

XM 5 AÑOS

INFORME
ANUAL
2010



INFORME DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

- PRESENTACIÓN ■
- OFERTA Y GENERACIÓN ■
- DEMANDA DE ENERGÍA ■
- PLANEACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ■
- TRANSACCIONES DEL MERCADO MAYORISTA ■
- RESTRICCIONES ■
- TRANSPORTE ■
- ADMINISTRACIÓN FINANCIERA DEL MERCADO ■
- ANEXOS ■

XM 5 AÑOS

INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO

PRESENTACIÓN

PRESENTACIÓN

La operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- y la administración del Mercado de Energía Mayorista durante el año 2010 estuvo altamente influenciada por la dinámica de dos fenómenos macroclimáticos que se desarrollaron en el Pacífico Tropical: El Niño acompañado de una reducción en los aportes hídricos a los embalses del SIN, inició en el segundo semestre de 2009 y finalizó durante el primer semestre de 2010, y luego la transición hacia La Niña durante la segunda mitad del año 2010. Este último fenómeno se tradujo en altos aportes hídricos al SIN.

Durante los meses de presencia del fenómeno de El Niño 2009 - 2010, a pesar de los trece meses continuos (mayo 2009 - junio 2010) de aportes hídricos deficitarios registrados en el sistema, se garantizó la atención de la demanda de electricidad colombiana, a diferencia de otros países donde este fenómeno ocasionó racionamientos de energía eléctrica.

En el período de El Niño 2009 - 2010, XM en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía -MME-, la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, el Consejo Nacional de Operación -CNO- y demás agentes del sector, identificó y llevó a cabo las medidas necesarias tendientes a garantizar la confiabilidad en la atención de la demanda de energía eléctrica. La mayor parte de las medidas implantadas fueron levantadas a comienzos de junio de 2010, cuando según las agencias climáticas las condiciones El Niño habían desaparecido y se gestaba una transición hacia La Niña.

El desarrollo de La Niña, acompañado de altos aportes durante el segundo semestre de 2010, ocasionó deslizamientos en las partes altas de los ríos e inundaciones en las zonas medias y bajas. Esta situación afectó varios circuitos en el país por la caída de torres por crecientes e inundaciones en subestaciones, especialmente en zonas del Caribe, Nordeste y Antioquia. Entre los eventos del SIN causados por la temporada invernal se destacan la inundación de la subestación Ternera 220/66 kV, la indisponibilidad del circuito Ocaña - Copey 500 kV por derribo de la torre 115 debido a una creciente y la salida de varios circuitos de la red del área Bolívar por inundación en las subestaciones Gambote 66 kV y Tolú Viejo 110 kV.

Este informe está organizado por capítulos donde se destacan diferentes aspectos de la operación del SIN y de la administración del mercado, ilustrándose adicionalmente con gráficas y tablas anexas a cada capítulo. Además, en la página web de XM están disponibles los servicios de consulta de información histórica del mercado en Neón, Opesin e indicadores, así como otros informes del mercado los cuales contienen la evolución de las principales variables, que permiten profundizar en las cifras presentadas.

A continuación se presenta un resumen tabular de las principales cifras de la operación y administración del mercado.

VARIABLES DE LA OPERACIÓN A 31 DE DICIEMBRE DE 2010

Variables	2009	2010	Variación	Crecimiento
OFERTA				
Volumen útil diario (GWh)	10,000.0	11,957.1	1,957.1	19.6%
Volumen respecto a capacidad útil	64.8%	77.8%		
Aportes hídricos (GWh)	43,139.0	52,302.1	9,163.1	21.2%
Aportes respecto a la media histórica	88.8%	106.9%		
Vertimientos (GWh)	440.6	3,456.7	3,016.1	684.5%
Capacidad efectiva neta del SIN (MW)	13,495.8	13,289.5	-206.3	-1.5%
GENERACIÓN				
Hidráulica (GWh)	38,713.8	38,088.6	-625.2	-1.6%
Generación Hidráulica respecto al total (%)	69.2	67.0		
Térmica (GWh)	14,487.7	15,590.7	1,102.9	7.6%
Generación Térmica respecto al total (%)	25.9	27.4		
Plantas Menores (GWh)	2,658.0	2,985.6	327.6	12.3%
Generación Menores respecto al total (%)	4.7	5.2		
Cogeneradores (GWh)	106.2	222.7	116.6	109.8%
Generación Cogeneradores respecto al total (%)	0.2	0.4		
TOTAL (GWh)	55,965.6	56,887.6	922.0	1.6%
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES				
Exportaciones (GWh)	1,358.3	797.7	-560.6	-41.3%
Importaciones (GWh)	20.8	9.8	-11.0	-53.0%
DEMANDA				
Comercial (GWh)	55,959.4	56,897.3	937.9	-1.7%
Nacional del SIN (GWh)	54,678.9	56,147.6	1,468.7	2.7%
Regulada (GWh)	36,977.5	37,820.7	843.1	2.3%
No Regulada (GWh)	17,351.1	18,002.2	651.1	3.8%
No atendida (GWh)	50.8	48.0	-2.8	-5.5%
Potencia (MW)	9,290.0	9,100.0	-190.0	-2.0%

VARIABLES DEL MERCADO A DICIEMBRE 31 DE 2010

Variables	2009	2010	Variación	Crecimiento
SIC				
Energía transada en bolsa nacional (GWh)	17,939	18,251	311	1.7%
Energía transada en contratos (GWh)	63,686	63,552	-134	-0.2%
Total energía transada nacional (GWh)	81,625	81,802	177	0.2%
Desviaciones (GWh)	152	77	-75	-49.2%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	32.1%	32.1%	0.0%	0.1%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	113.8%	111.7%	-2.1%	-1.9%
Precio medio en bolsa nacional (\$/kWh)	139.54	130.35	-9	-6.6%
Precio medio en contratos (\$/kWh)	104.74	109.94	5	5.0%
Compras en bolsa nacional (millones \$)	2,503,255	2,378,933	-124,323	-5.0%
Restricciones (millones \$)	281,677	424,975	143,299	50.9%
Responsabilidad comercial AGC (millones pesos)	174,863	188,545	13,681	7.8%
Desviaciones (millones \$)	9,552	5,626	-3,926	-41.1%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	66,496	70,169	3,673	5.5%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	3,035,843	3,068,247	32,404	1.1%
Valor transado en contratos (millones \$)	6,670,480	6,986,575	316,095	4.7%
Total transacciones del mercado nacional (millones \$)	9,706,324	10,054,822	348,498	3.6%
Rentas de congestión (millones \$)	27,817	7,047	-20,770	-74.7%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	1,620,050	1,451,636	-168,415	-10.4%
LAC				
Servicios LAC (millones \$)	12,301	12,140	-161	-1.3%
Cargos por uso STN (millones \$)	1,177,211	1,186,547	9,336	0.8%
Cargos por uso STR (millones \$)	852,725	876,638	23,913	2.8%
FONDOS				
FAZNI (1) (millones \$)	58,756	57,971	-786	-1.3%
FOES (2) (millones \$)	22,254	5,638	-16,616	-74.7%
FAER (3) (millones pesos)	70,025	72,415	2,390	3.4%
PRONE (4) (millones pesos)	51,672	52,677	1,005	1.9%

(1) FAZNI - Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas.

(2) FOES - Fondo de energía social

(3) FAER - Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas

(4) PRONE - Programa de normalización de redes eléctricas

Agentes del mercado a 31 de diciembre de 2010

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	48	41
Comercializadores	85	69
Operadores de red	30	29
Transmisores	11	9
Fronteras usuarios regulados	4,741	
Fronteras usuarios no regulados	4,638	
Fronteras de alumbrado público	409	

Líneas de transmisión del SIN a 31 de diciembre de 2010

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 - 115 kV	10,074.3
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 220 - 230 kV	11,654.6
Transmisión 500 kV	2,646.3
TOTAL SIN	24,390.7

XM 5 AÑOS

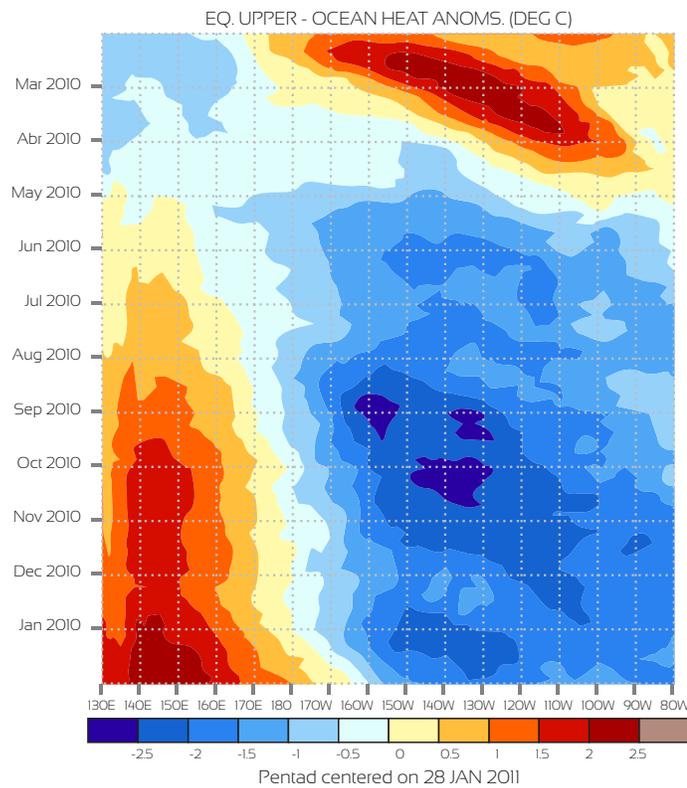
INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO

OFERTA Y GENERACIÓN

OFERTA Y GENERACIÓN

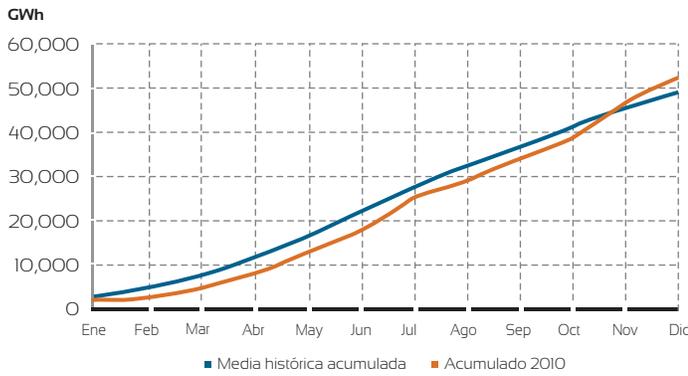
La disponibilidad hídrica en el SIN durante 2010 estuvo impactada por la transición desde El Niño (2009 - 2010) a La Niña (2010 - 2011). En la Figura 1 se puede observar que para el primer trimestre de 2010 la finalización de El Niño (color amarillo a rojo) y su posterior transición hacia condiciones La Niña (color azul).

Figura 1
Anomalías del contenido de calor superficial oceánico - fuente CPC-NWS



En el primer trimestre de 2010 los aportes al SIN estuvieron por debajo de la media histórica debido a El Niño, luego a partir de abril alcanzaron niveles cercanos al promedio histórico y desde septiembre superaron los niveles medios históricos, finalizando en noviembre y diciembre con aportes muy por encima del promedio (superando el 150%). Así al finalizar el año 2010 los aportes acumulados alcanzaron los 52,302.1 GWh, equivalentes al 106.9% del promedio histórico, valor por encima del registrado en 2009 que fue del 88.8% de la media histórica. En la gráfica 1 se muestra la evolución del acumulado de los aportes en 2010, con un inicio deficitario frente a la media histórica debido a El Niño, con un acercamiento a la media hacia julio, inicios de La Niña, y superando la media histórica a partir de noviembre de 2010.

Gráfica 1
Aportes energéticos agregados al SIN durante 2010



Al finalizar el año 2010 las reservas hídricas almacenadas en los embalses superaron en 1,957.1 GWh las de diciembre 31 de 2009, lo que equivale a un 19.6% de reservas adicionales en 2010 frente a 2009. Esta evolución del embalse estuvo condicionada por trece meses (mayo 2009 - 2010) continuos de aportes deficitarios frente a los promedios históricos y por las medidas tomadas en el sistema por los diferentes agentes del sector.

Tabla 1. Volumen útil diario diciembre 31

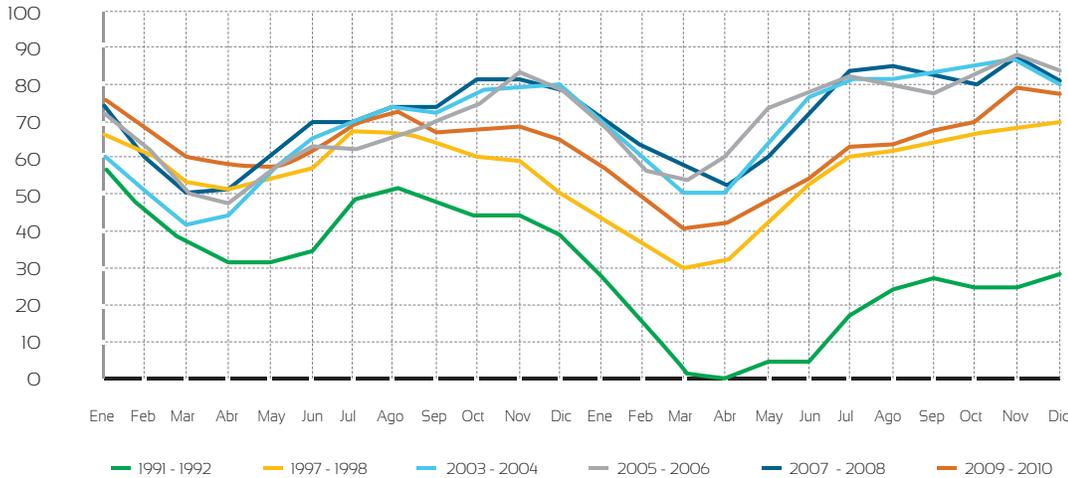
Año	GWh	%
2010	11,957.1	77.8
2009	10,000.0	64.8

El trabajo mancomunado del sector eléctrico y de combustibles durante todo el período de El Niño permitió iniciar el año 2010 con un nivel del 64.8% de embalse agregado (31 de diciembre de 2009), suficiente para atender la demanda en complemento con generación térmica, y obtener al 31 de marzo de 2010 un margen del 2% sobre la curva guía del embalse agregado definida por la CREG, lo que aseguraba una atención confiable de la demanda en el caso de que los impactos del fenómeno de El Niño se extendieran hasta finales del verano 2009-2010, sin embargo, en el mes de abril se presentaron aportes superiores a los esperados que permitieron anticipar la recuperación del embalse. Posteriormente, durante el segundo semestre de 2010 con el inicio y desarrollo del fenómeno de La Niña, acompañado de aportes hídricos que superaron los registros históricos promedios, las reservas en los embalses alcanzaron el 77.8% de la capacidad de almacenamiento.

En la gráfica 2 se presenta la evolución del embalse durante 2009 - 2010 comparado con evoluciones de años recientes y con otros eventos de El Niño, donde se observa que a partir de julio de 2010 se da una recuperación continua del embalse, lo que coincidió con el desarrollo de La Niña.

Gráfica 2
Comparación evolución embalse agregado año 2009 - 2010

% útil



En 2010 la generación de energía eléctrica en Colombia fue de 56,887.6 GWh, 1.6% por encima de la registrada en 2009(55,965.6 GWh). Esta evolución positiva se debió principalmente al incremento en la demanda.

Durante 2010 la composición de la generación estuvo impactada por El Niño - La Niña, fue así como la generación térmica participó en la generación del SIN hasta en un 53.3% (enero de 2010) en pleno desarrollo de El Niño, mientras en el segundo semestre la participación fue en promedio un 17% de la generación total. Como consecuencia de estos extremos climáticos, al finalizar 2010 la composición de la generación total fue similar a la de 2009, pues en ese año se dio un inicio muy húmedo (enero a abril de 2009) y una finalización seca del año debida al desarrollo de El Niño 2009 - 2010. En la gráfica 3 se muestra la composición de la generación 2009 - 2010.

Gráfica 3
Composición de la generación del SIN en 2009 y 2010



Consumo de combustibles en el sector eléctrico

En el sector eléctrico colombiano el consumo de combustibles en las térmicas se concentra principalmente en el gas y carbón. También se utilizan combustibles líquidos como fuel oil, ACPM y querosene. La tabla 2 muestra el consumo de combustibles en los tres últimos años. Es notorio el incremento del consumo en los años 2009 y 2010 frente a 2008, lo que está asociado con la mayor participación de la generación térmica en el SIN durante el fenómeno de El Niño 2009 - 2010.

Tabla 2. Consumo de combustible en el SIN (GBTU) 2008 a 2010

Combustible (1)	2008	2009	2010	Participación En 2010
Gas	49,137.8	92,694.4	102,178.9	172.9%
Carbón (2)	22,048.7	37,108.1	32,162.4	23.0%
ACPM	4.1	2,154.4	3,737.9	2.7%
Fuel Oil	222.7	1,096.0	2,012.4	1.4%
Queroseno	0.0	61.9	12.8	0.0%
Total	71,413.3	133,114.9	140,104.4	100.0%

(1) Consumo declarado por los agentes generadores ante el ASIC

(2) El consumo de carbón se calcula a partir de la curva de eficiencias declarada

Capacidad efectiva neta

La capacidad efectiva neta instalada en el SIN al 31 de diciembre de 2010 fue 13,289.5 MW. Su distribución por tipo de recurso se muestra en la tabla 3. Frente a diciembre 31 de 2009, la capacidad efectiva de 2010 fue inferior en un 1.5%, debido principalmente a la disminución de la capacidad térmica por el paso, al iniciar diciembre, de las plantas Flores 2 y Flores 3 (281 MW en total) al ciclo combinado Flores IV, que se encuentra en pruebas, cuya entrada en explotación comercial está prevista para inicios de 2011 con una capacidad efectiva neta de 450 MW. Se destaca, en 2010 frente a 2009, el incremento en capacidad de los cogeneradores en 56.9% y de las plantas menores en un 8.2%.

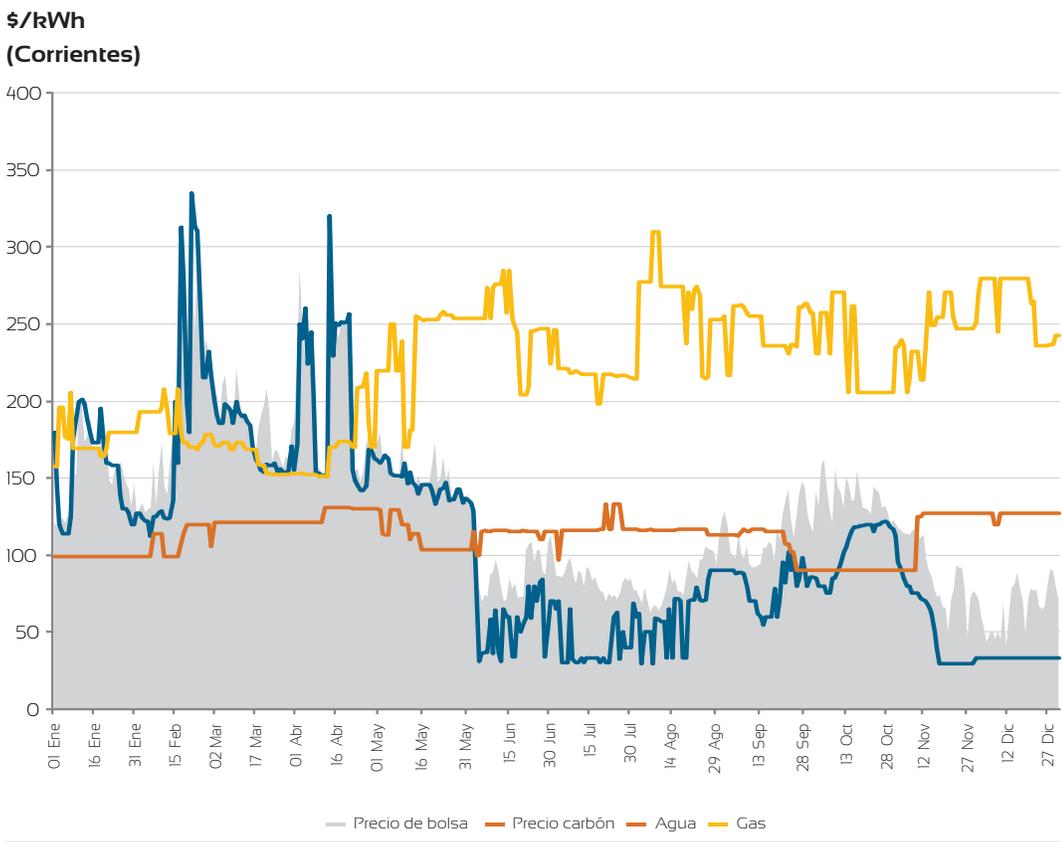
Tabla 3. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2010

Recursos	MW	%	Variación (%) 2010 - 2009
Hidráulicos	8,525.0	64.1%	0.0%
Térmicos	4,089.0	30.8%	-6.3%
Gas	2,478.0		
Carbón	990.0		
Fuel - Oil	434.0		
Combustóleo	187.0		
ACPM	0.0		
Menores	620.6	4.7%	8.2%
Hidráulicos	518.8		
Térmicos	83.4		
Eólica	18.4		
Cogeneradores	54.9	0.4%	56.9%
Total SIN	13,289.5	100%	-1.5%

Precios de oferta

La gráfica 4 muestra la evolución de los precios de oferta agrupados por combustible. Los precios de oferta por tecnología se calculan con la mediana de precios de oferta de los combustibles principales, donde los recursos a gas incluyen los recursos que mezclan gas-carbón y gas-líquidos. Y carbón, los que utilizan carbón como único combustible. Es importante mencionar la entrada en vigencia el 22 de septiembre de 2010 de la Resolución CREG 138 que modificó la Resolución CREG 006 de 2009, indicando que la confidencialidad de información sólo para las ofertas de precios presentadas por las empresas generadoras. Estas ofertas se hacen públicas a partir del primer día hábil del mes siguiente a aquél en que fueron presentadas.

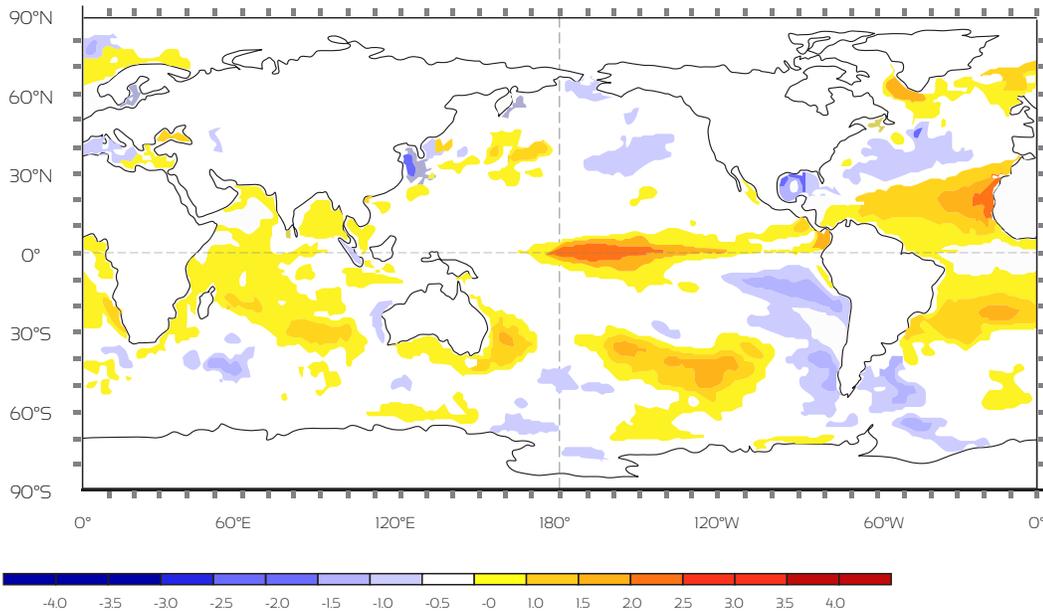
Gráfica 4
Precios de oferta por combustible principal durante 2010



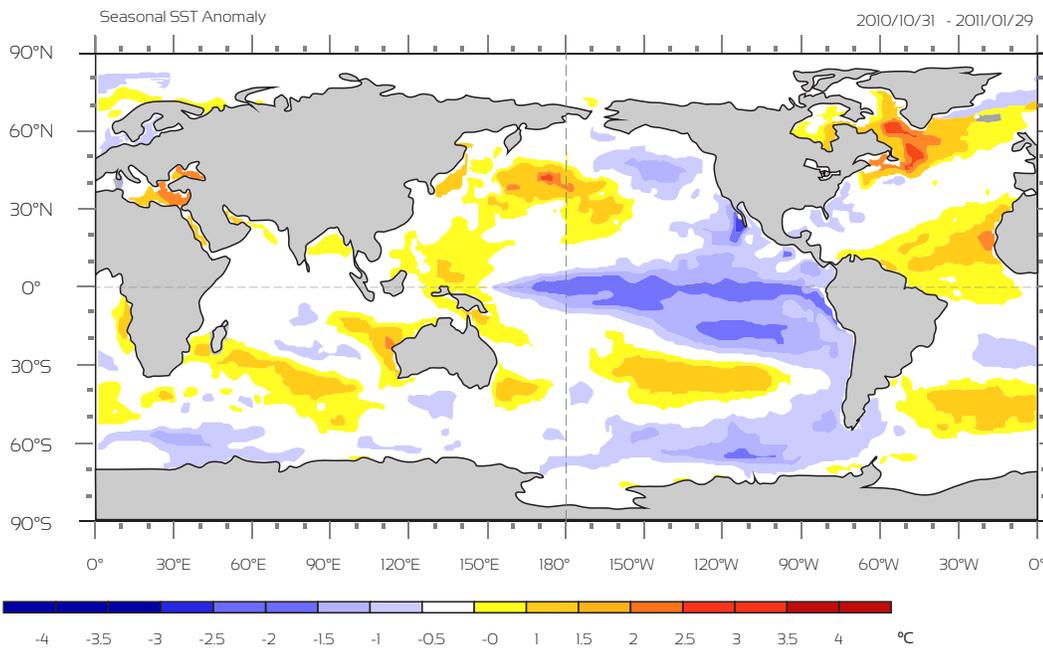
ANEXOS OFERTA Y GENERACIÓN

Gráfica 1
Campo de anomalías de la TSM en el océano

Fuente: NOAA, Physical Sciences Division



SST ANOM 1/3/10 - 4/3/10 Base Period: 1982 -96

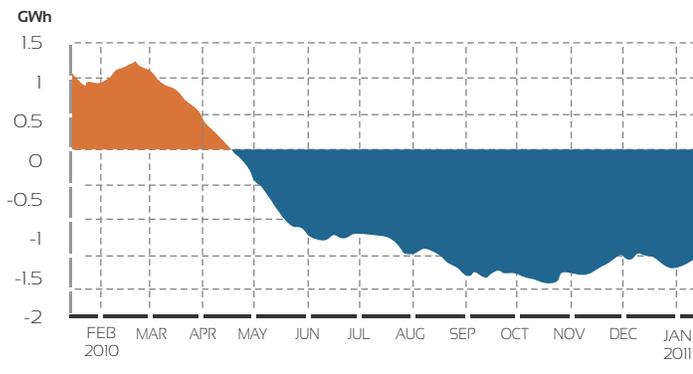


NOAA/ESRL/PSD Base Period: 1971 -2000

Las imágenes muestran los dos extremos de la variabilidad climática interanual, El Niño y La Niña, los cuales se hicieron presentes durante 2010 ejerciendo un fuerte impacto sobre el clima nacional. Las figuras muestran el campo térmico superficial, expresado como anomalías, sobre el océano mundial. Valores positivos corresponden a calentamiento (colores amarillo a naranja), y negativos a enfriamiento (color azul). Generalmente, el fenómeno de El Niño (presente a comienzos de 2010), se caracteriza por precipitaciones deficitarias sobre el territorio nacional. En contraste con ello, el impacto de La Niña sobre Colombia se asocia con lluvias muy por encima de los registros históricos, que fueron particularmente intensas y prolongadas durante el último tercio de 2010.

Gráfica 2
Evolución en las anomalías del contenido de calor superficial ecuatorial en el Pacífico durante 2010 (fuente: NOAA)

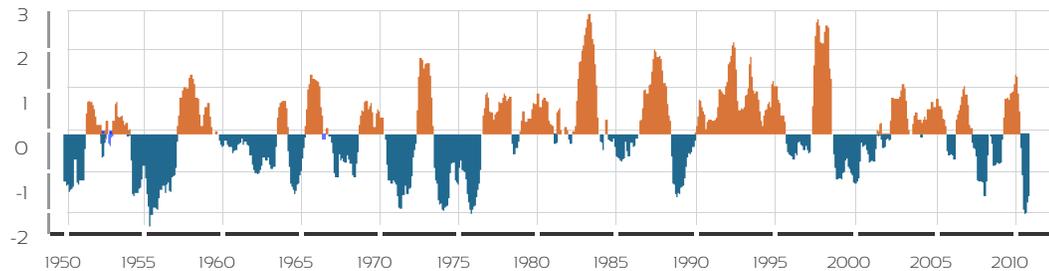
EQ. Upper - Ocean Heat anoms. (deg C) for 180 - 100W



La imagen muestra las anomalías del contenido de calor superficial en la franja entre 180-100°W. Las anomalías positivas corresponden a calentamiento, en tanto que el enfriamiento se representa en color azul.

Gráfica 3
Índice Multivariado del ENSO (fuente NOAA)

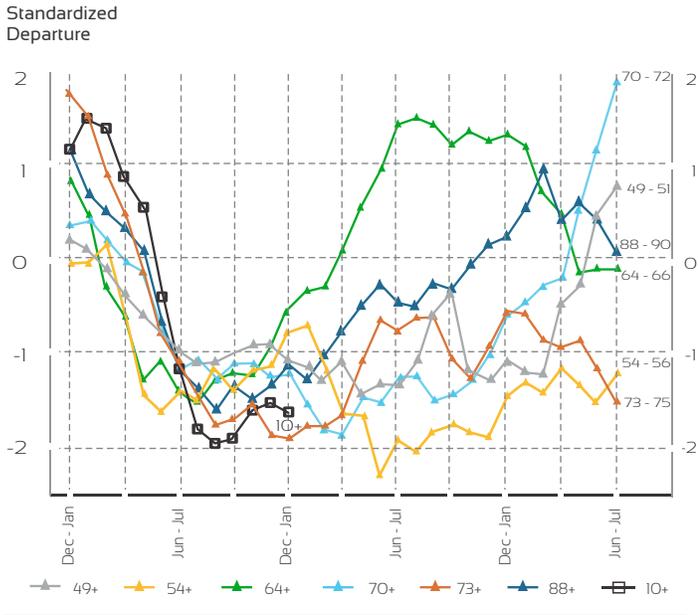
Standardized Departure



Este índice se construye mediante un proceso estadístico especial de agregación de las seis variables de interacción océano-atmósfera más relevantes para el análisis del comportamiento anómalo en el Pacífico tropical. El color azul corresponde a enfriamiento en tanto que el calentamiento se presenta en rojo. Los picos a uno u otro lado dan muestra de la fortaleza de un evento La Niña o El Niño, respectivamente.

Gráfica 4
Índice multivariado del ENSO para eventos fuertes La Niña (fuente: NOAA)

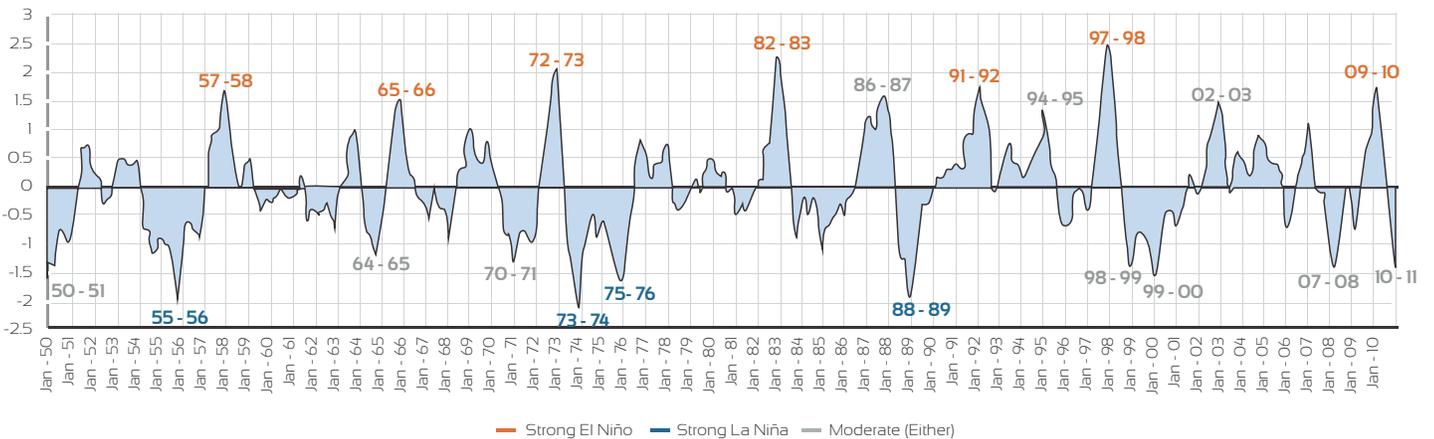
Multivariate ENSO index (MEI) for six strong La Niña events since 1949 vs. recent conditions



La gráfica presenta una comparación entre los eventos La Niña más fuertes registrados desde 1949, versus las condiciones actuales. El valor más reciente de este índice (dic/2010-ene/2011) muestra un leve reforzamiento alcanzando -1.62 desviaciones estándar, después de haber descendido por debajo de -2 durante el período agosto-septiembre.

