

# ➤ INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO 2008



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa



» Pág

9

**PRESENTACIÓN**

**1**

13

**RESUMEN EJECUTIVO**

**TABLAS**

17	TAMAÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO 2008	1
17	RESUMEN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SIN 2008	2
17	RESUMEN DE CIFRAS DE LA OPERACIÓN 2008	3
18	RESUMEN DE CIFRAS DEL MERCADO 2008	4

**GRÁFICAS**

20	LÍNEA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y LOCALIZACIÓN DE PRINCIPALES CENTRALES Y EMBALSES	
22	MAPA DE INFORMACIÓN DEL MERCADO	

25

**OFERTA DE ELECTRICIDAD**

**2**

**TABLAS**

27	GENERACIÓN DE ENERGÍA (GWh) 2008	1
33	APORTES ENERGÉTICOS MENSUALES 2008	2
34	RESERVAS HÍDRICAS 2008	3
35	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW) DICIEMBRE 2008	4
38	DISPONIBILIDAD PROMEDIO DÍA (MW) 2008	5
39	CONSUMO DE COMBUSTIBLE SIN (GBTU) 2008 (1)	6
40	ENERGÍA FIRME POR PLANTA 2008 - 2009	7
41	ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME	8

**GRÁFICAS**

28	PORCENTAJE DE APORTES CON RESPECTO A LA MEDIA HISTÓRICA	1
28	PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN POR REGIONES	2
29	CONSUMO DE FUEL OIL Y ACPM PARA GENERACIÓN 2008 <sup>1</sup>	3
29	EVOLUCIÓN PRECIO DEL PETRÓLEO DURANTE 2008	4
30	CONSUMO DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN 2008 <sup>2</sup>	5
31	EVOLUCIÓN DE LAS ANOMALÍAS DE LA TEMPERATURA SUPERFICIAL DEL MAR	6
32	REGIONES EL NIÑO EN EL PACÍFICO TROPICAL	7
32	EVOLUCIÓN DE APORTES ENERGÉTICOS (COMPONENTE HIDRÁULICA) 2000 - 2008	8
34	VERTIMIENTOS POR REGIÓN 2007 - 2008	9
36	PARTICIPACIÓN DE LA CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA 2008	10
36	COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN 2008	11
37	GENERACIÓN POR AGENTE 2008	12
37	GENERACIÓN POR DEPARTAMENTO 2008	13
37	GENERACIÓN POR TIPO DE PROPIEDAD EMPRESARIAL 2008	14
39	CONSUMO DE GAS NATURAL POR PLANTA TÉRMICA 2008	15
42	PORCENTAJE DE ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA PARA PLANTAS HIDRÁULICAS 2008 - 2009	16
42	PORCENTAJE DE ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA PARA PLANTAS TÉRMICAS 2008 - 2009	17

› Pág

43

### SUBASTAS DE ENERGÍA FIRME

3

#### TABLAS

47	PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS QUE DECLARARON PARÁMETROS PARA LA SUBASTA	1
47	PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS QUE DECLARARON PARÁMETROS PARA LA SUBASTA	2
47	PROYECTOS NUEVOS QUE EFECTIVAMENTE PARTICIPARON EN LA SUBASTA	3
49	PROGRAMA TENTATIVO DE LA SUBASTA	4
49	RESUMEN DESARROLLO SUBASTA	5
50	NUEVOS PROYECTOS ASIGNADOS EN LA SUBASTA	6
51	PARTICIPANTES SUBASTA GPPS	7
51	ASIGNACIONES DE OEF A GPPS (GWh - AÑO)	8

#### GRÁFICAS

46	CURVA DE DEMANDA PARA LA SUBASTA	1
52	MAPA ASIGNACIÓN DE PLANTAS EN LAS SUBASTAS DE ENERGÍA 2008	
53	ENFICC DISPONIBLE VERIFICADA POR COMBUSTIBLE	2

55

### DEMANDA DE ELECTRICIDAD

4

#### TABLAS

59	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA REGIONAL POR LAS PRINCIPALES SUBACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA 2008	1
61	EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA REGIONAL POR LAS PRINCIPALES SUB - ACTIVIDADES DE MINAS Y CANTERAS	2
62	EVOLUCIÓN DE LOS CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA DEMANDA 2008	3
63	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL SIN 2008	4
64	DEMANDA NO REGULADA DEL SIN (GWh) 2008	5
65	DEMANDA NO REGULADA POR LAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS CIU	6
65	DEMANDA REGULADA DEL SIN (GWh) 2008	7
66	DEMANDA NO ATENDIDA POR ÁREA OPERATIVA Y CAUSA (MWh) 2008	8
67	CRECIMIENTO Y DEMANDA DE ENERGÍA POR OR (GWh) 2008	9
68	DEMANDA ATENDIDA DE POTENCIA (MW) 2008	10

#### GRÁFICAS

58	CRECIMIENTO MENSUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN LA INDUSTRIA MANUFACTURERA 2008	1
58	CRECIMIENTO DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN EL PIB Y LA DEMANDA DE ENERGÍA 2008	2
59	CRECIMIENTO DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA POR REGIÓN 2008	3
60	CRECIMIENTO MENSUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN MINAS Y CANTERAS 2008	4
60	CRECIMIENTO DE MINAS Y CANTERAS EN PIB Y CONSUMO DE ENERGÍA 2008	5
61	CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE MINAS Y CANTERAS POR REGIÓN 2008	6
62	CRECIMIENTO MENSUAL Y ANUAL DE LA DEMANDA DEL SIN 2008	7
63	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA	8
64	COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DEL SIN Y PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE LAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS CIU EN 2008	9
67	PORCENTAJE DEL CONSUMO POR OPERADORES DE RED	10

> Pág

69

## OPERACIÓN DEL SISTEMA

5

### TABLAS

71	INDICADORES DE CALIDAD DE LA OPERACIÓN DEL SIN 2007 - 2008	1
76	ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA (ACUERDO CNO 432)	2
77	CLASIFICACIÓN DE LOS EVENTOS EDAC 2008 POR RANGO DE FRECUENCIA	3

### GRÁFICAS

72	NÚMERO DE OSCILACIONES 2008	1
73	EVOLUCIÓN ÍNDICE DE TENSIÓN FUERA DE RANGO SIN ATENTADOS 2004 - 2008	2
74	EVENTOS DE TENSIÓN POR ÁREA OPERATIVA 2008	3
74	VARIACIONES LENTAS DE FRECUENCIA SIN ATENTADOS 2004 - 2008	4
75	PORCENTAJE DE DEMANDA NO ATENDIDA POR CAUSAS PROGRAMADAS SIN ATENTADOS 2004 - 2008	5
75	PORCENTAJE DE DEMANDA NO ATENDIDA POR CAUSAS NO PROGRAMADAS SIN ATENTADOS 2004 - 2008	6
77	EVENTOS EDAC DEL SIN 1999 - 2008	7
78	ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD DE ENLACES CON LOS CENTROS REGIONALES DE CONTROL (CRC) 2008	8

79

## TRANSPORTE

6

### TABLAS

83	INGRESOS POR SERVICIO LAC (EN PESOS)	1
84	CARGOS POR USO DEL STN (MILLONES DE PESOS)	2
84	INGRESOS Y COMPENSACIONES TRANSMISORES NACIONALES MILLONES DE PESOS	3
86	CARGOS POR USO DE LOS STR (MILLONES DE PESOS)	4
87	ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN ORIENTE Y CENTRO	5

### GRÁFICAS

81	EVOLUCIÓN DE INGRESOS POR CONCEPTO PRONE 2008	1
82	ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN	2
85	EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS NETOS DE LOS TRANSMISORES NACIONALES POR CONCEPTO DE CARGOS POR USO DEL STN	3
85	EVOLUCIÓN DE LOS CARGOS POR USO DEL STN 2007 - 2008	4
86	EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS DE LOS OPERADORES DE RED POR CONCEPTO DE CARGOS POR USO DE LOS STR	5
87	EVOLUCIÓN DE LOS CARGOS POR USO DE LOS STR 2007 - 2008	6
88	EVOLUCIÓN INGRESO RECONOCIDO E INGRESO ADD ORIENTE NIVEL 1 Y 2 2008	7
88	EVOLUCIÓN CARGOS ÚNICOS TRANSITORIOS - NIVEL 1 Y 2 2008	8
89	EVOLUCIÓN INGRESO RECONOCIDO E INGRESO ADD CENTRO NIVEL 1, 2 Y 3 2008	9
89	EVOLUCIÓN CARGOS ÚNICOS TRANSITORIOS - NIVEL 1 2008	10
90	EVOLUCIÓN CARGOS ÚNICOS TRANSITORIOS - NIVEL 2 2008	11
90	EVOLUCIÓN CARGOS ÚNICOS TRANSITORIOS - NIVEL 3 2008	12

TABLAS

104	CIFRAS DEL MERCADO SECUNDARIO DE ENERGÍA FIRME DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	1
-----	--	---

GRÁFICAS

93	PRECIO DE ESCASEZ Y PRECIO INTERNACIONAL DE FUEL OIL EN PESOS COLOMBIANOS	1
94	HORAS DE TRABAJO SOBRE ACTIVOS DE LA RED	2
95	GENERACIÓN FUERA DE MÉRITO Y COSTO UNITARIO DE RECONCILIACIÓN POSITIVA	3
95	VALOR DE RESTRICCIONES	4
96	PRECIO DE BOLSA 2007 Y 2008 PROMEDIO MÓVIL	5
97	PRECIO DE ESCASEZ, PRECIO PROMEDIO PONDERADO DIARIO DE BOLSA, MÁXIMO Y MÍNIMO	6
98	VOLATILIDAD DIARIA CALCULADA PARA LOS ÚLTIMOS 30 DÍAS DEL PRECIO DE BOLSA	7
98	PRECIO DE BOLSA, CERE Y FAZNI	8
99	PRECIO DIARIO DE BOLSA Y CONTRATOS	9
99	PORCENTAJE DE LA DEMANDA COMERCIAL TRANSADO EN CONTRATOS Y BOLSA	10
100	PRECIOS DE CONTRATO DIARIO Y MENSUAL	11
100	VOLATILIDAD DE PRECIOS DE CONTRATOS CALCULADA CON 30 DÍAS MÓVILES	12
101	RECONCILIACIÓN POSITIVA POR RECURSO 2008	13
101	RECONCILIACIÓN NEGATIVA POR RECURSO 2008	14
102	COSTOS UNITARIOS DE RECONCILIACIÓN Y EL PRECIO DE BOLSA	15
102	VALOR DEL SERVICIO DE AGC MENSUAL	16
103	DESVIACIONES DEL PROGRAMA DE GENERACIÓN	17
103	COSTO EQUIVALENTE REAL DE LA ENERGÍA (CERE) Y TASA REPRESENTATIVA DEL MERCADO (TRM)	18
104	VALOR A DISTRIBUIR DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	19
105	EXPORTACIONES DE ENERGÍA A ECUADOR Y VENEZUELA	20
105	EXPORTACIONES E IMPORTACIONES A ECUADOR	21
106	RENTAS DE CONGESTIÓN 2007 - 2008	22
106	PRECIOS DE OFERTA DE COLOMBIA Y PRECIO DE IMPORTACIÓN PARA LIQUIDACIÓN DE ECUADOR	23

» Pág

107

## ADMINISTRACIÓN FINANCIERA DEL MERCADO

8

### TABLAS

114	FACTURACIÓN TOTAL ANUAL	1
-----	-------------------------	---

### GRÁFICAS

110	GARANTÍAS POR EVENTO	1
111	MECANISMOS DE GARANTÍA PARA RESPALDAR LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA 2008	2
111	MONTOS GARANTIZADOS CARGO POR CONFIABILIDAD	3
112	TRANSACCIONES EN BOLSA, STN, STR Y RECAUDO MENSUAL	4
113	INGRESOS Y EGRESOS DE LA CUENTA DE MERCADO LIBRE PARA ACTUALIZAR LAS DIVISAS DE LAS EXPORTACIONES	5
114	EVOLUCIÓN MENSUAL DE LAS CONTRIBUCIONES FAZNI, FAER, FOES Y PRONE	6
115	PROCEDIMIENTOS DE LIMITACIÓN DE SUMINISTRO (CREG 116/1998) - 2008	7
115	PROCEDIMIENTOS DE LIMITACIÓN DE SUMINISTRO (CREG 01/2003) - 2008	8
116	INFORME DE DEUDA	9
116	EVOLUCIÓN DE LA DEUDA POR NEGOCIO DE LAS EMPRESAS EN OPERACIÓN COMERCIAL	10
117	EMPRESAS EN PROCESO DE LIQUIDACIÓN	11
118	NIVEL DE RECAUDO TOTAL SIC, STN Y STR	12
118	DÍAS DE TRANSFERENCIA SIC Y LAC	13

119

## ANEXOS

9

### TABLAS

140	TORRES DERRIBADAS O AVERIADAS 2007 - 2008	1
141	UNIDADES DE MEDIDA	2
141	INSTITUCIONALES	3
142	OTROS TÉRMINOS	4



# ➤ PRESENTACIÓN

LOS EXPERTOS EN MERCADOS 

■ filial de isa





El informe anual de operación del SIN y administración del mercado se ha destacado por ser una publicación que resume el comportamiento de las principales variables de la operación y del mercado del año. El informe de 2008, mantiene la tradición de presentar las variables en cada capítulo y adiciona contenidos de valor agregado, desde un punto de vista integral del operador y administrador del sistema, destacando los comportamientos atípicos y las novedades que se presentaron durante el año.

Es así como cada capítulo se compone de dos secciones: la primera con un artículo informativo de lo más destacado del año con relación a la variable del capítulo y una segunda sección que presenta la evolución y las cifras de las variables más importantes relacionadas. El primer capítulo, por su parte, es una colección de los resúmenes y de las cifras generales del informe.

Respecto a los informes de los años anteriores, esta nueva estructura representa un cambio básico de fondo, debido a que no se presenta gran detalle de todas las variables, sino de las que se puede inferir algún comportamiento especial. En compensación por los detalles no presentados en el informe anual, se esquematizó el mapa de información de XM, que recopila los aplicativos web disponibles para la consulta detallada de información, los informes y boletines, donde se puede encontrar el complemento de lo acontecido en el año.

Como novedad, en este informe, encontrará un capítulo nuevo dedicado a las experiencias del mercado de la primera Subasta de Energía Firme, como un proceso de gran impacto para el sector eléctrico colombiano.



**> CAPÍTULO 1**  
RESUMEN  
EJECUTIVO

LOS EXPERTOS EN MERCADOS 

 filial de isa



## OFERTA

---

### “HIDROLOGÍA: COMPORTAMIENTO POSITIVO PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA”

Durante 2008 la generación de energía aumentó en 1.2%, donde la producción con tecnología hidráulica aumentó 3.77% y desplazó parte de la tecnología térmica que disminuyó su generación total en -14.7%. El aumento de la generación hidráulica corresponde principalmente al efecto del fenómeno de La Niña sobre los aportes de la Región Andina y Pacífica, sumado al incremento de los costos de generación térmica a causa del comportamiento de los precios de combustibles durante 2008. **Pág 27.**

## SUBASTAS

---

### “EXPERIENCIAS DE LA PRIMERA SUBASTA DE ENERGÍA FIRME EN COLOMBIA”

El 6 de mayo de 2008 se dió inicio a la primera subasta de Energía Firme de Colombia, que garantiza una energía firme de 65.87 TWh - año a partir de 2012.

Los nuevos proyectos asignados con la subasta son: Amoyá (78 MW), Gecelca 3 (150 MW) y Termocol (201 MW). Una segunda asignación se realizó en junio 13 de 2008, para plantas de generación que entrarán en operación progresivamente desde diciembre de 2014 hasta 2019: El Quimbo (396 MW), Cucuana (60 MW), Porce IV (400 MW), Miel II (135.2 MW), Pescadero Ituango (1200 MW) y Sogamoso (800 MW). **Pág 45.**

## DEMANDA

---

### “¿QUÉ IMPACTÓ EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN 2008?”

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en 2008 fue del 1.6% (incluye corrección por año bisiesto), siendo éste el menor crecimiento de los últimos ocho años. La principal causa de este bajo crecimiento fue la desaceleración económica del país, lo cual se reflejó en la disminución del consumo de energía de la industria manufacturera en las regiones de Antioquia, Costa Caribe, Valle y Centro. En contrapeso, la actividad de Minas y Canteras, aumentó su consumo de energía principalmente en las sub - actividades para la extracción de Petróleo, Gas, Hierro y Carbón). **Pág 57.**

## OPERACIÓN

---

### “LA GESTIÓN POR LA CALIDAD DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA”

La operación del sistema cumplió satisfactoriamente los índices de calidad de 2008. La gestión por la calidad de la operación en 2008 afrontó la ocurrencia de oscilaciones de frecuencia no amortiguadas. Como medida preventiva, se hicieron ajustes a los controles de algunos generadores considerados de mayor impacto para el SIN, adicionalmente se instalaron en varias subestaciones medidores de calidad de tecnología propia que permitieron una mejor caracterización del fenómeno. **Pág 71.**

## TRANSPORTE

---

### “CAMBIOS REGULATORIOS EN LA LIQUIDACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CUENTAS DEL SIN”

El servicio de transmisión y distribución durante 2008 acogió cambios regulatorios importantes para la Liquidación y Administración de Cuentas de las redes del SIN (LAC). En el Sistema de Transmisión Nacional (STN) se destaca la entrada en vigencia en febrero, de la contribución PRONE - Programa de Normalización de Redes Eléctricas -. A nivel de Sistema de Transmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL) se establecieron nuevas metodologías para el cálculo de los Cargos por Uso. Adicionalmente, la transición inicial de la unificación de las áreas de distribución, ADD, fue el hecho de mayor impacto a nivel de distribución en 2008. **Pág 81.**

## TRANSACCIONES

---

### “LA DINÁMICA DEL MERCADO MAYORISTA”

Las transacciones del mercado en 2008 explicaron en dinero el comportamiento de algunas variables exógenas que afectan la producción y la operación del SIN. Uno de los principales impactos que se destacan es el aumento en las transacciones por restricciones, debido en gran parte a los mantenimientos en subestaciones críticas de la red de transmisión. También se observó un efecto de los precios de combustibles y la TRM sobre los costos variables de generación térmica en pesos por kilovatio y la variación del precio de bolsa durante los períodos de cambios de estación hidrológica. **Pág 93.**

## ADMINISTRACIÓN FINANCIERA

---

### “LOS MECANISMOS DE GARANTÍA EN EL MERCADO MAYORISTA”

Durante 2008 los agentes actualizaron vigencias y presentaron nuevas garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad por concepto de: asignación de Obligaciones de Energía Firme durante el período de transición y del 1° de diciembre de 2008 al 30 de noviembre de 2009; participación y asignación en la Subasta de Energía Firme, participación y asignación de las plantas GPPS. Adicionalmente se recibieron actualizaciones de las garantías existentes debido a la variación en la TRM, para aquellas garantías presentadas en pesos. Los agentes respaldaron las obligaciones a través de garantías bancarias emitidas por bancos nacionales e internacionales. **Pág 109.**

## CIFRAS DEL MERCADO EN 2008

Para atender los requerimientos de energía y potencia, el SIN contó, a diciembre 31 de 2008, con una capacidad efectiva neta instalada de 13,456.8 MW de los cuales el 96% de ellos son recursos de generación despachados centralmente: hidráulicos (8,525 MW), térmico a carbón (967 MW), térmico a combustóleo (187 MW), térmico a fuel oil (432 MW) y térmico a gas (2,757 MW). Los recursos no despachados centralmente suman 588.8 MW, de los cuales 468.3 MW corresponde a generadores hidráulicos y el resto corresponde a pequeñas plantas térmicas (77.6 MW), cogeneradores (24.5 MW) y una planta eólica (18.4 MW).

TABLA 1. TAMAÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO 2008

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	61	44
Transmisores	11	9
Operadores de Red	57	34
Comercializadores	117	73
Fronteras de Usuarios No regulados	4,462	NA
Fronteras de Alumbrado Público	370	NA
Fronteras de Usuarios Regulados	3,732	NA

TABLA 2. RESUMEN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SIN 2008

Líneas de transmisión total SIN	Longitud línea (km)	Porcentaje
Transmisión 110 - 115 kV	10,024.8	41.6%
Transmisión 138 kV	15.5	0.1%
Transmisión 220 - 230 kV	11,674.0	48.4%
Transmisión 500 kV	2,399.3	9.9%
<b>TOTAL SIN</b>	<b>24,113.6</b>	<b>100%</b>

TABLA 3. RESUMEN DE CIFRAS DE LA OPERACIÓN 2008

Variable	2007	2008	Variación	% (1)
Demanda de energía del SIN (GWh)	52,853.4	53,869.7	1,016.4	1.64%
Generación hidráulica despachada centralmente (GWh)	41,822.6	43,520.0	1,697.6	3.77%
Generación térmica despachada centralmente (GWh)	9,041.5	7,733.3	-1308.3	-14.70%
Generación menores y cogeneradores (GWh)	2,760.0	3,141.8	381.8	13.52%
Demanda máxima de potencia (MW)	9,093.0	9,079.0	-14.0	-0.43%
Volumen útil diario (GWh)	12,090.4	12,499.9	409.4	3.39%

Variable	2007	2008	Variación	% (1)
Volumen respecto a capacidad útil (%)	78.5%	81.5%		
Aportes hídricos (GWh)	49,093.1	57,389.4	8,296.2	16.58%
Aportes respecto a la media histórica (%)	104.7%	119.0%		
Vertimientos (GWh)	1,487.8	4,173.5	2,685.7	179.74%
Importaciones (GWh) (2)	39.5	37.5	-2.0	-5.26%
Exportaciones (GWh) (3)	876.6	611.9	-265.0	-30.42%
Capacidad neta SIN (MW)	13,378.7	13,456.9	78.1	0.38%

(1) Porcentaje respecto al año anterior, corrigiendo el año bisiesto.

(2) Corresponde a las importaciones desde Venezuela y Ecuador.

(3) Corresponde a las exportaciones a Venezuela y Ecuador.

TABLA 4. RESUMEN DE CIFRAS DEL MERCADO 2008

Transacciones SIC (*)	Unidades	2007	2008	Variación	% (1)
Energía transada en Bolsa	GWh	16,692	16,468	-224	-1.6%
Energía transada en Contratos	GWh	55,969	58,056	2,087	3.4%
Total energía transada en el mercado	GWh	72,661	74,524	1,863	2.3%
Desviaciones	GWh	63	68	5	7.4%
Demanda comercial	GWh	53,664	54,433	769	1.2%
Porcentaje de la demanda transado en Bolsa	%	31.1	30.3	(0.85)	-3.0%
Porcentaje de la demanda transado en Contratos	%	104.3	136.9	33	30.9%
Precio medio en Bolsa Nacional	\$/kWh	83.42	89.03	5.61	6.7%
Precio medio en Contratos	\$/kWh	77.31	88.81	11.50	14.9%
Compras en Bolsa	Millones de pesos	1,392,471	1,466,194	73,723	5.0%
Restricciones	Millones de pesos	127,501	348,338	220,837	172.5%
Responsabilidad comercial AGC	Millones de pesos	105,840	177,213	71,374	67.0%
Desviaciones	Millones de pesos	2,803	5,141	2,338	82.9%
Cargos CND y ASIC	Millones de pesos	52,566	57,273	4,708	8.7%
Total transacciones mercado sin Contratos	Millones de pesos	1,681,180	2,054,159	372,979	21.9%
Valor transado en Contratos	Millones de pesos	4,327,043	5,155,785	828,742	18.8%
Total transacciones mercado	Millones de pesos	6,008,224	7,209,944	1,201,720	19.7%
FAZNI (2)	Millones de pesos	50,915	52,013	1,098	1.9%
FOES (3)	Millones de pesos	33,463	11,902	-21,561	-64.5%
Rentas de congestión	Millones de pesos	43,132	14,877	-28,254	-65.6%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad	Millones de pesos	1,411,963	1,452,594	40,631	2.6%

Transacciones SIC (*)	Unidades	2007	2008	Variación	% (1)
<b>Transacciones LAC</b>					
FAER (4)	Millones de pesos	60,685	61,991	1,306	2.2%
PRONE (5)	Millones de pesos	0	67,517	67,517	100.0%
Cargos por Uso STN	Millones de pesos	937,928	1,133,211	195,282	20.8%
Cargos por Uso STR	Millones de pesos	786,573	823,467	36,894	4.7%

(\*) Los valores corresponden a los montos liquidados y están dados en pesos corrientes.

(1) Se considera la corrección por año biciesto.

(2) Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas.

(3) Fondo de Energía Social.

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

(5) Programa de Normalización de Redes Eléctricas. Inició en 2008.



# LÍNEA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y LOCALIZACIÓN DE PRINCIPALES CENTRALES Y EMBALSES

## SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL 230 Y 500 KV



Océano Atlántico



## LOCALIZACIÓN DE PRINCIPALES CENTRALES Y EMBALSES

- RED A 500 KV 
- RED A 230 KV 
- RED A 138 KV 
- RED DE TENSIÓN INFERIOR A 230 KV 
- LÍNEAS DE 230 KV, ENERGIZADAS A 115 KV 
- SUBESTACIONES 



# LA INFORMACIÓN

## SERVICIOS DE CONSULTA DE INFORMACIÓN PÚBLICA DEL MERCADO

### OPESIN

La información más oportuna de la operación del SIN

- 310 consultas.
- 80 variables operativas.
- Información en diferentes formatos.
- La operación del día anterior a primera hora.

### INDICADORES

La dinámica del mercado de manera gráfica

- 79 consultas.
- Diferentes versiones de la liquidación.

### NEÓN

La bodega de datos más grande del Sector Eléctrico Colombiano

- 200 variables.
- Más de 800 consultas parametrizables.
- Información desde el inicio del mercado (1995).
- Información en diferentes formatos.



# DETAJADA DEL MERCADO DE ENERGÍA COLOMBIANO ENCUÉNTRELA EN EL PORTAL DE XM

[WWW.XM.COM.CO](http://WWW.XM.COM.CO)

## ANÁLISIS Y ACTUALIDAD DEL MERCADO PARA MANTENERSE INFORMADO

Más de 2,500 suscriptores,  
34 publicaciones al año.

- Derivados financieros.
- XM (*exem*) escribe.
- XM (*exem*) al día.
- Mercado energético Colombiano.

### **BOLETÍN XM**

Actualidad del Mercado  
a través de documentación  
técnica y noticias del sector

12 publicaciones al año,  
periodicidad mensual.

- Informe de Precios de Bolsa y Contratos.
- Informe de demanda de energía.
- Informe de agentes y usuarios.
- Informe de Transacciones Internacionales de Electricidad.
- Informe de restricciones.

### **INFORMES DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO**

Evolución de las principales  
variables del Mercado

En XM (*exem*) ponemos a su disposición la información más completa y actualizada sobre la operación del SIN y la administración del MEM en resolución horaria, diaria, mensual y anual: generación, demanda, variables hídricas, disponibilidad, eventos, índices de calidad de la operación, despacho, redespacho, liquidación de las transacciones del Mercado, precio de Bolsa, precio de contratos, variables financieras y más.

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa



**> CAPÍTULO 2**  
OFERTA DE  
ELECTRICIDAD

LOS EXPERTOS EN MERCADOS 

 filial de isa

# HIDROLOGÍA: COMPORTAMIENTO POSITIVO PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA



Durante 2008 la generación de energía alcanzó un crecimiento del 1.2% respecto a 2007. Este crecimiento en generación, inferior al que se obtuvo en 2007 (2.4%), se explica esencialmente por la desaceleración de la demanda y la disminución de las exportaciones a Ecuador durante 2008. Sin embargo, hubo un incremento en la generación hidráulica de 3.77%, desplazando la generación con tecnología térmica (-14.7%).

El aumento de la generación hidráulica corresponde principalmente al efecto del fenómeno de La Niña sobre los aportes de la Región Andina y Sur Occidente (Pacífica), sumado al incremento en los precios de combustibles durante la segunda mitad de 2008.

TABLA 1. GENERACIÓN DE ENERGÍA (GWh) 2008

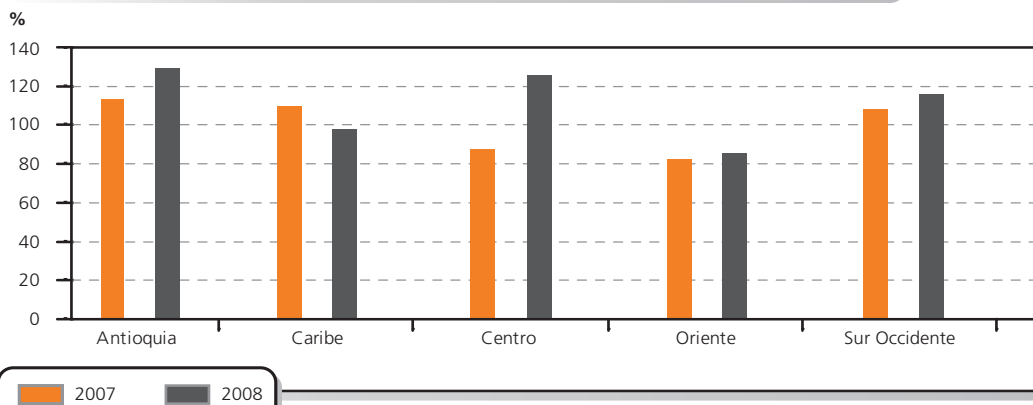
Típos de recurso	Generación (GWh)	Participación	% (1)
Hidráulica	43,520.0	80.0%	3.77%
Térmica	7,733.3	14.2%	-14.7%
Menores	3,089.9	5.7%	14.9%
Cogeneradores	51.9	0.1%	-28.5%
<b>GENERACIÓN TOTAL</b>	<b>54,395.0</b>	<b>100%</b>	<b>1.2%</b>

(1) Crecimiento anual, considerando la corrección por año bisiesto.

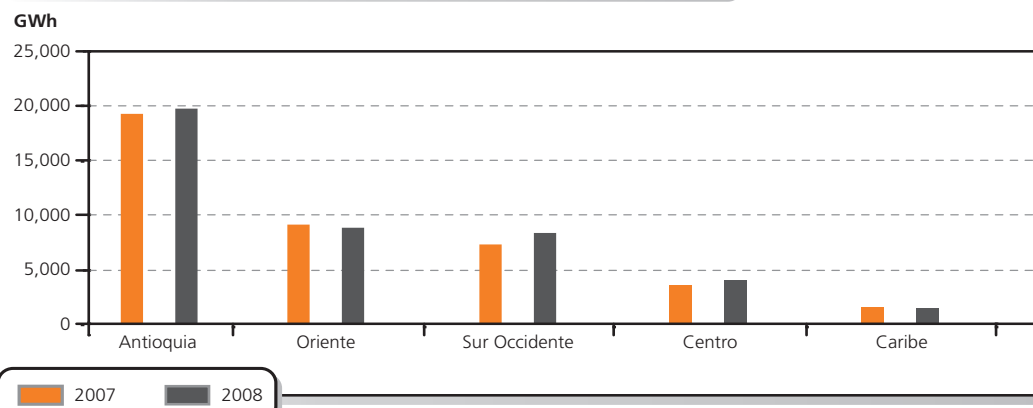
El comportamiento en la generación hidráulica se analiza a partir de la evolución de los aportes y los embalses a nivel regional, dado que existe una marcada diferencia tanto en la geografía de Colombia como en la influencia del fenómeno de La Niña sobre las regiones.

La Niña se caracteriza por la presencia temporal de aguas superficiales más frías de lo normal en el océano Pacífico tropical central y oriental. La importancia de este fenómeno para el sector eléctrico colombiano radica en su impacto sobre el clima nacional, que se traduce generalmente en un incremento de las precipitaciones sobre las regiones Andina y Sur Occidente, principalmente, el cual impacta el comportamiento de los aportes y la generación de estas regiones.

**GRÁFICA 1. PORCENTAJE DE APORTES CON RESPECTO A LA MEDIA HISTÓRICA**



**GRÁFICA 2. PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN POR REGIONES**

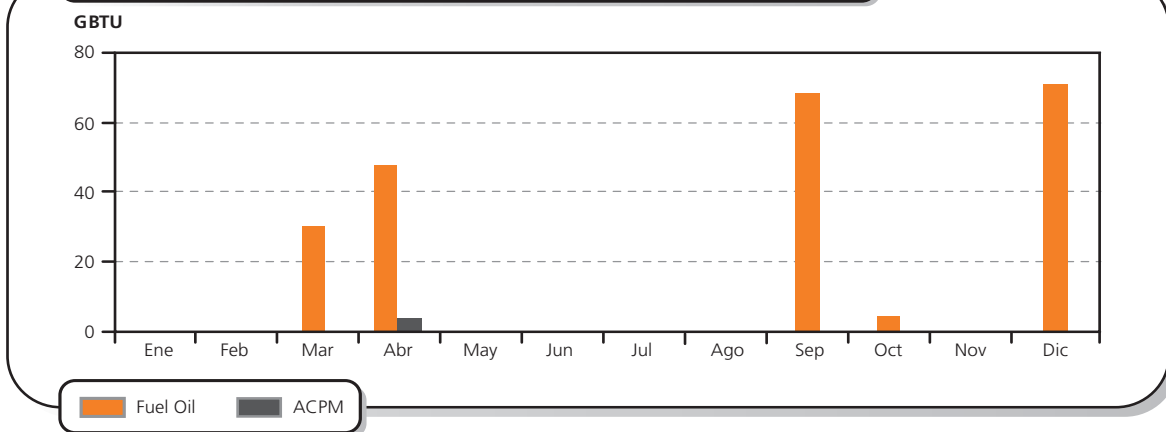


Como se observa en la **gráfica 1**, las regiones que presentaron los más altos incrementos en sus aportes hídricos fueron Antioquia (record histórico), Centro y Sur Occidente. Por su parte, la región Caribe y la región Oriente estuvieron por debajo de la media histórica (100%). En la **gráfica 2**, la generación por áreas muestra aumentos en Antioquia, Centro y Sur Occidente, mientras que en Oriente se ve una disminución de la generación con respecto a 2007.

Es así como el fenómeno de La Niña influyó de forma positiva en los aportes de las regiones de Antioquia, Centro y Sur Occidente durante 2008, facilitando la producción de energía eléctrica en estas regiones.

La otra parte del panorama de la oferta, la compone la generación térmica. El comportamiento de los precios de los combustibles y la TRM durante 2008 y su efecto sobre los costos de la generación térmica afectaron la producción con esta tecnología.

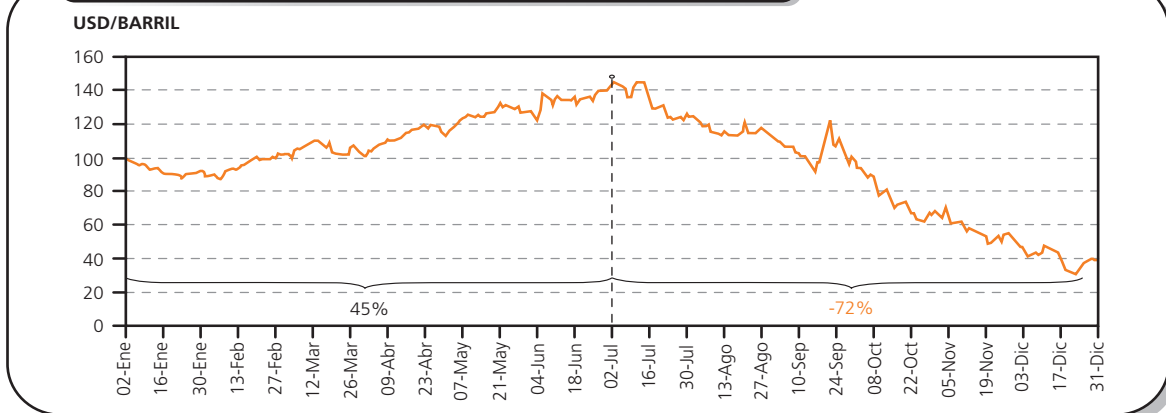
**GRÁFICA 3. CONSUMO DE FUEL OIL Y ACPM PARA GENERACIÓN 2008<sup>1</sup>**



Durante 2008, se presentaron variaciones importantes en los escenarios de precios de combustibles dado que el petróleo comenzó el año con un precio de alrededor de 100 USD/Barril con una tendencia alcista que lo llevó en el mes de julio a valores de alrededor de los 145 USD/Barril, efecto que se reflejó en un bajo consumo de *Fuel Oil* y ACPM durante los meses de mayo a agosto (**gráfica 3**)<sup>1</sup>. En ese momento, la mayoría de las agencias internacionales pronosticaban precios en el mediano plazo cercanos a los USD 200/Barril.

Posteriormente, a partir de julio se presenta una fuerte tendencia a la baja en los precios internacionales del combustible, terminando el año en un valor alrededor de los 40 USD/Barril como se observa en la **gráfica 4**, lo que probablemente hizo factible el consumo de los combustibles derivados del petróleo para la generación de energía tal como se observa en la **gráfica 3**, para los meses septiembre y diciembre.

**GRÁFICA 4. EVOLUCIÓN PRECIO DEL PETRÓLEO DURANTE 2008**



Fuente: EIA - Energy Information Administration

<sup>1</sup> Información reportada al ASIC por los generadores

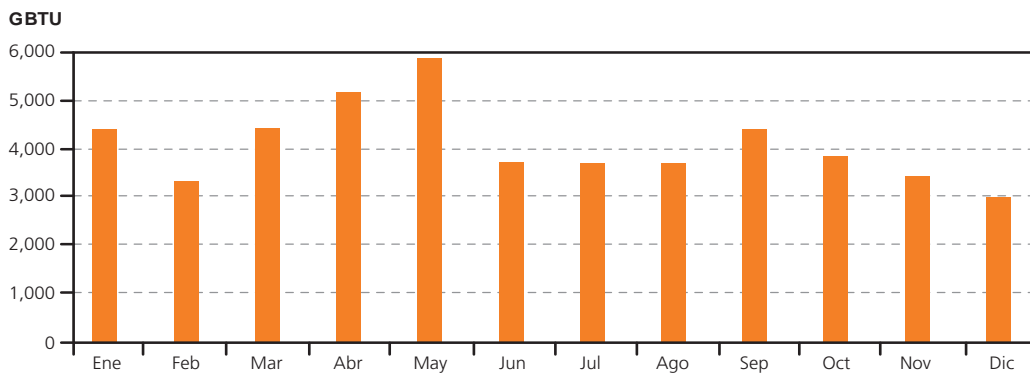
Para el caso particular del gas, la resolución CREG 119 de 2005 define la fórmula de cálculo del precio máximo del gas regulado, tomando como referencia la evolución del precio del New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price durante el último año, precio que se encuentra altamente correlacionado con el precio del petróleo (WTI).

La fórmula definida por la Resolución para el precio del gas emplea la información del último año para el cálculo del precio del siguiente semestre, razón por la cual, cambios tan drásticos como los presentados en 2008 en el precio del WTI no son transferidos en forma inmediata al precio del gas sino que se reflejan al semestre siguiente.

Así las cosas si continúa la tendencia de precios bajos del petróleo en el primer semestre de 2009, se tendría una reducción, en el precio máximo del gas regulado de aproximadamente el 40% para el segundo semestre de 2009 con respecto al precio del segundo semestre de 2008.

En la **gráfica 5** se observa una disminución del consumo de gas natural para generación a partir del segundo semestre de 2008, influenciado posiblemente por los altos precios de los combustibles del primer semestre y los altos aportes hidráulicos durante todo el año.

**GRÁFICA 5. CONSUMO DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN 2008<sup>2</sup>**



<sup>2</sup> Información reportada al ASIC por los generadores

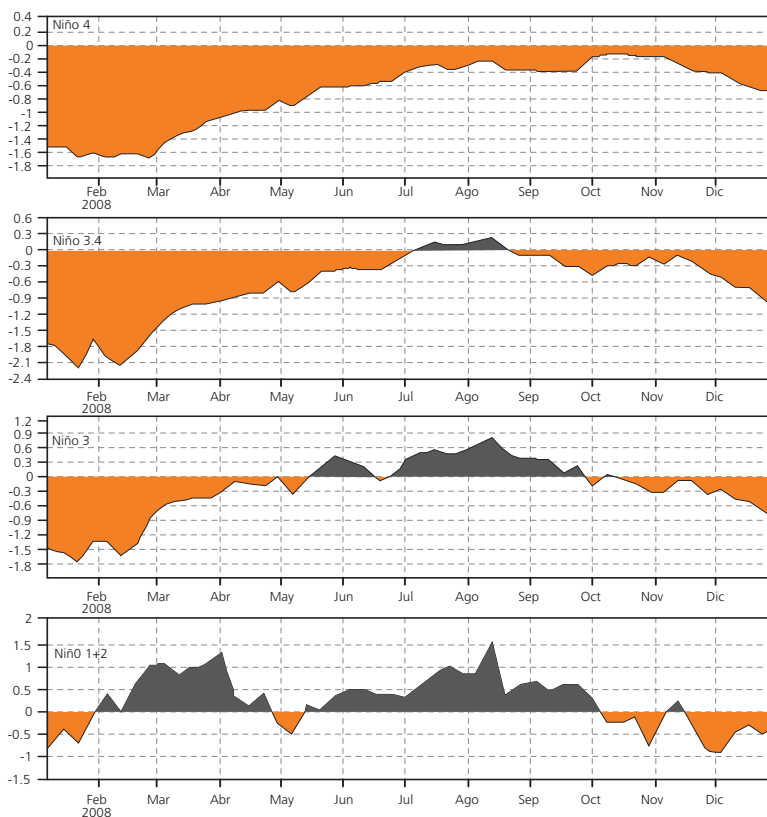


## EVOLUCIÓN DE VARIABLES DE OFERTA - 2008

### Situación hidro - climática

En términos generales 2008 puede ser caracterizado como el año de apogeo del fenómeno La Niña, cuya fase de nacimiento, crecimiento y maduración se había dado durante 2007. La Niña se caracteriza por la presencia temporal de aguas superficiales más frías de lo normal en el océano Pacífico tropical central y oriental (regiones Niño 3 y Niño 3.4, **gráficas 6 y 7**).

