



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación – CNO

Documento XM - CND – 024

Jueves, 9 de abril de 2015

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

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

Dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

Reunión Ordinaria

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND – 024

Jueves, 9 de abril de 2015

Contenido

Situación operativa

- Mantenimientos gas
- Indicadores de calidad de la operación
- Experiencias operativas

Variables en el SIN

- Reservas y aportes
- Generación
- Demanda

Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo
- Análisis energético de largo plazo

Situación eléctrica

- Restricciones en el SIN



Situación operativa





Mantenimientos gas

Mantenimientos del sector gas relevantes en el SIN (abril - mayo)

Campo de Producción Cupiagua

- **Horizonte:** Del 25 de marzo al 07 de Abril
- **Agente Involucrado:** ECOPETROL
- **Restricción:** Campo de producción Cupiagua fuera de servicio.
- **Balance de los trabajos:** Mantenimiento coordinado de manera satisfactoria.
 - Los trabajos fueron coordinados con la salida total de la planta Termocentro.
 - Las plantas térmicas en el interior del país ofertaron acorde a su disponibilidad de combustible.
 - Por inconvenientes en el restablecimiento del campo, Ecopetrol pospuso el inicio de entregas para abril 08 e informó que las cantidades previamente aprobadas para abril 07 serían respaldadas.

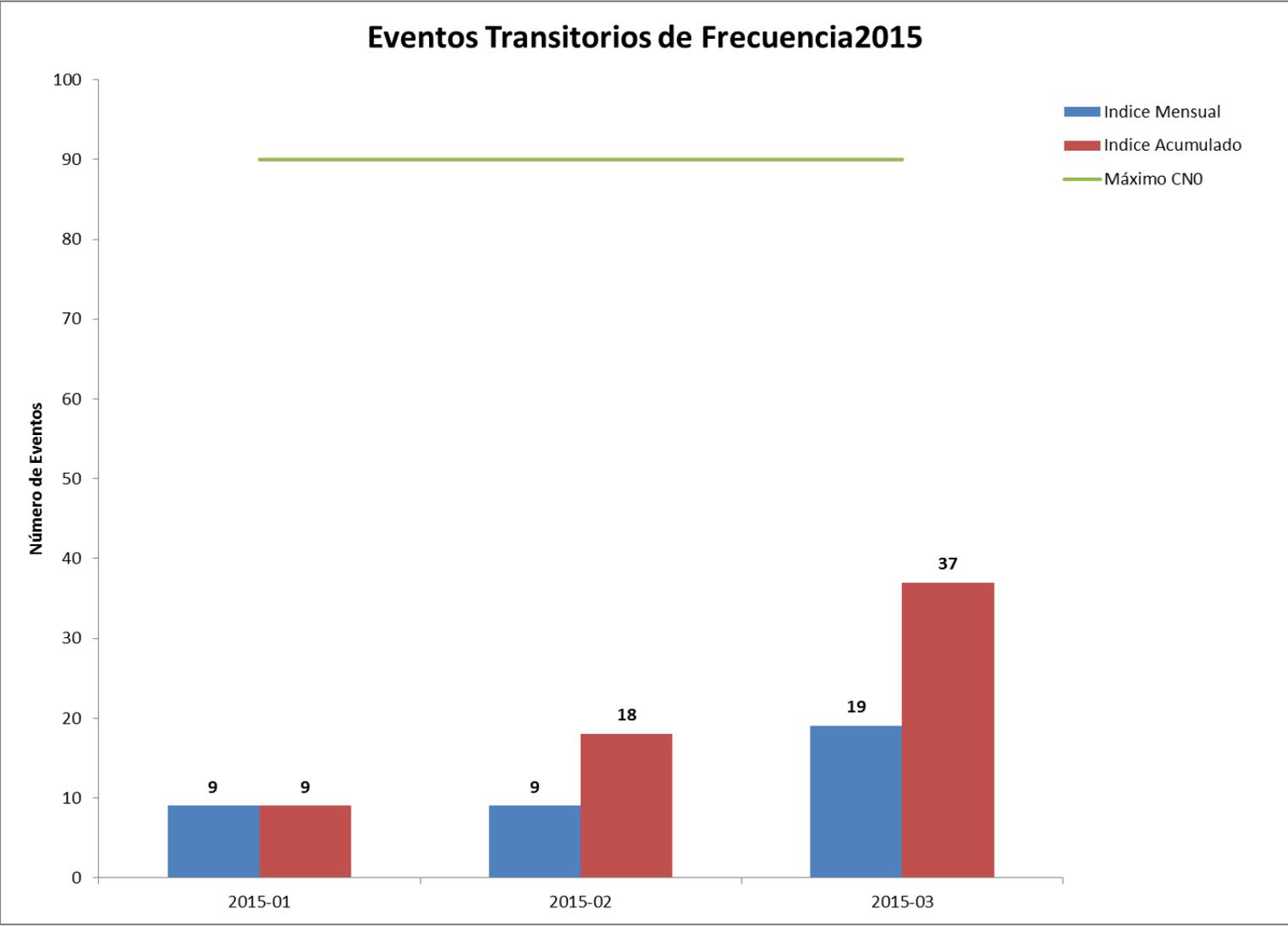
Campo de Producción Guajira

- **Horizonte:** 16, 17 y 18 de Mayo
- **Agente Involucrado:** CHEVRON
- **Restricción:** Disponibilidad Campo Guajira:
 - Mayo 16 – 400 MPCD, mayo 17 – 241 MPCD, mayo 18 – 239 MPCD
- **Impacto:** Se tendrá afectación para el sector Termoeléctrico en costa Caribe. Se requiere coordinación gas-electricidad-Líquidos.
- Los trabajos tendrán perfil horario de disponibilidad del campo, el cual esta en proceso de ser informado por CHEVRON. Estos trabajos serán coordinados en el COMI del 09 de abril.



Indicadores de calidad

Eventos Transitorios de Frecuencia



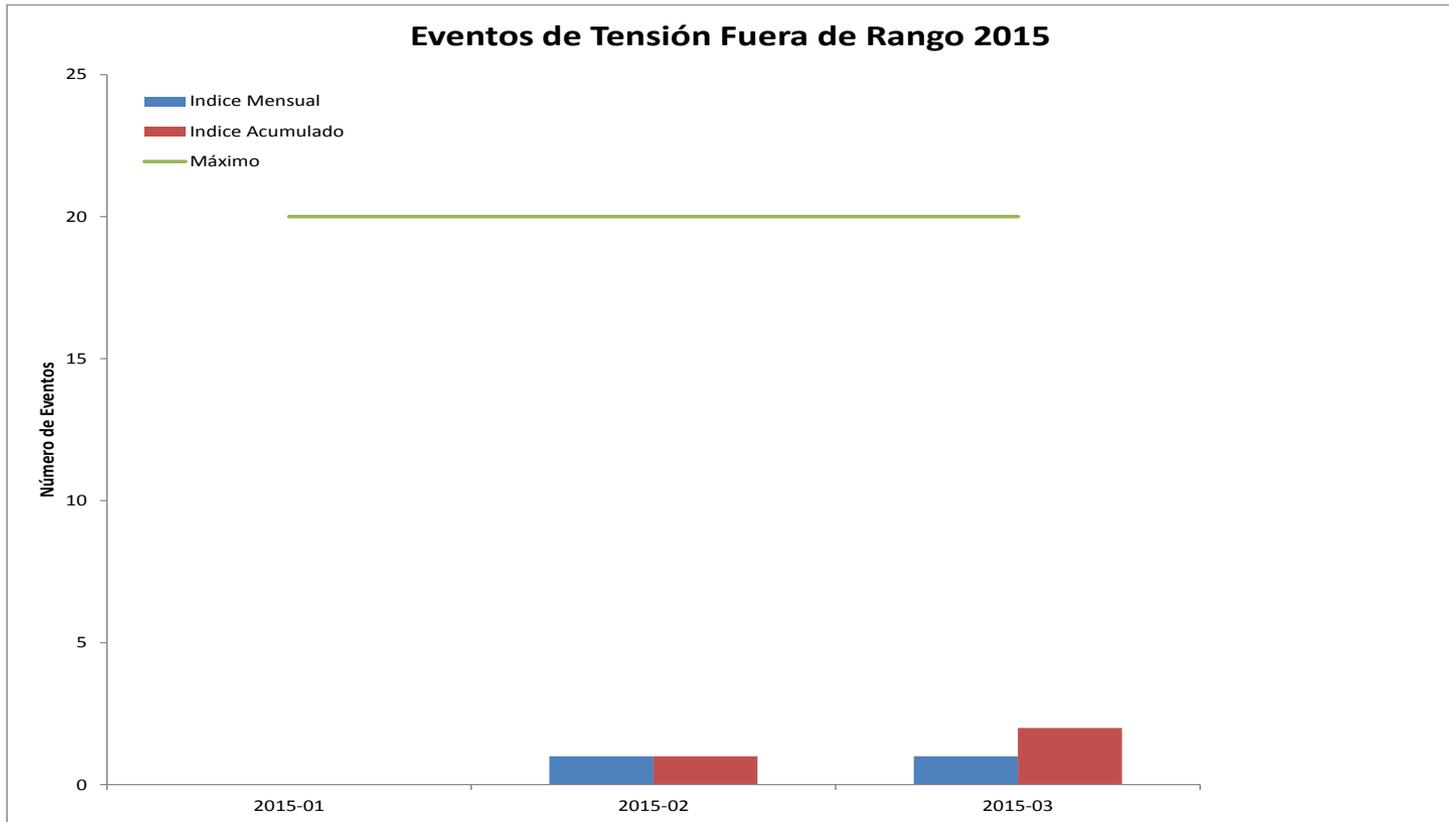
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



filial de isa

Tensión fuera de rango

En el mes de marzo se presentó un (1) evento de tensión en el sistema.

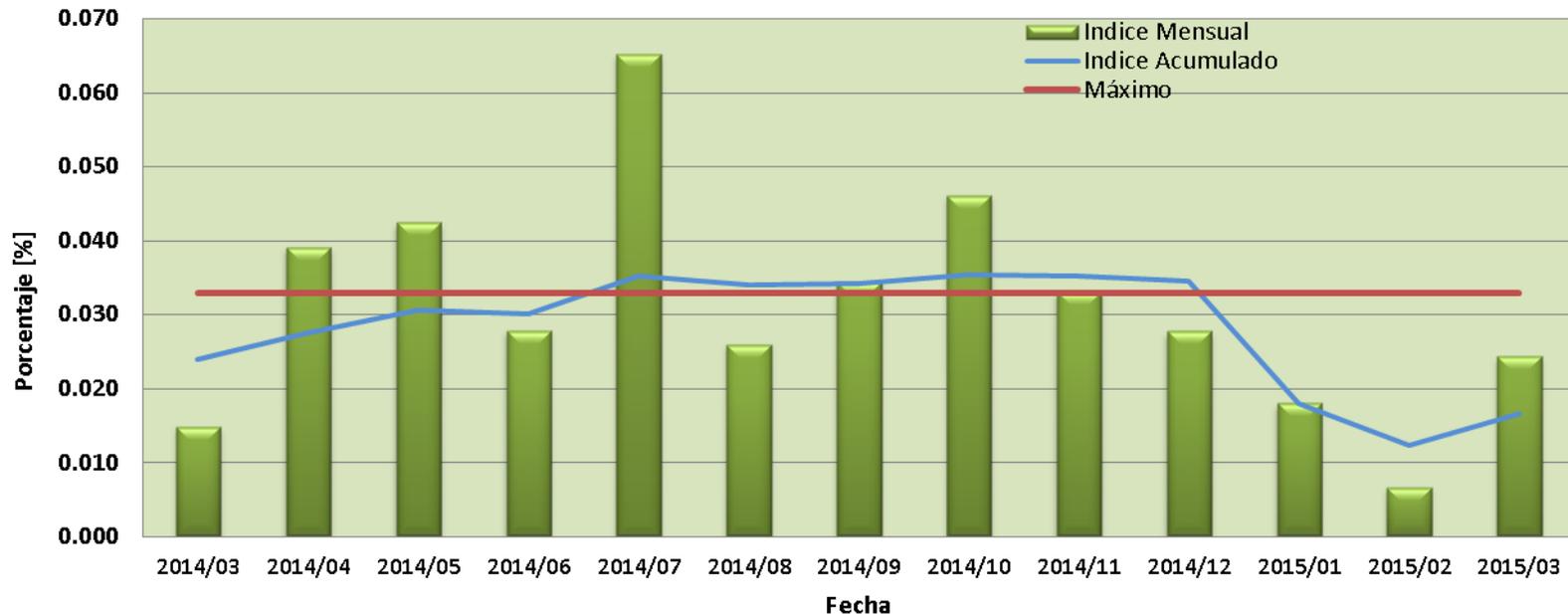


El día 10 de marzo de 2015 a las 10:32 horas dispararon todos los elementos asociados a la subestación Termo Flores II 220 kV, con aproximadamente 350 MW de generación de TermoFlores IV. El agente reporta disparo asociado a la consignación C0112399 sobre el modulo común de Termo Flores II 220 kV. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.59 Hz.



Porcentaje de DNA Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada

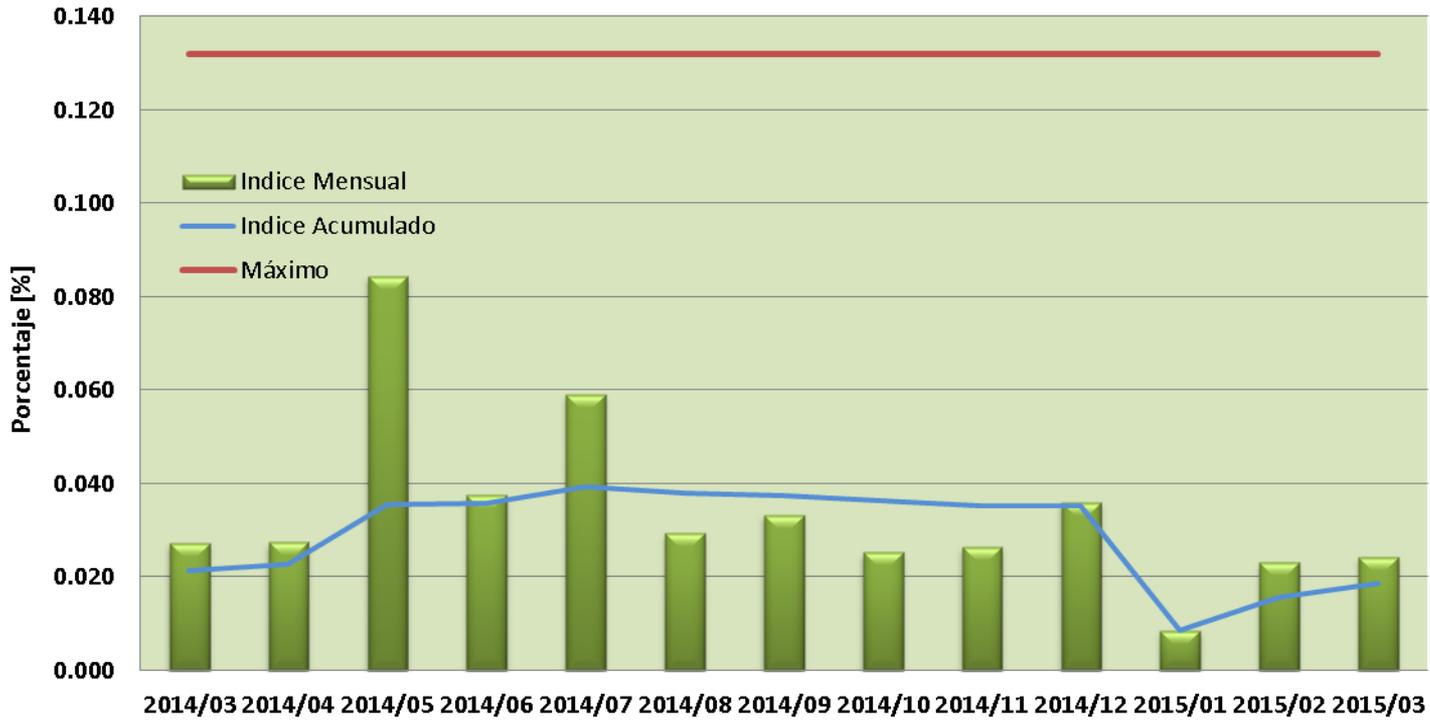


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de marzo 1.33 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- 12/03/2015. DNA de 193.22 MWh por trabajos de las consignaciones nacionales C0118900 y C0118905 sobre los activos Jamondino - Junin 115 kV y Junin - Buchely 115 kV.
- 25/03/2015 . DNA de 278.74 MWh y 26/03/2015 . DNA de 251.17 por MWh por trabajos de las consignaciones nacionales, con las que se hizo apertura de los circuitos Los Palos - Toledo 230 kV, Toledo - Samore 230 kV, Samore - Banadia 230 kV y Banadia - Caño Limón 230 kV

Porcentaje DNA No Programada

Eventos de Demanda No Atendida No Programada



Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de marzo 1.33 GWh . Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- 31/03/2015 DNA de 108.94 MWh Indisponibilidad del circuito Cuestecitas-Riohacha 110 kV. El agente reporta que encontró un pararrayos reventado en la subestación Riohacha 110 kV.
- 31/03/2015 DNA de 246.84 MWh Indisponibilidad de la bahía de línea en Planeta Rica hacia Cerromatoso 110 kV quedando sin tensión la subestación Planeta Rica 110 kV. El agente reporta actuación de protección mecánica en el transformador de Planeta Rica 110/34.5/13.8 kV.

