



INFORME DE ADMINISTRACIÓN
Y OPERACIÓN DEL MERCADO **2011**



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
DE SISTEMAS DE TIEMPO REAL

INICIAR ►



CONTENIDO

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

INFORME DE ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL MERCADO **2011**

PRESENTACIÓN

INICIO 



PRESENTACIÓN

La operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN y la administración del mercado de energía mayorista durante el año 2011 estuvo altamente influenciada por la ocurrencia de precipitaciones excesivas sobre la mayor parte del territorio nacional.

Este extremo climático, comúnmente conocido como fenómeno de La Niña (FLN), se halla asociado con la fase fría de un fenómeno físico que hace parte del ciclo natural global del clima.

La intensidad de este fenómeno ocasiono la ocurrencia de precipitaciones excesivas sobre la mayor parte del territorio nacional, el cual hizo que los aportes hidrológicos durante el 2011 fueran superiores a los de un año promedio, en un 39%. Es así que ya en septiembre de 2011 los aportes habían alcanzado el acumulado de un año promedio.

El análisis regional del fenómeno de La Niña muestra que los caudales de la región Centro durante todo el año 2011, estuvieron por encima del año más húmedo en sus registros históricos. Es así como al finalizar diciembre de 2011, el escurrimiento acumulado en esta región fue superior al promedio en el 116%, es decir más del doble de lo que se presentaría en un año con caudales medios, siendo 2011 de lejos, el año más húmedo de esta serie.

Como consecuencia de los aportes presentados que superaron los registros históricos promedios, las reservas al finalizar el año alcanzaron el 88.82% de la capacidad de almacenamiento útil, uno de los más altos registrados en un fin de año. Vale la pena anotar, que el valor más alto de las reservas útiles alcanzadas en 2011, se registró el 8 de diciembre y fue de 91.88%, algo sin precedencia en la historia reciente.

En esta misma línea, los índices de la operación del Sistema muestran en términos generales la buena gestión en 2011, ya que no se superaron los límites acordados para el año.

De otro lado, la demanda de energía eléctrica en Colombia en el 2011 alcanzó los 57,150.3 GWh, con un crecimiento de 1002.7 GWh, equivalente al 1.8%, crecimiento inferior al presentado en 2010 (2.7%) e igual al 2009 (1.8%).

Durante el 2011 se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 1,294.5 GWh, valor superior en un 62.3% frente al registrado en 2010 (797.7 GWh) y a Venezuela 248.8 GWh.

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.

La operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- y la administración del mercado de energía mayorista durante el año 2011 estuvo altamente influenciada por la ocurrencia de precipitaciones excesivas sobre la mayor parte del territorio nacional.

Tabla 1. Variables de la Operación del SIN				
Variables	2010	2011	Variación	Crec.
Oferta				
Volumen útil diario (GWh)	11,957.1	13,967.9	2,010.8	16.8%
Volumen respecto a capacidad útil	77.8%	88.8%		
Aportes hídricos (GWh)	50,787.2	70,544.8	19,757.6	38.9%
Aportes respecto a la media histórica	106.9%	138.9%		
Vertimientos (GWh)	3,456.7	5,910.8	2,454.1	71.0%
Capacidad neta SIN (MW)	13,289.5	14,420.0	1,130.5	8.5%
Generación				
Hidráulica(GWh)	38,088.6	45,583.1	7,494.5	19.7%
Térmica(GWh)	15,590.7	9,383.7	-6,207.0	-39.8%
Plantas Menores (GWh)	2,985.6	3,336.7	351.1	11.8%
Cogeneradores (GWh)	222.7	316.9	94.1	42.3%
TOTAL(GWh)	56,887.6	58,620.4	1,732.8	3.0%
Intercambios internacionales				
Exportaciones a Ecuador(GWh)	797.7	1,294.5	496.8	62.3%
Importaciones de ecaudor(GWh)	9.7	8.2	-1.6	-16.3%
Exportaciones a Venezuela(GWh)	0.0	248.8	248.8	-
Demanda				
Comercial(GWh)	56,897.3	58,628.6	1,731.3	3.0%
Nacional del SIN(GWh)	56,147.6	57,150.3	1,002.7	1.8%
Regulada(GWh)	37,820.7	38,231.3	410.6	1.1%
No Regulada(GWh)	18,002.0	18,535.9	533.9	3.0%
No atendida(GWh)	48.0	65.0	17.1	35.6%
Potencia(MW)	9,100.0	9,295.0	195.0	2.1%

Tabla 2 - Variables del mercado

Variables	2010	2011	Variación	Crec.
Transacciones				
Energía transada en bolsa (GWh)	18,251	16,787	-1,464	-8.0%
Energía transada en contratos (GWh)	63,555	62,179	-1,376	-2.2%
Total energía transada (GWh)	81,806	78,966	-2,840	-3.5%
Desviaciones (GWh)	77.2	76.8	-0.4	-0.5%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	32.1%	28.6%	-3.4%	-10.7%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	111.7%	106.1%	-5.6%	-5.1%
Precio medio en bolsa nacional (\$/KWh)	130.4	76.2	-54	-41.6%
Precio medio en contratos (\$/kWh)	110.0	118.0	8	7.3%
Compras en bolsa (millones \$)	2,378,960	1,270,891	-1,108,070	-46.6%
Restricciones (millones \$)	428,255	691,635	263,380	61.5%
Responsabilidad comercial AGC (millones pesos)	189,124	136,266	-52,858	-27.9%
Desviaciones (millones \$)	5,626	8,075	2,450	43.5%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	70,224	67,670	-2,554	-3.6%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	3,072,190	2,174,537	-897,652	-29.2%
Valor transado en contratos (millones \$)	6,986,850	7,338,582	351,732	5.0%
Total transacciones del mercado (millones \$)	10,059,039	9,513,119	-545,920	-5.4%
Rentas de congestión (millones \$)	7,049	9,780	2,731	38.7%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	1,451,636	1,602,635	150,999	10.4%
LAC				
FAZNI (1) (millones \$)	58,083	61,142	3,059	5.3%
FOES (2) (millones \$)	2,481	9,293	6,812	274.6%
FAER (3) (millones pesos)	68,027	72,803	4,776	7.0%
PRONE (4) (millones pesos)	48,203	51,443	3,240	6.7%
Cargos por uso STN (millones \$)	1,186,782	1,350,603	163,822	13.8%
Cargos por uso STR (millones \$)	876,692	936,006	59,315	6.8%

- (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) PRONES - Programa de normalización de redes eléctricas

Tabla 3. Agentes del Mercado

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	53	43
Transmisores	11	9
Operadores de red	32	32
Comercializadores	80	64
Fronteras usuarios regulados	5,024	-
Fronteras usuarios no regulados	5,058	-
Fronteras de alumbrado público	4,414	-

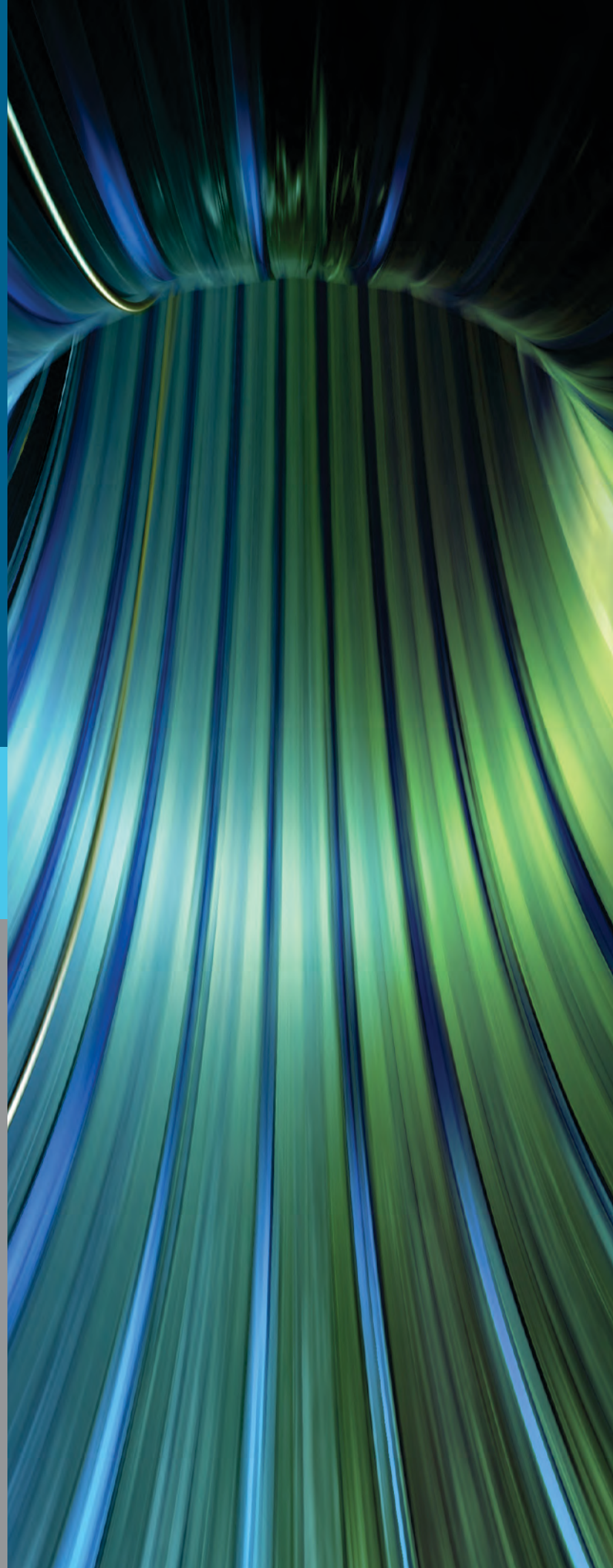
Tabla 4. Líneas de transmisión del SIN

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	10,089.4
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 220 – 230 kV	11,654.6
Transmisión 500 kV	2,436.7
TOTAL SIN	24,196.2

INFORME DE ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL MERCADO **2011**

OFERTA Y GENERACIÓN

INICIO 



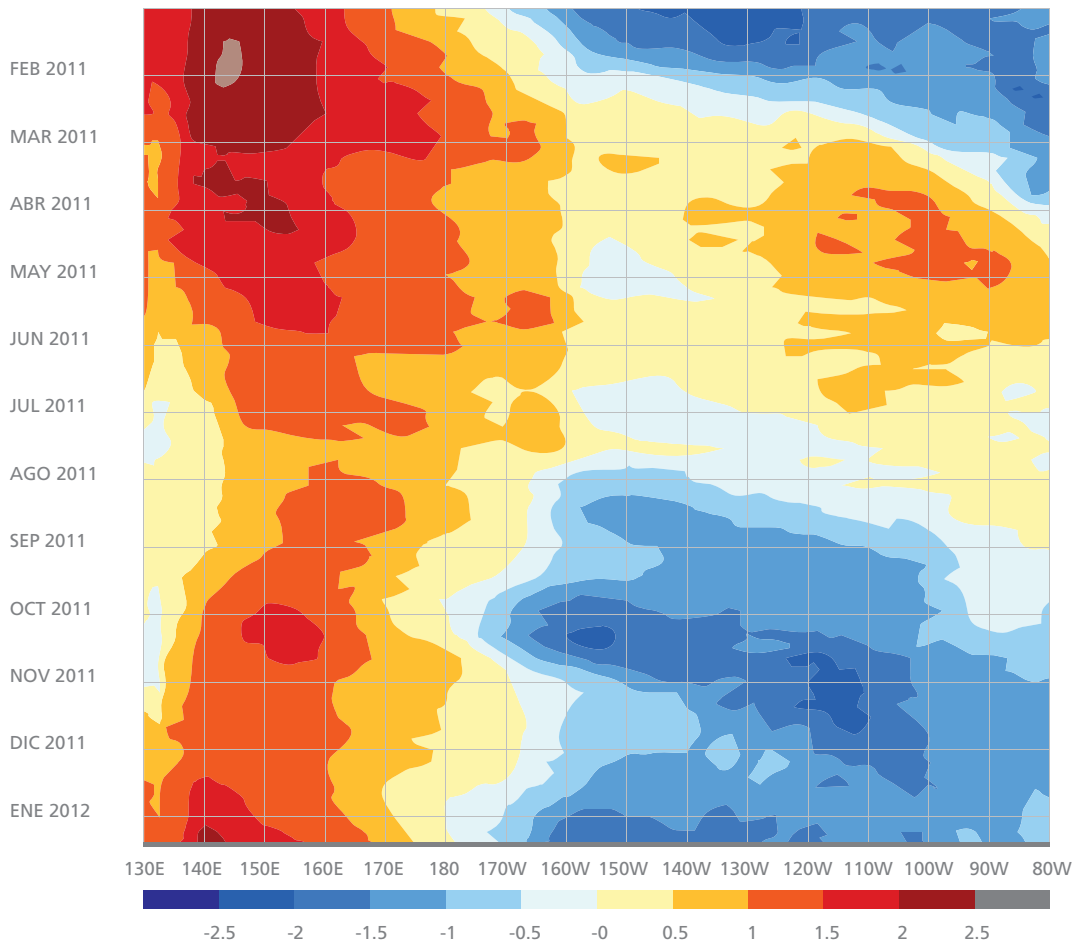
Condiciones climáticas

El 2011 se caracterizó por ser un año donde predominaron condiciones climáticas que favorecieron la ocurrencia de precipitaciones excesivas sobre la mayor parte del territorio nacional. Estas condiciones se hallaron asociadas principalmente al fenómeno de La Niña (FLN).

En la figura 1 se presentan las anomalías de calor superficial a lo largo del Pacífico Ecuatorial. En el extremo derecho se hallan localizadas las costas de Sudamérica. Las regiones en color azul corresponden a anomalías negativas, o enfriamiento (FLN); en tanto que los colores amarillo a rojo denotan anomalías positivas, es decir, el calentamiento típico asociado con un fenómeno de El Niño (FEN).

Nótese en este caso, que durante los primeros meses de 2011 finalizó el FLN 2010-2011, dando paso a un breve período de condiciones normales, seguidas de un nuevo enfriamiento a partir de octubre de 2011. Este enfriamiento, en buena medida, fue responsable del incremento de las lluvias de fin de año sobre el territorio colombiano.

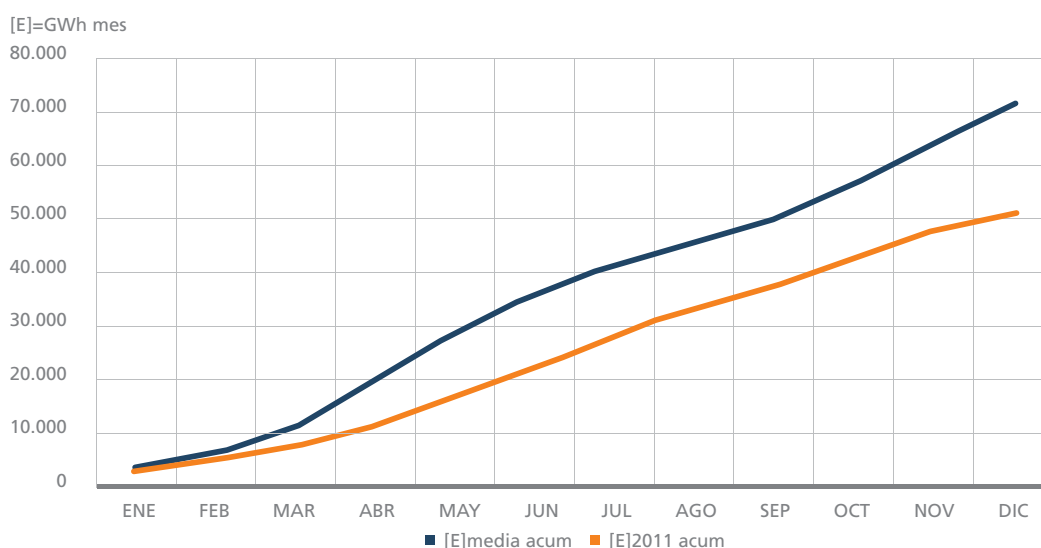
Figura 1. Anomalías del contenido de calor superficial oceánico - fuente CPC - NWS



Aportes

En el gráfico 1 se compara la afluencia energética real acumulada en los embalses asociados al SIN (línea azul), versus la afluencia promedio (promedios mensuales para todas las series hidrológicas). Se puede observar que ya desde septiembre de este año los aportes a los embalses igualaron a los observados durante un año promedio y que a finales de diciembre, dichos aportes los habían superado significativamente, en un 38.9%.

Gráfico 1. Aportes energéticos acumulados durante el 2011, versus la media mensual.



Reservas 2011

Al finalizar diciembre de 2011, las reservas hídricas útiles almacenadas en los embalses del SIN eran de 13967.9 GWh, lo que equivale a un 16.8% de reservas adicionales en el 2011 frente a lo registrado en 2010 (ver tabla 1). Esta evolución del embalse estuvo condicionada por la muy alta respuesta hidrológica de las cuencas del SIN, ante las condiciones extremas asociadas con La Niña. En particular, los aportes energéticos en doce de los últimos quince meses han estado sobre o muy por encima de los promedios históricos.

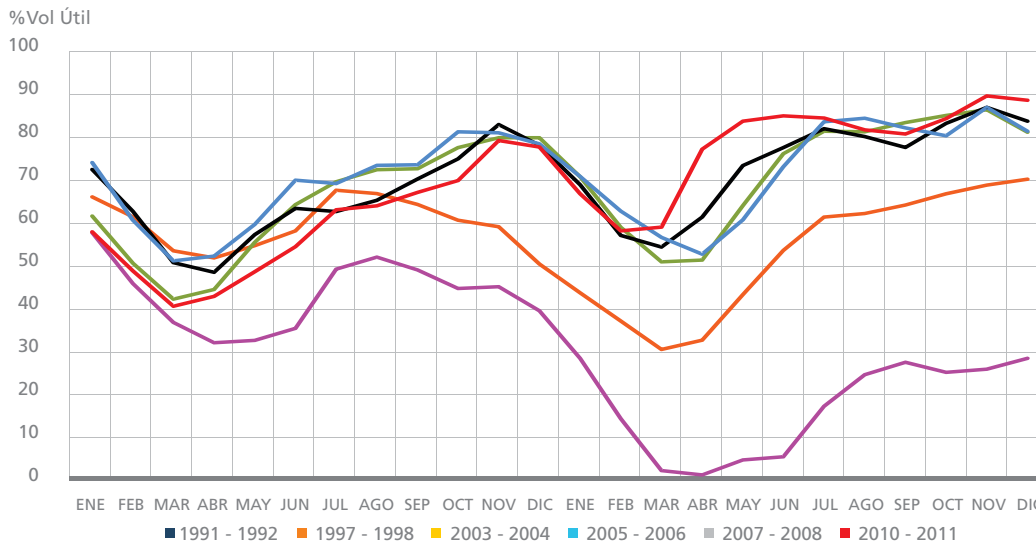
Tabla 1. Volumen útil diario diciembre 31 de 2011

Año	Gwh	%
2011	13,967.9	88.8
2010	11,957.1	77.8

Reservas históricas

En el gráfico 2 se presenta la evolución del embalse durante el período 2010 – 2011 comparado con evoluciones de años recientes y con los diferentes eventos FEN y FLN. La línea roja muestra el comportamiento de las reservas útiles durante los dos últimos años.

Gráfico 2. Comparación evolución embalse agregado año 2010 – 2011



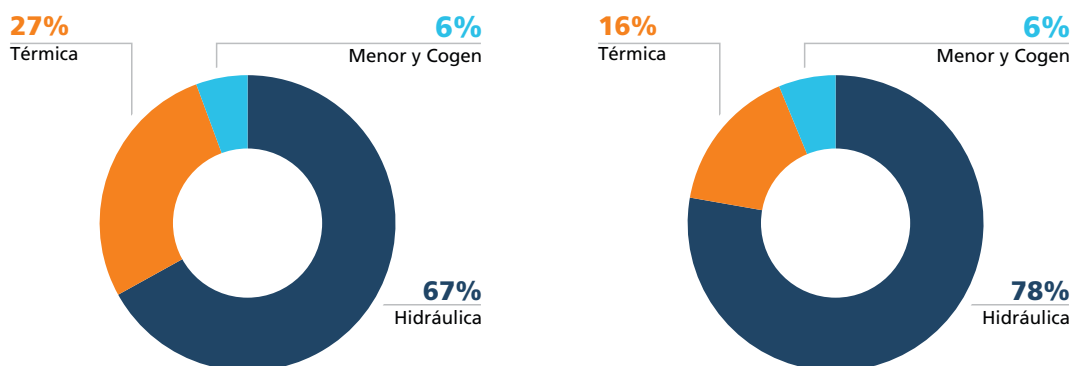
Es interesante observar como el FEN correspondiente al período 2008-09 que se disipó a mediados de 2009, fue seguido del FLN, el cual permitió que las reservas alcanzasen un nivel ligeramente por debajo del 80% hacia finales del año (2010). Sin embargo, la transición hacia condiciones normales se acompañó de una breve reducción en las reservas útiles (llegando a situarse por debajo del 60%) para iniciar nuevamente su fase de ascenso estacional, la cual fue modulada por el establecimiento de condiciones frías en el Pacífico tropical, y llegándose a superar la cota de 90% del agregado, algo no observado en la historia reciente.

Generación del SIN

A diciembre de 2011 la generación anual de energía eléctrica en Colombia fue de 58,620.4 GWh, 3.0% por encima de la registrada en 2010 para este mismo período (56,887.6 GWh). Esta evolución positiva se debió principalmente al incremento en las exportaciones (más del doble en 2011 que durante 2010, para el mismo período), la demanda, y la disponibilidad hídrica.

Durante 2011, la composición de la generación estuvo bajo el impacto del fenómeno de La Niña. Así, la generación térmica se redujo sensiblemente en un 39.8%, pasando de una participación del 26.6% en 2010, a un 16.0% en 2011 (ver gráfico 3).

Gráfico 3. Composición de la generación del SIN en 2010 y 2011



Consumo de combustibles

En el sector eléctrico colombiano el consumo de combustibles en las plantas térmicas se concentra principalmente en el gas y el 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 notoria la reducción en el consumo de combustibles durante el 2011, en comparación con lo registrado en el 2010 (del orden del 36.0%). Esto en parte se explica por la caída en la generación térmica, debida al fenómeno de La Niña, la cual se acompañó de una gran disponibilidad de reserva hídrica.

Tabla 2. Consumo de combustible en el SIN (GBTU) 2009 a 2011

Combustible (1)	2009	2010	2011	Participación
Gas	92,694.4	102,178.9	71,359.4	79.5%
Carbón (2)	37,108.1	32,162.4	16,748.9	18.7%
ACPM	2,154.4	3,737.9	38,3	0.0%
Fuel Oil	1,096.0	2,012.4	1,589.0	1.8%
Queroseno	61.9	12.8	0.0	0.0%
Total	133,114.9	140,104.4	89,735.6	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.

Como se ha visto en años anteriores, la mayor participación en el consumo está a cargo del gas (79.5%).

Capacidad efectiva neta

La capacidad efectiva neta instalada en el SIN al finalizar el año 2011 fue 14,420 MW. Su distribución por tipo de recurso se muestra en la tabla 3. Comparada con la del 31 de diciembre de 2010, fue superior en el 8.5%, debido principalmente, a la entrada en operación de la central Porce 3 con su primera unidad (180 MW) el 11 de enero, incrementándose a 370 MW el 2 de mayo, luego a 550 MW el 10 de junio para alcanzar finalmente los 660 MW el 2 de septiembre; y al aumento de la capacidad térmica en un 11.2% debido a la entrada de flores 4 con 450 MW el 12 de agosto de 2011. En particular, la capacidad con base en gas, tuvo un notorio incremento, ya que creció de 2478 MW en el 2010, a 3053 MW en el 2011 (aumento del orden del 23.2%). La distribución de la CEN, por tipo de recurso, se puede apreciar también en la tabla 3.

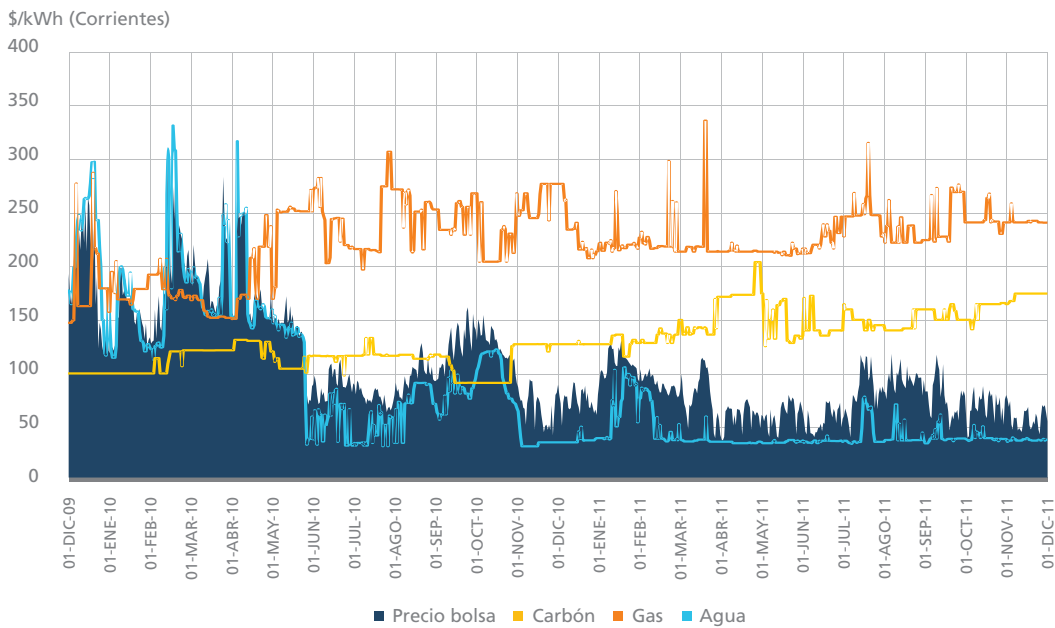
Tabla 3. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2011

Recursos	MW	%	Variación (%) 2011- 2010
Hidráulicos	9,185	63.7%	7.7%
Térmicos	4,545	31.5%	11.2%
Gas	3,053		
Carbón	991		
Fuel - Oil	314		
Combustóleo	187		
ACPM	0		
Menores	635	4.4%	2.3%
Hidráulicos	533		
Térmicos	83		
Eólica	18		
Cogeneradores	55	0.4%	-0.2%
Total SIN	14,420	100%	8.5%

Precios de oferta

El gráfico 4 muestra la evolución de los precios de oferta agrupados por combustible. Los precios de oferta por tecnología se calculan con la mediana de los precios de oferta de los combustibles principales, donde los recursos a gas incluyen los recursos que mezclan gas-carbón y gas-líquidos. Y los recursos carbón, los que utilizan carbón como único combustible. Es importante mencionar que desde el 22 de septiembre de 2010 está vigente la Resolución CREG 138 que modificó la Resolución CREG 006 de 2009, indicando 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 aquel en que fueron presentadas.

Gráfico 4. Precios de oferta por combustible principal

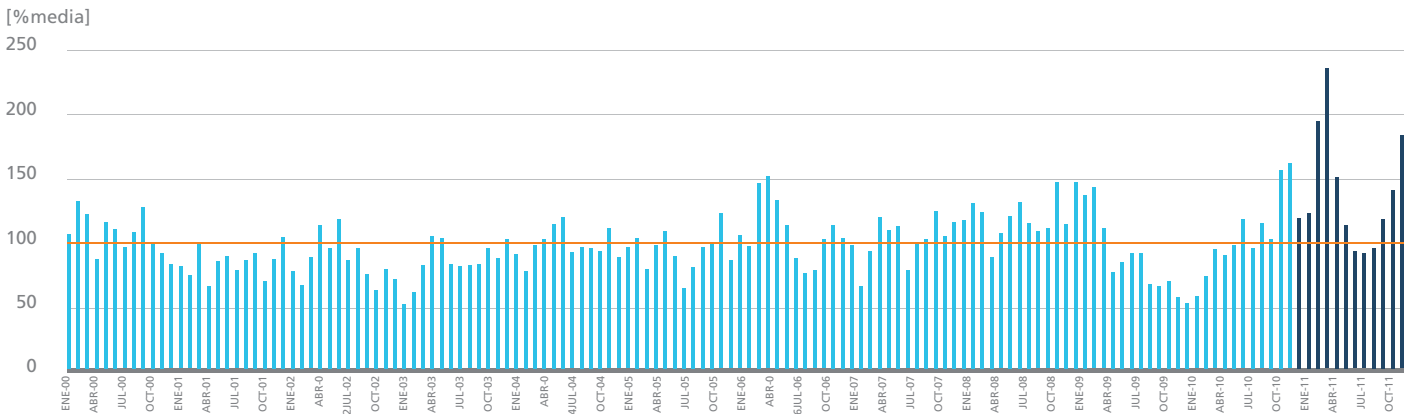


Anexos

Aportes históricos

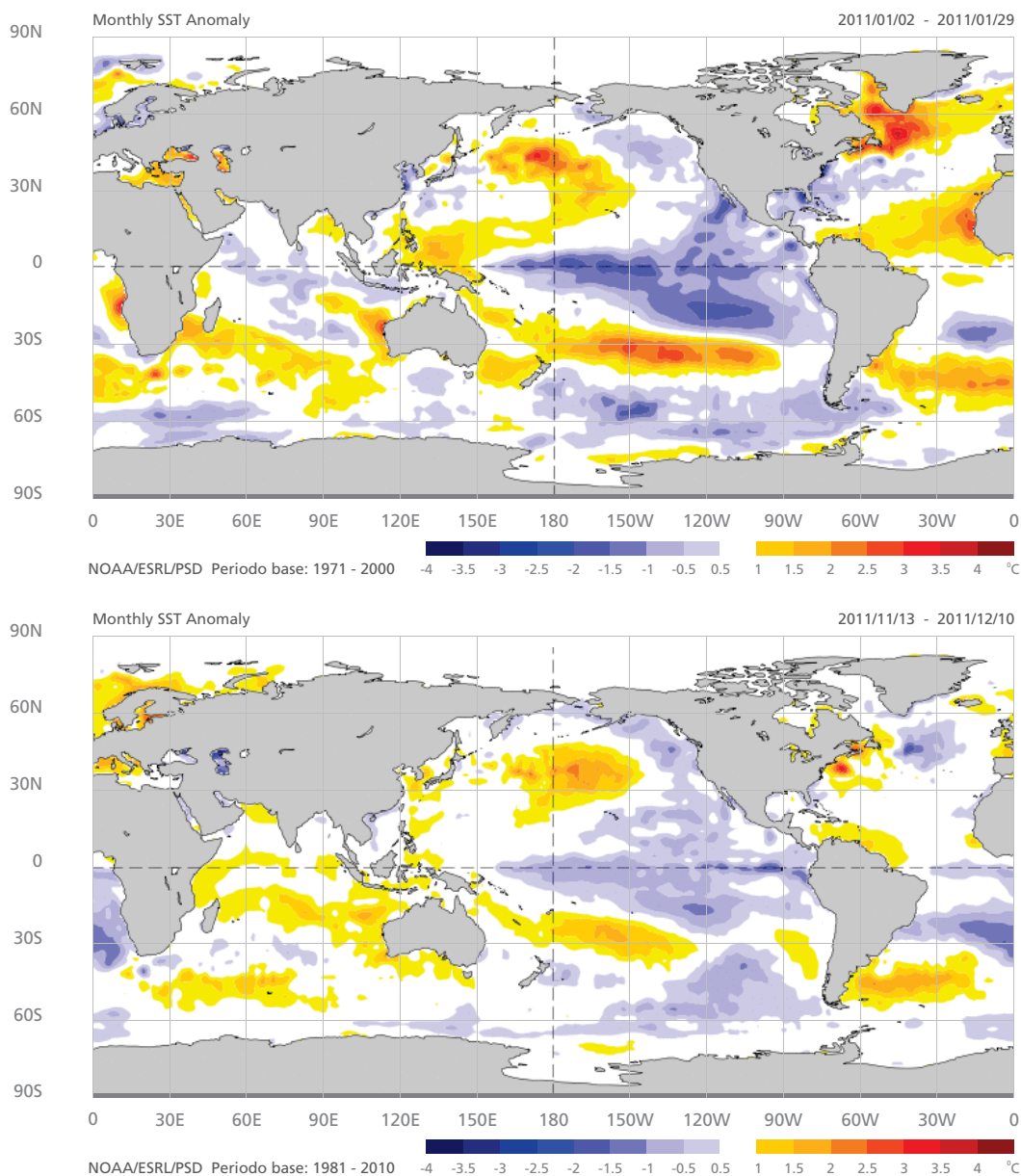
El gráfico 5 muestra la evolución de aportes energéticos (en su componente hidráulica) al SIN, en lo que va corrido del siglo, expresados en porcentaje de la media. Como referencia se incluye una línea horizontal naranja, correspondiente a los aportes promedio (100%). En el gráfico se puede ver muy bien, el impacto de El Niño 2009-2010 en los bajos aportes al SIN, seguido de La Niña 2010-2011 y el resurgimiento de condiciones típicas de La Niña, durante los últimos dos meses del año 2011.

Gráfico 5. Evolución histórica de los aportes energéticos al SIN. Fuente: agentes generadores del SIN.



Campos de Anomalías TSM

Figura 2. Campo de anomalías de la TSM en el océano. Fuente: NOAA. Physical Sciences Division



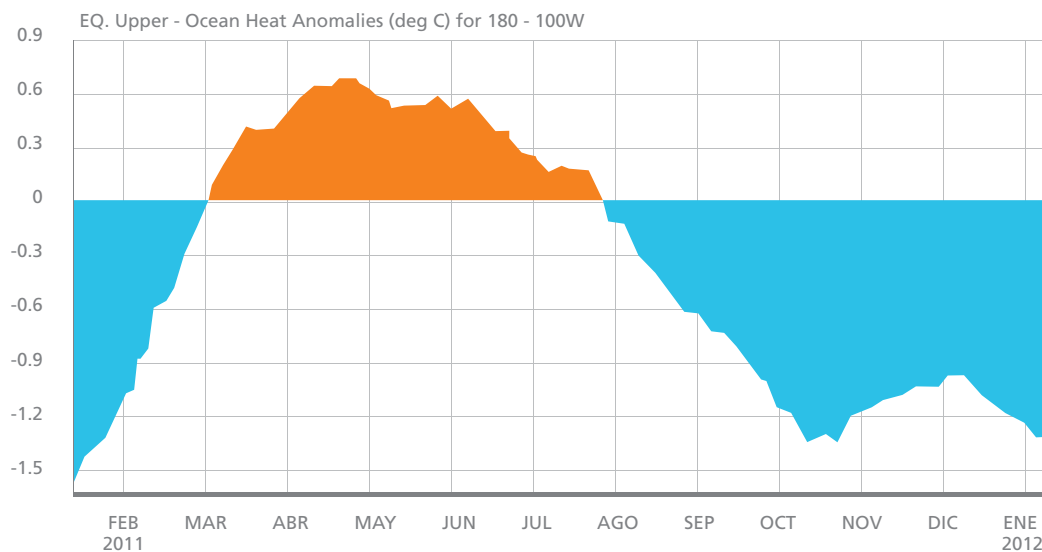
Las imágenes de la figura 2 muestran el comportamiento de las anomalías de la temperatura superficial del mar (TSM) sobre todo el océano mundial durante enero y diciembre de 2011, es decir a comienzos y fines del año, donde las zonas azules corresponden a enfriamiento (anomalías negativas), en tanto que el degradado amarillo-naranja corresponde a condiciones cálidas (anomalías positivas).

En este sentido es necesario tener en cuenta que el FLN se caracteriza por la presencia de anomalías negativas (azul) a lo largo del Pacífico ecuatorial, lo cual se evidencia en ambas imágenes, como resultado de la presencia del FLN.