GRÁFICA 6. EVOLUCIÓN DE LAS ANOMALÍAS DE LA TEMPERATURA SUPERFICIAL DEL MAR

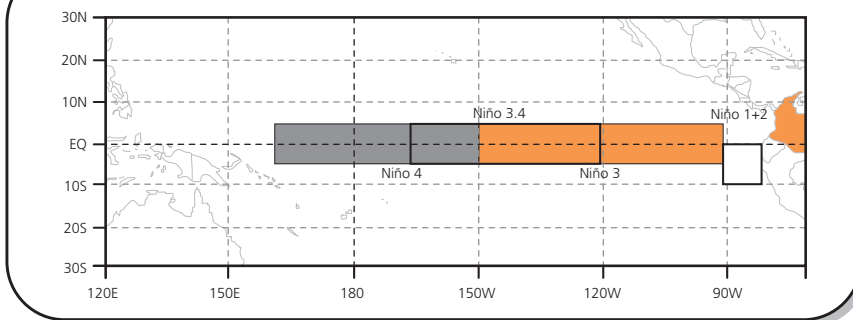


FUENTE NOAA

- Valores negativos corresponden a enfriamiento superficial, característicos de La Niña y lo contrario ocurre con El Niño. Así mientras mayor sea el valor absoluto de la anomalía, mayor será su distancia de la media y por tanto el grado de calentamiento o enfriamiento.
- Se nota que el enfriamiento de comienzos de año empezó a ceder desde el Pacífico oriental (frente a las costas de Sudamérica, región Niño 1 + 2) en dirección oeste, siendo temporalmente reemplazado por un ligero calentamiento a mitad de año, que alcanzó su mayor fortaleza, de +1.5°C, en el Pacífico oriental (región Niño 1 + 2). A partir de entonces, el Pacífico tropical volvió a enfriarse en cada una de sus subregiones, para finalizar el año con condiciones típicas de La Niña.



**GRÁFICA 7. REGIONES EL NIÑO EN EL PACÍFICO TROPICAL**

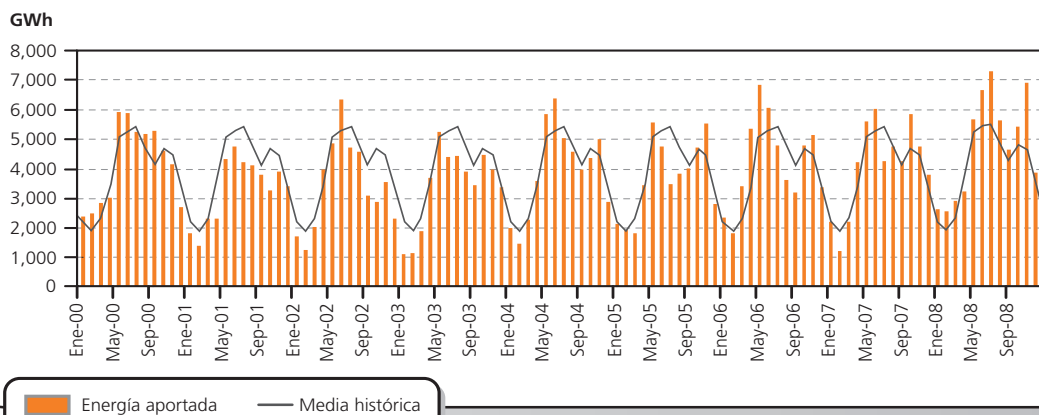


FUENTE NOAA

### Aportes hídricos

Durante 2008 los ríos asociados al SIN contribuyeron con aportes energéticos arriba de los promedios históricos siendo abril el único mes deficitario, con un acumulado a fin de año de 119.0% de la media, lo que en energía corresponde a 57,389.4 GWh.

**GRÁFICA 8. EVOLUCIÓN DE APORTES ENERGÉTICOS (COMPONENTE HIDRÁULICA) 2000 - 2008**



- Durante tres años consecutivos el mes de mayores aportes energéticos al SIN (julio) ha presentado déficit, mientras que en 2008, este mes registró aportes superiores a los promedios históricos, del orden de 133% por encima de la medida histórica.

## Aportes energéticos al SIN

TABLA 2. APORTES ENERGÉTICOS MENSUALES 2008

Mes	Real (GWh)	% respecto a la media	Media histórica (GWh)
Enero	2,623	119	2,210
Febrero	2,551	132	1,931
Marzo	2,914	125	2,332
Abril	3,236	89	3,637
Mayo	5,652	108	5,254
Junio	6,641	122	5,453
Julio	7,292	133	5,500
Agosto	5,632	116	4,844
Septiembre	4,645	109	4,251
Octubre	5,417	112	4,833
Noviembre	6,904	149	4,629
Diciembre	3,882	115	3,372
<b>TOTAL</b>	<b>57,389</b>	<b>119</b>	<b>48,246</b>

- Las contribuciones energéticas más bajas, expresadas en porcentaje de la media, se dieron en la región Oriente: 89.2%. Caribe tuvo un comportamiento normal (101.9% de la media), en tanto que las demás regiones tuvieron excesos de escurrimiento, (Valle con 120.1%, Centro con 130.9% y Antioquia con 134.1% por encima de la media).
- Individualmente, entre las series principales, las más deficitarias durante 2008 fueron Chuza (76.1%) y Florida II (86.0%), en tanto que aquellas con mayores aportes porcentuales fueron Porce II (164.7%), Prado (160.5%) y San Lorenzo (151.6%)

TABLA 3. RESERVAS HÍDRICAS 2008

Mes (1)	Vol útil diario (2)		Capacidad útil GWh (4)	Volumen (5)		Volumen máximo técnico (7)	MOS	MOI
	GWh	%(3)	GWh	GWh	%(6)	GWh	GWh	GWh
Enero	10,915	72	15,397	11,992	73	16,474	3,886	3,723
Febrero	9,567	63	15,397	10,734	65	16,474	2,743	2,535
Marzo	8,701	57	15,397	9,778	59	16,474	1,897	1,641
Abril	8,072	53	15,358	9,138	56	16,424	1,887	1,600
Mayo	9,315	61	15,358	10,381	63	16,424	2,187	1,950
Junio	11,240	73	15,358	12,306	75	16,424	3,014	2,807
Julio	12,866	84	15,358	13,932	85	16,424	3,920	3,627
Agosto	12,994	85	15,358	14,060	86	16,424	4,449	4,260
Septiembre	12,643	82	15,358	13,709	83	16,424	4,912	4,767
Octubre	12,356	80	15,358	13,422	82	16,424	5,234	5,169
Noviembre	13,388	87	15,358	14,454	88	16,424	6,030	5,953
Diciembre	12,500	82	15,335	13,567	83	16,402	5,378	5,263

(1) Valores tomados el último día del mes

(2) Volumen útil diario: Volumen almacenado por encima del nivel mínimo técnico

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

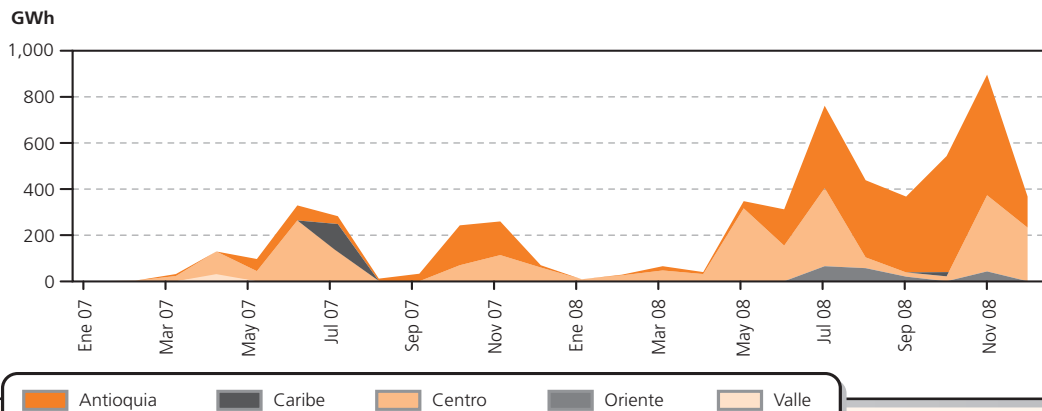
(4) Corresponde al volumen útil del embalse, que se define como el volumen almacenado entre el nivel mínimo técnico y el nivel máximo

(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

GRÁFICA 9. VERTIMIENTOS POR REGIÓN 2007 - 2008



- Los vertimientos en 2008 totalizaron 4,173.5 GWh.
- Durante 2008 Antioquia vertió el 57.6% del total del año, Centro el 37.6%, Oriente el 4.4%, Valle y Caribe el 0.4%.

## Capacidad Efectiva

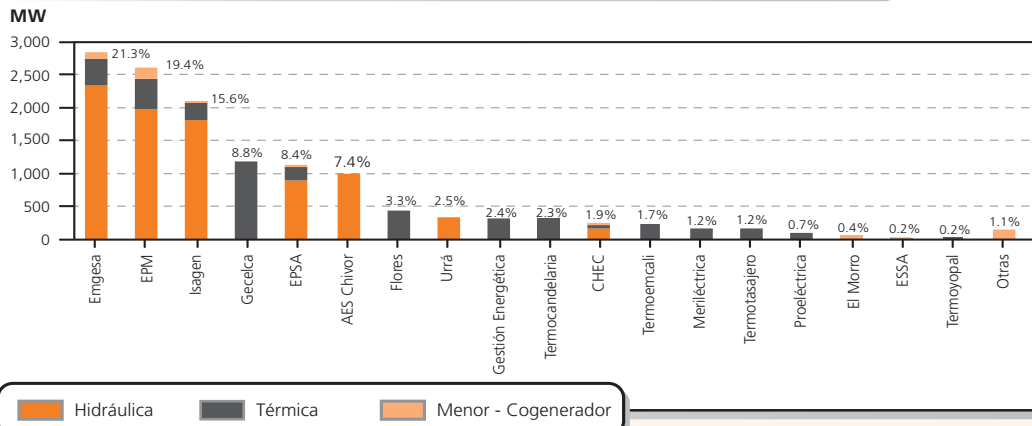
Es la máxima cantidad de potencia neta que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación. A continuación se presentan por tipo de recursos la capacidad efectiva neta del SIN y la capacidad efectiva por empresas a diciembre 31 de 2008.

TABLA 4. CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW) DICIEMBRE 2008

Tipo de recurso	MW	Participación	Evolución 2008 - 2007
<b>Hidráulico</b>	<b>8,525.0</b>	<b>63.4%</b>	<b>0.0%</b>
<b>Térmico</b>	<b>4,343.0</b>	<b>32.3%</b>	<b>1.7%</b>
Gas	2,757.0		
Carbón	967.0		
Combustóleo	187.0		
ACPM	0.0		
Fuel - Oil	432.0		
<b>Menores</b>	<b>564.3</b>	<b>4.2%</b>	<b>1.1%</b>
Hidráulica y térmica	545.8		
Eólica	18.4		
<b>Cogenerador</b>	<b>24.5</b>	<b>0.2%</b>	<b>0.0%</b>
<b>TOTAL SIN</b>	<b>13,456.8</b>	<b>100%</b>	<b>0.6%</b>

- La capacidad efectiva neta del SIN cerró 2008 con un valor de 13,456.8 MW, 78 MW más que el año anterior.
- La capacidad térmica está considerada a partir de los combustibles declarados para respaldo de la ENFICC. Cuando existe más de un combustible de respaldo se elige el de mayor capacidad efectiva.
- Se destaca el incremento en la capacidad térmica (Cartagena 2) y la capacidad de las plantas menores (menor Agua Fresca).

**GRÁFICA 10. PARTICIPACIÓN DE LA CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA 2008**

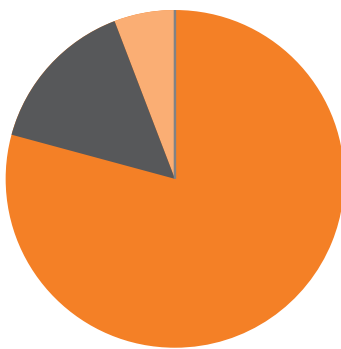


- Las seis mayores empresas representan el 80.9% de la capacidad total del sistema.
- Por recursos, estas seis empresas representan el 94.1% de las hidráulicas, el 58.3% de las térmicas y el 55.7% de las menores y cogeneradores.

### Generación de electricidad

A continuación se muestra la generación de energía del SIN de 2008, así como la participación de generación a nivel regional, departamental, por agente y por tipo de propiedad.

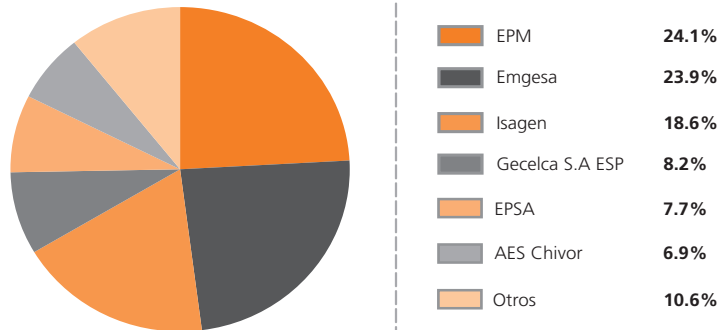
**GRÁFICA 11. COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN 2008**



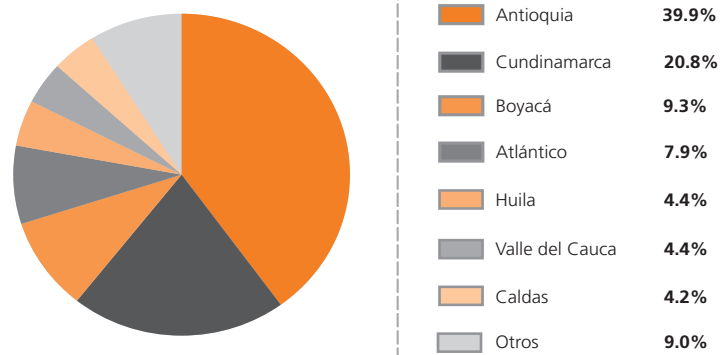
<span style="color: orange;">■</span> Hidráulica	<b>80.0%</b>	<span style="color: lightorange;">■</span> Menores	<b>5.7%</b>
<span style="color: gray;">■</span> Térmica	<b>14.2%</b>	<span style="color: darkgray;">■</span> Cogeneradores	<b>0.1%</b>

- El 65% de la generación total del SIN estuvo representada por las siguientes plantas: San Carlos 13.6%, Guavio 9.9%, PAGUA 7.5%, Guatapé 7.4%, Chivor 6.9%, Tebsa 6.3%, GUATRON 4.4%, Betania 4.3% y Porce 4.0%.

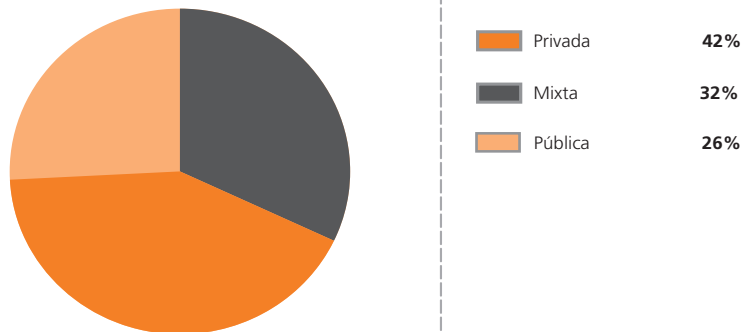
**GRÁFICA 12. GENERACIÓN POR AGENTE 2008**



**GRÁFICA 13. GENERACIÓN POR DEPARTAMENTO 2008**



**GRÁFICA 14. GENERACIÓN POR TIPO DE PROPIEDAD EMPRESARIAL 2008**



## Disponibilidad de generación

Es la capacidad real de la central de generación en un período de tiempo determinado. La diferencia con la capacidad instalada radica en que esta segunda se puede ver afectada por condiciones de mantenimiento, pruebas, uso de combustible alternativo o derrateos por nivel de los embalses, los cuales disminuyen la capacidad nominal de la central. A continuación se muestra la disponibilidad promedio día a nivel anual y el porcentaje respecto a la Capacidad Efectiva Neta para 2008.

**TABLA 5. DISPONIBILIDAD PROMEDIO DÍA (MW) 2008**

Despachadas centralmente	Disponibilidad promedio	Evolución 2008 - 2007
Hidráulica	7,718.8	0.2%
Térmica	3,746.3	1.9%
<b>TOTAL</b>	<b>11,465.0</b>	<b>0.8%</b>
% respecto a Capacidad Neta: 89.4%		
No despachadas centralmente (1)	Disponibilidad promedio	Evolución 2008 - 2007
Menores	321.2	6.3%
Coogenerador	5.8	-29.5%
<b>TOTAL</b>	<b>327.0</b>	<b>5.3%</b>
% respecto a Capacidad Neta: 56.1%		
<b>Disponibilidad Promedio total</b>	<b>11,792.1</b>	<b>0.9%</b>
<b>% respecto a Capacidad Neta total: 88.0%</b>		

- Las unidades hidráulicas con menor disponibilidad fueron: Chivor 4 (67.1%) y San Carlos 5 y 6 con (74.7%) y (78.2%) respectivamente
- Las unidades de mayor disponibilidad fueron: Chivor 8 y Guadalupe 33 y 36.
- Las unidades térmicas con menor disponibilidad fueron Zipa 5, Zipa 3 y Zipa 2.
- Las unidades térmicas con mayor disponibilidad fueron Merilétrica, Proeléctrica y Flores 3.

(1) La disponibilidad de las plantas menores y cogeneradores es calculada a partir de la generación.

## Consumos de combustibles en el Sector Eléctrico

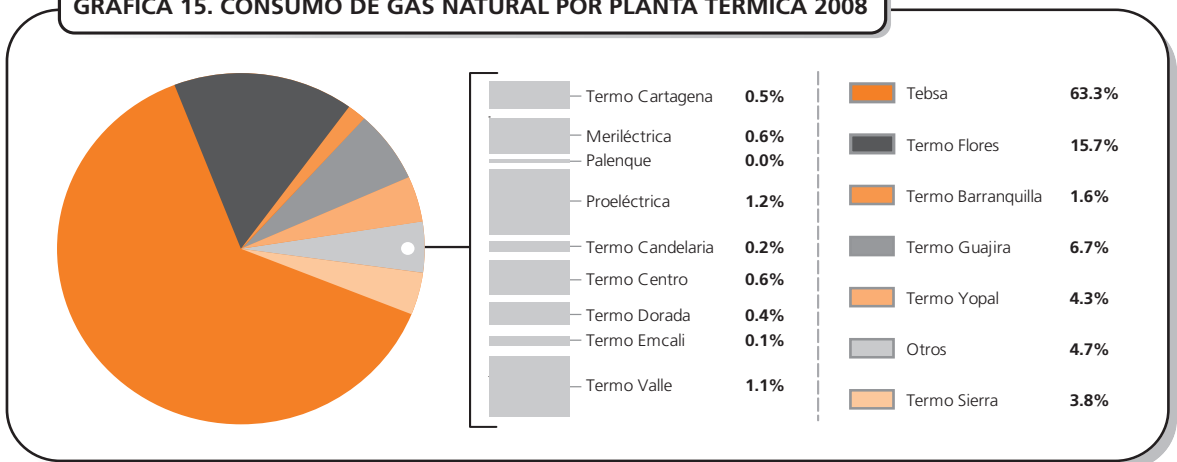
Es la cantidad de combustible que requiere una planta térmica para su generación de electricidad. A continuación se muestra el consumo de combustible en 2008 y su evolución.

TABLA 6. CONSUMO DE COMBUSTIBLE SIN (GBTU) 2008 (1)

Combustible	Total	Participación	Evolución 2008 - 2007
Gas	48,942.8	99.5%	-13.8%
Fuel Oil	222.7	0.5%	-44.9%
ACPM	4.1	0.01%	-81.3%
<b>TOTAL</b>	<b>49,169.6</b>	<b>100%</b>	<b>-14.3%</b>

(1) Información declarada por los agentes al ASIC.

GRÁFICA 15. CONSUMO DE GAS NATURAL POR PLANTA TÉRMICA 2008





## Energía Firme (ENFICC) y asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF)

La Energía Firme 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. Las tablas y las gráficas que se muestran a continuación presentan los valores de la ENFICC por planta de 2008 - 2009, las OEF de 2007 - 2008 y 2008 - 2009 por tipos de recursos.

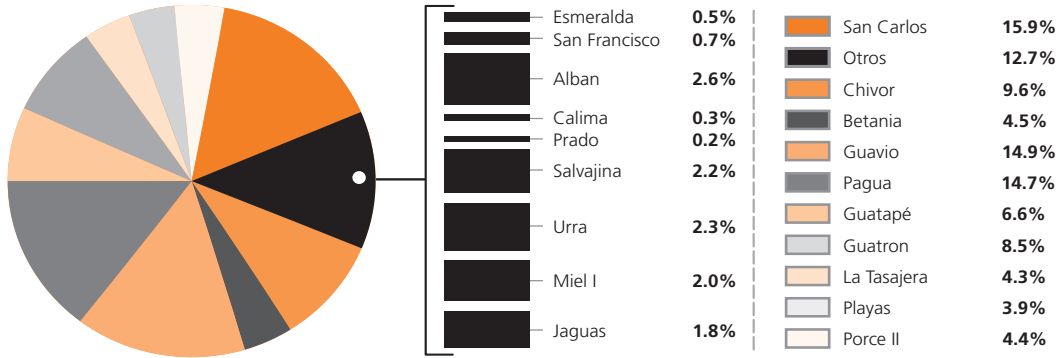
TABLA 7. ENERGÍA FIRME POR PLANTA 2008 - 2009

Agente	Planta	ENFICC (MWh/Día)	Agente	Planta	ENFICC (MWh/Día)
<b>Hidráulicas</b>			<b>Térmicas</b>		
CHIVOR	Chivor	8,014.4	CHEC	Termodorada	890.5
CHEC	Esmeralda	433.4	EMGESA	Cartagena 1	1,163.5
CHEC	San Francisco	553.9	EMGESA	Cartagena 2	0.0
EMGESA	Betania	3,760.8	EMGESA	Cartagena 3	1,176.9
EMGESA	Guavio	12,472.9	EMGESA	Termozipa 2	797.7
EMGESA	PAGUA	12,311.6	EMGESA	Termozipa 3	1,493.9
EPSA	ALBAN	2,143.2	EMGESA	Termozipa 4	1,519.1
EPSA	Calima	263.8	EMGESA	Termozipa 5	1,341.5
EPSA	Prado	185.6	EPSA	Termovalle	4,535.0
EPSA	Salvajina	1,846.2	EPM	Termosierra	9,835.9
URRÁ	Urrá	1,961.1	GECELCA	Barranquilla 3	1,111.7
EPM	Guatapé	5,478.0	GECELCA	Barranquilla 4	906.6
EPM	GUATRON	7,097.9	GECELCA	Tebesa	17,501.2
EPM	La Tasajera	3,625.9	GECELCA	Guajira 1	3,088.1
EPM	Playas	3,280.8	GECELCA	Guajira 2	1,947.1
EPM	Porce II	3,641.7	G. ENERGÉTICA	Paipa 1	603.1
ISAGEN	Miel I	1,699.8	G. ENERGÉTICA	Paipa 2	1,556.0
ISAGEN	Jaguas	1,525.5	G. ENERGÉTICA	Paipa 3	1,416.5
ISAGEN	San Carlos	13,321.7	G. ENERGÉTICA	Paipa 4	3,532.0
<b>TOTAL</b>		<b>83,618.2</b>	ISAGEN	Termocentro C.C.	6,375.4
			MERILÉCTRICA	Merilétrica	3,846.4
			PROELÉCTRICA	Proeléctrica	1,941.0
			TERMOCANDELARIA	Termocandelaria 1	3,616.6
			TERMOCANDELARIA	Termocandelaria 2	3,355.6
			TERMOEMCALI	Termoemcali I	4,802.4
			TERMOFLORES	Flores 1	3,523.4
			TERMOFLORES	Flores 2	2,385.7
			TERMOFLORES	Flores 3	3,612.3
			TERMOTASAJERO	Tasajero I	3,696.2
			TERMOYOPAL	Termoyopal 2	545.3
			<b>TOTAL</b>		<b>85,144.5</b>

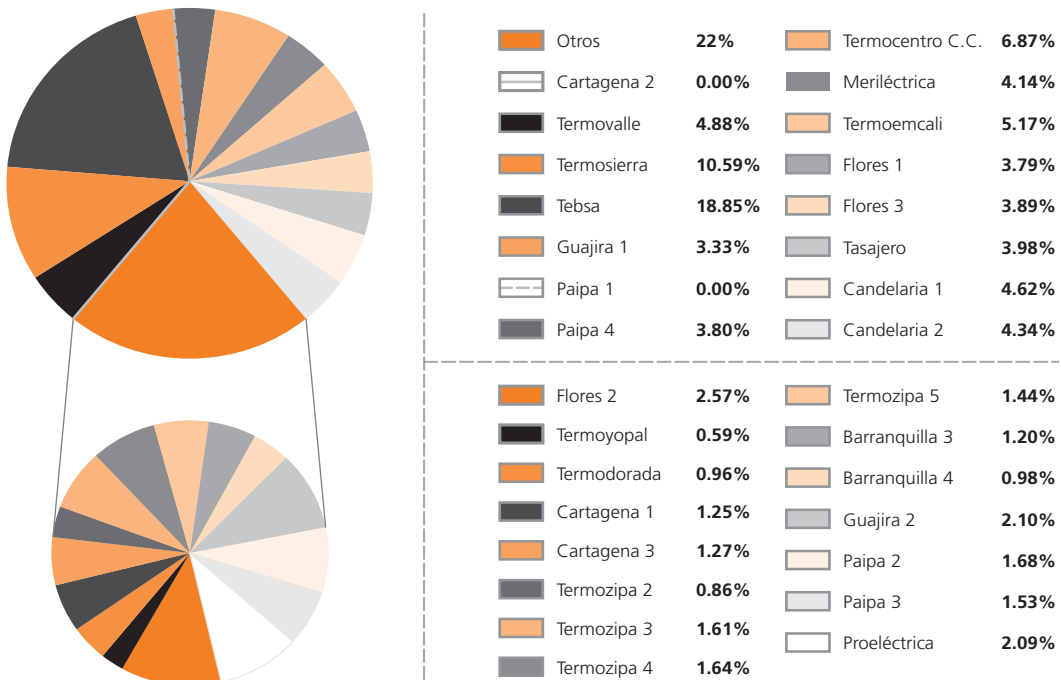
TABLA 8. ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

Planta	OEF Anual (GWh/Año) 2007 - 2008	OEF Anual (GWh/Año) 2008 - 2009	Planta	OEF Anual (GWh/Año) 2007 - 2008	OEF Anual (GWh/Año) 2008 - 2009
<b>Hidráulicas</b>			<b>Térmicas</b>		
Chivor	2,548.938	2,477.144	Termodorada	283.214	275.237
Esmeralda	137.829	133.947	Cartagena 1	109.531	359.615
San Francisco	176.156	171.194	Cartagena 2	0	0
Betania	1,196.111	1,162.421	Cartagena 3	374.309	363.766
Guavio	3,966.938	3,855.205	Termozipa 2	253.715	246.569
PAGUA	3,915.630	3,805.341	Termozipa 3	475.137	461.754
ALBAN	681.632	662.433	Termozipa 4	483.147	469.539
Calima	83.900	81.537	Termozipa 5	426.644	414.627
Prado	59.025	57.363	Termovalle	1,442.318	1,401.694
Salvajina	530.211	570.645	Termosierra	2,870.734	3,040.126
Urrá	623.725	606.157	Barranquilla 3	403.007	343.622
Guatapé	1,742.259	1,693.186	Barranquilla 4	288.338	280.216
GUATRON	2,010.601	2,193.859	Tebesa	5,566.150	5,409.373
La Tasajera	1,153.203	1,120.722	Guajira 1	982.159	954.495
Playas	1,043.439	1,014.049	Guajira 2	546.536	601.827
Porce II	1,158.214	1,125.591	Paipa 1	191.801	0
Miel I	540.597	525.371	Paipa 2	494.872	480.934
Jaguas	346.493	471.504	Paipa 3	450.494	437.805
San Carlos	4,236.870	4,117.534	Paipa 4	1,123.333	1,091.693
<b>TOTAL</b>	<b>26,151.771</b>	<b>25,845.202</b>	Termocentro C.C.	2,027.669	1,970.557
			Meriléctrica	1,223.328	1,188.872
			Proeléctrica	617.329	599.941
			Termoemcali	1,527.387	1,484.367
			Flores 1	1,120.580	1,089.018
			Flores 2	758.761	737.390
			Flores 3	1,148.871	1,116.511
			Tasajero	1,175.562	1,142.451
			Termoyopal 2	173.444	168.558
			Candelaria 1	1,329.190	1,325.558
			Candelaria 2	1,248.405	1,244.994
			<b>TOTAL</b>	<b>29,115.965</b>	<b>28,701.109</b>
			<b>TOTAL OEF</b>	<b>55,267.736</b>	<b>54,546.311</b>

**GRÁFICA 16. PORCENTAJE DE ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA PARA PLANTAS HIDRÁULICAS 2008 - 2009**



**GRÁFICA 17. PORCENTAJE DE ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA PARA PLANTAS TÉRMICAS 2008 - 2009**





**> CAPÍTULO 3**  
SUBASTAS DE  
ENERGÍA FIRME

# EXPERIENCIAS DE LA PRIMERA SUBASTA DE ENERGÍA FIRME EN COLOMBIA



La subasta de energía firme es un proyecto que se vino gestando desde el año 2005 con el acompañamiento de XM S.A. E.S.P. a la CREG y a los agentes del mercado en la definición de las reglas del esquema que habría de remplazar al Cargo por Capacidad. Un proceso complejo que implicó para la CREG la emisión de 36 resoluciones entre los años 2006, 2007 y 2008.

Este proceso culminó en 2008 con la celebración de la primera subasta de obligaciones de energía firme en mayo y la primera asignación de proyectos con período de construcción superior al período de planeación - GPPS - en junio.

Como resultado, para el año 2019 el sector eléctrico colombiano contará con una energía firme esperada de 90,419 GWh - año<sup>1</sup>, con un incremento del 43% respecto a los 63,022 GWh - año del parque instalado actual. Esto corresponde a una capacidad instalada de 17,701 MW<sup>2</sup>, un 32% por encima de la capacidad actualmente instalada. Para este incremento se requerirán inversiones alrededor de los 6,000 millones de dólares.

## Esquema de la subasta

A través de las subastas de obligaciones de Energía Firme, toda la demanda doméstica en Colombia contrata un precio máximo para su atención en el futuro. El producto transado en este mercado son obligaciones de energía firme, asimilables a una opción financiera tipo *call*, con precio de ejercicio denominado precio de escasez y prima denominada cargo por confiabilidad. Este producto, además de la componente financiera, requiere el respaldo de activos físicos que permitan garantizar la atención de la demanda en condiciones de escasez, principalmente asociadas a eventos hidrológicos extremos.

Con las obligaciones de energía firme, los generadores se comprometen a entregar en la bolsa de energía una cantidad preestablecida de energía cuando el mercado indique que se presentan condiciones de escasez; es decir, en cada uno de los días para los cuales en al menos una de las horas el precio de bolsa supera al precio de escasez. En tales períodos, los generadores venden su energía comprometida en obligaciones de energía firme al precio de escasez y la energía adicional al precio de bolsa.

Los generadores que no cumplen con su obligación deben pagar el sobrecosto de la utilización de recursos ofertados por encima del precio de escasez. Los dineros recaudados permiten pagar al precio de bolsa a los generadores que entregaron energía adicional en ese período mientras la demanda sólo paga hasta el precio de escasez.

El precio y asignación de las obligaciones de energía firme son definidos por el cruce entre la oferta y una curva de demanda establecida por el regulador a través del mecanismo de subasta.

<sup>1</sup> ENFICC calculada con base en la declaración de parámetros - Circular CREG 031 de 2008

<sup>2</sup> Teniendo en cuenta los nuevos proyectos y las repotenciaciones futuras de las unidades con asignación de Energía Firme

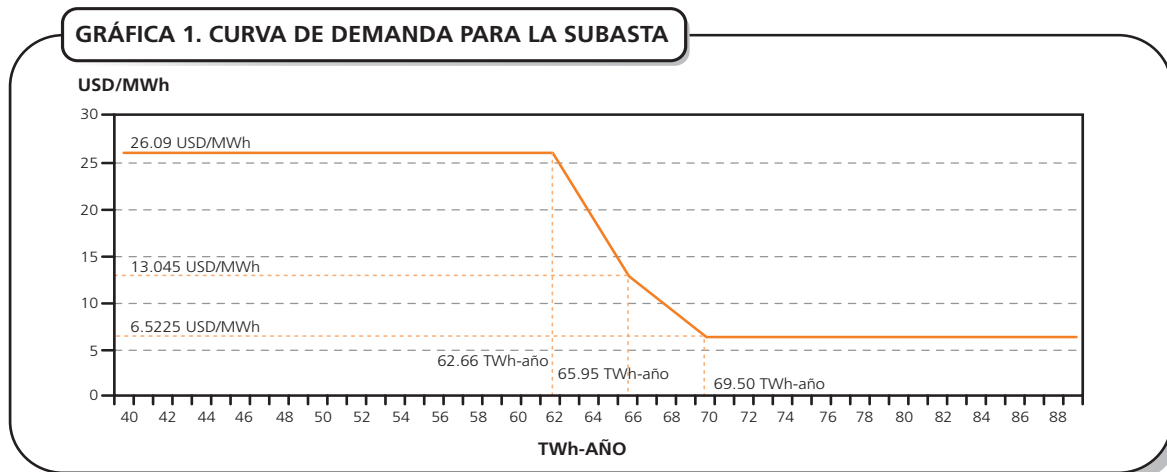
La curva de demanda construida por la CREG para esta subasta tenía un precio techo de dos veces el cargo actual regulado<sup>3</sup> (costo del nuevo entrante) y un precio piso de la mitad del mismo. Entre estos dos valores se construyó una curva formada por dos segmentos de recta que se encuentran en un punto definido por el cargo actual y la demanda objetivo (65,946 GWh/año descontando las asignaciones previas y la ENFICC de plantas no despachadas centralmente). Esta curva, presentada en la **gráfica 1**, pretende reflejar la elasticidad de la demanda al precio de la energía firme.

La subasta que se realiza es de reloj descendiente en la cual participan tanto generadores existentes como nuevos, siempre y cuando su período de construcción sea inferior al período de planeación de la subasta. Para proyectos con períodos de construcción superiores, se utiliza la subasta GPPS de sobre cerrado en la que sólo participan proyectos de este tipo.

La subasta de reloj descendiente tiene una regla básica de actividad: al bajar el precio, los agentes pueden mantener o reducir sus cantidades, éstas no pueden incrementar. Por lo tanto, las ofertas de un agente deben ser consistentes con una curva de oferta de pendiente positiva.

En esta subasta los nuevos recursos podían adquirir compromisos hasta por 20 años a partir del 1° de diciembre de 2012. Los recursos existentes con obras a realizarse después de la subasta adquirirían obligaciones hasta por 10 años, los existentes con obras realizadas antes de la subasta hasta por 5 años y los existentes en operación por un año, comprendido entre el 1° de diciembre de 2012 y el 30 de noviembre del 2013.

**GRÁFICA 1. CURVA DE DEMANDA PARA LA SUBASTA**



### Participantes

El 11 de enero de 2008 se presentaron ante la CREG, 99 declaraciones de interés con proyectos de generación que podrían participar en la subasta del 6 de mayo o en el mecanismo GPPS del 13 de junio. El 31 de marzo, fecha establecida para la declaración de parámetros, los inversionistas presentaron información de 21 proyectos para la subasta del 6 de mayo. Esta información fue publicada por la CREG el 8 de abril por medio de la Circular 31 y arrojó como resultado una capacidad total de 2,587 MW. La **Tabla 1 y 2** presenta la relación de proyectos presentados.

<sup>3</sup> (2 x 13.045 = USD 26.09/MWh)

**TABLA 1. PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS QUE DECLARARON PARÁMETROS PARA LA SUBASTA**

Nombre	Capacidad efectiva neta (MW)	Eficiencia (MBTU/MWh)	IHF (%)
Termoandina I	92	13.0000	5.0001
Termosanfernando	153	9.2590	15.0000
Termocauca	100	10.4600	20.0000
Termocandelaria ciclo combinado	483	7.4100	5.0001
Tasajero II	155	10.1289	5.0001
Termocaribe I	350	8.9790	10.0000
Termomerilétrica Ciclo Combinado	241	7.4317	5.0001
GT23	100	10.2500	15.0000
Repotenciación Cimarrón	38	11.6300	20.0000
Termocol AA - 1	46.8	12.1290	5.0001
Termocol AA - 2	46.8	12.1290	5.0001
Termocol B - 1	54	12.0000	5.0001
Termocol B - 2	54	12.0000	5.0001
TermoDial I	25	9.3600	5.0100
Gecelca 13	10	17.0000	15.0000
Gecelca 14	10	17.0000	15.0000
Gecelca 15	50	13.0000	15.0000
Gecelca 2	150	12.5000	15.0000
Gecelca 3	150	13.0000	15.0000
Gecelca 4	100	12.5000	15.0000
Gecelca 7	100	13.0000	15.0000

**TABLA 2. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS QUE DECLARARON PARÁMETROS PARA LA SUBASTA**

Nombre	Capacidad efectiva neta (MW)	Eficiencia MW/m <sup>3</sup> /s	IHF (%)
Amoyá	78	4.2391	5.0

**TABLA 3. PROYECTOS NUEVOS QUE EFECTIVAMENTE PARTICIPARON EN LA SUBASTA**

Propietario	Nombre	Tecnología	ENFICC (GWh - año)
Isagen	Amoyá	Hidro	214
Gecelca	Gecelca 2,3,7	Carbón	2,978
Poliobras (Nuevo Inversionista)	Termocol	Fuel Oil	1,678
Cosenit (Nuevo Inversionista)	Termodial 1	Petróleo	208
Merilétrica	Merilétrica Cc	Cc - Gas	602
Proeléctrica	Termoandina 1	Gas	766
Termocandelaria	Termocandelaria Cc	Cc - Gas	1,449
Termotasajero	Tasajero 2	Carbón	1,290

Finalmente, presentaron garantías de participación y efectivamente participaron en la subasta ocho proyectos nuevos y dos existentes con obras a realizarse después de la subasta, de los cuales tres proyectos nuevos obtuvieron asignaciones: Termocol, Gecelca 3 y Amoyá.

La única información pública al inicio de la subasta fue el exceso de oferta al precio de apertura de cada ronda. La subasta de reloj descendente fue iniciada el 6 de mayo de 2008, 4.5 años antes del inicio de la vigencia de las obligaciones.

Los generadores existentes debían comunicar sus eventuales curvas de retiro con anterioridad a la subasta y no podían modificarlas durante el desarrollo de la misma. Adicionalmente, en esta primera subasta sólo podían informar curvas de retiro por debajo del 80% del Costo del Entrante publicado y esta cifra coincidía con el precio piso que era garantizado a todos los generadores existentes.

### **Preparación de la subasta**

En diciembre de 2007, la CREG adoptó el Reglamento de la Subasta mediante la emisión de la Resolución CREG 102 de 2007. Previamente, XM había seleccionado la plataforma electrónica Web Business Center - WBC - desarrollada y adoptada para la subasta por la firma Paradigma Tecnología de Negocios S.A. del Brasil.

Cumpliendo con las reglas de la subasta expedidas por la CREG, XM contrató como subastador al Doctor Sam Dinkin, Ph. D. en Economía de la Universidad de Arizona, a través de la firma Criterion Auctions LLC, con sede en Washington DC y a la cual está vinculado el Doctor Peter Cramton, asesor de la CREG para el diseño del esquema.

Acorde con el Reglamento de la Subasta y con el fin de garantizar la mayor transparencia en el proceso, XM contrató a la firma Deloitte Asesores y Consultores Ltda para realizar la auditoría para la primera subasta y la asignación GPPS. El alcance de la auditoría incluyó la verificación de los equipos computacionales destinados por los agentes para participar en la subasta, la auditoría técnica, operativa y de seguridad a la plataforma, los sistemas de información de XM y la verificación de la correcta aplicación de la reglamentación.

De otro lado, de acuerdo con las actividades programadas a realizarse previo a la subasta, XM realizó la verificación de los valores de ENFICC de todos los recursos de generación que participaron en la subasta y aprobó las garantías de participación de cada uno de los agentes. Además, dado que era obligación de los agentes que el personal que los representaría durante la subasta, fueran certificados por XM para el uso de la herramienta, XM organizó dos capacitaciones que se realizaron del 15 al 17 de abril, en las cuales se hizo énfasis en el uso del sistema y la información que tendrían disponible.