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Amortiguamiento del modo de muy baja frecuencia

SÉPTIMO: Mide el comportamiento global del amortiguamiento del modo de oscilación de muy baja frecuencia presente en el SIN, evidenciado en el seguimiento operativo diario mediante el reporte de los modos de oscilación.

- Se calcula como: $I = (\text{Numerador}/\text{Denominador}) * 100$

Dónde:

Numerador:

Se consideran los modos de oscilación del SIN con las siguientes características:

Frecuencia	Amplitud	Amortiguamiento	Amortiguamiento sostenido	Duración
< 0.1 Hz	> 40 mHz	< 10%	< 20%	> 60s

Denominador:

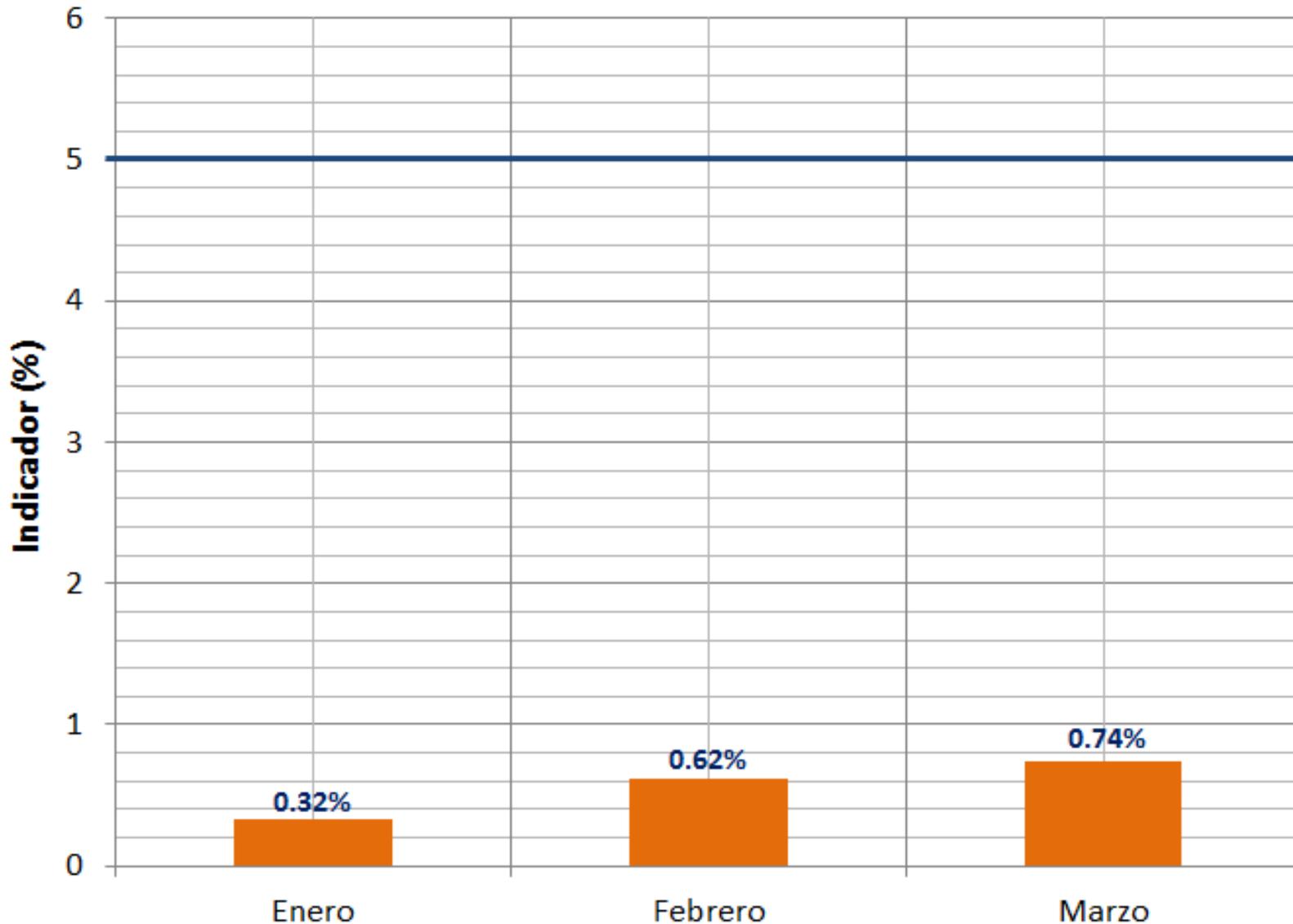
Se determina el porcentaje de participación de éstos modos, respecto al total de modos identificados con las siguientes características:

Frecuencia	Amplitud	Amortiguamiento	Amortiguamiento sostenido	Duración
< 0.1 Hz	> 10 mHz	Cualquiera	Cualquiera	> 60s

Se excluyen los eventos en el STN >N-1 (exceptuando las condiciones que estén siendo cubiertas en la operación) y/o eventos de pérdida de generación ≥ 273 MW.



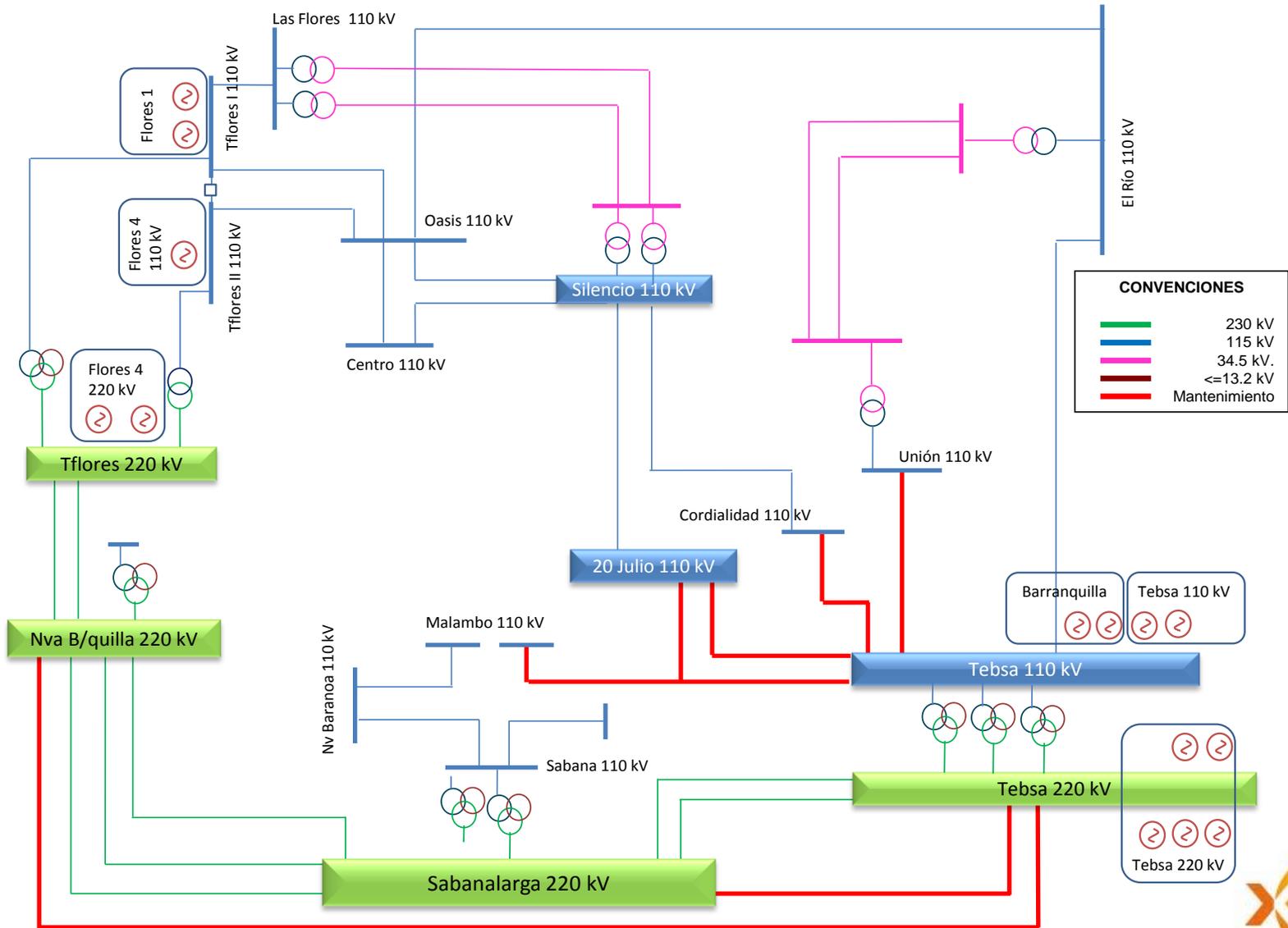
Amortiguamiento del modo de muy baja frecuencia





Experiencias operativas

Mantenimiento C011973 y C0119353



Riesgo Demanda No Atendida No Programada en Barranquilla

Consignaciones de alto impacto para la subarea Atlántico, que debieron finalizar el viernes 3 de abril (P18), se extendieron hasta el sábado 4 de abril (P16), generando riesgos para la atención confiable y segura de la subarea.

- ✓ Se recomendaron traslados de carga (desde Silencio a Oasis).
- ✓ Alto riesgo de desatención de demanda, no programada, en Barranquilla.
- ✓ Entre el periodo 10 y el 15 la línea Oasis - Silencio 110 kV alcanzó el 94% de cargabilidad en estado estacionario.
- ✓ Entre el periodo 1 y el 15 no se soportaban contingencias Oasis - Silencio 110 kV ni Oasis - Centro 110 kV.
- ✓ Entre los periodos 8 y el 15 no se soportaban, adicional a las anteriores, contingencias TermoFlores I - Oasis 110 kV ni TermoFlores II - Oasis 110 kV.
- ✓ Fue necesario dejar en línea generación en Flores 1 y Flores IV (generación de seguridad) y limitar generación en TEBSA.

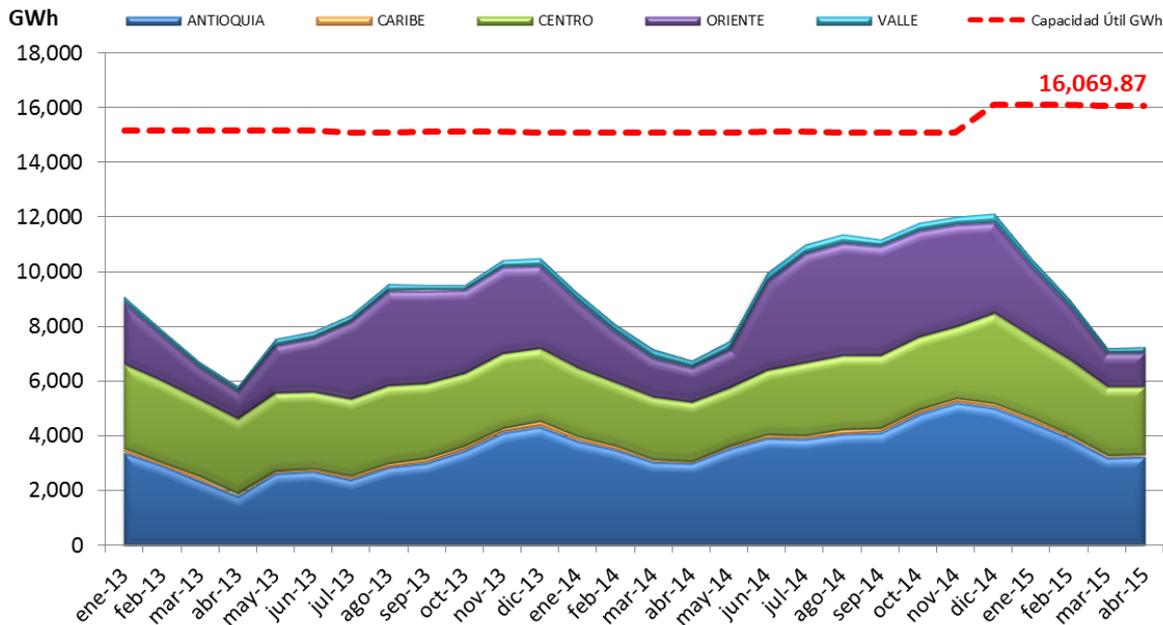


Variables en el SIN



Reservas hídricas

Reservas hídricas SIN

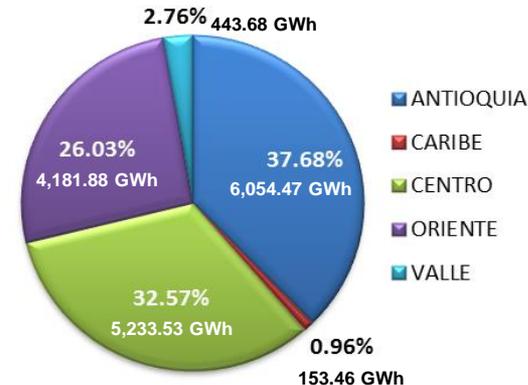


En marzo de 2015 las reservas finalizaron en: **45.11%**

Estado actual del SIN – Abril 8



Capacidad Útil



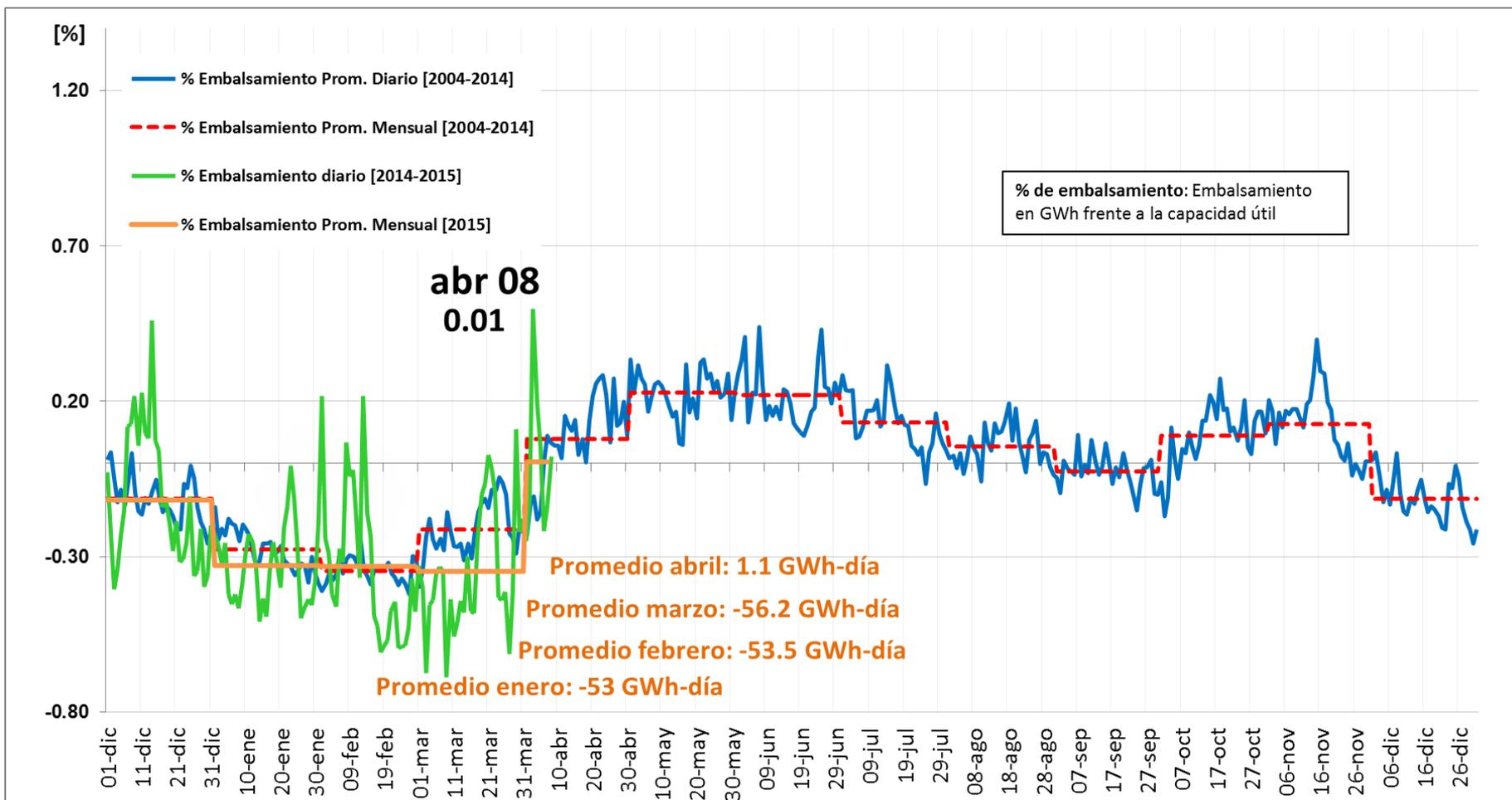
Porcentaje de las reservas que representan en el SIN

La capacidad útil ha variado (disminuyó en 21.8 GWh) por actualización de los Factores de Conversión Medianos (Acuerdo 694).

EPSA reportó FC medianos posterior al plazo (enero 1 - a marzo 31). Esta pendiente el reporte de Chivor.



