



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-007

Jueves, 4 de abril de 2019



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 – 007
Jueves 4 de abril de 2019



Contenido

1 Variables del SIN

- Hidrología
- Demanda
- Generación
- Seguimiento Restricciones

2 Expectativas Energéticas

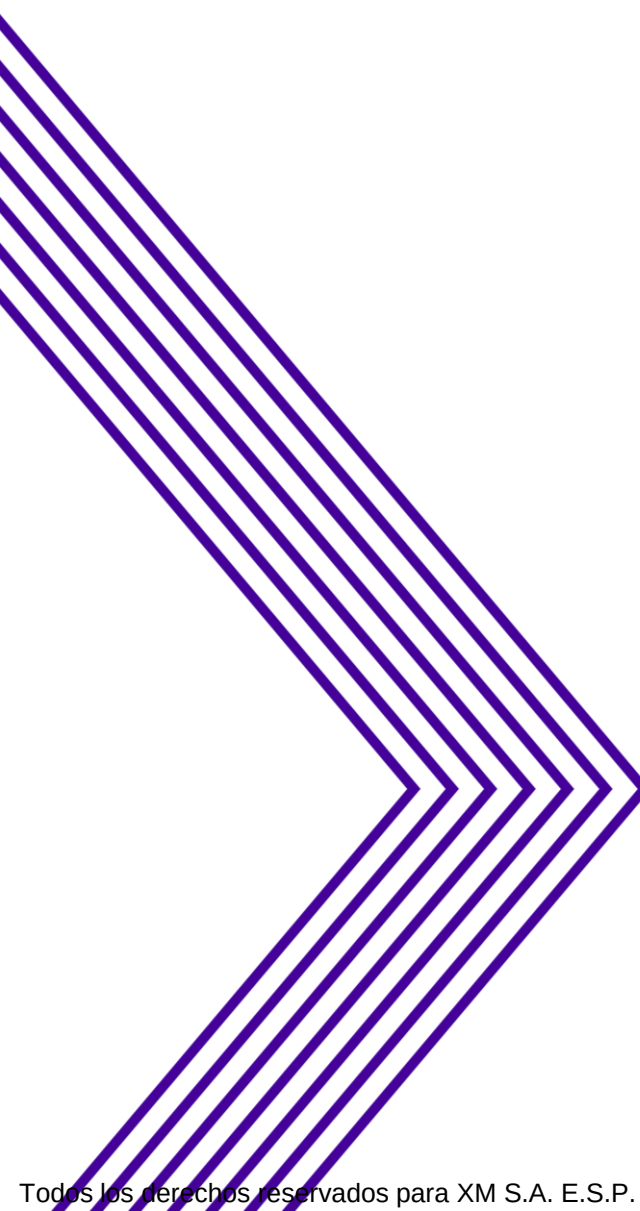
- Asignación subasta OEF
- Panorama energético
- Caudal Ambiental

Situaciones operativas 3

- Operación área Caribe
- Evento 1 de abril
- Comportamiento de las pruebas autorizadas en el SIN durante 2018

Varios 4

- Indicadores de operación

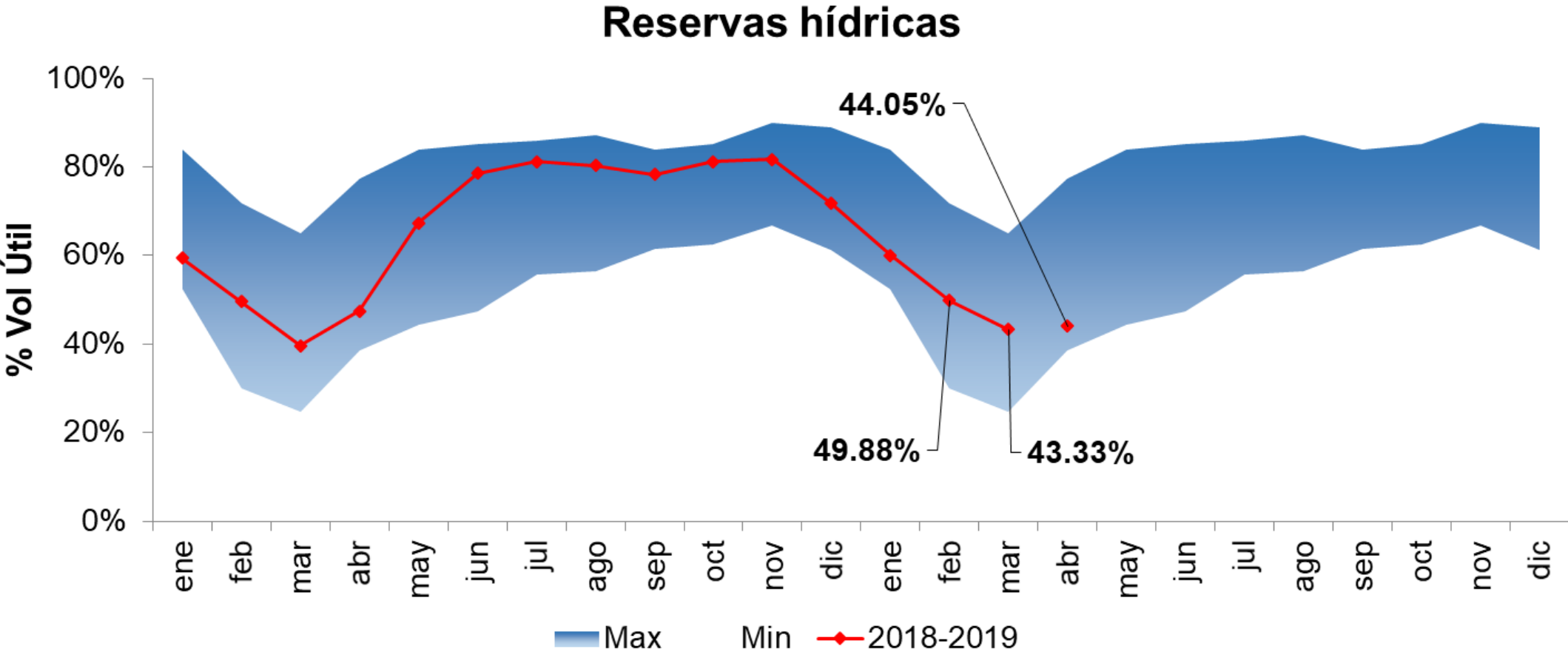


1. Variables del SIN

- **Hidrología**
- **Generación e importaciones**
- **Demanda del SIN**



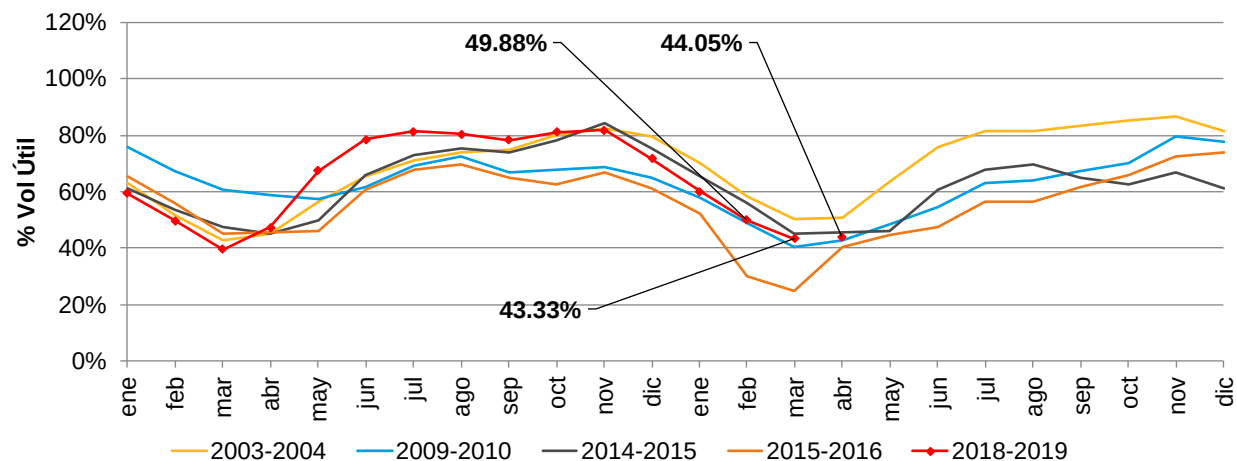
Evolución reservas del SIN



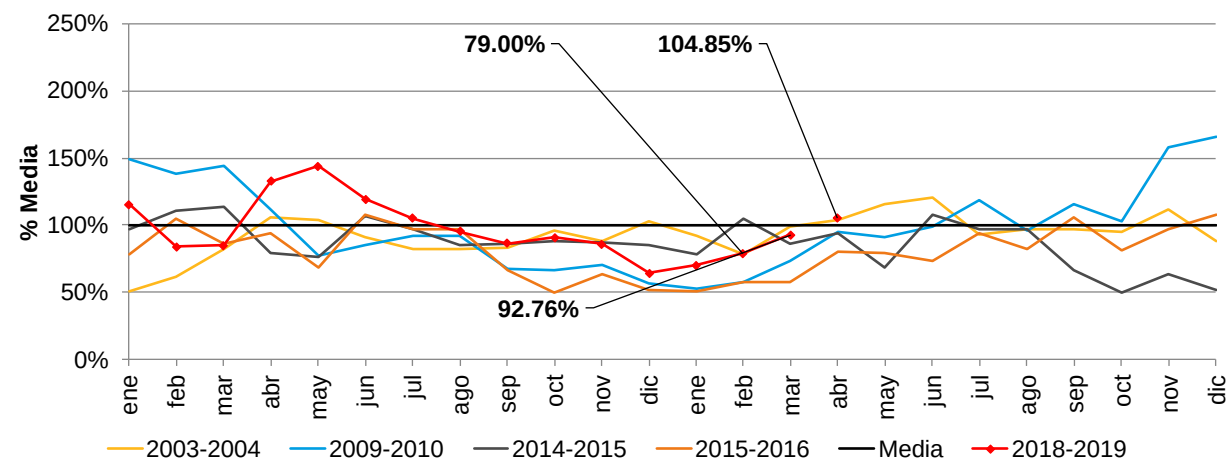
Las bandas consideran el máximo y el mínimo valor de las reservas agregadas del SIN desde el año 2000

Hidrología del SIN

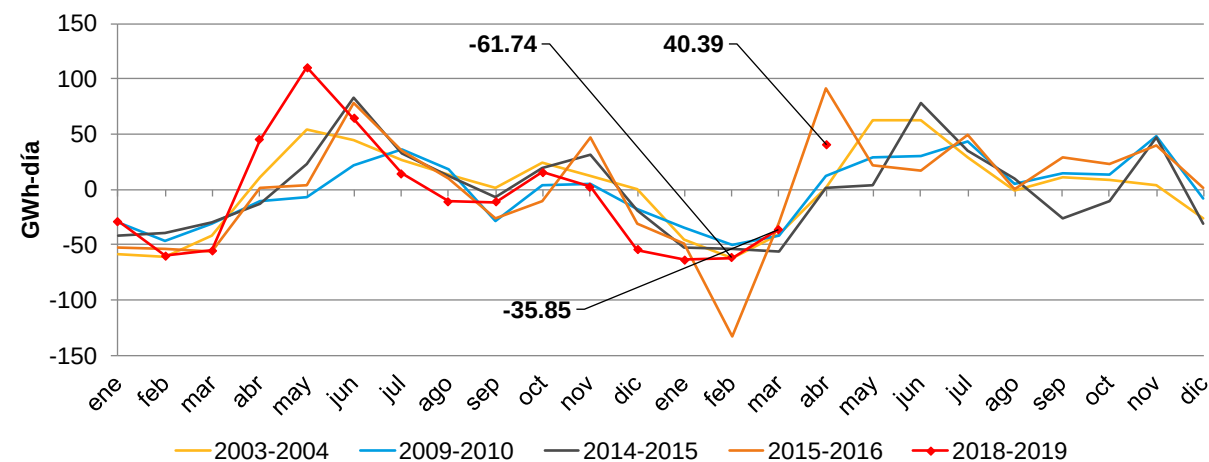
Reservas hídricas



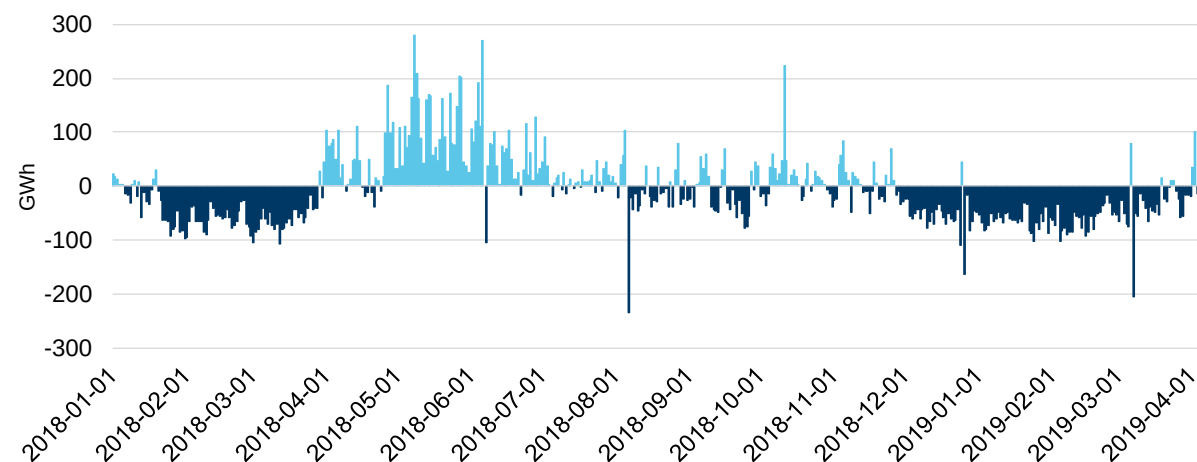
Aportes hídricos



SIN - Tasa de embalsamiento promedio

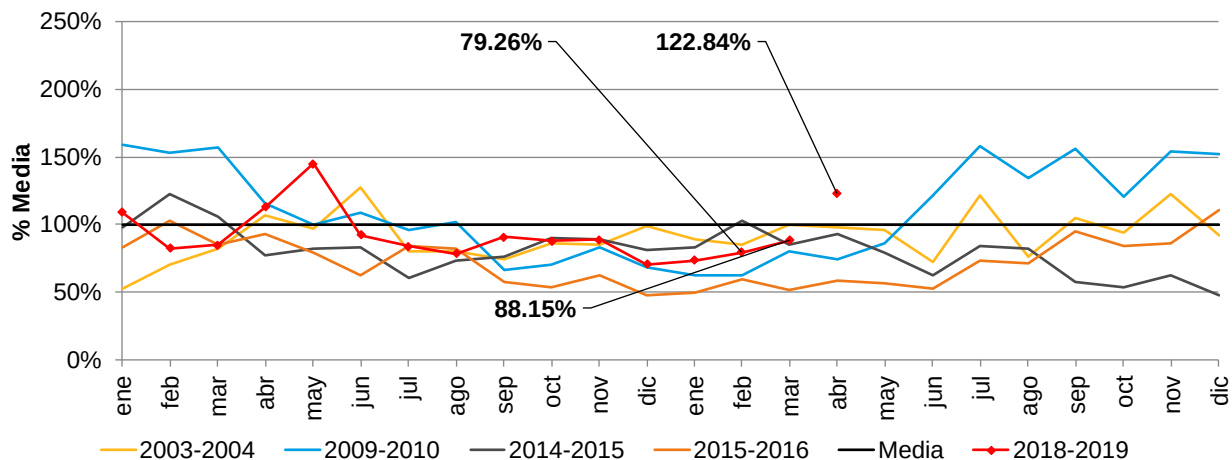


Tasa de embalsamiento

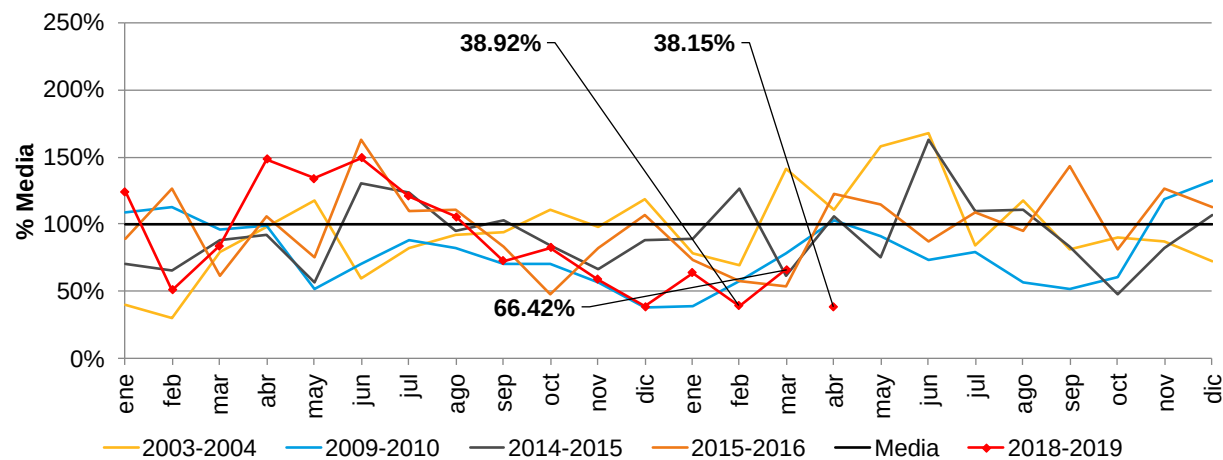


Aportes por regiones

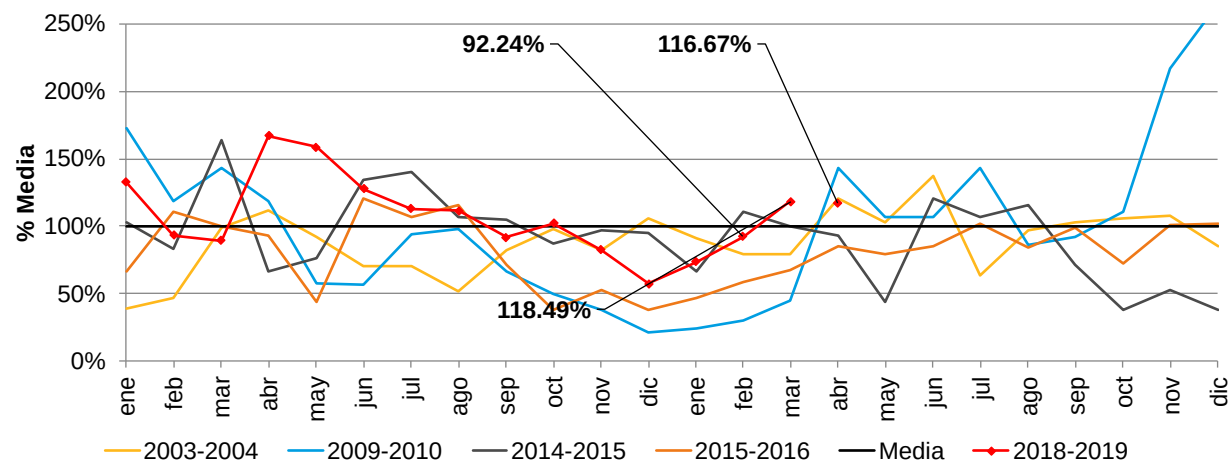
Antioquia



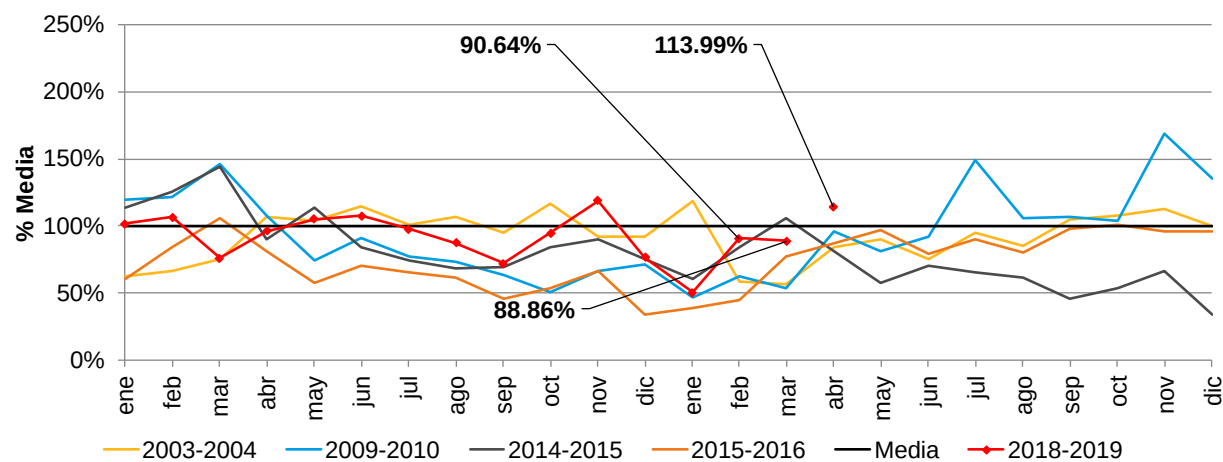
Oriente



Centro

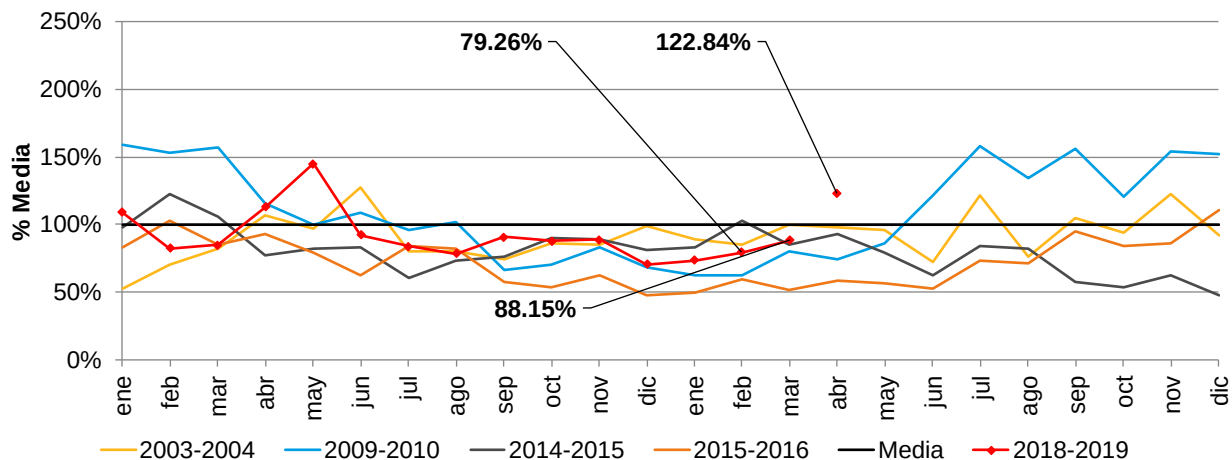


Valle

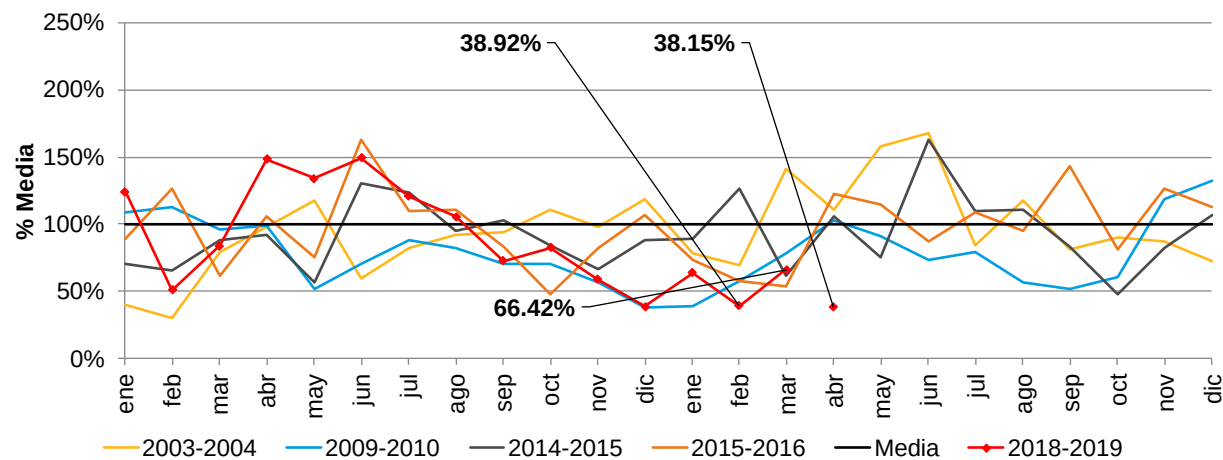


Aportes por regiones

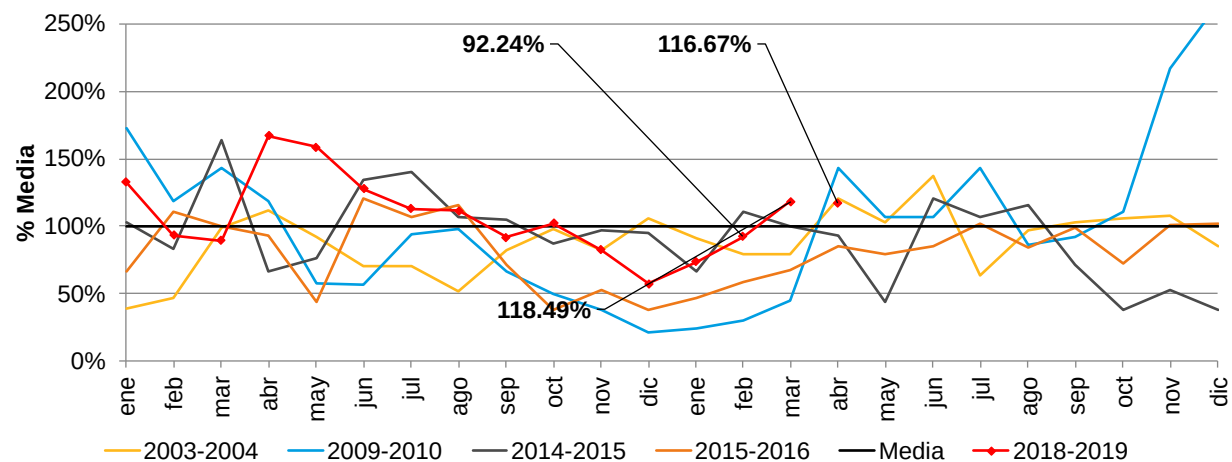
Antioquia



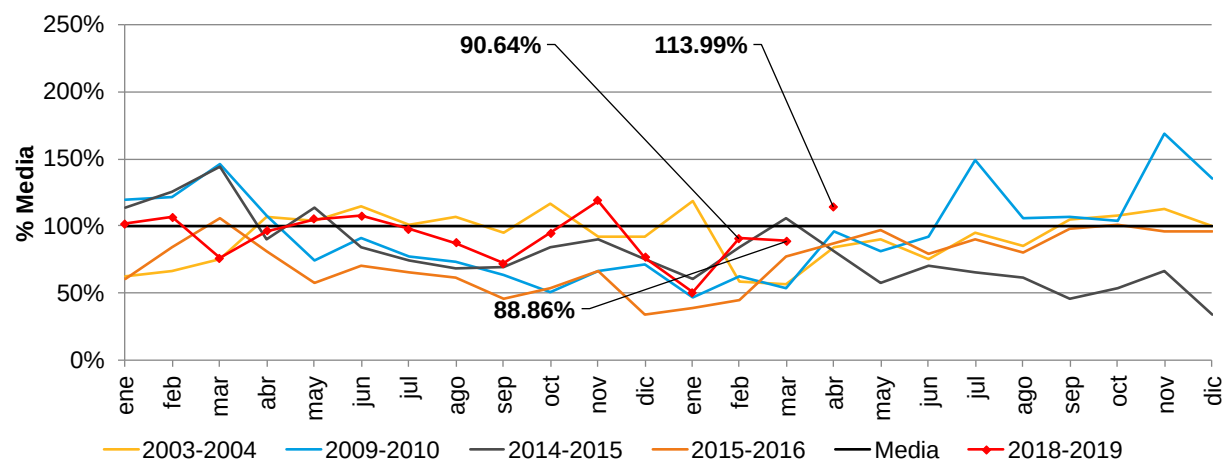
Oriente



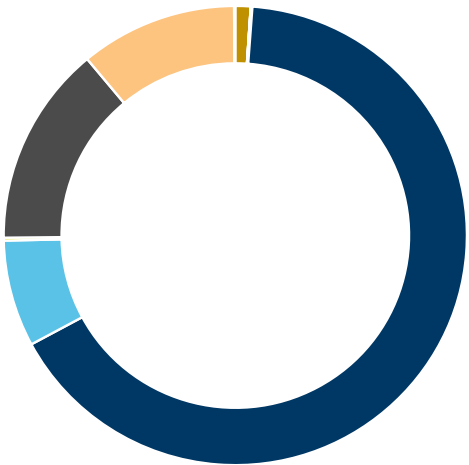
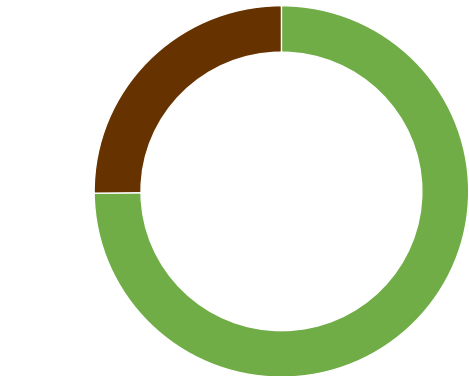
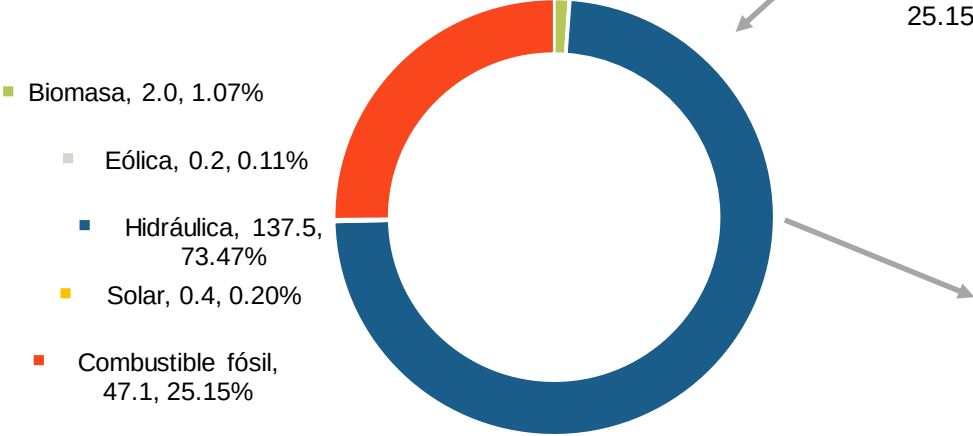
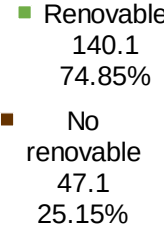
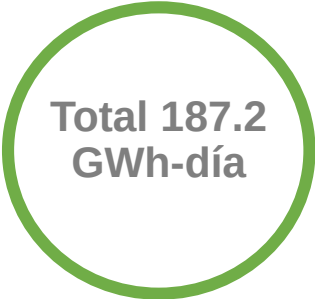
Centro



Valle

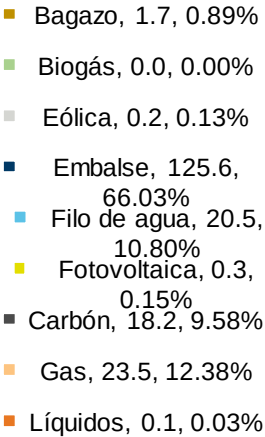
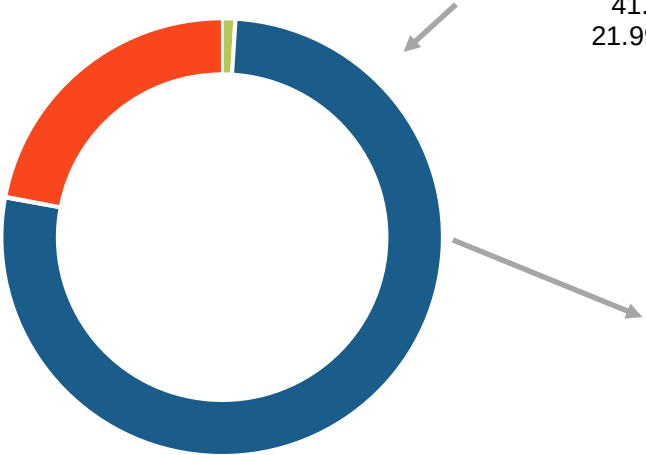
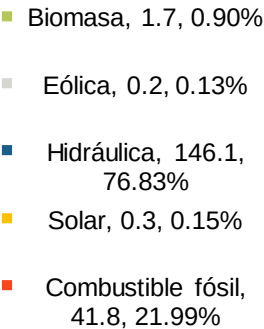
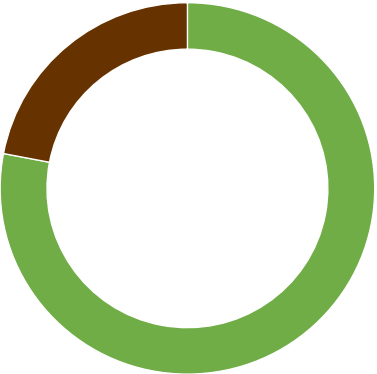
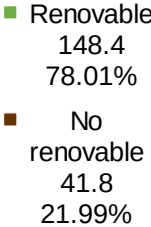