Anomalías Calor Superficial Ecuatorial

La figura 3 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.

Figura 3. Evolución de las anomalías del contenido de calor superficial ecuatorial en el Pacífico durante 2011 (Fuente: NOAA)



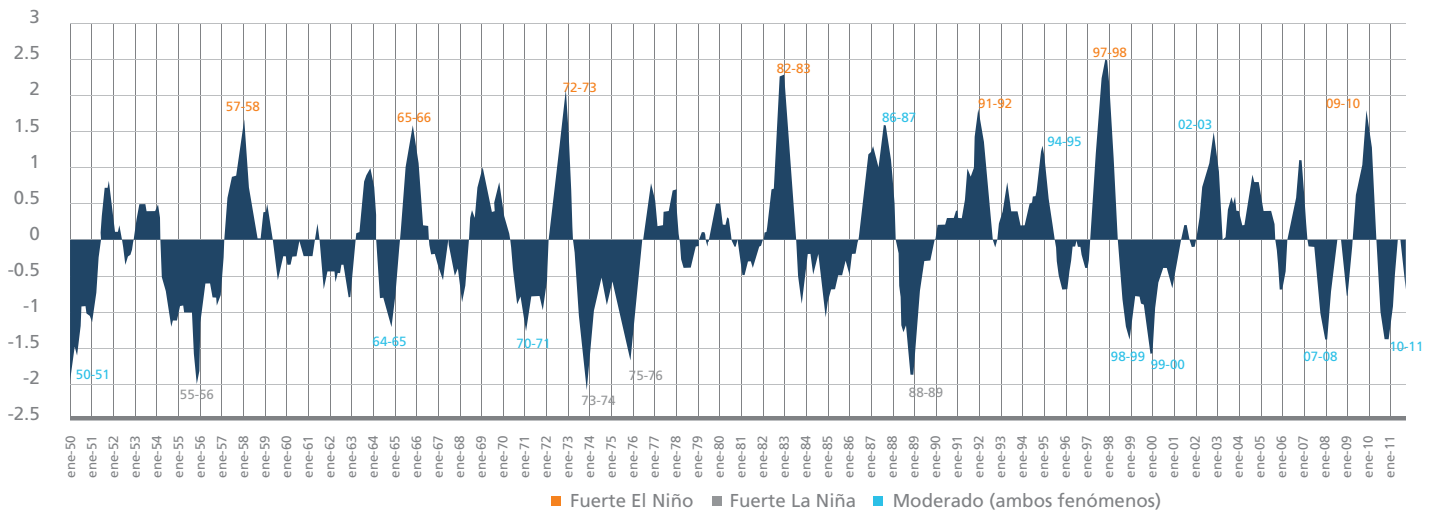
Obsérvese que a comienzos del año el calor superficial se fue reduciendo paulatinamente como resultado de la transición desde el FLN a condiciones neutrales. Posteriormente, a partir de agosto, el pacífico tropical vuelve a enfriarse alcanzando su punto más bajo de contenido de calor, hacia octubre de 2011.

Índice Oceánico Niño (ONI)

El Índice Oceánico de El Niño (ONI en inglés), cuyo comportamiento se puede observar en la figura 4, 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).

Figura 4. Índice Oceánico Niño (ONI). Fuente: ggweather.com

3 Month Nino Region 3.4 average



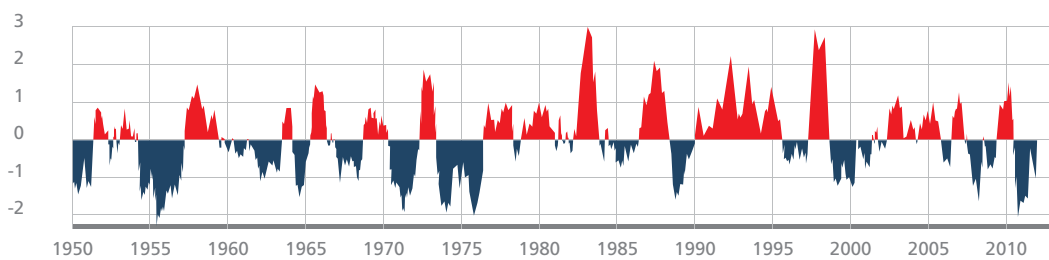
Se considera un evento como cálido (El Niño) cuando se observan cinco meses consecutivos con anomalías iguales o mayores a +0.5°C. Por su parte, la ocurrencia de anomalías menores o iguales a -0.5°C se asocia a un evento frío (La Niña). Con el fin de catalogar la fortaleza del evento, este umbral se 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).

Índice multivariado ENSO

El índice multivariado ENSO se construye mediante un proceso estadístico especial de agregación de las seis(6) 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 (ver figura 5).

Figura 5. Índice Multivariado del ENSO. Fuente: NOAA

Standardized departure



INICIO

Anomalías precipitación Colombia

La figura 6 muestra el comportamiento de las precipitaciones sobre el territorio nacional durante el 2011. Para una fácil interpretación, estas precipitaciones se expresan como anomalías y su escala de categorías se presenta en la parte inferior izquierda de cada una de ellas.

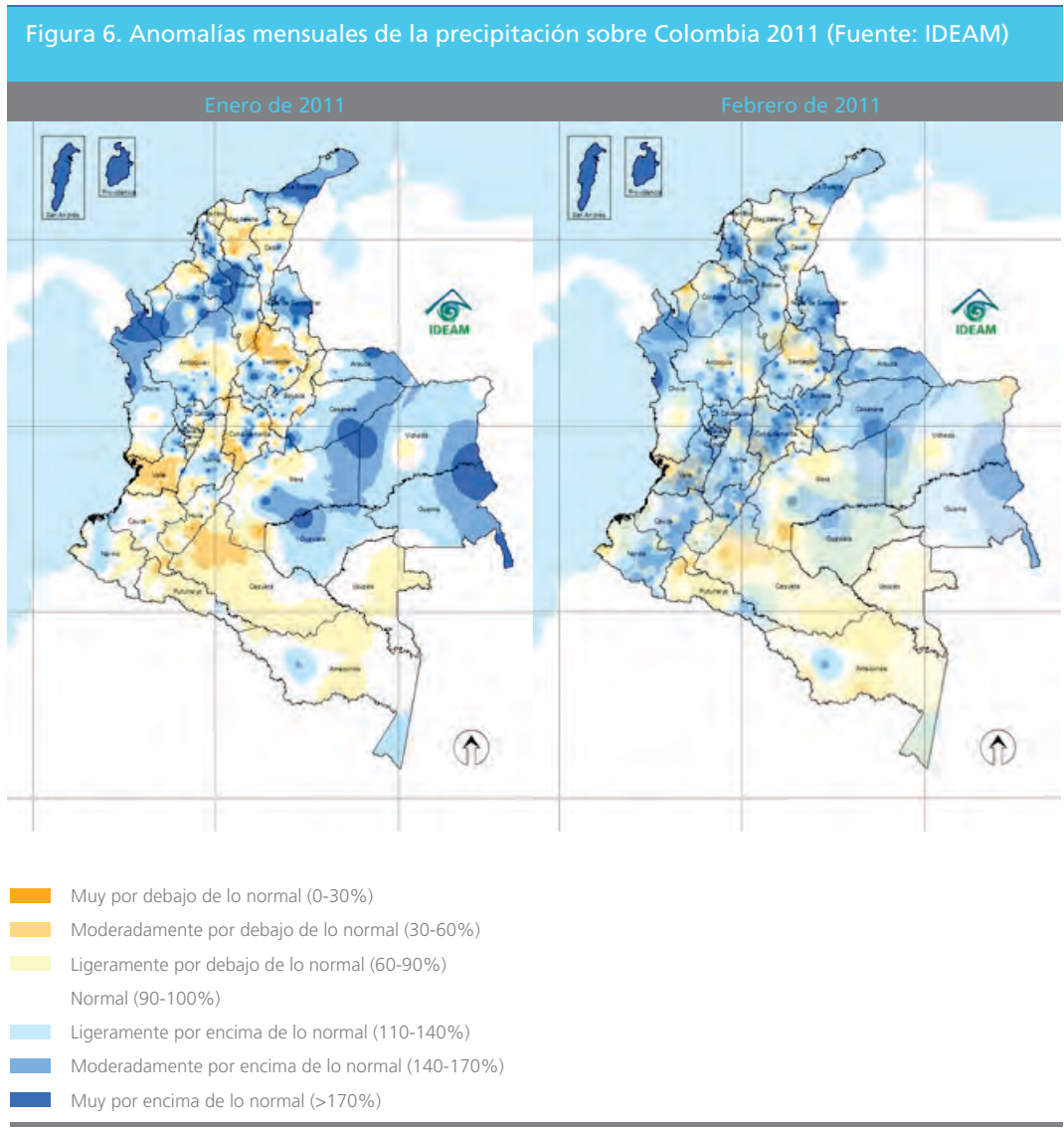


Figura 6. Anomalías mensuales de la precipitación sobre Colombia 2011 (Fuente: IDEAM)

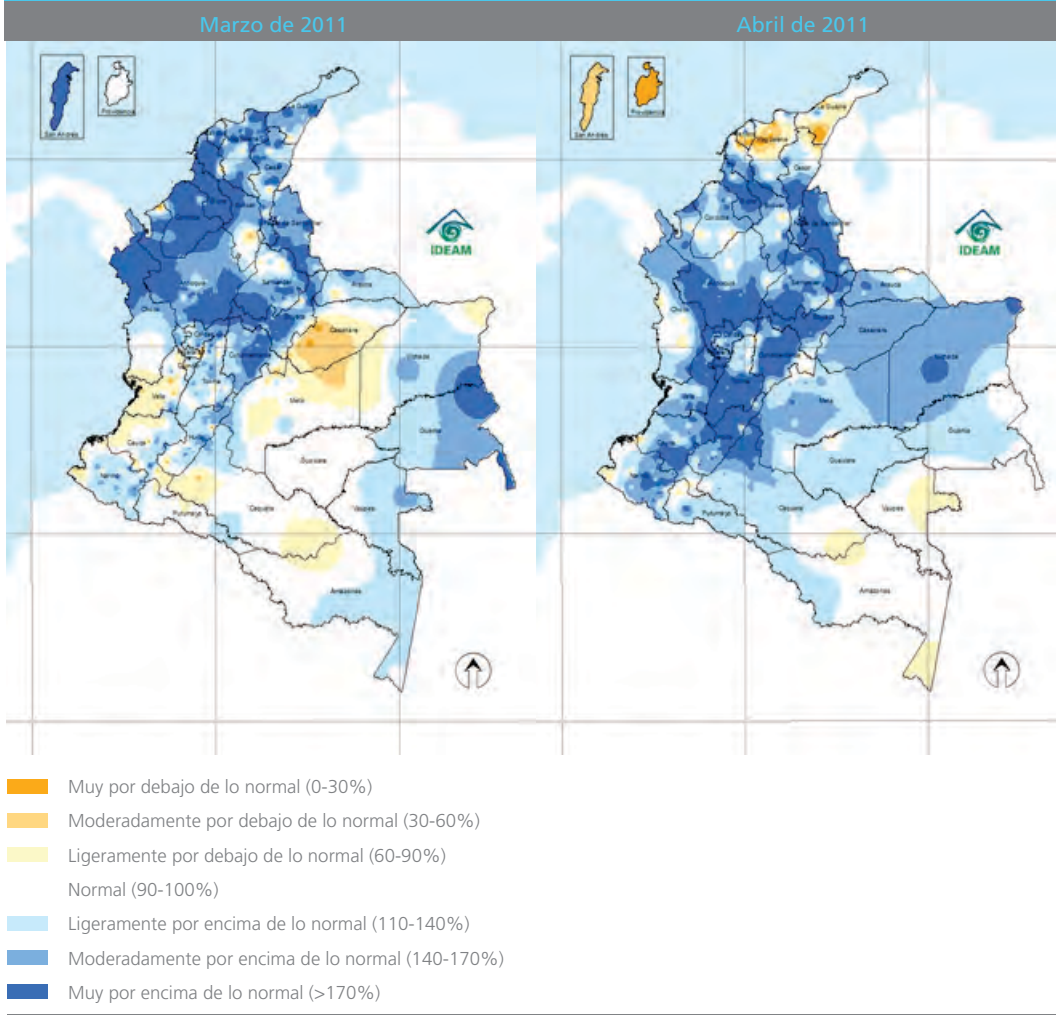


Figura 6. Anomalías mensuales de la precipitación sobre Colombia 2011 (Fuente: IDEAM)

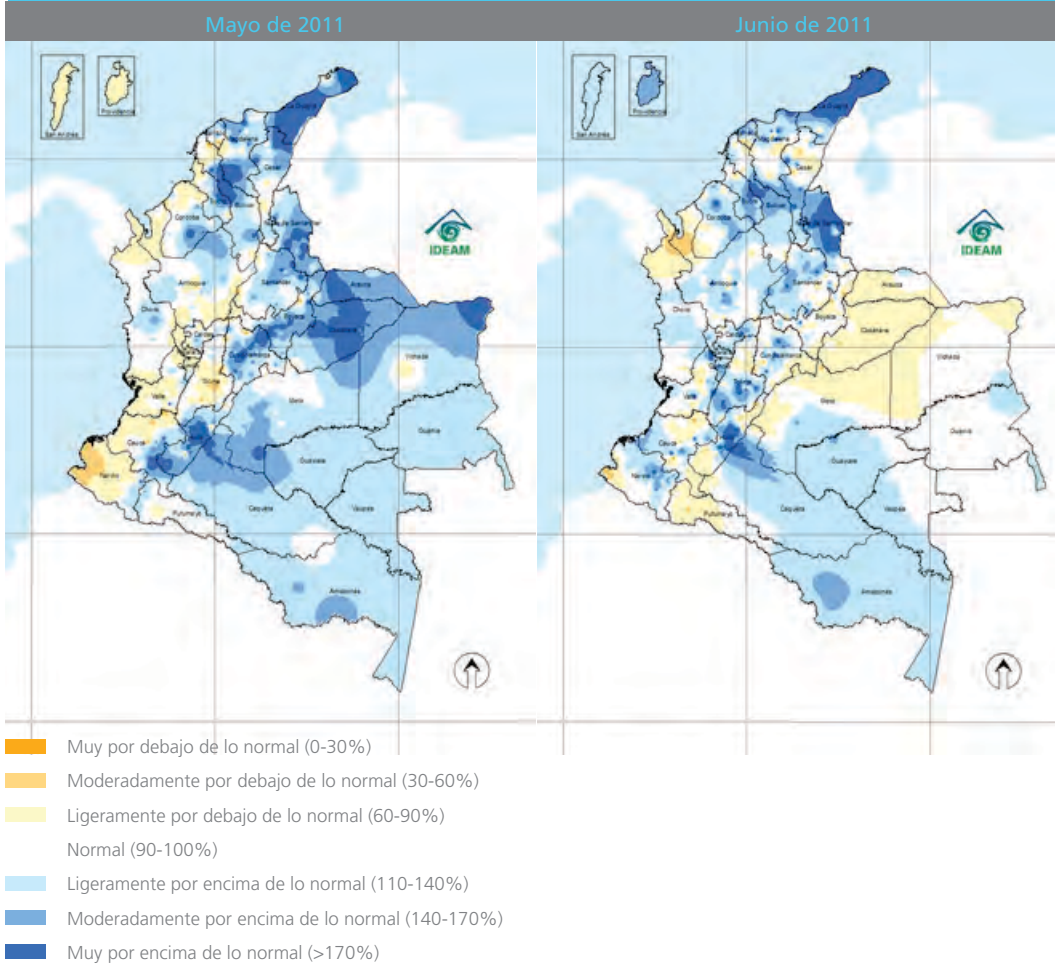


Figura 6. Anomalías mensuales de la precipitación sobre Colombia 2011 (Fuente: IDEAM)

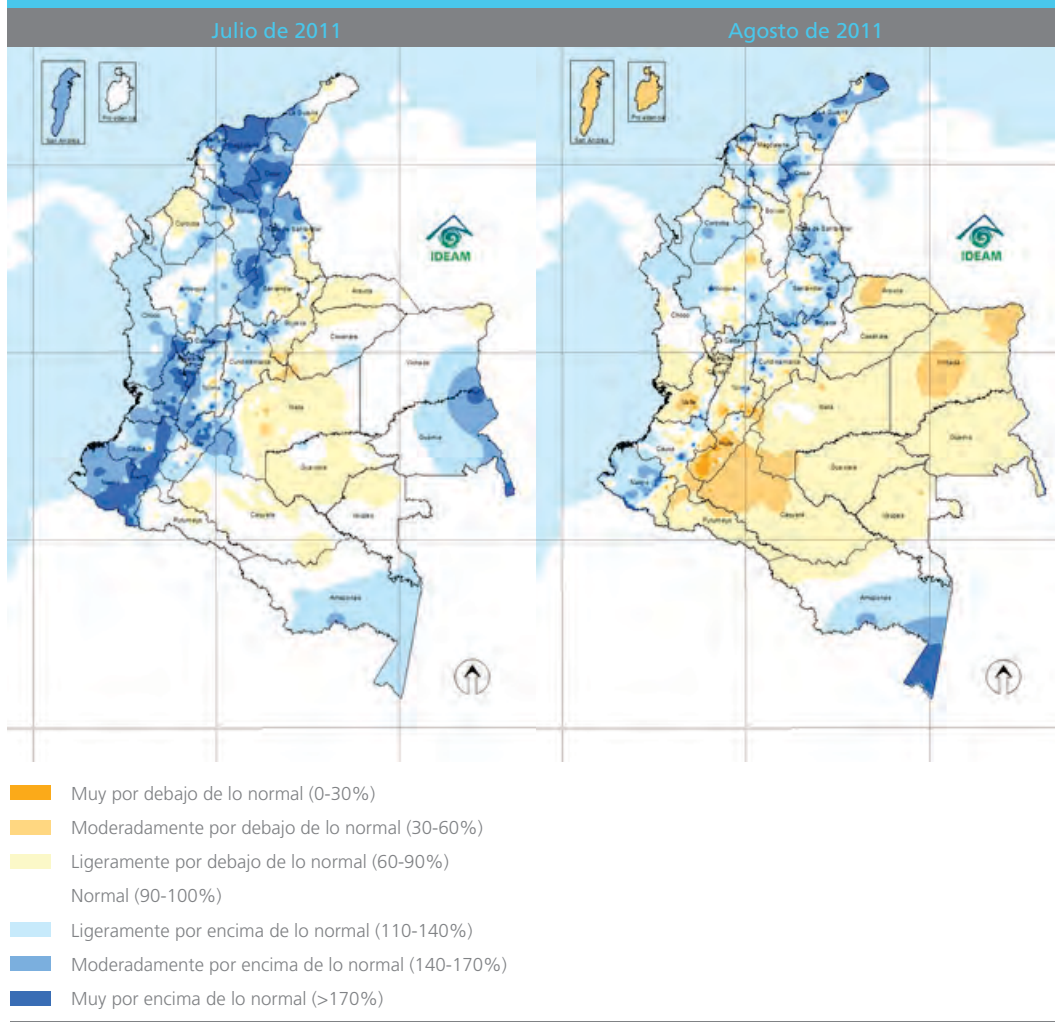
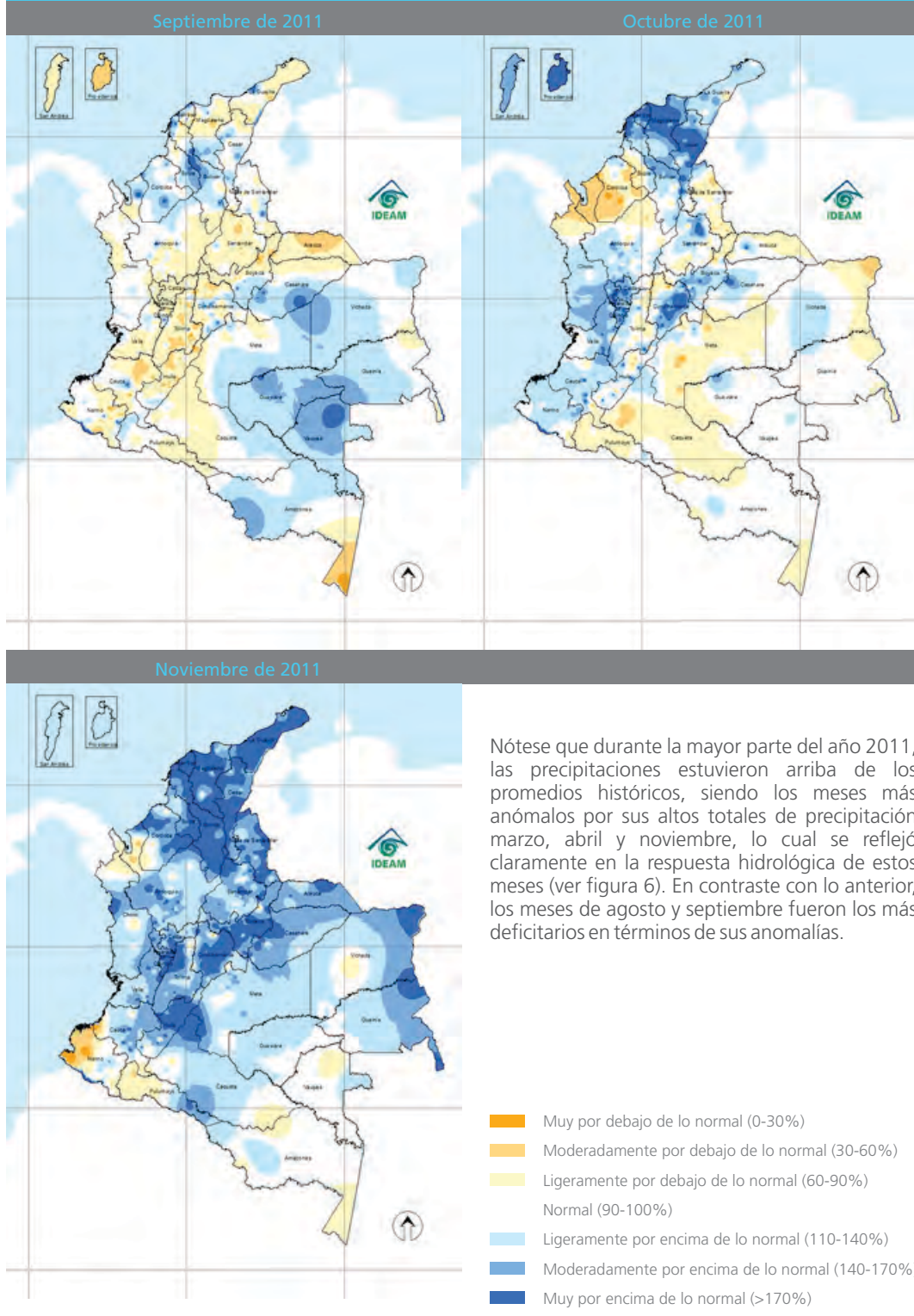


Figura 6. Anomalías mensuales de la precipitación sobre Colombia 2011 (Fuente: IDEAM)



Nótese que durante la mayor parte del año 2011, las precipitaciones estuvieron arriba de los promedios históricos, siendo los meses más anómalos por sus altos totales de precipitación marzo, abril y noviembre, lo cual se reflejó claramente en la respuesta hidrológica de estos meses (ver figura 6). En contraste con lo anterior, los meses de agosto y septiembre fueron los más deficitarios en términos de sus anomalías.

Reservas por región

Gráfico 6. Participación reservas por región a 31 de diciembre de 2011

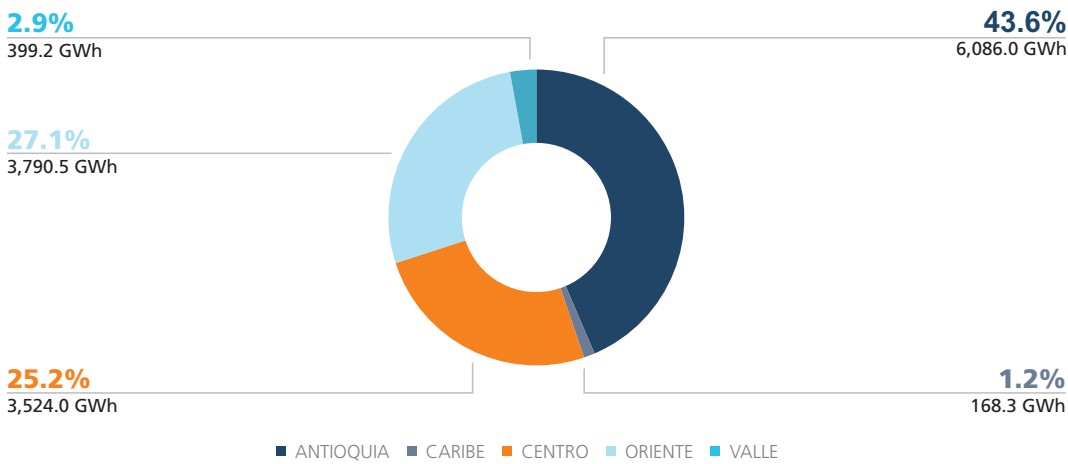
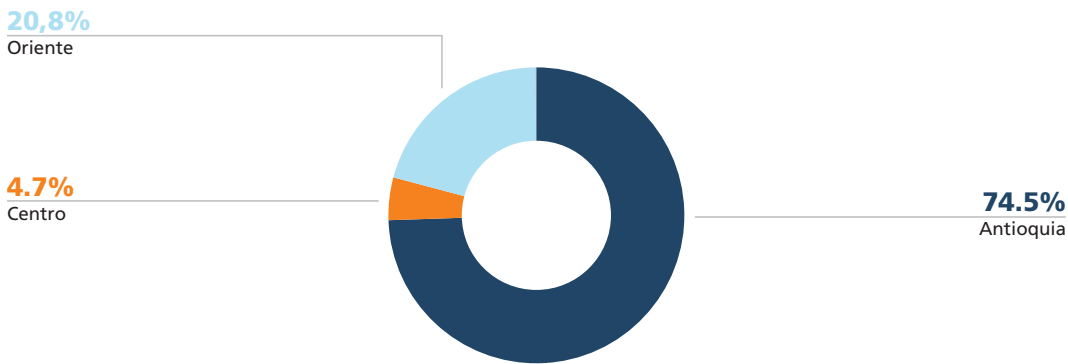


Gráfico 7. Vertimientos por región – 2011

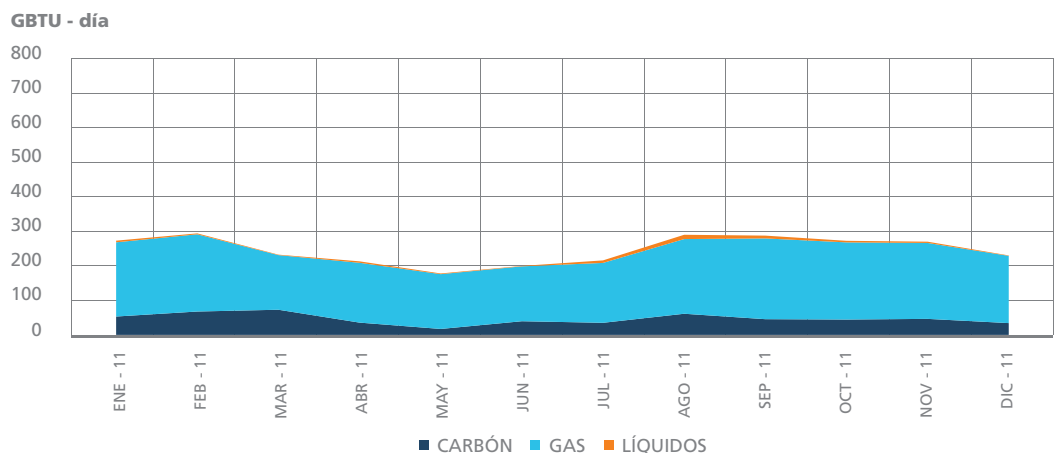


Durante 2011 los vertimientos totales del SIN fueron de 5,910.8 GWh, de los cuales la mayoría tuvieron lugar en la región Antioquia (74.5%), seguida de Oriente, con una quinta parte de los vertimientos totales en el SIN y finalmente Centro con tan sólo el 4.7%. En la región del Valle se presentaron vertimientos menores a diciembre de 2011 y en Caribe no hubo vertimientos.

A su vez los embalses que presentaron más vertimientos fueron San Lorenzo (28.7%), Guavio (16.1%), y Playas (15.9 %) y representan el 60 % del total de vertimientos del SIN.

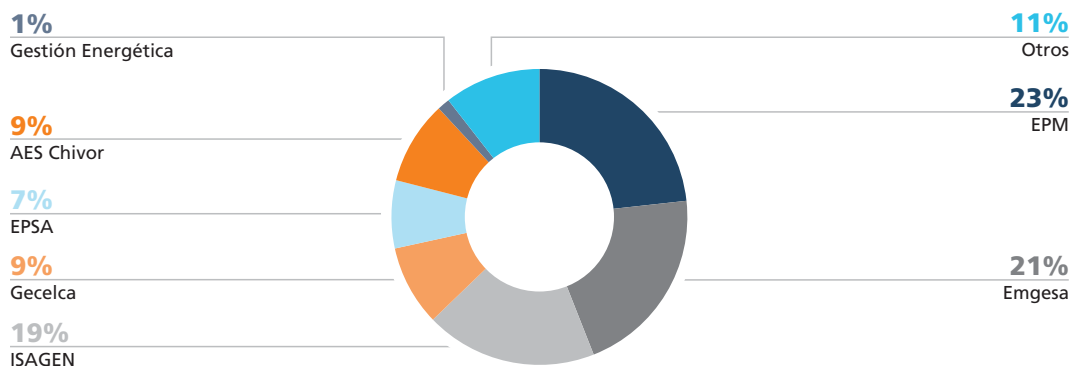
Consumo combustible en el SIN

Gráfico 8. Consumo de combustibles en el SIN



Generación por agente

Gráfico 9. Generación por agente 2011



Disponibilidad comercial promedio

Tabla 4. Disponibilidad comercial promedio (MW) 2011

Despachadas centralmente	Disponibilidad promedio real		% Respecto a capacidad efectiva promedio
	2010	2011	
Hidráulicos	7,441.5	7,789.7	86,9%
Térmicos	3,451.0	3,508.9	83,1%
Total	10,892.5	11,298.6	85,7%
No despachadas centralmente*			
Menor	340.8	380.9	59,5%
Cogenerador	25.4	36.2	65,2%
Total		417.1	59,9%
Disponibilidad promedio total	10,892.5	11,715.6	84,4%

* Calculada a partir de la generación real.

ENFICC Plantas despachadas centralmente

Tabla 5. ENFICC plantas despachadas centralmente. Diciembre 2010 - noviembre 2011 y diciembre 2011 - noviembre 2012.				
Agente	Planta	Tipo Planta	2010 - 2011 ENFICC (kWh-día)	2011 - 2012 ENFICC (kWh-día)
AES CHIVOR	CHIVOR	Hidráulica	8,014,422.00	8,014,422.00
CHEC	ESMERALDA	Hidráulica	433,364.00	433,364.00
CHEC	SAN FRANCISCO	Hidráulica	553,872.00	553,872.00
CHEC	TERMODORADA 1	Térmica	890,487.00	890,487.00
COLINVERSIONES	MERILECTRICA 1	Térmica	3,846,412.00	3,846,412.00
EMGESA	BETANIA	Hidráulica	3,760,836.00	3,760,836.00
EMGESA	GUAVIO	Hidráulica	12,472,925.00	12,472,925.00
EMGESA	PARAISO GUACA	Hidráulica	12,311,600.00	12,311,600.00
EMGESA	TERMOCARTAGENA 1	Térmica	1,241,136.00	1,241,136.00
EMGESA	TERMOCARTAGENA 2	Térmica	1,152,000.00	1,152,000.00
EMGESA	TERMOCARTAGENA 3	Térmica	1,344,156.00	1,344,156.00
EMGESA	ZIPAEMG 2	Térmica	797,736.00	797,736.00
EMGESA	ZIPAEMG 3	Térmica	1,493,935.00	1,493,935.00
EMGESA	ZIPAEMG 4	Térmica	1,519,121.00	1,519,121.00
EMGESA	ZIPAEMG 5	Térmica	1,341,462.00	1,341,462.00
EMPRESA DE GENERACIÓN DE CALI	TERMOEMCALI 1	Térmica	4,802,441.00	4,802,441.00
EPM	GUATAPE	Hidráulica	5,478,044.00	5,478,044.00
EPM	GUATRON	Hidráulica	6,321,771.00	6,321,771.00
EPM	LA TASAJERA	Hidráulica	3,625,923.00	3,625,923.00
EPM	PLAYAS	Hidráulica	3,280,800.00	3,280,800.00
EPM	PORCE II	Hidráulica	3,641,679.00	3,641,679.00
EPM	PORCE III	Hidráulica		9,189,843.00
EPM	TERMOSIERRAB	Térmica	9,026,218.00	9,026,218.00
EPSA	ALBAN	Hidráulica	2,143,200.00	2,143,200.00
EPSA	BUGALAGRANDE	Hidráulica		93,381.00
EPSA	CALIMA	Hidráulica	263,800.00	263,800.00
EPSA	PRADO	Hidráulica	185,589.00	185,589.00
EPSA	SALVAJINA	Hidráulica	1,667,100.00	1,667,100.00
EPSA	TERMOVALLE 1	Térmica	4,534,965.00	4,534,965.00
GECELCA	GUAJIRA 1	Térmica	3,088,123.00	3,088,123.00
GECELCA	GUAJIRA 2	Térmica	2,784,000.00	2,784,000.00
GECELCA	TEBSA	Térmica	17,501,198.00	17,501,198.00
GECELCA	TERMOBARRANQUILLA 3	Térmica	1,267,144.00	1,267,144.00
GECELCA	TERMOBARRANQUILLA 4	Térmica	1,152,000.00	1,152,000.00
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 1	Térmica	603,066.00	603,066.00
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 2	Térmica	1,555,987.00	1,555,987.00
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 3	Térmica	1,416,452.00	1,416,452.00
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 4	Térmica	3,532,007.00	3,532,007.00
ISAGEN	AMOYÁ	Hidráulica		587,031.00
ISAGEN	JAGUAS	Hidráulica	1,089,451.00	1,089,451.00
ISAGEN	MIEL	Hidráulica	1,699,756.00	1,699,756.00
ISAGEN	SAN CARLOS	Hidráulica	13,321,651.00	13,321,651.00
ISAGEN	TERMOCENTRO	Térmica	6,375,437.00	6,375,437.00
POLIOBRAS	TERMOCOL 11*	Térmica		0.00
POLIOBRAS	TERMOCOL 12*	Térmica		588,000.00
POLIOBRAS	TERMOCOL 21*	Térmica		940,800.00
POLIOBRAS	TERMOCOL 22*	Térmica		940,800.00
PROELÉCTRICA	PROELECTRICA 1	Térmica	1,941,017.00	1,941,017.00
TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA 1	Térmica	3,631,666.00	3,631,666.00
TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA 2	Térmica	3,410,942.00	3,410,942.00
TERMOFLORES	TERMOFLORES 1	Térmica	3,523,350.00	3,523,350.00
TERMOTASAJERO	TASAJERO 1	Térmica	3,696,226.00	3,696,226.00
TERMOYOPAL	TERMOYOPAL 2	Térmica	623,251.00	623,251.00
URRA	URRA	Hidráulica	1,961,129.00	1,961,129.00
TOTAL HIDRÁULICA			82,226,912.00	92,097,167.00
TOTAL TÉRMICA			88,091,935.00	90,561,535.00

* Declaración Extemporanea

ENFICC Plantas despachadas centralmente

Tabla 6. Asignación de obligaciones de energía firme. Diciembre 2010 - noviembre 2011 y diciembre 2011 - noviembre 2012.