Adicionalmente, XM realizó un simulacro de la subasta el 28 de abril en el cual se contó con la participación de todos los agentes habilitados para participar en la subasta. En este simulacro se pusieron a prueba la seguridad del acceso a la herramienta, los sistemas alternos para el envío de ofertas para lo cual se elaboró un protocolo de comunicación y unos formatos específicos para este fin. Así mismo, se hicieron pruebas de suspensiones parciales y totales de la subasta. En el simulacro también participaron Sam Dinkin como subastador y Deloitte como auditor.

El día de la subasta, previo a la hora de inicio que estaba fijada para las 9:00 a.m., XM se aseguró que todos los participantes tuvieran acceso al sistema y verificaran la información de los recursos de



generación que representaban. Posteriormente, se publicó el siguiente programa tentativo, para que los agentes participantes pudieran preparar sus estrategias de participación con base en una referencia no compromisoria:

**TABLA 4. PROGRAMA TENTATIVO DE LA SUBASTA**

Hora - Fecha	Mayo 6	Mayo 7	Mayo 8
<b>09:00 - 10:00</b>	<b>Ronda 1</b> 26.09 - 22.00	<b>Ronda 5</b> 13.00 - 11.00	<b>Ronda 8</b> 08.00 - 07.00
<b>10:00 - 11:00</b>			
<b>11:00 - 12:00</b>	<b>Ronda 2</b> 22.00 - 19.00		
<b>12:00 - 13:00</b>		<b>Ronda 6</b> 11.00 - 09.00	
<b>13:00 - 14:00</b>	<b>Ronda 3</b> 19.00 - 16.00		<b>Ronda 9</b> 07.00 - 06.23
<b>14:00 - 15:00</b>	-	-	-
<b>15:00 - 16:00</b>	<b>Ronda 4</b> 16.00 - 13.00	<b>Ronda 7</b> 09.00 - 08.00	

#### Desarrollo de la subasta

El subastador modificó ligeramente el programa tentativo previamente publicado. La **tabla 5** presenta un resumen del desarrollo de la subasta de energía firme, en la que se alcanzó el cierre con 6 rondas distribuidas en dos días.

**TABLA 5. RESUMEN DESARROLLO SUBASTA**

Mayo 6	Mayo 7
<b>Ronda 1</b> *26.09 - 22.00 Exceso de Oferta (GWh - año): 8,355	<b>Ronda 5</b> *16.00 - 14.00 Exceso de Oferta (GWh - año): 907
<b>Ronda 2</b> *22.00 - 20.00 Exceso de Oferta (GWh - año): 7,851	<b>Ronda 6</b> *14.00 - 12.00 Exceso de Oferta (GWh - año): -1,765
<b>Ronda 3</b> *20.00 - 18.00 Exceso de Oferta (GWh - año): 4,573	<b>Precio de cierre (USD/MWh)</b> <b>13.998</b>
<b>Ronda 4</b> *18.00 - 16.00 Exceso de Oferta (GWh - año): 3,467	

\* Precios de apertura y cierre (USD/MWh)

La subasta se inició el 6 de mayo, como estaba previsto. La primera ronda de la subasta tuvo como precio de apertura 26.09 USD/MWh, correspondiente a dos veces el costo del nuevo entrante y al precio techo establecido en la curva de demanda. Como precio de cierre se conservó el programado y publicado previamente de 22 USD/MWh.

No se presentaron ofertas de retiro de plantas o unidades en esta ronda ni en la siguiente, que tuvo como precios de apertura y cierre, 22 USD/MWh y 20 USD/MWh, respectivamente. En la segunda ronda el Subastador cambió el programa tentativo publicado, que tenía previsto un precio de cierre de 19 USD/MWh.

La tercera ronda tuvo, como la anterior, un rango de 2 USD/MWh con un precio de cierre de 18 USD/MWh. En esta ronda se retiraron tres proyectos con una energía firme total de 2,774 GWh - año y el exceso de oferta al precio de cierre fue de 4,573 GWh - año.

En todas las rondas posteriores, el subastador conservó el rango de 2 USD/MWh. La cuarta ronda tuvo como precio de cierre 16 USD/MWh. En esta ronda se retiró un proyecto de 602 GWh/año. Así terminó el primer día de la subasta con un excedente de energía firme de 3,476 GWh - año.

En la quinta ronda (la primera realizada el martes 7 de mayo) se retiraron otros dos proyectos por un total de 2,056 GWh - año. Como resultado de estas decisiones, la ronda cerró con un exceso de oferta de 907 GWh - año al precio de 14 USD/MWh.

Al iniciar la sexta ronda, todavía estaban participando cuatro proyectos nuevos que sumaban 3,754 GWh - año. El subastador informó que esta ronda tenía un precio de cierre de 12 USD/MWh. Dos proyectos permanecieron en la subasta, aún al precio de cierre de la ronda y el retiro de 1,862 GWh - año resultó en un cruce con la curva de demanda en los 13.998 USD/MWh con 3 nuevos proyectos asignados. Como consecuencia, en la subasta se asignaron 162 GWh - año por encima de la curva de demanda.

### Resultado de la subasta

La subasta de reloj descendente asignó obligaciones de energía firme para el parque generador existente entre diciembre de 2012 y noviembre de 2013, así como para tres nuevos proyectos de generación por 3,009 GWh - año desde diciembre 2012 hasta noviembre de 2032. El total asignado, incluyendo los recursos de generación existentes, para 2012 - 2013 fueron 65,869 GWh - año. Las nuevas plantas asignadas se presentan en la **Tabla 6**.

TABLA 6. NUEVOS PROYECTOS ASIGNADOS EN LA SUBASTA

Propietario	Nombre	Capacidad (MW)	OEF (GWh - año)	Período (años)
Isagen	Amoyá	78	214	20
Gecelca	Gecelca 3	150	1,117	20
Poliobras	Termocol	201	1,678	20

### Subasta GPPS

La subasta de GPPS estaba diseñada para atraer inversionistas con proyectos con períodos de construcción superiores a los 4.5 años del período de planeación de la primera subasta. También establecía compromisos hasta por 20 años, a partir de una fecha al menos igual o superior al 1° de diciembre de 2014.

La suma de las demandas incrementales determinadas de la subasta para el período 2014 - 2019 fue de 19,671 GWh. Los participantes debían presentar una oferta de cantidad para cada uno de los cinco años cubiertos por el mecanismo.

De las declaraciones de interés presentadas por los diferentes ofertantes en enero de 2008, para la fecha establecida para la declaración de parámetros se presentó información de 6 proyectos:

TABLA 7. PARTICIPANTES SUBASTA GPPS

Nombre	Capacidad efectiva neta (MW)	Eficiencia (MW/m3/s)	IHF (%)
El Quimbo	396	1.0524	15.0000
Cucuana	60	5.6900	15.0000
Porce IV	400	1.4011	15.0000
Miel II	135.2	3.7900	15.0000
Pescadero Ituango	1,200	1.7019	15.0000
Sogamoso	800	1.2519	15.0000

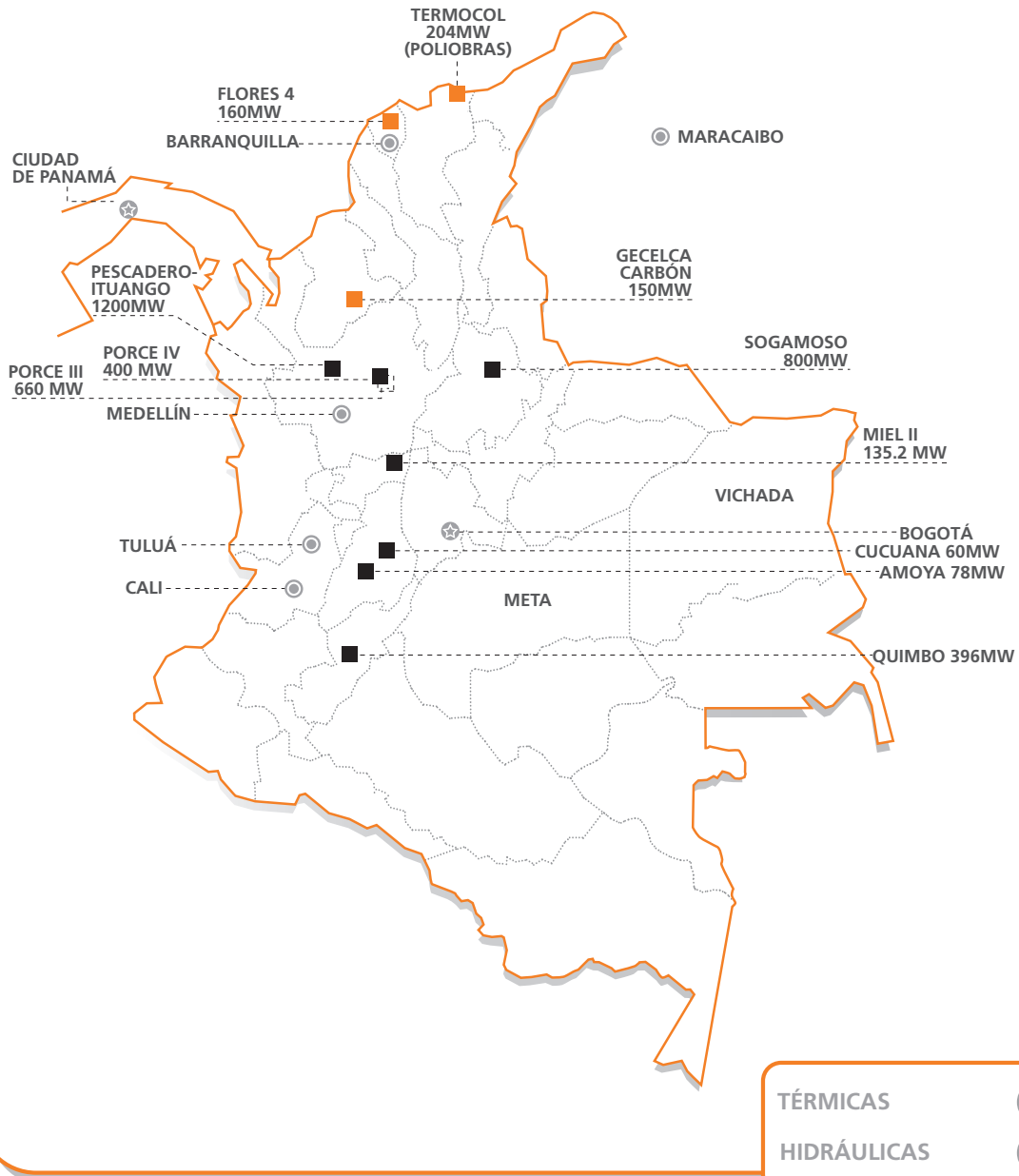
El precio de apertura correspondió al precio de cierre de la primera subasta (13.998 USD/MWh). Dadas las condiciones de participación, no fue necesario realizar la subasta prevista de sobre sellado, ya que la oferta presentada no fue superior a la demanda a ser cubierta con este mecanismo, por lo cual se asignó a todos los participantes el precio de apertura por la totalidad de su oferta presentada. Si la oferta hubiera excedido a la demanda, se habría llevado a cabo una subasta de sobre sellado, en donde los participantes presentarían ofertas de precio techadas por el precio de apertura publicado. La **Tabla 8** presenta la configuración de entrada de los nuevos proyectos con sus obligaciones de energía firme y las respectivas vigencias.

TABLA 8. ASIGNACIONES DE OEF A GPPS (GWh - AÑO)

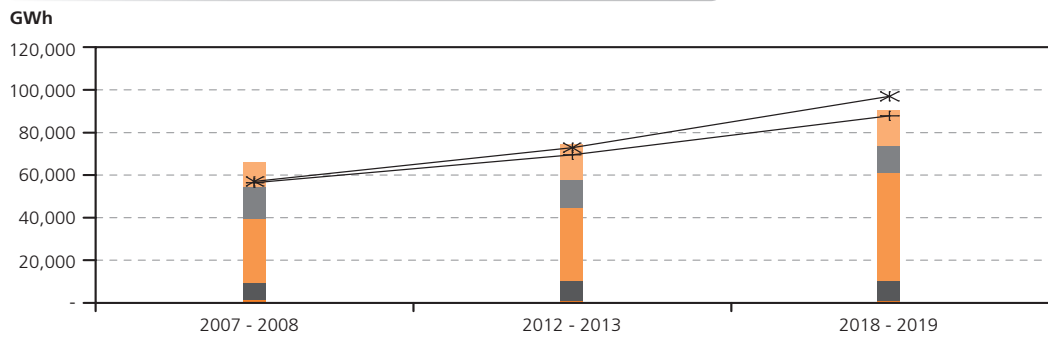
	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	Fecha inicio vigencia	Fecha fin vigencia
Porce IV	0	321	641	962	962	2015 - 12 - 01	2035 - 11 - 30
Pescadero Ituango	0	0	0	0	1085	2018 - 12 - 01	2038 - 11 - 30
Sogamoso	400	802	1550	2300	2350	2014 - 12 - 01	2034 - 11 - 30
Miel II	183	185	184	184	184	2014 - 12 - 01	2034 - 11 - 30
Cucuana	49.5	50	50	50	50	2014 - 12 - 01	2034 - 11 - 30
El Quimbo	400	852	1350	1650	1650	2014 - 12 - 01	2034 - 11 - 30

La **gráfica 2** resume los escenarios futuros de ambos procesos y el mapa de la siguiente página, la ubicación geográfica de las nuevas plantas, tanto para la subasta inicial como para las asignaciones GPPS. De esta manera queda configurada gran parte de la matriz de energía firme por tipo de recurso y su evolución a través de los tiempos de vigencia de los procesos.

## ASIGNACIÓN DE PLANTAS EN LAS SUBASTAS DE ENERGÍA 2008



**GRÁFICA 2. ENFICC DISPONIBLE VERIFICADA POR COMBUSTIBLE**




NDC<sup>4</sup>
 Carbón
  Hidráulicas
  Gas
  Líquido

Demanda alta UPME<sup>5</sup>
 Demanda media UPME

- En esta gráfica, se compara la cantidad total de energía firme esperada, luego de las asignaciones a nuevos recursos, con las proyecciones de demanda alta y media de la UPME.

<sup>4</sup> NDC: Plantas No Despachadas Centralmente

<sup>5</sup> Escenario UPME de julio de 2008



**> CAPÍTULO 4**  
DEMANDA DE  
ELECTRICIDAD

LOS EXPERTOS EN MERCADOS 

 filial de isa

## ¿QUÉ IMPACTÓ EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN 2008?



El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en 2008 fue de 1.6% (incluye corrección por año bisiesto), siendo éste el menor crecimiento de los últimos ocho años. La principal causa de este bajo crecimiento fue la desaceleración económica del país, lo cual se reflejó en la disminución del consumo de energía para la producción de la industria manufacturera en las regiones de Antioquia, Costa Caribe, Valle y Centro. En contrapeso, la actividad de Minas y Canteras, aumentó considerablemente su consumo de energía (6.7%) para la extracción de Petróleo y Gas, Hierro y Carbón.

El decrecimiento de la demanda de electricidad de la Industria Manufacturera y el repunte en el consumo de electricidad de Minas y Canteras tienen gran impacto en el sector ya que estas dos actividades en conjunto representan el 65.4% de la demanda de energía del mercado no regulado y el 20.9% del total de la demanda de energía nacional.

Para realizar el análisis por actividades se tiene en cuenta lo siguiente:

- Los consumos de energía por actividades y subactividades fueron calculados con base en la información enviada por los agentes para la liquidación del mercado y los códigos CIU<sup>1</sup> registrados por los agentes ante el ASIC.
- Los análisis relacionados con el Producto Interno Bruto - PIB se realizaron utilizando los tres primeros trimestres de 2008 que hasta la fecha ha publicado el Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE.

### Análisis de la actividad CIU - Industria Manufacturera

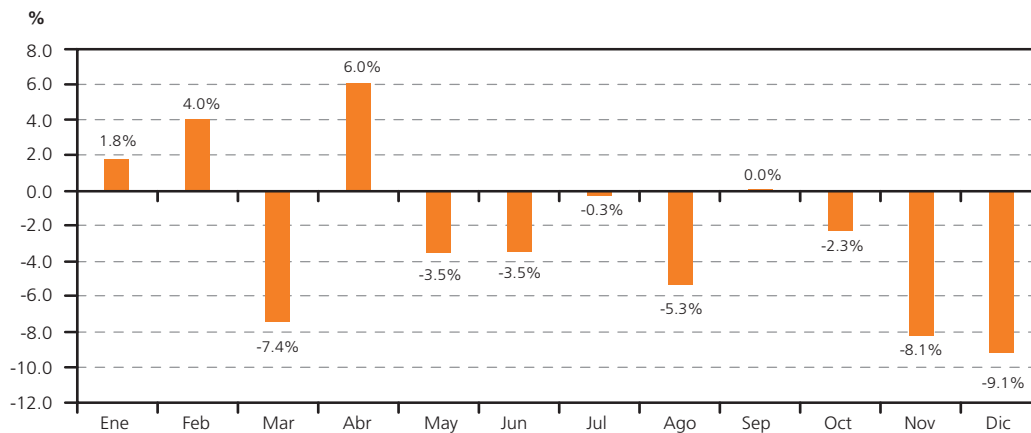
Durante el año 2008 la demanda de energía de la Industria Manufacturera fue de 8,107.9 GWh, inferior a la de 2007 (8,307.6 GWh) en un 2.4%. La **gráfica 1** muestra la evolución del consumo de energía en la Industria Manufacturera, donde se destaca que, con excepción de los dos primeros meses<sup>2</sup>, esta actividad presentó un decrecimiento durante el resto del año.

La Industria Manufacturera constituye la actividad con más peso en la evolución del PIB y en la demanda de electricidad. La **gráfica 2** muestra la evolución de esta actividad con respecto a la participación en el PIB y la demanda de energía eléctrica en el año 2008.

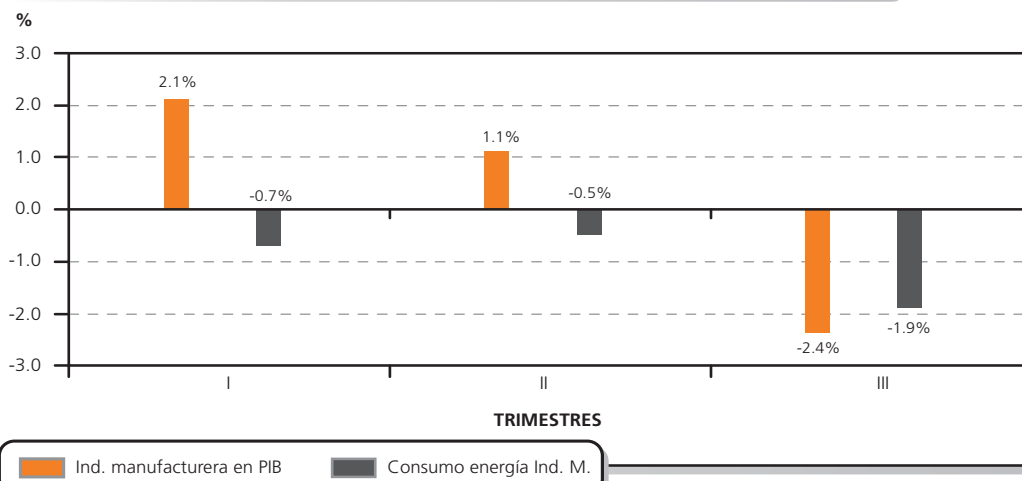
<sup>1</sup> CIU: Clasificación Internacional Industrial Uniforme de todas las actividades económicas

<sup>2</sup> La cifras de marzo como la de abril están afectadas por la ocurrencia de la Semana Santa en 2008 y 2007 respectivamente

**GRÁFICA 1. CRECIMIENTO MENSUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN LA INDUSTRIA MANUFACTURERA 2008**



**GRÁFICA 2. CRECIMIENTO DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN EL PIB Y LA DEMANDA DE ENERGÍA 2008**

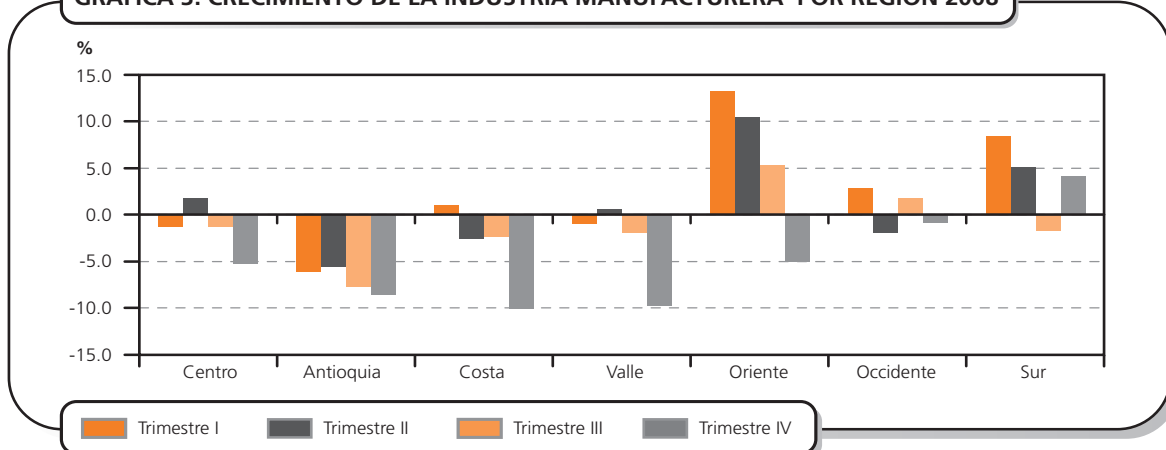


Es importante anotar que debido al peso que representa la industria manufacturera en la demanda total nacional (15%) y en la demanda no regulada (47%), se puede concluir que la evolución de este sector es determinante sobre la evolución de la demanda de energía nacional.

La **gráfica 3** muestra el comportamiento trimestral de la industria manufacturera por regiones, donde se nota que las cuatro principales regiones del país, a saber: Centro, Antioquia, Valle y Costa Caribe, que representan el 83% del consumo de energía eléctrica en la industria manufacturera tuvieron un crecimiento bajo o negativo durante el año 2008.



**GRÁFICA 3. CRECIMIENTO DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA POR REGIÓN 2008**



Por otro lado, las subactividades que más afectaron el decrecimiento de la demanda de energía en Antioquia fueron la producción de textiles y químicos. En la Costa Caribe los textiles y cemento y vidrio, mientras que en el Valle los alimentos y las bebidas, en occidente la producción de papel decrecieron. Las subactividades que impactaron positivamente la demanda fueron en Oriente la producción de Cemento y Vidrio y en occidente el procesamiento de Alimentos. Para más detalle ver la **Tabla 1**.

**TABLA 1. CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA REGIONAL POR LAS PRINCIPALES SUBACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA 2008**

Región	Alimentos	Cemento y vidrio	Químicos	Papel	Textiles	Bebidas	Autos	Flores
<b>Centro</b>	3.8%	0.5%	7.4%	0.3%	-6.5%	2.6%	-10.9%	-3.7%
<b>Antioquia</b>	-2.0%	-2.4%	-14.8%	0.9%	-13.5%	-6.4%	-25.2%	-4.2%
<b>Costa Caribe</b>	6.6%	-16.3%	-1.6%	22.4%	-38.0%	2.5%		27.6%
<b>Valle</b>	-3.1%	-5.2%	-1.4%	3.1%	-1.8%	-13.3%	-1.3%	
<b>Oriente (1)</b>	1.3%	3.2%	13.4%		6.2%	-8.0%	-6.1%	
<b>Occidente (2)</b>	20.8%	-0.7%	-0.6%	-8.2%	-9.5%	2.3%	-26.5%	
<b>Sur (3)</b>	5.1%	-2.1%	2.3%	5.0%	10.8%	1.8%	4.5%	
<b>TOTAL</b>	<b>3.5%</b>	<b>-2.4%</b>	<b>-2.2%</b>	<b>1.6%</b>	<b>-11.1%</b>	<b>-0.8%</b>	<b>-14.4%</b>	<b>-2.1%</b>

(1) Conformado por Santander, Norte de Santander, Boyacá, Arauca y Casanare.

(2) Conformado por Caldas, Quindío, Risaralda, Huila, Tolima y Caquetá.

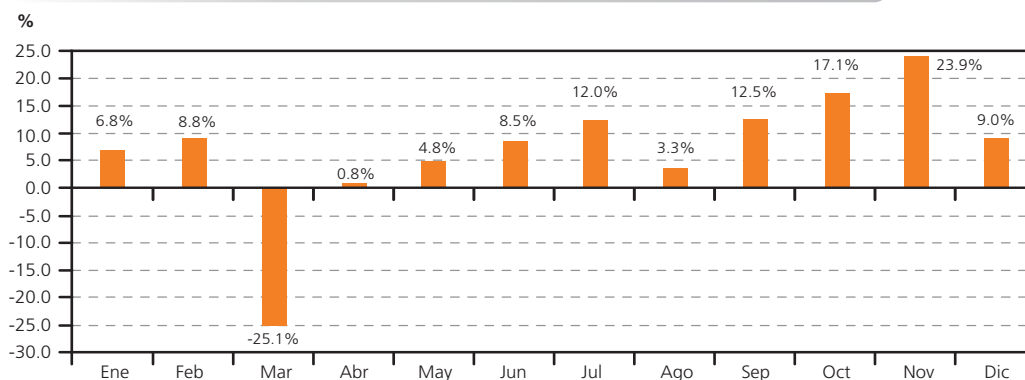
(3) Conformado por Cauca y Nariño

### **Análisis de la actividad CIU - Minas y Canteras**

Durante el año 2008 la demanda de energía de la actividad Minas y Canteras fue de 3,173.8 GWh con un crecimiento del 6.7% con respecto al año 2007 (2,974.1 GWh). La **gráfica 4** muestra la evolución

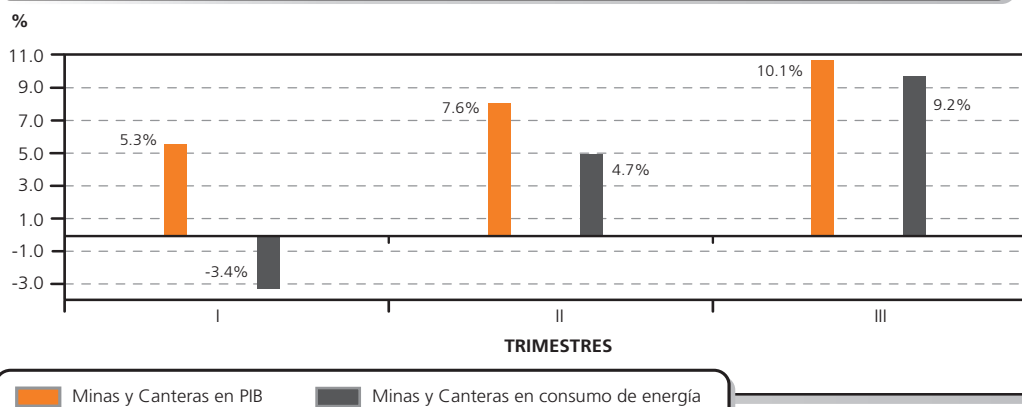
del consumo de energía en la actividad Minas y Canteras, donde se observa que con excepción del mes de marzo, el resto de meses tuvo un crecimiento significativo. El decrecimiento del mes de marzo y el pequeño crecimiento del mes de abril se debió principalmente a la huelga de la mina de níquel de Cerromatoso.

**GRÁFICA 4. CRECIMIENTO MENSUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN MINAS Y CANTERAS 2008**



La **gráfica 5** muestra la evolución de la actividad de Minas y Canteras con respecto a la participación en el PIB y la demanda de energía eléctrica en el año 2008. Se observa el crecimiento que ha tenido esta actividad durante los tres primeros trimestres en ambas variables, con excepción del decrecimiento que presentó la demanda de energía durante el primer trimestre, ocasionado principalmente por la huelga de Cerromatoso.

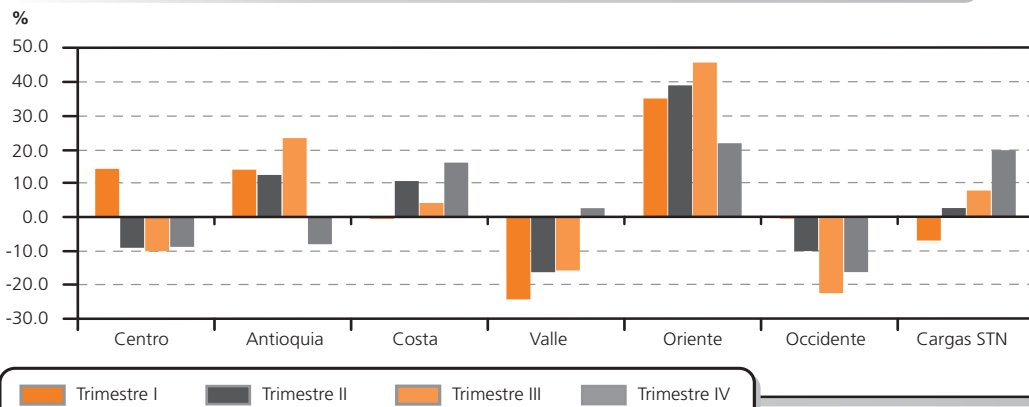
**GRÁFICA 5. CRECIMIENTO DE MINAS Y CANTERAS EN PIB Y CONSUMO DE ENERGÍA 2008**



La **gráfica 6** muestra la evolución trimestral del consumo de energía de la actividad Minas y Canteras a nivel regional<sup>3</sup>. Se observa un crecimiento en las regiones de Antioquia, Costa Caribe, Oriente y las Cargas del STN, que en total representan el 92% del consumo de energía eléctrica de esta actividad.

<sup>3</sup> Las cargas del STN se trataran como una región debido a la participación significativa en esta actividad.

**GRÁFICA 6. CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE MINAS Y CANTERAS POR REGIÓN 2008**



Adicionalmente y teniendo en cuenta el porcentaje que representa las cargas del STN en el consumo de energía de esta actividad (76%), es necesario aclarar que cualquier efecto que ocurra en las empresas que componen las cargas del STN afectará significativamente la evolución de la demanda de energía a nivel nacional, tal como ocurrió en el primer trimestre de 2008 debido a la huelga de Cerromatoso.

Por otro lado, analizando las sub - actividades que impactaron el comportamiento de la demanda de energía en las diferentes regiones, se resalta el crecimiento en la región Oriente debido al proceso de extracción de Petróleo, Hierro y Carbón. En la región de la Costa Caribe y las Cargas del STN se debió a la extracción de Petróleo y Carbón. El decrecimiento presentado en la Región Centro y Occidente se debió a la reducción del consumo por extracción de Petróleo. Para más detalle ver la **Tabla 2**.

**TABLA 2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA REGIONAL POR LAS PRINCIPALES SUB - ACTIVIDADES DE MINAS Y CANTERAS**

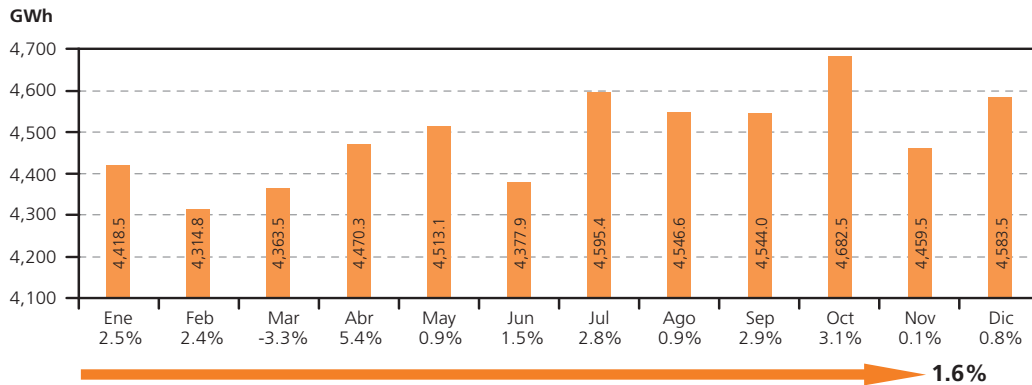
Región	Petróleo	Carbón	Hierro	Niquel
<b>Centro</b>	-9.6%	0.8%	13.8%	
<b>Antioquia</b>	1.9%	15.0%		
<b>Costa</b>	5.0%	7.7%		
<b>Valle</b>	-15.7%			
<b>Oriente</b>	32.3%	24.6%	37%	
<b>Occidente</b>	-19.4%			
<b>Cargas STN</b>	28.7%	25.0%		-12%
<b>TOTAL</b>	<b>19.6%</b>	<b>21.1%</b>	<b>36%</b>	<b>-12%</b>

El análisis de la demanda de energía eléctrica nacional y regional, se constituye como un indicador líder para el seguimiento del crecimiento económico, el comportamiento de los sectores productivos con uso intensivo de la electricidad y la evolución del PIB. La correlación que tiene la demanda de energía eléctrica con las variables antes mencionadas, es un insumo primordial para estimar el desarrollo económico de un país.

## EVOLUCIÓN DE VARIABLES DE DEMANDA - 2008

El crecimiento de la demanda de energía del SIN en 2008 fue de 1.6% cifra corregida por ser 2008 año bisiesto. Si se hace la comparación de la demanda total del año sin tener en cuenta el efecto de año bisiesto el crecimiento fue de 1.9%. La siguiente gráfica muestra la demanda mensual de energía y el crecimiento anual.

**GRÁFICA 7. CRECIMIENTO MENSUAL Y ANUAL DE LA DEMANDA DEL SIN 2008**



- El crecimiento de marzo y abril está afectado por la ocurrencia de la Semana Santa en 2008 y 2007.
- El mayor crecimiento del año ocurrió en octubre y se debió principalmente al impulso de la actividad Minas y Canteras y la actividad Comercio, Restaurante y Hoteles. Esta última tuvo un crecimiento importante debido principalmente a las vacaciones de los colegios.

**TABLA 3. EVOLUCIÓN DE LOS CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA DEMANDA 2008**

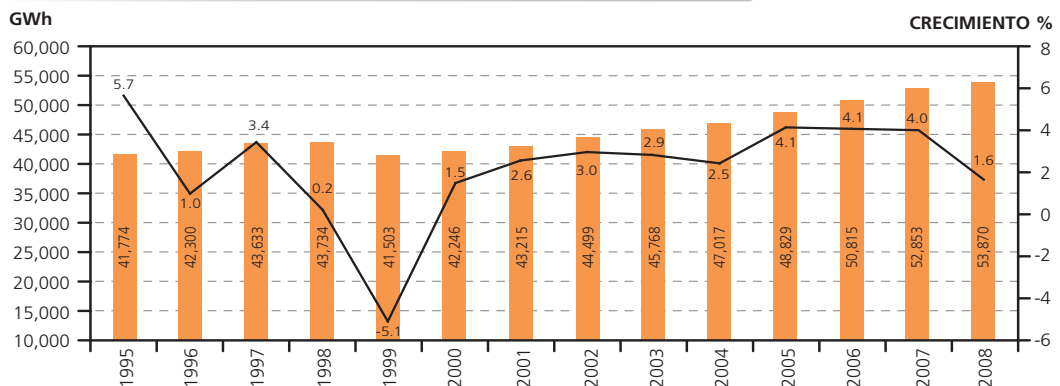
Concepto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Generación	4,485.4	4,324.8	4,364.1	4,467.8	4,507.2	4,393.1	4,594.9	4,611.2	4,633.0	4,774.6	4,513.7	4,725.3	54,395.0
Exportaciones	72.5	19.7	7.2	12.6	5.1	23.4	5.9	68.6	93.3	100.5	58.4	144.8	611.9
Importaciones	1.3	6.3	3.0	11.7	5.8	5.3	1.5	0.4	0.2	1.1	0.6	0.3	37.5
Demanda no Atendida	4.2	3.5	3.6	3.5	5.2	2.9	5.0	3.6	4.1	7.3	3.6	2.7	49.1
<b>Demanda del SIN</b>	<b>4,418.5</b>	<b>4,314.8</b>	<b>4,363.5</b>	<b>4,470.3</b>	<b>4,513.1</b>	<b>4,377.9</b>	<b>4,595.4</b>	<b>4,546.6</b>	<b>4,544.0</b>	<b>4,682.5</b>	<b>4,459.5</b>	<b>4,583.5</b>	<b>53,869.7</b>
Crecimiento (%)	2.5%	2.4%	-3.3%	5.4%	0.9%	1.5%	2.8%	0.9%	2.9%	3.1%	0.1%	0.8%	1.6%

TABLA 4. CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DEL SIN 2008

Conceptos asociados a la demanda	Total (GWh)	Crecimiento (%)
<b>Generación</b>	<b>54,395.0</b>	<b>1.2%</b>
( + ) Importaciones	37.5	-5.3%
<b>Demanda Comercial</b>	<b>54,432.5</b>	<b>1.4%</b>
( - ) Exportaciones	611.9	-30.4%
<b>Demanda Doméstica</b>	<b>53,820.6</b>	<b>1.7%</b>
( + ) Demanda no atendida	49.1	-23.8%
<b>Demanda del SIN</b>	<b>53,869.7</b>	<b>1.6%</b>

- La **Demanda Comercial** corresponde a la **Generación Total del Sistema** más las importaciones internacionales.
- La **Demanda Doméstica** se calcula restando las exportaciones internacionales de la **Demanda Comercial**.
- La **Demanda del SIN** se obtiene sumando la demanda no atendida a la **Demanda Doméstica**.

GRÁFICA 8. CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA



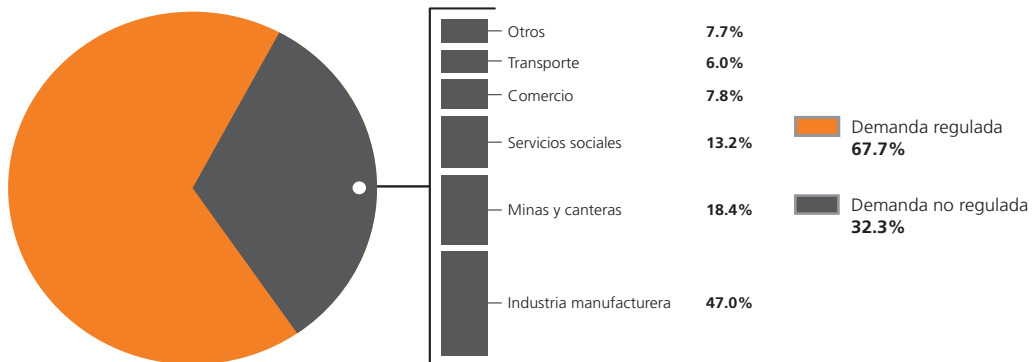
## Demanda no regulada

TABLA 5. DEMANDA NO REGULADA DEL SIN (GWh) 2008

Mes	Demanda no regulada 2008	Crecimiento
Enero	1,422.3	4.1%
Febrero	1,424.5	3.9%
Marzo	1,339.7	-9.2%
Abril	1,444.4	5.8%
Mayo	1,464.0	0.4%
Junio	1,422.1	0.9%
Julio	1,503.6	3.6%
Agosto	1,463.4	-1.0%
Septiembre	1,485.6	4.0%
Octubre	1,531.5	3.3%
Noviembre	1,429.4	-0.6%
Diciembre	1,376.5	-2.3%
<b>TOTAL</b>	<b>17,307.1</b>	<b>1.0%</b>

- La demanda nacional está compuesta por la demanda regulada con una participación del 67.7% y la demanda no regulada con el 32.3%.

GRÁFICA 9. COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DEL SIN Y PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE LAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS CIUU EN 2008



- La demanda no regulada se puede clasificar por las actividades económicas CIUU, las cuales son reportadas por los agentes en el momento de inscribir una frontera comercial.
- En el gráfico se observan las actividades económicas y la participación que tiene cada una en la demanda no regulada.