Generación promedio diaria en GWh-día



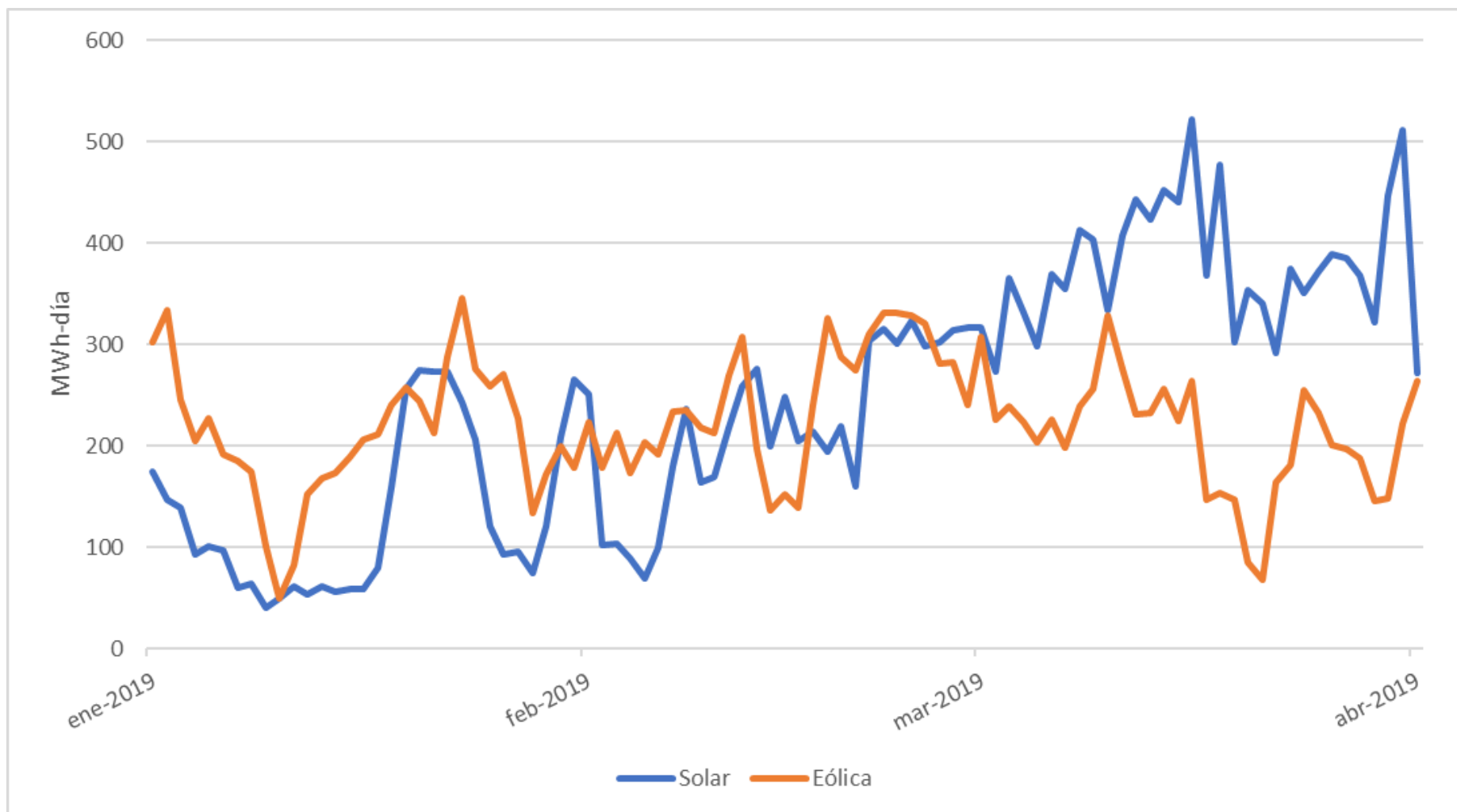
La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 31 de marzo de 2019

Generación promedio diaria en GWh-día

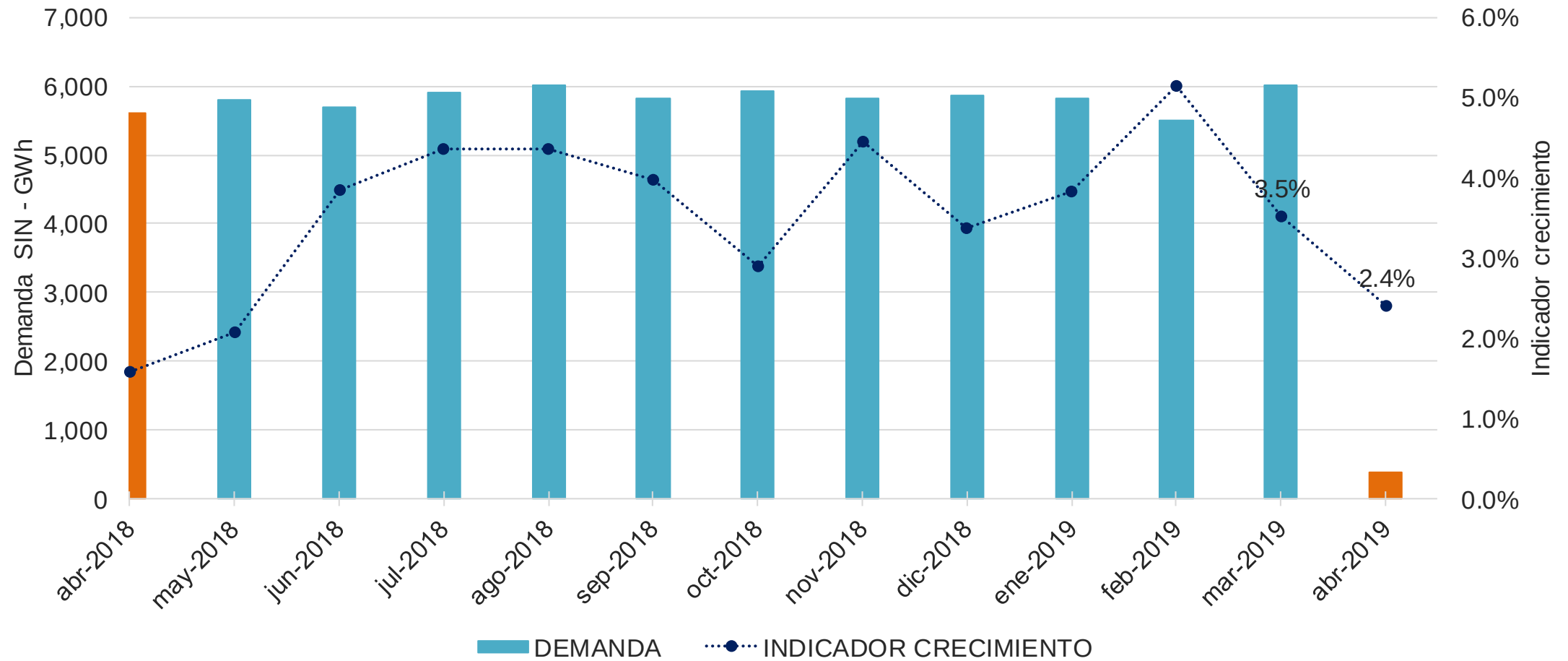


La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 2 de abril de 2019

Generación real FNCER

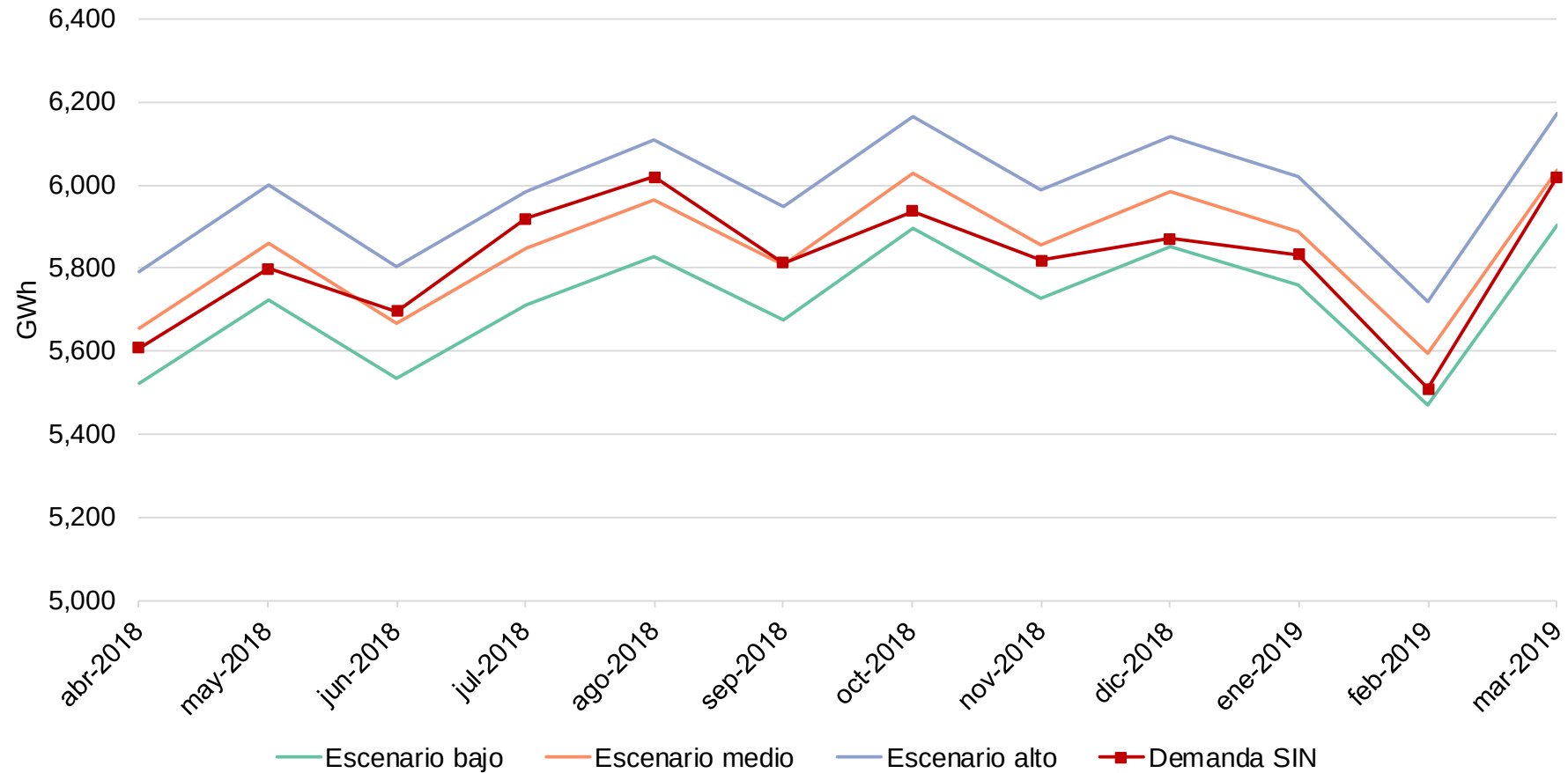


Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

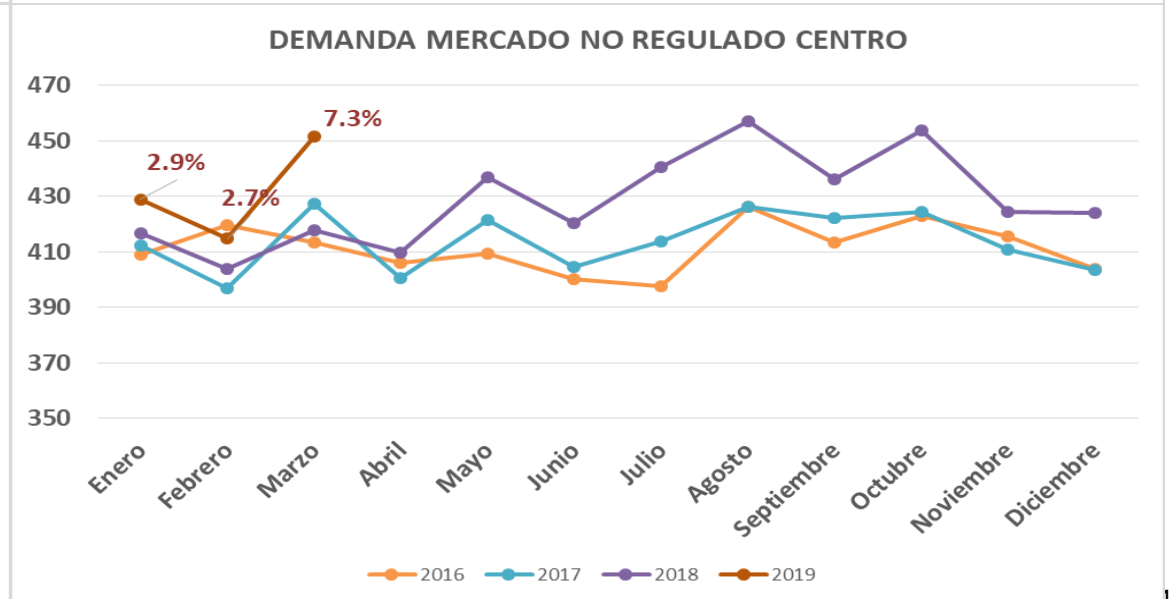
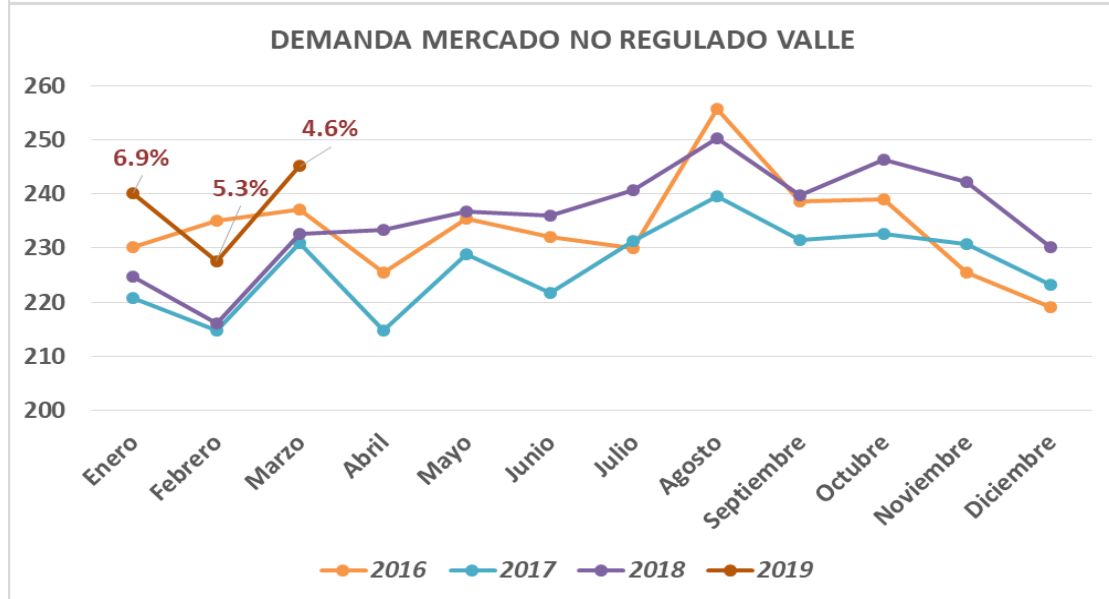
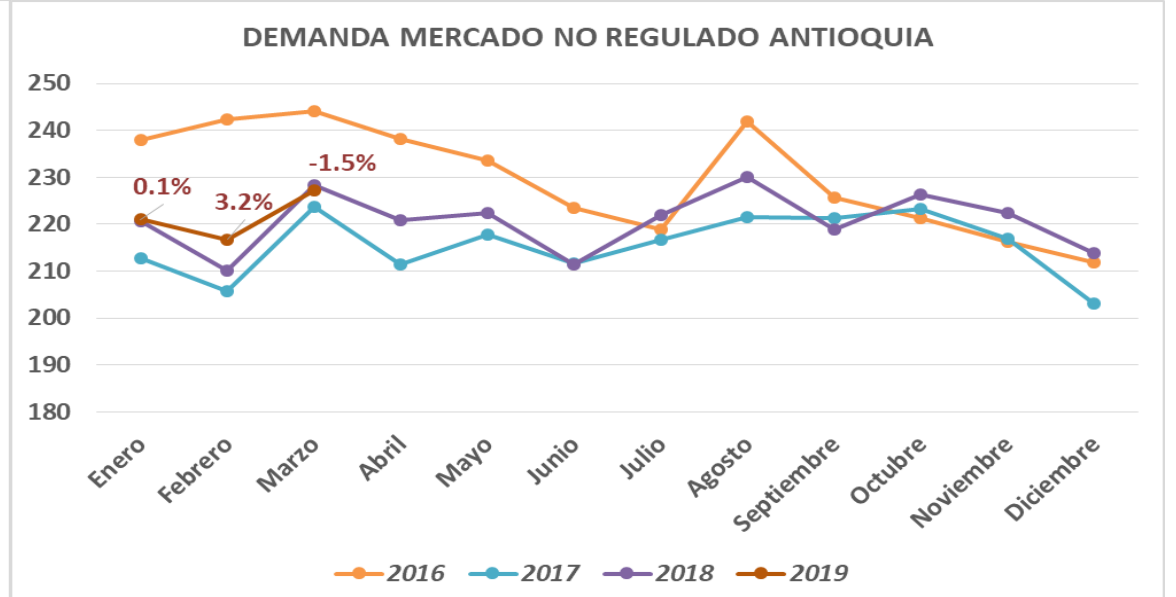
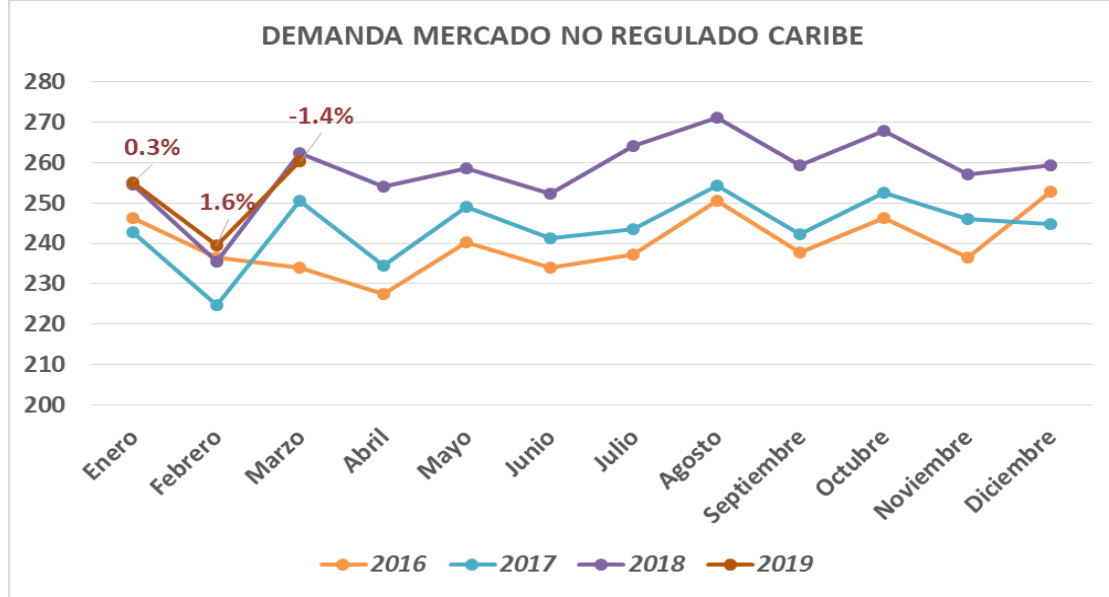


Demanda de energía del SIN y escenarios

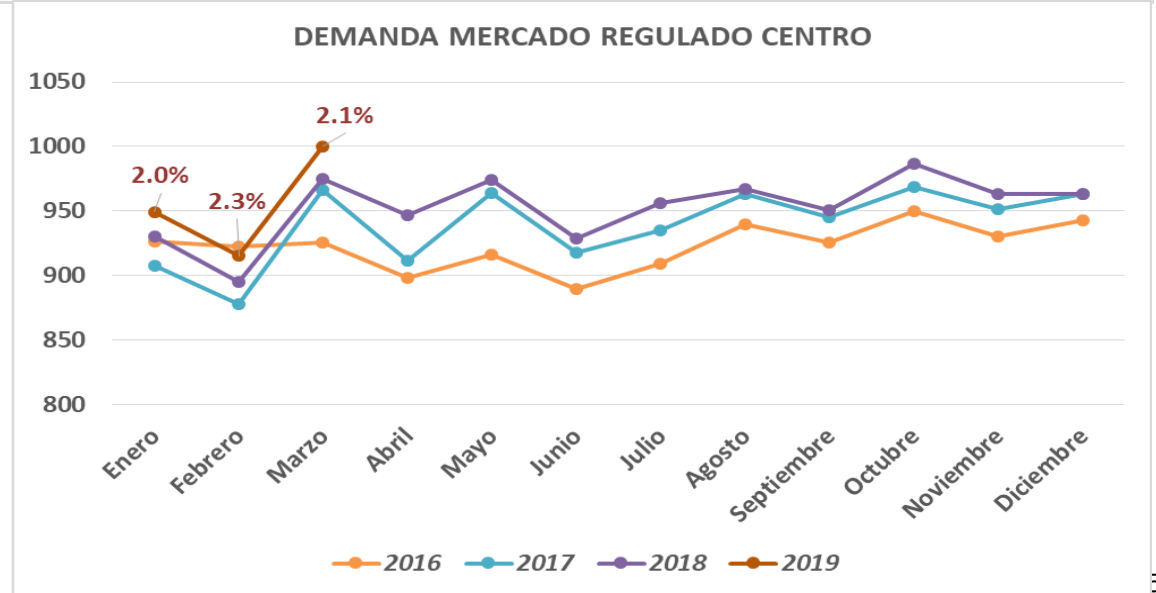
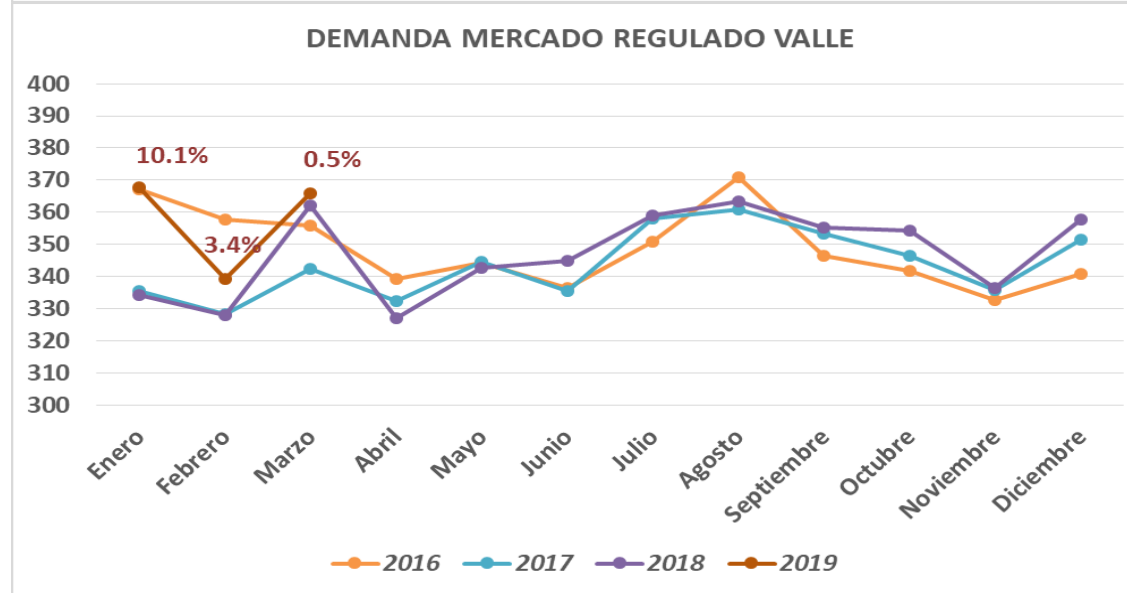
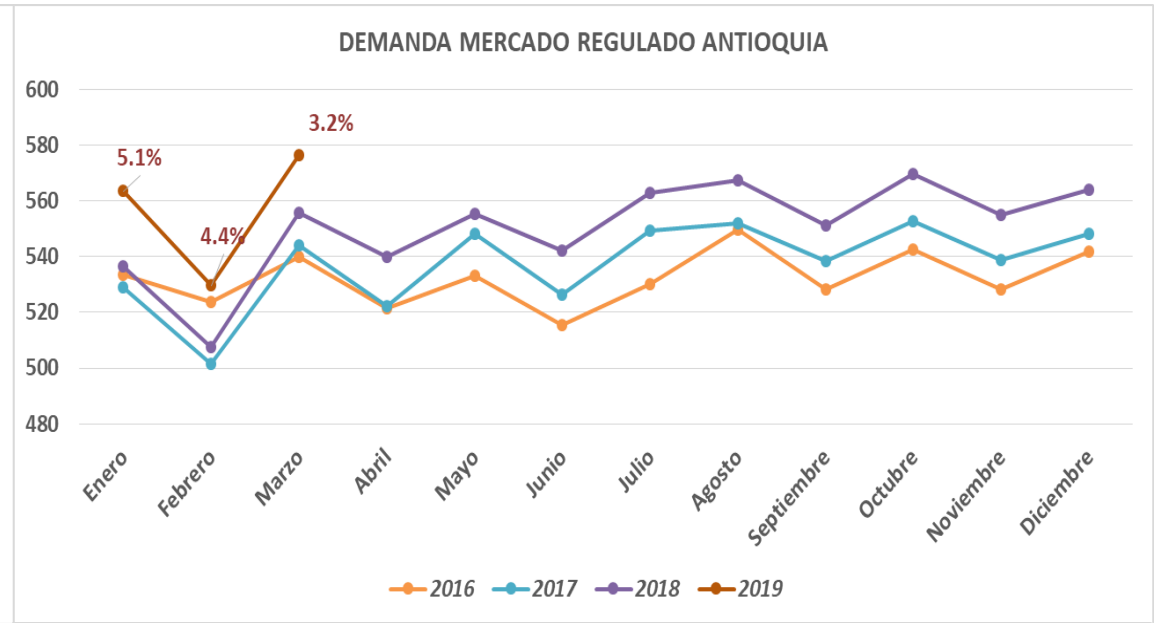
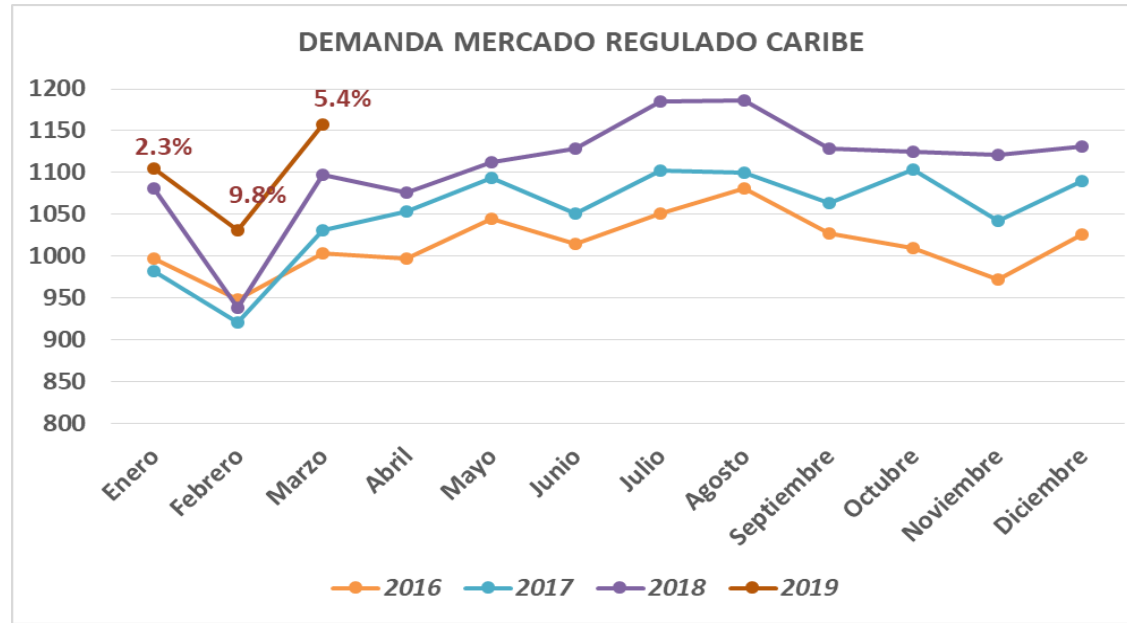
UPME



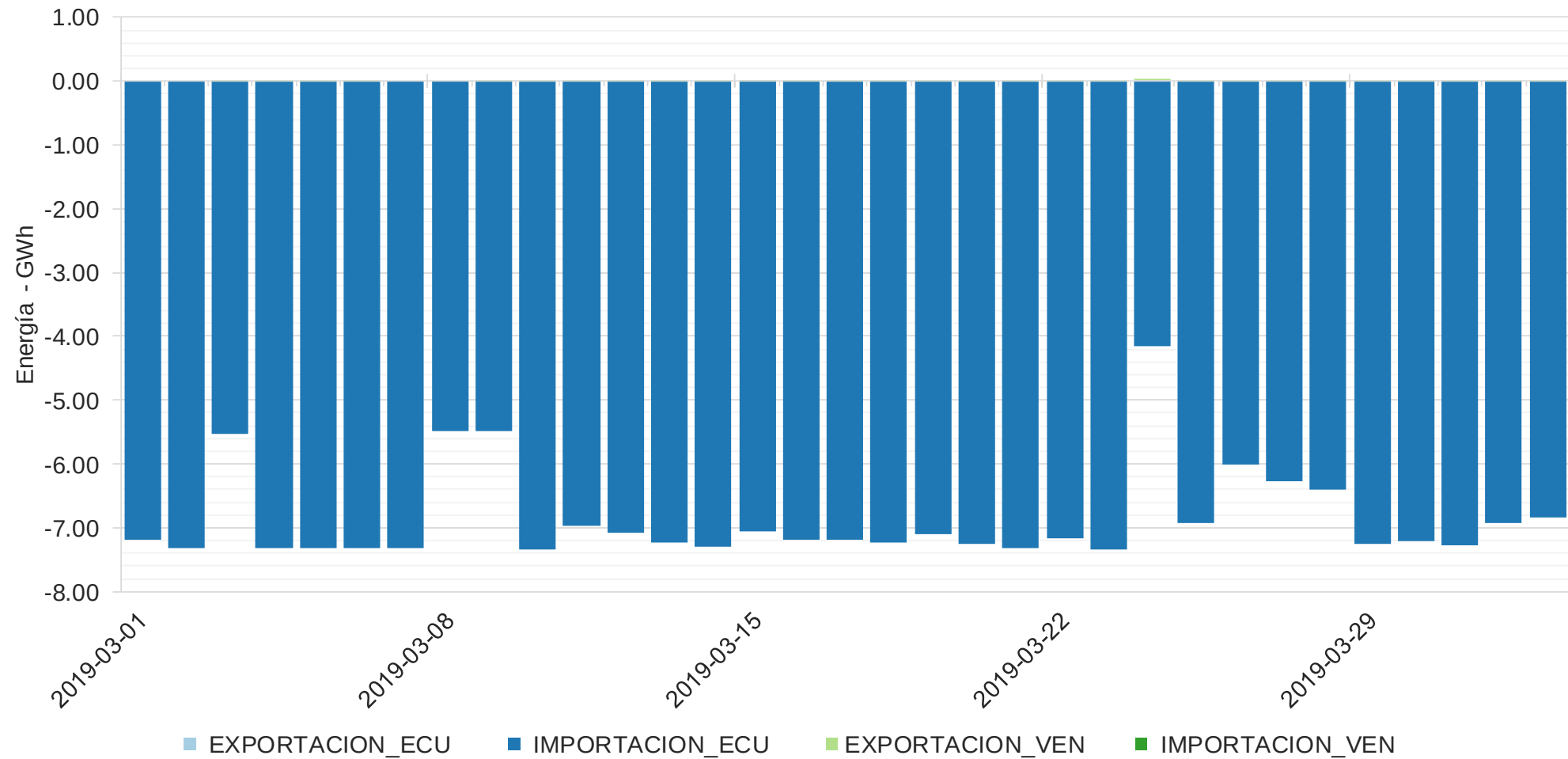
Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado No Regulado



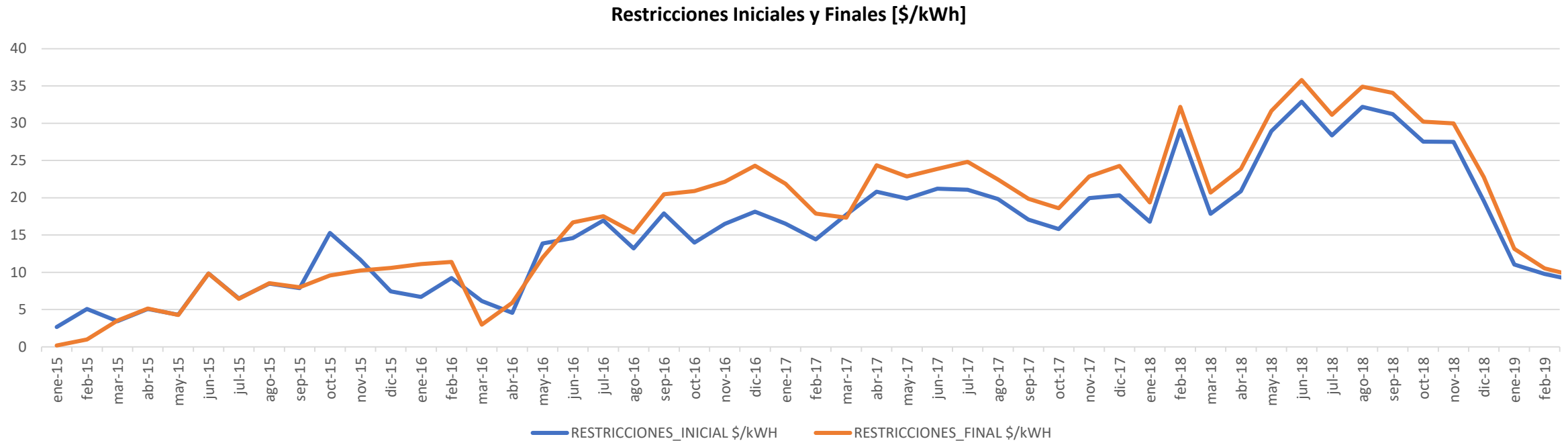
Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado Regulado