Planta	OEF Anual 2010-2011 (kWh año)	OEF Anual 2011-2012 (kWh año)	Tipo planta
Alban	761,810,298.30	759,767,271.80	Hidráulica
Amoya	-	214,853,346.00	Hidráulica
Barranquilla 3	450,412,163.40	449,204,245.90	Térmica
Barranquilla 4	409,483,699.00	408,385,543.70	Térmica
Betania	1,336,806,455.30	1,333,221,401.40	Hidráulica
Calima	93,768,923.40	93,517,453.50	Hidráulica
Cartagena 1	441,167,500.20	439,984,375.10	Térmica
Cartagena 2	409,483,699.00	408,385,543.70	Térmica
Cartagena 3	477,786,433.00	476,505,103.10	Térmica
Chivor	2,848,763,164.60	2,841,123,338.10	Hidráulica
Esmeralda	154,041,227.20	153,628,118.70	Hidráulica
Flores 1	1,252,390,964.20	1,249,032,296.20	Térmica
Guajira 1	1,097,687,525.10	1,094,743,741.50	Térmica
Guajira 2	989,585,605.80	986,931,730.50	Térmica
Guatapé	1,947,195,937.70	1,941,973,938.50	Hidráulica
Guatron	2,247,102,580.80	2,241,076,290.50	Hidráulica
Guavio	4,433,558,564.20	4,421,668,625.90	Hidráulica
Jaguas	387,250,369.20	386,211,839.30	Hidráulica
La Tasajera	1,288,851,008.90	1,285,394,562.20	Hidráulica
Meriléctrica	1,367,224,838.10	1,363,558,208.10	Térmica
Miel I	604,186,088.70	602,565,779.60	Hidráulica
Pagua	4,376,214,850.90	4,364,478,697.30	Hidráulica
Paipa 1	214,362,583.70	213,787,705.10	Térmica
Paipa 2	553,082,736.40	551,599,476.50	Térmica
Paipa 3	503,484,378.80	502,134,132.00	Térmica
Paipa 4	1,255,468,134.70	1,252,101,214.30	Térmica
Playas	1,166,175,451.00	1,163,047,996.20	Hidráulica
Porce II	1,294,451,551.50	1,290,980,085.30	Hidráulica
Porce III	-	3,363,482,538.00	Hidráulica
Prado	65,968,463.70	65,791,549.20	Hidráulica
Proeléctrica	689,943,420.90	688,093,127.40	Térmica
Salvajina	592,578,363.30	590,989,183.90	Hidráulica
San Carlos	4,735,242,124.80	4,722,543,130.20	Hidráulica
San Francisco	196,876,350.10	196,348,366.20	Hidráulica
Tasajero I	1,313,840,533.60	1,310,317,069.90	Térmica
Tebsa	6,220,881,331.00	6,204,198,142.20	Térmica
Termocandelaria 1(*)	1,325,558,090.00	1,329,189,756.00	Térmica
Termocandelaria 2(*)	1,244,993,830.00	1,248,404,772.00	Térmica
Termocentro	2,266,178,407.40	2,260,100,959.40	Térmica
Termodorada	316,527,700.20	315,678,834.70	Térmica
Termoemcali I	1,707,049,743.70	1,702,471,769.70	Térmica
Termosierra	3,208,410,706.90	3,199,806,375.90	Térmica
Termovalle	1,611,974,169.20	1,607,651,169.30	Térmica
Termoyopal 2	221,537,434.80	220,943,314.60	Térmica
Termozipa 2	283,558,930.60	282,798,480.90	Térmica
Termozipa 3	531,026,067.50	529,601,959.30	Térmica
Termozipa 4	539,978,547.10	538,530,430.10	Térmica
Termozipa 5	476,828,838.40	475,550,076.50	Térmica
Urrá	697,092,323.80	695,222,858.40	Hidráulica
Total	60,607,842,110.10	64,037,575,924	

* Los valores de OEF anual para Termocandelaria 1 y 2 fueron asignados previamente.

INFORME DE ADMINISTRACIÓN
Y OPERACIÓN DEL MERCADO **2011**

DEMANDA DE ENERGÍA

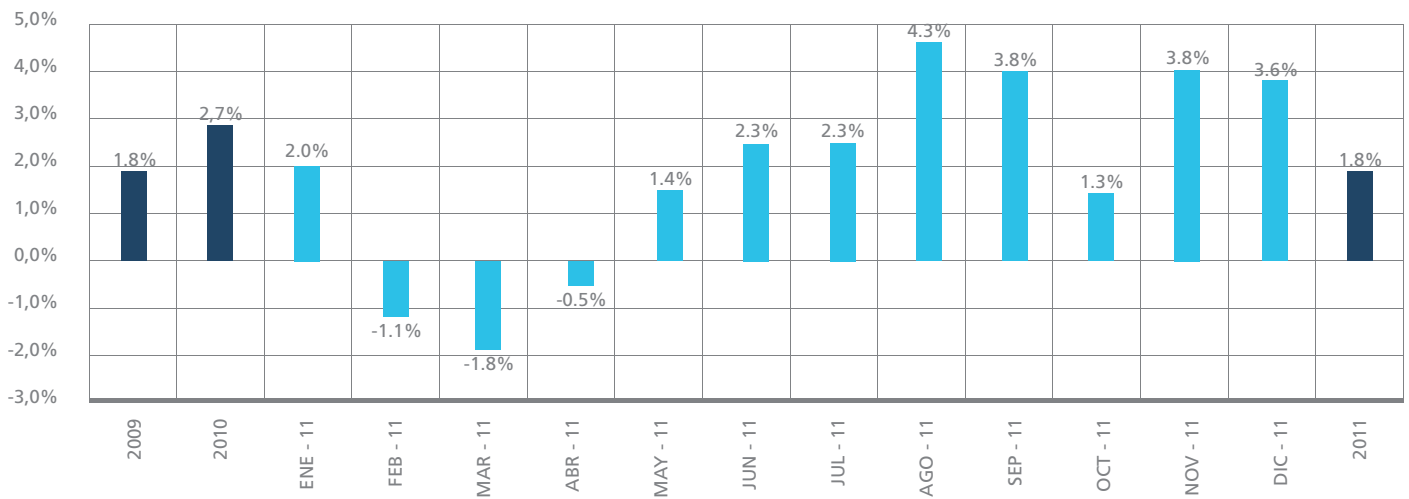
INICIO 



Demanda de Energía

La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2011 alcanzó los 57,150.3 GWh, con un crecimiento de 1002.7 GWh, (1.8% más que en 2010 que fue de 56,147.6 GWh – Ver Gráfico 1). Esta desaceleración del crecimiento de la demanda se debió en gran medida al mantenimiento de Cerromatoso y a los bajos consumos de energía en el sector residencial (mercado regulado), como resultado de las bajas temperaturas registradas en el país por la presencia del fenómeno de La Niña.

Gráfico 1. Comportamiento de la demanda mensual de energía

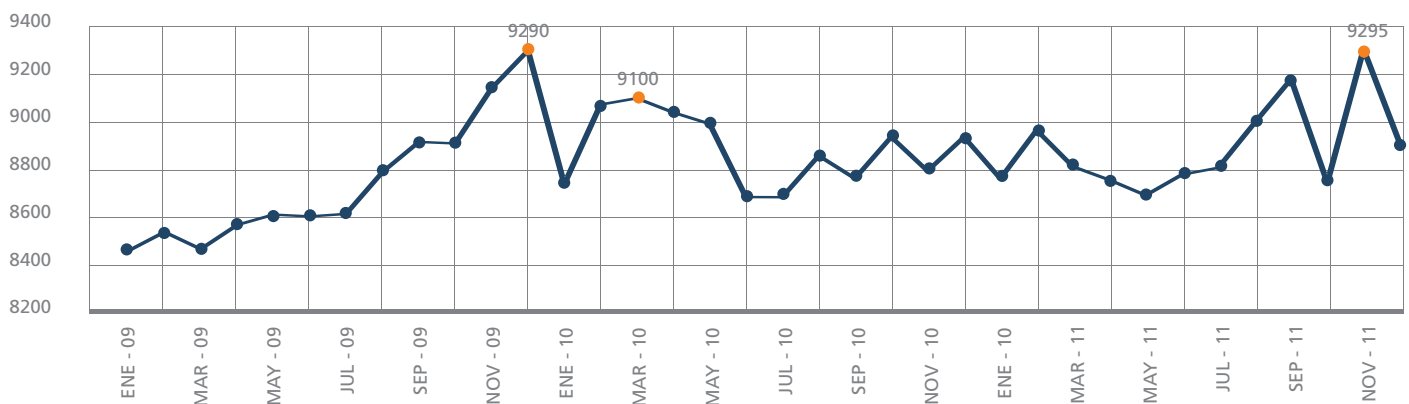


	2009	2010	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	2011
GWh	54,679	56,148	4,667	4,359	4,801	4,587	4,855	4,694	4,817	4,979	4,841	4,883	4,791	4,876	57,150
%	1.8%	2.7%	2.0%	-1.1%	-1.8%	-0.5%	1.4%	2.3%	2.3%	4.3%	3.8%	1.3%	3.8%	3.6%	1.8%

Demanda de Potencia

En 2011 la demanda máxima de potencia se presentó el lunes 21 de noviembre en el período 19, con un valor máximo de potencia de 9,295 MW y con un crecimiento del 2.1% con respecto a 2010 (ver gráfico 2).

Gráfico 2. Demanda máxima de potencia / 2009 – 2011



Demanda de energía por tipos de mercados y actividades económicas

En la tabla No.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 como el mantenimiento de la Planta de Cerromatoso impacto por un lado el crecimiento de la demanda no regulada (3.0%) al compararla con la presentada en el 2010 (3.8%) y por otro el decrecimiento (5.3%) en la actividad Minas y Canteras.

Por otro lado se puede observar como las bajas temperaturas registradas en el país por la presencia del fenómeno de La Niña, produjo un bajo crecimiento en la demanda regulada que en 2011 tuvo un crecimiento de 1.1% frente a un crecimiento del 2.3 en 2010 y 2.1% en 2009.

Tabla 1. Comportamiento de la demanda de energía del mercado regulado, no regulado y actividades económicas

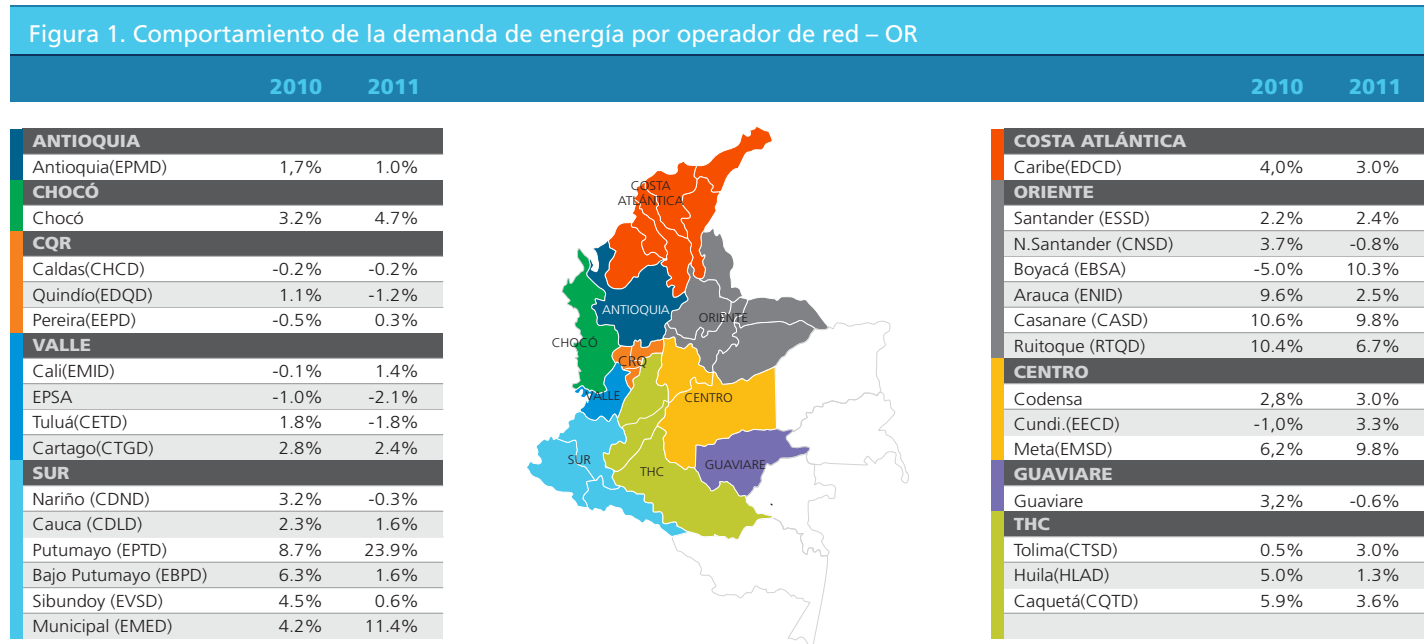
	2009	2010	2010 vs. 2009	2011	2011 vs. 2010	Participación
Regulado	36,977	37,821	2.3%	38,231	1.1%	68%
No Regulado	17,351	18,002	3.8%	18,536	3.0%	32%
Ind. Manufacturera	7523.1	7723.9	2.7%	7,990.2	3.4%	43%
Minas y canteras	3346.5	3635.4	8.6%	3,442.0	-5.3%	20%
Servicios sociales	2425.9	2463.6	1.6%	2,657.8	7.9%	14%
Comercio, hoteles	1402.7	1452.4	3.5%	1,559.4	7.4%	8%
Electricidad, gas y agua	1220.3	1281.9	5.0%	1,369.5	6.8%	7%
Transporte	532.9	558.9	4.9%	594.4	6.4%	3%
Agropecuario	455.7	448.0	-1.7%	467.5	4.4%	2%
Financieros	379.1	391.5	3.3%	423.8	8.3%	2%
Construcción	65.5	46.6	-28.8%	31.4	-32.6%	0,3%

Demanda de energía por regiones

La tabla 2 muestra el comportamiento de la demanda real de energía por regiones, el crecimiento negativo de la demanda de energía de las cargas conectada al STN se debe principalmente al mantenimiento de la mina de Cerromatoso y a los mantenimientos de OXY.

Tabla 2. Comportamiento de la demanda de energía a nivel regional - Gwh					
Región	2009	2010	2010 vs. 2009	2011	Crec
Centro	13,987.1	14,377.8	2.8%	14,877.0	3.5%
Antioquia	8,126.4	8,263.0	1.7%	8,344.1	1.0%
Costa Atlántica	10,832.1	11,270.7	4.0%	11,607.3	3.0%
Valle	6,231.7	6,214.7	-0.3%	6,226.2	0.2%
Oriente	5,447.6	5,517.0	1.3%	5,739.4	4.0%
CQR	2,376.8	2,375.7	0.0%	2,369.1	-0.3%
THC	2,126.0	2,178.6	2.5%	2,232.1	2.5%
Sur	1,623.2	1,672.1	3.0%	1,695.8	1.4%
Chocó	170.2	175.6	3.2%	184.0	4.8%
Guaviare	40.5	41.8	3.2%	41.6	-0.5%
* Cargas STN	2,991.8	3,075.4	2.8%	2,972.0	-3.4%

Demanda de energía por operadores de red (OR)



Anexos

Demanda de energía mensual regulada, no regulada y actividades económicas del SIN

Tabla 3. Comportamiento de la demanda de energía del mercado regulado, no regulado y actividades económicas durante 2011

	ENE/11	FEB/11	MAR/11	ABR/11	MAY/11	JUN/11	JUL/11	AGO/11	SEP/11	OCT/11	NOV/11	DIC/11
Regulado	0.4%	-1.6%	-2.5%	-1.2%	0.9%	2.2%	2.4%	3.6%	3.7%	0.1%	2.7%	12.4%
No Regulado	5.1%	-1.1%	-1.1%	0.3%	2.2%	2.7%	2.5%	5.4%	3.8%	3.8%	5.8%	6.0%
Industrias manufactureras	5.1%	3.6%	3.7%	5.1%	6.7%	3.4%	0.4%	3.6%	2.9%	-0.2%	4.9%	2.5%
Explotación de minas y canteras	14.3%	-12.6%	-15.8%	-18.8%	-17.0%	-12.1%	-10.1%	0.5%	-5.9%	8.1%	2.1%	5.7%
Servicios sociales, comunales y personales	1.1%	0.2%	2.5%	5.9%	8.3%	11.5%	12.4%	11.6%	16.5%	6.6%	7.3%	11.4%
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	1.9%	0.6%	1.8%	4.2%	7.1%	9.3%	10.1%	11.9%	12.0%	8.2%	11.4%	9.8%
Electricidad, gas de ciudad y agua	1.9%	-0.1%	3.2%	12.7%	9.9%	15.0%	19.6%	7.4%	1.5%	1.2%	8.1%	5.4%
Transporte, almacenamiento y comunicación	4.4%	4.2%	2.1%	1.2%	5.3%	6.7%	7.5%	8.8%	7.5%	7.7%	9.7%	10.7%
Agropecuaria, silvicultura, caza y pesca	-8.7%	-8.7%	-7.4%	2.2%	8.1%	10.3%	10.9%	12.1%	11.4%	6.3%	14.3%	11.1%
Establecimientos financieros, seguros	5.6%	2.6%	-0.3%	2.6%	6.6%	4.8%	10.9%	9.2%	8.1%	15.5%	9.6%	18.8%
Construcción	-45.2%	-45.5%	-45.1%	-34.4%	-29.8%	-35.1%	-35.5%	-35.9%	-26.3%	-17.4%	-6.4%	-7.0%

Demanda de energía regulada por regiones

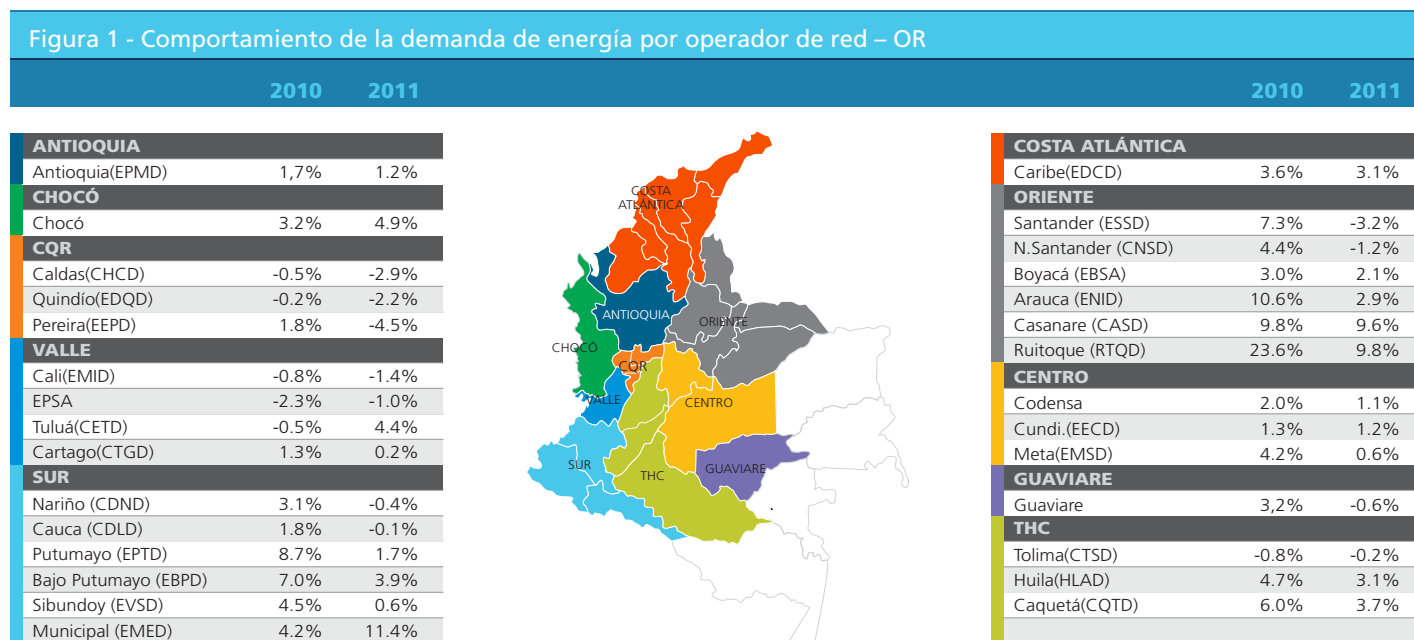
Tabla 4. Demanda de energía regulada por regiones

Región	2009	2010	Crec
Centro	10,017.7	10,122.6	1.0%
Antioquia	5,603.9	5,672.7	1.2%
Costa Atlántica	8,589.2	8,852.4	3.1%
Valle	3,857.1	3,818.7	-1.0%
Oriente	4,057.0	4,029.0	-0.7%
CQR	1,817.9	1,759.9	-3.2%
THC	1,636.6	1,659.3	1.4%
Sur	1,410.1	1,409.4	0.0%
Chocó	171.4	179.7	4.8%
Guaviare	41.8	41.6	-0.5%

Demanda de energía no regulada por regiones

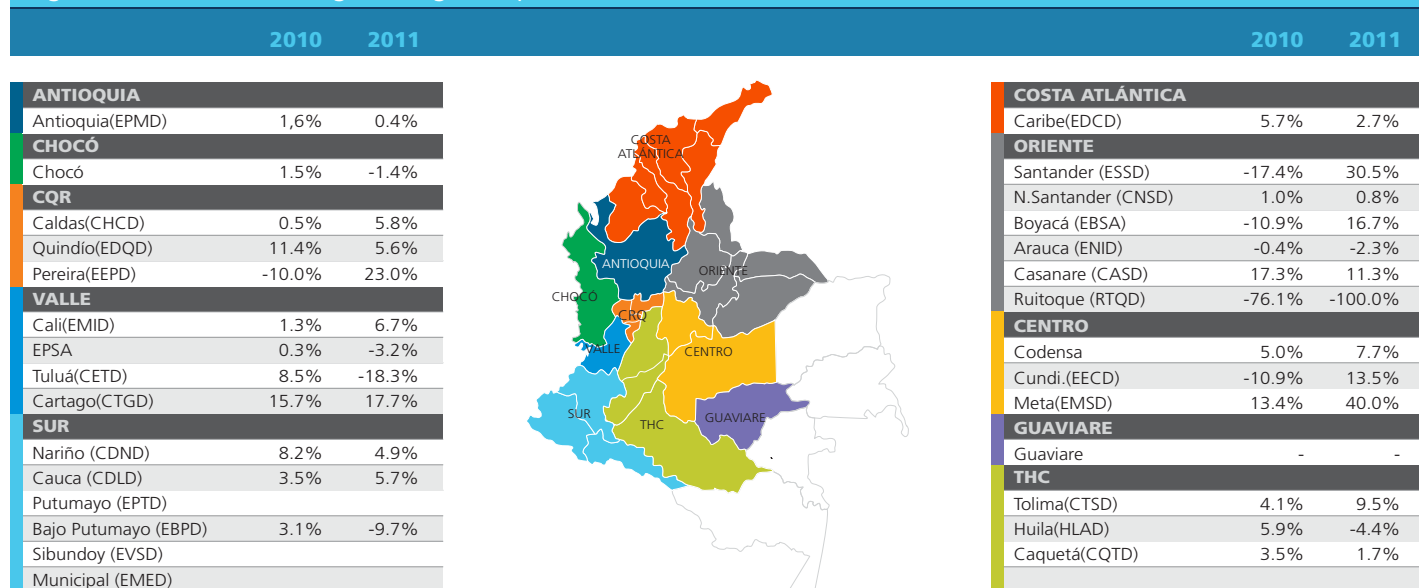
Tabla 4. Demanda de energía no regulada por regiones			
Región	2009	2010	Crec
Centro	4,233.0	4,630.7	9.4%
Antioquia	2,638.8	2,650.4	0.4%
Costa Atlántica	2,673.4	2,745.8	2.7%
Valle	2,344.4	2,395.0	2.2%
Oriente	1,453.5	1,698.6	16.9%
CQR	557.0	607.4	9.0%
THC	540.2	565.3	4.6%
Sur	262.0	286.4	9.3%
Chocó	4.3	4.2	-2.3%
Cargas STN	3,006.6	2,625.0	-12.7%

Demanda de energía regulada por OR



Demanda de energía no regulada por OR

Figura 3. Demanda de energía no regulada por OR



Fronteras por departamento mercado no regulado y alumbrado público

Departamento	Tabla 6. Fronteras por departamento mercado no regulado y alumbrado público			
	Mercado no regulado - alumbrado público 2010		Mercado no regulado - alumbrado público 2011	
	N° Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)	N° Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
Distrito Capital	911	225.2	984	236.9
Antioquia	898	228.3	893	229.8
Valle	768	191.0	835	195.4
Atlántico	466	97.0	486	98.9
Cundinamarca	292	115.9	319	131.6
Bolívar	246	86.6	262	86.9
Santander	150	46.2	199	60.6
Boyacá	147	80.4	164	92.6
Norte de Santander	139	21.7	141	21.7
Huila	130	17.1	136	16.0
Magdalena	121	18.3	131	20.2
Tolima	111	30.4	124	33.2
Meta	97	28.7	117	24.3
Córdoba	96	128.9	109	100.7
Caldas	93	17.3	105	29.7
Risaralda	80	13.3	95	16.4
Cauca	75	27.7	92	29.5
Cesar	62	13.5	71	15.3
Quindío	47	10.3	52	4.7
Sucre	43	4.5	49	10.7
Casanare	23	1.4	29	3.0
Nariño	23	2.7	28	1.5
La Guajira	16	26.2	17	26.3
Arauca	7	65.8	8	56.4
Putumayo	3	0.6	4	1.6
Caquetá	2	0.4	4	0.6
Chocó	1	0.8	2	0.4
Total	5,047	1.500.2	5,456	1,544.7

Fronteras por departamento mercado regulado

Departamento	Tabla 7. Fronteras por departamento mercado regulado			
	Mercado regulado - 2010		Mercado regulado - 2011	
	N° Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)	N° Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
Distrito Capital	984	19.9	1,033	18.3
Antioquia	829	9.5	837	8.7
Valle	713	25.1	756	25.3
Atlántico	696	13.7	677	12.0
Cundinamarca	432	10.9	459	13.1
Bolívar	333	2.4	339	2.3
Santander	187	2.6	231	2.7
Boyacá	125	3.4	158	3.4
Norte de Santander	106	1.7	124	1.8
Huila	74	0.9	79	0.8
Magdalena	63	1.3	68	1.4
Tolima	52	0.2	61	0.3
Meta	47	1.1	53	1.1
Córdoba	18	0.6	26	0.6
Caldas	18	0.8	23	0.9
Risaralda	18	0.3	22	0.3
Cauca	14	0.2	18	0.3
Cesar	15	0.4	15	0.3
Quindío	12	0.3	14	0.3
Sucre	8	0.1	11	0.2
Casanare	2	0.0	10	0.1
Nariño	7	0.2	8	0.2
La Guajira	2	0.0	2	0.0
Arauca	2	0.0	2	0.0
Putumayo	1	-	1	-
Caquetá	1	-	1	-
Chocó	1	-	1	-
Total	4,760	95.4	5,029	94.5

Fronteras por empresas mercado no regulado y alumbrado público

Comercializador	Mercado no regulado - alumbrado 2010		Mercado no regulado - alumbrado 2011	
	N° Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (Gwh)	N° Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
ISAGEN	256	321.5	257	340.3
EPPM	1,087	313.9	1,083	322.2
EMGESA S.A.	750	217.1	791	242.6
ENERCOSTA	882	164.1	1,021	199.4
GECELCA S.A. E.S.P	14	147.0	14	118.2
VATIA S.A.	206	28.1	219	34.3
EPSA(PACIFICO)	386	49.3	386	49.2
EMCALI INTERVENIDA	178	60.3	195	46.8
DICEL	185	22.4	273	28.3
ENERTOTAL	15	6.1	19	9.0
ENERMONT E.S.P.	83	9.3	91	11.3
CODENSA	2	14.1	2	19.6
CENS(N.SANTANDER)	127	17.4	129	18.3
ELECTRICARIBE	69	16.7	78	16.1
ESSA(SANTANDER)	51	9.1	72	13.0
ENERTOLIMA	63	10.3	71	13.6
RUITOQUE S.A. E.S.P.	17	1.4	124	9.6
ELECTROHUILA	120	9.5	40	5.2
EPP(PEREIRA)	46	5.6	72	8.0
CHEC S.A. E.S.P.	67	7.2	71	8.2
E.M.S.A. E.S.P.	62	8.3	49	8.2
EBSA (BOYACA)	105	3.7	117	4.5
ENERGIA EFICIENTE	126	2.6	127	3.6
CETSA(TULUA)	25	3.8	7	2.7
ENERCA S.A. E.S.P.	17	1.0	24	2.2
EEC - E.S.P.	34	16.1	21	1.8
CEO S.A.S. ESP	2	0.2	0	-
ASC	0	-	19	1.5
PEESA	8	0.4	7	1.2
EDEQ S.A. E.S.P.	18	1.2	24	1.3
Total	5,047	1,500.2	5,456	1,546.7

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

Fronteras por empresas mercado regulado

Tabla 9. Fronteras por empresas mercado regulado				
Comercializador	Mercado regulado - 2010		Mercado regulado - 2011	
	N° Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (Gwh)	N° Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
ISAGEN	0	0,0	0,0	-
EPPM	3	1,0	3	0,9
EMGESA S.A.	0	-	0	0,0
ENERCOSTA	0	0,0	0	-
GECELCA S.A. E.S.P	0	-	0	-
VATIA S.A.	1712	19,5	1944	27,3
EPSA(PACIFICO)	185	0,9	204	0,3
EMCALI INTERVENIDA	13	0,5	13	0,6
DICEL	622	18,7	592	15,8
ENERTOTAL	1189	26,4	1262	28,9
ENERMONT E.S.P.	205	6,5	272	9,4
CODENSA	0	-	0	-
CENS(N.SANTANDER)	221	0,3	223	0,3
ELECTRICARIBE	18	1,1	19	1,4
ESSA(SANTANDER)	204	1,8	202	3,1
ENERTOLIMA	0	-	0	-
ELECTROHUILA	0	-	0	0,0
RUITOQUE S.A. E.S.P.	63	3,0	133	3,9
CHEC S.A. E.S.P.	4	0,4	4	0,5
E.M.S.A. E.S.P.	0	-	0	-
EPP(PEREIRA)	1	0,0	3	0,0
EBSA (BOYACA)	0	0,0	0	-
ENERGIA EFICIENTE	0	-	0	-
EEC - E.S.P.	0	0,0	0	-
CETSA(TULUA)	1	0,2	1	0,2
ENERCA S.A. E.S.P.	0	-	0	-
ASC	96	1,6	125	1,6
EDEQ S.A. E.S.P.	0	-	0	-
EMEE(POPAYAN)	5	0,0	9	0,1
CEO S.A.S. ESP	0	-	1	0,0
Total	4,741	95.4	5,010	94.5

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

INFORME DE ADMINISTRACIÓN
Y OPERACIÓN DEL MERCADO **2011**

PLANEACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA



Planeación y Operación del Sistema

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 se usa como 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 2011, tuvo los siguientes supuestos:

- Fecha inicial enero 01 de 2011, con niveles reales de embalses a 31 de diciembre de 2010
- Demanda escenario alto UPME de noviembre de 2010
- Última información reportada para la ENFICC
- Caso estocástico coordinado Ecuador
- Demanda Ecuador escenario enviado por CENACE en 2010
- 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 2011, con respecto a los resultados del modelo de largo plazo SDDP debe considerar el comportamiento de los aportes hídricos influenciados por el desarrollo de fenómeno de "La NIÑA", caracterizado por altos aportes en las zonas de concentración de recursos de generación hidráulica, y durante la mayor parte del año.

En el gráfico 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 de abril a junio se situó por encima de la banda, y de julio a diciembre, muy cercano al límite superior correspondiente al percentil 95%. Similarmente, el gráfico 2 muestra que los aportes, con excepción de los meses de abril, mayo, junio y diciembre de 2011, estuvieron dentro de la franja de variación del modelo. Los altos aportes del segundo trimestre de 2011 influenciaron fuertemente el comportamiento de del embalse agregado a lo largo del año.

Gráfico 1. Evolución embalse agregado del SIN versus esperados - 2011

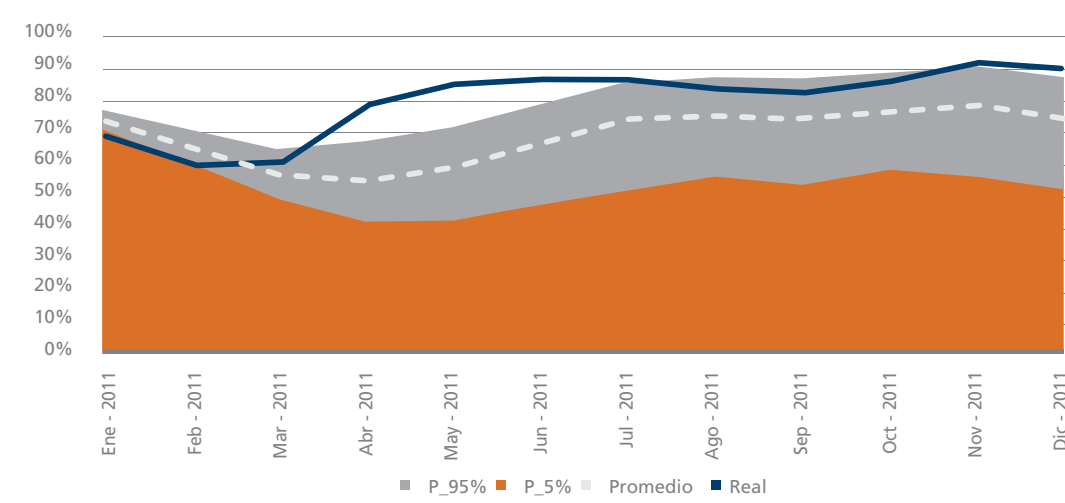
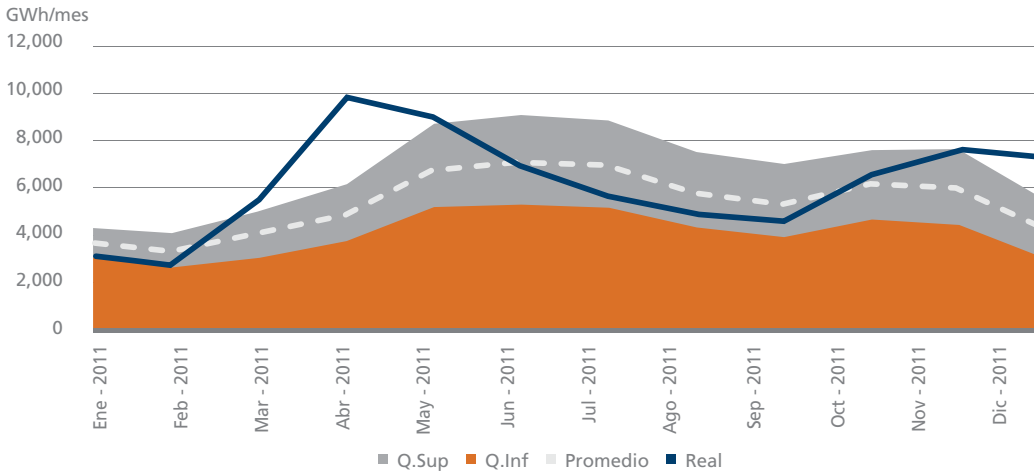
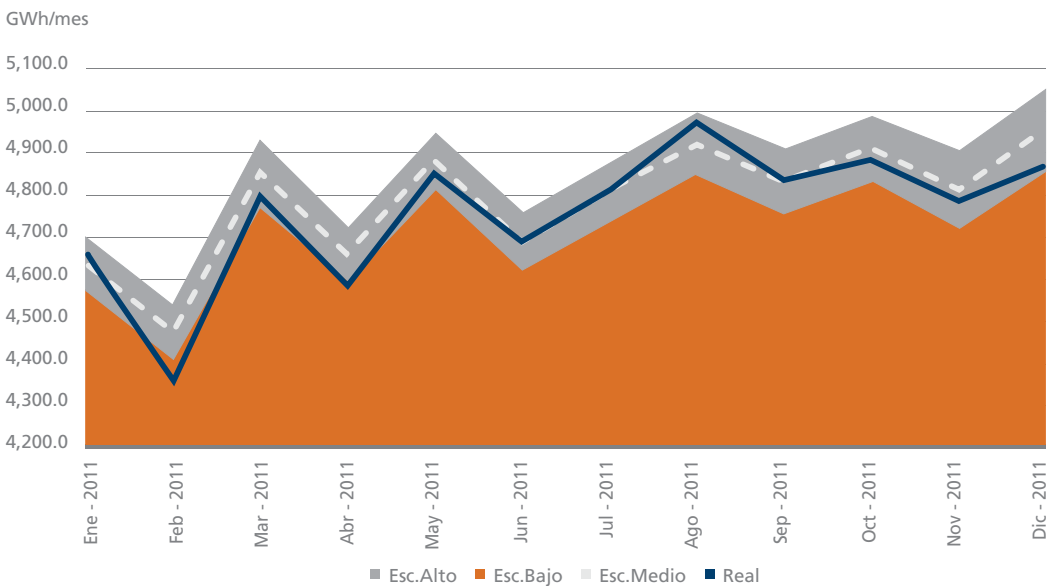


Gráfico 2. Evolución aportes agregados al SIN versus esperados – 2011



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 2010, con la demanda de energía real se observa que de febrero a abril de 2011, periodo de Niña, la demanda real estuvo por debajo del escenario bajo de demanda de la UPME. Por otro lado la demanda real durante el 2011 no superó el escenario alto de la UPME (ver gráfico 3).