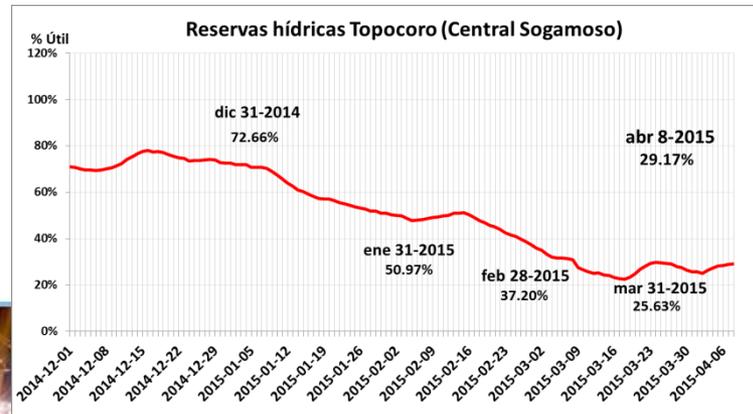
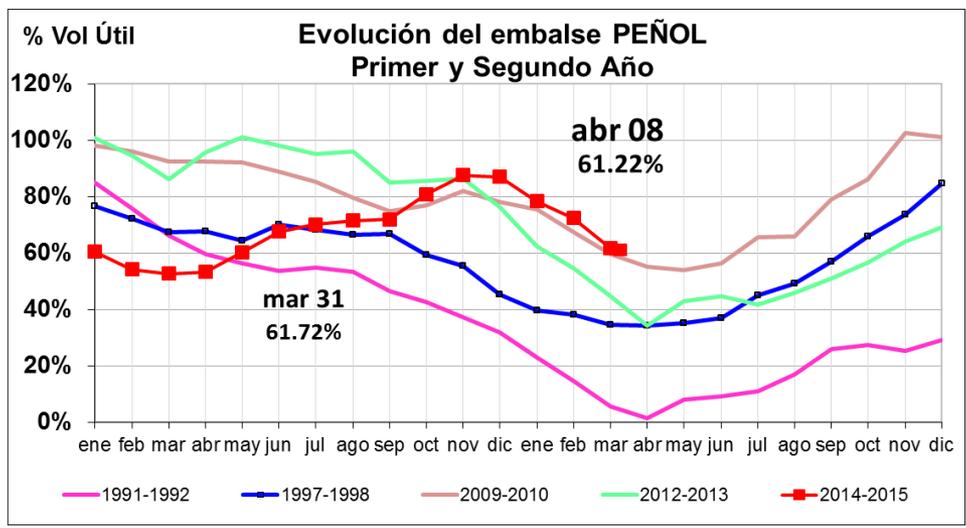
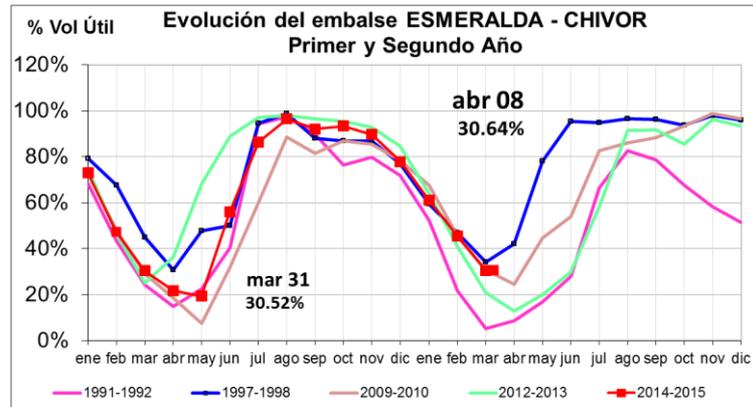
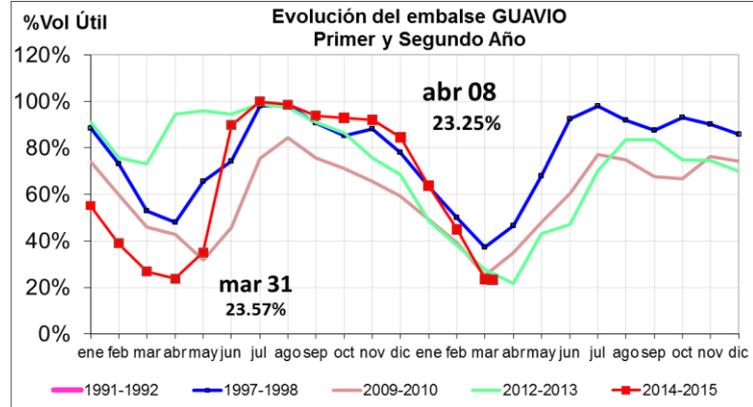
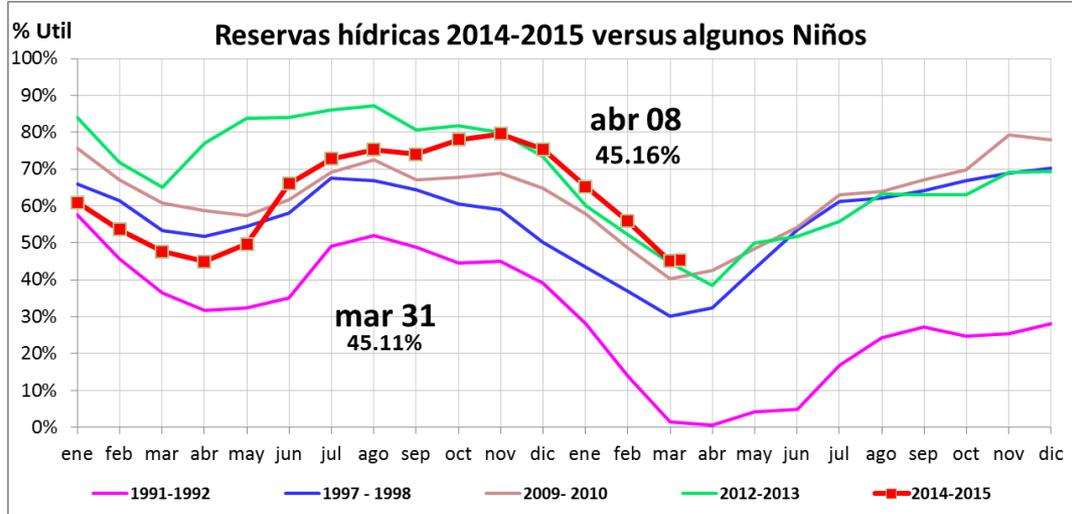
Desembalsamiento



Desde el 30 de noviembre de 2014 a la fecha, el embalse agregado del SIN ha disminuido en 33.53 puntos porcentuales (5,407.39 GWh), lo que equivale a un desembalsamiento promedio de 42.58 GWh-día.



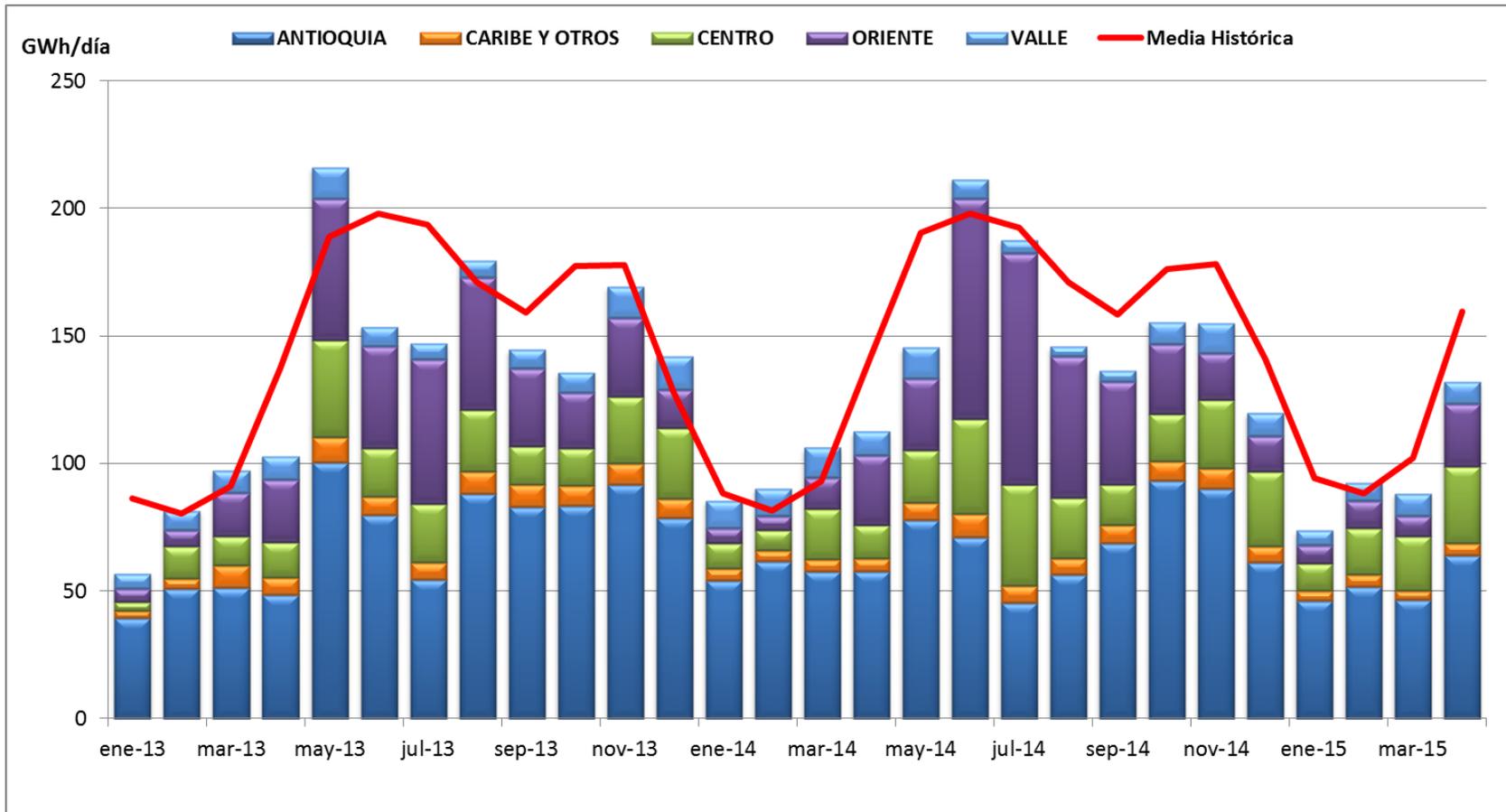
Evolución del embalse agregado SIN y Principales embalses



Datos hasta el 8 de abril de 2015

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Seguimiento aportes hídricos históricos SIN – enero 2013 - abril 2015 (aporte regional acumulado)



Nota: Los aportes acumulados son calculados con la información operativa informada por los agentes

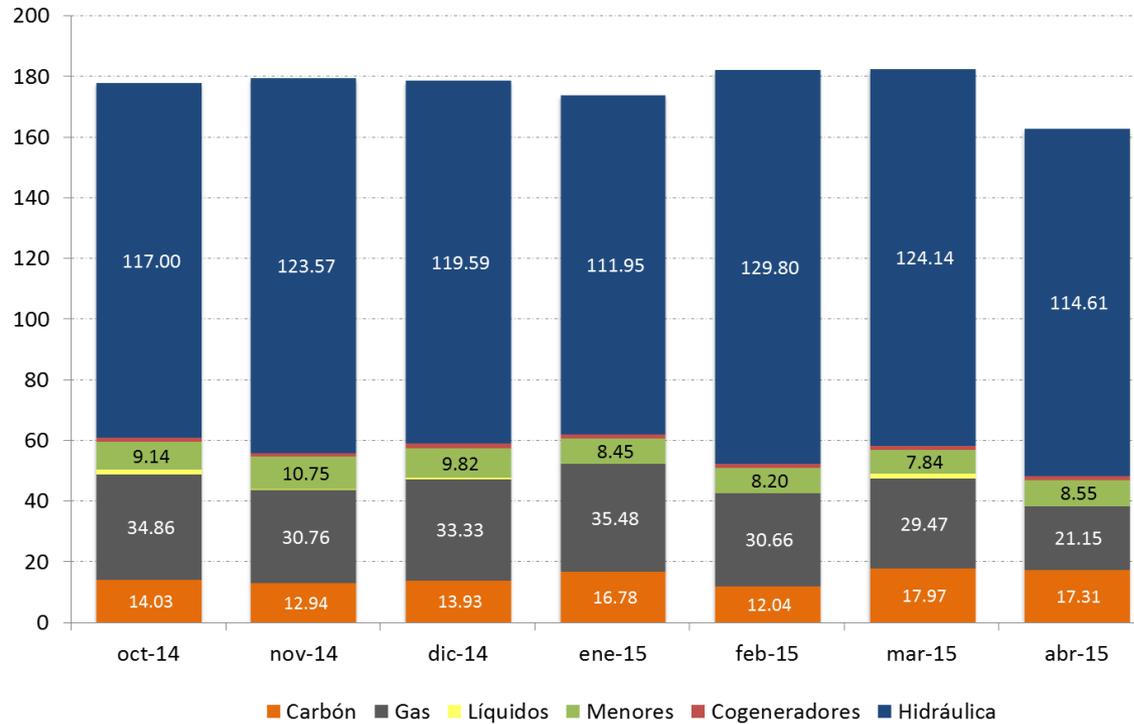
Los aportes hídricos de marzo de 2015 terminaron en 88.29 GWh-día (86.46%). Por su parte en abril, hasta el día 8, se encuentran en 135.74 GWh-día (85.01%).



filial de isa

Generación

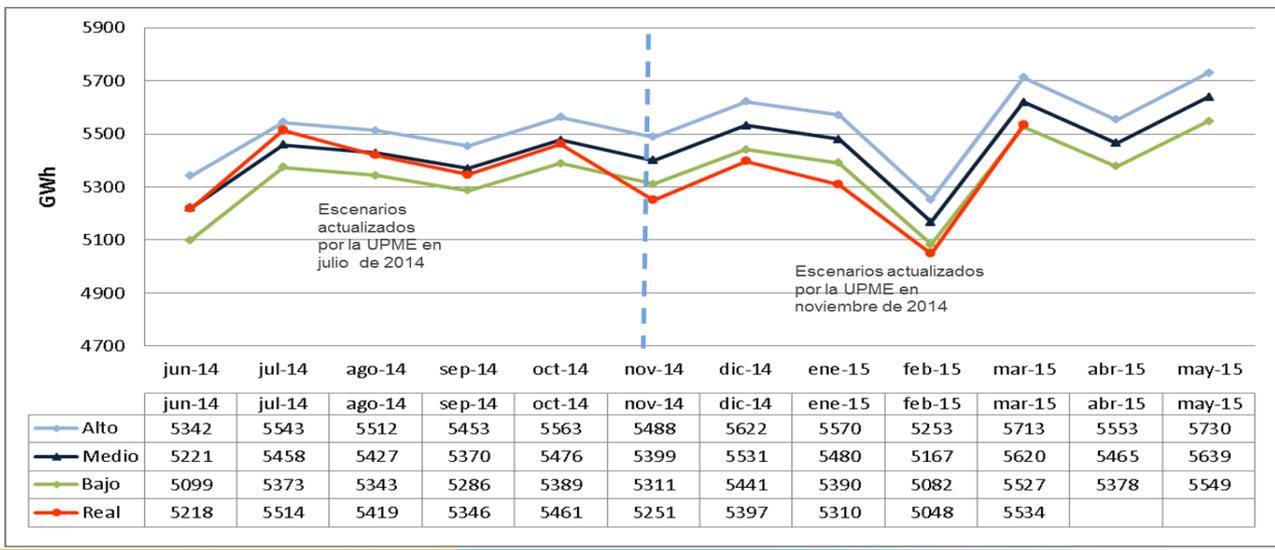
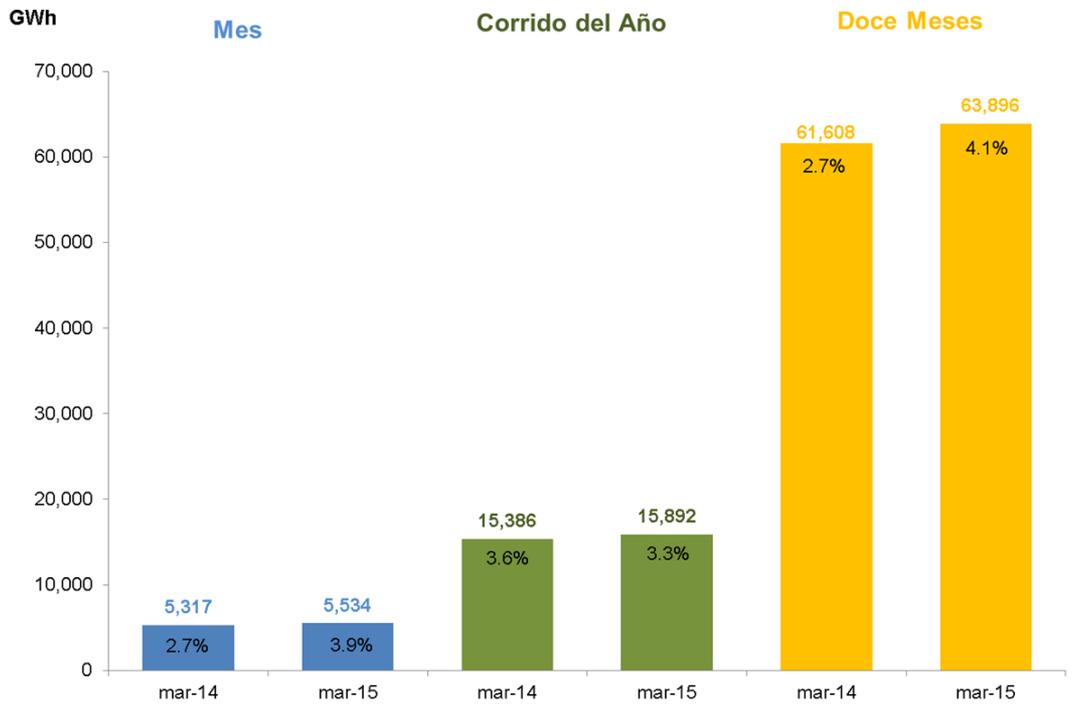
Generación promedio mes (GWh-día)