Gráfica 5
Índice Oceánico Niño (ONI)

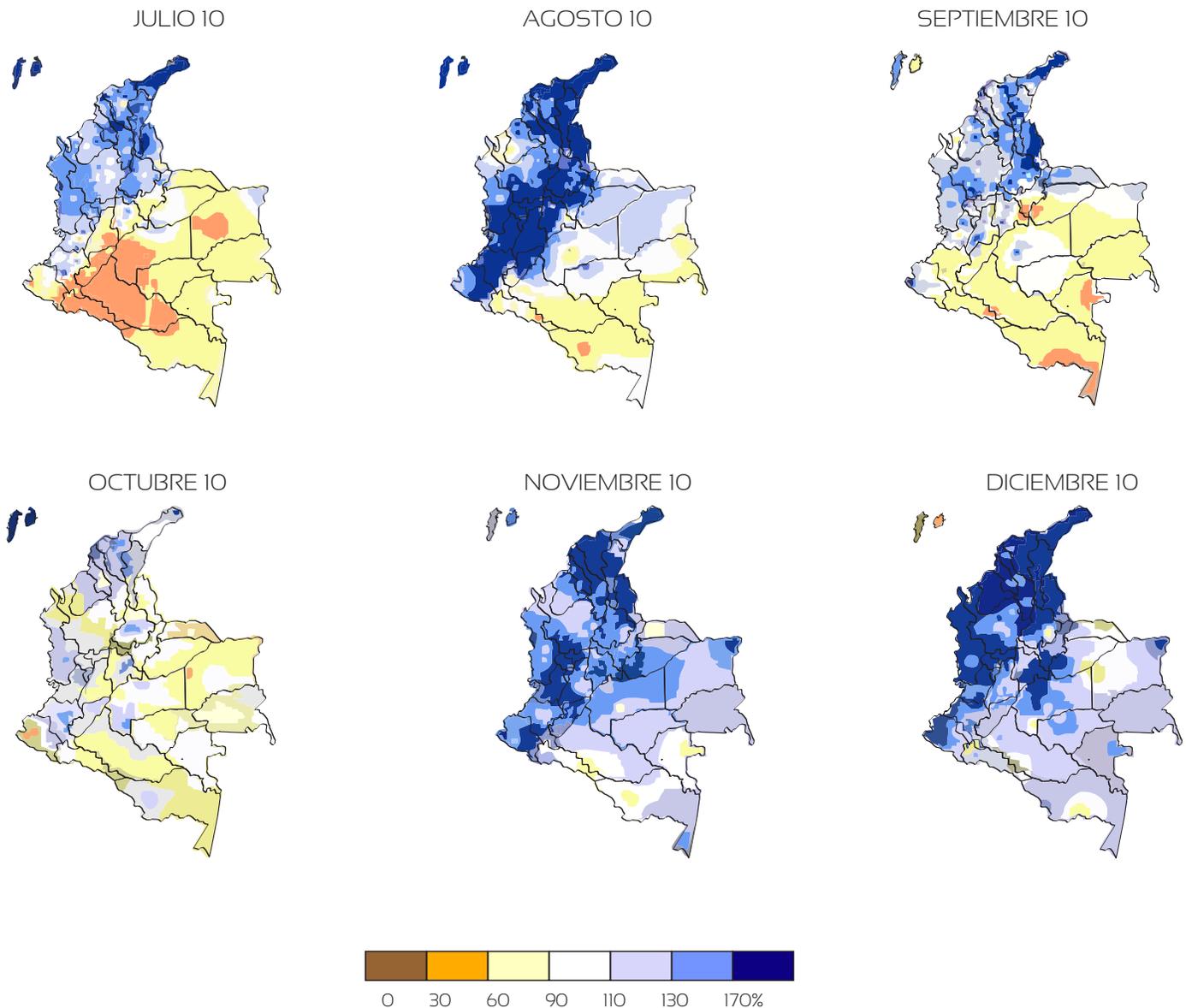
3 - Month Niño
Region 3.4 Average



El Índice Oceánico de El Niño (ONI en inglés) es de hecho el estándar que la NOAA utiliza para identificar eventos cálidos (El Niño) y fríos (La Niña) en el océano Pacífico tropical. Se calcula como la media móvil de tres meses de las anomalías de la temperatura superficial del mar para la región El Niño 3.4 (es decir, la franja comprendida entre 5°N-5°S y 120°-170°W). Se considera un evento cálido (El Niño) cuando se observan cinco meses consecutivos con anomalías iguales o mayores a +0.5°C. Por su parte el registro de anomalías menores o iguales a -0.5°C se asocian a un evento frío (La Niña). Con el fin de catalogar la fortaleza del evento, este umbral se subdivide a su vez en débil (con anomalías de 0.5 a 0.9), moderado (entre 1.0 y 1.4) y fuerte (≥ 1.5).

Gráfica 6
Anomalías mensuales de la precipitación sobre Colombia.
Segundo semestre 2010

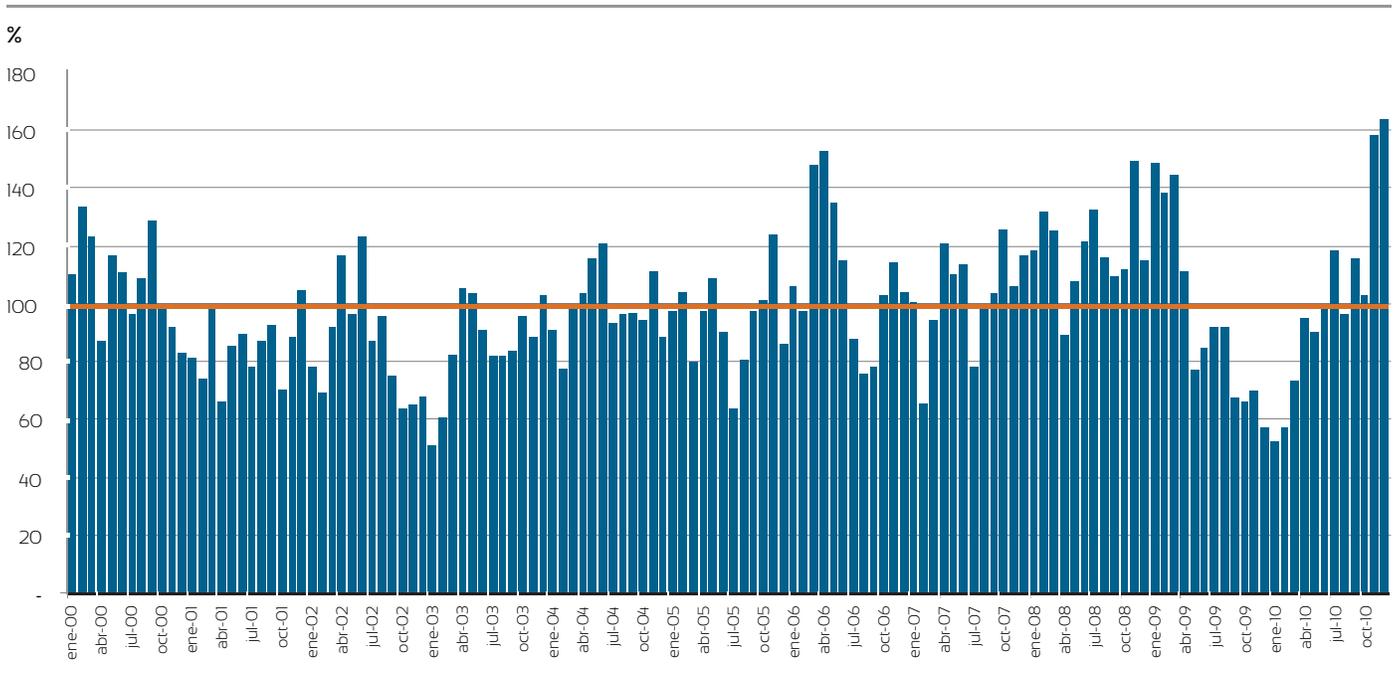
Fuente: IDEAM



Las imágenes muestran el comportamiento de las precipitaciones sobre el territorio nacional durante el segundo semestre de 2010. Para una fácil interpretación, estas precipitaciones se expresan como anomalías y su escala de categorías se presenta en la parte superior.

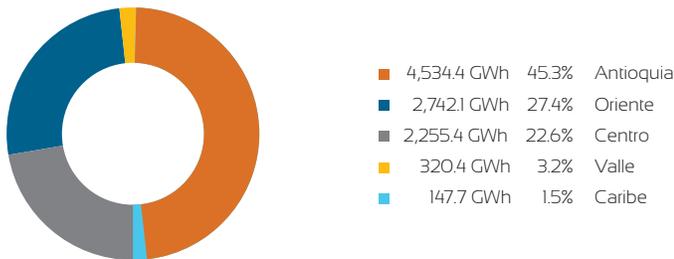
Se observa que durante la segunda mitad de 2010, sobre las regiones Andina, Pacífico y Caribe las precipitaciones siempre estuvieron arriba de los promedios históricos. Sin embargo la recuperación de las regiones de La Orinoquía y La Amazonía sólo se dio hacia noviembre y diciembre.

Gráfica 7
Aportes hídricos agregados al SIN 2000 - 2010

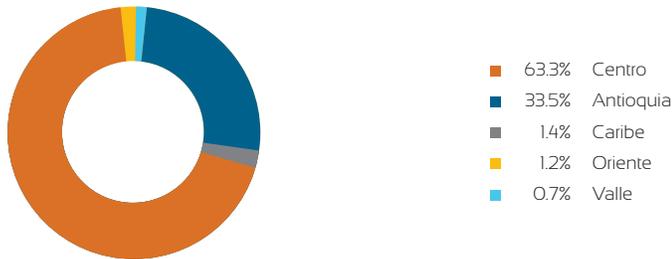


La gráfica presenta la evolución de aportes energéticos (componente hidráulica) al SIN, en lo que va corrido del siglo XXI. Para mayor claridad, los valores se expresan en porcentaje de la media. Nótese los aportes deficitarios durante El Niño 2009-2010 y su paso a condiciones La Niña hacia la segunda mitad de 2011.

Gráfica 8
Participación reservas por región al 31 de diciembre de 2010

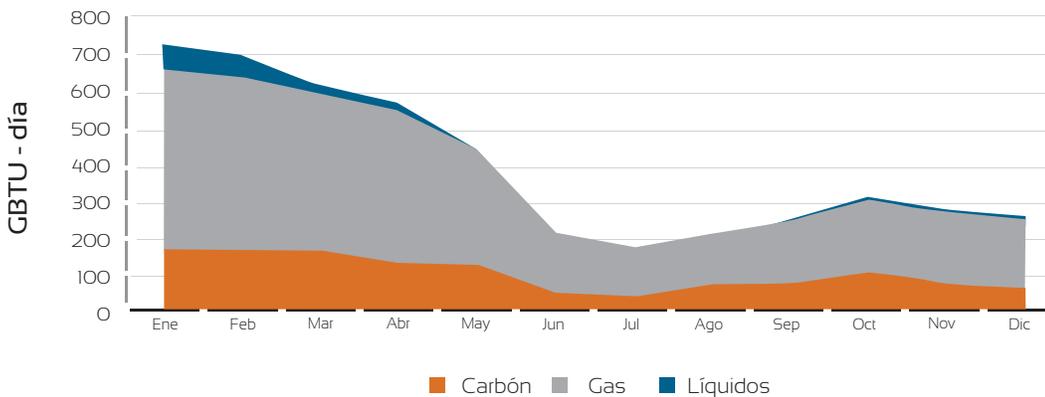


Gráfica 9
Vertimientos por región 2010



Durante 2010 los vertimientos totales del SIN fueron de 3,456.7 GWh, de los cuales la mayoría tuvieron lugar en la región Centro (63.3%). Cabe señalar que una gran porción de los vertimientos contabilizados en la región Centro corresponde al agregado de Bogotá, que debido a los altos niveles registrados de caudales no fue posible su utilización mediante bombeo al embalse de Muña para su generación en Pagua. Sin embargo, lo vertido por el agregado Bogotá puede ser utilizado por las plantas menores de Bogotá, ubicadas aguas abajo del sitio de vertimiento (Alicachin).

Gráfica 10
Consumo de combustibles en el SIN 2010



Gráfica 11
Generación por agente 2010

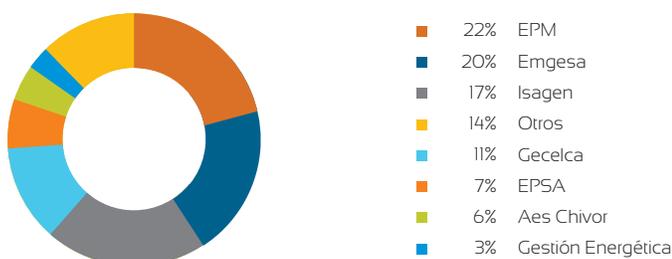


Tabla 1. Disponibilidad comercial promedio (MW) 2010

Despachadas Centralmente	Disponibilidad promedio	Evolución 2010 - 2009
Hidráulica	7,434.94	-1.6%
Térmica	3,426.40	-5.8%
Total	10,861.34	-3.0%
No Despachadas Centralmente	Disponibilidad promedio	Evolución 2010 - 2009
Menor	340.91	13.3%
Cogenerador	18.36	0.0%
Total	359.27	12.6%
Disponibilidad promedio total	11,220.61	-2.5%

Tabla 2. ENFICC plantas despachadas centralmente. Diciembre 2009 - noviembre 2010 y diciembre 2010 - noviembre 2011

Agente	Planta	Tipo Planta	2009 - 2010 ENFICC (kWh-día)	2010 - 2011 ENFICC (kWh-día)
AES CHIVOR	Chivor	Hidráulica	8,014,422	8,014,422
CHEC	Esmeralda	Hidráulica	433,364	433,364
CHEC	San Francisco	Hidráulica	553,872	553,872
CHEC	Termodorada	Térmica	890,487	890,487
COLINVERSIONES	Merilectrica	Térmica	3,846,412	3,846,412
EMCALI	Termoemcali I	Térmica	4,802,441	4,802,441
EMGESA	Betania	Hidráulica	3,760,836	3,760,836
EMGESA	Cartagena 1	Térmica	1,280,578	1,241,136
EMGESA	Cartagena 2	Térmica	1,231,296	1,152,000
EMGESA	Cartagena 3	Térmica	1,310,115	1,344,156
EMGESA	Guavio	Hidráulica	12,472,925	12,472,925
EMGESA	Pagua (Paraiso - Guaca)	Hidráulica	12,311,600	12,311,600
EMGESA	Termozipa 2	Térmica	797,736	797,736
EMGESA	Termozipa 3	Térmica	1,233,686	1,493,935
EMGESA	Termozipa 4	Térmica	1,519,121	1,519,121
EMGESA	Termozipa 5	Térmica	1,341,462	1,341,462
EMPRESA URRÁ	Urrá	Hidráulica	1,961,129	1,961,129
EPM	Guatapé	Hidráulica	5,478,044	5,478,044
EPM	Guatón (Guadalupe - Troneras)	Hidráulica	7,097,895	6,321,771
EPM	La Tasajera	Hidráulica	3,625,923	3,625,923
EPM	Playas	Hidráulica	3,280,800	3,280,800
EPM	Porce II	Hidráulica	3,641,679	3,641,679
EPM	Termosierra	Térmica	7,901,127	9,026,218
EPSA	Alban	Hidráulica	2,143,200	2,143,200
EPSA	Calima	Hidráulica	263,800	263,800
EPSA	Prado	Hidráulica	184,127	185,589
EPSA	Salvajina	Hidráulica	1,846,233	1,667,100
EPSA	Termovalle	Térmica	4,534,965	4,534,965
GECELCA	Barranquilla 3	Térmica	1,111,736	1,267,144
GECELCA	Barranquilla 4	Térmica	1,330,200	1,152,000
GECELCA	Guajira 1	Térmica	2,482,332	3,088,123
GECELCA	Guajira 2	Térmica	2,736,380	2,784,000
GECELCA	Tebesa	Térmica	17,501,198	17,501,198
GESTIÓN ENERGÉTICA	Paipa 1	Térmica	381,771	603,066
GESTIÓN ENERGÉTICA	Paipa 2	Térmica	1,555,987	1,555,987
GESTIÓN ENERGÉTICA	Paipa 3	Térmica	1,584,677	1,416,452
GESTIÓN ENERGÉTICA	Paipa 4	Térmica	3,532,007	3,532,007
ISAGEN	Jaguas	Hidráulica	1,525,480	1,089,451
ISAGEN	Miel I	Hidráulica	1,903,163	1,699,756
ISAGEN	San Carlos	Hidráulica	13,321,651	13,321,651
ISAGEN	Termocentro	Térmica	6,375,437	6,375,437
PROELÉCTRICA	Proelectrica	Térmica	1,941,017	1,941,017
TERMOCANDELARIA	Termocandelaria 1	Térmica	3,631,666	3,631,666
TERMOCANDELARIA	Termocandelaria 2	Térmica	3,410,942	3,410,942
TERMOFLORES	Flores 1	Térmica	3,523,350	3,523,350
TERMOFLORES	Flores 2	Térmica	2,385,712	
TERMOFLORES	Flores 3	Térmica	3,612,302	
TERMOFLORES	Flores IV	Térmica		10,260,000
TERMOTASAJERO	Tasajero 1	Térmica	3,696,226	3,696,226
TERMOYOPAL	Termoyopal 2	Térmica	641,088	623,251
TOTAL HIDRÁULICA			83,820,143	82,226,912
TOTAL TÉRMICA			92,123,454	98,351,935

**Tabla 3. Asignación de obligaciones de energía firme
Diciembre 2009 - noviembre 2010 y diciembre 2010 - noviembre 2011.**

Planta	OEF Anual 2009-2010 (kWh año)	OEF Anual 2010-2011 (kWh año)	Tipo planta
Alban	674,119,925.93	761,810,298.30	Hidráulica
Barranquilla 3	349,684,299.17	450,412,163.40	Térmica
Barranquilla 4	418,399,741.26	409,483,699.00	Térmica
Betania	1,182,929,491.30	1,336,806,455.30	Hidráulica
Calima	82,975,380.95	93,768,923.40	Hidráulica
Cartagena 1	402,791,688.37	441,167,500.20	Térmica
Cartagena 2	387,290,578.72	409,483,699.00	Térmica
Cartagena 3	412,082,226.00	477,786,433.00	Térmica
Chivor	2,520,848,061.32	2,848,763,164.60	Hidráulica
Esmeralda	136,309,867.29	154,041,227.20	Hidráulica
Flores 1	1,108,230,888.87	1,252,390,964.20	Térmica
Flores 2	750,399,401.24		Térmica
Flores 3	1,136,209,759.56		Térmica
Flores IV		3,744,900,000.00	Térmica
Guajira 1	780,790,156.76	1,097,687,525.10	Térmica
Guajira 2	860,698,153.66	989,585,605.80	Térmica
Guatapé	1,723,058,331.25	1,947,195,937.70	Hidráulica
Guatron	2,232,564,600.44	2,247,102,580.80	Hidráulica
Guavio	3,923,221,013.97	4,433,558,564.20	Hidráulica
Jaguas	479,822,911.82	387,250,369.20	Hidráulica
La Tasajera	1,140,494,094.90	1,288,851,008.90	Hidráulica
Merilétrica	1,209,846,478.42	1,367,224,838.10	Térmica
Miel I	598,618,934.58	604,186,088.70	Hidráulica
Pagua	3,872,478,014.23	4,376,214,850.90	Hidráulica
Paipa 1	120,081,858.08	214,362,583.70	Térmica
Paipa 2	489,418,552.25	553,082,736.40	Térmica
Paipa 3	498,442,675.38	503,484,378.80	Térmica
Paipa 4	1,110,953,852.76	1,255,468,134.70	Térmica
Playas	1,031,939,461.08	1,166,175,451.00	Hidráulica
Porce II	1,145,449,970.95	1,294,451,551.50	Hidráulica
Prado	57,915,117.40	65,968,463.70	Hidráulica
Proeléctrica	610,525,492.85	689,943,420.90	Térmica
Salvajina	580,712,230.88	592,578,363.30	Hidráulica
San Carlos	4,190,178,417.97	4,735,242,124.80	Hidráulica
San Francisco	174,214,329.79	196,876,350.10	Hidráulica
Tasajero 1	1,162,607,128.29	1,313,840,533.60	Térmica
Tebesa	5,504,808,837.00	6,220,881,331.00	Térmica
Termocandelaria 1	1,325,558,090.00	1,325,558,090.00	Térmica
Termocandelaria 2	1,244,993,830.00	1,244,993,830.00	Térmica
Termocentro	2,005,323,403.42	2,266,178,407.40	Térmica
Termodorada	280,092,866.03	316,527,700.20	Térmica
Termoemcali 1	1,510,554,857.79	1,707,049,743.70	Térmica
Termosierra	2,485,212,368.43	3,208,410,706.90	Térmica
Termovalle	1,426,423,231.57	1,611,974,169.20	Térmica
Termoyopal 2	201,647,160.82	221,537,434.80	Térmica
Termozipa 2	250,919,061.79	283,558,930.60	Térmica
Termozipa 3	388,042,326.87	531,026,067.50	Térmica
Termozipa 4	477,822,758.49	539,978,547.10	Térmica
Termozipa 5	421,942,079.17	476,828,838.40	Térmica
Urrá	616,851,500.66	697,092,323.80	Hidráulica
Total	55,696,495,459.73	64,352,742,110.10	

XM 5 AÑOS

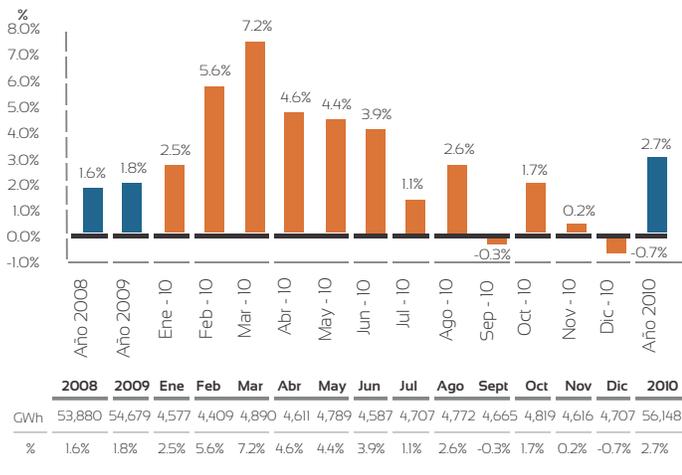
**INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO**

DEMANDA DE ENERGÍA

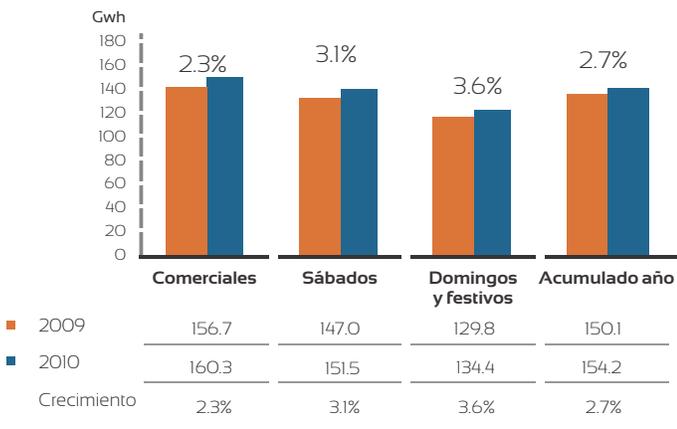
DEMANDA DE ENERGÍA

Durante el año 2010 la demanda de energía nacional (56,147.6 GWh) creció el 2.7% al compararla con 2009 (ver [gráfica 1](#)), donde se nota un alto crecimiento en el primer semestre debido a la presencia de El Niño por las altas temperaturas y un bajo crecimiento en el segundo semestre por La Niña por las bajas temperaturas. Por tipo de días los domingos y festivos fueron los que presentaron un mayor crecimiento 3.6% (ver [gráfica 2](#)).

Gráfica 1
Comportamiento de la demanda mensual de energía



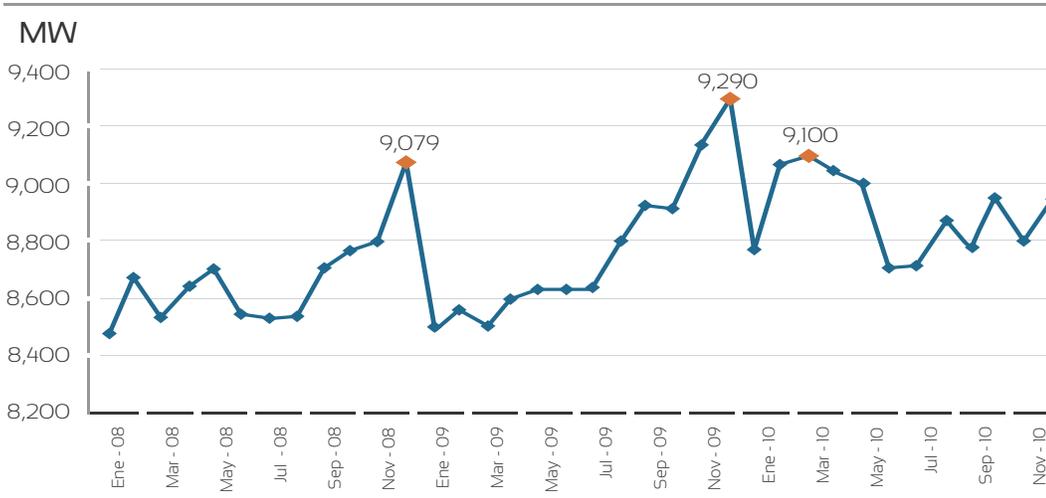
Gráfica 2
Comportamiento de la demanda de energía por tipos de días



Demanda de potencia

En 2010 la demanda máxima de potencia se presentó el jueves 25 de marzo en el período 20, con un valor máximo de potencia de 9,100 MW y con un decrecimiento del 2.0% con respecto a 2009 (ver gráfica 3). Tradicionalmente la demanda máxima de potencia se registra en el mes de diciembre, sin embargo los efectos del fuerte invierno al final del año (La Niña) impactaron la demanda de potencia, debido principalmente a la salida de cargas por las inundaciones de municipios y el bajo consumo para refrigeración.

Gráfica 3
Demanda máxima de potencia 2008 - 2010



Demanda de energía por mercado regulado y no regulado

En la tabla 1 se presenta el comportamiento de la demanda de energía del mercado regulado y no regulado, como también el de las actividades económicas que componen el mercado no regulado. Se puede resaltar el crecimiento del mercado no regulado del 3.8% al compararlo con el crecimiento del 2009 del 0.3%, aspecto que se ve reflejado principalmente en el comportamiento del consumo de energía en la industria manufacturera la cual pasó de un decrecimiento del 7.5% en 2009 a un crecimiento del 2.7% en el 2010.

Tabla 1. Comportamiento de la demanda de energía del mercado regulado y no regulado GWh

	2008	2009	2009 vs. 2008	2010	2010 vs. 2009	Participación
Regulado	36,213	36,977	2.1%	37,821	2.3%	68%
No Regulado	17,307	17,351	0.3%	18,002	3.8%	32%
Ind. Manufacturera	8,130.1	7,523.1	-7.5%	7,724.0	2.7%	43%
Minas y canteras	3,182.5	3,346.5	5.2%	3,635.4	8.6%	19%
Servicios sociales	2,291.9	2,425.9	5.8%	2,463.6	1.6%	14%
Comercio, hoteles	1,342.4	1,402.7	4.5%	1,452.4	3.5%	8%
Electricidad, gas y agua	1,034.0	1,220.3	18.0%	1,281.9	5.0%	7%
Transporte	493.9	532.9	7.9%	558.9	4.9%	3%
Agropecuaria	423.8	455.7	7.5%	448.0	-1.7%	3%
Financieros	348.0	379.1	8.9%	391.5	3.3%	2%
Construcción	60.6	65.5	8.0%	46.6	-28.9%	0.4%

Demanda de energía regional y operadores de red (OR)

La figura 1 muestra el comportamiento de la demanda de energía por OR y la tabla 2 por regiones, donde se nota un crecimiento de la demanda de energía inferior al presentado en 2009 en las regiones cálidas, ocasionado principalmente por la desaparición del fenómeno de El Niño a mediados de 2010 y la entrada del fenómeno de La Niña.

Figura 1
Comportamiento de la demanda de energía por operador de red - OR

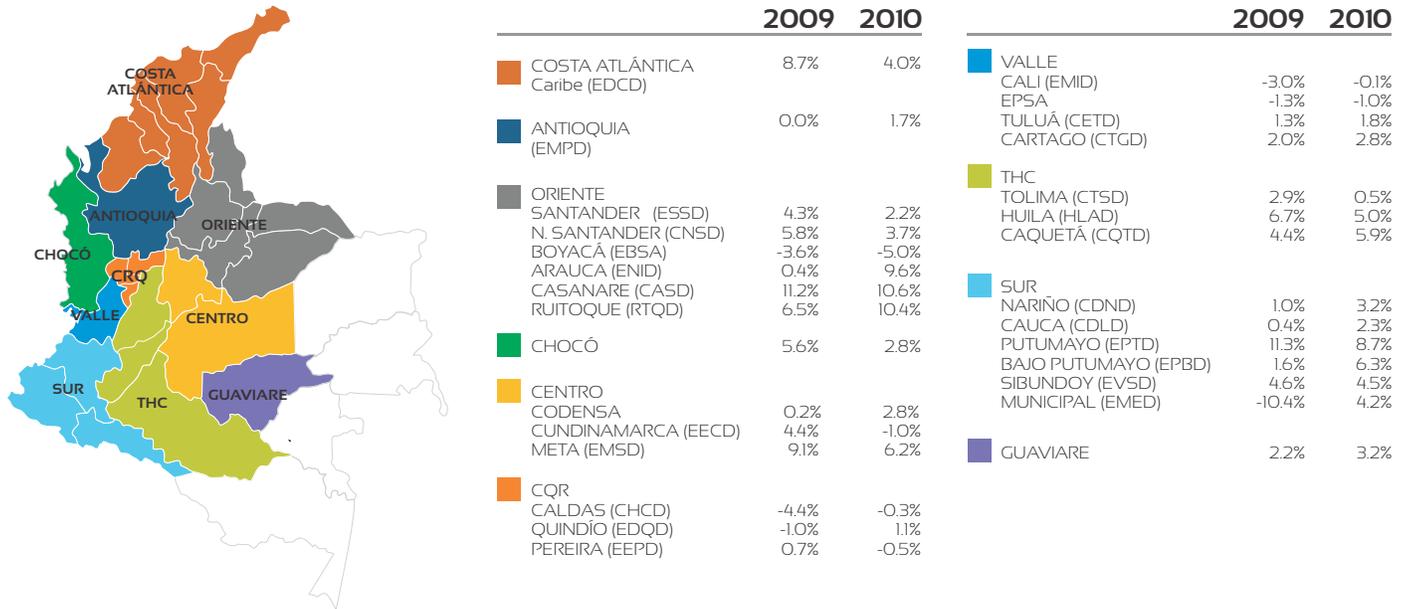


Tabla 2. Comportamiento de la demanda de energía a nivel regional – GWh

Región	2008	2009	2009 vs. 2008	2010	Crecimiento
Centro	13,861.5	13,987.1	0.9%	14,377.8	2.8%
Antioquia	8,128.8	8,126.4	0.0%	8,263.0	1.7%
Costa Atlántica	9,964.8	10,830.3	8.7%	11,268.4	4.0%
Valle	6,372.5	6,231.7	-2.2%	6,214.7	-0.3%
Oriente	5,310.3	5,447.6	2.6%	5,517.0	1.3%
CQR	2,438.3	2,376.6	-2.5%	2,374.9	-0.1%
THC	2,038.3	2,126.0	4.3%	2,178.6	2.5%
Sur	1,607.5	1,623.2	1.0%	1,672.1	3.0%
Chocó	161.1	170.2	5.6%	175.0	2.8%
Guaviare	39.7	40.5	2.0%	41.8	3.2%
* Cargas STN	2,713.8	2,991.8	10.2%	3,075.4	2.8%

(*) Corresponden a cargas conectadas directamente al STN y no tienen asociado un OR. No se incluyen las exportaciones a Ecuador.

ANEXOS DEMANDA DE ENERGÍA

Tabla 1. Demanda regulada por región GWh

Región	2009	2010	Crecimiento
Centro	9,814.3	10,017.7	2.1%
Antioquia	5,509.5	5,603.9	1.7%
Costa Atlántica	8,293.0	8,589.2	3.6%
Valle	3,901.3	3,857.1	-1.1%
Oriente	3,822.7	4,057.0	6.1%
CQR	1,814.7	1,817.9	0.2%
THC	1,607.5	1,636.6	1.8%
Sur	1,370.8	1,410.1	2.9%
Chocó	166.0	170.7	2.8%
Guaviare	40.5	41.8	3.2%

Figura 1 Demanda regulada por operador de red 2009 - 2010

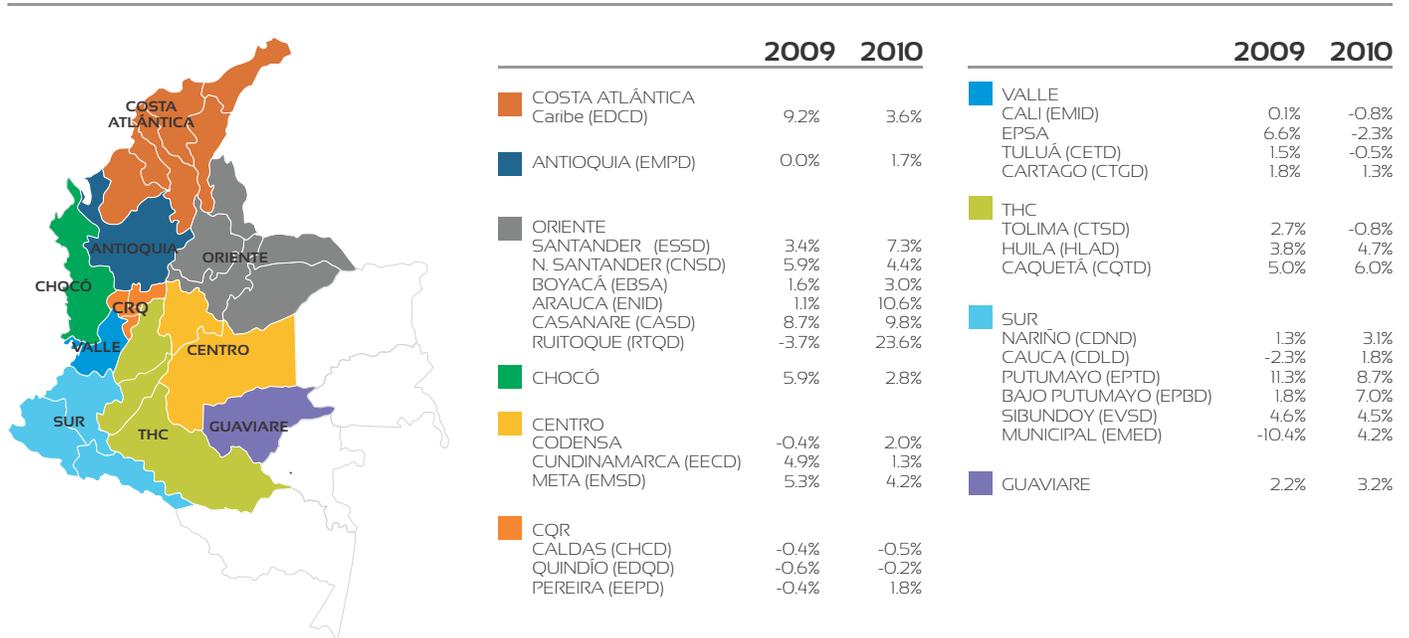


Tabla 2. Demanda no regulada por región - GWh

Región	2009	2010	Crecimiento
Centro	4,037.0	4,233.0	4.9%
Antioquia	2,597.7	2,638.8	1.6%
Costa Atlántica	2,527.2	2,671.1	5.7%
Valle	2,317.2	2,344.4	1.2%
Oriente	1,616.8	1,453.5	-10.1%
CQR	561.1	556.2	-0.9%
THC	516.0	540.2	4.7%
Sur	252.5	262.0	3.8%
Chocó	4.2	4.3	2.4%
Guaviare			
* Cargas STN	2,626.2	3,006.6	14.5%

(*) Corresponden a cargas conectadas directamente al STN y no tienen asociado un OR. No se incluyen las exportaciones a Ecuador.