Gráfico 3. Evolución demanda de energía versus escenarios UPME - 2011



En los gráficos 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 forma general se observa como en promedio, la planeación se esperaba un mayor aporte de la generación hidráulica que la realmente generada. Consecuentemente, la generación térmica real fue superior al valor medio entregado por el modelo. Una de las razones que explica el mayor valor de térmica en el 2011, con respecto al valor promedio de modelo energético, corresponde al hecho que uno de los enlaces entre el interior y la costa permaneció gran parte del año indisponible por atentado. Esta condición particular provocó una operación con mayor participación en la costa, lo cual no se previó al principio del año.

Gráfico 4. Evolución generación hidráulica del SIN versus esperados – 2011

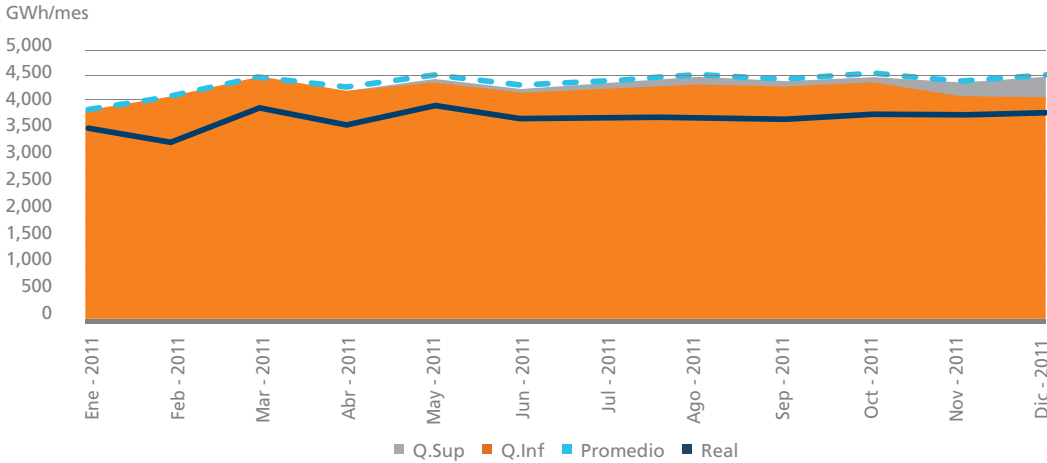
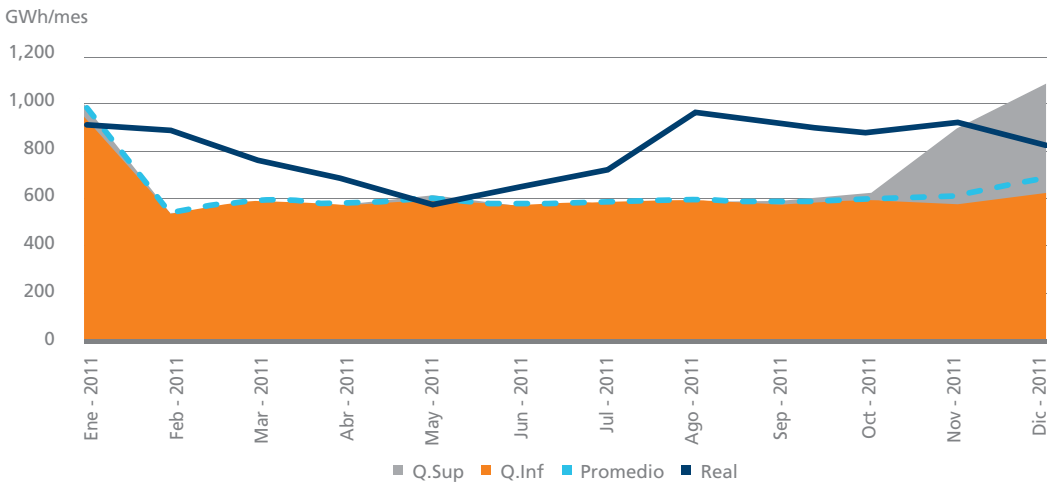


Gráfico 5. Evolución generación térmica del SIN versus esperados - 2011



Indicadores de la operación

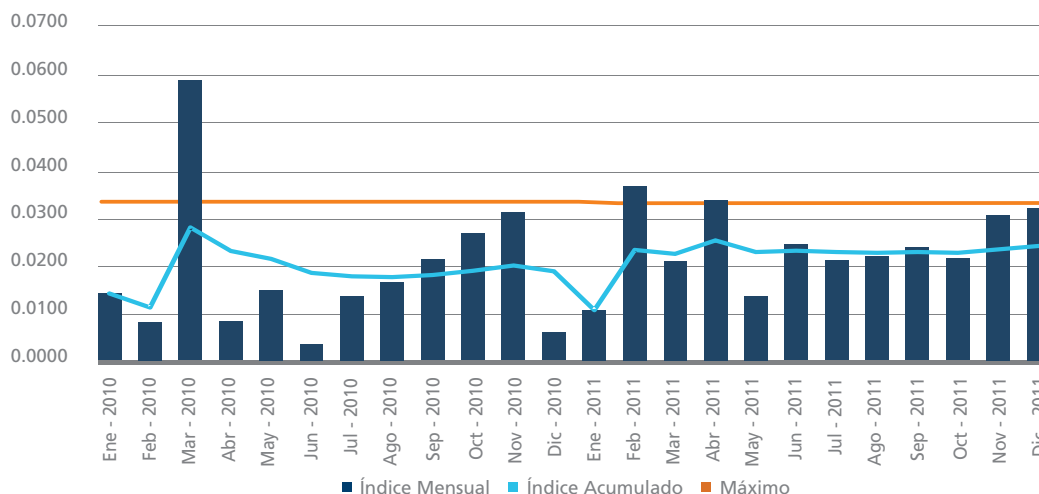
Los indicadores de la operación del Sistema miden en términos generales la gestión realizada por XM en la operación de acuerdo con los límites acordado para el año 2011. La tabla 1 muestra los indicadores de calidad de operación del SIN en 2010 y 2011.

Tabla 1. Indicadores de calidad de la operación del SIN 2010 - 2011				
Indicador	2010		2011	
	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Variaciones de tensión por fuera del rango sin atentados. (1) Medida: # eventos al año	10	30	6	25
Variaciones lentas de frecuencia sin atentados 59.8 - 60.2 Hz. (2) Medida: # eventos al año	0	4	1	3
Porcentaje de demanda no atendida por causas programadas. (3) Medida: % anual	0.0188%	0.0333%	0.0242%	0.0333%
Porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas. (4) Medida: % anual	0.0658%	0.132%	0.00896%	0.132%

- (1) Un evento de tensión se registra cuando ésta queda por fuera de los rangos definidos en el Código de Operación (90 - 110% para 220/230 kV y entre 90 - 105% para 500 kV) por un lapso mayor de un minuto y con afectación de la demanda (considerado desde el año 2011). Se excluye atentados.
- (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.
- (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.

Demanda no atendida por causas programadas

Gráfico 6. Demanda no atendida programada Enero 2010 – Diciembre 2011



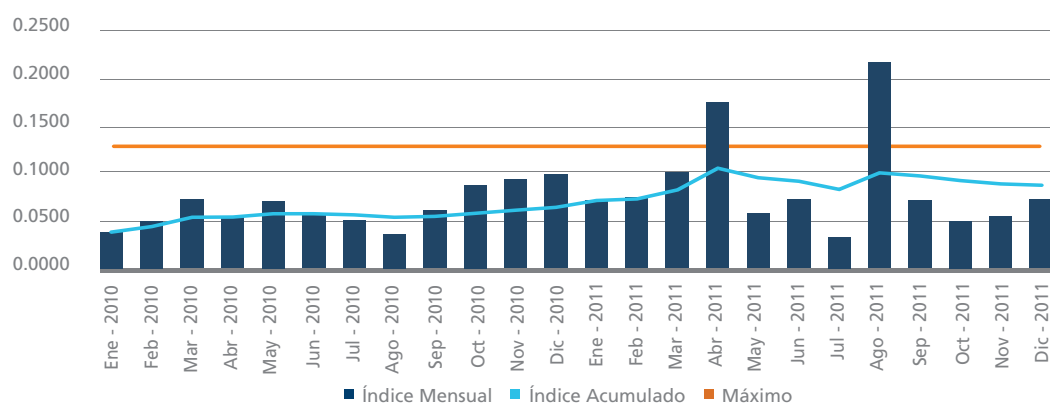
INICIO

En el 2011, en los meses de febrero y abril se superó el límite máximo permitido, con alrededor de 350 MWh de demanda no atendida causada por mantenimientos programados (ver gráfico 6). En este año se presentó en promedio una mayor demanda no atendida programada comparada con el año 2010, donde sólo en el mes de marzo se superó el máximo permitido de demanda no atendida programada, con un valor aproximado de 2800 Mwh.

En la mayoría del año el índice mensual de demanda no atendida por causa programada está en promedio en un valor de 215 Mwh.

Demanda no Atendida por causas no programadas

Gráfico 7. Demanda no atendida no programada Enero 2010 – Diciembre 2011

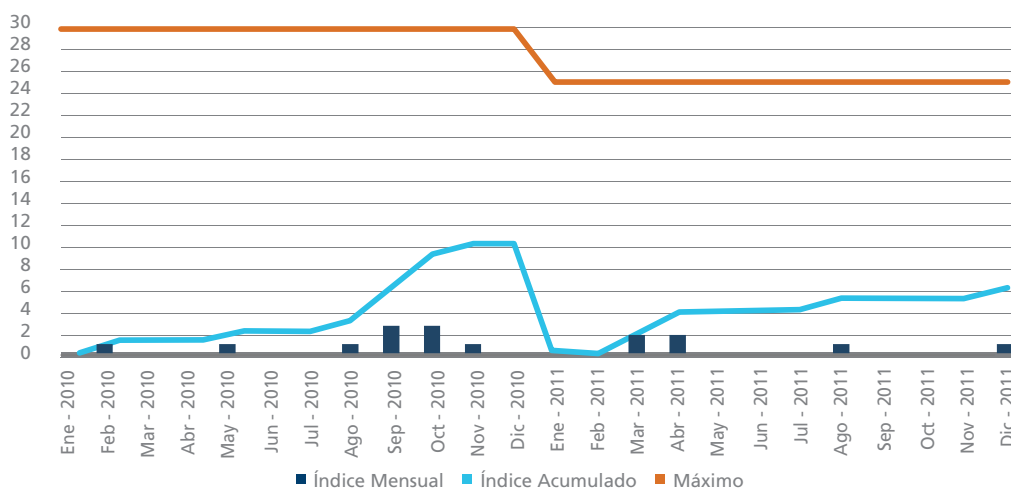


En el año 2011 la demanda no atendida por causas no programadas tuvo un incremento después del segundo semestre, en los meses de Abril y Agosto se alcanzaron valores por encima del máximo permitido (ver gráfico 7).

De los eventos a destacar en el mes de abril se encuentra el disparo de los transformadores 1 y 2 de Chinú 500/110 kV el día 09 de Abril, dejando una demanda no atendida con un valor alrededor de 230 MW y una duración de casi 3 horas. En el mes de agosto, tuvimos el evento en el circuito Banadía – Caño Limón 1 230 kV con una demanda no atendida de 101 MW con duración de casi 4 días.

Tensión fuera de rango

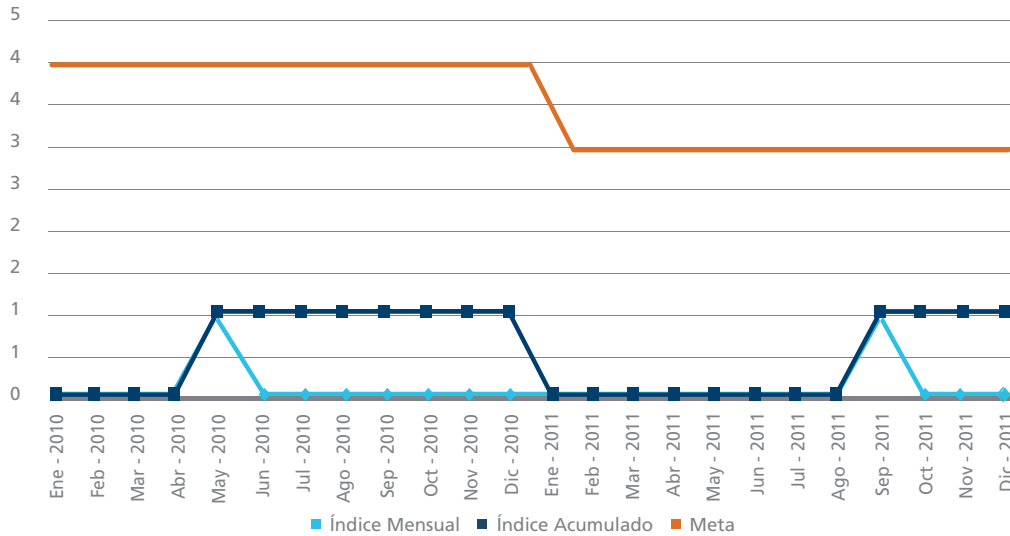
Gráfico 8. Tensión fuera de Rango.



Durante el año 2011, se ha mantenido la tendencia del año anterior sobre el número de eventos de tensión por fuera de rango, con un total de 6 eventos.

Variaciones lentas de frecuencias

Gráfico 9. Variaciones lentas de frecuencia fuera de rango 59.85 – 60.15 Hz



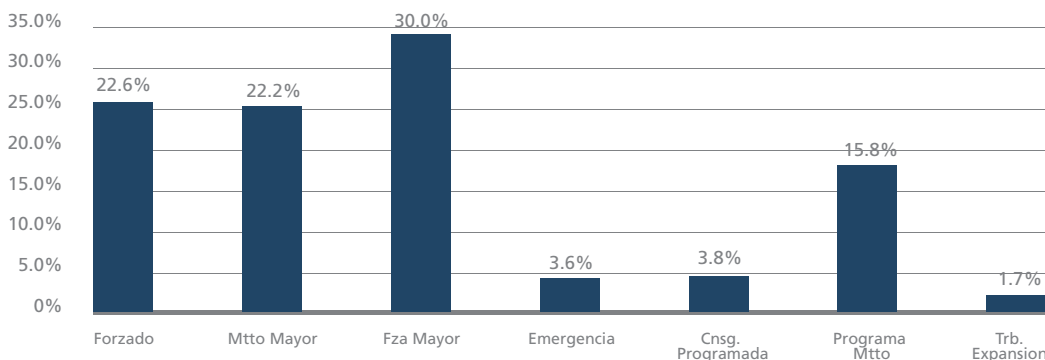
En el Gráfico 9 se presenta la cantidad de veces que se ha presentado variación lenta en la frecuencia del sistema de potencia por fuera del rango de 59.80-60.20 Hz.

Para el año 2011 se presentó una variación de la frecuencia por fuera del rango 59.80 - 60.20, en el mes de septiembre. El evento se presentó al dispararse las 5 unidades de Guavio el 24 de ese mes.

Con respecto al rango de frecuencia 59.85-60.15 Hz; no se presentaron variaciones de frecuencia entre este rango de medición.

Disponibilidad de activos

Gráfico 10. Indisponibilidad Activos STN año 2011



Las horas de indisponibilidad de los activos del STN con causa Fuerza Mayor alcanzan un 30.0% de las horas totales de indisponibilidad del año 2011, siendo la mayor causa no programada que ocasionó indisponibilidad en los activos del STN, seguida por la causa Forzada.

Dentro de la causa Fuerza Mayor toma gran importancia la serie de atentados que sufrieron durante el año los circuito San Carlos – Porce III 500 kV y Porce III – Cerromatoso 500 kV.

Por otra parte entre los hechos por los 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 en las líneas y aves en los bujes de transformadores, actuación de protecciones por desbalance de corrientes y por diferentes fallas.

Desconexión automática de carga - EDAC

En el año 2011, cumpliendo con lo exigido por la regulación vigente, XM realizó el estudio “Revaluación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia -EDAC- 2011” documento XM CND 2011 086.

Como resultado de este análisis, se encontró que de acuerdo con los eventos analizados, la actuación del esquema EDAC es confiable para cubrir desbalances generación-demanda en el SIN, por lo cual se recomendó dar continuidad del esquema actual para el período 2011-2012; sin embargo, dada la conveniencia identificada de adicionar en el EDAC una estrategia de desconexión de compensación capacitiva para controlar las tensiones del SIN frente a la desconexión de grandes bloques de carga, se estudiarán alternativas para su implementación efectiva.

En mayo de 2011 se aprobó el Acuerdo CNO 537 el cual estableció los siguientes aspectos asociados al EDAC por baja frecuencia para el SIN:

- Mantener el actual EDAC por baja frecuencia, el cual cubre un 40% del total de demanda, distribuido en 8 etapas con desconexiones de carga del 5% (con retardos desde 200 ms en las dos primeras etapas, 400 ms en las dos siguientes y hasta 4 segundos en la última etapa).
- Realizar pruebas del EDAC para las etapas 1, 2 y 3, conforme a lo establecido en el Acuerdo CNO 488 de 2010 y entregar los resultados de las mismas a más tardar el 31 de octubre de 2011.

Esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia 2011-2012						
Etapa	Ajuste Umbral		Desconexión de carga %	Ajustes df/dt		
	Frecuencia Hz	Retardo intencional ms		Frecuencia Hz	Df/dt (Hz/s)	Retardo intencional ms
1	59.4	200	5			
2	59.2	200	5			
3	59.0	400	5			
4	58.8	400	5			
5	58.6	600	5			
6	58.6	1000	5			
7	58.4	2000	5	58	-0.3	200
8	58.4	4000	5	58	-0.2	400

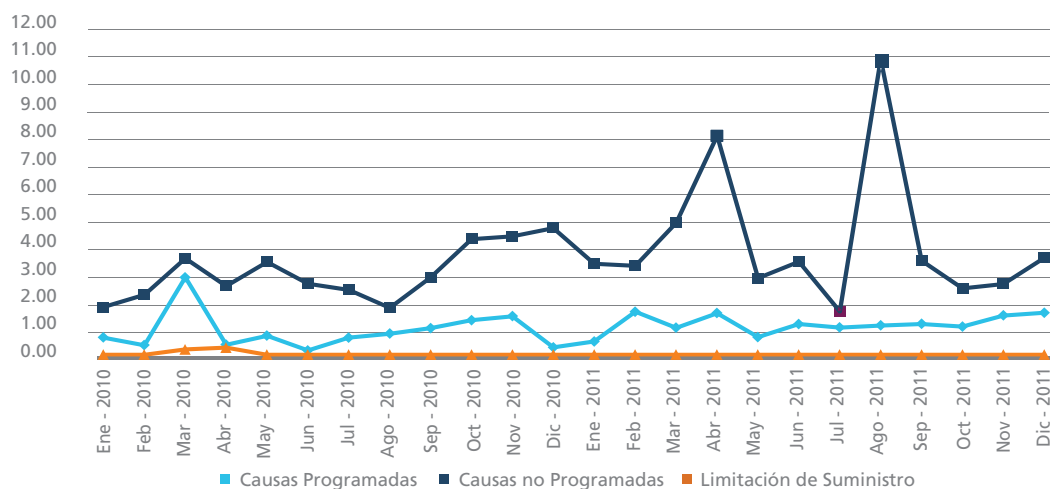
Respecto al reporte de las pruebas del EDAC para las etapas 1, 2 y 3, el 65% (13 de 20) de las empresas distribuidoras informaron el cumplimiento de las pruebas respecto a los parámetros exigidos por el Acuerdo CNO 488 de 2010, un 0.05% (1 de 20) de las empresas distribuidoras requiere ajustes y el 30%, (6 empresas de 20) no presentó reporte de las pruebas del EDAC.

Los eventos presentados durante el 2011 se muestran en los anexos.

Anexos

Resumen demanda no atendida por causas programadas y no programadas

Gráfico 11. Resumen demanda no atendida programada y no programada Enero 2010 – Diciembre 2011



En el año 2011 en el mes de febrero se presenta el valor máximo de demanda no atendida programada con un valor de 1.6 GWh, en abril y diciembre se alcanza un valor aproximado de 1.5 GWh. Siendo superados por el mes de marzo de 2010 con un valor de 2.8 GWh. Se observa que para el 2011 se tuvo valores promedios de 1.1 GWh de demanda no atendida programada.

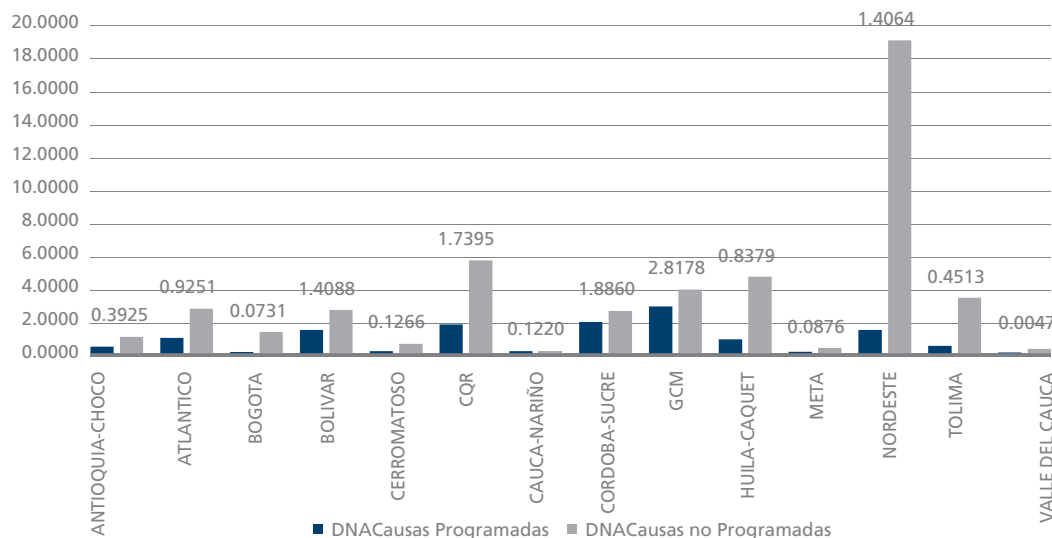
Con respecto a la demanda no atendida no programada, en el 2011 se presentaron dos valores muy por encima del promedio, en abril con 8.1 GWh y en agosto con 11.1 GWh (ver gráfico 11).

Estadísticas de la demanda no atendida por causas programadas y no programadas

Datos comparativos de demanda no atendida programada y no programada				
Fecha	Causas Programadas (Gwh)	Causas No Programadas (Gwh)	Limitación de suministro (Gwh)	Total (Gwh)
Ene/2010	0.6465	1.7827	0.0000	2.4292
Feb/2010	0.3562	2.2425	0.0000	2.5987
Mar/2010	2.8968	3.6122	0.1976	6.7066
Abr/2010	0.3782	2.5749	0.2665	3.2195
May/2010	0.7125	3.4737	0.0000	4.1862
Jun/2010	0.1586	2.6594	0.0000	2.8180
Jul/2010	0.6400	2.4313	0.0000	3.0714
Ago/2010	0.7893	1.7572	0.0000	2.5465
Sep/2010	0.9949	2.8936	0.0000	3.8885
Oct/2010	1.2916	4.3317	0.0000	5.6233
Nov/2010	1.4407	4.4292	0.0000	5.8699
Dic/2010	0.2754	4.7417	0.0000	5.0170
Ene/2011	0.4955	3.4093	0.0000	3.9048
Feb/2011	1.6107	3.3319	0.0000	4.9425
Mar/2011	1.0087	4.9400	0.0000	5.9487
Abr/2011	1.5583	8.1910	0.0000	9.7493
May/2011	0.6612	2.8684	0.0000	3.5295
Jun/2011	1.1509	3.4794	0.0000	4.6303
Jul/2011	1.0174	1.6174	0.0000	2.6348
Ago/2011	1.0946	11.0631	0.0000	12.1577
Sep/2011	1.1546	3.5251	0.0000	4.6797
Oct/2011	1.0551	2.4813	0.0000	3.5363
Nov/2011	1.4723	2.6497	0.0000	4.1220
Dic/2011	1.5724	3.6309	0.0000	5.2034

Demanda no atendida por causas programadas y no programadas por áreas operativas

Gráfico 12. Resumen demanda no atendida programada y no programada por área operativa año 2011.



Las áreas de Cauca – Nariño y Huila – Caquetá presentan 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 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.

Eventos tensión fuera de rango

Tabla 4. Eventos tensión fuera de rango			
Fecha	Evento	2011	Participación
09-mar	Descarga eléctrica sobre el circuito Guavio-Circo 2 230 kV	Guavio 230 KV	0
20-mar	Disparo de los circuitos Salvajina-Juanchito 230 kV, Salvajina - Pance 230 kV en ambos extremos y de las unidades 1 y 2 de Salvajina con 158 MW.	Salvajina 230 kV	0
07-abr	Disparo del circuito Urrá-Tierra Alta 110 kV y de la generación de Urrá.	Urrá 230 kV Urabá 230 kV	0
15-abr	Disparan los circuitos Cerromatoso - Urra 1 230 kV con 80 MW y Urra - Uraba 1 230 kV con 54 MW, adicionalmente, disparan las unidades 1 y 2 de Urra con 130 MW.	Urrá 230 kV	0
10-ago	Disparo de los circuitos Cerro-Urrá 1 230 kV, Urrá-Urabá 230 kV y la Unidad 1 de generación de Urrá.	Urrá 230 kV	0
12-dic	Disparo del circuito Urra - Urabá 230 kV con una potencia de 49 MW.	Urrá 230 kV	0

Tipos eventos causa mayor

Tabla 5. Tipo Evento Causa Mayor

Tipo Evento Fuerza Mayor	Porcentaje
Atentado	95.27%
Inundaciones	0.95%
Otras Causas	3.78%

De los eventos por atentado, el 81.8% corresponde a eventos en los circuitos Porce III - Cerromatoso 500 kV y/o Cerromatoso – San Carlos 500 kV. Entre otras causas se encuentran trabajos correctivos sobre estructuras.

Tipos eventos consignación de emergencia

Tabla 6. Tipo Evento Consignación Emergencia

Tipo Evento Consignación Emergencia	Porcentaje
Corrección Puntos Calientes	9.76%
Bajo Nivel SF6, Aceite, Fugas.	24.39%
Intervención Protecciones, Sistemas de Control	34.76%
Intervención y/o Cambios Equipos	31.10%

Para las indisponibilidades causadas por consignación de emergencia, la causa que más se presenta es la intervención sobre las protecciones del equipo, con un 34.8%. Las otras dos que siguen son por intervención y/o cambio de equipos con 31.1% y por bajo nivel de SF6 y fugas de aceite con un 24.4%.

Atentados mensuales SIN

Tabla 7. Atentados mensuales del SIN

Mes	Otras empresas	ISA	Total
Enero	0	4	4
Febrero	0	2	2
Marzo	4	9	13
Abril	1	4	5
Mayo	4	11	15
Junio	2	2	4
Julio	3	6	9
Agosto	0	2	2
Septiembre	1	7	8
Octubre	0	6	6
Noviembre	0	3	3
Diciembre	2	2	4
Total	17	58	75

Atentados por departamento

Tabla 8 - Atentados por departamento	
Departamento	2011
Antioquia	40
Arauca	14
N.Santander	9
Guajira	5
Putumayo	3
Tolima	2
Caqueta	1
Cauca	1

Atentados por empresa

Tabla 9 - Atentados por empresa	
Empresa	2011
ISA	58
Otras empresas	17
EEPPM	3
EEB	0
Transelca	1
EPSA	0
CENS	8
Cedear	0
Cedelca	0
Ministerio**	0
Enelar	0
EADE	0
Electrocosta	0
Electrohuala	0
Enertolima	2
Caqueta	0
Casanare	0
EMSA	0
EBSA	0
ESSA	0
Bajo putumayo	3
Dispac***	0
Codensa	0
Putumayo	0
CHEC	0
Distasa	0
Termoflores	0
Total	75

Probabilidades de falla de los subsistemas eléctricos

Para finales del 2011, los circuitos con mayor probabilidad de falla son San Carlos - Porce III 1 500 kV con el 4% y Porce III - Cerromatoso 1 500 kV con 8.13 %. En su mayoría, la indisponibilidad de estos circuitos es por causa de atentados de fuerza mayor.

VSAT: Herramienta para la evaluación de la estabilidad de tensión del SIN

Es una herramienta para el estudio de la seguridad de tensión del sistema eléctrico de potencia. Permite la parametrización de varios escenarios los cuales pueden ser analizados simultáneamente y de esta manera obtener información relevante como contingencias críticas que impacten la seguridad o límites de seguridad de tensión entre otros.

Características del VSAT

- Capacidad de análisis off-line y on-line.
- Análisis seguridad del caso base y límite de transferencia usando criterios:
 - Margen de estabilidad de voltaje
 - Límites de voltaje
 - Reservas de potencia reactiva
 - Sobrecargas térmicas
- Filtrado de contingencias.
- Cálculo de curvas PV y VQ.
- Análisis modal que proporciona valiosa información de la ubicación de la inestabilidad.
- Las acciones remediales, determinan controles preventivos y correctivos para violaciones de seguridad de voltaje.
- Avanzado algoritmo de análisis con computación distribuida escalable.

Beneficios logrados

- Para la organización:
 - Mayor confianza en estudios de estabilidad de voltaje.
 - Mayor seguridad en la operación del sistema.
 - Proyección de más confianza en los agentes frente a los procesos que administramos en XM.
- Para el proceso:
 - Experiencia en implementación de herramientas de tiempo real.
 - Entrada de una herramienta específica para la evaluación de la seguridad de voltaje del sistema.
 - Nuevas alternativas de capacitación del personal a cargo.

Valor agregado y lecciones aprendidas

- Aseguramiento en la operación del sistema.
- Evaluación de la seguridad de voltaje en tiempo real.
- Estudios más exactos del comportamiento y necesidades de potencia reactiva en áreas operativas del STN.
- Garantiza que los riesgos por estabilidad de tensión en el sistema se visualicen y se eviten a tiempo.
- Trabajo multidisciplinario dentro de la empresa.
- Implementación de nueva tecnología.
- Mejor conocimiento del proceso y de las herramientas.

Estudios realizados con VSAT.

Hasta la fecha la herramienta está completamente implementada en la dirección Planeación de la Operación en donde se ejecutó un primer estudio del máximo intercambio de potencia entre Colombia y Panamá a través de la futura interconexión HVDC.

En las direcciones de Transacciones del Mercado y Coordinación de la Operación la herramienta se encuentra lista a la espera de la implementación del PowerFactory 14 el cual le provee los insumos de trabajo al VSAT.

Eventos del EDAC

Durante el 2011 se presentaron en total 5 eventos que ocasionaron actuación del EDAC por baja frecuencia; uno de ellos con operación de hasta la tercera etapa y los cuatro restantes únicamente con operación de la primera etapa del EDAC del SIN.

Los eventos presentados fueron:

9 de marzo: A las 17:13 horas, durante el desarrollo de una tormenta eléctrica en la zona de la Central Hidroeléctrica del Guavio, se presentó una descarga atmosférica que impactó, principalmente la fase C del circuito de transmisión a 230 kV Guavio – Circo 2.

Previamente, y durante el transcurso del día, en la subestación Guavio se venía presentando intermitencia en los Minicircuit Breakers -MCB- que alimentan la señal trifásica del voltaje alterno por 115 V. Estos dispositivos MCB protegen los cables de alimentación de los sistemas de protección del circuito Guavio – Circo 2 a 230 kV. Con esta intermitencia se había activado la función de bloqueo de la protección distancia del circuito Guavio – Circo 2 en Guavio, por pérdida de la señal de tensión.

Cuando se presentó la falla sobre la fase C del circuito Guavio – Circo 2, y al no tenerse disponibles la protecciones principales de este circuito en Guavio, se produjo la actuación de los sistemas de protecciones de respaldo ubicados en los extremos remotos a la subestación Guavio 230 kV, dando como resultado la pérdida para el Sistema Interconectado Nacional Colombiano -SIN- de 1,180 MW de generación, al salir de servicio la totalidad de la generación del Guavio con 440 MW, un alto porcentaje de la generación de Pagua (560 MW) y la unidad 3 de Betania con 180 MW, esta última 11 segundos después de la salida de la generación del Guavio.

Análisis posteriores mostraron actuación indeseada de las protecciones de la unidad 3 de Betania y de las protecciones de las unidades de las centrales de Paraíso y Guaca debido a sus ajustes.

Con esta pérdida de generación, se presentó una reducción de la frecuencia del SIN alcanzando un valor mínimo de 59.14 Hertz, ocasionando la actuación completa de la Etapa 1 del Esquema de Desconexión de Carga por baja frecuencia EDAC y fracción de la Etapa 2, con un total de 774 MW.

Después de 3 minutos de iniciado el evento, los flujos de potencia activa por los transformadores de

conexión al STN del área de Bogotá se incrementaron en 150 MW. Las condiciones topológicas y eléctricas generadas por el evento y por el comportamiento de los flujos de potencia activa hacia el área de Bogotá produjeron la caída de tensión en el área, lo que hizo que las unidades de la Central Hidroeléctrica de Chivor 2, 3, 4, 5 y 6, que prestaban el servicio de Control Automático de Generación -AGC-, incrementaran su generación de potencia activa y reactiva para finalmente, a las 17:18 horas, presentarse la desconexión de 650 MW de generación en la Central Hidroeléctrica Chivor representados en la salida de las unidades 2, 3, 4, 5 y 6, la apertura de los circuitos a 230 kV Jamondino - Pomasqui y la actuación de la tercera etapa del EDAC, debido a la reducción de frecuencia con un valor mínimo de 58.91 Hertz, deslastrándose 384 MW aproximadamente.

