2006 (26 MW menos) y variaciones en la capacidad de las plantas térmicas (12 MW menos): Termocentro, Termoemcali, Termoyopal 2, Central Cartagena, Paipa y Palenque 3. Por su parte, la reducción en 21 MW de la capacidad efectiva neta de las plantas hidráulicas con respecto al 2005 se debió al paso de la planta Rio Mayo a ser no despachada centralmente a partir del primero de diciembre de 2006 (su capacidad pasó a 19.8 MW).

Finalmente, el aumento en la capacidad de menores y cogeneradores estuvo dado principalmente por el ingreso de la planta menor Calderas (19.9 MW) y el paso de la única central eólica del SIN, Jepirachi, de 9.8 MW a 18.4 MW a partir de diciembre de 2006.

Por agente administrador, la mayor participación la tiene EPM con el 19.7%, seguido de Emgesa con el 16.7%, Isagen con el 15.9%, Corelca con el 9.9%, EPSA con el 8.2%, Chivor con el 7.5% y el 22.3% restante está repartido entre 24 agentes.

En la Tabla 5 se muestra la capacidad efectiva neta de las plantas hidráulicas y térmicas a diciembre 31 de 2006.

Con respecto a las interconexiones internacionales la capacidad máxima de importación y 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).

**TABLA 5. CAPACIDAD EFECTIVA NETA POR PLANTA (MW) 2006**

<b>Plantas hidráulicas</b>	<b>MW</b>
Alban	439.0
Betania	540.0
Calima	132.0
Chivor	1,000.0
Esmeralda	30.0
Guatapé	560.0
Guatron	512.0
Guavio	1,150.0
Jaguas	170.0
La Tasajera	306.0
Miel	396.0
Pagua	600.0
Playas	201.0
Porce II	405.0
Prado	45.0
Prado IV	5.0
Riogrande I	25.0
Salvajina	285.0
San Carlos	1,240.0
San Francisco	135.0
Urrá	335.0
<b>Total plantas hidráulicas</b>	<b>8,511.0</b>
<b>Plantas térmicas</b>	<b>MW</b>
Barranquilla	127.0
Central Cartagena	127.0
Flores	447.0
Guajira	276.0
Meriléctrica	169.0
Paipa	321.0
Palenque 3	13.0
Proeléctrica	90.0
Tasajero	155.0
Tebsa	750.0
Termocandelaria	314.0
Termocentro	280.0
Termodorada	51.0
Termoemcali	229.0
Termosierra	455.0
Termovalle	205.0
Termoyopal	29.0
Zipa	224.0
<b>Total plantas térmicas</b>	<b>4,262.0</b>
<b>Total plantas menores hidráulicas</b>	<b>438.5</b>
<b>Total plantas menores térmicas</b>	<b>22.8</b>
<b>Total plantas menor eólica</b>	<b>18.4</b>
<b>Total cogeneradores</b>	<b>24.5</b>
<b>Total capacidad efectiva neta del SIN</b>	<b>13,277.2</b>



## 2.2 PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

La generación total del Sistema fue 52,340.1 GWh, de los cuales el 77% fue generado con plantas hidráulicas, el 18.1% con unidades térmicas (13.2% con a gas y 4.9% a carbón) y el 4.9% con generación de plantas menores, cogeneradores y eólica (Ver Tabla 6 y Gráfica 5).

Con respecto a 2005 la generación hidráulica aumentó en un 3.3% y la generación térmica en un 2.8%. Se destaca que en 2006 se presentó la máxima generación térmica de los últimos cinco años el 15 de octubre con 49.4 GWh superado solo por el presentado el 13 de marzo de 2001 cuando se tuvo una generación térmica de 53.8 GWh. Así mismo sobresale el incremento en la generación de las plantas a carbón la cual aumentó en un 24.1% con respecto a 2005 mientras que la generación de las plantas a gas disminuyó en un 3.4%.

Las unidades térmicas que presentaron mayor aumento con respecto al año anterior fueron: Paipa 3 (115.2%), Zipa 2, 3, 4 y 5 (107.2%) y Termoyopal I (103.1%). De otro lado, algunas unidades térmicas que disminuyeron fueron: Central Cartagena I (-86.5%), Termodorada (-77.3%), Termosierra (-72.9%) y Palenque 3 (-59.5%).

El 61% de la generación total del Sistema estuvo representada por las siguientes plantas: Guavio (6,110.8, 11.7%), San Carlos (5,929.9 GWh, 11.3%), Chivor (4,714.2 GWh, 9.0%), Tebsa (4,164.7 GWh, 8.0%), Pagua (3,307.2 GWh, 6.3%), Guatapé (2,823.2 GWh, 5.4%), Guatrom (2,618.6 GWh, 5.0%), Betania (2,204.8 GWh, 4.2%).

GRÁFICA 5. COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN % (2006)

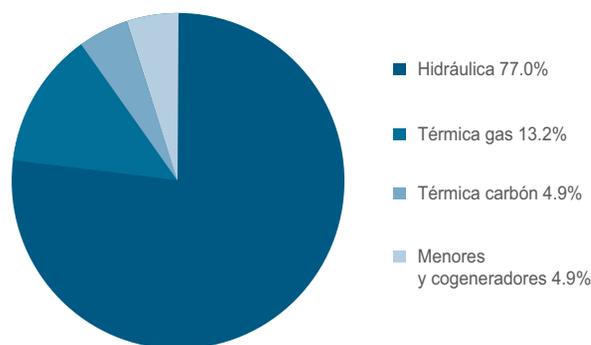


TABLA 6. GENERACIÓN DE ENERGÍA (GWh) 2006

Tipo de recurso	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	3,405.8	3,249.0	3,235.3	3,249.0	3,428.3	3,464.5	3,645.7	3,513.6	3,188.4	3,198.3	3,246.3	3,464.5	40,288.8
Térmica	652.7	598.0	954.1	680.9	702.4	561.5	584.6	790.0	1,054.8	1,168.5	921.7	804.6	9,474.0
Gas	334.1	375.8	692.6	572.6	566.8	431.6	404.7	609.5	711.2	898.8	741.1	547.2	6,886.0
Carbón	318.6	222.2	261.6	108.4	135.6	129.9	180.0	180.5	343.5	269.6	180.6	257.4	2,588.0
Menores	186.0	165.8	201.9	220.4	225.4	226.6	218.4	188.5	181.7	197.2	233.1	238.1	2,483.2
Hidráulica y térmica	181.0	159.7	194.7	215.4	220.0	220.6	210.6	182.3	177.0	194.9	230.1	234.0	2,420.2
Eólica	5.0	6.2	7.2	5.0	5.4	6.0	7.8	6.2	4.8	2.3	3.0	4.1	63.0
Cogeneradores	8.1	8.6	8.0	6.3	8.1	7.4	8.1	8.5	9.4	8.6	7.1	5.9	94.1
<b>Total generación SIN</b>	<b>4,252.7</b>	<b>4,021.4</b>	<b>4,399.3</b>	<b>4,156.7</b>	<b>4,364.2</b>	<b>4,260.0</b>	<b>4,456.9</b>	<b>4,500.6</b>	<b>4,434.3</b>	<b>4,572.6</b>	<b>4,408.2</b>	<b>4,513.1</b>	<b>52,340.1</b>



## 2.3 DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

La disponibilidad total promedio día para todas las plantas del SIN fue de 11,782.6 MW, inferior en 111.1 MW que la registrada en el año anterior disminuyendo en un 0.9% (Ver Tabla 7). Aunque en todos los meses se presentaron valores muy similares, octubre y noviembre fueron los que presentaron una disponibilidad menor que la de los correspondientes meses del año 2005.

Las plantas hidráulicas presentaron una disponibilidad promedio día de 7,595.9 MW, equivalente al 89.1% de la capacidad efectiva neta promedio, las térmicas registraron el 90.8% de su capacidad y las menores, cogeneradores el 57.1% y el 50.6% respectivamente. Sobresale el incremento del 6.9% en la disponibilidad promedio de las plantas menores con respecto al año anterior.

En Tabla 8 se muestra el factor de utilización de las plantas del SIN. En 2006 el factor de utilización de las plantas del SIN aumentó en un 4.4% con respecto a 2005, resaltándose el crecimiento de este factor principalmente en las plantas térmicas a carbón, las cuales aumentaron en un 25.2% su factor de utilización con respecto al año 2005 mientras que las plantas térmicas a gas disminuyeron en un 2.5% con relación al año anterior; para

un incremento total del factor de utilización del parque térmico del 4.3% con respecto al 2005. Las plantas que presentaron mayor factor de utilización fueron las menores, cogeneradores y las plantas Playas, Prado IV, Esmeralda y Termoyopal 2.

## 2.4 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ELECTRICIDAD

En 2006, Colombia importó desde Venezuela 27.0 GWh, todo por el enlace de Cuestecitas – Cuatricentenario 230 kV y desde Ecuador 1.0 GWh, la mayoría (95.7%) por el enlace de Pomasqui - Jamondino 230 kV. Con respecto al año anterior las importaciones disminuyeron en 23.9%.

De otro lado, Colombia exportó a Ecuador 1,608.6 GWh (el 99.6% se realizó por el enlace Pomasqui - Jamondino 230 kV), con un decremento del 8.5% frente a lo exportado en 2005. (Ver Tabla 9 y Gráfica 6).

En los últimos 3 años el porcentaje de utilización de la interconexión Colombia-Ecuador ha sido igual o superior al 80% y la disponibilidad de la misma ha estado muy cercana al 100% (Ver Gráfica 7).

**TABLA 7. DISPONIBILIDAD PROMEDIO DÍA (MW) 2006**

Tipo de recurso	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Hidráulica	8,182.1	7,779.2	7,737.0	7,791.1	7,848.1	7,486.2	7,304.7	7,244.8	7,156.0	7,191.9	7,561.1	7,874.2	7,595.9
Térmica	3,987.0	4,097.0	4,143.6	4,023.5	4,113.2	3,930.5	4,055.1	4,009.5	3,752.6	3,584.4	3,569.5	3,805.8	3,922.3
Gas	3,297.0	3,405.7	3,452.0	3,330.8	3,453.1	3,237.7	3,383.6	3,333.7	3,097.1	3,068.0	3,022.9	3,192.2	3,272.9
Carbón	689.9	691.2	691.6	692.7	660.1	692.8	671.5	675.8	655.4	516.4	546.6	613.5	649.5
Menores	225.8	211.6	244.8	256.5	241.5	239.8	269.7	276.7	261.9	252.3	285.4	278.4	254.0
Hidráulica y térmica	220.8	203.6	235.7	248.6	234.6	232.9	260.3	269.5	256.1	246.3	281.3	272.3	247.1
Eólica	5.0	8.0	9.2	7.9	6.9	6.9	9.4	7.2	5.8	6.0	4.1	6.1	6.9
Cogenerador	10.9	12.7	10.8	8.7	10.9	10.3	10.9	10.4	11.5	10.1	8.9	7.9	10.3
Disponibilidad promedio total	12,405.8	12,100.5	12,136.2	12,079.8	12,213.6	11,666.7	11,640.5	11,541.5	11,182.0	11,038.8	11,424.9	11,966.3	11,782.6
% respecto capacidad neta promedio	93.1	90.8	91.0	90.6	91.6	87.8	87.6	86.8	84.0	83.0	85.9	90.1	88.5



**TABLA 8. FACTOR DE UTILIZACIÓN 2006**

Tipo de recurso	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Hidráulica	0.5365	0.5667	0.5097	0.5289	0.5401	0.5640	0.5743	0.5535	0.5190	0.5038	0.5285	0.5471	0.5393
Térmica	0.2015	0.2044	0.2947	0.2173	0.2169	0.1814	0.1828	0.2470	0.3408	0.3653	0.2978	0.2537	0.2503
Gas	0.1227	0.1529	0.2544	0.2173	0.2082	0.1662	0.1508	0.2272	0.2739	0.3350	0.2854	0.2065	0.2167
Carbón	0.6171	0.4764	0.5073	0.2172	0.2630	0.2604	0.3490	0.3501	0.6885	0.5230	0.3620	0.4943	0.4257
Menores	0.5890	0.5813	0.6270	0.7073	0.7000	0.6951	0.6483	0.5596	0.5575	0.5854	0.7150	0.6672	0.6361
Hidráulica y térmica	0.6419	0.6458	0.6766	0.7226	0.7249	0.7020	0.6941	0.6463	0.6457	0.6626	0.7462	0.7290	0.6865
Eólica	0.6899	0.9383	0.9921	0.7123	0.7388	0.8542	1.0645	0.8501	0.6779	0.3140	0.4241	0.2974	0.7128
Cogeneradores	0.5583	0.6533	0.5522	0.4466	0.5573	0.5263	0.5605	0.5877	0.6194	0.5508	0.4647	0.3220	0.5333
<b>Total SIN</b>	<b>0.4288</b>	<b>0.4490</b>	<b>0.4434</b>	<b>0.4329</b>	<b>0.4398</b>	<b>0.4448</b>	<b>0.4503</b>	<b>0.4547</b>	<b>0.4629</b>	<b>0.4619</b>	<b>0.4602</b>	<b>0.4569</b>	<b>0.4488</b>

**TABLA 9 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES GWh 2006**

País	Línea	Importación	Exportación	Neto <sup>(1)</sup>
Venezuela	Cadafe - Zulia 1 115 kV	- <sup>(2)</sup>	0.00	0.00
Venezuela	Corozo - San Mateo 1 230 kV	0.00	0.00	0.00
Venezuela	Cuestecitas - Cuatri-centenario 1 230 kV	27.02	0.00	27.02
Ecuador	Tulcán - Panamericana 1 138 kV	0.05	5.53	-5.48
Ecuador	Pomasqui - Jamondino 230 kV	1.02	1,603.10	-1,602.1
<b>Total</b>		<b>28.1</b>	<b>1,608.6</b>	<b>-1,580.5</b>

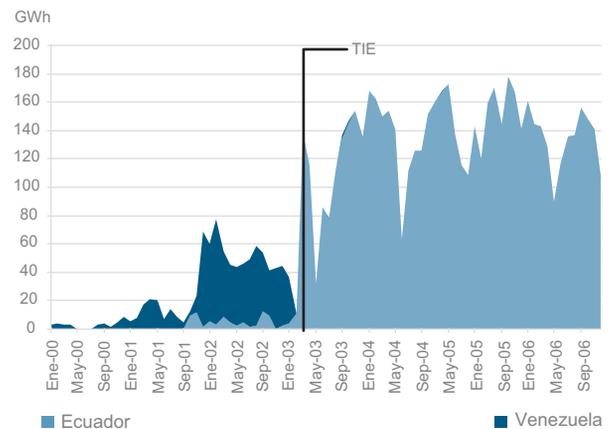
(1): El signo negativo significa mayor flujo exportador que importador.

(2): Frontera de importación inactiva desde el año 2001.

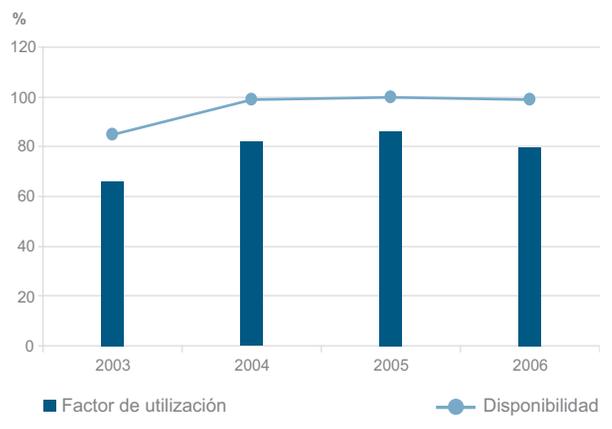
## 2.5 OFERTAS DE GENERACIÓN

Los precios promedio de oferta de 2006 en la Bolsa de energía fueron inferiores a los correspondientes en 2005 hasta los 8,400 MW y desde los 8,600 MW hasta los 10,500 MW. En los intervalos restantes los precios de 2006 fueron superiores a los de 2005. Para la curva de oferta de 2006, los precios de oferta superiores a 100 \$/kWh correspondieron a una disponibilidad acumulada mayor a 8,100 MW.

**GRÁFICA 6. EVOLUCIÓN INTERCONEXIONES INTERNACIONALES**

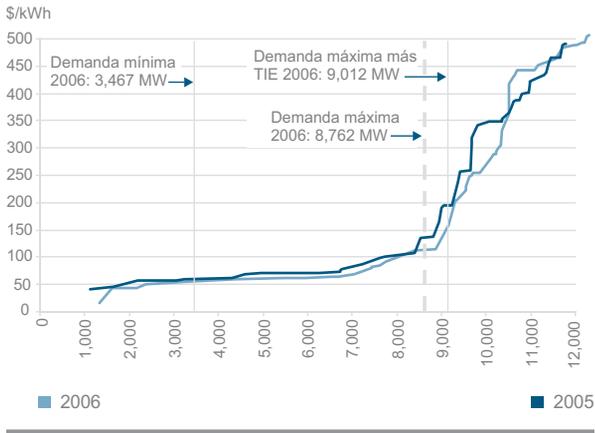


**GRÁFICA 7. PORCENTAJE DE DISPONIBILIDAD Y DE UTILIZACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN CON ECUADOR**



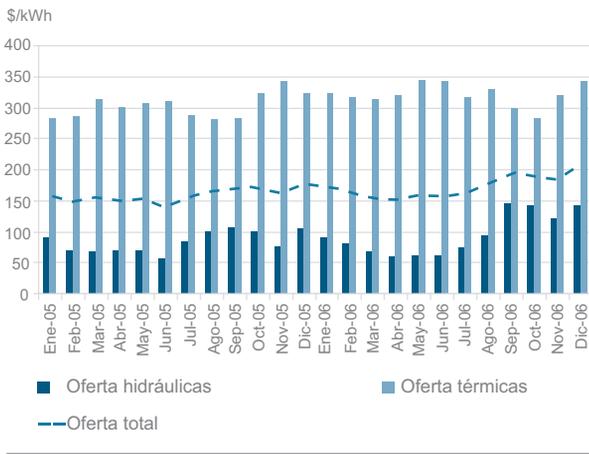


**GRÁFICA 8. CURVA DE OFERTA PROMEDIO PERÍODO 20 DE 2006 Y 2005**



En la Gráfica 9 se muestran los precios de oferta promedio hidráulico y térmico. El precio de oferta promedio para las plantas hidráulicas en 2006 fue de 95.1 \$/kWh mientras que para las térmicas fue de 321.3 \$/kWh. A partir de julio de 2006 se observa una evolución ascendente de los precios de oferta hidráulico, con una ligera disminución en noviembre, siendo septiembre, octubre y diciembre los meses con los máximos precios, cercanos a los 145 \$/kWh. Con respecto a 2005 los precios de oferta hidráulico y térmico aumentaron en un 13.7% y 6.0% respectivamente.

**GRÁFICA 9. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE OFERTA**



La Tabla 10 presenta los porcentajes del número de veces que las plantas hidráulicas y térmicas determinaron el precio de Bolsa. En 2006, las plantas hidráulicas marcaron el precio de Bolsa el 92.1% de las veces, mientras las térmicas el restante 7.9%, con mayor participación en agosto, cuando alcanzaron el 16.6% y menor participación en abril y mayo cuando solamente marcaron el precio de Bolsa el 2.9% y 3.3% de las veces respectivamente.

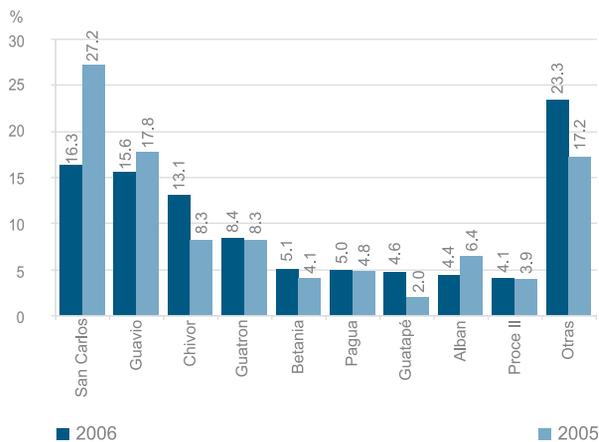
**TABLA 10. DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA POR TIPO DE RECURSO EN 2006**

Mes	Hidráulicos %	Térmicos %
Enero	94.6	5.4
Febrero	95.1	4.9
Marzo	94.9	5.1
Abril	97.1	2.9
Mayo	96.7	3.3
Junio	94.9	5.1
Julio	86.0	14.0
Agosto	83.4	16.6
Septiembre	88.7	11.3
Octubre	89.3	10.7
Noviembre	90.8	9.2
Diciembre	93.7	6.3

En cuanto a la frecuencia con la cual las centrales de generación marcaron el precio de Bolsa, la Gráfica 10 presenta los porcentajes de participación durante 2006, así como la comparación con 2005. En la misma Gráfica se aprecia que las centrales San Carlos y Guavio permanecen en el primero y segundo lugar, las mismas posiciones de 2005, aunque con una disminución importante en el número de veces que marcaron el precio, especialmente la central San Carlos. Betania, que tenía la séptima posición en 2005, pasa a la quinta y La Tasajera que estaba en la novena posición pasa a la undécima. En 2006 la posición tercera a quinta las ocupan la central Chivor, la cadena Guatron y la central Betania, respectivamente.



GRÁFICA 10. PLANTAS QUE MARCARON EL PRECIO DE BOLSA



## 2.6 RECURSO HÍDRICO

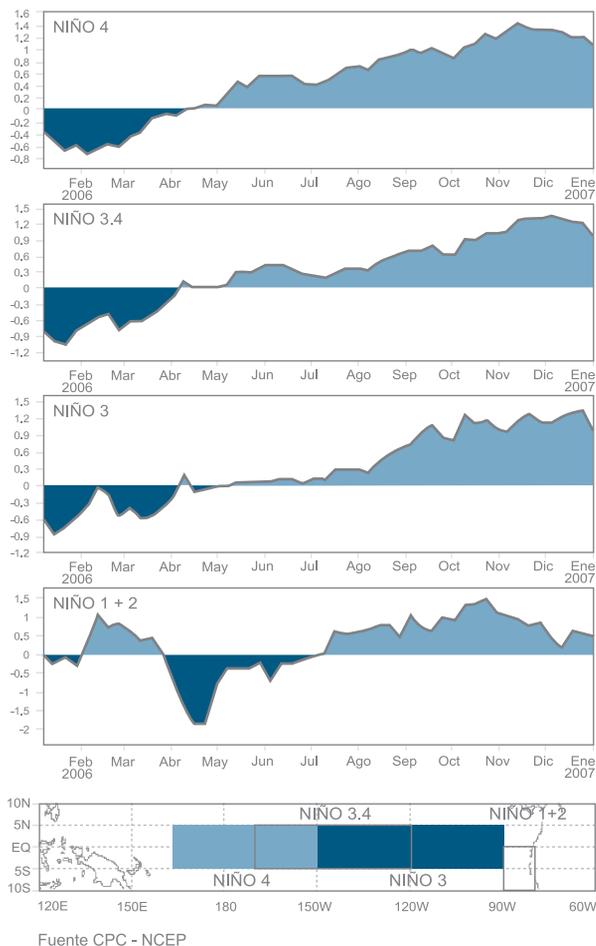
### 2.6.1 Situación hidroclimática

De acuerdo con los análisis y reportes de agencias climáticas internacionales, a comienzos de 2006 ciertas variables climáticas y oceánicas, mostraron indicios suficientes como para pensar que podría desarrollarse un evento climático cálido en el Pacífico tropical (El Niño), aún de fortaleza desconocida. Este evento fue catalogado como de intensidad moderada a débil y su impacto en la hidrología de las cuencas hidrográficas asociadas al sector eléctrico colombiano, ha sido muy particular, en comparación con lo registrado históricamente.

Por otro lado, el calentamiento del Pacífico tropical, en opinión de algunos investigadores, incidió en el comportamiento de la temporada de huracanes en el Atlántico durante 2006. Así, dicha temporada fue menos activa de lo esperado; tanto, que se requirió su reevaluación hacia el segundo semestre.

Al mismo tiempo y a medida que transcurrió 2006, el calentamiento superficial en el Pacífico -expresado en anomalías de la temperatura superficial del mar o TSM, en °C-, fue creciendo en intensidad en cada una de las regiones Niño en las que se divide el Pacífico tropical (Ver Gráfica 11).

GRÁFICA 11. EVOLUCIÓN DE LAS ANOMALÍAS DE LA TSM EN LAS DIFERENTES REGIONES EL NIÑO.



Nota: Las regiones El Niño se muestran en el panel inferior.

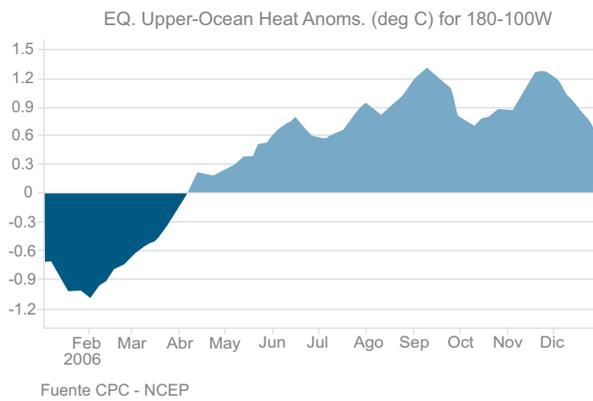
La Gráfica 11 permite también apreciar la evolución del calentamiento anómalo y el tiempo de llegada a cada subregión del pacífico ecuatorial, que se da en dirección oeste-este (primero en la región Niño 4 y por último frente a las costas sudamericanas, o región Niño 1+2).

De acuerdo con la National Oceanic and Atmospheric Administration -NOAA-, desde febrero de 2006, el contenido de calor de las capas superiores del océano en toda la cuenca del Pacífico tropical se fue incrementando y desde el inicio de abril 2006 se observaron anomalías positivas (Ver Gráfica 12).



El contenido de calor de las capas superiores del océano desde abril 2006 ha sido modulado por ondas oceánicas Kelvin, asociadas con variaciones en la intensidad de los vientos del este en niveles bajos sobre el Ecuador, las cuales están en parte vinculadas por la actividad de la oscilación Madden-Julian (MJO). Cuatro distintas ondas de Kelvin se presentaron durante los últimos nueve meses de 2006 (Ver Gráfica 13).

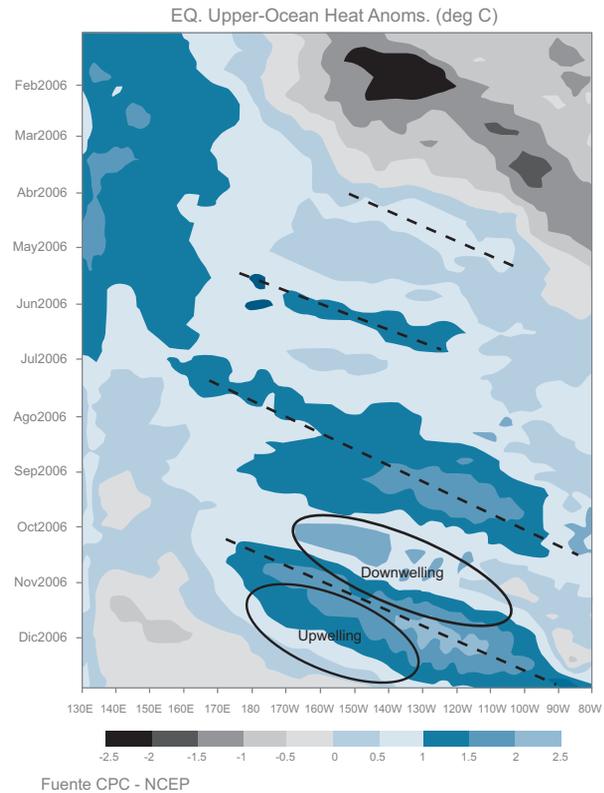
**GRÁFICA 12. ANOMALIAS DEL CONTENIDO DE CALOR DE LAS CAPAS SUPERFICIALES DEL PACÍFICO TROPICAL ECUATORIAL**



La Gráfica 13 muestra en su base la longitud geográfica, correspondiendo el extremo derecho a las costas sudamericanas. Las ondas oceánicas de Kelvin, iniciadas por cambios en la fuerza de los vientos de superficie, se propagan hacia el este (de izquierda a derecha) en el tiempo. La parte delantera de la onda de Kelvin se caracteriza por corrientes descendentes (downwelling) y calentamiento de las capas del océano próximas a la superficie. La parte trasera de dicha onda se caracteriza por la aparición (upwelling) de aguas profundas y enfriamiento superficial. Las líneas diagonales a trazos, observadas en la Gráfica 13, indican la fase cálida de cuatro ondas distintas de Kelvin desde abril de 2006.

La Gráfica 13 muestra también lo que en opinión de la NOAA fueron condiciones débiles tipo La Niña, desarrolladas a finales de 2005 y que continuaron hasta marzo-abril de 2006. Durante estos meses, el contenido superficial de calor aumentó, en tanto que las condiciones La Niña se debilitaron y se dio paso a condi-

**GRÁFICA 13. EVOLUCIÓN ESPACIO-TEMPORAL DE LAS ANOMALÍAS DE CALOR (°C) EN LA CAPA SUPERIOR DEL OCEANO (300 m DE ESPESOR) A LO LARGO DE LA LÍNEA ECUATORIAL**

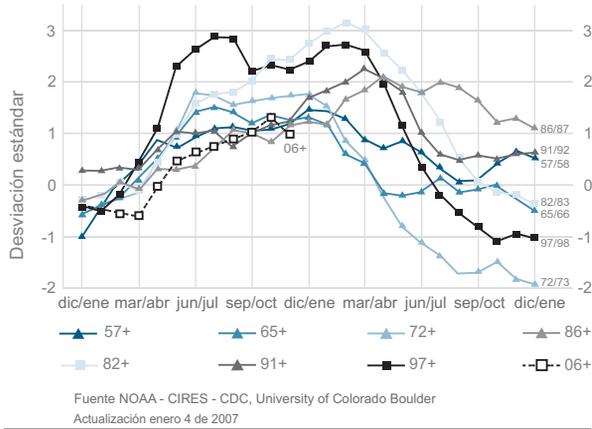


ciones ENSO – neutrales. Por su parte, el calentamiento a todo lo ancho de la cuenca del Pacífico, entre abril y septiembre, es algo que generalmente ocurre antes y durante la fase inicial de El Niño. La variabilidad mes a mes en el contenido de calor durante los últimos 6 a 9 meses se debe a la actividad de las ondas Kelvin, como ya se mencionó arriba. Por su parte, para el océano Atlántico y en particular el golfo de México, las aguas de aquel han estado más calientes de lo normal por más de un año.

En relación con los índices climáticos utilizados para evaluar la interacción océano-atmósfera en el Pacífico tropical, la Gráfica 14 presenta una comparación entre la evolución del Índice Multivariado del ENOS -IME- este índice en los últimos dos años y la registrada durante los siete eventos El Niño más fuertes considerados desde 1950.



**GRÁFICA 14. COMPARACIÓN DEL ÍNDICE MULTIVARIADO DEL ENOS CONDICIÓN ACTUAL VS. LOS SIETE EVENTOS EL NIÑO MÁS FUERTES DESDE 1950**



Como puede verse, desde el segundo bimestre de 2006 este índice ha venido creciendo de manera ininterrumpida, alcanzando su pico en octubre-noviembre. Sin embargo, el último valor de 2006 ha quebrado la tendencia, situándose ligeramente por debajo del umbral establecido para un evento moderado, en esta temporada del año.

### 2.6.2 Aportes hídricos

En 2006 los ríos asociados al SIN presentaron aportes que alcanzaron a nivel agregado el 108.1% de los valores medios his-

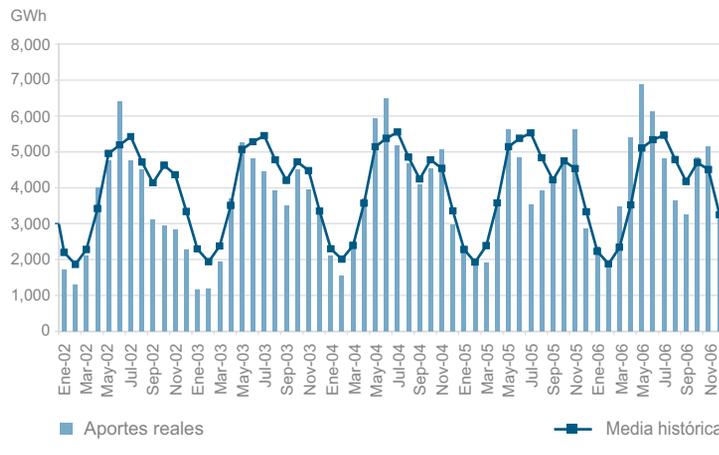
tóricos, siendo superiores en aproximadamente un 15% al valor alcanzado durante 2005 (93.9%).

