



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 026

Jueves, 1 de marzo de 2012

Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 026

Jueves, 1 de marzo de 2012



■ filial de isa

Contenido

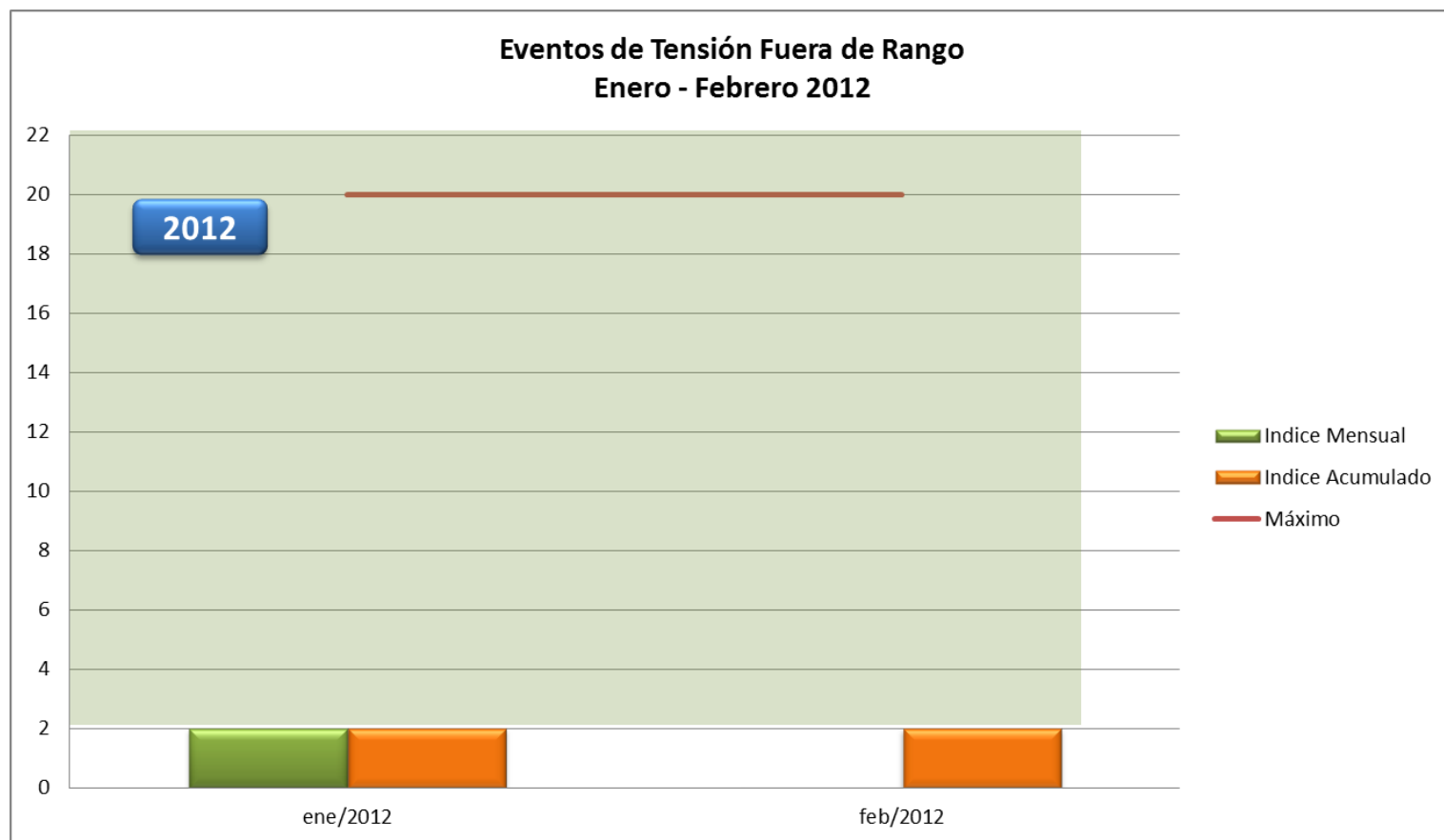
- Indicadores calidad de la operación (hasta febrero 28)
- Evolución variables del SIN
- Análisis energético largo plazo
- Varios
 - Cumbre de las Américas
 - Situación gas Costa



Indicadores calidad de la operación (Hasta febrero 28)



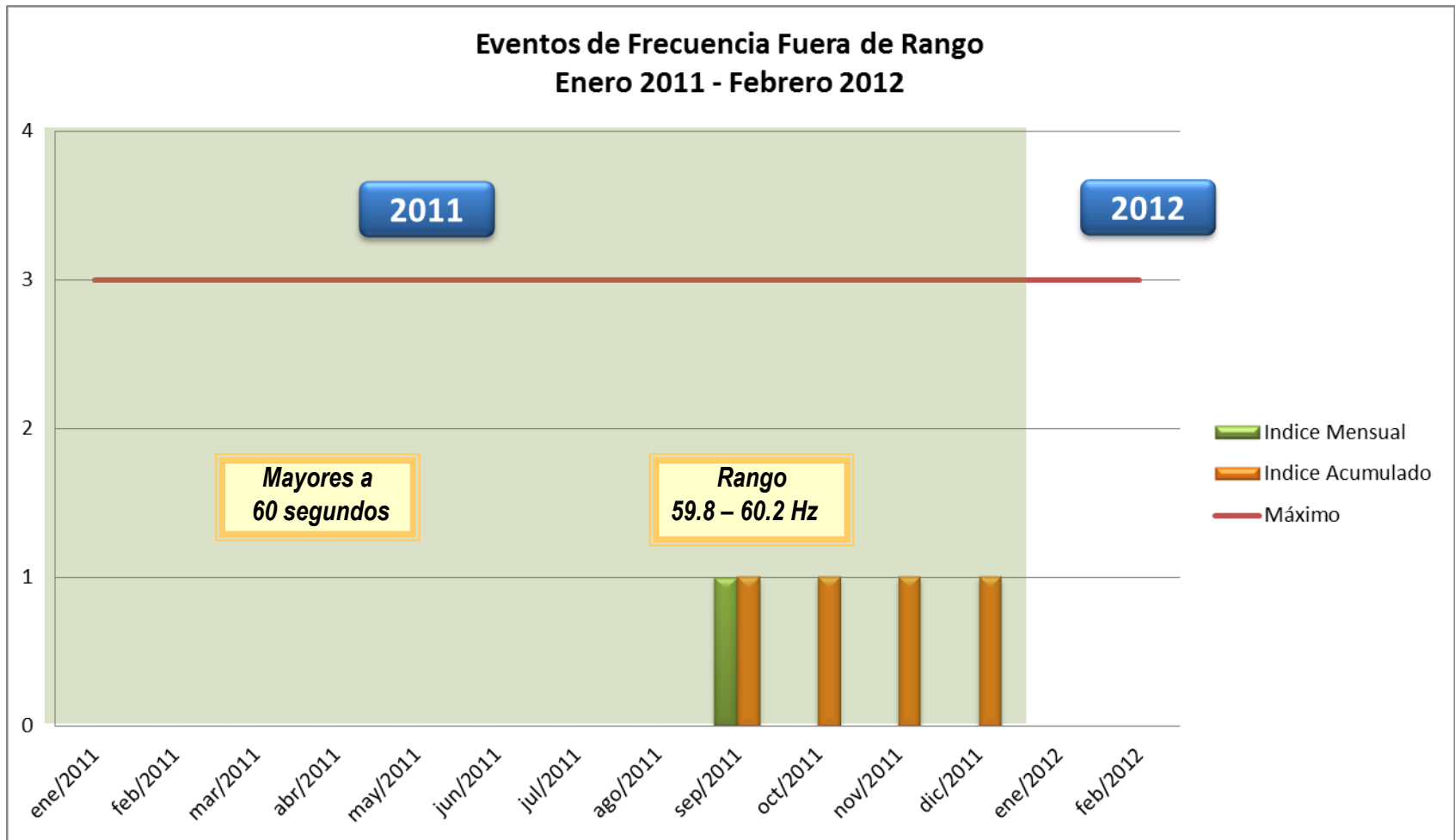
Tensión Fuera de Rango



En el mes de febrero no se presentaron eventos de tensión en el sistema



Variaciones de Frecuencia



En febrero no se presentaron eventos de frecuencia fuera de rango



Porcentaje de Demanda No Atendida Programada



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.78 GWh. Las principales causas fueron:

- Febrero 09: Apertura del circuito Valledupar - Codazzi 110 kV bajo consignación. (0.32 GWh).
- Febrero 12: Apertura en ambos extremos de los circuitos Since - Magangué 110 kV y Magangué - Mompox 115 kV bajo consignación (0.11 GWh)
- Febrero 26: Apertura de la línea Cuestecitas - Riohacha 1 110 kV bajo consignación (0.20 GWh).



Porcentaje de Demanda NO Atendida No Program.



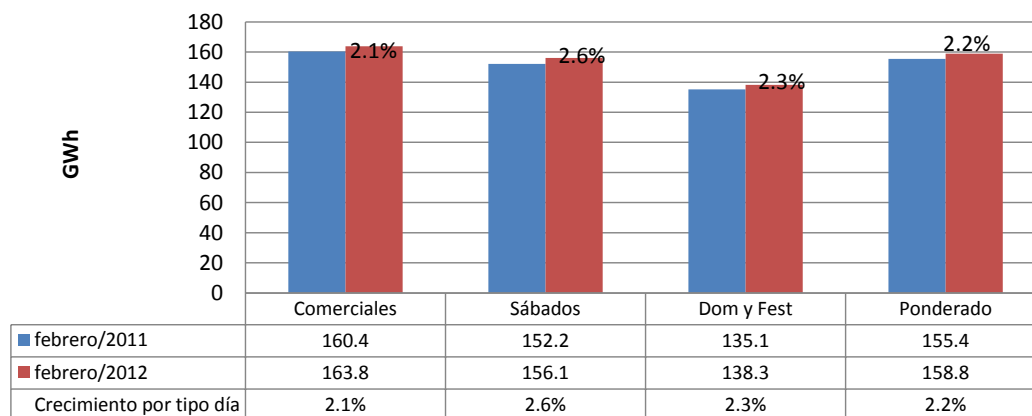
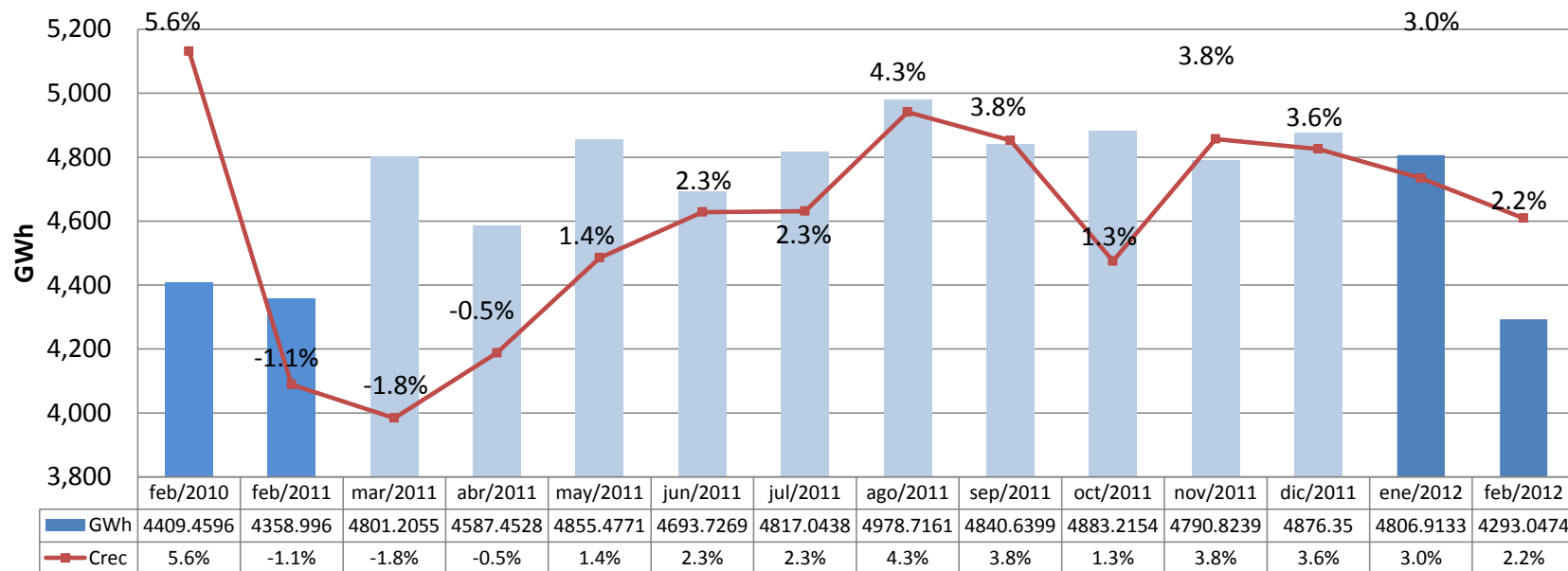
Se dejaron de atender 2.41 GWh. Las principales causas fueron:

- Febrero 17: Disparo y mantenimiento de algunos circuitos de distribución en Cauca Nariño. (0.46 GWh).
- Febrero 26: Indisponibilidad de la bahía de línea Villa Estrella-Bayunca 66 kV, debido a un accidente automovilístico contra la estructura. (0.16 GWh)

Evolución variables del SIN



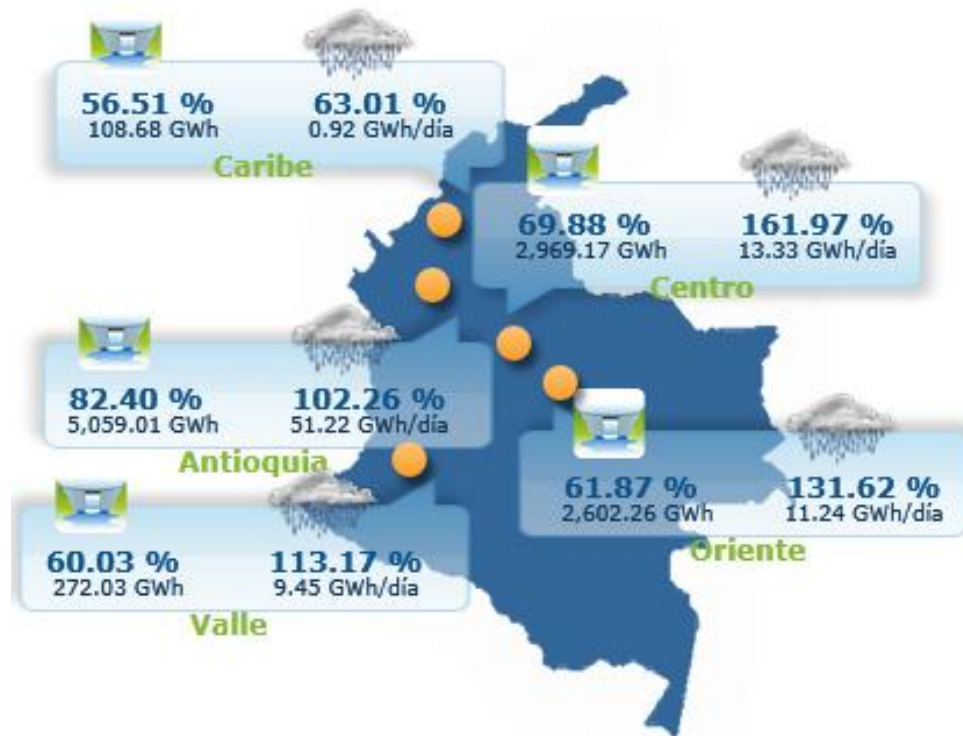
Crecimiento de la Demanda – parcial febrero



El crecimiento absoluto del mes será cercano al 6% (feb 2012 tiene un día hábil mas)



Estado variables hídricas – febrero 28 de 2012



Sistema Interconectado Nacional (SIN)



Reservas Hídricas

72.25 %
11,011.15 GWh



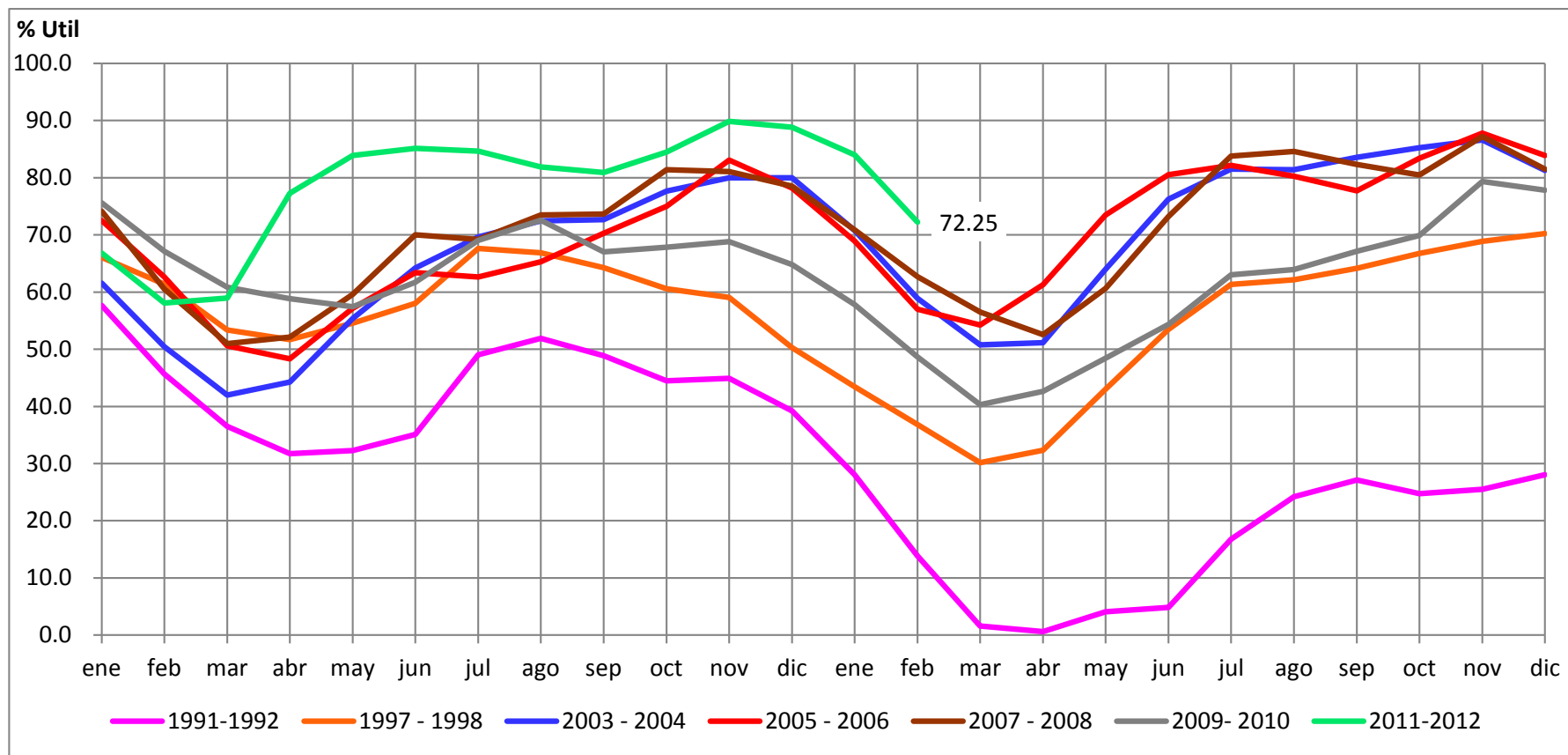
Aportes Hídricos
(Prom. día acumulado
en el mes)