La carga total desconectada en el sistema colombiano por actuación del EDAC, reportada por los agentes producto del evento, fue de 782 MW con una efectividad cercana al 75%.

10 de mayo: A las 13:48 horas, en ausencia de falla, se desconectaron del Sistema Interconectado Nacional Colombiano -SIN- las unidades 1, 2, 7 y 8 de la Central San Carlos de propiedad de ISAGEN, durante la realización de trabajos para conectar la fibra óptica de comunicación, de respaldo, al Controlador de Puente de Cables -CPC-.

Con la desconexión de estas unidades se dejaron de suministrar, aproximadamente, 620 MW de generación al SIN, lo cual provocó un descenso de la frecuencia del sistema de potencia hasta los 59.36 Hz ocasionando la actuación del Esquema de Desconexión de Carga por baja frecuencia -EDAC- y la desconexión del circuito San Mateo – Corozo a 230 kV, en la subestación Corozo, el cual presentaba una transferencia de potencia de 70 MW en el sentido Colombia - Venezuela. La carga desatendida, en Colombia, fue de 249 MW aproximadamente.

24 de septiembre: A las 17:21 horas, ante falla en la línea a 115 kV Guavio – Ubalá, por descargas atmosféricas, se produjo desconexión en Guavio de la línea a 115 kV hacia Ubalá y operación de la protección diferencial de la barra de 4.16 kV que alimenta los servicios auxiliares de las unidades de generación de la central Guavio, ocasionando la salida secuencial de las 5 máquinas y dejando de suministrar 1,200 MW al Sistema Interconectado Nacional -SIN-. Adicionalmente, se presentó desconexión de la línea a 230 kV San Mateo – Corozo 2.

Con cada desconexión de las unidades de Guavio fue reduciendo la frecuencia del SIN, tomando un valor mínimo de 59.366 Hz al salir de servicio la última unidad y ocasionando la actuación de la primera del EDAC y reducción de la transferencia de potencia hacia Ecuador.

Para el período del evento bajo análisis se esperaba una demanda interna en Colombia de 6,778 MW; la demanda real colombiana minutos antes del evento era de 6,578 MW.

Según el reporte de los agentes, fueron deslastrados 266.67 MW de la demanda interna de Colombia por actuación de la primera etapa del EDAC. Este valor corresponde al 4.1% de la demanda real presentada en nuestro país, sin considerar la exportación a Venezuela y Ecuador.

Teniendo en cuenta que la mínima frecuencia medida por las PMUs no superó los 59.374 Hz (PMU San Carlos) se esperaba que las protecciones de frecuencia del sistema para activar el deslastre de la carga del país aliviaran en un valor alrededor del 5% la demanda real registrada; por tanto, se solicitó una revisión del valor de carga deslastrada reportado por Electrohuila, Compañía Energética de Occidente (CEO), EMSA y Electricaribe (Específicamente para GCM).

A este respecto Electrohuila informó que aunque en el evento del 24 de septiembre de 2011 no actuó la primera etapa del EDAC para las cargas del Huila, en el evento del 5 de octubre de 2011 Electrohuila sí reportó deslastre de carga. Se presume que la no actuación del EDAC para el evento bajo análisis está asociada al “bajo” perfil de tensión al momento del evento y la cercanía de la mínima frecuencia medida con el umbral de disparo.

CEO por su parte confirmó que no se tuvo operación del EDAC para las cargas del Cauca y que tiene programado un plan de acción para el análisis de lo ocurrido.

Se verificó que tanto en el evento del 24 de septiembre de 2011, como en los eventos del 5 y 10 de octubre de 2011, EMSA no reportó al CND carga deslastrada en el Meta por acción de la primera etapa del EDAC

5 de octubre: A las 22:21 horas, producto de una descarga atmosférica que impactó la fase A del circuito, a 500 kV, Porce III – San Carlos, a 15.8 km desde la subestación a 500 kV Porce III, se presentó la apertura tripolar en ambos extremos de este circuito.

En consecuencia, se perdieron 555 MW de generación, de la central Porce III de propiedad de EPM, produciendo un descenso de la frecuencia del SIN hasta los 59.385 Hz (Medida en Betania) y actuación de la primera etapa del Esquema de Deslastre de Carga por baja frecuencia -EDAC- desconectando una carga de 293 MW en el SIN.

Finalmente, se produjo la apertura del circuito a 230 kV Corozo – San Mateo, en la subestación Corozo de Venezuela, dejando de alimentar desde Colombia una carga de 56 MW, del Sistema Eléctrico de Potencia -SEP- Venezolano.

El desempeño de la primera etapa del EDAC fue correcto deslastrando la carga necesaria para llevar la frecuencia del SIN a su valor normal de operación.

10 de octubre: A las 20:14 horas, producto de un atentado guerrillero perpetrado sobre la torre 179, ubicada en el municipio de Guadalupe, del circuito a 500 kV San Carlos - Porce III, se presentó la apertura tripolar en ambos extremos de este circuito.

En consecuencia, se perdieron 550 MW de generación de la central Porce III de propiedad de EPM, produciendo un descenso de la frecuencia del SIN hasta los 59.391 Hz (Medida en Betania) y actuación de la primera etapa del EDAC desconectando una carga de 302 MW en el SIN. Adicionalmente este evento provocó que el SEP Ecuatoriano deslastrara 147 MW de carga.

Finalmente, se produjo la apertura del circuito a 230 kV Corozo – San Mateo, en la subestación Corozo de Venezuela, dejando de alimentar desde Colombia una carga de 70 MW, del Sistema Eléctrico de Potencia -SEP- Venezolano.

El desempeño de la primera etapa del EDAC fue correcto deslastrando la carga necesaria para llevar la frecuencia del SIN a su valor normal de operación.

INFORME DE ADMINISTRACIÓN
Y OPERACIÓN DEL MERCADO **2011**

TRANSACCIONES MERCADO MAYORISTA

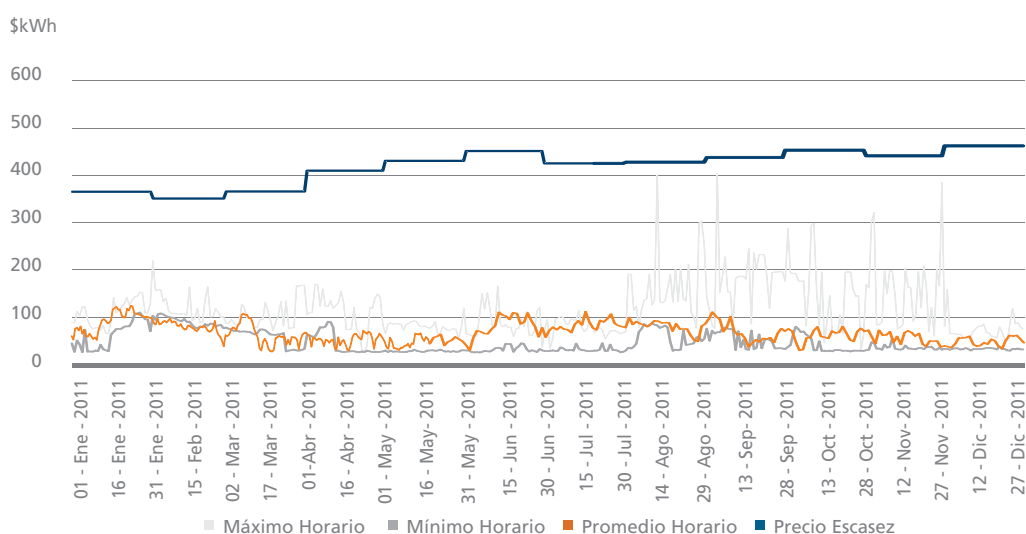


Precio de bolsa

El precio de bolsa en 2011 presentó un decrecimiento anual del 41.6%, al pasar de un promedio anual en 2010 de 130.4\$/KWh a 76.2\$/KWh en 2011. Por su parte, el precio promedio anual de contratos creció en un 7.3%, con 110.0\$/KWh en 2010 y 118.0\$/KWh en 2011.

Durante 2011 el valor del precio de bolsa horario máximo se presentó el día 05 de septiembre con un valor de 403.6\$/KWh en el periodo 20 y el valor mínimo se presentó el día 06 de junio con un valor de 33.3\$/KWh en los periodos 1 al 9. (ver gráfico 1). En 2011, no se presentaron días en el que el precio de bolsa superó al precio de escasez.

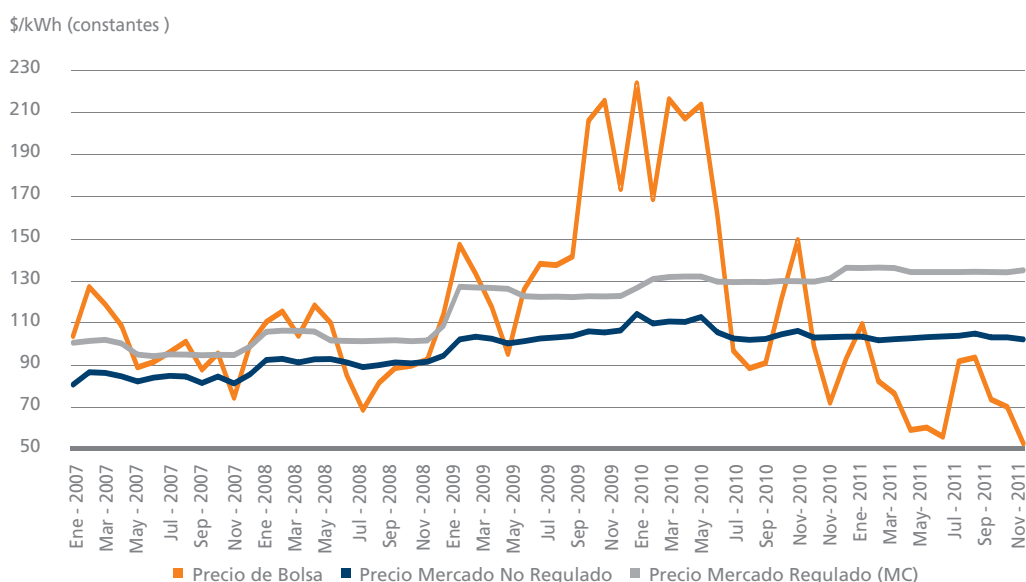
Gráfico 1. Comportamiento precio de bolsa y de escasez



Precio promedio de bolsa y contratos

El gráfico 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 noviembre de 2011, donde se observa altos precios de bolsa en el segundo semestre de 2009 y primer semestre 2010, período en el cual se desarrollaba El Niño 2009 – 2010.

Gráfico 2. Precio de bolsa y Precio contratos mercado regulado y no regulado



INICIO

Transacciones del mercado

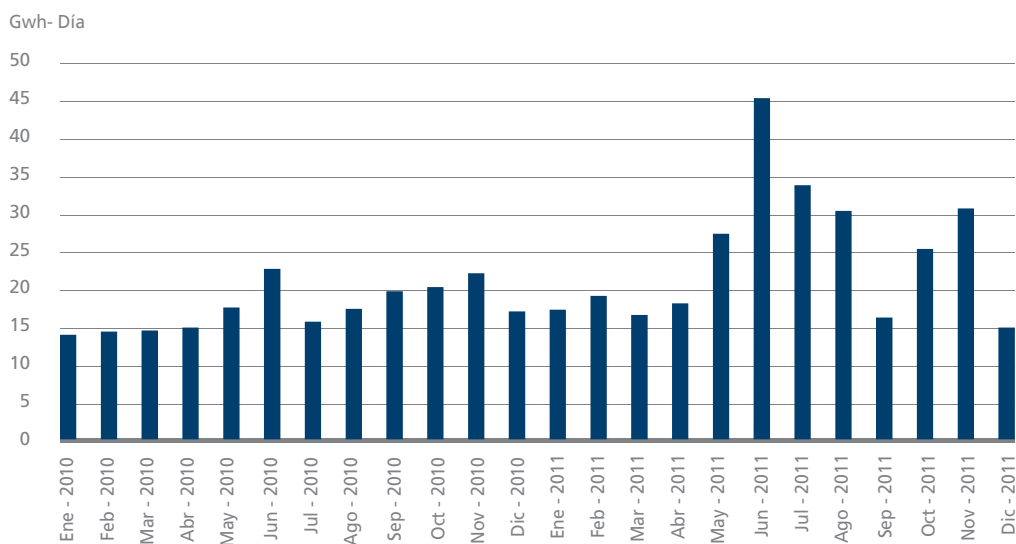
El volumen total transado por compra y venta de energía en el MEM fue de \$9.5billones, cifra que disminuyó en más de \$0.6 billones el volumen transado en 2010 (10.1 billones). Ver Tabla 1.

Tabla 1 Transacciones Mercado Miles de Millones en pesos corrientes				
Combustible (1)	2.009	2.010	2.011	Crec. %
GContratos	6,670,480	6,986,850	7,339,940	5.1%
Bolsa Nacional	2,503,255	2,378,960	1,270,902	-46.6%
Restricciones	284,119	431,427	692,165	60.4%
Responsabilidad Comercial AGC	175,630	190,117	136,260	-28.3%
Servicios CND - ASIC	66,496	70,224	67,670	-3.6%
Desviaciones	9,552	5,626	8,076	43.6%
Total transacciones del mercado	9,709,533	10,063,203	9,515,014	-5.4%
Rentas de Congestión	27,811	7,049	9,766	38.6%
Valor a Distribuir Cargo por Confiabilidad	1,620,050	1,451,636	1,602,888	10.4%

Energía en contratos de respaldo

En el gráfico 3 se muestra la evolución de las cantidades de energía promedio por día respaldadas en el mercado secundario de energía firme del Cargo por Confiabilidad para los años 2010 y 2011.

Gráfico 3. Cantidades registradas en contratos de respaldo



Intercambios internacionales

Colombia cuenta con una capacidad de exportación de 535 MW hacia Ecuador y de 336 MW hacia Venezuela. Así mismo, desde estos países se pueden importar 215 y 205 MW, respectivamente. Durante el 2011 se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 1,294.6 GWh, valor superior en un 62.3% frente al registrado en el 2010 (797.7 GWh) y a Venezuela 248.8 GWh, en el 2010 no se realizaron exportaciones. Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 8.2 GWh valor inferior al registrado en 2010 (9.7 GWh). Desde la implementación en el 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad TIE con Ecuador, se han exportado a Ecuador alrededor de 10,747 GWh por un valor cercano a USD 871 millones (Ver Tabla 2)

Tabla 2. Transacciones internacionales de electricidad -TIE-

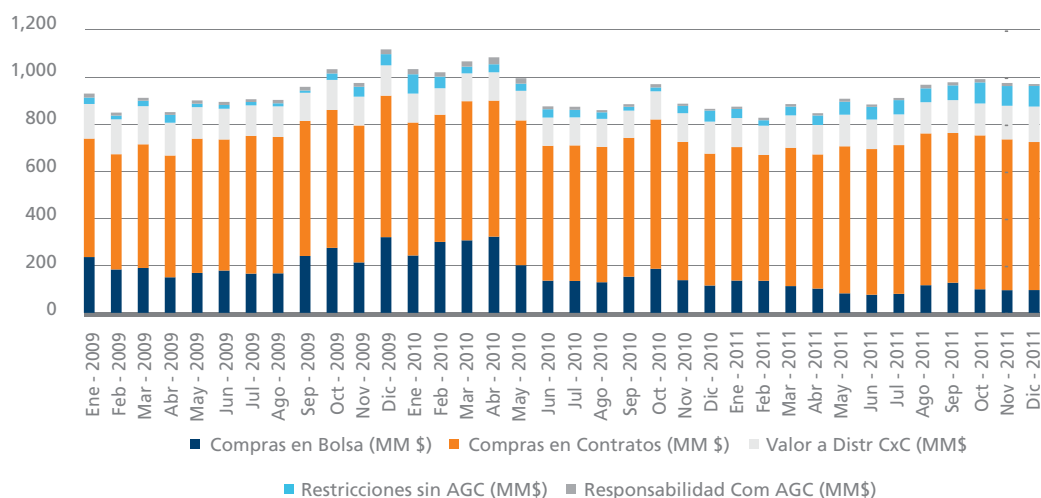
Año	Energía (Gwh)		Valor (miles USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2010	797.7	9,7	73,821.5	565,4
2011	1,294.6	8,2	92.995,8	231.3
Total desde 2003	10,747.5	233,9	871,002.6	9,193.0

Anexos

Principales conceptos ASIC

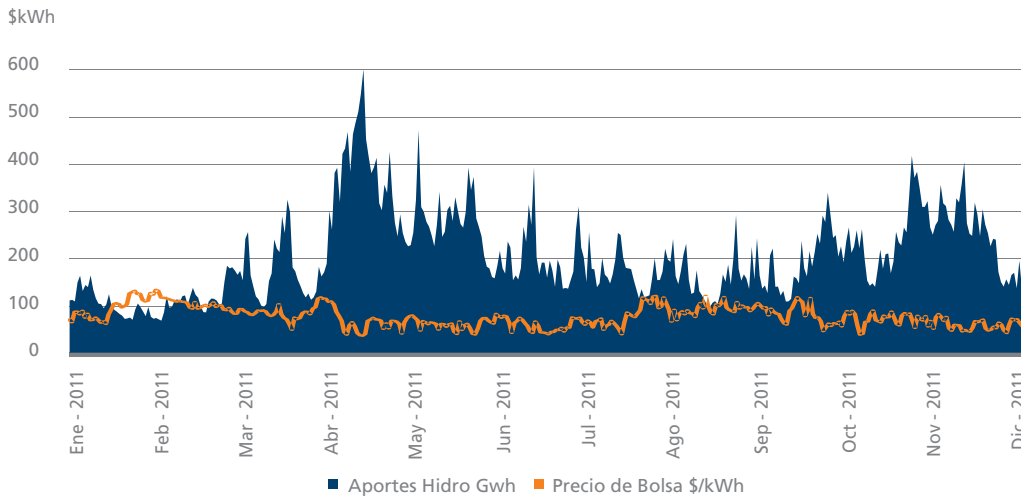
Gráfico 4 – Evolución principales conceptos ASIC (miles de millones de pesos)

Miles de Millones de pesos (corrientes)



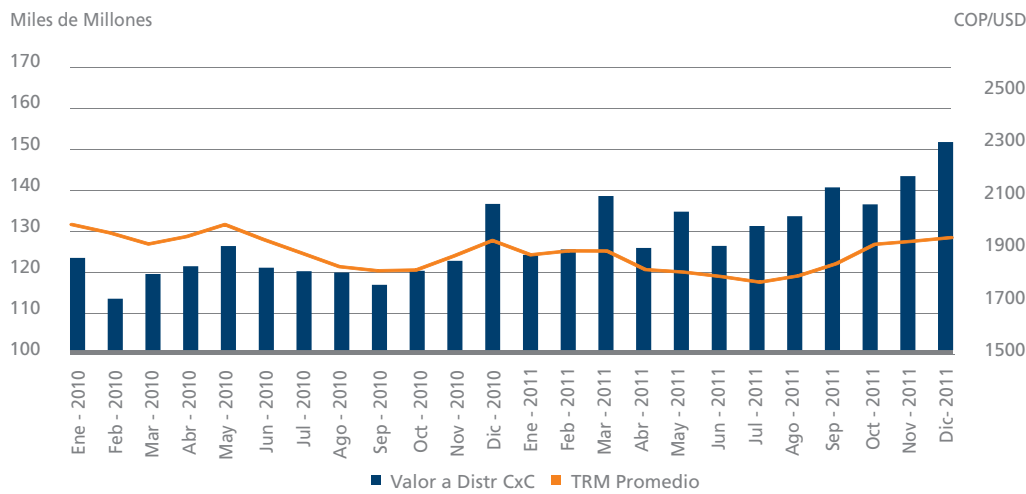
Precio de bolsa y aportes hídricos

Gráfico 5. Precio de bolsa y aportes hídricos en Gwh



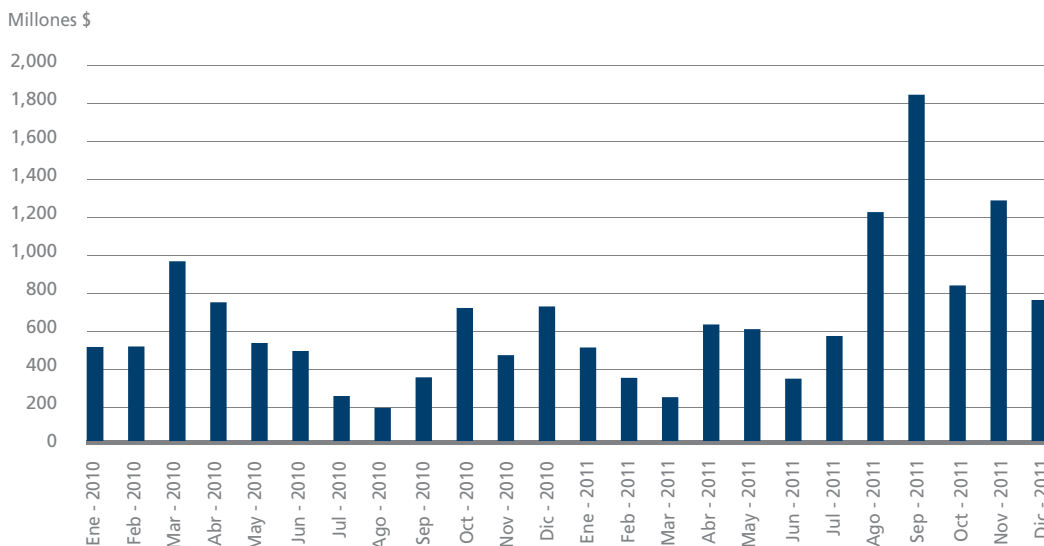
Valor a distribuir por confiabilidad y TRM promedio

Gráfica 6. Valor a distribuir de cargo por confiabilidad y TRM promedio del mes



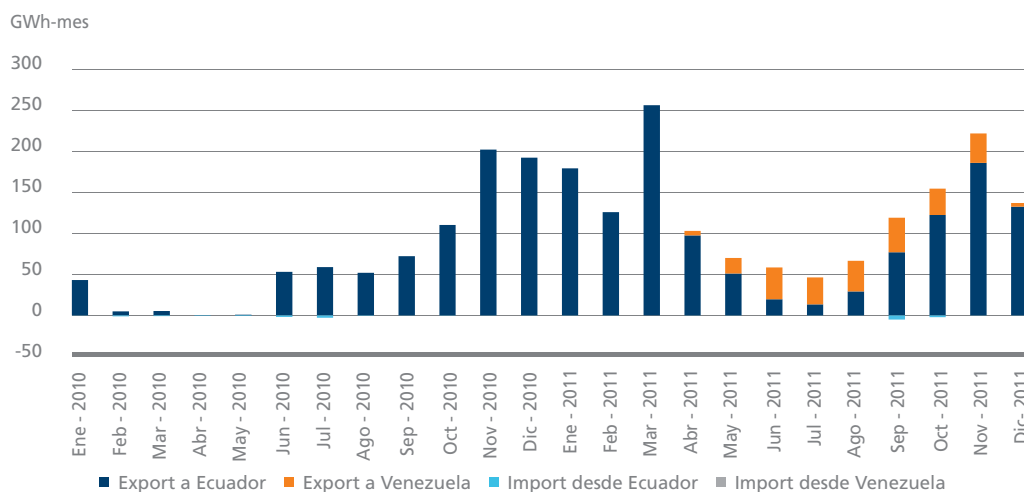
Pagos por desviaciones de generación

Gráfico 7. Pagos por desviaciones del programa de generación



Intercambios internacionales

Grafico 8 – Intercambios Internacionales de Energía



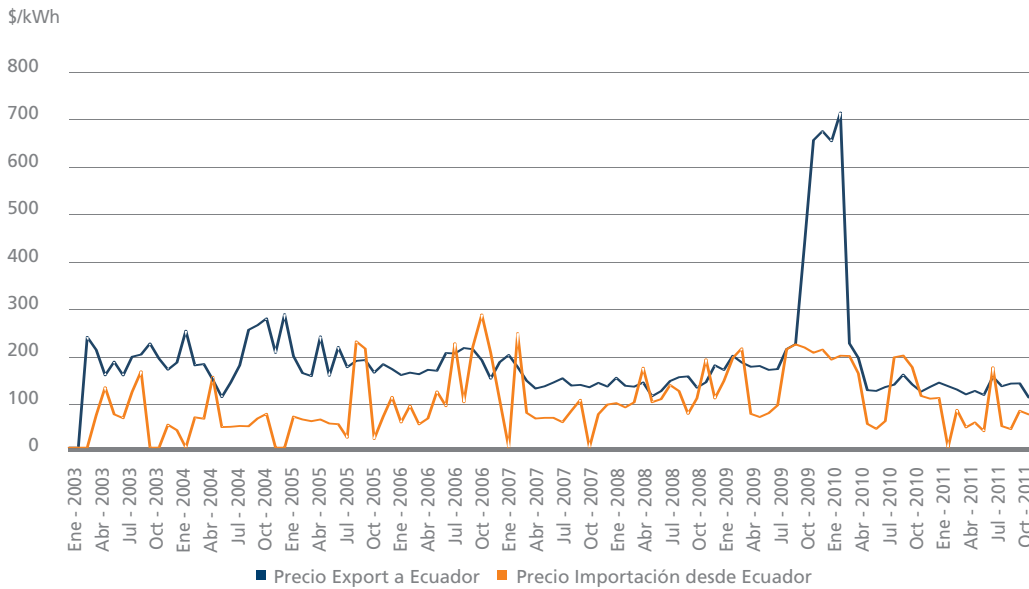
Transacciones TIE

Tabla 3 – Transacciones TIE entre Colombia y Ecuador

Fecha	Energía (Gwh)		Valor (miles USD)		Rentas de Congestión
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	
Ene-11	179.9	0.1	13,053.7	3,480	673.0
Feb-11	126.2	0.0	9,700.6	1,906	116.7
Mar-11	257.2	-	18,664.5	-	3,165.6
Abr-11	97.9	0.1	6,915.2	3,560	329.3
May-11	51.2	0.1	3,367.6	1,690	163.2
Jun-11	19.7	0.1	1,394.5	3,650	51.3
Jul-11	13.4	0.1	891.8	2,764	38.6
Ago-11	29.3	0.2	2,584.9	25,061	542.6
Sep-11	77.3	5.2	5,697.4	138,944	472.3
Oct-11	122.8	2.2	9,200.4	47,402	1,886.5
Nov-11	186.6	0.0	13,861.7	0.557	1,906.4
Dic-11	133.0	0.1	7,663.5	2,294	1,035.0
Total 2011	1,294.6	8.2	92,995.8	231.3	10,380.42
Total 2010	797.7	9.7	73,821.5	565.4	7,493.62
Total 2009	1,076.7	20.8	107,751.0	1,118.5	12,625.34
Total 2008	509.8	37.5	35,908.4	2,309.4	7,416.98
Total 2007	876.6	38.4	66,269.4	1,336.0	20,398.65
Total 2006	1,608.6	1.1	127,104.5	50.0	56,865.04
Total 2005	1,757.9	16.0	151,733.7	509.8	75,580.96
Total 2004	1,681.1	35.0	135,109.1	738.0	76,817.23
Total 2003	1,144.5	67.2	80,309.2	2,334.7	44,347.75
Total historia	10,747.5	233.9	871,002.5	9,193.0	311,926.0

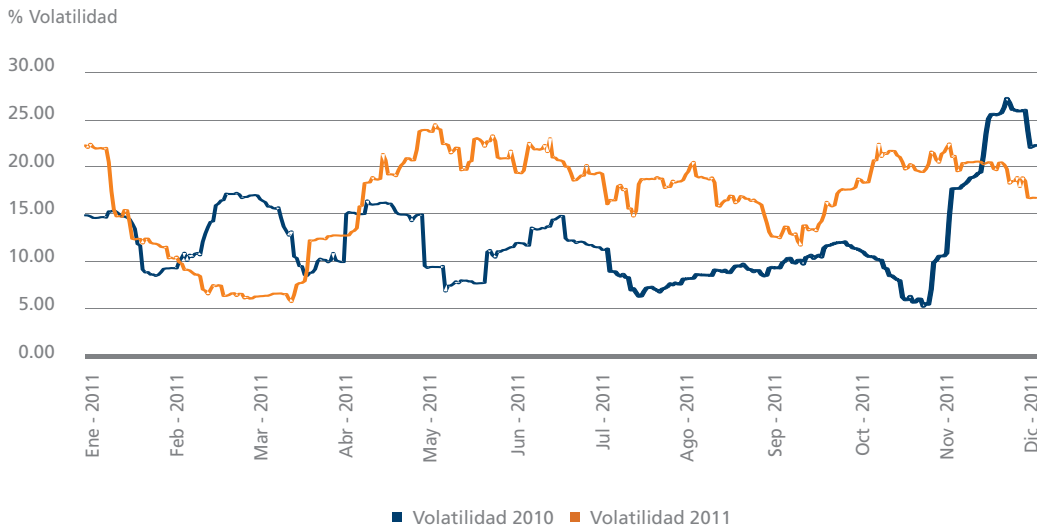
Precios equivalentes transacciones con Ecuador

Gráfico . Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador



Volatilidad precio de bolsa

Gráfico 10. Volatilidad precio de bolsa



INFORME DE ADMINISTRACIÓN
Y OPERACIÓN DEL MERCADO **2011**

RESTRICCIONES

Costo unitario de restricciones

Durante el 2011 el costo total de restricciones a cargo de la demanda fue de \$692.2 mil millones de pesos, 60.4% más que en 2010 (\$431.4 miles millones de pesos). El costo unitario de las restricciones, es decir, el costo total del año dividido por la demanda comercial, fue de 11.9\$/kWh para 2011 y de 7.6 \$/kWh para 2010 (Ver Gráfico 1).

Respecto a la evolución del costo de restricciones en los años 2010 y 2011, ésta se vio influenciada principalmente por el comportamiento del precio de bolsa y la indisponibilidad de las líneas Porce III – Cerromatoso 500 KV y Porce III – San Carlos 500 KV debida a frecuentes atentados sobre estas. Durante el año 2011 el mayor valor de restricciones se presentó en octubre, asociado con la indisponibilidad de la línea 500 kV Cerromatoso – Porce III, la declaración de CAOP para las elecciones de octubre 30 (alcaldías y gobernaciones) y la disminución del precio de bolsa.

Gráfico 1. Costo unitario restricciones en \$/kWh



Conceptos asociados restricciones

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 la 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.

Entre los conceptos asociados a las restricciones, el principal crecimiento en 2011 se observa en el costo de la reconciliación positiva, el cual creció en 5.6 \$/kWh, aproximadamente un 32% más alto que en 2010.

Tabla 1. Conceptos asociados a las restricciones en \$/kWh

+/-	Concepto de Liquidación	2.010	2.011	Dif (\$/kWh)
	Reconciliación Positiva	17.6	23.2	5.6
+	Servicio_AGC	8.9	5.0	-3.8
	Total Costos	26.5	28.2	1.7
-	Reconciliación Negativa	15.9	14.1	-1.8
-	Responsabilidad Comercial AGC	3.4	2.3	-1.1
=	Restricciones a cargo de la demanda	7.6	11.9	4.3

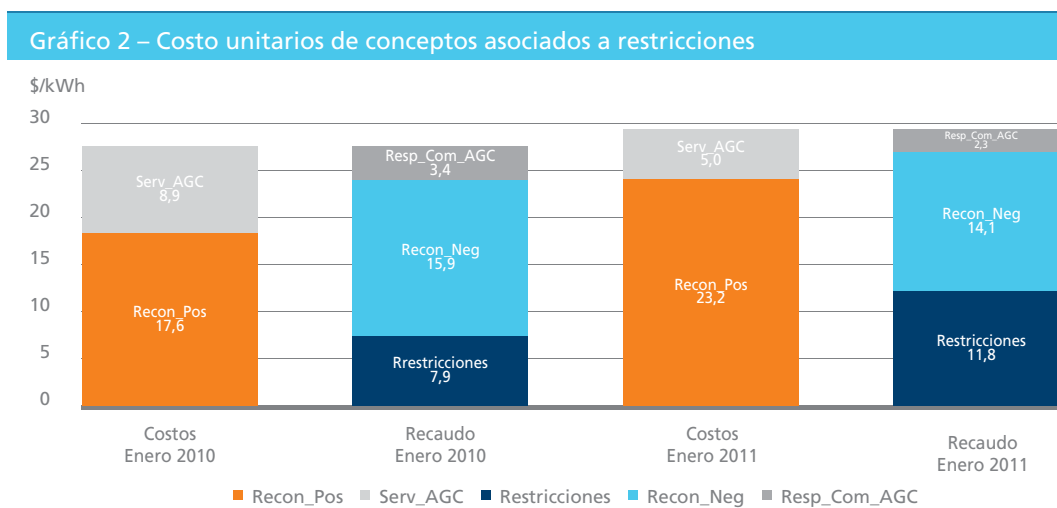
En la liquidación de las restricciones en noviembre de 2011 el ASIC inició la aplicación de la Resolución CREG 165 de 2010, cuyo impacto se refleja también en las liquidaciones de diciembre de 2011 y enero de 2012. En virtud de esta Resolución, el ASIC realizó ajustes a la facturación de los meses de octubre de 2009 hasta abril de 2010, para liquidar nuevamente las transacciones del mercado ante la modificación de las cantidades de sustitución de gas por combustibles líquidos para el recurso Termoemcali. Una vez realizados los ajustes, el balance final arrojó un incremento en la reconciliación positiva, en la responsabilidad comercial AGC y en las restricciones. Para el recaudo de estos incrementos, y de acuerdo con la Resolución, la responsabilidad comercial de AGC se facturó a los agentes generadores con la emisión de los ajustes, mientras que el incremento en las restricciones se asignó a la demanda en partes iguales en los tres meses siguientes a la realización del ajuste, es decir los meses de noviembre, diciembre de 2011 y enero de 2012, y el monto recaudado se debe entregar a los agentes que les aumentó la reconciliación positiva en los ajustes del periodo de sustitución.

En la Tabla 2 se muestra un resumen del incremento en las variables.