La Gráfica 15 muestra la evolución de los aportes totales del SIN durante el período enero de 2001 a diciembre de 2006. Se observa en la evolución de los últimos cuatro 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 2006, se observó un primer semestre con aportes energéticos normales o por encima de los promedios históricos, consistente con lo que la NOAA denominó un “evento La Niña débil”. El agregado energético para los meses marzo a mayo fue de 148.0%, 153.2% y 134.7% en relación con la media histórica.

En contraste con lo anterior, el comienzo de la segunda mitad del año (julio a septiembre) fue deficitario, lo cual hacía suponer que el comportamiento hidrológico, estaría acorde con los eventos El Niño anteriores. Las menores contribuciones energéticas -expresadas en porcentaje de la media- se dieron precisamente para estos meses (88.0%, 76.1% y 78.1%, respectivamente; ver Tabla 11).

**GRÁFICA 15. EVOLUCIÓN APORTES HÍDRICOS AL SIN**





**TABLA 11. APORTES HÍDRICOS 2006**

Mes	Real (GWh)	% Respecto a la media	Media histórica (GWh)
Enero	2,363.8	106.1	2,228.3
Febrero	1,828.3	97.3	1,878.2
Marzo	3,460.1	148.0	2,338.6
Abril	5,387.1	153.2	3,516.9
Mayo	6,873.4	134.7	5,103.5
Junio	6,119.2	114.7	5,334.9
Julio	4,811.2	88.0	5,465.6
Agosto	3,640.5	76.1	4,781.4
Septiembre	3,258.7	78.1	4,172.7
Octubre	4,834.9	102.8	4,701.8
Noviembre	5,159.4	114.6	4,503.9
Diciembre	3,387.7	104.3	3,248.5
<b>Total</b>	<b>51,124.3</b>	<b>108.1</b>	<b>47,274.4</b>

Sin embargo, esta situación cambió abruptamente a finales del año con aportes energéticos agregados normales o por encima de la media. Además los períodos invernales de la región andina (abril-mayo y octubre -noviembre) se han caracterizado por caudales en exceso.

La Tabla 11 presenta el comportamiento de los aportes energéticos mensuales, expresados en energía y porcentaje de la media. La última columna de esta tabla presenta como referencia, el valor medio mensual.

En resumen, 2006 sólo tuvo cuatro meses con caudales agregados inferiores a los promedios históricos: febrero y julio a septiembre, en tanto que para los demás los aportes hidrológicos agregados fueron normales o por encima de la media. Todo esto contribuyó a que el valor agregado anual fuera de 108.1% de la media, lo que en energía corresponde a 51,124.3 GWh al año.

Los aportes acumulados por regiones se presentan en la Tabla 12. El valor más bajo (aunque en términos generales debería considerarse normal, 98.8% de la media) fue para la región Caribe,

**TABLA 12. APORTES ENERGÉTICOS INDIVIDUALES Y POR REGIÓN**

Región	Río	Real (GWh mes)	% Respecto a la media	Media histórica (GWh mes)
<b>Antioquia</b>	A. San Lorenzo (1)	2,950.7	104.2	2,833.0
	Concepción	639.4	102.6	623.3
	Desv. EPM (2)	684.1	73.3	933.9
	Grande	3,079.4	103.8	2,968.0
	Guadalupe	1,890.5	103.6	1,824.7
	Guatapé	2,102.1	114.9	1,829.5
	Miel 1	1,410.9	121.8	1,158.3
	Nare (3)	6,329.2	102.1	6,201.7
	Porce II	1,867.4	136.9	1,363.8
	San Carlos	1,236.2	110.7	1,116.8
Tenche	408.8	113.0	361.9	
	<b>Total Región</b>	<b>22,598.7</b>	<b>106.5</b>	<b>21,214.9</b>
<b>Caribe</b>	Sinú Urrá	1,358.6	98.8	1,374.5
	<b>Total Región</b>	<b>1,358.6</b>	<b>98.8</b>	<b>1,374.5</b>
<b>Centro</b>	Bogotá N.R.	5,830.3	139.6	4,177.6
	Magdalena Betania	2,517.6	108.5	2,321.4
	Prado	257.6	118.7	217.0
	<b>Total Región</b>	<b>8,605.5</b>	<b>128.1</b>	<b>6,715.9</b>
<b>Oriente</b>	Batá (4)	5,566.0	115.0	4,838.9
	Blanco	0.0	0.0	244.6
	Chuzá	1,727.2	87.6	1,972.3
	Guavio	6,291.0	99.5	6,322.1
	<b>Total Región</b>	<b>13,584.3</b>	<b>101.5</b>	<b>13,377.9</b>
<b>Ríos Estimados</b>	Otros ríos (5)	1,523.6	112.3	1,356.7
	<b>Total</b>	<b>1,523.6</b>	<b>112.3</b>	<b>1,356.7</b>
<b>Valle</b>	Alto Anchicayá	1,802.6	106.1	1,698.2
	Calima	258.7	128.0	202.1
	Cauca Salvajina	1,107.2	103.9	1,065.4
	Digua	162.8	97.6	166.8
	Florida II	122.2	119.8	102.0
	<b>Total Región</b>	<b>3,453.5</b>	<b>106.8</b>	<b>3,234.5</b>
<b>TOTAL SIN</b>		<b>51,124.3</b>	<b>108.1</b>	<b>47,274.4</b>

- (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.



representada por la serie Urrá. Las demás regiones tuvieron un comportamiento con valores por encima de los promedios históricos: Antioquia con 106.5%, Centro con 128.1%, Oriente con 101.5% y Valle con 106.8% de la media.

Individualmente, la serie más deficitaria durante 2006 fue Chuza (87.6%), en tanto que aquellas con mayores aportes porcentuales fueron Bogotá N.R. (139.6%) y Porce II (136.9%), con caudales arriba de 130% de la media.

### 2.6.3. 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 2006 (ver Tabla 13), estuvo acorde con el comportamiento de los

aportes. Es decir, presentó un decrecimiento durante el verano (primeros tres meses del año) y a partir de abril con el inicio de la primera etapa invernal de la región Andina empezó su recuperación gradual, aunque acelerándose durante los meses de mayo y junio, con un pico en julio (82.2% de las reservas útiles). Posteriormente, en concordancia con los aportes deficitarios de comienzos del segundo semestre de 2006, estas reservas disminuyeron hasta el 77.7% a finales de septiembre, pero volvieron a recuperarse para alcanzar el valor máximo anual en noviembre (87.1%).

Al finalizar el año, las reservas útiles del Sistema, se situaron en el 83.9% (12,611.7 GWh) de su capacidad útil (15,032.0 GWh), también se observa la reducción de la capacidad útil de todo el sistema, que desciende de 15,131.2 GWh a 15,032.0 GWh. Esto se debió a la actualización -a fines del año- del factor de

TABLA 13. EVOLUCIÓN RESERVAS HÍDRICAS 2006.

Mes (1)	Volumen Útil Diario (2)		(4) Capacidad Útil GWh	Volumen (5)		(7) Volumen Máximo Técnico GWh	MOS	MOI
	GWh	% (3)		GWh	% (6)		(GWh)	(GWh)
Enero	10,434.5	69.0	15,131.2	11,419.7	70.9	16,116.4	3,245.9	3,130.6
Febrero	8,621.3	57.0	15,131.2	9,606.5	59.6	16,116.4	2,435.9	2,288.8
Marzo	8,210.6	54.3	15,131.2	9,195.8	57.1	16,116.4	1,766.6	1,608.5
Abril	9,275.5	61.3	15,131.2	10,260.6	63.7	16,116.4	1,783.0	1,578.6
Mayo	11,116.3	73.5	15,131.2	12,101.5	75.1	16,116.4	1,958.3	1,815.2
Junio	12,188.1	80.5	15,131.2	13,173.3	81.7	16,116.4	2,543.5	2,429.7
Julio	12,430.4	82.2	15,131.2	13,415.6	83.2	16,116.4	3,072.0	2,983.4
Agosto	12,143.7	80.3	15,131.2	13,128.9	81.5	16,116.4	3,452.4	3,382.6
Septiembre	11,758.5	77.7	15,131.2	12,743.7	79.1	16,116.4	3,706.5	3,654.9
Octubre	12,618.0	83.4	15,131.2	13,603.2	84.4	16,116.4	3,933.9	3,909.6
Noviembre	13,176.7	87.1	15,131.2	14,161.9	87.9	16,116.4	4,334.8	4,293.8
Diciembre	12,611.7	83.9	15,032.0	13,584.0	84.9	16,004.3	3,924.2	3,818.9

(1) Valores tomados el último día del mes

(2) Volumen útil diario: Volumen almacenado por encima del nivel mínimo técnico (según Acuerdo No. 294 de 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.

(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 el volumen útil.



conversión de las plantas hidráulicas, cuyo último valor fue reportado para el cálculo del cargo de la energía firme del cargo por confiabilidad 2006.

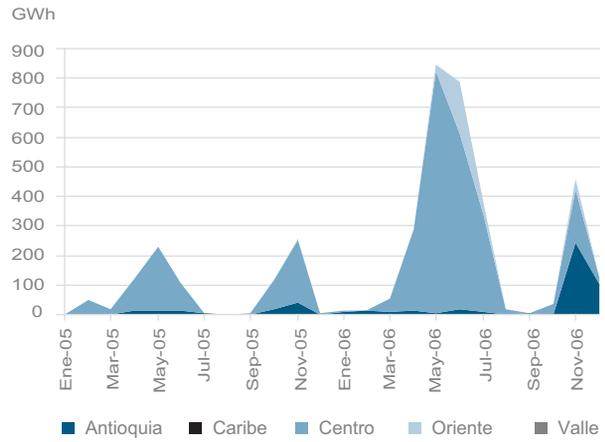
La Gráfica 16 permite observar la evolución estacional de las reservas almacenadas en el embalse útil del Sistema colombiano, expresadas en energía. Como referencia se presentan también la capacidad total, el volumen mínimo técnico y los mínimos operativos.

Al finalizar el año 2006, las regiones con mayores reservas hídricas frente a su volumen útil fueron: Antioquia con 94.7% (5,071.2 GWh), seguida de Caribe con 93.8% (144.0 GWh), Oriente con 78.2% (3,408.3 GWh), Centro con 77.4% (3,673.7 GWh) y Valle con 75.2% (314.5 GWh).

En relación con los vertimientos, en 2006 estos totalizaron (3,029.7 GWh); muy por encima del valor registrado para 2005 (927.6 GWh), pero comparable al de 2004 (3,245.1 GWh).

La Gráfica 17 presenta la distribución de los vertimientos mensuales en 2005 y 2006, los cuales se desagregan a nivel de regiones. La mayoría de los vertimientos (igual a lo registrado durante 2005) se

**GRÁFICA 17. VERTIMIENTOS**



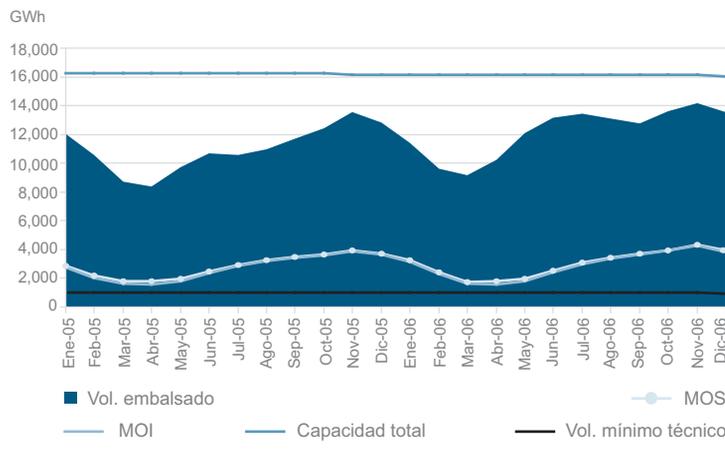
concentraron en la región Centro con el 77.0% del total vertido en el SIN (en 2005 fue del 87.1%), destacándose los meses de mayo, junio, julio y noviembre. La región Antioquia vertió el 14.0% del total, Oriente el 9.0% y las regiones Caribe y Valle no vertieron.

## 2.7. GAS<sup>1</sup>

### 2.7.1. Reservas

<sup>1</sup> Información suministrada por: Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, Empresa Colombiana de Petróleo -Ecopetrol-, UPME, MME.

**GRÁFICA 16. EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HÍDRICAS**





Colombia tiene reservas probadas de gas que ascienden a 3,996 GPC, las cuales se estiman que puedan satisfacer la demanda interna durante la presente década y desarrollar proyectos de exportación moderados.

Con respecto a la expansión de las reservas existentes en el país, el Gobierno Nacional, mediante la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha desarrollado un programa exhaustivo para la exploración de nuevas reservas que permitan generar excedentes para exportar. Durante el año 2006 se firmaron 44 nuevos contratos para exploración y explotación de hidrocarburos.

### 2.7.2 Cobertura y transporte

A diciembre de 2006, más de 4 millones de usuarios utilizan gas en sus residencias. Se han convertido 147,810 vehículos a Gas Natural Vehicular. El Programa Gas Licuado de Petróleo -GLP-rural beneficia cerca de 200 mil usuarios.

Con inversiones por US\$ 175 millones y con la entrada en operación de los tres nuevos pozos perforados en la Plataforma Chuchupa B en la Guajira, se alcanzó un incremento en el suministro de gas natural de 100 MPCD.

327,000 nuevos usuarios de gas natural serán conectados en 13 departamentos del país gracias a la inversión de \$55,400 millones recaudados mediante el Fondo Especial Cuota de Fomento. Dicho Fondo fue creado mediante el Artículo 15 de la Ley 401, el cual ordena la creación de un Fondo Especial cuyos recursos provienen de la Cuota de Fomento que se cobra sobre el valor de la tarifa de transporte, para la promoción y cofinanciación de proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura para el uso del gas natural en aquellos municipios y sectores rurales que se encuentren dentro del área de influencia de los gasoductos troncales y que tengan el mayor índice de necesidades básicas insatisfechas.

En la Tabla 14 se presenta el número de usuarios de gas natural en el país a octubre 31 de 2006.

Un hecho destacado en el transporte de gas, es la venta de la empresa Ecogás a la Empresa de Energía de Bogotá, la cual fue adquirida por 3.25 billones de pesos. Éste es el negocio más

**TABLA 14. COBERTURA GAS NATURAL 2006**

Tipo de Usuarios	Número
Residenciales	3,822,685
Comerciales	58,215
Industriales	2,877
Gas Natural Vehicular	168,064
Municipios atendidos	408

grande realizado por el gobierno en el proceso de venta de sus empresas. Ecogás se transformará en la Transportadora de Gas del Interior -T.G.I.-.

**GRÁFICA 18. SISTEMA DE GAS NATURAL**



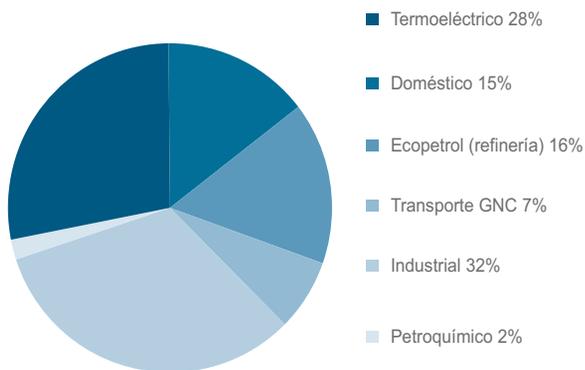


La red nacional de transporte de gas natural, está compuesta por los sistemas de la Costa Atlántica, del Centro y del interior (Ver Gráfica 18).

### 2.7.3. Consumo de gas y el sector eléctrico

El consumo de gas en el país de enero a octubre de 2006 fue de 642 MPCD, de los cuales la Costa Atlántica participa con un 50%, el interior del país con un 48% y la Zona Oriente con un 2%. El comportamiento de consumo de gas en forma sectorial, ha señalado al sector industrial como el mayor demandante seguido

GRÁFICA 19. CONSUMO DE GAS 2006



Fuente UPME

de la generación termoeléctrica, así como su uso doméstico. El sector doméstico y de GNV, ha mostrado un dinamismo importante en los últimos dos años, en especial al interior del país. (Ver Gráfica 19).

### 2.7.4. Perspectiva para los próximos años

En los últimos años se ha visto una marcada tendencia hacia el consumo masivo de gas natural tanto de parte de los países industrializados como de los países en vía de desarrollo. El crecimiento del mercado de gas natural es estimulado por el descubrimiento

de nuevas reservas, los avances tecnológicos en materia de exploración, explotación y usos del recurso y además por el crecimiento de la conciencia mundial en relación con el cuidado del medio ambiente.

Actualmente Colombia cuenta con una capacidad de producción de 850 MPCD y se espera que en 2009 esta capacidad aumente a 1,050 MPCD. De acuerdo con la información existente se estima que en caso de una emergencia existiría un déficit de gas durante 2007 y 2008 debido a que la brecha entre la oferta y la demanda de gas se encuentra muy ajustada.

Para evitar esto se tiene prevista la interconexión con Venezuela y luego con Panamá. Ecuador representa también un mercado posible de exportación.

Con respecto al gasoducto Colombo – Venezolano (capacidad 500 MPCD) se espera que esté culminado en junio de 2007 e inicialmente Colombia exportaría una base de 150 MPCD por un período de 8 años y luego se importaría gas de Venezuela. En los análisis de largo plazo no se tiene en cuenta la demanda adicional de estos contratos debido a que en un principio sería interrumpibles.

La conexión gasífera a Panamá sería el paso siguiente al proyecto a Venezuela y estaría alimentada en un principio por gas colombiano y posteriormente por gas venezolano dadas la configuración actual de reservas de los dos países. Mientras la construcción de este gasoducto se realiza, Colombia exportará gas comprimido a Panamá mediante barcasas. Esta exportación se iniciaría a partir del primer bimestre de 2007.

En cuanto a la realización de un proyecto de exportación a Ecuador, el riesgo principal está representado en la potencial competencia del gas del Perú. Existe incertidumbre respecto al precio a que llegará el gas del yacimiento de Camisea a Lima. Resta comparar la competitividad con respecto a llevar gas a Ecuador desde allí o desde Cali, donde está el extremo sur del gasoducto de Ecogás.



### 3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

# 2006



Empresa del  
**GRUPO ISA**

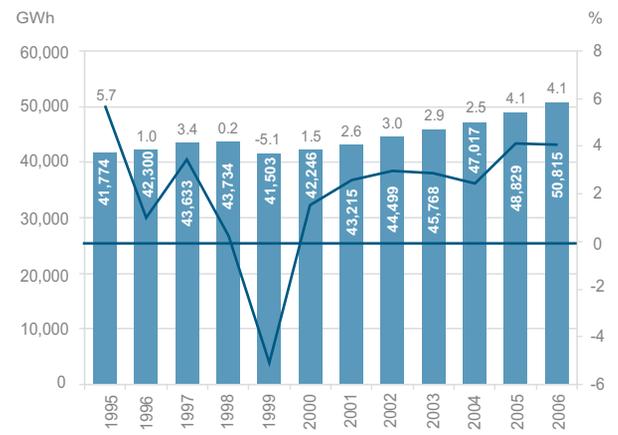


## 3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

### 3.1 DEMANDA DEL SIN

En el año 2006 la demanda de electricidad del SIN<sup>1</sup> continuó la tendencia creciente iniciada desde el 2000, al finalizar el año alcanzó un valor de 50,814.6 GWh, el más alto en la historia del país y un crecimiento con respecto a 2005 de 4.1%, que se constituye en el tercero más alto en la historia del Mercado, superado por el registrado en 1995 (5.7%) y en 2005 (4.1%), tal como se muestra en la Gráfica 20.

GRÁFICA 20. DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD Y CRECIMIENTO



Nota: Las series de demanda se reconstruyeron, al excluir la generación del autogenerador OXY, por solicitud de UPME.

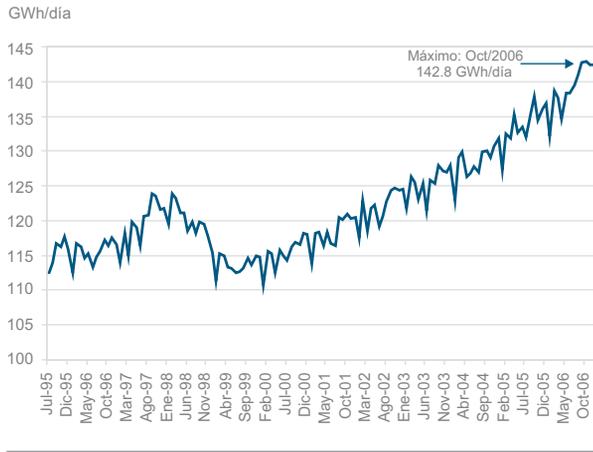
Al considerar la demanda en promedio día, ésta registró en 2006 un valor anual de 139.2 GWh/día. En resolución mensual el máximo valor promedio día se presentó en octubre con 142.8 GWh/día, que es el valor más alto en la historia del Mercado (ver Gráfica 21). La máxima demanda de energía diaria del SIN se presentó el viernes 6 de octubre de 2006 con 153 GWh/día.

Al evaluar la evolución mensual de la demanda del SIN durante 2006 frente a los escenarios de energía previstos por la UPME se

<sup>1</sup> Demanda del SIN = generación + importaciones + demanda no atendida – exportaciones.



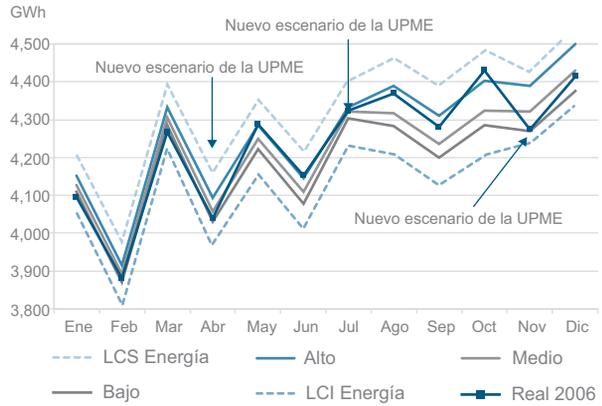
**GRÁFICA 21. EVOLUCIÓN DEMANDA PROMEDIO DIARIA**



observa que la demanda se movió entre los tres escenarios esperados, es así como hasta abril la demanda se mantuvo muy cerca del escenario bajo y a partir de mayo ésta se desplaza por encima del escenario medio, muy cerca del escenario alto, hasta octubre, regresa al escenario bajo en noviembre y finaliza diciembre en el medio. Durante 2006 la UPME realizó la actualización de los escenarios de energía en los meses de abril, julio y noviembre. (Ver Gráfica 22).

La demanda de electricidad ha tenido una estrecha relación con el comportamiento del PIB al presentar un coeficiente de corre-

**GRÁFICA 22. COMPARACIÓN DE ESCENARIOS DE DEMANDA DE ENERGÍA UPME VS REAL 2006**



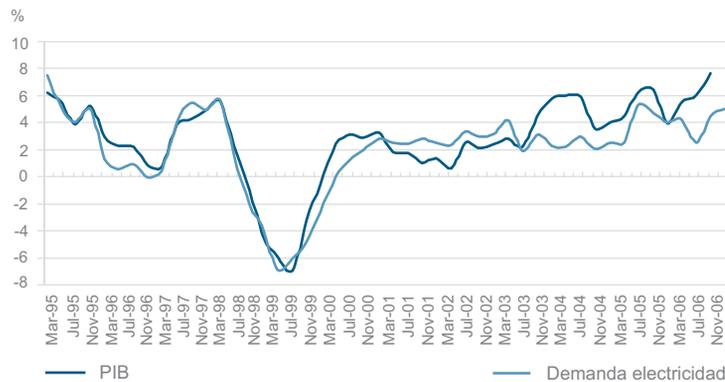
LCS: Límite de confianza superior

LCI: Límite de confianza inferior

lación alto (cercano al 90% para el período 1995 – 2006) para estas dos variables, tomando como base las variaciones trimestrales de ellas. En relación con el crecimiento del PIB y el de la demanda de electricidad suministrada a través del SIN, se puede observar en la Gráfica 23 cómo ha sido su evolución del crecimiento trimestral desde el inicio del MEM en julio de 1995 hasta el tercer trimestre de 2006, para el PIB y hasta el cuarto trimestre de 2006 para la demanda de electricidad.

El DANE en su comunicado de prensa de diciembre de 2006, informó el crecimiento del PIB en 7.7 puntos porcentuales en

**GRÁFICA 23. TASA DE CRECIMIENTO TRIMESTRAL DE LA ECONOMÍA VS. TRIMESTRAL DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD**



Fuente: Datos PIB DANE



el tercer trimestre del 2006 con respecto al mismo trimestre del año anterior. Los renglones con mayor participación en este crecimiento fueron la industria manufacturera (participó con el 25.6% del crecimiento), el comercio (participó con el 17.9%) y la construcción (participó con el 14.7%). Por su parte, la demanda de electricidad creció en el tercer trimestre un 4.6% con respecto al mismo trimestre del año anterior, mientras que en el último trimestre del año creció en 5%, constituyéndose en el máximo de la historia.

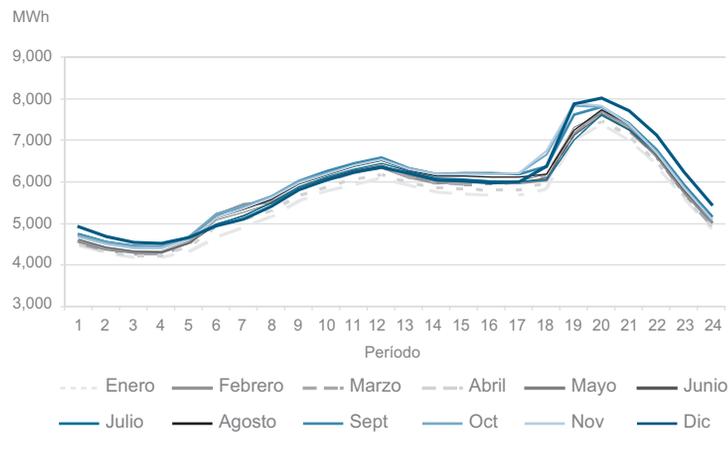
Con respecto a las tasas de crecimiento mensuales<sup>2</sup>, durante 2006 éstas fluctuaron entre -0.4%, registrada en abril y 6.3%, registrada en octubre. El valor de abril se vió afectado por el desplazamiento de la Semana Santa, de marzo en 2005 a abril en 2006. El detalle de la evolución de la demanda del año y las tasas de crecimiento se presentan en la Tabla 15.

<sup>2</sup> Tasas de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior

**TABLA 15 BALANCE GENERACIÓN-DEMANDA (GWh) 2006**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Generación	4,252.7	4,021.4	4,399.3	4,156.7	4,364.2	4,260.0	4,456.9	4,500.6	4,434.3	4,572.6	4,408.2	4,513.1	52,340.0
Importación Internacional	0.0	0.2	6.0	7.7	7.8	2.9	0.0	0.0	0.4	0.1	2.4	0.6	28.1
Exportación Internacional	161.1	144.2	142.8	128.7	89.8	116.5	136.0	136.8	156.2	148.3	141.6	106.8	1,608.6
Demanda nacional atendida	4,091.7	3,877.4	4,262.6	4,035.6	4,282.3	4,146.4	4,320.9	4,363.8	4,278.6	4,424.4	4,269.0	4,406.9	50,759.5
Demanda nacional no atendida	4.9	3.4	6.0	4.0	5.2	6.0	3.6	5.3	3.4	3.8	3.3	6.2	55.1
Demanda del SIN	4,096.6	3,880.8	4,268.5	4,039.6	4,287.5	4,152.4	4,324.5	4,369.1	4,281.9	4,428.2	4,272.2	4,413.2	50,814.6
Tasa de crecimiento mensual (%)	3.8	4.6	4.4	-0.4	4.3	3.7	5.7	4.1	3.5	6.3	4.6	4.1	
Tasa de crecimiento últimos 12 meses (%)	4.2	4.3	4.6	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0	3.8	4.0	4.0	4.1	

**GRÁFICA 24. CURVA DE CARGA - PROMEDIO HORARIO DE ENERGÍA 2006**





En la Gráfica 24 se muestra la curva de carga del SIN en promedio horario de energía. En ella se observa como la curva de enero es la que exhibe menores valores a lo largo de todos los períodos horarios, mientras se destaca diciembre con los mayores valores desde la punta dos (período 19 – 20) hasta los períodos de más baja carga (períodos uno hasta el cinco).

### 3.1.1 Demanda no atendida

En la Gráfica 25 se observa la evolución de la demanda no atendida, clasificada por causas programadas, no programadas y limitación de suministro, desde enero de 2001 hasta diciembre de 2006. En 2006, la demanda no atendida alcanzó 55.1 GWh (0.11% de la demanda del SIN), con un decrecimiento de 54.1% con respecto a 2005, cuando se registró una demanda no atendida de 120.1 GWh. Diciembre de 2006 fue el mes con mayor demanda no atendida, seguido de junio y marzo (ver Tabla 16) y el área operativa con mayor demanda sin atender fue Cauca – Nariño con el 25.5% del total de la demanda no atendida.

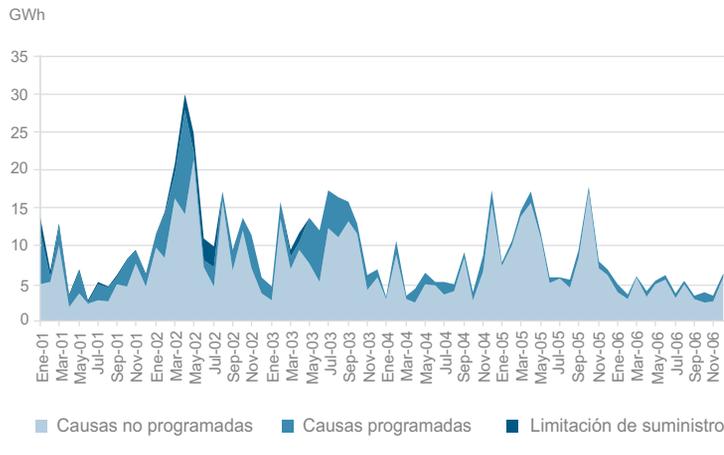
Del total de la demanda no atendida el 14.0% (7.7 GWh) correspondió a causas programadas. El área operativa con mayor participación en la demanda no atendida por este tipo de causa durante el año fue Nordeste con 1.9 GWh equivalentes al 24.2% del total de esta variable (ver Tabla 17).

**TABLA 16. DEMANDA NO ATENDIDA POR CAUSA (MWh) 2006**

Mes	Programada	No programada	Limitación suministro	Total
Enero	1,164.4	3,750.1	0.0	4,914.6
Febrero	612.6	2,822.1	0.0	3,434.6
Marzo	248.4	5,717.8	0.0	5,966.2
Abril	811.8	3,177.9	0.0	3,989.6
Mayo	437.7	4,797.0	0.0	5,234.7
Junio	639.6	5,387.4	0.0	6,027.0
Julio	465.2	3,098.3	0.0	3,563.6
Agosto	452.4	4,852.2	0.0	5,304.6
Septiembre	445.4	2,937.5	0.0	3,382.9
Octubre	1,366.5	2,427.0	0.0	3,793.5
Noviembre	679.0	2,583.6	0.0	3,262.6
Diciembre	388.6	5,819.1	41.8	6,249.5
<b>Total</b>	<b>7,711.3</b>	<b>47,370.0</b>	<b>41.8</b>	<b>55,123.1</b>

Por su parte, la demanda que se dejó de atender por causas no programadas representó el 85.9% de la demanda no atendida del SIN (47.4 GWh). La mayor demanda no atendida por este tipo de causa se presentó en diciembre, principalmente por atentado a la línea Jamondino – Junín – Buchely 115 kV afectando varios municipios de Nariño. El área operativa con mayor participación en esta variable durante el año fue Nordeste con 8.4 GWh no atendidos equivalentes al 17.7% de la demanda no atendida por causas no programadas (ver Tabla 17).