112.38 %
89.80 GWh/día

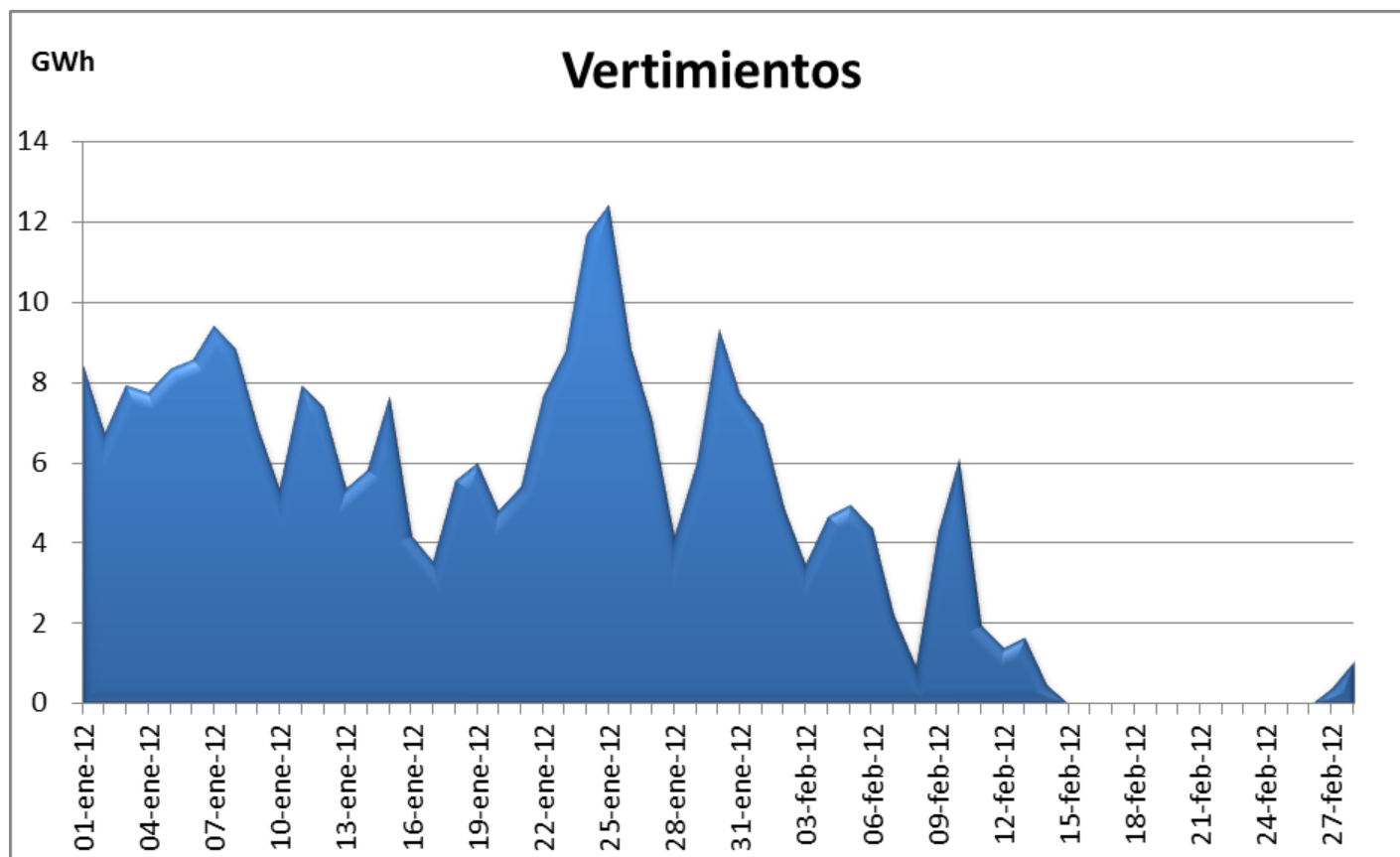


■ filial de isa

Evolución del embalse agregado SIN Primer y Segundo Año



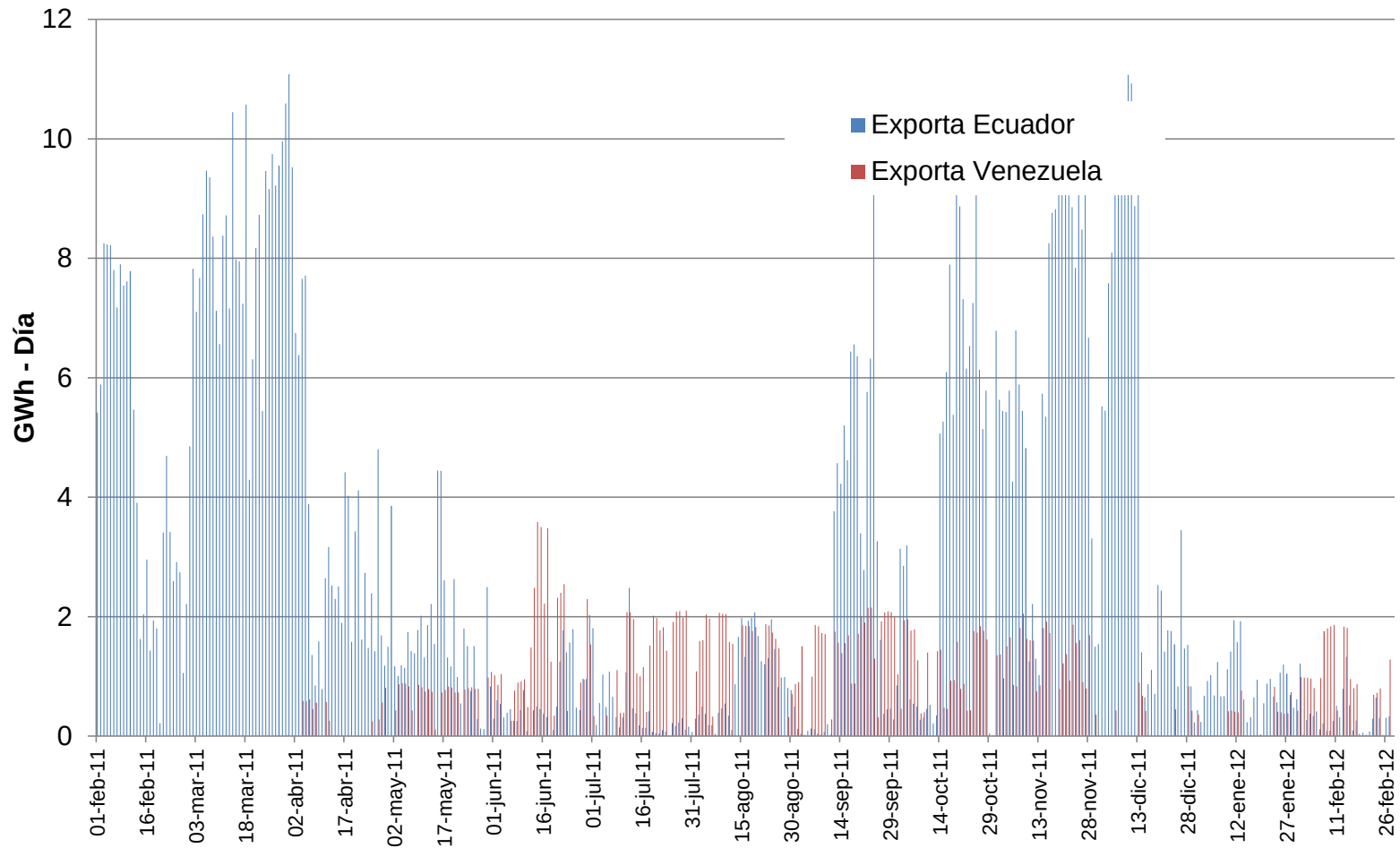
Evolución vertimientos en el SIN



filial de isa

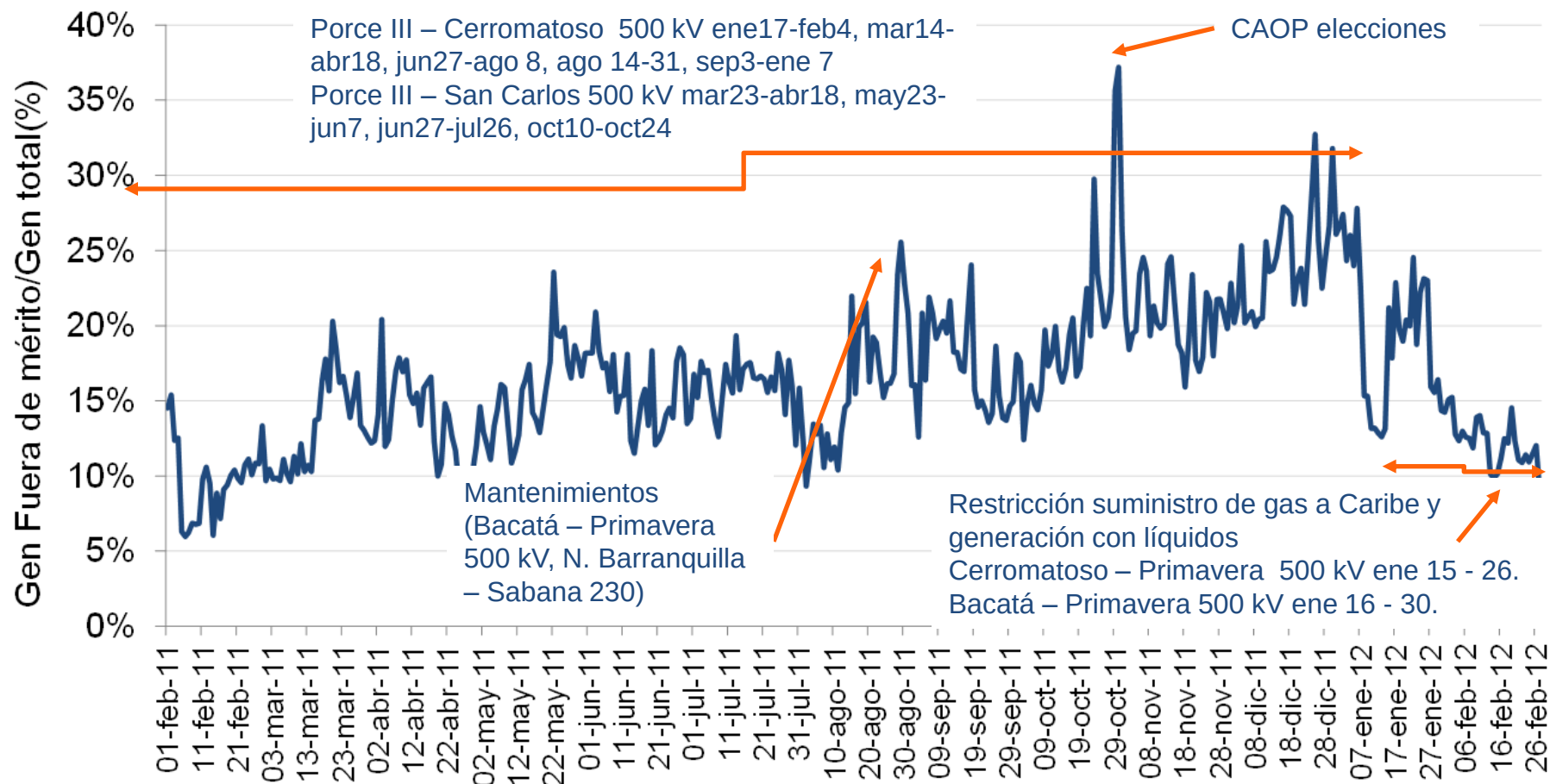
Datos hasta el 28 feb

Exportaciones



Generación Fuera de Mérito

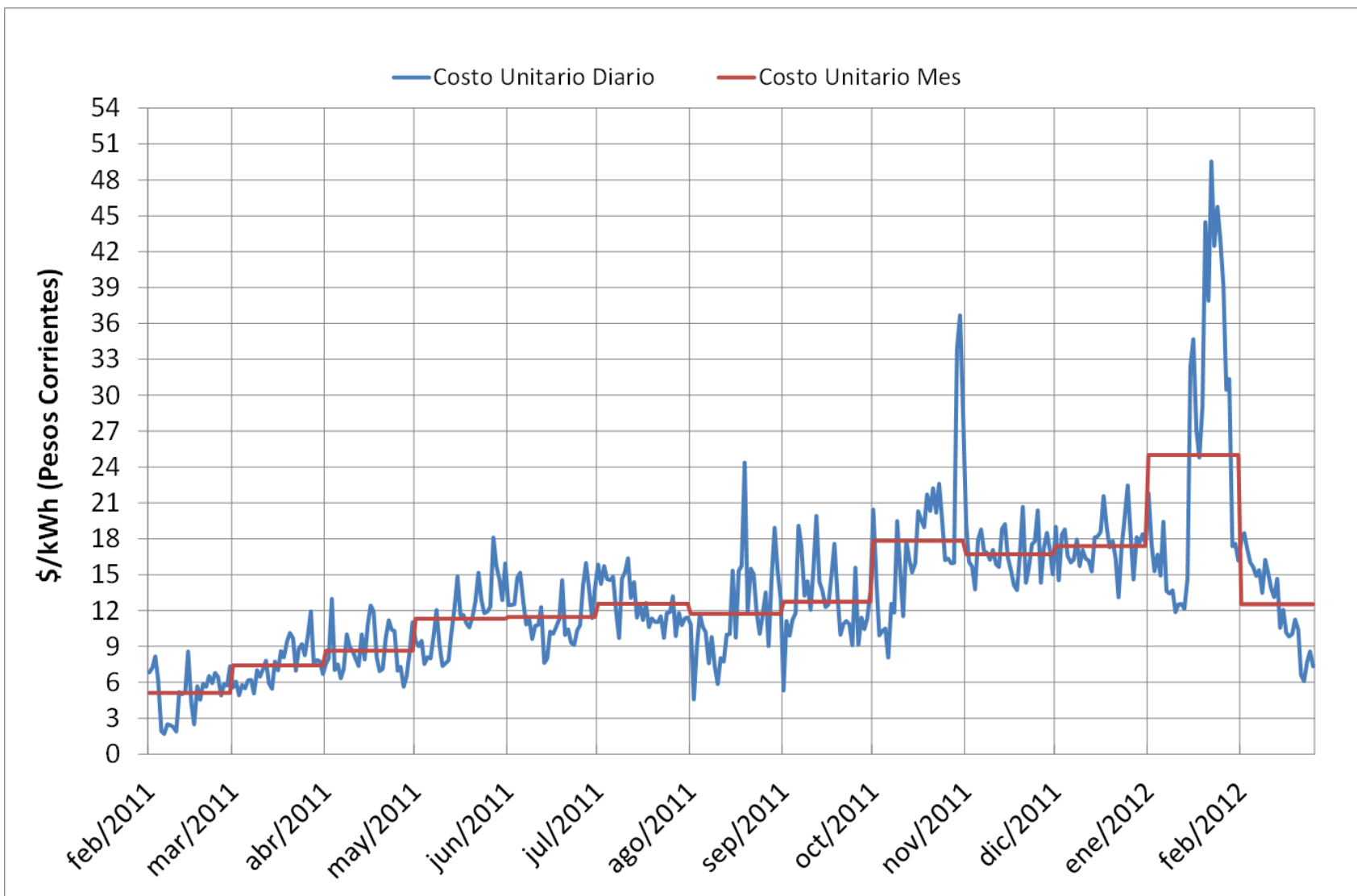
Generación Fuera de Mérito



filial de isa

Datos hasta el 27 febrero

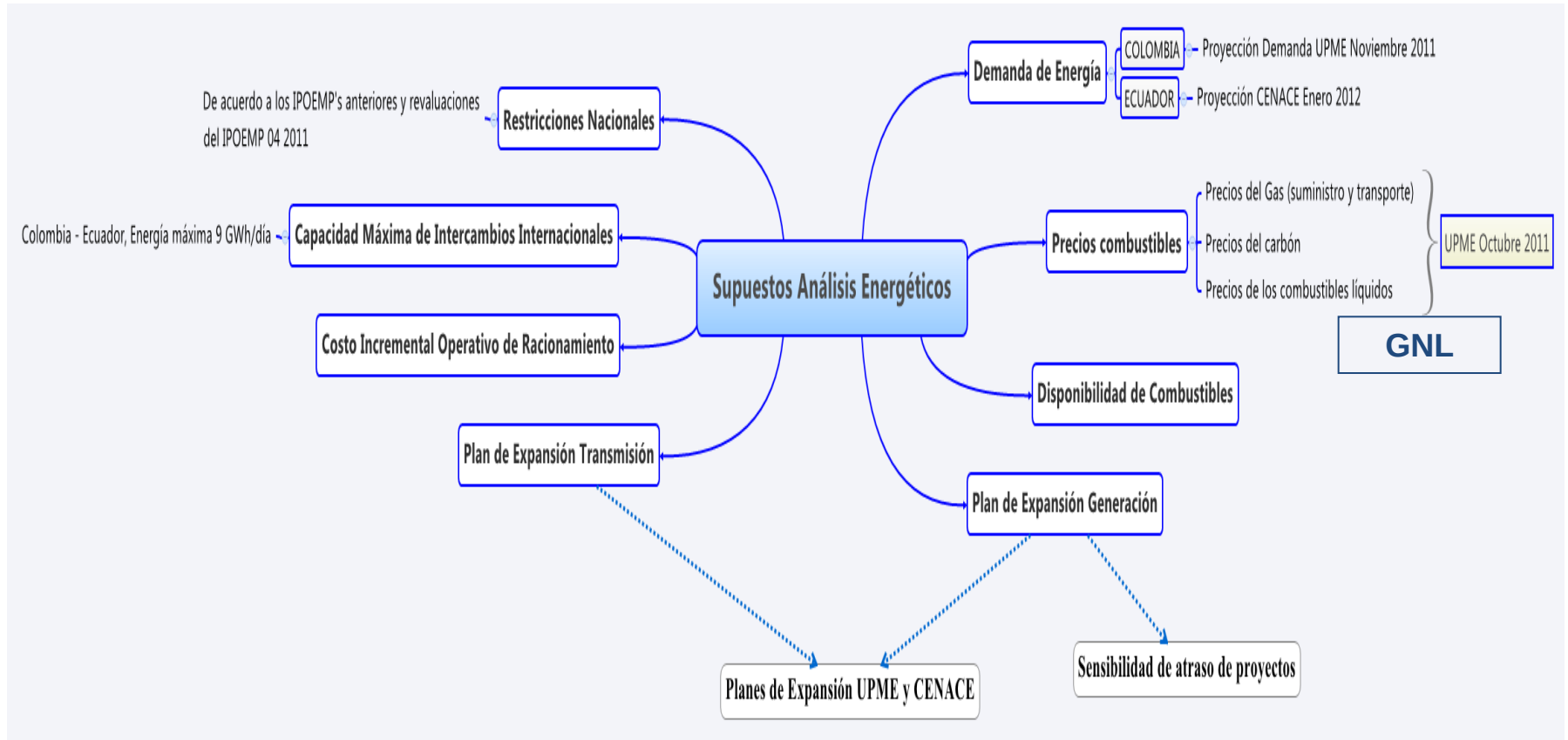
Evolución del Costo Unitario de Restricciones



Análisis energético largo plazo



Supuestos Energéticos



Demanda

Estudio UPME Noviembre 2011

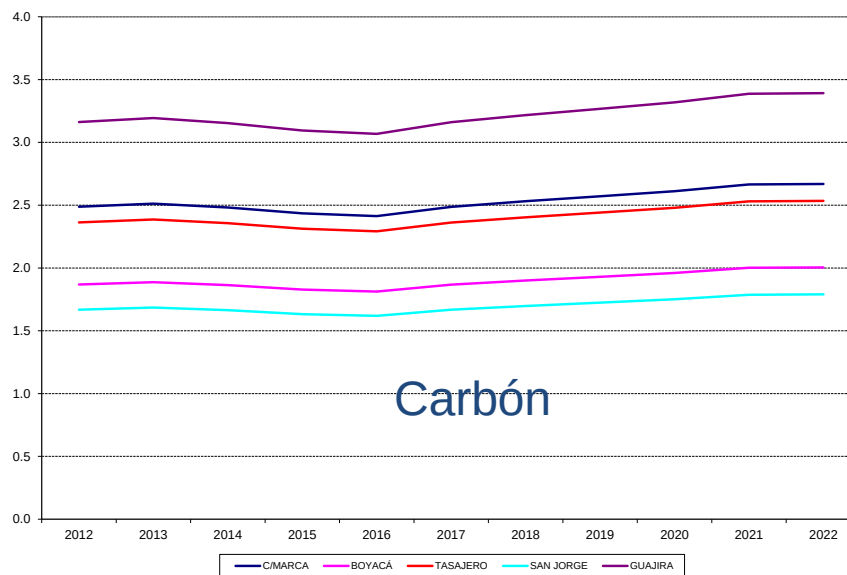
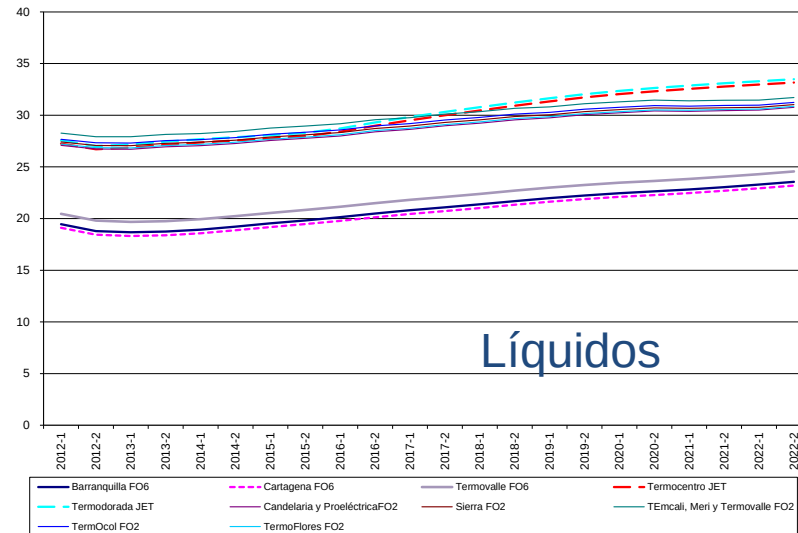
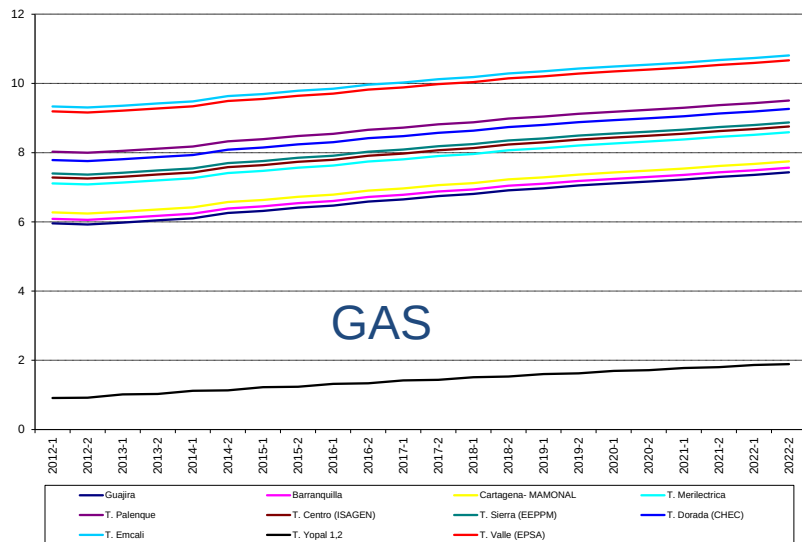
Incluye exportaciones a Panamá desde 2015 (300 MW)

Año	Demanda Energía Eléctrica [GWh / año]			Tasa de Crecimiento		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2010	56,146	56,146	56,146	2.70%	2.70%	2.70%
2011	57,333	57,241	57,150	2.11%	1.95%	1.79%
2012	59,884	59,044	58,205	4.45%	3.15%	1.85%