Generación - promedio mes (GWh-día)							
	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15
Térmica Total	50.38	43.95	47.73	52.31	42.78	49.16	38.46
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)							
A Ecuador	2.08	4.60	4.36	2.72	1.95	4.25	0.85
A Venezuela	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	2.08	4.60	4.36	2.72	1.95	4.25	0.85
Importaciones - promedio mes (GWh-día)							
Desde Ecuador	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03



Demanda de energía SIN – Marzo 2015 (Preliminar)



Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



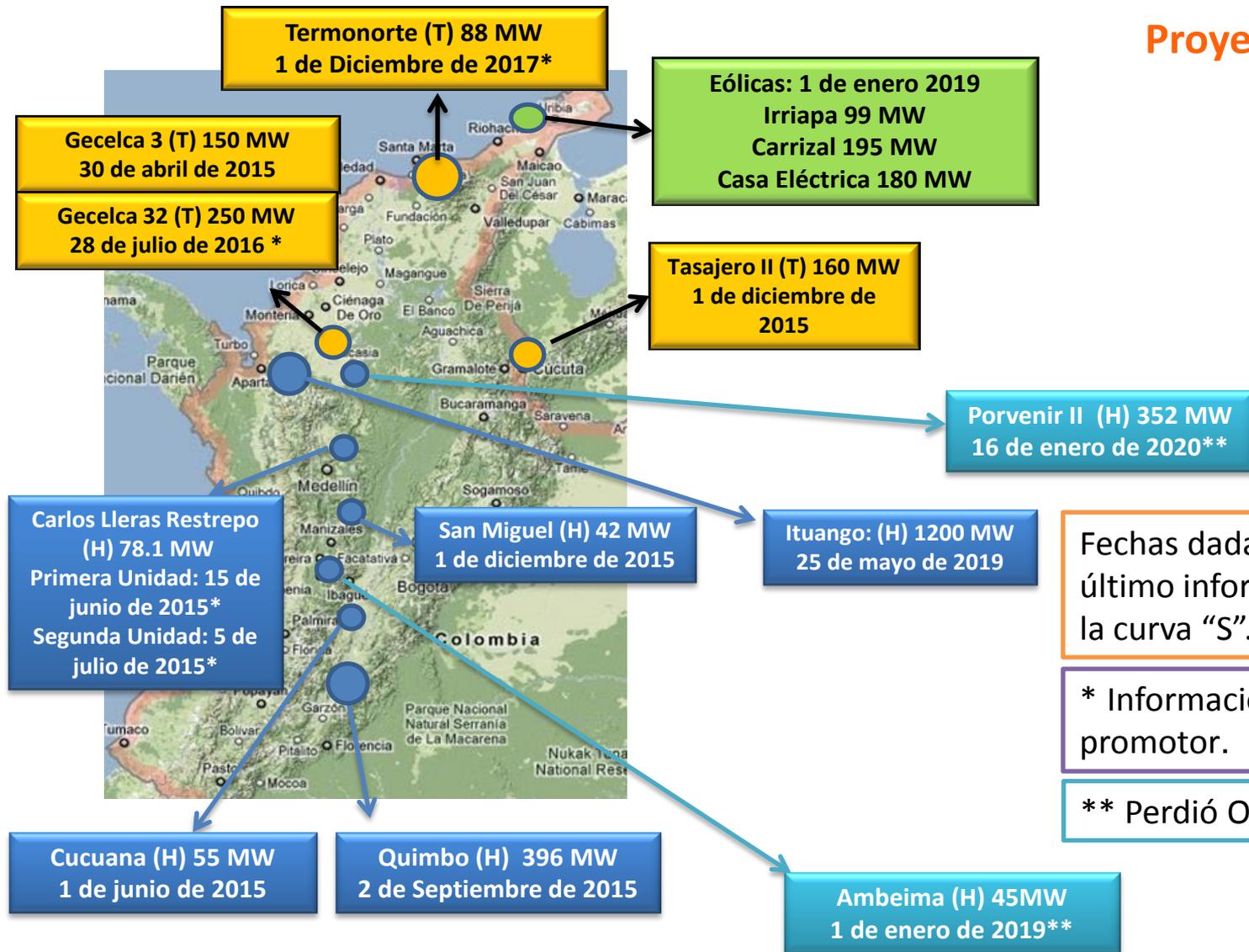
Panorama energético



■ filial de isa

Información básica simulaciones

Proyectos de generación



Fechas dada por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".

* Información suministrada por el promotor.

** Perdió OEF.



Análisis Energético Mediano Plazo

Información básica simulaciones

Información general 2 años

Demanda

Escenario Medio UPME
Rev. (marz/2015)



*Información suministrada por
CENACE. Reunión bilateral 25/02/15

Tipo de Estudio e Hidrología

Estocástico 100 series
sintéticas

3 hidrologías
determinísticas

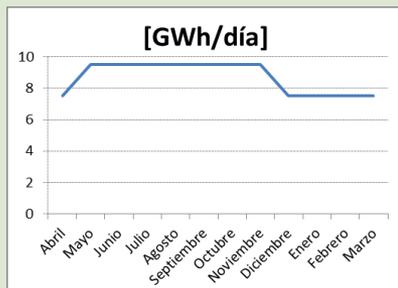
Precios de combustibles

Precios UPME
(Diciembre de 2014) +
Gas OCG a 11.28
US\$/MBTU

Costos de racionamiento

Último Umbral para
abril de 2015 publicado
por la UPME 6631.91
\$/kWh

Plantas menores



Desbalance Hídrico

14 GWh/día

Parámetros

Heat Rate Térmicas: valores
reportados incrementadas
en 15%.

IHF reportados para el
cálculo de la ENFICC
(Unidades térmicas)

IH e ICP calculados para las
plantas hidráulicas

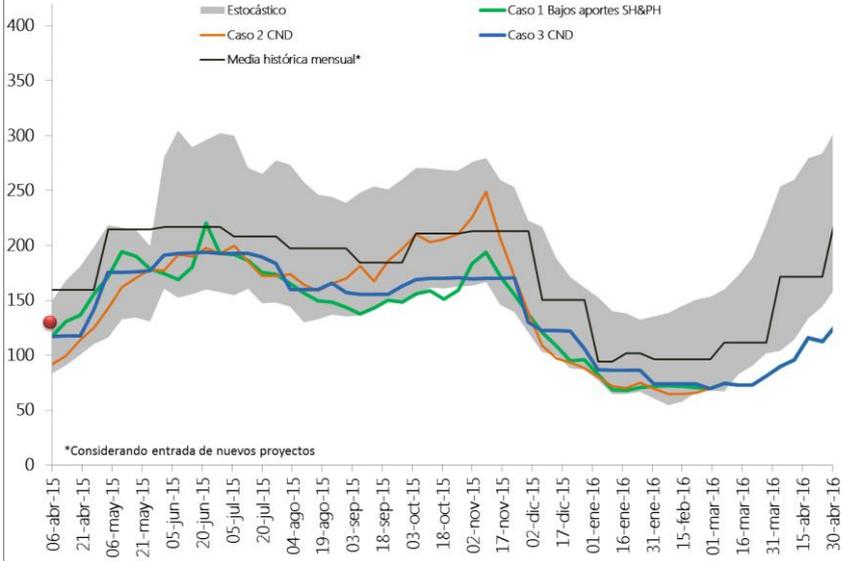
Combustible

Contratos de líquidos
y gas. Los contratos de
gas incluyen las
cantidades reportadas
por los agentes en el
mercado secundario al
CNO.

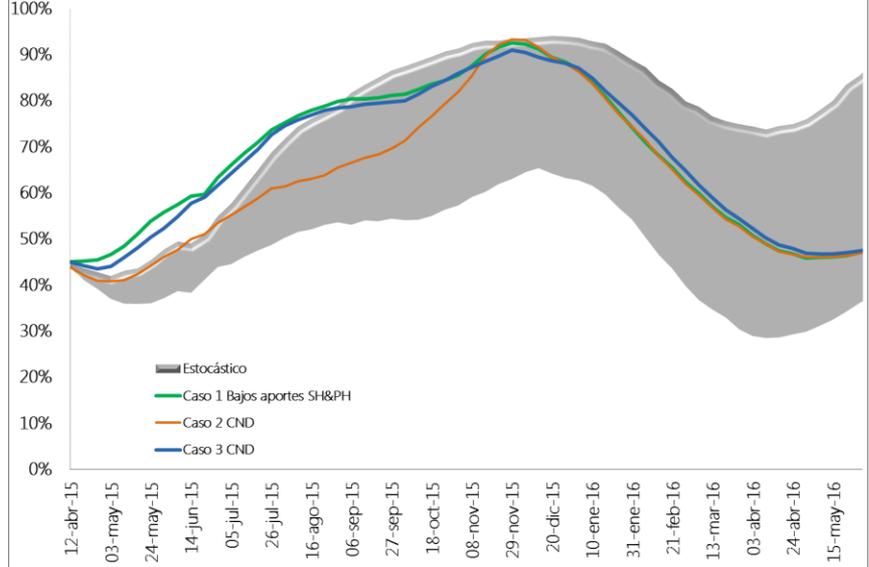
Panorama energético

(*) Caso 1 - Bajos Aportes SH (marzo 2015)
 (*) Caso 2 - GESS percentil 10 + año 1992
 (*) Caso 3 - Analogía Climática Esperada (año 53-54)

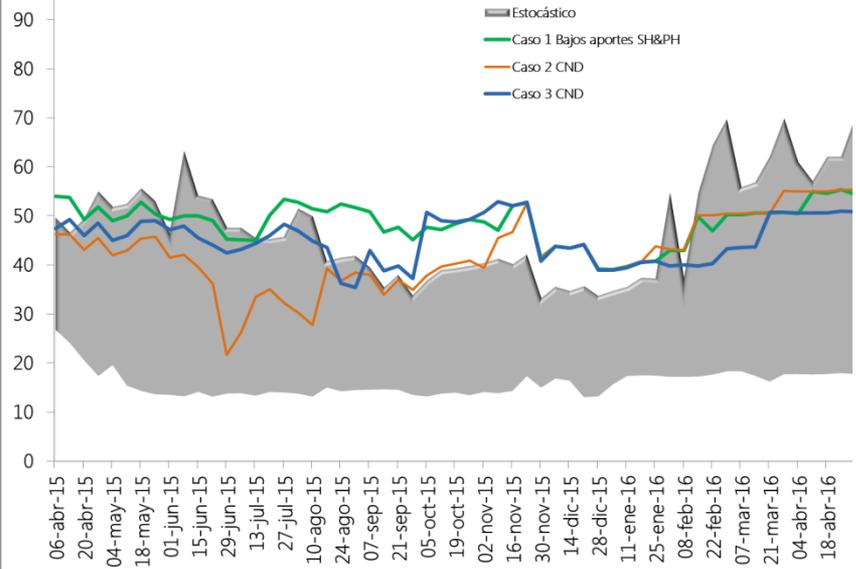
Aportes del SIN [GWh/día]



Evolución del embalse agregado del SIN



Generación térmica [GWh/día]



Con la información y escenarios considerados en el modelo energético, se observa que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda nacional en forma satisfactoria durante el horizonte presentado.

La posibilidad de que las condiciones de calentamiento en el Pacífico continúen y/o se refuercen en 2015, podrían ocasionar la disminución de los aportes hídricos frente a los históricos. De allí la necesidad de mantener el monitoreo permanente a la evolución de la situación hidroclimática incorporándola en el análisis energético.



Análisis Energético Largo Plazo

Información básica simulaciones

Información general 10 años

Demanda

Escenario Medio UPME
Rev. (Nov/2014)

Tipo de Estudio e Hidrología

Estocástico 100 series
sintéticas

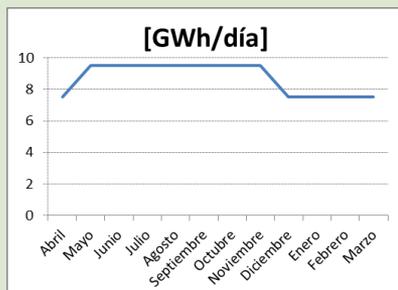
Precios de combustibles

Precios UPME
(Diciembre de 2014) +
Gas OCG a 11.28
US\$/MBTU

Costos de racionamiento

Último Umbral para
marzo de 2015
publicado por UPME

Plantas menores



Desbalance Hídrico

14 GWh/día

Parámetros

Heat Rate Térmicas:
valores reportados
incrementadas en 15%.

IHF reportados para el
cálculo de la ENFICC
(Unidades térmicas)

IH e ICP calculados para las
plantas hidráulicas

Combustible

Contratos de líquidos (todo
el horizonte) y gas (2015-
2016) reportadas por los
agentes en el mercado
secundario al CNO.

Entrada de la planta de
regasificación Enero de
2017.

Se incluye sensibilidad al
atraso de la planta de
regasificación de un año.

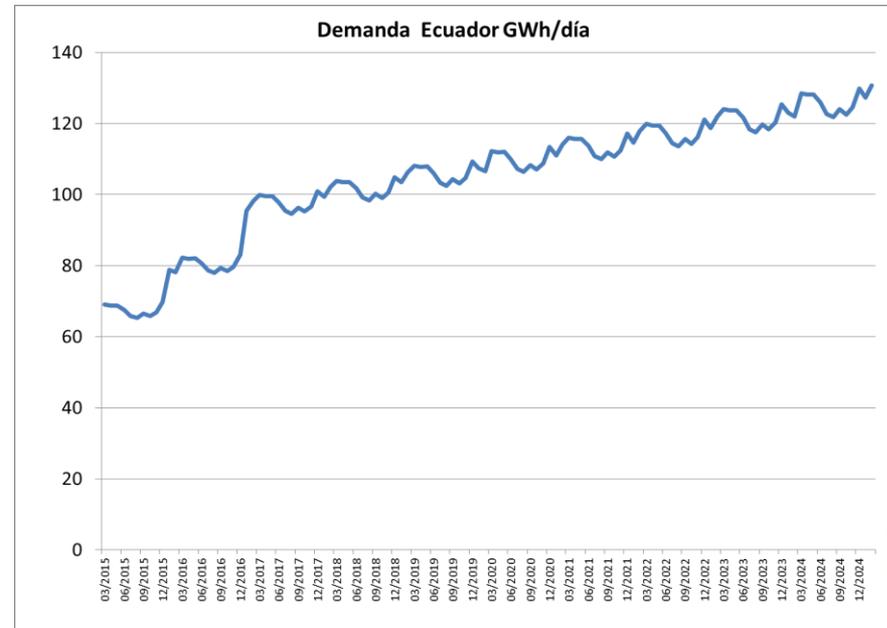
Información básica simulaciones

Plan de expansión de Ecuador

Proyecto Hidráulico	Capacidad [MW]	Fecha
San José de Tambo	8	abr-15
San Bartolo	48.7	abr-15
Chorrillos	3.96	jun-15
Dudas (Mazar - Dudas)	7.4	jul-15
Topo	29.2	ago-15
San Antonio (Mazar - Dudas)	7.19	sep-15
Paute - Sopladora U1	162	dic-15
Toachi - Pilatón, Sarapullo	49	dic-15
Coca Codo Sinclair U1, U2	360	feb-16
Paute - Sopladora U2	162	feb-16
Coca Codo Sinclair U3, U4	360	mar-16
Toachi - Pilatón, Alluriquin	253	mar-16
Quijos, U1	16.7	mar-16
Paute - Sopladora U3	162	abr-16
Delsitaniisagua, U1	60	abr-16
Quijos, U2	16.7	may-16
Coca Codo Sinclair U5, U6	360	jun-16
Delsitaniisagua, U2	60	jun-16
Quijos, U3	16.7	jul-16
Delsitaniisagua, U3	60	ago-16
Coca Codo Sinclair U7, U8	360	sep-16
Sabanilla	30	oct-16
Minas - San Francisco, U1	92	nov-16
Tigre	80	ene-17
Due	49.7	jul-17
Chirapi - Chon	351	oct-21
Cardenillo	588.3	dic-21
La union	87	nov-23
Tortugo	201	feb-25
Chesp - Preal	460	dic-25
Total	4501 MW	

Proyecto Térmico	Capacidad [MW]	Fecha
Termogas Machala	77	ago-15
Termogas Machala CC	100	abr-16
CCGas natural	375	sep-17
Pascuales	120	oct-23
Esclusas	100	oct-23
Babahoyo	80	oct-23
Chorrillo	400	oct-25
Total	1252 MW	

Otros Proyectos	Capacidad [MW]	Fecha
Fotovoltaico	25	jul-15



Información básica simulaciones

Límites intercambios con Ecuador

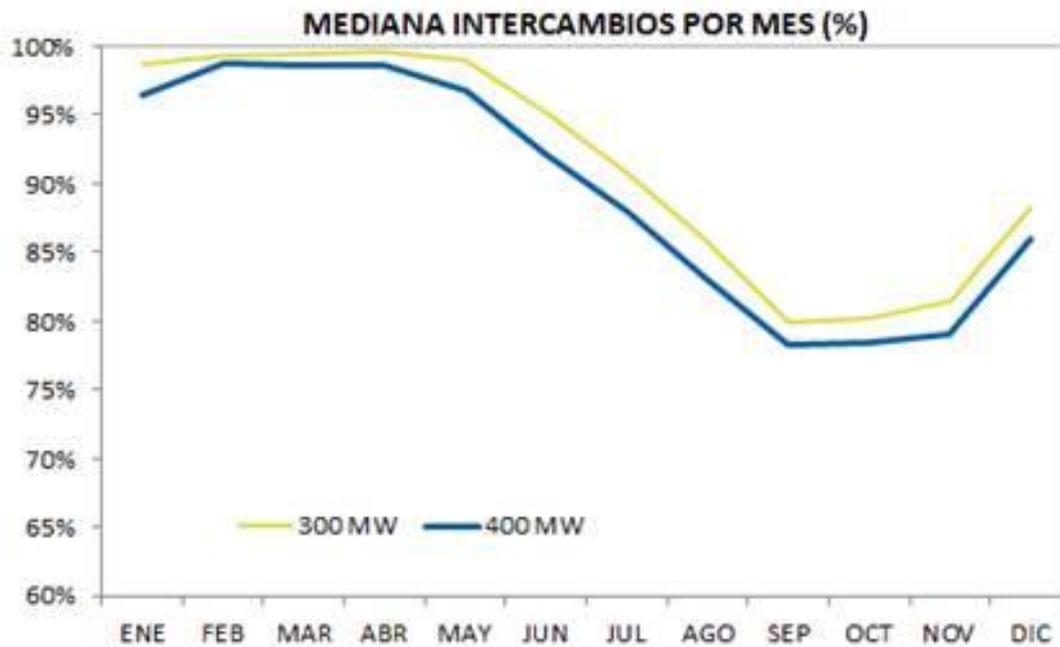
Despacho de Betania	Col ► Ecu [MW]			Condición Hidrológica	Ecu ► Col [MW]		
	Demanda				Demanda		
	Máxima	Media	Mínima		Máxima	Media	Mínima
0 (0U)	-	100	260	Alta Hidrología	0	100	200
60 (1U)	60	170	310				
120 (2U)	190	230	350				
180 (1U)	190	230	350				
180 (3U)	210	290	420	Baja Hidrología	50	100	200
360 (2U)	240	300	400				
540 (3U)	260	340	420				

Con la entrada de la generación de Coca Codo Sinclair en febrero de 2016, las transferencias de Ecuador hacia Colombia pueden ser aumentadas. Por lo tanto se estima que esta puede llegar a ser de aproximadamente 200 MW en todos los periodos del día.