**GRÁFICA 25. DEMANDA NO ATENDIDA POR CAUSA**





**TABLA 17. DEMANDA NO ATENDIDA POR AREA OPERATIVA Y CAUSA (MWh) 2006**

Área operativa	Causas Programadas	%	Causas No Programadas	%	Limitación Suministro	%
Antioquia - Chocó	1,001.9	13.0	2,448.3	5.2	38.7	92.6
Atlántico	288.3	3.7	738.3	1.6	0.0	0.0
Bogotá	96.0	1.2	1,810.3	3.8	0.0	0.0
Bolívar	506.2	6.6	1,388.8	2.9	0.1	0.3
Caldas - Quindío - Risaralda	82.4	1.1	230.1	0.5	0.0	0.0
Cauca - Nariño	447.7	5.8	13,603.1	28.7	0.0	0.0
Cerromatoso	329.7	4.3	212.0	0.4	0.0	0.0
Córdoba - Sucre	185.5	2.4	735.3	1.6	2.2	5.2
Guajira - Cesar - Magdalena	1,684.6	21.8	2,363.3	5.0	0.0	0.0
Huila - Caquetá	881.8	11.4	7,023.3	14.8	0.0	0.0
Meta	87.0	1.1	1,581.5	3.3	0.0	0.0
Nordeste	1,863.1	24.2	8,365.4	17.7	0.8	1.9
Tolima	257.2	3.3	4,420.7	9.3	0.0	0.0
Valle del Cauca	0.0	0.0	2,449.9	5.2	0.0	0.0
<b>Total</b>	<b>7,711.3</b>	<b>100.0</b>	<b>47,370.0</b>	<b>100.0</b>	<b>41.8</b>	<b>100.0</b>

En diciembre de 2006 se dejaron de atender 41.8 MWh por limitación de suministro, debido al no pago de sus obligaciones en el MEM del comercializador Energen. Desde abril de 2003 no se registraba demanda no atendida por esta causa.

**TABLA 18. DEMANDA NO ATENDIDA POR ATENTADOS (MWh) 2006**

Mes	MWh
Enero	1,357.0
Febrero	681.7
Marzo	1,432.0
Abril	327.9
Mayo	2,550.4
Junio	2,848.2
Julio	374.5
Agosto	2,825.1
Septiembre	456.8
Octubre	522.2
Noviembre	298.0
Diciembre	2,724.6
<b>Total</b>	<b>16,398.3</b>

La demanda no atendida por atentados en 2006 disminuyó frente a 2005 en un 75.1%, dejándose de atender por esta causa 16.4 GWh. Al igual que en 2005 las áreas más afectadas fueron Cauca-Nariño y Nordeste, concentrándose en ellas el 64% del total de la demanda no atendida por atentados. (Ver Tabla 18 y Tabla 19).

**TABLA 19. DEMANDA NO ATENDIDA POR ATENTADOS POR ÁREA OPERATIVA (MWh) 2006**

Área Operativa	MWh
Cauca - Nariño	6,605.0
Nordeste	3,889.4
Huila - Caquetá	2,794.4
Valle del Cauca	1,399.7
Antioquia - Chocó	776.5
Tolima	563.3
Guajira - Cesar - Magdalena	138.2
Bogotá	129.0
Bolívar	102.9
<b>Total</b>	<b>16,398.3</b>



### 3.2. DEMANDA DE POTENCIA

El valor de 8,762 MW fue la demanda máxima de potencia en el año 2006 registrándose el lunes 11 de diciembre en el período 20, el cual se constituye en el valor más alto de la historia (Ver Gráfica 26) y equivale a un crecimiento anual con respecto a 2005 de 1.4%. En la Tabla 20 se muestra la evolución de la demanda máxima de potencia para los años 2005 y 2006.

En la Gráfica 27 se muestra el seguimiento de la demanda de potencia frente a los escenarios esperados por la UPME. Se observa que la demanda estuvo en el primer trimestre por debajo del escenario bajo, luego en abril y mayo estuvo cerca del escenario medio, a partir de julio hasta octubre estuvo en el escenario alto y los dos últimos meses estuvo por debajo del escenario bajo.

### 3.3. DEMANDA COMERCIAL

En el año 2006 la demanda comercial fue 52,368.1 GWh para una tasa de crecimiento de 3.8% con respecto al año anterior. De esta demanda 50,759.5 GWh corresponde a la demanda doméstica<sup>3</sup>, es decir el resultante de sumar la demanda de los comercializadores que atienden usuarios finales colombianos y la demanda internacional de despacho económico coordinado<sup>4</sup>, la cual corresponde a las exportaciones a Ecuador (1,608.6 GWh).

<sup>3</sup> La demanda total doméstica es la sumatoria de los valores de la demanda doméstica de todos los comercializadores, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

<sup>4</sup> 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 son resultado del proceso de Despacho Económico Coordinado, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN. Actualmente corresponde a las exportaciones a Ecuador.

GRÁFICA 26. DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

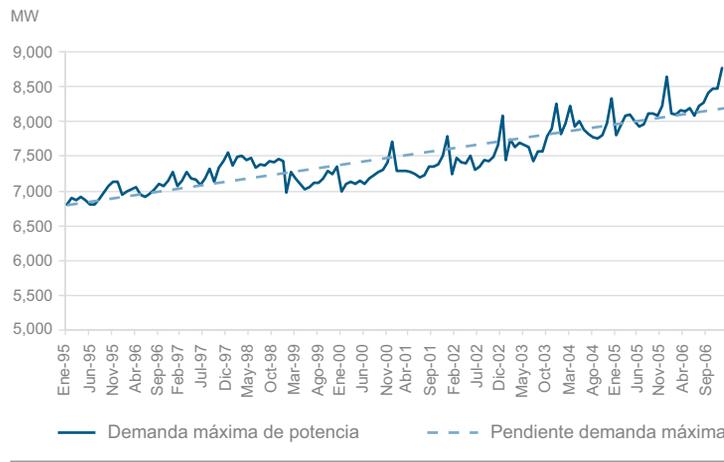
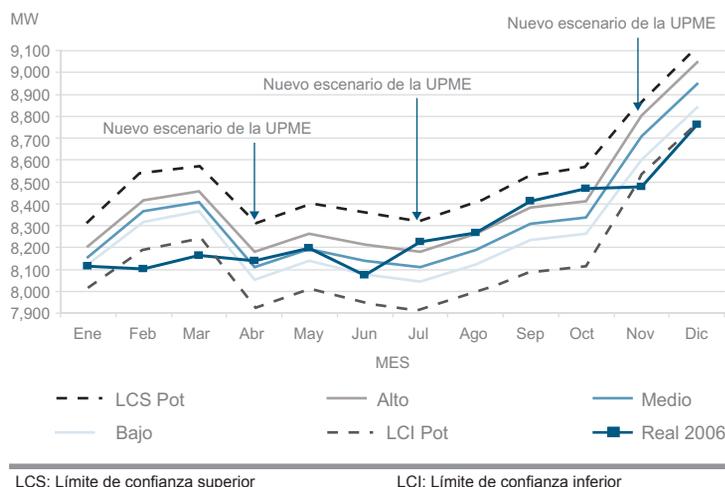


TABLA 20. DEMANDA MÁXIMA ATENDIDA DE POTENCIA (MW) Y DÍA DE OCURRENCIA 2005 - 2006

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Máxima Anual
Demanda de potencia 2006	8,113	8,104	8,165	8,140	8,196	8,074	8,225	8,266	8,413	8,470	8,477	8,762	8,762
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
Porcentaje de crecimiento	4.1%	2.0%	1.0%	0.5%	2.5%	1.8%	3.4%	2.0%	3.7%	4.9%	3.0%	1.4%	1.4%
Día Máxima Potencia	Jueves 26	Lunes 20	Jueves 2	Viernes 24	Lunes 22	Jueves 29	Martes 25	Martes 1	Miércoles 27	Jueves 5	Jueves 30	Lunes 11	Lunes 11
Período	20	20	20	19	20	20	20	20	19	20	20	20	20



**GRÁFICA 27. COMPARACIÓN DE ESCENARIOS DE POTENCIA UPME VS REAL 2006**



Desde el punto de vista de usuarios, la demanda comercial no regulada en 2006, presentó un promedio de 46.2 GWh/día. Es importante destacar que la demanda de estas fronteras representan un récord histórico de 32.2% de la demanda comercial del

SIN. Por su parte la demanda regulada registró un promedio de 92.1 GWh. En la Tabla 21 se presentan las tasas de crecimiento de la demanda regulada y no regulada durante 2006.

**TABLA 21. TASAS DE CRECIMIENTO DEMANDA DE ELECTRICIDAD 2006**

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	4,096.6	3.8	3.8	4.2	2.0	2.0	1.9	7.7	7.7	8.1
Febrero	3,880.8	4.6	4.2	4.3	2.7	2.3	2.3	9.4	8.5	8.7
Marzo	4,268.5	4.4	4.3	4.6	1.7	2.1	2.4	10.5	9.2	9.2
Abril	4,039.6	-0.4	3.1	3.9	-1.2	1.3	1.9	2.1	7.4	8.3
Mayo	4,287.5	4.3	3.3	3.9	3.0	1.6	2.0	7.7	7.4	8.2
Junio	4,152.4	3.7	3.4	3.9	2.0	1.7	1.9	7.6	7.5	8.3
Julio	4,324.5	5.7	3.7	4.0	4.3	2.1	2.1	9.4	7.7	8.5
Agosto	4,369.1	4.1	3.8	4.0	3.6	2.3	2.2	5.5	7.5	8.2
Septiembre	4,281.9	3.5	3.8	3.8	3.8	2.4	2.2	3.8	7.0	7.6
Octubre	4,428.2	6.3	4.0	4.0	6.5	2.8	2.7	6.8	7.0	7.4
Noviembre	4,272.2	4.6	4.1	4.0	5.3	3.1	2.9	3.3	6.7	6.9
Diciembre	4,413.2	4.1	4.1	4.1	4.9	3.2	3.2	2.3	6.3	6.3

(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.



### 3.3.1 Evolución de la Demanda Comercial no Regulada

Durante el año 2006, la demanda comercial de las fronteras de UNR y de alumbrado público alcanzó 16,871.6 GWh, lo cual representa un crecimiento bruto de 6.3% al compararlo con los niveles de demanda de estos usuarios en 2005 (Ver Gráfica 28). Este crecimiento es resultado de:

- Incremento neto de 5.6% en la demanda de electricidad de los UNR registrados tanto en 2005 como en 2006.
- Incremento de 1.5%, correspondiente al ingreso de nuevas fronteras de UNR y de alumbrado público.
- Reducción de 0.8%, como consecuencia de la cancelación de fronteras y del paso de UNR a UR.

El incremento en la demanda comercial anual no regulada de 6.3% para el año 2006 resultó inferior al incremento anual de

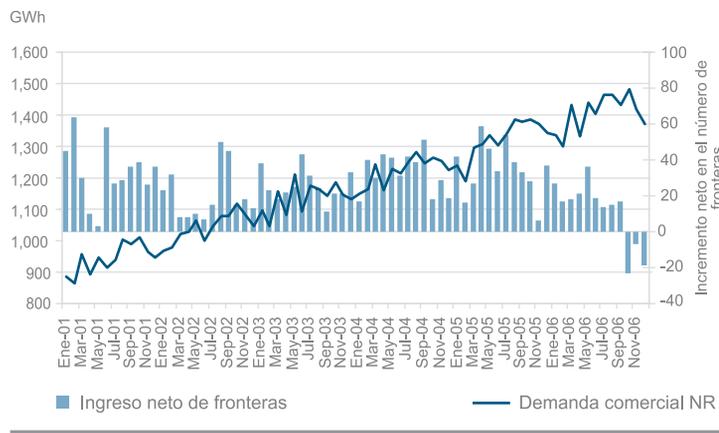
2005, que alcanzó 8.4%. Lo anterior, se debió entre otras causas, al menor registro de fronteras de UNR en 2006 frente a 2005, en especial durante el último trimestre del año.

La distribución geográfica de la demanda comercial no regulada se presenta en la Gráfica 29. En general la demanda comercial no regulada se incrementó en todos los departamentos del país, exceptuando Córdoba (decreció el 0.1%) y Chocó (decreció 28.8%). El mayor crecimiento en la demanda no regulada se registró en Putumayo con un 164.8% frente a 2005, seguida de Casanare con un crecimiento del 40.2%. Por su parte, la demanda no regulada del mayor centro de consumo del país, Bogotá D.C. con 2,903.0 GWh, se incrementó en 4.7% frente a lo registrado en 2005, seguida en consumo por Antioquia con 2,685.3 GWh y un incremento del 5.0% al compararla con el año anterior.

En relación con el crecimiento de la demanda comercial no regulada según las agrupaciones de la Clasificación Internacional Industrial Uniforme de todas las actividades económicas -CIU-<sup>5</sup>, se

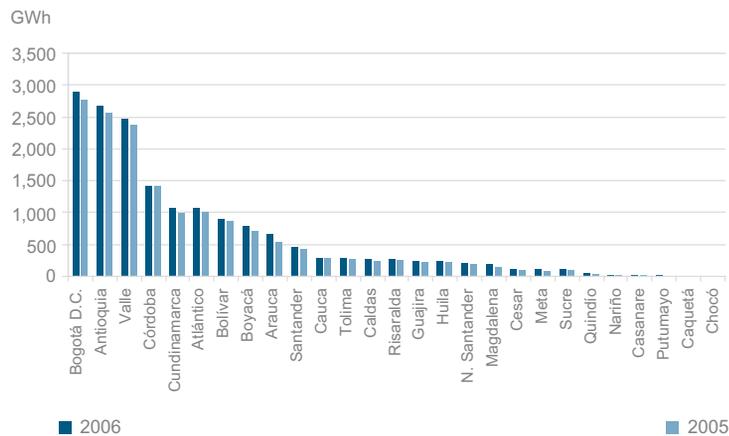
<sup>5</sup> Esta clasificación es proporcionada por los agentes comercializadores al momento del registro de las fronteras de usuarios.

**GRÁFICA 28. DEMANDA COMERCIAL NO REGULADA VS INCREMENTO NETO EN EL NÚMERO DE FRONTERAS DE UNR Y ALUMBRADO PÚBLICO**





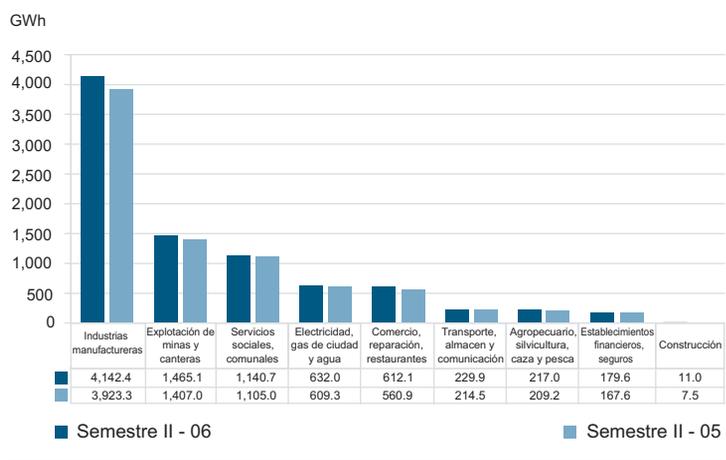
**GRÁFICA 29. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA DEMANDA DE UNR**



compara la demanda registrada en el segundo semestre de 2006 con el segundo semestre de 2005, debido a la utilización de la nueva versión de la clasificación CIU del DANE, versión 3.A.C. (Adaptada para Colombia), a partir de mayo de 2005, con lo que sólo es comparable el segundo semestre de 2005 con lo regis-

trado en 2006. En el segundo semestre de 2006 se presentaron crecimientos por encima del 7% en algunas actividades, tanto por ingreso de nuevos UNR como por crecimiento económico. (Ver Gráfica 30).

**GRÁFICA 30. DEMANDA NO REGULADA POR AGRUPACIONES CIU - SEMESTRE II**



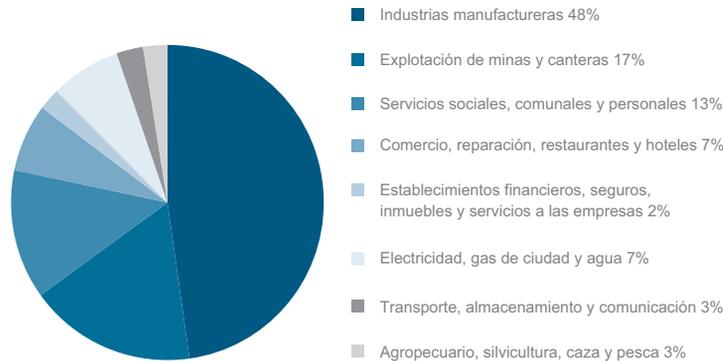


La agrupación "Industrias manufactureras" alcanzó los mayores niveles de demanda comercial no regulada en la distribución por CIU para el segundo semestre de 2006, llegando a 4,142.4 GWh, con un incremento con respecto al nivel de demanda en el segundo semestre de 2005 de 5.6%. Esta agrupación representó el 48% de la demanda comercial no regulada total del año (Ver Gráfica 31).

de las fronteras de usuarios regulados registradas solamente representan el 1.4% de la demanda comercial.

En cuanto a la distribución de la demanda de las fronteras de UR registradas por agentes comercializadores, Conenergía cuenta con la mayor demanda de estas fronteras, presentando un incremento de 4.1% respecto al nivel de demanda atendido en el año

**GRÁFICA 31. COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA NO REGULADA POR ACTIVIDADES CIU - AÑO 2006**



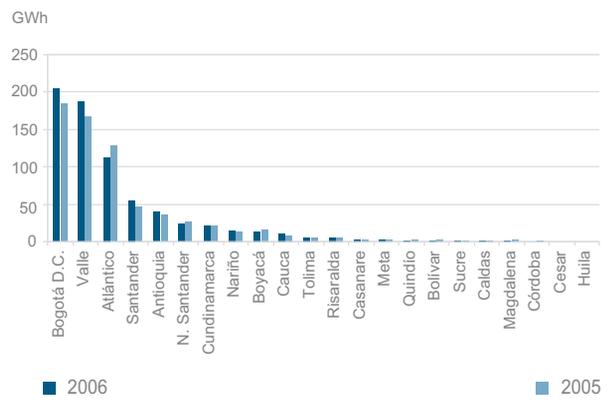
### 3.3.2 Evolución de la Demanda Comercial de las Fronteras Reguladas Registradas

La demanda comercial de las fronteras de UR registradas llegó en 2006 a 708.4 GWh, superior a la de 2005 en 4.9%. En proporción a la demanda total doméstica esta demanda fluctuó entre 1.3% en abril y 1.5% en septiembre. Por su parte en proporción a la demanda regulada total del año (33,619.3 GWh) la demanda de las fronteras registradas varió entre el 2.0% (abril) y el 2.2% (septiembre).

anterior. Dixel y Energía Confiable son los otros dos comercializadores que atienden mayor demanda de energía, en conjunto con

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 204.4 GWh, 186.4 GWh y 113.3 GWh, respectivamente (Ver Gráfica 32). No obstante, en total, la demanda

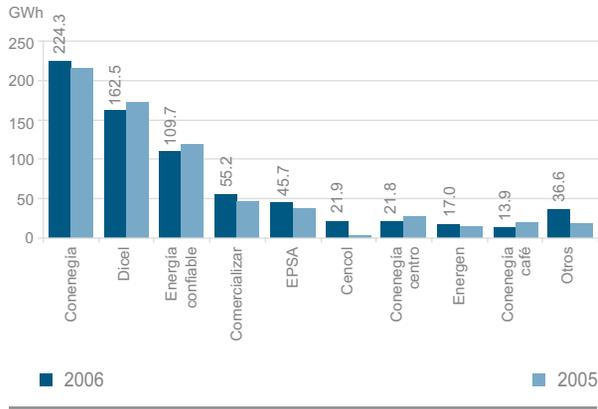
**GRÁFICA 32. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA DEMANDA DE LAS FRONTERAS COMERCIALES REGULADAS REGISTRADAS**





Conenergía atienden el 70.1% de la demanda de las fronteras reguladas registradas. (Véase Gráfica 33).

**GRÁFICA 33. DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA DE FRONTERAS DE USUARIOS REGULADOS REGISTRADOS POR COMERCIALIZADOR**

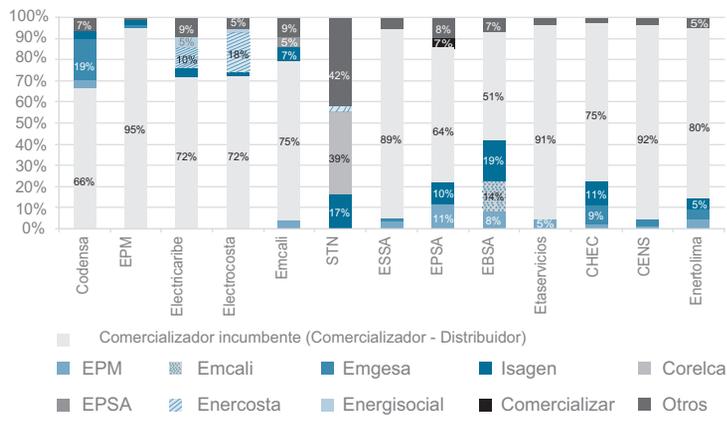


### 3.3.3 Demanda por operador de red

La distribución en Colombia durante el año 2006 fue realizado por 32 operadores de red, 12 de los cuales distribuyeron cerca del 80% de la demanda anual. En Gráfica 34 se muestra para

los 12 mayores operadores de red la distribución por comercializador de la demanda atendida el año 2006. También se incluye, la agregación de las cargas de usuarios finales conectadas directamente al STN. Tal como se observa, por lo menos el 51% de la demanda en cada operador de red (no incluye STN) fue atendida a través del comercializador incumbente (comercializador-distribuidor que atiende su área propia de distribución), destacándose los operadores EPM, CENS, Etaservicios y ESSA donde el comercializador incumbente atendió el 89% o más de la demanda del operador respectivamente. Por su parte, de los doce operadores analizados, EBSA es el operador de red donde su comercializador incumbente atiende la menor proporción de la demanda (51%). Finalmente, en relación con la atención de las cargas conectadas directamente al STN, se destacan los comercializadores Corelca e Isagén, quienes representaron el 39% y el 17% de la demanda respectivamente.

**GRÁFICA 34. DISTRIBUCIÓN POR COMERCIALIZADOR DE LA DEMANDA EN LOS OPERADORES DE RED AÑO 2006**





4. TRANSACCIONES EN EL  
MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

# 2006



Empresa del  
**GRUPO ISA**



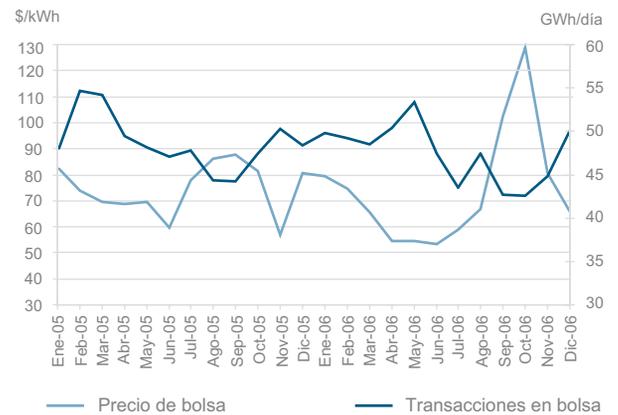
## 4. TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

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-.

### 4.1 TRANSACCIONES EN BOLSA DE ENERGÍA

En la Gráfica 35 se presenta la magnitud de las transacciones mensuales en la Bolsa y el comportamiento de su precio promedio mensual, destacándose en 2006 la correlación negativa entre las compras en Bolsa y el precio de la misma (-65.5%).

GRÁFICA 35. TRANSACCIONES EN BOLSA VS. PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE BOLSA

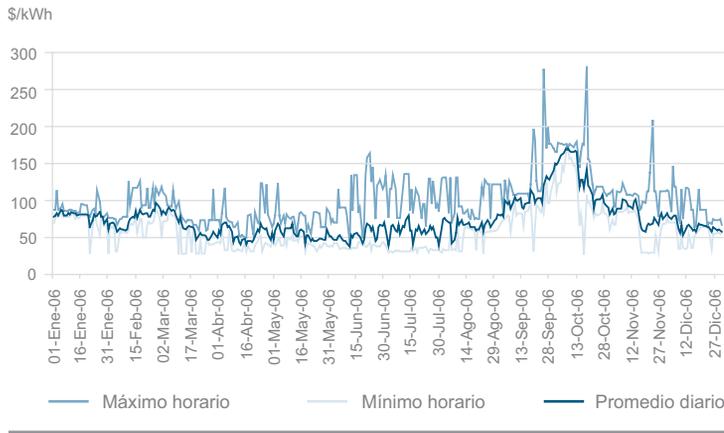


#### 4.1.1 Precio de Bolsa de Energía

Para el año 2006, el precio promedio anual de la energía en Bolsa fue 72.8 \$/kWh. Junio se caracterizó por ser el mes con el precio promedio mensual de Bolsa más bajo, 53.4 \$/kWh, el máximo



**GRÁFICA 36. PRECIO PROMEDIO PONDERADO DIARIO DE BOLSA Y PRECIO DE BOLSA HORARIO MÁXIMOS Y MÍNIMOS**



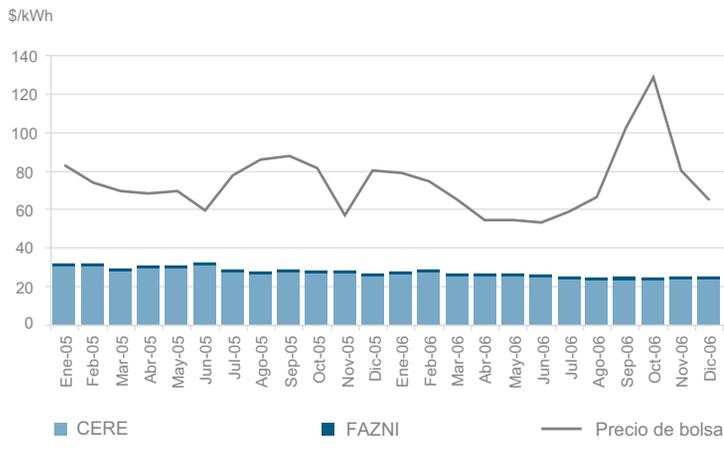
valor se presentó en octubre con 128.8 \$/kWh debido en parte a que el comienzo de la segunda mitad del año (julio a septiembre) fue deficitario en aportes, lo cual hacía suponer que el comportamiento hidrológico estaría acorde con un evento El Niño.

En la Gráfica 36 se presenta el precio promedio ponderado diario de Bolsa y los precios de Bolsa horarios máximos y mínimos para 2006. El valor del precio de Bolsa horario máximo se presentó el día 18 de octubre con un valor de 281.2 \$/kWh (período

19) y el valor mínimo fue de 26.7 \$/kWh registrado el día 17 de octubre (períodos 4 al 6).

La suma del Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Capacidad -CERE- y el impuesto con destino al FAZNI representó en promedio el 38% del precio de Bolsa (CERE: 24.9 \$/kWh, FAZNI: 1.3 \$/kWh), fluctuando entre el 19.2% y el 49.9% del precio de Bolsa (Ver Gráfica 37).

**GRÁFICA 37. PRECIO DE BOLSA, CERE Y FAZNI**



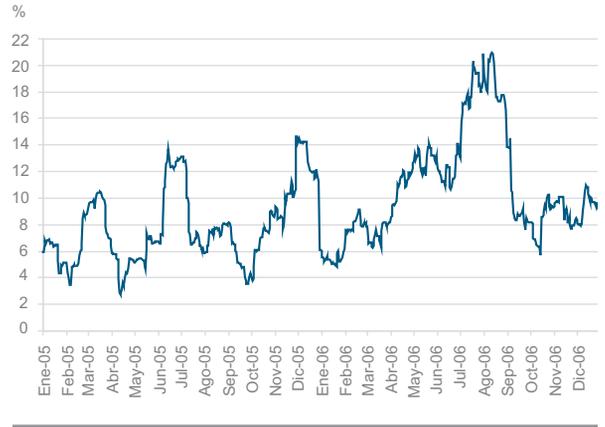


Por la alta composición hidráulica del parque de generación colombiano (64.1%) existe una correlación entre algunas variables hidrológicas, tal como el Embalse Ofertable<sup>1</sup> y el precio de Bolsa. La correlación entre el precio de Bolsa y el Embalse Ofertable para el año 2006 hasta noviembre 30, se ubicó en el -0.14 en contraposición a la de 2005 con 0.01. Al evaluar la correlación entre estas dos variables para el período de verano enero 1 a abril 30 de 2006 el valor resultante es de 0.21 y para el período de invierno mayo 1 a noviembre 30 es de -0.72. En la Gráfica 38 se compara la evolución de los precios de energía en Bolsa y el Embalse Ofertable para los 2 últimos años.

El cálculo de la volatilidad<sup>2</sup> diaria para los últimos 30 días del precio de Bolsa muestra un incremento con respecto al año anterior, llegando a un promedio anual de 11%, 2.9 puntos por encima de 2005. La volatilidad máxima promedio diaria del año fue de

21% el 10 de agosto y la mínima fue de 5.36%, el 20 de enero. (Gráfica 39).

**GRÁFICA 39. VOLATILIDAD DIARIA CALCULADA PARA LOS ÚLTIMOS 30 DÍAS DEL PRECIO DE BOLSA**



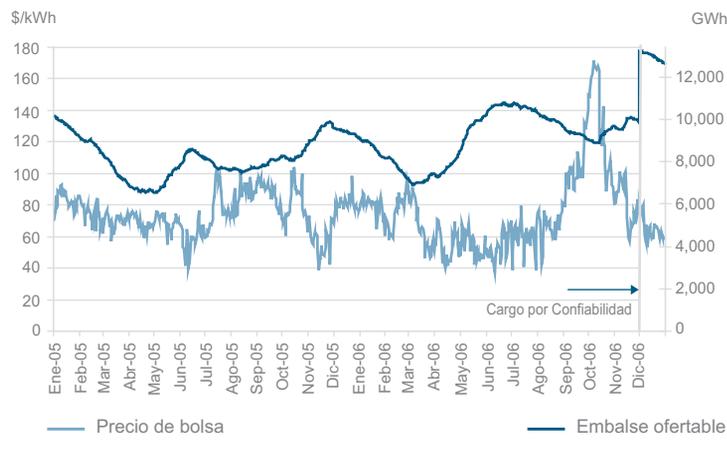
## 4.2 CONTRATOS

Para el año 2006, el precio promedio anual de la energía en Contratos fue 71.8 \$/kWh, 1.7% por encima del registrado en el 2005, el precio promedio mensual más bajo se presentó en mayo con 69.5 \$/kWh, mientras que el más alto fue en septiembre con 74.5 \$/kWh. Los precios promedio horarios de contratos fluctuaron entre 65.4 \$/kWh y 76.5 \$/kWh. (Ver Gráfica 40).

<sup>1</sup> Es el margen resultante de restar del nivel actual del embalse agregado, el nivel establecido como reserva (Mínimo Operativo Superior). El embalse ofertable mide la cantidad de energía hidráulica del país, disponible para transar en el MEM. A partir del primero de diciembre de 2006 se eliminó la intervención del precio de oferta de los recursos hidroeléctricos cuyo embalse se encontrara por debajo del nivel denominado Mínimo Operativo Superior por lo que el embalse ofertable, a partir de la fecha en mención, es igual al Volumen útil diario.

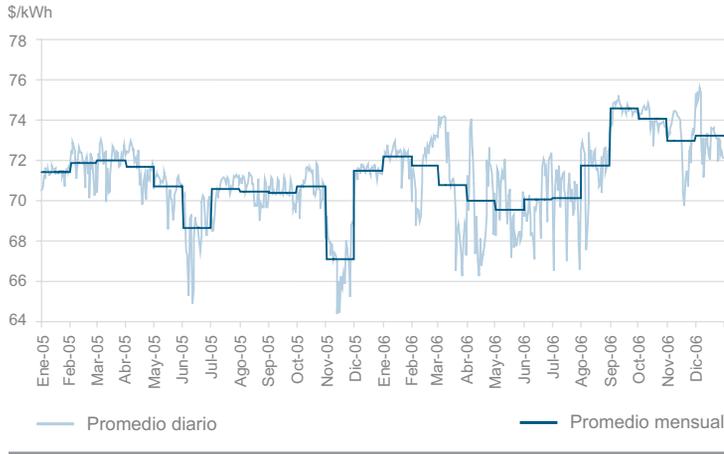
<sup>2</sup> La volatilidad fue calculada como la desviación estándar de la distribución de los rendimientos logarítmicos  $[\ln(P_t/P_{t-1})]$  del precio de Bolsa promedio diario con horizonte temporal de 30 días. No se anualiza multiplicando por otro factor. Igual procedimiento para la volatilidad del precio de contratos

**GRÁFICA 38. PRECIO DE LA ENERGÍA EN BOLSA Y EMBALSE OFERTABLE DIARIO**





**GRÁFICA 40. PRECIOS PROMEDIOS DE CONTRATOS**

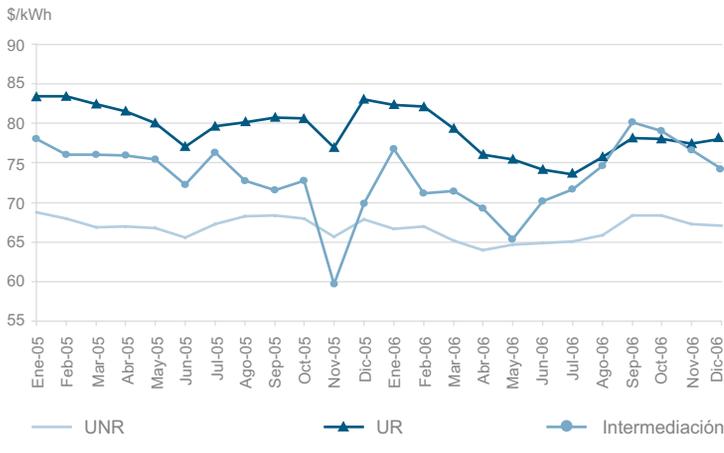


Por mercado destino, el precio promedio mensual de contratos para 2006 fluctuó entre 73.6 y 78.6 \$/kWh para los UR y entre de 62.8 y 68.6 \$/kWh para los UNR (Ver Gráfica 41). Por mercado destino, la energía de Contratos para 2006 fue de 63.7% para los UR y 36.3% para los UNR.

la volatilidad promedio de Contratos fue de 1.4%. Este valor se ubica 0.3 puntos por encima de la volatilidad de 2005 y muestra una tendencia creciente en la volatilidad promedio del precio de Contratos. La volatilidad máxima promedio del año fue de 2.6% el 12 de agosto y la mínima fue de 0.2%, el 4 de octubre.