Figura 2 Demanda no regulada por operador de red 2009 - 2010

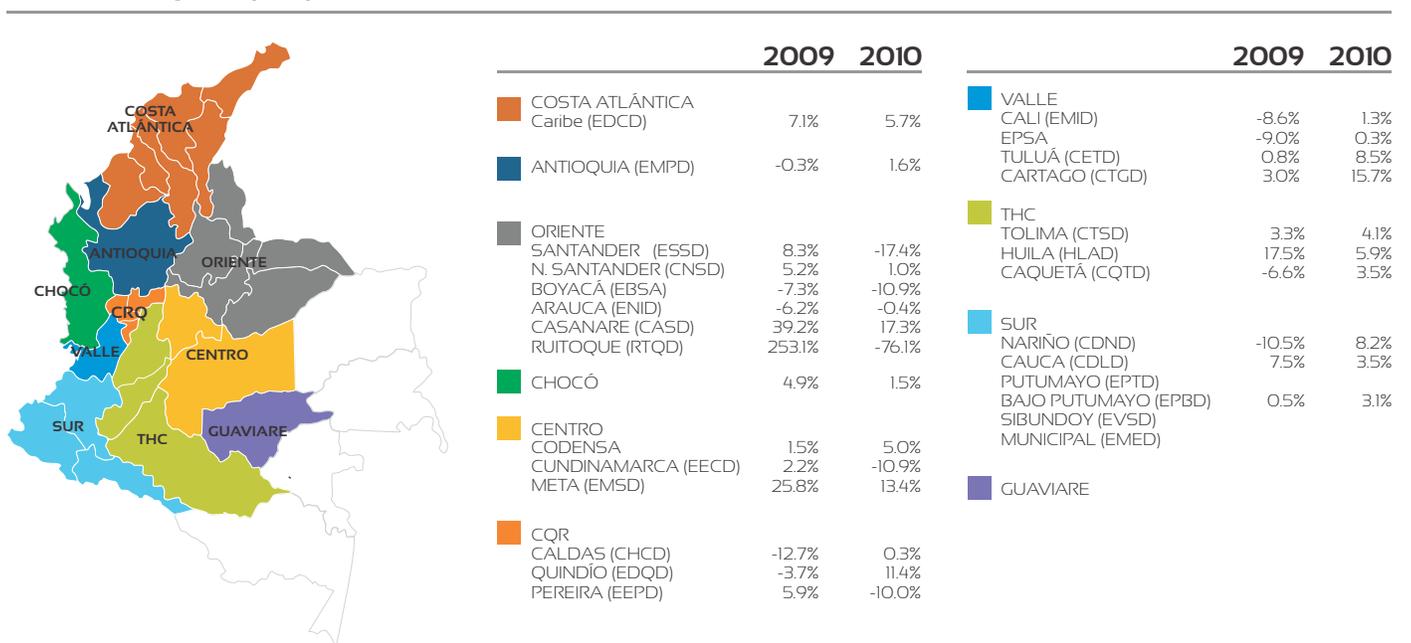


Tabla 3. Número de fronteras y energía no regulada de fronteras por departamento 2009 - 2010

Departamento	Mercado no regulado-A. público 2009		Mercado no regulado-A.público 2010	
	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
DISTRITO CAPITAL	977	219.9	911	225.2
ANTIOQUIA	879	223.9	898	228.3
VALLE	742	188.8	768	191.0
ATLANTICO	454	96.3	466	97.0
CUNDINAMARCA	315	106.8	292	115.9
BOLIVAR	238	77.1	246	86.6
SANTANDER	183	37.5	150	46.2
BOYACA	151	74.1	147	80.4
NORTE DE SANTANDER	138	21.3	139	21.7
HUILA	126	15.6	130	17.1
MAGDALENA	115	17.3	121	18.3
TOLIMA	108	29.3	111	30.4
CALDAS	95	27.2	97	28.7
CORDOBA	93	125.3	96	128.9
META	88	15.3	93	17.3
RISARALDA	84	15.6	80	13.3
CAUCA	80	27.0	75	27.7
CESAR	65	13.3	62	13.5
SUCRE	46	10.6	47	10.3
QUINDIO	37	4.0	43	4.5
CASANARE	26	2.3	23	1.4
NARINO	25	1.3	23	2.7
LA GUAJIRA	16	26.2	16	26.2
ARAUCA	14	68.3	7	65.8
CAQUETA	4	0.6	3	0.6
CHOCO	2	0.4	2	0.4
PUTUMAYO	1	0.8	1	0.8
Total	5,102	1,446.0	5,047	1,500.2

Tabla 4. Número de fronteras y energía regulada de fronteras por departamento 2009 - 2010

Departamento	Mercado regulado-A. público 2009		Mercado regulado-A. público 2010	
	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
DISTRITO CAPITAL	698	25.2	713	225.1
ANTIOQUIA	385	6.0	430	10.9
VALLE	938	22.1	984	19.9
ATLANTICO	907	9.2	826	9.5
CUNDINAMARCA	115	2.7	123	3.4
BOLIVAR	12	0.7	18	0.8
SANTANDER	421	8.0	696	13.7
BOYACA	87	1.5	105	1.7
NORTE DE SANTANDER	331	2.3	333	2.4
HUILA	3	0.0	8	0.1
MAGDALENA	11	0.1	14	0.2
TOLIMA	56	1.2	63	1.3
CALDAS	8	0.1	11	0.3
CORDOBA	47	0.1	52	0.2
META	15	0.6	18	0.6
RISARALDA	46	0.9	47	1.1
CAUCA	42	1.3	68	0.9
CESAR	5	0.1	7	0.2
SUCRE	16	0.3	18	0.3
QUINDIO	1	0.0	2	0.0
CASANARE	12	0.2	14	0.4
NARINO	176	2.0	187	2.6
LA GUAJIRA	-	-	2	0.0
ARAUCA	-	-	2	0.0
CAQUETA	1	-	0	-
CHOCO	1	-	0	-
PUTUMAYO	1	-	0	-
Total	4,335	84.6	4,741	95.4

Tabla 5. Número de fronteras y energía no regulada de fronteras por comercializador 2009-2010

Comercializador	Mercado no regulado-alumbrado 2009		Mercado no regulado-alumbrado 2010	
	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
ISAGEN	2216	2254.7	2256	3321.5
EEPPM	1,063	305.4	1,087	313.9
EMGESA SA	715	206.8	750	217.1
ENERCOSTA	732	130.4	882	164.1
GECELCA S.A. E.S.P	14	142.8	14	147.0
VATIA S.A.	102	14.2	206	28.1
EPSA(PACIFICO)	314	35.1	386	49.3
EMCALI INTERVENIDA	205	76.4	178	60.3
DICEL	162	13.0	185	22.4
ENERTOTAL	0	-	15	6.1
CODENSA	2	9.7	2	14.1
ELECTRICARIBE	69	15.6	69	16.7
ENERMONT E.S.P.	24	4.7	83	9.3
CENS(N.SANTANDER)	116	16.1	127	17.4
ESSA(SANTANDER)	46	8.0	51	9.1
ENERTOLIMA	54	7.6	63	10.3
ELECTROHUILA	116	9.6	120	9.5
RUIOQUE E.S.P.	2	0.2	17	1.4
EMSA(META)	65	7.9	62	8.3
CHEC(CALDAS)	63	6.8	67	7.2
EEP(PEREIRA)	38	3.6	46	5.6
EEC(CUNDINAMARCA)	133	34.8	34	16.1
EBSA (BOYACA)	100	3.3	105	3.7
ENERGIA EFICIENTE			126	2.6
CETSA(TULUA)	27	3.5	25	3.8
ASC	-	-	0	-
CES(SINU)	7	1.3	7	1.2
EDEQ(QUINDIO)	14	1.1	18	1.2
EMEE(POPAYAN)	2	0.5	7	1.1
ENERGIA Y SERVICIOS	9	0.5	9	0.4
Total	5,102	1,446	5,047	1,500.2

Nota: Se muestran los primeros 30 comercializadores más representativos en el mercado en cuanto al número de fronteras y su respectiva demanda de energía. Para el orden se tuvo en cuenta la suma de la demanda de energía del mercado regulado y no regulado.

Tabla 6. Número de fronteras y energía regulada de fronteras por comercializador 2009-2010

Comercializador	Mercado regulado - 2009		Mercado regulado - 2010	
	No. Fronteras	Demanda energía	No. Fronteras	Demanda energía
	a final de año	promedio fronteras (GWh)	a final de año	promedio fronteras (GWh)
ISAGEN	0	-	0	0.0
EEPPM	3	0.8	3	1.0
EMGESA SA	0	-	0	-
ENERCOSTA	0	0.0	0	0.0
GECELCA S.A. E.S.P	0	-	0	-
VATIA S.A.	690	12.3	1,712	19.5
EPSA(PACIFICO)	186	4.4	185	0.9
EMCALI INTERVENIDA	13	0.5	13	0.5
DICEL	650	19.0	622	18.7
ENERTOTAL	1	0.0	1,189	26.4
CODENSA	0	-	0	-
ELECTRICARIBE	15	0.9	18	1.1
ENERMONT E.S.P.	135	2.0	205	6.5
CENS(N.SANTANDER)	220	0.3	221	0.3
ESSA(SANTANDER)	16	0.4	204	1.8
ENERTOLIMA	0	-	0	-
ELECTROHUILA	1	0.0	0	-
RUITOQUE E.S.P.	20	0.5	63	3.0
EMSA(META)	0	0.0	0	-
CHEC(CALDAS)	4	0.4	4	0.4
EEP(PEREIRA)	1	0.0	1	0.0
EEC(CUNDINAMARCA)	52	4.9	0	0.0
EBSA (BOYACA)	0	0.0	0	0.0
ENERGIA EFICIENTE			0	-
CETSA(TULUA)	1	0.2	1	0.2
ASC	91	1.1	96	1.6
CES(SINU)	0	-	0	-
EDEQ(QUINDIO)	0	-	0	-
EMEE(POPAYAN)	0	-	5	0.0
ENERGIA Y SERVICIOS	49	0.8	46	0.7
Total	4,335	84.6	4,741	95.4

Nota: Se muestran los primeros 30 comercializadores más representativos en el mercado en cuanto al número de fronteras y su respectiva demanda de energía. Para el orden se tuvo en cuenta la suma de la demanda de energía del mercado regulado y no regulado.

PLANEACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

Durante la presencia del fenómeno El Niño 2009 - 2010, XM contribuyó de forma efectiva al sector energético nacional dando señales adecuadas y oportunas, basadas en un seguimiento continuo de la evolución de las variables energéticas. Para esto, XM trabajó de forma coordinada con el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, el Consejo Nacional de Operación -CNO- y los demás agentes del sector eléctrico y de combustibles de Colombia buscando siempre realizar un uso eficiente de los recursos de generación.

Como resultado del trabajo conjunto de los diferentes actores del sector energético se implementaron medidas efectivas, tales como la maximización de la disponibilidad térmica, el aseguramiento del suministro de combustibles y la racionalización de las exportaciones de energía; las cuales permitieron garantizar el cubrimiento de la demanda de electricidad de forma confiable durante el verano 2009 - 2010.

La planeación coordinada del sistema jugó un papel fundamental en el establecimiento de las metas de generación térmica. Esta actividad soportada en la Resolución CREG 137 de 2009 y efectuada conjuntamente con el CNO, permitió garantizar el abastecimiento confiable de la demanda en este periodo crítico, que afectó la atención de la demanda en otros sistemas de la región, donde se presentaron desabastecimientos.

La mayor parte de estas medidas fueron levantadas a comienzos de junio de 2010, cuando según las agencias climáticas las condiciones El Niño habían desaparecido y existía una alta probabilidad de transición hacia condiciones La Niña.

Análisis comportamiento real de las principales variables energéticas durante 2010 con los resultados del modelo de largo plazo SDDP

Dentro de los análisis a posteriori que realiza XM del planeamiento del largo plazo, se efectúa una comparación entre la evolución esperada de algunas variables energéticas resultado de la primera corrida del año y la evolución real.

Con el fin de hacer este análisis, el área de Planeación de la Operación de XM realiza a comienzos de cada año una simulación, la cual sirve de base para verificar el comportamiento del modelo con respecto a la situación que se registra en la operación real.

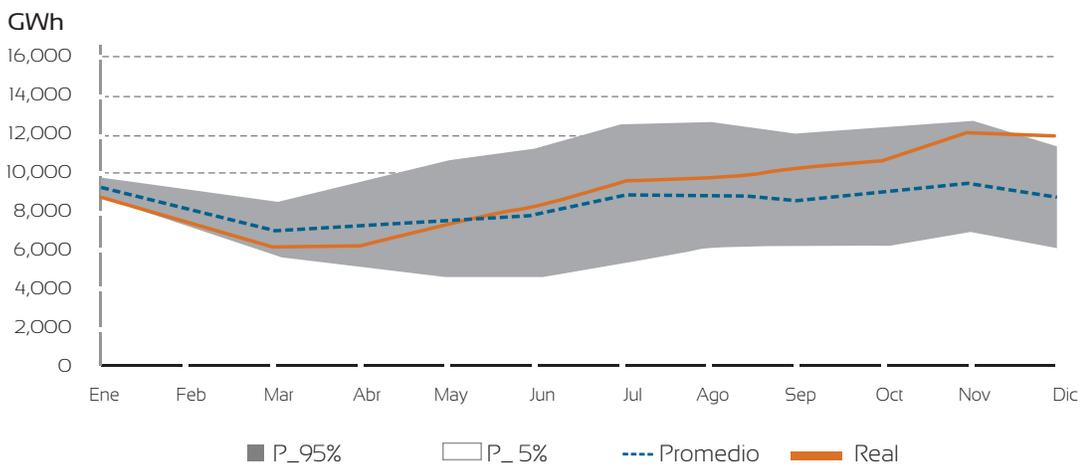
La primera corrida del modelo de largo plazo, realizada en enero de 2010, tuvo los siguientes supuestos:

- Fecha inicial enero 01 de 2010, con niveles reales de embalses a 31 de diciembre de 2009.
- Demanda escenario alto UPME de noviembre de 2009.
- Última información reportada para la ENFICC.
- Caso estocástico coordinado Ecuador.
- Demanda Ecuador escenario enviado por CENACE en 2009.
- Intercambio Colombia a Ecuador: 0 MW de enero hasta abril de 2010, 370 MW en punta, 400 MW en demanda media y mínima.
- No se consideran intercambios con Venezuela.
- Hidrología: 100 series sintéticas modelo AR(P).
- Costos combustibles (gas, carbón, líquidos) reportados por la UPME y actualizados con IPP de los Estados Unidos.

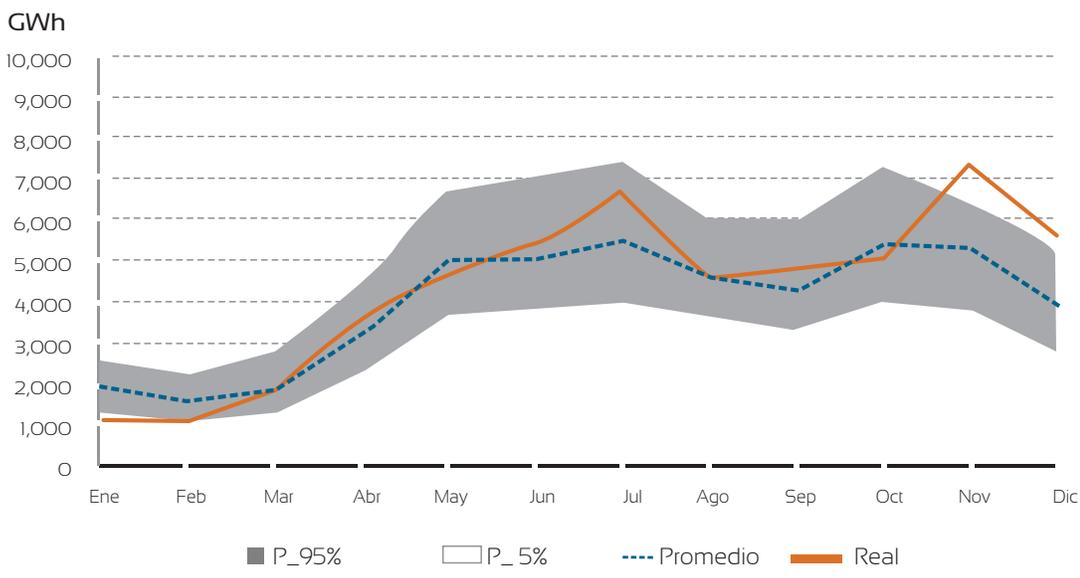
La comparación del comportamiento real de las principales variables energéticas durante 2010, con respecto a los resultados del modelo de largo plazo SDDP, debe considerar la finalización del fenómeno El Niño 2009 - 2010, en los primeros meses del primer trimestre de 2010, en conjunto con las medidas tomadas para mitigar su efecto, así como el posterior desarrollo del fenómeno La Niña.

En la gráfica 1 se contrasta la evolución real del embalse agregado con el espectro de escenarios de evolución del embalse agregado entregado por el modelo para el primer año. Este espectro está formado por el percentil 95% y el del 5%. Se observa que en general el comportamiento real del embalse agregado fue capturado en los resultados del modelo de largo plazo, al estar en la banda de variación estocástica (percentiles 5 al 95). Similarmente, la gráfica 2 muestra que el comportamiento de los aportes en los primeros diez meses de 2010 estuvo dentro de la franja de variación del modelo.

Gráfica 1
Evolución embalse agregado del SIN versus esperados - 2010

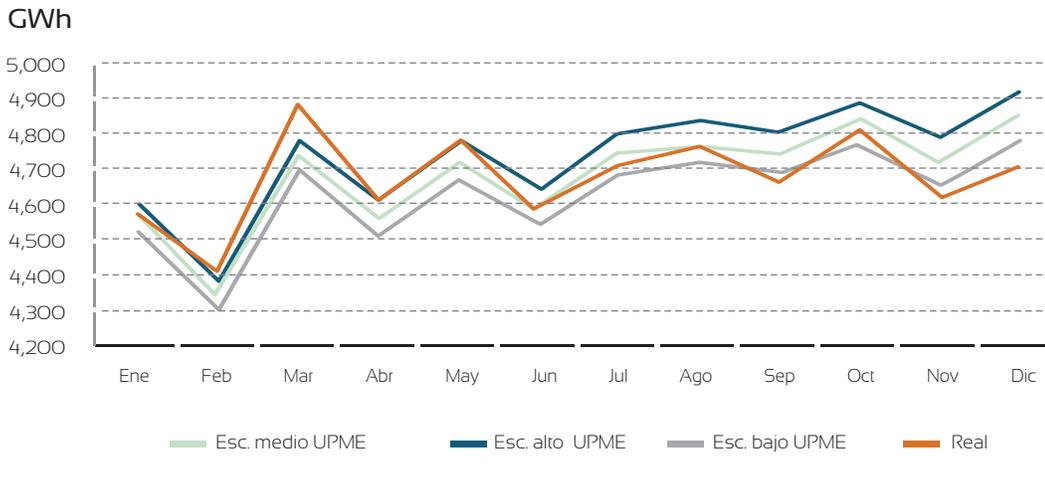


Gráfica 2
Evolución aportes agregados al SIN versus esperados - 2010



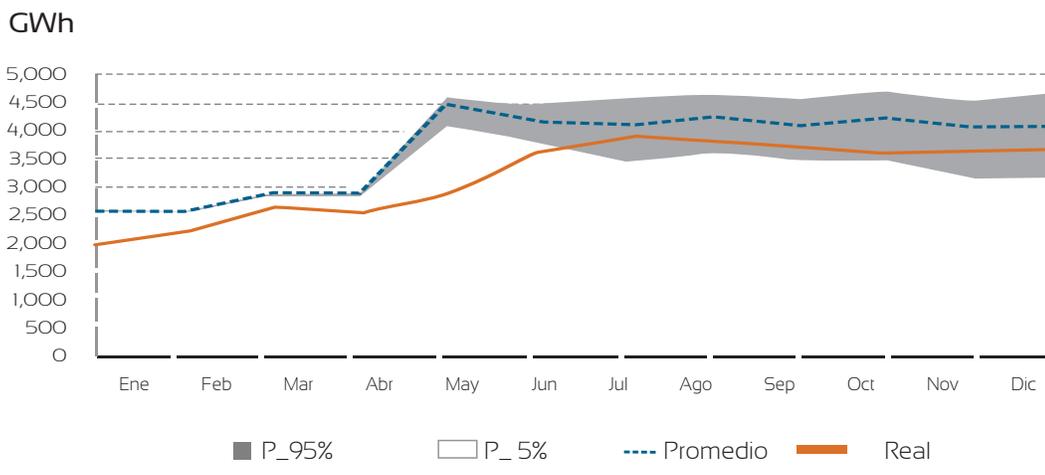
Al comparar el supuesto usado en el análisis de largo plazo del escenario alto de demanda de energía de la UPME, publicado en noviembre de 2009, con la demanda de energía real se observa que de enero a mayo de 2010, periodo El Niño, la demanda real superó el escenario alto de demanda de la UPME, mientras al final del año estuvo por debajo del escenario bajo de la UPME, coincidiendo con el desarrollo de La Niña (ver gráfica 3).

Gráfica 3
Evolución demanda de energía versus escenarios UPME - 2010

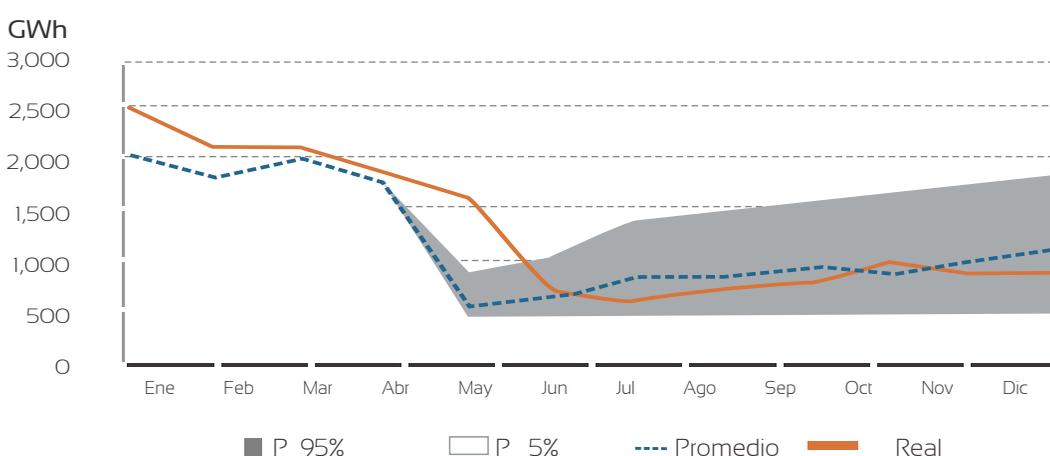


En las gráficas 4 y 5 se puede apreciar la evolución real versus la franja de variación entre percentil 5% y 95%, tanto de la generación térmica como de la hidráulica total del SIN. En ellas, se distingue el efecto de las medidas adoptadas por el MME y la CREG en cuanto a la generación térmica y uso del gas para los meses del verano. Las simulaciones de enero 2010 asumieron el fin de dichas medidas en abril 2010, resultando en una proyección un tanto similar a las variaciones reales.

Gráfica 4
Evolución generación hidráulica del SIN versus esperados - 2010



Gráfica 5 Evolución generación térmica del SIN versus esperados - 2010



Índices de calidad de la operación

Los índices de la operación del Sistema muestran en términos generales la buena gestión en 2010, ya que no se superaron los límites acordados para el año (ver tabla 1). Los eventos de tensión fuera de rango y el porcentaje de demanda no atendida por causas programadas mejoraron su desempeño, manteniéndose por debajo de los valores de 2009, y las variaciones lentas de frecuencia se mantuvieron en cero eventos por segundo año consecutivo. Por su parte, el porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas registró un valor de 0.0625% por debajo del límite de 0.132%, mientras el porcentaje de demanda no atendida por causas programadas llegó a 0.0188%, también inferior al límite de 0.0333%.

Tabla 1. Indicadores de calidad de la operación del SIN 2009 - 2010

Indicador	2009		2010	
	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Variaciones de tensión por fuera del rango sin atentados. (1)	19	32	10	30
Medida: # eventos al año				
Variaciones lentas de frecuencia sin atentados 59.8 - 60.2 Hz. (2)	0	4	0	4
Medida: # eventos al año				
Porcentaje de demanda no atendida por causas programadas sin atentados.(3)	0.0268%	0.0333%	0.0188%	0.0333%
Medida: % anual				
Porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas sin atentados. (4)	0.0569%	0.132%	0.0625%	0.132%
Medida: % anual				

(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. 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.

Es importante resaltar que durante 2010 ningún evento ocasionó la actuación del Esquema de Desconexión Automática de Descarga - EDAC - por baja frecuencia.

La demanda no atendida acumulada en el año 2010 fue de 48.0 GWh, de la cual el 77.0% correspondió a causas no programadas, el 22.1% a demanda no atendida por causas programadas y el 0.9% a limitación de suministro (ver tabla 2).

Tabla 2. Demanda No atendida (GWh) 2009 - 2010

Fecha	Causas Programadas	Causas No Programadas	Limitación de suministro	Total
2009	14.6	36.1	0.0	50.8
2010	10.6	36.9	0.5	48.0

Las áreas de Cauca - Nariño, Huila - Caquetá y Tolima presentaron en el 2010 altos valores de energía no suministrada no programada con respecto a las demás áreas operativas debido a las desconexiones de circuitos de distribución que se realizaron en estas áreas en el transcurso de cada día.

El área Nordeste también presentó uno de los más altos valores de energía no suministrada no programada, esto se debió a la desconexión del sistema interconectado nacional de la subestación Caño Limón la cual atiende una gran demanda industrial.

Coordinación gas - electricidad

En 2010 XM continuó con su participación activa en la coordinación Gas - Electricidad, junto con los agentes del sector de gas en Colombia. Esta coordinación tuvo una gran relevancia debido a los efectos del fenómeno de El Niño que provocaron el incremento de la demanda de gas para el sector termoeléctrico en el segundo semestre del año 2009 y durante los primeros meses del año 2010.

Debido a las necesidades de información surgidas sobre las cantidades racionadas y los sectores afectados durante el fenómeno de El Niño, el Ministerio de Minas y Energía -MME- a través del decreto 181739 encomendó al CND la tarea de efectuar, durante la vigencia del racionamiento programado, el balance diario de gas luego de la finalización de los ciclos de suministro y transporte. Dicho balance permitió determinar los faltantes y/o excedentes esperados para el día de gas. El Balance de Gas fue realizado por XM hasta el día 22 de septiembre de 2010, fecha en la cual el MME determinó la finalización de esta actividad por parte de XM.

La infraestructura de transporte y producción de gas natural en Colombia fue reforzada durante 2010. De acuerdo con informes del Consejo Nacional de Operación del Gas -CNO Gas-, la capacidad de transporte del gasoducto Ballena - Barranca se incrementó gradualmente en un 30% en el segundo semestre del año 2010, alcanzando 260 MPDCD, como consecuencia de las obras ejecutadas por la Transportadora de Gas del Interior TGI. En cuanto a la capacidad de producción, se aumentó en 70 MPDCD por la puesta en servicio de la planta LTO II de Cusiana.

La coordinación gas - electricidad en la cual participó activamente XM, mediante el CACSSE, el CNO Gas y las reuniones mensuales y semanales de coordinación de mantenimientos con los agentes del sector gas, permitió la realización de las obras asociadas a la ampliación del gasoducto Ballenas - Barranca y a la ampliación de la planta de producción de gas natural de Cusiana sin impactos significativos sobre la demanda de gas para los diferentes sectores de consumo en Colombia ni sobre la demanda eléctrica del país.

Efectos de la temporada de lluvias en la infraestructura eléctrica

La tabla 3 muestra los circuitos afectados por agente durante la temporada de lluvias en el 2010.

Tabla 3. Circuitos afectados por la temporada de lluvias

ESSA	Estado	Número de torres afectadas
Palenque - Lizama 110 kV	Indisponible	
Palenque - Termobarranca 110 kV	Indisponible	
ISA	Estado	Número de torres afectadas
Urrá - Urabá 230 kV	Energizada	8
Los Palos - Ocaña	Energizada	1
Primavera - Ocaña 500 kV	Energizada	1
Copey - Ocaña 500 kV	Energizada	1
Enea - San Felipe 230 kV	Energizada	1
Copey - Bolívar 500 kV	Energizada	60 por inundación
Sabana - Chinú 1 y 2	Energizada	50 por inundación
TRANSELCA	Estado	Número de torres afectadas
Sabana - Fundación 1, 2 y 3 a 220 kV	Energizada	Riesgo alto de indisponibilidad
Guajira - Cuestecitas 1 y 2 a 220 kV	Energizada	1
Sabana - Bolívar - Ternera 1 y 2 a 220 kV	Energizada	Riesgo alto de indisponibilidad
Nueva Barranquilla - Sabana a 220 kV	Energizada	Riesgo medio de indisponibilidad
Fundación - Copey 1 a 220 kV	Energizada	Riesgo medio de indisponibilidad
EPM	Estado	Número de torres afectadas
Guadalupe IV - Occidente y	Energizada	1
Guadalupe IV - Barbosa a 220 kV		
Amagá - Bolombolo - Hispania a 110 kV	Energizada	1
Bolombolo - Quibdó a 110 kV	Energizada	Riesgo alto de indisponibilidad
CENS	Estado	Número de torres afectadas
Tasajero - San Mateo a 220 kV	Energizada	3
San Mateo - Belén a 220 kV	Energizada	2
Tasajero - Los Palos, Tasajero - Belén	Energizada	1
Tasajero - San Mateo, Tasajero - Belén	Energizada	1

Se destaca que gran porcentaje de los circuitos afectados se encuentran en la zona Caribe, Nordeste y departamento de Antioquia.

De los eventos debidos a las fuertes lluvias en el territorio Colombiano se destaca la inundación de subestación Ternera 220/66 kV, la indisponibilidad del circuito Ocaña - Copey 500 kV por derribo de la torre 115 debido a creciente y la salida de varios circuitos de la red del área Bolívar por inundación en las subestaciones Gambote 66 kV y Tolu Viejo 110 kV.

Seguimiento a las oscilaciones del SIN (acciones)

Para mejorar el amortiguamiento dinámico del SIN ante eventos de oscilaciones de frecuencia, se realizó en conjunto con ISAGEN el ajuste de los nuevos reguladores de velocidad adquiridos dentro del plan de modernización de San Carlos. Adicionalmente se continuó trabajando con generadores en la identificación y modelaje de los parámetros de los controles.

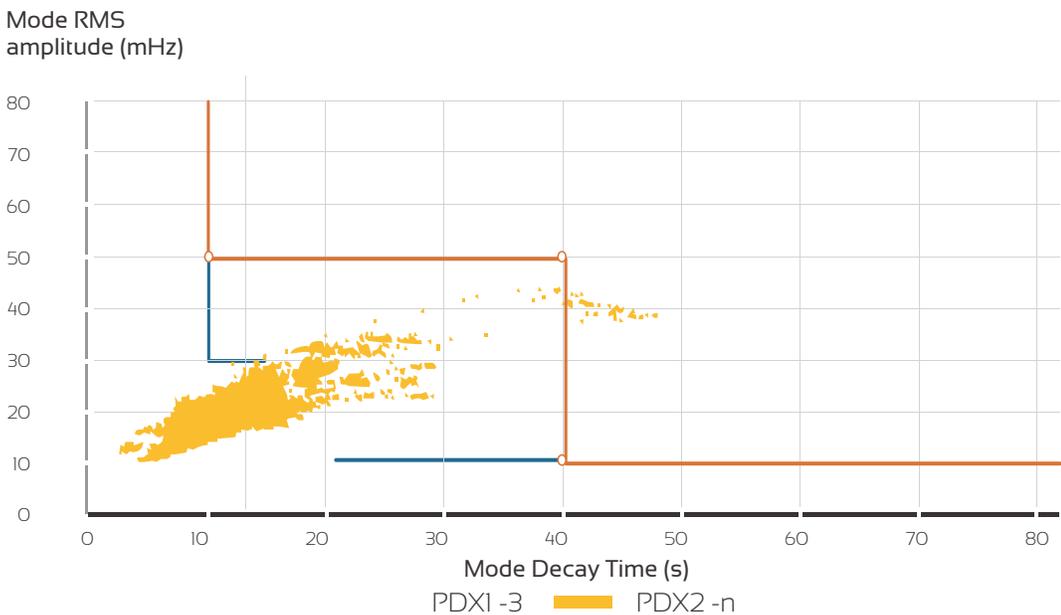
El trabajo realizado en la solución de este fenómeno, fue presentado por XM en la reunión del CIGRE 2010 realizado en la ciudad de París en agosto 27 a 28. Allí se pudo compartir experiencias con miembros de otros países a nivel mundial.

Adicionalmente, con el objetivo de realizar un continuo seguimiento a las oscilaciones de potencia del Sistema Interconectado Nacional, se implementó en 2010 en el Centro Nacional de Despacho el software llamado PhasorPoint. Este incorpora una técnica de análisis único que se conoce como Power Dynamics Extraction (PDX) para caracterizar los modos de oscilación observables. La plataforma adquiere datos en tiempo real desde una red de Unidades de Medida Fasorial - PMU's instaladas por XM en las subestaciones Sabanalarga, Betania, Chivor, Guavio, Esmeralda, San Carlos y Sochagota. El PDX realiza el tratamiento a una ventana de datos recientes y entrega las características dinámicas del sistema, derivadas de esa ventana de tiempo.