* Ultimo estudio "GENERACIÓN DE SEGURIDAD Y LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE COLOMBIA Y ECUADOR" XM- Cenace Diciembre 2014.

Información básica simulaciones

Interconexión con Panamá

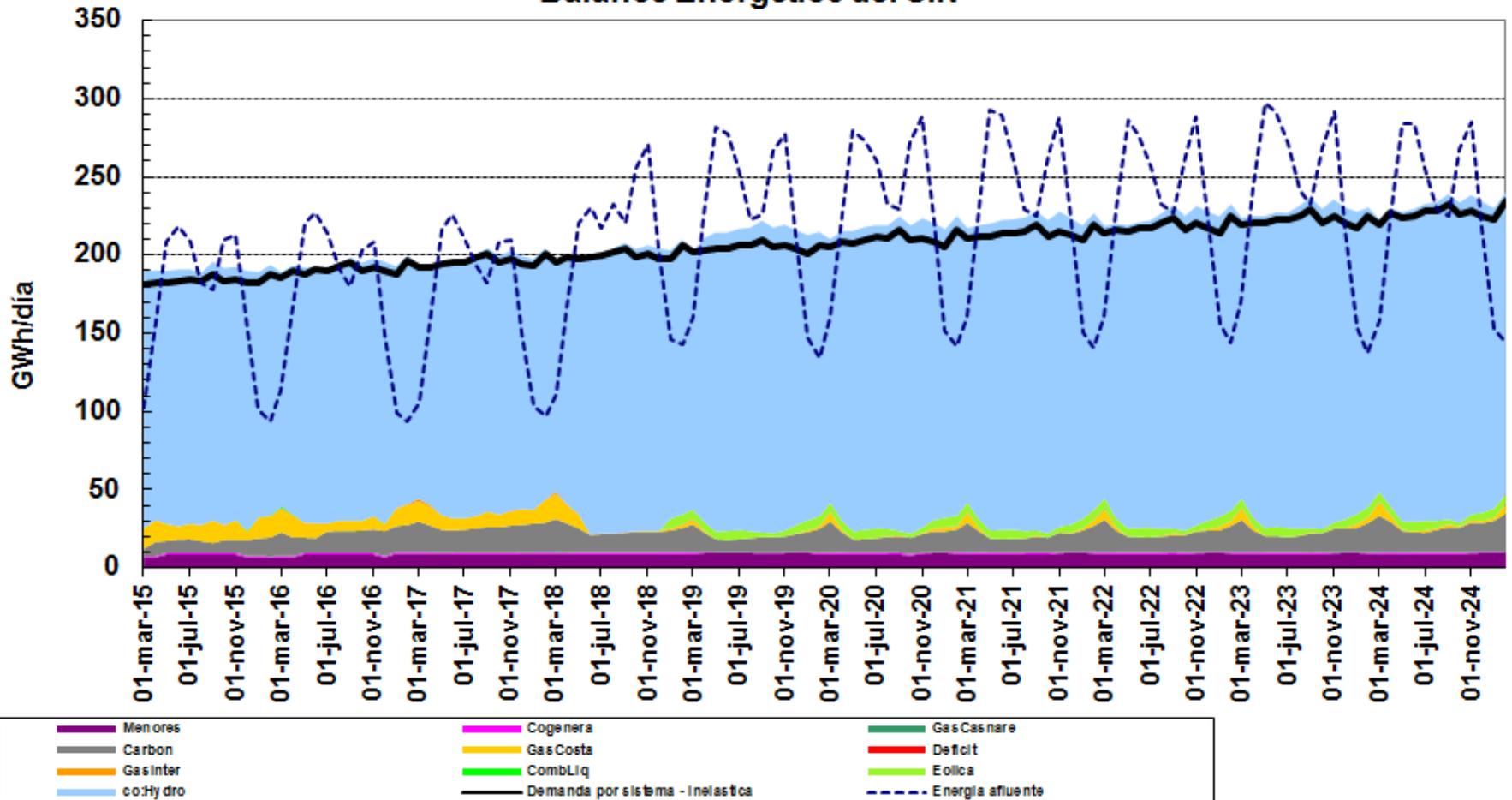


* Información suministrada por ICP

- Fecha de entrada: 1 de Enero de 2019
- Capacidad del enlace 400 MW (bipolo, con retorno metálico).
- Panamá hacia Colombia 0 MW.

Resultados

Balance Energético del SIN

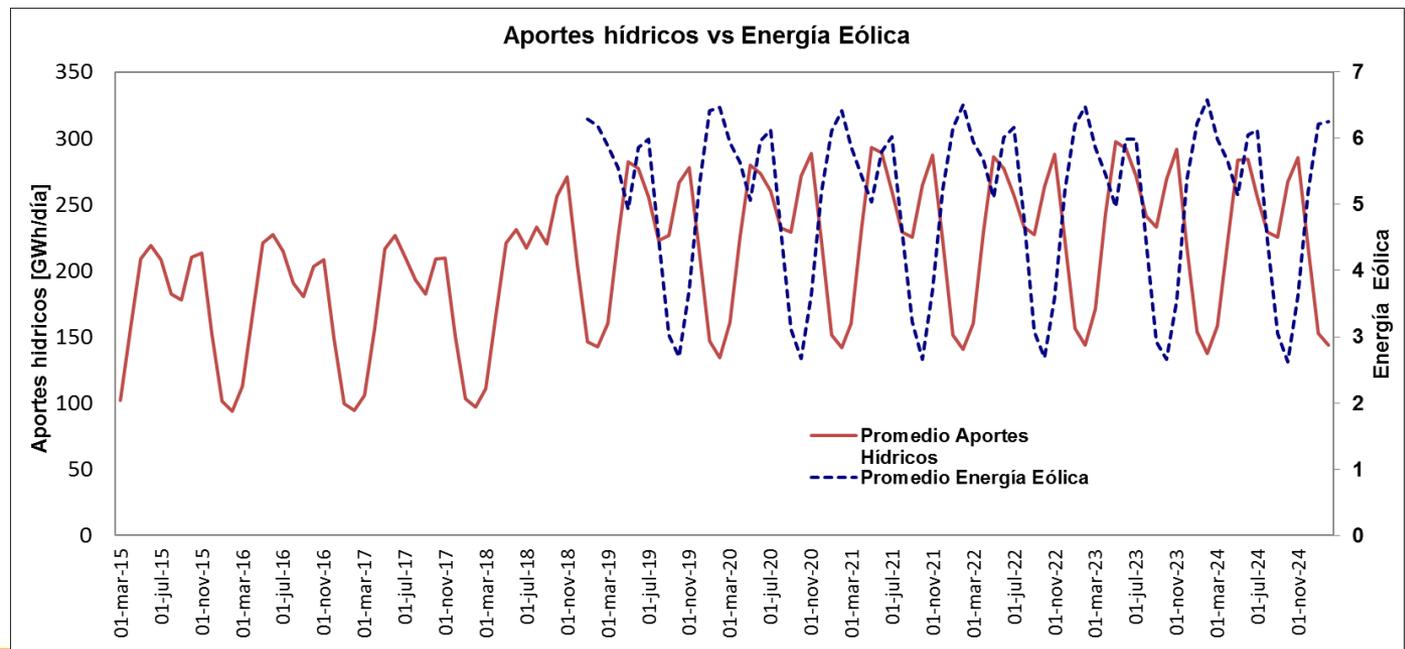
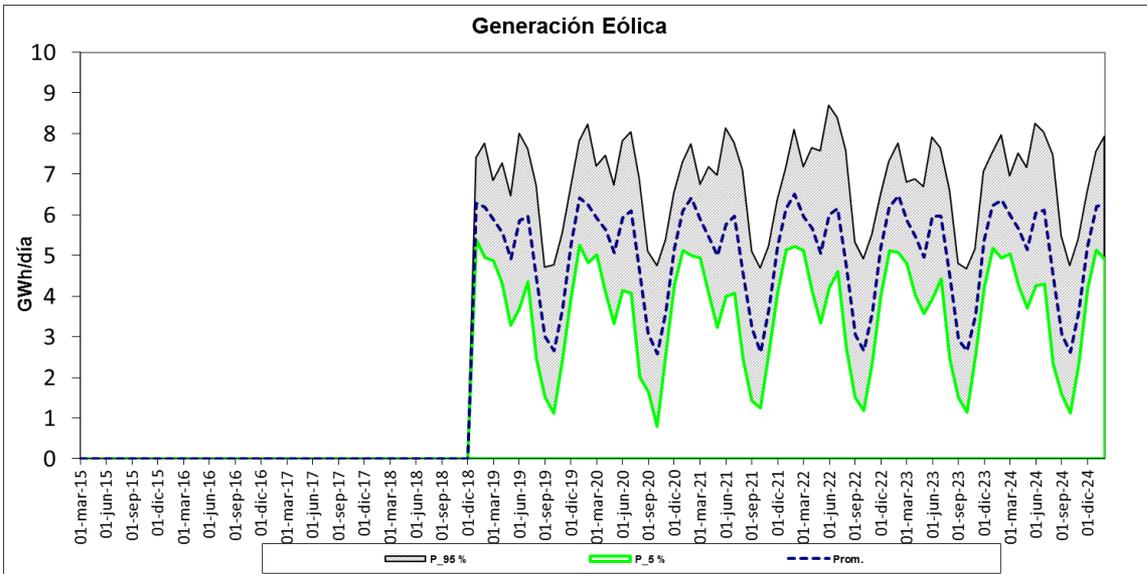