En la Gráfica 42 se presenta la volatilidad diaria calculada para los últimos 30 días del precio de los Contratos. Para el año 2006,

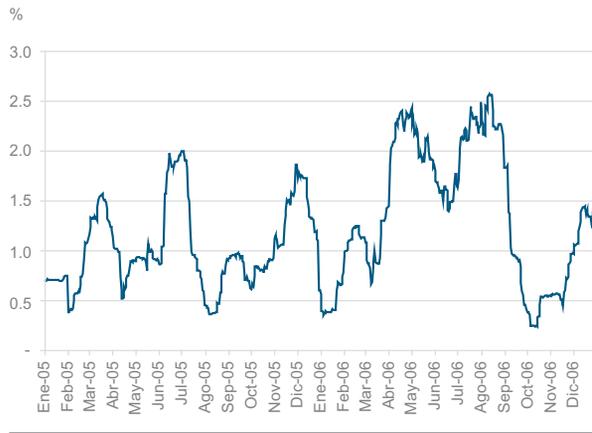
**GRÁFICA 41. PRECIOS PROMEDIOS DE CONTRATOS POR MERCADO DESTINO**



Nota: Debe considerarse que la demanda de UNR atendida por contratos sin incluir intermediación no es precisa, debido a que existen contratos que son registrados para atender tanto UNR como intermediación, lo que significa que la información entregada puede contener información de demanda para intermediación.



**GRÁFICA 42. VOLATILIDAD DIARIA CALCULADA PARA LOS ÚLTIMOS 30 DÍAS DEL PRECIO DE CONTRATOS**



En 2006 el mayor número de Contratos despachados se presentó en marzo, con mayor proporción de Contratos registrados en 2005 ver la Tabla 22.

En la Tabla 23 se muestran los precios de Bolsa y Contratos despachados en 2006. Durante 5 meses del 2006, los precios promedios mensuales de los Contratos estuvieron por debajo del precio promedio mensual de Bolsa. La mayor diferencia se

**TABLA 22 NÚMERO DE CONTRATOS DESPACHADOS EN 2006**

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		1	1	1	1	1
1999	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2000												
2001												
2002	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
2003	10	9	9	8	9	8	8	5	7	7	7	6
2004	76	71	66	66	63	70	66	63	56	52	54	48
2005	144	137	152	138	125	125	121	116	116	117	115	134
2006	13	25	39	43	51	60	65	74	78	82	81	76

presentó en octubre cuando el precio de Bolsa fue superior en 54.7 \$/kWh. Los precios promedios de despacho más bajas del año correspondieron a la de un Contrato que se registró en 1995 y que sigue vigente, mientras que el más alto correspondió a la de los Contratos registrados en 2002.

El costo promedio mensual de todas las transacciones en el MEM con destino al Mercado Regulado -Mm- durante 2006 registró una

**TABLA 23 PRECIO DE BOLSA Y CONTRATOS DESPACHADOS EN 2006 \$/kWh (\*)**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1995	38.0	37.9	37.6	36.9	36.7	36.4	36.2	36.2	36.1	36.2	36.3	36.3
1997	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5
1998	0.0	79.6	48.1	57.3	0.0	47.3	0.0	117.5	145.1	170.0	110.1	112.1
1999	60.3	60.3	60.1	59.4	59.1	58.8	58.8	58.8	58.8	58.8	58.8	58.8
2000												
2001												
2002	78.4	76.1	69.6	61.6	61.2	60.4	64.1	68.5	91.0	108.0	77.2	67.4
2003	74.7	74.2	73.5	72.3	72.6	72.2	73.5	75.6	76.3	76.1	75.7	74.4
2004	72.5	73.3	70.8	67.6	66.1	66.6	66.9	67.6	69.8	69.3	68.6	68.1
2005	81.3	78.9	77.5	77.2	75.6	75.3	75.9	77.6	79.6	79.7	78.5	79.8
2006	80.1	81.7	75.9	68.2	74.9	76.1	71.1	73.9	76.0	74.2	74.2	74.4
<b>Precio de Contratos</b>	<b>75.7</b>	<b>75.0</b>	<b>73.3</b>	<b>71.3</b>	<b>70.3</b>	<b>70.2</b>	<b>70.0</b>	<b>71.7</b>	<b>74.3</b>	<b>73.9</b>	<b>73.1</b>	<b>73.3</b>
<b>Precio de Bolsa</b>	<b>83.1</b>	<b>78.1</b>	<b>68.0</b>	<b>55.5</b>	<b>54.9</b>	<b>53.5</b>	<b>59.0</b>	<b>66.8</b>	<b>102.1</b>	<b>128.6</b>	<b>80.7</b>	<b>65.4</b>

(\*) precios \$/kWh de diciembre de 2006



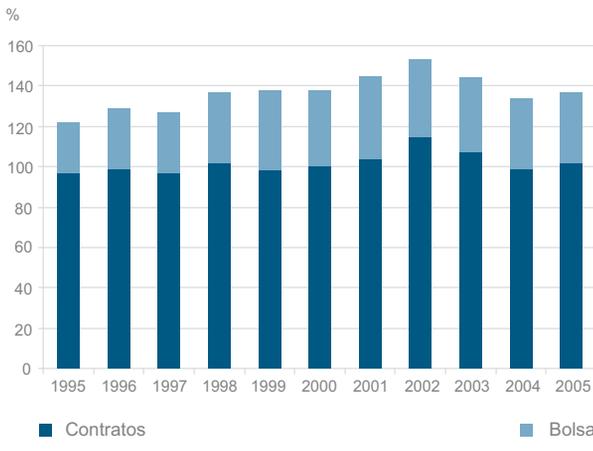
disminución, con respecto a 2005, de 0.5 \$/kWh, fluctuando entre 76.7 \$/kWh en enero y 78.5 \$/kWh en junio. (Ver Gráfica 43).

**GRÁFICA 43. PRECIO DE BOLSA, CONTRATOS Y Mm MENSUAL**



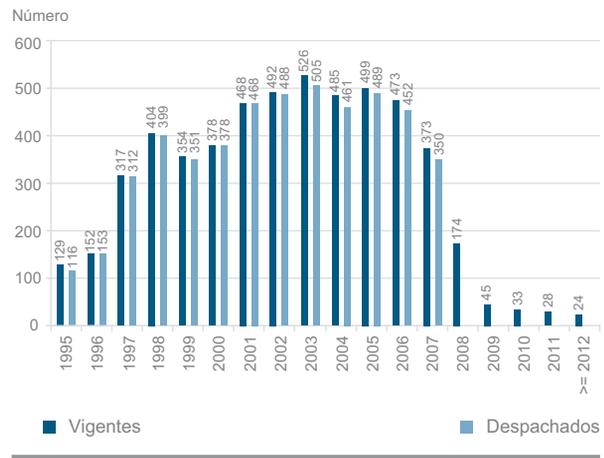
En el año 2006, las transacciones en Contratos fueron equivalentes al 101.3% de la demanda comercial, aumentando 0.4% con respecto al valor de 2005. En la Gráfica 44 se presentan las transacciones en Bolsa y en Contratos como porcentaje de la demanda comercial. Las transacciones en el MEM sobrepasaron la demanda comercial en un 34.8%, disminuyendo en 1.5% con respecto al año anterior.

**GRÁFICA 44. TRANSACCIONES EN EL MERCADO MAYORISTA COMO PORCENTAJE DE LA DEMANDA COMERCIAL**



En la Gráfica 45 se presenta la evolución del número de Contratos vigentes y el número de Contratos despachados por año desde el inicio del Mercado. En 2006 el número de Contratos vigentes (473) y de Contratos despachados (452) disminuyó con respecto a 2005. 2003 es el año en el que se presentaron los valores máximos históricos, con 526 y 505 Contratos, respectivamente. Existen 24 Contratos que estarán vigentes más allá del año 2012.

**GRÁFICA 45. NÚMERO DE CONTRATOS VIGENTES POR AÑO**



## 4.3 OTRAS TRANSACCIONES

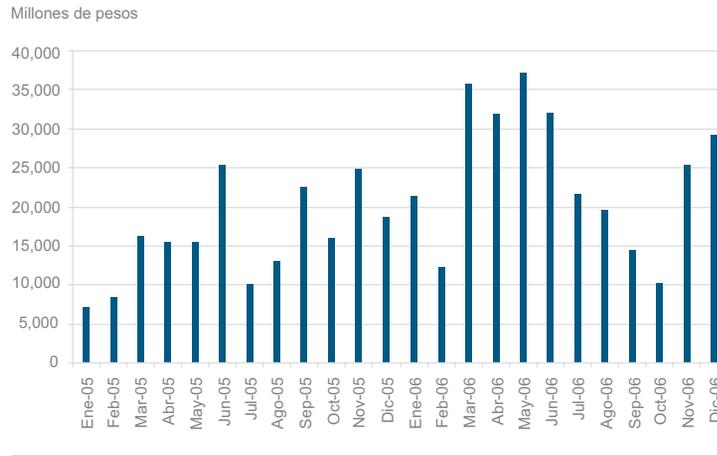
### 4.3.1 Restricciones del Sistema

En el año 2006, por concepto de limitaciones en la capacidad de transporte en las redes del SIN, se registró un costo total de Restricciones de \$290,869 millones. La cifra anterior representó un aumento del 50.5% con respecto al costo obtenido en el año 2005, principalmente por un aumento importante en el número de atentados y la declaración de CAOP durante el año. La evolución mensual de las Restricciones desde 2005 se presenta en la Gráfica 46.

La evolución mensual en el costo de las Restricciones mostró un aumento importante entre los meses de marzo a junio, llegando a un máximo de \$37,146 millones en mayo cuando estuvo indisponible varios días la línea I San Carlos - Cerromatoso 500 kV,



**GRÁFICA 46. RESTRICCIONES TOTALES SIN AGC**



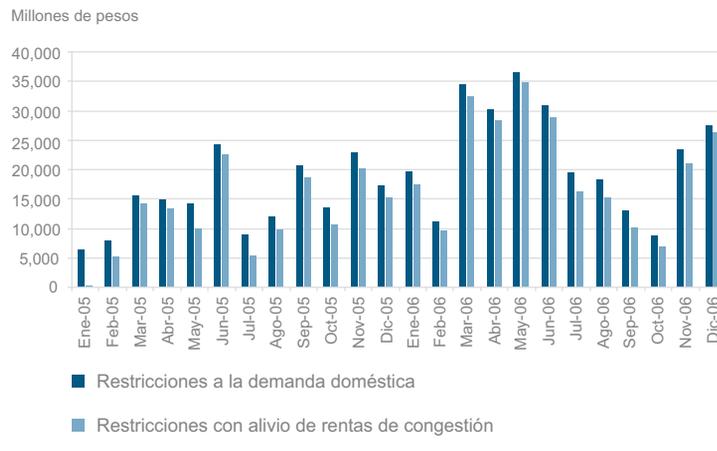
en contraparte el mes que presentó menores restricciones fue octubre con \$10,208 millones; lo anterior, como consecuencia de mayor disponibilidad de la red del STN y de la generación en mérito de algunas plantas de generación que son usualmente requeridas para la operación segura del SIN.

En este año, las dos causas de mayor impacto, según la clasificación establecida por la Resolución CREG 063 de 2000, fueron las correspondientes a generación de seguridad asociada con Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN (75%) y

las correspondientes a generación de seguridad originadas con situaciones declaradas de CAOP (7%).

Considerando lo establecido en la Resolución CREG 060 de 2005, durante 2006 las restricciones asignables a la demanda doméstica sumaron \$273,184 millones que con el alivio de Rentas de Congestión corresponde a \$247,386 millones (ver Gráfica 47), con un mínimo en octubre de \$6,904 millones y un máximo en mayo de \$34,877 millones.

**GRÁFICA 47. RESTRICCIONES ASIGNABLES A LA DEMANDA DOMÉSTICA**





### 4.3.2 Reconciliaciones

Las transacciones económicas derivadas de las generaciones de seguridad requeridas para garantizar la operación confiable 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 2006 un total de \$646,770 millones, como producto de generación de 6,416 GWh en condiciones de seguridad fuera de mérito. En comparación con el año anterior, estas cifras presentan aumentos en 25% y 7.4%, respectivamente. La planta con mayor participación en las reconciliaciones positivas fue Tebsa, con el 48.4% del total, seguido con Termoflores 1 y 3 con el 11%. De otro lado, por concepto de Reconciliación Negativa, los generadores devolvieron en 2006 un valor de \$515,048 millones por una magnitud de 8,812 GWh, cifra superior en magnitud en 4.9% respecto a la correspondiente en 2005. Guatapé, Chivor, San Carlos y Guavio fueron las plantas con mayor participación en las reconciliaciones negativas, con el 54.5% del total. (Ver Gráfica 48)

En costos unitarios mensuales (ver Gráfica 49), la Reconciliación Negativa mostró una tendencia creciente en el segundo semestre del año 2006 obteniendo su máximo en octubre con 87.9 \$/kWh. La Reconciliación Positiva mostró un comportamiento más estable, con un promedio mensual de 100 \$/kWh, particularmente presentó el valor mas bajo en octubre con 85.7 \$/kWh.

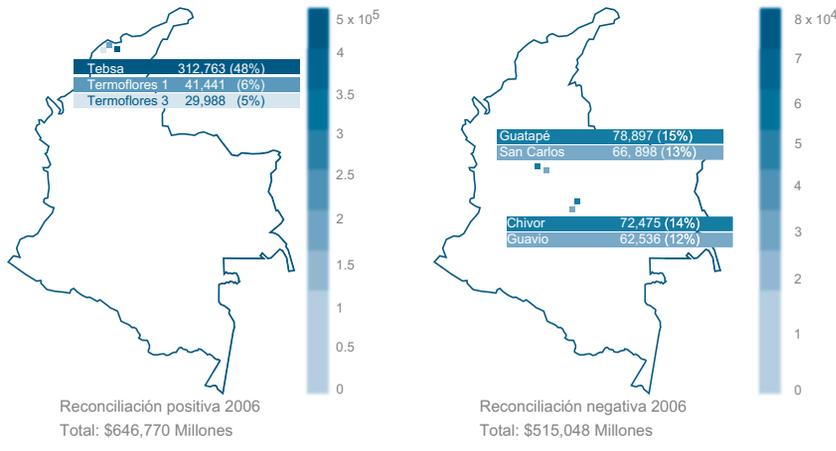
### 4.3.3 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia -AGC-

Los agentes generadores que prestaron efectivamente el servicio de control automático de Generación, AGC (por sus siglas en inglés Automatic Generation Control) en el año 2006 recibieron \$267,762 millones, monto inferior en \$6,248 millones al valor de 2005. Por otra parte los agentes generadores incurrieron en el pago de \$113,177 millones por la Responsabilidad Comercial en la prestación del servicio AGC, aumentando 13.6% con respecto al 2005 (ver Gráfica 50).

### 4.3.4 Penalizaciones por Desviaciones de Generación

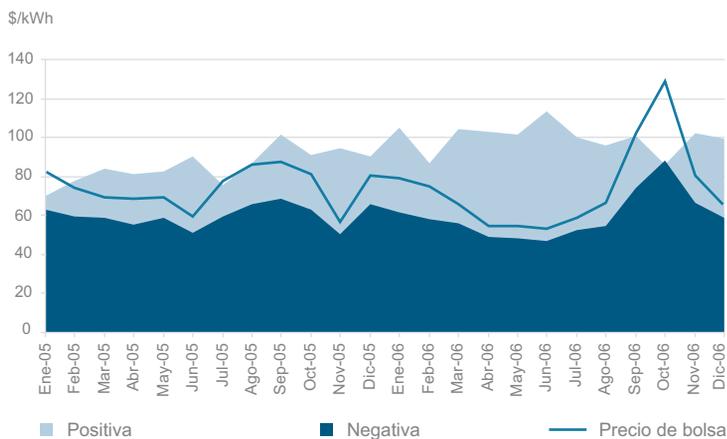
La evolución de la magnitud de las desviaciones del programa de generación por parte de los generadores se presenta en la Gráfica 51, al igual que los pagos por esta causa. En el año 2006, el total de las desviaciones de los generadores sobre el despacho eco-

**GRÁFICA 48. UBICACIÓN DE LA RECONCILIACIÓN POSITIVA Y NEGATIVA EN EL 2006**

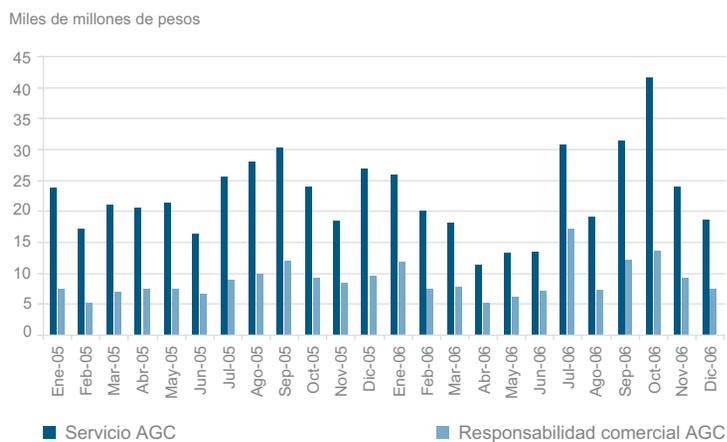




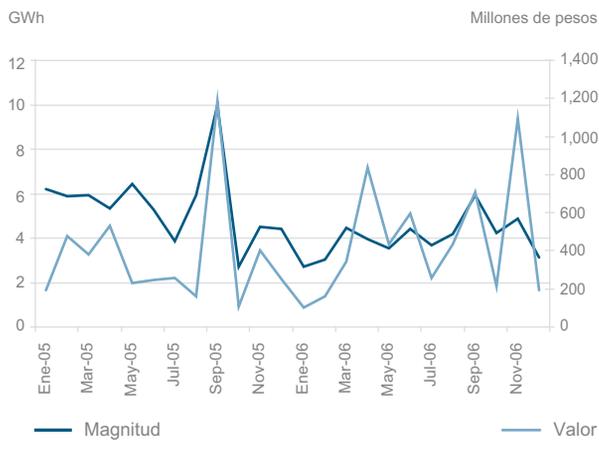
**GRÁFICA 49. VALOR UNITARIO DE LAS RECONCILIACIONES Y PRECIO DE BOLSA**



**GRÁFICA 50. SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA - AGC**



**GRÁFICA 51. MAGNITUD Y VALOR DE DESVIACIONES**



nómico, en magnitud y valor, fue de 48 GWh y \$5,376 millones, respectivamente. Comparando con 2005, la magnitud mostró una disminución de 27.4%.

### 4.3.5 Servicios 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 \$48,097 millones durante 2006, correspondiéndole 60% al CND y 40% al ASIC. Estos cargos fueron distribuidos entre los tipos de agentes como se indica en la Tabla 24.



**TABLA 24. DISTRIBUCIÓN DE SERVICIOS POR CND Y ASIC (MILLONES DE PESOS)**

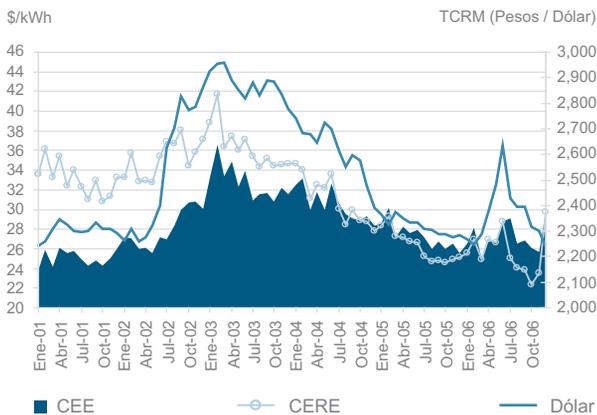
Tipo Agente	CND	ASIC
Comercializadores	14,541	9,360
Generadores	14,541	9,654
Total	29,083	19,015
<b>Total CND y ASIC</b>	<b>48,097</b>	

### 4.3.6 Cargo por Capacidad (enero-noviembre) Cargo por Confiabilidad (diciembre)

En la Gráfica 52 se muestra la evolución, desde el año 2001, del Costo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad -CEE- y del CERÉ, 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 2006, influyeron en los comportamientos que mostraron tanto el CEE como el CERÉ.

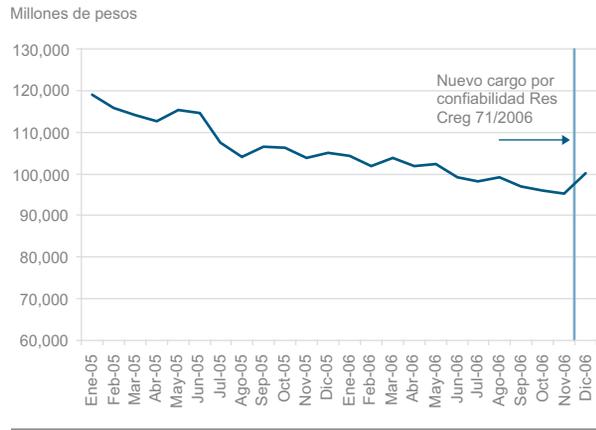
**GRÁFICA 52. EVOLUCIÓN DEL COSTO EQUIVALENTE REAL DE LA ENERGÍA -CERÉ-**



Influenciado también por el movimiento de la TCRM, el valor a distribuir por el Cargo por Capacidad mostró un comportamiento variable durante el año 2006, tal como se aprecia en la Gráfica

53, llegando a \$1,262,700 millones, valor superior en 5.3% con respecto a los valores transados en 2005.

**GRÁFICA 53. EVOLUCIÓN DEL VALOR A DISTRIBUIR POR CONCEPTO DEL CXC ENTRE LOS AGENTES GENERADORES**



El 30 de noviembre terminó la vigencia de diez años del Cargo por Capacidad con la entrada de la nueva regulación sobre el Cargo por Confiabilidad. Este se definió por la CREG así: "Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad -ENFICC-, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces." La ENFICC, es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.

A cambio de la remuneración, los generadores adquieren la obligación de entregar su energía firme asignada a un precio de escasez definido por el regulador. La Obligación de Energía Firme se definió como el "Vínculo resultante de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Esta cantidad de



energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en esta resolución.” (Resolución CREG-071, Artículo 2, Definiciones)

Con respecto al Precio de escasez para diciembre de 2006 este fue de 223.8 \$/kWh.

La asignación anual de Obligaciones de Energía Firme -OEF-, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 2006, fue de 52,543 GWh/año distribuida en 25,430 GWh/año para los recursos hidráulicos y de 27,113 GWh/año para los recursos térmicos. En la Tabla 25 se muestra la obligación de Energía firme anual de cada una de los recursos.

Adicionalmente la CREG previó un esquema de transición entre el Cargo por Capacidad anterior al nuevo Cargo por Confiabilidad, el cual se inició el 1° de diciembre de 2006 y finalizará el 30 de noviembre de 2009 o del año para el cual se realice la primera Subasta de Obligaciones de Energía Firme. Durante la transición, la asignación se hará a prorrata de la energía firme declarada por los generadores y el precio ha sido definido por el regulador para este período.

La primera subasta se realizará el primer semestre de 2007, para asignar obligaciones y derechos para el 2010 (ver Gráfica 54).

### Anillos de seguridad

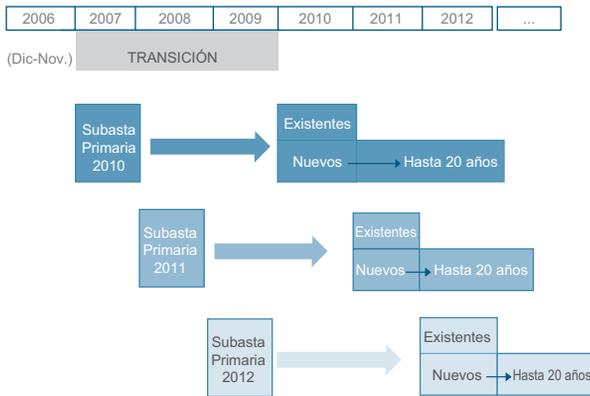
De otro lado, el nuevo Cargo por Confiabilidad prevé un esquema de Anillos de Seguridad para evitar desatención de la demanda, para lo cual XM dispuso un espacio en su página web para la publicación de la información requerida por los agentes en este aspecto. En este espacio se encuentra la primera versión del Sistema de Información del Mercado Secundario, en el cual los agentes pueden encontrar las ofertas del Mercado Secundario de Energía Firme, la asignación anual de obligación de energía firme, el precio de escasez actualizado mensualmente, la información

**TABLA 25. OBLIGACIÓN ENERGÍA FIRME ANUAL POR RECURSO**

PLANTA	OEF ANUAL (GWh)
Tebesa	5,232
Guavio	3,936
Pagua	3,885
San Carlos	3,620
Termosierra 1	2,920
Chivor	2,596
Termocentro 1	2,066
Guatron	2,046
Guatapé	1,772
Termovalle	1,431
Termoemcali	1,362
Merilétrica	1,245
Betania	1,206
Tasajero	1,196
Porce II	1,178
La Tasajera	1,174
Termoflores 3	1,163
Paipa 4	1,145
Termoflores 1	1,139
Playas	1,062
Guajira 1	999
Candelaria	944
Termoflores 2	766
Alban	676
Guajira 2	671
Proeléctrica	628
Miel	550
Salvajina	526
Paipa 2	505
Zipa 4	479
Zipa 5	478
Zipa 3	471
Paipa 3	459
Barranquilla 3	410
Urrá	390
Central Cartagena 3	371
Jaguas	352
Barranquilla 4	293
Termodorada1	289
Zipa 2	252
Paipa 1	196
San Francisco	180
Esmeralda	141
Calima	83
Prado	51
Riogrande I	5
<b>TOTAL</b>	<b>52,543</b>



**GRÁFICA 54. CARGO POR CONFIABILIDAD, TRANSICIÓN HACIA LAS SUBASTAS**



de Contratos y Declaraciones de Respaldo registradas en este mercado y el acceso para el registro de los mismos. Estas herramientas han posibilitado la activa participación de los agentes en este mercado. A diciembre 31 de 2006 se habían registrado 56 contratos de respaldo y 291 declaraciones de respaldo.

#### 4.4 TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

En 46 meses de operación, las TIE han permitido al Mercado ventas de energía eléctrica por US\$ 494.3 millones. De esta cifra,

US\$ 253.6 millones se corresponde a las rentas de congestión<sup>3</sup>, de las cuales se han destinado cerca del 3% a la Demanda Internacional del Despacho Económico Coordinado, 73% al Fondo de Energía Social –FOES–, y 24% al alivio de restricciones asignables a la Demanda Doméstica de Electricidad. En el mismo período, Ecuador ha realizado exportaciones a Colombia por 119.3 GWh que equivalen a US\$ 3.8 millones.

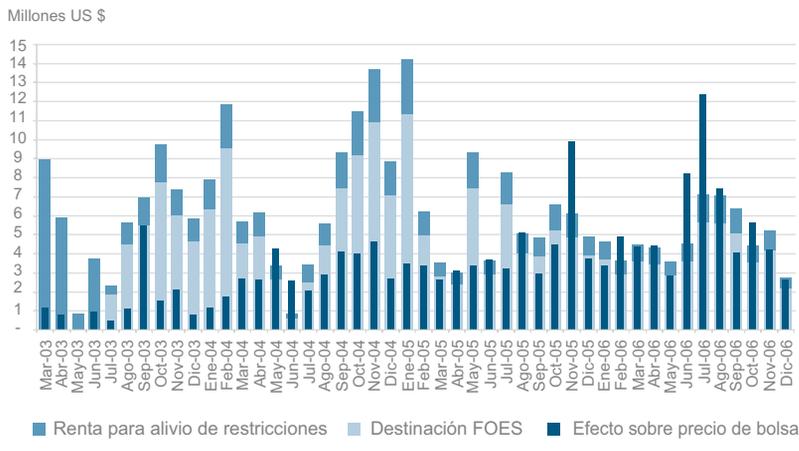
El incremento en el precio de Bolsa que viene asociado con el país exportador, asciende a US\$ 122 millones desde el inicio del esquema TIE, lo cual corresponde a un 49% de las rentas de congestión (Ver Gráfica 55).

Durante 2006 el Sector Eléctrico Colombiano exportó a Ecuador 1,608.6 GWh, los cuales representaron para Colombia ingresos por US\$ 127.1 millones con una disminución de 16.2% con respecto a 2005. A su vez, Ecuador realizó exportaciones a Colombia por 1.07 GWh que equivalen a US\$ 0.05 millones (Ver Tabla 26).

Del total de las transferencias de Colombia a Ecuador en 2006, el 98.5% correspondió a exportación en mérito. Abril fue el mes

<sup>3</sup> El término rentas de congestión, no se aplica como se conoce en la literatura internacional, en este caso corresponden a la ganancia inframarginal que reciben todos los generadores del mercado del país importador que tengan costo o precio de oferta inferior al precio marginal del mercado.

**GRÁFICA 55. EFECTO DE LA TIE SOBRE EL PRECIO DE BOLSA**





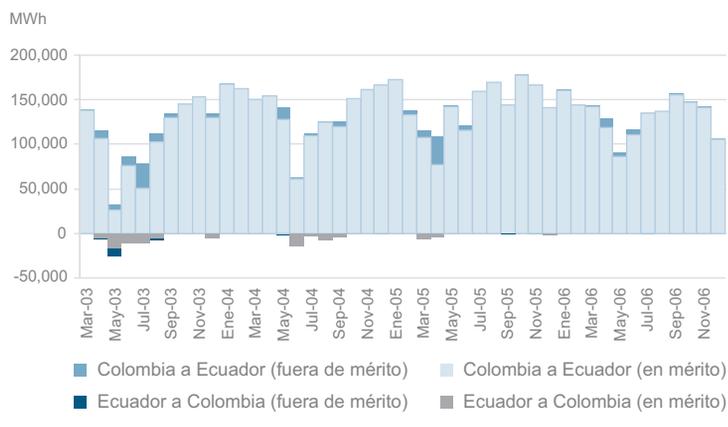
que presentó mayor exportación fuera de mérito con 7.6%. Por su parte, el 67.7% de las exportaciones de Ecuador a Colombia se realizaron en mérito (ver Gráfica 56).