En la gráfica 6, llamada Locus-Plot, se muestra dos parámetros dinámicos fundamentales en los ejes XY. Estos dicen:

- Como las oscilaciones se están amortiguando (eje X) ya que éstas deben ser adecuadamente amortiguadas. Para este caso, el tiempo de decaimiento (el cual representa el tiempo en que una oscilación alcanza el 37% de su valor inicial) debe ser inferior a 50 segundos. Con el objetivo de tener alarmas tempranas, se configuró el sistema para que cuando este tiempo sea superior a 25 segundos e inferior a 35 de una alerta, y cuando sea mayor a 35 segundos presente una alarma.
- Amplitud máxima de la oscilación (eje Y). Como es conocido, la frecuencia máxima del SIN de acuerdo a la regulación vigente es 60.20 Hz, es decir una tolerancia de desviación de 200 mHz. Con el objetivo de tener alarmas tempranas en este sentido, se configuró el sistema para que cuando la oscilación alcance un delta de 30 mHz dé una alerta, y si es superior a 50 mHz dé una alarma.

Gráfica 6
Ventana de análisis amplitud y duración oscilaciones - Locus Plot



También se agregó una característica adicional en el Phasor Point, la cual tiene la capacidad de identificar islas independientes en el SIN y proveer herramientas que permiten la resincronización de ellas sin afectar la estabilidad dinámica del sistema de potencia.

Seguimiento actuación de protecciones (recomendaciones)

Para el año 2010 se publicaron 34 recomendaciones asociadas con la actuación de protecciones, durante los diferentes eventos presentados en el SIN. Las cuales se clasificaron en las siguientes categorías:

- Problemas de ajuste de alcances y tiempos de las protecciones.
- Problemas de coordinación de protecciones.
- Problemas de canal de telecomunicaciones.
- Limitación y/o problemas de equipos.
- Operación inadecuada de recierres.

De las 34 recomendaciones mencionadas se ejecutaron 14 y están pendientes de ejecución 20.

Seguimiento a la cargabilidad de transformadores del SIN

En la tabla 4 se muestra la cargabilidad de de los transformadores del Sistema Interconectado Nacional durante 2010 que estuvieron entre el 95% y el 100%. De los 256 registros, 233 corresponden al área Caribe (91%), 20 al área Nordeste (8%), 1 al área Antioquia (1%), 1 al área Oriental (1%) y 1 al área Suroccidente (1%).

Tabla 4. Cargabilidad de transformadores entre el 95% y 100%

		2010												
Área	Transformador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ANTIOQUIA	BELLO - ATRAFO1									1				1
Total ANTIOQUIA										1				1
CARIBE	CHINUI - ATRAFO1	8	10	8	9	8	1		3	1	3	2	5	58
	CHINUI - ATRAFO2	15	12	18	12	14	6	2	4	4	5	3	4	99
	SABANC - ATRAFO4		1			1	1	1	1	1	1	3	1	11
	TERNERI - TRAFOO1						1							1
	TERNERI - TRAFOO2				2	3		2	1					8
	VALLEDI - ATRAFO2		1		2	1	1							5
	VALLEDI - TRAFOO3	1	3	4	5	10	3							26
	CUESTCI - TRAFOO2		4				1	4	2	1	1			13
	SANTAMI - TRAFOO2						1							1
	FUNDAC - ATRAFO1			2	1		1					4	3	11
Total CARIBE		24	31	32	31	37	16	9	11	7	10	12	13	233
NORDESTE	BMANGA - ATRAFO1	2	3	8	2	2						2		19
	PALOS - ATRAFO1						1							1
Total NORDESTE		2	3	8	2	2	1					2		20
ORIENTAL	CHIVOR - TRF Aguaclara									1				1
Total ORIENTAL										1				1
SUROCCIDENTE	PANCEI - ATRAFO2						1							1
Total SUROCCIDENTE							1							1
TOTAL GENERAL		26	34	40	33	39	18	9	11	9	10	14	13	256

En el área Caribe, la mayor participación se observa en los transformadores de Chinú debido a que se encuentra copada su capacidad de transformación. La alta cargabilidad de los transformadores de Ternera se solucionó con la entrada de un transformador de 45 MVA 66/13.8 kV y en Valledupar se solucionó con la entrada de un transformador de 100MVA 220/110 kV que reemplazó a uno de 60MVA.

La cargabilidad del transformador 4 de Sabanalarga y del transformador 1 de Juanchito obedece a mantenimientos en otro transformador en la misma subestación. La cargabilidad en Jamondino se debe a la indisponibilidad de líneas a 115 kV.

En relación con la cargabilidad de transformadores mas allá del 100% (tabla 5), la totalidad se registró en el área Caribe.

Tabla 5. Cargabilidad de transformadores mayor al 100%

Área	Transformador	2010												Total
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
ANTIOQUIA	BELLO - ATRAFO1													
Total ANTIOQUIA														
CARIBE	CHINUI - ATRAFO1				1								1	2
	CHINUI - ATRAFO2		2		4							1	2	9
	SABANC - ATRAFO4													
	FUNDAC - ATRAFO1											1		1
	SANTAMART - TRAFOO2													
	TERNERI - TRAFOO1													
	VALLEDI - ATRAFO2		1		5									6
	VALLEDI - TRAFOO3			2	3	8								13
Total CARIBE			3	2	13	8						2	3	31
NORDESTE	BMANGA - ATRAFO1													
	PALOS - ATRAFO1													
Total NORDESTE														
ORIENTAL	CHIVOR - TRF Aguaclara													
Total ORIENTAL														
SUROCCIDENTE	JAMOND - ATRAFO1													
Total SUROCCIDENTE														
TOTAL GENERAL			3	2	13	8						2	3	31

En el área Caribe, la mayor participación se observa en los transformadores de Valledupar, lo cual se solucionó aumentando la capacidad de transformación. Chinú está en segundo lugar de participación debido a que se encuentra copada su capacidad de transformación. La cargabilidad del transformador de Fundación obedece a mantenimientos en la misma subestación por cambio de configuración a interruptor y medio.

Holgura para regulación secundaria de frecuencia

Se calcularon nuevos valores de holgura para AGC, a ser programados los días sábado, domingo y festivos; basados en el análisis estadístico del porcentaje de utilización de la holgura durante los últimos 18 meses, en condiciones normales del sistema. Los resultados de los análisis fueron presentados en la reunión número 197 del Comité de Operación y su aplicación se dio a partir del despacho económico programado para el día 17 de abril de 2010. Los valores de holgura para día ordinario habían sido revaluados el primero de julio de 2009.

Seguimiento a la regulación primaria de frecuencia

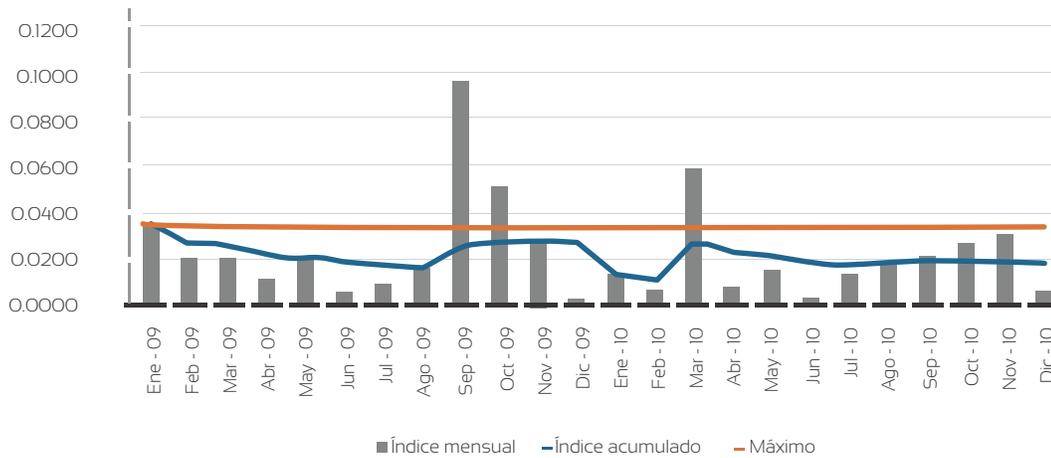
Para efectos de determinar el cumplimiento de la prestación efectiva del servicio de regulación primaria de frecuencia, en 2010 se analizaron los eventos que desviaron la frecuencia del SIN del rango 59.8 - 60.2 Hz.

En 2010 se presentaron un total de 93 eventos de los cuales 65 correspondieron a eventos por debajo de 59.8 Hz y los 28 restantes correspondieron a eventos por encima de 60.2 Hz. El evento que ocasionó la frecuencia mínima fue el disparo de la unidad 1 de Guavio con 240 MW, presentado el día miércoles 10 de noviembre a las 11:24 a.m., con una frecuencia de 59.599 Hz, y el evento que registró la mayor frecuencia máxima fue el recierre trifásico de las líneas Guatapé - Oriente 220 kV, Guatapé - Envigado 220 kV y Guatapé - Variante 1 220 kV, ocurrido el día domingo 13 de junio a las 10:34 p.m., donde se registró una frecuencia de 60.309 Hz.

De acuerdo con los análisis realizados, para ninguno de estos eventos se encontró incumplimiento en la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia por alguno de los generadores conectados al SIN y despachados centralmente.

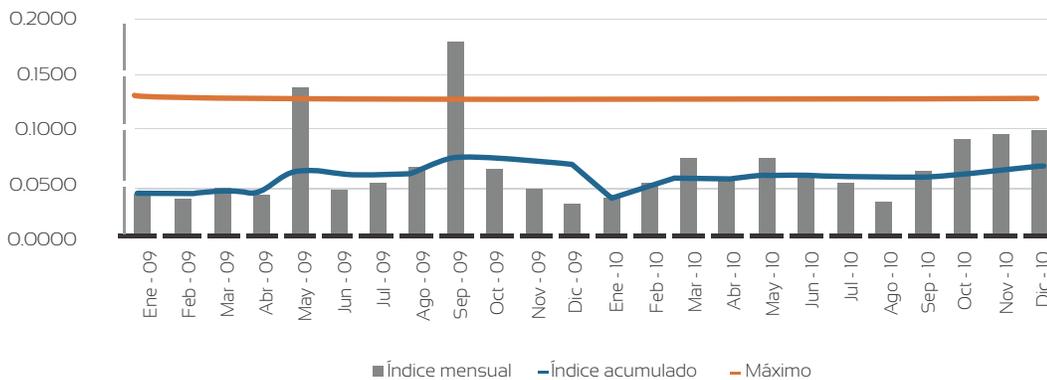
ANEXOS PLANEACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

Gráfica 1
Demanda no atendida programada entre enero 2009 - diciembre 2010



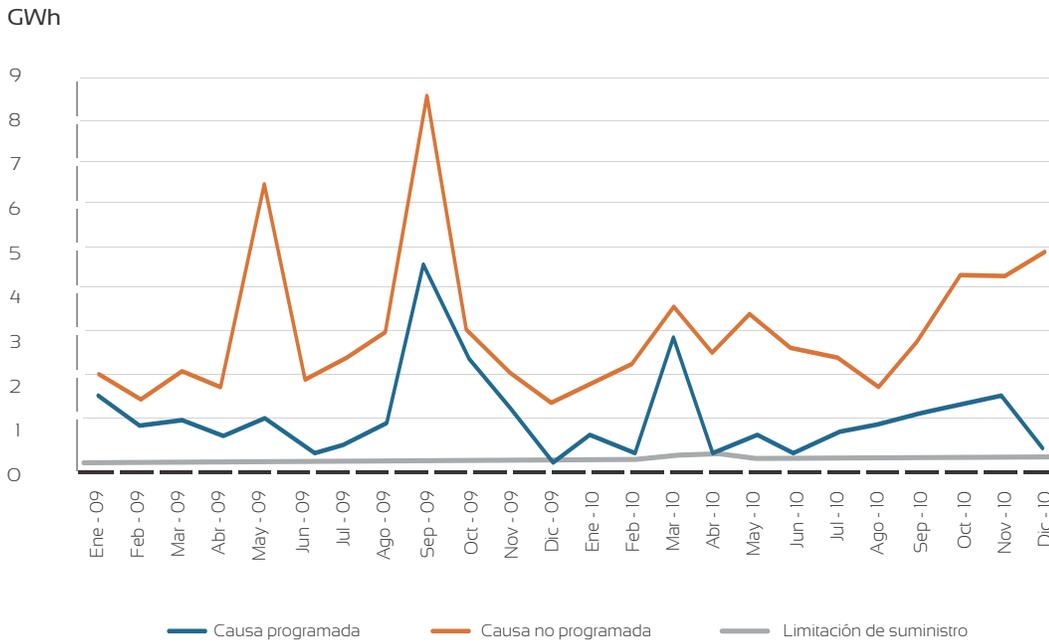
De los resultados anteriores se destaca que sólo en marzo de 2010 se superó el máximo permitido de la demanda no atendida programada. Durante este mes hubo mantenimientos que originaron una demanda no atendida de magnitud considerable, superando los 200 MWh. Adicionalmente, en promedio la demanda no atendida durante el 2010 fue menor que la presentada en 2009.

Gráfica 2
Demanda no atendida no programada enero 2009 - diciembre 2010



En general de los resultados anteriores se observa que para todo el año 2010 la demanda no atendida estuvo por debajo del máximo permitido y el valor promedio de esta se mantuvo igual al promedio del año 2009.

Gráfica 3
Resumen demanda no atendida por causa enero 2009 - diciembre 2010

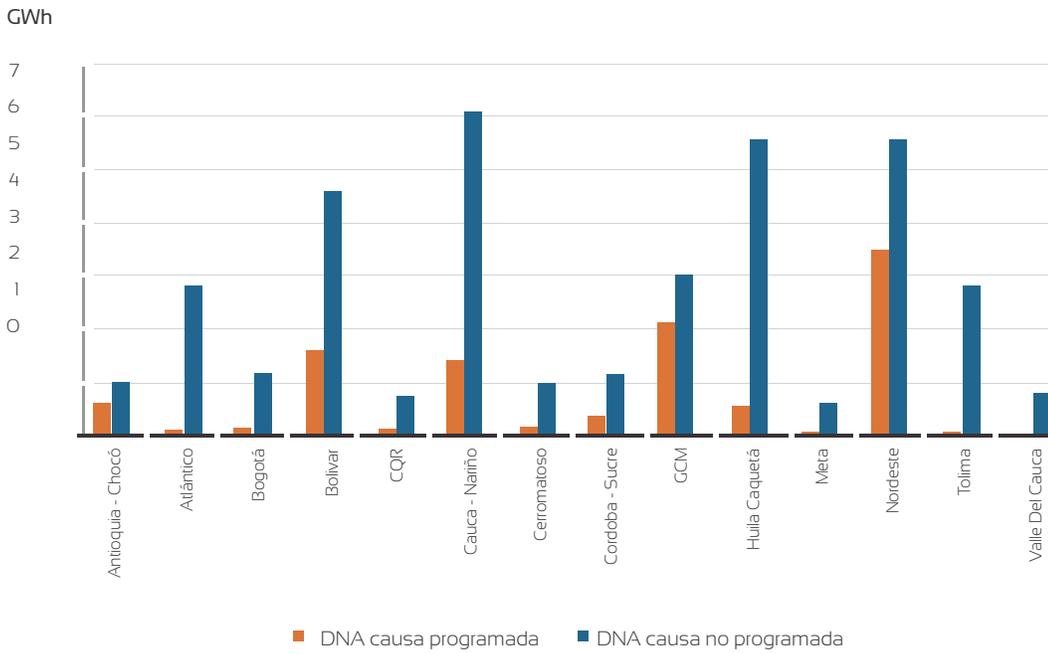


Para 2010 la máxima demanda no atendida por causas programadas se dio en el mes de marzo con un valor de 2.9 GWh, mientras que por causas no programadas fue en el mes de diciembre con un valor de 4.7 GWh. Adicionalmente, en promedio en 2010 la demanda no atendida programada aumento 0.34 GWh respecto a 2009, mientras que la demanda no atendida no programada disminuyo 0.07 GWh respecto a 2009.

Tabla 1. Datos comparativos demanda no atendida por causa (GWh)

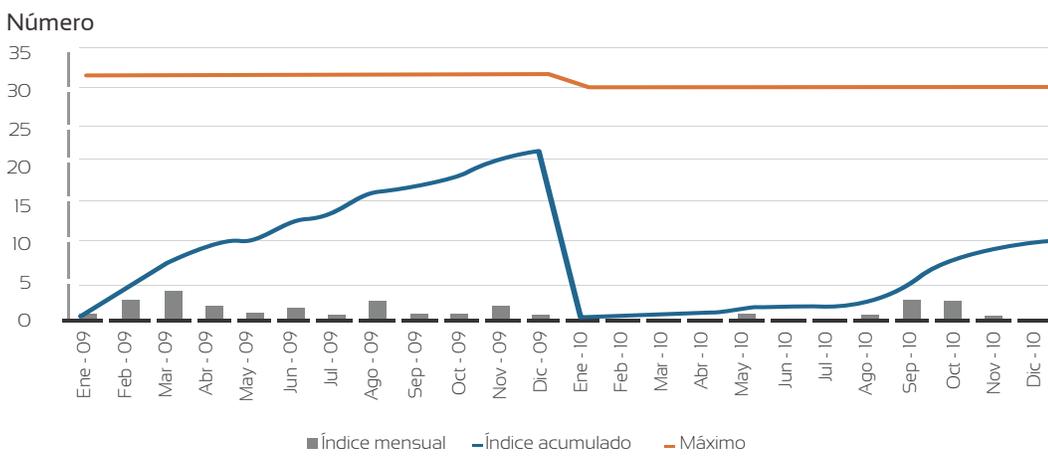
Fecha	Causas programadas	Causas no programadas	Limitación de suministro	Total
Ene - 09	1.5614	1.8704		3.4319
Feb - 09	0.8595	1.5416		2.4011
Mar - 09	0.9476	2.0796		3.0272
Abr - 09	0.5108	1.7523		2.2631
May - 09	0.9340	6.3832		7.3172
Jun - 09	0.2646	1.9888		2.2534
Jul - 09	0.4381	2.4036		2.8417
Ago - 09	0.7600	3.0094		3.7694
Sep - 09	4.5250	8.4958		13.0208
Oct - 09	2.4273	3.0375		5.4647
Nov - 09	1.3359	2.1203		3.4562
Dic - 09	0.0638	1.4565		1.5202
Ene - 10	0.6465	1.7827		2.4292
Feb - 10	0.3562	2.2425		2.5987
Mar - 10	2.8968	3.6122	0.1976	6.7066
Abr - 10	0.3782	2.5749	0.2665	3.2195
May - 10	0.7125	3.4737		4.1862
Jun - 10	0.1586	2.6594		2.8180
Jul - 10	0.6400	2.4313		3.0714
Ago - 10	0.7893	1.7572		2.5465
Sep - 10	0.9949	2.8936		3.8885
Oct - 10	1.2916	4.3317		5.6233
Nov - 10	1.4407	4.4292		5.8699
Dic - 10	0.2754	4.7417		5.0170

Gráfica 4
Resumen demanda no atendida -DNA- programada y no programada por área operativa - 2010



Las áreas de Cauca - Nariño, Huila - Caquetá y Tolima presentaron en el 2010 altos valores de energía no suministrada no programada con respecto a las demás áreas operativas debido a las desconexiones de circuitos de distribución que se realizan en dichas áreas en el transcurso de cada día. El área Nordeste también presentó uno de los más altos valores de energía no suministrada no programada, esto se debe a la desconexión del Sistema Interconectado Nacional de la subestación Caño Limón la cual atiende una gran demanda industrial.

Gráfica 5
Tensión fuera de rango

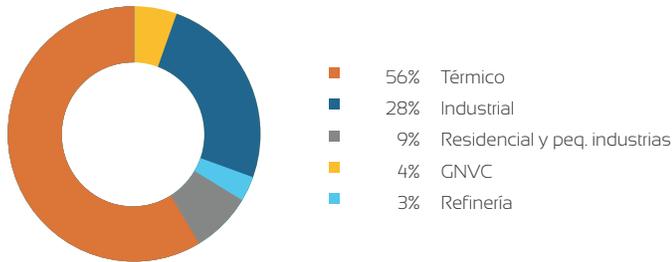


En 2010 no se superó el número máximo de veces que la tensión podía estar por fuera del rango permitido, además, respecto al 2009 disminuyó este indicador.

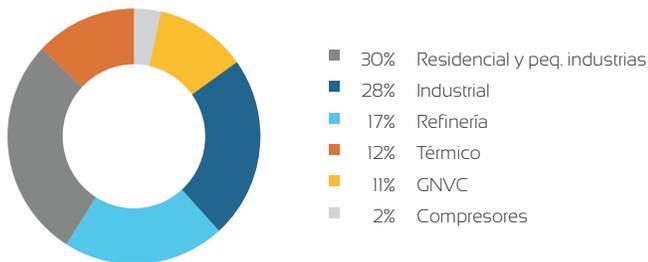
Tabla 2. Eventos tensión fuera de rango

Evento	Subestación afectada
Disparo de los circuitos:	
Nueva Barranquilla - Flores 2 220 kV	Nueva Barranquilla
Nueva Barranquilla - Flores 1 220 kV	Termoflores
Nueva Barranquilla - Sabanalarga 2 220kV	
Nueva Barranquilla - Sabanalarga 3 220kV	
Disparo de:	
Salvajina-Juanchito 230 kV	
En salvajina del circuito Salvajina-Pance 230 kV	Salvajina
Unidad 2 de Salvajina con 76 MW	
Tridevanado 4 de Salvajina 230/34.5 con 1.5 MW	
Disparo de las unidades 1, 2 y 3 de la central	
La Tasajera con 102 MW, dejando abiertas	La Tasajera
las bahías de línea a Bello, Occidente y Barbosa 220 kV	
Disparo de las bahías de línea en La Tasajera 220 kV	
de los circuitos hacia Bello, Barbosa y	
Occidente 220 kV por disparo de la central	La Tasajera
La Tasajera con 100 MW	
Disparo del circuito Urrá - Urabá 230 kV	Urrá
Disparo de la bahía de línea Primavera hacia	
Cerromatoso 500 kV	El Copey
Disparo de la central térmica Flores 2	Termoflores
Disparo de las bahías de línea:	
Jaguas hacia Guatapé 1 220 kV	
Jaguas hacia Guatapé 2 220 kV	Jaguas
Jaguas hacia Malena 220 kV	
Transformador de Jaguas 10 MVA 230/13.8 kV	
Disparo del circuito Urrá - Urabá 1 230 kV	Urabá
Disparo de la línea Comuneros - Cira Infantas 230 kV	
con una potencia de 25.3 MW	Cira Infantas
Disparo de los circuitos:	
San Mateo hacia Paraíso 1 230 kV	
con una potencia de 163 MW y	San Mateo (Bogotá)
San Mateo hacia Tunal 1 230 kV	
con una potencia de 141 MW	

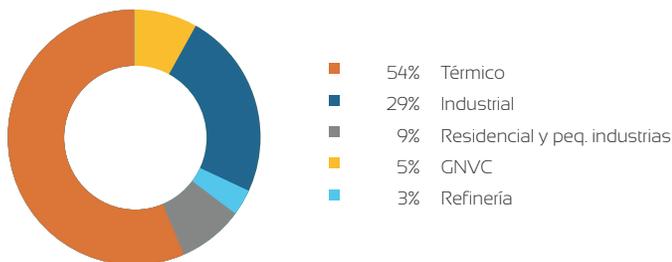
Gráfica 6
Suministro Costa enero 2010 - septiembre 2010



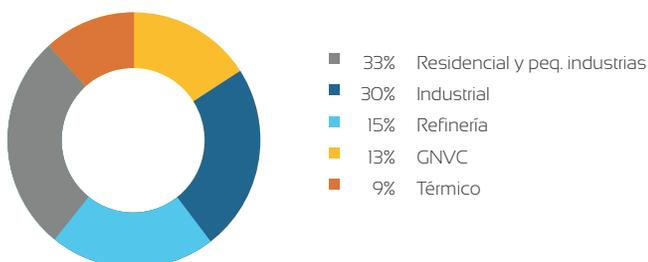
Gráfica 7
Suministro Interior enero 2010 - septiembre 2010



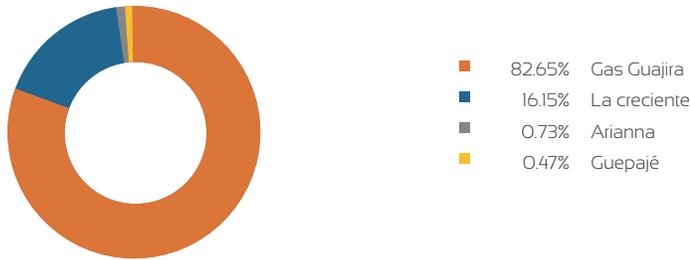
Gráfica 8
Transporte Costa enero 2010 - septiembre 2010



Gráfica 9
Transporte Interior enero 2010 - septiembre 2010

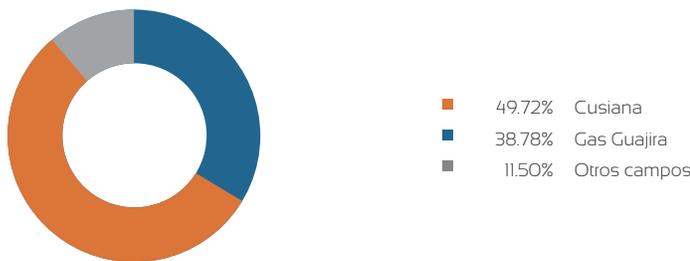


Gráfica 10
Porcentaje por campo en la asignación de gas natural en la Costa



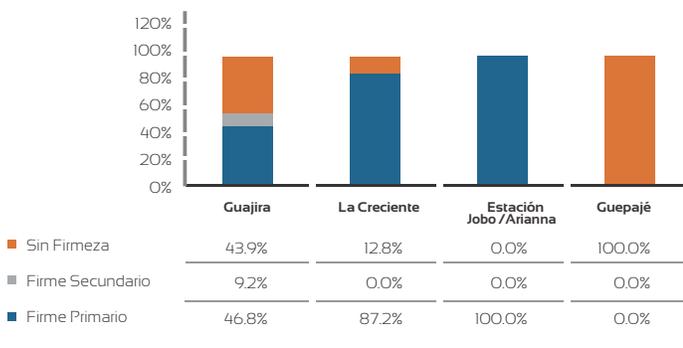
La Guajira es el campo más importante para el suministro de gas natural en la Costa Atlántica. Tuvo un promedio del 82.65% de participación en el suministro para la Costa durante el mes de enero de 2010 hasta septiembre del mismo año.

Gráfica 11
Porcentaje por campo en la asignación de gas natural en el interior

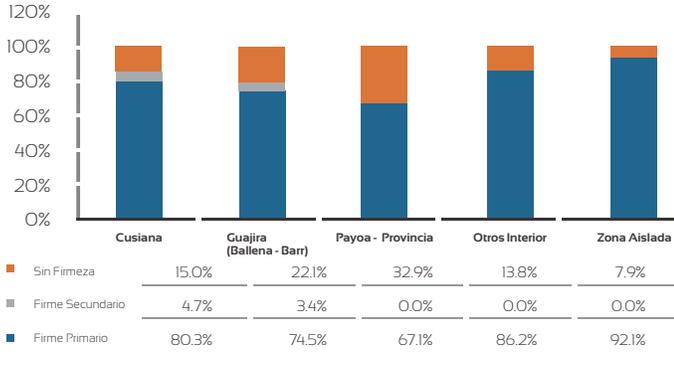


En el interior del país, Cusiana es el campo más importante para el suministro de gas natural. Tiene en promedio una participación del 49.72% desde el mes de enero de 2010 hasta septiembre del mismo año.

Gráfica 12
Asignación del gas por campo y tipo de contrato en la Costa - GBTUD



Gráfica 13
Asignación del gas por campo y tipo de contrato Interior - GBTUD



XM 5 AÑOS

INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO

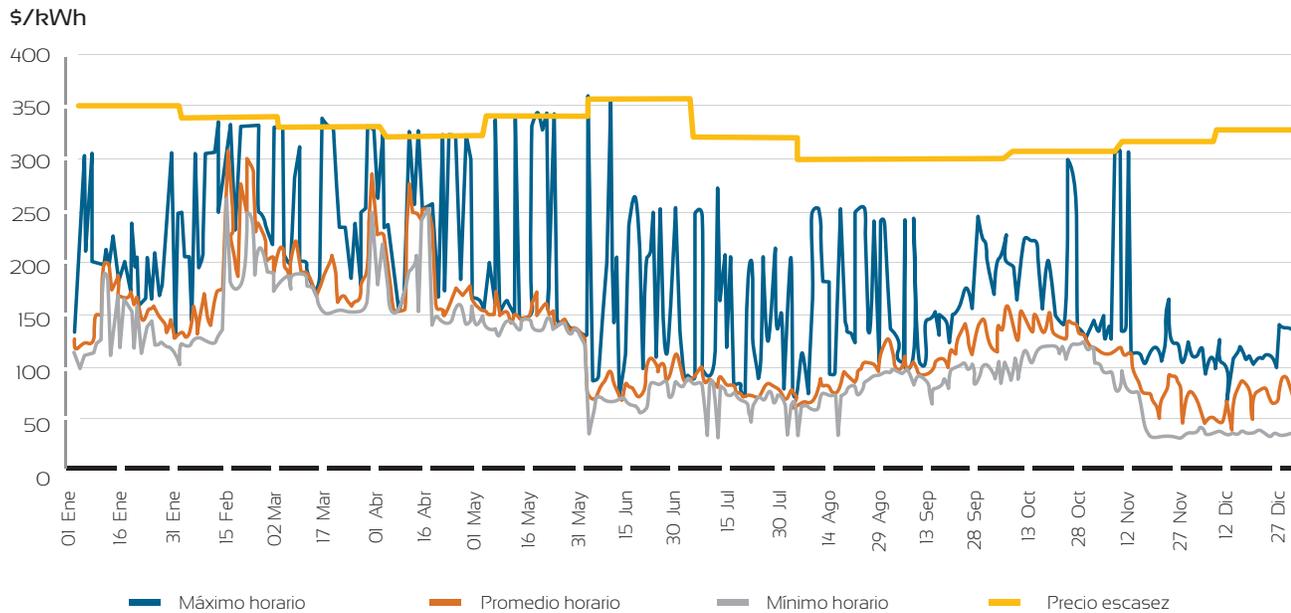
TRANSACCIONES DEL MERCADO MAYORISTA

TRANSACCIONES DEL MERCADO MAYORISTA

El precio de bolsa en 2010 presentó un decrecimiento anual del 6.6%, al pasar de un promedio anual en 2009 de 139.56\$/rWh a 130.35\$/rWh en 2010. Por su parte, el precio promedio anual de contratos creció en un 5.0%, con 104.74\$/rWh en 2009 y 109.94\$/rWh en 2010.

Para el año 2010 el valor del precio de bolsa horario máximo se presentó el día 10 de junio con un valor de 360.66\$/rWh en el periodo 20, superando el precio de escasez (358.79\$/rWh) y el valor mínimo se presentó el día 12 de julio con un valor de 32.03\$/rWh en los periodos 1 al 5. (Ver gráfica 1). En 2010, se presentaron 17 días en los que el precio de bolsa superó al precio de escasez.

Gráfica 1
Comportamiento precio de bolsa y escasez



La gráfica 2 muestra la evolución en los últimos cuatro años del precio promedio ponderado mensual de bolsa y de contratos por tipo de mercado en pesos constantes de diciembre de 2010, donde se observan altos precios de bolsa en el segundo semestre de 2009 y en el primer semestre 2010, período en el cual se desarrollaba El Niño 2009 - 2010, superaron ampliamente a los precios de los contratos regulados y no regulados.

El volumen total transado por compra venta de energía en el MEM fue de \$10.1 billones, cifra que superó por más de \$0.3 billones el volumen transado en 2009 (9.7 billones). (Ver tabla 1).

Gráfica 2
Comportamiento del precio de bolsa, precio contratos mercado regulado (Mc) y no regulado

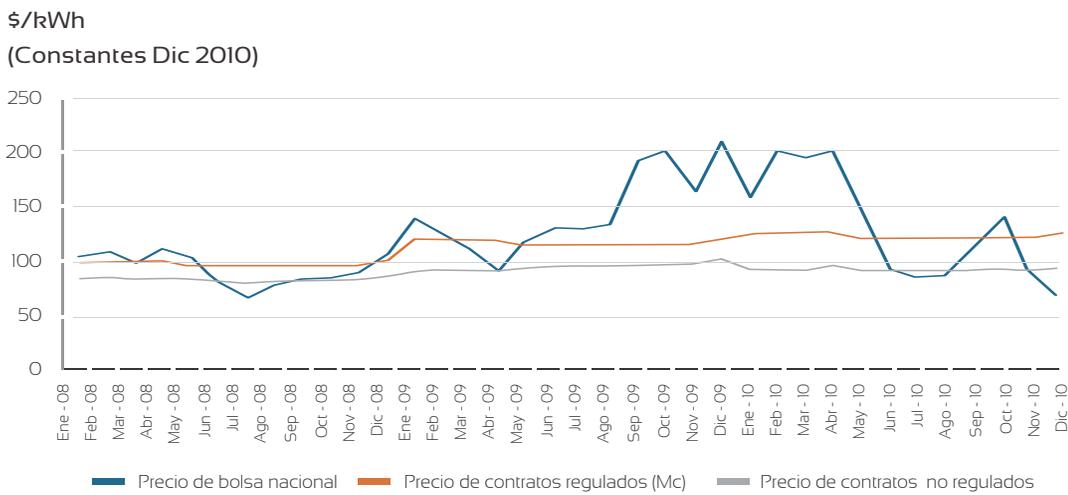
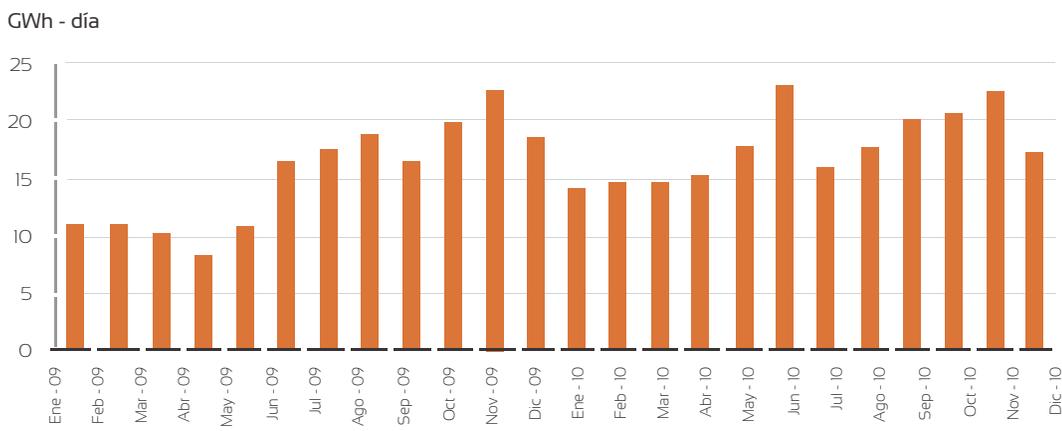


Tabla 1. Transacciones mercado miles de millones en pesos corrientes

Concepto	2009	2010	Crecimiento
Contratos	6,670,480	6,986,575	5%
Bolsa Nacional	2,503,255	2,378,933	-5%
Restricciones	281,677	424,975	51%
Responsabilidad Comercial AGC	174,863	188,545	8%
Servicios CND - ASIC	66,496	70,169	6%
Desviaciones	9,552	5,626	-41%
Total transacciones del mercado	9,706,324	10,054,822	3.6%
Rentas de Congestión	27,817	7,047	-75%
Valor a Distribuir Cargo por Confiabilidad	1,620,050	1,451,636	-10%

Gráfica 3
Cantidades registradas en contratos de respaldo



En la gráfica 3 se muestra la evolución de las cantidades de energía promedio día respaldadas en el mercado secundario de energía firme del Cargo por Confiabilidad para los años 2009 y 2010. Se observa como las cantidades de respaldo registradas aumentan considerablemente durante los meses de octubre y noviembre, donde también se acumulan mantenimientos previos a la época de verano.