Importaciones y exportaciones de energía



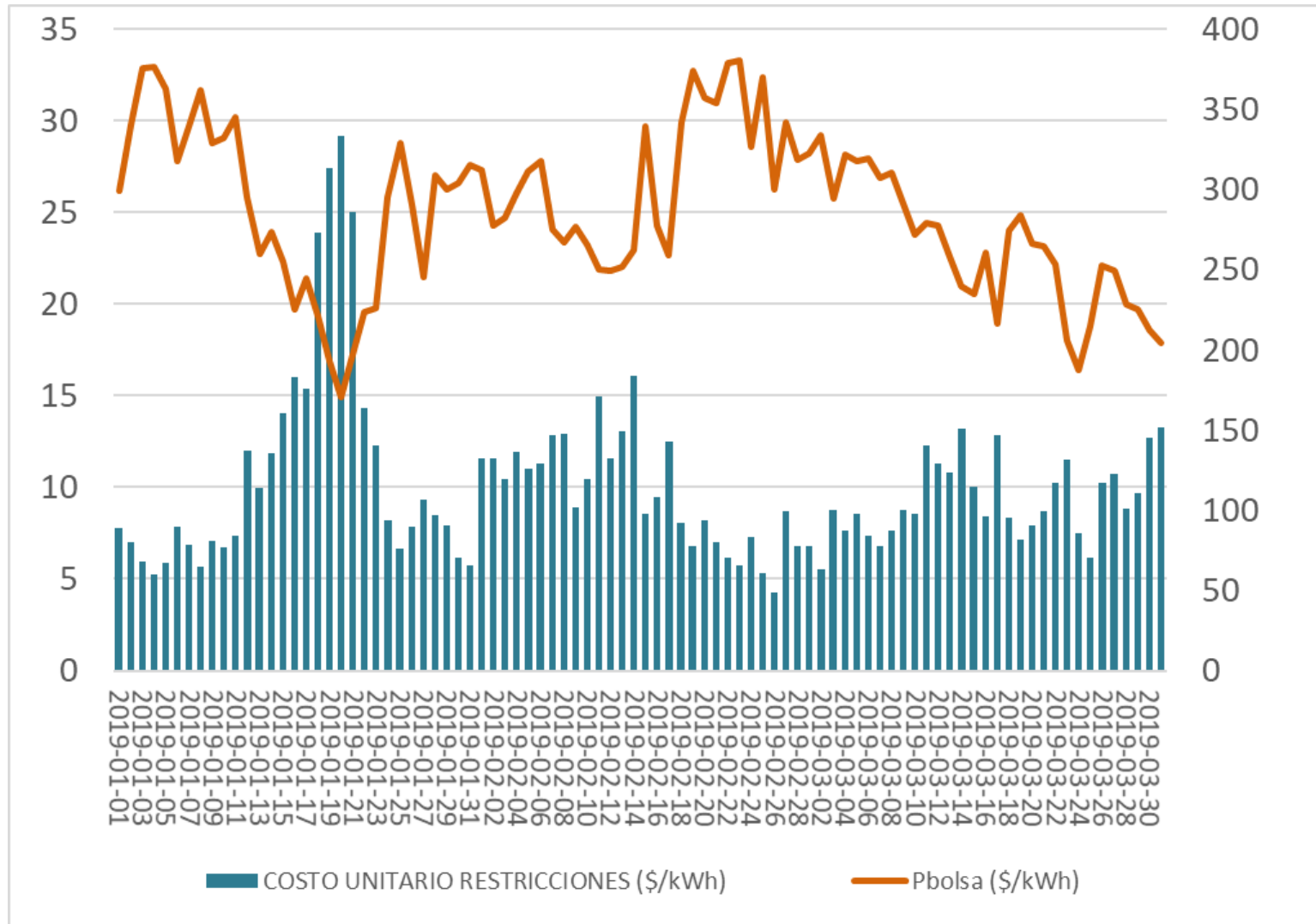
Costo restricciones del SIN 2015 - 2019

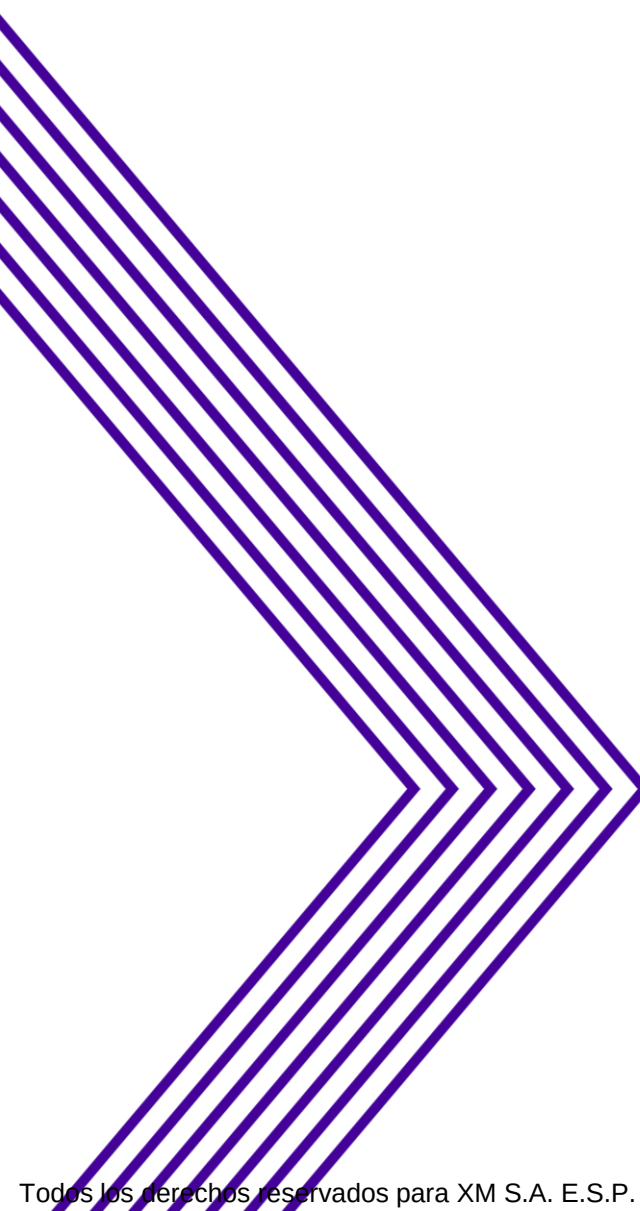


* Las restricciones finales incluyen alivios y cargos establecidos en la regulación

* Grafica realizada con datos hasta marzo 25 de 2019

Costo restricciones Vs Precio de Bolsa 2019

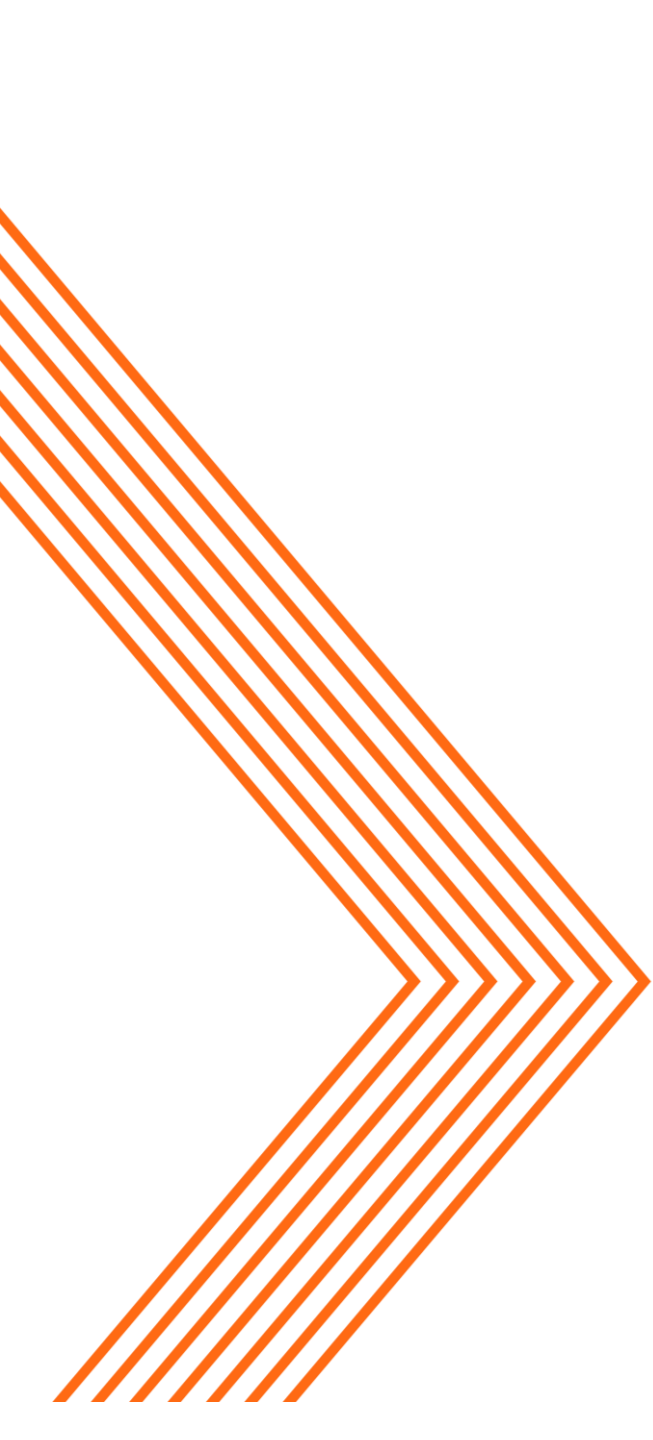




2. Expectativas Energéticas

- Asignación subasta OEF
- Panorama energético
- Caudal Ambiental



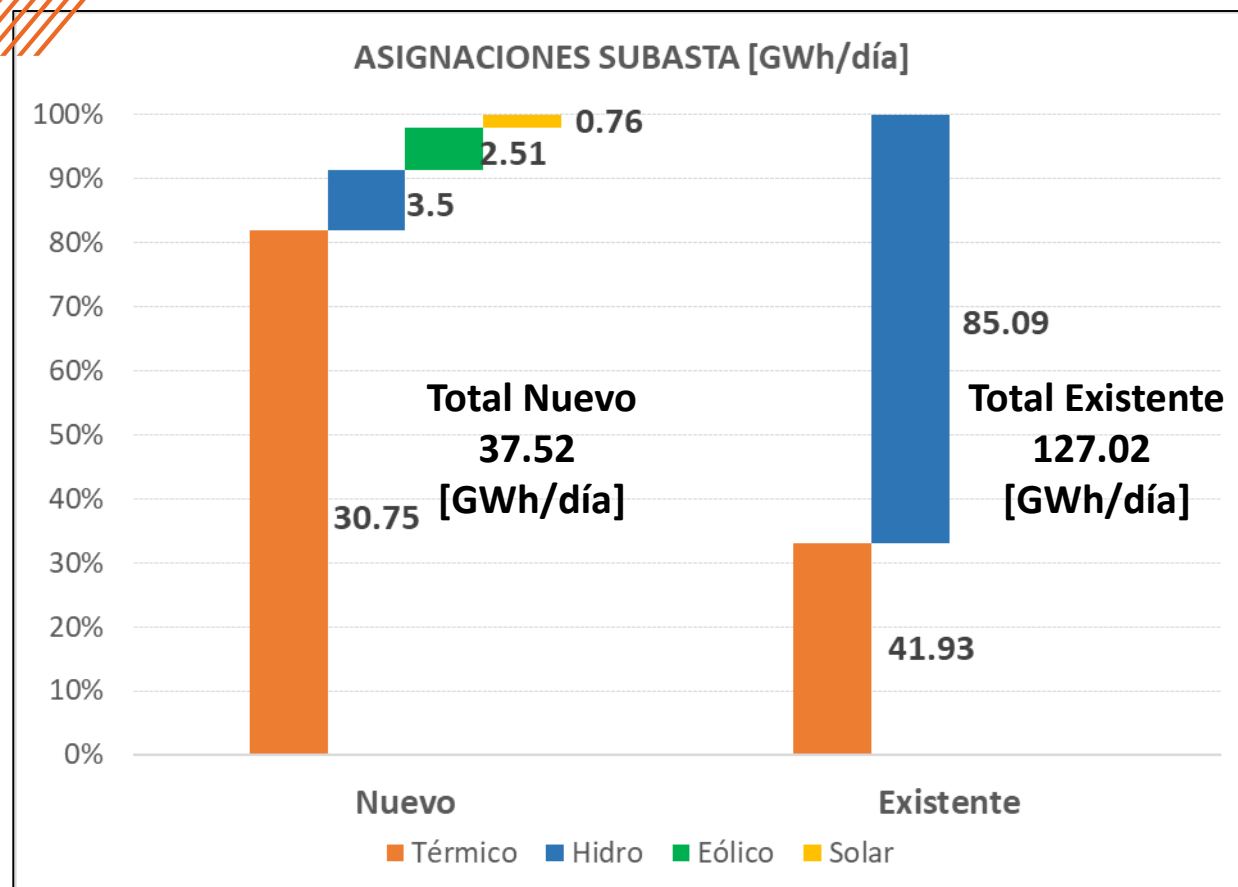


Expectativas Energéticas

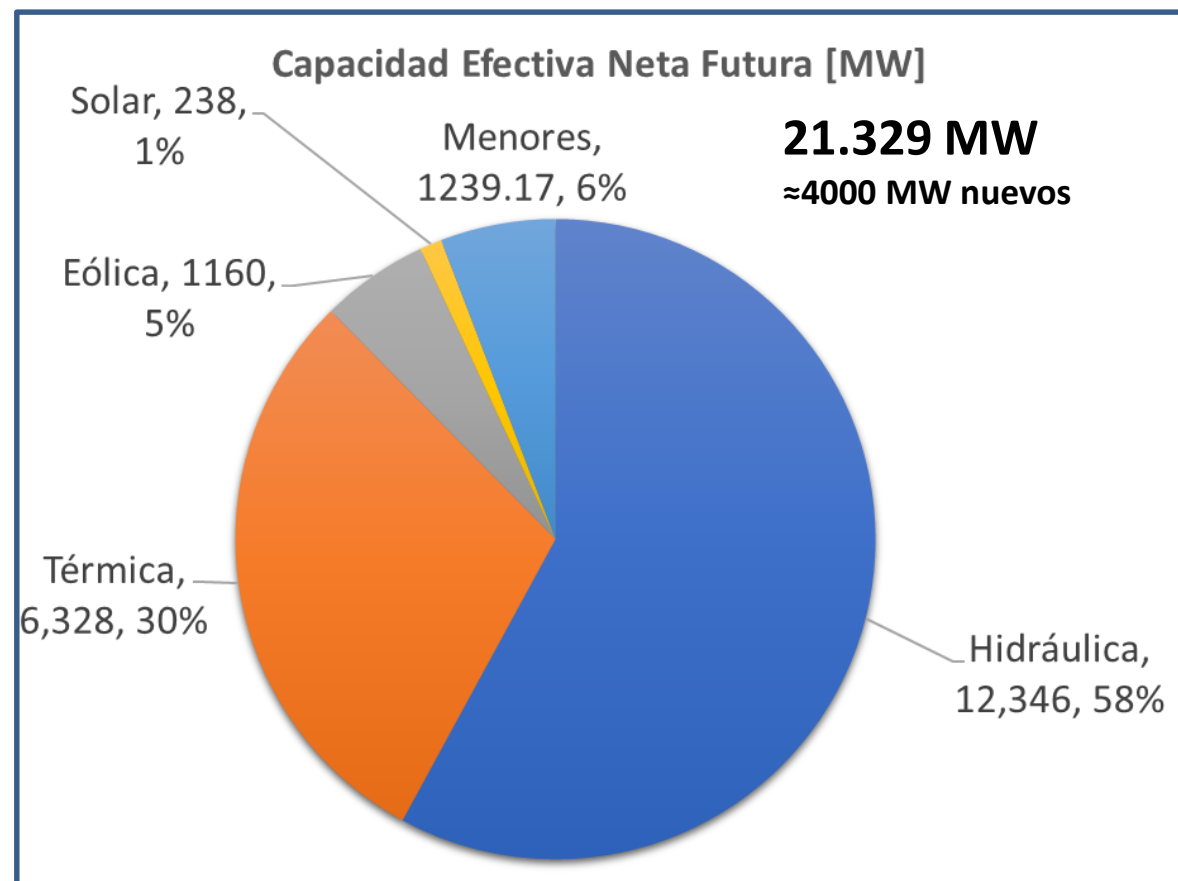
Asignación subasta OEF



Asignaciones subasta



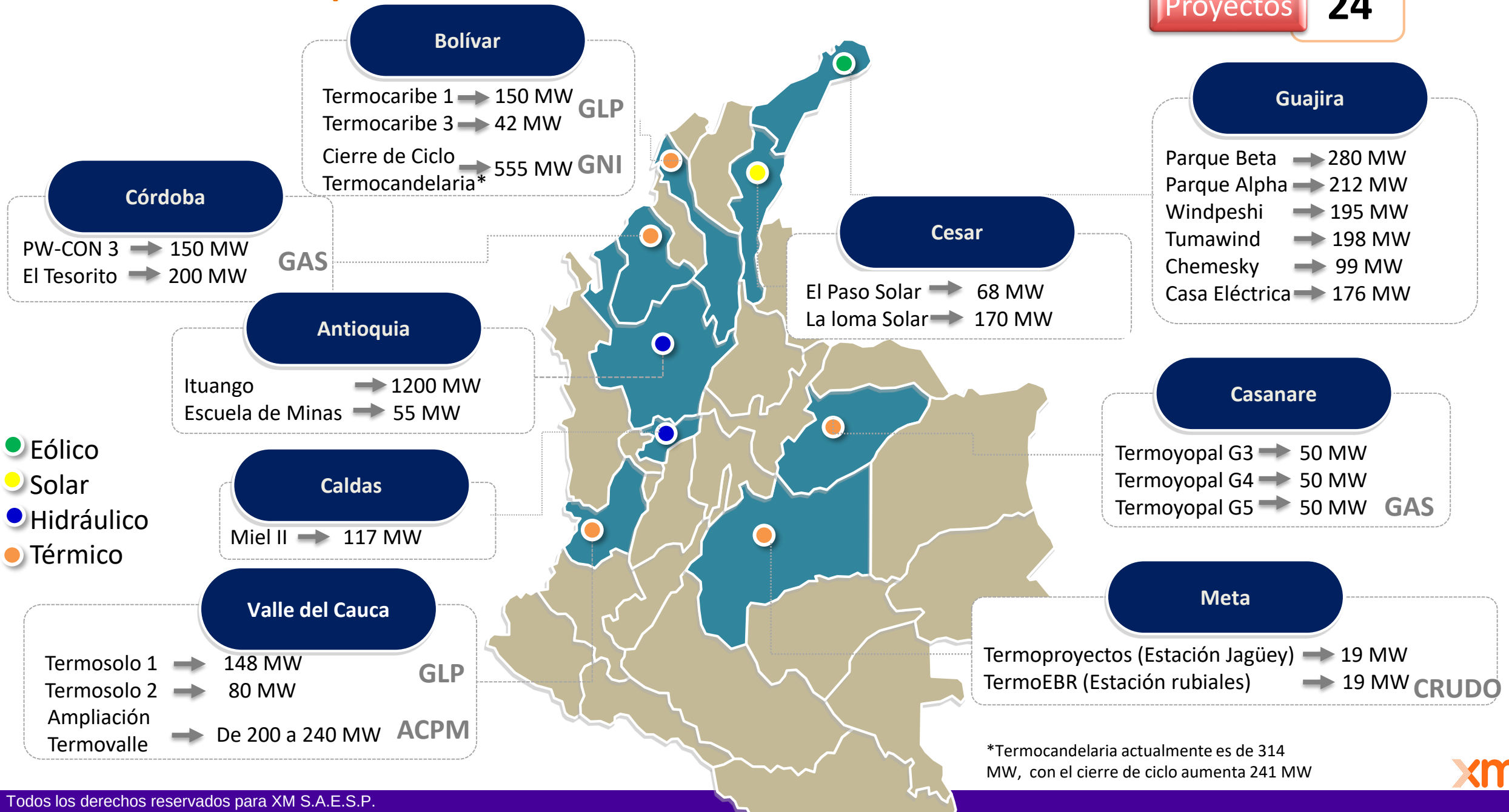
Capacidad efectiva neta 2022-2023



Asignación Subasta: 164.5 GWh/día, OEF Previas: 86GWh/día : Asignación Total: 250.5 GWh/día

Conexión de nuevas plantas al SIN – Resultados subasta

Proyectos **24**

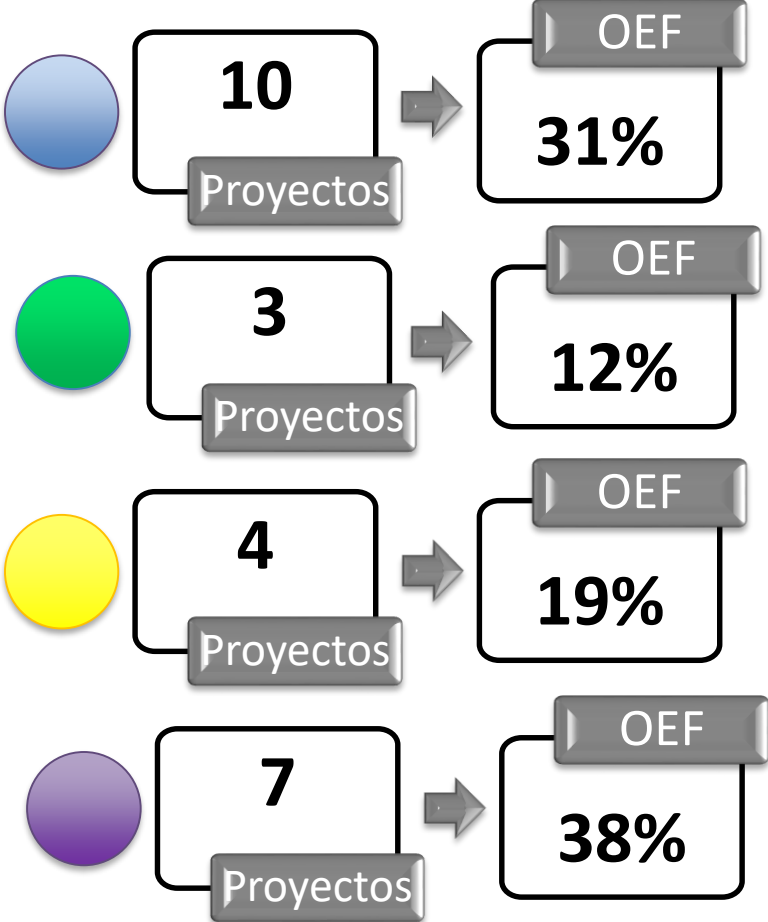


Conexión de nuevas plantas al SIN – Resultados subasta

Estado de acuerdo con la red	Planta	OEF [GWh/día]	FPO*	Tiene concepto de CNX?	Requieren obras en la red para su CNX?	La obra ya se encuentra definida?
	WINDPESHI	0.78	8/11/2021	SI	SI	SI
	TUMAWIND	0.28	1/12/2022	SI	SI	SI
	CHEMESKY	0.20	1/12/2022	SI	SI	SI
	CASA ELÉCTRICA	0.89	1/12/2022	SI	SI	SI
	PARQUE ALPHA	0.15	1/12/2022	NO	SI	NO
	PARQUE BETA	0.20	1/12/2022	NO	SI	NO
	EL PASO SOLAR	0.24	30/06/2019	SI	NO	-
	LA LOMA SOLAR	0.52	25/05/2021	SI	SI	SI
	CIERRE DE CICLO CANDELARIA	5.61	30/04/2020	SI	SI	SI
	TERMO CARIBE 3	0.81	31/08/2022	NO	SI	SI
	TERMO CARIBE 1	2.88	9/30/2022	NO	SI	SI
	EL TESORITO	4.56	1/12/2022	NO	SI	NO
	PW-CON3	2.88	1/12/2022	NO	SI	NO
	AMPLIACIÓN TERMOVALLE	5.47	1/12/2022	NO	-	-
	TERMO SOLO 1	2.84	17/10/2022	SI	SI	SI
	TERMO SOLO 2	1.54	30/12/2022	NO	NO	-
	ESCUELA DE MINAS	0.15	1/08/2019	SI	NO	-
	PESCADERO-ITUANGO	3.15	29/12/2021	SI	SI	SI
	MIEL II	0.20	1/12/2022	NO	NO	-
	ESTACIÓN RUBIALES	0.37	30/12/2019	NO	-	-
	ESTACIÓN JAGÜEY	0.37	30/12/2019	NO	-	-
	TERMOYOPALG3	1.14	1/12/2022	SI	NO	-
	TERMOYOPALG4	1.14	1/12/2022	SI	NO	-
	TERMOYOPALG5	1.14	1/12/2022	SI	NO	-

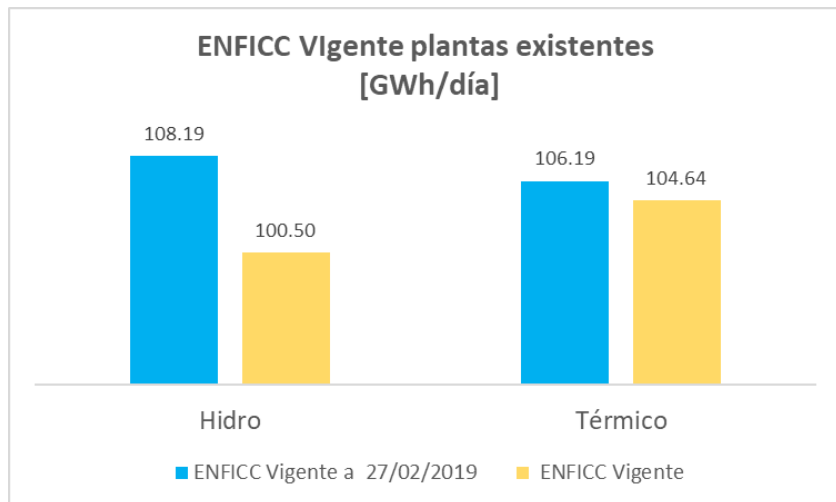
*FPO: Fecha de puesta en Operación de acuerdo con lo indicado en el cronograma presentado para la subasta

-  No requiere obras de uso para su conexión
-  Fecha de la red previo a la fecha de generación
-  Fecha de la red igual a la fecha de generación
-  Fecha de la red sin definir o posterior a la fecha de generación

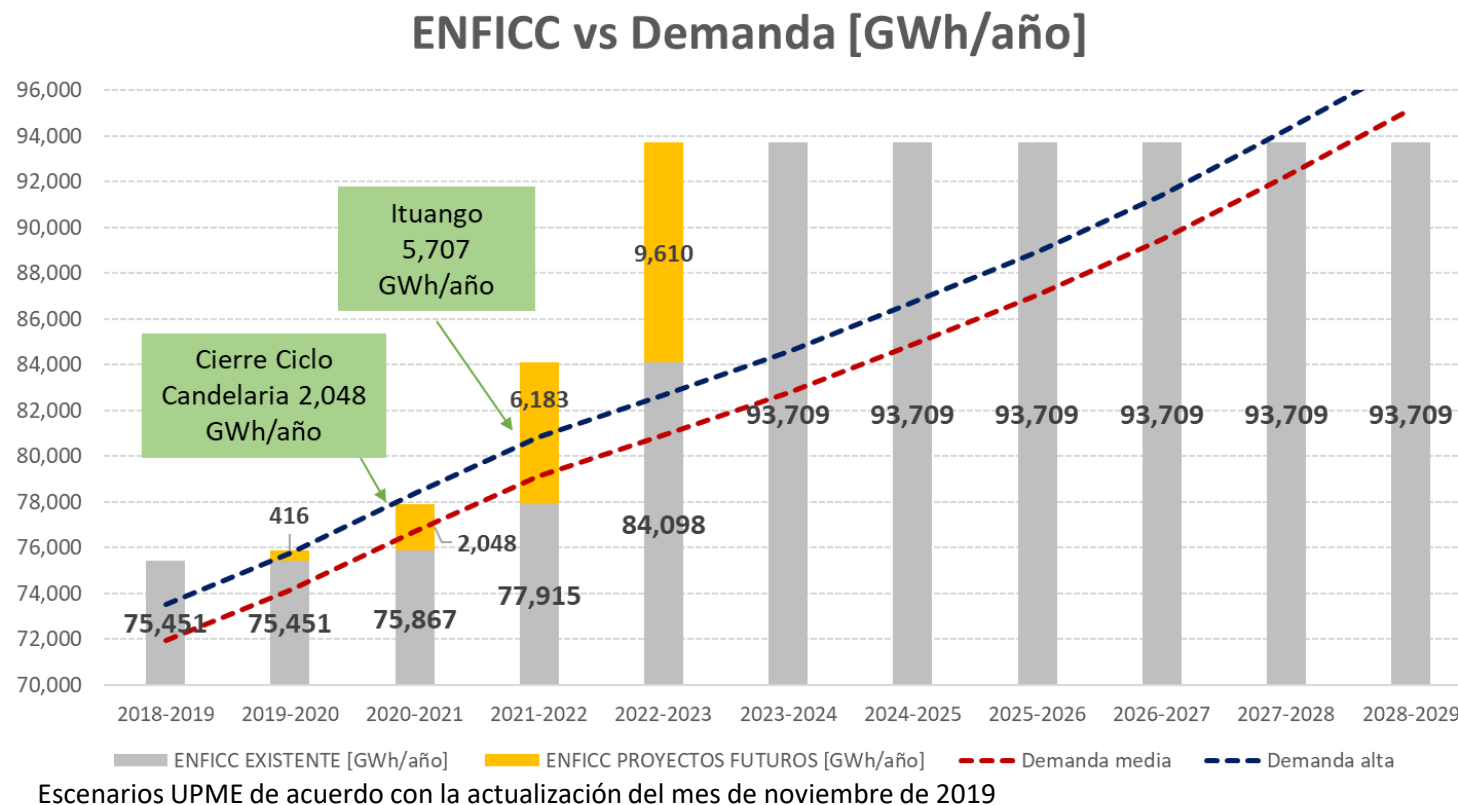


Actualmente la UPME y XM, se encuentra realizando los análisis para la definición de obras para la conexión de los proyectos de generación oportunamente.

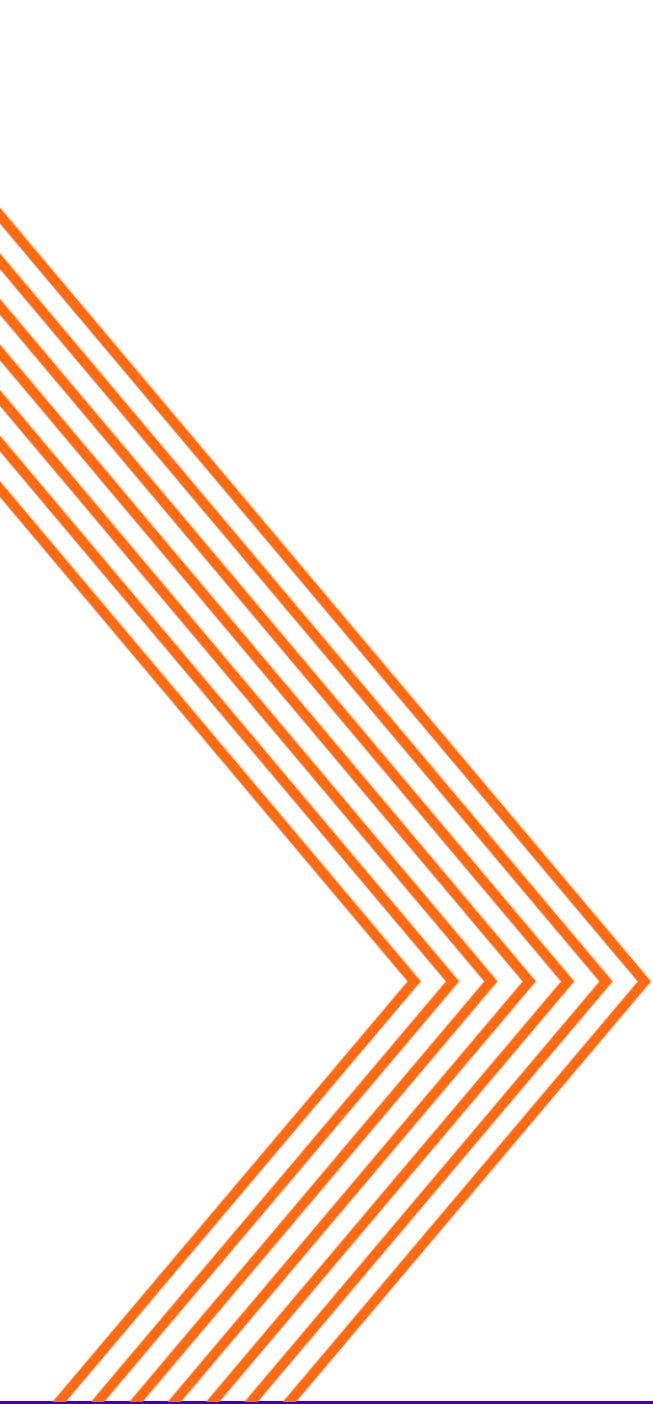
ENFICC



Diferencia ENFICC Vigente respecto a la última ENFICC vigente
9.24 GWh/día



Se considera la entrada de los proyectos de acuerdo con las fechas indicadas en el Cronograma presentado para la subasta de asignación de OEF 2022-2023.