Las Rentas de Congestión en 2006 ascendieron a \$134,460 millones, con una reducción de 23.5% al compararlas con 2005. Estas rentas se originan como efecto de la congestión en enlaces

**TABLA 26. RESUMEN TIE**

Fecha	Energía (MWh)		Valor (Miles de US)		
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Rentas de Congestión
Enero	161,067.2	19.5	12,343.3	1.0	4,741.6
Febrero	144,169.6	100.4	10,310.7	2.5	3,733.6
Marzo	142,750.1	13.7	10,505.5	0.6	4,567.8
Abril	128,744.7	253.7	8,993.6	5.6	4,293.4
Mayo	89,771.3	222.8	6,426.3	6.1	3,409.3
Junio	116,473.1	30.6	7,782.1	1.6	4,126.1
Julio	135,966.5	20.5	11,417.7	0.8	6,572.1
Agosto	136,789.5	27.1	11,960.9	2.8	6,809.2
Septiembre	156,216.4	186.1	14,404.7	7.9	6,165.8
Octubre	148,323.9	87.9	13,742.8	8.4	4,355.3
Noviembre	141,600.1	62.4	12,010.4	8.3	5,279.8
Diciembre	106,756.4	45.7	7,206.7	4.4	2,789.3
<b>Total 2006</b>	<b>1,608,628.9</b>	<b>1,070.4</b>	<b>127,104.8</b>	<b>50.0</b>	<b>56,843.3</b>
<b>Total 2005</b>	<b>1,757,881.4</b>	<b>16,028.7</b>	<b>151,733.7</b>	<b>509.8</b>	<b>75,581.0</b>
<b>Total 2004</b>	<b>1,681,088.1</b>	<b>34,974.3</b>	<b>135,109.1</b>	<b>738.0</b>	<b>76,825.7</b>
<b>Total 2003</b>	<b>1,129,263.5</b>	<b>67,202.7</b>	<b>80,307.7</b>	<b>2,476.0</b>	<b>44,347.7</b>
<b>Total Historia</b>	<b>6,176,861.9</b>	<b>119,276.1</b>	<b>494,255.3</b>	<b>3,773.8</b>	<b>253,597.7</b>

**GRÁFICA 56. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES CON ECUADOR EN MÉRITO Y FUERA DE MÉRITO**

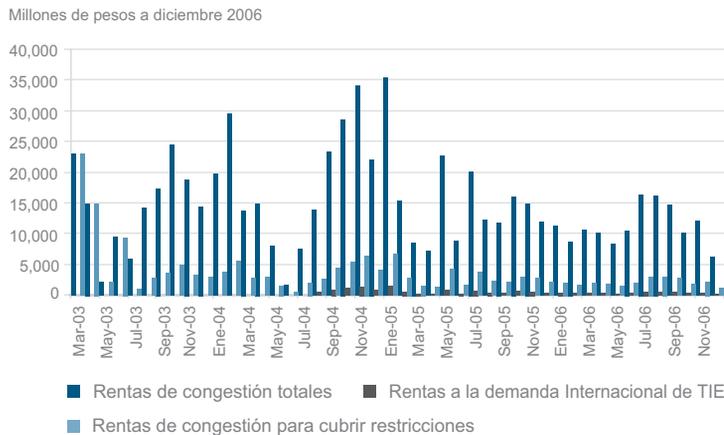




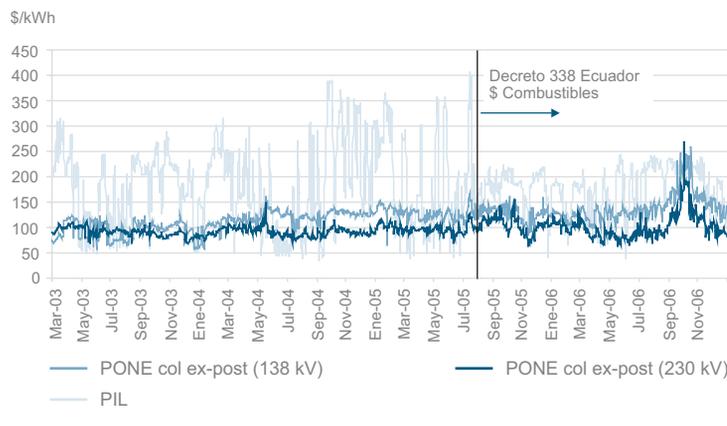
internacionales y la consecuente diferencia de precios que se tienen en los nodos frontera. Las rentas de congestión fueron asignadas tanto a la Demanda Doméstica colombiana como a la Demanda Internacional del Despacho Económico Coordinado (Demanda ecuatoriana). El 80% de las rentas de congestión asignables a la Demanda Doméstica colombiana se destinaron para alimentar el FOES y un 20% para aliviar las restricciones que pagan los usuarios del sistema eléctrico colombiano. El FOES por su parte disminuyó en 23.4% al compararlo con 2005, en parte por la disminución en las rentas de congestión. (Ver Gráfica 57).

En la Gráfica 58 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 2006, el PIL fluctuó entre 38.4 \$/kWh, el 4 de junio y 244.9 \$/kWh, el 25 de mayo. Por su parte, el PONE en el enlace de 230 kV, fluctuó entre 62.3 \$/kWh el 18 de mayo y 269.8 \$/kWh el 3 de octubre y por el enlace de 138 kV fluctuó entre 94.9 \$/kWh el 27 de marzo y 259.7 \$/kWh el 18 de octubre.

**GRÁFICA 57. RENTAS DE CONGESTIÓN**



**GRÁFICA 58. PRECIOS DE OFERTA DE COLOMBIA Y PRECIO DE IMPORTACIÓN PARA LIQUIDACIÓN DE ECUADOR**





5. GESTIÓN  
DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

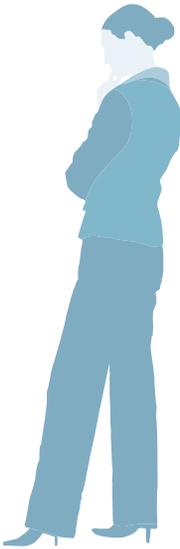
# 2006



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Empresa del  
**GRUPO ISA**



## 5. GESTIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

### 5.1 INDICADORES DE LA OPERACIÓN

Los indicadores que reflejan la calidad de la operación del SIN durante 2006, muestran resultados satisfactorios, al no superar los límites máximos anuales propuestos (ver Tabla 27)

#### 5.1.1 Demanda no atendida por causas programadas

El índice de demanda no atendida acumulado para el año 2006 por causas programadas fue 0.0151 por debajo del límite máximo establecido para el 2006 de 0.0333. Al excluir los atentados el valor de este índice es de 0.0143.

Para todos los meses del año se mantuvo por debajo del umbral máximo, siendo el valor más alto 0.0309 en el mes de octubre de 2006, en el cual, las áreas donde se presenta mayor participación corresponden a Huila - Caquetá y Guajira – Cesar – Magdalena con 240.37 MWh y 231.04 MWh respectivamente.

#### 5.1.2 Demanda no atendida por causas no programadas

El índice de demanda no atendida acumulado para el año 2006 por causas no programadas fue de 0.0932 valor inferior al límite máximo establecido para el 2006 de 0.132. Al excluir los atentados el indicador es 0.0619.

**TABLA 27 ÍNDICES DE CALIDAD DE LA OPERACIÓN DEL SIN 2005 - 2006**

Indicador	2005		2006	
	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Porcentaje de demanda no atendida por causas programadas (sin atentados)	0.0181	0.0333	0.0143	0.0333
Porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas (sin atentados)	0.0929	0.132	0.0619	0.132
Variaciones de tensión por fuera del rango (sin atentados)	36 eventos/año	40 eventos/año	36 eventos/año	40 eventos/año
Variaciones lentas de frecuencia	4 eventos/año	10 eventos/año	2 eventos/año	10 eventos/año



Al observar los índices mensuales se observa que para los meses de marzo y diciembre se presentan valores de 0.134 y 0.132 respectivamente. Para el mes de marzo de 2006 las áreas que presentan mayor demanda no atendida por causas no programadas son Tolima y Antioquia-Chocó, mientras que para el mes de diciembre en Nariño se presentó la mayor demanda no atendida del mes con 2,534 MWh, que representa el 43.56% de la demanda no atendida no programada de diciembre de 2006.

### 5.1.3 Tensión por fuera de rango

Se considera evento 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 2006 se presentaron en total 47 eventos de tensión por fuera del rango durante un período mayor a un minuto.

Al excluir los eventos ocasionados por atentados, se tienen 36 eventos de tensión en el SIN, para un promedio anual de 0.098 eventos/día, inferior al límite máximo establecido para el año 2006 de 40 eventos de tensión.

Es importante resaltar que de los 36 eventos de tensión por causa diferente a atentados en 27 de ellos se presentó demanda no atendida en el SIN.

La mayor parte de los eventos de tensión del 2006 excluyendo atentados, se presentaron en el primer trimestre del año con 12 ocurrencias en total que representan el 33.3% de los eventos, seguido por el cuarto trimestre con 9 eventos para un 25% y finalmente el tercero y segundo trimestre con el 22.2% y 19.4% de las ocurrencias respectivamente. De estos eventos, las áreas operativas que presentaron la mayor cantidad de eventos fueron Nordeste y Antioquia-Chocó

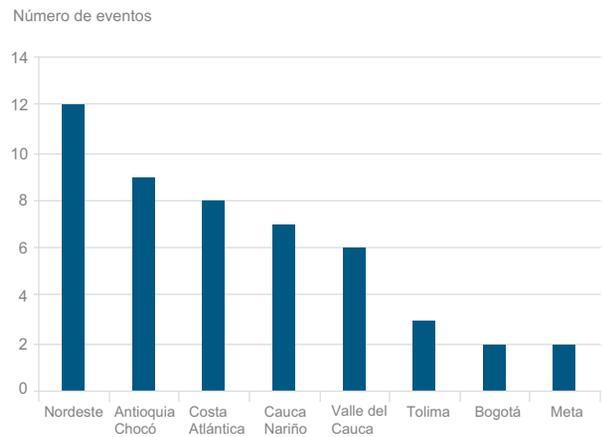
Los eventos de tensión ocasionados por atentados fueron en total 11, cuatro en el primer trimestre, tres en el segundo y cuatro en

el tercer trimestre del 2006. La zona más afectada fue el Sur del país en la subárea Cauca-Nariño con un total de 6 eventos (54.5%).

En la Gráfica 59 se presenta la distribución del total de eventos de tensión por área operativa (incluyendo los atentados) en el año 2006. La mayoría se concentran en el Nordeste con el 25.5%, Antioquia-Chocó 19.1%, Costa Atlántica 17% y Cauca-Nariño 14.9%.

### 5.1.4 Variaciones lentas de frecuencia

GRÁFICA 59. EVENTOS DE TENSIÓN POR ÁREA OPERATIVA AÑO 2006



Nota: Incluye eventos por atentados

Se considera desviación lenta, cuando la frecuencia eléctrica del SIN se sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), por un tiempo superior a 60 segundos, al quedar sin margen de regulación secundaria o por un deterioro en las funciones del AGC.

Durante el 2006 se presentaron en total dos eventos con variación de frecuencia por fuera del rango, para un promedio anual de 0.0055 variaciones/día, siendo inferior al máximo establecido para el 2006 de 10 eventos al año. Estas variaciones de frecuencia se presentaron en el primer y último trimestre del 2006 y corresponden a los siguientes eventos:

- El 23 de marzo: A las 11:16 horas se presentó disparo de la unidad 2 de la Tasajera con 102 MW por baja presión aguas arriba válvula esférica. Simultáneamente se dispara en Cua-



tricentenario el circuito a Cuestecitas por sobrepotencia. Se presentaron inconvenientes con el AGC al perderse la medida de Cuestecitas.

- El 26 de noviembre: Dato errado al ajustar la transferencia con el Ecuador, obligó al AGC a mantener la frecuencia por encima del rango permitido

Al comparar el resultado de este indicador en el año 2006 con el obtenido en el año 2005 se observa una notable reducción al pasar de 4 a 2 eventos al año.

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 permanente seguimiento a la programación y coordinación de los programas de generación, incluyendo la permanente gestión sobre la demanda y al permanente seguimiento y evaluación de la respuesta de regulación primaria de las unidades del SIN.

## 5.2 DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA

El CND mediante estudios de estabilidad dinámica y aplicando los criterios definidos en la Resolución CREG 061 de julio 30 de 1996, presentó en abril de 1998 una propuesta de esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia -EDAC- que respondía a las necesidades del sistema colombiano y fue aprobado por todas las empresas. Este esquema fue implementado a partir de julio de 1998.

A partir del 1° de marzo de 2003 con la entrada en operación de la interconexión con Ecuador, se cuenta con un sistema más robusto para responder a los desbalances Generación/Demanda. Ante esta condición operativa, se revaluó el EDAC vigente desde 1998 y se encontró que seguía siendo válido tanto para la operación interconectada con Ecuador como para la operación autónoma del sistema colombiano.

Para el sistema colombiano las cargas a desconectar son definidas por cada empresa distribuidora y corresponden a un 40% del total de la demanda, distribuido en 8 etapas con desconexiones de carga del 5% (con retardos desde 200 ms hasta 4 s en la última etapa). El sistema ecuatoriano cuenta con etapas similares a las del sistema colombiano en cuanto a umbrales de frecuencia se refiere, con 6 etapas y una desconexión del 50% 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 28:

**TABLA 28. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA 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	5	10	400	200
4	58.8	5	10	400	200
5	58.6	5	6	600	200
6	58.6	5	----	1000	----
7	58.4	5	8	2000	200
8	58.4	5	----	4000	----
<b>Total Desconexión [%]</b>		<b>40</b>	<b>50</b>		

Dando cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo No. 319 de febrero de 2005 en su parágrafo segundo, el Subcomité de Estudios Eléctricos en su reunión No.124 acordó para el año 2006 la realización de las pruebas a las etapas 7 y 8 del EDAC.

En este año se presentaron en total 11 eventos que activaron el EDAC, que al comparar con los eventos registrados durante el 2005 (19) representa una disminución del 42% de las ocurrencias.



La mayor parte de los eventos presentados durante este año involucran el área Sur del país, con un total de cinco eventos (45%). De estos eventos, el más severo fue el evento del 16 de noviembre a las 18:07 horas, en el cual estando indisponibles por atentado los circuitos a 230 kV San Bernardino – Yumbo y San Bernardino – Páez, se presentó disparo del circuito Betania - Ibagué 230 kV en Betania por actuación de la protección distancia en zona 1 y posteriormente los circuitos Jamondino - Pomasqui 1 y 2 a 230 kV con 120 MW cada uno, por operación de la función sobrepotencia recibo del relé de Separación de Áreas, presentando una frecuencia mínima en el área Sur del país de 58.5 Hz que implicó la participación del EDAC hasta su sexta etapa.

En el área Caribe sólo se presentaron dos eventos que involucraron la demanda de Caribe 2 y en los cuatro eventos restantes se presentó participación de todas las áreas del SIN.

De acuerdo con el rango de frecuencia de actuación, se observa que en el 9.1% de ellos hubo activación del EDAC para eventos con frecuencias superiores a 59.4 Hz (Caribe 2), en los cuales se tiene sensibilidad de actuación de la primera etapa, el 27.3% corresponde a eventos de la primera etapa, otro 27.3% hasta la segunda etapa, 9.1% hasta la tercera etapa, un 18.2% hasta la cuarta etapa y un 9.1% llegó hasta la actuación de la sexta etapa del EDAC.

En la Tabla 29 se presenta la clasificación de los eventos presentados en el 2006

**TABLA 29. CLASIFICACIÓN DE LOS EVENTOS POR RANGO DE FRECUENCIA**

Rango de frecuencia	Total eventos
$f > 59.4$ Hz	1
$59.2$ Hz $< f \leq 59.4$ Hz	3
$59$ Hz $< f \leq 59.2$ Hz	3
$58.8$ Hz $< f \leq 59$ Hz	1
$58.6$ Hz $< f \leq 58.8$ Hz	2
$58.4$ Hz $< f \leq 58.6$ Hz	1
$f \leq 58.4$ Hz	0
<b>Total</b>	<b>11</b>

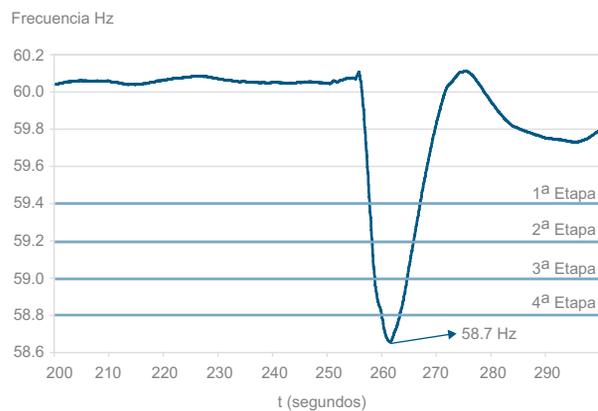
En términos generales, la respuesta integrada del EDAC frente a eventos en el SIN que obligaron a su actuación fue adecuada. El evento en el SIN que involucró la mayor cantidad de demanda desconectada por actuación del EDAC, se presentó el 4 de diciembre a las 19:03 horas con una demanda total desconectada de 1,545.5 MW con participación de todas las áreas que integran el SIN. Este evento se presentó por la confluencia de múltiples factores como indisponibilidad por atentado de los circuitos a 230 kV Guavio – La Reforma, Guavio – Tunal, Comuneros – Guatiguará y Barranca – Bucaramanga; indisponibilidad por trabajos de expansión de los circuitos Torca – Noroeste 1 y 2, indisponibilidad parcial de generación por 115 kV, del banco de compensación 1 de Tunal y la alta demanda que se presentaba en el momento en el área de Bogotá, el Sistema se encontraba cercano a sus límites operativos de seguridad. Con estas condiciones se presentó disparo por sobrecarga de los circuitos Autopista - Suba 115 kV, Usaquén - Morato 115 kV y Castellana - Calle 51 ocasionando la pérdida por sobrecarga de los circuitos Circo - Guavio 1 y 2 en Guavio y disparo en Primavera del circuito Primavera - Guatiguará a 230 kV con 129 MW, se pierden aproximadamente 1,600 MW (Chivor, Pagua, Palenque 3, Guavio, Paipa 3 y 4, Tasajero, Termoyopal).

También se dispararon los circuitos Ocaña - San Mateo 230 kV con 17.6 MW, circuitos OXY 1, 2 y 3 a 34.5 kV con 21.1 MW por cada circuito, disparo de los 4 bancos de compensación paralela de Caño Limón, disparo de los circuitos Jamondino - Pomasqui 1 y 2 a 230 kV con 41.5 MW por cada circuito y disparo en San Mateo del circuito San Mateo - Belén a 230 kV con 15.1 MW. El SIN quedó operando con dos áreas separadas, el Norte de Bogotá quedó sin servicio y en el resto del sistema se presentó desconexión automática de carga por baja frecuencia.

Se registró una frecuencia mínima de 58.7 Hz alcanzando a activar completamente las cuatro primeras etapas del EDAC ya que la frecuencia excursionó por debajo del umbral de la cuarta etapa (58.8 Hz) durante 3.2 s y la temporización asociada a esta etapa esta en 400 ms. En la Gráfica 60 se presenta la evolución de la frecuencia registrada por el CND durante este evento.



**GRÁFICA 60. EVOLUCIÓN DE FRECUENCIA EVENTO DEL 04 DE DICIEMBRE DE 2006**



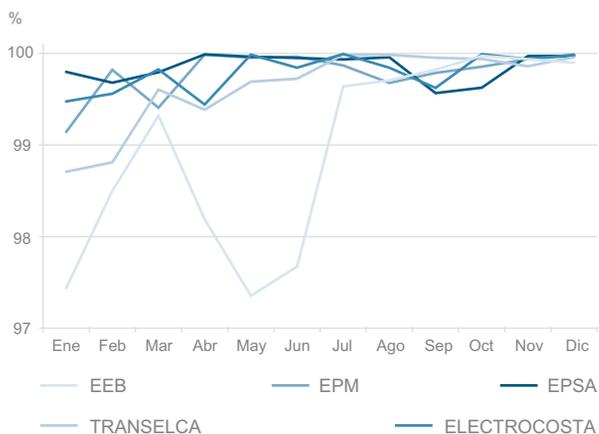
### 5.3 Índice de disponibilidad de enlaces con los Centros Regionales de Control

Los enlaces de comunicación del CND con los CRC durante el año 2006 tuvieron una disponibilidad superior al 97% durante todo el año, límite establecido por la Resolución CREG 054 de 1996. El enlace que tuvo menor disponibilidad durante los primeros 4 meses del 2006, fue el de la Empresa de Energía de Bogotá -EEB-. La baja disponibilidad de este enlace se debió al traslado de sitio del centro de control de EEB y a que la solución de último kilómetro implementada inicialmente presentó algunos problemas de sincronización de las redes de telecomunicaciones (Ver Gráfica 61).

### 5.4 COORDINACIÓN GAS – ELECTRICIDAD

El Sector Eléctrico Colombiano ha tenido a lo largo de la historia una interacción importante con el sector gas del cual, hoy día, proviene el combustible que utilizan 3,562 MW (27% del total de la capacidad efectiva instalada) correspondientes a las plantas a gas que tienen a este combustible como principal. Del total de la generación de SIN en el año 2006, cerca del 13.2% provino de generación con plantas a gas, principalmente concentrada esta generación en la Costa Atlántica donde se provee el gas de los campos de gas ubicados en la zona geográfica del departamento

**GRÁFICA 61. DISPONIBILIDAD DE ENLACES CON LOS CRC SIN 2006**



de la Guajira (Chuchupa y Ballenas). La restante generación térmica a gas se ubica en el interior del país la cual puede ser alimentada tanto del gas proveniente de los campos de la Guajira, como del gas proveniente de Cusiana (zona geográfica de los Llanos Orientales). Solo se tiene una planta a gas alimentada desde un gasoducto no interconectado, Termoyopal.

Dicha interacción entre los sectores gas y eléctrico se ha gestado fundamentalmente debido a los beneficios que se logran tales como mejorar el flujo de información entre ellos, simulación de eventos tanto en la red de gas como en la red eléctrica que permiten prever situaciones de riesgo y realizar medidas preventivas para mitigar riesgos de tener demanda no atendida tanto de gas como de electricidad; y coordinar elementos de ambos sectores minimizando su impacto.

Esta coordinación se ha materializado a través del trabajo mancomunado entre organismos tales como el Consejo Nacional de Operación de Gas (conformado por los productores de gas transportadores de gas, grandes consumidores de gas incluyendo las plantas térmicas y XM), el Consejo Nacional del Sector Eléctrico (conformado por empresas del sector eléctrico exclusivamente) y la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del país -CACSSSE- (liderado por el Ministerio de Minas y Energía -MME-).



El año 2006 estuvo marcado por el desarrollo de los trabajos de ampliación de producción de los campos de Chuchupa que aportan aproximadamente el 70% de la producción de Colombia. Con base en la experiencia de entrada en operación de la planta de gas de Cusiana en el año 2005, se hizo la planeación de los diferentes aspectos a tener en cuenta durante los trabajos que se desarrollaron durante el 2006 en el campo de gas antes mencionado.

Dichos trabajos consistían en perforar nuevos pozos de gas para finalmente lograr una ampliación en los campos de producción de Guajira pero a su vez y durante los trabajos, se debía disminuir la producción de gas en algunos períodos de tiempo. Los trabajos se iniciaron a las 02:00 horas del día 01 enero de 2006 y finalizaron el día domingo 18 de junio de 2006 a las 12:35 horas según lo informó Chevron, operador de estos campos. Durante este lapso el Ministerio de Minas y Energía emitió, en cuatro ocasiones, Resolución sobre racionamiento programado de gas.

Debido a las restricciones de gas originada durante los trabajos en los campos de gas de la Guajira, fue necesario operar con combustible alterno (fuel oil) en las unidades Térmicas Barranquilla 3 y Barranquilla 4 durante algunos días.

La realización de trabajos planeada (23 diciembre de 2005), comprendía actividades hasta el final de abril de 2006, con reducciones importantes en febrero y especialmente para el retiro del taladro en el mes de abril.

Los trabajos realizados se extendieron hasta el 18 de junio con reducciones de producción de hasta 300 MPCD con lo cual fue

necesario activar decretos del MME, medidas de condiciones anormales de orden público, el esquema suplementario de deslastre de carga y en general los procedimientos de coordinación para reducir los riesgos en la atención de la demanda eléctrica, así como la coordinación en el sector gas por parte de productores y transportadores con los remitentes de los diferentes sectores de la economía a fin de reducir el impacto de estos trabajos.

Los resultados se calificaron de exitosos y de hecho, a pesar de los grandes riesgos en los que se incurrió que potencialmente podrían ser agravados por atentados malintencionados a la infraestructura del gas o eléctrica, no se registró desatención de demanda eléctrica en la Costa Norte atribuible a estos trabajos.

EL CND propuso a finales del 2006 aprovechar la experiencia lograda con motivo de estos trabajos y se logró formalizar un foro de encuentro semanal con el fin de abordar los aspectos operativos que pueden ser de interés para los participantes de los sectores. En este foro participan los productores de gas (Chevron, Ecopetrol, British Petroleum Co.), los transportadores nacionales (Ecogás y Promigás) y XM, el operador del SIN. De estas reuniones salen modificaciones o relocalizaciones en el horizonte de tiempo de los mantenimientos de equipos de la infraestructura tanto de gas como eléctrica, anuncios de cambios que afectan a uno u otro sector (apertura de líneas, mantenimientos mayores de generación, reducciones de producción de gas, mantenimiento a tramos de gasoductos) y en general se ha dado una mejora en el flujo de información entre ambos sectores.



## 6. TRANSPORTE

# 2006



Empresa del  
**GRUPO ISA**



## 6. 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.

### 6.1 LÍNEAS DE TRANSPORTE

Al finalizar el año 2006, el SIN contó con una longitud de la red de transporte de 22,585.4 km, por su parte el Sistema de Transmisión Nacional -STN- finalizó con 10,910.9 km de líneas a 220-230 kV y 1,744.6 km a 500 kV. De las líneas a 220-230 kV, 10,827 km son activos de uso y 83.9 km constituyen activos de conexión. Respecto al 2005 se presentó un aumento de 20.4% en las líneas de 500 kV debido a que Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., declaró en operación comercial la línea Primavera - Bacatá a 500 kV con 197 km y dos líneas de transmisión a 500 kV que conectan a la subestación Primavera con la línea existente San Carlos – Cerromatoso 500 kV. (Ver Tabla 30)



TABLA 30 LÍNEAS DE TRANSPORTE A DICIEMBRE 31 DE 2006

Agente Propietario	Longitud líneas (km)
<b>Líneas a 110-115 kV</b>	<b>9,929.8</b>
<b>Líneas de uso a 220-230 kV</b>	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	7,396.9
TranSelca S.A. E.S.P.	1,519.6
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	791.8
Empresa de Energía de Bogotá E.S.P.	684.0
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	269.8
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	122.9
Distasa S.A. E.S.P.	27.3
Termoflores S.A. E.S.P.	14.8
<b>Líneas de Conexión a 220-230 kV</b>	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	71.3
Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.	9.2
Merilétrica S.A.	2.3
Emgesa S.A.	1.1
<b>TOTAL 220 -230 kV</b>	<b>10,910.9</b>
<b>Líneas a 500 kV</b>	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	1,744.6
<b>TOTAL 500 kV</b>	<b>1,744.6</b>
<b>TOTAL TRANSPORTE</b>	<b>22,585.4</b>

Longitudes reportadas a XM

Líneas de conexión son las líneas de Interconexión Internacional con Venezuela y de conexión al STN no remuneradas.



## 6.2 TRANSFORMACIÓN

La capacidad total de transformación de 220 - 230 kV a tensiones inferiores registró al finalizar el año un valor de 12,737 MVA. En cuanto a la capacidad de transformación de 500 kV, ésta se incrementó en 900 MVA respecto al año 2005 con la entrada de los 2 transformadores Bacatá I 450 MVA 500/220/13.8 kV y Primavera I 450 MVA 500/220/34.5 kV (Ver Tabla 31).

**TABLA 31. CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN TOTAL SIN. DICIEMBRE 31 DE 2006**

SIN	Capacidad (MVA)
TOTAL TRANSFORMACIÓN 110-115 kV	10,997.2
TOTAL TRANSFORMACIÓN 138 kV	53.2
TOTAL TRANSFORMACIÓN 220-230 kV	12,737.0
TOTAL TRANSFORMACIÓN 500 kV	5,460.0
<b>TOTAL TRANSFORMACIÓN</b>	<b>29,247.4</b>

Nota: Los Transformadores de tensiones menores a 220 kV corresponden a los reportados a XM.

El nivel de tensión corresponde al lado de alta. Se excluyen los transformadores de las unidades generadoras.

### 6.2.1 ÍNDICES DE DISPONIBILIDAD DE ACTIVOS -IDA-

Para el año 2006 se observa un comportamiento satisfactorio de los índices de disponibilidad de los activos -IDA- de acuerdo a la ejecución semanal del cálculo de los mismos, según lo establecido en la Resolución CREG 061 del año 2000.

En la Tabla 32 se muestra el comportamiento del IDA de los diferentes tipos de equipos eléctricos asociados a activos de conexión para el año 2006.

**TABLA 32. ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD DE ACTIVOS DE CONEXIÓN 2006**

Tipo de Activo	N° de Activos 2006	Meta Año 2006	IDA Promedio 2006	Cumplimiento 2006 (%)
Bahía de Línea	33	99.5	99.9	93.9
Bahía de Transformador	492	99.5	99.9	98.4
Líneas	18	99.5	100.0	100.0
Transformadores	189	99.5	98.9	95.2

Nota: Información procedente del último cálculo del IDA de los activos de conexión realizada en diciembre 30 de 2006.

Los transformadores fueron los equipos con menor IDA promedio (98.93), valor inferior a la meta establecida (99.45%) y con un porcentaje de cumplimiento de 95.24% fueron los equipos de conexión que menor porcentaje de cumplimiento lograron a diciembre 30 de 2006. Se destaca el transformador de Nueva Barranquilla 2 100 MVA 220/110 kV como el activo de conexión que registró a diciembre 30 de 2006 el menor valor de IDA: 57.58%

En la Tabla 33 se muestra el comportamiento de los diferentes tipos de equipos eléctricos asociados a activos de uso para el año 2006.

**TABLA 33. ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD DE ACTIVOS DE USO 2006**

Tipo de Activo	N° de Activos	IDA Promedio	Meta Año 2006	% de Cumplimiento
Bahía de Línea	347	99.9	99.8	91.9
Bahía de Transformador	22	100.0	99.8	100.0
Bahías de Compensación	37	99.9	99.8	94.6
Circuitos 230 kV Longitud <= 100 km	131	99.9	99.7	93.9
Circuitos 230 kV Longitud > 100 km	39	99.9	99.6	94.9
Circuitos de 500 kV	9	99.9	99.2	100.0
Módulos de Compensación	64	99.8	99.5	96.9
Transformadores	12	99.9	99.5	100.0

Nota: Información procedente del último cálculo del IDA de los activos de uso realizada en diciembre 30 de 2006.



Las bahías de línea fueron los equipos de menor porcentaje de cumplimiento con un valor de 91.93% dado que 28 activos de un total de 347 activos de uso se ubicaron por debajo de su meta, es decir su IDA < MIDA. Se destaca el capacitor de Tunal Cpp01 75 MVAR 115 kV (CapTun11) que registró a diciembre 30 de 2006 el menor valor del IDA para los activos de uso: 91.41%.

En los activos de uso, los circuitos de 230 kV con longitudes mayores de 100 km fueron los activos que menor IDA promedio obtuvieron (99.88) y con un porcentaje de cumplimiento de 94.87%. Los circuitos de 230 kV con longitudes menores a 100 km. obtuvieron un porcentaje de cumplimiento del 93.89% como consecuencia de que 8 circuitos de un total de 131 tuvieron un IDA < MIDA.

## 6.2.2 PROBABILIDADES DE FALLA

De los 313 subsistemas definidos en el cálculo, 22 subsistemas eléctricos (7.4%) registran una probabilidad de falla por encima del 10%.

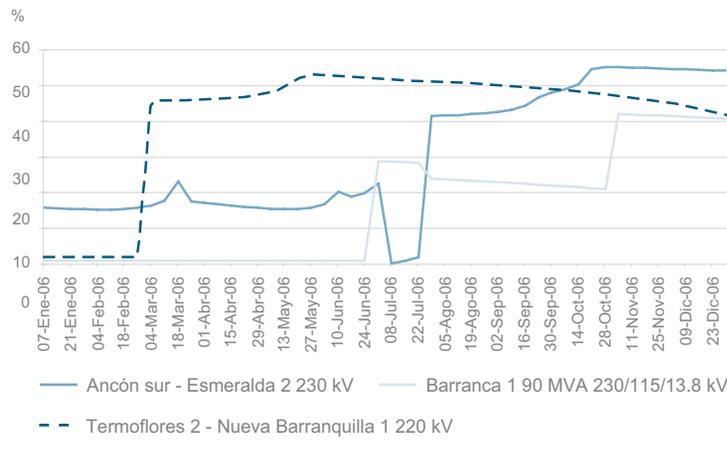
En la Tabla 34 se muestran los subsistemas eléctricos cuya probabilidad de falla fue superior al 10%.

En la Gráfica 62, se muestra la evolución semanal de esta variable para los subsistemas eléctricos, que al finalizar el 2006 se ubicaron por encima del 40% de la probabilidad de falla.