En la gráfica 3 se muestra la evolución de las cantidades de energía promedio día respaldadas en el mercado secundario de energía firme del Cargo por Confiabilidad para los años 2009 y 2010. Se observa como las cantidades de respaldo registradas aumentan considerablemente durante los meses de octubre y noviembre, donde también se acumulan mantenimientos previos a la época de verano.

Con relación a los intercambios internacionales de electricidad, Colombia cuenta con una capacidad de exportación de 535 MW a Ecuador y de 336 MW a Venezuela. Así mismo, desde estos países se pueden importar 395 y 205 MW, respectivamente. Durante 2010 se realizaron intercambios de energía sólo con Ecuador, exportándose hacia ese país un total de 797.7 GWh, valor inferior en un 25.9% frente al registrado en 2009. Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 9.7 GWh el cual también fue inferior con respecto al registrado en 2009 (20.8 GWh). Desde la implementación en 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad TIE con Ecuador, se han exportado a Ecuador alrededor de 9,500 GWh por un valor cercano a USD 800 millones (**Ver tabla 2**).

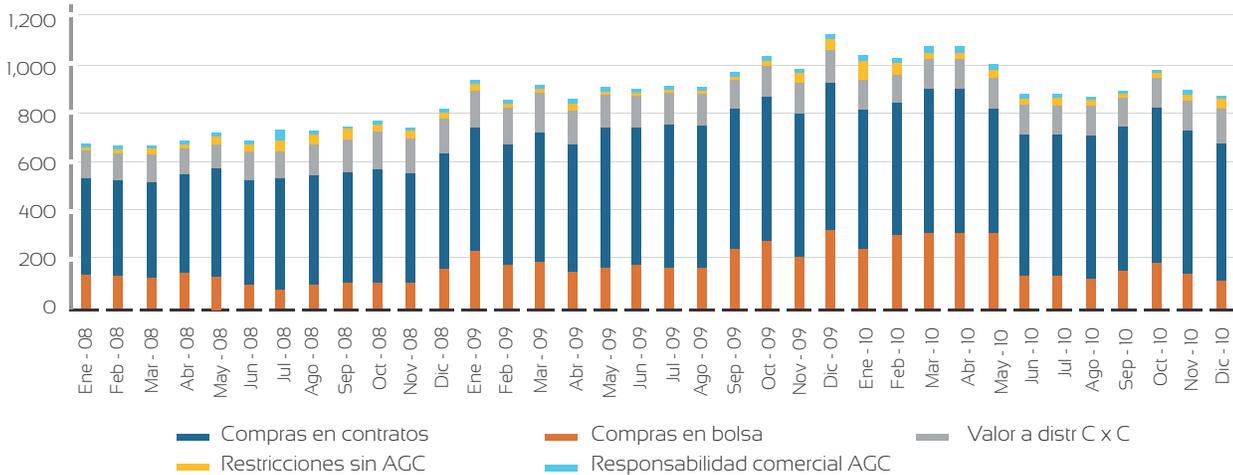
Tabla 2. Transacciones internacionales de electricidad -TIE-

Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2009	1,076.7	20.8	107,711.7	1,118.5
2010	797.7	9.7	73,812.0	565.0
Total desde 2003	9,437.7	225.7	777,956.5	9,102.7

ANEXOS TRANSACCIONES DEL MERCADO MAYORISTA

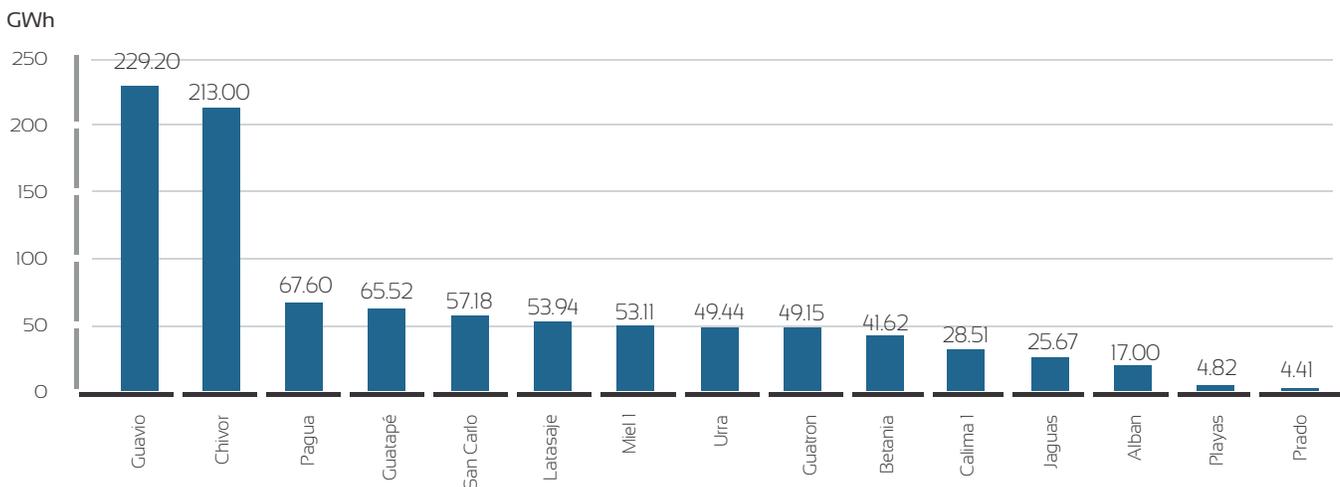
Gráfica 1
Evolución principales conceptos ASIC (Miles de millones de pesos)

Miles de millones de pesos
(Corrientes)



Durante el segundo semestre de 2010 se observa una disminución en los volúmenes en pesos, transados en la Bolsa, principalmente por la disminución del precio de bolsa al inicio de La Niña.

Gráfica 2
Energía vendida y embalsada por recurso. Resolución CREG O10 de 2010

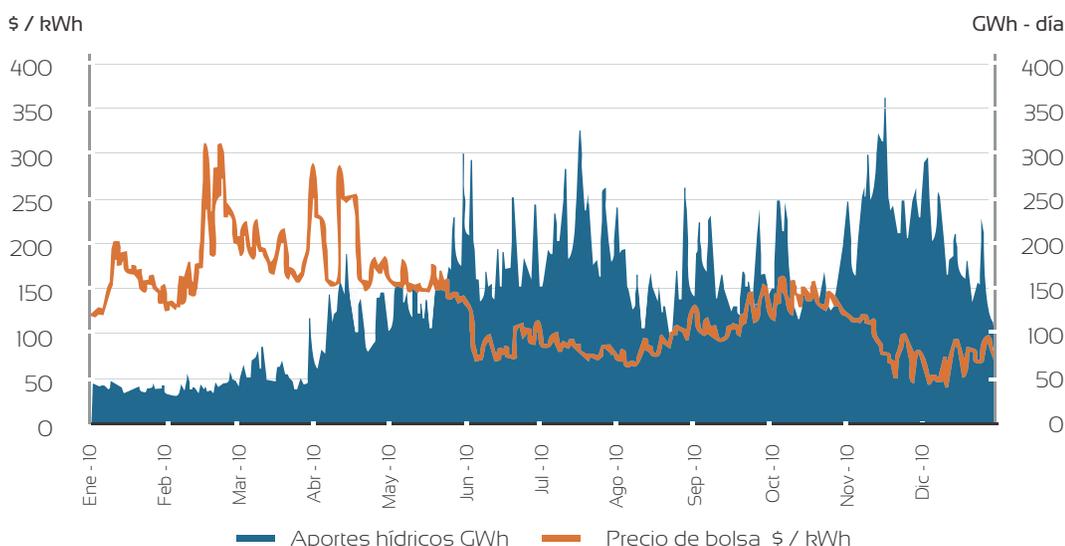


El 26 de julio de 2010 finalizó la entrega de la energía que se embalsó (960.2 GWh) en virtud de la aplicación, desde febrero 15 de 2010, de la Resolución CREG O10 de 2010, en la cual se estableció un mecanismo mediante el cual el sistema adquiría la energía ofertada por los generadores hidráulicos, al precio ofertado, cuando la planta se encontraba por debajo del 80% de su nivel de embalse y su energía embalsada permitía que generara las 24 horas.

Tabla 1. Fechas en que el precio de bolsa superó al de escasez

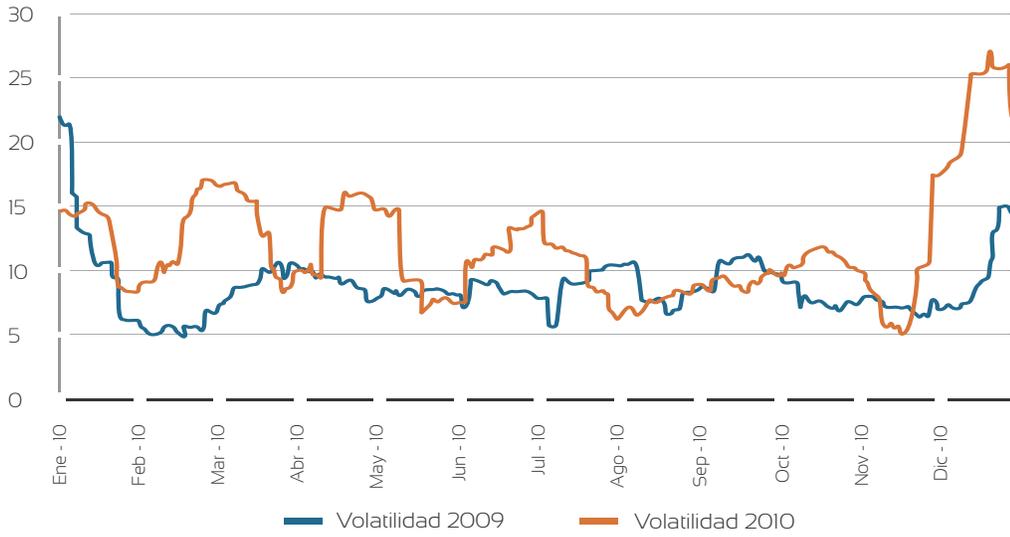
Días de 2010	Nº veces superado	Suma periodos superados Pbolsa - Pescasez	Promedio periodos superados Pbolsa - Pescasez
Feb 13	1	1.113	1.113
Feb 25	2	0.783	0.392
Mar 03	2	0.014	0.007
Mar 04	1	0.449	0.449
Mar 16	1	5.953	5.953
Abr 03	1	0.730	0.730
Abr 11	8	11.036	1.379
Abr 12	1	2.673	2.673
Abr 14	1	2.875	2.875
May 07	3	7.144	2.381
May 13	1	0.569	0.569
May 19	3	8.827	2.942
May 20	1	0.643	0.643
May 22	1	3.436	3.436
May 24	2	6.002	3.001
Jun 04	1	1.176	1.176
Jun 10	1	1.857	1.857
17 días	31 veces	55.279	1.783

Gráfica 3
Precio de bolsa y aportes hídricos en GWh



Gráfica 4
Volatilidad precio de bolsa

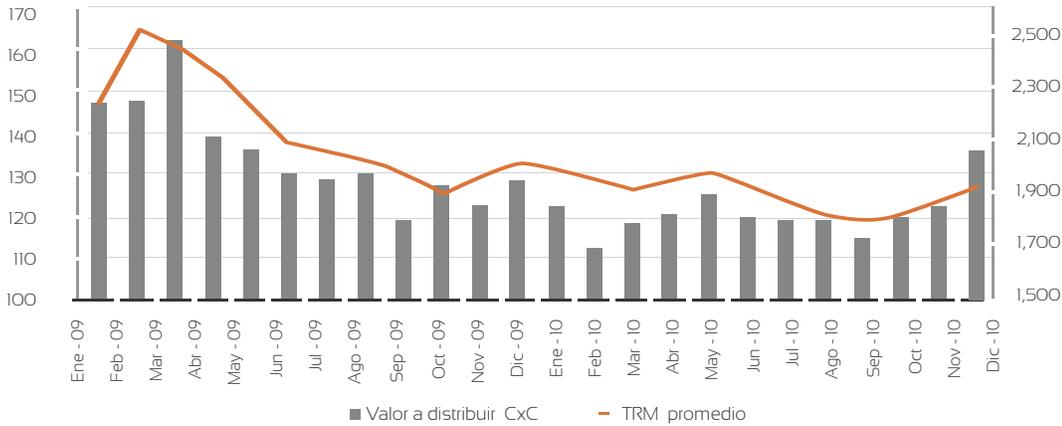
% Volatilidad



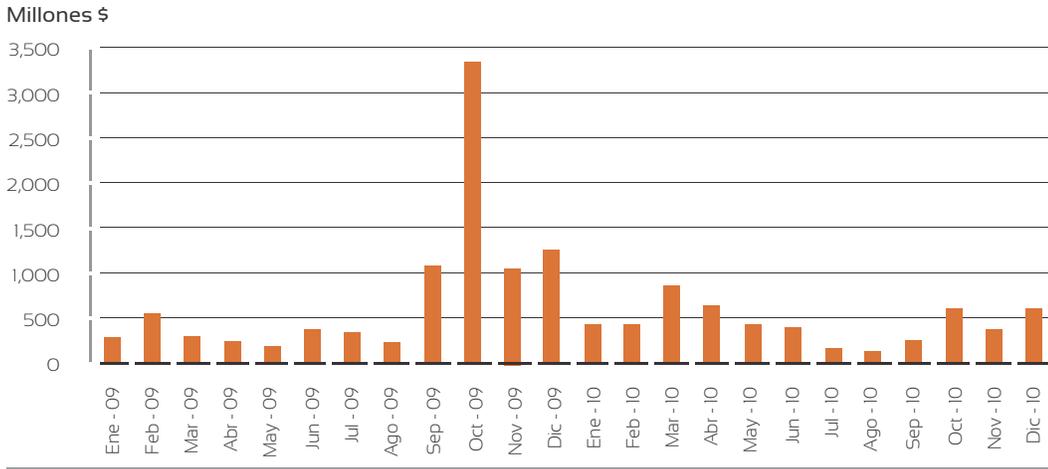
Gráfica 5
Valor a distribuir de cargo por confiabilidad y TRM promedio del mes

Miles de millones \$

COP / USD



Gráfica 6
Pagos por desviaciones del programa de generación



Gráfica 7
Intercambios internacionales de energía

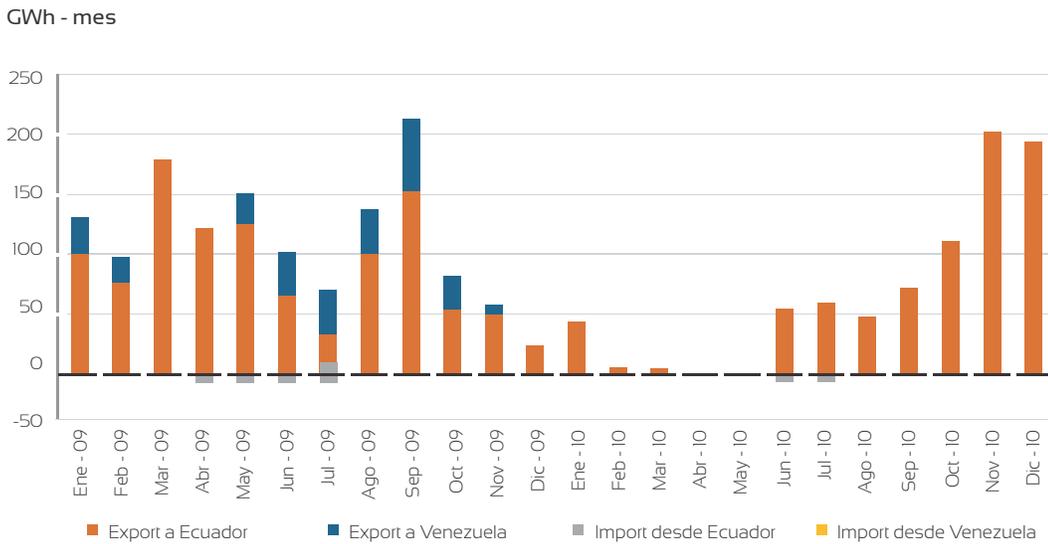
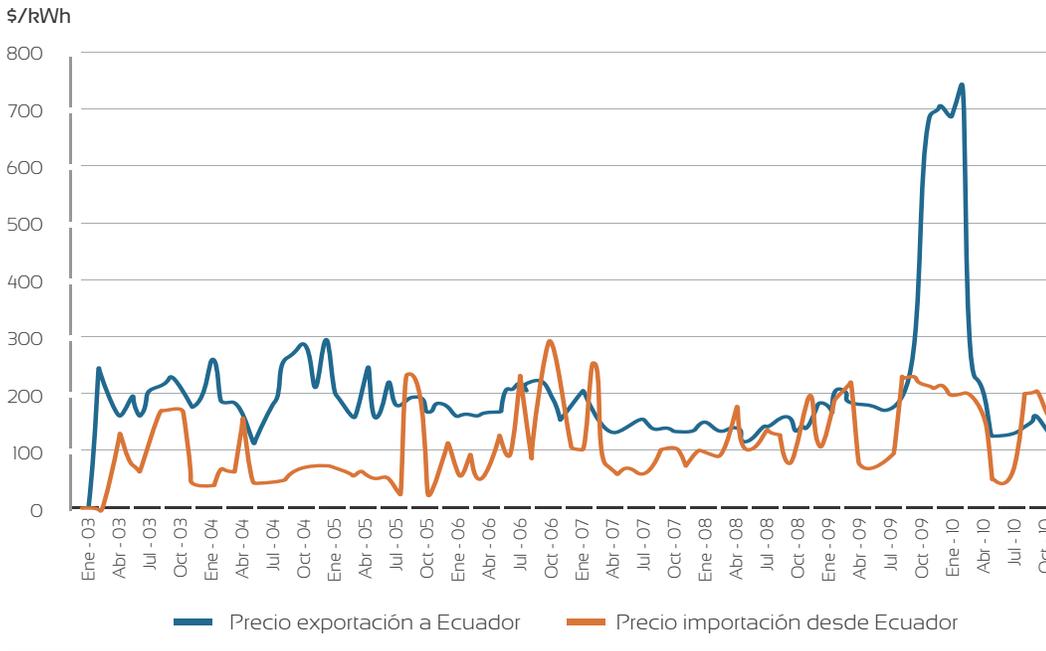


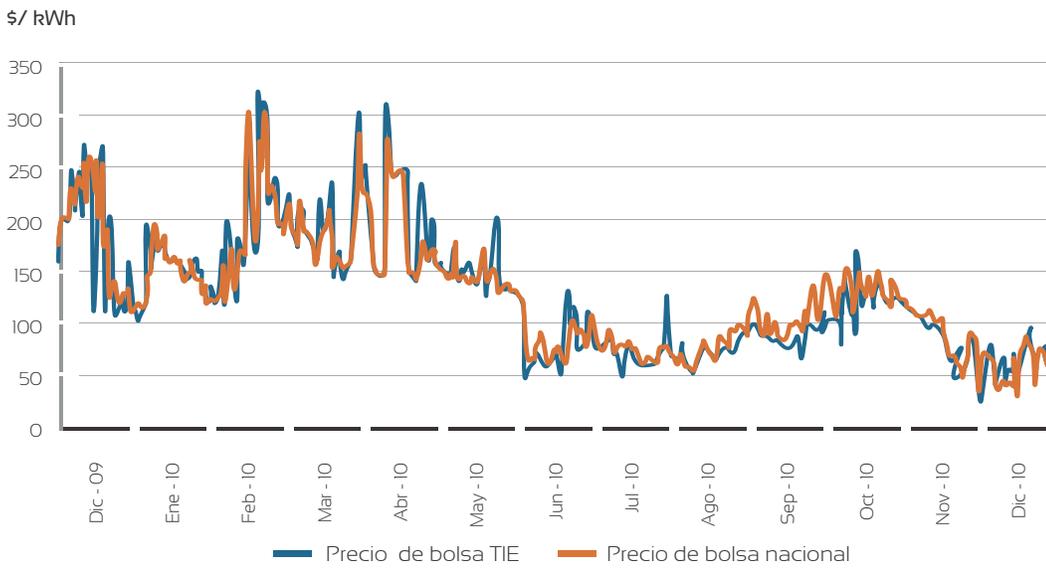
Tabla 2. Transacciones TIE entre Colombia y Ecuador

Fecha	Energía (GWh)		Valor (Miles de US\$)		
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Rentas de Congestión
Ene-10	43.3	0.1	15,329.2	15.4	0.8
Feb-10	4.8	1.2	1,669.0	120.3	0.6
Mar-10	5.3	0.9	2,063.0	95.2	0.3
Abr-10	0.3	0.6	33.4	61.8	0.5
May-10	0.8	0.8	84.6	64.2	2.2
Jun-10	53.3	2.0	3,503.3	54.8	635.6
Jul-10	59.0	3.0	3,967.0	68.0	582.2
Ago-10	52.0	0.5	3,845.1	17.4	603.6
Sep-10	72.4	0.2	5,607.4	27.5	628.9
Oct-10	110.6	0.3	9,870.8	37.1	77.3
Nov-10	202.9	0.0	15,282.0	0.9	2,131.7
Dic-10	193.0	0.0	12,557.4	2.2	2,828.2
Total 2010	797.7	9.7	73,812.0	565.0	7,491.8
Total 2009	1,076.7	20.8	107,711.7	1,118.5	12,628.4
Total 2008	509.8	37.5	35,908.4	2,309.4	7,417.1
Total 2007	876.6	38.4	66,269.4	1,336.0	20,398.6
Total 2006	1,608.6	1.1	127,104.5	50.0	56,865.0
Total 2005	1,757.9	16.0	151,733.7	509.8	75,581.0
Total 2004	1,681.1	35.0	135,109.1	738.0	76,825.7
Total 2003	1,129.3	67.2	80,307.7	2,476.0	44,347.7
Total historia	9,437.7	225.7	777,956.5	9,102.7	301,555.3

Gráfica 8
Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador



Gráfica 9
Precio de bolsa TIE y precio de bolsa Nacional



Con base en la Resolución CREG 160 de 2009, a partir del 4 de diciembre de 2009 se comenzaron a discriminar los precios de bolsa correspondientes a la demanda nacional y la demanda externa, tanto de Ecuador como de Venezuela, por tanto se produce la nueva variable Precio de bolsa TIE. Adicionalmente, las rentas de congestión se asignan en partes iguales para Colombia y Ecuador y durante condiciones de racionamiento interno, Colombia no estará obligada a exportar energía a otro sistema.

XM 5 AÑOS

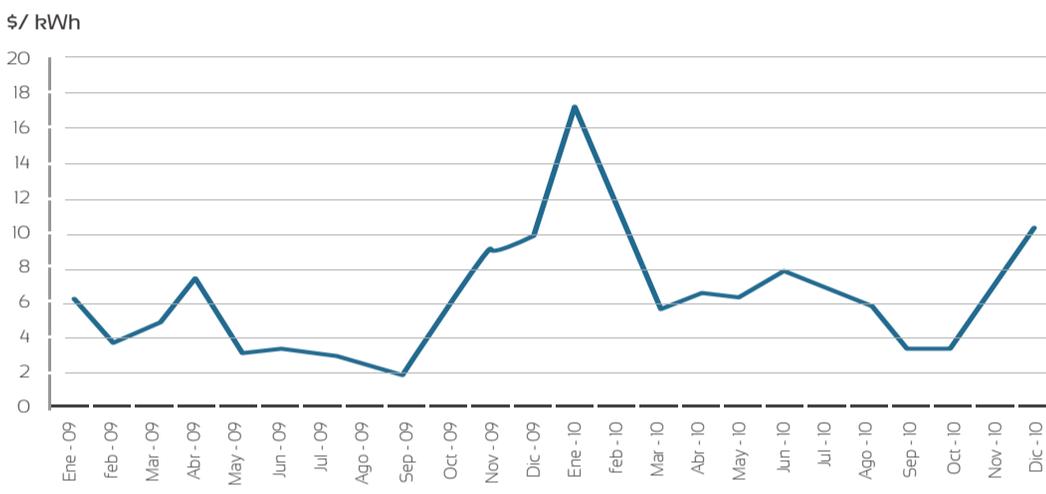
INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO

RESTRICCIONES

RESTRICCIONES

Durante 2010 el costo total de restricciones a cargo de la demanda fue de \$425 mil millones de pesos, 50.9% más que en 2009 (\$281.7 mil millones de pesos). El costo unitario de las restricciones promedio, es decir, el costo total del año dividido por la demanda comercial, fue de 7.47 \$/kWh para 2010 y de 5.03 \$/kWh para 2009 (ver gráfica 1).

Gráfica 1
Costo unitario restricciones en \$/kWh



No se incluyen los alivios a cargos asociados al componente de restricciones.

Respecto a la evolución del costo de restricciones, durante 2010, se presentó el mayor valor en enero de 2010 durante El Niño 2009-2010, donde se requirió generación con combustibles líquidos fuera de mérito para cumplir la referencia de generación térmica, debido a los mantenimientos del sector gas.

La tabla 1 presenta los costos asociados a las restricciones y los conceptos por los cuales se saldan estos costos. Los costos corresponden a la suma entre reconciliación positiva y el servicio de AGC. Luego, lo que no se pueda saldar con la reconciliación negativa y la responsabilidad comercial por AGC queda a cargo de la demanda como restricciones.

Tabla 1. Conceptos Asociados a las Restricciones en \$/kWh

+/-	Concepto de Liquidación	2009	2010	Dif (\$/kWh)
	Reconciliación Positiva	12.5	17.16	4.66
+	Servicio_AG C	9.39	8.85	-0.54
	Total Costos	21.89	26.01	4.12
-	Reconciliación Negativa	14.44	15.88	1.44
-	Responsabilidad Comercial AGC	3.12	3.31	0.19
=	Restricciones a cargo de la demanda	4.32	6.82	2.5

Entre los conceptos asociados a las restricciones, el principal crecimiento en 2010 se observa en el costo de la reconciliación positiva, el cual creció en 4.66 \$/kWh, aproximadamente un 37% más alto que en 2009. Es importante resaltar la aplicación a partir de agosto 11 de 2010 de la Resolución CREG 121 de 2010 en la cual se modificó el cálculo del precio de reconciliación negativa.

En tablas anexas a este capítulo se listan las obras y recomendaciones que se han identificado como claves en la reducción y/o eliminación de las restricciones eléctricas a futuro. Dicha identificación surge de la evaluación técnica y económica realizada en los distintos informes de planeamiento eléctrico trimestral de mediano plazo y semestral de largo plazo realizados por XM dentro de sus funciones de elaboración del planeamiento operativo. Estos proyectos y acciones permiten preservar las condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SIN, y reducir sobrecostos causados por la generación fuera de mérito y los riesgos de desabastecimiento debido al crecimiento de las restricciones eléctricas y operativas. Estas propuestas y recomendaciones son presentadas y discutidas tanto en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, así como en el Consejo Nacional de Operación incluyendo su comité y subcomités.

ANEXOS RESTRICCIONES

Gráfica 1
Costo unitario de conceptos asociados a restricciones

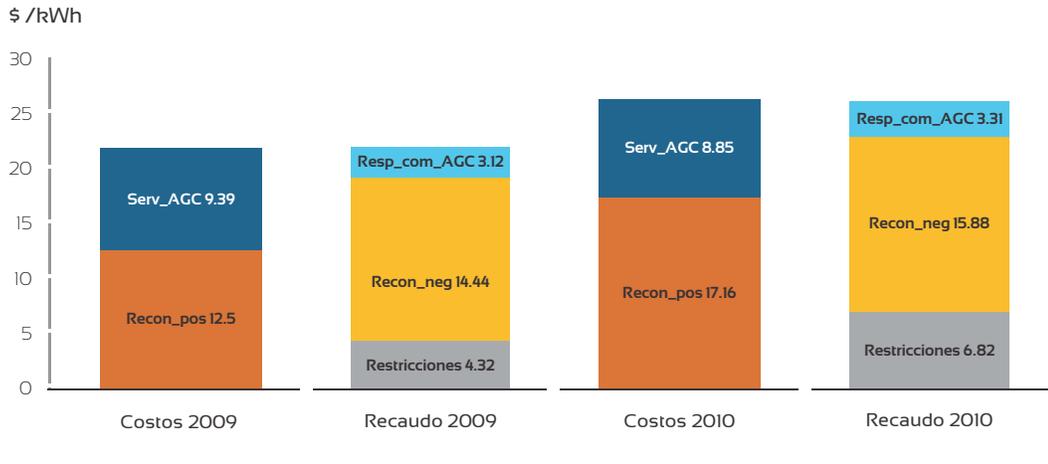


Tabla 1. Recomendaciones del mediano plazo para reducción de restricciones en el SIN

Subárea	Estado	Recomendación	Observaciones
Atlántico	En proceso de implementación	Entrada del nuevo transformador 220/110 kV en la subestación Flores	Disminuye la generación de seguridad requerida en la subárea Atlántico
Atlántico	En proceso de implementación	Esquema suplementario (ESPS) sobre los Transformadores de Tebsa 220/110kV	Minimiza el riesgo de colapso de la subárea Atlántico
Atlántico	Recomendado	Reconfigurar los circuitos Tebsa - Nueva Barranquilla y Nueva Barranquilla - Sabanalarga 1 a 220 kV en Tebsa - Sabanalarga 4 a 220 kV	Minimiza los techos a la generación de la subárea Atlántico durante escenarios donde se prevea una alta generación en un período de tiempo prolongado
Atlántico	Recomendado	Operar la barra de Termoflores 110 kV seccionada	Minimiza el atrapamiento de generación de las plantas Flores 1 y Flores 4 al tener altos despachos en estas
Bolívar	En proceso de implementación	Esquema suplementario sobre los Transformadores de Ternera 220/66 kV y sobre los circuitos Cartagena - Chambacú 66 kV y Ternera - Zaragocilla 66 kV	Minimiza el riesgo de colapso de la subárea Bolívar
Bolívar	Recomendado	Reconfigurar el circuito Bolívar - Ternera a 220 kV y energizar un transformador adicional en la subestación Ternera	Minimiza los efectos y riesgos que produce la entrada del proyecto El Bosque
Bolívar	Recomendado	Entrada en operación del proyecto Bosque e implementar un esquema asociado al disparo del transformador Bosque 220/66 kV cuando entre en operación este proyecto.	Minimiza la generación de seguridad de la subárea Bolívar, así como el riesgo de colapso de la misma.
GCM	Implementado	Esquema suplementario sobre los transformadores de Santa Marta 220/110 kV	Minimiza el riesgo de colapso del departamento de Magdalena
GCM	Implementado	Operar abierto el anillo de la subestación Río Córdoba 110 kV al tener altas transferencias entre Fundación y Santa Marta	Minimiza el riesgo de sobrecarga del transformador Fundación 220/110 kV
Córdoba - Sucre	Recomendado	Instalación de compensaciones capacitivas en el área	Alivia temporalmente las sobrecargas que se pueden presentar en los transformadores de la subestación Chinú en escenarios de alta demanda
Córdoba - Sucre	Recomendado	Esquema suplementario sobre los transformadores de Chinú 500/110 kV	Minimiza el riesgo de colapso de la subárea Córdoba - Sucre
Nordeste	Recomendado	Dar prioridad a la entrada en operación del nuevo transformador en la subestación Piedecuesta 230/115 kV	Incrementa la máxima demanda atendible por los transformador 230/115 kV en estado estacionario.
Nordeste	Recomendado	Esquema suplementario sobre los transformadores de Barranca 220/115 kV y en el circuito Barranca Real Minas 115 kV (posterior a la entrada del transformador de Piedecuesta).	Minimiza el riesgo de colapso del departamento de Santander
Nordeste	Recomendado	Cerrar los enlaces Ínsula - Belén y Tibú - Convención e implementar un Esquema Suplementario de Deslastre de Carga en la subestación Ocaña	Minimiza el riesgo de colapso del departamento de Norte de Santander
Nordeste	Recomendado	Esquema suplementario sobre los transformadores de Paipa 230/115 kV	Minimiza el riesgo de colapso de los departamentos de Boyacá y Arauca
Oriental	Recomendado	Esquema suplementario (RAG) que disminuya la generación en la cadena Pagua cuando se presenten contingencias en los circuitos Guaca La Mesa a 230 kV	Minimiza el techo a la generación de las plantas del área Oriental
Oriental	Recomendado	Expansión de la red de 115 kV del Área Bogotá debido a la entrada del transformador de Torca	Minimiza la generación de seguridad requerida en el área Oriental para cubrir contingencias en la red de 115 kV
Oriental	Recomendado	Esquema suplementario sobre los transformadores de La Reforma 230/115 kV	Minimiza el riesgo de colapso de la subárea Meta
Suroccidental	Implementado	Operar la subestación Termoyumbo 115 kV seccionada.	Minimiza la cargabilidad en estado estacionario de los ATR de Yumbo 230/115 kV sin cambiar de forma significativa la generación mínima.
Suroccidental	Recomendado	Instalar la compensación reactiva prevista para algunas subestaciones a 230 kV del área Suroccidental	Minimiza la generación de seguridad necesaria en la central Betania para el control de tensiones del área.
Suroccidental	Recomendado	Aumentar la capacidad de transformación 230 /115 kV en las subestaciones del Valle del Cauca.	Reduce la probabilidad de sobrecarga en estado estable y ante contingencia N-1 de los transformadores del Valle.
Suroccidental	Recomendado	Hasta la entrada en operación de transformación en la red del Valle, se recomienda instalar un esquema suplementario de deslastre de carga por baja tensión en la red norte del Valle del Cauca (subestaciones Cartago, La Unión, Zarzal, Buga)	Para demandas altas, salida del transformador de Cartago 220/115/13.2kV, sobrecarga y disparo de Dos Quebradas La Rosa 115kV y bajas tensiones en las subestaciones del norte del Valle del Cauca.
Suroccidental	En proceso de implementación	Dar prioridad a la entrada del ATR 2 230/115 kV de la subestación Mirolando.	Minimiza el riesgo de desatención de demanda en la subárea Tolima, en especial la de la ciudad de Ibagué.
Suroccidental	Recomendado	Dar prioridad a la entrada del circuito 2 Pance Santander a nivel de 115kV.	Aumenta la capacidad de exportación a Ecuador, especialmente en periodos de demanda media.
Suroccidental	En proceso de implementación	Aumento en la capacidad de transporte de los circuitos Prado - Natagaima, El Bote - Natagaima y Natagaima - Tuluni a nivel de 115 kV	Evita el atrapamiento de la generación de la central Amoyá