Tabla 2 - Resolución CREG 165 de 2010	
Variables	Valor Pesos
Valor total en pesos de Reconciliación Positiva a entregar a los Generadores (Neto)	41,086,301,365
Valor de Responsabilidad Comercial de AGC en pesos a recaudar en los ajustes.	9,333,969,552
Valor de Restricciones en pesos a recaudar en las facturas de los meses de noviembre, diciembre de 2011 y enero de 2012.	31,486,309,808

Anexos

Costos unitarios de restricciones



Recomendaciones de mediano plazo reducción de restricciones

Tabla 3. Recomendaciones del mediano plazo para reducción de restricciones en el SIN

Área	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones operativas	Estado
Suroccidental	Altas tensiones en escenarios de demanda mínima y sin exportación a Ecuador	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios	Entrada en operación reactores de San Bernardino, Altamira y Mocoa. En caso de presentarse sobretensiones, abrir dos circuitos Jamondino - Pomasqui 230 kV en ambos extremos.	En proceso de implementación. EEB – UPME 01 2009 Implementado
Tolima	Bajas tensiones en Papayo 115 kV ante la contingencia Miro lindo - Papayo 115 kV	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda	Entrada de la línea Miro lindo - Brisa 115 kV	Recomendado. Fecha de entrada esperada Agosto de 2012, ENERTOLIMA
	Bajas tensiones en Tuluní ante algunas contingencias en la red de subtransmisión	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda	Despachar unidades de Prado por control de Tensión Despachar unidades de Amoyá	Recomendado Recomendado
Huila	Agotamiento en la red de subtransmisión 115 kV	Riesgo de desatención de demanda	Despachar unidades de Amoyá Circuito Betania - Sur 110 kV Aumento de la capacidad en operación normal de Prado - Tenay 115 kV, Tenay - El Bote 115 kV, Prado - Natagaima 115 kV, Natagaima - El Bote 115 kV y Natagaima - Tuluní 115 kV por lo menos a 400 A	Recomendado En proceso de implementación. ELECTROHUILA Recomendado XM
	Limitación de la generación de las centrales Prado y Amoyá, considerando la topología de los circuitos Prado - Tenay - El Bote, Prado - Natagaima - El Bote cerrados.	Posible desoptimización del despacho	Aumento de la capacidad de los circuitos Prado - Tenay y Tenay - El Bote a nivel de 115 kV	Recomendado XM
	Bajas tensiones ante la contingencia del transformador de Altamira. Después de la entrada de Hobo, la contingencia del transformador de Altamira desatiende demanda.	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda.	ESPS que deslastre carga para evitar el colapso y las bajas tensiones.	Recomendado XM
Valle	Sobrecargas en el circuito La Rosa - Dosquebradas ante la contingencia del transformador de Cartago.	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda	Segundo transformador de Cartago 230/115 kV ESPS ante la salida del transformador de Cartago 230/115 kV	Recomendado. Aprobado por la UPME, fecha esperada de entrada pendiente por definir por la EPSA En proceso de implementación XM
	Sobrecarga en un transformador de San Marcos 230/115 kV ante contingencia del otro	Riesgo de colapso de la sub área	Programar generación para control de la restricción	Implementado. XM
	Sobrecarga del anillo Termoyumbo - la Campiña - Chipichape 115 kV con alto despacho térmicos y bajos hidráulicos	Posible desoptimización del despacho	Aumento de la capacidad de los circuitos Termoyumbo - Chipichape 115 kV Operar Yumbo 115 kV con las barras acopladas	EPSA informa que tiene previsto proyecto para repotenciación del circuito mediante cambio del conductor con una posible fecha esperada de entrada en operación para diciembre de 2013 Recomendado. XM
Cauca - Nariño	Agotamiento de la capacidad de transformación de Jamondino 230/115 kV	Riesgo de desatención de demanda	Segundo transformador de Jamondino 230/115 kV	Recomendado. Proyecto aprobado por la UPME. Fecha de entrada esperada por CEDENAR, Octubre de 2013
	Limitación de los circuitos Pance - Jamundi 115 kV y Jamundi - Santander 115 kV.	Posible desoptimización del despacho	Contar con generación al interior de la sub área para el control de cortes Recuperación de la capacidad de los circuitos mencionados	Implementado. XM Recomendado. Fecha esperada de entrada por CEO, Febrero de 2012
	Bajas tensiones ante la salida de Jamondino - Pasto 115 kV	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda	Aumento de la capacidad en operación normal del circuito Catambuco – Jamondino 115 kV	Implementado. Pendiente oficialización nueva capacidad.
CQR	Agotamiento de la capacidad de transformación en Esmeralda	Riesgo de desatención de demanda	Programar generación para control de la restricción ESPS para disminuir el impacto de la contingencia de un transformador de Esmeralda	Implementado. XM Implementado. CHEC
	Bajas tensiones ante la pérdida de inyección desde San Felipe	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda	Transformador Purnio 230/115 kV y obras asociadas Generación a nivel de 115 kV para control de tensión	Recomendado Aprobado por la UPME, Fecha esperada de entrada por CHEC, enero de 2014 Recomendado. XM
Bogotá	Bajas tensiones ante salida de enlace Primavera-Bacatá 500 kV	Riesgo de desatención de demanda	Programar generación de seguridad Control de transferencia de potencia por el enlace Primavera-Bacatá 500 kV.	Recomendado XM Recomendado XM
Meta	Sobrecarga de un trafo de Reforma ante contingencia en el otro	Riesgo de desatención de demanda	Programar generación de seguridad (PAGUA) para control de tensiones. Instalar ESPS Operar Reforma 115 kV con tensión mínima de 118 kV Instalar compensación capacitiva en Meta.	Recomendado XM Recomendado XM Recomendado XM Recomendado XM
Bogotá-Meta	Bajas tensiones ante salida de Guavio - Reforma 1 220 kV	Riesgo de desatención de demanda	Programar generación de seguridad. Operar Reforma 115 kV con tensión mínima de 118 kV.	Implementado Recomendado XM
Bogotá-Meta	Bajas tensiones en Meta ante salida de Guavio-Reforma + Guavio-Tunal	Riesgo de desatención de demanda	Programar generación de seguridad (PAGUA). Instalar ESPS Operar Reforma 115 kV con tensión mínima de 118 kV	Recomendado XM Recomendado XM Recomendado XM
Nordeste	Bajas tensiones en el área ante salida de trafo de Ocaña 500/230kV	Riesgo de desatención de demanda	Control de cortes Programar generación interna acorde a demanda y exportación por San Mateo-Coroza 230kV	Implementado Recomendado XM
Nordeste	Sobrecarga en Transformador de Palos ante contingencia en Trafo de Bucaramanga	Riesgo de desatención de demanda	Instalar ESPS en SE Palos Figura 5-11. Instalar compensación de reactivos. Abrir la línea Lizama-Palénque en demanda máxima	Recomendado XM Recomendado XM Implementado
	Sobrecarga en Transformador de Bucaramanga y circuito Bucaramanga-Real Minas ante contingencia en Trafo de Palos y Trafo de Piedecuesta	Riesgo de desatención de demanda	Instalar ESPS en SE Bucaramanga Instalar compensación de reactivos. Abrir la línea Lizama Palénque.	Recomendado XM Recomendado XM Implementado
	Sobrecarga de trafo paralelo ante salida de trafo de Barranca	Riesgo de desatención de demanda	Traslado de cargas Instalar ESPS en SE Barranca.	Recomendado XM Recomendado XM
	Salida de trafo Ocaña 230/115kV	Desatención de demanda por atención radial	Cerrar circuitos Convención-Tibú y Belén-Insula e instalar ESPS	Recomendado XM
	Salida de trafo Belén 230/115kV			
	Salida de trafo de San Mateo 230/115kV			
Nordeste	Sobrecarga de trafo de Paipa 230/115kV ante salida de otro paralelo	Riesgo de desatención de demanda	Control de cortes Instalar compensación de reactivos en la red de EBSA.	Implementado Recomendado XM
Antioquia	Sobrecarga en estado estacionario Barbosa - Girardota 110 kV	Disminución de confiabilidad de la red	Operar el circuito El Salto - Barbosa 110 kV abierto en El Salto 110 kV	Implementado
	Sobrecarga en estado estacionario Envigado - Guayabal 110 kV y Guatapé - Barbosa 220 kV	Disminución de confiabilidad de la red	Balancear generación entre las plantas del norte y el oriente de Antioquia	Implementado
	Sobrecarga de algún transformador de Bello 214,5/110 kV ante la contingencia del otro	Posible desoptimización del despacho	Operar taps en los transformadores de Bello y controlar el corte con generación interna	Implementado
	Bajas tensiones en Vasconia 110 kV ante contingencia de Playas - Puerto Naré 110 kV	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda	Mantener tensión en Guatapé 110 kV alrededor de 116 kV. Operar taps en Guatapé y Playas en el estado pos contingencia Estudio de posibilidades de expansión en la zona	Recomendado XM Recomendado XM Recomendado XM
Bolívar	Agotamientos en la capacidad de transformación en Ternera 220/66 kV	Riesgo de desatención de demanda	Programar generación en Proeléctrica para disminuir sobrecarga ESPS para disminución de sobrecarga	Implementado Implementado
Bolívar	Agotamiento en la red de 66 kV, particularmente Ternera – Zaragoza 66 kV, Cartagena – Chabacú 66 kV y Cartagena – Bocagrande 66 kV	Riesgo de desatención de demanda y/o colapso de la subárea.	Adecuación de la red de baja para realizar traslados de carga hacia Villa Estrella 66 kV Operar Ternera 66 kV y Cartagena 66 kV a tensiones mayores que la nominal. Mantener operativos los ESPS instalados sobre las líneas Ternera – Zaragoza 66 kV y Cartagena – Chabacú 66 kV	En proceso de implementación Recomendado Implementado
	Límites en la generación de Proeléctrica	Posible desoptimización en el despacho. Mas deslastre de carga por el ESPS instalado en Ternera 66 kV	Recuperar el circuito Cospique – Ternera 66 kV	En proceso de implementación
	Bajas tensiones en El Carmen 110 kV y Zambrano 66 kV	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda	Operar Ternera 110 kV por encima de la tensión nominal Instalación de compensación capacitiva en el área de influencia	Implementado Recomendado
Atlántico	Agotamiento en la capacidad de transformación en Sabanalarga	Posible desatención de demanda en estado estacionario y ante contingencia	Puesta en servicio del segundo transformador de Sabanalarga 220/110 kV	Recomendado
Atlántico	Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico	Desatención de demanda y/o colapso de la subárea.	Mantener vigentes los ESPS actualmente implementados Balancear generación entre Tebsa y Flores	Implementado Implementado
	Atrapamiento de la generación de Flores	Posible desoptimización del despacho	Operar la subestación Termoflores 110 kV desacoplada Reconfigurar circuitos en 220 kV	Recomendado Recomendado
	Niveles de corto circuito cercano a los valores nominales en la subestación Tebsa 110 kV y Termoflores 110 kV	Posible daño de equipos en la subestación	Operar Termoflores 110 kV desacoplada Repotenciar subestaciones Tebsa 110 kV y Termoflores kV	Recomendado Recomendado
	Atrapamiento de la generación de Tebsa 110 kV por contingencias en la red de 110 kV	Posible desoptimización del despacho	Mantener operativos los ESPS implementados en la subárea. Entrada de obras de expansión.	Implementado Recomendado
GCM	Operación radial de las cargas de GCM	Baja confiabilidad en la atención de la demanda	Entrada del segundo transformador de Fundación 220/110 kV. Cerrar anillo de Río Córdoba 110 kV acompañado de instalación de ESPS	En proceso de implementación Recomendado
	Contingencia en el transformador de Copey 500/220 kV produce bajas tensiones	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda	Programar generación para el soporte de tensiones	Recomendado
	Desatención de demanda ante contingencia en transformación y algunas líneas de subtransmisión	Desatención de demanda	Elaboración de planes de expansión que permitan operar de forma anillada la red de distribución de GCM.	Recomendado
	Agotamiento en la capacidad de transformación de Valledupar.	Desatención de demanda	Repotenciación de los transformadores de Valledupar.	Recomendado
Córdoba – Sucre y Cerromatoso	Agotamiento en la capacidad de transformación	Desatención de demanda y/o colapso de la subárea	Mantener operativos los ESPS instalados. Entrada del tercer transformador de Chinú 500/110 kV para el año 2012.	Implementado Recomendado

Recomendaciones de largo plazo reducción de restricciones

Tabla 4. Recomendaciones de largo plazo para reducción de restricciones en el SIN

Área o subárea	Restricción identificada	Recomendación	Año Entrada	Estado
Atlántico	Sobrecarga del transformador Sabanalarga 220/110/13.8 kV en estado normal de operación	Segundo transformador Sabanalarga 220/110 kV	2012	Recomendado
	Generación de seguridad a nivel de 110 kV para cubrir contingencias sencillas en transformación	Proyecto Caracolí y obras asociadas	2014	Plan Expansión Preliminar UPME 2011-2025
	Atrapamiento de generación por contingencias en los circuitos Tebsa – Sabanalarga y Flores – Nueva Barranquilla 220 kV	Reconfiguración operativa del corredor Tebsa – Nva Barranquilla – Sabanalarga 220 kV en el cuarto enlace Tebsa – Sabanalarga 220 kV. Proyecto Caracolí y obras asociadas	2014	Plan Expansión Preliminar UPME 2011-2025
	En escenarios de altos desbalances entre la generación de Tebsa y Flores se presentan violaciones por sobrecarga en la red de subtransmisión ante contingencias sencillas.	Proyecto Caracolí y obras asociadas	2013-2014	Plan Expansión Preliminar UPME 2011-2025 y Plan Expansión Electricaribe
	Es necesario generación de seguridad para balancear flujos de potencia	Doble circuito Flores - Centro 110 kV Nueva subestación Buenavista 110 kV y circuito Nueva Barranquilla – Buenavista 110 kV. Se trasladaría carga desde Riomar 34.5kV.		
	El nivel de cortocircuito de las subestaciones Tebsa y Flores está llegando al límite de capacidad de los equipos	Segundo transformador El Río 110/34.5 kV y nuevo circuito El Río – Unión 34.5 kV Repotenciación de circuitos a nivel de 110 y 34.5 kV	2014	Recomendado por XM y Plan Expansión Preliminar UPME 2011-2025
	Ante el seccionamiento de Tebsa 110 kV asociado al proyecto Caracolí pueden presentarse escenarios críticos por mantenimientos o indisponibilidad de equipos que ocasionen generación de seguridad adicional para cubrir contingencias sencillas en la red	Explorar alternativas de limitación de corrientes de cortocircuito tanto monofásico y trifásico antes de repotenciar El seccionamiento de Tebsa 110kV reduce significativamente el nivel de cortocircuito de esta subestación, sin embargo, no es una solución estructural Se recomienda que el seccionamiento de Tebsa 110 kV incluya un interruptor de acople entre barras de esta subestación	2014	Recomendado por XM y Plan Expansión Preliminar UPME 2011-2025
La contingencia del circuito Bolívar – Cartagena 230 kV provoca bajas tensiones en las subestaciones El Carmen y Zambrano 66 kV	Compensación capacitiva en el Carmen o Zambrano	2013	Recomendado	
La contingencia del transformador Bolívar 220/66 kV provoca bajas tensiones en Bayunca y Manzanillo y sobrecarga no admisible del circuito Ternera – Villa Estrella 66 kV	Segundo transformador Bolívar 220/66 kV	2013	Recomendado	
Bolívar	La contingencia del transformador Bosque 220/66 kV provoca sobrecarga no admisible en el circuito Cartagena – Bocagrande 66 kV	Compensación capacitiva en Bosque o Bocagrande 66kV (contemplar posible traslado del condensador de Ternera a una de estas subestaciones)	2013	Recomendado
	En escenarios de altos despachos en Proeléctrica, se puede presentar sobrecarga del circuito Cartagena – Bocagrande 66 kV en estado normal de operación	Refuerzos a nivel del STR	2013	Recomendado
	Contingencias sencillas en líneas Ternera – Toluvejo y Toluvejo – El Carmen 110 kV provocan demanda no atendida en las subestaciones Calamar, Zambrano y El Carmen 66 kV	Segundo circuito Bolívar – Cartagena 220 kV	2015	Recomendado
	La contingencia del circuito Bolívar – Cartagena 220 kV provoca sobrecarga del circuito Bolívar – Bosque 220 kV limitando la importación de la subárea Bolívar			
Córdoba-Sucre y Cerromatoso	La contingencia del transformador Cerromatoso 500/110 kV provoca sobrecarga no admisible del transformador en paralelo	Tercer transformador Cerromatoso 500/110 kV de 150 MVA	2012	Recomendado
	Pueden presentarse bajas tensiones en Montería, Río Sinú y Apartadó 110 kV en estado normal de operación	Nueva subestación Montería 220 kV con doble transformación de 150 MVA cada uno, nueva subestación Chinú 220 kV con un transformador de 360 MVA y corredor de línea Chinú – Montería – Urabá 220 kV	2014	Plan Expansión Preliminar UPME 2011-2025
	En escenarios de bajo despacho en Urrá y la línea Montería - Río Sinú 110 kV cerrada, se presenta alta cargabilidad del circuito Chinú – Cereté 110 kV (cercana al 100%)			
	En escenarios de alto despacho en Urrá y la línea Montería - Río Sinú 110 kV cerrada, se presenta sobrecarga de la línea Urrá – Tierra Alta 110 kV y del transformador Urrá 220/110 kV en estado normal de operación			
	Aún con el tercer transformador Chinú 500/110 kV, la contingencia de alguno de los tres provoca sobrecarga no admisible en los bancos en paralelo			
	No se soporta la contingencia del transformador Cerromatoso 500/230 kV			
Bajas tensiones en Apartadó y Río Sinú 110 kV ante contingencias sencillas del transformador Cerromatoso 500/220 kV y la línea Montería – Río Sinú 110 kV respectivamente	Compensación capacitiva en Apartadó y Río Sinú 110 kV	2017	Recomendado	
GCM	Agotamiento de la capacidad de transformación en las subestaciones Fundación, Santa Marta, Cuestecitas y Valledupar	<ul style="list-style-type: none"> Segundo transformador Fundación 220/110 kV de 100 MVA Segundo transformador Valledupar 220/110 kV y reemplazo de transformadores 1 y 3 de Valledupar por bancos de mayor capacidad Tercer transformador Cuestecitas 220/110 kV Tercer transformador Santa Marta 220/110 kV 	2012-2014	Recomendado
	La contingencia sencilla de la línea Gaira - Santa Marta 110 kV provoca sobrecarga no admisible del transformador Fundación 220/110 kV	Segundo transformador Fundación 220/110 kV de 100 MVA	2012	Recomendado
	La contingencia del transformador de Copey 500/230 kV puede provocar violaciones por baja tensión en las subestaciones El Banco y La Jagua 110 kV.	Ejecutar proyectos de expansión que eliminen por completo estas restricciones, como compensaciones y refuerzo de los circuitos a nivel de 110kV	2013	Recomendado
	Alta cargabilidad del circuito El Paso – El Banco 110 kV			
	Atrapamiento de generación en Caribe asociados al evento N-1 del circuito Bolívar – Copey 500 kV y limitación de importación al área Caribe por sobrecarga del circuito Copey – Fundación 220 kV ante contingencia del transformador Copey 500/230 kV	Segundo circuito Fundación – Copey 220 kV	2013-2014	Recomendación reiterativa
	Con red de 500 kV degradada, se presentan violaciones por sobrecarga del circuito Fundación – Copey 220 kV ante contingencias sencillas. Esto limita la importación del área Caribe (ver IOEMP 04-2011)			
	Con conexión de Termocol a la línea Guajira – Santa Marta 220 kV e importación desde Venezuela se presenta alta cargabilidad del enlace Santa Marta – Termocol 220 kV en estado normal de operación.	Repotenciar la línea Santa Marta – Termocol 220 kV y segundo circuito Cuestecitas – Valledupar 220 kV o repotenciar el enlace Santa Marta – Guajira 220 kV	2013	Recomendado
No se cubren las contingencias sencillas de los circuitos Santa Marta – Guajira, Cuestecitas – Valledupar y Santa Marta - Termocol 220 kV.				
Antioquia	En escenarios de alta generación en el oriente de Antioquia y baja en el norte, se presenta sobrecarga del circuito Guatapé – Barbosa 220 kV en estado normal de operación. Es necesario limitar generación.	Es importante que la UPME y el operador de red EPM evalúen la posibilidad de ejecutar proyectos de expansión que eliminen por completo esta restricción, como reforzar estos circuitos a 220 kV.	2013	Recomendado
	En escenarios de alta generación en el oriente de Antioquia y baja en el norte, ante múltiples contingencias sencillas en la red de 220 kV y 110 kV se presenta sobrecarga no admisible del circuito Envigado – Guayabal 110 kV	Subestación Guayabal 220 kV con doble transformación de 180 MVA cada uno, y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV.	2015	Plan Expansión Preliminar UPME 2011-2025
	En escenarios de alta generación en el Norte y Oriente de Antioquia, se presenta alta cargabilidad de los transformadores de Bello 220/110 kV (>85%) y cargabilidades mayores al 90% del circuito Barbosa – Girardota 110 kV (cuando se tiene normalmente cerrado el circuito Barbosa – El Salto 110 kV, se producen cargas mayores al 100%)	Repotenciación del circuito Barbosa – Girardota 110 kV (recomendación XM)		
	La contingencia de alguno de los transformadores de Bello 220/110 kV provoca sobrecarga no admisible del transformador en paralelo			
	Ante múltiples contingencias sencillas se presentan bajas tensiones (0.75p.u – 0.9pu.) en: Puerto Nare, Puerto Inmarco, Calderas, Cocorná, Río Claro, Texas, Puerto Boyaca, Vasconia 110 kV	En el largo plazo no se reportan expansiones para resolver estos problemas de bajas tensiones. Es importante que la UPME y el operador de red EPM evalúen la posibilidad de ejecutar proyectos de expansión que eliminen por completo esta restricción, como compensaciones y refuerzo de los circuitos a nivel de 110 kV (desarrollar nuevos circuitos desde la subestación Malena 110 kV)	2012	Recomendado
Meta	Tensiones por debajo de 0.9pu en las cargas más alejadas del subárea (Altillanura y La Cristalina)	Nueva S/E Suria 230/115 kV con dos transformadores de 150 MVA cada uno, Reconfiguración Guavio –Tunal 230 kV, tercer transformador en la subestación Reforma 230/115 kV, Compensación capacitiva en Puerto Gaitán de 15 Mvar y refuerzo del corredor Suria – Puerto López - Puerto Gaitán a 115 kV Se recomienda aprobar desde el presente Plan de Expansión de la UPME la ejecución de las obras en el STR por parte del OR, sin necesidad de esperar hasta el 2014 que entre el proyecto Suria en 230 kV	2012-2014	Plan Expansión Preliminar UPME 2011-2025
	Contingencia sencilla del transformador 2 en Reforma provoca sobrecarga no admisible del transformador 1, y sin ESPS se presenta colapso de la subárea.	Nueva S/E Suria 230/115 kV con dos transformadores de 150 MVA cada uno, Reconfiguración Guavio –Tunal 230 kV, tercer transformador en la subestación Reforma 230/115 kV, compensación capacitiva en Puerto Gaitán de 15 Mvar y refuerzo del corredor Suria – Puerto López - Puerto Gaitán a 115 kV	2014	
	Contingencias sencillas en Guavio – Reforma, Reformas – Tunal, y Guavio – Tunal 230 kV provoca tensiones por debajo de 0.9p.u. en las cargas de la subárea.			
Oriental	<ul style="list-style-type: none"> El programa mínimo número de unidades en el área por soporte de demanda y se impone un límite de importación del área Oriental. La contingencia del transformador Bacatá 500/230 kV provoca sobrecarga no admisible del transformador Bacatá 500/115kV. Este corte impone un límite de importación del área Oriental En escenarios de alto despacho de Chivor y bajo en Pagua, se observa que bajo contingencia del circuito Torca – Castellana 115 kV se produce una sobrecarga no admisible del circuito Autopesta – Castellana 115 kV. Puede ser necesario generación de seguridad por 115 kV. Ante la contingencia del transformador Bacatá 500/115 kV se producen altas transferencias de potencias por los transformadores de Balsillas, llegando a producir sobrecarga no admisible del transformador Balsillas 3 220/115 kV. La generación más efectiva para controlar esta transferencia corresponde a la de la planta Termozipa. 	El Proyecto Nueva Esperanza 500/230/115 kV y obras asociadas mejoran las condiciones del área, sin embargo, estos beneficios se van reduciendo a medida que crece la demanda del área, por lo que se debe pensar en proyectos complementarios. Se deben propiciar todas las acciones necesarias que garanticen la entrada del proyecto Nueva Esperanza en las fechas establecidas por la UPME, con el fin de disminuir el impacto de los factores de riesgos identificados por la ausencia del proyecto.	2012	Recomendado
	Con el crecimiento natural de la demanda se aumentan las necesidades energéticas del área Oriental y no se presentan proyectos grandes de generación en la misma	<ul style="list-style-type: none"> Proyecto Norte 500/230/115kV: Nueva subestación Norte 500/230/115kV con un transformador 500/230kV y uno 500/115kV de 450MVA cada uno. Doble circuito Chivor – Norte y doble circuito Norte – Bacatá 230kV Circuito Primavera – Norte 500kV. Obras asociadas en 115kV 	2014	Recomendado
	Con la generación y expansión definida actualmente, se observa para el año 2020 un alto nivel de cortocircuito en las subestaciones Sabanalarga y La Mesa 220 kV.	Es importante evaluar la posibilidad de hacer una repotenciación de estas subestaciones antes del 2020.	2018	Recomendado
STN	Las subestaciones Betania 220 kV, Cerromatoso 220 y 500 kV, Chivor 220 kV, Comuneros 220 kV, Esmeralda 220 kV, Guaca 220 kV, Guatapé 220 kV, Guavio 220 kV, Torca 220 kV, Nueva Barranquilla 220 kV, Paraiso 220 kV, Primavera 220 kV, San Marcos 220 kV, Tebsa 220 kV, Torca 220 kV y Yumbo 220 kV, se encuentran cercanas a su máxima capacidad de cortocircuito.	Es importante estar pendiente de las expansiones en generación y transmisión que puedan llevar a un aumento significativo de este nivel de cortocircuito, de manera que se logren tomar a tiempo las medidas necesarias para evitar riesgos de daño en los equipos de corte de estas subestaciones.	2018	Recomendado

INFORME DE ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL MERCADO **2011**

TRANSPORTE



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 1 se muestra el valor facturado por este concepto durante el año 2011.

Tabla 1. Valor facturado por Servicio LAC			
	Transmisores Nacionales	Operadores de Red	Año 2011
Total	9,755,907,811	2,816,773,406	12,572,681,217

Cargos por uso del STN

En la tabla 2 se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional-STN en el 2010 y el 2011.

Tabla 2. Cargos por uso del STN			
Agentes	Cargos	2010	2011
Comercializador/Generador	Pago Bruto (1)	1,186,820.5	1,235,676.4
	Compensación (2)	273.5	286.9
	Neto (3)	1,186,547.0	1,235,389.5

(1) Pago Bruto: Es el ingreso regulado de los Transmisores 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.

(3) Neto: Es el valor facturado a los agentes comercializadores y generadores por conceptos de cargos por Uso de 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 durante el año 2011 un valor neto total de \$1,235,389.5 millones, valor que incluye la contribución al FAER y la contribución PRONE.

Cargos por uso del STR

En la tabla 3 se presenta el total liquidado a los agentes comercializadores por concepto de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional STR en el 2010 y el 2011.

Tabla 3. Cargos por uso del STR - millones de pesos		
Agentes	2010	2011
	Liquidación	
Comercializadores STR Norte	208,695	220,166
Comercializadores STR Centro Sur	667,943	715,904
Total	876,638	936,071

Cargos por uso del sistema de distribución local - SDL

Los gráficos 1, 2 y 3 muestran la evolución de los ingresos reconocidos e ingresos ADD, para las Áreas de Distribución Oriente, Occidente y Sur para los niveles de tensión 1, 2 y 3.

En el mes de mayo se expidió la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 180696 por medio de la cual se conformó una nueva Área de Distribución (ADD Sur).

Gráfico 1. Evolución ingreso reconocido e ingreso ADD 2011 - ADD Oriente, niveles 1,2 y 3

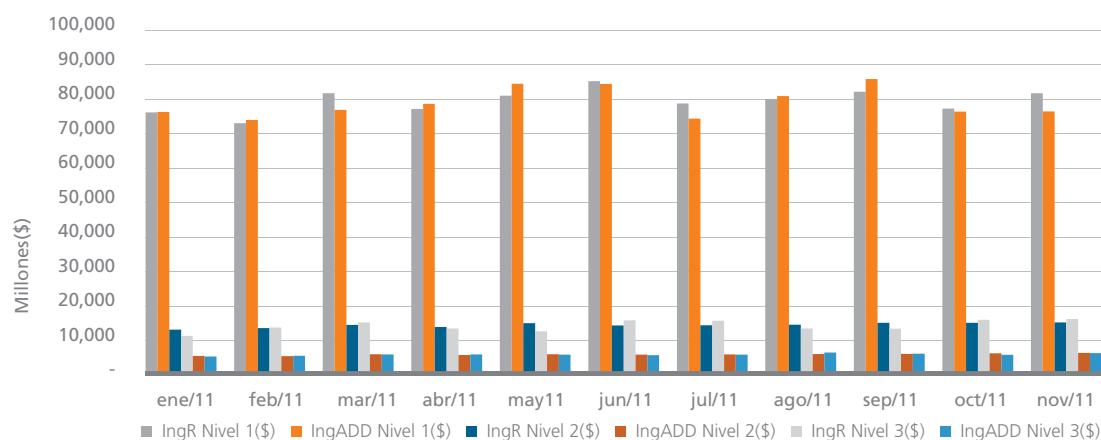


Gráfico 2. Evolución ingreso reconocido e ingreso ADD 2011 - ADD Occidente, niveles 1,2 y 3

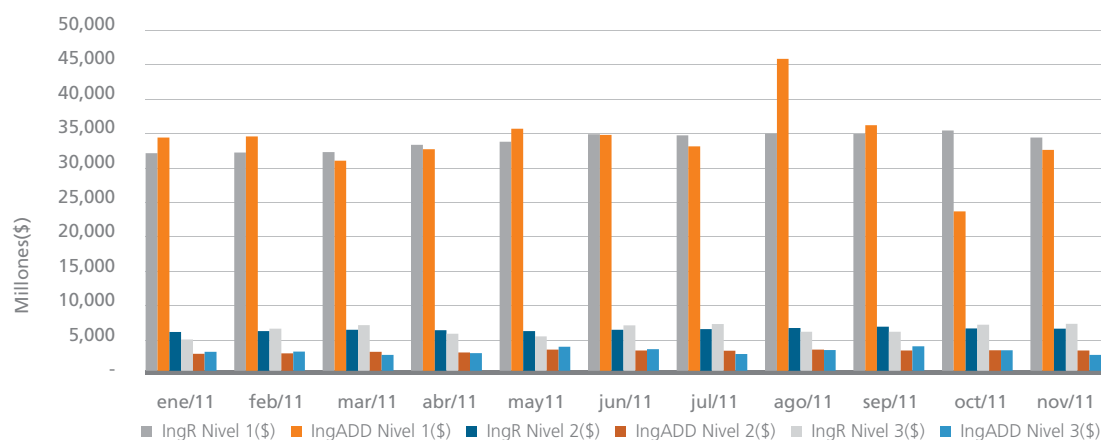
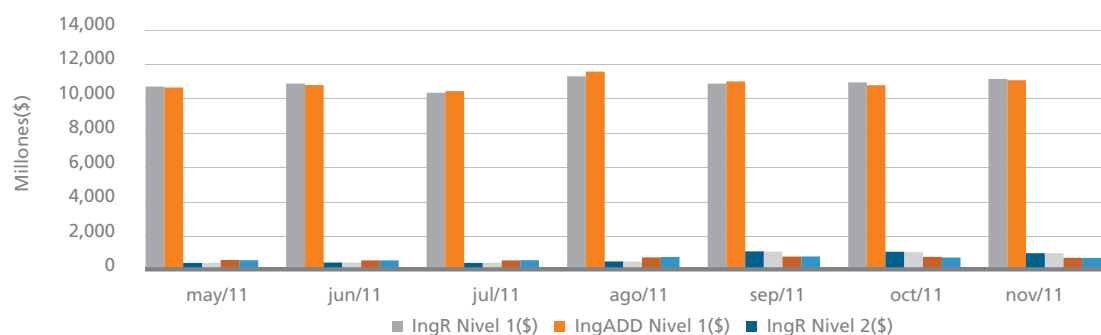


Gráfico 3. Evolución ingreso reconocido e ingreso ADD 2011 - ADD Sur, niveles 1,2 y 3



Para agosto de 2011 se observa un crecimiento en el Ingreso ADD del ADD Occidente mientras que para octubre de 2011 se presentó una disminución en esta ADD para el valor calculado de este ingreso. Lo anterior refleja el efecto de las reliquidaciones de agosto, septiembre y octubre de 2010, publicadas en julio de 2011 e incorporadas en el cargo unificado de agosto de 2011.

Según lo establecido en las Resoluciones CREG 058, 068, 070 de 2008 y las nuevas disposiciones establecidas en las Resoluciones CREG 116 y 149 de 2010, se ha efectuado la publicación de los cargos transitorios por nivel de tensión y la respectiva liquidación de las Áreas de Distribución (ADD) Oriente, Occidente y Sur.

Durante el año 2011, no hubo cambios en la conformación de las ADDs Oriente y Occidente. A partir de mayo se inició la publicación de los cargos transitorios por nivel de tensión del ADD Sur, en los departamentos de Putumayo, Caquetá, Meta, Guaviare y Casanare donde se aplicó la transición correspondiente.

En cada nivel de tensión donde aplica la transición, se calculó el Ingreso del Área de Distribución (IngADD) y el Ingreso Reconocido (IngR), los cuales dependen principalmente del comportamiento del cargo único transitorio y el cargo de cada OR respectivamente, de la energía facturada y del IPP.

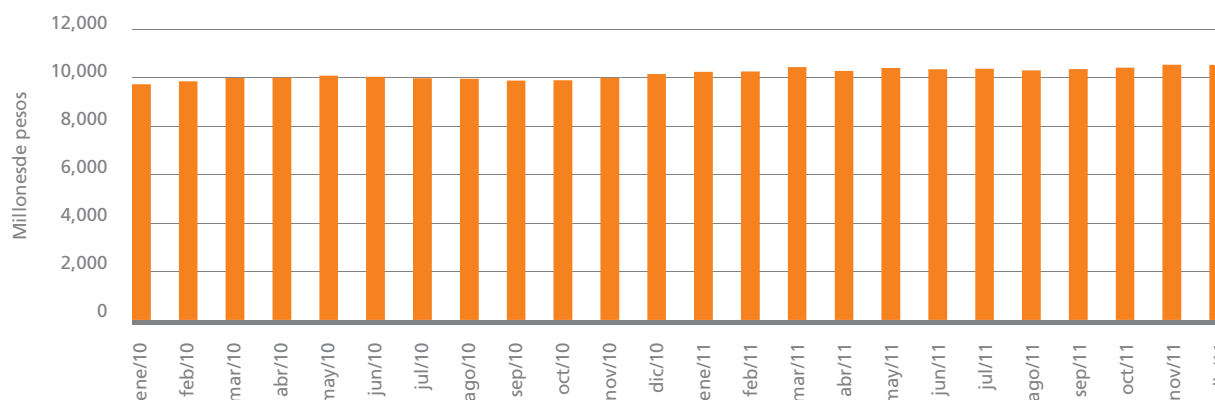
Actualmente las ADD Oriente, Occidente y Sur, finalizaron las transiciones respectivas y por consiguiente en cada una de ellas, se está calculando actualmente un cargo unificado para cada nivel.

Anexos

Ingresos netos de transmisores nacionales

La evolución de los ingresos netos de los transmisores nacionales por concepto del cargo por uso se muestra en el gráfico No.4.