2013	62,189	60,900	59,611	3.85%	3.14%	2.42%
2014	64,164	62,441	60,718	3.18%	2.53%	1.86%
2015	68,349	66,184	64,020	6.52%	5.99%	5.44%
2016	71,525	68,904	66,283	4.65%	4.11%	3.53%
2017	74,658	71,566	68,473	4.38%	3.86%	3.31%
2018	77,932	74,376	70,819	4.39%	3.93%	3.43%
2019	81,342	77,319	73,295	4.38%	3.96%	3.50%
2020	85,078	80,588	76,098	4.59%	4.23%	3.82%
2021	88,927	83,970	79,014	4.52%	4.20%	3.83%
2022	92,703	87,280	81,857	4.25%	3.94%	3.60%
2023	96,393	90,503	84,613	3.98%	3.69%	3.37%
2024	99,776	93,420	87,063	3.51%	3.22%	2.90%
2025	103,377	96,554	89,731	3.61%	3.35%	3.06%
2026	107,157	99,868	92,578	3.66%	3.43%	3.17%
2027	111,128	103,372	95,616	3.71%	3.51%	3.28%
2028	114,772	106,549	98,327	3.28%	3.07%	2.84%
2029	118,936	110,247	101,557	3.63%	3.47%	3.29%
2030	123,248	114,092	104,936	3.63%	3.49%	3.33%
2031	127,714	118,092	108,469	3.62%	3.51%	3.37%

Demanda real 2011 del SIN: 57150.27 GWh
(1.7% respecto a 2010)



Precios Combustibles USD\$/Mbtu



Precios en USD\$/MBTU,
constantes de diciembre de 2009,
actualizados con IPP de enero de
2012.