**TABLA 34. PROBABILIDADES DE FALLA POR SUBSISTEMA**

Descripción Subsistema	Probabilidad de falla %
Ancón Sur ISA - Esmeralda 2 230 kV	54.1
Termoflores 2 - Nueva Barranquilla 1 220 kV	41.8
Barranca 1 90 MVA 230/115/13.8 kV	40.8
Pance - Salvajina 1 230 kV	39.0
Juanchito - Salvajina 1 230 kV	35.8
Ancón Sur ISA - San Carlos 2 230 kV	35.5
Circo - Guavio 1 230 kV	32.9
Circo - Guavio 2 230 kV	30.4
Condensador Paralelo 1 Tunal 75 MVAR 115 kV	29.9
Guatapé - Miraflores 1 220 kV	27.6
Pasajero - Los Palos 1 230 kV	24.8
San Mateo CENS - Ocaña 1 230 kV	24.7
Barranca - Bucaramanga 1 230 kV	22.5
Tebesa 2 100 MVA 220/110 kV (Respaldo)	20.0
Guatapé - Jaguas 2 230 kV	19.7
Juanchito - Páez 1 230 kV	18.3
Yumbo - San Bernardino 1 230 kV	17.9
Guadalupe IV - Occidente 1 220 kV	16.4
Barbosa - El Salto 4 220 kV	14.0
Ocaña - Los Palos 1 230 kV	13.0
San Bernardino - Páez 1 230 kV	12.1
Guavio - Tunal 1 230 kV	11.8

**GRÁFICA 62. EVOLUCIÓN SEMANAL PROBABILIDAD DE FALLA**





## 6.3 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 -TN- y Operadores de Red -OR- en proporción a sus respectivos ingresos. La evolución del valor pagado por este concepto durante el 2006 se muestra en la Tabla 35. El comportamiento de los valores totales tienen alta dependencia de los montos que se deban facturar en el servicio LAC por concepto de los pagos del Gravamen a los Movimientos Financieros -GMF- netos en que debe incurrir XM por los movimientos de los ingresos de los TN y OR a través de las cuentas del administrador del Mercado; el otro elemento que influye en el monto del total del servicio LAC es el IPP, pero en general su influencia es menos importante que el impacto del GMF.

**TABLA 35. INGRESOS POR SERVICIO LAC 2006 (\$)**

Mes	Transmisores Nacionales	Operadores de Red	Total
Enero	421,162,973	349,271,127	770,434,100
Febrero	438,037,952	345,317,827	783,355,779
Marzo	429,823,675	372,290,465	802,114,140
Abril	436,431,773	359,702,942	796,134,715
Mayo	418,926,110	365,422,968	784,349,078
Junio	432,047,337	364,372,256	796,419,593
Julio	420,473,405	367,188,829	787,662,234
Agosto	428,138,396	380,531,178	808,669,574
Septiembre	476,126,419	415,576,593	891,703,012
Octubre	419,643,269	376,148,431	795,791,700
Noviembre	443,656,735	386,909,754	830,566,489
Diciembre	413,456,935	371,929,696	785,386,631
<b>Total</b>	<b>5,177,924,979</b>	<b>4,454,662,066</b>	<b>9,632,587,045</b>

### 6.3.1 CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la Tabla 36 se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de cargos por Uso del STN en 2005 y 2006. Se incluyen los conceptos de pagos bruto, compensación y neto:

- **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 caso de 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.
- **Neto:** Es el valor facturado a los agentes comercializadores y generadores por concepto de cargos por Uso del STN, e igualmente es el valor a recibir por parte de los agentes Transmisores Nacionales.

**TABLA 36. CARGOS POR USO DEL STN COMERCIALIZADORES/ GENERADORES (MILLONES DE PESOS)**

Año	Pago Bruto	Compensación	Neto
2006	904,151.6	96.6	904,055.0
2005	869,797.1	97.6	869,699.5

Nota: El pago de cargos por Uso del STN por parte de generadores, corresponde a las fronteras de generadores embebidos que se enmarcan en lo establecido en la Resolución CREG 122 de 2003; en la actualidad esta condición sólo la presenta la planta Jepírachi de EPM.

Por el concepto de cargos por Uso del STN se facturó en el año 2006 un valor neto total de \$904,055 millones (valor que incluye la Contribución al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de la Zonas Rurales Interconectadas -FAER-), cifra que creció en un 3.95% con respecto a la facturación del año 2005. Este incremento se debe al efecto combinado de la variación del



IPP (ascendente en el primer semestre y estable en el segundo semestre), de la variación de la TCRM, de los cambios en el inventario de activos del STN y de las variaciones en la generación despachada centralmente (insumo principal para la obtención del FAER). La variación del IPP ejerce la mayor influencia en la variación del ingreso.

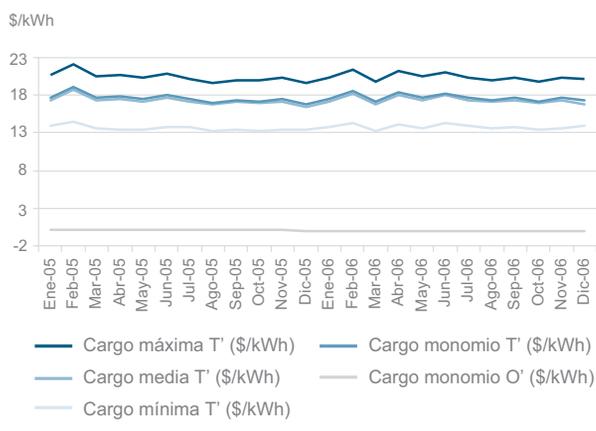
En el inventario de activos se presentaron dos cambios básicos: inclusión de la compensación capacitiva en Tunal a 115 kV desde la facturación de julio de 2006 y cambio del tipo del módulo común de la subestación Nueva Barranquilla por la entrada de una bahía de conexión de transformador de STR que lo cambió de tipo 1 a tipo 2 desde la facturación de diciembre de 2006.

La evolución del ingreso por concepto de cargos por uso del STN facturados en 2005 y 2006 se presenta en la Gráfica 63, en la que se observa un incremento en el Ingreso Regulado de los Transmisores entre 2005 y 2006, fundamentalmente siguiendo el comportamiento del IPP que tuvo mayor crecimiento en 2006 respecto de 2005.

La Gráfica 64 muestra la evolución del cargo por uso del STN en \$/kWh para los años 2005 y 2006, desagregándolo por bloques de demanda (máxima, media y mínima) así como el cargo

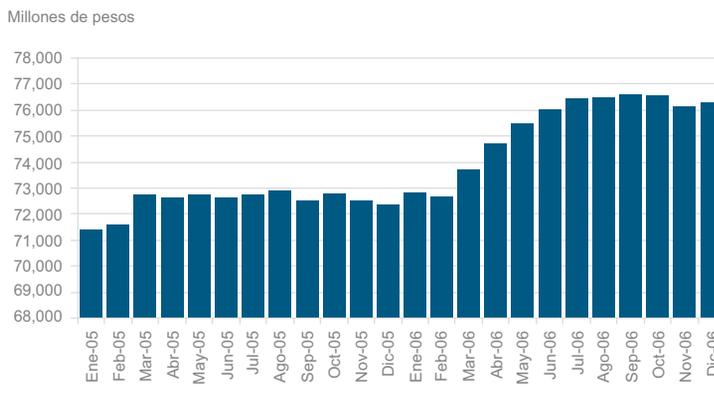
total monomio; dichos cargos muestran un comportamiento muy constante durante estos dos años.

**GRÁFICA 64. EVOLUCIÓN DE LOS CARGOS POR USO DEL STN 2005 - 2006**



Adicionalmente, de acuerdo con la normatividad vigente, el LAC liquidó el Gravamen con destino FAER a los Transmisores Nacionales en proporción al ingreso regulado que recibe cada uno por los activos que representa, cuyos valores están incluidos en las cifras presentadas en la Gráfica 63.

**GRÁFICA 63. EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS NETOS DE LOS TRANSMISORES NACIONALES POR CONCEPTO DE CARGOS POR USO DEL STN 2005-2006**





### 6.3.2 CARGOS POR USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL

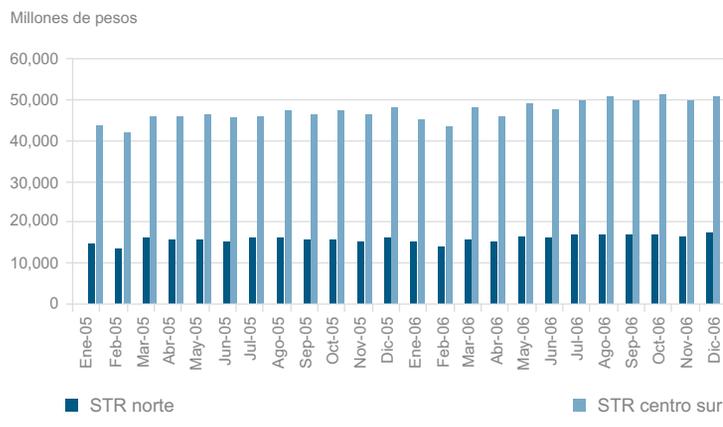
En la Tabla 37 se presenta el total facturado a los agentes comercializadores por concepto de Cargos por Uso de los STR en 2005 y 2006.

- Factura: Corresponde a los ingresos de los OR facturados originalmente a los comercializadores.
- Ajustes: Corresponde a los cambios en los ingresos de los OR los cuales se reflejaron en emisión de ajustes a la facturación original.
- Pago Neto: Corresponde a los valores que efectivamente se causaron para los OR.

**TABLA 37. CARGOS POR USO DE LOS STR (MILLONES DE PESOS)**

Año	2005			2006		
	Factura	Ajustes	Pago Neto	Factura	Ajustes	Pago Neto
Comercializadores STR Norte	187,069	2	187,071	195,941	0	195,941
Comercializadores y OR del STR Centro Sur	551,655	-2	551,653	582,589	-180	582,409
<b>Total</b>	<b>738,724</b>	<b>0</b>	<b>738,724</b>	<b>778,530</b>	<b>0</b>	<b>778,350</b>

**GRÁFICA 65. EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS DE LOS OPERADORES DE RED POR CONCEPTO DE CARGOS POR USO DE LOS STRS 2005 - 2006**

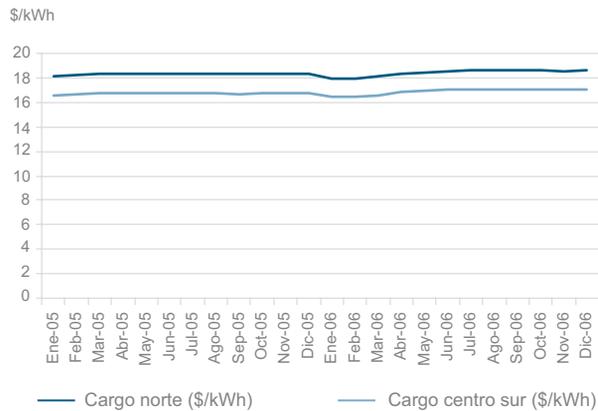




La evolución de los ingresos por concepto de cargos por uso de los STR se presenta en la Gráfica 65. Los valores facturados durante 2006 presentaron un valor neto de \$778,350 millones, distribuidos en \$195,941 millones y \$582,409 millones para el STR Norte y STR Centro Sur, respectivamente.

El comportamiento de los cargos por uso del STR, en \$/kWh, para los dos sistemas de transmisión regional durante los años 2005 y 2006, presentó un comportamiento similar al de los cargos por uso del STN, es decir una tendencia constante. De estos cargos vale la pena mencionar que el del STR Norte, el cual varió entre 17.37 y 18.29 \$/kWh, siempre es mayor que el cargo del STR Centro – Sur, el cual varió entre 15.48 y 16.23 \$/kWh. La evolución de estos cargos se muestra en la Gráfica 66.

**GRÁFICA 66. EVOLUCIÓN DE LOS CARGOS POR USO DE LOS STR 2005 - 2006**





7. ADMINISTRACIÓN  
FINANCIERA Y DEL MERCADO

# 2006



Empresa del  
**GRUPO ISA**



## 7. ADMINISTRACIÓN FINANCIERA Y DEL MERCADO

### 7.1 ADMINISTRACIÓN DE CUENTAS

Un resumen de la liquidación y facturación de los servicios SIC y LAC mencionado en los capítulos 4 y 6, se presenta en la Tabla 38.

**TABLA 38. RESUMEN DE LA LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN DE LOS SERVICIOS SIC Y LAC (MILLONES DE PESOS)**

Concepto	2005	2006	Crecimiento %
Total Transacciones Mercado sin Contratos	1,658,745	1,733,039	4.5
Valor Transado en Contratos	3,621,388	3,808,346	5.2
Total Transacciones Bolsa y Contratos	5,280,133	5,541,385	4.9
Cargos por uso STN	869,670	904,055	4.0
Cargos por uso STR	738,724	778,350	5.4
Total Transacciones Cargos por Uso	1,608,394	1,682,405	4.6
<b>Total transacciones del Mercado</b>	<b>6,888,527</b>	<b>7,223,790</b>	<b>4.9</b>

En esta información se determina que el volumen en pesos de las transacciones liquidadas durante el 2006, ascendió a \$7,223,790 millones, con un incremento del 4.9% con respecto al año anterior.

Exceptuando las Transacciones en Contratos, las liquidaciones diarias del mercado son incorporadas en los informes mensuales de los agentes beneficiarios del mercado y en la facturación mensual a cargo de los agentes que adquieren obligaciones en el mercado eléctrico colombiano. El monto anual de la facturación total efectuada durante el año, alcanzó la cifra de \$3,415,444 millones presentando un incremento 4.5%, con respecto al 2005.

Es importante resaltar que dentro de las transacciones en la bolsa de energía, se encuentra incluida la facturación mensual de las exportaciones de energía al Ecuador. (Ver Tabla 26). Se destaca también la administración de los recursos provenientes de las contribuciones FAZNI, FAER y FOES, cuyo monto anual de los





años 2005 y 2006, así como el incremento o decremento de estas contribuciones, se presenta en la Tabla 39.

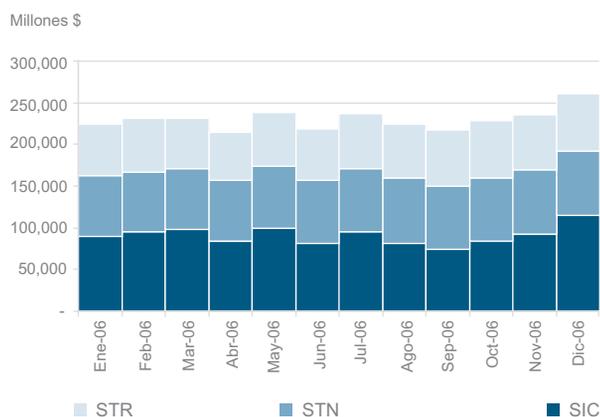
**TABLA 39. FACTURACIÓN TOTAL ANUAL CONTRIBUCIONES FAZNI, FOES Y FAER (MILLONES DE PESOS)**

Contribución	2005	2006	Crecimiento
FAZNI	62,428	65,724	5%
FAER	53,424	56,243	5%
FOES	134,640	103,190	-23%
<b>TOTAL</b>	<b>250,492</b>	<b>225,157</b>	<b>-10%</b>

### 7.1.1 Vencimientos

Los valores facturados indicados anteriormente, son incorporados en un balance mensual de vencimientos en el Mercado, en el cual se presenta el valor neto de la participación de cada agente en el Mercado. Como consecuencia de ello, el valor mensual de los dineros administrados por XM, es considerablemente menor que el valor de las transacciones efectuadas y su evolución mensual se presenta en la Gráfica 67.

**GRÁFICA 67. VALOR MENSUAL VENCIMIENTOS BOLSA, CARGOS STN Y STR**



En resumen, el valor anual administrado por XM en el año 2006 alcanzó la cifra de \$2,760,603 millones, lo cual representó un incremento del 6.2% con respecto al año 2005. El detalle de los vencimientos por cada concepto se presenta en la Tabla 40.

**TABLA 40. RESUMEN DEL VENCIMIENTO DE LAS TRANSACCIONES SIC Y LAC (MILLONES DE PESOS)**

Concepto	2005	2006	Crecimiento
Vencimiento Transacciones en la Bolsa	997,297	1,089,681	9.3%
Vencimiento Cargos por uso STN	868,405	901,141	3.8%
Vencimiento Cargos por uso STR	734,204	769,780	4.8%
<b>Total</b>	<b>2,599,907</b>	<b>2,760,603</b>	<b>6.2%</b>

### 7.1.2 Administración de efectivo

#### 7.1.2.1 Recaudo

El manejo del dinero resultante de las Transacciones en la Bolsa de Energía y los Cargos por Uso del STN y STR liquidados por el ASIC y el LAC, en cumplimiento del Marco Regulatorio, se efectúa bajo altos parámetros de seguridad y eficiencia.

Para el manejo de los recursos financieros, mensualmente se revisa la asignación de cupos otorgados a las entidades bancarias que, mediante una oferta de servicios contratada cada dos años por XM, administran el efectivo del Mercado. Las entidades que actualmente administran estos recursos son: Citibank, BBVA, Bancolombia y Banco de Occidente.

#### 7.1.2.2 Gravamen a los movimientos financieros

Teniendo en cuenta el costo que representa para el Mercado el gravamen a los movimientos financieros, durante el año 2006 se utilizó como mecanismo de recaudo de las transacciones del Mercado, la utilización de operaciones de Reporto<sup>1</sup> que alcanzaron la suma de \$1,353,295 millones, con ahorros por GMF de \$5,413 millones y que a su vez representan ahorros para los agentes de \$9,094 millones teniendo en cuenta el factor impositivo.

<sup>1</sup> Son operaciones en virtud de las cuales un Banco transfiere a un cliente títulos con un pacto de readquisición, de modo que al vencimiento, la Compañía titular del Repo, está en la obligación de transferirle nuevamente al Banco los títulos, quien los recomprará al precio y en las condiciones previamente establecidos.



vo con el que se afecta este gravamen, al ser el GMF un costo no deducible de la renta que paga XM.

### 7.1.2.3 Operaciones de Cobertura Cambiaria

Con el propósito de cubrir el riesgo de la moneda nacional frente a la tasa de cambio como resultado de las importaciones y exportaciones realizadas en dólares de los Estados Unidos de América como consecuencia de las TIE, XM contrató operaciones financieras de cobertura cambiaria a través de contratos con y sin entrega del subyacente, operaciones *Delivery Forward* y *Non Delivery Forward*.

En desarrollo de las exportaciones asociadas con las TIE, el administrador realizó cobertura financiera de riesgo cambiario durante el año 2006 que ascendió a US\$ 127.1 millones, en la Gráfica 68 se observan los ingresos y egresos de la cuenta de compensación efectuados para actualizar las divisas producto de estas exportaciones, las cuales fueron las más representativas durante el 2006. La operación *Delivery Forward* de cubrimiento se negoció sin costo para el Mercado colombiano. De no haberse presentado este cubrimiento se habrían presentado pérdidas cambiarias por valor de \$1,512 millones.

### 7.1.2.4 Operaciones Time Deposit.

En la administración de los dineros resultantes de las exportaciones a Ecuador, US\$ 127.1 millones, se realizaron operaciones *Time Deposit* que alcanzaron los US\$ 787 millones, obteniendo US\$ 661,000 de rendimientos por esta administración. De este monto se entregó la suma de US\$ 553,000 a Cenace, en cumplimiento del Acuerdo Comercial suscrito al inicio de las TIE y la suma de US\$ 108,000 fueron destinados para aliviar las restricciones del Mercado Colombiano.

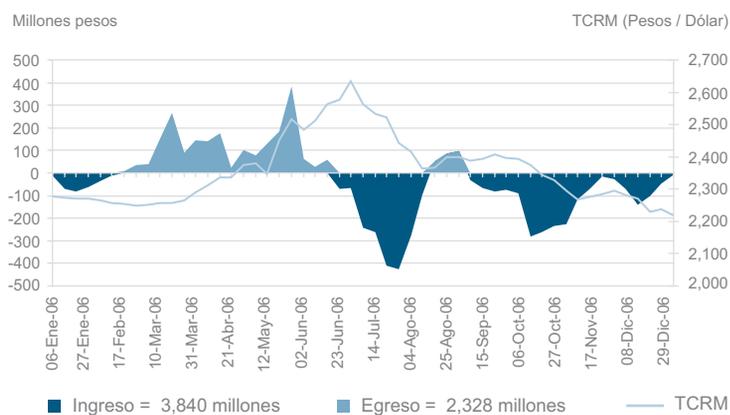
### 7.1.2.5 Otros Recaudos.

#### Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI -

Conforme a lo establecido en la Resolución CREG 005 de 2001, durante el año 2006 se facturó para el FAZNI un valor de \$65,724 millones, de los cuales el ASIC recaudó y giró al MME la suma de \$65,723 millones.

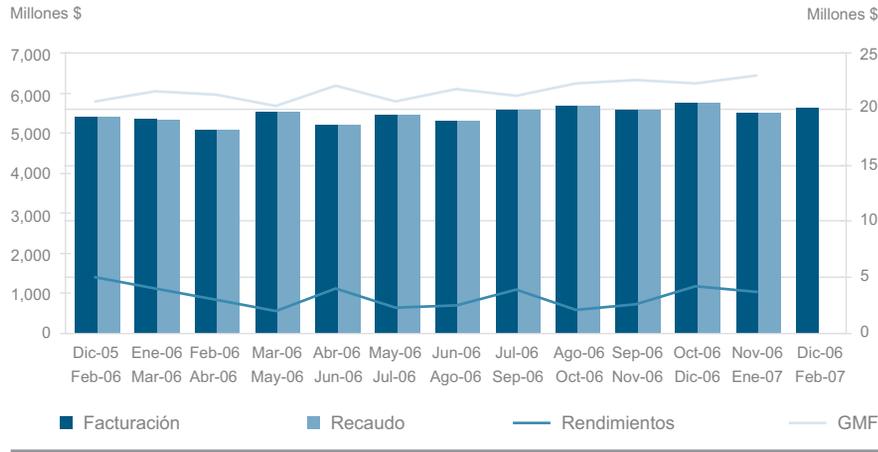
Durante el año se percibieron rendimientos por valor de \$35 millones a favor del FAZNI y se descontaron del valor a girar al MME por concepto del GMF un total de \$239 millones. En el

**GRÁFICA 68. INGRESOS Y EGRESOS DE LA CUENTA DE COMPENSACIÓN PARA ACTUALIZAR LAS DIVISAS DE LAS EXPORTACIONES**





**GRÁFICA 69. EVOLUCIÓN FACTURACIÓN, RECAUDO Y RENDIMIENTOS DEL FAZNI**



el eje X de la Gráfica 69 se observa el mes de facturación y vencimiento; en el eje izquierdo la evolución mensual de la facturación y el recaudado; y en el eje derecho la evolución mensual de los rendimientos obtenidos y el GMF cobrado durante el año 2006.

y que fue transferido a MME, descontando de este valor \$204 millones por concepto del GMF.

**Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER -**

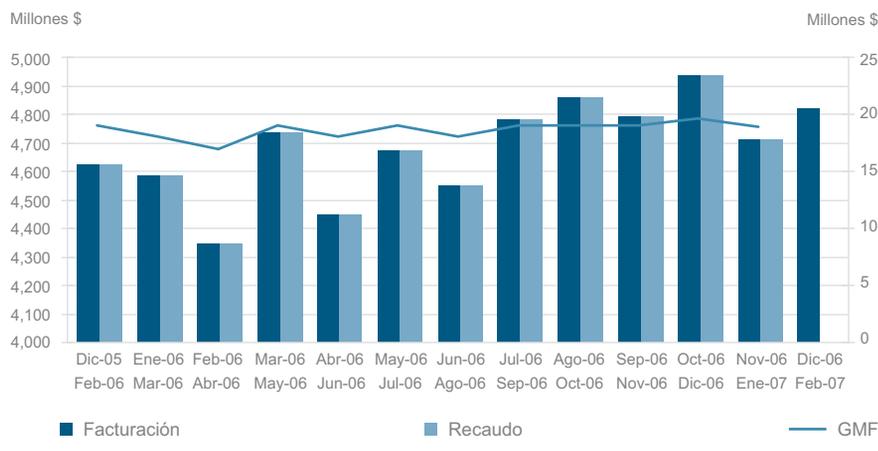
La Gráfica 70 presenta la evolución de la facturación y el recaudo del FAER durante los últimos 12 meses.

En cuanto a la facturación y el recaudo de la contribución del FAER efectuados por el ASIC, para el año 2006 se facturó la suma de \$56,243 millones, valor que se recaudó en un 100%

**Fondo de Energía Social - FOES -**

Por otro lado la facturación y el recaudo del FOES, efectuado por el ASIC, durante 2006 alcanzó la suma de \$103,190 millones. Igualmente, en ese período se generaron rendimientos a favor

**GRÁFICA 70. EVOLUCIÓN FACTURACIÓN, RECAUDO Y GMF DEL FAER**





del Fondo por valor de \$165 millones. Durante el año 2006 las transferencias al MME se hicieron mediante operaciones REPO generándose así una disminución en el valor descontado por GMF. A partir de la facturación del mes de noviembre de 2006 con vencimiento en enero 2007, se descontó un total de \$37 millones de pesos por este concepto. Ver Gráfica 71.

## 7.2 GARANTÍAS FINANCIERAS

Este proceso ha permitido de manera confiable asegurar en gran medida, el cumplimiento de las transacciones efectuadas por los agentes que participan en el Mercado Eléctrico Colombiano, incluyendo las exportaciones efectuadas hacia el Ecuador y el pago de las importaciones recibidas de este país.

### 7.2.1 Garantías Nacionales.

Durante el año 2006 se administraron garantías por valor de \$2,856,000 millones, de los cuales \$652,000 millones fueron en efectivo.

En relación con la exigibilidad de las garantías y mecanismos de cubrimiento establecidos en la Resolución CREG 019 de 2006, se detalla en la Tabla 41 los diferentes tipos de garantías presentados por los agentes al cierre del mes de diciembre de 2006 y el monto cubierto por éstas.

**TABLA 41. DETALLE PORCENTUAL DE TIPO Y MONTOS DE GARANTÍAS**

Tipo Garantía	Número	%	Valor Millones \$	%
Cesión derechos crédito	2	2%	1,200	0%
Pagos anticipados	64	62%	91,873	37%
Cruce STR	2	2%	5,000	2%
Garantía bancaria	35	34%	148,238	60%
<b>TOTAL</b>	<b>103</b>	<b>100%</b>	<b>246,311</b>	<b>100%</b>

### 7.2.2 Garantías TIE

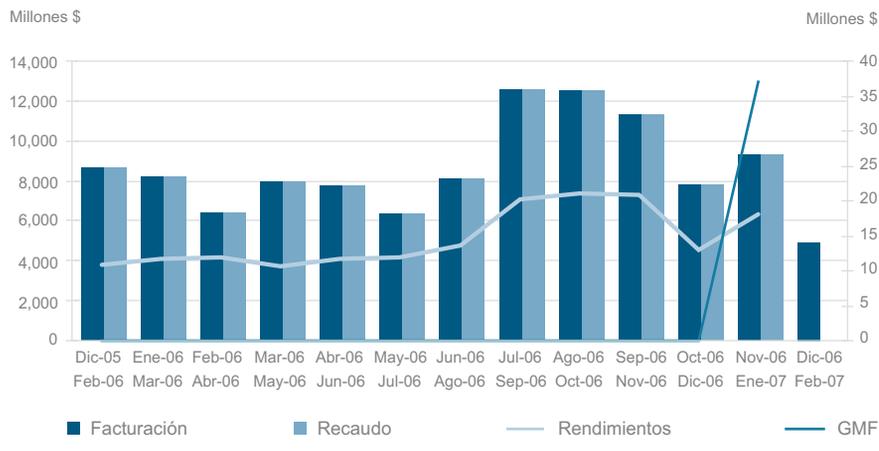
El esquema diseñado para garantizar las exportaciones e importaciones de energía a Ecuador, estipula el pago anticipado de las transacciones que se estima se efectuarán en el Mercado.

En cumplimiento de lo anterior, durante el año 2006 se administraron pagos anticipados de Cenace para cubrir las exportaciones de energía que ascendieron a los US\$ 127.5 millones y pagos anticipados de los agentes colombianos por valor de US\$ 137,000 para cubrir las importaciones de energía.

### 7.2.3 Nuevas Regulaciones CREG en Materia de Garantías

El año 2006 fue especialmente activo en ajustes a la normatividad que rige en materia de las garantías. XM tuvo una participación

**GRÁFICA 71. EVOLUCIÓN FACTURACIÓN, RECAUDO Y RENDIMIENTOS DEL FOES**





destacada en los comentarios a las propuestas regulatorias, en la elaboración de los reglamentos de detalle y en la implementación tecnológica y puesta en funcionamiento del nuevo esquema.

De un lado, a partir del 1 de julio de 2006 se inició la aplicación a la Resolución CREG 019 del 4 de abril de 2006, en la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista y se definen los Mecanismos de Cubrimiento.

De otro lado, durante el último trimestre se inició la aplicación a las Resoluciones CREG, por las cuales se expiden las normas sobre garantías asociadas a la Energía Firme para el Cargo por Confianza.

### 7.3 LIMITACIÓN DE SUMINISTRO

Al igual que las garantías, la limitación de suministro ha sido una herramienta eficiente que ha permitido mantener los altos niveles de recaudo que tiene el Mercado.

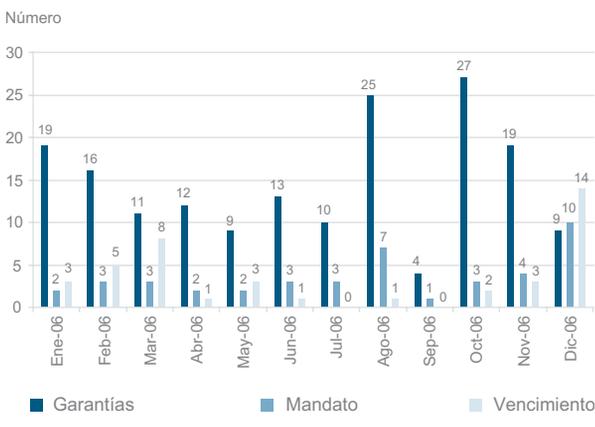
Los procedimientos de limitación de suministro se encuentran estipulados en la Resolución CREG 116/98 y la Resolución CREG 001/2003. Mediante estos mecanismos el ASIC puede limitar el

suministro de energía eléctrica a los usuarios finales atendidos por comercializadores morosos y puede limitar la venta de energía en bolsa que no este destinada a atender usuarios finales de dichos comercializadores.

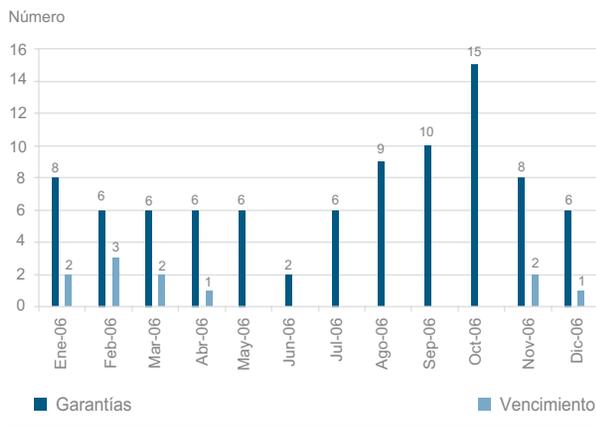
En cumplimiento de la regulación vigente el ASIC aplicó durante el año 2006, el procedimiento de limitación de suministro iniciando este procedimiento por mandato en 43 ocasiones y de oficio en 215 oportunidades. De este último, el ASIC inició el procedimiento de limitación de suministro en 174 ocasiones por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la Regulación y 41 veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales. En la Gráfica 72 se presenta la evolución mensual de los procedimientos adelantados durante el año 2006, por cada concepto.

Igualmente, en cumplimiento de la Resolución CREG 001 de 2003, el ASIC inicio este procedimiento en 99 ocasiones de las cuales 88 fueron ocasionadas por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la Regulación y 11 veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales. En la Gráfica 73 se presenta la evolución mensual de los procedimientos adelantados durante el año 2006, por cada concepto.

**GRÁFICA 72. NÚMERO DE PROCEDIMIENTOS DE LIMITACIÓN DE SUMINISTRO POR TIPO. RESOLUCIÓN CREG 116/98**



**GRÁFICA 73. NÚMERO DE PROCEDIMIENTOS DE LIMITACIÓN DE SUMINISTRO POR TIPO. RESOLUCIÓN CREG 001/2003**





## 7.4 INFORME DE DEUDA

La adecuada gestión de los recaudos mensuales, las garantías financieras para transacciones nacionales e internacionales y la aplicación de la limitación de suministro, contribuyó para que durante el año 2006 no se generara ninguna cartera por concepto de las TIE y sólo se generara cartera a cargo de un agente del Mercado que al corte de 31 de diciembre ascendía a la suma de \$245 millones.