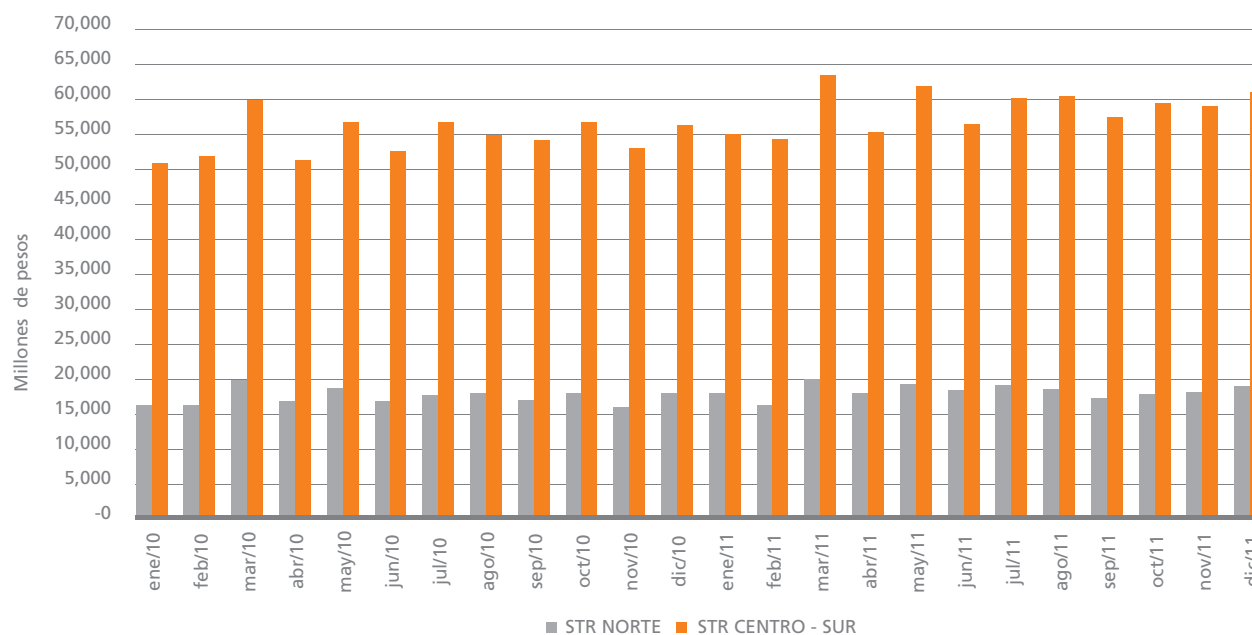
Gráfico 4. Evolución de los ingresos netos de transmisores nacionales por cargos por uso STN (2010 y 2011)



Ingresos netos de Operadores de Red

El gráfico 5 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 el año 2011 presentaron un valor neto de \$ 936,070.8 millones, distribuidos en \$ 220,166.4 millones para el STR Norte y \$715,904.4 millones para el STR Centro Sur.

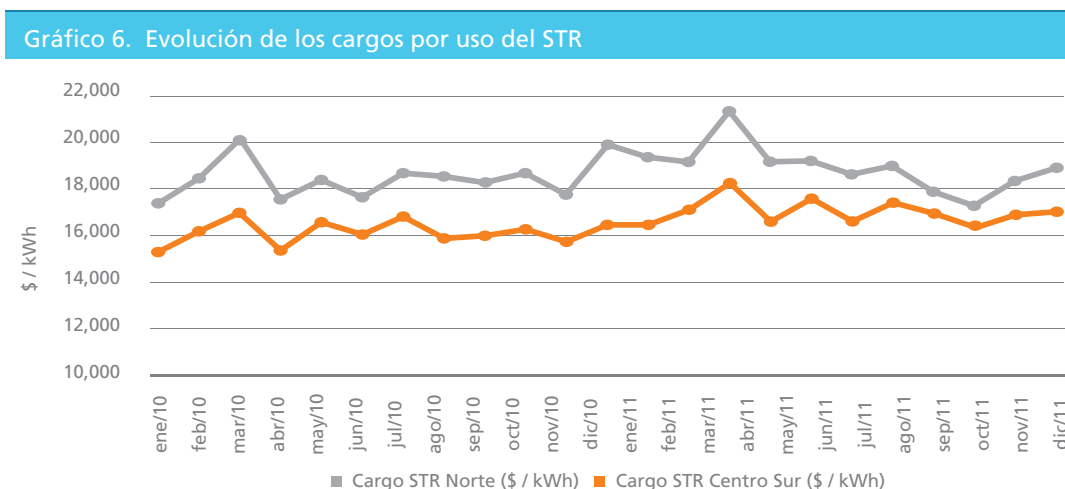
Gráfico 5. Evolución de los ingresos de los operadores de red por cargo uso del STR – 2010 y 2011



INICIO

Cargos por uso STR(\$/KWh)

El gráfico 6 muestra la evolución de los cargos por uso del STR, en \$/kWh para los dos sistemas de transmisión regional, durante el año 2011.




Áreas de distribución

Las Áreas de Distribución – ADD, están conformadas tal como se presenta en la tabla 4.

Tabla 4. 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.
Sur	EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

INFORME DE ADMINISTRACIÓN
Y OPERACIÓN DEL MERCADO **2011**

ADMINISTRACIÓN FINANCIERA DEL MERCADO

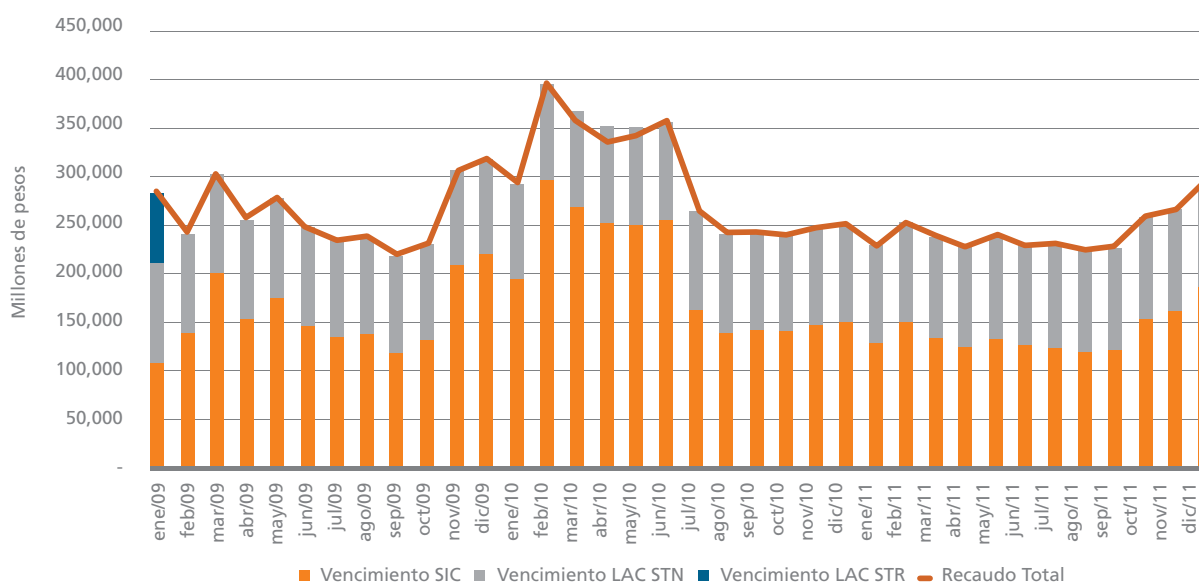
INICIO 



Administración Financiera del Mercado

XM S.A. E.S.P., en su encargo de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y Liquidador y Administrador de Cuentas, y dando cumplimiento a lo preceptuado en la regulación vigente administró durante el año 2011 \$1,635,451 millones por concepto de transacciones en la Bolsa de Energía, \$1,226,932 millones por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional(ver gráfico 1) y \$194,684 millones por concepto de los Fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE.

Gráfico 1. Transacciones en bolsa y SIN y recaudo mensual



Con relación a los recaudos de los valores facturados, informamos que durante el año 2011 se obtuvieron niveles de recaudo promedio de 99.99% 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, en este punto XM ha logrado transferir durante el 2011 estos recursos en 1.97 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 2011 USD 91.8 millones por concepto de exportaciones hacia Ecuador y administró USD 0.131 millones por concepto de importaciones desde Ecuador. Es importante anotar que sobre estos dólares transados XM ha realizado operaciones de cobertura de riesgo de tasa de cambio.

En cumplimiento del Artículo 36 del Reglamento de Garantías del Cargo por Confiabilidad, en septiembre de 2011 se hizo efectiva la garantía bancaria No. 3049880000165 por valor de \$4,877,153,685 presentada por el Proyecto Hidroeléctrico La Miel II por el incumplimiento en la renovación de dicha garantía. Estos recursos fueron transferidos a los agentes beneficiarios en el porcentaje de su acreencia.

En la administración de los dineros facturados por concepto de las exportaciones de energía colombianas durante el año 2011 por valor de USD 91.8 millones, con los dineros provenientes de las garantías TIE se realizaron operaciones Time Deposit, con periodicidad semanal, que alcanzaron los USD 525.3 millones para el citado año, obteniendo USD 25,871 de rendimientos financieros.

Recaudos de los Fondos FAZNI, FAER, FOES y PRONE

Durante la vigencia del 2011 XM S.A E.S.P., recaudó \$194,684 millones por concepto de los fondos FAZNI, FAER, FOES y PRONE.

Contribución	2009	2010	2011	Variación %
FAZNI	\$57,476	\$58,083	\$61,142	5.3%
FAER	\$68,713	\$68,027	\$72,803	7.0%
FOES	\$24,799	\$2,481	\$9,296	274.7%
PRONE	\$56,325	\$48,203	\$51,443	6.7%
TOTAL	\$207,313	\$176,794	\$194,684	10.1%

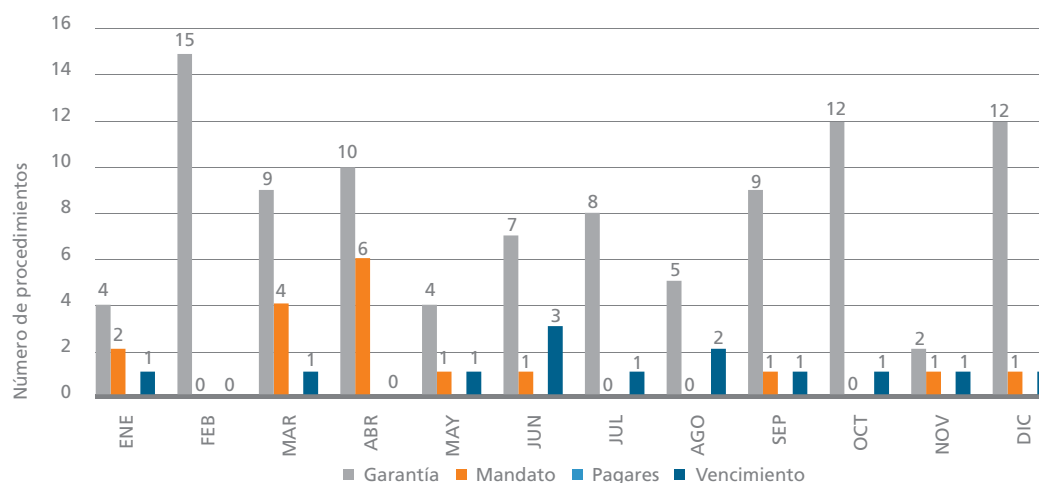
En la tabla 1 se resalta el incremento del valor del FOES (Fondo de Energía Social) recaudado en el 2011 con relación al 2010, derivado del aumento en las Rentas de Congestión.

Limitación suministro por resolución CREG 116 de 1998

Los procedimientos de Limitación de suministro se encuentran estipulados en la Resolución CREG 116/98 la cual fue modificada por la Resolución 039 de 2010 y 040 de 2010 y en la Resolución CREG 001/2003 la cual fue modificada por la Resolución 039 de 2010. Mediante estos mecanismos el ASIC puede limitar el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales atendidos por comercializadores morosos y puede limitar la venta de energía en bolsa que no esté destinada a atender usuarios finales de dichos comercializadores.

El ASIC inició durante el año 2011, procedimientos de limitación de suministro (Resolución CREG 116 de 1998) por mandato en 17 ocasiones y de oficio en 110 oportunidades. De este último el ASIC inició el procedimiento de Limitación de Suministro en 97 ocasiones por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la Regulación y 13 veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales.

Gráfico 2. Procedimientos de limitación de suministro resolución CREG 116 de 1998

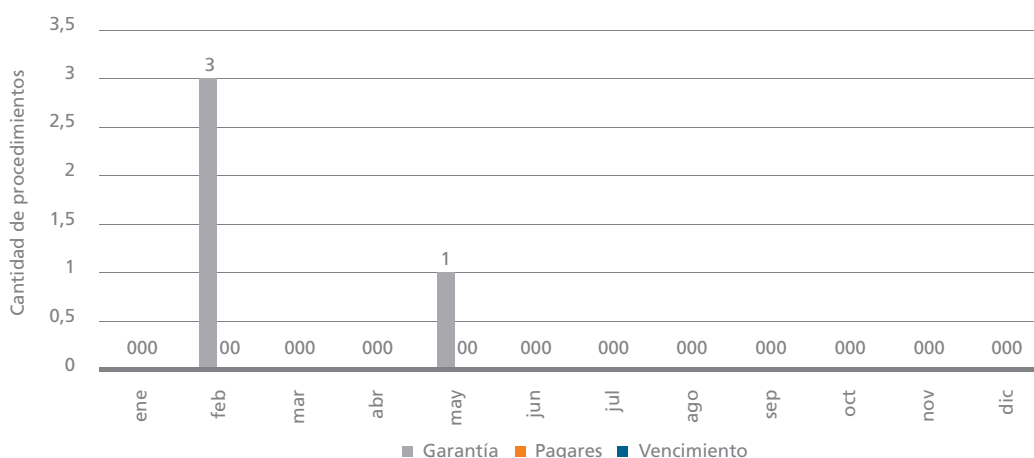


INICIO

Limitación de suministro por resolución CREG 001 de 2003

El ASIC inició durante el año 2011, procedimientos de limitación de suministro (Resolución CREG 001 de 2003) en 4 oportunidades, todas por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la Regulación.

Gráfico 3. Procedimientos de limitación de suministro resolución CREG 001 de 2003



Retiro de agentes

La Resolución CREG 146 de 2010 establece el retiro de los agentes del Mercado de Energía Mayorista que sean comercializadores independientes y que incumplan con sus obligaciones con el ASIC.

En la tabla 2 se presentan los agentes que fueron retirados del Mercado de Energía Mayorista en el 2011, con base en lo estipulado en la Resolución CREG 047 de 2010 y en la Resolución CREG 146 de 2010 la cual modificó la primera.

Tabla 2 - Retiro agentes Resolución CREG146/2010

Agentes	Fecha de retiro	Resolución
Energía y Servicios	19/abr/2011	RES CREG 146

Informe de deuda

Al cierre de diciembre de 2011 la deuda total alcanzó los \$ 61,996 millones, registrando una disminución con respecto al año anterior de 60.5%. Del valor total de la deuda vigente en 2011, el 85.5% (\$ 53,006 millones) corresponde a deuda con la Bolsa de Energía, el 14.5% (\$ 8,980 millones) a Cargos por Uso del STN y el 0.02% (\$ 9.5 millones) a Cargos por Uso del STR.

A diciembre 31 de 2011, la deuda vencida de las empresas que se encuentran retiradas y no retiradas del Mercado de Energía Mayorista ascendía a \$45.2 Millones, donde el 99.8% de la deuda corresponde a transacciones en la Bolsa de Energía (\$45.2 millones) y \$0.08 millones a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.

En enero de 2011 se firmó Acuerdo de Pago con la empresa ENERGÍA E INGENIERÍA ENERGING S.A. E.S.P., en el cual se comprometió a cancelar la totalidad de la deuda equivalente a \$21,901,251 en seis cuotas mensuales iguales consecutivas. Es así como en mayo esta empresa saldó la totalidad del valor adeudado con el Mercado de Energía Mayorista.

La tabla 3 muestra la deuda vencida generada por las empresas en operación durante el 2011, con corte de intereses a 31 de diciembre de 2011.

Tabla 3. Deuda vencida de empresas en operación y retiradas Generada en 2011(millones COP)

Empresas no retiradas				
Empresas Deudoras	Bolsa	STN	STR	Total
CEC S.A. E.S.P.	14.73	0	0	14.73

Empresas retiradas				
Empresas Deudoras	Bolsa	STN	STR	Total
AAremari S.A. E.S.P.	0.02	0.00	0.00	0.02
Coedeco S.A. E.S.P.	0.36	0.00	0.00	0.36
Energía Confiable S.A. E.S.P.	0.04	0.00	0.00	0.04
Energen S.A. E.S.P.	0.04	0.00	0.00	0.04
Energía y Finanzas S.A. E.S.P.	1.54	0.00	0.00	1.54
Gas y Electricidad S.A. E.S.P.	0.02	0.00	0.00	0.02
Total	2.02	0.00	0.00	2.02

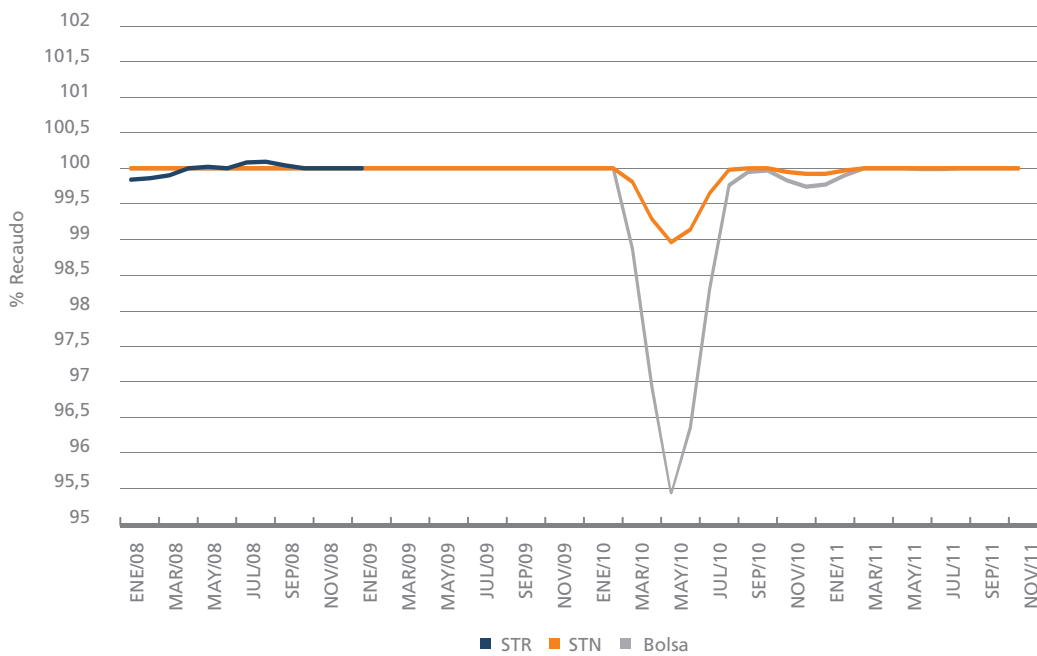
Las empresas Aremari, Coedeco, Energen, Energía y Finanzas y Gas y Electricidad presentan deuda vencida de años anteriores al 2011. En la tabla sólo se detalla el valor de los intereses moratorios generados durante 2011.

La deuda de las empresas en proceso de liquidación al 31 de diciembre de 2011 (\$61,951 millones), no ha presentado variaciones con respecto al 2010. El 65% del valor de la deuda actual, está a cargo de las Empresas Públicas de Cauca S.A. E.S.P., el 27% a cargo de la Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P., y el 8% a cargo de las Antiguas Electrificadoras de la Costa Atlántica.

Indicadores de gestión

Para atender la labor de Administración de Cuentas para la vigencia del 2011, la CREG estableció a través de la Resolución 081 de 2007 los Indicadores de Calidad, que evidencian la adecuada gestión financiera. Estos son: nivel de recaudo SIC (meta mensual 99%) la cual en 2011 fue de 100% , nivel de recaudo del STN y STR (meta mensual de 99%) se cumplió en un 100% y tiempo de distribución de los recaudos (meta 2.5 días hábiles), meta que fue cumplida en 2011 en el cual el tiempo de transferencia promedio fue de 1.97 días.

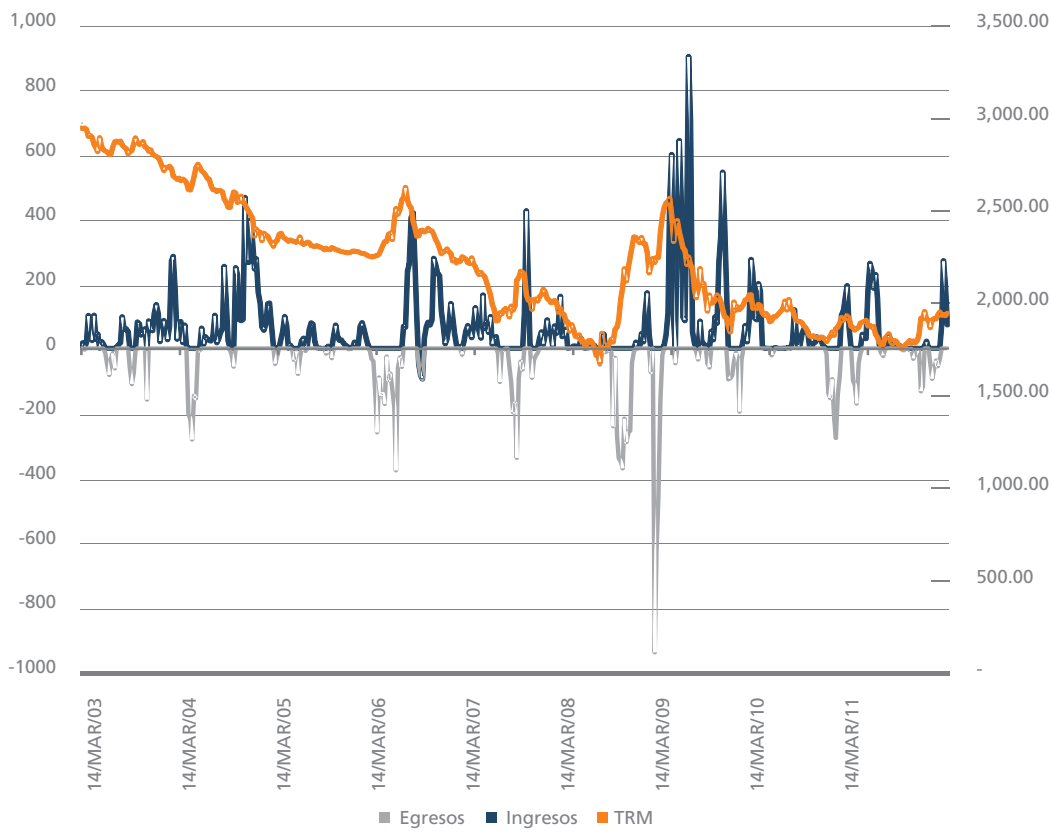
Gráfico 4. Nivel de recaudo SIC, STN y STR



Anexos

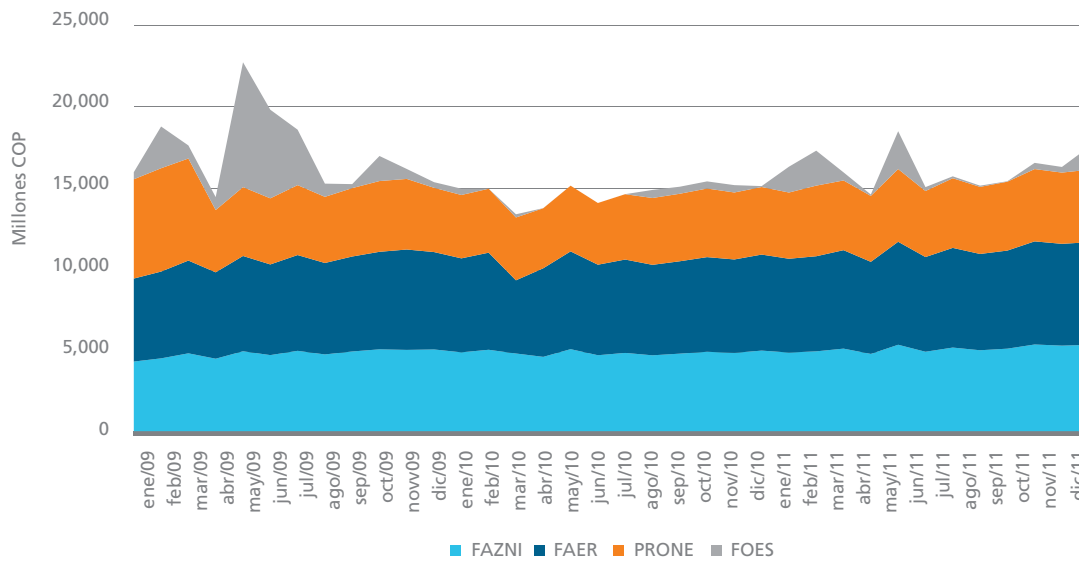
Cobertura y tasa representativa del mercado –TRM

Gráfico 5. Ingresos y egresos de la cuenta de mercado libre para actualizar las divisas de exportaciones



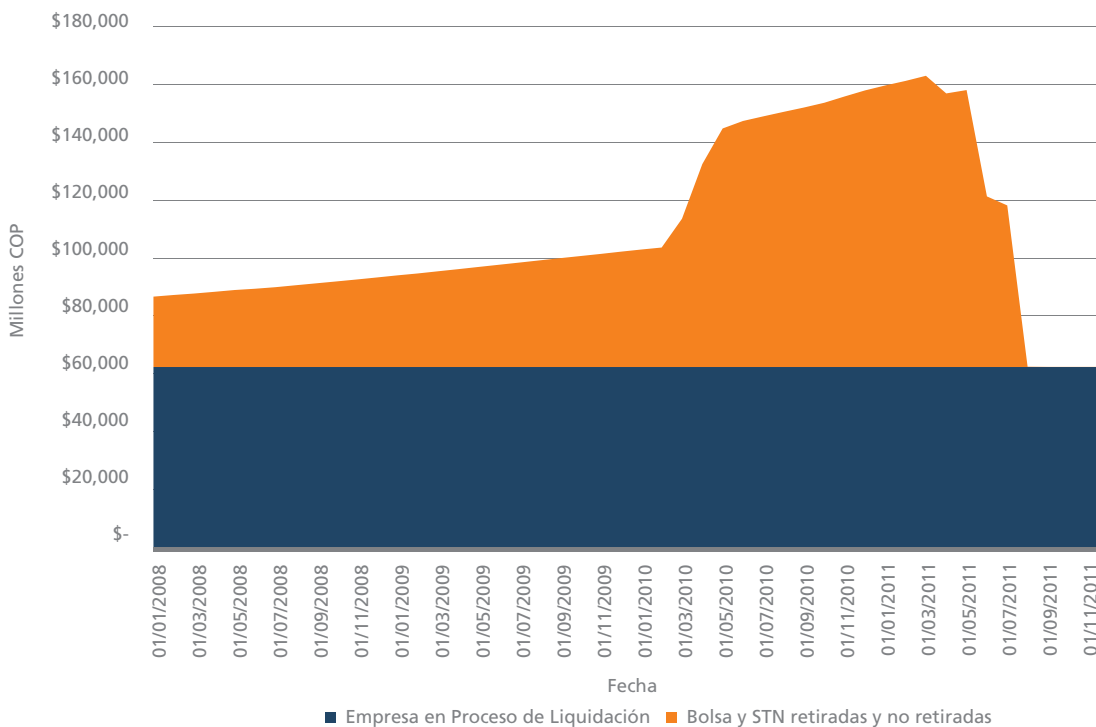
Contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE

Gráfico 6 - Evolución mensual de las contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE



Estado cartera vencida

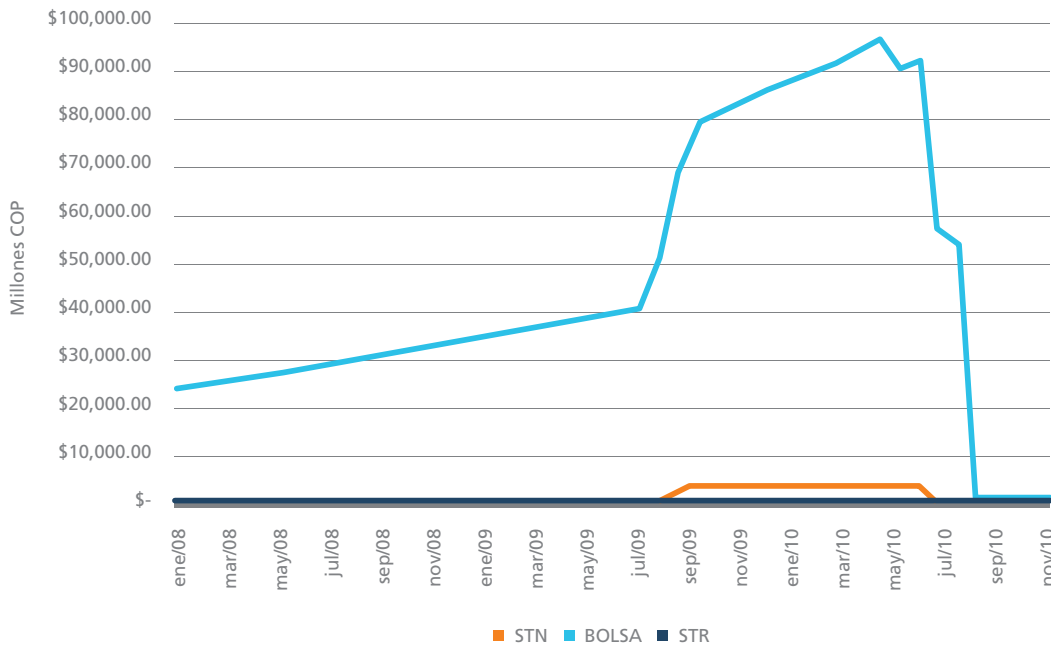
Gráfico 7. Estado cartera vencida empresas en operación y liquidación



INICIO

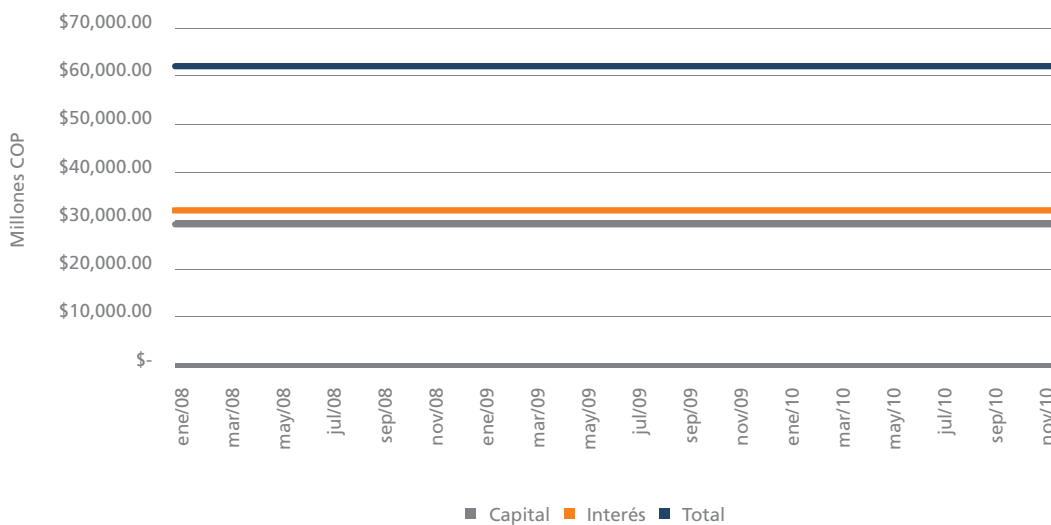
Deuda de las empresas en operación comercial

Gráfico 8. Evolución de la deuda por negocios de las empresas en operación comercial



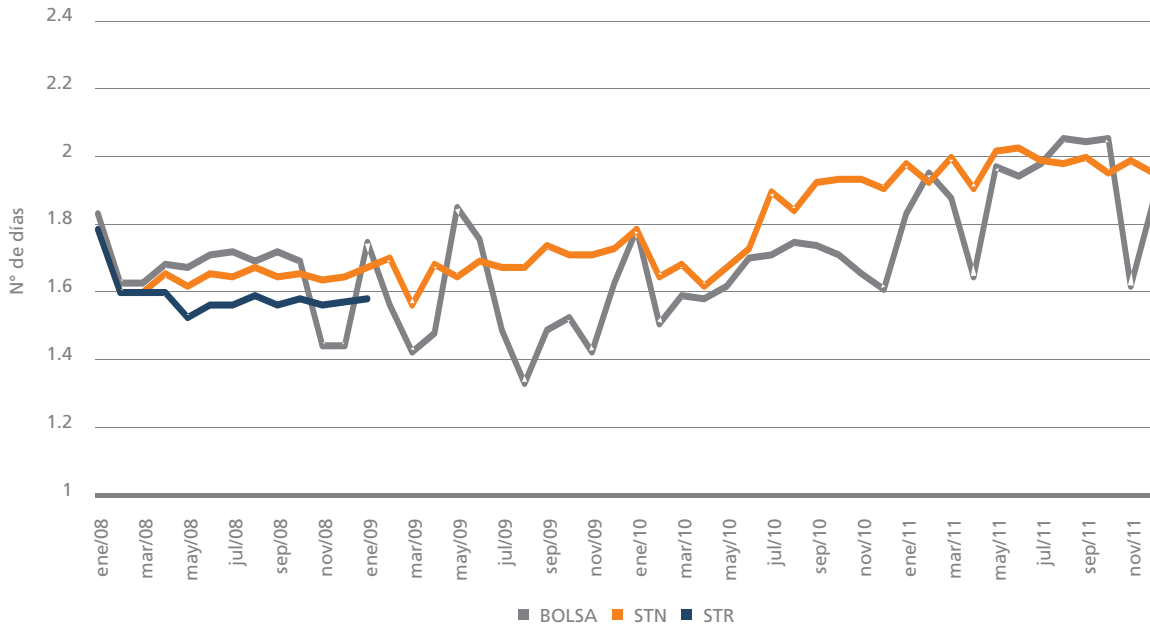
Deuda de las empresas en proceso de liquidación

Gráfico 9. Evolución de la deuda por negocio de las empresas en proceso de liquidación



Transferencia SIC, STN y STR

Gráfico 10. Días de transferencia SIC, STN y STR



INFORME DE ADMINISTRACIÓN
Y OPERACIÓN DEL MERCADO 2011

ANEXOS



Resumen normatividad 2011

En el transcurso del año 2011, la normatividad expedida para el Mercado de Energía Mayorista estuvo relacionada principalmente con la calidad de los Sistemas de Distribución Local, el Cargo por Confiabilidad, los Intercambios Internacionales de Energía y Confiabilidad entre Colombia y Panamá, el Reglamento de Comercialización de Energía, el registro de fronteras comerciales y contratos, mecanismos de cubrimiento de las transacciones del mercado y de los cargos por uso del STR y SDL, auditoría al CND y el LAC, actualización de los fondos FAER y PRONE y opciones para las plantas filo de agua.

Remuneración de la actividad de Transporte en el SIN

Calidad de los Sistemas de Distribución Local

La CREG aprobó para varios Operadores de Red el Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD), el Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad para el año k (IRADK) y el Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad (IRGP), con base en los cuales se aplicará el esquema de incentivos y compensaciones para la calidad del servicio en los SDL.

Resoluciones CREG más relevantes:

- Resolución 018: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.
- Resolución 019: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.
- Resolución 020: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.
- Resolución 021: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.
- Resolución 022: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
- Resolución 023: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
- Resolución 024: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
- Resolución 025: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.
- Resolución 026: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.
- Resolución 027: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
- Resolución 028: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.
- Resolución 029: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.
- Resolución 030: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.
- Resolución 031: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.

- Resolución 032: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de RUITOQUE S.A. E.S.P.
- Resolución 033: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.
- Resolución 034: Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.
- Resolución 172: Por la cual se establece la metodología para la implementación de los Planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.
- Resolución 174: Por la cual se modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre Comercializadores Minoristas en un Mercado de Comercialización.

Aprobación de ingresos

La CREG actualizó o modificó el Costo Anual por el uso de los activos de algunos Operadores de Red y aprobó y actualizó los ingresos para algunos transmisores nacionales.

Resoluciones CREG más relevantes:

- Resolución 035: Por la cual se actualiza 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 Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).
- Resolución 036: Por la cual se resuelve la solicitud de modificación de los Cargos Máximos de distribución aprobados a la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. mediante Resolución CREG 107 de 2009.
- Resolución 037: Por la cual se actualiza el Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 de CODENSA S.A. E.S.P.
- Resolución 050: Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y se corrige un error aritmético.
- Resolución 060: Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR).
- Resolución 063: Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Interconexión Eléctrica S.A. S.A. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Sogamoso 500/230 kV y las líneas de transmisión asociadas.
- Resolución 082: Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4 de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
- Resolución 098: Por la cual se incluye una Unidad Constructiva en la base de activos de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para considerar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.
- Resolución 103: Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 034 de 2011.
- Resolución 105: Por la cual se actualiza la base de activos de Transelca S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para considerar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.