Tabla 2. Recomendaciones del largo plazo para reducción de restricciones en el SIN

IPOELP	Recomendación	Año entrada	Estado	Observaciones
2010-II	Reconfigurar el circuito Fundación Sabanalarga l 220 en Flores Fundación 220 y Flores Sabana 220	2014	Recomendado	Elimina el atrapamiento en el área Atlántico
2010-II	Segundo circuito Fundación Copey 220	2014	Recomendado	Elimina generación de Seguridad en Guajira ante contingencia en transformador de El Copey. Evita atrapamiento de Generación en Caribe ante contingencia Bolivar- Copey 500 kV
2010-II	Segundo Circuito Bolívar - Cartagena 220 kV	2013	Plan 2010-2024	Aumento de importación del Área Bolívar. En visión de Largo Plazo UPME
2010-II	Compensación de 20 MVAr en el Carmen 110 kV	2013	Plan 2010-2024	Aumento de importación del Área Bolívar.
2010-II	Reconfigurar el circuito Ocaña Copey 500 en Ocaña Drummond 500 y Drummond Copey 500 kV. Transformación 500/220 kv en Drummond y conexión de su carga industrial.	2014	Recomendado	Dada la urgencia de Drummond, esta conexión no es viable en el mediano plazo. Se contempla conexión desde Copey 500 kV
2010-II	Implementar el circuito Bolívar Sabanalarga 500 kV	2013	Recomendado	Aumenta la importación del área Caribe.
2010-II	Compensación capacitiva de 60 MVAr en pasos de 10 MVAr en Pacífic Rubiales 220kV	2013	Recomendado	Evita activación de restricciones por problemas de tensión en área oriental
2010-II	Implementar un el proyecto Norte a nivel de 500 kV. Circuito Sogamoso Norte 500, Circuito Bacatá Norte 500. Transformador Norte 500/115 y 500/230	2016	Recomendado	Mejorar la importación y los perfiles de tensión en el Área Oriental.
2010-II	Mantener en operación la compensación capacitiva en Tunal y Noroeste.	N.A	Recomendado	Hacen parte de la fuentes de reactivos del area oriental y que facilitan el control de tensiones.
2010-II	Doble circuito Porce Comuneros 220 kV, Segundo circuito Sogamoso Guatiguará 220 kV, y repotenciar circuito Sogamoso Barranca como mínimo a 1 kA.	2013	Recomendado	Evitar atrapamiento de generación y generación de seguridad asociada a la carga de Ecopetrol en Comuneros 220 kV
2010-II	Reforzar la conexión entre San Carlos y Primavera a 230 kV a través de un doble circuito. Los campos requerido en la subestación San Carlos 220 kV para esta conexión se pueden obtener tras reconfigurar los circuitos Guatapé San Carlos 220 kV y La Sierra San Carlos 220 kV en Guatapé La Sierra 220 kV.	2013	Recomendado	Refuerzo de la nueva área propuesta.
IPOELP	Recomendación	Año entrada	Estado	Observaciones
2010-II	Reforzar la conexión entre San Carlos y Primavera a 230 kV a través de un doble circuito. Reconfigurar los circuitos Guatapé San Carlos 220 kV y La Sierra San Carlos 220 kV en Guatapé La Sierra 220 kV.	2013	Recomendado	Refuerzo de la nueva área propuesta.
2010-II	Adicionar un transformador 500/230 kV en Primavera	2013	Recomendado	Refuerzo de la nueva área propuesta.
2010-II	Interconectar a 500 kV las plantas Porce III, Porce IV y Sogamoso	2013	Recomendado	Refuerzo de la nueva área propuesta.
2010-II	Las subestaciones de 230 kV y 500 kV de la nueva área propuesta deben ser de configuración mínima Interruptor y Medio. Las S/E Cerromatoso, Primavera e Ituango 500 kV deben ser doble interruptor.	2013-2019	Recomendado	Aumento de la confiabilidad en la operación del SIN
2010-II	Se recomienda hacer una repotenciación de Primavera y Sabanalarga 220 kV antes del 2019. Realizar el seguimiento a las corrientes de cortocircuito de las Subestaciones :La Mesa 220 kV, Comuneros 220 kV, Torca 220 kV, Yumbo 220 kV, La Reforma 220 kV y Tebsa 220 kV	Antes de 2019	Recomendado	Aumento de corrientes de cortocircuito cercanas a las capacidades de diseño.

IPOELP	Recomendación	Año entrada	Estado	Observaciones
2010-I	Circuito Montería - Urabá 220 kV, Circuito Montería - Urrá 220 kV Chinú - Montería 220 kV	2014	Recomendado	Recomendado para mejorar la confiabilidad en la atención de la demanda en Urabá, Urrá y Montería. Reducir cargabilidad de transformadores de Chinú 500/110
2010-I	Compensación capacitiva de 2x72 MVAR en la subestación Cartagena 220 kV y 2x60 MVAR en la subestación Valledupar 220 kV	2015	Recomendado	Recomendado para mejorar los límites de importación a Caribe
2010-I	Cambio del reactor de línea Sogamoso - Ocaña 500 kV en Ocaña de 120 MVAR a 60 MVAR, esto se debe a la reducción de esta línea con la entrada del proyecto Sogamoso 500 kV	2015	Recomendado	
2010-I	SVCde 250 MVA en Nordeste	2015	Recomendado	Aumentar importación a Caribe
2010-I	Circuito San Felipe - Miro lindo - Betania (2do Circuito)	2013	Recomendado	
2010-I	Segundo transformador en San Marcos 500/230	2014	Recomendado	Recomendado para mejorar los límites de importación a Suroccidente
2010-I	Circuito San Marcos - Alférez 500 kV	2015	Recomendado	Recomendado para aumentar los límites de importación al Área Suroccidental
2010-I	Circuito Virginia - Alférez 500 kV	2015	Recomendado	Recomendado para aumentar los límites de importación al Área Suroccidental
2010-I	Circuito Nueva Esperanza - Virginia 500 kV	2015	Recomendado	Recomendado para aumentar los límites de importación al Área Suroccidental y Oriental
2010-I	Reforzar la conexión entre las centrales Porce III - Porce IV y Sogamoso, así mismo, entre San Carlos y Primavera 230 kV	2010	Recomendado	Recomendado para fortalecer el área propuesta
2010-I	Se recomienda crear una nueva área, conteniendo 5000 MW de generación.	2014	Recomendado	Máximo aprovechamiento del recurso

IPOELP	Recomendación	Costo inversión (\$kWh)	Año entrada	Estado	Observaciones
2009-II	ESPS RAG Barranquilla con entrada de Flores IV	N/A	2011	Recomendado	
2009-II	ESPS DAC/RAG Transformación en Bello	N/A	2011	Recomendado	
2009-II	Capacidad Sogamoso - Guatiguara 220 kV superior a 1000 A con entrada de Hidrosogamoso	N/A	2013	Recomendado	
2009-II	Proyecto Chivor - Norte Bogotá - Bacatá 230 kV	0.19	2013	Plan 2010-2024	
2009-II	Ampliación transformación 500/230 kV en Virginia y San Marcos	0.09	2014	Plan 2010-2024	
2009-II	Proyecto San Felipe - Miro lindo - Betania 1 y 2 a 230 kV+ Comp. Serie	0.21	2014	Recomendado	Sin viabilidad por parte de UPME
2009-II	Proyecto Nueva Esperanza - Virginia - San Marcos 500 kV	0.56	2015	Plan 2010-2024 /17	
2009-II	Instalación de interruptores en los reactores de línea a 500 kV, saliendo de San Carlos	N/A	2011	Recomendado	
2009-II	Conversión a Doble Interruptor de las S/E Cerromatoso, Primavera y Virginia 500 kV	N/A	2014	Recomendado	
2009-I	Proyecto Bello - Guayabal - Ancón 230 kV	N/A	2019	Plan 2010-2024	Requiere definición regulatoria urgente
2009-I	Segundo Circuito Bolívar - Cartagena 220 kV	N/A	2011	Plan 2010-2024	En visión de Largo Plazo UPME
2009-I	Ampliación transformación en Bosque o ESPS	N/A		Recomendado	
2009-I	Ampliación transformación en Tebsa + refuerzo en STR Barranquilla	N/A	2010	Recomendado	Es una recomendación reiterativa
2009-I	Corrección Factor de Potencia en Santander	N/A	2010	Recomendado	Es una recomendación reiterativa
2009-I	Proyecto Armenia 230/115 kV	N/A	2011	En Convocatoria	En fase de comentarios
2009-I	Reactores en Área Sur 3x25 Mvar	N/A	2010	En Convocatoria	En fase de comentarios Requerimiento urgente en la red
2009-I	Reactor de 25 Mvar con entrada de Quimbo	N/A	2014	Plan 2009-2023	

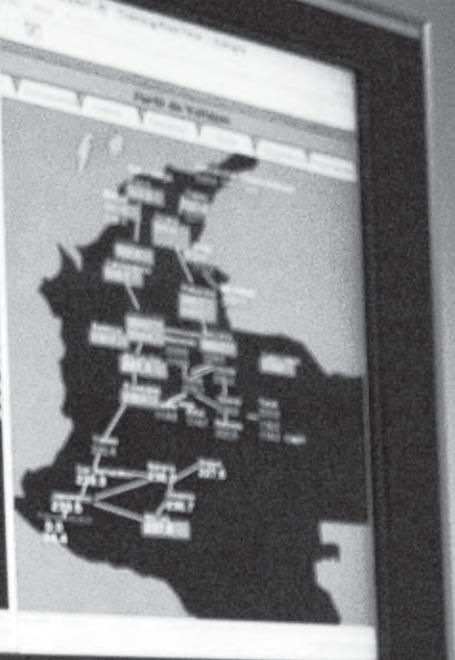
IPOELP = Informe planeamiento operativo y eléctrico de largo plazo

XM 5 AÑOS

EPM	
Ancon	119
Barbosa	120
Belen	117
Bello	114
Castilla	117
Central	117
Cocorna	117
Colombia	116
Cordova	113
Envigado	110
Girardota	118
Guadalupe	113
Guatapé	115
Guayabal	118
Horizonte	117
Itagi	119
Miraflores	116
Occidente	114
Oriente	113
P. Blanca	110
Playas	114
Publido	118
Pto. Nare	116
Tambo	112
Triplero	107
Triplero	118
Rionegro	110
Rodeo	118
San Diego	118
Villa Hermosa	114
Zamora	119

ATLANTICA	
Aguacilán	0.0
Calles	117
Cartago	116
Cedera	0.0
Guachí	116
Sancti Spiritus	0.0
San Juan	0.0
San Mateo	115
Santa Bárbara	117
Tambo	0.0
Turkey	119
San Antonio	119
San Luis	118
San Marcos	119
Santa Bárbara	119
Tambo	0.0

MAGDALENA	
Cartago	117
San Antonio	119
San Luis	118
San Marcos	119
Santa Bárbara	119
Tambo	0.0



SINAIT	
Nombre	
Apellido	
Fecha de nacimiento	
Sexo	
Estado civil	
Profesión	
Dirección	
Celular	
Correo electrónico	

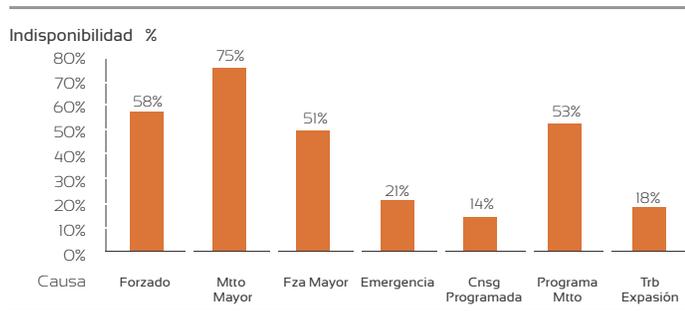
TRANSPORTE

TRANSPORTE

Índice de disponibilidad de activos

La gráfica 1 muestra el porcentaje con referencia al número de horas totales del año 2010 de las indisponibilidades de los activos del Sistema de Transmisión Nacional -STN- para las diferentes causas.

Gráfica 1
Indisponibilidad activos STN año 2010

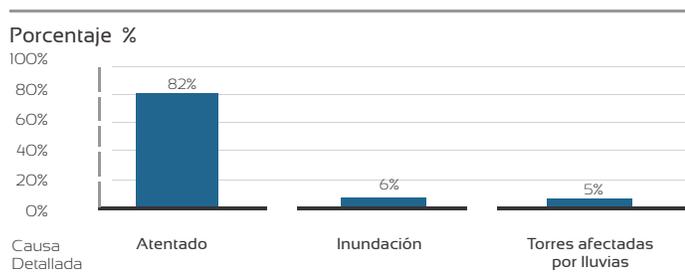


Las horas de indisponibilidad de los activos del STN con causa forzada alcanzaron un 58% con respecto a las horas totales del año 2010, siendo la mayor causa no programada que ocasionó indisponibilidad en los activos del STN.

Dentro de las causas detalladas por las cuales se presentan eventos forzados se encuentran: disparos de circuitos por descargas atmosféricas, actuación de protecciones por baja presión del SF6 o bajos niveles de aceite en los interruptores, problemas en los mecanismo de cierre de seccionadores e interruptores, acercamiento de árboles a las líneas, aves en los bujes de transformadores, actuación de protecciones por desbalance de corrientes y por diferentes fallas.

Para los eventos que ocasionan indisponibilidades por causa Fuerza Mayor se tiene que aproximadamente el 82% del total de las horas indisponibles por esta causa se debieron a atentados a la infraestructura eléctrica, el 6% a inundaciones en el área Caribe y el 5% a torres afectadas por deslizamientos o erosiones de tierra debida a la fuerte temporada de lluvias.

Gráfica 2
Causa detallada indisponibilidad eventos de fuerza mayor



Para las indisponibilidades causadas por consignación de emergencia de los activos del STN se tiene que aproximadamente el 28% de éstas se deben a intervenciones y/o cambios en equipos como PT's, CT's, pararrayos, interruptores, seccionadores, transformadores, entre otros; el 21% a corrección de los bajos niveles de SF6, aceite y fugas, y el 19% a intervenciones en las torres, cambio de conectores, cambio de aisladores, entre otros.

Probabilidades de falla de los subsistemas eléctricos

Para el año 2010 se tiene que el promedio de las probabilidades de falla de los subsistemas eléctricos es de 1.9098. Con respecto a este valor medio, aproximadamente el 95% de los subsistemas eléctricos tiene una probabilidad de falla inferior, mientras que el restante 5% posee un probabilidad de falla superior al valor medio.

Cargos por uso del STN y del STR

En la tabla 1 se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional -STN- en 2009 y 2010.

Tabla 1. Cargos por uso del STR - millones de pesos

Agentes	Cargo	2009	2010
Comercializador/Generador	Pago Bruto (1)	1,177,455.5	1,186,820.5
	Compensación (2)	244.4	273.5
	Neto (3)	1,177,211.1	1,186,547.0

- (1) Pago Bruto: Es el ingreso regulado de los transmisiones nacionales sin incluir compensaciones.
- (2) Compensación: es el valor a descontar al ingreso regulado de los transmisores nacionales en caso de que los activos que éstos representan no hayan cumplido con los índices de disponibilidad exigidos en la Resolución CREG 061 de 2000 y CREG 011 de 2002. Por tanto, las compensaciones son un valor menor a pagar por parte de los comercializadores.
- (3) 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.

Por el concepto de cargos por uso del STN se facturó en el año 2010 un valor neto total de \$1,186,547.0 millones, valor que incluye la contribución al FAER y al PRONE. Cifra que creció en un 0.79% con respecto a la facturación del año 2009, debido al efecto combinado de la variación del IPP, de la TCRM, de los cambios en el inventario de activos del STN, de las anualidades de las convocatorias del STN, de las variaciones en la generación despachada centralmente y los valores de la energía transportada en el STN.

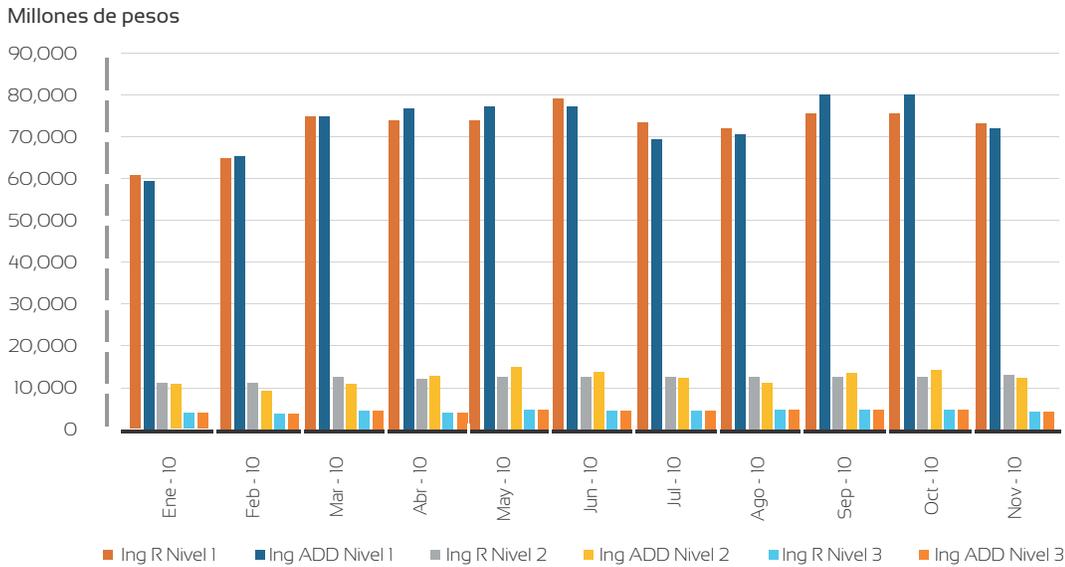
El total liquidado durante el 2010 a los agentes comercializadores por concepto de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional STR, en el cual se ven reflejados los efectos de las disposiciones establecidas en las resoluciones CREG 097 y 133 de 2008, fueron de \$ 876,638 millones, distribuidos en \$208,695 millones para el STR Norte y \$667,943 millones para el STR Centro Sur.

Cargos por uso del Sistema de Distribución Local -SDL-

Las gráficas 3 y 4 muestran la evolución de los ingresos reconocidos y por ADD (Áreas de Distribución), tanto en Oriente como Occidente para los niveles de tensión 1, 2 y 3. Las liquidaciones han sido realizadas conforme a lo establecido en la resolución CREG 058 de 2008 y sus modificaciones.

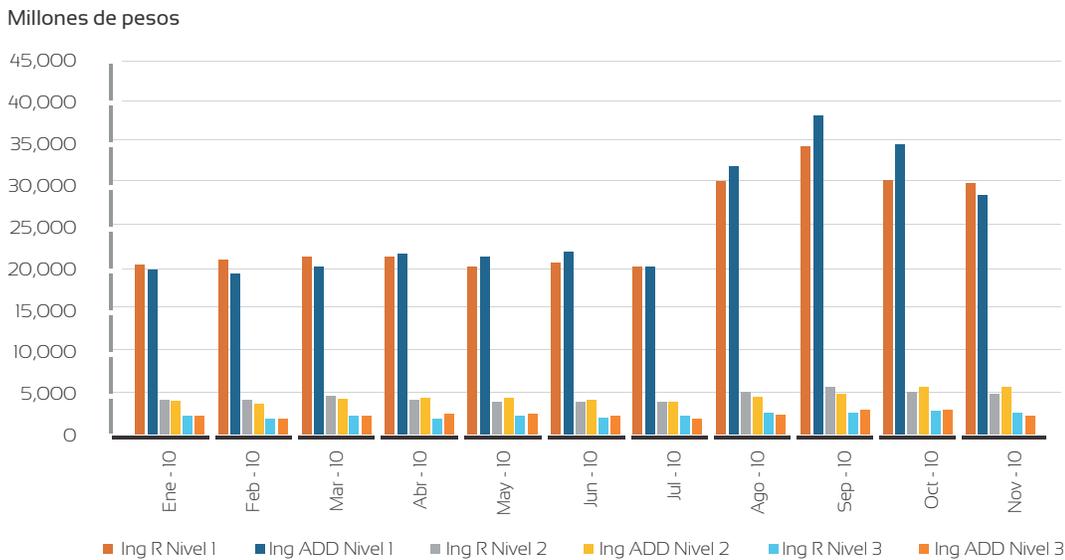
En enero y agosto de 2010, se presentaron modificaciones en la conformación de las ADD Oriente y Occidente respectivamente, según las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía 182306 de 2009 y 181347 de 2010. **(ver gráfica 3)**

Gráfica 3
Evolución ingreso reconocido e ingreso ADD Año 2010 ADD Oriente niveles 1, 2 y 3



En la gráfica 3 se aprecia crecimiento en los ingresos ADD en los primeros meses del año, debido al aumento en el número de operadores de red que conforman esta ADD. A partir de marzo de 2010, los ingresos mantienen un comportamiento estable.

Gráfica 4
Evolución ingreso reconocido e ingreso ADD Año 2010 ADD Occidente nivel 1, 2 y 3



En la gráfica 4 se observa que durante todo el año se presentaron leves diferencias entre estos ingresos. Así mismo desde la liquidación de agosto de 2010, se aprecia el crecimiento de los ingresos del ADD, debido al incremento en el número de Operadores de Red, que conforman esta ADD.

Liquidación y administración de cuentas por uso de las redes del SIN

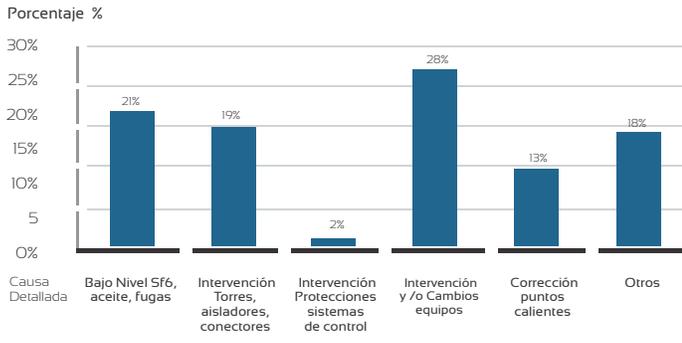
Los valores liquidados por concepto de servicios asociados correspondientes al LAC, antes de cualquier descuento, son pagados por los Transmisores Nacionales - TN - y Operadores de Red - OR - en proporción a sus respectivos ingresos. En la tabla 3 se muestra el valor facturado por este concepto durante el 2010.

Tabla 3. Valor facturado por Servicio LAC – 2010 millones de pesos

	Transmisores nacionales	Operadores de red	Total
Total	9,429.17	2,710.90	12,140.07

ANEXOS TRANSPORTE

Gráfica 1
Causa detallada indisponibilidad consignación de emergencia



Gráfica 2
Evolución de los ingresos netos de los transmisores nacionales por cargos por uso del STN 2009 y 2010

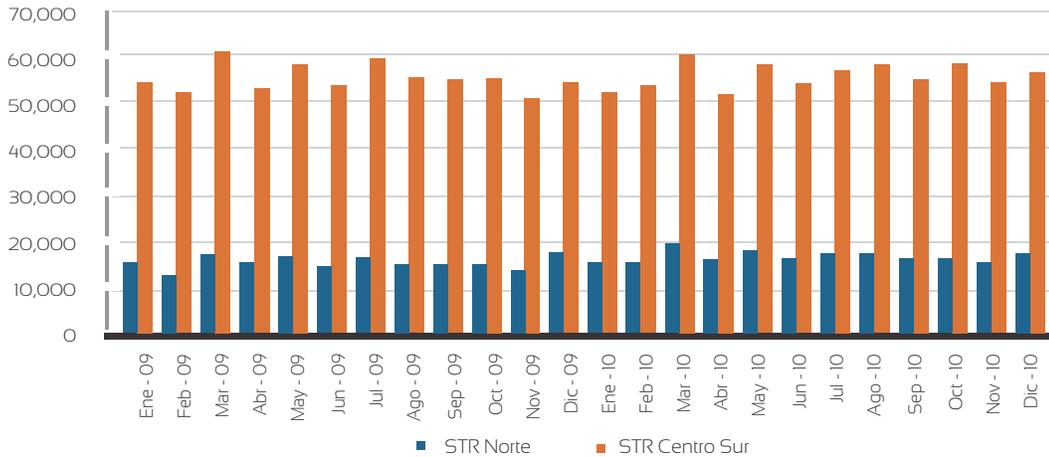


Tabla 1. Cargos por uso del STR - millones de pesos

Agentes	liquidación	
	2009	2010
Comercializadores STR Norte	192,691	208,695
Comercializadores STR Centro Sur	660,034	667,943
Total	852,725	876,638

Gráfica 3
Evolución de los ingresos de los operadores de red por concepto de cargo por uso del STR - 2009 y 2010

Millones de pesos



La gráfica muestra la evolución de los ingresos por concepto de cargos por uso de los STR, en el cual se ven reflejados los efectos de las disposiciones establecidas en las resoluciones CREG 097 y 133 de 2008. Los valores de la liquidación durante 2010 presentaron un valor neto de \$ 876,638 millones, distribuidos en \$208,695 millones para el STR Norte y \$667,943 millones para el STR Centro Sur.

Gráfica 4
Evolución de los cargos por uso del STR

\$/kWh

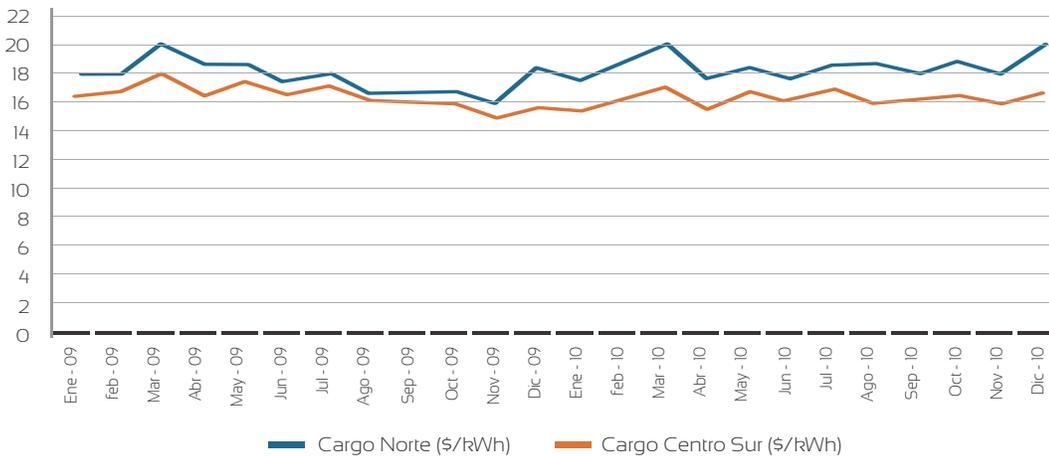
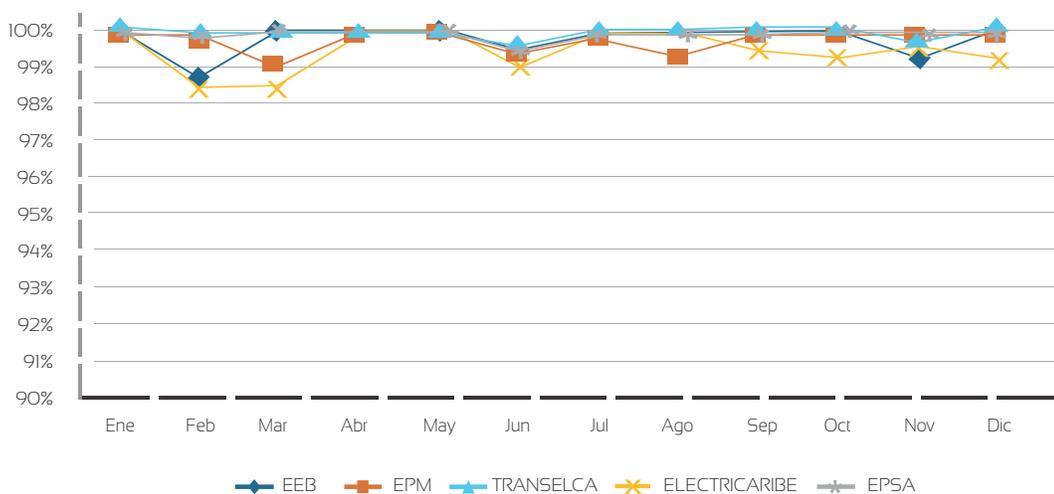


Tabla 2. Áreas de distribución

ADD	Operador de Red
Oriente	CODENSA S.A. E.S.P. ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL ARAUCA
Occidente	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P. COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P. EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.

Gráfica 5
Índice de disponibilidad de enlaces con los centros de supervisión y maniobras - CSM- de las empresas



Los enlaces de comunicación del CND con los CSM durante el año 2010 tuvieron una disponibilidad superior al 97% durante todo el año, límite establecido por la Resolución CREG 054 de 1996.



XM 5 AÑOS

INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO

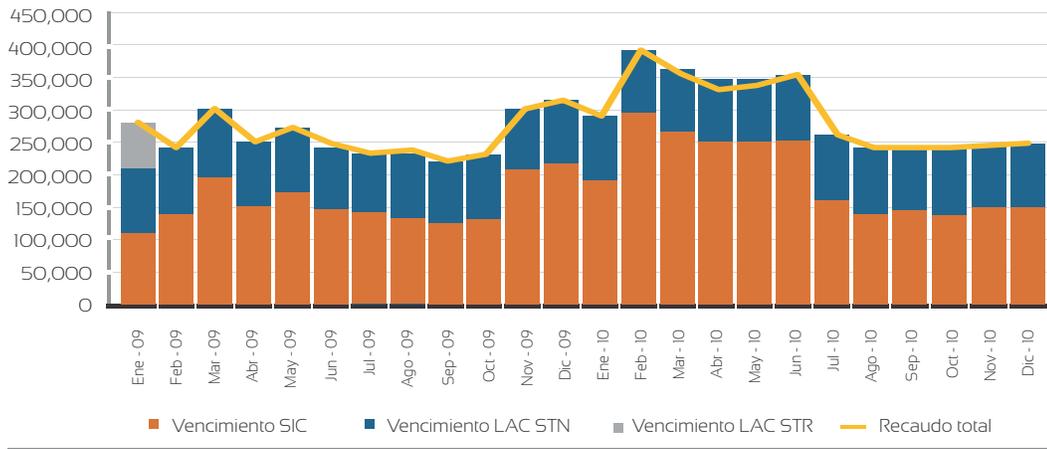
ADMINISTRACIÓN FINANCIERA DEL MERCADO

ADMINISTRACIÓN FINANCIERA DEL MERCADO

XMS.A. E.S.P., en su encargo de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y Liquidador y Administrador de Cuentas, dando cumplimiento a lo preceptuado en la regulación vigente, administró durante el año 2010, \$2,322,560 millones por concepto de Bolsa, y \$1,175,900 millones de Cargos por STN, para un recaudo total de \$3,498,460 millones. El vencimiento máximo fue el del mes de febrero por un monto total de \$388,784 millones (ver [gráfica 1](#)), que corresponde a la liquidación de diciembre de 2009.

Gráfica 1
Transacciones en bolsa y SIN y recaudo mensual

Millones de pesos



Con relación a los recaudos de los valores facturados, informamos que durante el año 2010 se obtuvieron niveles de recaudo promedio de 99.25% en todos los conceptos administrados por XM S.A. E.S.P. 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, sin embargo, en este punto destacamos que XM logró transferir durante 2010 estos recursos en 1.72 días en promedio.

Adicional a los dineros en moneda nacional administrados por concepto de las Transacciones Nacionales, XM en cumplimiento de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE - facturó durante el año 2010 USD 69.8 millones por concepto de exportaciones hacia Ecuador y administró USD 0.621 millones por concepto de importaciones desde Ecuador. Es importante anotar que sobre estos dólares transados XM realiza operaciones de cobertura de riesgo de tasa de cambio.

En la administración de los dineros provenientes de las garantías TIE se realizaron operaciones Time Deposit con periodicidad semanal, que alcanzaron los USD 472.2 millones para el citado año, obteniendo USD 15,723 de rendimientos financieros. Los recursos provenientes de las exportaciones hacia Ecuador son monetizados por XM S.A. E.S.P. al realizar el pago el Administrador del Mercado Ecuatoriano y entregados en el vencimiento de la facturación a los agentes beneficiarios en el Mercado Colombiano. Durante el tiempo transcurrido en la monetización de las divisas y la distribución de los recursos, XM S.A. E.S.P. invierte este dinero y de esta forma se generaron rendimientos durante el año 2010 por un monto de COP 283 millones, que fueron distribuidos trimestralmente a los agentes que pagan restricciones en el Mercado de Energía Mayorista.

Recaudo de los fondos FAZNI, FAER, FOES y PRONE.

Durante la vigencia del 2010 XM S.A. E.S.P., recaudó \$176,794 millones por concepto de los fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE.