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

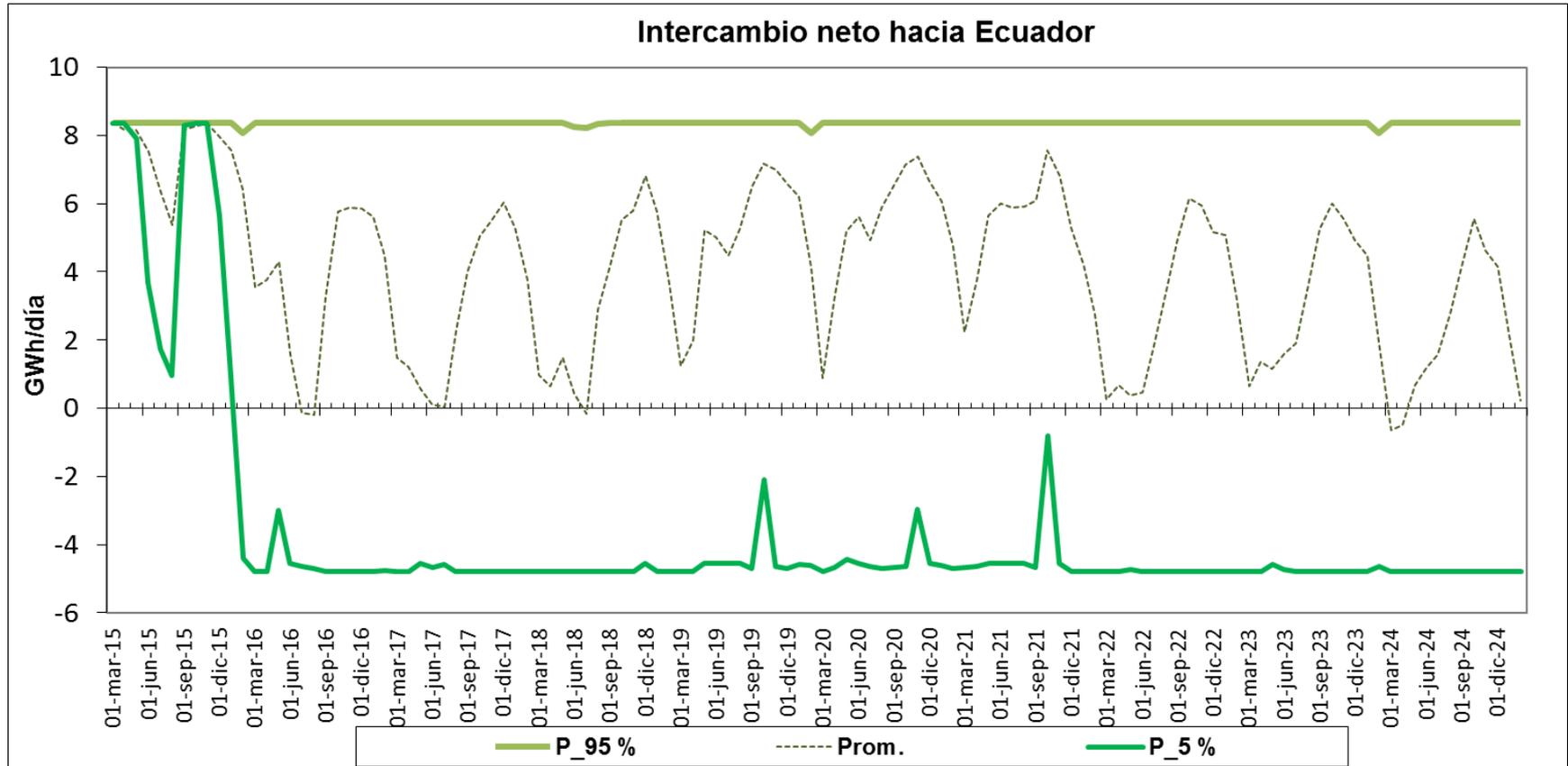


filial de isa

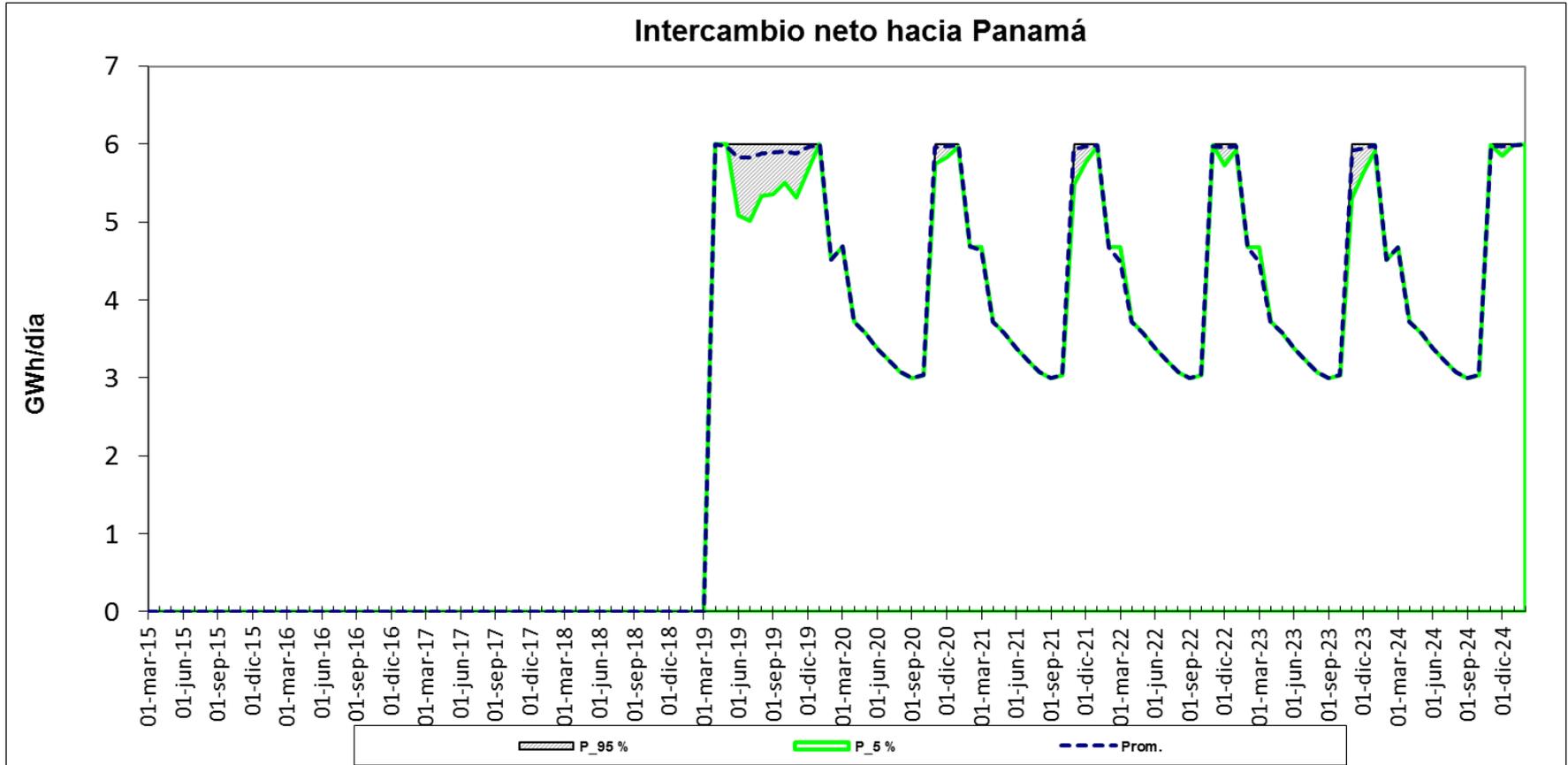
Resultados – Generación eólica



Resultados – Intercambios con Ecuador



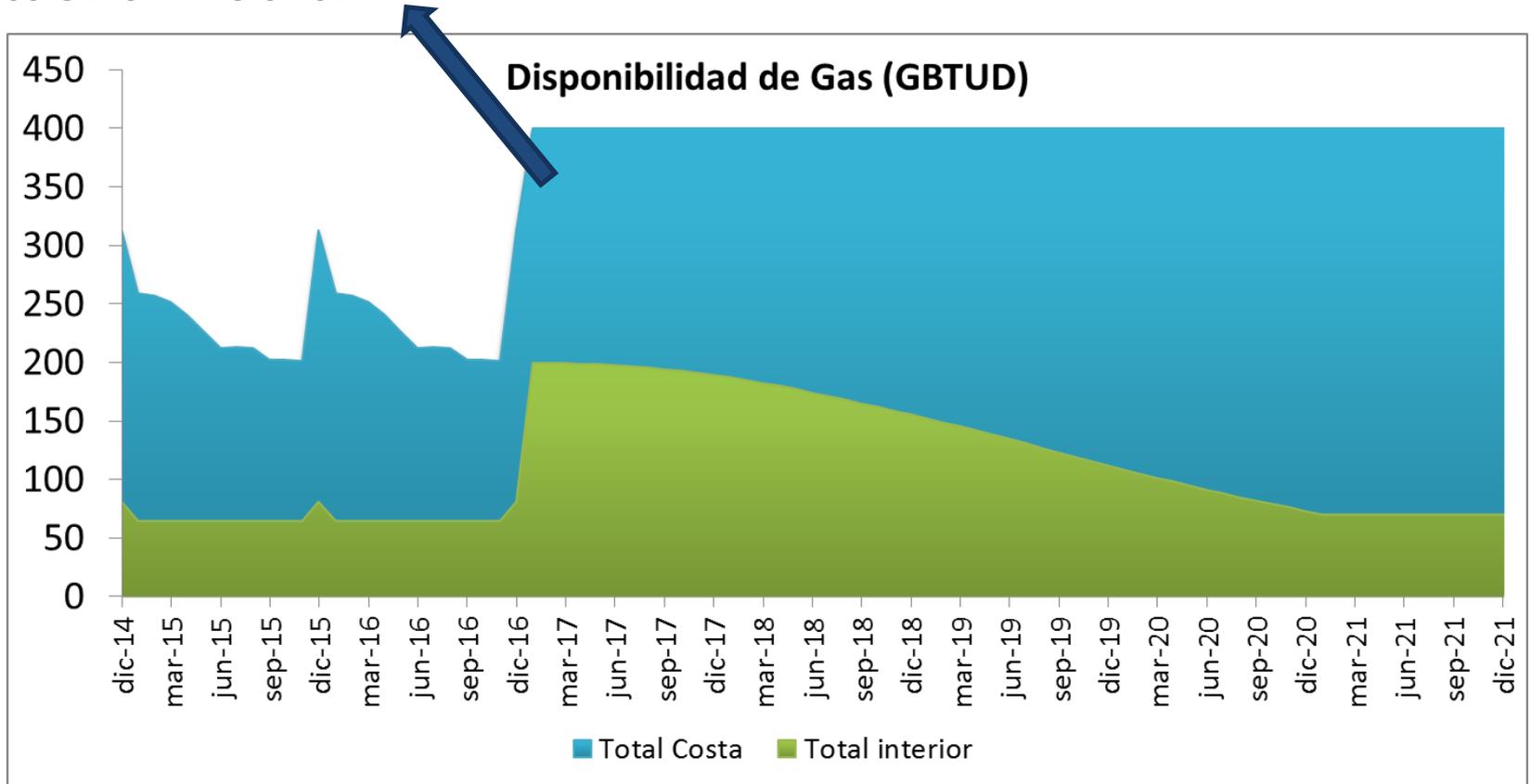
Resultados – Intercambios con Panamá



Información básica simulaciones

Disponibilidad de Gas

Planta de Regasificación
400 GBTUD. Enero 2017

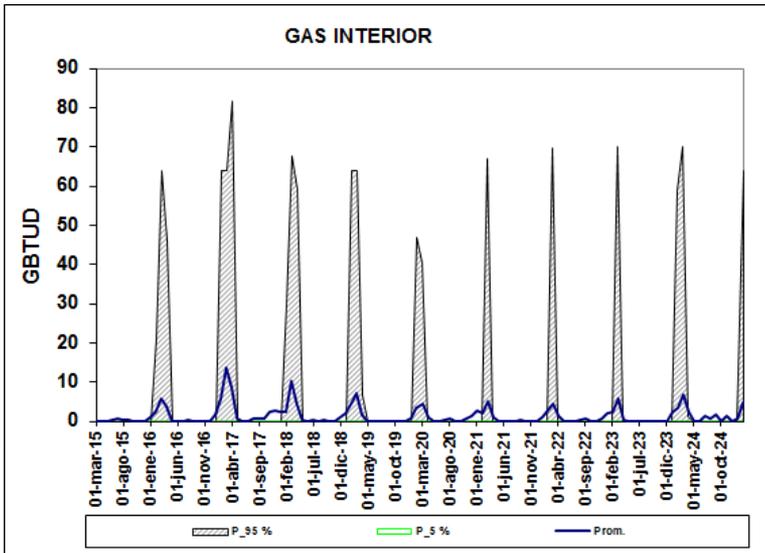
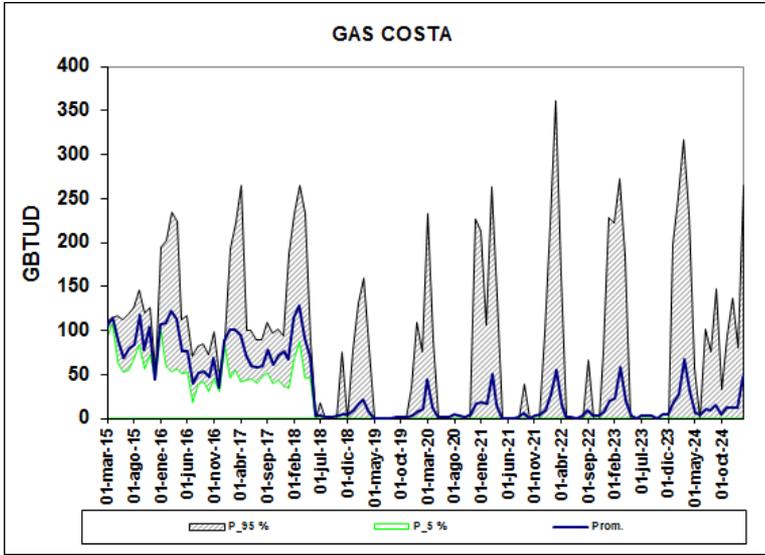


Se considera que la planta de regasificación atiende únicamente demanda térmica.

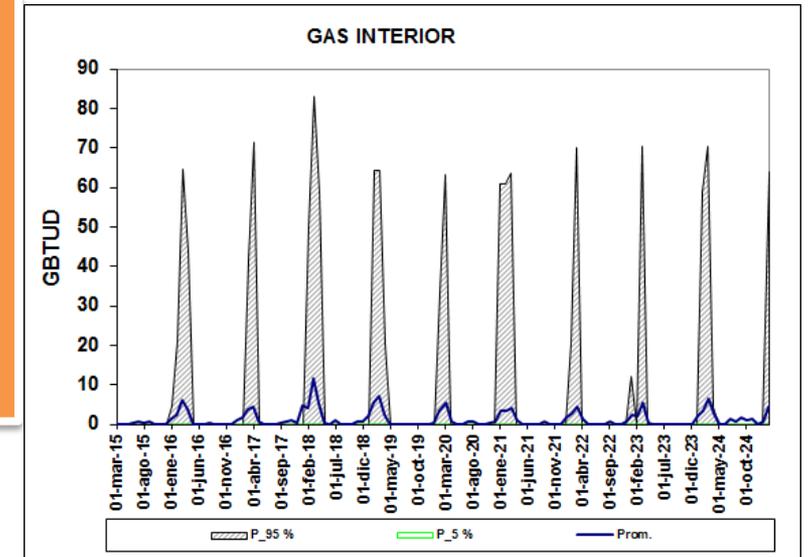
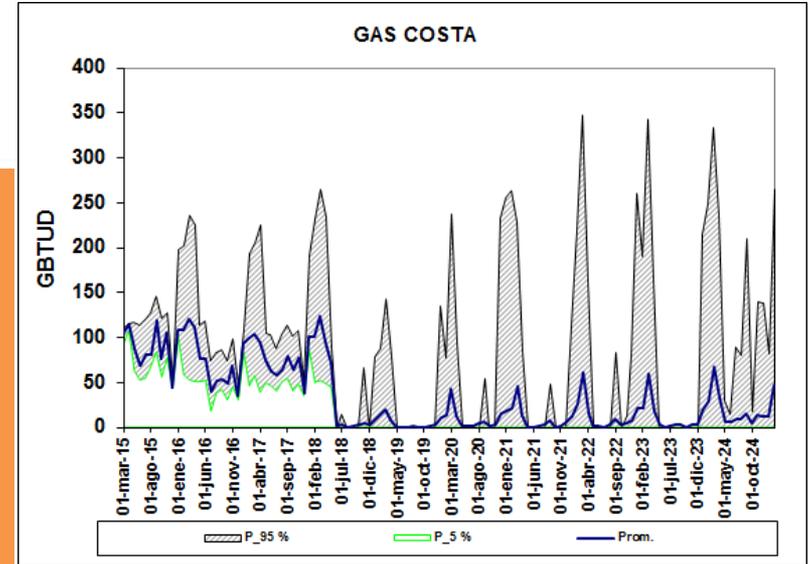
La declinación de disponibilidad de Gas en el interior considera la misma tasa de declinación indicada por UPME en *Balance de Gas Natural en Colombia 2015 – 2023* publicado en el mes de febrero de 2015

Caso sensibilidad: Atraso en la entrada de la planta de regasificación de un año

Entrada en enero de 2017



Entrada en enero de 2018



Conclusiones

- Con los supuestos considerados en el estudio, se atiende confiablemente la demanda de Colombia y las exportaciones asociadas a Panamá y Ecuador.
- Con la información de expansión y demanda considerada para los sistemas de Colombia y Ecuador, se observa que dependiendo de las condiciones hidrológicas en cada uno de los países se alcanzan los máximos valores de intercambio en ambos sentidos.
- Se observa un comportamiento complementario de la generación eólica con respecto a los aportes del sistema colombiano, brindando una mayor confiabilidad para la atención de la demanda.





Índices Estatuto Riesgo de Desabastecimiento

Niveles de alerta y condición del Sistema

Res CREG 026/2014

ED	PBP	AE	Condición
■	■	■	Vigilancia
■	■	■	Vigilancia
■	■	■	Riesgo
■	■	■	Vigilancia
■	■	■	Vigilancia
■	■	■	Normal
■	■	■	Vigilancia
■	■	■	Normal

El estado de Vigilancia se confirma si el Nivel agregado de los aportes promedio mes en energía del SIN (HSIN) del mes anterior es menor a 90 % del promedio histórico de aportes

Fecha	Niveles de alerta	Condición del Sistema	HSIN	Fecha	Niveles de alerta	Condición del Sistema	HSIN
Ago. 08	ED PBP AE	Normal	97.36%	Dic. 19	ED PBP AE	Vigilancia	89.10%
Sep. 05	ED PBP AE	Vigilancia		Dic. 29	ED PBP AE	Vigilancia	
Sep. 12	ED PBP AE	Vigilancia	85.09%	Ene. 05	ED PBP AE	Vigilancia	88.16%
Sep. 19	ED PBP AE	Vigilancia		Ene. 09	ED PBP AE	Vigilancia	
Sep. 26	ED PBP AE	Vigilancia		Ene. 16	ED PBP AE	Normal	
Oct. 08	ED PBP AE	Vigilancia	89.24%	Ene. 23	ED PBP AE	Vigilancia	
Oct. 10	ED PBP AE	Vigilancia	89.33%	Ene. 30	ED PBP AE	Vigilancia	81.56%
Oct. 17	ED PBP AE	Vigilancia		Feb. 6	ED PBP AE	Vigilancia	
Oct. 24	ED PBP AE	Vigilancia			Feb. 13	ED PBP AE	Vigilancia
Oct. 31	ED PBP AE	Vigilancia			Feb. 20	ED PBP AE	Vigilancia
Nov. 07	ED PBP AE	Normal	90.42%	Feb. 27	ED PBP AE	Vigilancia	110.1%
Dic. 05	ED PBP AE	Vigilancia	89.10%	Mar.06	ED PBP AE	Normal	
Dic. 12	ED PBP AE	Normal			Abr. 10	?	?

Situación eléctrica





Situación área Oriental

Proyecto Nueva Esperanza

FPO inicial: Octubre 2012 FPO Actual: 2016

- ✓ Incremento capacidad de transferencia corte Primavera – Bacatá 500 kV.
- ✓ Mitigación restricción corte Guaca - Mesa 1 y 2 220 kV y requerimiento de unidades obligatorias de PAGUA.
- ✓ Reducción limitación por cortes en red de 115 kV de Bogotá (Torca - Castellana / Autopista - Castellana y Torca - La Calera / Torca – Aranjuez)

PLAN DE CHOQUE (Retraso proyecto)

- ✓ SVC Tunal – Nov 2014
- ✓ Compensación Capacitiva Bacatá, Usme y Tibabuyes - dic 2014
- Segundo Transformador Bacatá 500/115 kV – Abril 2015
- STATCOM Bacatá – Noviembre 2015
- Compensación capacitiva Meta – Septiembre de 2015

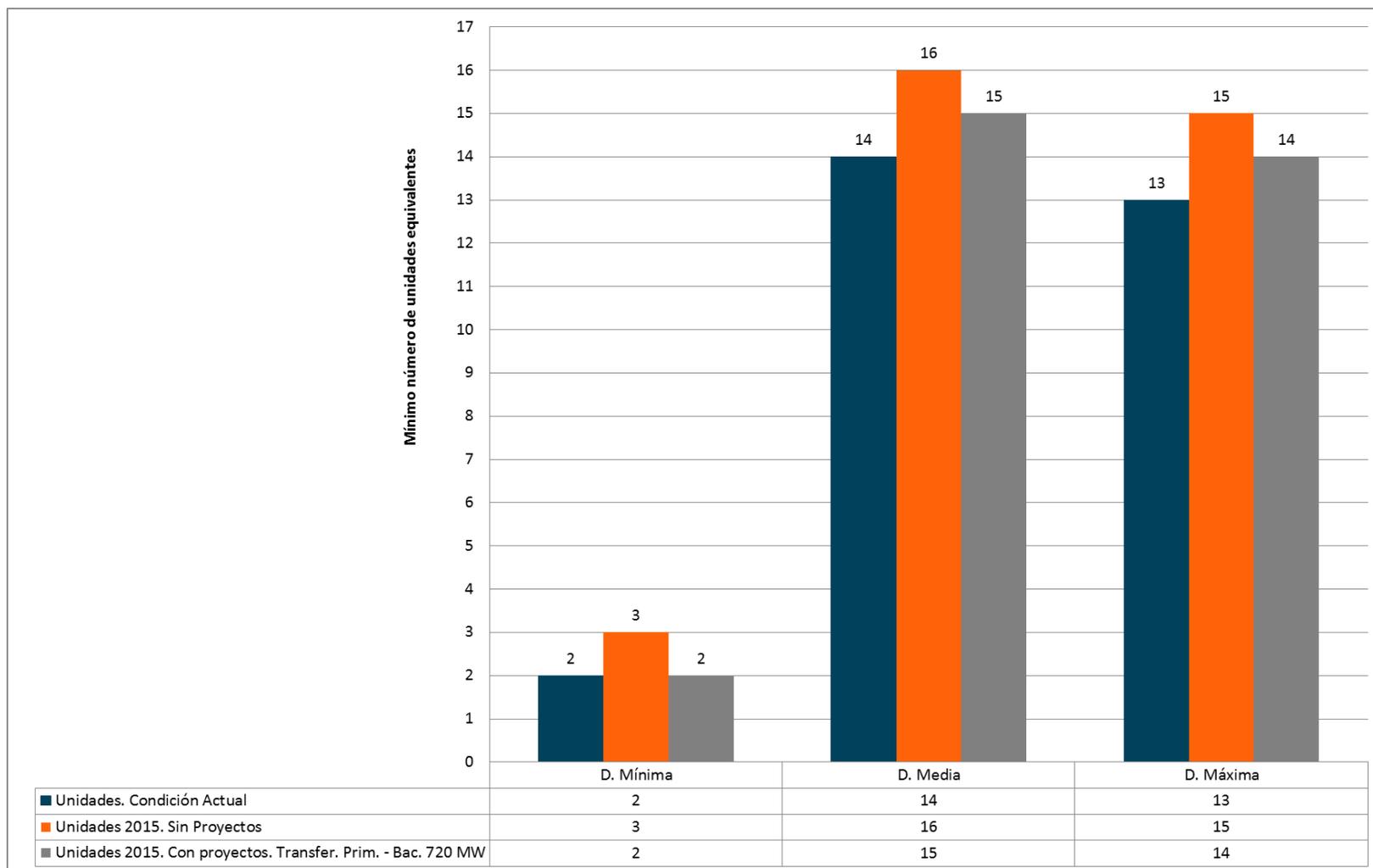
Resultados pruebas de potencia reactiva Chivor y Guavio.