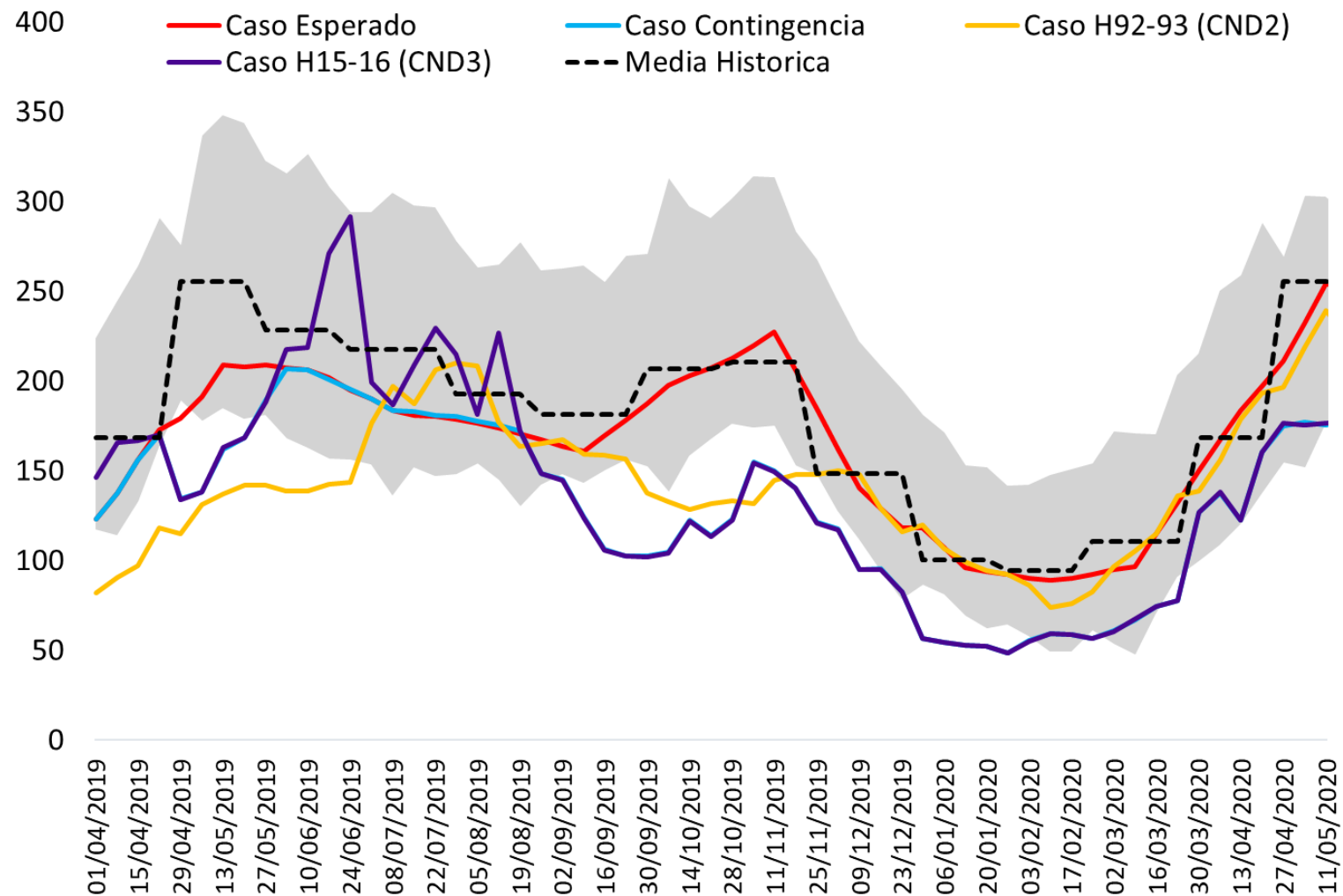
Expectativas Energéticas Panorama energético





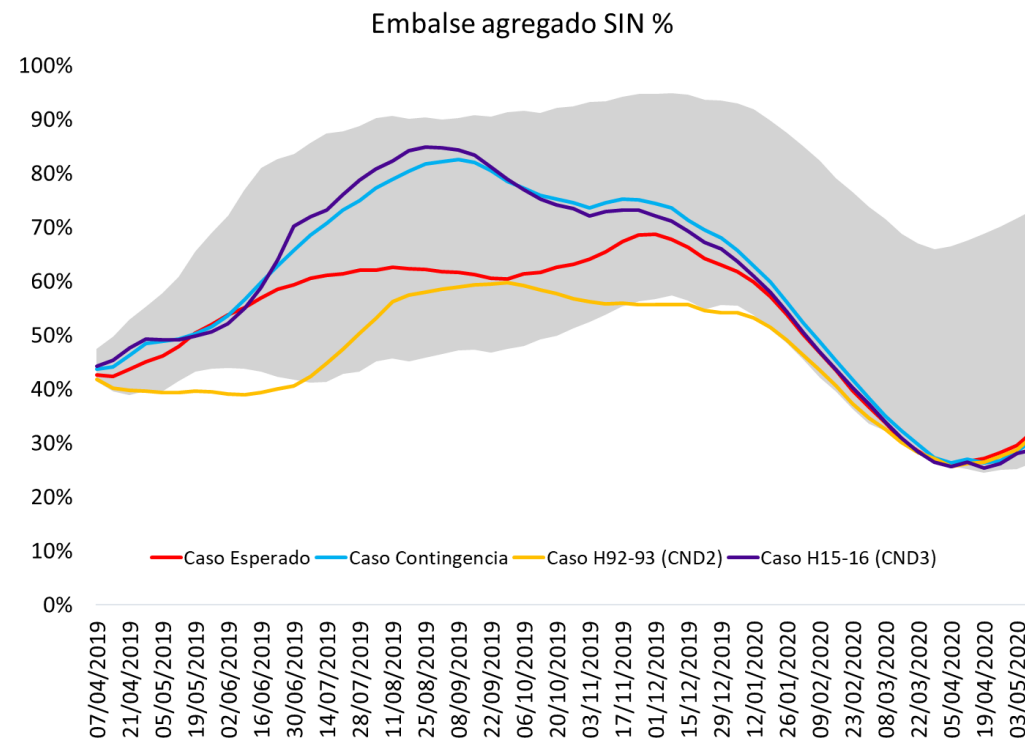
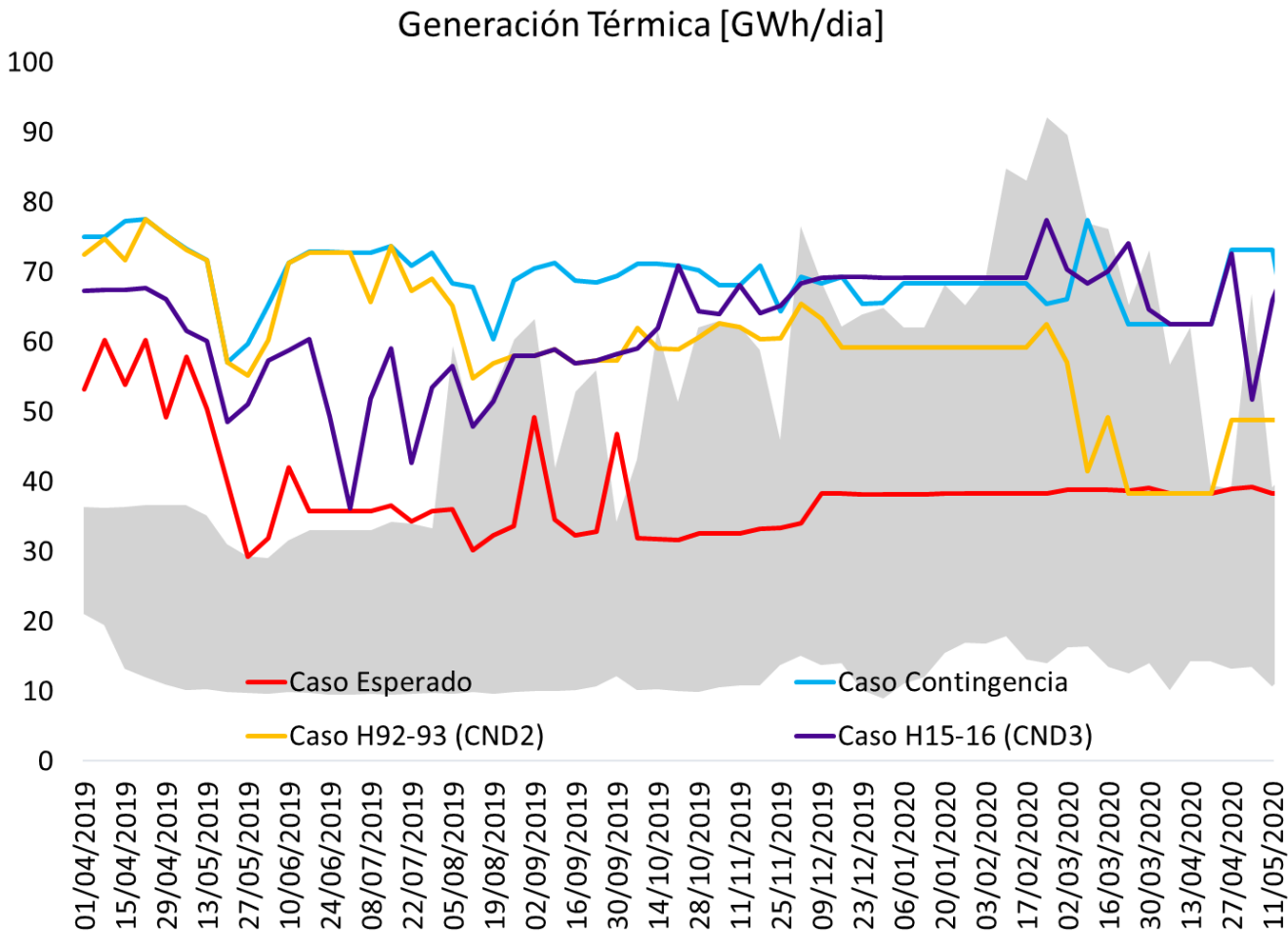
Aportes

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



Escenarios definidos en el SURER para el mes de Marzo

Generación térmica y embalse

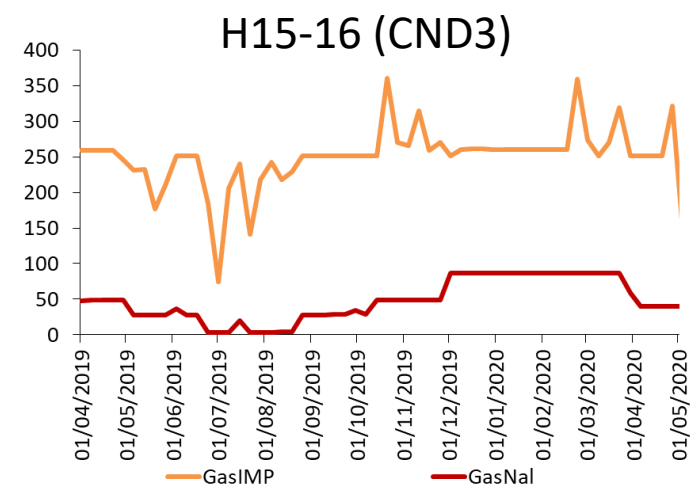
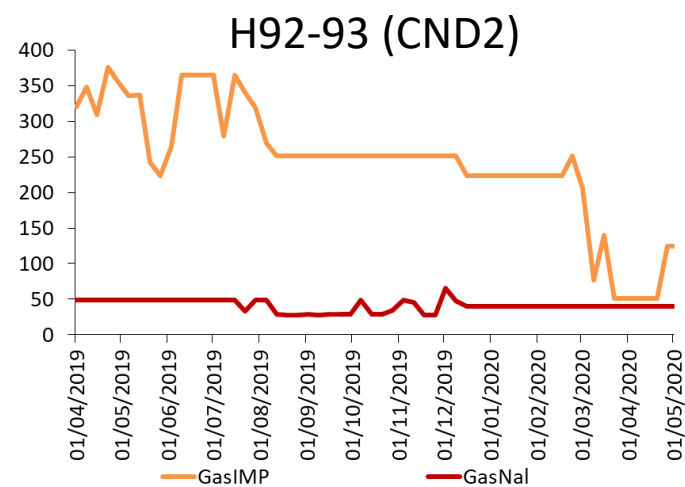
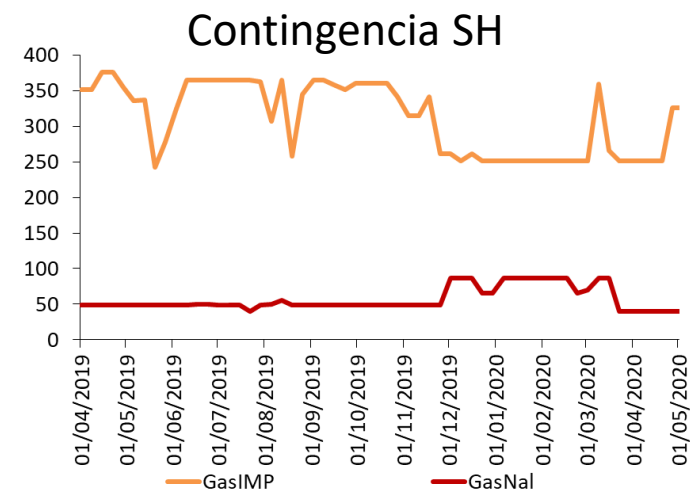
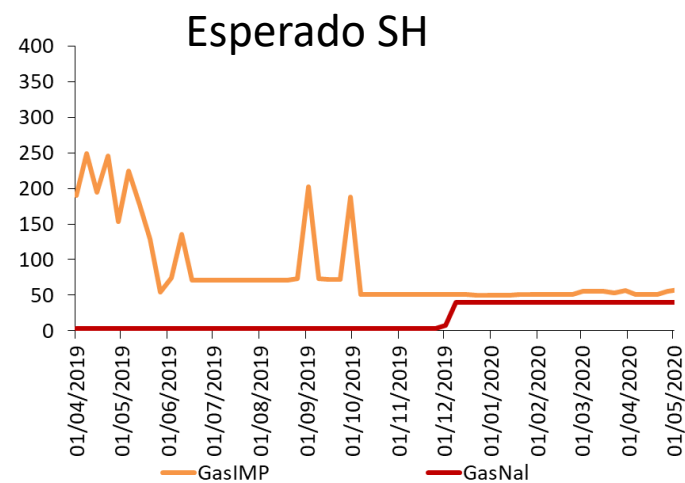


Mes	ESP	CONT	H92-93	H15-16
Abril	57	76	74	67
Mayo	49	69	69	59

Promedios mensuales



Consumo de Gas [GBTUD]



Conclusiones



El sistema cuenta con recursos para atender la demanda nacional con suficiencia en el horizonte presentado, considerando la información reportada por los agentes, expectativas de aportes esperados y demás supuestos para el sistema.

La generación térmica esperada oscila, en valores promedio para el mes de abril de 2019, entre 57 y 76 GWh/día; esto para escenarios hidrológicos donde se representa diferentes condiciones de aportes.



El seguimiento a la información climática entregada por entes internacionales indican que podría mantenerse las condiciones actuales de El Niño débil durante los próximos meses, por lo que se requiere el seguimiento continuo a las variables hidro-climáticas, en especial a los caudales en las distintas regiones de SIN. Asimismo, se recomienda una maximización en la disponibilidad de la generación, en especial la generación térmica, que permita afrontar los escenarios de aportes esperados por debajo de la media histórica.

El seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN, toman especial relevancia para el correcto abastecimiento de la demanda en los próximos años. Posibles retrasos de estos proyectos o sus conexiones a la red representan posibles riesgos para una atención confiable de la demanda.

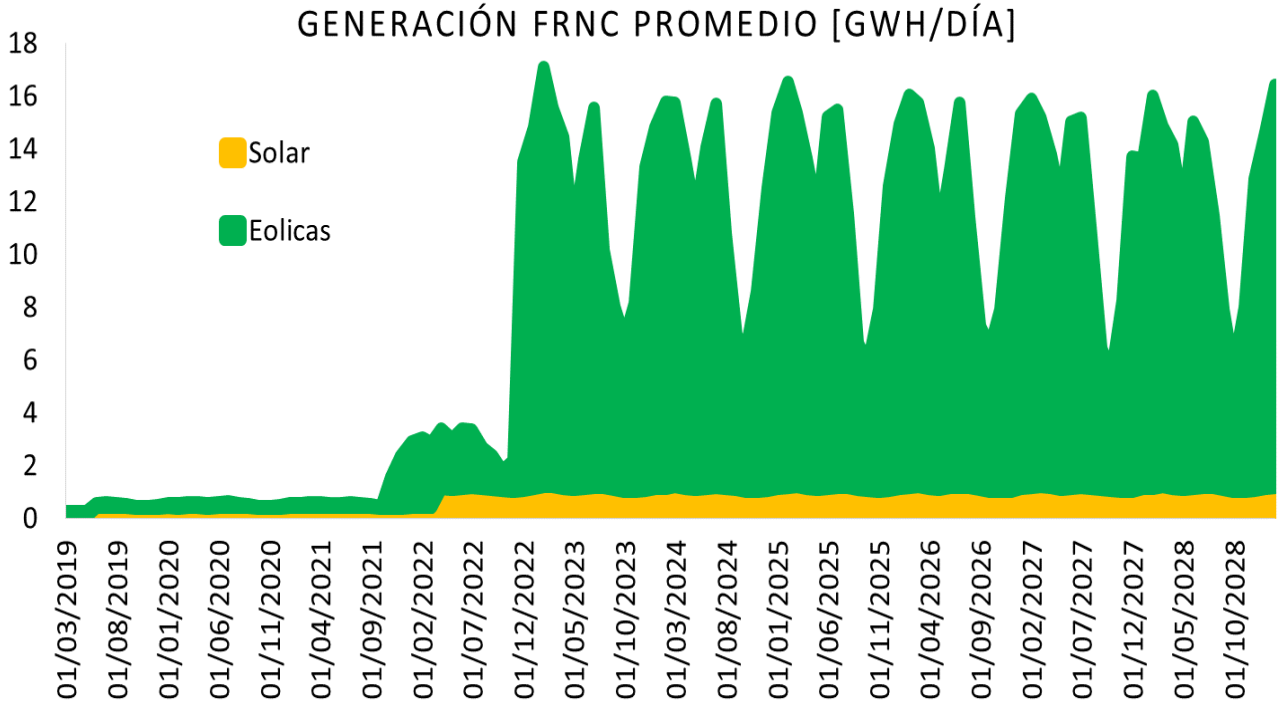
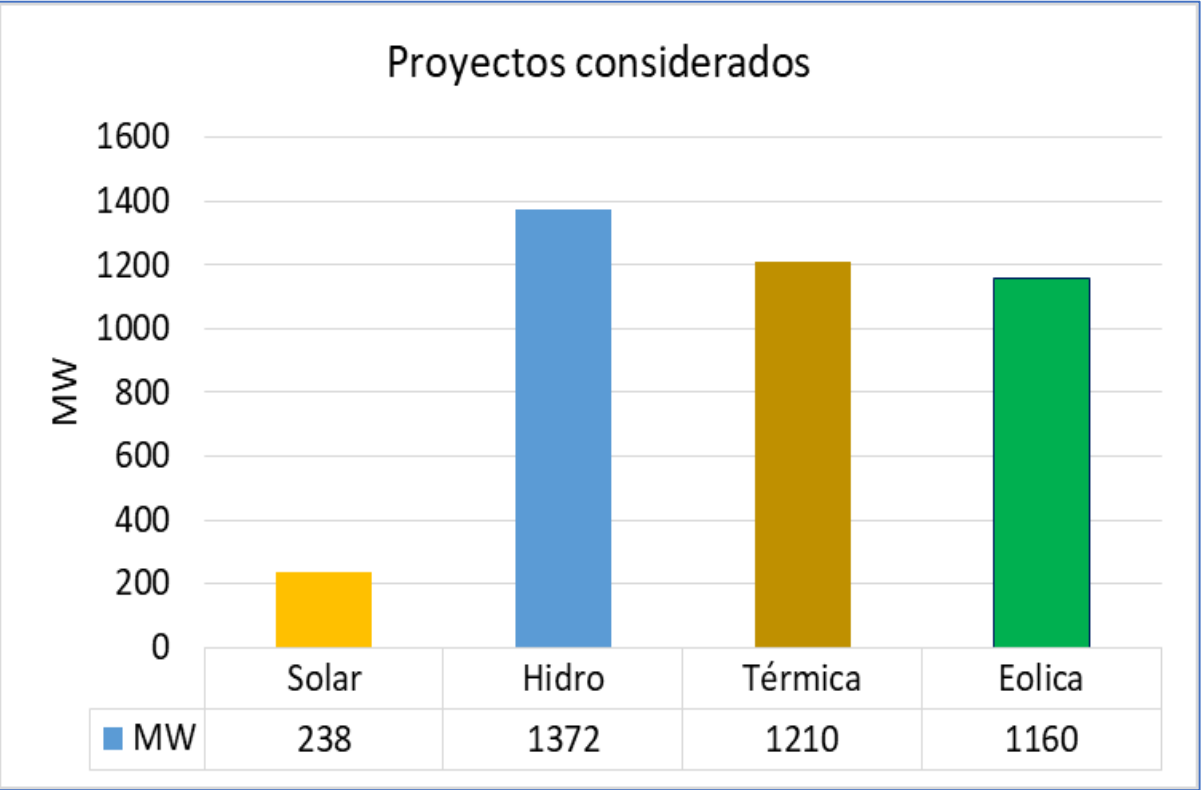


Durante el desarrollo, y antes de la puesta en operación de los nuevos proyectos de generación, cobra importancia para la confiabilidad del SIN una adecuada gestión de la disponibilidad de los recursos existentes de generación, de la logística de abastecimiento de combustibles, la disponibilidad de los enlaces para importaciones internacionales y la gestión de respuesta de la demanda.

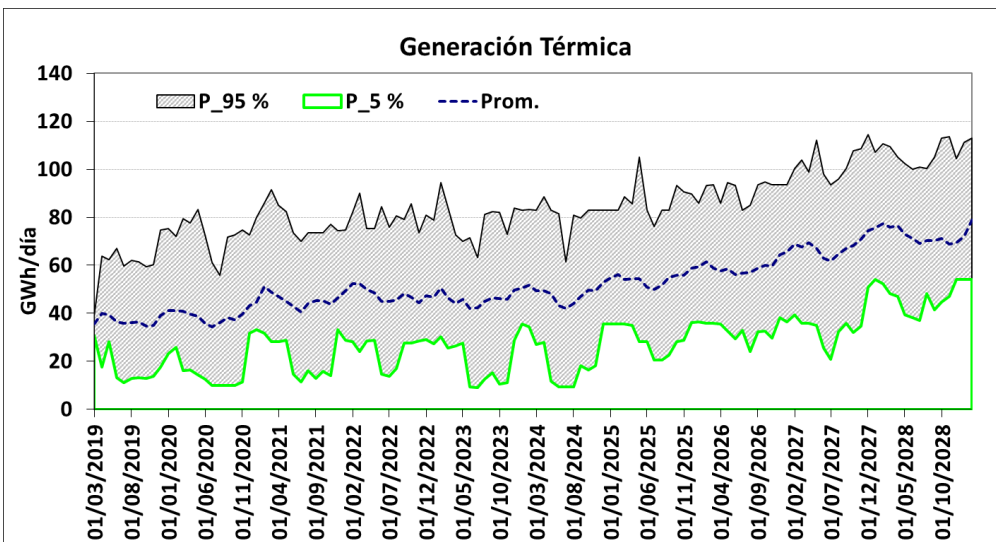
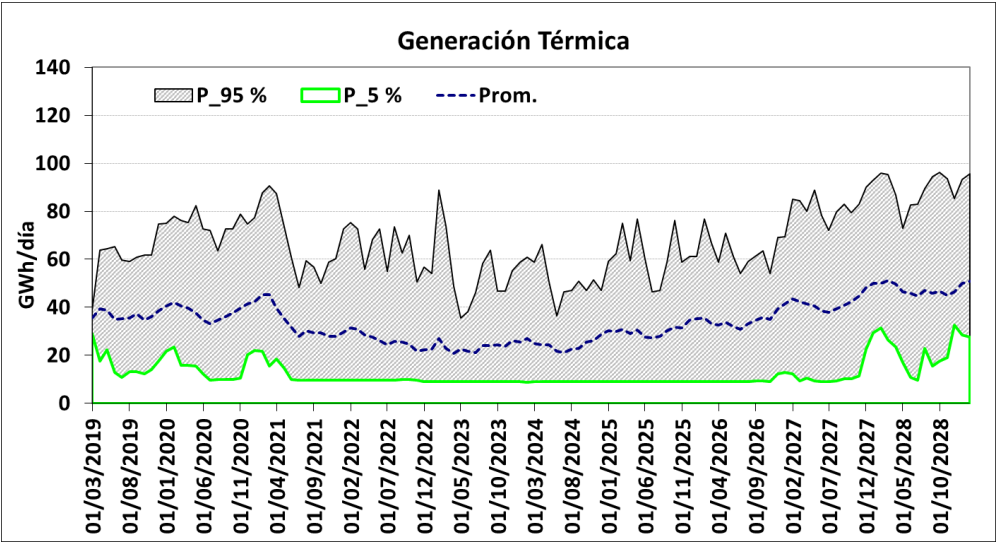
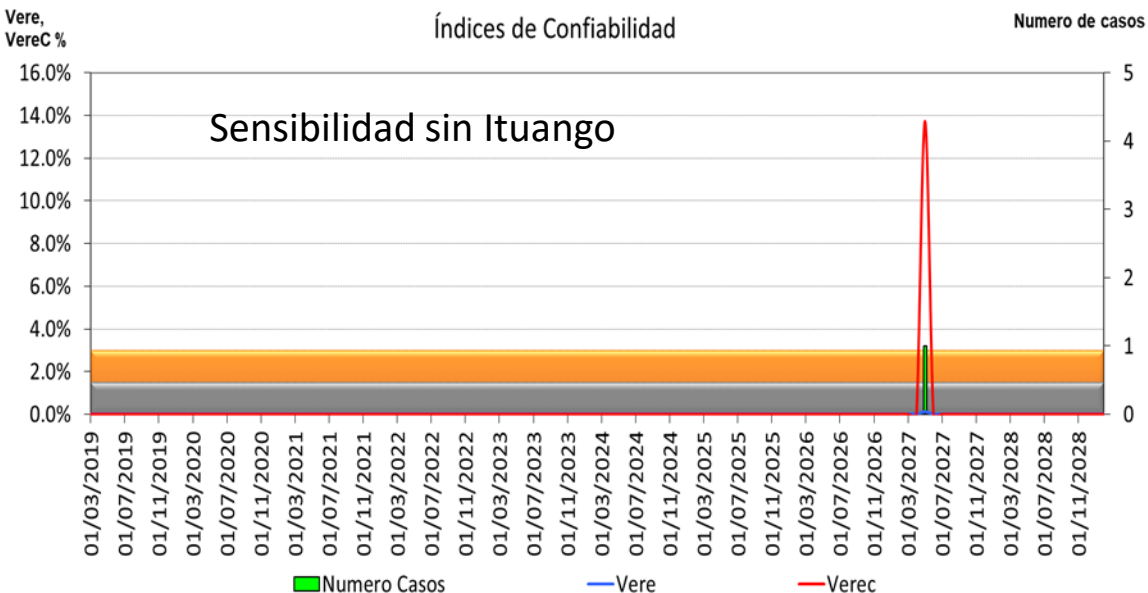
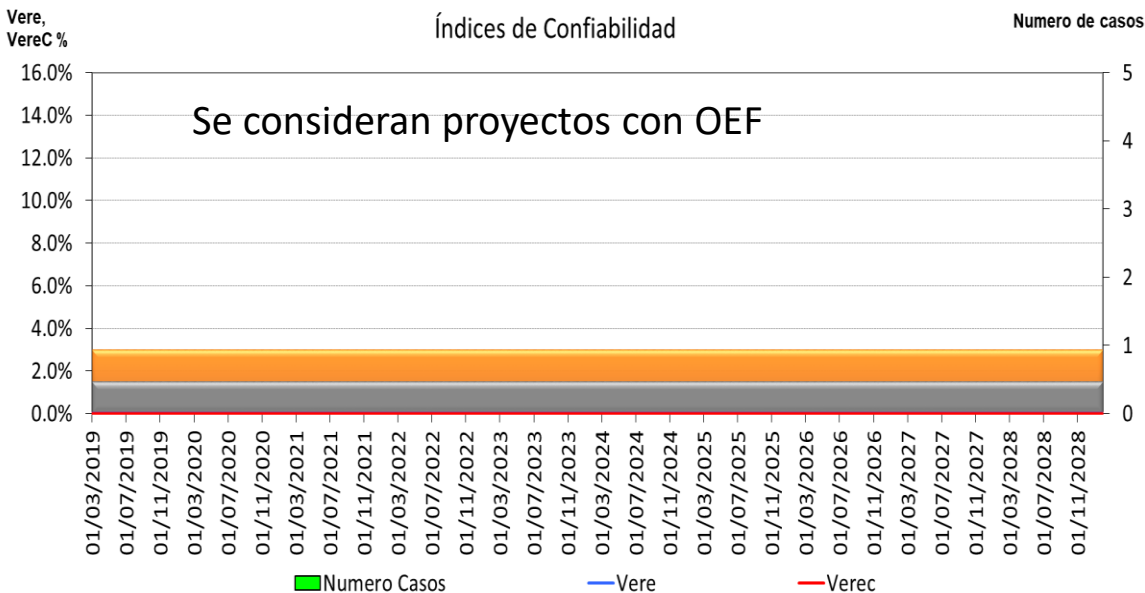


Análisis Energético – Largo Plazo 2019-2028

Se considera la entrada de un portafolio de proyectos acorde con los resultados de la última subasta de energía firme



Análisis Energético – Largo Plazo 2019-2028



Conclusiones



En el horizonte de largo plazo con la entrada de la totalidad de los proyectos con OEF en la última subasta de energía, cumpliendo con las fechas establecidas para inicio de obligaciones en diciembre del 2022 y considerando el escenario de demanda media propuesto por la UPME, se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente



Según la sensibilidad presentada, ante la ausencia del proyecto Hidroituango, se observa que a partir del verano de 2027 se presentarían un incumplimiento del indicador VEREC. Esta ausencia implica una mayor exigencia del parque termoeléctrico reflejado con aumento progresivo en sus promedios de generación a lo largo del horizonte de análisis.

Ante la entrada de los proyectos de generación eólicos y solares, se espera que la generación promedio con estas tecnologías sea cercana al 5% del total de la demanda a partir de diciembre de 2022.

Se recomienda realizar un seguimiento permanente al desarrollo de los nuevos proyectos que tuvieron asignación OEF para la vigencia 2022-2023 con el fin tomar las acciones necesarias en caso atrasos en su entrada en operación.



Las simulaciones realizadas muestran un incremento en los promedios de generación térmica y costos marginales en la temporada seca 2020-2021. Lo anterior indica que las temporadas secas previas al inicio de vigencia en diciembre del 2022 requieren de un especial seguimiento, donde cobran relevancia las interconexiones internacionales y la gestión de la demanda.

Aplicación de la metodología de estimación de caudal ambiental propuesta por el MADS, en el Sector Eléctrico Colombiano.



Antecedentes

2017
Diciembre

Guía metodológica para
estimación del caudal
ambiental – V1*



2018
Agosto

Guía metodológica para
estimación del caudal
ambiental en el río Bogotá *



2018
Noviembre

Metodología para la
estimación del caudal
ambiental en Colombia – V2



2019
Marzo

Metodología para la
estimación del caudal
ambiental en Colombia – V3



Estudio de impacto y comentarios



Comentarios



Precisiones y supuestos de
aplicación



Estudio de impacto y comentarios



Comentarios



* Publicada oficialmente para comentarios

Evaluación del impacto – Comentarios

En particular, sobre la versión compartida recientemente por el MADS se resaltan los siguientes aspectos:

Siguen apareciendo elementos que quedan a libre interpretación de quien se encuentra realizando el proceso de aplicación, lo cual implica una alta incertidumbre en la validez de los resultados, de cara a una evaluación o aplicación por parte de la autoridad competente.

Existe incertidumbre sobre la determinación real de la condición ecológica deseada o el objetivo ambiental para los cuerpos de agua, teniendo en cuenta que estas serán determinadas por las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR).

Se identifican ajustes en la metodología a escala regional, por parte de las CAR, que no se ven reflejados en el caso de aplicación en el marco de los procesos de licenciamiento.

La Metodología no presenta con claridad suficiente la aplicación en los casos en los que se defina para el cuerpo de agua una condición ecológica deseada asociada a la preservación de los servicios ecosistémicos de aprovisionamiento y culturales.

Evaluación del impacto – Plan de trabajo



Definir objetivo ambiental o condición deseada para los cuerpos de agua asociados a proyectos hidroeléctricos existentes y futuros.