**TABLA 6. DEMANDA NO REGULADA POR LAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS CIIU**

Actividad	2007 (GWh)	2008 (GWh)	Crecimiento
Industrias manufactureras	8,307.6	8,130.1	-2.4%
Explotación de minas y canteras	2,974.1	3,182.5	6.7%
Servicios sociales, comunales y personales	2,259.8	2,291.9	1.1%
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	1,251.4	1,342.4	7.0%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	346.9	348.0	0.0%
Electricidad, gas de ciudad y agua	1,030.1	1,034.0	0.1%
Transporte, almacenamiento y comunicación	463.0	493.9	6.4%
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	420.5	423.8	0.5%
Construcción	34.7	60.6	74.3%
<b>TOTAL</b>	<b>17,088.1</b>	<b>17,307</b>	<b>1.0%</b>

### Demanda regulada

**TABLA 7. DEMANDA REGULADA DEL SIN (GWh) 2008**

Mes	Demanda regulada 2008	Crecimiento
Enero	2,970.0	1.8%
Febrero	2,865.7	1.7%
Marzo	2,996.0	-0.4%
Abril	2,997.7	5.6%
Mayo	3,022.5	1.1%
Junio	2,927.5	1.6%
Julio	3,060.1	2.3%
Agosto	3,052.0	1.7%
Septiembre	3,028.3	2.4%
Octubre	3,116.1	3.0%
Noviembre	2,999.1	0.4%
Diciembre	3,176.7	2.3%
<b>TOTAL</b>	<b>36,211.7</b>	<b>1.9%</b>

## Demanda No Atendida

TABLA 8. DEMANDA NO ATENDIDA POR ÁREA OPERATIVA Y CAUSA (MWh) 2008

Subarea	Causas programadas	Participación	Causas no programadas	Participación
Antioquia - Choco	153.3	1.5%	404.3	1.0%
Atlántico	206.7	2.1%	815.3	2.1%
Guajira - Cesar - Magdalena	1,757.7	17.7%	1,178.5	3.0%
Bolivar	617.4	6.2%	1,283.2	3.3%
Córdoba - Sucre	797.6	8.0%	1,457.2	3.7%
Cerromatoso	0.0	0.0%	73.7	0.2%
Bogotá	539.6	5.4%	1,705.3	4.4%
Meta	111.9	1.1%	980.1	2.5%
Nordeste	2,919.0	29.4%	4,145.6	10.6%
Valle del Cauca	11.5	0.1%	799.3	2.0%
Tolima	50.1	0.5%	4,701.4	12.0%
Cauca - Nariño	2,141.6	21.6%	13,386.2	34.2%
Huila - Caquetá	204.6	2.1%	6,908.5	17.6%
Caldas - Quindío - Risaralda	421.7	4.2%	1,332.5	3.4%
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>9,932.9</b>	<b>100%</b>	<b>39,171.0</b>	<b>100%</b>

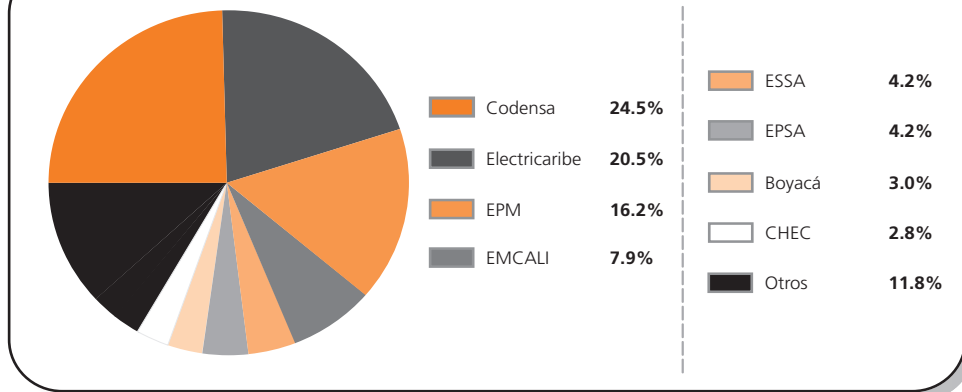
- En 2008 la demanda no atendida fue de 49.1GWh (0.1% de la demanda del SIN) y disminuyó en 23.6% con respecto a 2007.
- El área operativa con mayor participación en la demanda no atendida por causas programadas fue Nordeste y por causas no programadas fue Cauca - Nariño.

## Demanda por Operador de Red

Durante 2008 la demanda de energía por Operador de Red creció el 1.4% con respecto a 2007. Por otro lado, la distribución de electricidad en Colombia durante el año 2008 fue realizada por 34 operadores de red, 10 de los cuales distribuyeron el 83.4% de la demanda nacional. La gráfica siguiente muestra la participación de los 10 mayores operadores de red.



**GRÁFICA 10. PORCENTAJE DEL CONSUMO POR OPERADORES DE RED**



**TABLA 9. CRECIMIENTO Y DEMANDA DE ENERGÍA POR OR (GWh) 2008**

Operador de red	Demanda energía 2008	Crecimiento
Codensa	12,466.5	2.4%
Electricaribe	10,462.2	1.5%
EPM	8,255.9	0.4%
EMCALI	4,004.0	-1.3%
ESSA	2,154.7	4.6%
EPSA	2,120.6	-0.1%
Boyacá	1,546.4	-7.9%
CHEC	1,431.5	0.6%
CENS	1,274.2	4.5%
Tolima	1,208.8	-0.1%
Cedelca	796.4	3.6%
Meta	775.5	3.0%
CEDENAR	737.5	-3.3%
EEC	728.6	2.6%
Huila	703.8	-3.3%
Pereira	606.8	1.3%
Quíndio	442.7	-0.5%
Casanare	247.7	3.8%
Tuluá	193.2	-0.8%
Arauca	170.3	17.2%
Chocó	164.0	4.4%
Caquetá	159.7	5.0%
Cartago	153.7	-0.9%
Bajo Putumayo	50.0	9.0%

Operador de red	Demanda energía 2008	Crecimiento
Putumayo	41.8	5.5%
Guaviare	40.4	6.8%
Sibundoy	10.7	4.3%
Ruitoque	4.9	4.2%
Campamento	4.7	27.5%
Empresa Municipal	1.4	0.5%
<b>TOTAL (SIN STN)</b>	<b>50,958.6</b>	<b>1.0%</b>

## Demanda de potencia

TABLA 10. DEMANDA ATENDIDA DE POTENCIA (MW) 2008

Mes	Demanda potencia 2008	Crecimiento
Enero	8,474	0.5%
Febrero	8,678	2.0%
Marzo	8,529	0.3%
Abril	8,638	1.4%
Mayo	8,707	2.4%
Junio	8,541	1.5%
Julio	8,524	1.8%
Agosto	8,540	1.4%
Septiembre	8,709	1.1%
Octubre	8,763	-0.2%
Noviembre	8,800	-0.4%
Diciembre	9,079	-0.2%
<b>MÁXIMA</b>	<b>9,079</b>	<b>-0.2%</b>

- El martes 9 de diciembre en el período 20, se presentó el valor máximo de potencia del año (9,079 MW), con un decrecimiento del 0.2% con respecto a 2007.

# » CAPÍTULO 5

## OPERACIÓN DEL SISTEMA

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

### Sistema de Potencia

	Area 1	Area 2	
Frecuencia	59.996	60.000	Hz
Desfas Offset	650	150	MVA
Intercambio Real	-2.3	0.0	MVA
Programado	0.0	0.0	MVA

### Reserva Total del Sistema

Margen Arriba	Margen Abajo
503.31	160.69

### LIMITES ENTRE AREAS PERIODO 5.0

AREA	IMPORT	REAL	EXPORT
Antioquia	1000	-189	-1000
Atlantico	500	-354	-900
Bolivar	350	219	-350
Caribe	1500	244	-1500
Caribe 2	9999	784	-9999
CCM	500	192	-500
Nordeste	9999	194	-9999
Norte	1000	-1072	-2400
Occidente	2300	512	-1800
	9999	244	-9999
	500	-975	-3000
		-116	-500



# LA GESTIÓN POR LA CALIDAD DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA



Los resultados de los indicadores que evalúan la calidad de la operación del SIN en 2008 reflejan la gestión y el compromiso de XM con sus clientes. Tal como se muestra en la **Tabla 1**, todos los resultados fueron satisfactorios, permaneciendo por debajo de los valores máximos acordados. Adicionalmente, se observa que a excepción del indicador de eventos de tensión, todos los demás indicadores estuvieron por debajo de los valores registrados en 2007.

TABLA 1. INDICADORES DE CALIDAD DE LA OPERACIÓN DEL SIN 2007 - 2008

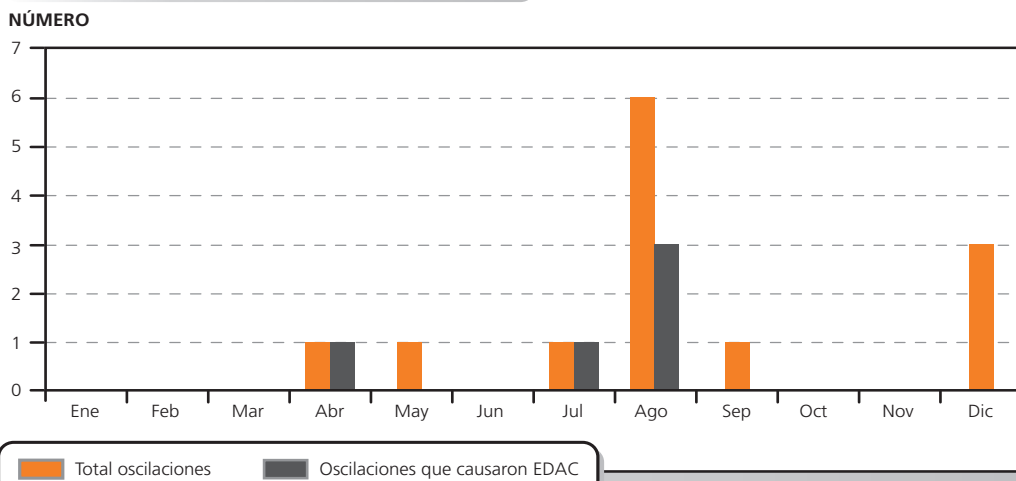
Indicador	2007 (# eventos al año)		2008 (# eventos al año)	
	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Variaciones de tensión por fuera del rango sin atentados. (1)	24	40	28	36
Variaciones lentas de frecuencia sin atentados. (2)	3	6	2	5
Indicador	Acumulado %	Límite %	Acumulado %	Límite %
Porcentaje de demanda no atendida por causas programadas sin atentados.(3)	0.0216%	0.0333%	0.0184%	0.0333%
Porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas sin atentados. (4)	0.0949%	0.132%	0.0670%	0.132%

- (1) Un evento de tensión se registra 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.
- (2) Variación lenta de frecuencia: Se considera desviación lenta cuando la frecuencia eléctrica del SIN se sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), por un tiempo superior a 60 segundos.
- (3) La demanda no atendida programada es la ausencia del suministro debido a las siguientes causas: mantenimientos en equipos del SIN, determinada desde el despacho diario por déficit de generación ante indisponibilidad de unidades o por insuficiencia en el suministro de combustible ó programada mediante acuerdo del CNO debida a atentados. Se excluye la limitación de suministro, debida al cumplimiento a la Res CREG 116 de 1998. En el índice presentado no se incluye demanda dejada de atender por atentados.
- (4) La demanda no atendida no programada corresponde a la ausencia del suministro debido a salidas forzadas de elementos del SIN o condición eléctrica o energética ocasionada por atentados en contra de elementos del SIN. En el índice presentado no se incluye demanda dejada de atender por atentados.

## Oscilaciones de frecuencia no amortiguadas

Durante la gestión de la operación de 2008, XM enfrentó grandes retos, entre los cuales se destaca la ocurrencia en varias ocasiones de oscilaciones de frecuencia no amortiguadas. Algunas de ellas ocasionaron la actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia EDAC (**gráfica 1**). De las oscilaciones registradas en 2008 se destaca por ser la de mayor impacto por la magnitud y duración la presentada el día 19 de agosto (**gráfica 2**).

**GRÁFICA 1. NÚMERO DE OSCILACIONES 2008**



Las oscilaciones de potencia son una variación de potencia eléctrica debida al cambio de velocidad relativa entre generadores como respuesta a cambios en la magnitud de la carga, eventos en la red de transmisión, señales indeseadas de los sistemas de control de generación, fallas en distribución y otras perturbaciones en el sistema. Sin embargo, es normal que los sistemas eléctricos presenten perturbaciones y oscilaciones continuas durante su operación, de las cuales la mayoría son de pequeña magnitud (generación - demanda). El problema es que éstas adquieran una magnitud significativa que pueda ocasionar deterioro de la calidad de la frecuencia, para lo cual se debe buscar una acción de control tal que se encuentre rápidamente un punto de equilibrio y evitar que crezcan de manera no amortiguada. Se entiende que la determinación de la causa y solución de las oscilaciones es de gran complejidad, y puede consistir en un ajuste de múltiples variables de la operación.

Un factor importante en el análisis de este fenómeno es la determinación de la frecuencia de oscilación, pues esta indica el punto donde se debe buscar el origen del problema. La frecuencia de oscilación que típicamente se ha presentado en los sistemas eléctricos internacionales ha estado entre 0.1 y 3 Hz, las cuales han sido suficientemente estudiadas y solucionadas mediante el ajuste de los controles de los generadores. Sin embargo, las presentadas en Colombia cuya frecuencia es de 0.07 Hz son poco probables de ocurrir, lo que representa para XM un reto adicional en la investigación y solución de este tipo de fenómenos.

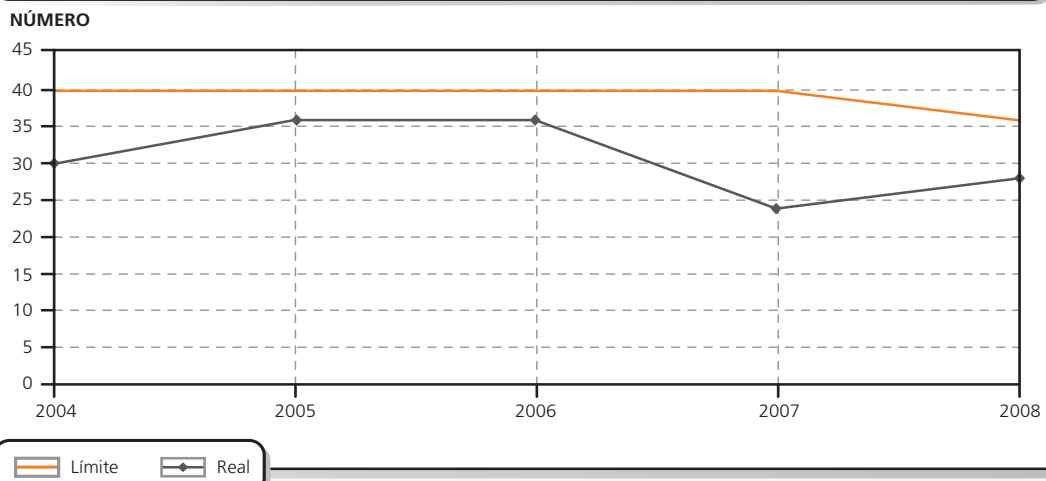
Para controlar de manera definitiva las oscilaciones y evitar que se repitan en el futuro, se hace necesario entonces la revisión y ajuste de los controles de las unidades de generación, los cuales deben estar debidamente coordinados para su desempeño óptimo. Si bien el ajuste de los controles es responsabilidad de los generadores, XM como operador del SIN ha coordinado con los generadores la realización de esta actividad. Dentro de este marco, se ha hecho ajustes a los controles de algunos generadores considerados de mayor impacto para el SIN. Adicionalmente se instalaron en varias subestaciones medidores de calidad de tecnología propia que han permitido una mejor caracterización del fenómeno. Estas acciones, unidas a las consignas operativas establecidas por personal especializado, han minimizado el impacto sobre la demanda y es así como durante los últimos cuatro meses de 2008 no se presentaron eventos de esta naturaleza que hayan ocasionado la actuación del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Baja Frecuencia (EDAC).

## EVOLUCIÓN DE VARIABLES DE OPERACIÓN - 2008

### Tensión por fuera de rango

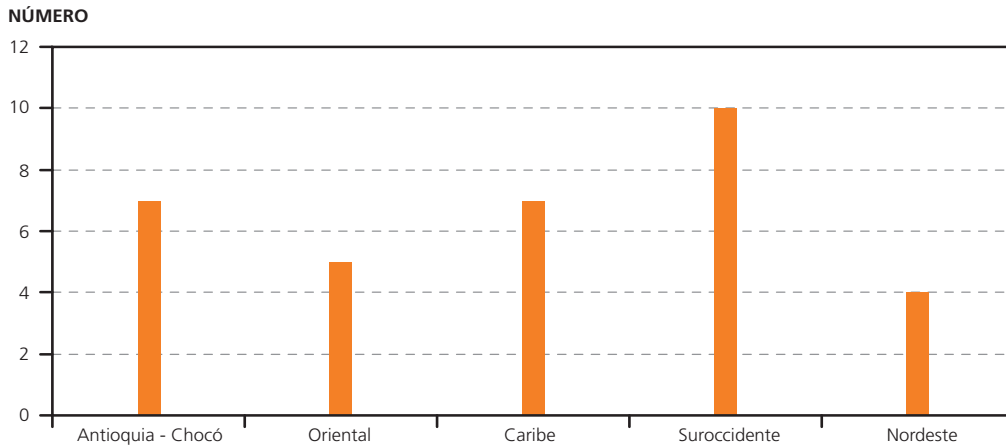
En 2008 se registraron en total 30 eventos de tensión por fuera del rango durante un período mayor a un minuto, 28 de los cuales no estuvieron asociados con atentados. De los 28 eventos de tensión sin atentados, 17 de ellos ocasionaron demanda no atendida en el SIN.

**GRÁFICA 2. EVOLUCIÓN ÍNDICE DE TENSIÓN FUERA DE RANGO SIN ATENTADOS 2004 - 2008**



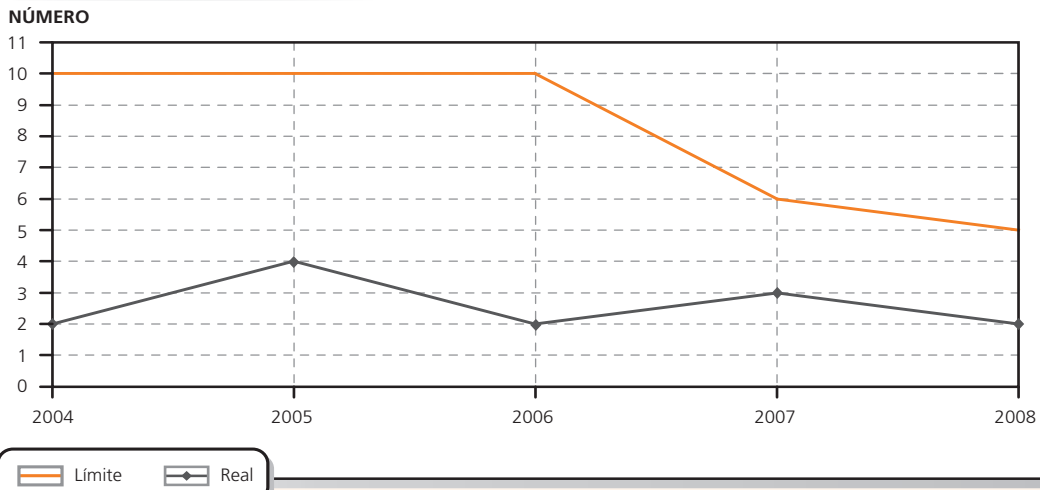
- Por área operativa, el mayor porcentaje se concentró en el área Suroccidental con un 30.3% de las ocurrencias (10 eventos).
- Cinco de los eventos afectaron varias áreas operativas del sistema, los cuales se registraron en las subestaciones Urrá y Urabá a 230 kV afectando la demanda de las áreas Antioquia y Caribe (Cerromatoso).

**GRÁFICA 3. EVENTOS DE TENSIÓN POR ÁREA OPERATIVA 2008**



#### Variaciones lentas de frecuencia

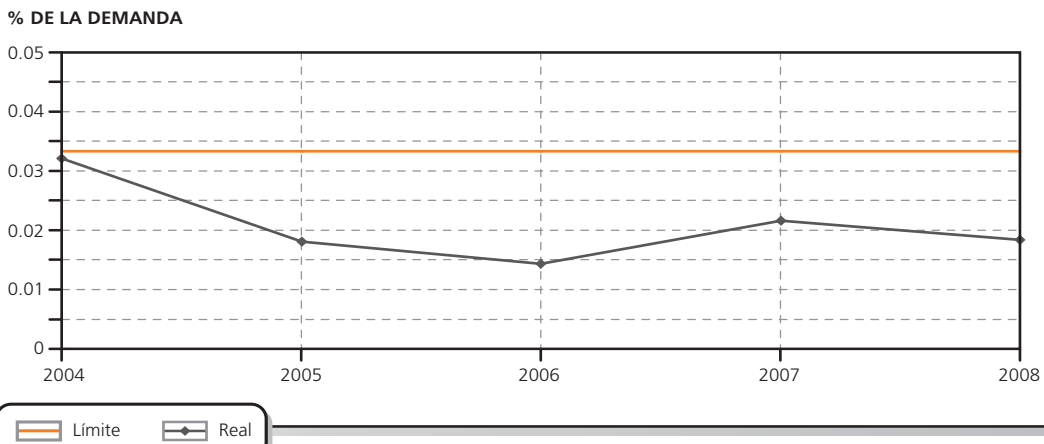
**GRÁFICA 4. VARIACIONES LENTAS DE FRECUENCIA SIN ATENTADOS 2004 - 2008**



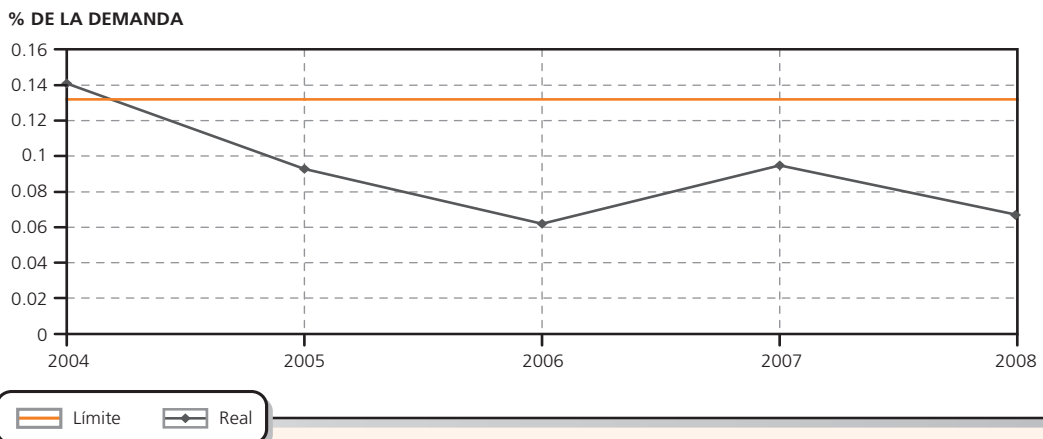
- Los dos eventos de variaciones lentas se presentaron el 12 y el 19 de agosto a las 09:37 horas y a las 19:34 horas respectivamente. Ambos fueron posteriores a oscilaciones de potencia del SIN. En el primer evento se presentó una sobrefrecuencia por encima de 60.2 Hz durante 100 segundos y en el segundo evento la frecuencia estuvo por debajo de 59.8 Hz durante 2 minutos.

## Demanda no atendida por causas programadas y no programadas

**GRÁFICA 5. PORCENTAJE DE DEMANDA NO ATENDIDA POR CAUSAS PROGRAMADAS SIN ATENTADOS 2004 - 2008**



**GRÁFICA 6. PORCENTAJE DE DEMANDA NO ATENDIDA POR CAUSAS NO PROGRAMADAS SIN ATENTADOS 2004 - 2008**



- En octubre se registraron los mayores porcentajes de demanda no atendida (DNA) tanto por causas programadas como no programadas. En este mes la DNA por causas programadas fue 2,645.235 MWh, de los cuales 1,666 MWh fueron en Nordeste debido a la apertura de los circuitos Los Palos - Toledo - Samoré - Banadía - Caño Limón 230 kV con sus transformadores asociados. Por su parte, 4,629.67 GWh fue la DNA por causas no programadas en octubre, 2,734.46 GWh de los cuales correspondieron a la subárea Cauca - Nariño, debido fundamentalmente al disparo de circuitos de distribución.



## Desconexión automática de carga

El esquema vigente fue ratificado por el Acuerdo CNO 432 de mayo 29 de 2008. También se acordó la realización de las pruebas a las etapas 1, 2, 3 y 4 del esquema, con los siguientes resultados al finalizar el año:

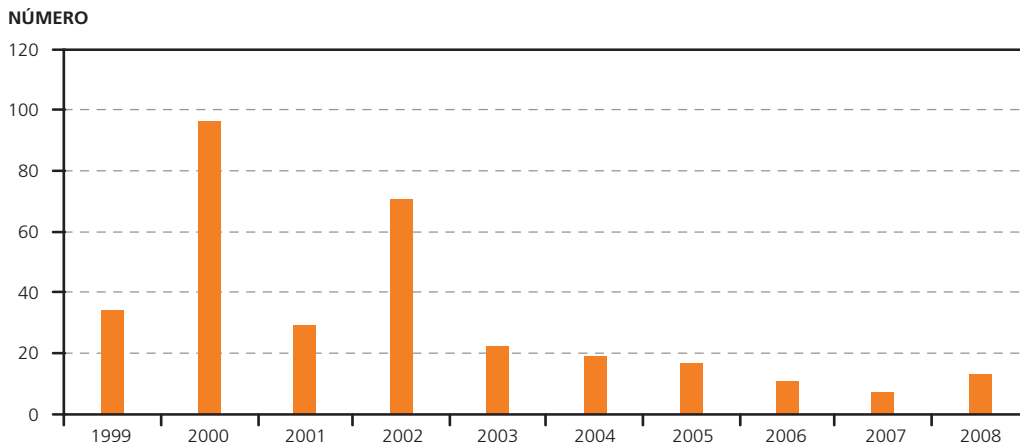
- Cuatro empresas que representan en conjunto el 6% de la demanda aproximadamente, están pendientes por presentar informe de pruebas.
- La mayoría de las empresas que presentaron informes cumplieron con las desviaciones máximas permitidas, quedando pendiente algunos ajustes menores por implementar en siete empresas.

TABLA 2. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA (ACUERDO CNO 432)

Etapa	Umbral de frecuencia (Hz)	Desconexión de carga (%)	Retardo intencional (ms)
1	59.4	5	200
2	59.2	5	200
3	59.0	5	400
4	58.8	5	400
5	58.6	5	600
6	58.6	5	1,000
7	58.4	5	2,000
8	58.4	5	4,000
<b>TOTAL DESCONEXIÓN (%)</b>		<b>40</b>	

- En 2008 de los 13 eventos que ocasionaron la actuación del EDAC, tan solo tres se originaron ante desbalances de generación - demanda del sistema. Los restantes se presentaron durante eventos de oscilaciones de potencia en el SIN, que en algunos casos conllevaron a pérdidas de generación y rechazos de carga de las unidades del SIN.
- La menor frecuencia en el SIN (58.73 Hz) se registró el 28 de agosto a las 11:15 horas bajo una oscilación de potencia, con una desconexión de carga de 990.29 MW, equivalente al 14.08% de la carga total del sistema.

**GRÁFICA 7. EVENTOS EDAC DEL SIN 1999 - 2008**

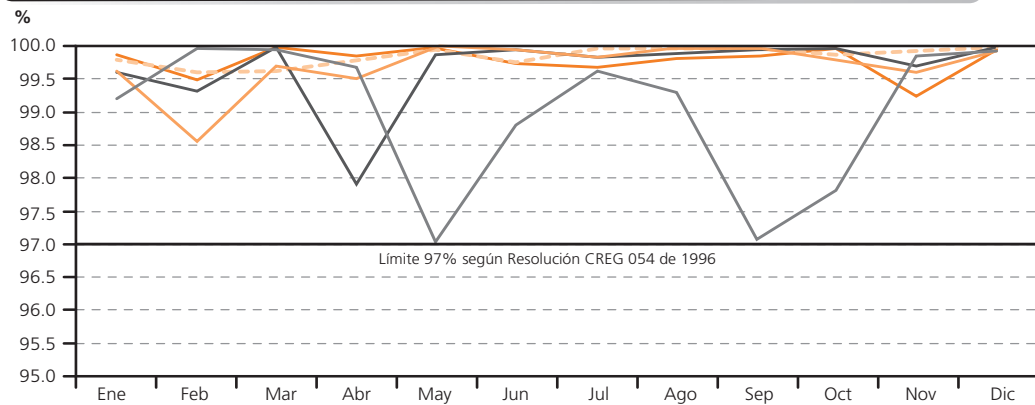


- Dos eventos con valor mínimo de la frecuencia de 59.5 y 59.58 Hz ocasionaron EDAC, a pesar de estar muy por encima del umbral asociado a la primera etapa (>59.4 Hz). Por lo anterior, dentro de las pruebas acordadas en el CNO para el EDAC, se realizaron algunos ajustes respecto al umbral de frecuencia de la primera etapa.

**TABLA 3. CLASIFICACIÓN DE LOS EVENTOS EDAC 2008 POR RANGO DE FRECUENCIA**

Rango de frecuencia (Hz)	Total eventos
$f > 59.4$	2
$59.2 < f \leq 59.4$	6
$58.8 < f \leq 59.2$	4
$58.6 < f \leq 58.8$	1
<b>TOTAL</b>	<b>13</b>

**GRÁFICA 8. ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD DE ENLACES CON LOS CENTROS REGIONALES DE CONTROL (CRC) 2008**



EEB
  EPM
  Transelca
  Electricaribe
  EPSA

- Los niveles de disponibilidad de los enlaces con los CRC estuvieron dentro de los rangos requeridos.
- Los eventos más críticos se presentaron en el enlace con el centro de control regional de Electricaribe, los cuales fueron superados satisfactoriamente con la participación de Internexa y XM.



**> CAPÍTULO 6**  
**TRANSPORTE**

LOS EXPERTOS EN MERCADOS 

 filial de isa

# CAMBIOS REGULATORIOS EN LA LIQUIDACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CUENTAS DEL SIN



El servicio de transmisión y distribución durante 2008 acogió cambios regulatorios importantes para la Liquidación y Administración de Cuentas de las redes del SIN (LAC). En el Sistema de Transmisión Nacional (STN) se destaca la entrada en vigencia de la contribución PRONE - Programa de Normalización de Redes Eléctricas. A nivel de Sistema de Transmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL) se establecieron nuevas metodologías para el cálculo de los Cargos por Uso. Finalmente, la transición de la unificación de las áreas de distribución, ADD, fue el hecho de mayor impacto a nivel de distribución.

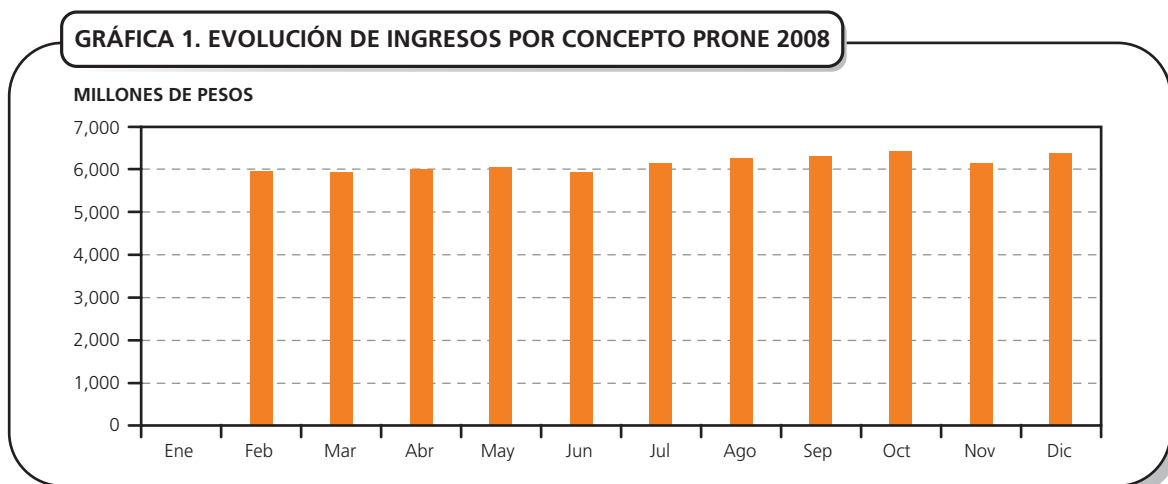
A continuación, se presentan detalles de las implementaciones regulatorias más destacadas que afectan la Liquidación y Administración de cuentas del SIN.

## Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE

Desde la liquidación y facturación del período de servicio de febrero de 2008, se dio inicio a la aplicación de la Resolución CREG 003 de 2008 que considera la inclusión de la contribución Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE, como parte del Ingreso Regulado Mensual de los Transmisores Nacionales y por consiguiente, el efecto respectivo en los Cargos por Uso del STN.

Esta contribución tiene como finalidad el financiamiento por parte del Gobierno Nacional de planes, programas o proyectos conforme a lo establecido en el Decreto 1123 de 2008.

Para lo corrido de 2008, el valor total facturado fue de \$67,517 millones. La variación mensual de la contribución se presenta en la **gráfica 1**.



## Nueva metodología de cálculo de Cargos por Uso - STR

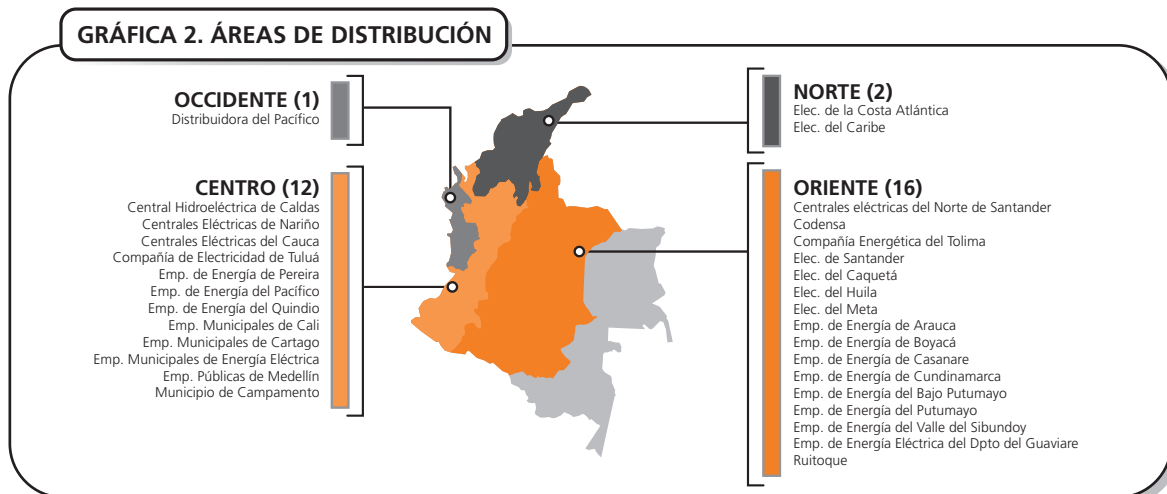
Mediante las resoluciones CREG 097 y 133 de 2008, se renueva metodología para el establecimiento de los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

A partir de la liquidación de diciembre de 2008, el LAC viene realizando los cálculos de los cargos de cada STR y la liquidación respectiva, conforme con la nueva metodología. En esta nueva metodología se establece, entre otros aspectos, que los Operadores de Red tienen bajo su responsabilidad la facturación y recaudo de los Cargos por Uso a los comercializadores. Para tales efectos el LAC publica un balance matricial, en el cual presenta las cifras de la liquidación, desagregadas para cada Comercializador y Operador de Red (OR).

## Áreas de Distribución - ADD

Las ADDs son el conjunto de redes de Distribución Local destinadas a la prestación del servicio de los Operadores de Red que, con base en las resoluciones CREG 058, 068 y 070 de 2008, quedaron conformadas como se presenta en la **gráfica 1**. Además, establecen el cálculo de un cargo único por nivel de tensión en cada ADD, la liquidación de ingresos para los ORs y una transición hacia la unificación la cual se divide en dos fases:

- En la primera fase se calculan Cargos por Uso transitorios por nivel de tensión en aquellos departamentos donde exista más de un OR y se cumplan las reglas establecidas en la Resolución CREG 070 de 2008. Los departamentos involucrados en esta fase son Cundinamarca y Valle del Cauca, en los cuales se dio inicio a la unificación de los cargos de distribución según la duración de la transición que puede ser de cero, doce o sesenta meses.
- En la segunda fase se contempla el cálculo de un cargo único por nivel de tensión para las ADD, una vez se hayan aprobado los cargos para todos los ORs bajo la nueva metodología de remuneración de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Al respecto, el Decreto 3451 de 2008 del Ministerio de Minas y Energía, establece que será este organismo quien determinará las ADD, una vez se conozcan los cargos de los ORs con la nueva metodología, de tal modo que mientras no se determinen nuevas ADD, no se iniciarán unificaciones de cargos distintas a las realizadas en la primera fase.



## EVOLUCIÓN DE VARIABLES DE TRANSPORTE - 2008

### 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.

A continuación se presenta la evolución del valor pagado por este concepto durante el 2008.

TABLA 1. INGRESOS POR SERVICIO LAC (EN PESOS)

Mes	Transmisores nacionales	Operadores de red	Total
Enero	642,092,339	497,123,763	1,139,216,102
Febrero	662,431,931	471,156,843	1,133,588,774
Marzo	654,519,859	480,634,566	1,135,154,425
Abril	641,693,719	476,956,967	1,118,650,686
Mayo	645,719,907	483,767,954	1,129,487,861
Junio	692,829,296	443,241,067	1,136,070,363
Julio	1,136,297,639	732,432,350	1,868,729,989
Agosto	724,658,871	454,204,862	1,178,863,733
Septiembre	738,724,299	475,033,153	1,213,757,452
Octubre	739,544,483	474,243,611	1,213,788,094
Noviembre	762,778,078	476,844,782	1,239,622,860
Diciembre	769,977,604	504,386,636	1,274,364,240
<b>TOTAL</b>	<b>8,811,268,025</b>	<b>5,970,026,554</b>	<b>14,781,294,579</b>

- En la facturación del Servicio LAC de julio, se facturó el Gravamen a los Movimientos Financieros (GMF) correspondiente a los meses de junio y julio, por esta razón en este mes se presentó el valor más elevado del servicio.

### Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional

En el inventario de activos del STN, desde enero se inició la remuneración de la Línea Jamondino - Mocoa 230 kV. Los valores de las anualidades de las convocatorias UPME 01 (Primavera - Bacatá y obras asociadas) y UPME 02 de 2003 (Primavera - Ocaña - El Copey - Bolívar y obras asociadas), cambiaron para enero y junio respectivamente.

A continuación se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de Cargos por Uso del STN en 2007 y 2008. Se incluyen los conceptos de pagos bruto, compensación y Neto:

TABLA 2. CARGOS POR USO DEL STN (MILLONES DE PESOS)

Concepto	2007	2008	Variación (%)
Pago Bruto	938,225.7	1,133,310.2	20.8%
Compensación	297.6	99.7	-66.5%
Neto	937,928.2	1,133,210.5	20.8%

- 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.
- 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 3. INGRESOS Y COMPENSACIONES TRANSMISORES NACIONALES MILLONES DE PESOS

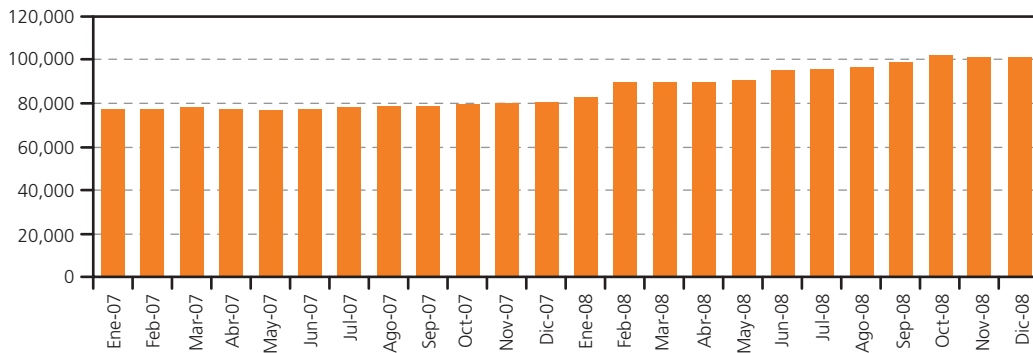
Mes	Año					
	2007			2008		
	Ingreso bruto	Compensación	Neto	Ingreso bruto	Compensación	Neto
Enero	77,497.4	1.4	77,496.0	83,190.9	10.0	83,180.9
Febrero	77,297.6	1.2	77,296.4	89,943.9	8.5	89,935.4
Marzo	77,868.5	1.3	77,867.2	89,663.5	7.0	89,656.5
Abril	77,290.7	1.8	77,288.9	89,918.0	12.1	89,905.9
Mayo	76,754.5	3.5	76,751.0	90,393.1	7.1	90,385.9
Junio	77,302.2	3.9	77,298.3	94,959.8	6.5	94,953.2
Julio	77,994.0	43.1	77,950.9	96,002.4	3.1	95,999.3
Agosto	78,606.1	46.4	78,559.7	96,476.2	8.2	96,468.0
Septiembre	78,843.2	46.1	78,797.1	99,185.2	12.7	99,172.5
Octubre	78,979.2	45.0	78,934.2	101,911.8	3.8	101,907.9
Noviembre	79,548.5	51.9	79,496.6	101,106.6	9.5	101,097.0
Diciembre	80,243.9	52.0	80,191.9	100,558.8	11.1	100,547.8
<b>TOTAL</b>	<b>938,225.7</b>	<b>297.6</b>	<b>937,928.2</b>	<b>1,133,310.2</b>	<b>99.7</b>	<b>1,133,210.5</b>

- Por el concepto de Cargos por Uso del STN se facturó en el año 2008 un valor neto total de \$1,133,210.5 millones (valor que incluye la Contribución al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de la Zonas Rurales Interconectadas - FAER - y la Contribución Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE -)



**GRÁFICA 3. EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS NETOS DE LOS TRANSMISORES NACIONALES POR CONCEPTO DE CARGOS POR USO DEL STN**

MILLONES DE PESOS

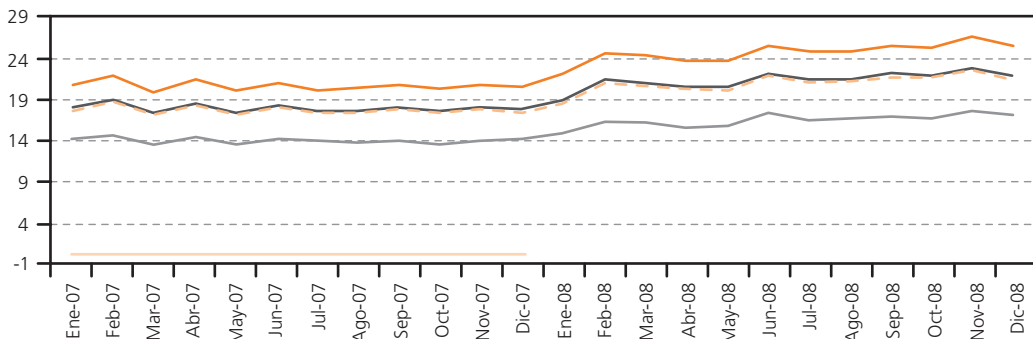


El comportamiento del ingreso se explica por:

- la variación del IPP (tendencia creciente en 2008),
- la variación de la TRM,
- cambios en el inventario de activos del STN,
- las variaciones en la generación despachada centralmente (insumo principal para la obtención del FAER) y
- los valores de la energía transportada en el STN (fuente para la obtención del PRONE)

**GRÁFICA 4. EVOLUCIÓN DE LOS CARGOS POR USO DEL STN 2007 - 2008**

\$/kWh



- Cargo Máxima T' (\$/kWh)
- Cargo Media T' (\$/kWh)
- Cargo Mínima T' (\$/kWh)
- Cargo Monomio T' (\$/kWh)
- Cargo Monomio O' (\$/kWh)

- Los cargos por períodos de demanda (máxima, media y mínima), así como el cargo total monomio presentaron un crecimiento para 2008 explicado por el comportamiento del IPP.