Tabla 1. Vencimiento total anual contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE millones \$

Contribución	2009	2010	Variación %
FAZNI	57,476	58,083	1.06
FAER	68,713	68,027	-1.00
FOES	24,799	2,481	-90.00
PRONE	56,325	48,203	-14.42
TOTAL	207,313	176,794	-14.72

En la tabla 1 se resalta la reducción importante del valor del FOES (Fondo de Energía Social) recaudado en el 2010, derivado de la disminución en las Rentas de Congestión y la reducción del recaudo del PRONE (Programa de Normalización de Redes Eléctricas) ocasionada por la finalización del cobro retroactivo que se hizo de esta contribución durante 2008 y 2009.

Limitación de suministro

El ASIC inició durante 2010 procedimientos de limitación de suministro (Resolución CREG 116 de 1998) por mandato (70) y de oficio (701). Las causas de las limitaciones de oficio corresponden a: no presentación de garantías (627), no pago de los vencimientos mensuales (70) y no presentación de pagarés (4).

El ASIC inició durante el año 2010, procedimientos de limitación de suministro (Resolución CREG 001 de 2003) en 164 oportunidades de las cuales, 150 veces fueron por no presentación de garantías, 13 veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales y una vez por la no presentación de pagarés.

En 2010 la Comisión de Regulación de Energía y Gas modificó diferentes aspectos de los procedimientos de limitación de suministro en Bolsa y a usuarios finales.

Mediante Resolución 039 de 2010 la CREG modificó la magnitud y las condiciones de inicio del programa de limitación de suministro previsto en las Resoluciones CREG 116 de 1998 y 001 de 2003, y previó que estas nuevas condiciones sólo serían aplicables a los procedimientos de limitación de suministro que se iniciasen después de la entrada en vigencia de la resolución.

Con la Resolución 040 de 2010, la CREG consideró necesario adoptar medidas de aplicación inmediata que flexibilizaron las condiciones de ejecución del programa de limitación de suministro con el fin hacerlo viable operativamente para los operadores de red responsables de su ejecución y proteger a los usuarios finales que se veían afectados por la medida.

Retiro de agentes

Como elemento adicional a las garantías y los procedimientos de limitación de suministro para la administración del riesgo de crédito en el Mercado Mayorista, el regulador mediante la Resolución CREG 047 de 2010, modificada por la

Resolución CREG 146 del mismo año, implementó el procedimiento de retiro de agentes del mercado, mediante el cual un agente comercializador independiente deja de participar en el Mercado Mayorista y de realizar las transacciones propias de dicho mercado, por haber incurrido en alguna de las causales previstas en el artículo 12 de la Resolución CREG 024 de 1995. El retiro del agente del Mercado Mayorista no implica su retiro respecto del Sistema de Intercambios Comerciales, no lo exime de las deudas que tuviese en el Mercado Mayorista y por lo tanto el Administrador del SIC y los agentes acreedores deben continuar con la acción de cobro mientras existan deudas por los actos y contratos efectuados por medio de dicho mercado.

Durante 2010 fueron retirados del mercado dos agentes con base en la Resolución CREG 047 de 2010 y ocho agentes por Resolución CREG 146 de 2010.

Informe de deuda

Al cierre de diciembre de 2010 la deuda total alcanzó los \$ 157,137 millones, registrando un incremento con respecto al año anterior de 54.6%. Del valor total de la deuda vigente en 2010, el 91.64% (\$ 144,001 millones) corresponde a deuda con la Bolsa de Energía, el 8.26% (\$ 12,981 millones) a Cargos por Uso del STN y el 0.10% (\$ 156 millones) a Cargos por Uso del STR.

A diciembre 31 de 2010, la deuda vencida de las empresas que se encontraban en operación comercial ascendía a \$95,186 Millones. El 95.64% de la deuda corresponde a transacciones en la Bolsa de Energía (\$91,039 millones), \$4,000 millones a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional y \$147 millones a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional. Las empresas responsables de esta deuda fueron retiradas del Mercado de Energía Mayorista con base en lo dispuesto en las Resoluciones CREG 047 y 146 de 2010.

Por su parte, la deuda de las empresas en proceso de liquidación al 31 de diciembre de 2010 (\$61,951 millones), no presentó variaciones con respecto a 2009.

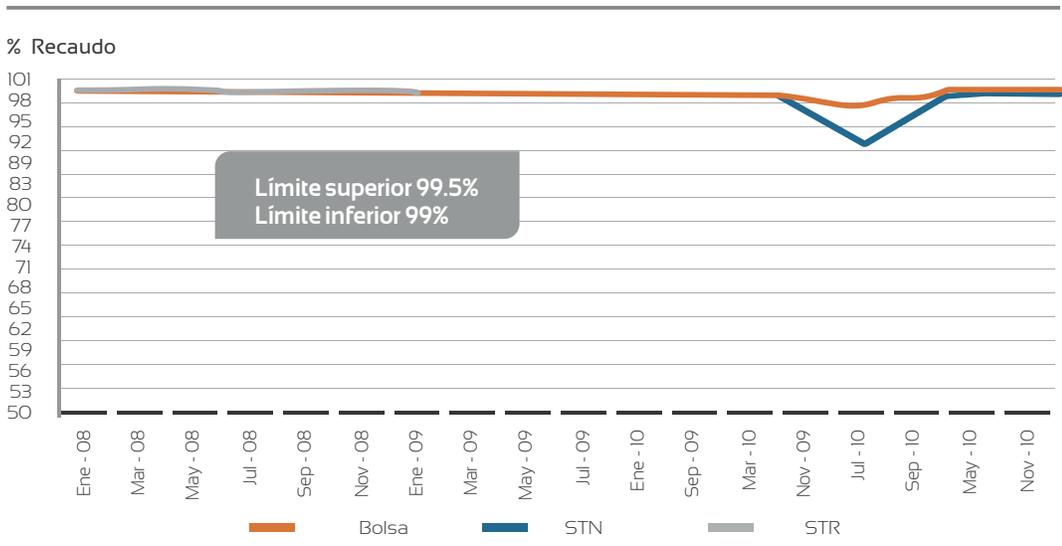
En el transcurso de 2010, XM hizo efectivas garantías bancarias por un monto total de \$18,224,495,200, por el incumplimiento de tres agentes en el pago de vencimientos.

Indicadores de gestión

Para atender la labor de Administración de Cuentas la CREG estableció a través de la Resolución 081 de 2007 indicadores de calidad que evidenciaran la adecuada gestión financiera. Estos son: nivel de recaudo SIC (meta mensual: 99%) y nivel de recaudo del STN y STR (meta mensual: 99%).

Durante los meses de marzo a julio de 2010, el nivel de recaudo SIC (de la bolsa) estuvo por debajo del límite inferior, igual situación se presentó para el mes de mayo de 2010 con el nivel de recaudo del LAC, debido al incumplimiento en el pago de las obligaciones por parte de las empresas detalladas en el numeral anterior. Esto conllevó también a que a partir de marzo y hasta diciembre de 2010, el nivel de recaudo no fuera del 100%. **(ver gráfica 2).**

Gráfica 2
Nivel de recaudo SIC, STN y STR



Administración de instrumentos de cobertura

En relación con la exigibilidad de las garantías establecidas en la Resolución CREG 019 de 2006, durante el año 2010 XM calculó garantías para respaldar transacciones en Mercado de Energía Mayorista por \$3,339,988 millones de los cuales los agentes presentaron garantías bancarias por \$2,509,883 millones y prepagos por \$830,105 millones.

Mediante la Resolución CREG 013 de 2010, el regulador consideró conveniente revisar los mecanismos de ajuste de las garantías de tal forma que los valores utilizados en su cálculo fueran lo más cercanos a la situación real de despacho. Con este mismo propósito, el regulador ajustó los plazos de las solicitudes de registro de fronteras y contratos, los cuales deben hacerse en un plazo de 5 días antes de la fecha de cálculo de las garantías.

En 2010 se realizó una revisión de los procesos financieros aplicados a las Transacciones Internacionales de Electricidad y se acordó valorar diariamente las transacciones realizadas. En caso de faltantes, el país importador puede realizar depósitos hasta las 12:00 del día para que el país exportador viabilice la oferta de energía para el día siguiente. El cálculo de las garantías TIES y su respectiva administración fueron del orden de USD 70 millones para las exportaciones de Colombia y USD 0.62 millones para las exportaciones de Ecuador.

Garantías de conexión y expansión del STN

Las garantías de la Resolución CREG 106 de 2006 presentadas por generadores con plantas nuevas o retiros temporales que impliquen la reserva de la capacidad de transporte en redes existentes, a diciembre 31 de 2010 se tenían garantías por valor \$829 millones constituidas por las plantas Termoflores IV, Ingenio Mayaguez, Gecelca 3, PCH Santiago y Amoyá.

Las garantías de la Resolución CREG 022 de 2001, modificada mediante Resolución CREG 093 de 2007, son requeridas a los generadores, cargas nuevas u OR's que requieren conexión al STN y deben ser presentadas antes de las convocatorias para la construcción de la expansión del STN que se requiera. También deben ser presentadas por los transmisores a los cuales se les adjudique la construcción de la línea en los procesos de selección. A diciembre 31 de 2010 se tenían garantías por valor de \$109,288 millones las cuales fueron presentadas por EPM (Porce III), ISAGEN (Sogamoso), ELECTRICARIBE (El Bosque), CODENSA (Nueva Esperanza), CHEC (Armenia), construcción de expansión del STN presentadas por ISA (El Bosque), EPM (Nueva Esperanza) y EEB (UPME-01-2009).

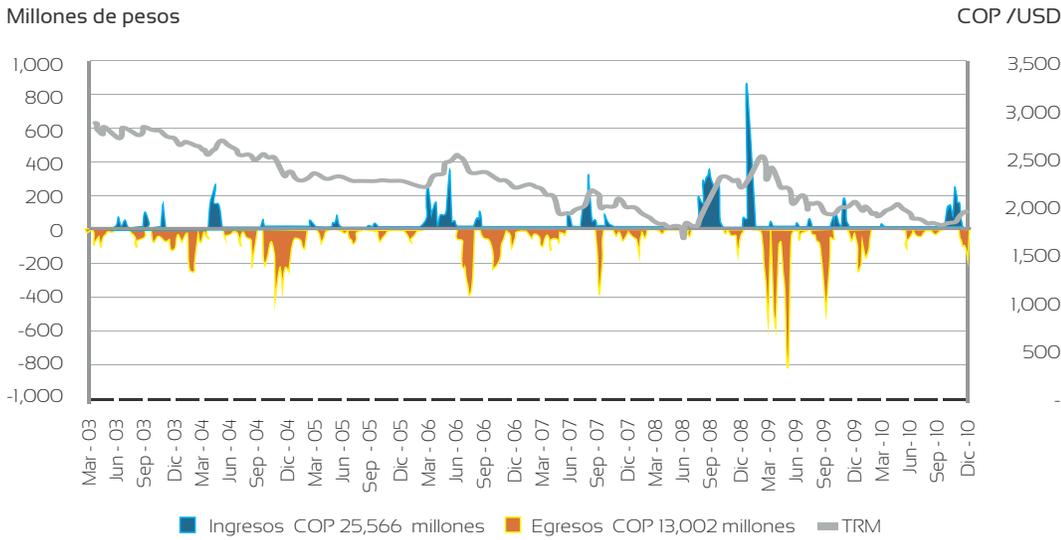
Garantías y auditorías de construcción de plantas

Las garantías de la Resolución 061 de 2007 que respaldan el cumplimiento de la construcción y puesta en operación de plantas de generación fueron actualizadas durante todo el año. A diciembre 31 de 2010 se tenían garantías actualizadas por US\$275 millones.

En el año 2010 se contrataron las auditorías de las plantas Cucuana, Sogamoso, Ituango y Gecelca 3. Para los proyectos Flores IV y Amoyá los propietarios de las plantas, Termoflores e Isagen, presentaron los respectivos contratos de respaldo y ampliaron el valor y la vigencia de las garantías respectivas necesarias para la ampliación del plazo.

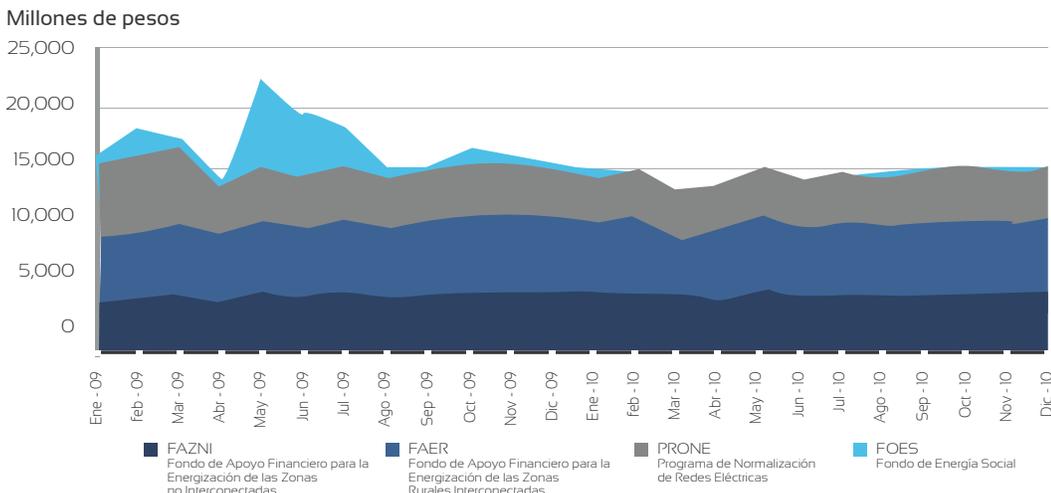
ANEXOS ADMINISTRACIÓN FINANCIERA DEL MERCADO

Gráfica 1
Ingresos y egresos de la cuenta de mercado libre para actualizar las divisas de exportaciones

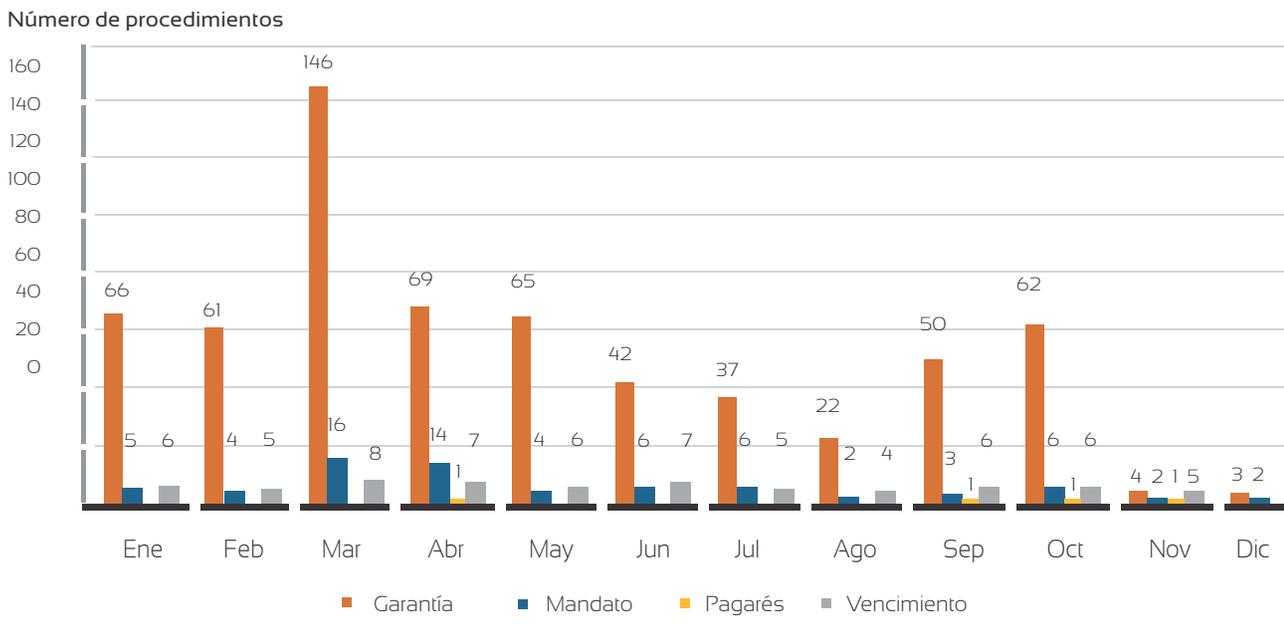


En la gráfica 1 se observa el comportamiento de la Tasa Representativa del Mercado -TRM-, y los ingresos o egresos por concepto de la cobertura realizada durante todo el periodo en el que se han realizado operaciones TIE. El valor neto de esta operación arroja un resultado neto desde el inicio de las TIES hasta el 31 de diciembre de 2010 de \$12,564 millones, valor que en caso de no realizar las coberturas financieras, habría significado menores ingresos para el mercado de energía en Colombia.

Gráfica 2
Evolución mensual de las contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE

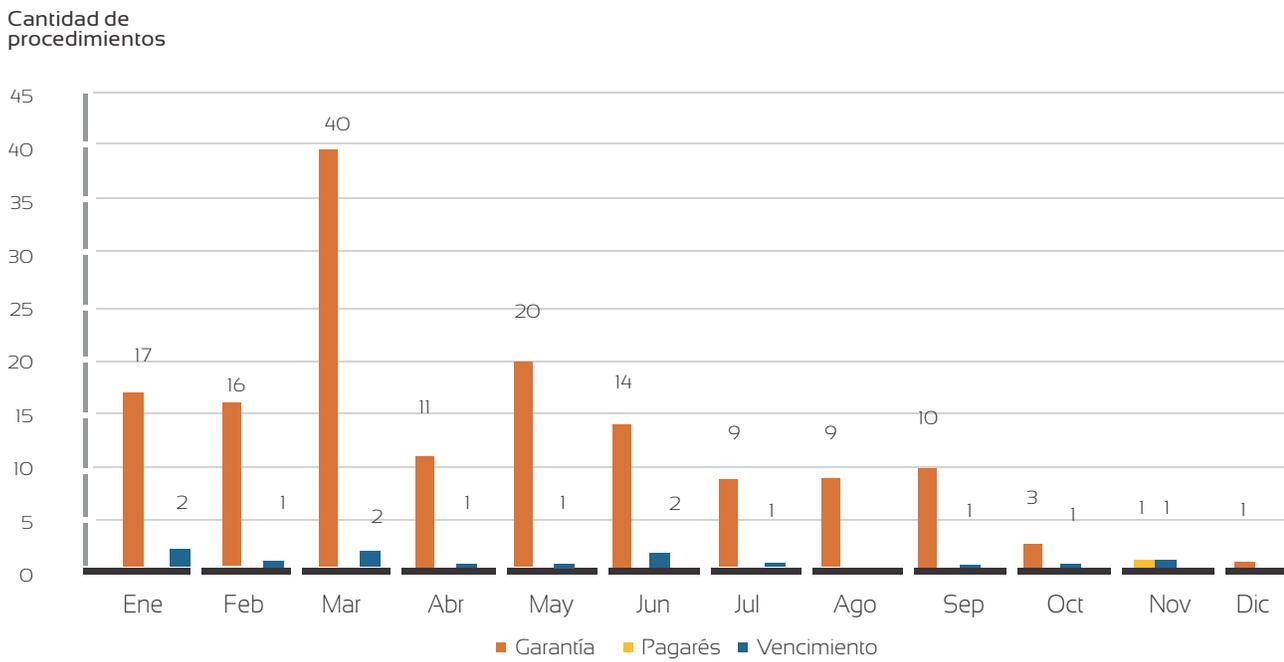


Gráfica 3
Procedimientos de limitación de suministro Res CREG 116/98



El ASIC inició durante el año 2010, procedimientos de limitación de suministro (Resolución CREG 116 de 1998) por mandato de 70 ocasiones y de oficio en 701 oportunidades. De éste último el ASIC inició en procedimiento de Limitación de Suministro en 627 ocasiones por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la Regulación, 70 veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales y 4 veces por la no presentación de pagarés

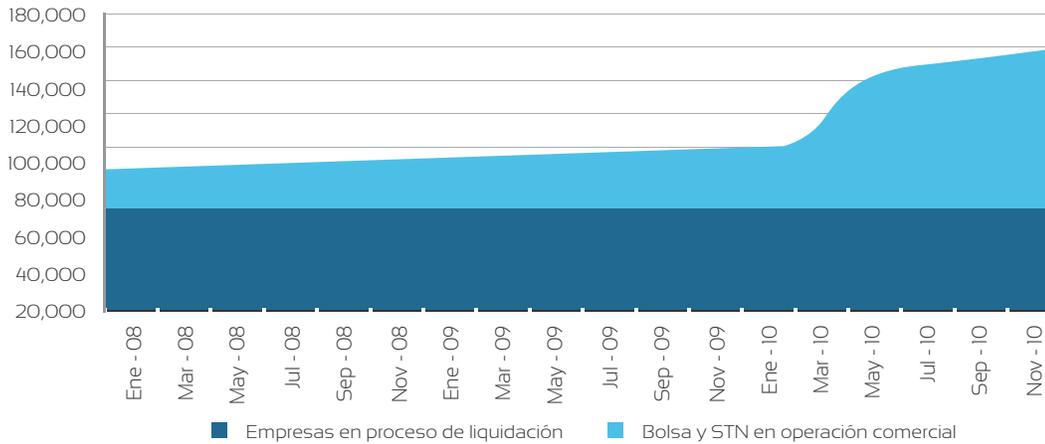
Gráfica 4
Procedimientos de limitación de suministro Res CREG 001/03



El ASIC inició durante el año 2010, procedimientos de limitación de suministro (Resolución CREG 001 de 2003) en 164 oportunidades, de las cuales, 150 ocasiones por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la Regulación, 13 veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales y una vez por la no presentación de pagarés.

Gráfica 5
Estado cartera vencida empresas en operación y liquidación

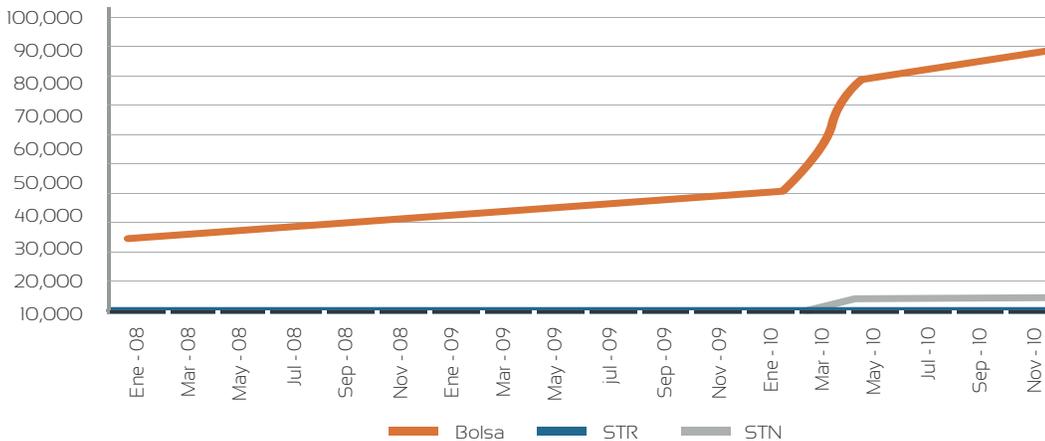
Millones de pesos



Al cierre de diciembre del 2010 la deuda total alcanzó los \$ 157.137 millones, registrando un incremento con respecto al año anterior de 54.6%. Del valor total de la deuda vigente en 2010, el 91.64% (\$ 144.001 millones) corresponde a la deuda con la Bolsa de Energía, el 8.26% (\$ 12.981 millones) a Cargos por Uso del STN y el 0.10%, (\$ 156 millones) a Cargos por Uso del STR.

Gráfica 6
Evolución de la deuda por negocio de las empresas en operación comercial

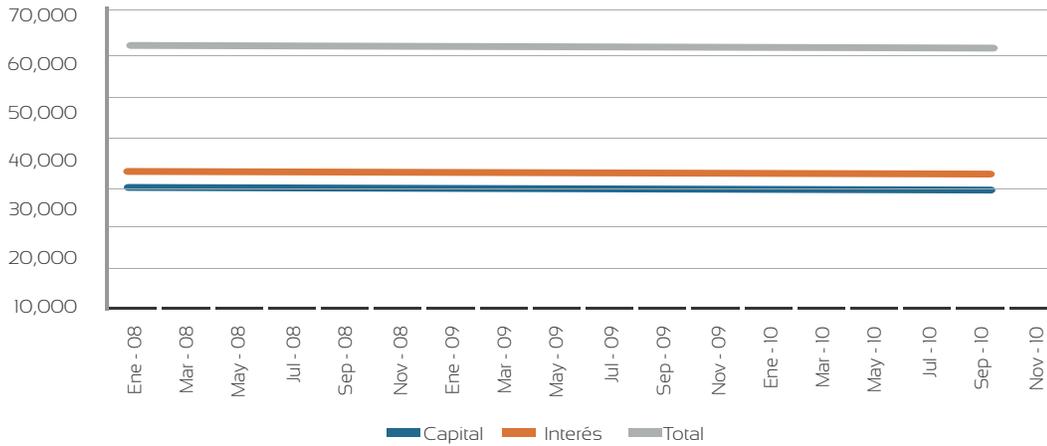
Millones de pesos



A diciembre 31 del 2010 la deuda vencida de las empresas que se encuentran en operación comercial ascendía a \$95.186 millones, de los cuales el 95.64% de la deuda corresponde a transacciones en la Bolsa de Energía (\$ 91.039 millones), \$ 4.000 millones a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional y \$147 Millones a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional.

Gráfica 7
Evolución de la deuda por negocio de las empresas en proceso de liquidación

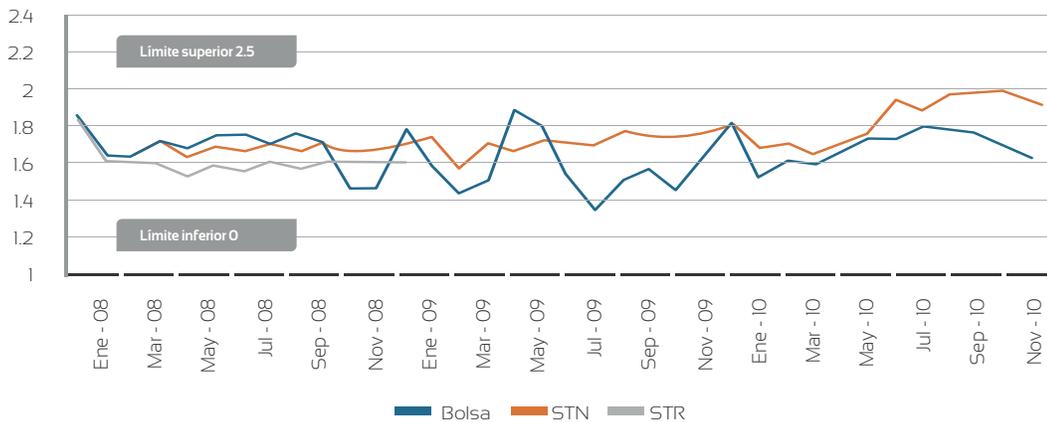
Millones de pesos



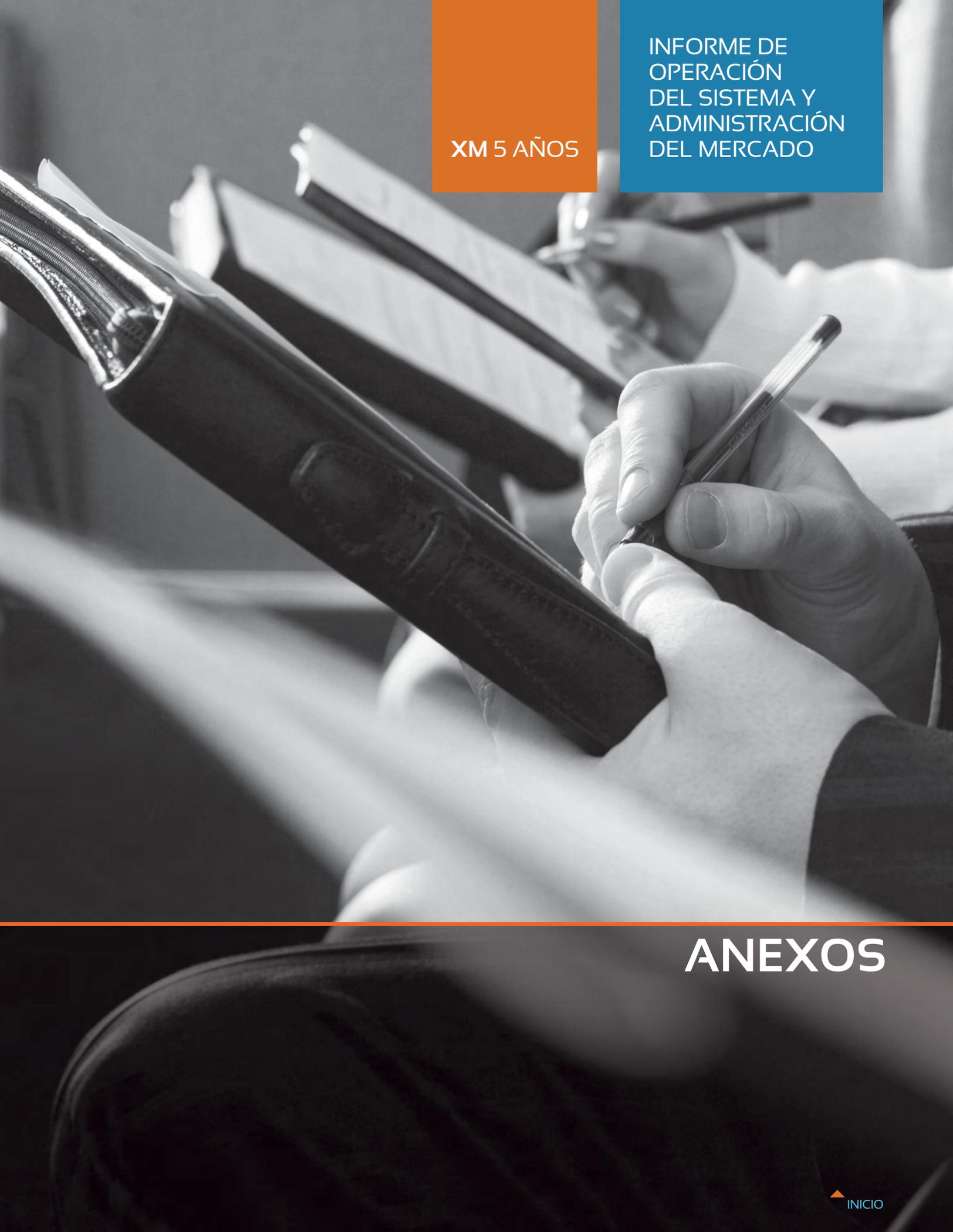
La deuda de las empresas en proceso de liquidación al 31 de diciembre de 2010 (\$61,951 millones), no ha presentado variaciones con respecto al 2009. El 65% del valor de la deuda actual, está a cargo de las Empresas Públicas de Caucasia S.A. E.S.P., el 27% a cargo de la Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P., y el 8% a cargo de las antiguas Electrificadoras de la Costa Atlántica.

Gráfica 8
Días de transferencia SIC, STN y STR

Número de días



Otro indicador usado en XM para medir la gestión financiera, 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 el año 2010 en el cual el tiempo de transferencia promedio fue de 1.74 días.



XM 5 AÑOS

INFORME DE
OPERACIÓN
DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN
DEL MERCADO

ANEXOS

ANEXOS

Resumen Normatividad

En el transcurso del año 2010, las modificaciones a la normatividad del Mercado de Energía Mayorista estuvieron relacionadas principalmente con el manejo de la información del mercado, el Cargo por Confiabilidad, la actividad de cogeneración, los cargos unificados de distribución, el registro de fronteras comerciales, la remuneración de las actividades de transmisión y distribución, el retiro de agentes, la promoción de la competencia, la remuneración de la energía atrapada - Reconciliación Negativa - y normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista durante el Racionamiento Programado de Gas y el fenómeno de El Niño.

Remuneración de la actividad de Transporte en el SIN

La CREG continuó la aprobación del costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 de los Operadores de Red en el Sistema de Transmisión Regional -STR- y en el Sistema de Distribución Local -SDL-, y aprobó los ingresos regulados y los inventarios de activos a los Transmisores Nacionales, con base en las metodologías aprobadas mediante las Resoluciones 097 de 2008 y 011 de 2009, respectivamente. Así mismo, aprobó, para varios Operadores de Red, los índices de calidad establecidos en la regulación sobre calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local -SDL-.

De otra parte, realizó modificaciones a lo establecido sobre los cargos unificados de distribución.

Las resoluciones CREG más relevantes:

- **Resolución 019:** Por la cual se aprueban el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional -STR- y en el Sistema de Distribución Local -SDL-.
- **Resolución 043:** Por la cual se aclaran disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008 relacionadas con la regulación de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local y se adoptan disposiciones complementarias a dicha resolución.
- **Resolución 067:** Por la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de las resoluciones CREG 097 de 2008 y 098 de 2009, relacionadas con la calidad del servicio en el SDL.
- **Resolución 075:** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Empresas Públicas de Medellín E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Nueva Esperanza 500/230 kV y las líneas de transmisión asociadas.
- **Resolución 089:** Por la cual se aprueban el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional -STR- y en el Sistema de Distribución Local -SDL-.
- **Resolución 104:** Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.
- **Resolución 105:** Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de DISTASA S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.
- **Resolución 106:** Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.
- **Resolución 107:** Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de TRANSELCA S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.
- **Resolución 108:** Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.

- **Resolución 109:** Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.
- **Resolución 110:** Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.
- **Resolución 111:** Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.
- **Resolución 112:** Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.
- **Resolución 116:** Por la cual se modifica la Resolución CREG 058 de 2008.
- **Resolución 117:** Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
- **Resolución 118:** Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.
- **Resolución 119:** Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la empresa Codensa S.A. E.S.P.
- **Resolución 120:** Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
- **Resolución 128:** Por la cual se establecen reglas para hacer la transición al nuevo esquema de calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional adoptado por la Resolución CREG-011 de 2009.
- **Resolución 136:** Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P.
- **Resolución 137:** Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.
- **Resolución 149:** Por la cual se modifica la Resolución CREG 058 de 2008.
- **Resolución 166:** Por la cual se complementan las disposiciones sobre calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local adoptadas mediante la Resolución CREG 097 de 2008.
- **Resolución 168:** Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
- **Resolución 172:** Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
- **Resolución 179:** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los equipos, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de tres (3) reactores inductivos de 25 MVar cada uno, ubicados en las subestaciones de Altamira, Mocoa y San Bernardino a nivel de 230 kV.

Cargo por Confiabilidad

En relación con el Cargo por Confiabilidad, se estableció la regulación alusiva al anillo de seguridad correspondiente a la Demanda Desconectable Voluntariamente y se modificaron algunas normas sobre las pruebas de disponibilidad y combustibles para respaldar las Obligaciones de Energía Firme - OEF -. Así mismo, se fijó el cronograma para la asignación de OEF para el período 2013-2014.