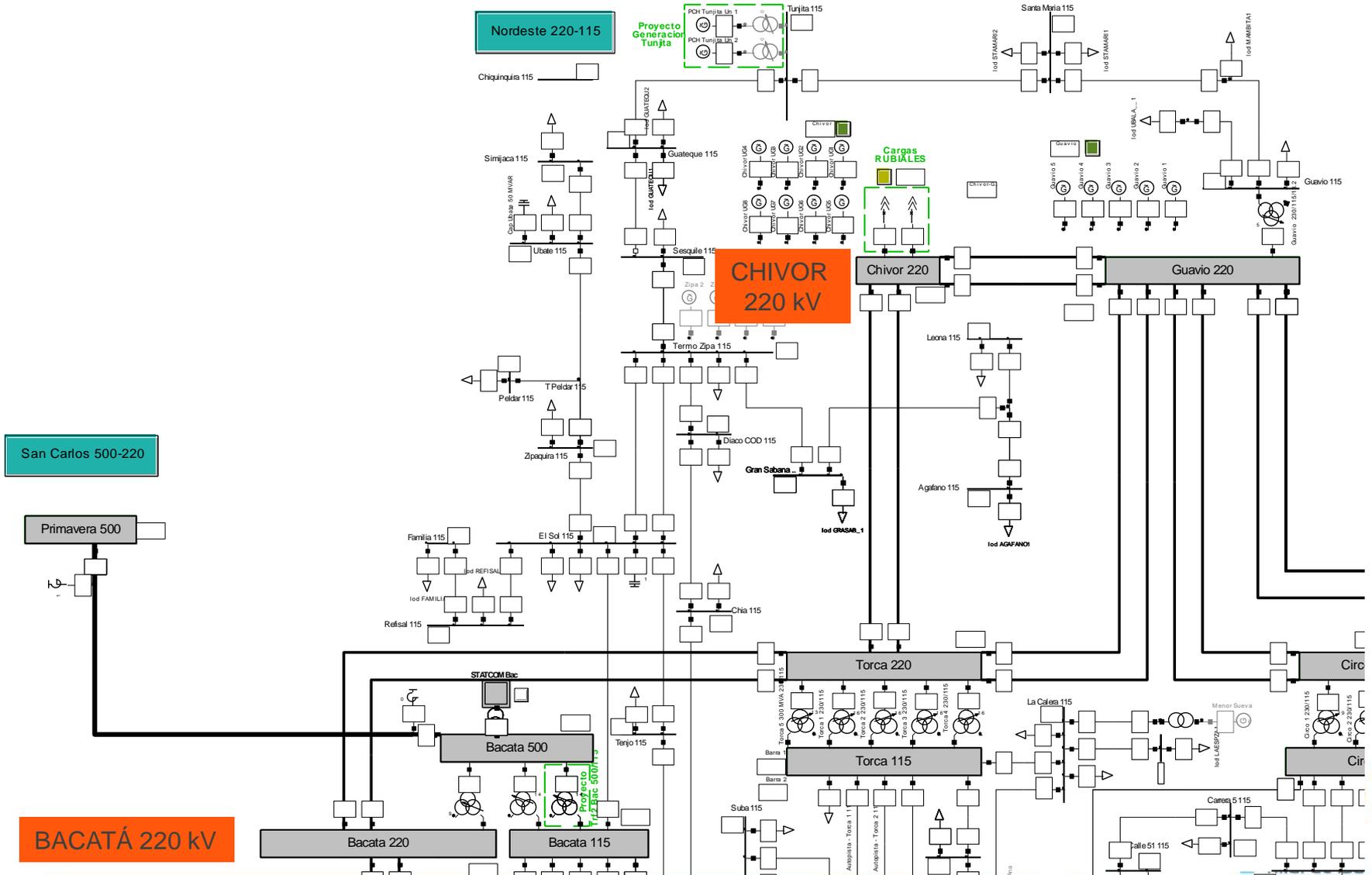
■ filial de isa

Impacto Plan de Choque

- ✓ Disminución unidades equivalentes para soporte de tensión.
- ✓ Corte Primavera – Bacatá 500 kV (520 → 720 MW)

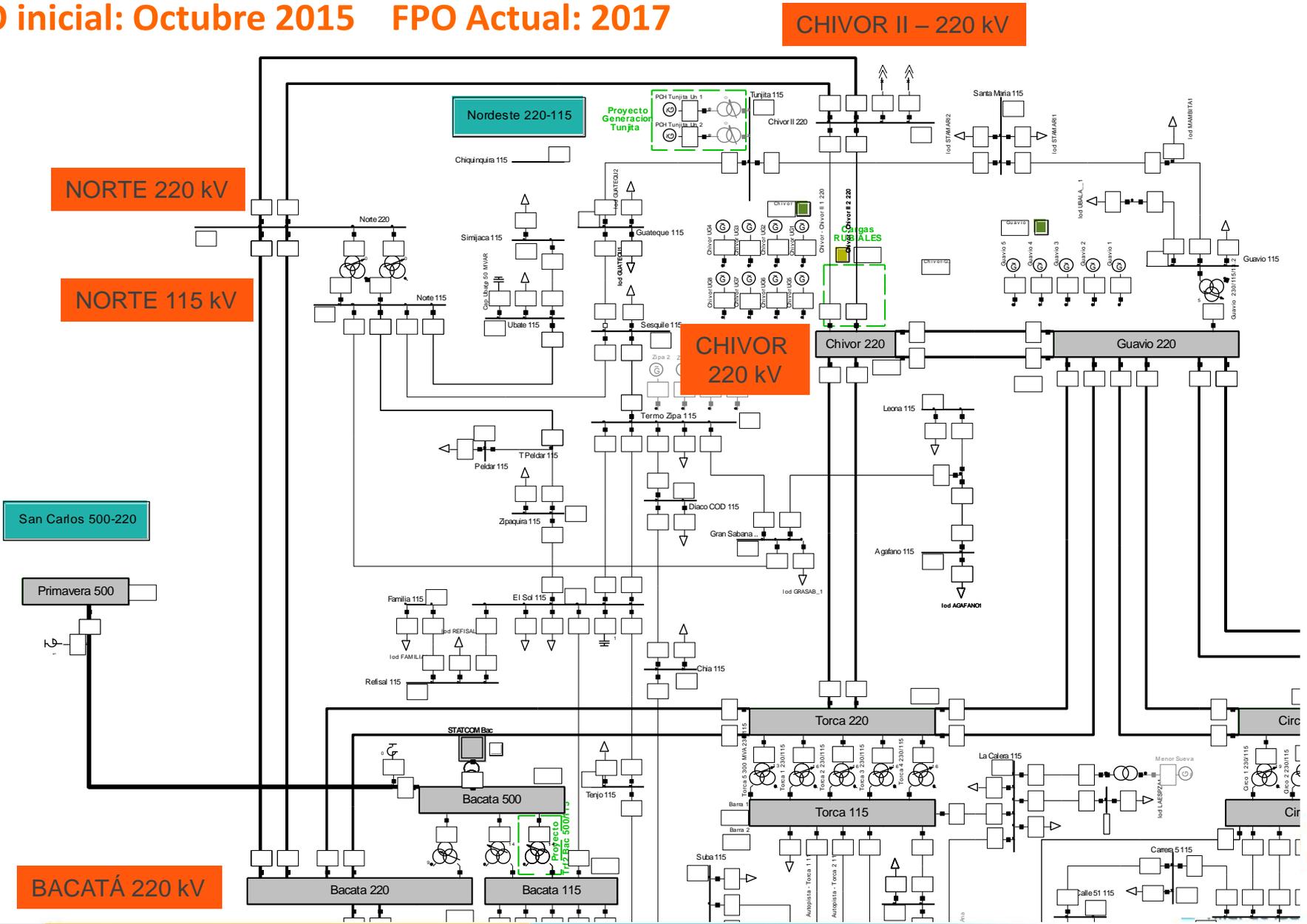


Área Oriental Actual



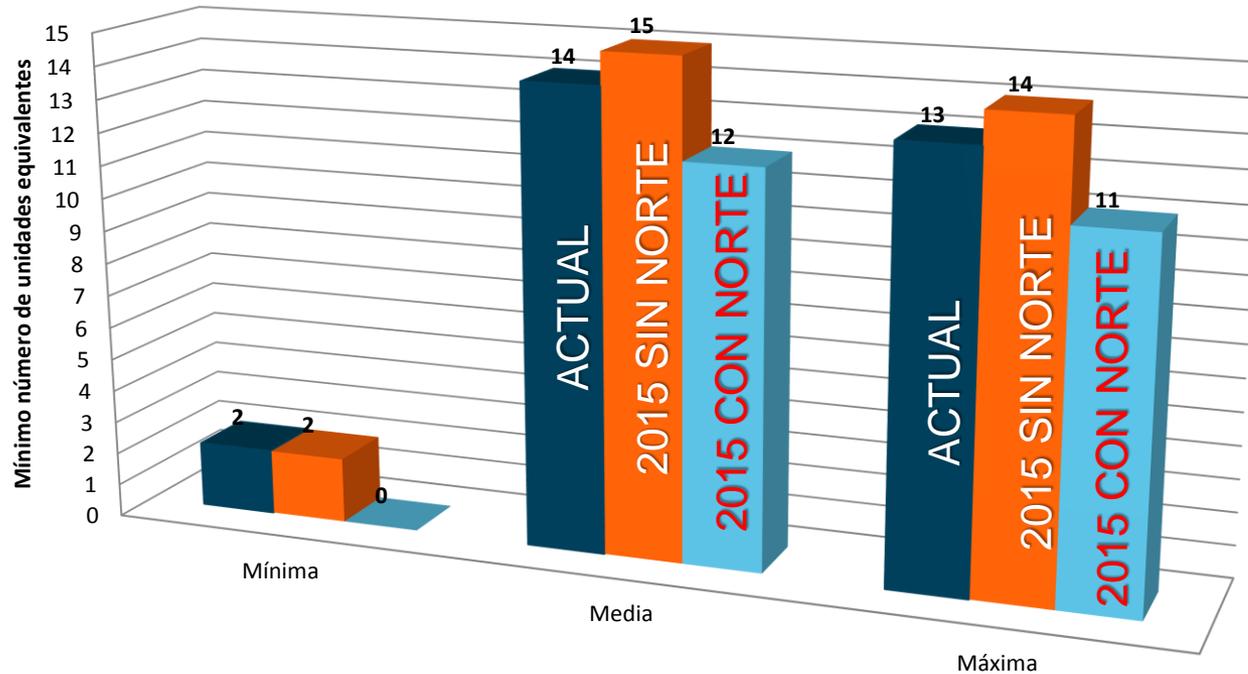
Área Oriental con Proyecto Norte

FPO inicial: Octubre 2015 FPO Actual: 2017



Impacto Proyecto Norte

- ✓ Disminución de tres (3) unidades equivalentes para soporte de tensión.
- ✓ Corte Primavera – Bacatá 500 kV (720 → 760 MW)
- ✓ Mitiga congestión líneas Chivor – Guavio 1 y 2 230 kV y red de 115 kV de Norte de Bogotá.

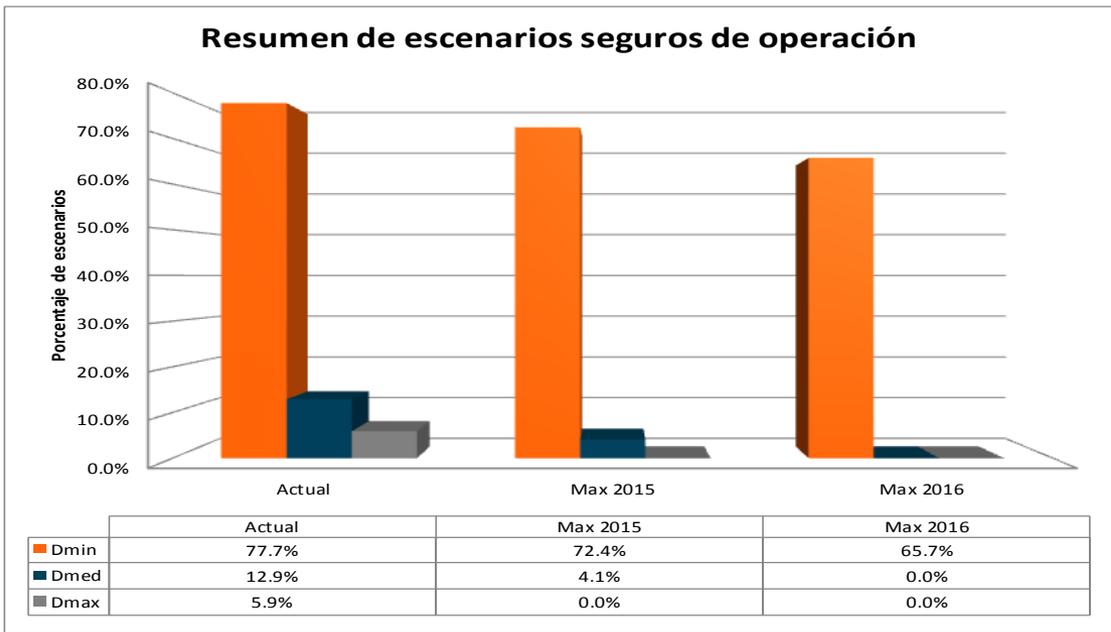
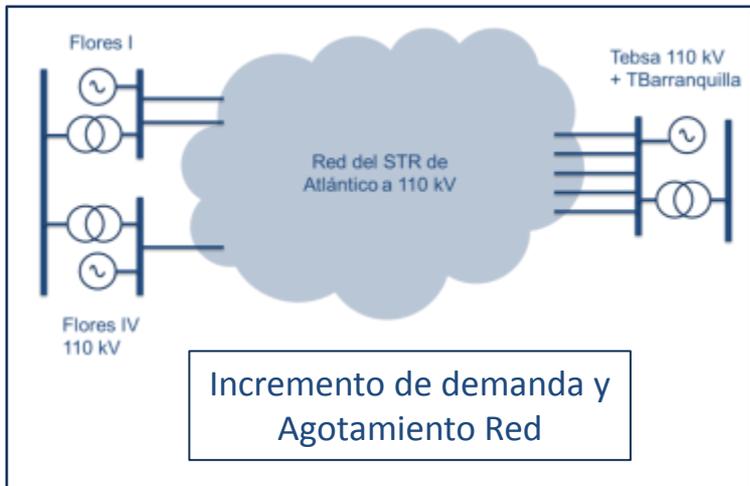
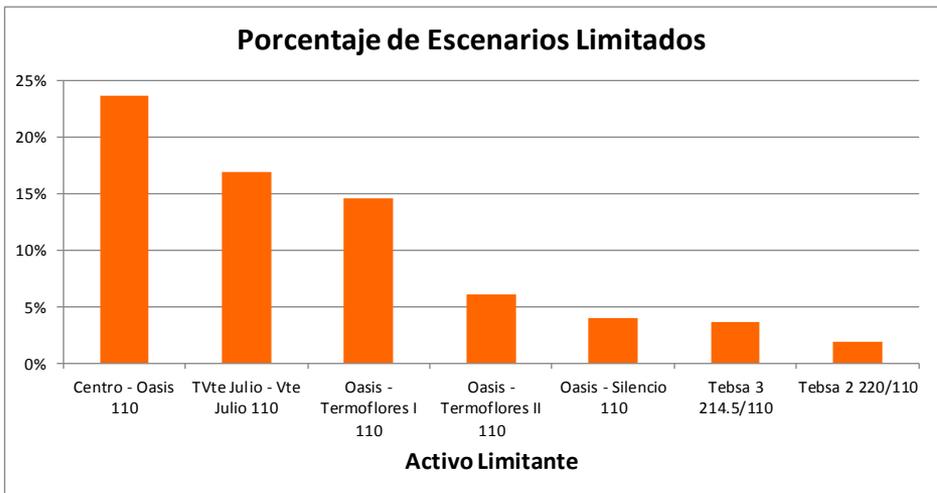


	Mínima	Media	Máxima
■ Unidades. Condición Actual	2	14	13
■ Unidades 2015. Con proyectos. Transf Prim - Bac 720 MW	2	15	14
■ Unidades 2015. Con proyectos al 2015. Con proyecto Norte	0	12	11