## Cargos por Uso de los STR

En la Tabla se presenta el total liquidado a los agentes comercializadores por concepto de Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional - STR - en 2007 y 2008.

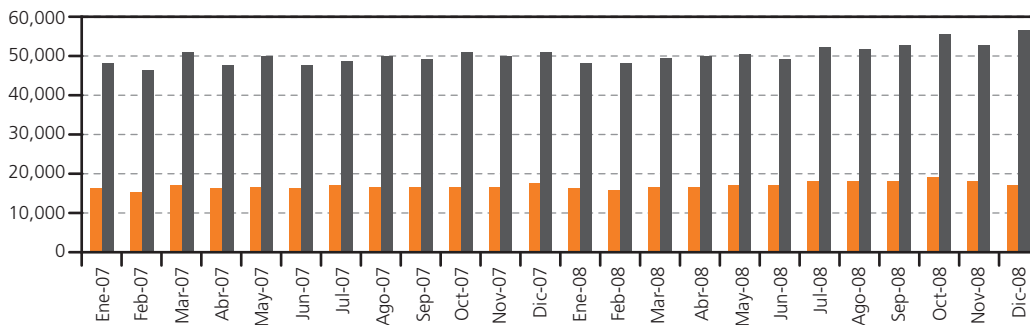
TABLA 4. CARGOS POR USO DE LOS STR (MILLONES DE PESOS)

Agentes	2007			2008		
	Factura	Ajustes	Pago neto	Factura	Ajustes	Pago neto
Comercializadores STR Norte	198,622	26.3	198,648	207,075	0	207,075
Comercializadores y OR del STR Centro Sur	587,829	96.0	587,925	616,392	0	616,392
<b>TOTAL</b>	<b>786,451</b>	<b>122.3</b>	<b>786,573</b>	<b>823,467</b>	<b>0</b>	<b>823,467</b>

- Factura: Corresponde a los ingresos de los Operadores de Red (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.

GRÁFICA 5. EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS DE LOS OPERADORES DE RED POR CONCEPTO DE CARGOS POR USO DE LOS STR

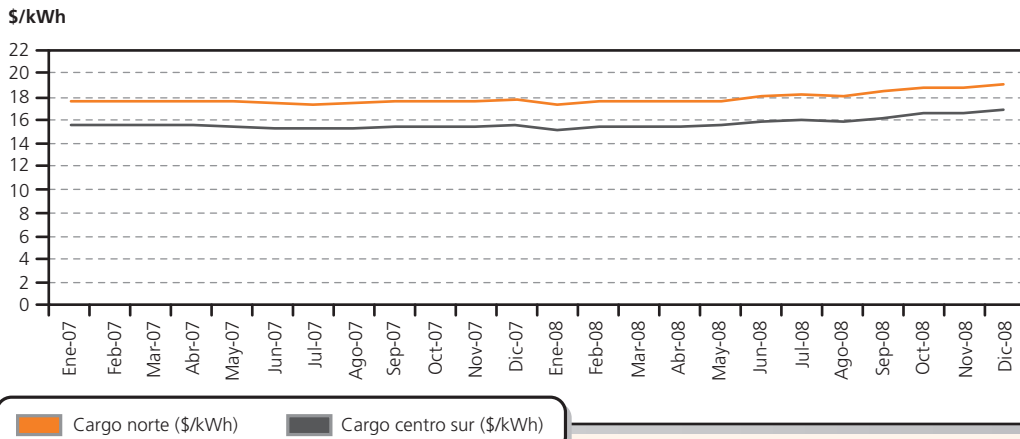
MILLONES DE PESOS



STR norte      STR centro sur

- Desde la liquidación de diciembre de 2008 se aplica una nueva metodología - Resoluciones CREG 097 y 133 de 2008.
- En diciembre se presenta una disminución en el ingreso del STR Norte y un incremento en el STR Centro Sur, debido principalmente al paso del OR CENS del primer al segundo STR.

**GRÁFICA 6. EVOLUCIÓN DE LOS CARGOS POR USO DE LOS STR 2007 - 2008**



- El cálculo del cargo cambió la ventana de tiempo de las variables que se utilizan para su determinación, pasando de valores anuales a mensuales. Bajo las nuevas disposiciones, el comportamiento del cargo dependerá de la evolución mensual del ingreso y la demanda.

### Evolución ADD - 2008

A partir de julio, el LAC aplica las disposiciones establecidas en las resoluciones de ADD, en particular el cálculo de los cargos únicos por nivel de tensión y la liquidación de los ingresos de los Operadores de Red, a quienes les aplica la primera fase de transición conforme lo establecido en la Resolución CREG 070 de 2008. En la **Tabla 5** se presentan las ADD, los departamentos y los Operadores de Red, de la primera fase:

**TABLA 5. ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN ORIENTE Y CENTRO**

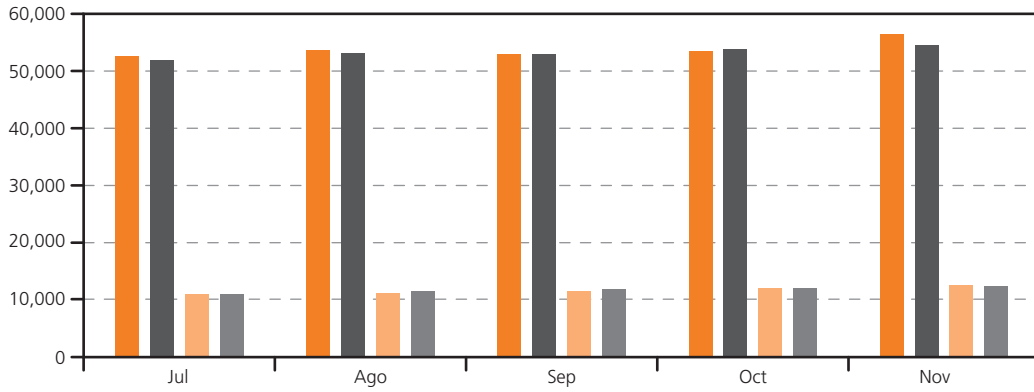
Nivel de tensión	ADD	Departamento	Operador de red
1 y 2	Oriente	Cundinamarca	Codensa S. A. E.S.P. Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.
1, 2 y 3	Centro	Valle del Cauca	Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P. Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.

En las siguientes gráficas se presenta tanto el comportamiento de los valores liquidados a los comercializadores por concepto de Cargos por Uso del Sistema de Distribución Local, como los Cargos por Uso transitorios para las ADD Oriente y Centro. Se incluyen los conceptos Ingreso Reconocido e Ingreso ADD:

- IngADD: Corresponde al Ingreso del Área de Distribución
- IngR: Corresponde al Ingreso Reconocido al Operador de Red.

**GRÁFICA 7. EVOLUCIÓN INGRESO RECONOCIDO E INGRESO ADD ORIENTE NIVEL 1 Y 2 2008**

MILLONES DE PESOS

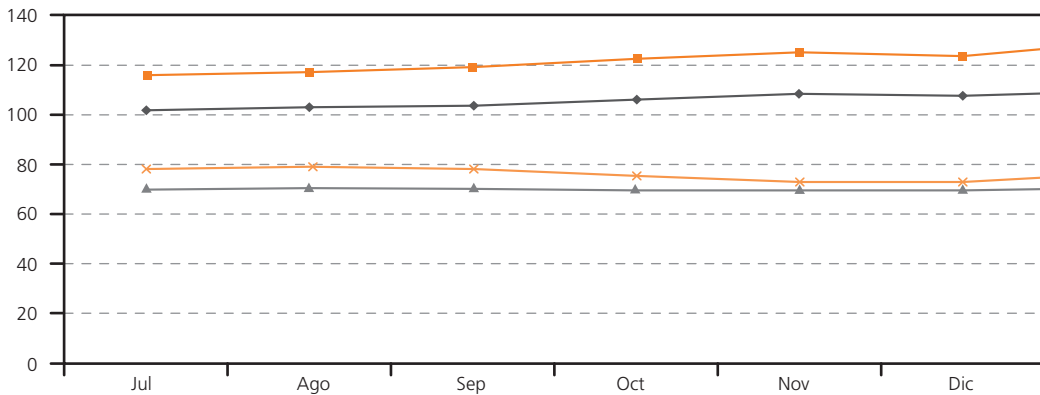


■ IngR nivel 1   
 ■ IngADD nivel 1   
 ■ IngR nivel 2   
 ■ IngADD nivel 2

- En noviembre se presenta la mayor diferencia entre los ingresos Reconocidos y los ingresos ADD en los dos niveles de tensión, debido al efecto del cambio en el factor de pérdidas, que tiene impacto en el ingreso Reconocido de los Operadores de Red.

**GRÁFICA 8. EVOLUCIÓN CARGOS ÚNICOS TRANSITORIOS - NIVEL 1 Y 2 2008**

\$/kWh

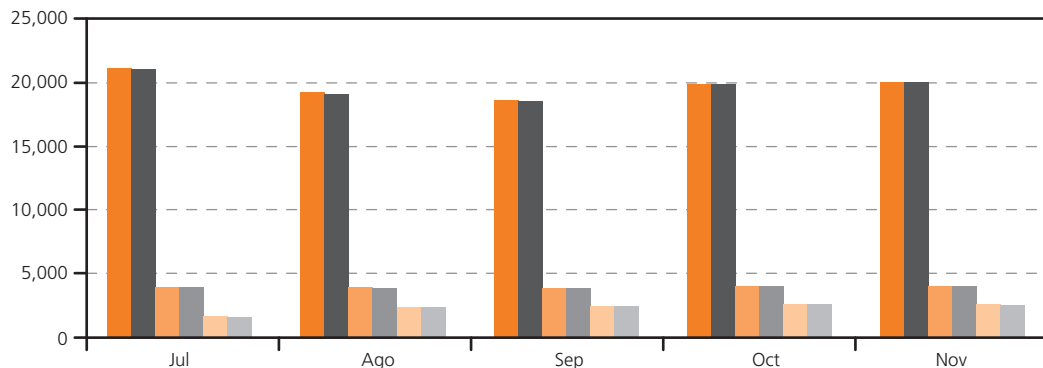


—■— DtUN transitorio EEC nivel 1   
 —◆— DtUN transitorio Codensa nivel 1   
 —×— DtUN transitorio EEC nivel 2   
 —▲— DtUN transitorio Codensa nivel 2

- Las variables que más influyen en el comportamiento de los cargos transitorios, corresponden al IPP y al efecto del delta (diferencia entre el Ingreso del ADD y los Ingresos Reconocidos).

**GRÁFICA 9. EVOLUCIÓN INGRESO RECONOCIDO E INGRESO ADD CENTRO NIVEL 1, 2 Y 3 2008**

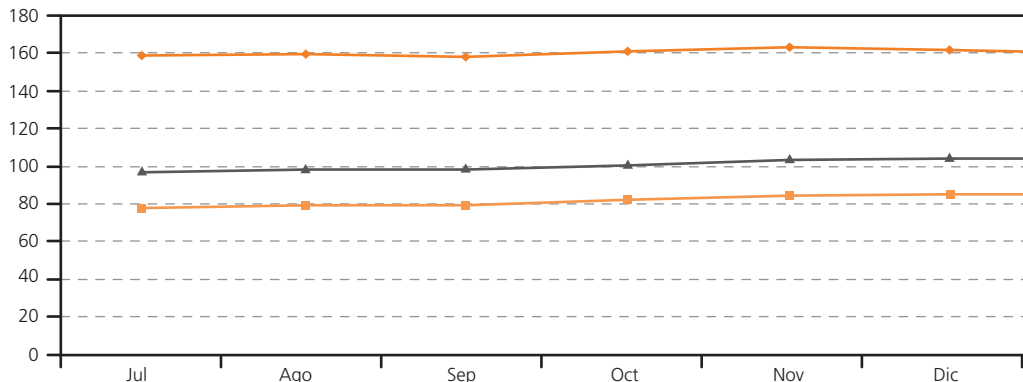
MILLONES DE PESOS



- En general los ingresos ADD y Reconocidos en los niveles 1, 2 y 3, presentan valores cercanos entre sí.

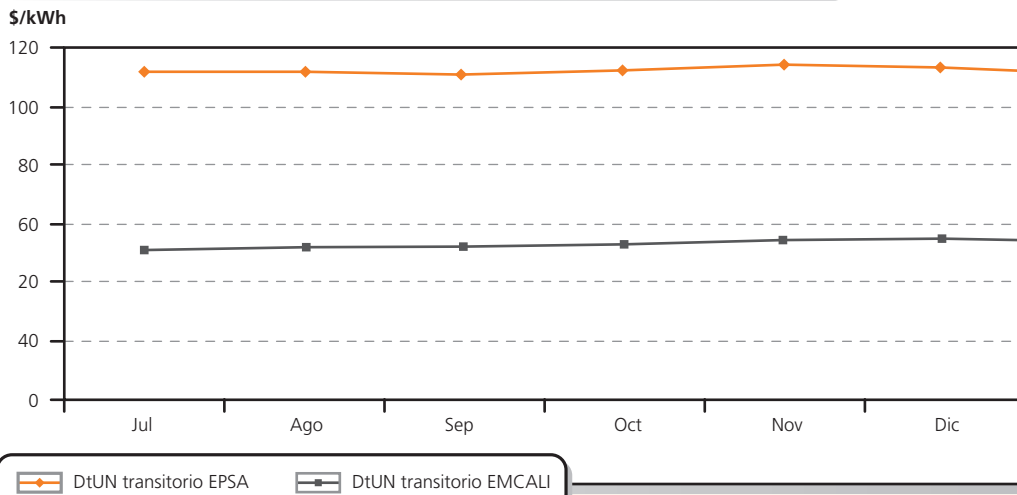
**GRÁFICA 10. EVOLUCIÓN CARGOS ÚNICOS TRANSITORIOS - NIVEL 1 2008**

\$/kWh



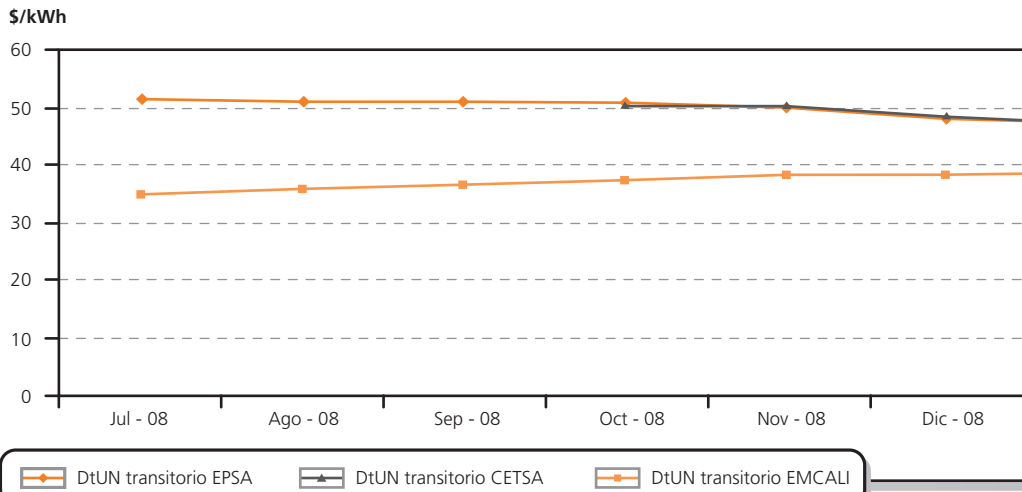
- Se aprecia la tendencia creciente en los cargos de EMCALI y EMCARTAGO (OR excedentarios) y el comportamiento decreciente del cargo de EPSA (OR deficitario). La duración de la transición para este nivel de tensión fue de 60 meses.

**GRÁFICA 11. EVOLUCIÓN CARGOS ÚNICOS TRANSITORIOS - NIVEL 2 2008**



- Se aprecia la tendencia creciente en el cargo de EMCALI (OR excedentario) y el comportamiento decreciente del cargo de EPSA (OR deficitario). La duración de la transición para este nivel de tensión al igual que el nivel 1, fue de 60 meses.

**GRÁFICA 12. EVOLUCIÓN CARGOS ÚNICOS TRANSITORIOS - NIVEL 3 2008**



- La duración de la transición para este nivel de tensión fue de 12 meses, razón por la cual se aprecia de manera clara cómo los cargos se están acercando. Por ejemplo desde octubre el cargo transitorio de EPSA alcanzó al cargo de Cetsa, razón por la cual este Operador de Red, se incorporó en la unificación y su cargo fue modificado conforme a lo establecido en la Resolución CREG 070 de 2008.



## ➤ **CAPÍTULO 7**

### TRANSACCIONES DEL MERCADO MAYORISTA

# LA DINÁMICA DEL MERCADO MAYORISTA



Los mercados de electricidad son particularmente complejos entre otras razones, porque la parte transaccional depende en gran medida de variables de la operación, como la hidrología, la disponibilidad del parque generador y la topología de la red. A esto se le suma la dependencia de algunas externalidades como la TRM y los precios internacionales de los combustibles.

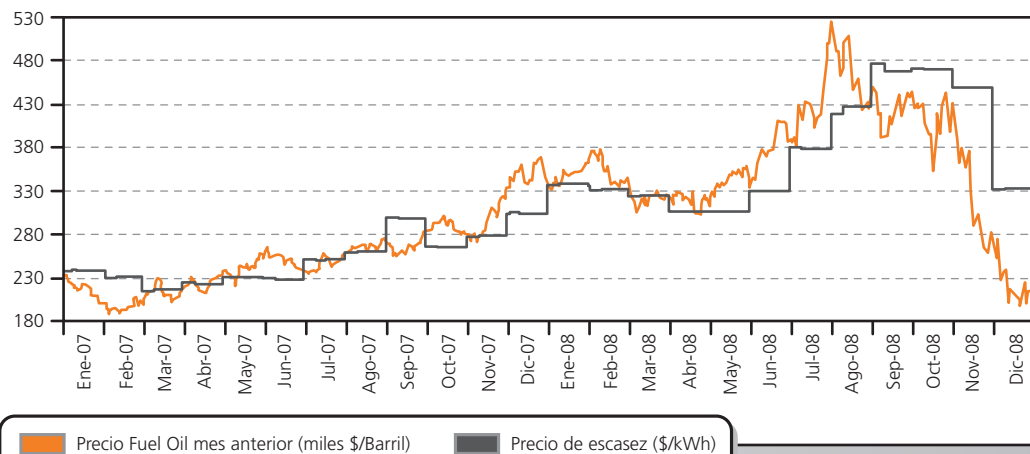
## Impacto del precio internacional del combustible sobre los costos variables de generación

En el capítulo de oferta, se revisó el comportamiento de los precios internacionales de combustibles durante 2008. Una primera relación entre los precios de combustibles y los costos asociados a generación térmica se refleja en el precio de escasez del cargo por confiabilidad. El precio de escasez representa los costos variables de una planta térmica marginal, a través del cual se reflejan los precios internacionales de combustibles y su posible impacto sobre los costos de las plantas térmicas en el sistema colombiano.

En el caso del precio de escasez, la relación es explícita, dado que en el mercado este precio está indexado al valor del *New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price CIF*. Sin embargo, precios de otros combustibles también se pueden ver afectados de forma implícita, a causa de correlación entre combustibles, por la sustitución y costos de oportunidad.

Una consideración adicional sobre los costos de generación con combustibles tiene que ver con la conversión Dólar a Pesos, la cual diluye el otro efecto importante que es la Tasa Representativa del Mercado TRM, que presentó alta variabilidad durante 2008.

**GRÁFICA 1. PRECIO DE ESCASEZ Y PRECIO INTERNACIONAL DE FUEL OIL EN PESOS COLOMBIANOS**

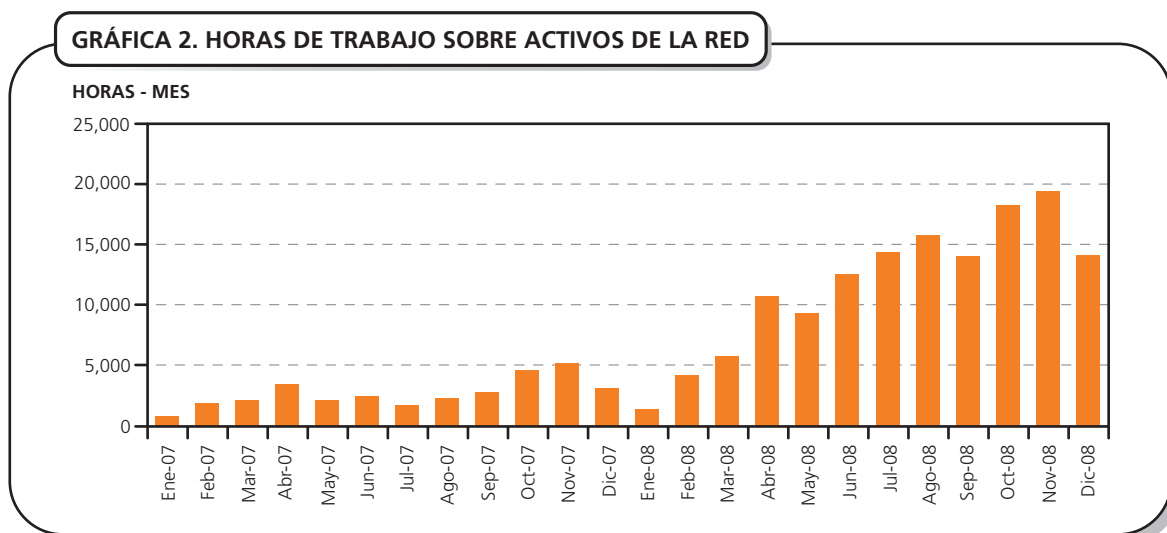




## El costo de las restricciones en la red

Durante 2008 se realizaron mantenimientos en las principales subestaciones del sistema que ocasionaron restricciones sobre el flujo ideal de generación disponible hacia los centros de consumo. Estos mantenimientos en la red no afectan directamente el cálculo del Precio de Bolsa, pero sí incrementan los requisitos de generación que no está en mérito por precio de oferta y que se necesitan para atender la demanda de electricidad. De esta manera, la condición topológica de la red, que se ve afectada por mantenimientos y atentados, es una de las variables fundamentales que explica los montos en reconciliaciones para los generadores disponibles con energía atrapada y los que generan fuera de mérito para mantener la continuidad o la seguridad del servicio eléctrico.

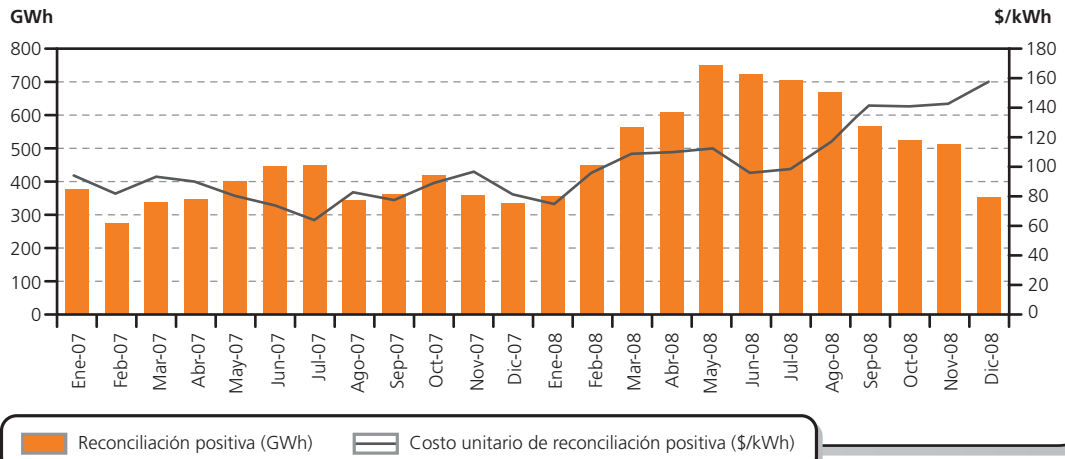
En la **gráfica 2** se puede ver como 2008 fue un año de alta intensidad en mantenimientos que afectaron la topología de la red. En la **gráfica 3**, se observa como la condición topológica, afectada por la indisponibilidad de activos de red, impactó la generación fuera de mérito que se requirió para abastecer la demanda.



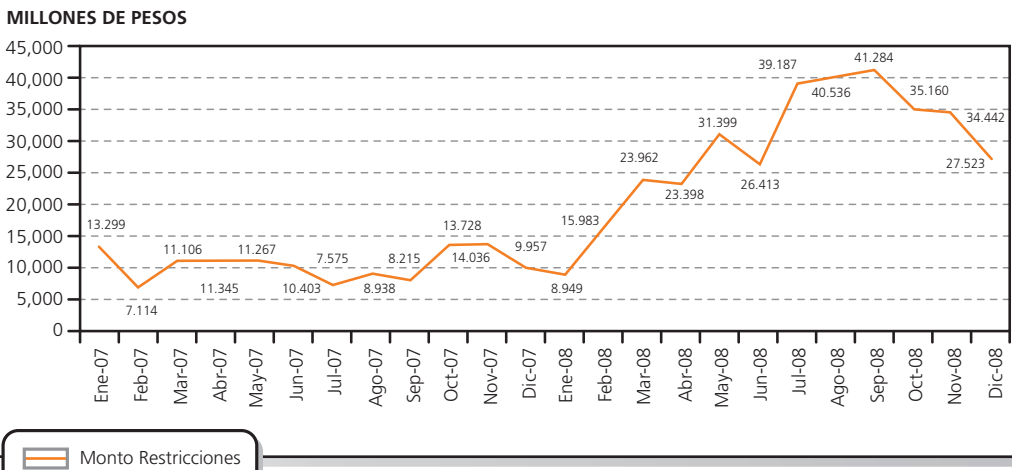
Ahora, el monto de restricciones no depende únicamente de la cantidad de generación fuera de mérito que se necesite reconciliar a generadores, sino también del costo variable de la misma, del alivio de reconciliación negativa, del alivio de renta de congestión y del valor total del servicio de AGC.

Por ejemplo, durante diciembre de 2008 se programaron menos mantenimientos en la red que en el resto del año, por lo cual se redujo así la generación fuera de mérito durante este mes a valores similares a los de 2007, como lo muestra la **gráfica 3**; sin embargo, el monto total de las restricciones de diciembre no disminuyó en la misma proporción que en 2007, como se presenta en la **gráfica 4**. La variable que complementa la explicación de este comportamiento es el costo asociado a la generación fuera de mérito, el cual alcanzó su valor máximo anual durante el mes de diciembre de 2008. En resumen, el producto de las dos variables de la **gráfica 3**, explica de mejor forma el monto transado en restricciones.

**GRÁFICA 3. GENERACIÓN FUERA DE MÉRITO Y COSTO UNITARIO DE RECONCILIACIÓN POSITIVA**



**GRÁFICA 4. VALOR DE RESTRICCIONES**

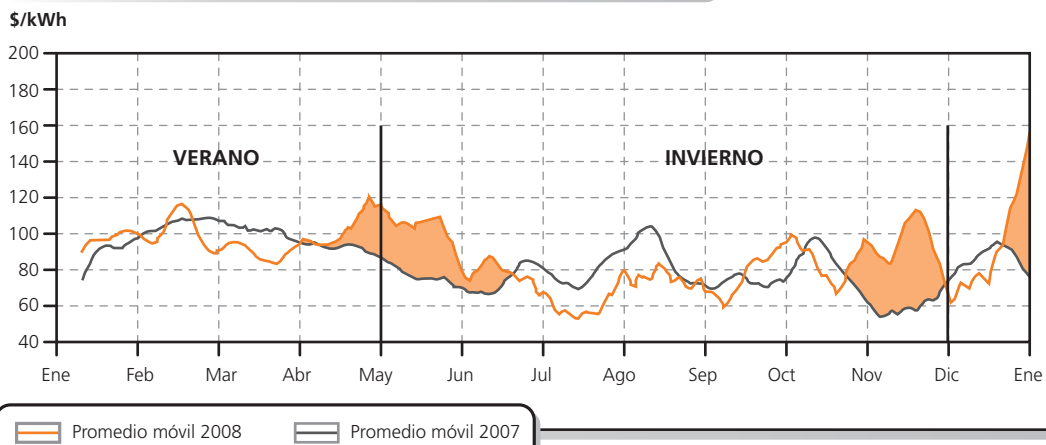


## La incertidumbre hidrológica y efectos sobre el precio de bolsa

La evolución del precio de bolsa en 2008 muestra precios superiores a los de 2007 en los meses de cambio de estación, tanto verano - invierno como invierno - verano, tal como lo muestra la **gráfica 5**.

El precio de bolsa depende de las decisiones de oferta y las condiciones de disponibilidad de la generación hidráulica, principalmente en este mercado eléctrico constituido de forma mayoritaria por este tipo de generación. Ahora, el comportamiento creciente del precio de bolsa durante las transiciones de invierno y verano refleja entre otros aspectos, la incertidumbre en las expectativas de los generadores sobre el escenario hidrológico próximo, expresadas a través de su oferta.

**GRÁFICA 5. PRECIO DE BOLSA 2007 Y 2008 PROMEDIO MÓVIL**



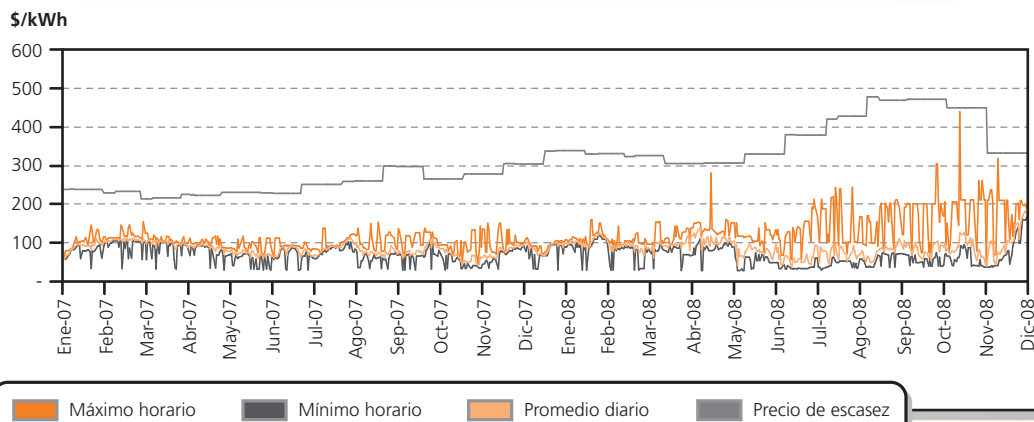
## EVOLUCIÓN DE VARIABLES COMERCIALES - 2008

Las transacciones comerciales son los conceptos que resultan de la liquidación de la operación del sistema y de los intercambios comerciales de los participantes del mercado eléctrico.

### Precio de bolsa

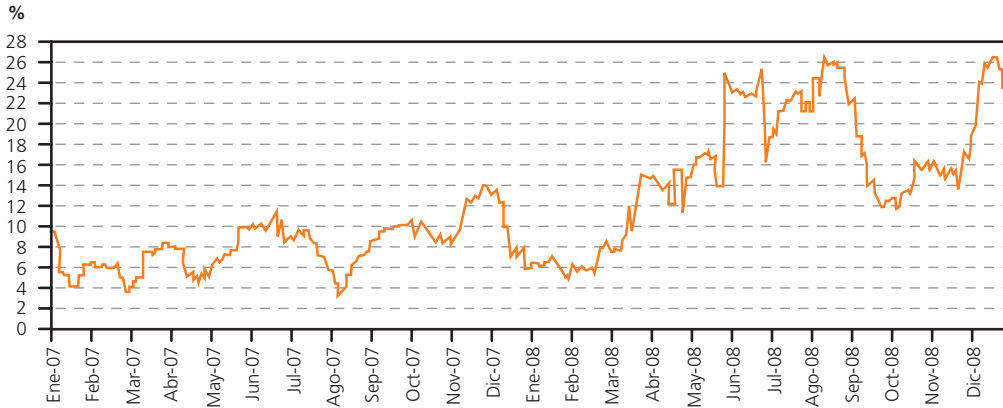
El precio de bolsa es la variable más importante de la parte transaccional. Las compras y ventas en bolsa se transan al precio de bolsa, los contratos son un mecanismo de cubrimiento ante la incertidumbre del precio de bolsa, la escasez de generación del sistema se estima a partir de la diferencia entre precio de bolsa y el precio de escasez, y así existen muchas otras señales de mercado relacionadas con este precio.

**GRÁFICA 6. PRECIO DE ESCASEZ, PRECIO PROMEDIO PONDERADO DIARIO DE BOLSA, MÁXIMO Y MÍNIMO**



- El precio horario más alto del año 2008 se presentó el día 10 de noviembre en la hora 20, con un valor de 434 \$/kWh, a solo 10 pesos del precio de escasez.

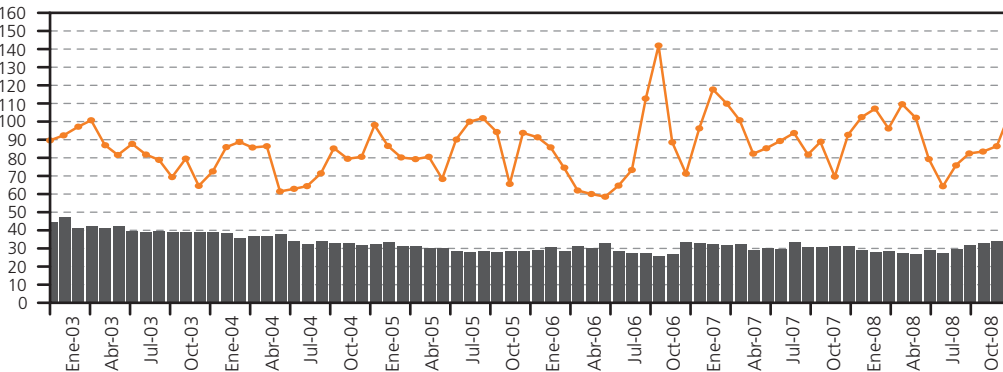
**GRÁFICA 7. VOLATILIDAD DIARIA CALCULADA PARA LOS ÚLTIMOS 30 DÍAS DEL PRECIO DE BOLSA**



- La volatilidad fue calculada como la desviación estándar de los rendimientos  $[ \ln (Pt/Pt-1) ]$  del precio de bolsa promedio diario con horizonte de 30 días.

**GRÁFICA 8. PRECIO DE BOLSA, CERE Y FAZNI**

**\$/kWh DICIEMBRE DE 2008**



Precio bolsa
  CERE - FAZNI

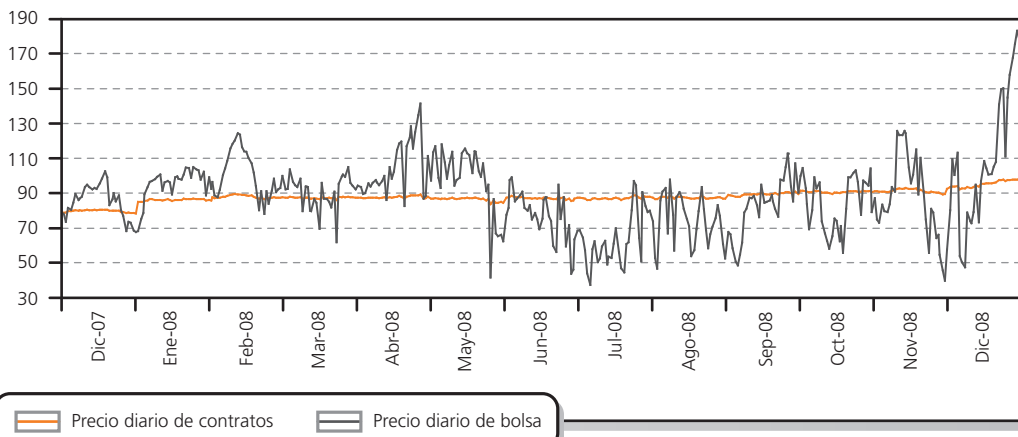
- CERE - FAZNI representan parte del piso del precio de bolsa a partir del cual se recaudan el cargo por confiabilidad y el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas.

## Contratos bilaterales entre agentes

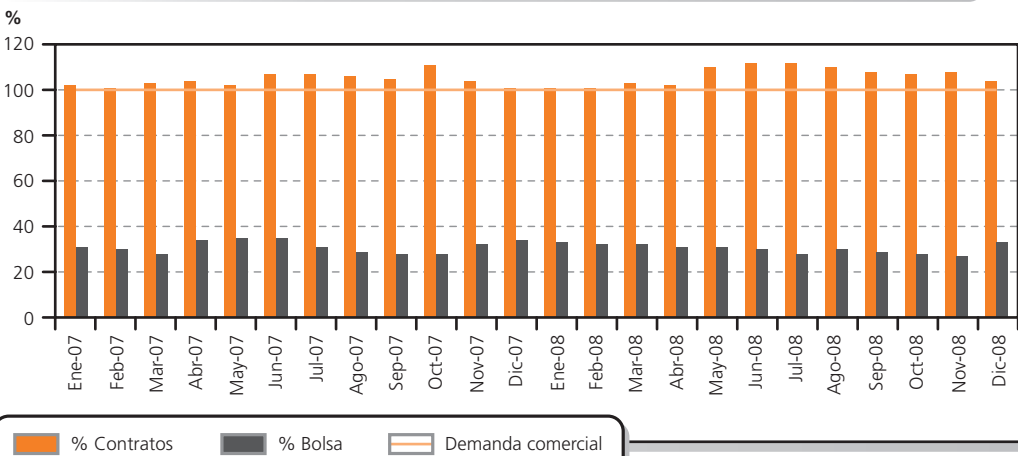
Los contratos bilaterales son un mecanismo de cubrimiento de los agentes ante la incertidumbre del precio de bolsa en el mediano y largo plazo. Las cantidades transadas en contratos generalmente superan a la demanda debido a que los contratos son financieros y existe la figura de intermediación.