Indicar el procedimiento para los casos en lo cuales la condición deseada corresponde a la prestación de servicios ecosistémicos de aprovisionamiento y culturales



Definir escenario de expansión para evaluar el impacto en el sector eléctrico



Estimación de los caudales aprovechables



Cuantificación del impacto en el sector eléctrico Colombiano

Escenarios

Caso Base: Sin aplicar la guía

Aplicación de la guía sólo al río Bogotá

Aplicando la guía solo a proyectos futuros

Aplicando la guía a proyectos futuros + los que renuevan concesiones a 15 años

Aplicando la guía a todo el parque hidráulico

Métricas definidas por el MADS

Métricas mas restrictivas

3. Situación Operativa

- Operación área Caribe
- Evento 1 de abril
- Pruebas autorizadas en el SIN durante 2018

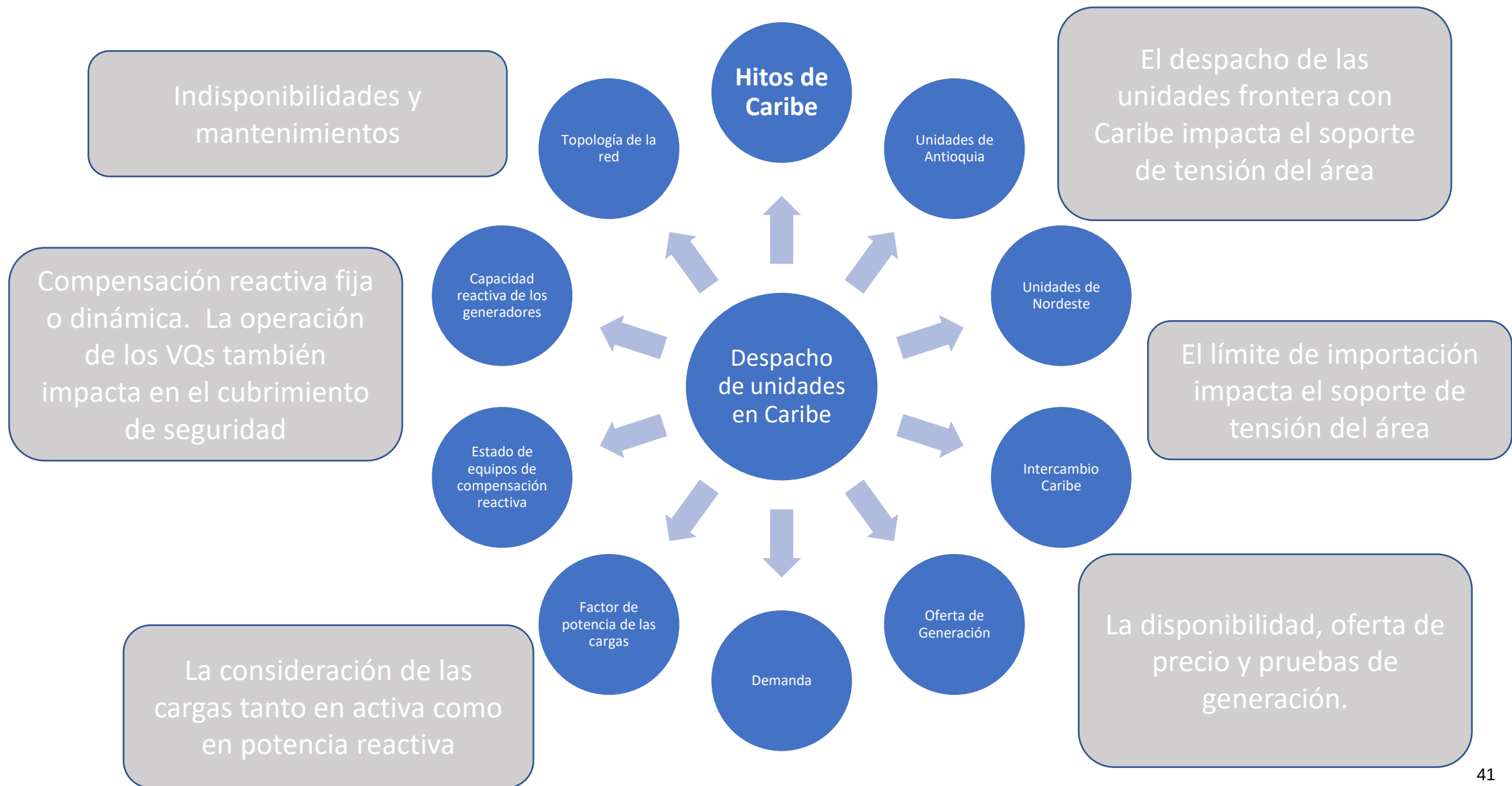




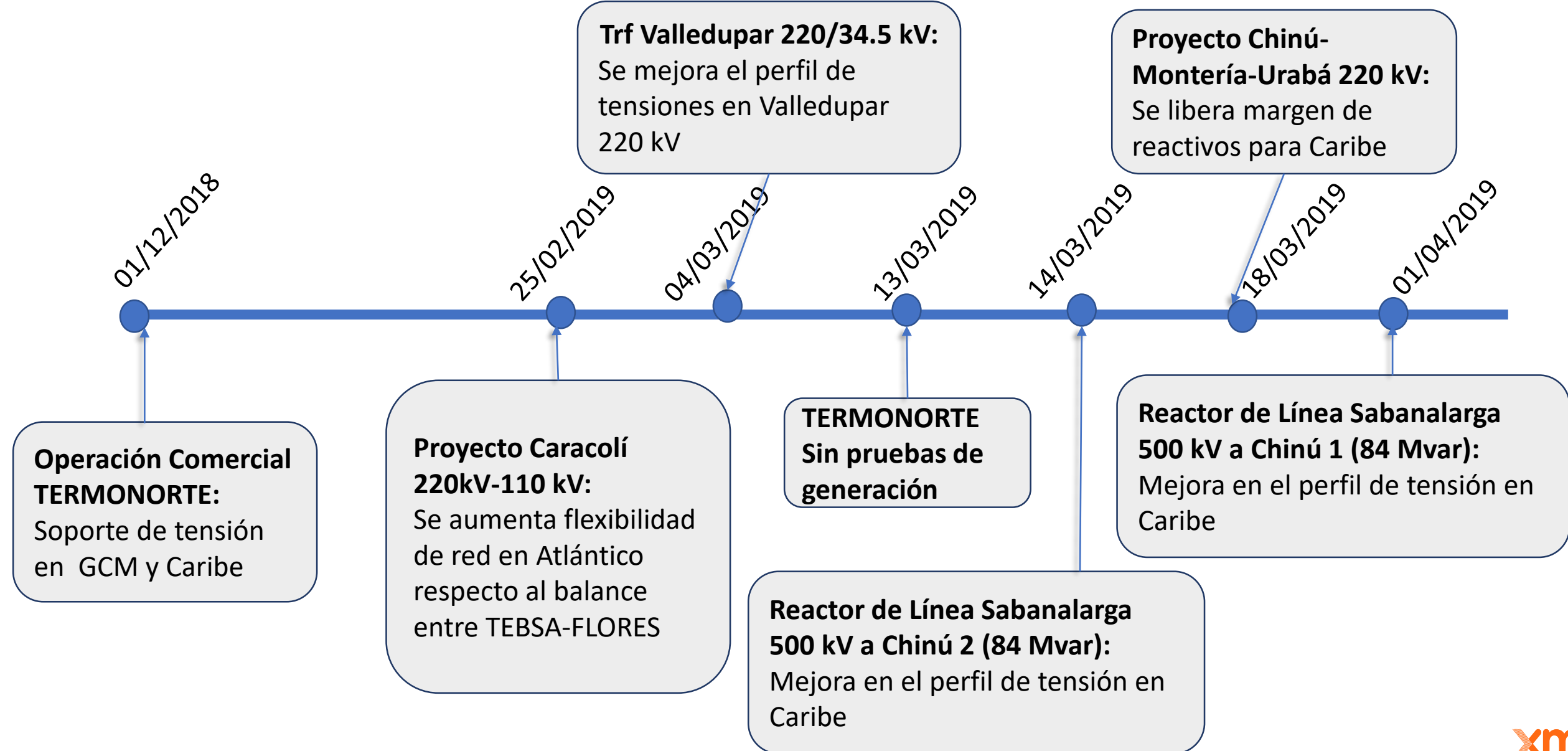
Consideraciones Despacho Económico caso Caribe



Elementos que impactan la programación de unidades



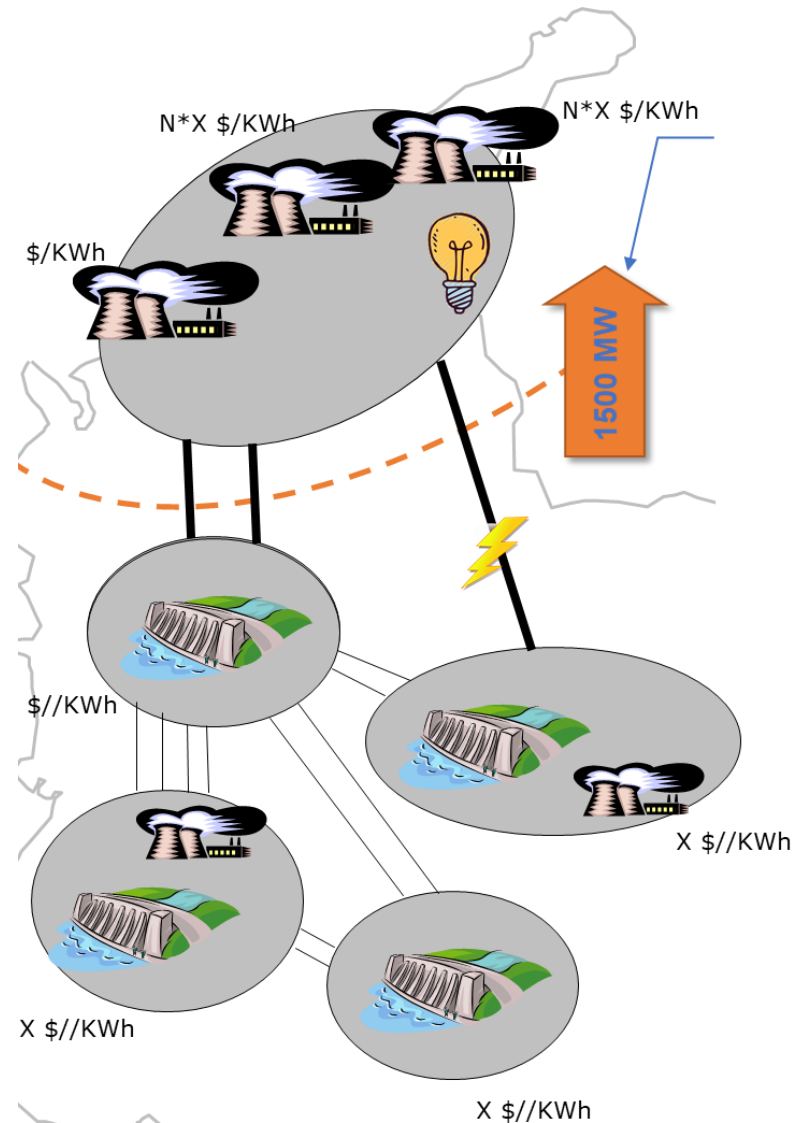
Hitos relevantes



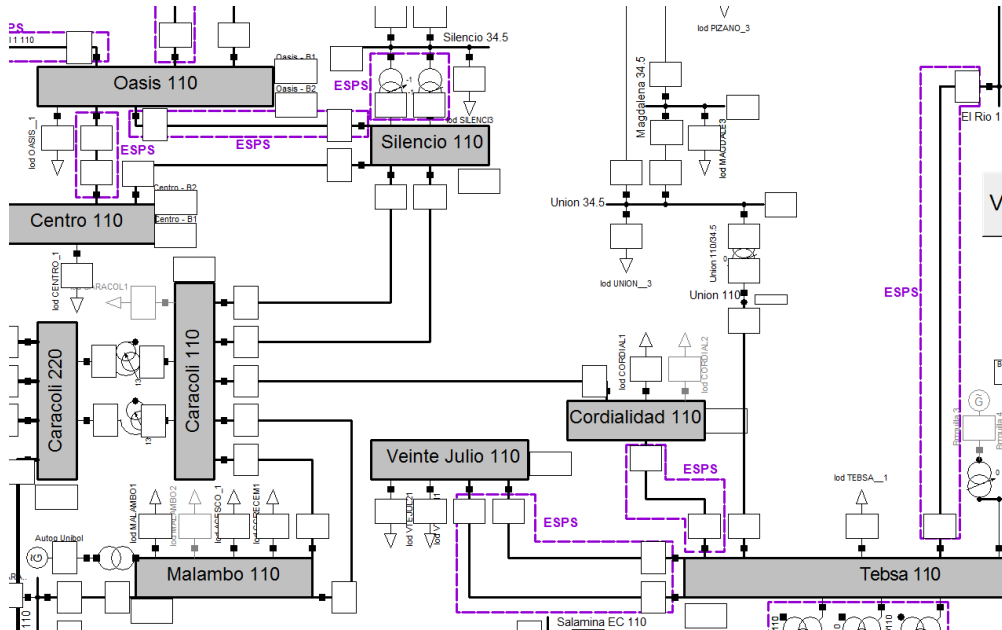
Restricciones del SIN

Limitación Red STN*

Límite de importación y
requerimiento de unidades



Operación Comercial del proyecto Caracolí 220kV-110 kV



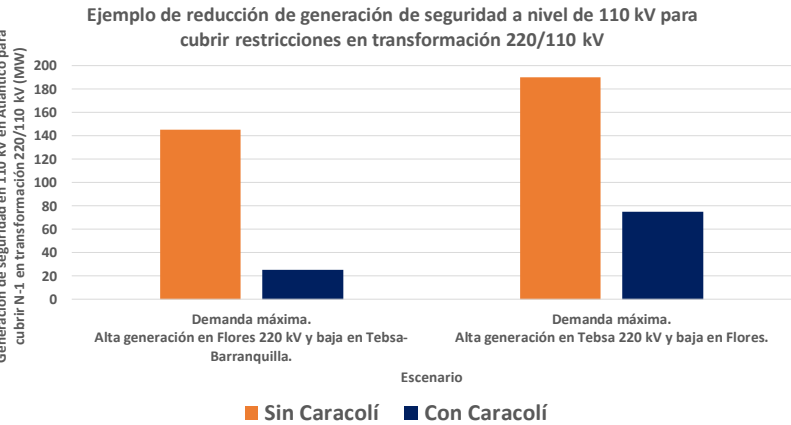
Se aumenta flexibilidad de red en Atlántico respecto al balance entre TEBSA-FLORES

- ✓ La contingencia de Tebsa – Cordialidad 110 kV genera cargas por encima del 100% en la línea Caracolí – Cordialidad 110 kV. Se recomienda revisar la posibilidad de aumentar la capacidad del enlace Caracolí – Cordialidad 110 kV, ya que los crecimientos de demanda a futuro en Cordialidad pueden hacer que se active la restricción.
- ✓ Al mejorar la conexión de Caracolí 220/110 kV al agregar salidas a la subestación Caracolí 110kV (Caracolí – Cordialidad 110 kV y Caracolí – Silencio 2 110 kV), se aprovecha más la transformación de Caracolí 220/110 kV, reduciendo la cargabilidad en la transformación de Flores y Tebsa 220/110 kV, lo que mitiga las restricciones asociadas.
- ✓ Se mitigan las restricciones asociadas a las líneas Termoflores I – Oasis 110 kV y Termoflores II – Oasis 110 kV debido a la reducción de cargabilidad de los circuitos que salen de Termoflores y Oasis a 110 kV:
- ✓ Se mitigan las restricciones asociadas a sobrecargas de Tebsa – Cordialidad 110 kV, pero sigue siendo necesario el ESPS asociado a este enlace para los casos donde no sea posible cubrir todas las restricciones de la subárea Atlántico.

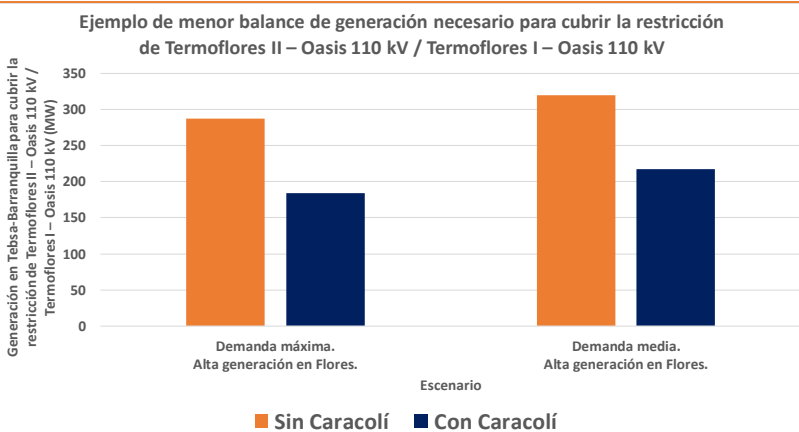
Operación Comercial del proyecto Caracolí 220kV-110 kV

El proyecto Caracolí, además de eliminar restricciones, también mitigó algunas importantes, lo cual permitió dar mayor flexibilidad operativa de la red de la subárea Atlántico, por lo que es necesario un menor balance de generación entre Tebsa-Barranquilla y Flores para cubrir restricciones:

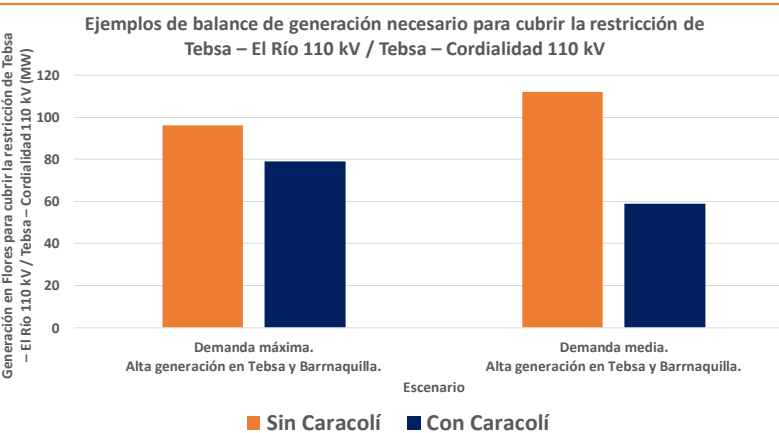
Reducción de cargabilidad en la transformación de Flores y Tebsa 220/110 kV, por lo que se mitigaron las restricciones asociadas.



Se mitigan las restricciones asociadas a sobrecargas de Tebsa – Cordialidad 110 kV. El deslastre programado en el ESPS ya es efectivo incluso en el escenario más crítico.



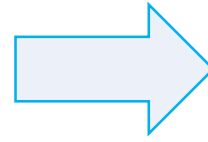
Restricciones asociadas a las líneas Termoflores I – Oasis 110kV y Termoflores II – Oasis 110 kV mitigadas debido a la reducción de cargabilidad de los circuitos que salen de Termoflores y Oasis a 110 kV



Limitación Red STR Atlántico

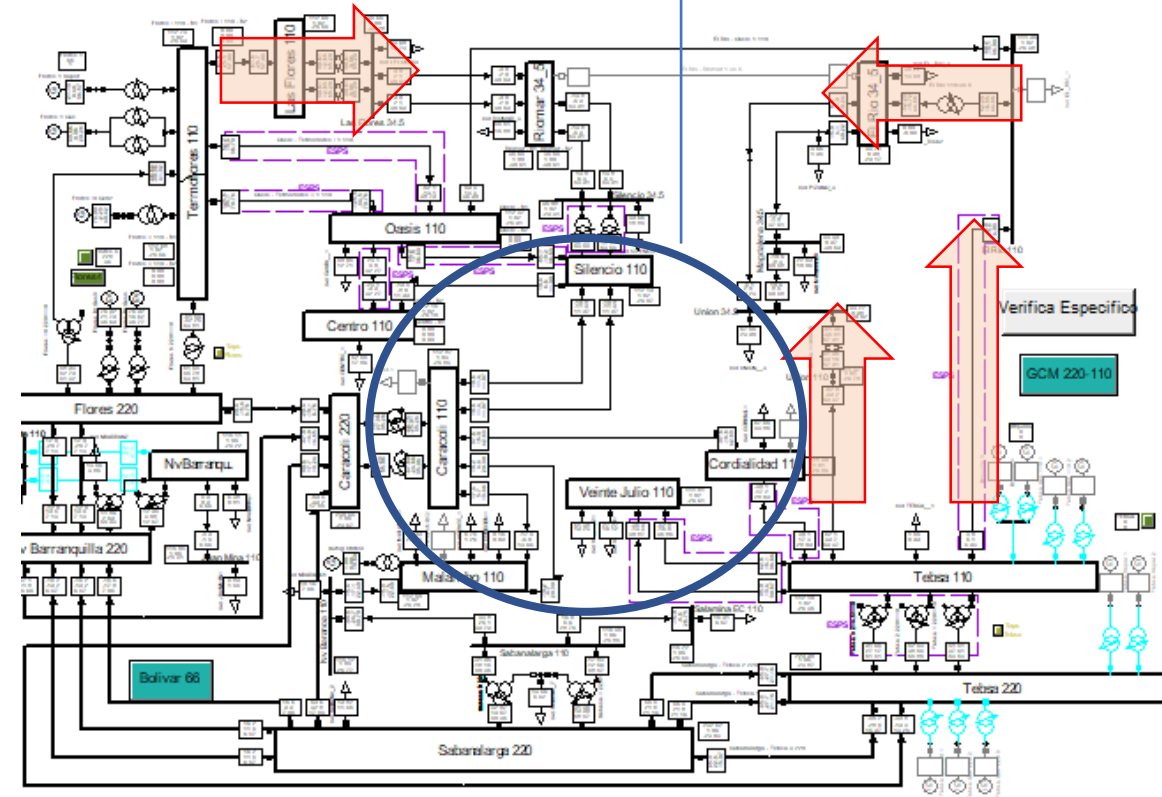
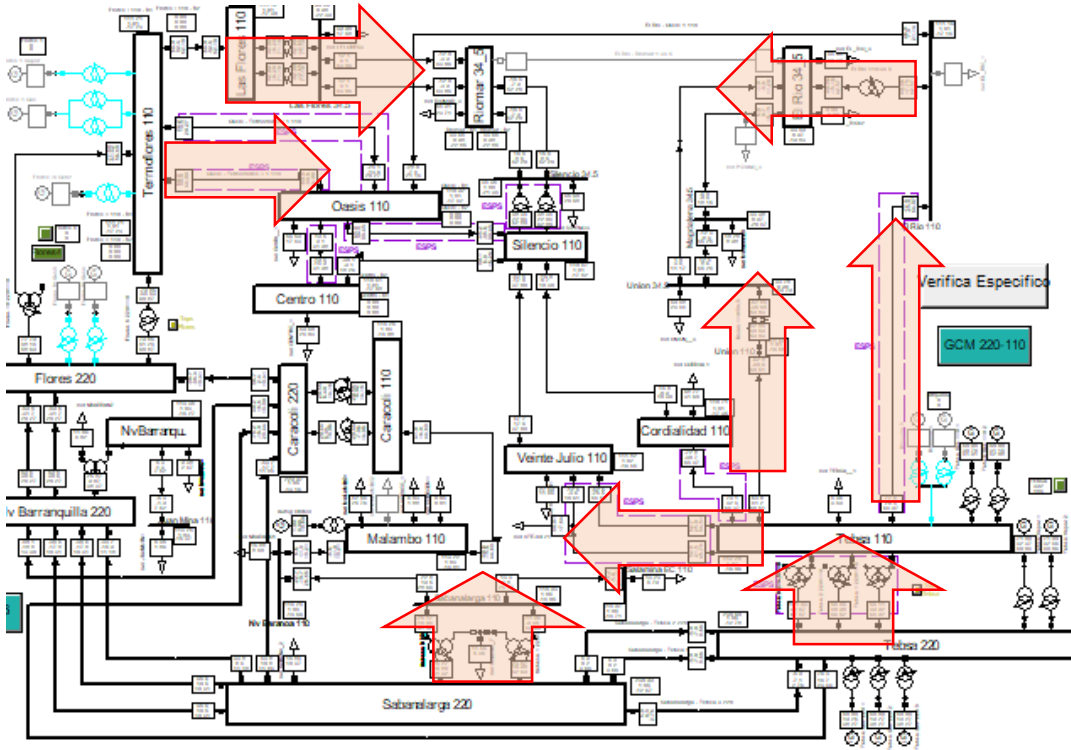
Limitación Red STR

Requerimiento de potencia para el control de cortes

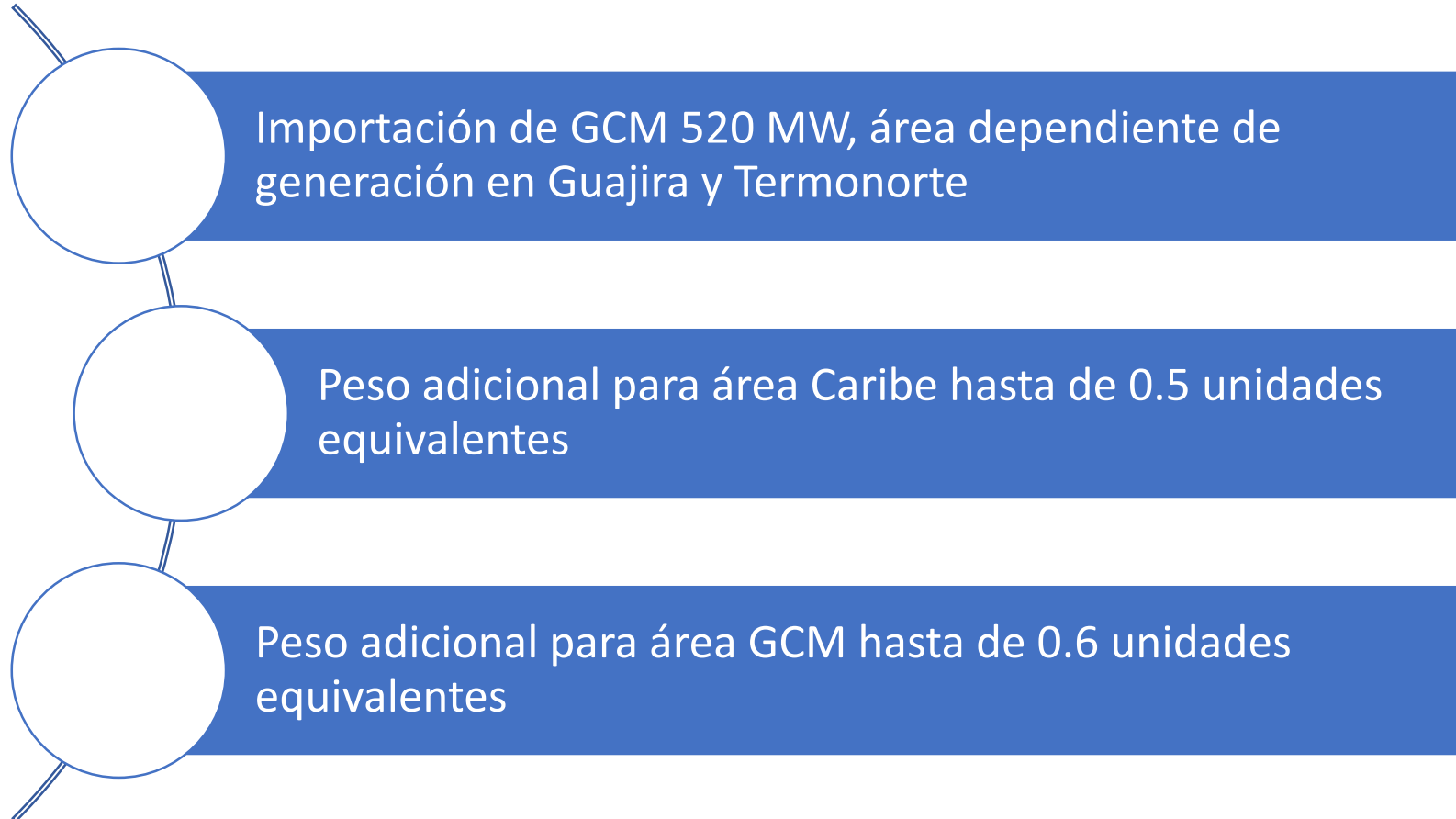


Disminuyen las restricciones por **proyecto Caracolí**, respecto al balance Tebsa - Flores

Restricciones en red de 34.5 kV, se eliminan las de 115 kV.

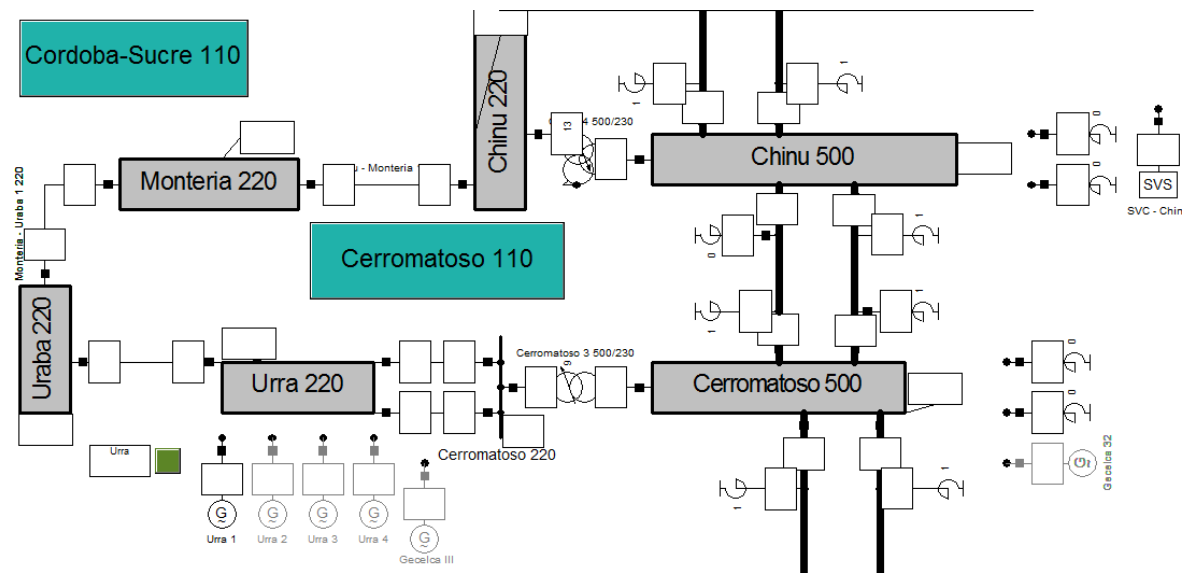


TERMONORTE



Desde la entrada a operación tuvo varios días con pruebas. El primer día que se presenta al despacho sin pruebas de generación de manera continua es el 13/03/2019

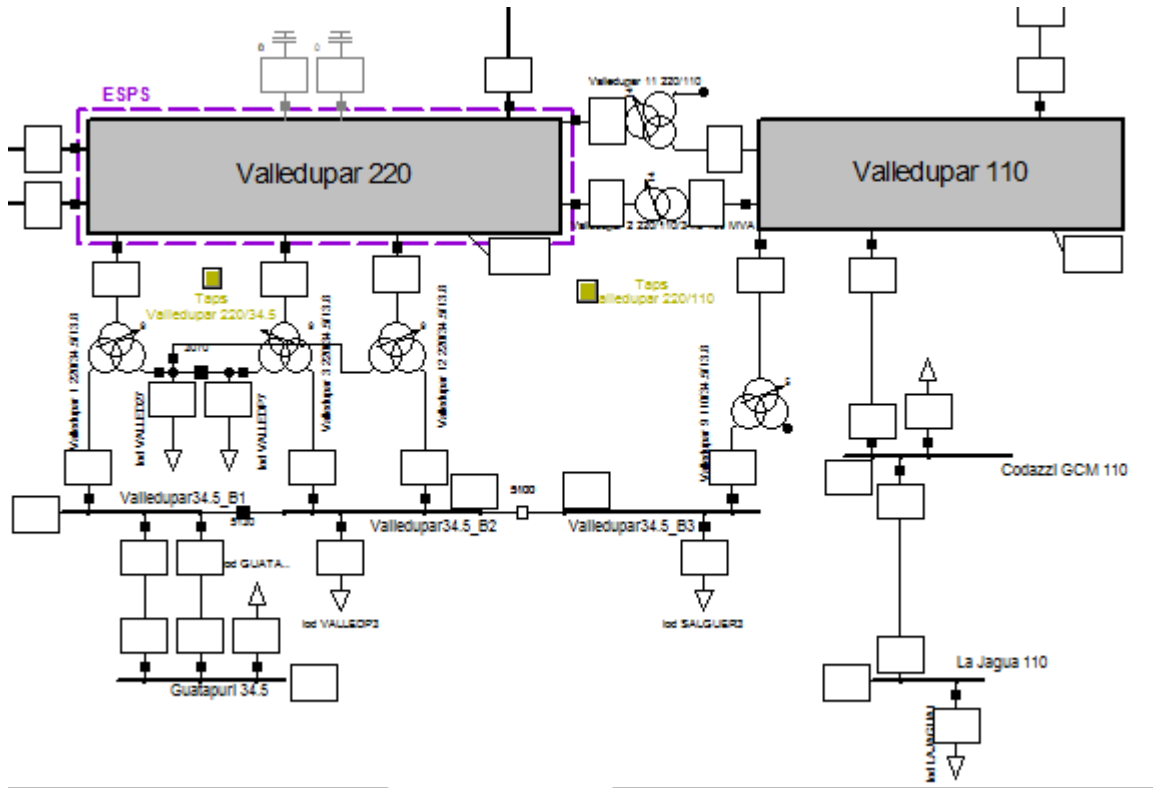
Operación Comercial proyecto Chinú-Montería-Urabá 220 kV



Se libera margen de reactivos para la reserva dinámica de potencia reactiva de Caribe

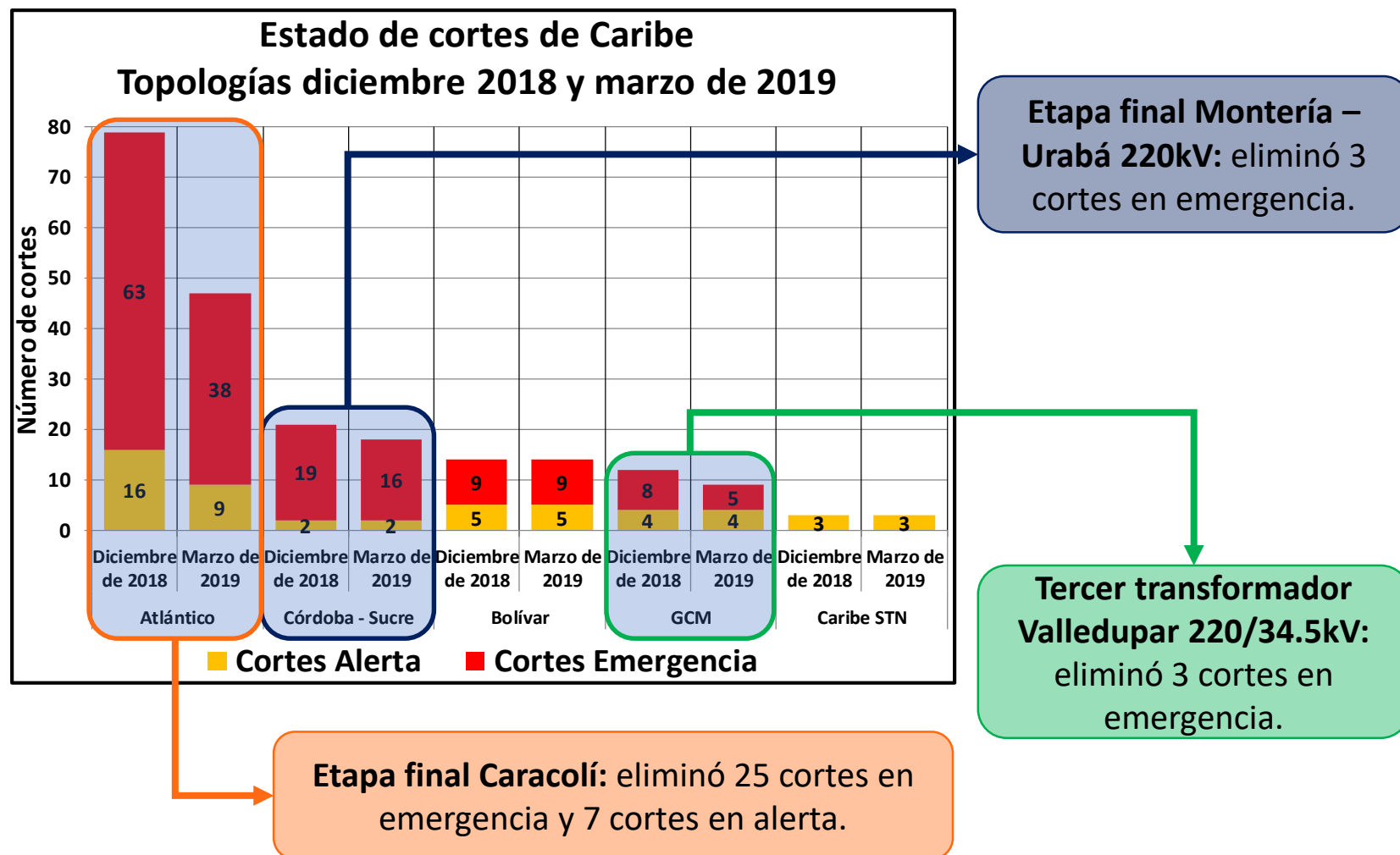
- Eliminó las restricciones por bajas tensiones ante contingencias sencillas en el corredor entre Urrá y Chinú 110 kV.
- Se eliminó la alta carga en estado normal de operación del corredor entre Urrá y Chinú 110 kV.
- Se eliminó la radialidad de las cargas de Urabá aumentando la confiabilidad y seguridad en esta zona.
- Se eliminaron los problemas de oscilaciones de potencia, bajas tensiones y sobrecargas ante N-1 del transformador de Cerro 500/230 kV.
- Se redujo la cargabilidad de los transformadores de Chinú 500/110 kV, evitando sobrecargas en estado normal de operación y mitigando la restricción.
- Incrementó el margen de reactivos del SVC de Chinú 500 kV, con lo cual se mejora el perfil de tensiones del área Caribe.