Fuente: UPME, octubre de 2011



Intercambios internacionales

Capacidad máxima de intercambios eléctricos Internacionales

Interconexión	Fecha	Capacidad [MW]
Colombia - Ecuador *	---	220 en Dem Máxima ---->
		400 en Dem Media ----->
		400 en Dem Mínima ---->

* Se consideran las transferencias históricas y las restricciones de despachos particulares.

Panamá:

Los intercambios con panamá se reflejan a través de un incremento en la demanda del SIN colombiano a partir de enero de 2015. Se considera un intercambio máximo de 300 MW en todos los periodos de demanda.



■ filial de isa

Plan Expansión Generación. Colombia

ITEM	PROYECTO	Capacidad [MW]	FECHA ESPERADA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	PROMOTOR DEL PROYECTO	FECHA ASIGNADA A OBLIGACIÓN DE ENERGÍA FIRME	Observaciones
1	Amoyá	80	Septiembre 20 de 2012	ISAGEN	Diciembre 01 de 2011	Fecha según auditoria de plantas
2	Termocol	202	Noviembre 30 de 2012	POLIOBRAS	Diciembre 01 de 2012	Fuente: UPME comunicación Rad. XM 011753-3, noviembre 3 de 2011
3	Gecelca 3	150	Enero 31 de 2013	GECELCA	Diciembre 01 de 2012	Fuente:Según auditoria seguimiento plantas cargo por confiabilidad.
4	Sogamoso	800	Septiembre 30 de 2013 (Primera unidad) Noviembre 30 de 2013 (Totalidad de la generación)	ISAGEN	Diciembre 01 de 2014	Fecha actualizada por ISAGEN comunicación Rad. XM 009442, agosto 24 de 2010
5	Cucuana	60	Septiembre de 2013	EPSA	Diciembre 01 de 2014	Fecha actualizada por la UPME. Presentación seguimiento de proyectos de generación. Subcomité de Plantas Térmica, septiembre 20 de 2011
7	Quimbo	420	Noviembre 30 de 2014	EMGESA	Diciembre 01 de 2014	Fuente: Informe de avance del plan de expansión de generación UPME junio 2011
8	Pescadero Ituango	1200	Diciembre de 2017	HIDROELECTRICA PESCADERO ITUANGO	Diciembre 01 de 2018	Fuente: Informe de avance del plan de expansión de generación UPME junio 2011
9	Gecelca 32	250		GECELCA	Diciembre 01 de 2015	T. Carbón Subasta 2015-2016
10	Sn Miguel	42		La Cascada SAS ESP	Diciembre 01 de 2015	Hidro. Subasta 2015-2016
11	Ambeima	45		Energía de los Andes S.A.S. E.S.P.	Diciembre 01 de 2015	Hidro. Subasta 2015-2016
12	Carlos Lleras Restrepo	78.1		Hidralpor SAS ESP	Diciembre 01 de 2015	Hidro. Subasta 2015-2016
13	Tasajero II	160		Termotasajero S.A. E.S.P.	Diciembre 01 de 2015	T. Carbón Subasta 2015-2016
12	Termonorte	88		TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	Diciembre 01 de 2017	Termica FO. Subasta GPPS
13	El Porvenir II	350		COLINVERSIONES SA	Diciembre 01 de 2018	Hidro. Subasta GPPS

Total expansión en el horizonte : 3925 MW



Variables Energéticas con significativo impacto en la confiabilidad

Escenario de atraso en entrada de proyectos

<i>Porce IV</i>	<i>No entra</i>
<i>Miel II</i>	<i>No entra</i>
Amoyá	9 mes
Termocol	1 año
Gecelca 3	1 año
Quimbo	1 año

Escenarios de Hidrología

Tipo	Escenario
Estocástico	100 series Sintéticas Modelo ARP

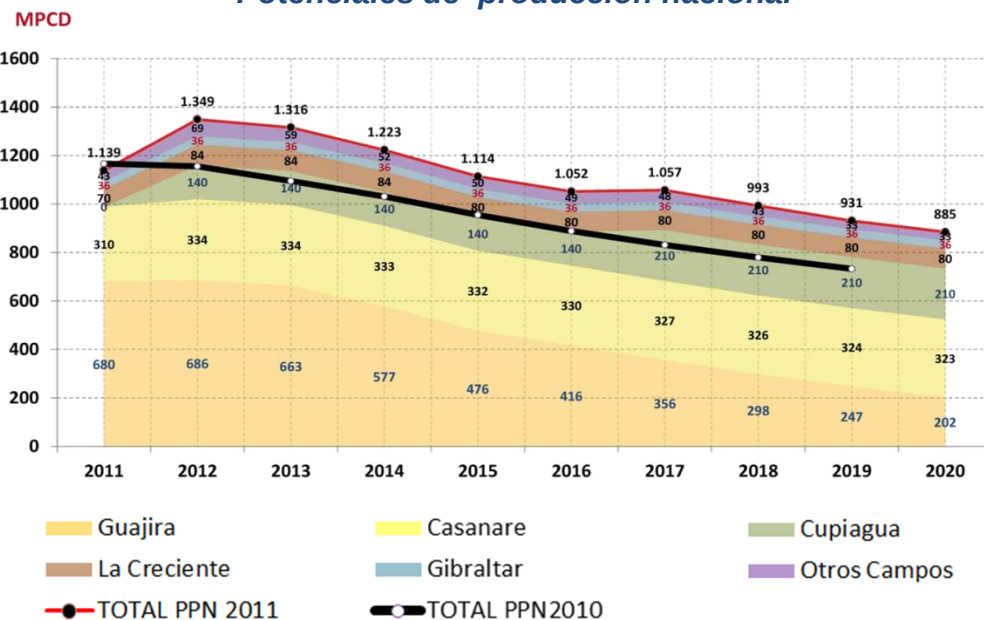
Disponibilidad de Gas

Disponibilidad Alta	Sin restricciones de gas (determinar necesidades)
Disponibilidad Media	350 MPCD en la costa y 120 MPCD en el interior (todo el hzte)
Disponibilidad Baja	Disminución de las disponibilidad media con tasas de decrecimiento similares a las esperadas en la producción. No considera importaciones
Disponibilidad con GNI	Para la costa: Disponibilidad baja de Gas Nacional hasta Dic14 y Desde Ene15 Disponibilidad de libre de GNI. Para el interior escenario Bajo Gas con costos actuales.



Disponibilidad de Gas para Generación (GBTUD)- Incluyendo GNI 2015

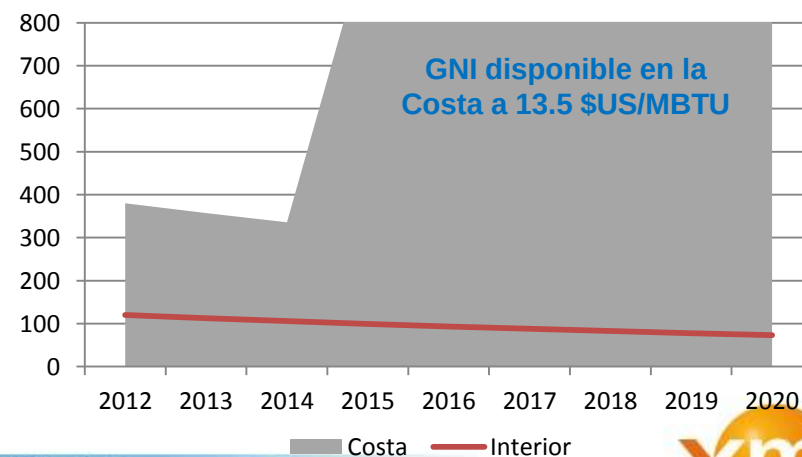
Potenciales de producción nacional



*Fuente: Ministerio de Minas y Energía
(Octubre 2011)*

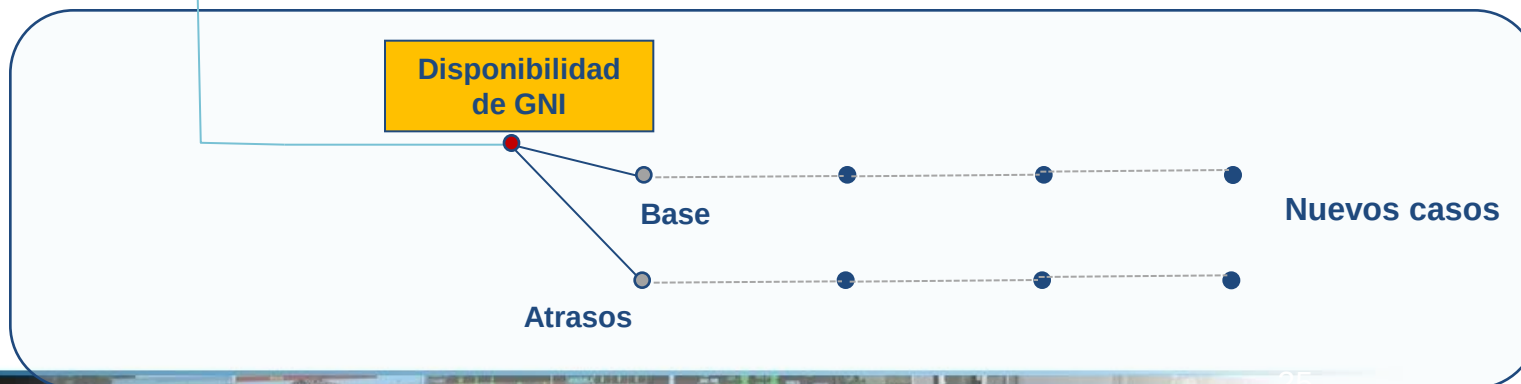
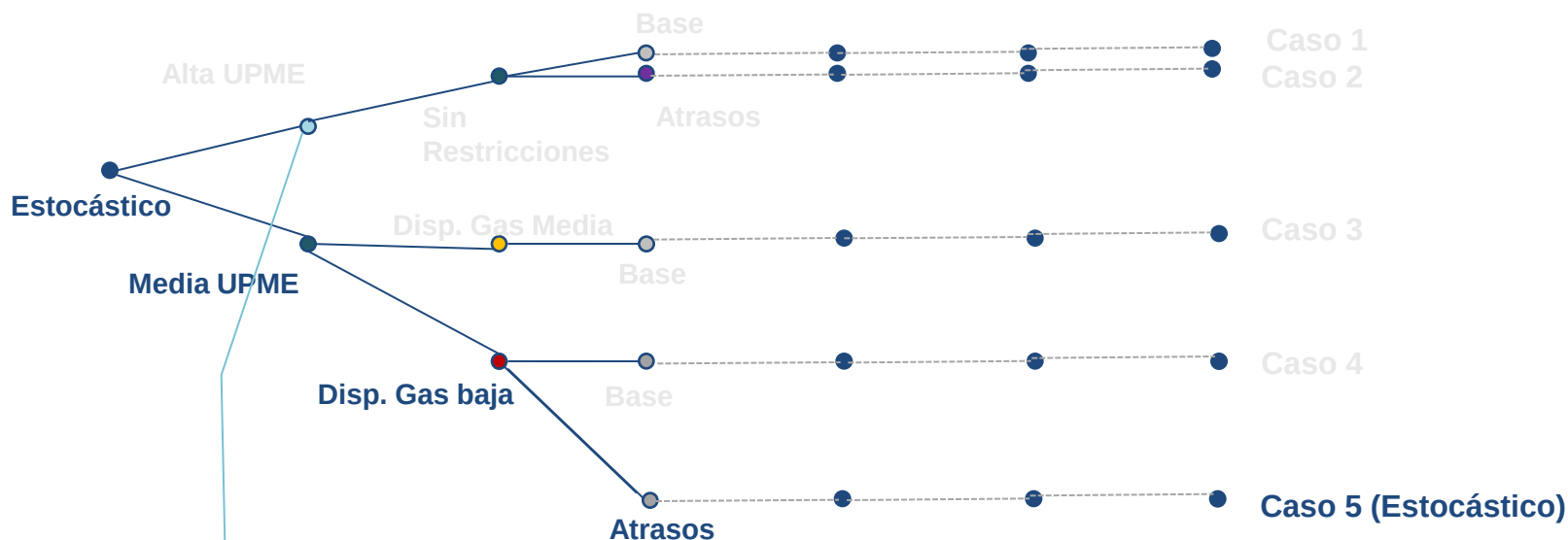
Disponibilidad (GBTUD)