**GRÁFICA 9. PRECIO DIARIO DE BOLSA Y CONTRATOS**

\$/kWh (VALORES CORRIENTES)

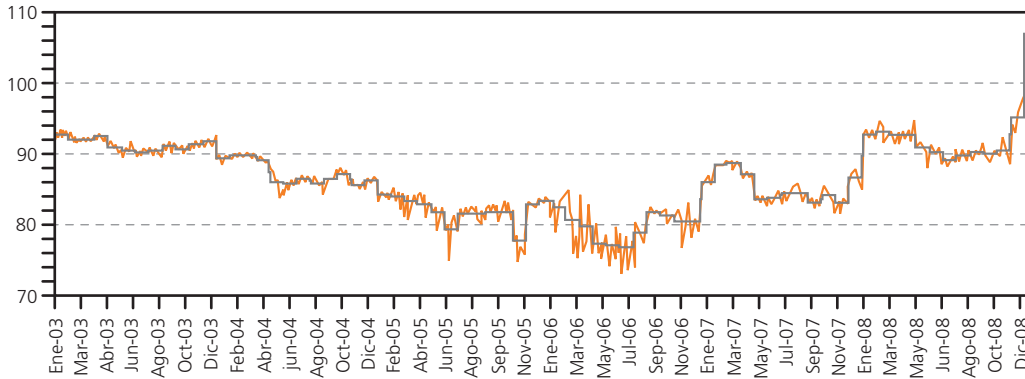


**GRÁFICA 10. PORCENTAJE DE LA DEMANDA COMERCIAL TRANSADO EN CONTRATOS Y BOLSA**



**GRÁFICA 11. PRECIOS DE CONTRATO DIARIO Y MENSUAL**

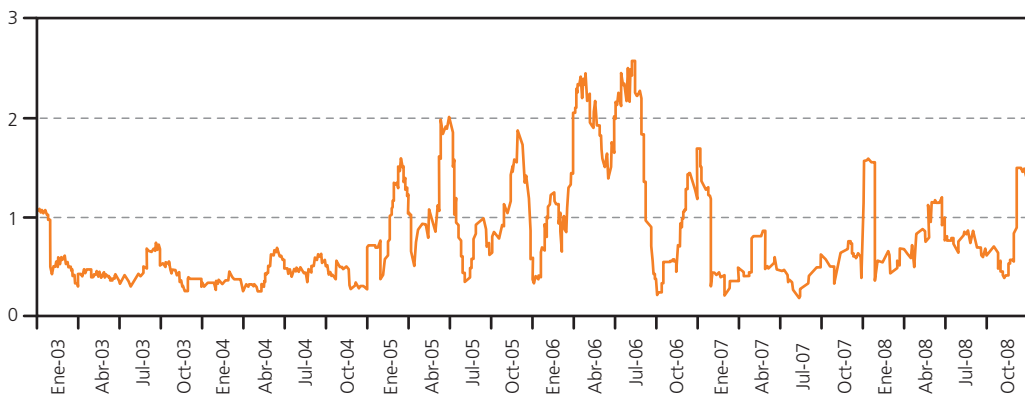
\$/kWh DICIEMBRE DE 2008



— Promedio diario    — Promedio mensual

**GRÁFICA 12. VOLATILIDAD DE PRECIOS DE CONTRATOS CALCULADA CON 30 DÍAS MÓVILES**

VOL (%)



— Contratos

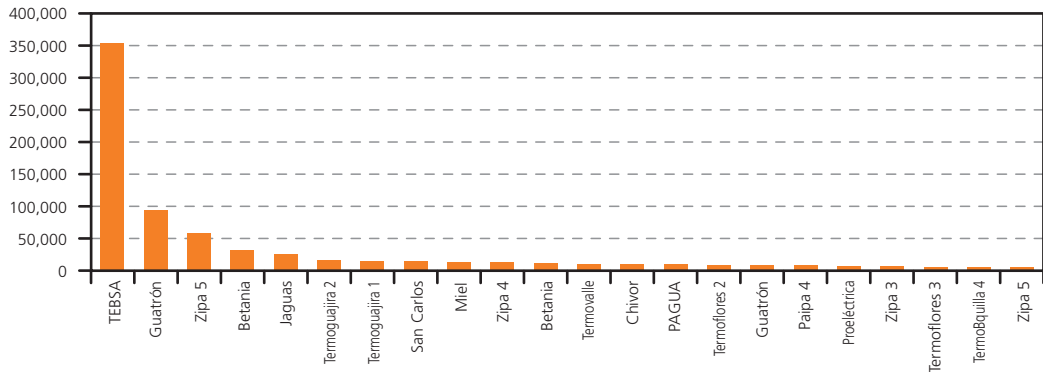
- La volatilidad fue calculada como la desviación estándar de los rendimientos  $[\ln(P_t/P_{t-1})]$  del precio de contratos promedio diario con horizonte de 30 días.

## Restricciones en las redes de transporte

Las restricciones representan el costo que imponen las limitaciones físicas del sistema de transporte al costo del despacho económico de ofertas de generadores.

**GRÁFICA 13. RECONCILIACIÓN POSITIVA POR RECURSO 2008**

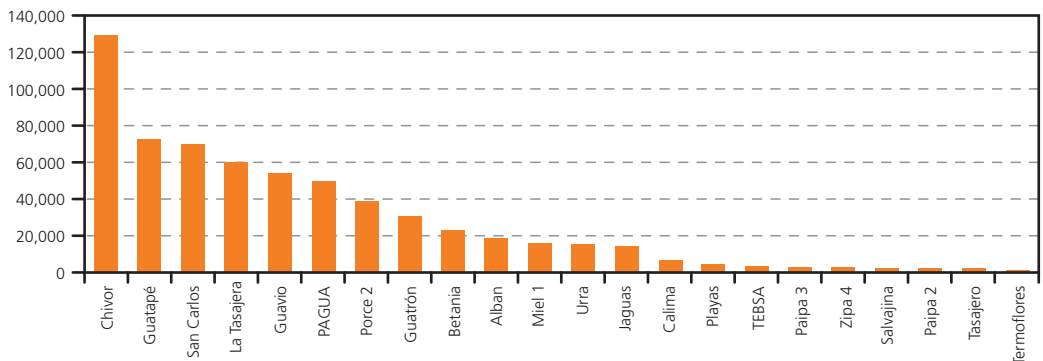
MILLONES DE PESOS



- La reconciliación positiva se concentra en los recursos que prestan la mayor parte de generación fuera de mérito necesaria para abastecer la demanda cuando las limitaciones físicas de la red no permiten que se cumpla el despacho ideal de generación. Las centrales térmicas como TEBSA, ZIPA 5 y Termogujaira 1 y 2 cuando prestan el servicio de generación fuera de mérito, son reconciliadas a un precio de referencia de sus costos variables y de arranque y parada, como lo establece la resolución CREG 034 de 2001.

**GRÁFICA 14. RECONCILIACIÓN NEGATIVA POR RECURSO 2008**

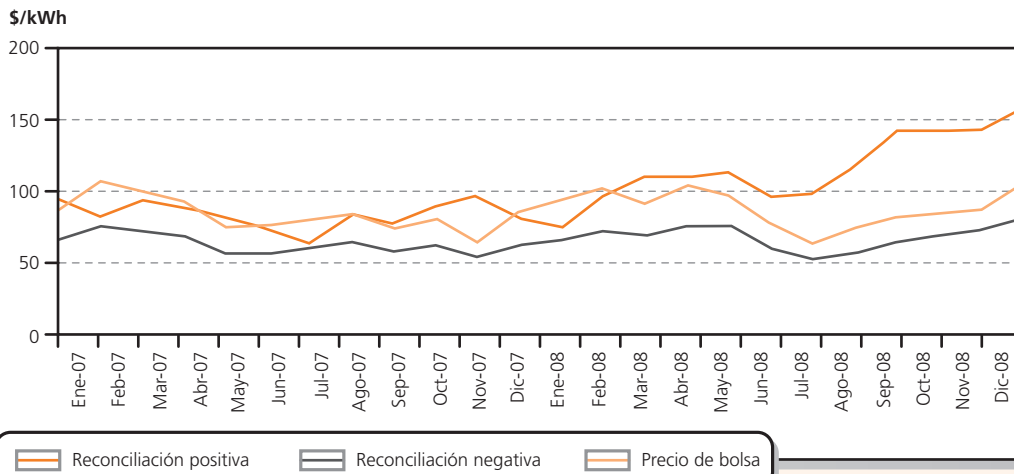
MILLONES DE PESOS



- La reconciliación negativa se concentra en los recursos que se encuentran impedidos de producir la totalidad de su energía eléctrica en mérito durante cierto período, por las limitaciones físicas de la red.

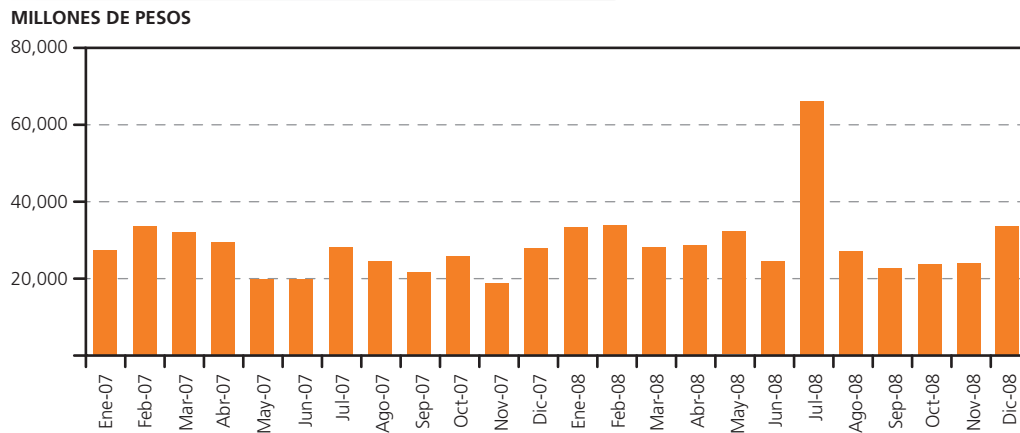


**GRÁFICA 15. COSTOS UNITARIOS DE RECONCILIACIÓN Y EL PRECIO DE BOLSA**



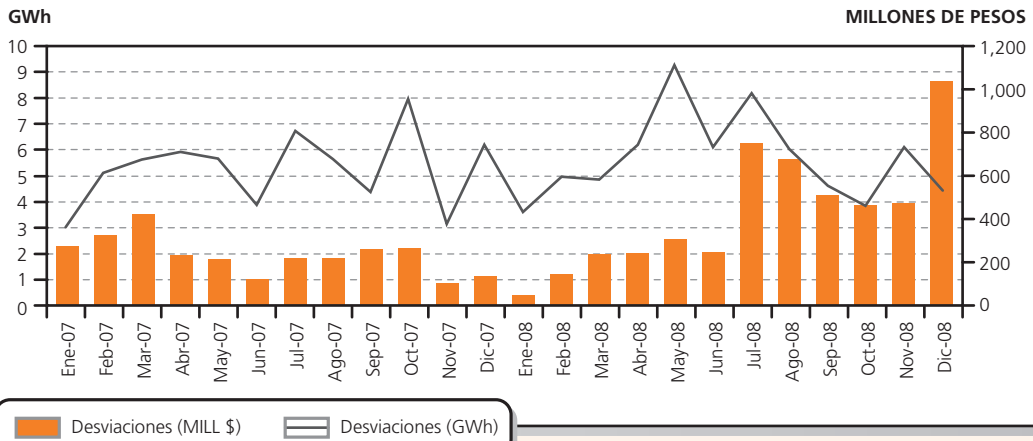
- El costo unitario de reconciliación positiva corresponde al costo de generación por seguridad reconocido por la regulación a los recursos que prestaron generación fuera de mérito.

**GRÁFICA 16. VALOR DEL SERVICIO DE AGC MENSUAL**



- Julio de 2008 se caracterizó por ser un mes de gran volumen de vertimientos, donde el servicio de AGC solo podía ser prestado por muy pocos recursos.

**GRÁFICA 17. DESVIACIONES DEL PROGRAMA DE GENERACIÓN**

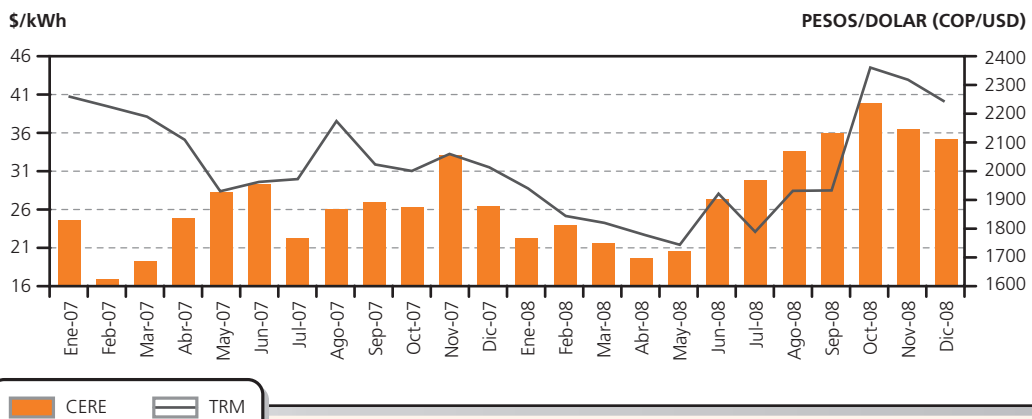


- Aunque las desviaciones de generación en GWh mantuvieron un comportamiento parecido al de 2007, los valores en dinero sí aumentaron, esto se debe a que la penalización en \$/kWh por desviación se paga a la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de oferta de la planta que se desvía.

### Cargo por Confiabilidad

El Cargo por Confiabilidad es un mecanismo de garantía de energía a largo plazo para los generadores que comprometan disponibilidad con el sistema. Se presentan los conceptos de Costo Real Equivalente de Energía (CERE), el valor a Distribuir a los generadores por concepto de pago por confiabilidad y las transacciones de respaldo en el mercado secundario de energía firme.

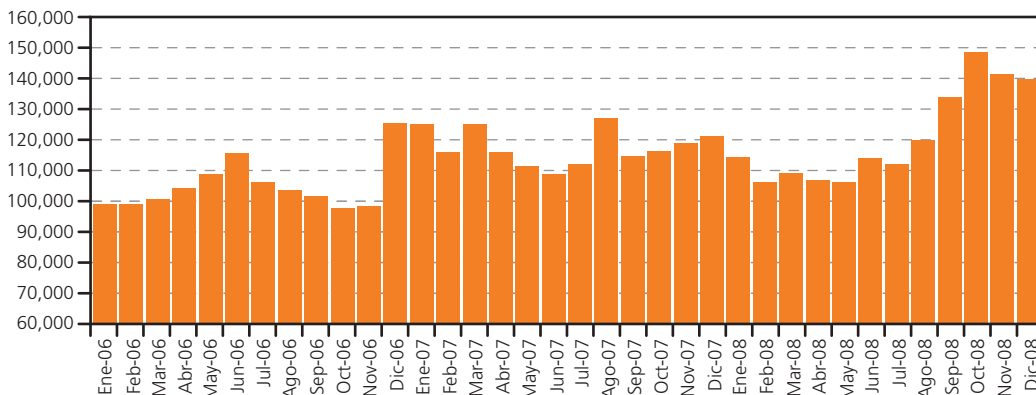
**GRÁFICA 18. COSTO EQUIVALENTE REAL DE LA ENERGÍA (CERE) Y TASA REPRESENTATIVA DEL MERCADO (TRM)**



- Los principales conceptos del cargo por confiabilidad se liquidan en dólares de E.U.A. Algunas de las variaciones en la TRM afectan directamente los conceptos CERE, Valor a Distribuir y precio de escasez en pesos.

**GRÁFICA 19. VALOR A DISTRIBUIR DEL CARGO POR CONFIABILIDAD**

MILLONES DE PESOS



- A finales de 2008 se presentó un incremento en el valor a distribuir del Cargo por confiabilidad debido en gran parte al incremento en la TRM.

**TABLA 1. CIFRAS DEL MERCADO SECUNDARIO DE ENERGÍA FIRME DEL CARGO POR CONFIABILIDAD**

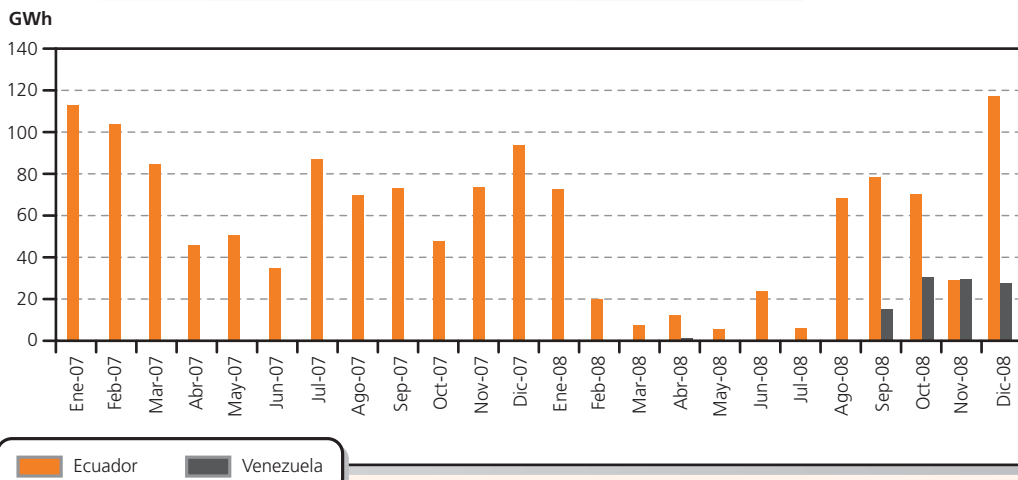
Tipo de respaldo	Variable	2007	2008	Variación	Evolución
Declaración	Número De Respaldos	1,721	2,371	650	38%
	Max Cantidad Negociada (GWh)	30	87	57	190%
	Cantidad Declaración Total (GWh)	1,733	7,351	5,618	324%
Contrato	Número De Respaldos	1,151	1,199	48	4%
	Max Cantidad Negociada (GWh)	30	11	-19	-63%
	Cantidad Contrato Total (GWh)	957	976	19	2%
<b>TOTAL</b>	<b>CANTIDAD TOTAL</b>	<b>2,690</b>	<b>8,327</b>	<b>5,637</b>	<b>209%</b>

- Las declaraciones de respaldo son compromisos entre recursos de generación del mismo agente, mientras que los contratos se realizan entre dos recursos de distintos agentes.

### Exportaciones de electricidad a Ecuador y Venezuela

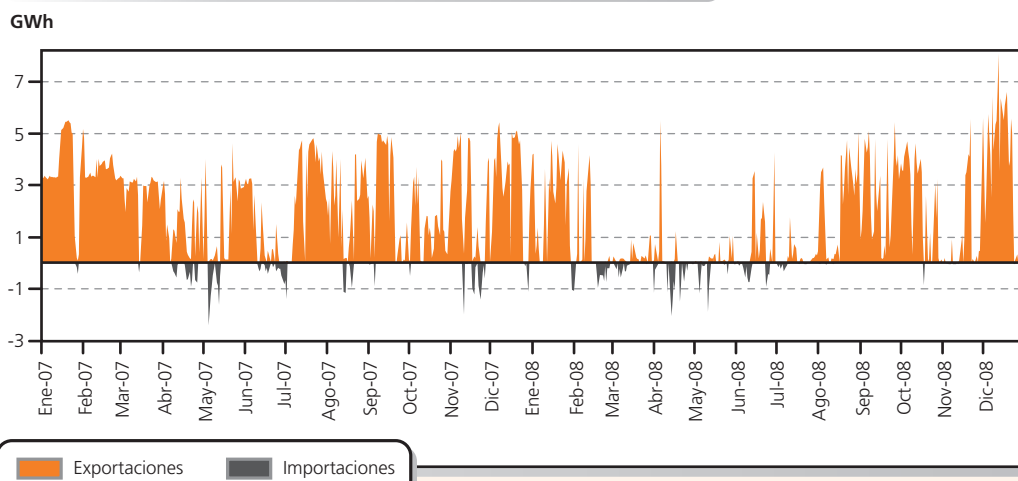
Las Exportaciones de electricidad a Ecuador están cobijadas bajo el esquema regulatorio centralizado TIE, y permiten el recaudo de rentas de congestión destinadas a aliviar el monto de restricciones y al Fondo de Energía Social (FOES). Por otro lado, las exportaciones a Venezuela se clasifican como consumo internacional y se denominan como parte de un acuerdo comercial bilateral.

**GRÁFICA 20. EXPORTACIONES DE ENERGÍA A ECUADOR Y VENEZUELA**



- Durante septiembre de 2008 se reactivaron las exportaciones de electricidad de Colombia a Venezuela a través del circuito Corozo - San Mateo - 230 kV.

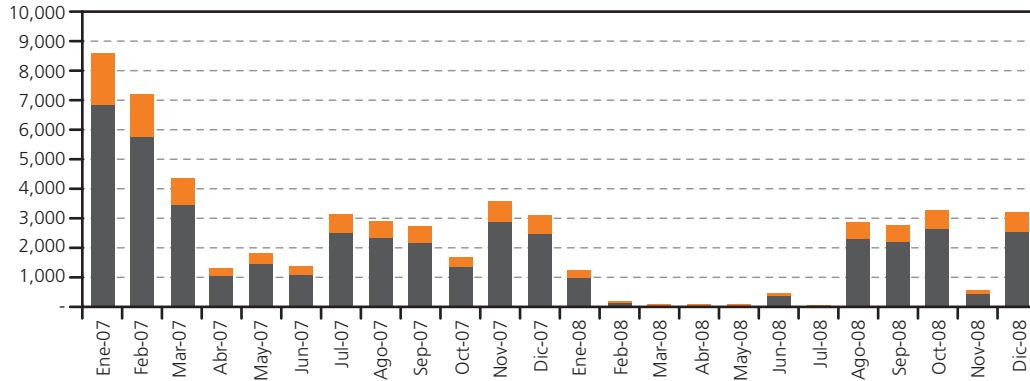
**GRÁFICA 21. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES A ECUADOR**



- En 2008 las exportaciones de electricidad a Ecuador en GWh se redujeron en 41.8% al compararlo con 2007. De febrero a julio de 2008 se observan bajos valores de rentas de congestión, dado que en este periodo se presentaron las menores exportaciones a Ecuador en GWh.

**GRÁFICA 22. RENTAS DE CONGESTIÓN 2007 - 2008**

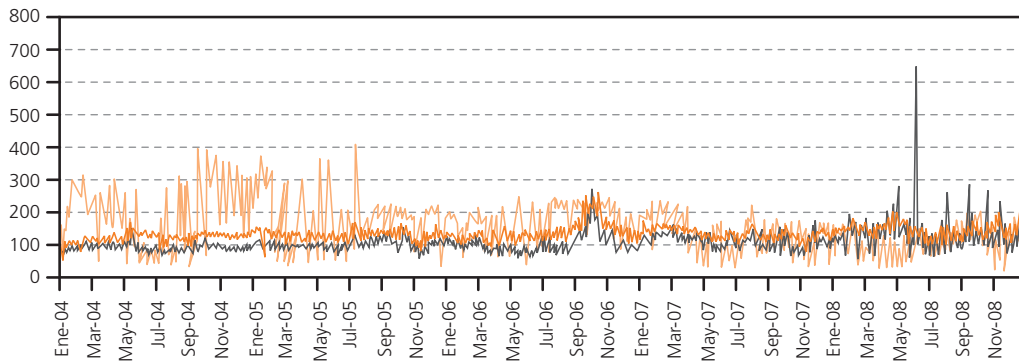
MILLONES DE PESOS



■ Rentas destino alivio de restricciones (\$)
 ■ Rentas destino FOES (\$)

**GRÁFICA 23. PRECIOS DE OFERTA DE COLOMBIA Y PRECIO DE IMPORTACIÓN PARA LIQUIDACIÓN DE ECUADOR**

\$/kWh



— PONE Col ex-post (138 kV)
 — PONE Col ex-post (230 kV)
 — PIL

- Desde agosto de 2005 con la entrada del Decreto 338 de Precios de Combustibles de Ecuador se observa un nivel más bajo de Precios de Importación de Liquidación.



37.50  
30.00  
22.50

➤ **CAPÍTULO 8**  
ADMINISTRACIÓN  
FINANCIERA  
DEL MERCADO

# LOS MECANISMOS DE GARANTÍA EN EL MERCADO MAYORISTA



El cálculo y la administración de garantías en 2008 respaldaron las Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista, las Transacciones Internacionales de energía (TIE), el Cargo por Confiabilidad, la Construcción de Proyectos de expansión al STN y reserva de capacidad de transporte.

## Garantías y eventos asociadas al Cargo por Confiabilidad

Durante 2008 los agentes actualizaron vigencias y presentaron nuevas garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad por concepto de: asignación de Obligaciones de Energía Firme durante el período de transición y del 1° de diciembre de 2008 al 30 de noviembre de 2009; participación y asignación en la Subasta de Energía Firme, participación y asignación de las plantas GPPS. Adicionalmente se recibieron actualizaciones de las garantías existentes debido a la variación en la TRM, para aquellas garantías presentadas en pesos. Los agentes respaldaron las obligaciones a través de garantías bancarias emitidas por bancos nacionales e internacionales.

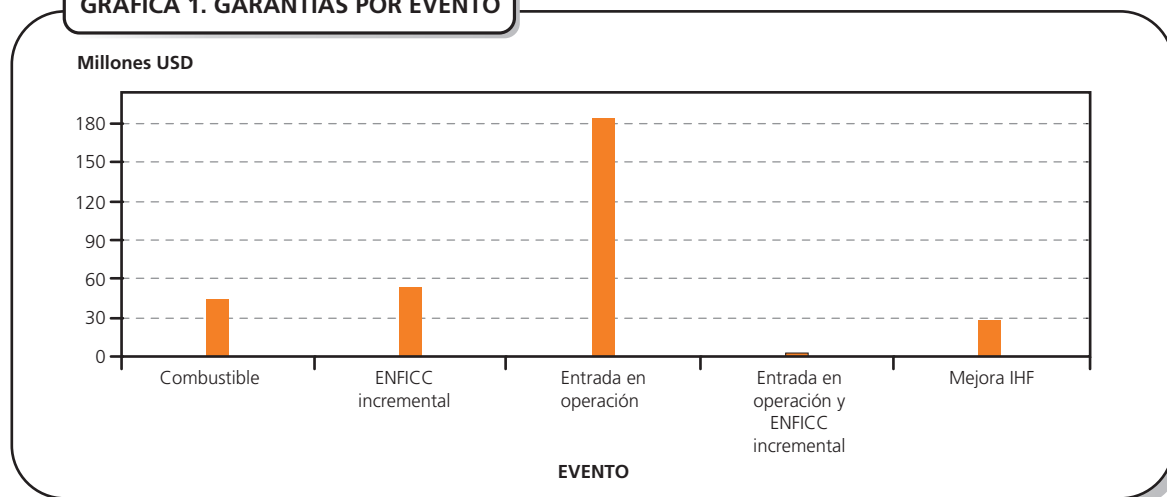
El esquema de garantías del cargo por confiabilidad establecido en la Resolución CREG 061 de 2007, define que los agentes tienen que presentar garantías cuando se encuentre en alguno de los siguientes eventos:

- **Construcción y puesta en operación:** La presentan aquellas plantas que se encuentren en construcción o repotenciación y que hayan tenido asignaciones de OEF. Deben garantizar el inicio de la operación comercial a más tardar en la fecha de inicio del período de la obligación y con una ENFICC al menos igual a la OEF asignada. También garantiza el pago de la auditoría de construcción.
- **Disponibilidad de contratos de combustible:** La deben presentar aquellas plantas térmicas que al momento de asignación no han firmado los contratos de suministro de combustible que respalden la OEF asignada. Con esta garantía respaldan la entrega de los contratos en las cantidades necesarias para respaldar sus OEF al menos un año antes del inicio del período de vigencia de la obligación.
- **ENFICC Incremental:** Las plantas hidráulicas que declaren una ENFICC superior a la ENFICC Base y obtengan asignaciones de OEF, deben garantizar la diferencia entre la Obligación y la ENFICC Base.
- **Continuidad de contratos de combustible:** Las plantas que hayan presentado contratos de combustible con vigencias inferiores al período de obligación de energía firme, deben garantizar la presentación de los contratos por lo menos un mes antes del inicio del año de vigencia o de la fecha de finalización de los contratos de combustible vigentes.

- Mejora del IHF: Las plantas que presenten un cronograma de mejora del IHF y obtengan una OEF superior a la ENFICC antes de la mejora del IHF deben presentar una garantía de ejecución del cronograma de mejora por la diferencia entre la obligación y la ENFICC antes de las mejoras.

Auditoria de construcción de plantas: Los agentes con plantas de generación nuevas o especiales a las cuales se les haya asignado obligaciones de energía firme tiene la obligación de cumplir con el cronograma de construcción o repotenciación de la planta y la Curva S, para lo cual los agentes pagan el costo de auditorías semestrales. Durante 2008 XM realizó la contratación de las auditorías de construcción para las plantas Termoflores 4, Porce III y Amoyá. El primer informe de la firma auditora para la planta Termoflores 4, con corte al 30 de noviembre de 2008, certificó que ésta va cumpliendo el cronograma para la entrada en operación antes de la fecha del inicio del período de vigencia de la obligación. Con respecto a las otras plantas, el primer informe deberá ser entregado en 2009.

**GRÁFICA 1. GARANTÍAS POR EVENTO**



### Garantías de reserva de capacidad de transporte y construcción de proyectos de expansión al STN

Dando aplicación a las Resolución CREG 093 de 2007, EPM e ISA presentaron garantías bancarias a XM requeridas en la solicitud de construcción de proyectos de expansión en el STN para la conexión de la planta Porce III. ISA presentó la garantía de construcción por USD 7 millones en el proceso de convocatoria y EPM por USD 13.7 millones para garantizar la conexión de la planta.

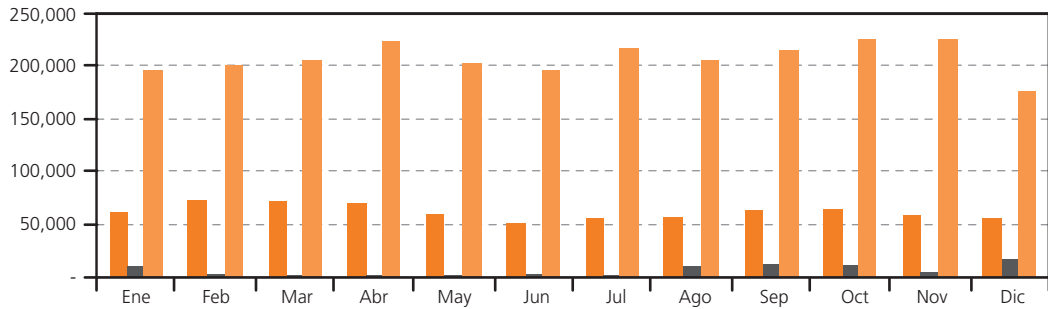
Los agentes generadores que realizaron contratos de conexión al STN, STR O SDL presentaron a XM garantías bancarias por valor de \$425,198,262, dando cumplimiento a la Resolución CREG 106 de 2006.



## EVOLUCIÓN DE VARIABLES FINANCIERAS - 2008

**GRÁFICA 2. MECANISMOS DE GARANTÍA PARA RESPALDAR LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA 2008**

MILLONES DE PESOS



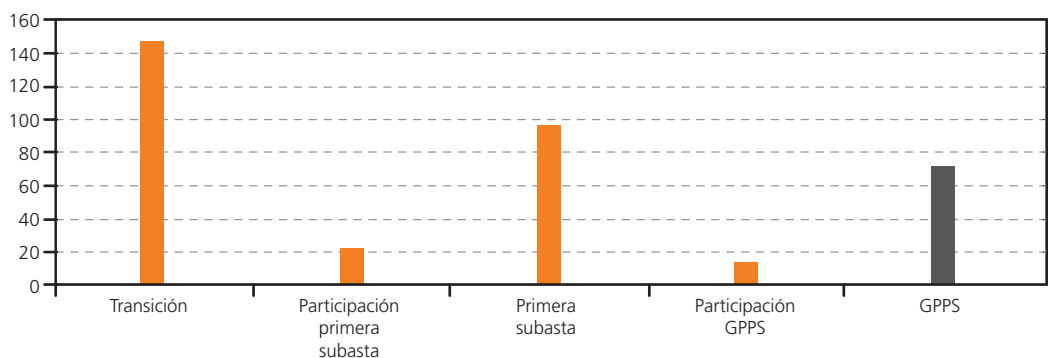
Prepagos nacionales    Prepagos ties    Garantías bancarias

- A partir del mes de diciembre de 2008 se da inicio a la aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008, por la cual desaparece como tipos de garantías el cruce de STR y la Cesión de Derechos de Crédito en donde para una misma empresa el agente distribuidor respaldaba las transacciones del agente comercializador.

## Garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad

**GRÁFICA 3. MONTOS GARANTIZADOS CARGO POR CONFIABILIDAD**

Millones USD



- Las garantías pueden tener vigencia inicial de un año y pueden ser prorrogadas por períodos mayores o iguales a un año con al menos quince días hábiles con anterioridad a la fecha de vencimiento de la garantía vigente.
- En caso de que una planta tenga asignadas Obligaciones de Energía Firme para más de tres años, para el cálculo del valor de la cobertura se considera el máximo de los tres primeros años de vigencia.

## Administración financiera del mercado

Durante 2008 se administraron \$1,304,213 millones por concepto de transacciones en la Bolsa de Energía, \$1,133,209 millones por concepto de Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional, \$749,955 millones por concepto de Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional y \$193,420 millones por concepto de los Fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE.

Con relación a los recaudos de los valores facturados, se obtuvieron niveles de recaudo del 100% en todos los conceptos administrados e incluso en algunos meses se superó este porcentaje debido a la recuperación de cartera vencida de años anteriores. De acuerdo con la regulación vigente, el Administrador cuenta con tres días hábiles posteriores al recaudo para transferir el dinero a los beneficiarios de los mismos, durante el 2008 estos recursos se transfirieron en promedio en 1.64 días.

Adicional a los dineros en moneda nacional, se facturaron durante 2008, USD 34.7 millones por concepto de exportaciones hacia Ecuador y se administraron USD 2.3 millones por concepto de importaciones desde Ecuador.

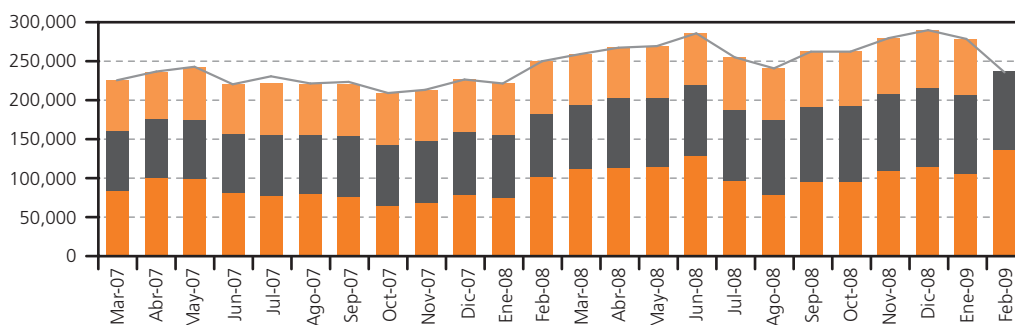
## Administración del efectivo

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 periódicamente por XM S.A. E.S.P., administran el efectivo del mercado. Las entidades que actualmente administran estos recursos son: Citibank, BBVA, Bancolombia, Banco de Occidente y Banco Agrario.

**GRÁFICA 4. TRANSACCIONES EN BOLSA, STN, STR Y RECAUDO MENSUAL**

MILLONES DE PESOS



Vencimiento SIC
  Vencimiento LAC STN

Vencimiento LAC STR
  Recaudo total

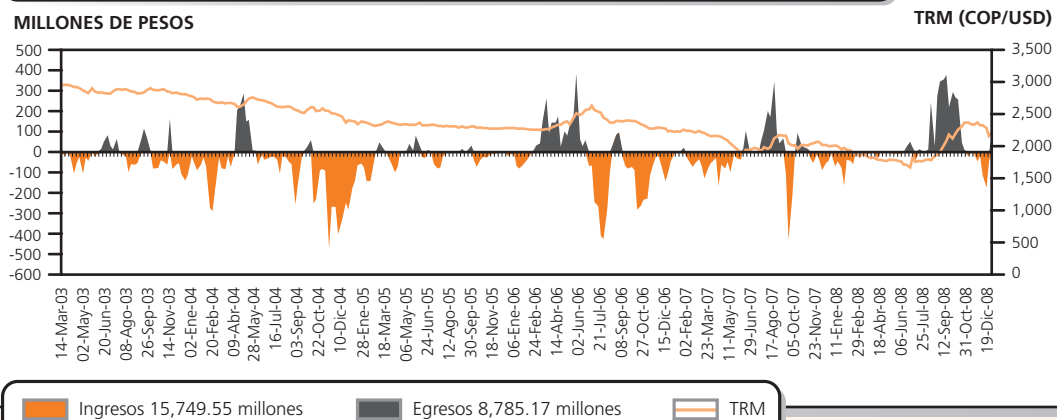
- El monto del flujo de dinero efectivo recaudado por facturación del año 2008, a través de las cuentas que administra XM, en su calidad de ASIC y LAC, alcanzó \$1,304,213 millones por concepto de Bolsa, y \$1,883,164 millones por Cargos por STN y STR, para un recaudo total de \$3,380,616 millones incluyendo los fondos.

## Operaciones de cobertura cambiaria (Delivery Forward y Non Delivery Forward)

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, se contrataron 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 coberturas financieras de riesgo cambiario durante 2008. En la siguiente gráfica se observan los ingresos y egresos de la cuenta de mercado libre efectuados para actualizar las divisas producto de estas exportaciones.

**GRÁFICA 5. INGRESOS Y EGRESOS DE LA CUENTA DE MERCADO LIBRE PARA ACTUALIZAR LAS DIVISAS DE LAS EXPORTACIONES**



- Se observa el comportamiento de la Tasa Representativa del Mercado - TRM -, y los ingresos o egresos por concepto de la cobertura realizada durante todo el período en el que se han realizado operaciones TIE. El valor neto de esta operación arroja un resultado neto desde el inicio de las TIES hasta el 31 de diciembre de 2008 de \$6,964.38 millones, valor que en caso de no realizar las coberturas financieras, habría significado menores ingresos para el mercado.

## Operaciones de depósito a término (Time Deposit)

En la administración de los dineros facturados por concepto de las exportaciones de energía colombianas durante el año 2008 por valor de USD 34.7 millones, informamos que con las garantías TIE se realizaron operaciones Time Deposit, con periodicidad semanal, que alcanzaron los USD 280.9 millones para el citado año, obteniendo USD 108,671 de rendimientos financieros. De acuerdo con las reglas del mercado y el Acuerdo comercial, se entregó la suma de USD 69,829 a CENACE y USD 38,842 fueron destinados para aliviar las restricciones a la demanda colombiana.

## Otros recaudos

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de la facturación de cada uno de los Fondos - FAZNI, FAER, FOES y PRONE - desde el comienzo de su normatividad hasta diciembre de 2008, donde se destaca la disminución del FOES durante el año.

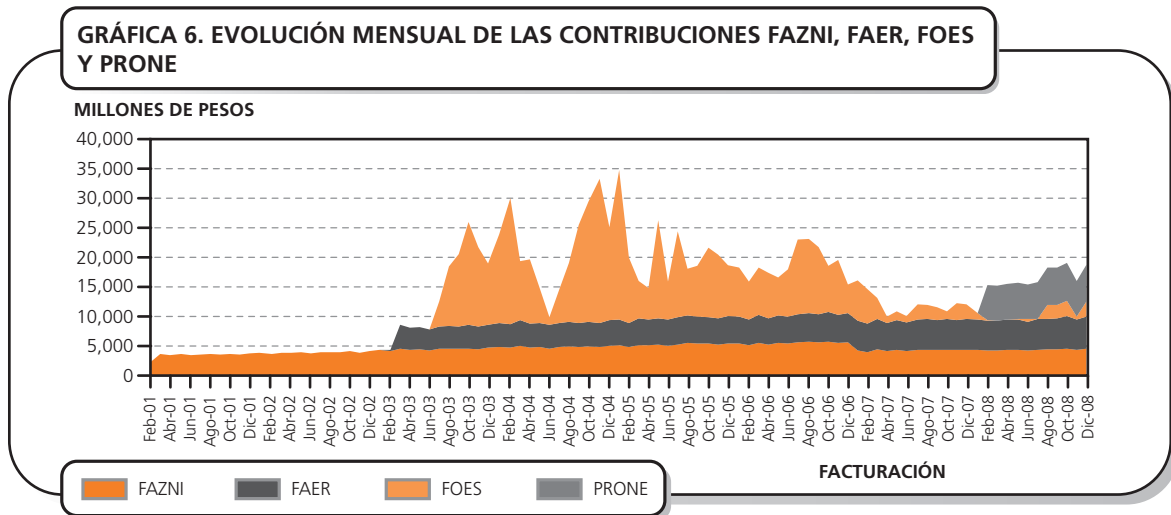


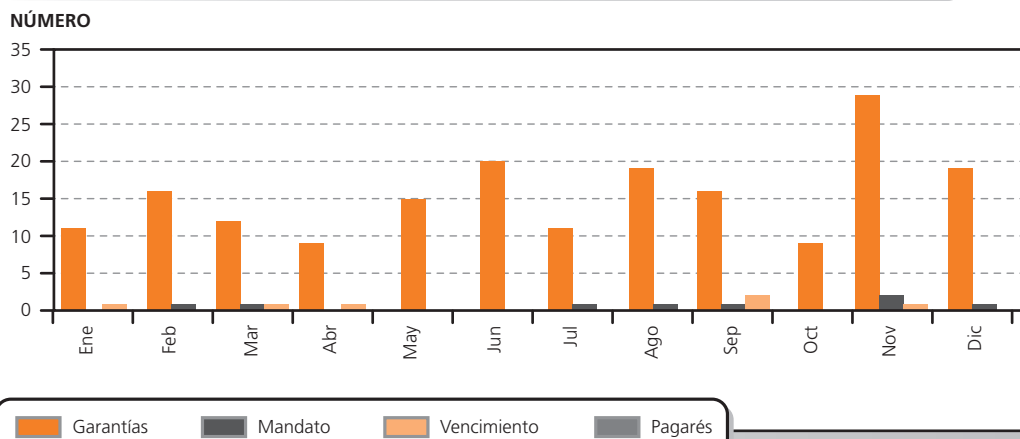
TABLA 1. FACTURACIÓN TOTAL ANUAL

Contribución	2007 (Millones \$)	2008 (Millones \$)	Variación %
FAZNI	50,915	52,013	2%
FAER	60,685	61,989	2%
FOES	33,463	11,902	-64%
PRONE	0	67,517	100%
<b>TOTAL</b>	<b>145,063</b>	<b>193,420</b>	<b>33%</b>

## Limitación De Suministro

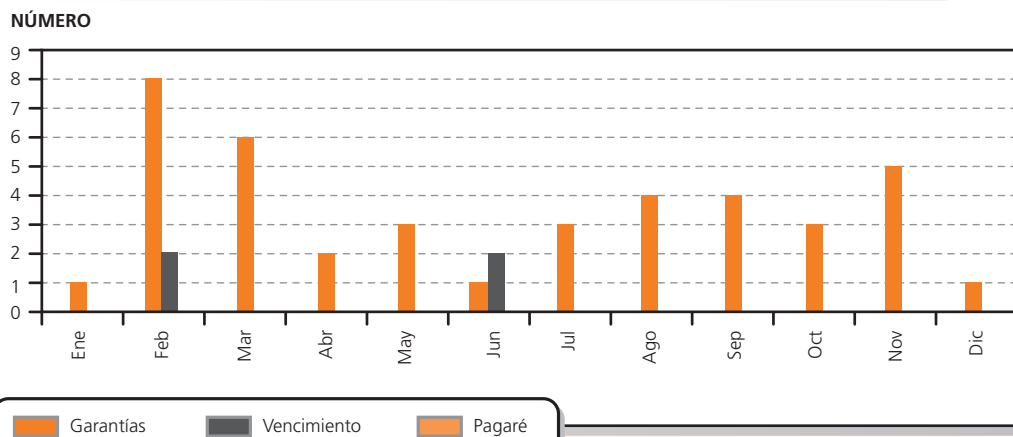
La limitación de suministro ha sido una herramienta eficiente que ha permitido mantener los altos niveles de recaudo que tiene el mercado eléctrico colombiano.