Operación Comercial proyecto Transformador Valledupar 3 220/34.5 kV

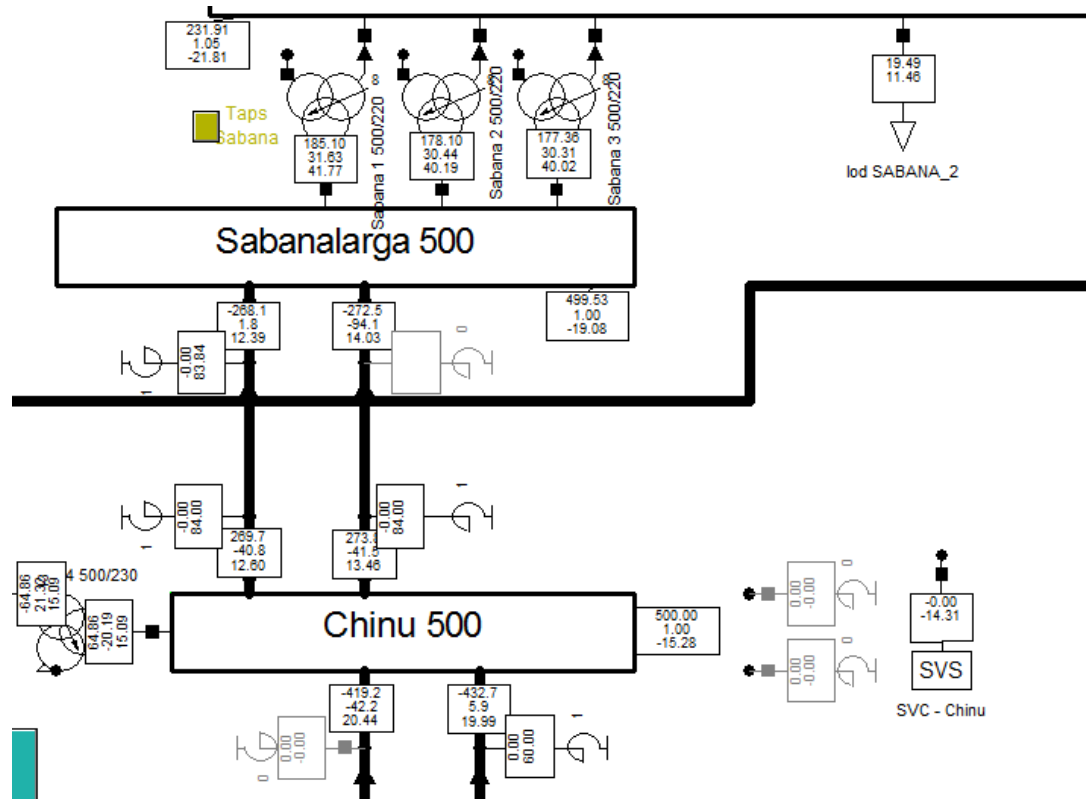


- Redujo cargabilidad de los transformadores de Valledupar 220/34.5 kV, lo que evitó sobrecargas en estado normal de operación.
- Mejoró el perfil de tensiones en Valledupar 220 kV, 34.5 kV y Guatapurí 34.5 kV, lo que evita bajas tensiones en estado normal de operación y ante contingencia que pueden llevar a desconexión de demanda descontrolada.
- Mayor confiabilidad en la alimentación de la carga de esta zona, lo que permitiría realizar y coordinar mantenimientos con menos impactos.

Cambio condición Caribe de diciembre de 2018 a marzo de 2019 por entrada de proyectos



Reactor de Línea Sabanalarga 500 kV a Chinú 1 y 2



- ✓ Cumpliendo con los requerimientos de seguridad en el área GCM y Bolívar y dependiendo de la demanda puede presentarse una reducción en las unidades de Caribe.
- ✓ En demanda mínima se pueden presentar escenarios en los cuales el SVC de Chinú absorba más de 30 Mvar en estado normal de operación, sin embargo, esta condición se puede controlar con las unidades programadas al interior de Caribe, los taps de los transformadores (sobre todo los de Sabana 500/230 kV) y unidades de Porce III, San Carlos y Sogamoso.

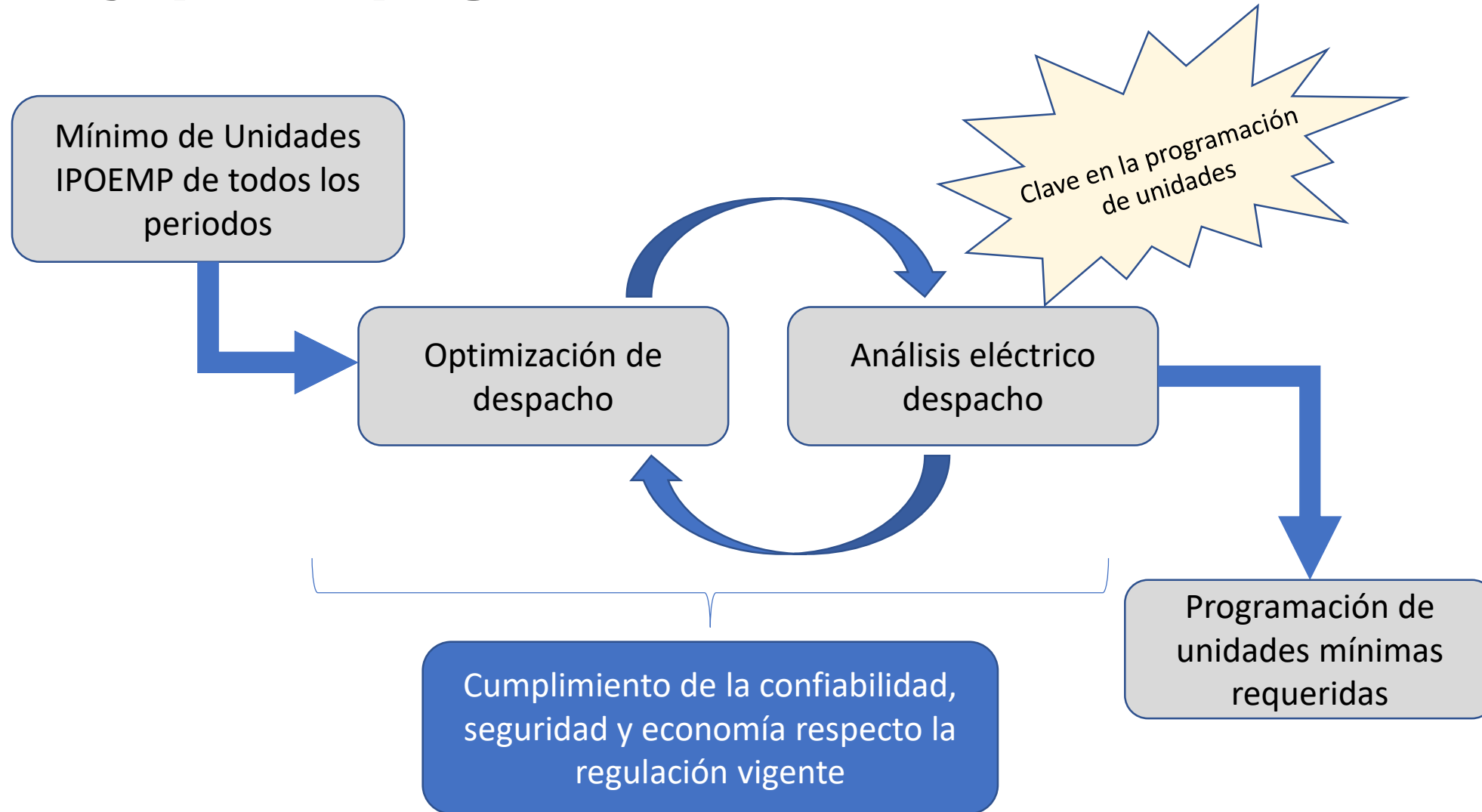
La capacidad nominal del reactor de línea es de **84 Mvar** cada uno

Área Caribe

Bajas tensiones	• Marzo 4. Transformador Valledupar 220/34.5 kV. • Marzo 14. Apertura Reactor Línea Sabanalarga 500 kV a Chinú 2 (84 MVAR). • Marzo 18. Proyecto Chinú-Montería-Urabá 220 kV. • Abril 1. Apertura Reactor Línea Sabanalarga 500 kV a Chinú 1 (84 MVAR).
Pruebas de generación	• Marzo 12. Finaliza pruebas Termonorte.
Mantenimientos	• Desde mediados de marzo se han reducido los mantenimientos en el área Caribe.
Falta de flexibilidad Atlántico (balance entre TEBSA-FLORES) y agotamiento red STR	• 25 feb. Proyecto Caracolí 220kV-110 kV.

Por entrada de proyectos y acciones operativas se ha generado mayor competencia entre los recursos del área Caribe.

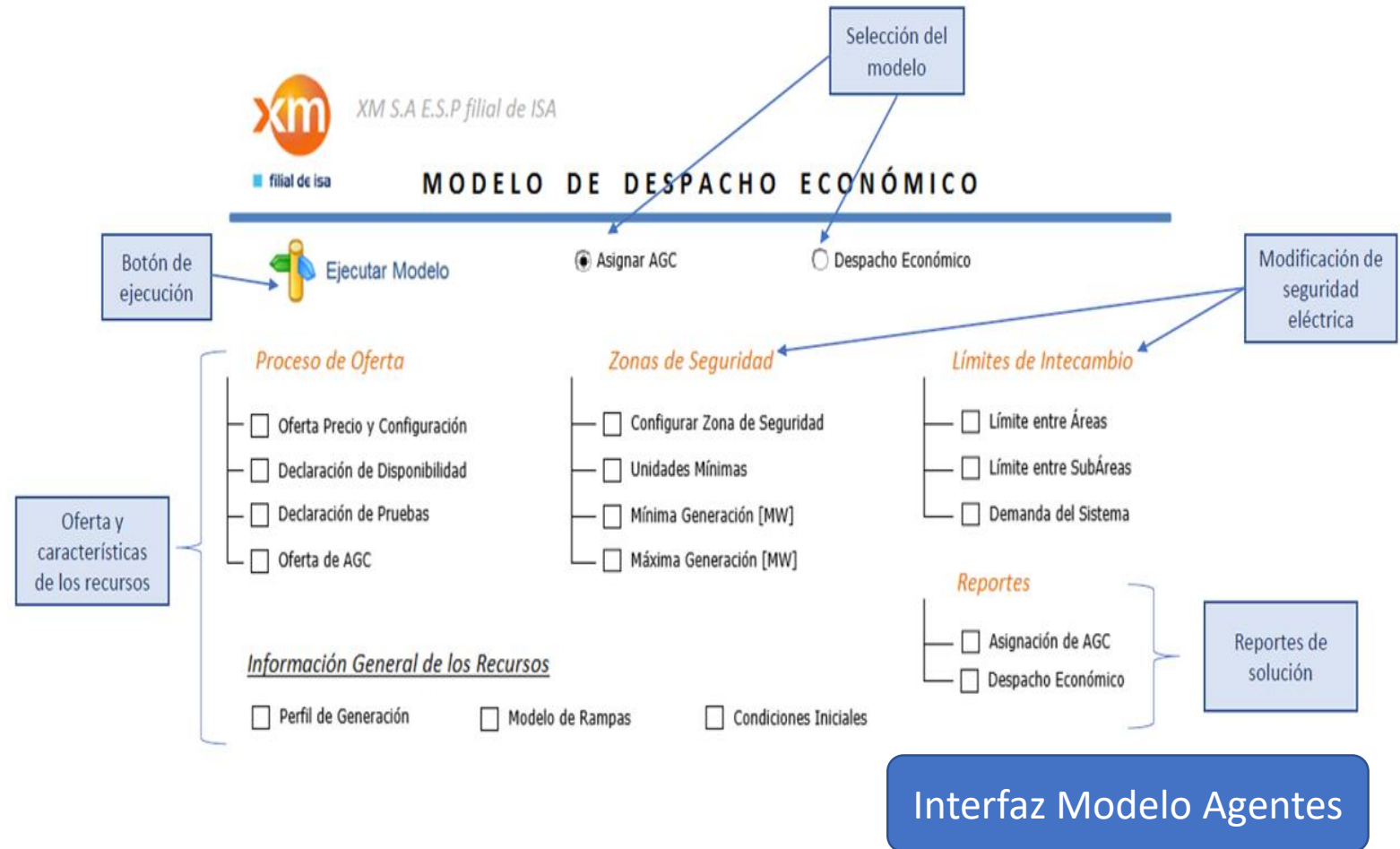
Flujo para la programación de unidades de Caribe



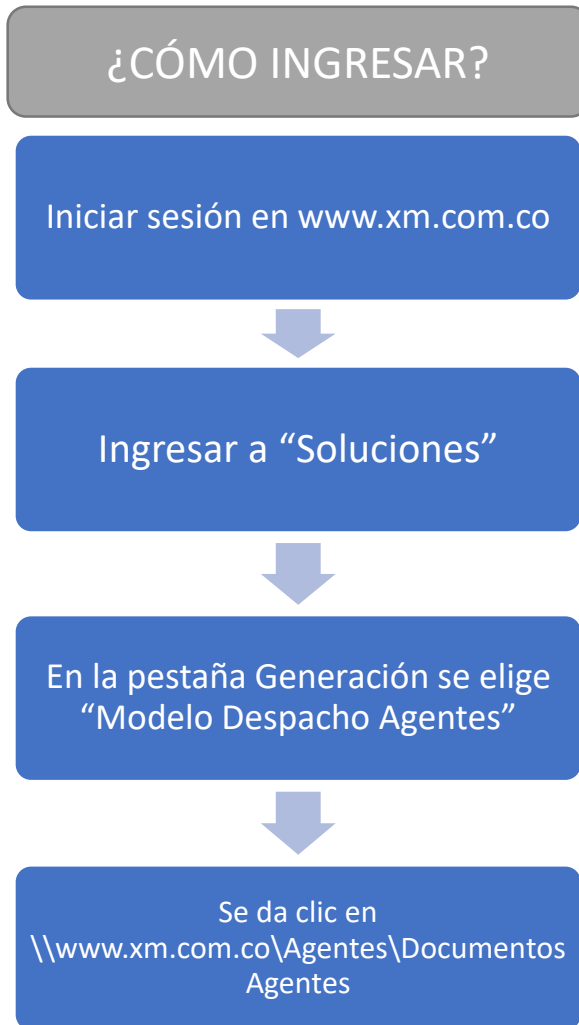
Modelo despacho Agentes

Características:

- Es una muy buena aproximación del despacho de energía.
- La información se puede modificar desde la interfaz de usuario o por medio de los archivos planos publicados por el despacho.
- Simula el programa de generación para las condiciones de un día en particular.
- No realiza análisis eléctrico pero se pueden configurar zonas de seguridad eléctrica.
- Está disponible para usuarios registrados como agentes del mercado.



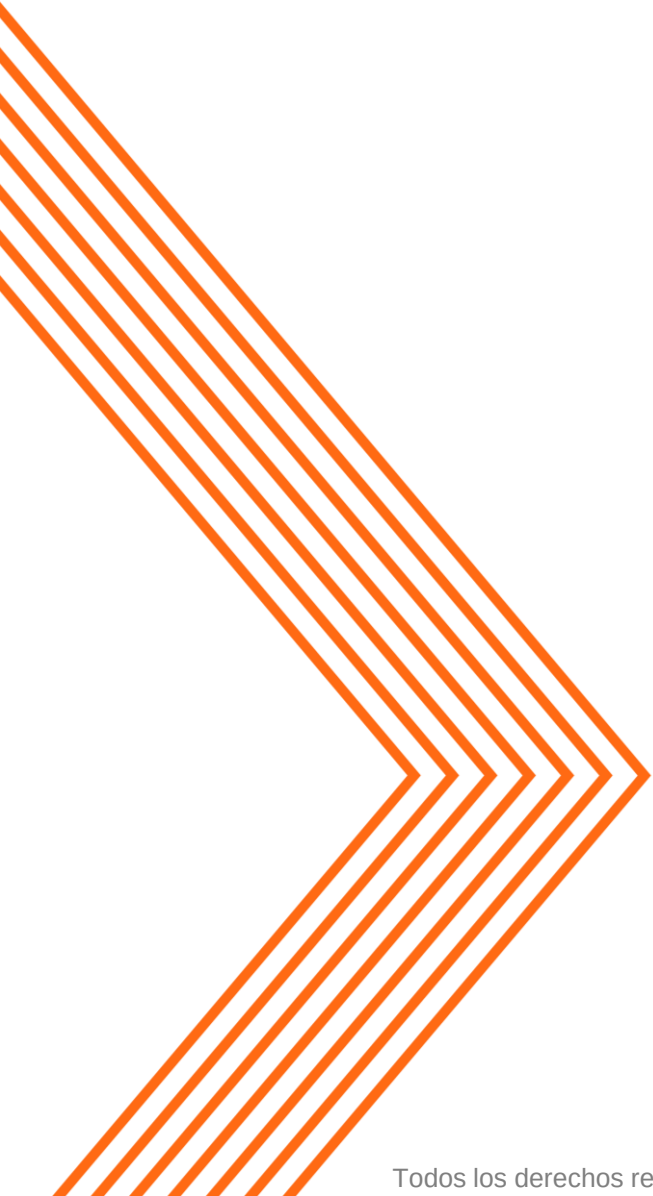
Modelo despacho Agentes



Enlaces de Interés:

- Estándar de información del despacho:
 - http://www.xm.com.co/agentes/Documents/Estandar_informacion_despacho.pdf
- Manual modelo despacho agentes:
 - <http://www.xm.com.co/Documents/Manual%20modelo%20despacho%20agentes.pdf>

La aplicación se debe abrir en el **explorador de Windows** y utilizar la interfaz del Modelo desde **Excel** (no la aplicación Web de Excel)



Evento 1 de abril



Eventos 1 de abril - Despacho

[illegible]

08:02 Guajira 1 solicita
redespacho Periodos 11
al 18, Se da orden de
arranque P 19.

14 :04 Guajira 1 solicita redespacho Periodos 19 al 24. Se redespacha TEBSA por límite de importación.

- 17:24 Guajira 2 solicita redespacho Periodos 20 al 24 por rotura de caldera.
- 17:32 Guajira 2 sale de servicio.

Evento 1 de abril - Redespacho

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

DESPACHO POR RECURSO/UNIDAD

CASO OFICIAL DEL REDESPACHO CASO: RED0000006123 HORA 10:46:33 COSTO TOTAL DEL SISTEMA: 30,389,705,621

RECURSO	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
META							4	4																
GCM																				99	110	98	80	52
BOLIVAR	3	2	1																3	5	6	6	5	4
ATLANTIC									3	3	10	7	7											
DORADA1	0	0	0	0	0	2	14	15	16	17	17	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TCANDEL2	0	0	0	0	0	0	0	0	65	65	65	80	65	65	65	0	0	0	0	0	0	0	0	0
URRA	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
TVALLE	0	0	0	0	0	0	0	0	44	80	117	202	112	100	100	100	100	100	100	100	12	0	0	0
SALVAJINA	30	30	30	30	30	30	30	95	95	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	95	95	30
PROLEC2	0	0	0	0	0	0	0	0	20	34	42	45	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
TEBSA	312	395	337	312	312	312	312	312	469	521	538	567	577	473	548	598	583	411	624	765	775	748	684	618
FLORES IV	220	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMONORT	27	63	63	48	27	27	27	27	63	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
PORCE2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75	75	75	75	75	75	0	0	0	0	0	0	0
GUAJIR21	114	140	140	140	131	116	72	83	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	0	0	0	0	0

- Por redespacho se programa DNA los periodos 20 al 24, por limite de importación de GCM, en la operación en tiempo real se revalúa periodo a periodo el limite de importación de GCM para minimizar DNA. Se hace control de voltaje en Sabana, Bolivar y Copey 500 kV y se raciona puntualmente en las cargas del Banco y del Paso 110 kV.
- Se copa TEBSA y se solicita generación adicional a URRA. (19:14 entra la unidad 4 y 20:52 entra la unidad 2)

17:24 Guajira 2 solicita redespacho Periodos 20 al 24 por rotura de caldera.



Evento 1 de abril - DNA

COR	CTO	Subestaciones Afectadas	Fecha Inicio	Fecha Fin	MW	MWH	Duración
C A R I B E	LN-593 (EL PASO)	CASA DE ZINC - LA LOMA - PUENTE CANOA	18:42	19:26	14,20	10,41	0,03
	LN-518 (R-N0021)	GUACAMAYAL	18:44	19:27	3,70	2,65	0,03
	LN-571 (LA JAGUA)	CHIRIGUANA - SAN ROQUE - CURUMANI	18:46	19:35	10,00	8,17	0,03
	LN-527 (SAN JUAN)	FONSECA	19:01	19:37	11,40	6,84	0,03
	LN-5147 (EL COPEY)	ARIGUANI - TRES ESQUINAS - PUEBLO NUEVO - EL DIFICIL	19:02	21:26	8,10	19,44	0,10
	LN-563 (SALAMINA)	PIVIJAY - CAMPO ALEGRE - LA RETIRADA	19:05	21:26	6,50	15,27	0,10
C O L S D T A	Boston 02	Boston	18:41	19:33	4,10	3,55	0,04
	Sierra flor 3040	Sierra flor	18:45	19:43	3,87	3,74	0,04
	LINEA 573	EL BANCO	18:40	19:30	11,10	9,25	0,03
	LINEA 595	EL BANCO	19:02	19:30	7,43	3,47	0,02
	LINEA 5104	CALAMAR	18:50	19:33	1,51	1,08	0,03
	CTO GAMBOTE 04	GAMBOTE	18:59	19:37	4,60	2,91	0,03
	LN-5140	TOLU VIEJO	19:01	21:24	3,60	8,58	0,10
	ZAMBRANO 03	ZAMBRANO	19:04	19:31	1,90	0,86	0,02
	zaragocilla 09	ZARAGOCILLA	18:53	19:37	4,50	3,30	0,03
ZONA GCM	LN 564 (HATONUEVO)	HATONUEVO - BARRANCAS	01/04/2019 20:01	02/04/2019 00:38	11,10	51,25	0,19
	BOSCONIA 2	BOSCONIA	01/04/2019 20:04	02/04/2019 00:36	3,10	14,05	0,19
	CODAZZI 01	CODAZZI	01/04/2019 22:42	02/04/2019 00:00	5,10	6,63	0,05
	LA JAGUA 02	LA JAGUA 02	01/04/2019 23:55	02/04/2019 00:36	3,30	2,25	0,03
	VALLEDUPAR 01	CALLEDUPAR	20:16:00	22:53	6,30	16,49	0,11
TOTAL					125,41	190,20	





Comportamiento de las pruebas autorizadas en el SIN durante 2018



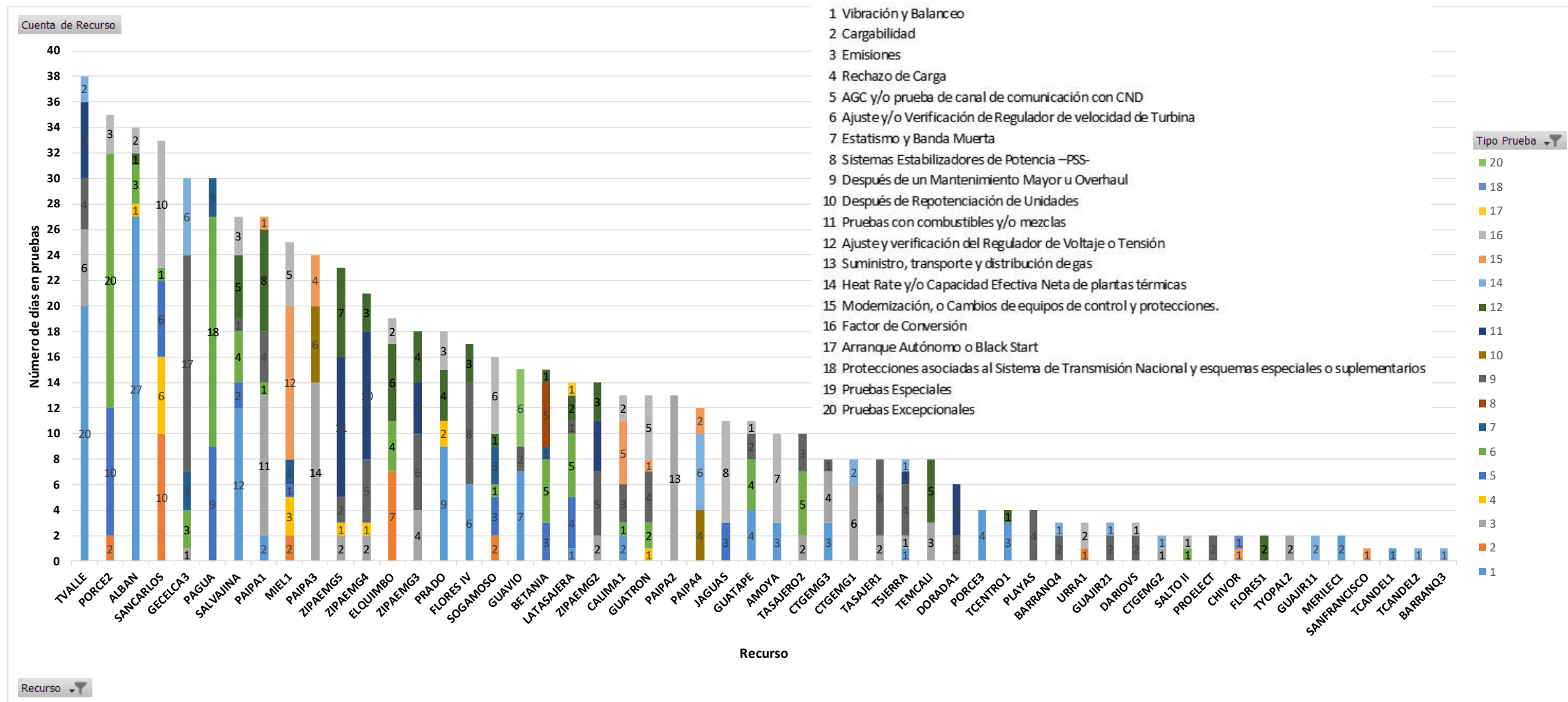
Tipo de pruebas autorizadas a desviarse

CÓDIGO	PRUEBAS AUTORIZADAS A DESVIARSE
1	Vibración y Balanceo
2	Cargabilidad
3	Emisiones
4	Rechazo de Carga
5	AGC y/o prueba de canal de comunicación con CND
6	Ajuste y/o Verificación de Regulador de velocidad de Turbina
7	Estatismo y Banda Muerta
8	Sistemas Estabilizadores de Potencia –PSS–
9	Después de un Mantenimiento Mayor u Overhaul
10	Después de Repotenciación de Unidades
11	Pruebas con combustibles y/o mezclas
12	Ajuste y verificación del Regulador de Voltaje o Tensión
13	Suministro, transporte y distribución de gas
14	Heat Rate y/o Capacidad Efectiva Neta de plantas térmicas
15	Modernización, o Cambios de equipos de control y protecciones.
16	Factor de Conversión
17	Arranque Autónomo o Black Start
18	Protecciones asociadas al Sistema de Transmisión Nacional y esquemas especiales o suplementarios
19	Pruebas Especiales
20	Pruebas Excepcionales
100	Pruebas iniciales

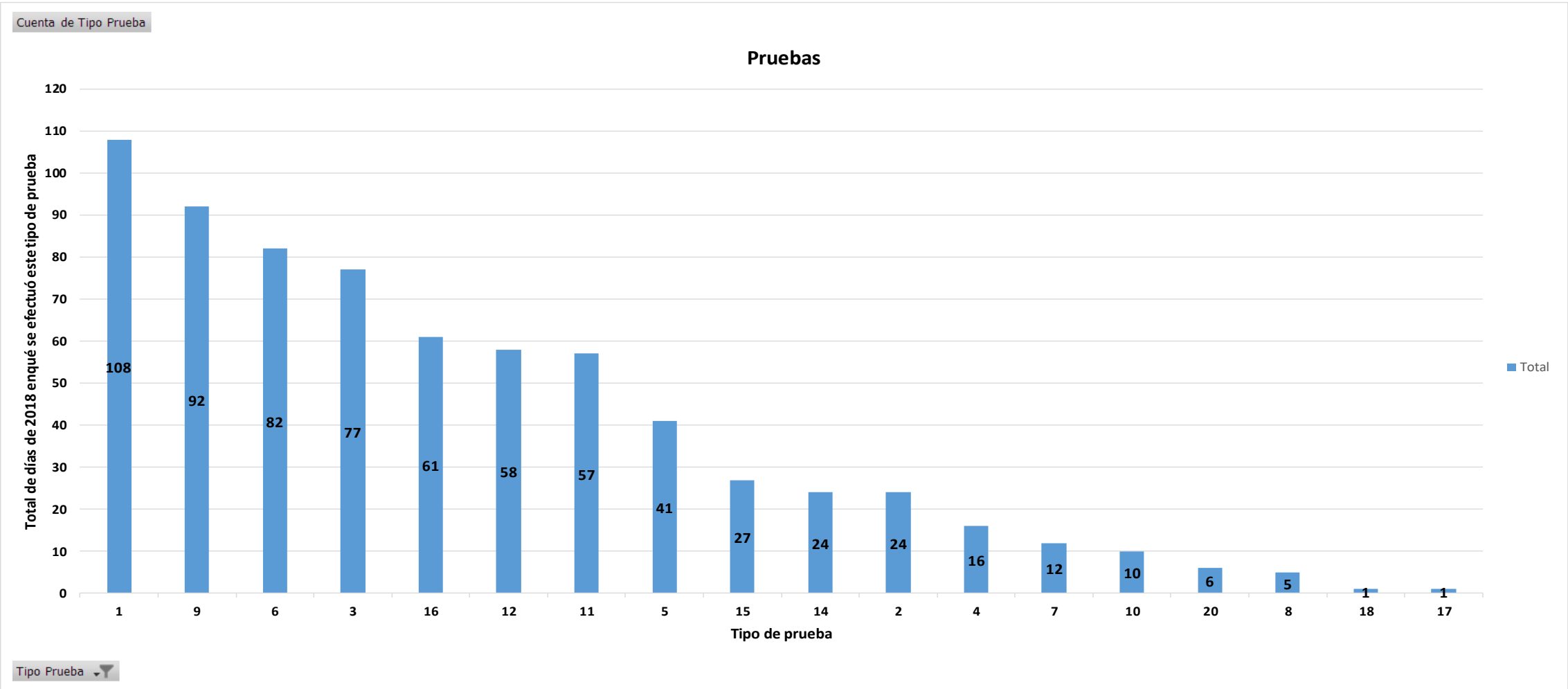
Pruebas periódicas

Código	Tipo de Prueba	Regulación	Observaciones	Periodicidad
7	Estatismo y banda muerta	CNO 842	Se establece la aplicabilidad y se fija la periodicidad para la realización de pruebas de estatismo y Banda Muerta.	Cada 4 años
8	Sistemas Estabilizadores de Potencia –PSS-	CNO 843	Con el Acuerdo se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros y modelos	Cada 5 años
12	Ajuste y verificación del Regulador de Voltaje o Tensión	CREG 135/2013 CNO 932	La resolución CREG 135/2013 definió la periodicidad pruebas de potencia reactiva deben realizarse cada diez (10) años y el Acuerdo definió los procedimientos.	Cada 10 años
14	Heat Rate y/o Capacidad Efectiva Neta de plantas térmicas.	CNO 557	Se establece procedimiento para realizar la prueba de consumo térmico específico neto y capacidad efectiva neta de las plantas térmicas y se fija la periodicidad de las mismas	Cada 5 años
16	Factor de Conversión	CNO 694	Se aprueba una modificación del protocolo para la estimación del factor de conversión de plantas hidráulicas y se define se vigencia.	Cada 6 años

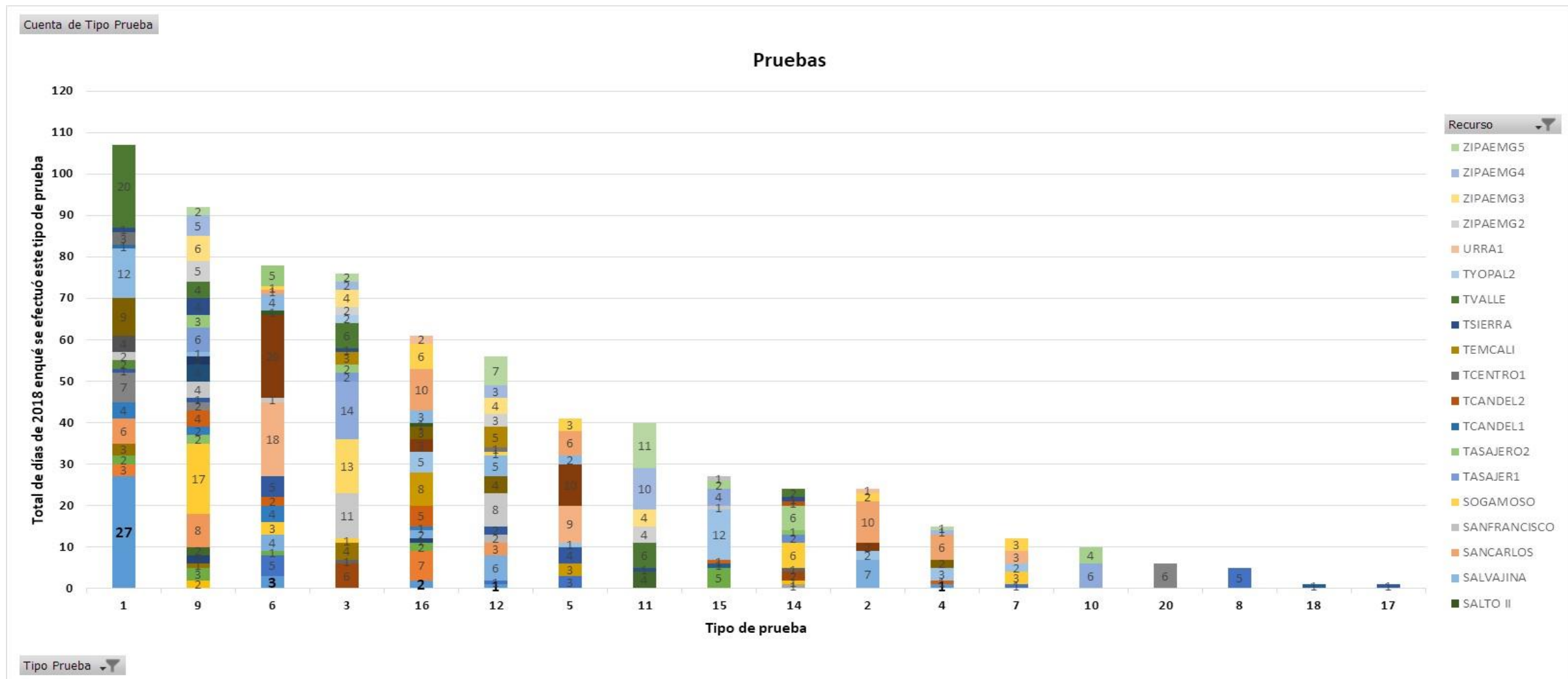
Estadísticas de pruebas realizadas en 2018