Adicionalmente, es importante destacar que durante el año 2006 se finalizó el Acuerdo de Pago suscrito entre las Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. y sus acreedores. Este acuerdo que estuvo vigente desde el 17 de enero de 2002, se culminó con éxito mediante el pago de la última cuota del mismo el 1 de diciembre de 2006.

A pesar del buen comportamiento del 2006 en materia de cartera, en el mercado existen obligaciones vencidas de períodos anteriores, cuya evolución se presenta en la Gráfica 74. En esta Gráfica se incluye la deuda total de las empresas en operación comercial y las empresas que no transan en el mercado o que se encuentran en proceso de liquidación.

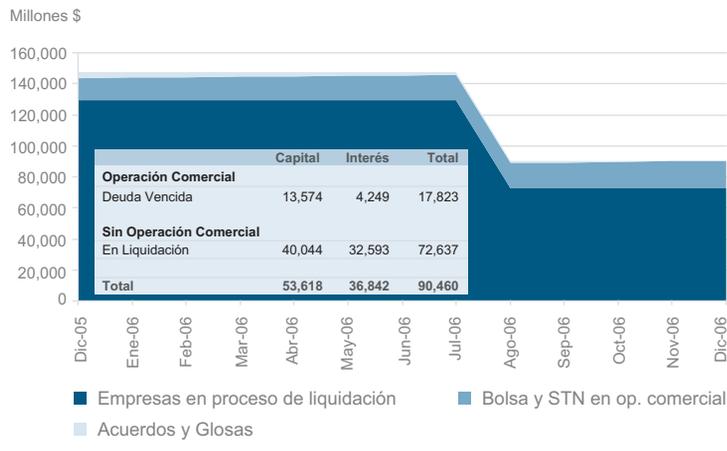
Al cierre de diciembre de 2006, la deuda a cargo de las empresas en operación comercial era de \$17,823 millones y de las empresas en proceso de liquidación ascendía a \$72,637 millones. En resumen, la deuda total alcanzó los \$90,460 millones; de éste valor el 87% (\$78,587 millones) corresponde a deuda con la Bolsa de Energía, el 13% (\$11,825 millones) a Cargos por Uso del STN y el 0.05% (\$46 millones) a Cargos por Uso del STR.

### 7.4.1 Deuda vencida de las empresas en operación comercial

Al cierre del mes de diciembre de 2006, la deuda a cargo de las Empresas que se encuentran en operación comercial ascendía al valor de \$17,823 millones, que corresponden a las obligaciones de Energía y Finanzas S.A. E.S.P., Gas y Electricidad S.A. E.S.P. y Energen S.A. E.S.P. empresas que en la actualidad se encuentran en proceso de Limitación del Suministro y no representan demanda en el Sector Eléctrico Colombiano.

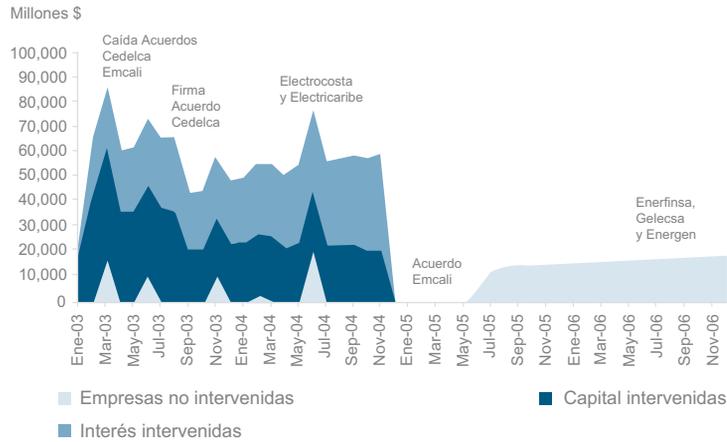
El 98% de la deuda (\$17,337 millones) corresponde a Transacciones en la Bolsa de Energía, un 1% de la deuda total (\$39 millones) a los cargos por uso del STN y el otro 1% (\$37 millones) a los cargos por uso del STR.

GRÁFICA 74. DEUDA TOTAL

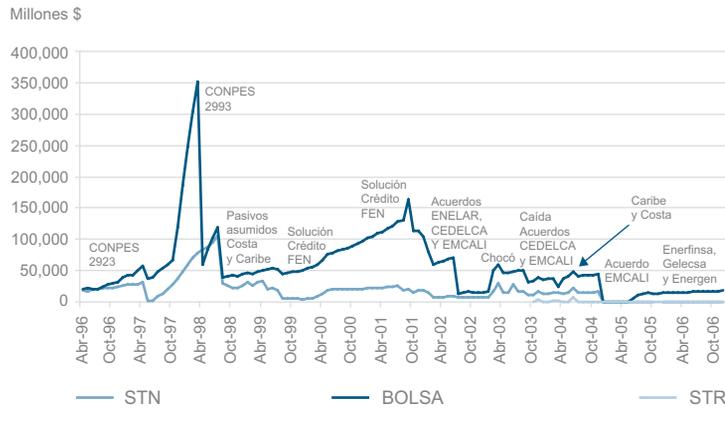




**GRÁFICA 75. EVOLUCIÓN DEUDA POR TIPO DE EMPRESA**



**GRÁFICA 76. EVOLUCIÓN DE LA DEUDA POR NEGOCIO DE LAS EMPRESAS EN OPERACIÓN COMERCIAL**



En las Gráfica 75 y Gráfica 76 se presenta la evolución de la deuda, en la cual se reflejan los principales eventos que han afectado la misma.

#### 7.4.2. Deuda vencida de las empresas que no se encuentran en operación comercial

La deuda de las empresas en proceso de liquidación al 31 de diciembre de 2006 (\$72,637 millones), presenta una disminución del 43% con respecto al 2005 (\$129,409 millones). La disminución de la deuda (\$56,772 millones) obedece a la extinción

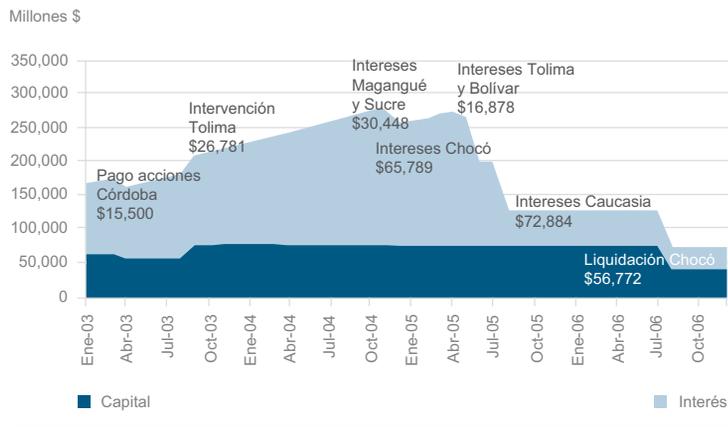
como persona jurídica de la Electricadora del Chocó S.A. E.S.P., en liquidación.

El 56% del valor de la deuda actual (\$72,637 millones), está a cargo de las Empresas Públicas de Cauca S.A. E.S.P., el 38% a cargo de la Electricadora del Tolima S.A. E.S.P., y el 7% a cargo de las antiguas Electricadoras de la Costa Atlántica.

La Gráfica 77 muestra la evolución de la deuda de las empresas que no transan en el MEM.



**GRÁFICA 77. EMPRESAS QUE NO TRANSAN EN EL MEM**

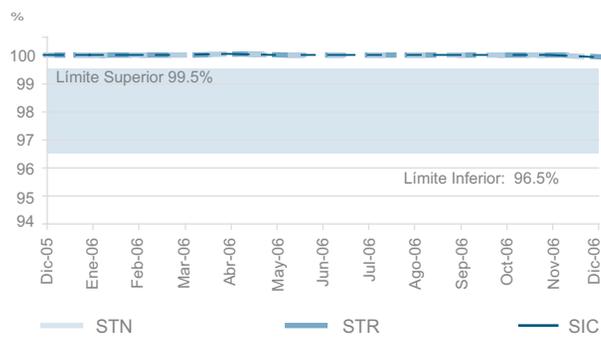


## 7.5 INDICADORES DE GESTIÓN

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, se definieron una serie de indicadores como metas para la medición de la gestión financiera del MEM para el año 2006 y que evidencian la gestión financiera detallada anteriormente.

El primero ellos se refiere al Nivel de Recaudo total del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (LAC STN) y del Sistema de Transmisión Regional (LAC 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 considera, para el cálculo de este indicador, el recaudo que corresponda al período evaluado, efectuado dentro de los 15 días siguientes a dicho período. Las metas definidas en XM para este indicador están entre el 96.5% como límite inferior y el 99.5% para el límite superior. En la Gráfica 78 se observa que el recaudo durante el año 2006 estuvo por encima del límite superior establecido, cumpliendo así con una excelente gestión.

**GRÁFICA 78. NIVEL DE RECAUDO TOTAL SIC, STN Y STR**

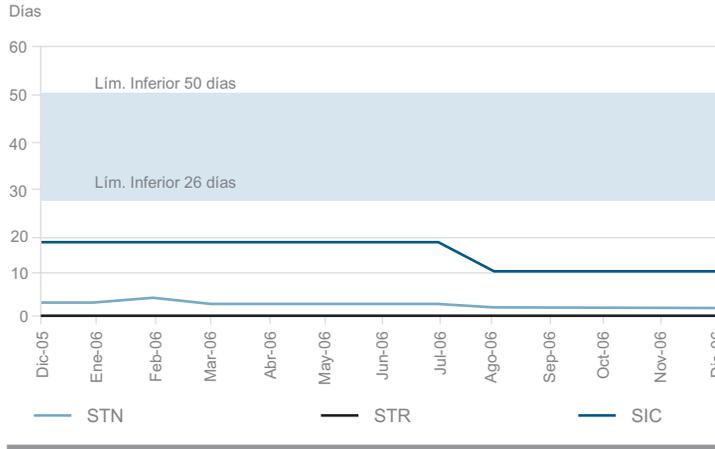


Otro de los indicadores definidos se refiere a la rotación de cartera del MEM. Para este indicador, XM determinó como meta un rango entre 50 y 26 días. En Gráfica 79 se muestra que en el período reportado, la rotación de cartera ha cumplido los indicadores, permaneciendo en un excelente nivel.

En la Gráfica 80 se presentan los tiempos que utiliza el ASIC y el LAC para llevar a cabo la distribución de los dineros recaudados, los cuales se encuentran dentro de los parámetros establecidos en la Regulación vigente, la cual define un plazo máximo de tres días hábiles posteriores al pago para efectuar esta distribución. La



**GRÁFICA 79. ROTACIÓN DE CARTERA STN, STR Y SIC**



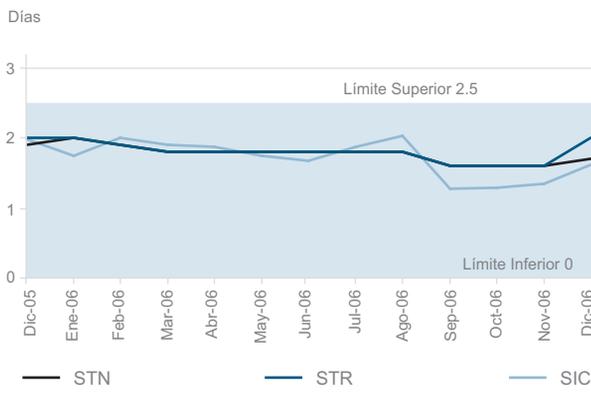
meta de cumplimiento de este indicador es de 2.5 días hábiles, la cual fue cumplida durante el año 2006.

El último de los indicadores se refiere a la Cobertura de Garantías Financieras Mensuales, el cual se calcula con el fin hacer seguimiento a la estimación que realiza el ASIC de los valores facturados por concepto de Transacciones en la Bolsa de Energía y Cargos por Uso de las Redes del Sistema Interconectado Nacional. Los rangos definidos para este indicador, por parte del ASIC y del LAC, están entre el 80% y el 120% para Transacciones en Bolsa

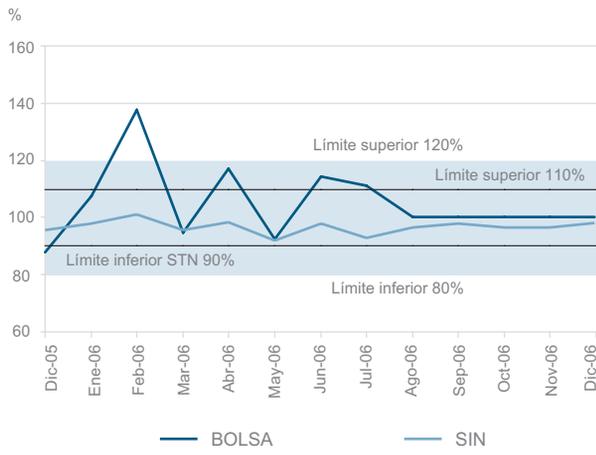
de Energía y entre el 90% y el 110% para los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Nacional y Regionales.

En la Gráfica 81 se presenta la evolución mensual de este indicador, en la cual se observa el efecto favorable de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 019/2005

**GRÁFICA 80. DÍAS DE TRANSFERENCIA SIC Y LAC**



**GRÁFICA 81. COBERTURA GARANTÍAS FINANCIERAS**





ANEXO I  
ACONTECIMIENTOS DEL SIN 2006

# 2006



Empresa del  
**GRUPO ISA**



## ANEXO I ACONTECIMIENTOS DEL SIN 2006

### CRONOLOGÍA

A continuación se relacionan en forma cronológica, los eventos de mayor impacto en la operación del SIN durante el año 2006, así como también las entradas y retiros de activos al Sistema.

#### 01 DE ENERO

Se retira del Mercado de energía la planta menor San Antonio. Se modifica la capacidad efectiva neta de Menores Bogotá quedando en 101.6 MW

#### 29 DE ENERO

A las 02:21 horas dispararon los circuitos 1 y 2 Jamondino - Pomasqui a 230 kV. Según información suministrada por Cenece, el evento ocurrió en la subestación ecuatoriana de Milagros 230/138/69 kV al actuar los relés diferencial de barras y falla interruptor como respaldo al no operar la protección principal de la línea a Pascuales 230 kV que presentó falla. También se presentó el disparo de las subestaciones Machala, Babahoyo, San Idelfonso a 138 kV, dejándose de atender en total 130 MW en Ecuador. ISA informó que actuó el relé de sobrepotencia de recibo en dirección Colombia, el cual está ajustado para actuar con una transferencia de 100 MW.

#### 31 DE ENERO

A las 00:02 horas dispararon los circuitos a 230 kV Yumbo-San Bernardino y Juanchito-Páez en ambos extremos y en Juanchito disparó el circuito a Pance, este último se normalizó a las 00:08 horas. El circuito San Bernardino-Yumbo se normalizó a las 00:26 horas y el circuito Juanchito-Páez quedó indisponible. De acuerdo con infor-



mación de ISA, la causa de estos disparos fue un atentado sobre la torre 200 que se encuentra localizada a 20 km de Yumbo.

A las 21:34 horas se presentó recierre de los circuitos La Miel - San Felipe 1 y 2 a 230 kV con 106 MW cada uno. El circuito 1 recerró trifásico en ambos extremos, el circuito 2 recerró trifásico en San Felipe y monofásico fase A en La Miel. En el mismo momento dispararon también las bahías de generación 1, 2 y 3 de La Miel con 102 MW cada una. La falla se localizó en los circuitos Miel – San Felipe 1 y 2 a 5 km y a 2 km respectivamente desde La Miel.

## 26 DE FEBRERO

A las 06:31 horas disparó en Termoflores 2 el circuito 1 a Nueva Barranquilla 220 kV con recierre exitoso en Nueva Barranquilla y el Autotransformador 2 de Termoflores 220/110 kV. También disparó en Termo Flores 2 el circuito a Oasis 110 kV. La subestación Termoflores 2 a 110 kV quedó con tensión cero y la unidad 2 de Termoflores se encontraba optimizada por programa de generación. No se ocasionó demanda no atendida.

## 01 DE MARZO

Se reincorpora al Mercado de energía la planta menor Dolores, la cual hace parte de Menores Antioquia quedando en 97.13 MW.

## 02 DE MARZO

A las 10:52 horas se presentó recierre trifásico de la línea Comuneros - Guatiguará, exitoso en Guatiguará y abrió en Comuneros, señalizando falla trifásica. A la misma hora abrió la Bahía de línea en Barranca hacia Comuneros. En Barranca no se presentó señalización, en Comuneros arrancaron las protecciones principales. Adicionalmente a la misma hora se presentó una falla en el circuito a 115 kV Barranca - San Silvestre por sobrecorriente a tierra, ocasionando una demanda no atendida de 2.62 MWh en los municipios de Barrancabermeja, San Alberto, Sabana, El Carmen y la carga industrial de Ecopetrol en el Departamento de Santander. La demanda fue restablecida completamente a las 10:58 horas.

A las 13:23 horas disparó la subestación Caño Limón 230/34.5 kV por intromisión de una iguana en la bahía de 34.5 kV del transformador 2 50 MVA 230/34.5/13.8 kV. La bahía quedó indisponible para revisión por daño en el aislamiento de los bujes del transformador. Se presentó una demanda no atendida de 51.33 MWh entre las 13:20 horas y las 15:15 horas en los municipios de Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Puerto Rondón y carga de la Oxy en el Departamento de Arauca.

## 06 DE MARZO

A las 15:24 horas, estando indisponible el circuito 1 Chinú – Sabanalarga a 500 kV, se presentó disparo del circuito 2 Chinú - Sabanalarga 500 kV con 126 MW por atentado.

Como consecuencia de este, se presentó aislamiento del área Caribe 2 afectando los departamentos de Atlántico, Bolívar, Cesar, Guajira, y Magdalena, activándose el EDAC hasta su segunda etapa.

## 12 DE MARZO

A las 13:32 horas, estando indisponible el circuito 1 San Carlos - Cerromatoso a 500 kV, se presentó falla monofásica de alta impedancia en la fase A del circuito 2 a 500 kV San Carlos - Cerromatoso originada por un incendio debajo de la línea de transmisión, lo cual produjo el aislamiento y pérdida adicional de generación en el área Caribe que ocasionó colapso de todo el sistema eléctrico de la Costa Atlántica.

En el sistema central se registró una sobrefrecuencia que alcanzó un valor máximo de 60.515 Hz.

El evento afectó los departamentos de Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena, Sucre y el Urabá Antioqueño. El proceso de restablecimiento se inició con el cierre de la interconexión con Venezuela, el arranque de la central de Urrá y Termoflores 2, y la energización del circuito San Carlos – Cerromatoso 2.



Sobre las 15:30 horas se tenía normalizado el 90% de la demanda y al concluir la tarde estaba plenamente restablecido el servicio.

A las 18:48 horas se presentó disparo de los circuitos San Bernardino - Yumbo, San Bernardino - Páez y Jamondino - Pomasqui 2 a 230 kV por atentado. Se produjo aislamiento del área sur del resto del SIN, quedando esta área conectada con el sistema Ecuatoriano a través del circuito Jamondino - Pomasqui 1 a 230 kV.

## 14 DE MARZO

A las 21:13 horas se presentó disparo de las líneas Paraíso - Circo 230 kV en Paraíso con 51 MW, San Mateo - Tunal 230 kV en San Mateo con 51 MW y Paraíso - San Mateo 230 kV con 102 MW. También dispararon los transformadores 1 y 2 en San Mateo con 19 y 24 MW respectivamente. Personal de EEB reportó fuerte tormenta en la zona. Por este evento se presentó una demanda no atendida de 32.96 MWh en los municipios de Bosa y Soacha, entre las 21:13 horas y las 21:59 horas.

## 26 DE MARZO

A las 15:12 horas dispararon los circuitos San Bernardino - Páez y San Bernardino - Yumbo a 230 kV por colapso de una estructura que se encontraba averiada por atentado.

## 01 DE ABRIL

A las 19:22 horas se disparó el circuito Chinú - Sabanalarga 2 500 kV con 138 MW por atentado. Se realizó traslado de carga, 15 MW, de Bolívar a Córdoba - Sucre por operación.

## 20 DE ABRIL

Declaración en explotación comercial a partir de las 19:00 horas del transformador de Betania 10 MVA 115/34.5 kV.

## 23 DE ABRIL

A las 12:48 horas se presentó disparo del circuito San Carlos - Cerromatoso 1 a 500 kV con 172 MW. El circuito quedó indisponible por atentado.

## 01 DE MAYO

A las 09:56 horas disparó la barra 1 a 110 kV de la subestación Chinú debido a la actuación por error humano de la protección diferencial de barras quedando abierto por 110 kV el transformador 1 500/110/34.5 kV. Simultáneamente, se presentaba ejecución de la Consignación Nacional de emergencia 39731 sobre la bahía de transformación a 110 kV del transformador 2 500/110 kV en Chinú, que consideraba los trabajos de corrección de puntos calientes en los seccionadores (7037, 7031 y 7035) del Autotransformador 2 del lado de 110 kV y el seccionador 7306 asociado a la barra 2 de 110 kV.

Se presentó una demanda no atendida de 100 MW y 15.72 MWh en Córdoba-Sucre y en el resto del sistema la frecuencia subió a 60.18 Hz.

## 07 DE MAYO

A las 17:30 horas se presentó disparo de los circuitos Jamondino - Pomasqui 1 y 2, por operación del relé de separación de áreas potencia recibo, el cual está ajustado para actuar con una transferencia de 100 MW. La transferencia por los dos circuitos antes del evento era del orden de 0 MW. Ecuador reportó la salida de un transformador de 138/69 kV en la subestación Pascuales.

## 08 DE MAYO

A las 4:40 horas se presentó aislamiento de la subestación Pance 230 y 115 KV por incendio en el transformador 4 230/115kV. La demanda no atendida fue de 22 MWh entre las 04:40 horas y las 05:50 horas.



## 19 DE MAYO

A las 13:48 horas se presentó disparo por atentado de los circuitos San Bernardino - Betania 1 y 2 a 230 kV con 107 MW cada uno. La falla se localizó a 105 km. desde San Bernardino. Central Hidroeléctrica de Betania S. A informó que en el mismo instante del evento se produjo disparo de la unidad de generación 3 de Betania con 160 MW, por operación de la protección falla a tierra estator.

## 21 DE MAYO

A las 07:19 horas se presentó disparo de los circuitos San Bernardino - Páez y San Bernardino - Yumbo a 220 kV por atentado a estos circuitos, igualmente dispararon en ambos extremos los circuitos a 220 kV Jamondino – San Bernardino 1 y 2 y Jamondino - Pomasqui 1 y 2.

Los circuitos a 220 kV San Bernardino – Betania 1 y 2 se encontraban indisponibles.

Ante el aislamiento del Sur del país, se presentó apagón en la subárea Cauca-Nariño. En el resto del SIN se registró una sobre-frecuencia que alcanzó un valor máximo de 60.55 Hz.

Se presentó demanda no atendida en el departamento del Cauca de 66.4 MWh la cual se normalizó a las 08:02 horas, y en los departamentos de Nariño y Putumayo normalizada a las 08:30 horas.

## 23 DE MAYO

A las 13:46 horas se presentó disparo de las bahías de línea Comuneros a Barranca y Barranca a Bucaramanga quedando aislada la subestación Barranca a 220 kV. En Comuneros señaló falla de alta impedancia bifásica. Nordeste informó que se soltó puente que une al CT con el seccionador de barra de la fase B en la subestación Barranca 115 kV del circuito Barranca - San Silvestre

115 kV. El circuito tenía una carga de 51.4 MW en el momento del evento.

La carga desatendida se transfirió a las subestaciones de Los Palos y Bucaramanga por el circuito Palenque - Lizama - San Silvestre 115 kV.

## 29 DE MAYO

A las 20:57 horas se presentó disparo por atentado de los circuitos San Bernardino - Páez y San Bernardino - Yumbo a 230 kV con 5.4 y 9.1 MW respectivamente.

## 30 DE MAYO

A las 21:24 horas se presentó disparo de los circuitos Salvajina - Pance y Salvajina - Juanchito 230 kV, por descargas atmosféricas. Durante el evento salieron de servicio las unidades 1 y 2 de Salvajina con 80 MW cada una.

## 02 DE JUNIO

A las 15:26 horas se presentó disparo en San Carlos por falla en el grupo transformador – generador 230/16.5/16.5 kV correspondiente a las unidades de generación 3 y 4, esta falla ocasiona el disparo de las unidades y del circuito asociado Casa de Maquinas 2 con 310 MW.

En el mismo instante sale de servicio el banco de autotransformadores 2 de 500/230/34.5 kV de la subestación, por operación de la protección diferencial (87T). El disparo se produjo con 160 MW.

Adicionalmente, por operación de la protección diferencial hilo piloto (87L) salió de servicio el circuito Casa de Máquinas 1 asociado a las unidades de Generación 1 y 2 con 310 MW. También dispararon las unidades 3, 4 y 7 con 451 MW en total.

En Jamondino se dispararon los circuitos Pomasqui 1 y 2, por operación del esquema de Separación de Áreas Colombia -



Ecuador. Antes del evento la transferencia de Colombia hacia Ecuador por los circuitos Jamondino - Pomasqui 1 y 2 era de 75 MW en cada uno.

La frecuencia descendió a 59.17 Hz con actuación del EDAC, presentándose una demanda no atendida de 430 MWh.

Las unidades 3 y 4 de San Carlos quedaron indisponibles por el resto del año 2006

## 06 DE JUNIO

Se retira del Mercado de energía la central Cartagena 2 con 53 MW.

## 08 DE JUNIO

Declaración en explotación comercial de la Subestación Caldeiras 115 kV.

## 11 DE JUNIO

A las 01:01 horas se presentó disparo de los circuitos Los Palos - Ocaña y Ocaña - San Mateo a 230 kV con 11.1 MW y 9.3 MW, respectivamente. Quedó también sin tensión el autotransformador 230/115 kV de Ocaña. Se confirmó torre derribada por atentado. Se presentó demanda no atendida en Nordeste hasta el día 15 de junio a las 14:20 horas.

## 17 DE JUNIO

A las 13:32 horas se presentó disparo de la barra 1 230 kV en la subestación Jaguas, abriendo los circuitos a Guatapé 1 y 2, a Malena, la unidad 1 de Jaguas con 86 MW y el transformador de servicio auxiliares. En el momento del evento se realizaban trabajos con consignación 38693 sobre la bahía de línea 2 Jaguas a Casa Máquinas 230 kV para mantenimiento mayor a equipos de patio y protecciones. Durante los trabajos se activó erróneamente el relé 50 BF de la bahía de línea 2 Jaguas a Casa Máquinas 230 kV.

## 18 DE JUNIO

Declaración en explotación comercial a partir de las 05:00 horas de la compensación Tunal 115 kV 2\*75 MVAR (UPME 01-2004).

## 21 DE JUNIO

A las 19:25 horas se presentó disparo por atentado a los circuitos San Bernardino - Páez y San Bernardino - Yumbo a 230 kV con una carga de 2 y 24 MW respectivamente.

## 23 DE JUNIO

A las 17:00 horas se presentó disparo de los transformadores 1, 2 y 3 con 88 MW y de los circuitos OXY 1, 2 y 3 en Caño Limón por operación del relé SEL321-1 en su función de sobrecorriente. Adicionalmente dispararon por baja tensión los bancos de compensación paralela 1, 2, 3 y 4. Los circuitos Arauquita y Arauca quedaron sin tensión por condición operativa. En el momento del evento OXY magnetizaba un transformador y se les dispararon 2 unidades de generación cada una de 8 MW. La demanda no atendida fue de 42.6 MWh entre las 17:00 y las 17:30 horas.

## 30 DE JUNIO

Declaración en explotación comercial de la central menor Caldeiras con 19.9 MW.

## 07 DE JULIO

A las 19:39 horas se presentó disparo de los transformadores 1, 2 y 3 de Caño Limón con 97.1 MW por operación del relé SEL 321 en su función de sobrecorriente de fases, quedando sin tensión la subestación Caño Limón por el lado de 230 kV y 34.5 kV. También hubo disparo por baja tensión de los bancos de compensación paralela 1, 2, 3 y 4 de Caño Limón. El disparo se debió a que se estaban transfiriendo 83.2 MW hacia la OXY y se presentó allí disparo de una unidad de generación con 8 MW, causando la



actuación del relé de sobrecorriente en los transformadores 1, 2 y 3. La demanda no atendida fue de 50.5 MWh entre las 19:39 y las 20:11 horas.

## 10 DE JULIO

A las 14:02 horas se presentó disparo de las líneas Los Palos - Toledo - Samoré - Banadía - Caño Limón 230 kV, quedando por fuera las subestaciones de Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón. El evento fue causado por el acercamiento entre el circuito de 230 kV y un circuito de distribución local. La demanda no atendida fue de 420 MWh entre las 14:02 y las 19:05 horas.

## 14 DE JULIO

A las 15:38 horas se presentó disparo de los circuitos La Reforma - Tunal y La Reforma - Guavio a 220 kV originado por una falla de alta impedancia en la fase A del circuito La Reforma-Guavio a 220 kV a 45 km de La Reforma, quedando sin tensión la subestación La Reforma 220 kV.

Las protecciones asociadas a las bahías de línea de Guavio hacia Reforma como de Reforma hacia Guavio actuaron a los 756 ms y 795 ms respectivamente, dando oportunidad a las protecciones de respaldo de otras líneas que despejen la falla como efectivamente ocurrió con las protecciones asociadas a la bahía de línea Tunal hacia La Reforma.

Se registró una sobrefrecuencia en el SIN que alcanzó un valor máximo de 60.16 Hz.

Ante el aislamiento de Reforma 220 kV se presentó demanda no atendida en el departamento del Meta entre las 15:38 y las 17:00 horas. En total se dejaron de atender 117.25 MWh con una potencia máxima de 105 MW.

## 24 DE JULIO

A las 18:10 horas se presentó disparo de los circuitos San Bernardino - Páez y San Bernardino - Yumbo 230 kV, por falla bifásica fases A, C en el primer circuito y A, B en el segundo. Reportaron la presencia de quemaduras de caña entre torres del circuito San Bernardino - Yumbo 230 kV.

## 26 DE JULIO

A las 21:10 horas se presentó por atentado disparo de los circuitos San Bernardino - Betania 1 y 2 con 182 MW cada uno, la falla se localizó aproximadamente a 17 km de San Bernardino. Adicionalmente se presentó salida de la unidad 1 de Betania con 174 MW por esquema rechazo automático de generación.

## 01 DE AGOSTO

A las 02:00 horas se presentó disparo por falla de las líneas Páez - Juanchito con 62.8 MW y San Bernardino - Yumbo con 105 MW, en Betania del circuito a San Bernardino 2 con 148 MW, en Jamondino por sobretensión de los circuitos a Pomasqui 1 y 2 con 125 MW cada uno y en Panamericana por baja tensión de la bahía de acople BCP1234 de 34.5 kV.

Quedaron sin tensión las subestaciones Jamondino, Páez, San Bernardino y Panamericana. En Jamondino se encontraba conectado el reactor 3, en San Bernardino los Bancos 1 y 3 de la compensación paralela, en Panamericana el Banco 2. A la misma hora del evento se dispararon y quedaron indisponibles los circuitos Juanchito - Pance, Juanchito - Salvajina de EPSA, quien reportó torre derribada. La falla se localizó a 18.85 km.

Adicionalmente, disparó la unidad 1 de Alto Anchicayá con 89 MW. La frecuencia subió a 60.77 Hz. Los circuitos San Bernardino - Yumbo y Juanchito - Páez también quedaron indisponibles por atentado. La demanda no atendida fue de 95.6 MWh entre las 02:00 y las 03:23 horas.



Por liquidación de la Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P. –EADE–, sus activos pasan a ser administrados por Etaservicios S.A. E.S.P.

Se aprueba el inicio del período de cuatro años para la realización de pruebas de estatismo y banda muerta, según Acuerdos CNO 362 y 363.

## 07 DE AGOSTO

A las 03:43 horas las unidades de San Carlos 1 y 2 quedaron sin servicio ante el disparo del circuito a Casa de Máquinas 1. Las unidades 5 y 6 de San Carlos rechazaron carga a pesar de estar prestando el servicio de AGC al pasarse a red aislada. Se perdieron en total 367.2 MW. Las unidades 5 y 6 no respondieron al estar en red aislada mientras la frecuencia se recuperaba por lo que ésta bajó de nuevo a 59.84 Hz a las 03:46 horas. Se presentaba tormenta en la zona. En este evento se activó el EDAC desatendiendo 124.8 MW de demanda en todo el país, en Ecuador se presentó desconexión de 17.2 MW por actuación del EDAC. Subieron generación Playas, Betania, Guadalupe – Troneras y Tebsa.