**GRÁFICA 7. PROCEDIMIENTOS DE LIMITACIÓN DE SUMINISTRO (CREG 116/1998) - 2008**



- El ASIC aplicó durante 2008, el procedimiento de limitación de suministro (Resolución CREG 116 de 1998) por mandato en ocho ocasiones y de oficio en 192 oportunidades. De este último, el ASIC inició el procedimiento de Limitación de Suministro en 186 ocasiones por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la Regulación y seis veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales.

**GRÁFICA 8. PROCEDIMIENTOS DE LIMITACIÓN DE SUMINISTRO (CREG 01/2003) - 2008**

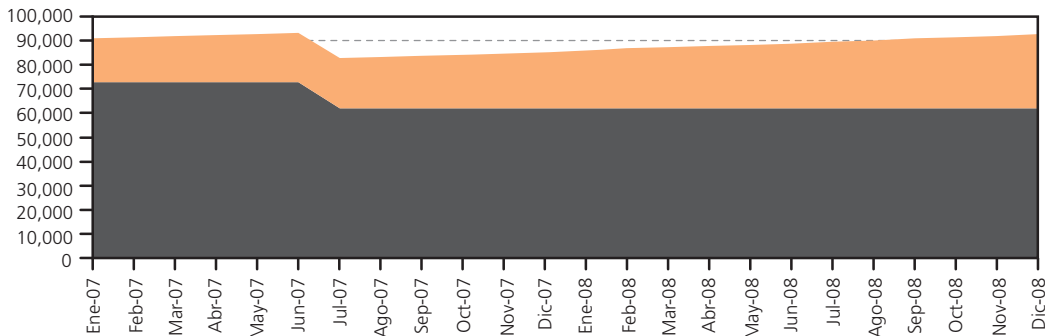


- El ASIC en cumplimiento de la Resolución CREG 001 de 2003, inició este procedimiento en 45 ocasiones de las cuales 41 fueron ocasionadas por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la Regulación y 4 veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales.

## Informe de Deuda y Deuda vencida

**GRÁFICA 9. INFORME DE DEUDA**

MILLONES DE PESOS



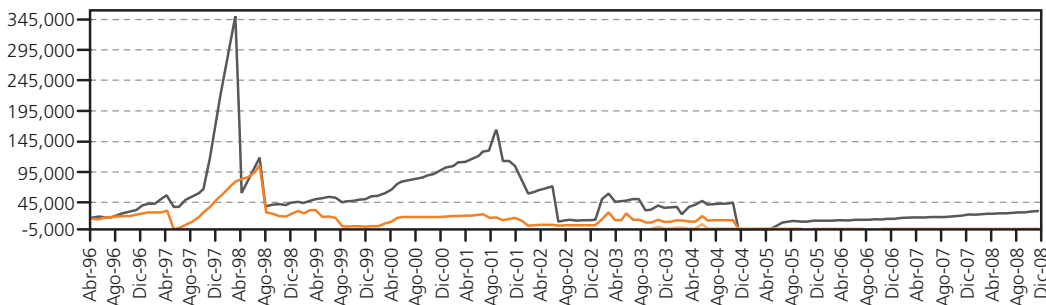
■ Acuerdos y Glosas   
 ■ Empresas en Proceso de Liquidación   
 ■ Bolsa y STN en Op. Comercial

- En 2008 no se generó ninguna cartera por ninguno de los conceptos administrados. Al cierre de diciembre de 2008 la deuda total alcanzó los \$92,778 millones, con un incremento de 8.84%. Del valor total el 90.1% (\$83,597 millones) corresponde a deuda con la Bolsa de Energía, el 9.79% (\$9,079 millones) a Cargos por Uso del STN y el 0.11% (\$102 millones) a Cargos por Uso del STR.

A diciembre 31 de 2008, la deuda vencida de empresas que no están en procesos de liquidación, ascendía a \$30,827 millones, que corresponde 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. Estas empresas se encuentran en proceso de Limitación del Suministro y no representan demanda en el Sector Eléctrico Colombiano.

**GRÁFICA 10. EVOLUCIÓN DE LA DEUDA POR NEGOCIO DE LAS EMPRESAS EN OPERACIÓN COMERCIAL**

MILLONES DE PESOS

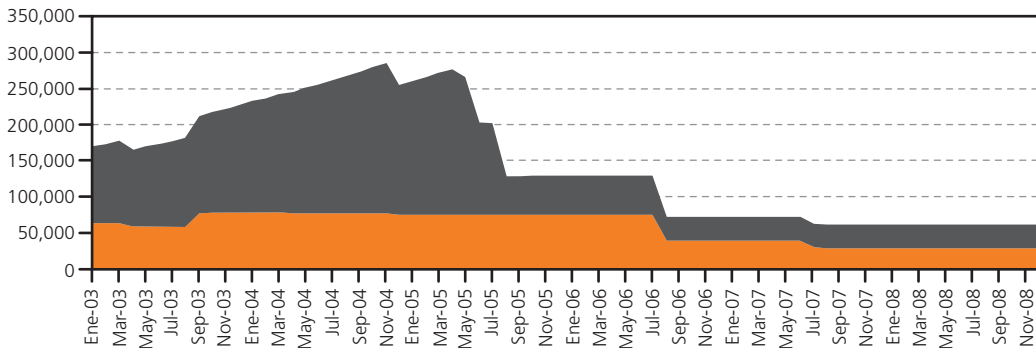


■ STN   
 ■ Bolsa   
 ■ STR

- El 99.38% de la deuda corresponde a transacciones en la Bolsa de Energía (\$30,636 millones), \$98 millones a los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional y \$93 millones a los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional.

**GRÁFICA 11. EMPRESAS EN PROCESO DE LIQUIDACIÓN**

MILLONES DE PESOS



Capital Interés

- La deuda de las empresas en proceso de liquidación al 31 de diciembre de 2008 (\$61,951 millones), no ha presentado variaciones con respecto al 2007. El 65% del valor de la deuda actual, está a cargo de las Empresas Públicas de Cauca S.A. E.S.P., el 27% a cargo de la Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P., y el 8% a cargo de las Antiguas Electrificadoras de la Costa Atlántica.

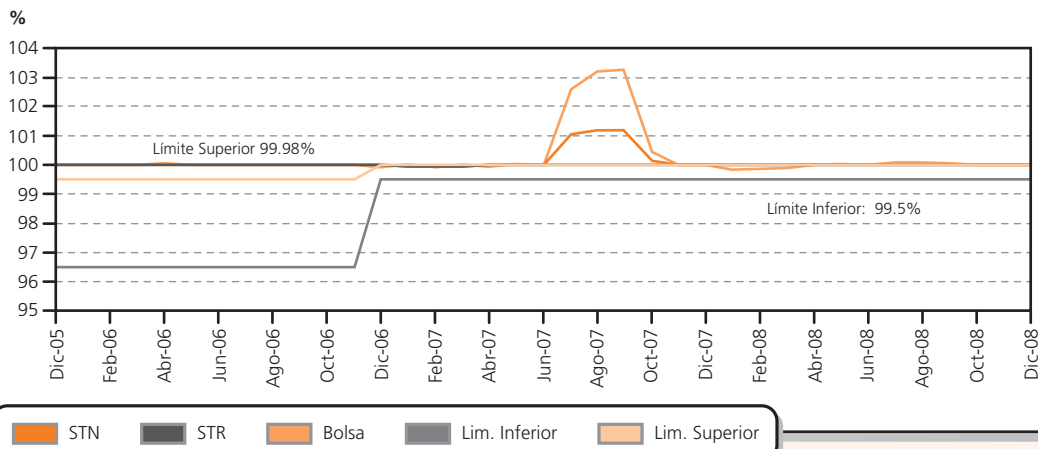
### Indicadores de gestión

Para atender la labor de Administración de Cuentas para la vigencia del 2008, la CREG estableció a través de la resolución 081 de 2007 en su anexo los Indicadores de Calidad, que miden la gestión financiera del Administrador de Cuentas.

El primero de ellos se refiere al nivel de recaudo SIC. Este indicador se mide como el porcentaje de recaudo total del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) dentro de los últimos tres meses consolidados, más 15 días adicionales de recaudo, aplicados al capital. No incluye intereses y los montos exigibles corresponden a los vencimientos netos considerando los procesos concursales. La meta definida para este indicador es de mínimo el 99% de recaudos, y se mide de forma mensual.

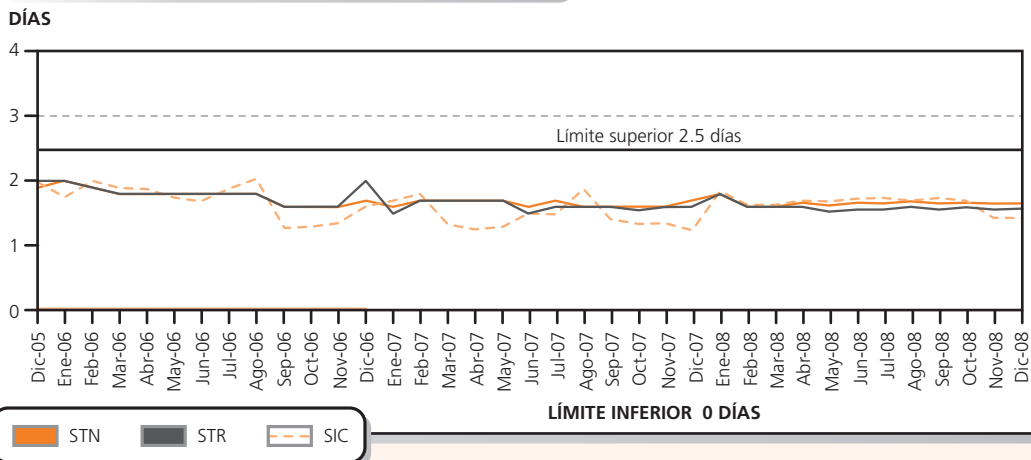
El otro indicador se refiere al nivel de recaudo del STN - STR y se mide como el porcentaje de recaudo total del Sistema de Transmisión Nacional - LAC STN - y del Sistema de Transmisión Regional - LAC STR - de los últimos tres meses consolidados más 15 días adicionales de recaudo, aplicados a capital. No incluye intereses y los montos exigibles corresponden a los vencimientos netos considerando los procesos concursales. Al igual que el indicador de recaudo SIC, la meta está fijada en mínimo 99%, y se mide de forma mensual.

**GRÁFICA 12. NIVEL DE RECAUDO TOTAL SIC, STN Y STR**



- Las metas definidas para ambos indicadores es de mínimo el 99% de recaudos, y se mide de forma mensual. Ambos indicadores durante el año 2008 superaron la meta.

**GRÁFICA 13. DÍAS DE TRANSFERENCIA SIC Y LAC**



- Este indicador se refiere a los días de transferencia SIC y LAC, que considera 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. El límite superior de este indicador es de 2.5 días hábiles, meta que fue cumplida durante 2008.





**> ANEXOS**

LOS EXPERTOS EN MERCADOS 

■ filial de isa

# ANEXO 1. EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO



En el año 2008 las modificaciones a la normatividad vigente se relacionaron principalmente con las subastas de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad, la metodología de Cargos por Uso de las redes de los Sistemas de Transmisión Regional y de Transmisión Local, las Transacciones Internacionales de Electricidad, la Facturación Electrónica y con la comercialización de gas natural. Así mismo, la Comisión publicó para comentarios, proyectos de regulación relacionados con la remuneración de la generación de seguridad fuera de mérito, el Mercado Organizado Regulado - MOR -, la cogeneración y uno de los anillos de seguridad esbozados en la regulación del Cargo por Confiabilidad, como es el tratamiento de la demanda desconectable voluntariamente.

En lo siguiente, se presenta un resumen de los aspectos normativos más sobresalientes durante 2008:

## **Relacionado con la generación**

Ley 1215: Por la cual se adoptan medidas en materia de generación de energía eléctrica. tratamiento de la contribución de solidaridad para los cogeneradores.

### Resoluciones CREG

- 019: Por la cual se modifican normas de las Resoluciones CREG - 071 de 2006 y CREG - 031 de 2007, relacionadas con la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.
- 020: Por la cual se adiciona el Anexo 2 de la Resolución CREG - 031 de 2007, que contiene el cronograma para el reporte de información para participar en la primera Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.
- 029: Por la cual se define la oportunidad para la verificación de algunos parámetros para el cálculo de la ENFICC.
- 030: Por la cual se modifican normas de las Resoluciones CREG - 071 de 2006, 008 y 031 de 2007, relacionadas con la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.
- 035: Por la cual se regula el alcance a la solicitud de aclaración de parámetros.
- 037: Por la cual se modifica el Numeral 8 del Artículo 3 del Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad adoptado mediante la Resolución CREG - 061 de 2007.
- 039: Por la cual se aprueba el "Procedimiento Operativo y Técnico del Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme - OEF".
- 040: Por la cual se adopta el Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para participantes con Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad (GPPS) y se modifica el Anexo 11 de la Resolución CREG - 071 de 2006.

- 042: Por la cual se modifican los literales d. del numeral 3.12.2 y b. del numeral 3.13 del Anexo 10, y b) del numeral 12.5 del Anexo 12, de la Resolución CREG - 0071 de 2006, y el Anexo 2 de la Resolución CREG - 031 de 2007; que contienen normas sobre la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.
- 049: Por la cual se establecen condiciones para plantas con asignación de OEF cuya operación sea contratada con terceros.
- 055: Por la cual se modifica el numeral 2.2 del Anexo 2 de la Resolución CREG - 031 de 2007. Se modifican las condiciones para proyectos con varios desarrolladores para la subasta Generadores con Período de construcción Superior al Período de Planeación - GPPS -, así como el cronograma de la misma.
- 056: Por la cual se modifica el proceso de asignación del Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para participantes con Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad (GPPS).
- 057: Por la cual se aclara y corrige la Resolución CREG 071 de 2006, modificada por la Resolución CREG 056 de 2008. Modifica el proceso de asignación del Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado, contenido en el Anexo 12 de la Resolución CREG 071 de 2006.
- 099: Por la cual se complementa y aclara el cronograma definido en el Artículo 87 de la Resolución CREG - 071 de 2006, para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme con período de vigencia comprendido entre el primero (1°) de diciembre de 2008 y el treinta (30) de noviembre 2009.
- 137: Por la cual se selecciona la Demanda Objetivo que debe ser cubierta mediante Obligaciones de Energía Firme, durante el Período comprendido entre Diciembre 1 de 2008 a Noviembre 30 de 2009, en cumplimiento de la Resolución CREG - 071 de 2006.
- 138: Por la cual se modifican y complementan las normas que regulan las pruebas de disponibilidad de las plantas o unidades de generación que respaldan Obligaciones de Energía Firme.
- 158: Por la cual se expiden normas sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista, relacionadas con precios para liquidar la remuneración en casos de inflexibilidades de plantas térmicas.
- 159: Por la cual se precisa la definición de Mantenimiento Programado establecida en el Numeral 1.3 del anexo denominado "Código de Operación", de la Resolución CREG - 025 de 1995.
- 177: Por la cual se adicionan las normas que regulan las pruebas de disponibilidad de las plantas o unidades de generación que respaldan Obligaciones de Energía Firme.

### **Relacionado con los costos de transporte de energía y la tarifa al usuario final**

#### Resoluciones CREG

- 058: Por la cual se establecen las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica - ADD -. Se define la forma de cálculo de los Cargos por Uso Unificados. Modificada por las Resoluciones 068 y 070 de 2008.

- 097: Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.
- 133: Por la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008. Modifica la aplicación de los factores de pérdidas para referir las medidas en las fronteras comerciales al STN, desde el 1° de noviembre de 2008.
- 167: Por la cual se modifica la Resolución CREG 020 de 1996. Condiciones para realizar convocatorias para atender el mercado regulado.
- 168: Por la cual se establece una opción tarifaria para definir los costos máximos de prestación del servicio que podrán ser trasladados a los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

### **Normatividad sobre aspectos generales del mercado**

#### Resoluciones CREG

- 003: Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento al Artículo 68 de la Ley 1151 de 2007. se establece el cobro de \$1/kWh para financiar el Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE - .
- 048: Por la cual se establece la remuneración de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC y se establecen otras disposiciones.
- 163: Por la cual se modifica la Resolución CREG 128 de 1996. Establece un plazo de 6 meses para que la empresa que supere el límite definido para la separación de actividades, adopte las medidas necesarias para ajustar su participación en el mercado.

### **Sobre transacciones internacionales de electricidad**

#### Resoluciones CREG

- 096: Por la cual se modifican parcialmente la Resolución CREG 004 de 2003 y Resolución CREG 014 de 2004. Modifica el tratamiento de las importaciones bajo el esquema TIE.
- 155: Por la cual se modifica el Artículo 49 de la Resolución CREG 004 de 2003 sobre Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE.

### **Relacionado con el sector gas**

Decreto 2687: Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.

#### Resoluciones CREG

- 077: Por la cual se modifica el numeral 4.6.2 del RUT y el literal i) del Artículo 2 de la Resolución CREG 063 de 2000. No se asignarán costos de reconciliación positiva a Transportadores de Gas.

- 095: Por la cual se establece el procedimiento de comercialización de gas natural de que trata el Decreto 2687 de 2008.
- 154: Por la cual se modifican los numerales 4.5.1 y 4.5.2 del Anexo General de la Resolución CREG 071 de 1999. Horarios de nominación de suministro y transporte de gas.
- **Otras normas**
  - Resolución 515 de la UPME: Por la que se establece la metodología mediante la cual la UPME determinará la recomendación para la ejecución de los proyectos de expansión de activos remunerados a través de Cargos por Uso requeridos para la conexión al STN - STR - SDL de las plantas y/o unidades con asignación de Obligaciones de Energía Firme.
  - Decreto nacional 1929: Por el cual se reglamenta el artículo 616 - 1 del Estatuto Tributario. Establece normas sobre la Facturación Electrónica.
  - Decreto nacional 1094: Por medio del cual se reglamenta el artículo 616 - 1 del Estatuto Tributario. Establece normas sobre la Facturación Electrónica.
  - Decreto nacional 3451: Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 388 de 2007. Establece las políticas de remuneración y de expansión de los STR's y SDL's. El MME determinará las Áreas de Distribución - ADD.
  - Sentencia 26520 del Consejo de Estado: Por la cual se declara nulo el artículo 54 de la Resolución CREG 108 de 1997. Las ESP no tienen facultades para imponer sanciones pecuniarias a los suscriptores o usuarios.
  - Resolución 14465 de la DIAN: Por medio de la cual se establecen las características y contenido técnico de la factura electrónica y de las notas crédito y otros aspectos relacionados con esta modalidad de facturación, y se adecua el sistema técnico de control.

**Los proyectos más relevantes fueron:**

Resolución CREG 100: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG con el fin de definir criterios técnicos de calidad para la operación y mantenimiento de plantas y/o unidades con Obligaciones de Energía Firme asignadas.

Resolución CREG 134: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG con el fin de determinar los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de cogeneración y se regula esta actividad.

Documento CREG 077: Se proponen los aspectos básicos que tendría el Mercado Organizado Regulado - MOR - .

Documento CREG 086: Plantea una serie de alternativas para remunerar la generación fuera de mérito, y trata de compatibilizar el tema con el Cargo por Confiabilidad.

Documento CREG 087: Presenta y divulga la propuesta para la implementación del anillo de seguridad: Demanda Desconectable Voluntaria.

## ANEXO 2. ACONTECIMIENTOS DEL SIN 2008

A continuación se relacionan en forma cronológica, los eventos de mayor impacto en la operación del SIN durante el año 2008, así como también las entradas y retiros de activos al Sistema.

En 2008 se presentaron 818 eventos de diferente magnitud sobre el Sistema Interconectado Nacional, entre los que se destacan 362 eventos de recierre exitoso en diferentes equipos del Sistema de Transmisión Nacional, 218 eventos de contingencia N - 1, es decir la pérdida de un solo elemento del sistema, 71 eventos donde se perdió más de un elemento del sistema y 13 eventos que comprometieron las interconexiones con Ecuador o Venezuela.

Es de resaltar que se presentaron 37 eventos que implicaron la pérdida completa de subestaciones en el SIN por actuación de protecciones asociadas, de los cuales, un alto porcentaje, el 40.5% de los eventos fue ocasionado por actuación indeseada de las protecciones en ausencia de falla y sólo un 28% ante correcta operación de las protecciones de la barra.

Del total de eventos registrados, 18 se presentaron en subestaciones a nivel de 110/115 kV, 17 a nivel de 220/230 kV y 2 a nivel de 66 kV.

### 08 de enero

A las 01:58 horas se presentó disparo de la subestación Paraíso a 230 kV por operación indeseada de la protección diferencial de la barra A. La actuación de este relé se dio por falla que se detectó en el circuito de transferencia que lleva las posiciones de los equipos de patio a la diferencial de barras (87B).

El disparo de la subestación Paraíso implicó la pérdida de la generación de la Central Paraíso con 265 MW, provocando el disparo de la interconexión Colombia - Ecuador por actuación del relé de separación de áreas por sobrepotencia inversa. Esto ocasionó la actuación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia (EDAC), al registrarse una frecuencia de 59.4 Hz, por un lapso de tiempo mayor a 200 ms, con un deslastre de carga en total de 60.85 MW.

### 25 de enero

A las 10:17 horas se presentó disparo de la subestación Autopista a 115 kV por actuación de la protección diferencial de barras, mientras se adelantaban trabajos con consignación local.

El evento se produjo cuando se interfirió erróneamente una de las señales de corriente de la protección diferencial de barras de un módulo no consignado. Durante este evento se dejaron de atender aproximadamente 16 MWh.

EPSA declara en explotación comercial a partir de las 17:17 horas la subestación Propal (Yumbo) 115 kV y la línea Termoyumbo - Propal 115 kV.

### 29 de enero

Los activos del operador de red Electrocosta pasan a ser operados y administrados por Electricaribe, debido a la fusión de estas empresas.

### **31 de enero**

A las 00:35 horas se presentó disparo de la barra 2 de la subestación Tebsa a 220 kV, por actuación de la protección falla interruptor ante falla en la fase C del interruptor 8700 asociado a la bahía del autotransformador 3 de 180 MVA, 220/110/46 kV.

Simultáneamente se presentó la salida del generador GT21 de Tebsa ubicado en la barra de 110 kV, por disparo del transformador asociado a dicha unidad debido a la actuación de la protección de sobrecorriente temporizada por falla en la fase B.

Posterior a estos eventos, se presentó disparo de la línea Sabanalarga - Nueva Barranquilla 3 220 kV, por actuación de la protección de sobrecorriente direccional a tierra.

### **01 de febrero**

A las 13:00 horas se presentó el disparo del circuito Altamira - Mocoa a 230 kV por falla en las fases B y C. La falla se localizó a 102.08 km de la subestación Altamira. Provocando la operación indeseada de la protección diferencial de barras de la subestación Altamira a 230 kV, lo que, ocasionó el disparo del circuito Altamira a Betania en Altamira y la bahía del transformador 150 MVA 230/115/13.8 kV.

Durante el evento no se presentó demanda no atendida debido a que se encontraba cerrado el circuito Betania - Altamira a 115 kV.

### **07 de febrero**

A las 11:40 horas se presentó disparo de la línea Altamira - Betania a 115 kV y del transformador de Altamira 150 MVA 230/115/13.8 kV operando la protección de sobrecorriente del transformador. Posteriormente, se presentó disparo de las bahías de línea 230 kV hacia Betania y hacia Mocoa.

El disparo de las bahías de línea a 230 kV se produjo por la actuación incorrecta de la protección diferencial de barras de la subestación Altamira.

Se dejaron de atender 8.56 MWh, afectando los municipios del departamento de Caquetá, municipios de Suaza, Tarqui, Guadalupe, Maná, Acevedo, Palestina, Bruselas, San Agustín, Isnos, Garzón, Chillurco, Guadalupe, Zuluaga, Gigante y Pital en el departamento de Huila y el municipio de Puerto Valencia en el departamento de Cauca.

### **13 de febrero**

A las 10:55 horas, se presentó disparo del circuito Urrá - Cerromatoso 1 y del transformador 360 MVA 500/230 kV por actuación de la protección diferencial de barras de la subestación, quedando asiladas del SIN las subestaciones a 230 kV Urrá y Urabá y la subestación a 110 kV Tierra Alta. Dado que, a esta hora se ejecutaban trabajos de mantenimiento programado que implicaban riesgo de disparo de la barra 1 en la subestación Cerromatoso, y la desenergización del circuito Urrá - Cerromatoso 2.

Los voltajes de esta red aislada cayeron a valores cercanos a 214 kV. Con el objeto de mejorar las tensiones del área, se sincronizó la unidad 4 y al momento de tratar de tomar carga con dicha unidad, se presentó disparo de ambas unidades por actuación de la protección de sobrefrecuencia. Aproximadamente 8 minutos después del aislamiento de las subestaciones Urrá y Urabá del SIN se presentó su colapso.

Se presentó una demanda no atendida en la subárea Cerromatoso en total de 30.6 MWh con una potencia máxima de 38 MW.

### **18 de febrero**

A las 13:46 horas se presentó el disparo de los circuitos a 230 kV Jamondino - Betania y Jamondino - Mocoa, atentando a la infraestructura en la vereda el Cascajo (Putumayo). Posteriormente, actuó de manera errónea la protección diferencial de barras de la subestación Mocoa a 230 kV provocando el disparo del circuito Mocoa - Altamira en Mocoa y del transformador de Mocoa 230/115 kV, dejando sin tensión subestación Mocoa.

Durante el evento se presentó demanda no atendida de 10 MWh en los municipios del medio y bajo Putumayo entre las 13:46 horas y las 14:47 horas.

### **20 de febrero**

A las 14:25 horas se presentó disparo de los circuitos a 230 kV Jamondino - Pomasqui 1 y 2 en la subestación Jamondino, por actuación del esquema de separación de áreas en su función de baja tensión, ocasionado por la salida en Ecuador de dos unidades de la central Machala Power con un total de 120 MW, lo cual produjo la actuación de las dos primeras etapas del esquema de alivio de carga EAC en Ecuador.

A la misma hora se presentó disparo del circuito a 115 kV Catambuco - El Zaque por actuación de la protección de sobrecorriente y de las unidades 1 y 2 de Florida con 19 MW, a las 14:27 horas dispara el circuito Catambuco - Jamondino.

Este evento implicó restricción para atender la demanda del área Cedenar, la cual fue superada con el restablecimiento de las líneas a 115 kV.

### **27 de febrero**

A las 11:01 horas se presentó disparo de la sección 1 barra 1 en la subestación Betania a 230 kV, dejando fuera de servicio los circuitos Betania - San Bernardino 1 y 2, Betania - Jamondino y Betania - Altamira. Adicionalmente se dispararon los circuitos Jamondino - Pomasqui 1 y 2 por actuación del relé de separación de áreas en Pomasqui en su función de sobrepotencia de envío, las bahías de línea de las subestaciones San Bernardino, Jamondino y Altamira hacia Betania, los circuitos San Bernardino - Jamondino 1 y 2, Jamondino - Mocoa, Altamira - Mocoa y transformadores de Altamira, Mocoa, San Bernardino y Jamondino 230/115 kV, dejando sin tensión estas subestaciones.

El evento se originó por activación indeseada de la etapa cero de la protección Falla Interruptor de las bahías San Bernardino 1 y 2 en la subestación Betania. Durante este evento se presentó una demanda no atendida en el SIN de 144.62 MWh en el área de Cauca - Nariño y 24.06 MWh en el área de Huila - Caquetá.

### **04 de marzo**

A las 15:12 horas, se presentó disparo del grupo 1 de las unidades de generación de las Centrales de Paraíso y La Guaca por falla en el transformador de potencia 1B, 70 MVA, 230/13.8 kV de la unidad 1 de la subestación La Guaca. Adicionalmente abrieron los circuitos a 230 kV La Mesa - La Guaca 2, Paraíso - Guaca 1 y 2, Paraíso - Circo y Paraíso - San Mateo. También se presentó salida de las unidades del grupo 3 de la cadena Paraíso - La Guaca.



Este evento no ocasionó demanda desatendida. Sin embargo, la frecuencia del SIN presentó un valor mínimo de 59.74 Hz, ante la pérdida total de 400 MW de la cadena Paraíso - La Guaca.

### **17 de marzo**

EMSA declara en operación comercial a partir de las 08:00 horas la línea Ocoa - Puerto López 115 kV y el transformador Puerto López 30 MVA 115/34.5/13.2 kV. La línea Ocoa - Puerto López estaba energizada a 34.5 kV.

### **20 de marzo**

A partir de las 00:00 se retiran del mercado de energía mayorista las plantas menores El Limón con 0.72 MW, La Rebusca con 0.6 MW y Rio Piedras (La Ceja) con 0.3 MW.

### **21 de marzo**

A las 18:02 horas se presentó salida de la subestación San Bernardino a 115 kV, por sobrecorriente instantánea en el lado de 115 kV del autotransformador No 1 de 150 MVA, 230/115/13.8 kV y del circuito a 115 kV San Bernardino - Santander 1. Este evento fue ocasionado por descargas atmosféricas.

Se dejaron de atender 3,5 MWh durante 9 minutos en los municipios de Popayán, Cajibío, Piendamó, Puracé, Silvia y Morales.

### **28 de marzo**

A las 13:03 horas se presentó disparo del banco de compensación 1 en la subestación Tunal 115 kV por actuación de la protección falla interruptor 50BF en el interruptor 2102 asociado al banco de compensación 1, sacando de servicio los circuitos a La Paz, Bosa, Muzú 1 y 2 a 115 kV por operación de la protección diferencial de barras, quedando sin tensión la subestación.

Este evento provocó una demanda no atendida de 16.8 MW durante 10 minutos en el barrio Tunal, en la ciudad de Bogotá.

### **29 de marzo**

A las 11:34 horas se presentó disparo de las líneas Jamondino - Pomasqui 1 y 2 a 230 kV por operación del esquema de separación de áreas en su función de sobrepotencia de recibo. El evento fue ocasionado por la salida de carga en el sistema Ecuatoriano.

No se produjeron variaciones en la frecuencia en el SIN por fuera de los rangos permitidos, no se presentó desatención en la demanda, ni salida de elementos adicionales en Colombia.

### **9 de abril**

ESSA declara a partir de las 00:00 horas en explotación comercial el Transformador Real de Minas 3 40 MVA 115/34.5 kV.

### **18 de abril**

A las 13:06 horas se presentó disparo de los circuitos a 230 kV Jamondino - Pomasqui 1 y 2 por actuación del esquema de separación de áreas en su función de sobrepotencia dirección Ecuador a Colombia por pérdida de 100 MW de carga en el Sistema Ecuatoriano.

### **21 de abril**

A las 09:20 horas, se presentó disparo de la barra de la subestación Paraíso a 230 kV por actuación de la protección diferencial de barras, ocasionando el disparo en Paraíso de los dos circuitos a La Guaca, a Circo, a San Mateo y las tres unidades de generación. Se presentó disparo monopolar y recierre en la línea Paraíso - La Guaca 2, en el extremo de La Guaca.

Simultáneamente disparó el circuito 2 La Mesa - La Guaca, en La Mesa por actuación de la protección distancia en zona 1 y de las unidades de generación de la subestación La Guaca debido a la salida de las unidades de generación en Paraíso.

Este evento no ocasionó demanda desatendida, sin embargo la frecuencia del SIN presentó un valor mínimo de 59.79 Hz, ante la salida de la generación de la cadena Paraíso - La Guaca que se encontraba generando 582 MW en total.

### **23 de abril**

A las 11:53 horas, se presentó disparo de la barra de la subestación Paraíso por actuación de la protección diferencial de barras, ocasionando la salida de las líneas a 230 kV asociadas a la subestación Paraíso y las tres unidades de generación. Sin embargo, no se presentó disparo de las bahías en los extremos remotos.

Simultáneamente disparó el circuito 2 La Mesa - La Guaca, en La Mesa por actuación de la protección distancia en zona 1 y de las unidades de generación de la subestación La Guaca debido a la salida de las unidades de generación en Paraíso. Esta cadena se encontraba generando 400 MW en total.

### **24 de abril**

EMGESA reincorpora al Mercado Mayorista partir de las 00:00 horas la planta térmica Central Cartagena 2 de 60 MW.

### **26 de abril**

A las 20:07 horas, se presentó disparo del transformador 3 de Valledupar 60 MVA, 220/34.5/13.8 kV por actuación inadecuada de su protección diferencial ante el recierre positivo en ambos extremos de la línea Cuestecitas - Valledupar, la cual señaló operación de la protección distancia fase B a 8.2 km de la subestación Valledupar.

La apertura de este transformador ocasionó una demanda desatendida de 26.46 MWh, en la zona urbana de la ciudad de Valledupar, departamento del Cesar.

### **27 de abril**

A las 20:07 horas se presentó oscilación de potencia a 0.07 Hz aproximadamente, durante este evento la frecuencia alcanzó un máximo de 60.63 Hz y un mínimo de 59.31 Hz, ocasionando la actuación de la primera etapa del EDAC, desconectando 348 MW de carga. Adicionalmente, se ocasionó la salida la interconexión Colombia - Ecuador y pérdida de generación en Tebsa, Guavio y San Francisco.

### **29 de abril**

El agente generador Aguas de la Cabaña declara en explotación comercial a partir de las 00:00 horas la planta menor Agua Fresca con una capacidad efectiva de 7.05 MW.

A las 19:15 horas se presentó disparo de la línea Cuestecitas - Cuatricentenario por actuación del esquema de separación de áreas en su función de sobrepotencia de envío desde Colombia hacia Venezuela en el extremo de Cuestecitas. En este evento se produjo una variación de frecuencia cuyo valor máximo fue de 60.24 Hz.

### **30 de abril**

A las 10:33 horas se presentó el disparo línea Cuestecitas - Cuatricentenario a 230 kV en el extremo de Cuatricentenario, por actuación del esquema de separación de áreas en su función de sobrepotencia de envío, al invertirse el flujo de potencia que inicialmente era de Colombia hacia Venezuela, debido a la pérdida de 1,600 MW de carga en el área Occidental del sistema eléctrico Venezolano. El valor máximo de frecuencia en el sistema Colombiano debido a este evento fue de 60.15 Hz.

### **2 de mayo**

A las 21:01 horas se presentó oscilación de potencia a 0.07 Hz aproximadamente, durante este evento no se presentó demanda no atendida. La frecuencia varió entre 59.81 y 60.30 Hz.

### **20 de mayo**

A las 11:07 horas se presentó apertura de los circuitos a 230 kV Jamondino - Pomasqui 1 y 2 por actuación del esquema de separación de áreas en su función de sobrepotencia de recibo debido al disparo con 131 MW, del autotransformador 138/69 kV de la subestación Pascuales en Guayaquil (Ecuador), ocasionado por arco en el conector del lado de baja tensión de dicho equipo.

### **21 de mayo**

A las 01:16 horas y a las 02:56 horas, se presentó disparo de la barra 1 sección 2 de la subestación Betania a 230 kV, ocasionando el disparo de las líneas hacia Jamondino, Altamira y San Bernardino 1 y 2 y del interruptor de seccionamiento S200. Adicionalmente se presentó el disparo de las bahías de línea 1 y 2 en San Bernardino hacia Betania y apertura operativa de las líneas hacia Betania en los extremos de Jamondino y Altamira.

### **23 de mayo**

A las 15:00 horas se presentó el disparo en Betania 230 kV de las líneas hacia Jamondino, Altamira y San Bernardino 1 y 2 y de la línea Betania - Hobo en 115 kV. En este evento la línea 1 hacia San Bernardino se encontraba conectada a la barra 1 sección 1 por medio del interruptor de acople de barras B250. Este se debió a problemas en la lógica de las protecciones que permite que se dispare el interruptor de acople cuando se presenta disparo de la sección 2 de la barra 1.

### **11 de junio**

A las 11:04 horas se presentó disparo del circuito San Carlos - Cerromatoso 500 kV por operación de los relés de recibo de disparo transferido 85Rx en los dos extremos del circuito.

En el momento del evento se encontraba abierta la línea Primavera - San Carlos 500 kV por mantenimiento mayor de la línea.

Ante la pérdida del circuito San Carlos - Cerromatoso, se presentó una carga del transformador de Primavera 450 MVA 500/230/34.5 kV del orden de 120 %. Por lo anterior, se racionaron operativamente 50.48 MWh en el área Caribe.

## **12 de junio**

A las 10:45 horas se presentó rechazo de 470 MW en las unidades de Chivor mientras se probaba el Esquema de Rechazo Automático de Generación (RAG). Como consecuencia de esta pérdida de generación, se presentó el disparo de las líneas a 230 kV Jamondino - Pomasqui 1 y 2 por actuación del esquema de separación de áreas en su función de sobrepotencia de envío en el extremo de Pomasqui. La frecuencia cayó a un valor de 59.75 Hz y no se presentó demanda desatendida.

## **22 de junio**

A las 02:24 horas disparó la barra 1 en 110 kV de la subestación Chinú por actuación de la protección diferencial de barras, produciéndose la apertura de los autotransformadores 1 y 2 y de los circuitos hacia Coveñas, Boston, Chinú Planta, San Marcos, Sincé y Montería. Adicionalmente se presentó disparo en el lado de 500 kV y 34.5 kV del autotransformador 2.

Este evento ocasionó demanda no atendida de 204 MWh en los municipios del departamento de Sucre y municipios de Montería, Cereté y Loricá en el departamento de Córdoba.

## **24 de junio**

A las 01:47 horas se presentó disparo de la subestación Pance a 115 kV por incendio de un CT asociado al interruptor de acople de barras, provocando la actuación de la protección diferencial de barra a 115 kV, ocasionando el disparo en la subestación Pance de los transformadores 230/115/13.2 kV 1, 3 y 4, del transformador 2 230/115/13.2 kV por 115 kV, disparo en ambos extremos de los circuitos a 115 kV Pance - Meléndez, Pance - San Antonio 1 y 2 y disparo en Pance de los circuitos Pance - Santander 1 115 kV y Pance - Papel Cauca 115 kV. Adicionalmente dispararon los transformadores Pance 5 115/13.2 kV y Pance 6 115/34.5 kV.

Este evento provocó una demanda no atendida de 240 MWh en los municipios de Jamundí y parte de la zona urbana y rural de Calí.

## **02 de julio**

A las 12:57 horas se produjo disparo de los autotransformadores 1 y 2 de Chinú 150 MVA 500/110/34.5 kV, del SVC en la subestación Chinú a 500 kV y de la línea a 110 kV Chinú - Chinú Planta durante trabajos de mantenimiento programado.

La falla se produjo por rotura del cable de guarda de la línea Chinú - Sincé que hizo contacto con la fase C de la barra 2 de la subestación en 110 kV.

Este evento provocó demanda no atendida de 145.77 MWh en los municipios del departamento de Sucre y municipios de Montería, Cereté y Loricá en el departamento de Córdoba.

## **19 de julio**

A las 22:07 horas se presentó recierre trifásico en Cerromatoso y disparo en Urrá de la línea Cerromatoso - Urrá 1 a 220 kV. Posteriormente, a las 22:10 horas, se presentó recierre monofásico en Cerromatoso y disparo en Urrá de la línea Cerromatoso - Urrá 2 a 220 kV y la salida de las unidades de generación 1, 2, 3 y 4 de Urrá con 269 MW, provocando una variación transitoria de frecuencia en la cual esta variable alcanzó un valor mínimo de 59.72 Hz.