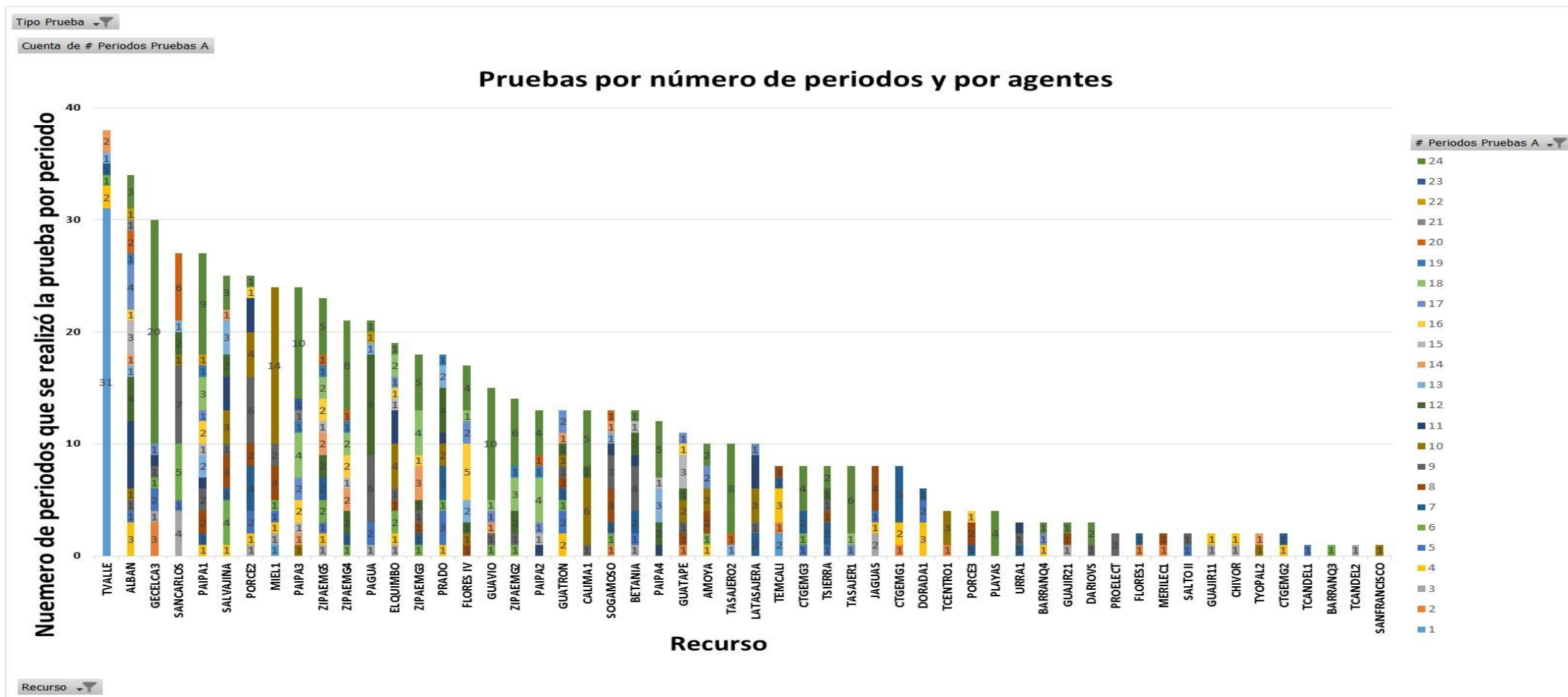
Tipo de pruebas por días



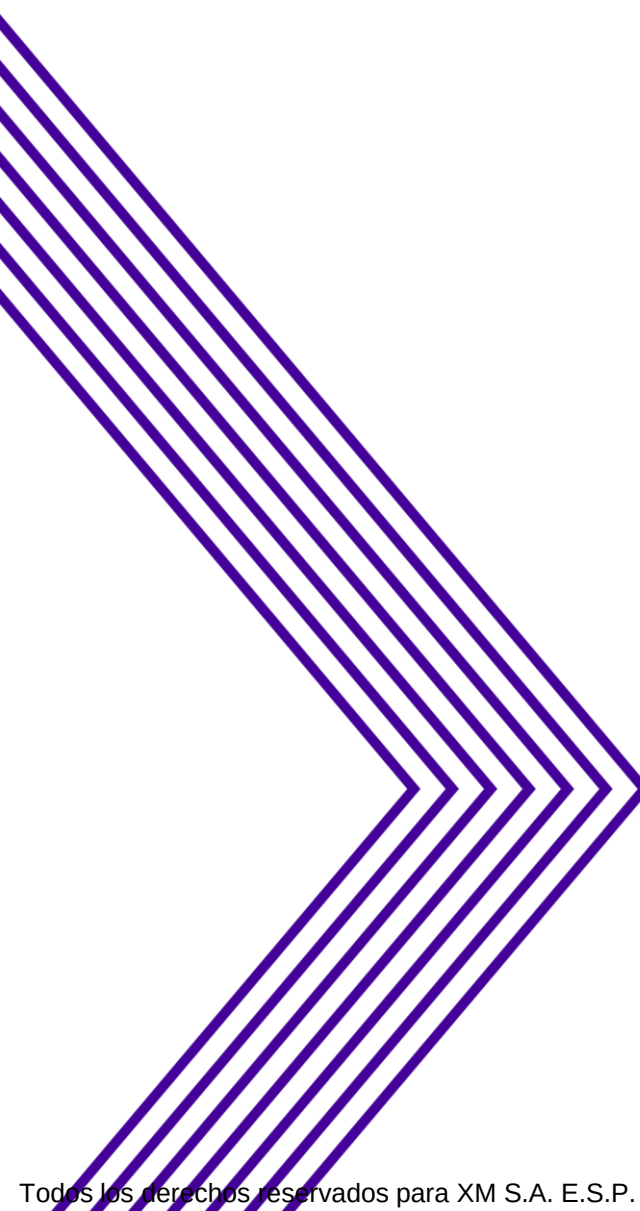
Tipo de pruebas por días por recurso



Tipo de pruebas por días por recurso



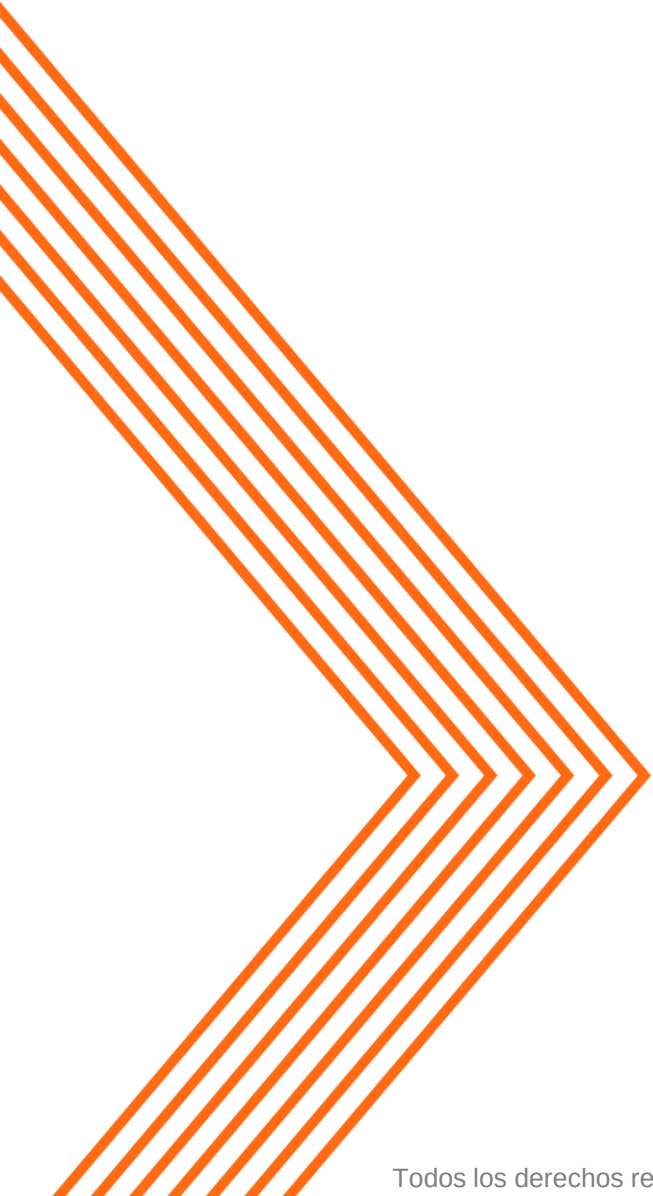
- Para las pruebas autorizadas definidas en la regulación, el Acuerdo CNO 982 definió 20 diferentes tipos de pruebas. Las plantas en pruebas autorizadas NO son tenidas en cuenta para cubrir seguridad.
- Se tienen cinco pruebas periódicas con entrega de resultados (Estatismo y Banda Muerta, Sistemas Estabilizadores de Potencia –PSS-, Ajuste y verificación del Regulador de Voltaje o Tensión, Heat Rate y/o Capacidad Efectiva Neta de plantas térmicas y Factor de Conversión).
- En 2018 se solicitaron 702 pruebas de las cuales 160 pruebas, equivalentes al 22.7%, correspondieron a las causales asociadas a las pruebas periódicas.



4. Varios

- Indicadores de Operación



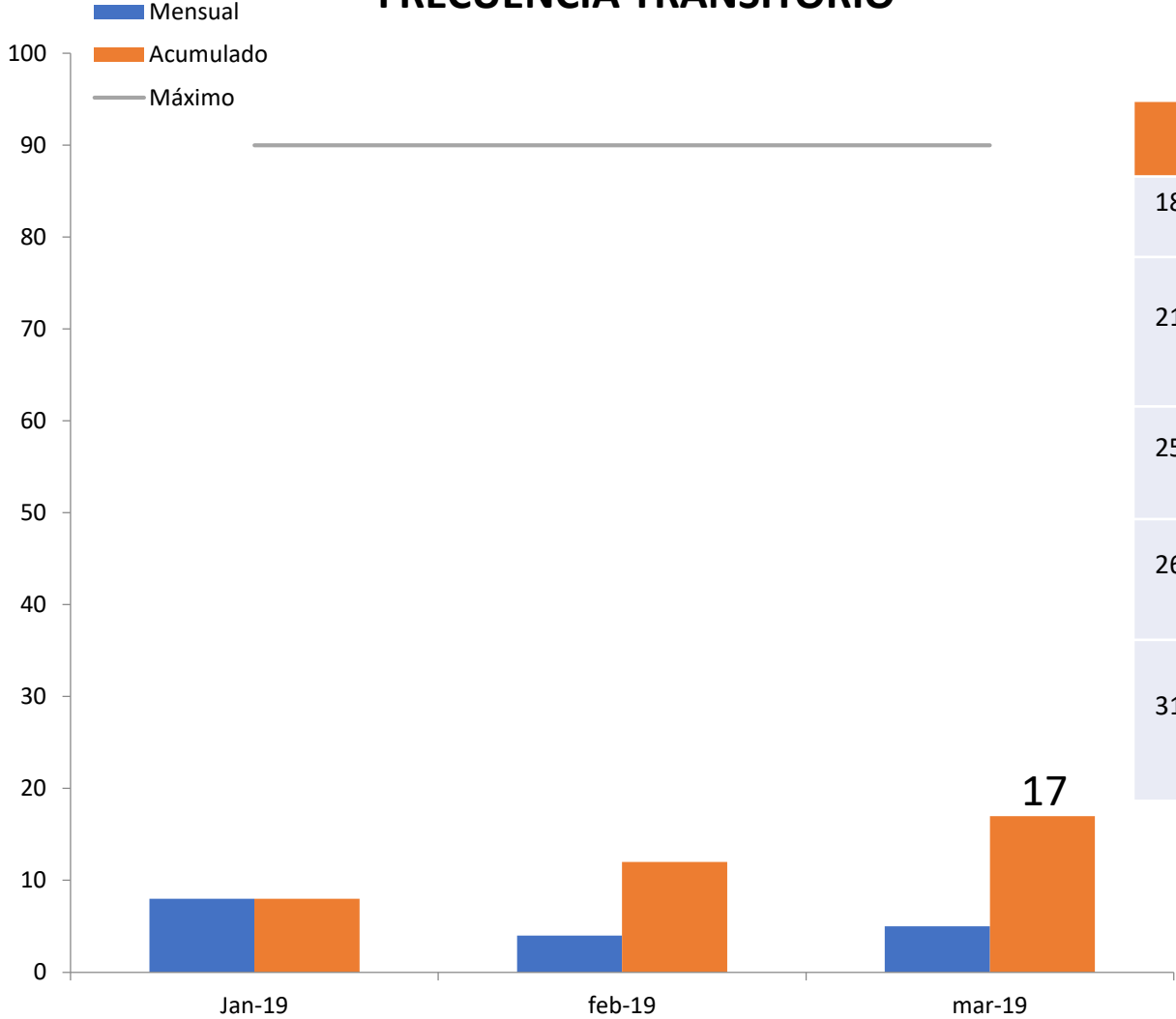


Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

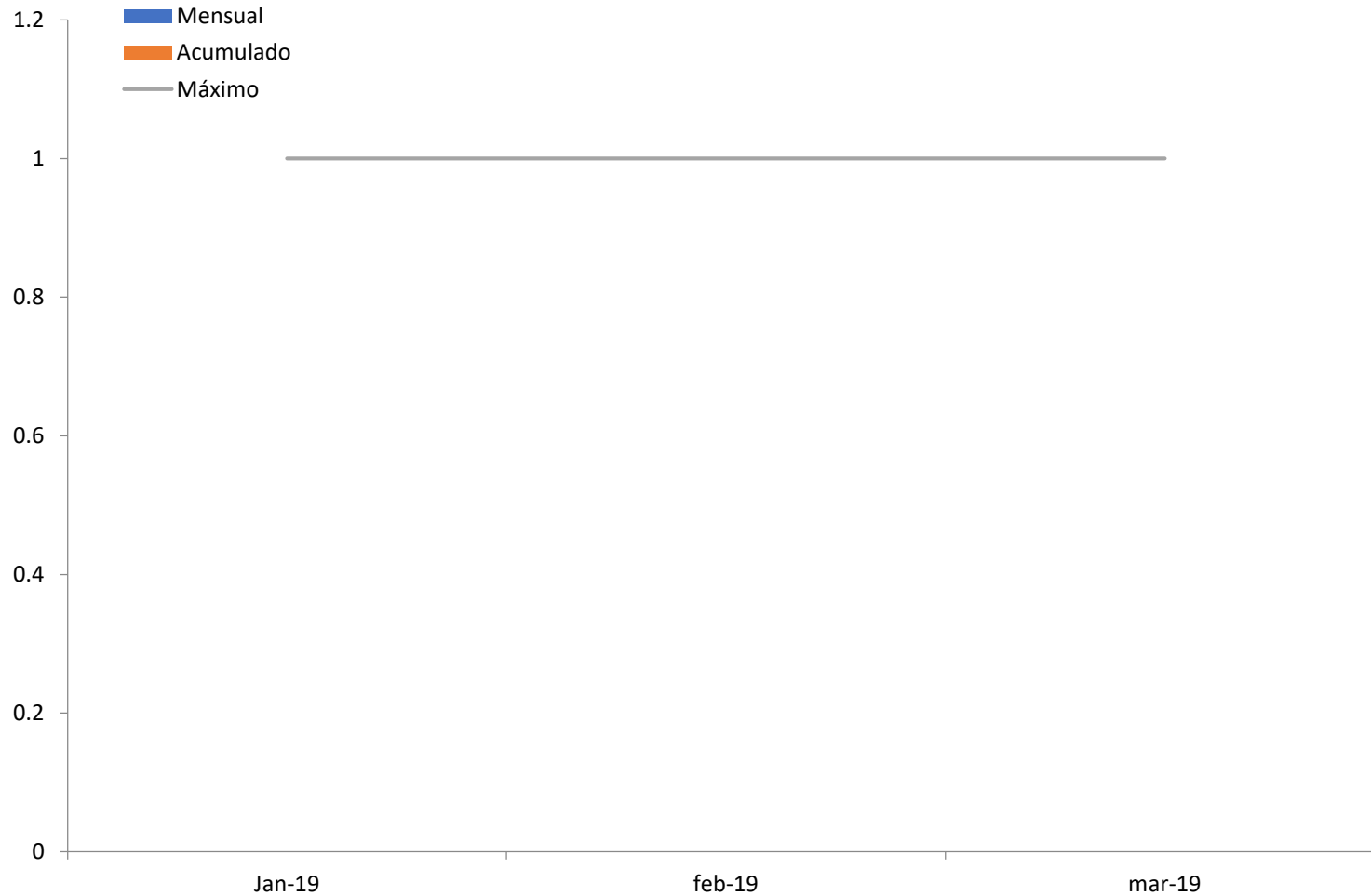


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
18/03/2019 6:02	1	59.78	Transitorio	Disparo GECELCA 3 con 164 MW. El agente reporta problema con las bombas alimentación.	FALSO
21/03/2019 9:46	1	59.79	Transitorio	Evento transitorio de frecuencia por disparo de las unidades 1 y 2 de Guatapé con 140 MW. El agente reporta falla en el banco de transformadores.	FALSO
25/03/2019 0:12	2	59.78	Transitorio	Disparo de la Unidad 1 de SOGAMOSO con 180 MW. El agente reporta falla en el regulador de velocidad.	FALSO
26/03/2019 20:39	1	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad de generación QUIMBO 2 con 173 MW llevando la frecuencia a 59.79 Hz. El agente reporta falla en válvula cilíndrica	FALSO
31/03/2019 14:49	1	60.21	Transitorio	Disparo de los circuitos OCOA - GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 KV. El agente reporta lluvias en la zona. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.21 Hz.	FALSO

Durante el mes de marzo de 2019 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas

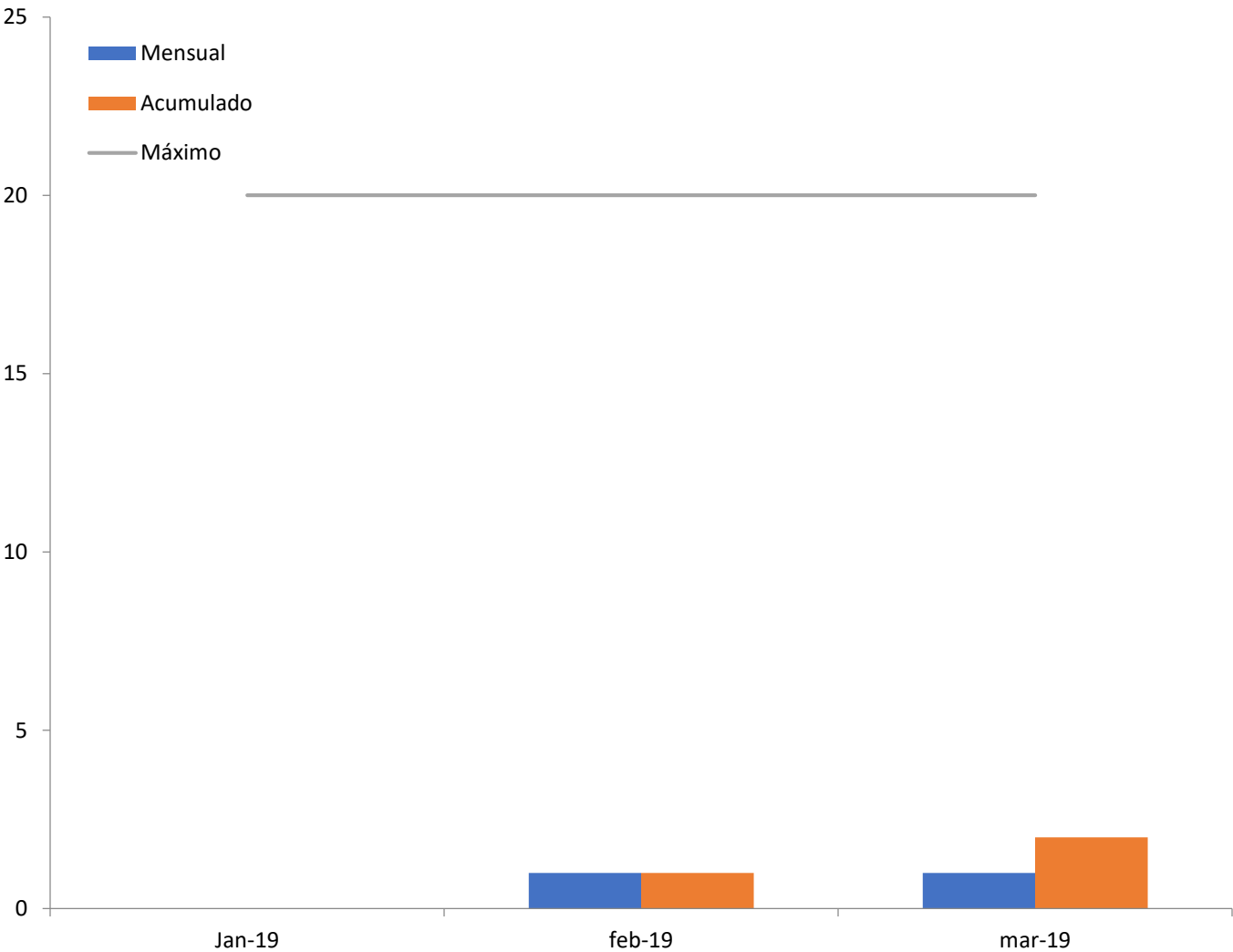
FRECUENCIA LENTO



Durante el mes de marzo de 2019 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

Eventos de tensión fuera de rango

TENSIÓN

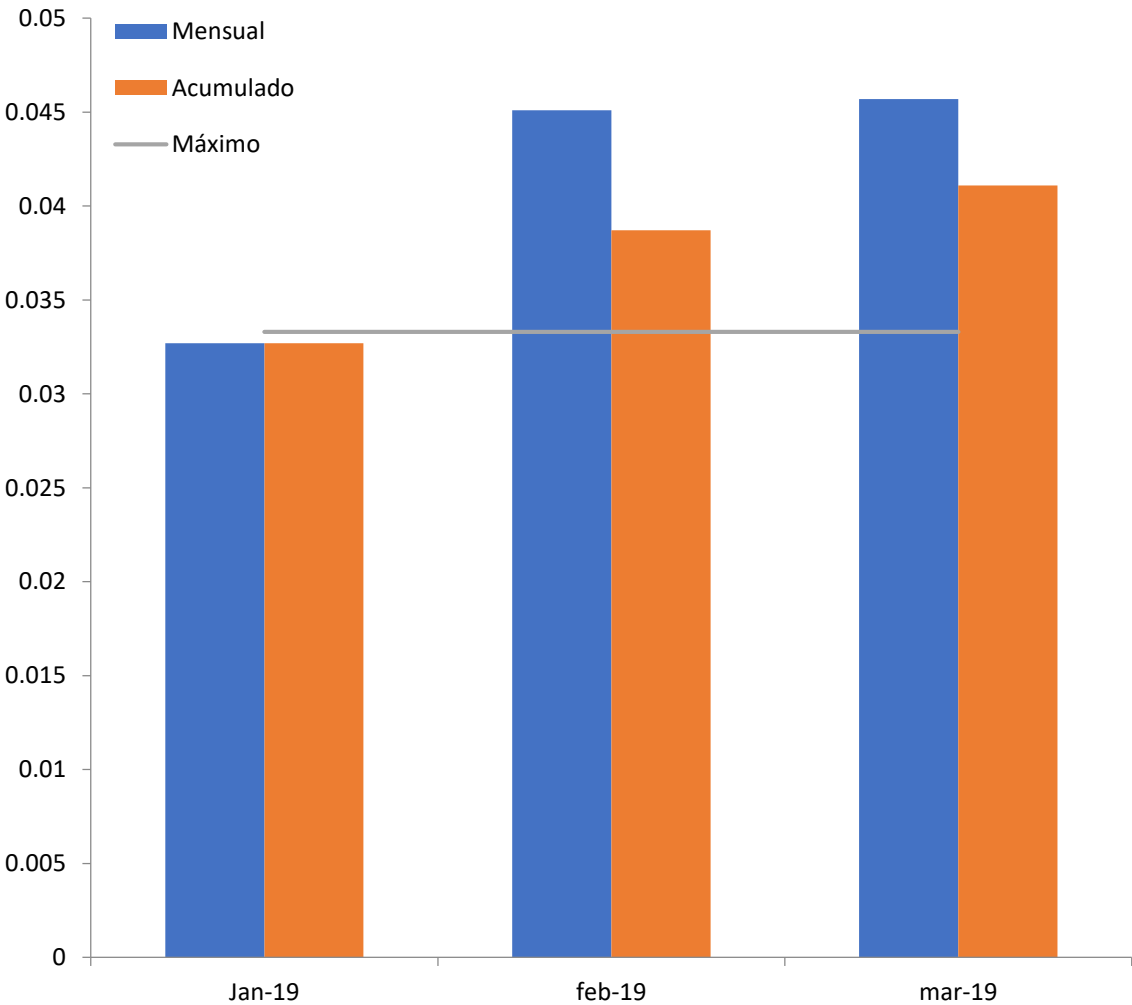


Fecha	Descripción	Causa
3/03/2019 0:41	Apertura de todos elementos asociados a la barra 1 en S/E TERMOFLORES 2 220 kV dejando sin tensión la S/E. El agente reporta disparo por 50BF al abrir INT de la unidad de GEN4 para completar su rampa de salida.	Otros eventos en generación

Durante el mes de marzo de 2019 se presentó 1 evento de tensión en el sistema.

Porcentaje de DNA Programada

DNA PROGRAMADA

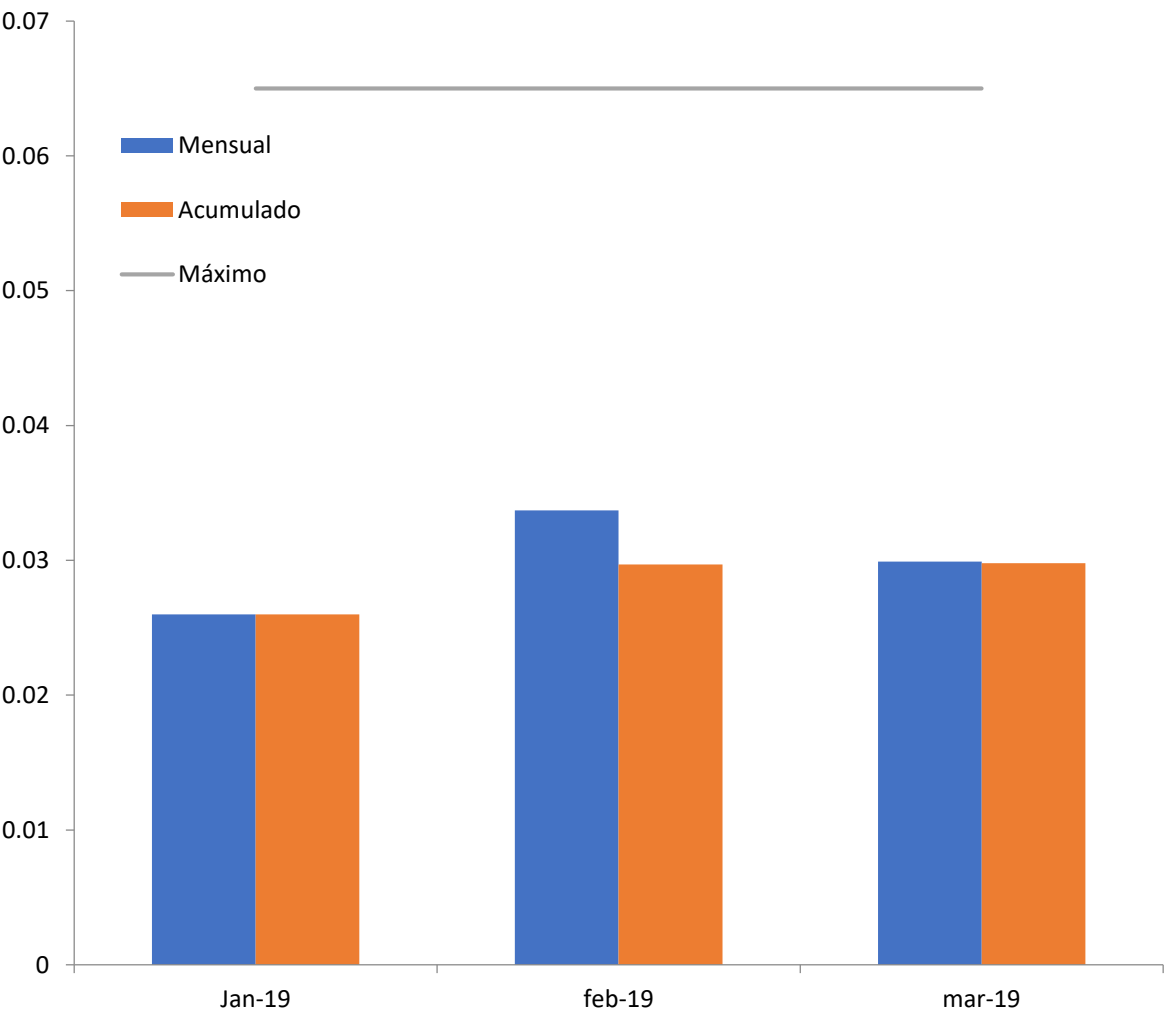


Por causas programadas se dejaron de atender 2,69 GWh en el mes de marzo de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
31/03/2019 5:42	526.4	Demanda no atendida en Magangué y Mompox por trabajos realizados bajo las consignaciones nacionales C0159285, C0159286, C0159287, C0159288, C0159289, C0168249, C0168253 y C0168254
17/03/2019 2:11	444.5	Demanda no atendida programada en el departamento del HUILA por trabajos de la consignación C0165655 sobre el activo BT ALTAMIRA 1 150 MVA 115 kV.
31/03/2019 5:42	370.64	Demanda no atendida en Valledupar por trabajos realizados bajo las consignaciones nacionales C0161105, C0161106, C0161107, C0161108 y C0161109
13/03/2019 7:23	206.55	DNA programada por trabajos sobre el activo COVEÑAS 1 60 MVA 110/34.5 KV bajo consignación nacional C0159738.
25/03/2019 7:12	180.38	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0161101, C0168250, C0168251 y C0168256 sobre los activos BL1 VALLEDUPAR A SAN JUAN 110 kV, SAN JUAN 2 50 MVA 110/34.5/13.8 KV, BT SAN JUAN 2 50 MVA 110 KV y VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 KV.
17/03/2019 2:11	177	Demanda no atendida programada en el departamento del CAQUETA por trabajos de la consignación C0165655 sobre el activo BT ALTAMIRA 1 150 MVA 115 kV.
30/03/2019 7:00	157.05	DNA por trabajos realizados en la subestación BARANOA 110 KV, bajo las consignaciones nacionales C0159328, C0159329 y C0159330.
17/03/2019 2:11	148.17	Demanda no atendida programada en el departamento del PUTUMAYO por trabajos de la consignación C0165655 y C0168210 sobre los activos BT ALTAMIRA 1 150 MVA 115 kV y BL1 PUERTO CAICEDO A EL YARUMO 115 kV.
3/03/2019 5:25	126.98	Apertura de la BT VALLEDUPAR 12 60 MVA 220 kV por labores de la consignación C0165601.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA

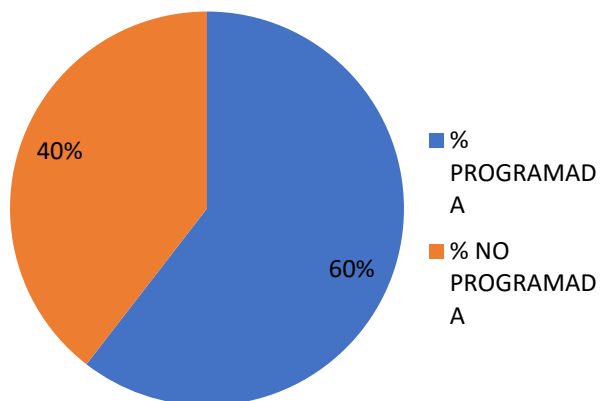


Por causas no programadas se dejaron de atender 1,76 GWh en el mes de marzo de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

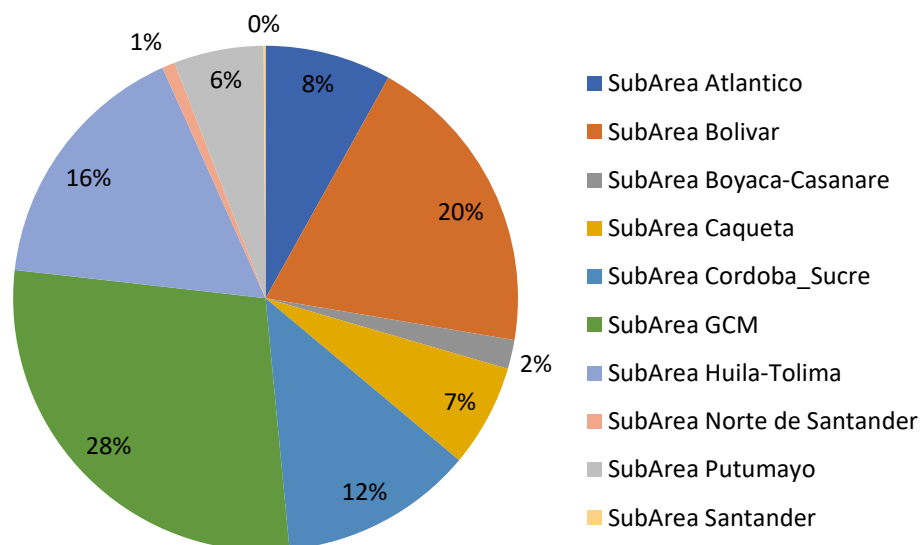
Fecha	MWh	Descripción
22/03/2019 9:35	276.04	Debida al disparo del circuito Gorgonzola - Veraguas - Indumil 57.5 kV, el agente reporta causa en revisión.
8/03/2019 0:00	244.67	Continúa demanda no atendida por desconexión del circuito JUNIN - BUCHELI 1 115 kV. El agente reporta que encontró un árbol sobre la línea entre las estructuras 297 y 298.
17/03/2019 13:39	167	Disparo del activo EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV dejando sin tensión las subestaciones EL COPEY 110 kV, EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV . El agente reporta causa en revisión.
27/03/2019 1:36	130.98	Queda desenergizada y desatendida la subestación Unión 34.5 kV, por disparo de los circuitos El Rio - Unión 34.5 kV y Unión - Magdalena 34.5 kV. El circuito Tebsa - Unión 110 kV se encontraba abierto por trabajos sobre consignación de emergencia C0168376. El agente reporta que fueron derribadas las estructuras del circuito Unión - El Rio 110 kV debido a choque de un camión 1
21/03/2019 2:15	117.83	Disparo del circuito EL SIETE - QUIBDO 115 kV mientras se encontraba indisponible el circuito QUIBDO - CERTEQGUI 115 kV, dejando sin tensión la subestación QUIBDO 115 kV.