	Costa	Interior
2012	380	120
2013	357	113
2014	336	106
2015	Sin limitación	100
2016	Sin limitación	94
2017	Sin limitación	88
2018	Sin limitación	83
2019	Sin limitación	78
2020	Sin limitación	73



Árbol de escenarios considerados

Hidrología	Demanda	Disponibilidad de Combustibles	Entrada de Recursos de Generación	Interconexiones Internacionales	Disponibilidad de Generación	Precios de Combustibles	Pérdidas hídricas	Curvas de embalse	Restricciones de Generación
------------	---------	--------------------------------	-----------------------------------	---------------------------------	------------------------------	-------------------------	-------------------	-------------------	-----------------------------



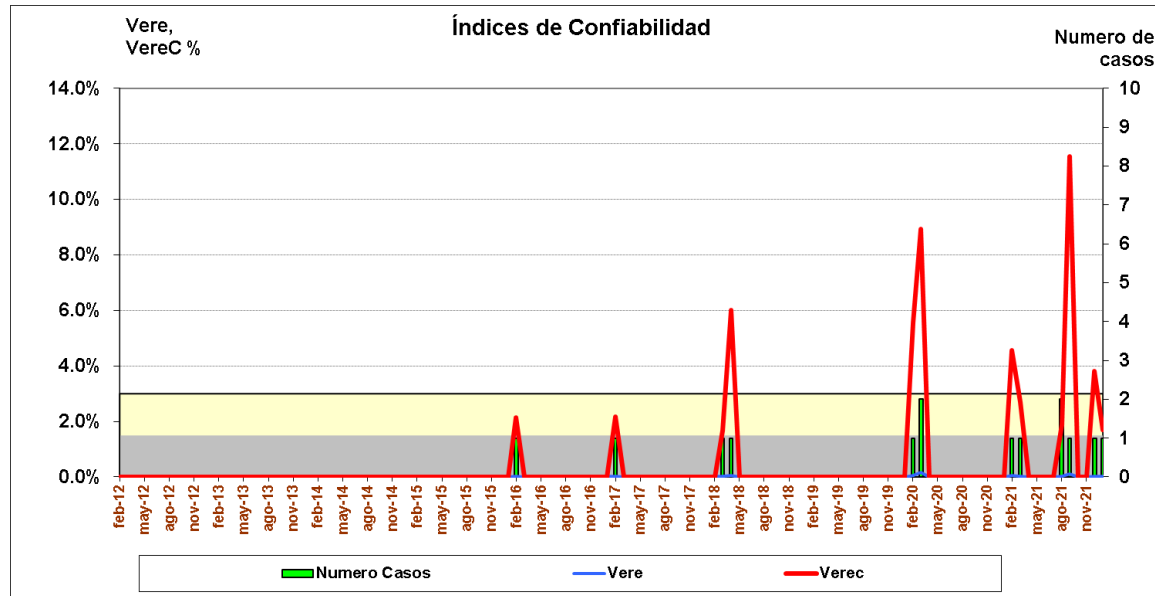
Información Básica Simulaciones

	Descripción
Modelo de Optimización	SDDP versión 10.2
Tipo de Estudio	Estocástico 100 series Modelo ARP. • Coordinado Colombia – Ecuador
Horizonte	120 meses (Feb/12 – Ene/22)
Demanda	Escenario Alta de UPME (Nov/11) incluye demanda de exportación a Panamá (300 MW para demanda media)
Precios de Combustible	Proyecciones UPME Octubre/2011 para Gas, Carbón y Fuel Oil
Disponibilidad de Combustible	Caso con Disponibilidad de GNI en la costa
Interconexiones internacionales	<u>Ecuador</u> : (Máxima 230 MW; Media 400 MW; Mínima 400MW – 9GWh/día Col-Ecu, 0GWh/día Ecu - Col. <u>Panamá</u> : 300 MW desde Enero de 2015.
Plan de Expansión	Fechas de entrada en operación reportada por agentes.