Por condiciones de topología del sistema quedaron sin tensión las subestaciones de Urrá y Urabá a 230/115 kV, lo que provocó la apertura de la línea Urrá - Urabá a 230 kV y de los autotransformadores asociados a dichas subestaciones.

Se presentó demanda desatendida de 53.49 MWh en el municipio de Tierra Alta en el departamento de Córdoba y de 21.16 MWh en municipios del departamento de Antioquia.

#### **24 de julio**

A las 10:43 y 12:27 horas, se presentó falla en la fase C de la línea Jamondino - Pomasqui 1 a 189 km y 186 km respectivamente desde Jamondino. En ambos eventos se presentó apertura tripolar del circuito y no se llevó a cabo el recierre del circuito en ninguno de los dos extremos, aunque se presentó la señal de recierre en progreso en el extremo de Jamondino, sin embargo, no se presentó el cierre en Pomasqui requerido por el esquema de recierre implementado en Jamondino.

#### **27 de julio**

A las 19:04 horas se presentó apertura del circuito a 230 kV Urrá - Cerromatoso 2 por falla en la fase B y a las 19:06 horas se presentó falla monofásica en la fase A del circuito Urrá - Cerromatoso 1, que ocasionó apertura definitiva en el extremo de Urrá.

Lo anterior ocasionó pérdida de las unidades Urrá con 240 MW, por actuación de la protección de sobrefrecuencia, quedando sin tensión las subestaciones Urrá y Urabá. Se presentó demanda desatendida de 5.86 MWh en municipios del departamento de Antioquia.

#### **31 de julio**

A las 22:56 horas se presentó disparo de la línea Chinú - Montería a 110 kV por actuación de la protección distancia en zona 1 desde la subestación Chinú ocasionada por falla en la fase C. Adicionalmente disparó el autotransformador 1 150 MVA, 500/115/34.5 kV debido a la operación del relé de sobrepresión fase C, simultáneamente con la falla en la línea Chinú - Montería.

Este evento ocasionó una demanda no atendida de 30.81 MWh en los Municipios de Montería y Cereté en el departamento de Córdoba.

#### **10 de agosto**

A las 18:01 horas se presentó oscilación de potencia a 0.07 Hz aproximadamente, durante este evento fue necesario abrir la interconexión Colombia - Ecuador. La frecuencia varió entre 60.57 y 59.37 Hz, actuando la primera etapa del EDAC. La carga desconectada fueron 189 MW.

#### **11 de agosto**

A las 11:38 horas se presentó oscilación de potencia a 0.07 Hz aproximadamente, causada por el disparo de la interconexión Colombia - Ecuador al presentarse un evento en Ecuador. No se presentó demanda no atendida en el SIN.

#### **12 de agosto**

A las 09:21 horas se presentó oscilación de potencia a 0.07 Hz aproximadamente, durante el evento se ocasionó la salida la interconexión Colombia - Ecuador y pérdida de generación en Tebsa y Betania, la frecuencia alcanzó un máximo de 61.08 Hz y un mínimo de 59.22 Hz, ocasionando la actuación del EDAC hasta la tercera etapa, desconectando 708 MW de carga.

## **14 de agosto**

A las 04:30:25 horas se presentó disparo de la línea Porce II - El Salto IV a 220 kV debido a falla trifásica provocada por una descarga atmosférica, con recierre exitoso en ambos extremos. Ante esta falla también se presentó el disparo del autotransformador 2 de El Salto 180 MVA, 220/110/44 kV. Tres segundos después se presentó nuevamente disparo tripolar y definitivo en ambos extremos de la línea El Salto IV - Porce II por falla trifásica ocasionada por descarga atmosférica y simultáneamente el disparo de las unidades de Porce II con 405 MW.

Debido a la pérdida de generación en el sistema colombiano, se presentó la actuación del esquema de separación de áreas en las líneas Jamondino - Pomasqui 1 y 2, por sobrepotencia de envío en dirección Ecuador hacia Colombia. La frecuencia registró un valor mínimo de 59.39 Hz ocasionando la actuación de la primera etapa del EDAC, con un total de carga eyectada de 208.16 MW.

## **19 de agosto**

A las 18:00 horas se presentó oscilación de potencia a 0.07 Hz aproximadamente, ocasionando la salida de una unidad en Tebsa y rechazo de 270 MW de generación.

## **05 de septiembre**

A las 10:50 horas mientras se adelantaban pruebas de nuevas señales de SCADA al centro de control de EEB sobre la bahía de línea Tunal - San Mateo 230 kV, se presentó disparo de este circuito por actuación de la protección falla interruptor 50 BF en Etapa 1 y disparo de los demás elementos asociados a Tunal 230 kV por actuación de la Etapa 2 de la protección falla interruptor en la subestación Tunal. Sin embargo, se quedó conectada la fase B del interruptor de la bahía en Tunal hacia Guavio y el transformador N°3 de Tunal 230/115 kV.

A nivel de 115 kV se presentó la apertura por sobrecorriente de las líneas Circo - Victoria, Muzú - San Carlos, Laguneta - Bosa, Noroeste - Techo, Muña III - Salto II y Salto II - Laguneta, por protección de distancia las líneas La Paz - Calle 67 y La Paz - Salitre. La salida de servicio de estas líneas y la caída de tensión, especialmente en la zona sur de Bogotá, causa el colapso en las subestaciones Tunal, La Paz, Bosa, Techo, Veraguas, Victoria, Muzú, San Carlos, Cáqueza, Muña, Muña III, Laguneta, Salto II y Canoas.

Al quedarse sin tensión la barra de 115 kV de Veraguas afectó la transformación al sistema de 57,5 kV, disparando por sobrecorriente las líneas Concordia - San José T Calle Primera, San Facón - San José y Gorgonzola - Veraguas en el sistema de 57,5 kV dejando sin servicio a las subestaciones Calle Primera y San José.

La demanda desatendida durante este evento en la subárea de Bogotá fue de 108.88 MWh, en la subárea del Meta fue de 142,44 MWh y en el Tolima fue de 2,04 MWh.

## **06 de septiembre**

A las 09:40 horas se presentó disparo en la bahía de línea en Comuneros hacia Barranca y en la bahía de Bucaramanga hacia Barranca por actuación de la protección distancia en zona 2 temporizada, ocasionado por falla en la fase A del transformador 1 115/34.5 kV de ECOPETROL debido a la explosión del pararrayos y bushing en el lado de 34.5 kV, la cual no fue despejada por la protección diferencial del equipo. Ante la falla en este transformador se presentó la apertura del interruptor 120 en 115 kV del autotransformador No 1 de 230/115 kV señalizando "falla en retaguardia".

La salida de las líneas desde la subestación Barranca hacia Comuneros y Bucaramanga ocasionó ausencia de tensión en la subestación Barranca 230 kV y en las subestaciones Lizama, San Silvestre, San Alberto, Parnaso, Buenos Aires a 115 kV.

Este evento ocasionó un total de 81.6 MWh desatendidos afectando los municipios de Barrancabermeja y El Carmen, y las poblaciones de La Feria, Cienaga, Canta Gallo, San Pablo, Sabana, San Rafael, Santa Catalina, Vijagal, San Alberto y San Martín.

### **11 de septiembre**

A las 10:45 horas se presentó disparo del circuito Jamondino - Pomasqui 1 230 kV con 76 MW de carga, ante falla localizada a 167.3 km desde la subestación Jamondino 230 kV, ocasionado por fuertes vientos.

A las 11:46 horas se dispara inicialmente el circuito 1 Jamondino - Pomasqui 230 kV ante falla en la fase C localizada a 171 km de la subestación Jamondino 230 kV, con una transferencia hacia Ecuador de 75 MW. Posteriormente, se presenta el disparo del circuito 2 Jamondino - Pomasqui con 163 MW, ante falla en la fase A, aislando los sistemas Colombia - Ecuador, ocasionando una sobrefrecuencia de 60.27 Hz.

A las 14:33 horas se disparan los circuitos Jamondino - Pomasqui 1 y 2 230 kV con una transferencia total hacia Ecuador de 248 MW. El circuito 1 disparó en ambos extremos y el circuito 2 disparó sólo en Jamondino, señalizando falla en la fase C, localizada a 155 km desde la subestación Jamondino 230 kV y al igual que en el caso anterior, ocasionado por vientos huracanados.

Ante el disparo de la interconexión Colombia - Ecuador, se presenta una oscilación de potencia en el SIN desde las 14:33:56 horas hasta las 14:40:20 horas, el valor máximo de frecuencia fue de 60.9 Hz y el mínimo de 59.29 Hz, activando la primera etapa del EDAC del SIN, con una desconexión total de carga de 288.19 MW.

### **18 de septiembre**

A las 09:37 horas se presentó disparo de la subestación Bosa a 115 kV por actuación indeseada de la protección diferencial de barras al cerrar el interruptor por 34.5 kV del transformador R2. El evento ocurrió durante la ejecución de trabajos de mantenimiento para trasladar la carga del transformador R1 al transformador R2.

El disparo de la protección diferencial de barras afectó las líneas desde Bosa hacia Laguneta, Techo, Tunal y Pavco a 115 kV y los transformadores de distribución D1, D2, D3 115/11.4 kV y el transformador R1 115/34.5 kV. El evento ocasionó una demanda no atendida de 15 MWh en el área de Bogotá.

### **13 de octubre**

A las 00:00 horas se retiró del mercado mayorista el cogenerador Bioaise con capacidad registrada de 0 MW.

### **14 de octubre**

A las 05:05 horas se presentó apertura de todos los elementos asociados a la subestación La Paz 115 kV por actuación de la protección diferencial de barras, ante avería en borneras de corriente del núcleo de la diferencial de barras en la línea La Paz - Veraguas 115 kV. Este evento provocó una demanda desatendida de aproximadamente 21 MWh en el área de Bogotá.

## **16 de octubre**

A las 15:51 horas se presentó operación de la diferencial de barras en la subestación Tunal a 115 kV y disparo de la línea Veraguas - Laguneta a 115 kV ante falla provocada por la caída de un árbol sobre la línea.

Ante la salida de la barra de 115 kV de la subestación Tunal quedaron fuera de servicio los circuitos a 115 kV Tunal - La Paz, Tunal - Muzú 1 y 2, Tunal - Bosa a 115 kV, Bancos de transformación T1, T2 y T3 230/115 kV, Transformador D2 115/11.4 kV, Bancos de compensación reactiva 1 y 2 a 115 kV. Este evento ocasionó una demanda desatendida de 6 MWh en el área de Bogotá.

## **16 de octubre**

A las 14:21 horas se presentó falla en la fase C del circuito Belén - Sevilla a nivel de 115 kV, la cual no fue despejada adecuadamente en la red a 115 kV de CENS, ocasionando disparo de elementos en la red del STN por actuación de las protecciones de respaldo. Se presentó disparo de los circuitos a 230 kV San Mateo - Belén, Tasajero - Belén y el transformador de conexión asociado a la planta Termotasajero.

La demanda no atendida durante este evento fue de aproximadamente 124 MWh afectando las poblaciones de Cúcuta (50%), Zulia, Sardinata, Gramalote, Salazar, Arboleda, Cucutilla, Lourdes, Tibú, Puerto Santander y Los Patios.

## **18 de octubre**

A las 16:18 horas se presentó disparo de los circuitos a 115 kV Pasto - Río Mayo, Río Mayo - Popayán, Catambuco - El Zaque, San Bernardino - Popayán 1 y 2 y Popayán - El Zaque.

Este evento produjo un total de demanda desatendida de 30.87 MW durante 30 minutos.

## **18 de octubre**

A las 12:23 horas se presentó actuación de la protección diferencial de barras de la subestación Cerromatoso en 230 kV en ausencia de falla, produciendo el disparo del transformador 3 360 MVA, 500/230 kV en ambos niveles de tensión y del extremo en Cerromatoso de la línea hacia Urrá 1 a 230 kV.

Adicionalmente, se presentó disparo en la subestación Urrá a 230 kV de la bahía de línea 1 hacia Cerromatoso y de las cuatro unidades de generación con 338 MW.

La línea Cerromatoso - Urrá 2 230 kV se encontraba abierta en ambos extremos para realizar mantenimiento general a los equipos de patio y protección de la bahía de línea 2 de Cerromatoso hacia Urrá.

Ante la pérdida de la línea Urrá - Cerromatoso 1 se presentó una variación de frecuencia por la salida de la carga que estaba atendiendo la generación de Urrá mediante esta línea, provocando la actuación de la protección de sobrefrecuencia de las unidades de generación al quedar aisladas del sistema. Para el resto del SIN, la salida de dicha planta ocasionó una variación transitoria de frecuencia, con un valor mínimo de 59.58 Hz.

Este evento ocasionó una demanda desatendida en Urabá de 38 MWh y en los Municipios de Tierra Alta y Río Sinú de 27.55 MWh.



### **30 de octubre**

A las 14:38 horas durante las pruebas de inyección que se estaban llevando a cabo en la bahía de línea de La Hermosa hacia Virginia a 230 kV, se presentó disparo del transformador 1 en la subestación La Hermosa 150 MVA 230/115/13.2 kV, de la bahía de línea en la Hermosa circuito hacia Esmeralda a 230 kV y de la bahía de línea de Virginia circuito hacia La Hermosa a 230 kV por actuación de la protección falla interruptor en etapa 2.

El extremo de La Hermosa de la línea hacia La Virginia se encontraba abierto como parte de los elementos requeridos por la consignación nacional C0054703.

Este evento ocasionó la salida de la subestación La Hermosa durante un tiempo de 6 minutos aproximadamente afectando el indicador de calidad de la operación del SIN de tensión. Durante este evento no se presentó desatención de demanda.

### **03 de noviembre**

A las 19:42 horas se presentó falla en la subestación Sabanalarga en el campo de la línea Sabanalarga - Fundación 2 a 220 kV, presentándose actuación de la protección diferencial de barras de la barra 2 de la subestación Sabanalarga. Aunque el circuito Sabanalarga - Fundación 2 quedó abierto en Fundación, no se presentó demanda no atendida.

### **08 de noviembre**

A la 01:11 horas se presentó falla en la fase B en las líneas San Felipe - La Miel 1 y 2 con recierre monopolar exitoso en ambos extremos de la línea 2 y en el extremo de La Miel de la línea 1. En el extremo de San Felipe de la línea 1 se quedó abierto el polo de la fase fallada.

Posteriormente se presenta nuevamente falla en la fase C de las líneas San Felipe - La Miel 1 y 2 a 5 km de La Miel, provocando apertura monopolar y recierre exitoso en el extremo de la Miel de la línea 2 y disparo tripolar y recierre no exitoso en el extremo de San Felipe. Para la línea 1 no se presentó actuación de las protecciones en el extremo de San Felipe y en el extremo de La Miel actuó la protección distancia en zona 1 con apertura monopolar de la fase C. Posteriormente evolucionó la falla a la fase B provocando disparo tripolar y definitivo de dicho extremo. En San Felipe no se presentó actuación de las protecciones.

Las condiciones descritas anteriormente provocaron una condición de desbalance de las corrientes de fase que produjeron el disparo de la protección de sobrecorriente direccional en los extremos en La Enea, La Esmeralda y La Mesa 1 y 2 de las líneas hacia San Felipe. Adicionalmente se presentó el disparo de las líneas San Felipe - Mariquita 1 y 2 a 115 kV y del autotransformador en la bahía de 115 kV. No hubo disparo de la bahía por 230 kV del autotransformador de la subestación San Felipe 230/115 kV.

El evento causó una demanda desatendida de 2.49 MWh con una duración de 27 minutos.

### **14 de noviembre**

Las empresas EEB, TRANSELECTRIC y CENACE declaran en operación comercial a partir de las 00:00 horas la Interconexión Colombia - Ecuador a través de las líneas 3 y 4 Jamondino - Pomasqui a 230 kV (tramo completo).

A las 20:07 horas se presentó recierre trifásico en Betania del circuito Betania - Hobo a 115 kV, con disparo en ambos extremos ante falla en la fase B, por operación de sus protecciones principales, la

falla se localizó a 2.8 km de Betania. Simultáneamente, se presentó disparo de la barra 1, sección 1 de la subestación Betania a 230 kV por operación indeseada de la protección diferencial de barras, que implicó el disparo de la bahía a 230 kV Betania a Ibagué con 25 MW, de la bahías en 230 kV de los autotransformadores 1 y 2 de Betania con 46 MW cada uno, del interruptor S200 en Betania 230 kV y de la bahía de generación 1 de Betania con 172 MW.

El disparo de los dos autotransformadores causó pérdida de tensión en el barraje de 115 kV afectando las líneas hacia Hobo, Neiva 1, Neiva 2 y el transformador de Petrobrás.

Durante este evento se presentó una demanda no atendida en el departamento del Huila de 54.92 MWh, con una potencia máxima de 88.61 MW.

### **24 de noviembre**

ESSA declara en operación comercial a partir de las 00.00 horas el transformador Palenque 1 de 40 MVA 115/34.5/13.8 kV, este transformador reemplazó el transformador Palenque 1 de 37.33 MVA 115/34.5/13.8 kV.

### **1 de diciembre**

CODENSA S.A. E.S.P. declara en explotación comercial los cuatro bancos de compensación en la subestación Salitre de 45 MVARs cada uno a 115 kV.

Actualización capacidades efectivas netas de unidades y plantas de generación según lo reportado para el Cargo por Confiabilidad. En plantas despachadas centralmente se modificaron las térmicas: Guajira a carbón, Merilétrica, Termosierra con gas y con acpm. No hubo modificaciones de hidráulicas despachadas centralmente. Finalmente, Se modificó la capacidad de las siguientes plantas menores: Amalfi, Guacaica, Intermedia, Municipal, Remedios, Rio Frio I y Termoyopal 1.

### **03 de diciembre**

A las 8:01 horas se estaba realizando la consignación nacional C0055265 en la subestación Tebsa a 220 kV, cuyo objetivo consistía en la realización de pruebas eléctricas a los TP's, para lo cual era necesaria la desenergización completa de la barra 1.

Al terminar la apertura de los siete interruptores correspondientes a la barra 1, se desprendió un bajante (Fase C) asociado a la bahía del transformador 3, el cual hizo contacto con la barra 2 (Fase B), causando que saliera toda la subestación de servicio y a su vez se apagará gran parte Barranquilla, ocasionando una demanda no atendida en esta zona de 303 MW (323.2 MWh) durante 64 min.

### **08 de diciembre**

A las 14:57 horas se presentó inicialmente falla monofásica fase C a tierra a 144.66 km desde Jamondino en el circuito Jamondino - Pomasqui 3, ocasionando disparo por actuación de la protección distancia en zona 1. Posteriormente, se presentó disparo de los circuitos 1, 2 y 4 por actuación del Esquema de Separación de Áreas - ESA - en su función de baja frecuencia en Pomasqui y en Jamondino se presentó disparo de los circuitos 1 y 2 ante recepción de disparo directo desde la subestación Pomasqui.

El circuito 4 no presentó disparo en Jamondino, ya que según reportó EEB, se tenía inhabilitado el esquema de teleprotección debido a los trabajos que se estaban realizando en este circuito. Este circuito se abrió posteriormente en Jamondino por condición operativa a las 15:07 horas ante instrucción del CND.

Debido a la separación del Sistema Ecuatoriano con 370 MW, el SIN evoluciona a una condición de ligera sobrefrecuencia, con redistribución de flujos de potencia activa y reactiva en el STN, por excedente de generación y menores pérdidas, con el consecuente aumento de la tensión. Seguidamente, se presentó una variación de frecuencia de naturaleza oscilatoria con una frecuencia del orden 0.08 Hz con una duración de aproximadamente 5 minutos y se registró un valor máximo de 60.81 Hz y un valor mínimo de 59.42 Hz, por lo tanto, no hubo desconexión de carga por actuación del EDAC en el SIN.

Durante la oscilación presentada en el SIN, se presentó disparo de la bahía de línea en Corozo del circuito San Mateo - Corozo 230 kV por actuación del esquema de separación de áreas por baja frecuencia, desconectando 84 MW de la interconexión con Venezuela.

### **08 de diciembre**

A las 11:20 horas y a las 14:06 horas se presentó una señal indeseada de recepción de Disparo Directo Transferido (DTT) en la subestación Caño Limón, lo que produjo disparo de todos los elementos asociados a la subestación Caño Limón a 230 kV.

En consecuencia y por condiciones operativas de la subestación Caño Limón, se deslastró automáticamente la carga de Araucita y Arauca. Esto generó un aumento de tensión a nivel de 34.5 kV llevando a la desconexión automática de los bancos de capacitores 2, 3 y 4.

Posteriormente se registró una reducción de la tensión que originó la desconexión del SVC de Caño Limón. A partir de ese momento no se contaba con elementos de regulación de tensión en la barra a 34.5 kV, por lo cual se sacaron de servicio manualmente las líneas Caño Limón - Oxy en el primer evento.

En el segundo evento, la desconexión de todos los elementos se realizó de forma automática y simultánea.

El primer evento causó una demanda no atendida de 81 MWh durante 54 min y el segundo evento, de 45 MWh durante 30 min.

### **11 de diciembre**

A las 15:57 horas se presentó disparo del circuito Jamondino - Pomasqui 1 en ambos extremos con 91 MW. En Jamondino se registró actuación del relé de distancia, falla fase A a 171 km y en Pomasqui se registró falla fase A a 14 km. En este caso se presenta redistribución de la potencia por los circuitos 2, 3 y 4, pasando de una carga inicial de 93 MW a 124 MW por circuito, sin ocasionar mayores perturbaciones a la red del SIN.

### **16 de diciembre**

A las 22:47 horas se presentó disparo de los circuitos Jamondino - Pomasqui 3 y 4 ante falla monofásica en la fase C del circuito Jamondino - Pomasqui 3 y falla monofásica fase A del circuito Jamondino -

Pomasqui 4. En Jamondino engancharon las protecciones distancia y 67 N, con disparo de los circuitos 3 y 4 por distancia zona 1, saliendo primero el circuito 3 y a los 293 ms el circuito 4.

### **22 de diciembre**

A las 09:47 horas, el CND recibe confirmación de ISA del cierre del interruptor en San Mateo para poner en servicio la interconexión con Corozo 2 en Venezuela.

Posterior al cierre del interruptor en San Mateo, se presentó una transferencia de potencia desde Corozo hacia San Mateo, con valores que superaron los ajustes por sobrepotencia de recibo del relé SEL - 351 ubicado en San Mateo, provocando la apertura tripolar de la línea a las 09:55 horas en el extremo colombiano.

Después de coordinadas las maniobras con la OPSIS, ISA confirmó nuevamente al CND el cierre del interruptor en San Mateo, a las 10:07 horas.

### **24 de diciembre**

A las 09:39 horas se presentó disparo del circuito Bolívar - Ternera 220 kV con 100 MW debido al contacto de un camión con la fase C de este circuito a 2.7 km de Ternera.

Se presentó disparo de los circuitos Bolívar - Ternera por actuación de las protecciones distancia en ambos extremos y Bolívar - Cartagena en Bolívar por sobrecorriente direccional.

En Ternera se registró actuación del relé distancia trifásico a 2.7 km hacia Bolívar, actuó el relé falla Interruptor del 8030 en Ternera.

Al mismo tiempo disparó el transformador Ternera 7 25 MVA 220/13.8 kV, dejándose de atender la carga de Tubos del Caribe S.A. con una demanda no atendida de 2.03 MWh con 5 MW.

### **29 de diciembre**

A las 19:09 horas se presenta disparo de los circuitos a 230 kV Jamondino - Pomasqui 1 y 3 por actuación del Esquema de Separación de Áreas - ESA - por sobrepotencia de envío en Pomasqui, enviando disparo directo transferido a Jamondino. Según el reporte enviado por CENACE, se presentó pérdida de 140 MW de carga en Ecuador.

Durante este evento, se tenían abiertos en Jamondino los circuitos 2 y 4 Jamondino - Pomasqui por instrucción del CND para control de tensiones.

### **30 de diciembre**

A las 12:06 horas, se presentó disparo del circuito Betania - Jamondino 230 kV debido a conductor de la fase A reventado entre las torres 414 y 415.

A las 12:16 horas, se presentó el disparo de todos los circuitos adyacentes a la subestación Jamondino, dejando sin tensión la subestación por 230 y 115 kV, además quedaron sin tensión las subestaciones de Panamericana 115 y 34.5 kV.

Se presentó una demanda no atendida en total de 64.15 MWh.

## ATENTADOS CONTRA LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En el año 2008 se registró un incremento en el número de torres derribadas o averiadas como consecuencia de atentados a la infraestructura eléctrica, es así como durante 2008 se contabilizaron 138 torres afectadas mientras en 2007 fueron 122, lo que representó un incremento del 13%.

De las 138 torres afectadas, el 77% (106 torres) pertenecen a ISA. Las siguientes empresas más afectadas en su infraestructura de torres fueron: Cedenar, EPSA y Enertolima, contabilizando por empresa seis torres afectadas, lo que equivale al 4% del total del año.

TABLA 1. TORRES DERRIBADAS O AVERIADAS 2007 - 2008

Empresa	2007	2008
Bajo Putumayo	0	0
Caquetá	0	0
Casanare	0	0
Cedelca	0	0
Cedenar	5	6
CENS	4	4
CHEC	0	0
Codensa	1	0
Dispac	0	2
EEB	4	5
EPM	2	0
Electrocosta	0	0
Electrohuila	9	3
Enelar	0	0
Enertolima	0	6
EPSA	5	6
ESSA	2	0
ISA	85	106
Ministerio	0	0
Traselca	5	0
<b>TOTAL</b>	<b>122</b>	<b>138</b>

\* Información reportada por los transportadores y operadores de red

Al finalizar 2008 la demanda no atendida por atentados a la infraestructura eléctrica del país fue de 3.1 GWh, aumentando en un 14.9% frente a 2007. El 93.1% de la demanda no atendida se concentró en las áreas Cauca Nariño (67.1%) y Huila - Caquetá (26.0%). Desde junio de 2008 no se registra demanda no atendida por atentados.

## ANEXO 3. GLOSARIO

TABLA 2. UNIDADES DE MEDIDA

Abreviatura	Detalle
\$	Pesos colombianos
\$/kWh	Pesos colombianos por kilovatio hora
GW	Gigavatios
GWh	Gigavatios hora
Hz	Hertz
km	Kilómetros
kV	Kilovoltios
kW	Kilovatios
kWh	Kilovatios hora
MVA	Megavoltaamperios
MVAR	Megavoltaamperios reactivos
MW	Megavatios
MWh	Megavatios hora
USD	Dólares de los Estados Unidos
V	Voltios

TABLA 3. INSTITUCIONALES

Abreviatura	Detalle
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
CRC	Centro Regional de Control
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
MEM	Mercado de Energía Mayorista colombiano
MME	Ministerio de Minas y Energía
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, National Oceanic and Atmospheric Administration
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

TABLA 4 .OTROS TÉRMINOS

Abreviatura	Detalle
ADD	Áreas de Distribución de Energía Eléctrica
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 Confiabilidad
CERE	Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad
CIU	Clasificación Internacional Industrial Uniforme de todas las actividades económicas
DNA	Demanda no Atendida
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
FAZNI	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
GPPS	Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad
IDA	Índice de disponibilidad de activos
IPP	Índice de Precios al Productor
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas de Cargos por Uso de las Redes del SIN
Mm	Costo Promedio Mensual (\$/kWh) de todas las transacciones en el Mercado, considerando tanto Contratos como Bolsa
OR	Operador de Red
OEF	Obligación de 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

Abreviatura	Detalle
PRONE	Programa de Normalización de Redes Eléctricas
SCADA	Control de supervisión y adquisición de datos, Supervisory control and data acquisition
SDL	Sistema de Distribución Local
STR	Sistema de Transmisión Regional
SIC	Sistema de Intercambios Comerciales
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TN	Transmisor Nacional
TRM - 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
WTI	Petróleo West Texas Intermediate (referencia para fijar precios)



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Calle 12 Sur N° 18 - 168 Medellín - Colombia  
Línea de Atención al Cliente: 57(4) 317 2929

[www.xm.com.co](http://www.xm.com.co)

# INFORME DE PROPIEDAD INTELECTUAL Y DERECHOS DE AUTOR



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

# INFORME DE PROPIEDAD INDUSTRIAL

## XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P.

### XM S.A. E.S.P.

Dentro de la atención permanente que XM S.A. E.S.P. presta a sus activos intangibles, se ha mantenido la vigilancia en la protección y aseguramiento de derechos de todo el conjunto de bienes intangibles y de los derechos de propiedad industrial de la Compañía.

En ese sentido se ha procedido con el registro ( y concesión) de las marcas de la compañía en Colombia, Perú y Ecuador. Así las cosas, tanto la marca XM en sus diferentes modalidades (con y sin logo) como el lema “*los expertos en mercados- The market experts*” han sido objeto de solicitud y protección en los países en mención (excepto en Perú, país en que fue negado el lema).

De conformidad con la normatividad vigente (Decisión 486/00 de la Comunidad Andina de Naciones) XM S.A. E.S.P. ha desplegado sus mejores esfuerzos para la protección de sus signos distintivos. En efecto, tal y como lo muestran los reportes anexos, la situación de protección marcaria es una tarea permanente de la Compañía y de la misma ya se han obtenido concesiones de los signos distintivos de importancia para XM.

Índice de Reportes anexos.

Solicitudes de signos distintivos pendientes en Colombia.

Signos Distintivos registrados en Colombia.

Signos Distintivos registrados en el exterior (Ecuador y Perú).

Solicitudes negadas en el exterior.

Software registrado ante la Dirección de Derechos de Autor (Colombia).

Los originales de los títulos marcarios reposan en debida custodia en el Centro documental de XM S.A. E.S.P. en los archivos pertinentes.

En la actualidad con miras a dar seguimiento a los temas jurídicos derivados de propiedad industrial, la Secretaría General y Asuntos Regulatorios está en desarrollo de labores apoyadas por consultores externos, enfocadas a la identificación, inventario y protección de los intangibles de titularidad de XM así como de la adopción permanente de medidas pertinentes para su aseguramiento.

Igualmente ha sido preocupación permanente de la compañía respetar y no vulnerar derechos de terceros en el marco de los derechos protegidos por propiedad industrial y por derechos de autor. En ese sentido se ha adelantado un seguimiento y revisión minuciosos de las licencias o autorizaciones de uso de los diferentes soportes lógicos (software) de propiedad de terceros utilizados por nuestra empresa, encontrando que toda la plataforma de software de estaciones y servidores se encuentra licenciada y actualizada de acuerdo con los contratos de licencia otorgados por cada uno de los fabricantes.

**XM CIA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. XM.S.A. E.S.P.**  
**SIGNOS DISTINTIVOS REGISTRADOS EN COLOMBIA**  
**MARZO 18 2009 - MEDELLIN COLOMBIA**

EXPEDIENTE	OBJETO	NOMBRE	TIPO	CLASE	VENCIMIENTO	CERTIFICADO	LOGO	SERVICIOS
04 064845	Marca registrada	Xm, Los Expertos en Mercados	Nominativa	35	1/24/2015	292234		Gestión de negocios comerciales, administración comercial del mercado de energía, comercialización de energía, publicidad.
04 064846	Marca registrada	Xm, Los Expertos en Mercados	Nominativa	36	1/24/2015	292235		Seguros, negocios financieros, negocios monetarios, negocios inmobiliarios, determinación de valores, liquidación, liquidación de transacciones comerciales nacionales o internacionales.
04 113137	Lema comercial	LoS Expertos en Mercados - The Market Experts	Nominativa	35	6/16/2015	299442		Publicidad; gestión de negocios comerciales; administracion comercial; trabajos de oficina; administración comercial del mercado de energía; comercializacion de energía y publicidad.
04 113138	Lema comercial	Los Expertos en Mercados The Market Experts	Nominativa	36	6/16/2015	299443		Seguros, negocios financieros, negocios monetarios, negocios inmobiliarios, determinación de valores, liquidación, liquidación de transacciones comerciales nacionales o internacionales.
04 113139	Lema comercial	Los Expertos en Mercados The Market Experts	Nominativa	42	6/16/2015	299444		Servicios científicos y tecnológicos asi como servicios de investigacion y diseños relativos a ellos; servicios de analisis y de investigacion industrial; diseño y desarrollo de ordenadores y programas de ordenador (software); servicios juridicos; asesorias y consultorias en cualquier area, servicios de investigacion y diseño, evaluacion, estimaciones, investigaciones, planeacion, supervision, control, y analisis.
04 113136	Marca registrada	Los Expertos En Mercados The Market Experts	Nominativa	45	8/29/2015	304937		Servicios personales y sociales prestados por terceros destinados a satisfacer necesidades individuales; servicios de seguridad para la protección de bienes y de personas; servicios públicos; entre ellos todo lo relacionados con el servicio de energía eléctrica, gas y telecomunicaciones, servicios personales y sociales destinados a terceros y prestado por empresas de servicios públicos y servicios publicos domiciliarios.
04 113030	Marca registrada	XM	Mixta	42	6/16/2015	297975		Servicios científicos y tecnológicos asi como servicios de investigacion y diseños relativos a ellos; servicios de analisis y de investigacion industrial; diseño y desarrollo de ordenadores y programas de ordenador (software); servicios juridicos; asesorias y consultorias en cualquier area, servicios de investigacion y diseño, evaluacion, estimaciones, investigaciones, planeacion, supervision, control, y analisis.
04 113033	Marca registrada	XM	Mixta	45	8/29/2015	302404		Servicios personales y sociales prestados por terceros destinados a satisfacer necesidades individuales; servicios de seguridad para la proteccion de bienes y de personas; servicios publicos; entre ellos todo lo relacionados con el servicio de energía eléctrica, gas y telecomunicaciones, servicios personales y sociales destinados a terceros y prestado por empresas de servicios publicos y servicios publicos domiciliarios.
04 113026	Marca registrada	XM	Mixta	36	6/16/2015	297972		Seguros, negocios financieros, negocios monetarios, negocios inmobiliarios, determinación de valores, liquidación, liquidación de transacciones comerciales nacionales o internacionales
04 113022	Marca registrada	XM	Mixta	35	6/16/2015	297974		Publicidad; gestion de negocios comerciales; administracion comercial; trabajos de oficina; administracion comercial del mercado de energía; comercializacion de energía y publicidad.
04 113021	Marca registrada	XM	Nominativa	35	6/16/2015	297971		Publicidad; gestion de negocios comerciales; administracion comercial; trabajos de oficina; administracion comercial del mercado de energía; comercializacion de energía y publicidad.
04 113024	Marca registrada	XM	Nominativa	36	6/16/2015	297973		Seguros, negocios financieros, negocios monetarios, negocios inmobiliarios, determinación de valores, liquidación, liquidación de transacciones comerciales nacionales o internacionales.
04 113028	Marca registrada	XM	Nominativa	42	6/16/2015	297970		Servicios Cientificos y tecnologicos asi como servicios de investigacion y diseños relativos a ellos; servicios de analisis y de investigacion industrial; diseño y desarrollo de ordenadores y programas de ordenador (software); servicios juridicos; asesorias y consultorias en cualquier area, servicios de investigacion y diseño, evaluacion, estimaciones, investigaciones, planeacion, supervision, control, y analisis.
04 113032	Marca registrada	XM	Nominativa	45	15/062015	297932		Servicios Personales y sociales prestados por terceros destinados a satisfacer necesidades individuales; servicios de seguridad para la proteccion de bienes y de personas; servicios publicos; entre ellos todo lo relacionados con el servicio de energía eléctrica, gas y telecomunicaciones, servicios personales y sociales destinados a terceros y prestado por empresas de servicios publicos y servicios publicos domiciliarios.

**XM COMPAÑIA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. XM. S.A. E.S.P.  
SOLICITUDES DE SIGNOS DISTINTIVOS PENDIENTES EN COLOMBIA  
MARZO 24 2009 - MEDELLIN COLOMBIA**

EXPEDIENTE	OBJETO	OPOSICIÓN A	NOMBRE	TIPO	CLASE	PRODUCTOS / SERVICIOS	CONTROL
08 119756	Marca solicitada		f@osgraf	Nominativa	9	Aparatos e instrumentos científicos, náuticos, geodésicos, eléctricos, fotográficos, cinematográficos, ópticos, de pesar, de medida, de señalización, de control (inspección), de socorro (salvamento) y de enseñanza; aparatos para el registro, transmisión, reproducción del sonido o imágenes; soportes de registro magnéticos, discos acústicos; distribuidores automáticos y mecanismos para aparatos de previo pago; cajas registradoras, máquinas calculadoras, equipos para el tratamiento de la información y ordenadores; extintores.	Pública en gaceta del 599 del 31/12/2008
08 119758	Marca solicitada		f@osnet	Nominativa	9	Aparatos e instrumentos científicos, náuticos, geodésicos, eléctricos, fotográficos, cinematográficos, ópticos, de pesar, de medida, de señalización, de control (inspección), de socorro (salvamento) y de enseñanza; aparatos para el registro, transmisión, reproducción del sonido o imágenes; soportes de registro magnéticos, discos acústicos; distribuidores automáticos y mecanismos para aparatos de previo pago; cajas registradoras, máquinas calculadoras, equipos para el tratamiento de la información y ordenadores; extintores.	Pública en gaceta del 599 del 31/12/2008

**XM COMPAÑIA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. XM S.A.ES.P.  
SIGNOS DISTINTIVOS REGISTRADOS EN EL EXTERIOR (ECUADOR Y Perú)  
MARZO 24 2009 - MEDELLIN COLOMBIA**

TITULAR ACTUAL	PAÍS	NO. CERTIFICADO DE TRANS.	OBJETO	MARCA	CLASE	CERTIFICADO	VIGENCIA	CONTROL
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Ecuador	1632	Marca registrada	XM	45	1056-06	6/14/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Ecuador	1632	Marca registrada	XM	35	1050-56	6/14/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Ecuador	1633	Marca registrada	XM	42	1055-06	6/14/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Ecuador	1233	Marca registrada	XM	35	1054-06	6/14/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Ecuador	2165	Marca registrada	XM	36	1053-06	6/14/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Ecuador	1898	Marca registrada	XM	42	1052-06	6/14/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Ecuador	1899	Marca registrada	XM	45	1051-06	6/14/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Ecuador	1634	Lema comercial	Los Expertos en Mercados - The Market Experts	35	164-06	6/14/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Ecuador	2331	Lema comercial	Los Expertos en Mercados - The Market Experts	36	163-06	6/14/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Ecuador	1635	Lema comercial	Los Expertos en Mercados - The Market Experts	42	162-06	6/14/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Ecuador	2166	Lema comercial	Los Expertos en Mercados - The Market Experts	45	161-06	6/14/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Perú		Marca registrada	XM	35	41253	3/28/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Perú		Marca registrada	XM	42	41255	3/28/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Perú		Marca registrada	XM	36	41256	3/28/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Perú		Marca registrada	XM	45	41254	3/28/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Perú		Marca registrada	XM	36	40875	2/22/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Perú		Marca registrada	XM	45	40876	2/22/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Perú		Marca registrada	XM	42	40877	2/22/2016	
XM Cía. de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	Perú		Marca registrada	XM	35	40878	2/22/2016	



**XM COMPAÑIA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. XM S.A.ES.P.**  
**SOLICITUDES NEGADAS EN EL EXTERIOR**  
**MARZO 24 2009 - MEDELLIN COLOMBIA**

PAÍS	OBJETO	MARCA	CLASE	CERTIFICADO	FUNDAMENTO	DECISIÓN
Perú	Lema comercial	Los expertos en mercados The market experts		255955-2005	Resulta ser una frase laudatoria que se limita a resaltar características de los servicios que identifica la marca a publicar. (puede ser utilizado pero sin el carácter de exclusividad que otorga el registro de un signo distintivo.)	Negado en firme mediante res. 8303 del 06/06/2006.
Perú	Lema comercial	Los expertos en mercados The market experts		255958-2005	Resulta ser una frase laudatoria que se limita a resaltar características de los servicios que identifica la marca a publicar. (puede ser utilizado pero sin el carácter de exclusividad que otorga el registro de un signo distintivo.)	Negado en firme mediante res. 8304 del 06/06/2006.
Perú	Lema comercial	Los expertos en mercados The market experts		255960-2005	Resulta ser una frase laudatoria que se limita a resaltar características de los servicios que identifica la marca a publicar. (puede ser utilizado pero sin el carácter de exclusividad que otorga el registro de un signo distintivo.)	Negado en firme mediante res. 8305 del 06/06/2006.

**XM COMPAÑIA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. XM. S.A. ES.P.**  
**SOFTWARE REGISTRADO ANTE LA DIRECCION DE DERECHOS DE AUTOR (COLOMBIA)**  
**MARZO 24 2009 - MEDELLIN - COLOMBIA**

OBJETO	NOMBRE	REGISTRO	FECHA INSCRIPCIÓN
Registro software	Software para monitoreo de frecuencia y detección de oscilaciones en un sistema de potencia eléctrico. facilita la supervisión, seguimiento y análisis de la frecuencia del sistema de potencia del sistema interconectado nacional - sin.	x	Mazo de 2009
Registro software	Módulos interactivos de educación para transferir conocimiento a diferentes públicos objetivos sobre la operación del sistema y administración del mercado de energía mayorista.	x	Abril de 2006
Registro software	Solución para medida de calidad de potencia eléctrica.	x	Diciembre de 2007



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

.....  
Calle 12 Sur N° 18 – 168 Medellín - Colombia  
Línea de Atención al Cliente: 57(4) 317 2929

[www.xm.com.co](http://www.xm.com.co)