Situación Atlántico

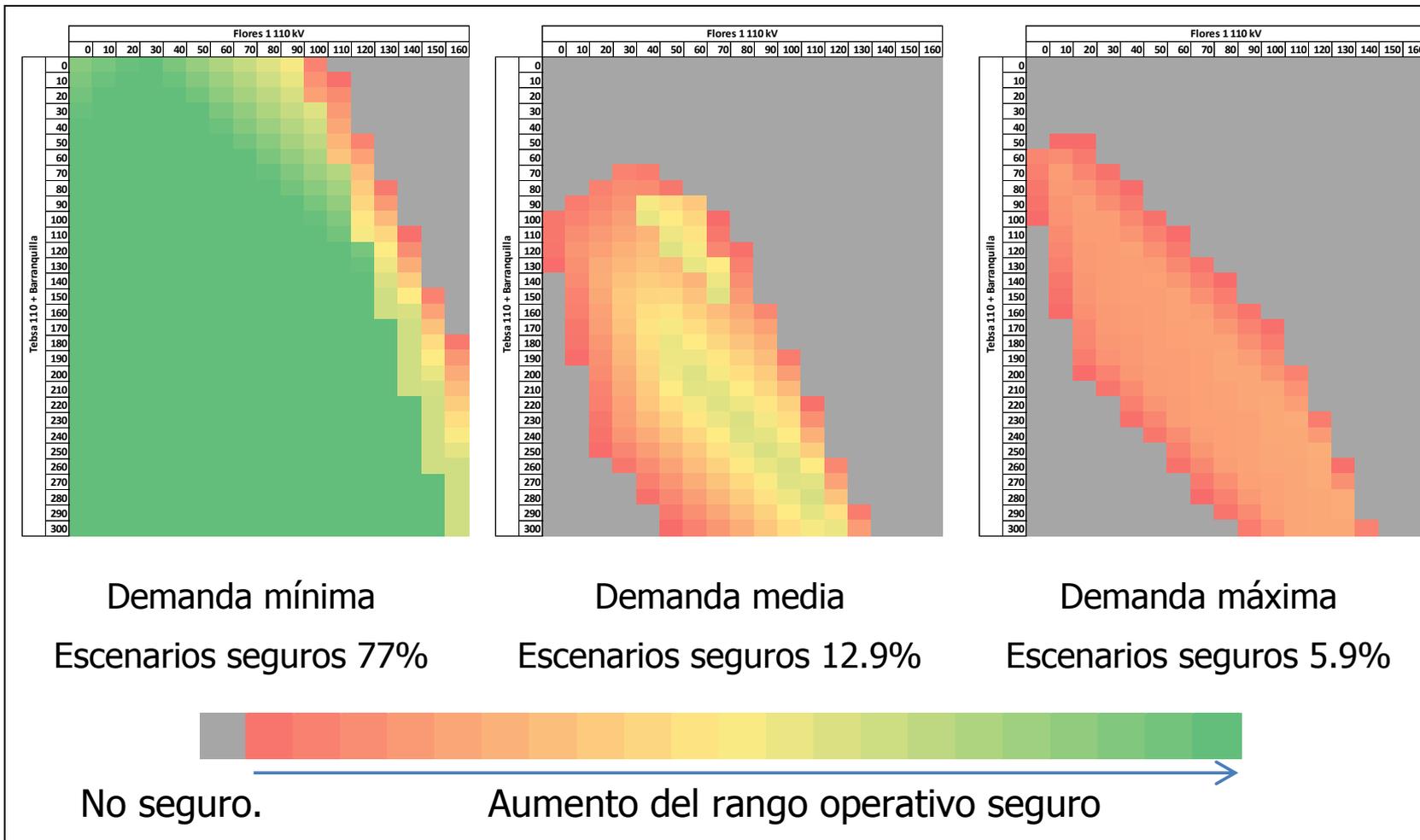
Situación Operativa subárea Atlántico



Bajo los supuestos considerados, para la demanda máxima del 2015 y demanda media y máxima del 2016, **no se observan despachos factibles de la generación de la subárea que permitan el cubrimiento de las contingencias N-1 del STR de la subárea.**

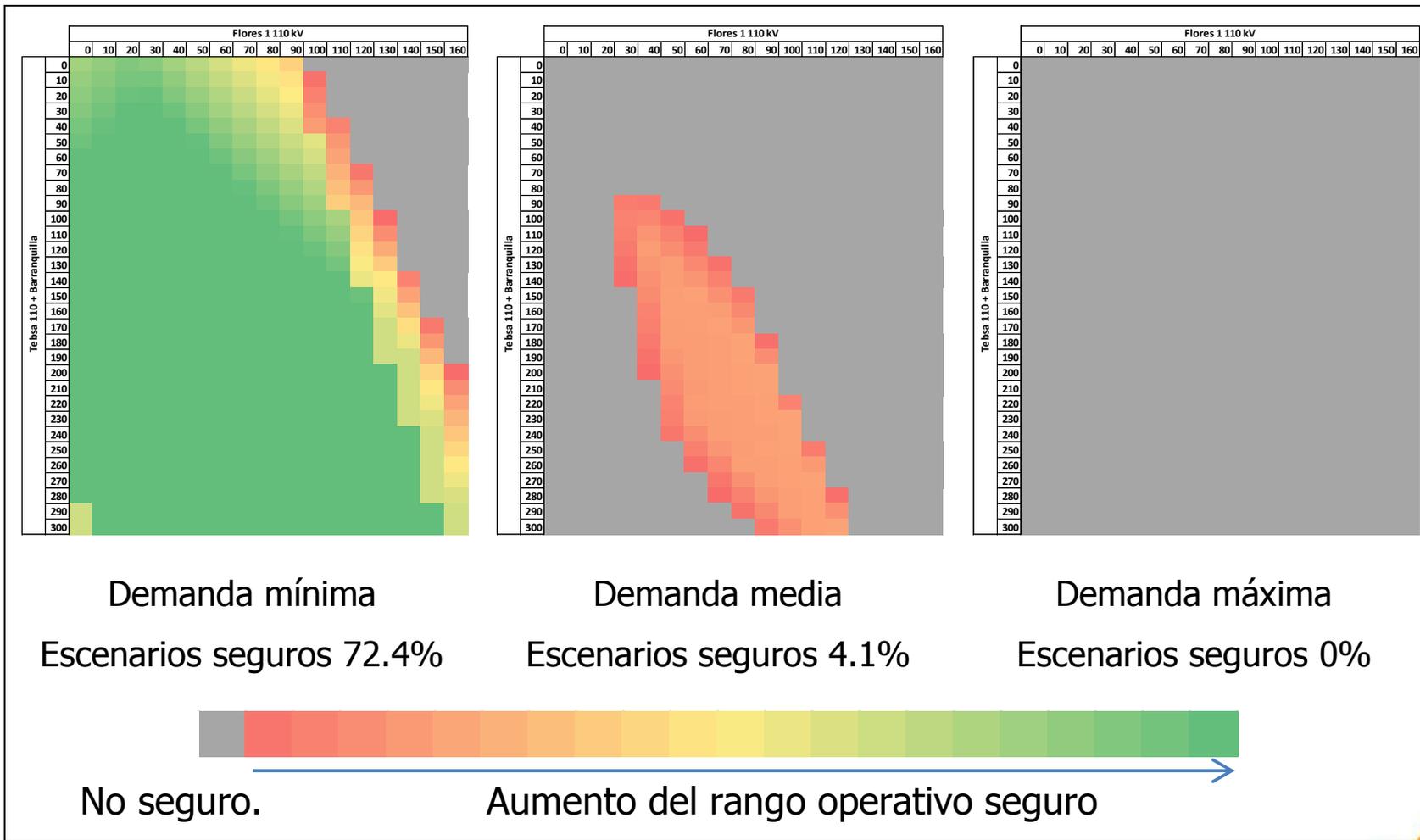
Operación subárea Atlántico

Situación actual – Red Completa



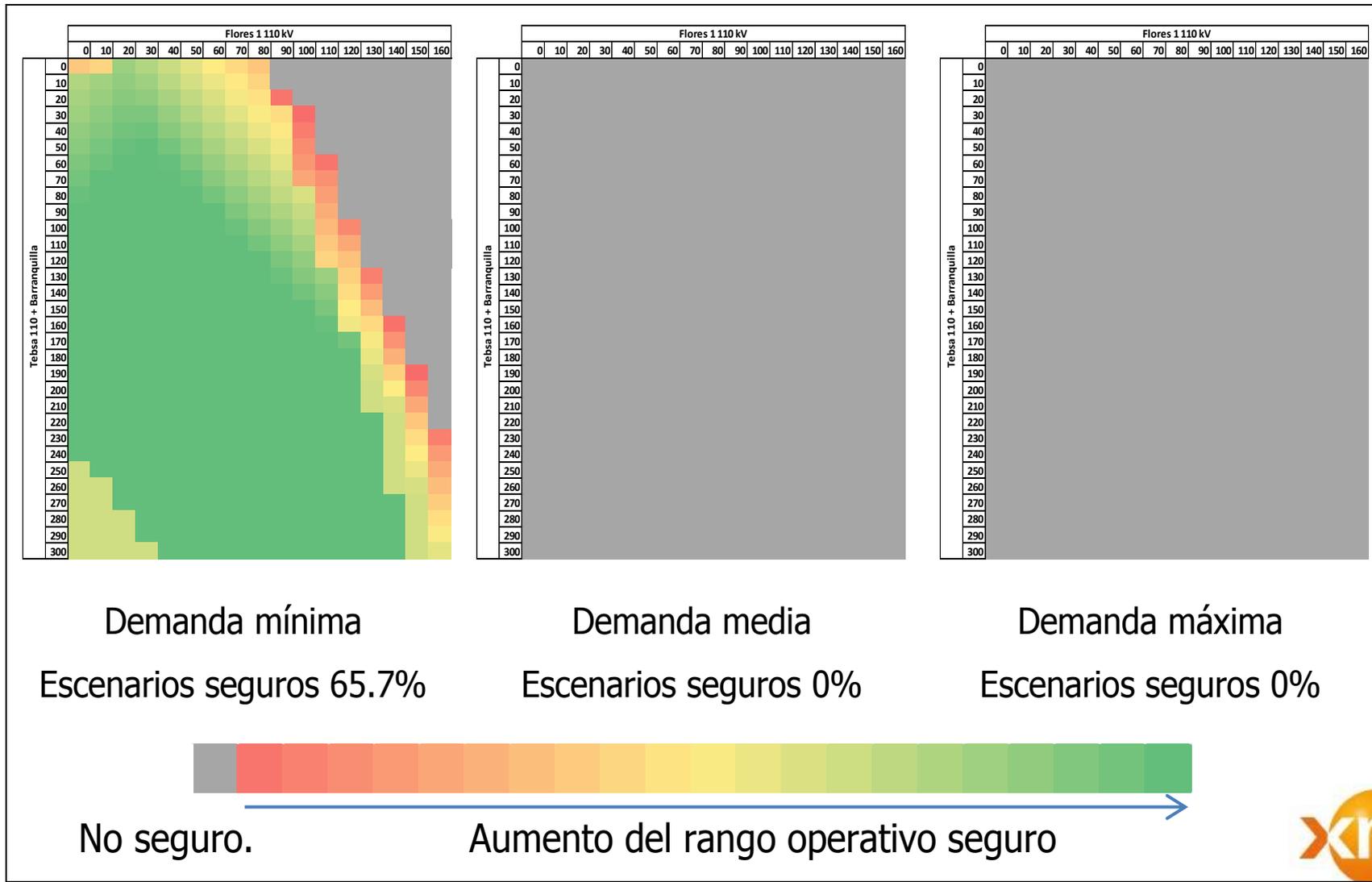
Operación subárea Atlántico

Demanda máxima 2015 – Red Completa



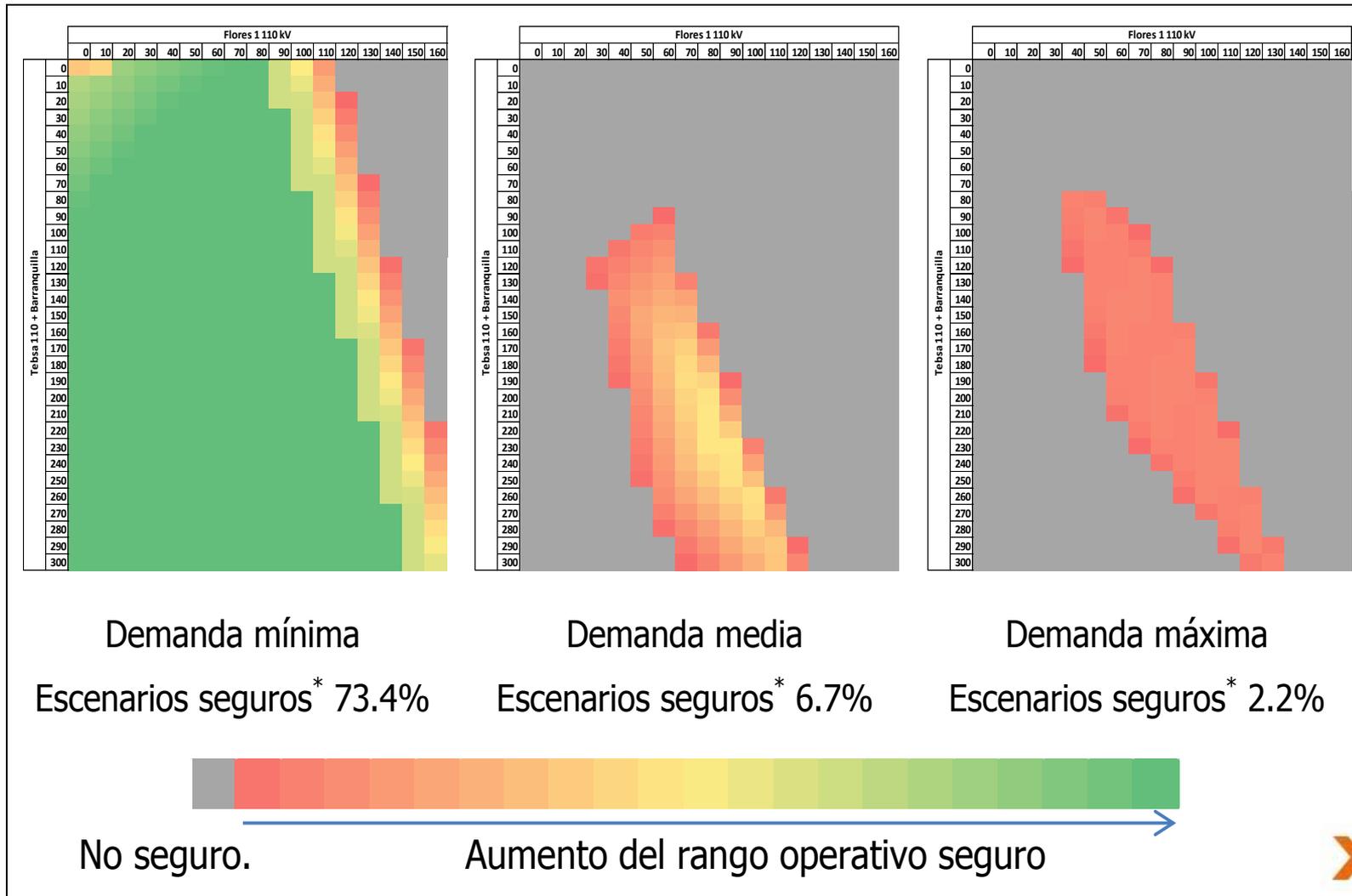
Operación subárea Atlántico

Demanda máxima 2016 Red Completa y sin proyectos.



Operación subárea Atlántico

Demanda máxima 2016 - considerando Esquemas Suplementarios



Conclusiones

- ✓ Bajo los supuestos considerados, para la demanda máxima del 2015 y demanda media y máxima del 2016, **no se observan despachos factibles de la generación de la subárea que permitan el cubrimiento de las contingencias N-1 del STR de la subárea.**
- ✓ Aun considerando la actuación de los Esquemas Suplementarios implementados actualmente en la subárea, para la demanda máxima del 2016 solo se cubren las contingencias N-1 en el 2.2% de los escenarios de generación analizados.

Recomendaciones

Acción	Responsable
Adelantar acciones tendientes a incrementar capacidad de sobrecarga de los circuitos de las red de 110 kV	ELECTRICARIBE
Seguimiento periódico al estado de los proyectos del STN y STR de la subarea, que minimice el riesgo de atraso de los mismos.	UPME – CNO-XM
Propuesta e instalación de Esquemas Suplementarios.	ELECTRICARIBE
Revisión de medidas operativas de mitigación a nivel de las redes del STR y SDL. (Reconfiguraciones, traslados, etc)	ELECTRICARIBE
Revisión de los criterios de confiabilidad para la operación de la Subarea Atlántico	CNO XM
Adecuada coordinación de mantenimientos entre todos los agentes en la subarea Atlántico.	TRANSELCA – ELECTRICARIBE – GECELCA – CELSIA – TEBSA – XM
Revisar potencial de excedentes de autogeneradores y cogeneradores de la subarea	UPME – ELECTRICARIBE - CNO





■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

 XM filial de ISA

 @XM_filial_ISA

Seguimiento modos de muy baja frecuencia.

Enero			Febrero			Marzo		
Calidad			Calidad			Calidad		
Numerador	Denominador	Indicador	Numerador	Denominador	Indicador	Numerador	Denominador	Indicador
2	619	0.32310178	5	519	0.61511424	6	620	0.73947668

Todos los derechos reservados. XCM CONSULTORIA S.P.



■ filial de isa