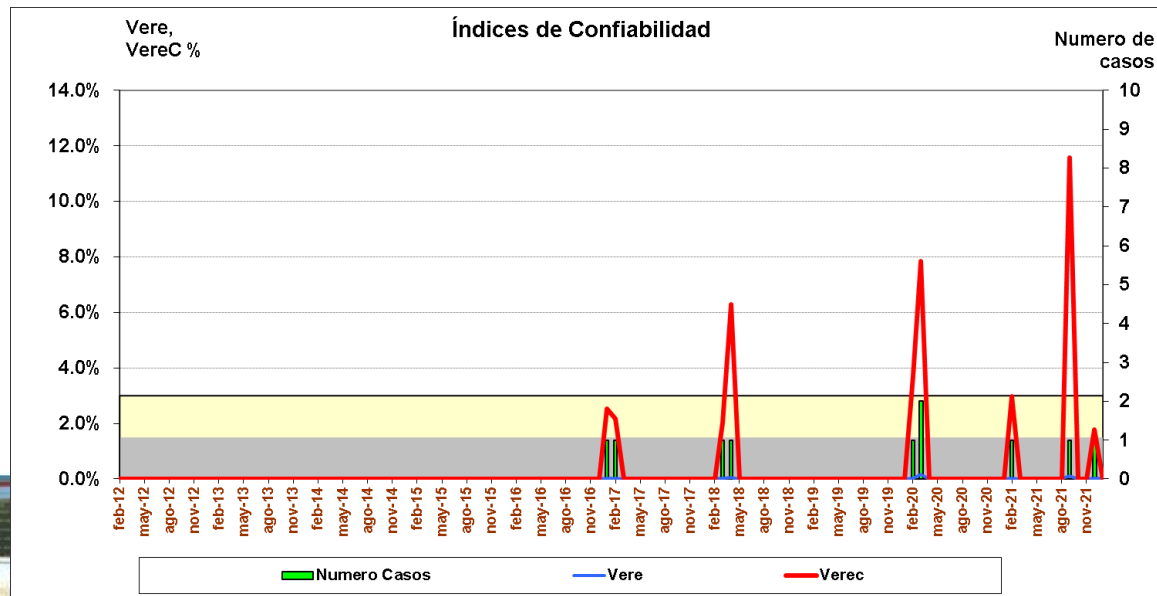


Resultados Simulaciones

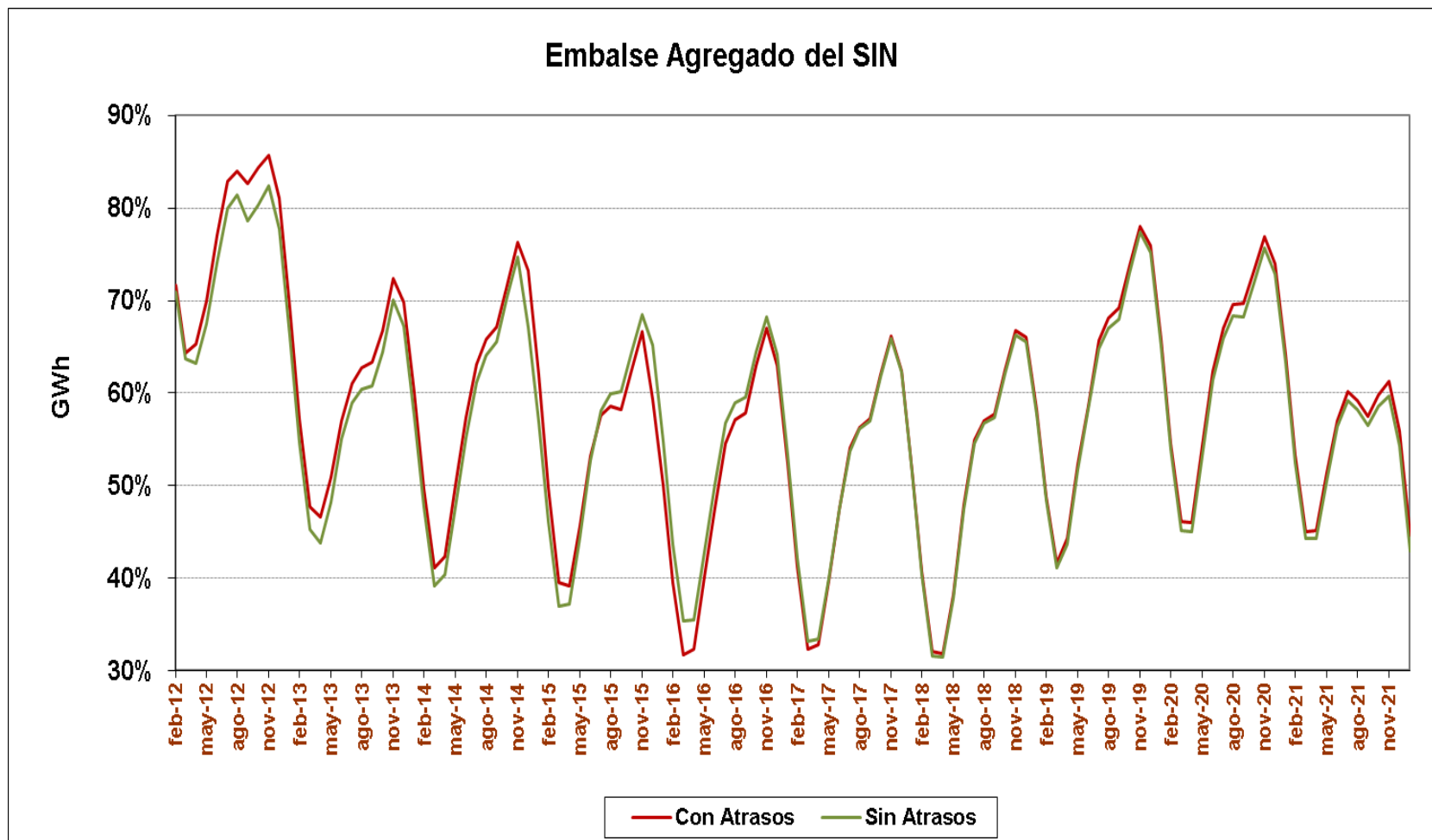
Sin Atrasos



Con Atrasos

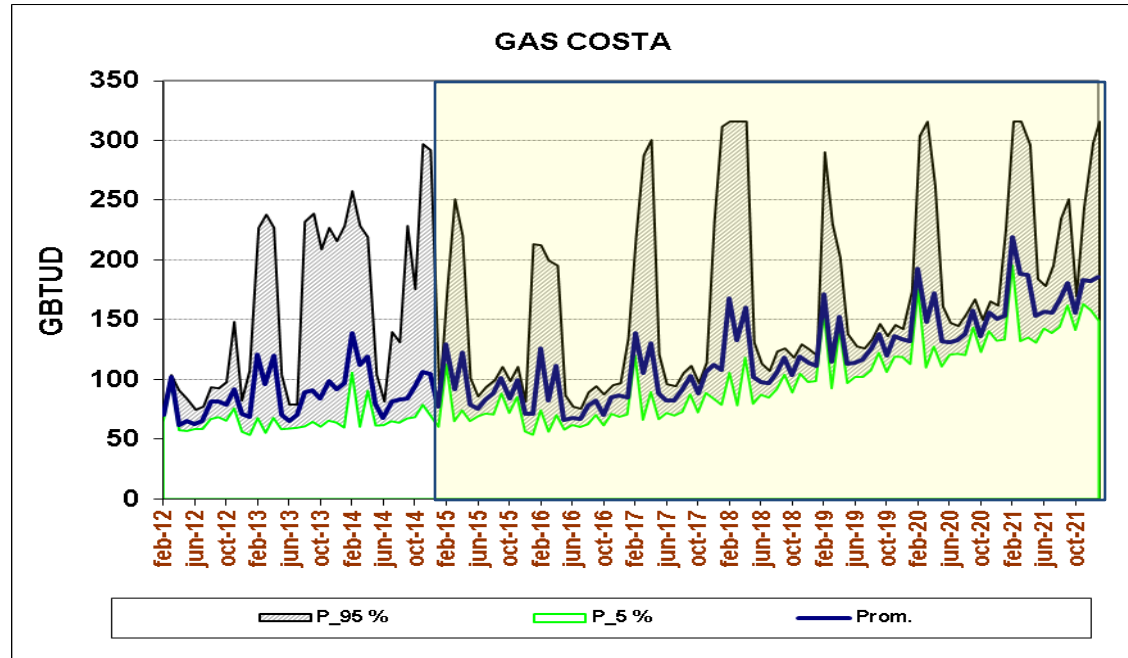


Resultados Simulaciones

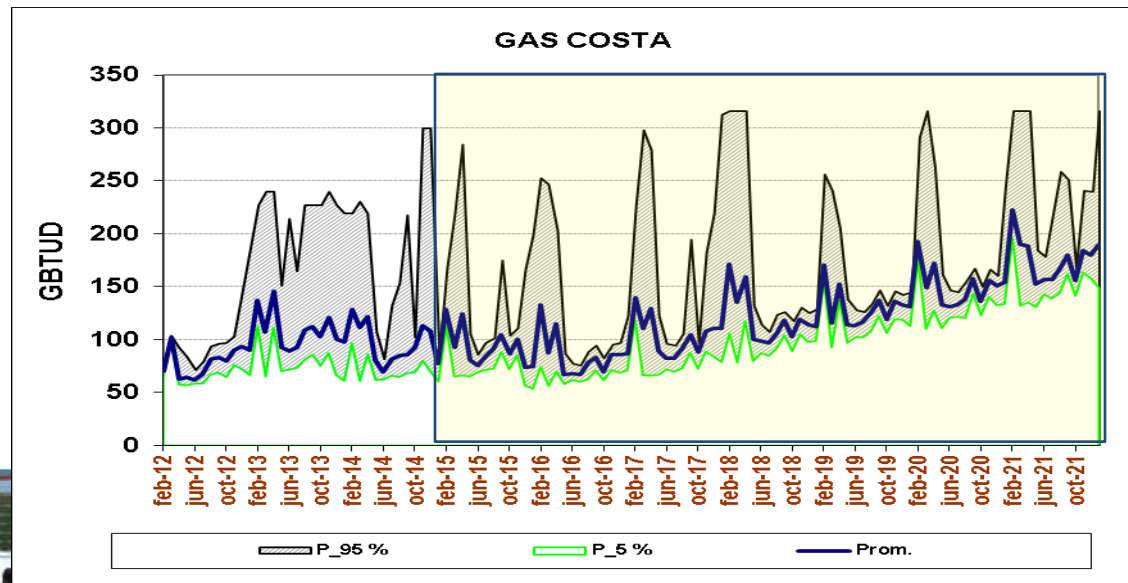


Resultados Simulaciones

Sin Atrasos

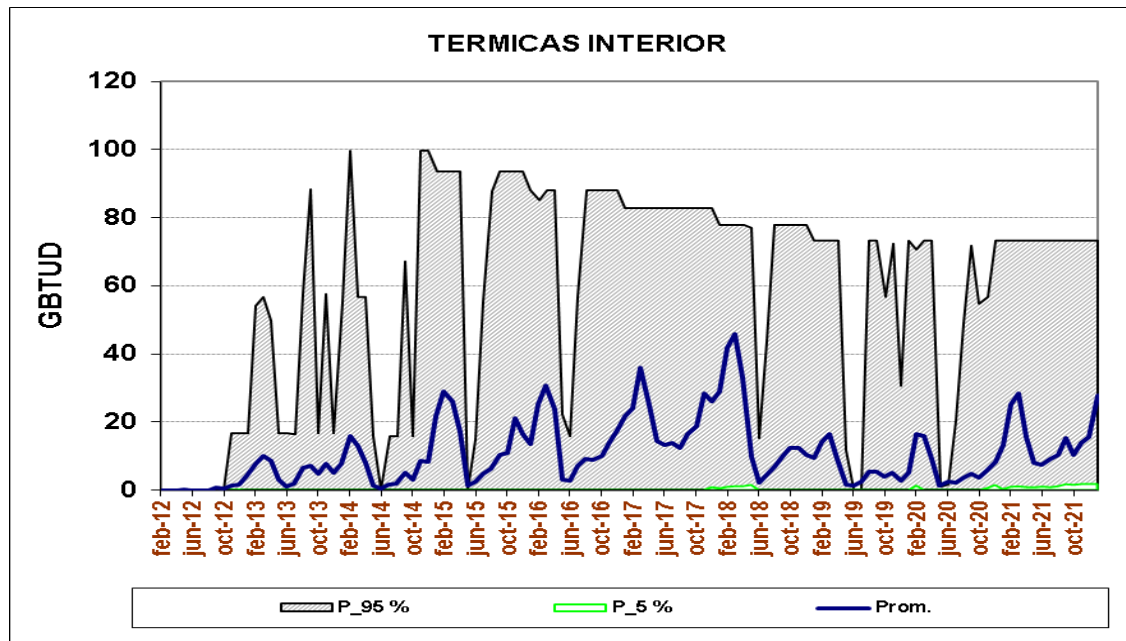


Con Atrasos

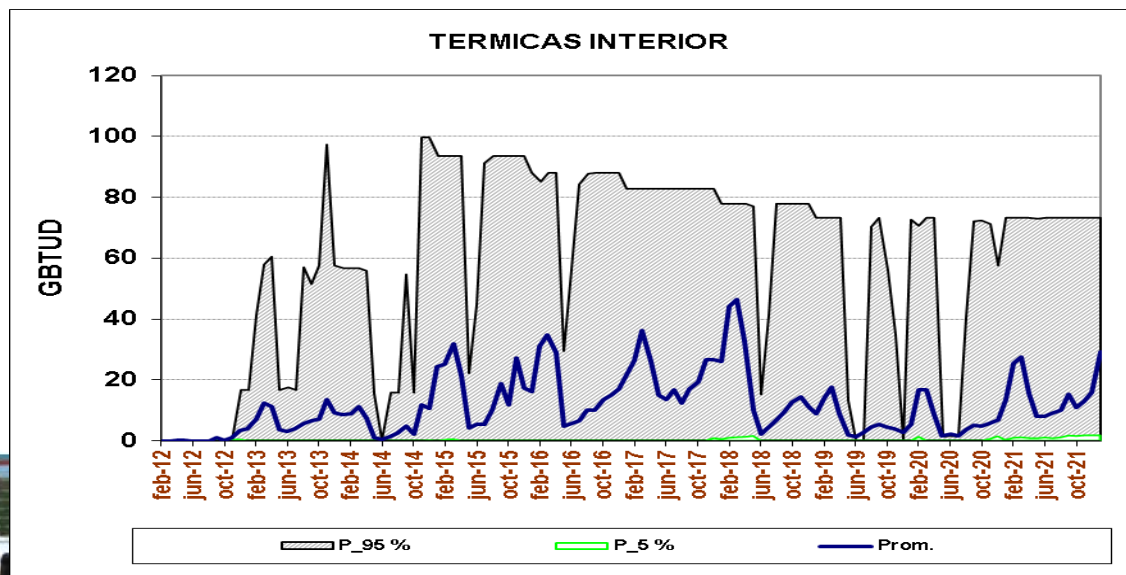


Resultados Simulaciones

Sin Atrasos

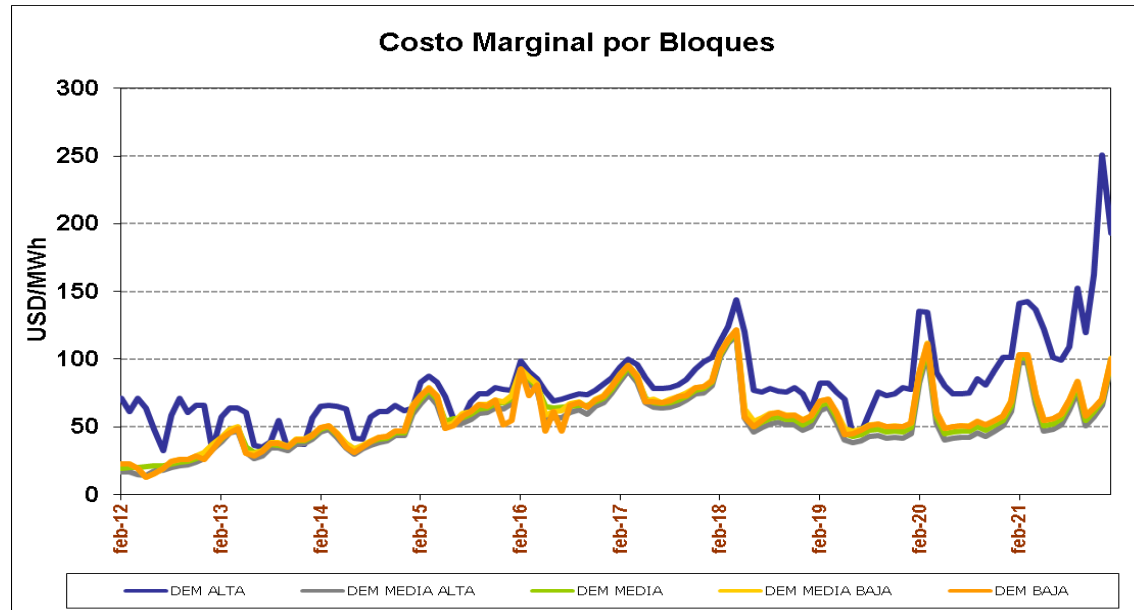


Con Atrasos

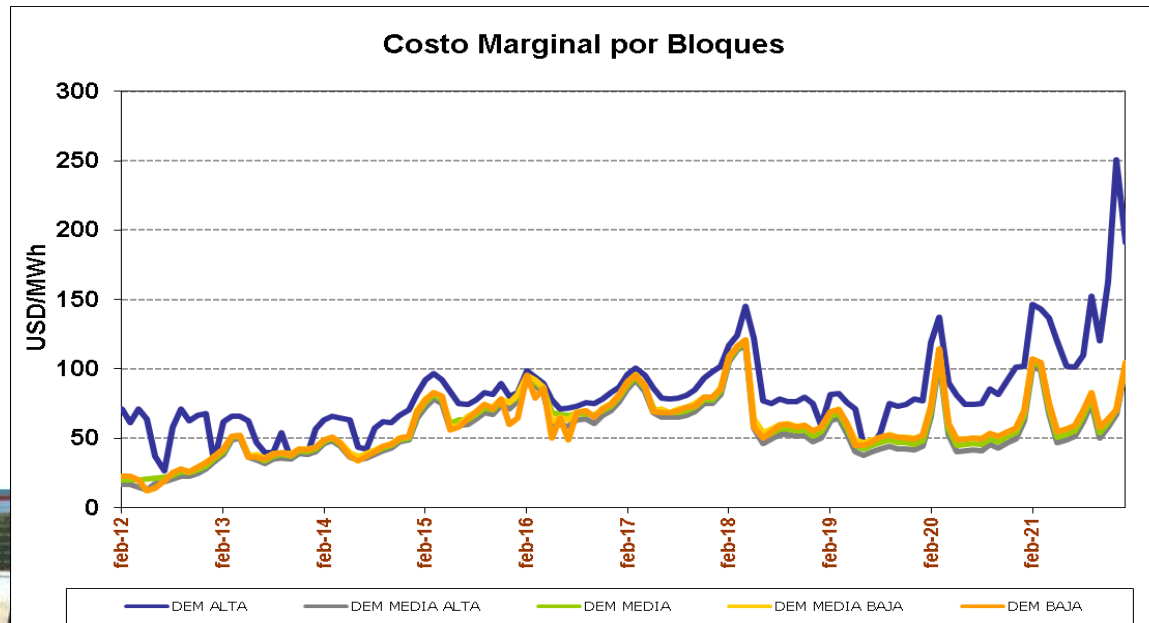


Resultados Simulaciones

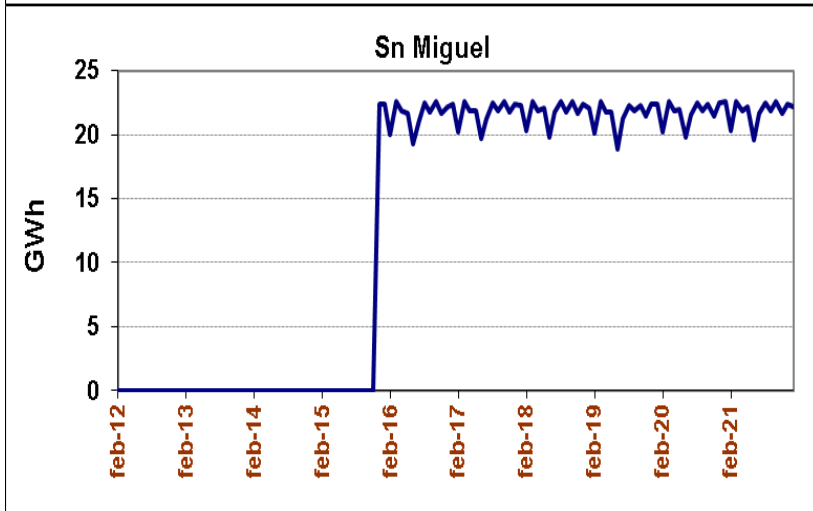
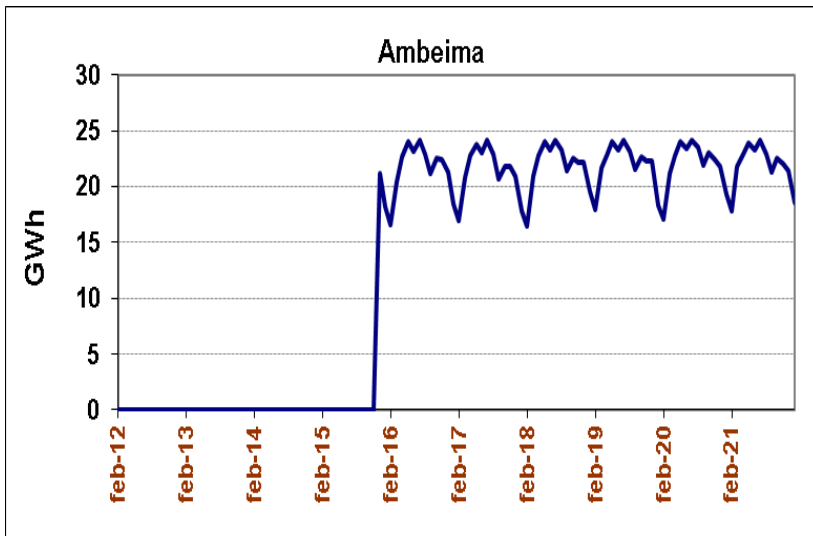
Sin Atrasos



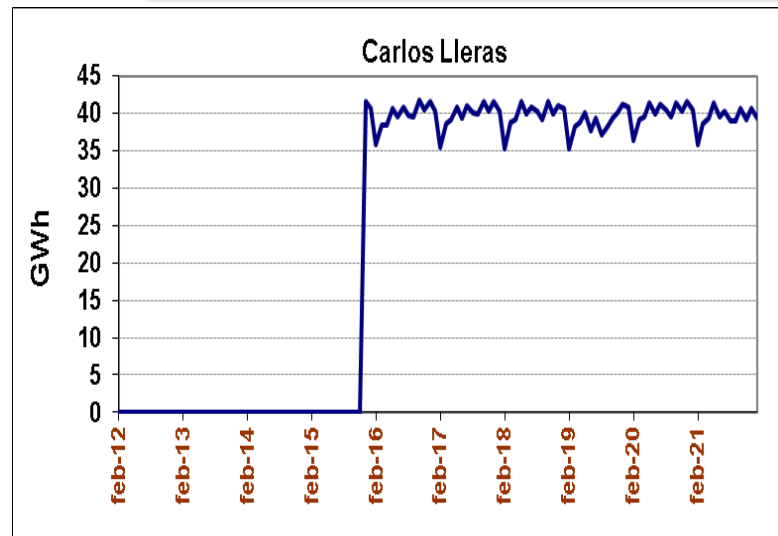
Con Atrasos



Resultados Simulaciones

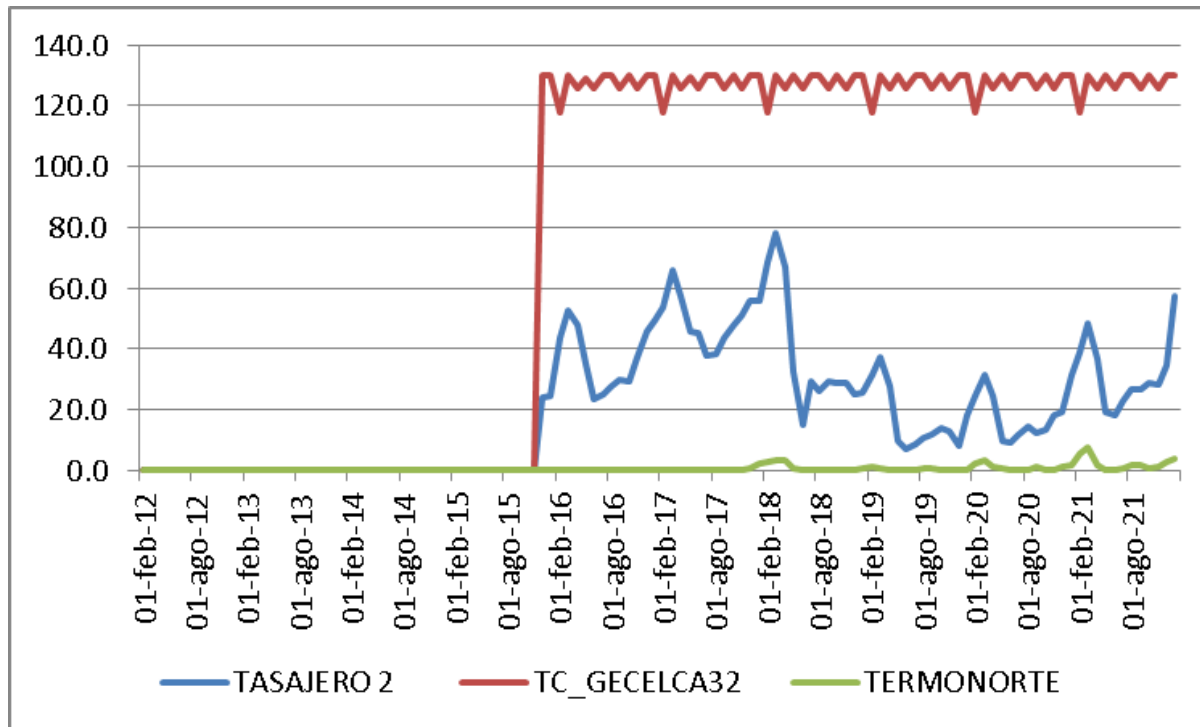


Generación Promedio Nuevos
Proyectos Hidroeléctricos
GWh/mes



Resultados Simulaciones

Generación Promedio Nuevos
Proyectos Termoeléctricos
GWh/mes



Conclusiones y Recomendaciones

- Con los supuestos considerados se observa una atención confiable de la demanda en los próximos seis años. A partir del 2018 se observa hasta dos casos con VEREC mayor al 3% en los veranos
- Se observan consumos de GNI que muestran tendencia al alza desde 2017 hasta el fin del horizonte.
- La disponibilidad de GNI en la costa como la considerada en este estudio, podría limitar el consumo de combustibles líquidos a las plantas del interior a los escenarios de baja hidrología.
- Es conveniente definir los escenarios futuros con información más precisa sobre disponibilidad del gas Natural Nacional y del GNL. Es importante establecer escenarios de costos de GNL puestos en planta.



Varios





■ filial de isa

 www.xm.com.co

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS PARA XM S.A. E.S.P.

2012