Adicionalmente, se presentó recierre trifásico en ambos extremos del circuito Purnio - San Carlos 1, con 88.5 MW, por falla en las Fases B y C. Recierre trifásico en Purnio y recierre monofásico, Fase B, en San Carlos, del circuito Purnio - San Carlos 2, con 88.9 MW, por falla en la Fase B. De acuerdo con información de ISA, se presentaban fuertes lluvias en la zona de la subestación San Carlos. El interruptor 2M090 de San Carlos no realizó recierre y fue normalizado a las 03:54 horas.

## 08 DE AGOSTO

A las 1:58 horas se presentó disparo de los circuitos Envigado - Guatapé 230 kV en Envigado con 50 MW, Guatapé - Oriente 230 kV con 57 MW, Playas - Oriente 230 kV en Playas con 20 MW, Envigado - Oriente 230 kV en Oriente con 37 MW. También se disparó el transformador 1 de Oriente 230/115/46.6 kV por 230

kV con 44 MW. A la misma hora se presentó recierre monofásico fase B de los circuitos Guatapé - Ancón Sur 1 y 2 230 kV en Guatapé con 0 MW (los circuitos se encontraban en vacío) y recierre monofásico fase B del circuito Guatapé - Playas 230 kV en Guatapé con 43 MW. Además, se disparó en Guatapé el circuito Guatapé - Calderas 115 kV. La frecuencia subió a 60.16 Hz. La subestación Oriente quedó sin tensión. A las 02:06 horas se terminaron de reestablecer los circuitos menos Guatapé - Oriente 230 kV al quedar indisponible la bahía de línea en Oriente por falla en la bobina de cierre. A las 02:31 horas se reconecta el transformador en Oriente. EPM informó que se presentaban fuertes tormentas en la zona.

## 09 DE AGOSTO

A las 00:49 horas se presentó el disparo del Autotransformador 3 de Cerromatoso 500/230 kV con 203 MW por actuación indeseada del sensor de temperatura del devanado de la fase B, ocasionando disparo de las cuatro unidades de Urrá con 256 MW y posteriormente el disparo de los circuitos a 230 kV Cerromatoso - Urrá 1 y 2 y Urrá - Urabá 230 kV y de los transformadores de Urrá 230/110 kV y Urabá 220/110/44 kV con 31.9 MW y 22.2 MW respectivamente.

La demanda total afectada en el departamento de Córdoba fue de 4.8 MWh en los municipios de Río Sinú y Tierra Alta y en el departamento de Antioquia 5.2 MWh en los municipios de Apartadó, Chigorodó, Carepa, Turbo, Arboletes, San Juan de Urabá, San Pedro de Urabá y Necoclí.

Ante la pérdida de la generación de Urrá, la frecuencia en el sistema central bajó a 59.66 Hz.

## 10 DE AGOSTO

A las 10:54 horas se presentó disparo de los circuitos 1 y 2 San Bernardino - Jamondino 230 kV por falla trifásica a tierra a 33 km de la subestación San Bernardino. Se encontraron derribadas las torres 63 y 64 asociadas a estos circuitos en el municipio de Rosas



(Cauca). También dispararon los circuitos Popayán - El Zaque y Zaque - Catambuco 115 kV y los circuitos 1 y 2 Jamondino - Pomasqui 230 kV con 98 MW cada uno, por operación del relé de separación de áreas potencia recibo.

Como consecuencia del aislamiento del Sur del país, la frecuencia subió a 60.34 Hz.

La demanda no atendida fue de 807.60 MWh en los departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo. El sistema ecuatoriano deslustró 231.61 MW por baja frecuencia, activando las dos primeras etapas del esquema EDAC al llegar la frecuencia hasta 59.13 Hz.

## 13 DE AGOSTO

Declaración en explotación comercial a partir de las 18:00 horas del Transformador de San Mateo (Cúcuta) 47 MVA 115/13.8 kV.

## 23 DE AGOSTO

A las 22:12 horas se presentó disparo de la bahía de línea en la subestación Occidente a Envigado 220 kV y disparo de la bahía de 115 kV de los transformadores 1 y 2 en la subestación Envigado. El evento fue generado por la rotura de la línea en el circuito Envigado - Itagüí a 115 KV entre las torres 10 y 11.

A las 13:28 horas se presentó disparo de los transformadores 1 y 2 de Noroeste 230/115 kV con 186.7 MW en total, de las unidades de Guaca y Paraíso 3 con 423 MW en total. Se estaba trabajando en el módulo de acople 2 de 115 KV de la subestación Noroeste bajo consignación nacional 40398 y consignación local 928051. Por un error humano se presentó un acercamiento a la barra de 115 kV causando la avería del PT de la fase B del Segmento B1.1 de la Barra. El evento ocasionó demanda no atendida de 244 MW en la ciudad de Bogotá y la frecuencia sube a 60.16 Hz a las 13:29 horas. Adicionalmente se presentó recierre positivo en la línea La Mesa - Noroeste 230 kV fase B y disparo del condensador de Noroeste 75 MVAR por baja tensión.

## 26 DE AGOSTO

A las 10:54 horas se presentó disparo de la planta Trinitaria (Ecuador) con 130 MW por falla en lazo de control de combustible, ocasionando disparo de los circuitos 1 y 2 Jamondino - Pomasqui a 230 kV.

Con la apertura de la interconexión Colombia-Ecuador se presentó una frecuencia mínima en Ecuador de 58.76 Hz ocasionando la desconexión de cuatro etapas del esquema EDAC de Ecuador, mientras que para el sistema colombiano se reportó una sobrefrecuencia que alcanzó los 60.42 Hz.

## 01 DE SEPTIEMBRE

Puesta en servicio el cogenerador Coltejer de 1.6 MW, conectado a la subestación Envigado.

## 05 DE SEPTIEMBRE

A las 19:42 horas se presentó disparo de los circuitos San Bernardino - Yumbo y Páez - Juanchito a 230 kV con 88 MW y 116 MW, respectivamente. El circuito Páez - Juanchito quedó en servicio a las 19:57 horas. Se confirmó torre derribada por atentado. A las 19:59 horas, se realizó intento fallido de normalización desde subestación Yumbo a San Bernardino. La falla se localizó a 20 km desde Yumbo.

## 07 DE SEPTIEMBRE

A las 19:52 horas se presentó disparo de los circuitos San Bernardino - Yumbo y San Bernardino - Páez a 230 kV con 143 MW y 64 MW respectivamente, quedando sin tensión la subestación Páez. La falla se localizó a 101 km desde Yumbo. Según información de ISA se encontró torre derribada por atentado.

## 09 DE SEPTIEMBRE

A las 13:06 horas se presentó disparo de los circuitos a 230 kV Belén - San Mateo en Belén, Tasajero - San Mateo y Ocaña - San



Mateo en ambos extremos. La subestación San Mateo 230/115 kV quedó aislada del STN. Se presentaba incendio forestal en las afueras de la subestación San Mateo.

Se presentó una demanda no atendida de 35.47 MWh con una potencia de 54 MW en los municipios de Tibú,, Zulia y zona urbana de la ciudad de Cúcuta en el departamento de Norte de Santander. La carga se restableció a las 13:50 horas por los circuitos Belén - San Mateo y Convención - Tibú 115 kV.

## 20 DE SEPTIEMBRE

A las 20:15 horas se presentó desconexión de 110 MW de carga en Guayaquil (Ecuador), ocasionando apertura de la interconexión Colombia-Ecuador y el disparo de los circuitos 1 y 2 Jamondino - Pomasqui a 230 kV por sobrepotencia inversa.

Ante el disparo de la interconexión Colombia-Ecuador, se presentó una frecuencia mínima en Ecuador de 59.7 Hz mientras que para el sistema colombiano la frecuencia se mantuvo dentro del rango normal de operación.

## 24 DE SEPTIEMBRE

Declaración en operación del circuito Paipa - Tunja 115 kV.

## 29 DE SEPTIEMBRE

Se aprueba el inicio del período de cuatro años para la realización de pruebas de estatismo y banda muerta de la Central Cartagena I. Acuerdo CNO 373.

## 03 DE OCTUBRE

A las 14:17 horas se presentó disparo del circuito Ancón Sur - San Carlos 2 con 61.4 MW y en el circuito Ancón Sur - San Carlos 1 recierre fase A en Ancón Sur y disparo en San Carlos con 51.5 MW. Se dispararon en Ancón Sur los circuitos EPM2 y Esmeralda 2 asociados a la Barra 3 y en San Carlos todos los interruptores asociados

a la Barra 1. Simultáneamente dispararon las unidades 1,2,7 y 8 de Guatapé con 43 MW c/u para un total de 172 MW. La frecuencia cayó a 59.76 Hz. Reportan descargas atmosféricas en la zona.

A las 15:27 horas cuando se pretendía cerrar el interruptor del Banco 1 en la Subestación Guatapé, por error humano se dió orden de cierre al seccionador número 1 del banco 1 (la orden se dio directamente por software desde el computador de control de la subestación debido a que no recibía el comando desde las consolas de operación; previamente se había habilitado el seccionador de barras 1 para cumplir con los requisitos de cierre del interruptor).

Con esta maniobra, se aterrizó la subestación Guatapé y operó la protección Diferencial de Barras C, desconectando todas las líneas y bancos asociados a ella (se presentó rechazo de 108 MW, unidades 3, 4 y 5)

Se presentó disparo de la subestación Guatapé 220 kV, del transformador Guatapé 90 MVA 220/110 kV. Se abrieron las líneas a 220 kV Guatapé - Jaguas 1 y 2, Guatapé - San Carlos, Guatapé - Playas, Guatapé - Barbosa, Guatapé - Miraflores, Guatapé - La Sierra, Guatapé - Oriente, Guatapé - Envigado y Transformador Guatapé 90 MVA 220/110 kV. Simultáneamente dispararon las unidades 3, 4 y 5 de Guatapé con 36 MW c/u para un total de 108 MW. En el momento del evento se encontraba vigente la consignación C0041863 sobre el segmento de barra Guatapé 1 sección 2 220 kV. La subestación Guatapé quedó sin tensión.

A las 22:36 horas se presentó recierre exitoso fase B en ambos extremos del circuito La Reforma - Guavio 230 kV con 96 MW, disparo en Circo y recierre exitoso fase B en Guavio circuitos Guavio - Circo 1 y 2 230 kV con 65.6 y 61 MW respectivamente, disparo en Tunal y recierre exitoso fase B en Guavio circuito Guavio - Tunal 230 kV con 54 MW. A las 22:39 horas se disparó en Guavio la bahía de línea y hacia La Reforma con 95.5 MW. Simultáneamente se disparó la unidad 1 de Guavio con 60 MW por operación del diferencial del generador. Reportaron fallado el interruptor Q0 de la unidad. Se presentaban descargas atmosféricas en la zona.



## 06 DE OCTUBRE

Subestación La Ínsula 115 kV. Declaración en operación de la subestación La Ínsula 115 kV y equipos asociados, circuitos Zulia - Ínsula, Belén(Cúcuta) - La Ínsula y San Mateo - La Ínsula 115 kV, transformador de 25 MVA 115/13.8 kV y transformador 18 MVA 115/34.5 kV.

## 10 DE OCTUBRE

A las 16:02 horas se presentó disparo de los circuitos San Bernardino - Yumbo con 183 MW y Juanchito Pérez con 175 MW, por la operación de protecciones principales. Simultáneamente se disparó el Banco de Condensadores de Jamondino por operación de la protección de sobre tensión. Adicionalmente se disparó la Bahía de Línea Betania a Ibagué ocasionando el aislamiento de las subestaciones Betania, San Bernardino y Jamondino, las cuales quedaron conectadas al sistema ecuatoriano. Luego de inspección se reportó quema bajo la línea. El circuito Pance - Santander a 115 KV abrió en Pance.

## 11 DE OCTUBRE

A las 21:27 horas se presentó disparo de las líneas 230 kV San Mateo - Tunal en San Mateo y Paraiso - San Mateo en Paraiso, quedando sin tensión la subestación San Mateo 230 kV. En ambas líneas señaló protección distancia Fases A y B y recierre positivo fases A y B en Tunal a San Mateo. En el momento del evento se presentaba fuerte tormenta en la zona.

Se presentó demanda no atendida de 124.9 MWh con una potencia de 49 MW afectando el municipio de Soacha y el sur de la zona urbana de la ciudad de Bogotá en el departamento de Cundinamarca.

## 14 DE OCTUBRE

A las 19:39 horas se presentó recierre trifásico exitoso en Guavio y disparo en Circo, circuito Guavio - Circo 1 230 kV con 143

MW, recierre trifásico exitoso en ambos extremos del circuito Guavio - Circo 2 230 kV con 132 MW, señalizando protección distancia fases B y C a tierra. Además, disparo en ambos extremos el circuito Guavio - La Reforma 230 kV con 165 MW, señalizando protección distancia fase C. Reportan tormenta en la zona de Guavio.

## 26 DE OCTUBRE

A las 9:58 horas por falla en tableros de control remoto de las unidades, se produjo el disparo de las unidades 1 y 2 de La Tasajera y la apertura en la subestación de los diámetros hacia Barbosa, Bello y Occidente. Simultáneamente se realizaba la consignación 42217 sobre la unidad 3. La frecuencia cayó a 59.83 Hz y la subestación La Tasajera quedó sin tensión hasta las 10:16 horas cuando se reconectó el circuito hacia Barbosa.

EPM informó que este disparo fue causado por falla en el telecontrol de casa maquinas, el cual fue bañado con agua proveniente del plástico que se había colocado como protección del tablero, para la ejecución de las obras civiles que se vienen ejecutando en la casa de máquinas.

A las 11:49 horas se presentó disparo del circuito Reforma - Guavio en Reforma con 200 MW. Hubo falla en las fases B y C a tierra aclarada oportunamente ante operación de las protecciones principales. La falla se localizó a 6 km. desde Reforma. A esta misma hora se presentó disparo del circuito Guavio - Tunal.

## 27 DE OCTUBRE

A las 11:49 horas reportan falla en el control remoto de las unidades de La Tasajera ocasionando el disparo de las unidades 1, 2, 3 y la apertura en la subestación de los diámetros hacia Barbosa, Bello y Occidente. La frecuencia cayó a 59.72 Hz y la subestación La Tasajera quedó sin tensión hasta las 11:58 horas cuando se reconectó el circuito hacia Barbosa.



EPM informó que este disparo fue causado al retirar de servicio una tarjeta de la fibra óptica. Esto se realizaba debido a que se pretendía verificar el estado en que habían quedado los equipos después del evento del 26 de octubre.

## 01 DE NOVIEMBRE

Declaración en explotación comercial de la Compensación El Sol 115 kV 75 MVAR.

## 02 DE NOVIEMBRE

A las 00:08 horas se presentó disparo de los circuitos a 230 kV San Bernardino - Páez y Yumbo - San Bernardino por atentado. Posteriormente, en la evolución del evento se presentó el disparo de los circuitos Betania - Ibagué y Jamondino - Pomasqui 1 230 kV.

La frecuencia del sistema central subió a 60.48 Hz mientras que para el área Sur se registró una frecuencia mínima de 58.77 Hz ocasionando la actuación del esquema EDAC hasta la cuarta etapa tanto en el sistema colombiano como en Ecuador. La desconexión total de carga reportada fue de 24.35 MW en Colombia y de 320 MW en Ecuador.

Adicionalmente, se presentó demanda no atendida de 15.59 MWh en Huila ante salida por sobretensión de los circuitos 115 kV Betania – Neiva 1 y 2 con 25 MW y 24 MW respectivamente y Prado – Neiva 2 con 8 MW, afectando los municipios del centro y norte del departamento del Huila. La carga se normalizó a las 00:40 horas.

A las 17:22 horas se presentó disparo de todos los activos de la subestación Jaguas a 230 kV. El circuito a Guatapé 1 transfería 25.7 MW, el circuito a Guatapé 2 transfería 36.8 MW, el circuito a Malena 59.5 MW. También se quedó sin tensión el transformador de Malena con 6.4 MW. El evento lo ocasionó la explosión del pararrayos fase B de la bahía del transformador 230 kV en Jaguas.

## 21 DE NOVIEMBRE

A las 15:33 horas se presentó una falla sobre el circuito a 115 kV Pance – San Antonio 1 que afectó la fase A. Esta falla fue despejada desde San Antonio. En Pance la protección de distancia detectó la falla y ordenó el disparo pero al menos el polo de la fase A no abrió y la falla continuó alimentada. Por este motivo actuaron las protecciones de respaldo despejando la falla desde San Antonio por los circuitos 1 y 2, desde Papeles del Cauca y en los autotransformadores 1,2,3 y 4 de Pance El último elemento en salir fue el transformador AT2 a los 1.7 segundos. Debido a este tiempo, el circuito Yumbo – Pance 220 kV operó en respaldo.

## 29 DE NOVIEMBRE

A las 16:37 horas se presentó explosión por sobrecorriente del condensador 1 Tunal de 75 MVAR 115 kV. Simultáneamente se presentó disparo de los transformadores 1, 2 y 3 de Tunal 168 MVA 230/115/13.8 kV por actuación de la diferencial de barra y apertura de la subestación Tunal 115 kV. En el evento se presentó una salida de 210 MW de carga que afecta la zona urbana de la ciudad de Bogotá en el departamento de Cundinamarca.

## 30 DE NOVIEMBRE

A las 18:35 horas se presentó disparo de todos los elementos asociados a la Barra 2 sección 2 de la subestación Guatapé 220 kV por actuación de la protección falla interruptor 50 BF en la línea a Playas afectando a los circuitos a 230 kV Guatapé - Oriente, Guatapé - Envigado, Guatapé - La Sierra y Guatapé - San Carlos 2, Transformador 1 Guatapé 90 MVA 220/110/44 kV y el transformador 171 MVA 220/13.2/13.2 kV correspondiente a las unidades 1 y 2, las cuales salieron con 70 MW de generación cada una.

## 03 DE DICIEMBRE

A las 16:38 horas se presentó disparo de los circuitos San Bernardino - Páez y San Bernardino - Yumbo a 230 kV por colapso



de torre que se encontraba averiada por atentado, igualmente dispararon los circuitos Jamondino - Pomasqui 1 y 2 a 230 kV en ambos extremos, Betania - Ibagué a 230 kV en Betania y los circuitos 1 y 2 Betania - Neiva a 115 kV en Neiva por sobretensión ocasionando aislamiento de las subáreas Huila-Caquetá y Cauca-Nariño del resto del SIN.

Ante el aislamiento del Sur del país la frecuencia cae a 55.58 Hz. En el resto del SIN se registró una sobrefrecuencia que alcanzo un valor máximo de 60.48 Hz.

## 04 DE DICIEMBRE

A las 19:03 horas ante la confluencia de múltiples factores como indisponibilidad por atentado de los circuitos a 230 kV Guavio – La Reforma, Guavio – Tunal, Comuneros – Guatiguará y Barranca – Bucaramanga; de los circuitos Torca – Noroeste 1 y 2 por trabajos de expansión, indisponibilidad parcial de generación por 115 kV, del banco de compensación 1 de Tunal y la alta demanda que se presentaba en el momento en el área de Bogotá el Sistema se encontraba cercano a sus límites operativos de seguridad. Con estas condiciones se presentó disparo por sobrecarga de los circuitos Autopista - Suba 115 kV, Usaquén - Morato 115 kV y Castellana - Calle 51 ocasionando la pérdida por sobrecarga de los circuitos Circo - Guavio 1 y 2 en Guavio y disparo en Primavera del circuito Primavera - Guatiguará a 230 kV con 129 MW, se pierden aproximadamente 1600 MW (Chivor, Pagua, Palenque3, Guavio, Paipa 3 y 4, Tasajero, Termoyopal). También se dispararon los circuitos Ocaña - San Mateo 230 kV con 17.6 MW, circuitos OXY 1, 2 y 3 a 34.5 kV con 21.1 MW por cada circuito y disparo en San Mateo del circuito a 230 kV San Mateo – Belén con 15.1 MW. El SIN quedó operando con 2 áreas separadas, el Norte de Bogotá quedó sin servicio y en el resto del Sistema se presentó desconexión automática de carga por baja frecuencia. Posterior a la salida de las unidades de generación en las áreas Nordeste y Oriental, se produjo también eyección de carga en estas áreas.

A las 21:33 horas una vez restablecido el sistema del evento anterior y estando indisponibles los circuitos a 115 kV Morato - Usaquén y Castellana - Calle 51 se presentan nuevamente disparos por sobrecarga en la red a 115 kV de Bogotá, saliendo los circuitos Autopista - Suba y Salitre - Castellana, ocasionando la pérdida por sobrecarga de los circuitos Circo - Guavio 1 y 2 en Guavio y posteriormente disparo por sobretensión de los circuitos Guavio - Torca y Chivor - Torca. Al igual que en el evento anterior, se presentó disparo de la interconexión Colombia - Ecuador, el SIN quedó operando con dos áreas separadas, el Norte de Bogotá quedó sin servicio y en el resto del sistema se presentó desconexión automática de carga por baja frecuencia.

## 10 DE DICIEMBRE

A las 16:53 horas se presentó disparo por atentado de los circuitos San Bernardino - Páez, Yumbo - San Bernardino a 230 kV, y de la bahía de línea Pomasqui a Jamondino 2.

## 14 DE DICIEMBRE

Declaración en operación de los circuitos Noroeste - Bacatá - Torca 1 y 2 230 kV y equipos asociados. Salen de servicio los circuitos Torca - Noroeste 1 y 2 230 kV.

## 29 DE DICIEMBRE

ISA puso en operación comercial la línea Primavera - Bacatá 1 500 kV y Subestaciones asociadas Primavera 500 kV y Bacatá 500 kV

## 31 DE DICIEMBRE

Declaración en operación de los circuitos Primavera - San Carlos Cerromatoso 500 kV y equipos asociados. Sale de servicio el circuito San Carlos - Cerromatoso 2 500 kV.

El proyecto incluyó la construcción de una línea de transmisión de circuito sencillo a 500 kV denominado Primavera – Bacatá; la construcción de la subestación Bacatá, en Tenjo (Cundinamarca);



la ampliación de la subestación Primavera, en Cimitarra (Santander); dos líneas de transmisión a 500 mil voltios que conectan a la subestación Primavera con la línea existente San Carlos – Cerromatoso, en inmediaciones del municipio de Maceo (Antioquia) y dos líneas de transmisión a 230 mil voltios que conectan la Subestación Bacatá con la línea de transmisión existente a 230 mil voltios, Torca – Noroeste en la ciudad de Bogotá.

### Atentados contra la infraestructura eléctrica

En el año 2006 se registró un aumento en el número de atentados a la infraestructura eléctrica del país con respecto a los ocurridos en el año 2005. Es así como con respecto a dicho año, el número de atentados aumentó en un 31.7% registrándose 133 atentados a líneas de tensiones iguales o superiores a 110 kV (ver Gráfica 82).

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 2006 un total de 241 torres averiadas, un 6.2% más que las presentadas en el año 2005 (ver Tabla 42)

GRÁFICA 82. ATENTADOS A LÍNEAS 2006

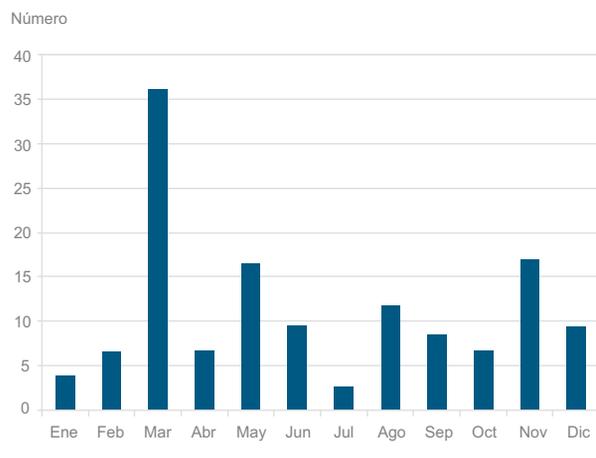


TABLA 42 TORRES DERRIBADAS O AVERIADAS 2005-2006

EMPRESA	2005	2006
ISA	123	147
CENS	12	23
Cedelca	11	17
EPSA	14	9
Ministerio (*)	10	7
Enertolima		6
EADE	1	5
EEB	1	5
EPM	8	4
ESSA		4
Cedenaar	9	3
Bajo Putumayo	5	2
Caquetá	3	2
CHEC		2
Transelca	7	2
Chocó		1
Electrohuila		1
Enelar	13	1
Casanare		
Codensa		
Distasa		
EBSA		
Electrocosta	9	
EMSA		
Putumayo		
Termoflores	1	
<b>Total</b>	<b>227</b>	<b>241</b>

(\*): Circuito Jamondino-Mocóa.

De las 241 torres averiadas, el 61% (147 torres) pertenecen a ISA. La siguiente empresa más afectada en número de atentados a sus torres fue CENS con un 10% del total de las torres (23 torres).



No obstante el aumento de los atentados a la infraestructura eléctrica durante 2006, la demanda no atendida por esta causa fue solo de 16.4 GWh equivalente a 0.03% 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 transportadores 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 16 GWh, de la cual el 63.4% se concentró principalmente en las áreas de Nordeste (3.9 GWh) y Cauca – Nariño (6.6 GWh).



ANEXO 2  
EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO

# 2006



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Empresa del  
**GRUPO ISA**



## ANEXO 2 EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO

Durante el año 2006, se destacaron los siguientes eventos en materia regulatoria y jurídica:

- En julio 19, la Comisión de la Comunidad Andina expide la Decisión CAN 639, que Incorpora a Bolivia al Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad.
- En julio 18, la Presidencia de la República promulgó el Decreto 2424, que regula la prestación del servicio de alumbrado público y a las actividades que realicen los prestadores de este servicio.
- En noviembre 10, el Congreso de la República promulgó la Ley 1099 de 2006, por medio de la cual se prorroga la vigencia del Artículo 81 de la Ley 633 de 2000 y se dictan otras disposiciones, asociadas con el recaudo con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas -FAZNI-.

Las principales Resoluciones que emitió la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- y que afectan el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista, fueron las siguientes:

- **Resolución 019:** Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista.
- **Resolución 024:** Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista, relacionadas con la generación termoeléctrica a gas natural en condiciones de Racionamiento Programado de gas natural.



- **Resolución 049:** Por la cual se suspende el plazo para la exigencia de las mediciones de la Calidad de la Potencia Eléctrica.
- **Resolución 070:** Por la cual se derogan algunas disposiciones de la Resolución CREG 023 de 2000 y se dictan otras disposiciones para la contratación de suministro de gas natural. Mediante esta Resolución se modifican las modalidades de contratación de gas natural.
- **Resolución 071:** Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Se adopta un mecanismo de subastas de Energía Firme para la asignación de las obligaciones de Energía Firme a los Generadores y el Cargo por Confiabilidad correspondiente, para cubrir la demanda objetivo definida por la CREG. Con este esquema se busca incrementar la confiabilidad en la atención de la demanda en el largo plazo, a la vez que se establece un precio techo (Precio de Escasez) al Precio de las transacciones en la bolsa en condiciones críticas.
- **Resolución 086:** Por la cual se expiden las normas sobre garantías asociadas a la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, aplicables en el primer año del Período de Transición, de que tratan las Resoluciones CREG 071 y 079 de 2006, como parte de las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista.
- **Resolución 102:** Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento al Artículo 10. de la Ley 1099 de 2006. Cálculo del FAZNI.
- **Resolución 105:** Por la cual se modifica parcialmente el artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001. Regula la conexión de usuarios al STN que implique expansión en este último.
- **Resolución 106:** Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de gene-

radores a los Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local.

- **Resolución 110:** 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 2007.
- **Resolución 112:** Por la cual se adoptan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista tendientes a promover la competencia. Se definen las funciones del Promotor de las subastas de Energía Firme.

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

- Por la cual se adopta la metodología para establecer la remuneración de los servicios del CND, ASIC y LAC. Al respecto, XM está analizando la metodología tarifaria propuesta a ser aplicada a partir del año 2008, a efectos de realizar los comentarios pertinentes a la Comisión.
- Por la cual se modifica el parágrafo del artículo 8° de la Resolución CREG 006 de 2003 y adopta otras disposiciones en materia de ajustes a la facturación del mercado de energía mayorista expedida por el ASIC y por el LAC.
- Por la cual se modifica la Resolución CREG-063 de 2003, en lo referente a la aplicación de los programas de limitación de suministro de energía en bolsa que no está destinada directamente a atender usuarios finales por parte de comercializadores y generadores morosos.

El CNO expidió 83 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 349:** Por el cual se aprueban los procedimientos de creación, operación y modificación de las Unidades de



Control pronóstico de demanda y la oportunidad de reporte de información al CND.

- **Acuerdo 350:** Por el cual se aprueban los procedimientos de determinación y reporte al CND de los factores de desagregación de la demanda pronosticada y los correspondientes factores de potencia para ser empleados en el Despacho Económico.
- **Acuerdo 355:** Por el cual se establece cuál debe ser la información a ser utilizada para el planeamiento operativo energético.
- **Acuerdo 365:** Por medio del cual se establecen las responsabilidades y los procedimientos a los cuales están sujetos los agentes Transportadores, Operadores de Red, Generadores del SIN y el Centro Nacional de Despacho, respecto a la realización de informes referentes al análisis de eventos que afecten la integridad del sistema Interconectado Nacional SIN.
- **Acuerdo 366:** Por el cual se acuerda un procedimiento para el suministro de la información de demanda para la elaboración del Despacho económico.
- **Acuerdo 375:** Por el cual se define la información y eventos a considerar por parte del Centro Nacional de Despacho para calcular los Índices de Disponibilidad Histórica.
- **Acuerdo 378:** Por el cual se establece el Reglamento Interno de Funcionamiento del Consejo Nacional de Operación.
- **Acuerdo 379:** Por el cual se establece el Código de Ética del Consejo Nacional de Operación



ANEXO 3 GLOSARIO

# 2006



Empresa del  
**GRUPO ISA**



## ANEXO 3

### GLOSARIO

#### UNIDADES DE MEDIDA

Abreviatura	Detalle
\$	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
ms	milisegundo
MPCD	Millones de pies cúbicos día
MVA	Megavoltaamperio
MVAR	Megavoltaamperios reactivos
MW	Megavatio
s	segundo
TVA	Teravoltaamperio
US\$	Dólares de los Estados Unidos
V	Voltio
VDC	Voltaje de corriente directa



## INSTITUCIONALES

Abreviatura	Detalle
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
BRMC	Centro de Investigación de la Oficina de Meteorología de Australia, Bureau of Meteorology Research Centre
CAC	Comité Asesor de Comercialización.
CAPT	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión
CACSSE	Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del país.
CDC	Centro de Diagnósticos Climáticos de la NOAA, Climate Diagnostics Center.
CIRES	Instituto Cooperativo para la Investigación en Ciencias Ambientales de los Estados Unidos, Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
CPC	Centro de Predicción Climática de los Estados Unidos, Climate Prediction Center
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia
IRI	Instituto Internacional de Investigación para la Predicción Climática de los Estados Unidos, International Research Institute for Climate Prediction
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
MEM	Mercado de Energía Mayorista colombiano
MME	Ministerio de Minas y Energía
NCEP	Centros Nacionales para la Predicción Climática de los Estados Unidos, National Centers for Environmental Prediction
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, National Oceanic and Atmospheric Administration
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
TGI	Transportadora de Gas del Interior
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.



## OTROS TÉRMINOS

Abreviatura	Detalle
AGC	Regulación Secundaria de Frecuencia, Automatic Generation Control
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
CAOP	Condiciones Anormales de Orden Público
CEE	Costo equivalente en energía del Cargo por Capacidad
CERE	Costo equivalente real en energía del Cargo por Capacidad
CIU	Clasificación internacional industrial uniforme de todas las actividades económicas
CRC	Centro Regional de Control
EDAC	Esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
ENOS	El Niño - Oscilación del Sur
ESP	Empresa de Servicios Públicos
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
FAZNI	Impuesto con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
FOES	Fondo de Energía Social
GMF	Gravamen a los movimientos financieros
GNV	Gas Natural Vehicular
IDA	Índice de disponibilidad de activos
IME	Índice multivariado del ENOS
IOS	Índice de Oscilación del Sur
IPP	índice de precios al productor
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas de Cargos por Uso de las Redes del SIN
MEM	Mercado de Energía Mayorista
Mm	Costo Promedio Mensual (\$/kWh) de todas las transacciones en el Mercado, considerando tanto Contratos como Bolsa
OR	Operador de red
OEF	Obligación Energía firme
PIB	Producto Interno Bruto
PIL	Precio de importación para liquidación ecuatoriano
PONE	Precio de oferta colombianos 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
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TN	Transmisor Nacional
TCRM	Tasa de cambio representativa del mercado
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo
TSM	Temperatura superficial del mar
UNR	Usuario no regulado
UR	Usuario regulado