Cargo por Confiabilidad

En relación con el Cargo por Confiabilidad, se decidió la necesidad de realizar una Subasta de asignación de Obligaciones de Energía Firme para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2015 y el 30 de

noviembre de 2016, así como la Subasta GPPS, para lo cual se fijaron los cronogramas correspondientes. Adicionalmente se estableció la regulación del anillo de seguridad correspondiente al generador de última instancia y de la opción de respaldar las Obligaciones de Energía Firme con Gas natural Importado. Adicionalmente, se realizaron modificaciones a las reglas y cronograma de asignación de Obligaciones de Energía Firme correspondientes al periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2014 y el 30 de noviembre de 2015.

Resoluciones CREG más relevantes:

- Resolución 056: Por la cual se adoptan las decisiones de que trata el artículo 18 y demás disposiciones de la Resolución CREG 071 de 2006, para llevar a cabo la Subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2016.
- Resolución 087: Por la cual se modifica el Anexo de la Resolución CREG 180 de 2010 y se dictan otras disposiciones.
- Resolución 088: Por la cual se modifica la fecha de cierre de la Declaración de Interés de los Anexos 2 y 3 de la Resolución CREG 056 de 2011.
- Resolución 106: Por la cual se define una opción con gas natural importado para respaldar Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad y se adoptan otras disposiciones.
- Resolución 121: Por la cual se modifica el artículo 2 de la Resolución CREG 087 de 2011 y se dictan otras disposiciones.
- Resolución 139: Por la cual se modifica la Resolución CREG 071 de 2006 y se dictan algunas disposiciones sobre la subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.
- Resolución 153: Por la cual se modifican algunas reglas de los Anillos de Seguridad del Cargo por Confiabilidad.
- Resolución 161: Por la cual se aprueban las modificaciones al “Procedimiento Operativo y Técnico del Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, OEF” y se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 071 de 2006.
- Resolución 181: Por la cual se modifica el artículo 3 y la fecha para entrega de la manifestación escrita de GNI del anexo de la Resolución CREG 180 de 2010 y el literal b. del numeral 2 de la Resolución CREG 121 de 2011.
- Resolución 182: Por la cual se modifica el artículo 13 de la Resolución CREG 139 de 2011.
- Resolución 183: Por la cual se modifican los Anexos 10 y 12 de la Resolución CREG 071 de 2006.

Intercambios Internacionales de Energía y Confiabilidad entre Colombia y Panamá

En relación con el Cargo por Confiabilidad, se decidió la necesidad de realizar una Subasta de asignación de Obligaciones de Energía Firme para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2016, así como la Subasta GPPS, para lo cual se fijaron los cronogramas correspondientes.

Adicionalmente se estableció la regulación del anillo de seguridad correspondiente al generador de última instancia y de la opción de respaldar las Obligaciones de Energía Firme con Gas natural Importado.

Adicionalmente, se realizaron modificaciones a las reglas y cronograma de asignación de Obligaciones de Energía Firme correspondientes al periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2014 y el 30 de noviembre de 2015.

Mediante la Resolución 055, se definió la regulación aplicable a los Intercambios Internacionales de Energía y Confiabilidad entre Colombia y Panamá, la cual hace parte del Reglamento de Operación.

Reglamento de Comercialización

Mediante la Resolución 156 se expidió el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación, en el cual se definieron los requisitos para desarrollar esta actividad en el Mercado de Energía, así como su relación con los operadores de red.

Registro, liquidación y facturación de transacciones y cargos por uso

Mediante Resolución 157, se modificaron las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, así como los plazos para la liquidación y facturación de las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista y de los cargos por uso del SIN.

Mecanismos de cobertura

En relación con los mecanismos de cobertura de las transacciones del mercado de energía, se expidió la Resolución 158, por la cual se modificaron algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista. Adicionalmente, mediante Resolución 159 se reglamentaron los mecanismos de cubrimiento para para el Pago de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local.

Auditoría CND y LAC

Mediante Resolución 155, se definió la auditoría al Centro Nacional de Despacho (CND) y al Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), que deberán realizarse por lo menos cada dos años y cada año, respectivamente.

Fondos FAER y PRONE

Mediante la Resolución 080, la CREG modificó el valor definido para el Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas – FAER- y mediante Resolución 094, reguló aspectos relacionados con el Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE-, en virtud de lo establecido en la Ley 1450 de 2001 correspondiente al Plan Nacional de Desarrollo 2010-1014.

Opciones para las plantas filo de agua

La CREG en la Resolución 152 modificó las opciones para plantas filo de agua y algunos aspectos relacionados con el Nivel de Probabilidad de Vertimiento –NPV- y el uso del Recurso Hidráulico para la atención de la Demanda Total Doméstica.

En cuanto a los **proyectos de regulación**, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, publicó para comentarios propuestas relacionadas con la equivalencia entre la Energía Firme en Colombia y la Potencia Firme en Panamá, el Mercado Organizado –MOR-, el cálculo de Energía Firme para plantas eólicas, una auditoría al Centro Nacional de Despacho –CND- y el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía.

Resoluciones CREG más relevantes:

- Resolución 052: Por el cual se establece la equivalencia entre la Energía Firme para participar en el Cargo por Confiabilidad en Colombia y la Potencia Firme que se comercializa en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá.
- Resolución 090: Por la cual se adopta el Mercado Organizado, MOR, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- Resolución 092: Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas.
- Resolución 138: Por la cual se define la auditoria al Centro Nacional de Despacho, CND.
- Resolución 146: Por la cual se establece el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación.

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

08 de febrero de 2011: A las 05:11 horas, se presentó falla monofásica en la fase A en la bahía de línea a 110 kV de Chinú a Chinú Planta, debido a la explosión del transformador de potencial de la fase A. La falla evolucionó a la fase B, del mismo circuito, configurándose finalmente una falla bifásica a tierra en la bahía del circuito a 110 kV Chinú - Chinú planta.

Este evento originó la desconexión forzada de los circuitos a 110 kV Chinú – Chinú Planta, Chinú – Boston, Chinú – Sincé y del Autotransformador No 2 de Chinú de 150 MVA a 500/110 kV. Adicionalmente se abrió la bahía de línea en Coveñas del circuito a Chinú, desconectando del SIN el transformador de la S/E Coveñas 110/34.5 kV de 60 MVA.

De otro lado, durante las maniobras de restablecimiento del sistema, se desconectaron, los circuitos a 110 kV Montería - Chinú y San Marcos – Chinú, con 35 MW y 10 MW respectivamente.

Este evento produjo una demanda desatendida de 183.6 MWh, afectando los municipios de Montería, Cereté, Tierralta, Chinú y Sahagún en el departamento de Córdoba; los municipios de Sincelejo, Corozal, Sincé, Galeras, San Marcos y Majagual en el departamento de Sucre y los municipios de Magangué y Mompós en el departamento de Bolívar.

7 de abril de 2011: A las 18:03 horas, cuando se ejecutaban las consignaciones nacionales C0063061, C0070520 y C0063062 sobre los circuitos 1 y 2 a 230 kV Cerromatoso – Urrá, se produjo la desconexión del circuito a 110 kV Urrá – Tierra Alta, como consecuencia de la conexión y posterior incremento de generación de la unidad de 1 de Urrá, la cual se sincronizó al SIN con el fin de dar cumplimiento al despacho programado para el período 19 (La planta cambiaba su programa de 90 MW en P18 a 189 MW en el P19).

Dado que los circuitos 1 y 2 Cerromatoso – Urrá no se habían normalizado, la generación entregada por la unidad 1 de Urrá se transfería al SIN a través de la línea a 110 kV Urrá – Tierra Alta, sobrecargándola y ocasionando su desconexión en el extremo de Urrá, en ausencia de falla. La pérdida de carga que experimentaron las unidades de Urrá, originaron su desconexión, dejando sin tensión las subestaciones a 230 kV Urrá y Urabá y sobrecargando la línea a 110 kV Chinú - Montería, por lo que fue necesario la desconexión de carga, ocasionando una demanda desatendida de 43 MWh en la zona rural y urbana de la ciudad de Montería y los municipios de Tierra Alta y Cereté en el departamento de Córdoba y en el municipio de San Marcos en el departamento de Sucre; en consecuencia, se produjo un evento de tensión en las subestaciones a 230 kV Urrá y Urabá, afectando los índices de calidad de la operación del SIN.

9 de abril de 2011: A las 20:32 horas, se presentó una falla a tierra de alta impedancia sobre el circuito a 110 kV Chinú – Coveñas. Sin embargo, también se activó la protección Falla Interruptor 50 BF que ordenó la apertura de todos los interruptores conectados a la barra Chinú 110 kV.

Con la desconexión de los Autotransformadores 1 y 2 de Chinú por 110 kV, con una potencia de 228 MW aproximadamente, quedó sin tensión la subestación Chinú a 110 kV, desatendiéndose una demanda de 398.6 MWh afectando los municipios de Chinú y Montería en el departamento de Córdoba, los municipios

de Sincé, San Marcos, Coveñas, Sincelejo y Tolú Viejo en el departamento de Sucre y los municipios de Magangué y Mompós en el departamento de Bolívar.

15 de abril de 2011: A las 19:42 horas, se presentó falla entre el interruptor de la subestación Urrá a 220 kV y el transformador de corriente asociados con el circuito 1 hacia Cerromatoso, activando la protección diferencial de la barra con lo cual se produjo la desconexión instantánea en ambos extremos de los circuitos a 220 kV Cerromatoso – Urrá 1 y Urrá – Urabá, del acople y de los transformadores a nivel de 220 kV asociados con las unidades de generación 1 y 2 de Urrá.

La desconexión de los elementos de la barra 1 de la subestación Urrá a 220 kV dejó sin tensión la subestación Urabá a 220 kV y ocasionó una demanda no atendida de 25.45 MWh en los municipios de Turbo, Necoclí, Apartado y San Pedro de Urabá en el departamento de Antioquia.

09 de junio de 2011: A las 11:39 horas, se presentó disparo de las unidades de generación a gas y vapor de Flores 1, con 160 MW, ocasionando una reducción de la frecuencia con un valor mínimo de 59.813 Hertz.

Dadas las condiciones de la red, debido al mantenimiento que estaba siendo realizado en la subestación Termoflores II a 110 kV para expansión de la generación, la demanda de la ciudad de Barranquilla se atendía principalmente por la planta de generación Flores 1 y la subestación a 110 kV Tebsa. Como consecuencia, el disparo de la generación de Flores 1 se incrementó la transferencia de potencia por las líneas a 110 kV de Tebsa, hasta producir el disparo en cascada, por sobrecarga, de los circuitos a 110 kV Tebsa – El Río, Tebsa – Cordialidad y Veinte de Julio – Silencio y del transformador de 125 MVA 110/34.5 kV de la subestación Unión.

El disparo de estos elementos ocasionó una desatención de demanda de 412 MWh afectando la ciudad de Barranquilla en el departamento del atlántico.

19 de septiembre de 2011: A las 11:01 horas, durante la realización de los trabajos bajo la consignación C0078109 sobre el modulo común de la subestación Chinú 110 kV, se presentó la desenergización de la barra de la subestación Chinú a 110 kV al desconectarse los Autotransformadores 1 y 2, 500/110/34.5 kV de 150 MVA, por el nivel de 110 kV. Al quedar sin tensión la barra de 110 kV de la subestación Chinú 110 kV, se desconectó, del Sistema Interconectado Nacional Colombiano -SIN-, el SVC de la subestación Chinú 500 kV.

Con la desconexión de los Autotransformadores 1 y 2, 500/110/34.5 kV de 150 MVA, por lado de 110 kV de la subestación Chinú se dejó de suministrar una potencia de 182 MW. Este evento afectó el suministro de energía hacia la subárea de Córdoba-Sucre dejándose de atender una demanda de 164 MWh afectando los municipios de Chinú y Montería en el departamento de Córdoba; los municipios de Coveñas, Sincelejo, San Marcos, Sincé y Tolú Viejo en el departamento de Sucre y los municipios de Magangué y Mompós en el departamento de Bolívar.

El 16 de diciembre de 2011: A las 18:01 horas, por descargas atmosféricas en la zona, se presentó falla en la fase A del circuito a 110 kV Montería – Río Sinú, con lo cual se produjo su apertura en ambos extremos. Adicionalmente, se abrieron los circuitos a 110 kV Río Sinú – Tierra Alta en el extremo de Río Sinú y Chinú – Montería en el extremo de Chinú, ocasionando una demanda desatendida de 42.4 MWh en la ciudad de Montería y en las poblaciones atendidas desde la subestación Río Sinú a 110 kV en el departamento de Córdoba.

ÁREA NORDESTE

17 de enero de 2011: a las 18:33 horas la empresa Electrificadora de Santander S.A.-ESSA-, se encontraba realizando trabajos de reparación de un poste partido de la línea Bucaramanga – Bucarica a 34.5 kV.

Durante las maniobras de normalización de cargas, se presentó falla entre las fases A y C del barraje a 34.5

kV de la S/E Bucaramanga, debido al rompimiento de las distancias mínimas de aislamiento provocado por los esfuerzos electrodinámicos a que estuvieron sometidos los conductores, durante una falla previa ocurrida en la línea Bucaramanga – Bucarica a 34.5 kV, producto de una sobretensión transitoria en la red.

Dado que la falla no fue despejada completamente, a las 18:33 horas, se produjo el disparo de los autotransformadores a 230/115/13.8 kV de 150 MVA en las S/Es Bucaramanga y Los Palos.

La falla en la línea Bucaramanga – Bucarica a 34.5 kV fue despejada correctamente por las protecciones propias de la línea.

Debido a que no se cuenta con elementos de desconexión a nivel de 34.5 kV para el transformador de 48 MVA en la S/E Bucaramanga, el esquema de protecciones de este transformador está diseñado de forma que, ante una falla externa, las protecciones emitan orden de disparo a los interruptores de las líneas aguas abajo y en caso de persistir la falla, la orden de disparo es emitida a ambos interruptores asociados al transformador en el anillo a 115 kV; por tanto, las protecciones actuaron acorde con la filosofía de protección implementada.

Finalmente, las protecciones de ambos autotransformadores de las S/Es Bucaramanga y Los Palos operaron como respaldo, acorde con los ajustes implementados.

La desconexión de la carga alimentada por los autotransformadores de las S/Es Bucaramanga y Los Palos produjo excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos de normales de operación, alcanzando un valor máximo de 60.235 Hz, y una demanda desatendida de 101.66 MWh afectando los municipios de Florida Blanca, Piedecuesta, San Gil, Barichara, San Joaquín, Aratoca, Curití, Mogotes, Onzaga, Villanueva, Cabrera, Charalá, Páramo, Ocamonte, Socorro, Simacota, Málaga, Bucaramanga (sector centro y Norte), Girón, Lebrija, Zapatoaca y Rionegro del departamento de Santander.

21 de septiembre de 2011: A las 19:07 horas, se presentó rotura de puente en la línea a 115 kV Paipa – Belencito, en el tramo comprendido entre las derivaciones hacia las subestaciones Bavaria y Holcim, ocasionando apertura, en la subestación San Antonio a 115 kV, del circuito hacia Higueras y apertura, en el extremo de Paipa a 115 kV, de los circuitos hacia Belencito y San Antonio.

Termoyopal quedó aislada del Sistema Interconectado Nacional -SIN- lo cual produjo la salida de las unidades Termoyopal 1, Morro 1 y Cimarrón. En consecuencia, hubo una desatención de demanda de 46 MWh afectando los departamentos de Boyacá y Casanare.

ÁREA SUROCCIDENTAL

28 de enero de 2011: A las 10:23 y a las 14:03 horas, mientras se ejecutaba la consignación C72260 sobre el transformador 230/115 kV y las barras 1 y 3 de la subestación Ibagué a 230 kV, se presentaron los siguientes eventos:

A las 10:04 horas se presentó apertura de la bahía de línea a 115 kV Cemex – Flandes en la subestación Cemex por actuación de la protección de bajo voltaje. Esta apertura produjo un aumento de la transferencia de potencia por el circuito a 115 kV Regivit – Cajamarca pasando de 35 MW a 65 MW aproximadamente y la caída del voltaje en el área. Para aliviar la sobrecarga del circuito Regivit – Papayo y evitar su desconexión del SIN, se abrió el circuito a 115 kV Papayo – Miro lindo, en la S/E Papayo, esto provocó la caída del voltaje en la barra de 115 kV de la S/E Miro lindo y que a las 10:23 horas se perdiera la carga alimentada desde la S/E Ibagué. Esto produjo una demanda desatendida de 17.964 MWh en los municipios Ibagué, Guamo y Rovira en el Departamento del Tolima.

A las 13:35 horas se presentó apertura de la bahía de línea a 115 kV Cemex – Flandes en la subestación Cemex por actuación de la protección de bajo voltaje, Esta apertura produjo un aumento de la transferencia de potencia por el circuito a 115 kV Regivit – Cajamarca pasando de 20 MW a 62 MW aproximadamente. 25 minutos después de este evento se desconectan del SIN los circuitos a 115 kV Hermosa – Regivit y Armenia – Regivit por falla en la fase C en el circuito Hermosa – Regivit. La sumatoria de estas desconexiones da como resultado la caída del voltaje en la barra de la subestación Regivit a 115 kV produciendo actuación de la protección de bajo voltaje y apertura del circuito Regivit – Cajamarca. Esta

apertura, produce una caída de voltaje en la subestaciones a 115 kV Cajamarca, Brisas, Papayo y Miro lindo. Esto produjo una demanda desatendida de 27.24 MWh en los municipios de Armenia, Calarcá, Circasia, Filandia y Salento en el departamento de Quindío y Cajamarca, Ibagué, Guamo y Rovira en el Departamento del Tolima.

06 de marzo de 2011: A las 12:37 horas, se presentó falla en la fase C de la línea a 115 kV Miro lindo – Cemex, ocasionando la desconexión tripolar de las líneas a 115 kV Papayo – Miro lindo en el extremo de Papayo y Miro lindo – Cemex en el extremo de Miro lindo y la desconexión tripolar de la bahía a 230 kV del autotransformador 1 de Miro lindo de 150 MVA 230/115/13.8 kV. La desconexión de estos elementos ocasionó una demanda desatendida de 17.726 MWh, afectando los municipios de Ibagué, Rovira, Chicoral y Guamo en el departamento de Tolima.

20 de marzo de 2011: A las 14:05 horas, se presentó falla en la fase B de los circuitos a 230 KV que conectan la subestación Salvajina al SIN, produciendo disparo monopolar en ambos extremos del circuito a 230 kV Salvajina – Pance, con recierre monopolar exitoso fase B en el extremo de Pance, y disparo monopolar en el extremo de Salvajina con disparo y recierre tripolar en el extremo de Juanchito de la línea a 230 kV Salvajina – Juanchito.

Al no presentarse el recierre monopolar, que se encontraba habilitado en la subestación Salvajina para ambos interruptores asociados a las líneas a 230 kV hacia Pance y Juanchito, se produjo el disparo tripolar definitivo de estos interruptores y en consecuencia, el disparo de las unidades de generación 1 y 2 que se encontraban en línea, con lo cual la frecuencia del SIN alcanzó un valor mínimo de 59.749 Hz. Este evento ocasionó una demanda desatendida de alrededor de 0.1 MW en el municipio de Suárez en el departamento del Cauca y ocasionó evento de tensión en la subestación Salvajina a 230kV afectando los índices de calidad del SIN.

8 de octubre de 2011: A las 01:08 horas, se produjo desconexión por 115 kV del autotransformador de Jamondino de 150 MVA 230/115/13.8 kV y de los circuitos a 115 kV Popayán – Río Mayo en el extremo de Popayán, Jamondino – Pasto en el extremo de Jamondino, Jamondino – Catambuco en el extremo de Jamondino, Zaque – Catambuco en el extremo de Zaque y Pasto – Catambuco en el extremo de Pasto. Estas desconexiones dejaron sin tensión, entre otras, las subestaciones Catambuco, Jamondino, Panamericana, Junín y Buchelly, ocasionando una demanda no atendida de 85.53 MWh en los municipios de Junín, Panamericana, Catambuco, Jamondino, Pasto, Río Bobo, Sapuyes, Remolino, Buchelly, Tumaco, Túquerres, plantas de Río Bobo y Sapuyes en el departamento de Nariño.

ÁREA ORIENTAL

28 de febrero de 2011: A las 03:32 horas, debido a falla en la fase B del seccionador L197 de la bahía de línea a 115 kV en la subestación Betania hacia TSeboruco, se produjo operación de la protección diferencial de barras, desconectando todos los elementos asociados a la barra dejando sin tensión la subestación Betania a 115 kV y todas las subestaciones aguas abajo. Adicionalmente, se produjo disparo en la subestación Altamira de la bahía de línea a 115 kV de Betania. Este evento ocasionó una demanda desatendida de 56.7 MWh, afectando los municipios de Palermo, Santa María, Rivera, Algeciras, Baraya, Colombia, Aipe y Neiva en el departamento de Huila y los municipios de Ataco, Ortega, San Antonio, Chaparral y Planadas en el departamento de Tolima.

09 de marzo de 2011: A las 17:13 y las 17:18 horas se presentó una descarga atmosférica que impactó la fase C del circuito a 230 kV Guavio – Circo 2. Cuando se presentó esta falla no se tenían disponibles las protecciones principales de este circuito en Guavio, lo cual produjo la actuación de los sistemas de protecciones de respaldo ubicados en los extremos remotos a la subestación Guavio 230 kV, desconectando del SIN los circuitos a 230 kV Circo – Guavio 1 y 2, La Reforma – Guavio, Tunal – Guavio, Torca – Guavio 1 y 2, Chivor – Guavio 1 y 2, Bacatá – Torca 1 y 2 y la pérdida de 1,180 MW de generación, al salir de servicio la totalidad de la generación del Guavio con 440 MW, un alto porcentaje de la generación de Pagua (560 MW) y la unidad 3 de Betania con 180 MW, esta última 11 segundos después de la salida de la generación del Guavio.

Con la pérdida de esta generación, se presentó una reducción en la frecuencia del SIN alcanzando un valor

mínimo de 59.14 Hertz, ocasionando la actuación de hasta la segunda etapa del Esquema de Desconexión de Carga por baja frecuencia EDAC con un total de 774 MW.

Las condiciones topológicas y eléctricas generadas por este evento y por el comportamiento de los flujos de potencia activa hacia el área de Bogotá produjeron la caída de tensión en el área, lo que hizo que las unidades de la Central Hidroeléctrica de Chivor 2, 3, 4, 5 y 6, que prestaban el servicio de Control Automático de Generación -AGC-, incrementaran su generación de potencia activa y reactiva de tal manera que, a las 17:18 horas, se desconectaron 650 MW de generación en la Central Chivor representados en la salida de las unidades 2, 3, 4, 5 y 6, la apertura de los circuitos a 230 kV Jamondino - Pomasqui y la actuación de la tercera etapa del EDAC, debido a la reducción de frecuencia con un valor mínimo de 58.91 Hertz deslastrándose 384 MW aproximadamente.

21 de abril de 2011: A las 09:35 horas se presentó una falla bifásica a tierra cercana a la subestación Suba 115 kV. La falla fue despejada por las protecciones de los extremos remotos a la subestación Suba ubicadas en las subestaciones a 115 kV Bacatá, Morato y Autopista.

Con la desconexión de la barra de Suba, a 115 kV, del SIN se dejaron de atender 114.28 MWh en el área de Bogotá.

07 de junio de 2011: A las 08:45 horas se presentó falla monofásica a tierra, sobre la fase A del circuito a 115 kV Villavicencio – Victoria. Aunque esta falla fue detectada por los relés de protección propios del circuito, se presentó la apertura de los interruptores de los circuitos a 115 kV Ocoa 1 y 2, Barzal y Autotransformador 1 y 2 por acción de la segunda etapa de la función falla interruptor 50BF, asociada a la protección diferencial de barras, 100 ms después de iniciado el evento.

Con la desconexión de los circuitos a 115 kV de la barra de Villavicencio se dejaron de atender 39.43 MWh correspondientes a la totalidad de la demanda del departamento del Meta.

24 de septiembre de 2011: A las 17:21 horas, ante falla en la línea a 115 kV Guavio – Ubalá, por descargas atmosféricas, se produjo desconexión en Guavio de la línea a 115 kV hacia Ubalá y operación de la protección diferencial de la barra de 4.16 kV que alimenta los servicios auxiliares de las unidades de generación de la central Guavio, ocasionando la salida secuencial de las 5 unidades de generación, dejándose de suministrar 1,200 MW al sistema interconectado nacional –SIN-. Adicionalmente, se presentó desconexión de la línea a 230 kV San Mateo – Corozo 2.

Con cada desconexión de las unidades de Guavio fue reduciendo la frecuencia del SIN, alcanzando un valor mínimo de 59.366 Hz al salir de servicio la última unidad; lo que ocasionó la actuación de la primera del EDAC, deslastrándose 266.67 MW de la demanda interna de Colombia, así como la reducción en la transferencia de potencia hacia Ecuador.

15 de noviembre de 2011: A las 15:19 horas, se presentó el disparo del circuito San Carlos - Victoria 115 kV por explosión de pararrayos en la fase B de la bahía en Victoria debido a descargas atmosféricas; asimismo, el evento generó el disparo del circuito a 115 kV Victoria - Cáqueza - La Reforma, en la subestación La Reforma. La bahía hacia Cáqueza se encontraba por transferencia y al no operar dicha bahía actuó el relé 50 BF disparando los circuitos Reforma - Ocoa 1 y 2, Reforma - Barzal y los transformadores 1 y 2 de 230/115 kV por el nivel de 115 kV.

Con este evento se desconectó del SIN una carga de 35.4 MWh afectando la ciudad de Villavicencio en el departamento del Meta.

27 de diciembre de 2011: A las 17:56 horas, se presentó disparo, en subestación Reforma a 115 kV, de los siguientes elementos: Bahía de línea hacia Ocoa No 2 con 80 MW, bahía de línea hacia Barzal, Bahía de acople que alimentaba circuito a Cáqueza y la bahía del autotransformador No 2 de 150 MVA 230/115/23.8 kV. Al momento del disparo se encontraba por fuera la bahía de línea a 115 kV en la Reforma hacia Ocoa No 1, la cual, había disparado a las 17:37 horas.

Ante la salida del circuito a 115 kV Reforma - Ocoa No 2 por descargas atmosféricas, se presentó la sobrecarga del circuito Reforma - Barzal No 1, dejándose de atender 56 MWh en el departamento del Meta.

ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

10 de mayo de 2011: A las 13:48 horas se desconectaron del Sistema Interconectado Nacional Colombiano -SIN- las unidades 1, 2, 7 y 8 de la Central San Carlos. La desconexión de estas unidades de generación se produjo durante la realización de trabajos de conexión de la red de fibra óptica al "Controlador de Puente de Cables".

Con la desconexión de estas unidades se dejaron de suministrar, aproximadamente, 620 MW de generación al SIN, lo cual provocó un descenso de la frecuencia del Sistema hasta un valor mínimo de 59.36 Hz ocasionando la actuación del Esquema de Desconexión de Carga por baja frecuencia -EDAC- y la desconexión del circuito San Mateo – Corozo a 230 kV, en la subestación Corozo, que suministraba 70 MW al Sistema Venezolano. La carga deslastrada, en Colombia, fue de 249 MW aproximadamente.

05 de octubre de 2011: A las 22:21 horas, producto de una descarga atmosférica que impactó la fase A del circuito, a 500 kV, Porce III – San Carlos, se presentó apertura tripolar en ambos extremos de este circuito y la desconexión, del Sistema Interconectado Nacional Colombiano -SIN- la Central Hidroeléctrica de Porce III con 555 MW de generación, produciendo un descenso de la frecuencia del SIN hasta 59.385 Hz. Como consecuencia de la caída de frecuencia, se presentó la actuación de la primera etapa del Esquema de Deslastre de Carga por baja frecuencia -EDAC- el cual desconectó una carga de 293 MW en el SIN y la apertura del circuito a 230 kV Corozo – San Mateo, en la subestación Corozo de Venezuela, dejando de alimentar una carga de 56 MW, del Sistema Eléctrico Venezolano.

10 de octubre de 2011: A las 20:14 horas, por atentado a la torre 179, ubicada en el municipio de Guadalupe, del circuito a 500 kV San Carlos - Porce III, se presentó apertura tripolar en ambos extremos de este circuito.

Con la desconexión del circuito, a 500 kV, San Carlos - Porce III se perdieron 550 MW de generación de la central Porce III. Esto produjo un descenso de la frecuencia del SIN hasta 59.391 Hz. Como consecuencia del descenso de la frecuencia del SIN, actuó la primera etapa del EDAC la cual desconectó una carga de 302 MW en el SIN Colombiano, 147 MW en el Sistema Ecuatoriano y la apertura del circuito a 230 kV Corozo – San Mateo, en la subestación Corozo dejándose de alimentar 70 MW del Sistema Venezolano.

Informe centro de entrenamiento

El Centro de Entrenamiento de Operadores de XM realiza la gestión académica y logística para los programas de entrenamiento, habilitación y certificación de los Ingenieros de XM y programas de entrenamiento para los operadores del Sistema Interconectado Nacional, mediante procesos debidamente documentados a través de manuales que obedecen a unas necesidades específicas y acordes con su rol de Operador del SIN y Administrador del Mercado de Energía Mayorista en Colombia.

Dichos programas están orientados hacia la preparación integral del personal y constituyen una propuesta basada en el modelo pedagógico ASK (Attitudes – Skills – Knowledge), el cual integra las competencias técnicas y humanas.

Los procesos desarrollados incluyen un esquema de mantenimiento y mejoramiento de competencias en el tiempo, consideran la estructura organizacional de XM y tiene en cuenta la Gestión Integral de Riesgos, así mismo están alineados con el esquema de Seguridad Operacional cuyo objetivo es la operación segura, confiable y con altos estándares de calidad del SIN.

Certificación

Durante los últimos años, XM ha venido desarrollando conjuntamente con el SENA Normas de Competencia Laboral - NCL para los Ingenieros del Centro Nacional de Despacho en sus diferentes áreas y procesos. En la Tabla siguiente se presenta el resumen de las normas aprobadas y el número de personas certificadas en cada una de ellas.

Certificación		
Normas de Competencia Laboral	Nombre	Número
RNCL 280101136	Supervisar las variables y acciones operativas del Sistema Interconectado Nacional, SIN de acuerdo a la reglamentación vigente y los procesos establecidos por la empresa	8
NCL 280101137	Operar el Sistema Interconectado Nacional – SIN de acuerdo a la reglamentación vigente y los procesos establecidos por la empresa.	8
NCL 280101140	Analizar eléctricamente el comportamiento del SIN de acuerdo con la reglamentación vigente y los procesos de la empresa.	8
NCL 280101141	Optimizar la programación de los recursos de generación del SIN de acuerdo con la reglamentación vigente y los procesos de la empresa.	9
NCL 280101142	Realizar la planeación energética del SIN de acuerdo con la regulación vigente y los procesos de la empresa.	0

En el año 2012 y 2013 se continuará con la certificación en las normas vigentes, lo cual incluye analistas eléctricos, energéticos y operadores (se estiman 30 personas), hasta cubrir todo el personal del CND, y se llevará a cabo la preparación en planeamiento indicativo energético del corto, mediano y largo plazo para poder iniciar la certificación en el 2013 en la NCL 280101142 correspondiente a la anterior actividad (9 personas).

Durante el 2012, XM conjuntamente con las empresas del SIN, realizará un trabajo conjunto para integrar y desarrollar las NCL que permitan adelantar el proceso de certificación de todos los operadores del país.

Habilitación

Es un proceso adaptado al perfil de los operadores y al cargo que desempeñan el cual está orientado hacia su preparación integral permitiendo el desarrollo tanto de las competencias técnicas como humanas necesarias para cada cargo.

En el 2011 XM desarrolló el programa de habilitación de los Analistas de Información de la Sala de Control del CND (cada persona tuvo dedicación exclusiva de 3 meses aprox.). Participaron de este programa 10 personas. Las capacitaciones dictadas en la habilitación fueron además aprovechadas por los procesos de planeación y despacho para capacitar su personal.

En el 2011 se llevó a cabo la aprobación del Manual de entrenamiento, habilitación y certificación de operadores del CND y en el 2012 está planeada la habilitación de los analistas eléctricos de la sala de control y la estructuración de los programas de habilitación en procesos de planeación y despacho

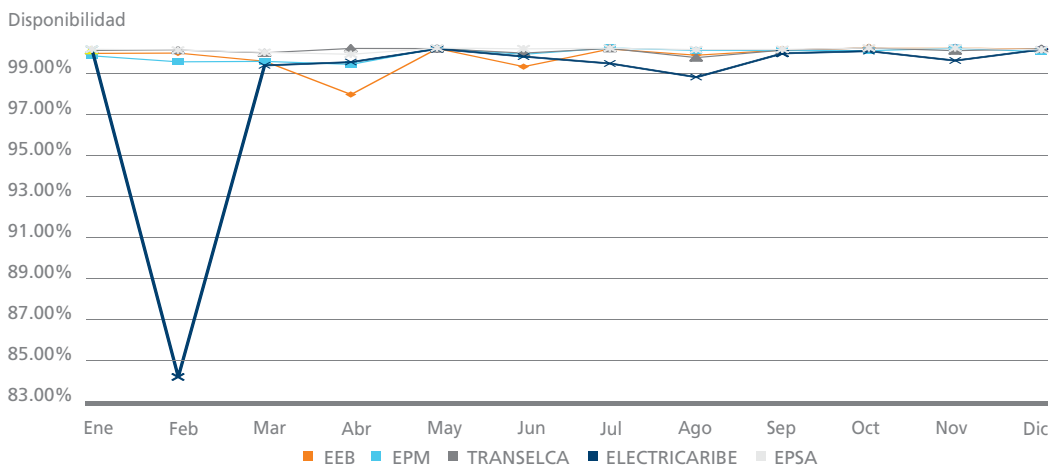
Visitas Universitarias

XM conjuntamente con ISA, EPM, U de A, Universidad Nacional y UPB, organizó y coordinó un programa de visitas de los estudiantes universitarios a las diferentes y procesos al interior de las mismas. En total pudieron asistir a estos programas un total de 617 estudiantes durante el año 2011.

Disponibilidad de Enlaces

En cumplimiento a la Resolución CREG 054 de 1996 XM hace seguimiento periódico a la disponibilidad de los canales con los CRC, manteniendo registro de las indisponibilidades semanales de los canales. Durante todo el año 2011, se cumplió con el nivel de disponibilidad establecido en el 97% para la comunicación entre el CND y los CRC, excepto para el mes de febrero, donde se presentó una falla mayor, de manera simultánea, sobre los canales de comunicación principal y de respaldo con Electricaribe que llevó el indicador a un valor de 96,63%. De manera inmediata se tomaron las acciones correctivas para superar la falla y como producto del análisis del evento y en la búsqueda del mejoramiento continuo se realizaron acciones adicionales para aumentar la capacidad de seguimiento al desempeño de los canales en tiempo real y la gestión con los agentes.

Grafico 1. Resumen Disponibilidad Enlaces CND con Agentes año 2010.



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 ThermalUnit)

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
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

AADD	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
CIIU	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
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
STR	Sistema de Transmisión Regional
TN	Transmisor Nacional
TCRM	Tasa de cambio representativa del mercado
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo
TSM	Temperatura superficial del mar
UNR	Usuario no regulado
UR	Usuario regulado
WTI	Petroleo West Texas Intermediate (referencia para fijar precios)
ZCIT	Zona de convergencia intertropical