Las resoluciones CREG más relevantes:

- **Resolución 063:** Por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente.
- **Resolución 148:** Por la cual se adicionan y modifican disposiciones de las Resoluciones CREG 071 de 2006 y CREG 085 de 2007 y se dictan otras normas sobre el Cargo por Confiabilidad.
- **Resolución 162:** Por la cual se modifica el numeral 1.4.1 del Anexo I de la Resolución CREG 071 de 2006.
- **Resolución 180:** Por la cual se fija la oportunidad en que se asignarán las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre 2014 y el 30 de noviembre de 2015 a quienes representen plantas existentes.
- **Resolución 181:** Por la cual se adicionan y modifican disposiciones de la Resolución CREG 085 de 2007 y se dictan otras normas sobre el Cargo por Confiabilidad.

Reglas del Mercado de Energía Mayorista

En 2010, la CREG modificó las disposiciones relacionadas con la remuneración de la energía atrapada - Reconciliación Negativa- y cambió algunos aspectos relacionados con las garantías y el registro de fronteras comerciales y contratos en el Mercado de Energía Mayorista.

Se emitieron así mismo, reglamentaciones y regulaciones, del Ministerio de Minas y Energía y la CREG, tendientes a la superación del fenómeno de El Niño, presente en la primera parte del año.

Otros aspectos a resaltar son: la regulación relativa al retiro de agentes del mercado, cambios a los procedimientos de limitación de suministro, y la modificación de la normatividad asociada a la participación en la actividad de generación en el Mercado de Energía Mayorista.

Resoluciones CREG más relevantes:

- **Resolución 009:** Por la cual se definen criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético previsto en la Resolución CREG-137 de 2009.
- **Resolución 010:** Por la cual se dictan normas transitorias sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.
- **Resolución 011:** Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista.
- **Resolución 013:** Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y registro de fronteras y contratos de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista.
- **Resolución 038:** Por la cual se modifican los procedimientos de registro de fronteras comerciales y se establecen otras disposiciones.
- **Resolución 039:** Por la cual se modifican las reglas aplicables a limitación de suministro de que tratan las Resoluciones CREG 116 de 1998 y 001 de 2003.
- **Resolución 040:** Por la cual se modifican las reglas aplicables a la limitación de suministro de que trata la Resolución CREG 116 de 1998.
- **Resolución 047:** Por la cual se regula el retiro de los agentes del mercado, se toman medidas para garantizar la continuidad en la prestación del servicio a los usuarios finales y se adoptan otras disposiciones.
- **Resolución 101:** Por la cual se adoptan disposiciones en materia de competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- **Resolución 121:** Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.
- **Resolución 146:** Por la cual se modifica la Resolución CREG 047 de 2010.

Fenómeno de El Niño:

- **Resolución 036:** Por la cual se modifica parcialmente las Resoluciones CREG-034 de 2001, 137 de 2009 y 010 de 2010 y se dictan otras normas sobre el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista.
- **Resolución 049:** Por la cual se modifica parcialmente el Artículo 2 de la Resolución CREG-137 de 2009, sobre criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético.
- **Resolución 060:** Por la cual se modifica parcialmente el Artículo 2 de la Resolución CREG-137 de 2009, sobre criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético.
- **Resolución 068:** Por la cual se modifica parcialmente el artículo 2 de la Resolución CREG-137 de 2009, sobre criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético.
- **Resolución 070:** Por la cual se decide finalizar el embalsamiento de energía y se modifica parcialmente el artículo 1 de la Resolución CREG 010 de 2010.
- **Resolución 071:** Por la cual se derogan algunas disposiciones de la Resolución CREG 034 de 2001, modificada por la Resolución CREG 036 de 2010, de la Resolución CREG-137 de 2009 y la Resolución CREG 009 de 2010.
- **Resolución 113:** Por la cual se modifica el literal g del Artículo 1 de la Resolución CREG-010 de 2010.

Por parte del Ministerio de Minas y Energía, se emitió la Resolución 18-1651, por la cual se declara el cese del racionamiento programado de gas natural, declarado mediante la Resolución MME 18-1654 de 2009.

Información confidencial

Mediante la Resolución 138, se modificaron las Resoluciones CREG 006 y 015 de 2009, en cuanto a la confidencialidad de la información, restringiendo la reserva a las ofertas de precio de los generadores.

Actividad de cogeneración

Mediante la Resolución CREG 005 de 2010, la CREG reguló los aspectos operativos y comerciales aplicables a la actividad de cogeneración, modificando las disposiciones previas sobre la materia. Esta Resolución desarrollo lo establecido en la Ley 1215 de 2008.

Transacciones Internacionales de Electricidad

Por su parte el CONELEC emitió la Regulación 004, la cual desarrolla lo establecido en la Decisión CAN 720 acerca de las Transacciones Internacionales de Electricidad. Esta norma es importante, por cuanto armoniza la regulación colombiana con la ecuatoriana en este tema.

Proyectos de regulación

La Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, publicó para comentarios propuestas relacionadas con el establecimiento del Reglamento de Comercialización, la definición de un mecanismo de garantías para amparar el cumplimiento del pago de los cargos por uso de distribución, la adición del gas importado como parte de los permitidos para amparar las Obligaciones de Energía Firme, las pruebas y auditorías a Cogeneradores y la regulación aplicable a las transacciones entre Colombia y Panamá.

Resoluciones CREG más relevantes:

- **Resolución 069:** Por la cual se ordena hacer público un proyecto de Resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG "Por la cual se define la regulación aplicable a los Intercambios Internacionales de Energía y Confiabilidad entre Colombia y Panamá, como parte del Reglamento de Operación".
- **Resolución 102:** Por la cual se regulan las pruebas y auditoría definidas en la Resolución CREG 005 de 2010.
- **Resolución 143:** Por la cual se adopta el Reglamento de Comercialización.
- **Resolución 144:** Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado Mayorista de Energía.
- **Resolución 145:** Por la cual se adopta el Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para el pago de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local.
- **Resolución 182:** Por la cual se define una opción con gas natural importado para respaldar Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.

Atentados contra la infraestructura eléctrica 2010

Tabla 1.
Torres derribadas o averiadas por empresa a diciembre 31 de 2010

Empresa	#
Bajo Putumayo	1
Cedelca	2
Cedenaar	4
CENS	8
Dispac	1
Enertolima	1
ISA	22
TOTAL	39

Tabla 2.
Torres derribadas o averiadas por departamento a diciembre 31 de 2010

Departamento	#
Antioquia	17
Arauca	1
Cauca	3
Chocó	1
Guajira	2
Nariño	4
Norte Santander	8
Putumayo	1
Tolima	2
TOTAL	39

Eventos en el SIN más relevantes

A continuación se clasifican por área operativa los eventos en el Sistema Interconectado Nacional de mayor relevancia por su impacto.

Área Caribe

5 de febrero de 2010: A las 05:59 horas, 06:15 horas y 06:27 horas, se presentó disparo tripolar en el extremo de Nueva Barranquilla con recierre monopolar de la fase afectada en el extremo de Sabanalarga del circuito 2 Nueva Barranquilla - Sabanalarga a 220 kV, debido a falla transitoria en la fase A, en la fase B y en la fase A, respectivamente, por flameo en la cadena de aisladores.

A las 06:36 horas, producto de un debilitamiento en las conexiones a causa de los tres eventos previos en el circuito 2 Nueva Barranquilla - Sabanalarga a 220 kV, se reventó el cable de guarda asociado con el circuito 1 Termoflores II - Nueva Barranquilla a 220 kV, produciendo falla en la fase A del circuito, con disparo monopolar fase A en ambos extremos del circuito, recierre monopolar exitoso en el extremo de Nueva Barranquilla y ausencia de recierre en el extremo de Termoflores II.

El desbalance producido por el disparo definitivo del polo A del interruptor en el extremo de Termoflores II del circuito 1 hacia Nueva Barranquilla, originó disparo tripolar en Termoflores II del circuito 2 hacia Nueva Barranquilla y disparo tripolar en Sabanalarga del circuito 3 hacia Nueva Barranquilla.

El disparo de ambos circuitos Termoflores II - Nueva Barranquilla a 220 kV, produjo sobrecarga y disparo tripolar del circuito Termoflores II - Oasis a 110 kV, por ser el único camino disponible para la salida de la generación 2 y 3 de Termoflores II.

Debido a que Termoflores II quedó operando en isla, se produjo excursión de la frecuencia en el SIN con un valor mínimo de 59.683 Hz, aumento de frecuencia al interior de Termoflores II con un valor máximo de 67 Hz y aumento de tensión a nivel de 110 kV en Termoflores II, lo que conllevó a disparo de los servicios auxiliares de la generación, disparo de los transformadores asociados con la generación de Termoflores II y evento de tensión en Termoflores II.

De otro lado, la caída del cable de guarda del circuito 1 Termoflores II - Nueva Barranquilla a 220 kV, también afectó el circuito 2 Nueva Barranquilla - Sabanalarga a 220 kV, produciendo falla en la fase B, disparo monopolar con recierre exitoso fase B en Sabanalarga y disparo tripolar en Nueva Barranquilla, evento de tensión en Nueva Barranquilla a 220 kV y una demanda no atendida de 6.37 MWh, en la zona urbana de Barranquilla en el departamento del Atlántico.

5 de febrero de 2010: A las 09:26 horas se rompió el cable de guarda en la estructura 49 del circuito a 110 kV Silencio - Veinte de Julio, produciendo falla monofásica y disparo simultáneo de los circuitos Silencio - Veinte de Julio y Silencio - Oasis. Adicionalmente, disparó el circuito Termoflores I - Oasis 110 kV, lo cual ocasionó disparo de la unidad de vapor de Flores 1 con 45 MW por operación del esquema de teledisparo asociado a la carga de los transformadores de Las Flores 110 kV/34.5 kV y al no ser suficiente esta medida, el CND ordenó disminuir la generación de la unidad de gas de Flores 1 al mínimo para aliviar la carga de los circuitos a 34.5 kV Flores - Riomar 1 y 2.

A las 09:30 horas disparó la unidad 2 de generación de Termoflores y a las 09:45 horas, la unidad de Flores 1 a gas.

Este conjunto de condiciones sobrecargó los circuitos a 110 kV Tebsa - El Río y Tebsa - Cordialidad, debido a la redistribución de los flujos de carga, al quedar la atención de la demanda del sistema Atlántico a través de Tebsa, provocando su desconexión instantánea y ocasionando salida en cascada de circuitos del STR de Atlántico, dejando sin servicio gran parte de la red de Atlántico, con una demanda no atendida de 134.4 MWh en la subárea Atlántico (70%) y excursión de la frecuencia del SIN con valor máximo de 60.305 Hz.

Una vez restablecida toda la red de 110 kV, y durante el proceso de restablecimiento de la carga, se presentó un segundo evento a las 10:59 horas debido a sobrecarga en el circuito Tebsa - El Río, que dejó nuevamente sin servicio las subestaciones Silencio, Riomar, Las Flores, Puerta De Oro, Oasis, Centro, El Río y Cordialidad, lo cual obedeció al aumento rápido de carga ante falta de coordinación de maniobras para el restablecimiento de la demanda por parte de Electricaribe.

En este segundo evento se presentó una demanda no atendida de 142.35 MWh en la subárea Atlántico y evento de frecuencia por fuera del rango normal de operación, con un valor máximo de 60.25 Hz. En este caso, se presentaron demoras para el arranque de las unidades de Termoflores, ya que sólo a las 13:00 horas estuvo disponible la unidad 2 y a las 14:59 horas, la unidad 1.

El 11 de marzo se realizó una reunión en Barranquilla con la participación de GECELCA, COLINVERSIONES, TRANSELCA, PROELÉCTRICA, ELECTRICARIBE, TERMOCANDELARIA, URRÁ y XM, en la cual se analizó y se modificó la Guía de Restablecimiento de la subárea del Atlántico y se definió que durante los restablecimientos del Atlántico, las líneas de Electricaribe no se cargarán por encima del 85% de su valor nominal.

30 de agosto de 2010: Como antecedente, el 27 de mayo de 2010 a las 13:41 horas, por falso contacto en las borneras de corriente del cableado de 110 kV, durante consignación local para tendido de multiconductor en cárcamos del proyecto de cambio de registradores de falla, disparó por protección diferencial del transformador T-02 de Santa Marta de 100/70/30 MVA 220/110/34.5 kV, con posterior disparo por sobrecarga de la bahía a 110 kV del Transformador T-01 de Santa Marta de 100/70/30 MVA 220/110/34.5 kV, ocasionando pérdida de tensión en la subestación Santa Marta a 110 kV y demanda no atendida en el departamento del Magdalena.

El 30 de agosto de 2010 a las 11:20 horas, disparó la unidad 2 de generación de Guajira y a las 13:12 horas entró en servicio nuevamente. Con la entrada de esta unidad de generación y dado que el análisis realizado por la sala de control del CND determinó la necesidad de una unidad de generación de Guajira para control de tensiones en el área GCM, como medida de seguridad ante una contingencia N-1 para las condiciones topológicas del sistema durante la ejecución de la consignación nacional CO069049, el CND permitió el inicio de los trabajos asociados a esta consignación, los cuales comenzaron alrededor de las 14:30 horas y demoraban 4 horas, según reportó el agente a la sala de control del CND.

Este mismo día, a las 18:46 horas, durante la ejecución de la consignación en mención, debido a error humano del personal contratista de TRANSELCA, se produjo el disparo del transformador T-01 de Santa Marta de 100 MVA 220/110/34.5 kV por 220 kV; posteriormente, dispararon por sobrecarga las bahías a 110 kV y 34.5 kV del transformador T-02 de Santa Marta de 100 MVA 220/110/34.5 kV.

La desconexión de ambos transformadores de Santa Marta, produjo pérdida de tensión en la subestación Santa Marta a 110 kV, ocasionando una demanda no atendida de 65.2 MWh en los municipios de Gaira, Río Córdoba, Libertador y Manzanares y a nivel de 13.8 kV y 34.5 kV de la subestación Santa Marta en el departamento del Magdalena.

Como consecuencia del evento, el STN no se vio sometido a frecuencias ni tensiones por fuera del rango normal de operación.

TRANSELCA reportó que considerando las condiciones actuales de cargabilidad de los transformadores de Santa Marta y teniendo en cuenta que durante el desarrollo del proyecto de Reconfiguración de la Subestación Santa Marta, se incrementa la probabilidad de disparos de los transformadores de esta subestación, entre los días 18 y 20 de septiembre de 2010, TRANSELCA en coordinación con ELECTRICARIBE, implementó un esquema suplementario de disparo de carga ante sobrecarga de alguno de los transformadores.

6 de diciembre de 2010: A las 04:48 horas, dentro de los trabajos asociados a la consignación nacional CO068628 y durante la prueba a la protección 50BF del interruptor 8210 (Interruptor maestro del transformador T-02 de Santa Marta ubicado a nivel de 220 kV), se produjo el disparo por los tres niveles de tensión del transformador T-01 de Santa Marta, dejando sin tensión esta subestación a nivel de 110 kV y ocasionando una demanda no atendida de 22.67 MWh en las subestaciones Gaira, Libertador y Manzanares operadas por Electricaribe y a nivel de 13.8 kV y 34.5 kV de la subestación Santa Marta en el departamento del Magdalena.

Como consecuencia del evento, el STN no se vio sometido a frecuencias ni tensiones por fuera del rango normal de operación.

25 de septiembre de 2010: A las 18:58 horas, posterior al disparo de la bahía de línea a 500 kV Primavera - Cerromatoso, por problemas en el sistema de control, se produjo disparo tripolar definitivo de la unidad de generación Flores 2, en ausencia de falla; ambos disparos ocasionaron evento de tensión en la subestación Copey a 500 kV.

En las condiciones topológicas que se encontraba la red del Atlántico, el intercambio de potencia hacia la Costa estaba determinado por los límites de transferencia de la línea a 500 kV Ocaña - Copey, haciendo necesaria la generación de las plantas internas, con el fin de mantener el perfil de tensiones en los rangos normales de operación.

Como consecuencia del evento, no se presentó DNA y el SIN no se vio sometido a frecuencias por fuera del rango normal de operación.

Área Nordeste

7 de marzo de 2010: Como antecedente, durante el 2009, hubo tres eventos de demanda no atendida al interior de Boyacá, debido a la salida de la generación del área ante contingencias externas a la generación y/o problemas de coordinación de protecciones.

El 7 de marzo de 2010 a las 10:51 horas, se presentó falla en la línea San Antonio - Argos a 115 kV debido a la caída de un árbol a 200 metros de la subestación San Antonio.

Como las protecciones de la línea fallada no operaron, se produjo apertura del autotransformador 1 de Paipa de 180 MVA 230/115/13.8 kV, con disparo por los tres niveles de tensión; salida de los generadores 1, 2 y 3 de Paipa con 150 MW por disparo en 115 kV de sus transformadores asociados; disparo de la línea Higueras - San Antonio a 115 kV en Higueras, disparo de la línea Paipa - Belencito a 115 kV en Paipa, disparo de la línea Paipa - San Antonio a 115 kV en San Antonio, y salida de las cinco unidades de generación de Yopal con 87 MW por disparo en 13.8 kV.

Con la salida de las tres líneas Paipa - San Antonio a 115 kV y la generación de Termoyopal, quedaron sin tensión las subestaciones San Antonio y Yopal a 115 kV.

Con la salida de los diferentes elementos, por operación de sus protecciones asociadas, ante la falla en la línea San Antonio - Argos a 115 kV, se concluyó descoordinación de protecciones en la subárea, aún cuando EBSA confirmó al CND el 5 de diciembre de 2009, la implementación de nuevos ajustes según el estudio de protecciones contratado por EBSA y comentado por el CND, como consecuencia del evento ocurrido el 21 de marzo de 2009.

Este evento produjo una demanda no atendida de 33 MWh en los municipios de Sogamoso, Soatá, Tipacoque, Susacón, Socha, Tasco y Paz de Río en el departamento de Boyacá y municipios de Yopal, Maní, Aguazul y Paz de Ariporo en el departamento de Casanare.

Como acción inmediata, la carga de ENERCA en Casanare se alimentó aislada del sistema desde Termoyopal, hasta tanto fueron normalizadas las líneas San Antonio - Yopal 1 y 2 a 115 kV.

Como consecuencia del evento, el STN no se vio sometido a frecuencias ni tensiones por fuera del rango normal de operación.

Dados los problemas identificados y considerando que los agentes embebidos en la subárea se encontraban interesados en mejorar la coordinación de las protecciones, el CND citó a una reunión en las instalaciones de XM en Medellín para definir el plan a seguir y la asignación de tareas.

Actualmente, la firma GERS fue contratada para adelantar el estudio de coordinación de protecciones que involucre los activos de todos los agentes al interior de la subárea Boyacá, con un plazo de ejecución de seis meses.

28 de octubre de 2010: A las 17:28 horas, ante falla en la línea principal Paipa - Diaco a 115 kV, se presentó el disparo de la línea de respaldo Paipa - Diaco y del autotransformador 1 de Paipa de 180 MVA 230/115/13.8 kV por 230 kV y 115 kV. Posteriormente, disparó el generador 1 de Paipa.

Durante el proceso de restablecimiento fallido de las líneas Paipa - Diaco y San Antonio - Boavita y del autotransformador 1 de Paipa, se presentó el disparo del generador 3 y del autotransformador 3 de Paipa por 230 kV y 115 kV.

Con el disparo de los autotransformadores 1 y 3 de Paipa, se sobrecargó el autotransformador 2 de esta subestación, que continuaba alimentando la falla, ocasionando su disparo por 115 kV. En estas condiciones, dispararon de forma secuencial las líneas al interior de la zona y la generación de Termoyopal, dejando sin tensión las subestaciones San Antonio y Paipa a 115 kV.

Del análisis se evidenció la necesidad de acelerar la elaboración, implementación y pruebas en sitio, del estudio de coordinación de protecciones conjunto entre los agentes embebidos en la zona.

El evento produjo una demanda no atendida de 86.54 MWh en la subárea de Boyacá, sin embargo, no produjo variaciones de frecuencias por fuera del rango normal de operación.

Área Suroccidental

17 de enero de 2010: A las 15:03 horas se presentó acercamiento de un camión al banco de autotransformadores de Jamondino 150 MVA, 230/115/13.8 kV, produciendo arco eléctrico y falla monofásica a tierra por el lado de 115 kV, con el consecuente disparo tripolar del autotransformador por sobrecorriente en la fase A, dada la no operación de la protección diferencial de barras.

En consecuencia, dispararon los circuitos a 115 kV Pasto - Jamondino, Pasto - Catambuco, Jamondino - Catambuco, Jamondino - Panamericana, Jamondino - Junin - Buchelly, el transformador de 40 MVA, 115/34.5 kV de Panamericana y los circuitos asociados a 34.5 kV, ocasionando una demanda no atendida de 36.79 MWh en la subárea Cauca - Nariño.

4 de abril de 2010: A las 16:30 horas, ante posible falla transitoria en la fase C de la línea Esmeralda - Viterbo a 115 kV o aguas abajo de ella, se produjo disparo de los elementos de la barra a 115 kV de la subestación Esmeralda, por operación de la etapa 2 de la protección falla interruptor en Esmeralda asociada con la línea hacia Viterbo a 115 kV, debido a que su interruptor no abrió por humedad en los contactos del presostato.

La desconexión de los elementos a 115 kV en Esmeralda ocasionó una demanda no atendida de 24.06 MWh en los municipios de Belalcazar, Viterbo, Riosucio, Supía, Aranzazu, Filadelfia, Anserma y Aguadas en el departamento de Caldas y en los municipios de La Virginia, Balboa, Belén de Umbría y Quinchía en el departamento de Risaralda.

Como consecuencia del evento, el SIN no se vio sometido a frecuencias por fuera del rango normal de operación.

20 de junio de 2010: A las 11:02 horas, se presentó disparo de la barra principal de la subestación Pascuales de Ecuador a 138 kV, durante la ejecución de pruebas a los bancos de capacitores C1 y C2 en esta subestación, ocasionando la desconexión de 270 MW de carga en Ecuador y posteriormente, a causa de la actuación del esquema de separación de áreas Colombia - Ecuador por sobrepotencia de envío desde Ecuador hacia Colombia, se produjo disparo tripolar definitivo en ambos extremos de las líneas 2, 3 y 4 Jamondino - Pomasqui a 230 kV y en consecuencia, separación de los sistemas interconectados Colombia - Ecuador, ya que por condiciones operativas la línea I Jamondino - Pomasqui a 230 kV se encontraba abierta en ambos extremos.

La desconexión de los 270 MW de carga en Ecuador, aumentó la frecuencia de ambos sistemas a 60.095 Hz, mientras estuvieron interconectados. A partir de la separación de los sistemas interconectados Colombia - Ecuador, se presentó un aumento significativo de la frecuencia en Ecuador superando los 61 Hz, debido a que desapareció la exportación hacia el sistema colombiano, mientras por el contrario, la frecuencia colombiana se redujo producto de la pérdida de inyección de potencia desde Ecuador.

Como consecuencia del evento, no se presentó demanda desatendida en el SIN Colombiano y el STN no se vio sometido a frecuencias ni tensiones por fuera del rango normal de operación.

15 de septiembre de 2010: A las 22:02 horas, debido a descarga atmosférica, se presentó falla en los transformadores de potencial de las fases B y C asociados con la línea a 115 kV Esmeralda - Manizales, produciendo disparo por 230 kV y 115 kV de los autotransformadores 1 y 2 de Esmeralda de 90 MVA 230/115/34.5 kV y comprometiendo el interruptor en el extremo de Esmeralda Línea a Manizales a 115 kV.

Una vez se produjo la falla en el interruptor en mención, dispararon de forma secuencial a nivel de 115 kV, los extremos remotos de las líneas asociadas a la subestación Esmeralda a 115 kV, el transformador de La Hermosa de 150 MVA 230/115/13.2 kV y la generación de Esmeralda.

La desconexión de los elementos en Esmeralda, ocasionó una demanda no atendida de 75.03 MWh en los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda, excursión de la frecuencia del SIN, con un valor máximo de 60.235 Hz y una oscilación de frecuencia con un adecuado amortiguamiento.

A partir del análisis del evento, fue identificada una descoordinación de protecciones entre la bahía de 115 kV del autotransformador de esta subestación y la bahía de la línea hacia Esmeralda, ya que para eliminar el aporte a la falla desde la subestación La Hermosa a 115 kV, la línea hacia la Esmeralda debió disparar antes que la bahía de 115 kV del autotransformador de la subestación, disminuyendo así la demanda no atendida en la subárea CQR. El disparo indeseado por 115 kV del autotransformador de La Hermosa también fue detectado en el evento del 07 de enero de 2009, descrito en los antecedentes de este informe.

Área Oriental

2 de junio de 2010: A las 12:55 horas, en ausencia de falla, dispararon de forma tripolar y definitiva, los interruptores asociados a la barra a 115 kV de la subestación La Reforma y las bahías en 230 kV de los autotransformadores 1 y 2 de 150 MVA 230/115/13.8 kV en esta misma subestación.

El restablecimiento de los autotransformadores inició a las 13:11 horas con el cierre del interruptor maestro en 230 kV del autotransformador 1 de La Reforma y a las 13:18 horas con el cierre de su interruptor en 115 kV; posteriormente, a las 13:20 horas fue cerrado el interruptor maestro en 230 kV del autotransformador 2 de La Reforma y a las 13:21 horas, su interruptor en 115 kV.

Una vez concluido el restablecimiento del evento y en ausencia de falla, dispararon nuevamente a las 13:24 horas de forma tripolar y definitiva, los interruptores asociados a la barra a 115 kV de la subestación La Reforma y las bahías en 230 kV de los autotransformadores 1 y 2 de 150 MVA 230/115/13.8 kV en esta misma subestación.

La energización en 230 kV del autotransformador 2 de La Reforma, durante el restablecimiento, provocó nuevamente el evento a las 13:36 horas y de forma similar, a las 14:02 horas.

3 de junio de 2010: A las 12:57 horas, estando en los trabajos de adecuación para el nuevo transformador de 22/30 MVA 115/34.5 kV, al momento de encender el relé de protección Siemens 7SS52 de su módulo asociado, para adquisición de datos y en ausencia de falla, dispararon de forma tripolar y definitiva, los interruptores en 230 kV asociados a los autotransformadores 1 y 2 de La Reforma.

La energización del relé 7SS52 del módulo del nuevo transformador, habilitó el concentrador de la protección

diferencial de barras distribuida, lo reseteo e inició la consulta a todos sus módulos asociados. Como el rele Siemens 7SS52 del módulo del autotransformador 2, se encontraba bloqueado y las medidas de corriente no las estaba leyendo el concentrador de la diferencial de barras, se generaron los nuevos disparos de los interruptores de la barra.

El disparo de los interruptores de la barra a 115 kV de la subestación La Reforma fueron originados por un falso contacto en el módulo del autotransformador 2 de La Reforma, razón por la cual el 03 de junio de 2010 deshabilitaron este módulo de la 87B.

El falso contacto producido por humedad en el módulo del autotransformador 2 de La Reforma, activó las protecciones mecánicas y éstas a su vez, engancharon la función falla interruptor del lado de 115 kV del autotransformador, reenviando orden de disparo sin esperar confirmación, debido a que se encontraba mal programada esta función de protección, habilitada dentro del relé diferencial de barras distribuida marca Siemens.

La etapa 1 de la protección falla interruptor generaba la orden de redisparo; sin embargo, el comando de ejecución no se encontraba programado; razón por la cual, se activó la etapa 2 de esta protección, enviando disparo a todos los interruptores de la barra a 115 kV y a los interruptores de 230 kV asociados a ambos autotransformadores de La Reforma.

Como consecuencia de los eventos, se produjo evento de tensión en la subestación La Reforma a 115 kV y una demanda no atendida de 111.83 MWh el día 02 de junio de 2010 (44.84 MWh a las 12:55 horas, 26.57 MWh a las 13:24 horas, 26.55 MWh a las 13:36 horas y 13.86 MWh a las 14:02 horas) y de 49.68 MWh el día 03 de junio 2010, en los municipios de Villavicencio, Granada, Acacias, San Martín, Guamal, Puerto López, Puerto Gaitán, Castilla la Nueva, Cumaral, Restrepo, Medina, Paratebueno, Cabuyaro, San Carlos de Guaroa, Cubarral, Dorado, El Castillo, Fuente de Oro, Puerto Lleras, Puerto Rico, San Juan de Arama, Vistahermosa, Mesetas, Lejanías y Uribe en el departamento de Meta, y en el municipio de San José del Guaviare en el departamento del Guaviare.

A causa de los eventos, el SIN no se vio sometido a frecuencias por fuera del rango normal de operación.

El 26 de junio de 2010, EMSA habilitó de nuevo el módulo del ATR2 a la protección diferencial de barras distribuida y realizó pruebas a las protecciones diferencial de barras y falla interruptor, obteniendo resultados exitosos.

28 de noviembre de 2010: A las 05:00 horas, se realizaba la normalización de la alimentación del sistema de servicios auxiliares de la subestación San Mateo y, por causa desconocida, operó la etapa 2 de la protección falla interruptor de San Mateo asociada con la línea hacia Tunal, disparando todos los elementos de la subestación San Mateo a 230 kV.

La desconexión de los elementos de la subestación San Mateo a 230 kV ocasionó evento de tensión en esta subestación y una demanda no atendida de 17.73 MWh en el área urbana de Bogotá en el departamento de Cundinamarca.

Como consecuencia del evento, el STN no se vio sometido a frecuencias por fuera del rango normal de operación.

Después de consulta realizada por EEB al fabricante del relé REL 512, con el fin de identificar la causa de la operación de la etapa 2 de la protección falla interruptor, ABB recomendó deshabilitar esta función, lo cual fue realizado por EEB en las subestaciones Tunal, San Mateo, Balsillas y La Guaca. Esta acción es considerada por el CND bastante delicada para la operación segura del SIN.

Área Antioquia - Chocó

31 de agosto de 2010: A las 23:13 horas, debido al cierre de la válvula esférica de cámara de válvulas ante falla en algunos microsiches, se presentó disparo definitivo por 220 kV de las unidades de generación 01, 02 y 03 de La Tasajera, con 102 MW cada una, ocasionando excursión de la frecuencia del SIN con un valor mínimo de 59.681 Hz.

Debido a la configuración en anillo de la subestación La Tasajera a 220 kV, en la cual se intercalan las tres salidas de generación y las tres salidas de línea, quedaron desconectadas del anillo las líneas La Tasajera - Occidente, La Tasajera - Bello y La Tasajera - Barbosa, ocasionando evento de tensión en esta subestación.

El 01 de septiembre de 2010 a las 03:27 horas, se presentó el mismo evento de disparo definitivo por 220 kV de las unidades de generación 01, 02 y 03 de La Tasajera, debido al cierre de la válvula esférica de cámara de válvulas ante falla en algunos microsiches, esta vez con 105 MW en total, por lo cual no se produjo excursión de la frecuencia por fuera del rango normal de operación. En consecuencia, quedaron desconectadas del anillo las líneas La Tasajera - Occidente, La Tasajera - Bello y La Tasajera - Barbosa, ocasionando evento de tensión en la subestación.

Aunque estos dos eventos no ocasionaron demanda no atendida, se afectaron los índices de calidad de la operación del SIN debido a la pérdida de tensión en la subestación La Tasajera y la excursión de la frecuencia en el

evento del día 31 de agosto de 2010.

13 de octubre de 2010: A las 03:31 horas se presentó salida intempestiva de toda la subestación Jaguas a 220 kV, debido a una falla presentada en el pararrayos de la fase A que protege el transformador de servicios auxiliares, 230/13.8 kV de 10 MVA, contra sobretensiones por maniobras y descargas atmosféricas.

Este evento ocasionó excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación, tomando un valor mínimo de 59.72 Hz.

Como consecuencia del evento, no se presentó demanda desatendida en el SIN; sin embargo, se afectaron los índices de calidad de la operación de éste, debido a la pérdida de tensión en la subestación Jaguas a 230 kV.

Glosario

Unidades de Medidas

\$	Pesos colombianos
\$/kWh	Pesos colombianos por kilovatio hora
GPC	Giga pies cúbicos
GW	Gigavatios
GWh	Gigavatios hora
Hz	Hertz
Km	Kilómetros
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
MPCD	Millones de pies cúbicos día
MVA	Megavoltaamperio
Mvar	Megavoltaamperio reactivos
MW	Megavatio
US\$-USD	Dólares de los Estados Unidos
V	Voltio
VDC	Voltaje de corriente directa
GBTU	Giga BTU (BTU = British Thermal Unit)

Institucionales

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

Institucionales

SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Otros Términos

ADD	Áreas de Distribución de Energía Eléctrica
AGC	Regulación Secundaria de Frecuencia, Automatic Generation Control
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
ATSM	Anomalías en la temperatura superficial del mar
ATSSM	Anomalías en la temperatura subsuperficial del mar
CAOP	Condiciones Anormales de Orden Público
CEE	Costo equivalente en energía del Cargo por Capacidad
CERE	Costo equivalente real en energía del Cargo por Capacidad
CIU	Clasificación internacional industrial uniforme de todas las actividades económicas
CRC	Centro Regional de Control
DRP	Despacho, Redespacho Programado
EDAC	Esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
ENFICC Adicional en hidráulicas	Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas. La Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas será la energía que excede la ENFICC declarada por el generador, calculada para cada uno de los meses del período que definió la ENFICC respectiva.
EDAPTM	Energía Disponible Adicional de Plantas o Unidades Térmicas para un Mes: Es la cantidad de energía eléctrica que una planta o unidad de generación térmica es capaz de entregar continuamente, por encima de la ENFICC, en un período de un mes calendario

Otros Términos

ENOS	El Niño - Oscilación del Sur
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
IDA	Índice de disponibilidad de activos
IME	Índice Multivariado del ENOS
IOS	Índice de Oscilación del Sur
MPCD	Millones de pies cúbicos por día
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
NERC	North American Electric Reliability Council
OR	Operador de red
OEF	Obligación Energía firme
PIB	Producto Interno Bruto
PIL	Precio de importación para liquidación ecuatoriano
PONE	Precio de oferta colombianos expost en el nodo frontera para exportación
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
SIC	Sistema de Intercambios Comerciales
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SNC	Sistema Nacional de Consignaciones
STN	Sistema de Transmisión Nacional

Otros Términos

STR	Sistema de Transmisión Regional
TN	Transmisor Nacional
TCRM - TRM	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	Petroleo West Texas Intermediate (referencia para fijar precios)
ZCIT	Zona de convergencia intertropical