Demanda No Atendida

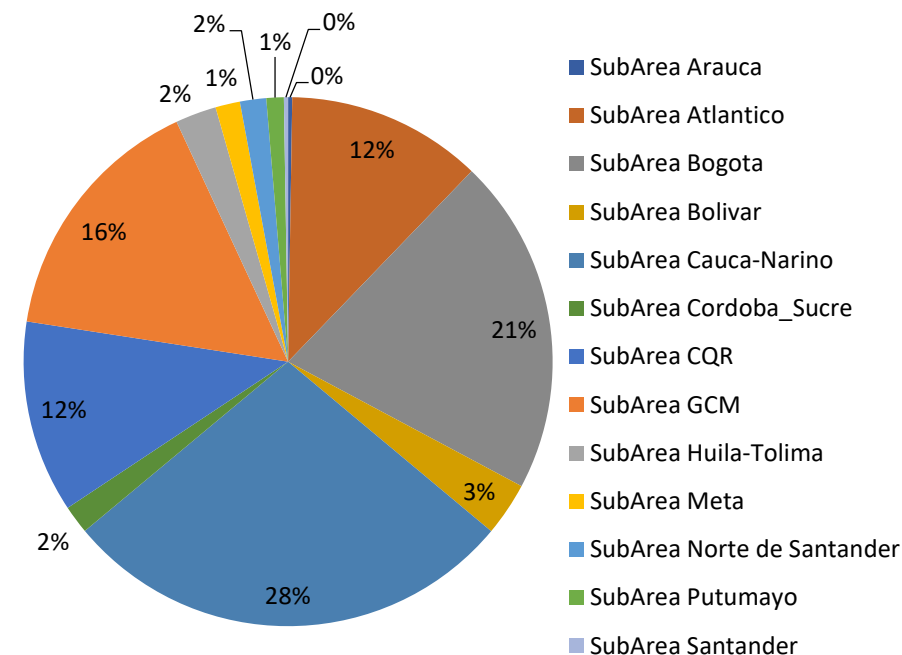
% DNA



DEMANDA PROGRAMADA



DEMANDA NO PROGRAMADA



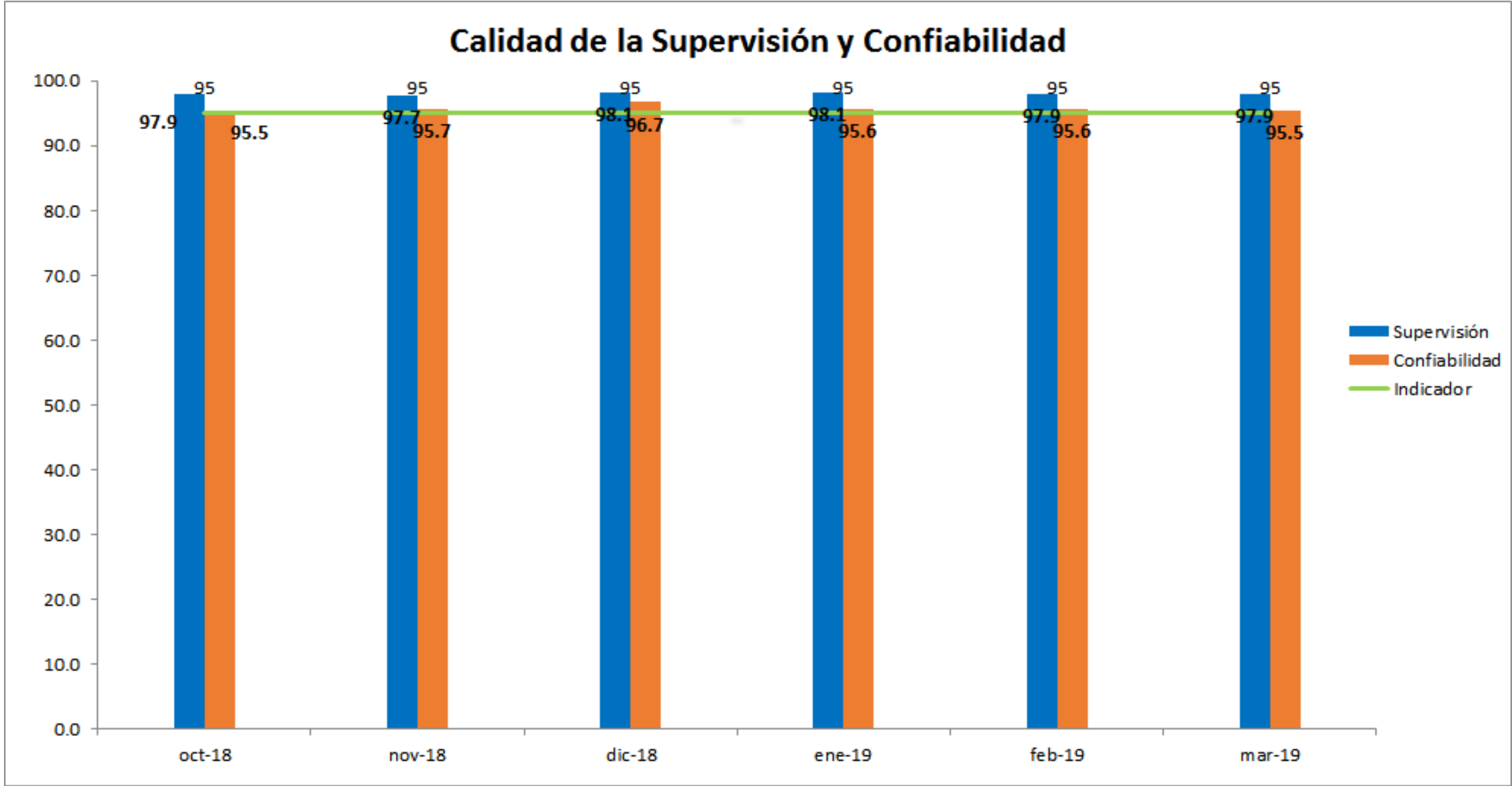
El total de demanda no atendida en marzo de 2019 fue 4,45 GWh.

Subárea	Mes (MWh)
SubArea Atlantico	217.63
SubArea Bolivar	526.4
SubArea Boyaca-Casanare	50
SubArea Caqueta	177
SubArea Cordoba_Sucre	333.22
SubArea GCM	761.25
SubArea Huila-Tolima	444.5
SubArea Norte de Santander	22.08
SubArea Putumayo	154.7
SubArea Santander	3.29

Subárea	Mes (MWh)
SubArea Arauca	4.4
SubArea Atlantico	210.14
SubArea Bogota	361.94
SubArea Bolivar	57.52
SubArea Cauca-Narino	489.96
SubArea Cordoba_Sucre	30.42

Subárea	Mes (MWh)
SubArea CQR	206.6
SubArea GCM	274.84
SubArea Huila-Tolima	44.04
SubArea Meta	26.38
SubArea Norte de Santander	28.2
SubArea Putumayo	18.66
SubArea Santander	4.5

Indicador de Calidad de la Supervisión

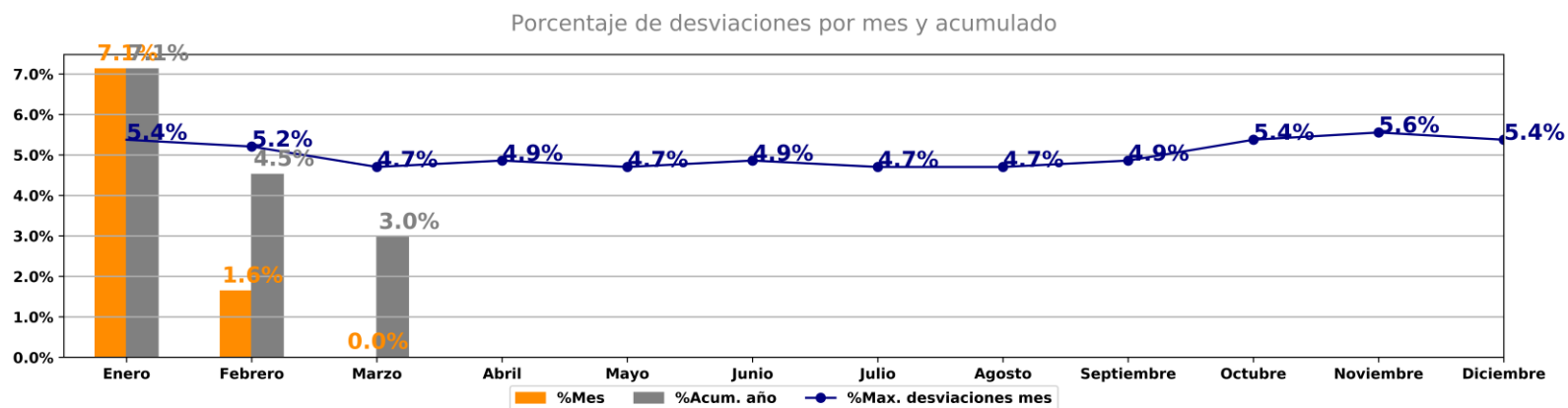
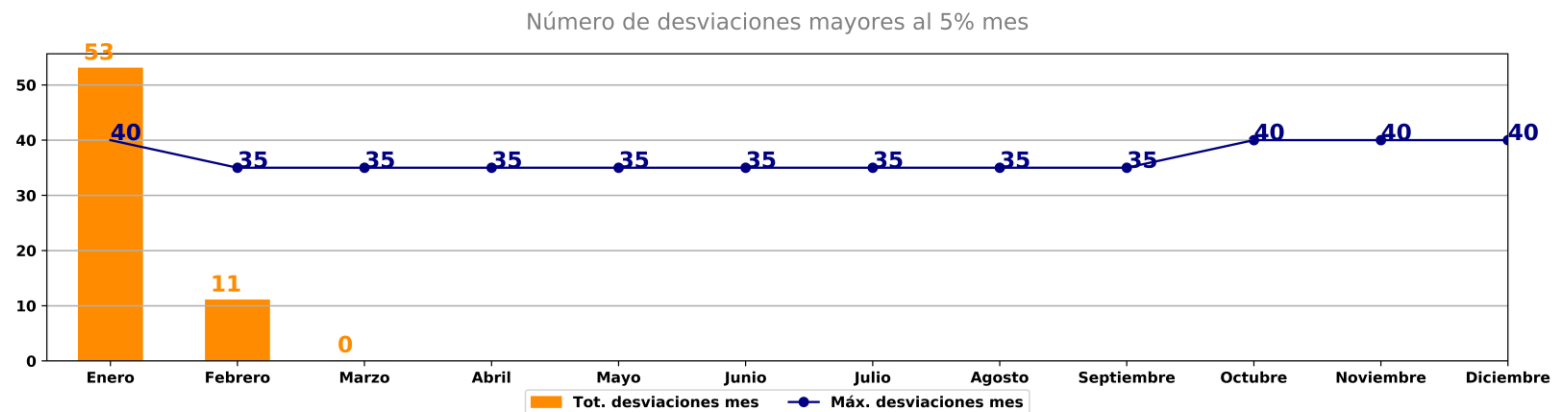


Indicador de Calidad de la Supervisión

Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	95.2	88.8
CODENSA S.A. E.S.P.	97.4	91.5
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	95.0	93.3
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.5	87.7
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	97.6	85.4
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	30.8
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	85.7	0.0
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	100.0	91.0

Indicador de calidad del pronóstico oficial



*La máxima desviación del pronóstico oficial de demanda frente a la demanda real para el mes de marzo de 2019 se presentó el día miércoles 06 en el periodo 24, con un valor de 4.6%



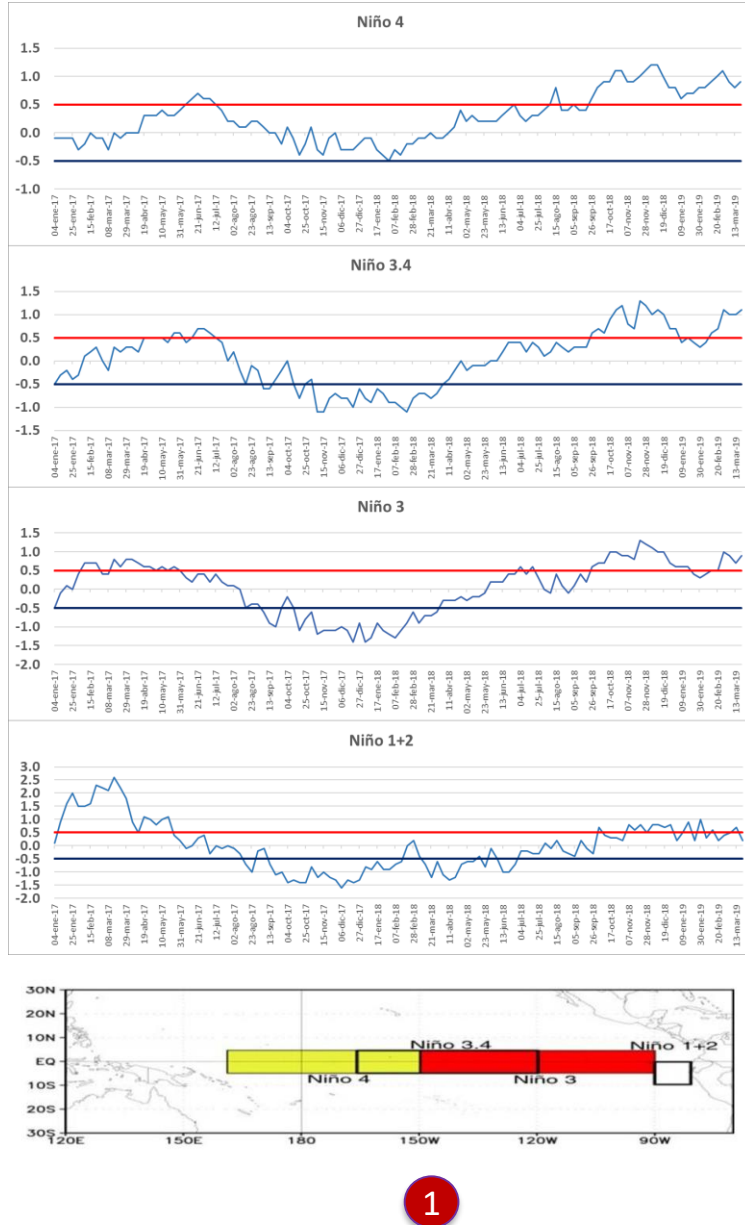
ANEXOS



Clima



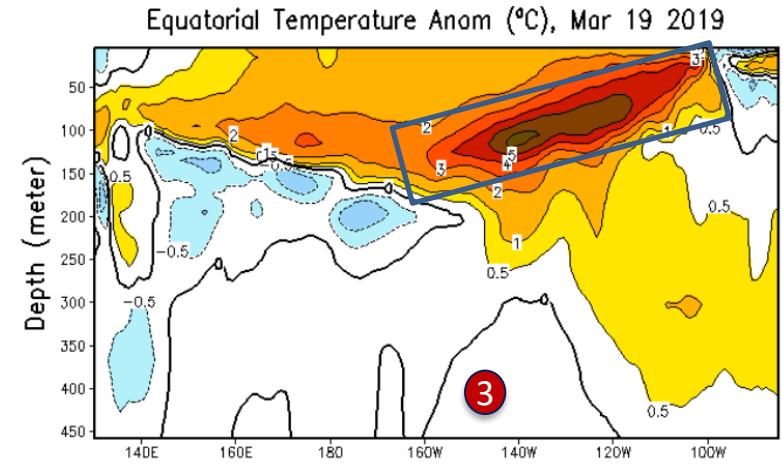
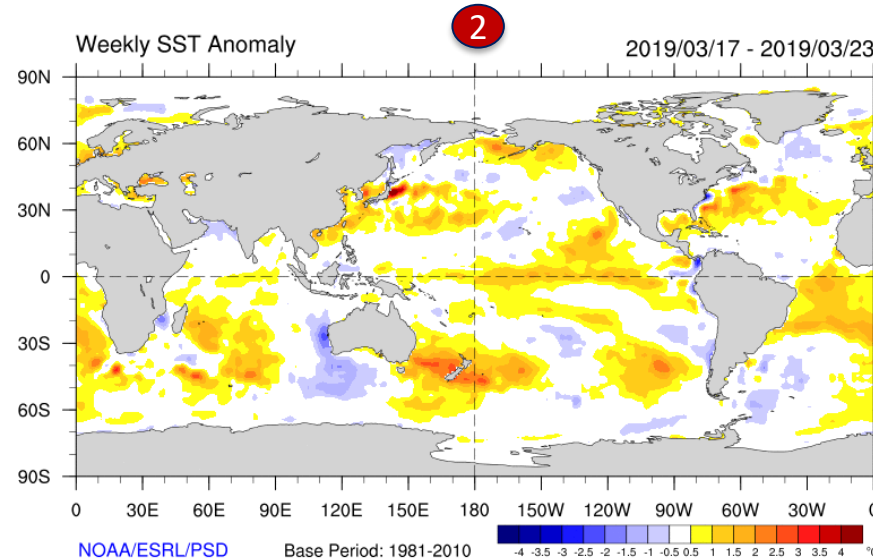
Variables Oceánicas



Océano Pacífico Superficial

Durante las últimas semanas se ha registrado un incremento de la temperatura superficial en el Pacífico ecuatorial, lo que ha ocasionado que las anomalías de la temperatura superficial del mar –TSM– se encuentren por encima del umbral de +0.5°C en todas las regiones de El Niño (Fig. 1), con excepción de la región Niño 1+2, donde las TSM están por debajo del umbral de calentamiento.

En contraste con ello, persiste un pequeño núcleo de aguas más frías de lo normal (zona azul) frente a las costas de Colombia (Fig. 2).



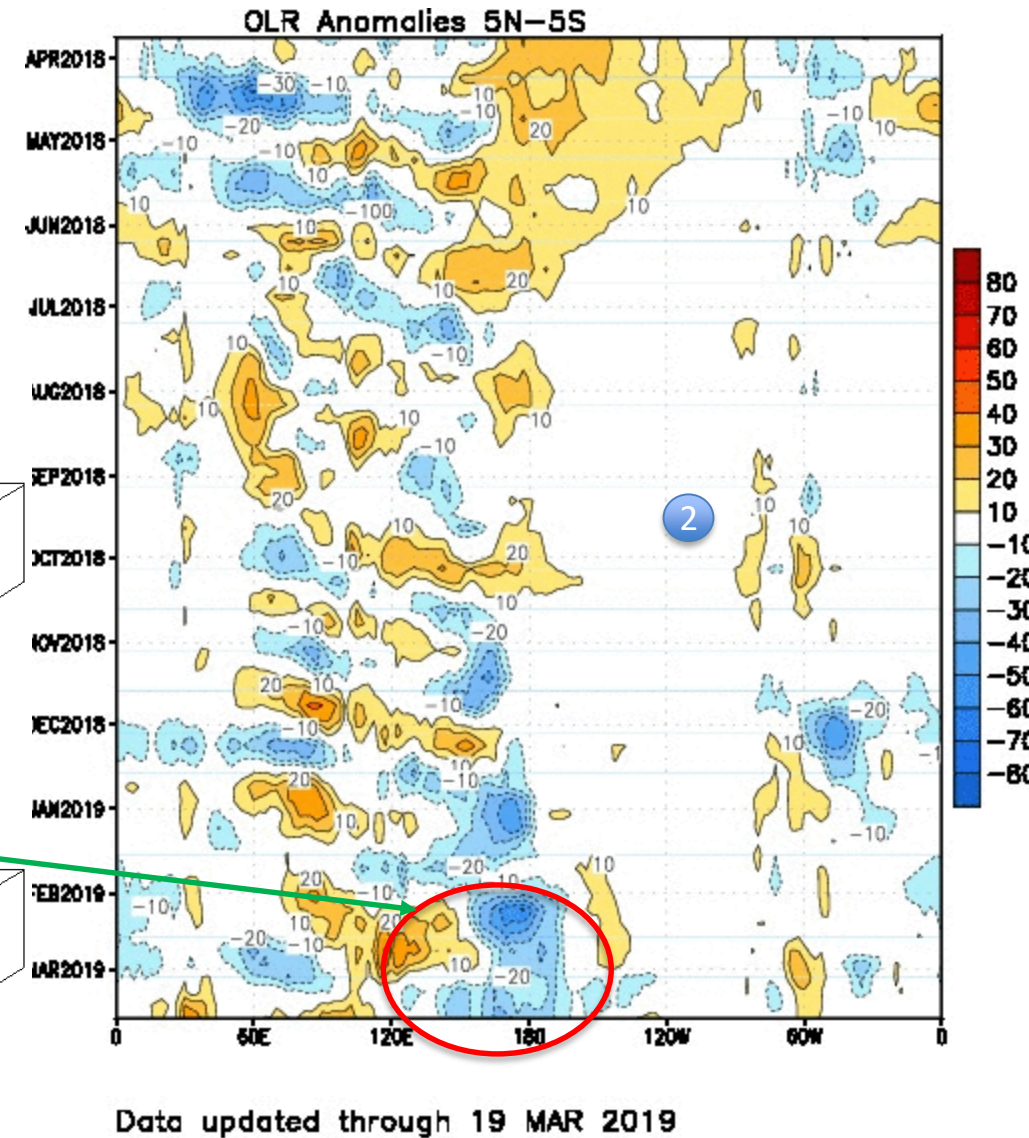
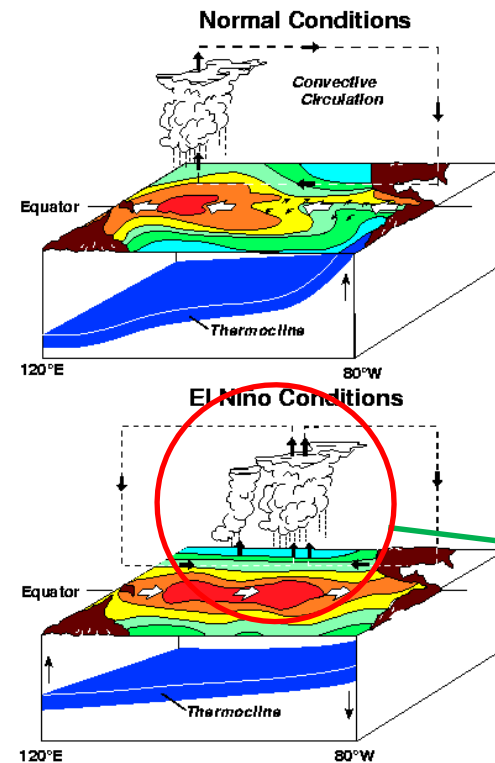
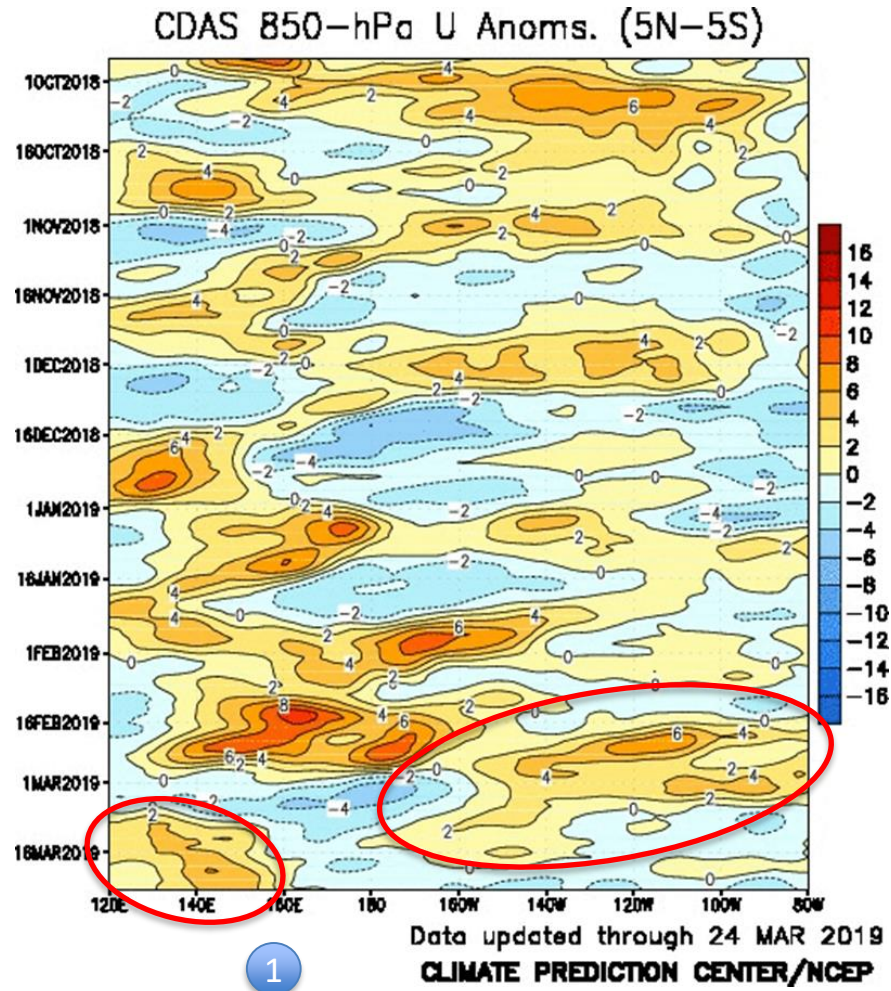
Océano Pacífico Sub-Superficial

Bajo la superficie oceánica (Fig. 3), el calentamiento sub-superficial ha crecido hasta 6°C por encima de lo normal y este núcleo se concentra aproximadamente en 100 m de profundidad entre 135W y 140W.

El enfriamiento que venía desarrollándose bajo las costas de Sudamérica, se ha debilitado hasta alcanzar tan sólo un grado por debajo de la media.

Variables Atmosféricas

A pesar de la alta variabilidad en el comportamiento de los vientos alisios, durante las últimas semanas, estos vuelven a normalizarse sobre la mayor parte del Pacífico ecuatorial (Fig. 1). Sin embargo, persiste un debilitamiento sobre el Pacífico occidental (anomalías positivas).



La última imagen de las anomalías de radiación saliente de onda larga (Figura 2) muestra que la convección (zonas azules) se ha fortalecido a lado y lado de la línea de cambio de fecha (180).

Predicción Climática. Boletín CPC/NCEP/NWS (NOAA)

EL NIÑO/OSCILACION DEL SUR (ENSO por sus siglas en inglés) DISCUSION DIAGNOSTICA

emitida por el
CENTRO DE PREDICCIONES CLIMATICAS/NCEP/NWS
y el Instituto Internacional de Investigación de clima y sociedad
Traducción cortesía de: WFO SAN JUAN, PUERTO RICO

14 de marzo de 2019

Estatus del Sistema de alerta del ENSO: **Advertencia de El Niño**

“Condiciones de El Niño se fortalecieron durante febrero de 2019, a medida que las temperaturas de la superficie del mar (SSTs, por sus siglas en inglés) sobre el promedio aumentaron a través del Océano Pacífico ecuatorial y las anomalías atmosféricas asociadas se tornaron más definidas.

En resumen, se espera que El Niño débil continúe durante la primavera 2019 del Hemisferio Norte (~80% de probabilidad) y en verano (~60% de probabilidad).”

2019 March Quick Look (IRI) [19-Mar-2019]

“Durante febrero y comienzos de marzo, la temperatura superficial del mar en el Pacífico tropical aumentó, manteniéndose dentro de la categoría de El Niño débil, al tiempo que se fortaleció el calentamiento de las aguas subsuperficiales.

En este momento, los patrones atmosféricos claramente sugieren condiciones de El Niño. Colectivamente, los pronósticos de los modelos esperan la continuación de al menos un episodio El Niño débil durante la primavera y verano, posiblemente continuando durante 2019.

El análisis oficial del CPC/IRI estima una probabilidad del 80% de que El Niño prevalezca durante los meses de mar-may, reduciéndose al 60% para jun-ago.”

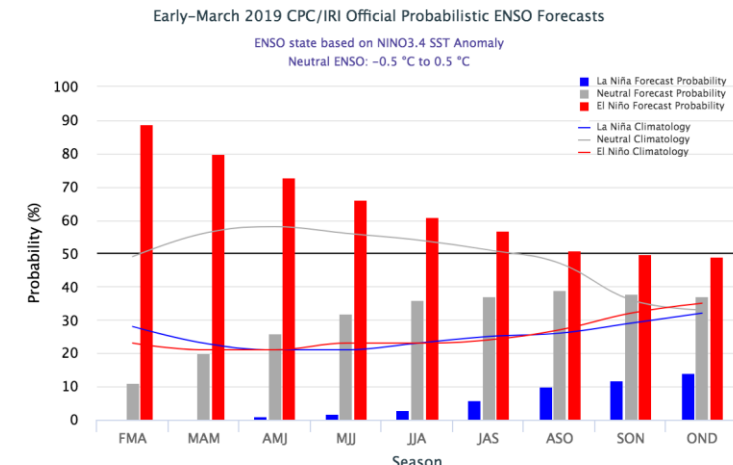


Figura 1. Oficial probabilístico

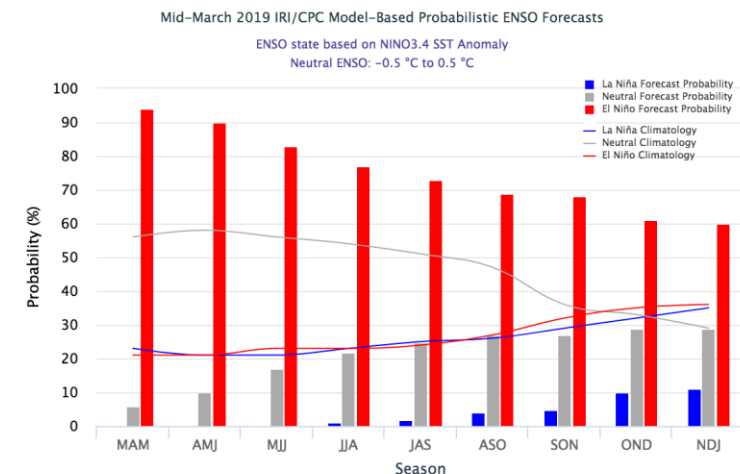
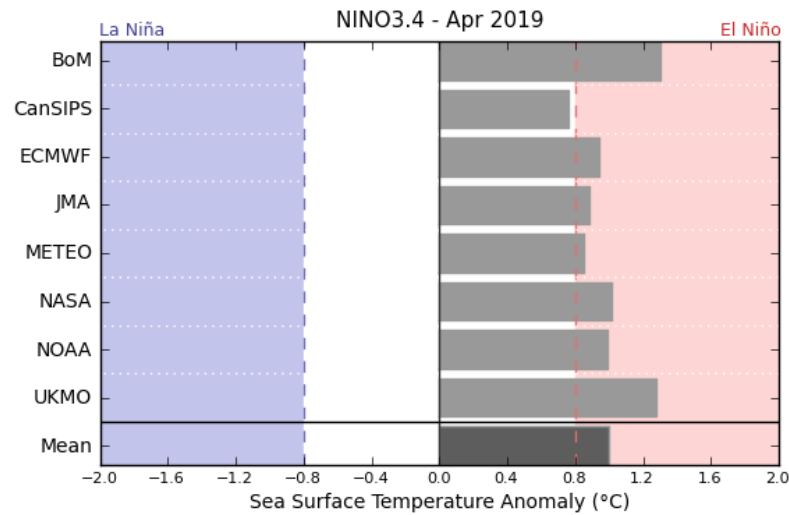
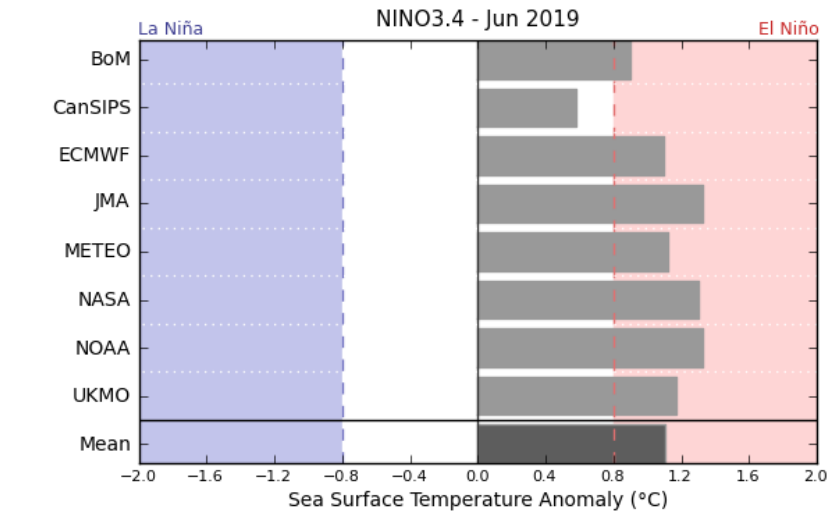


Figura 2. Probabilístico basado en los modelos

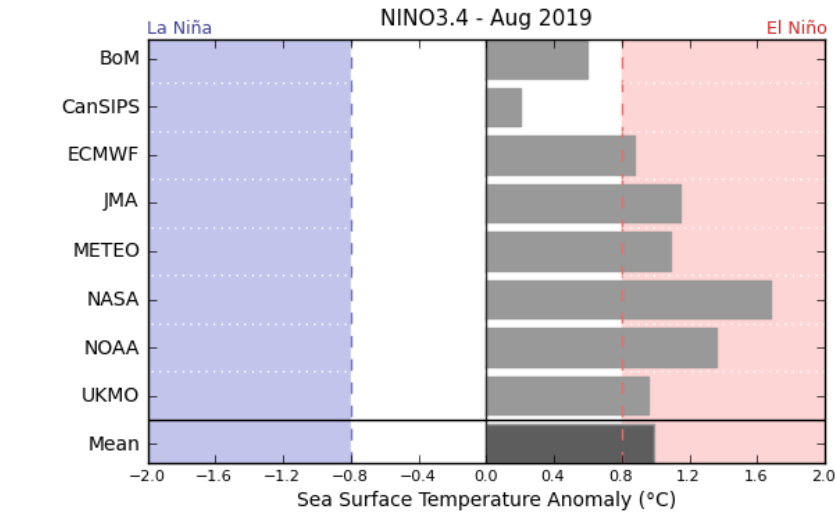
Predicción climática. Bureau of Meteorology (BOM)



© Copyright Australian Bureau of Meteorology



© Copyright Australian Bureau of Meteorology



© Copyright Australian Bureau of Meteorology

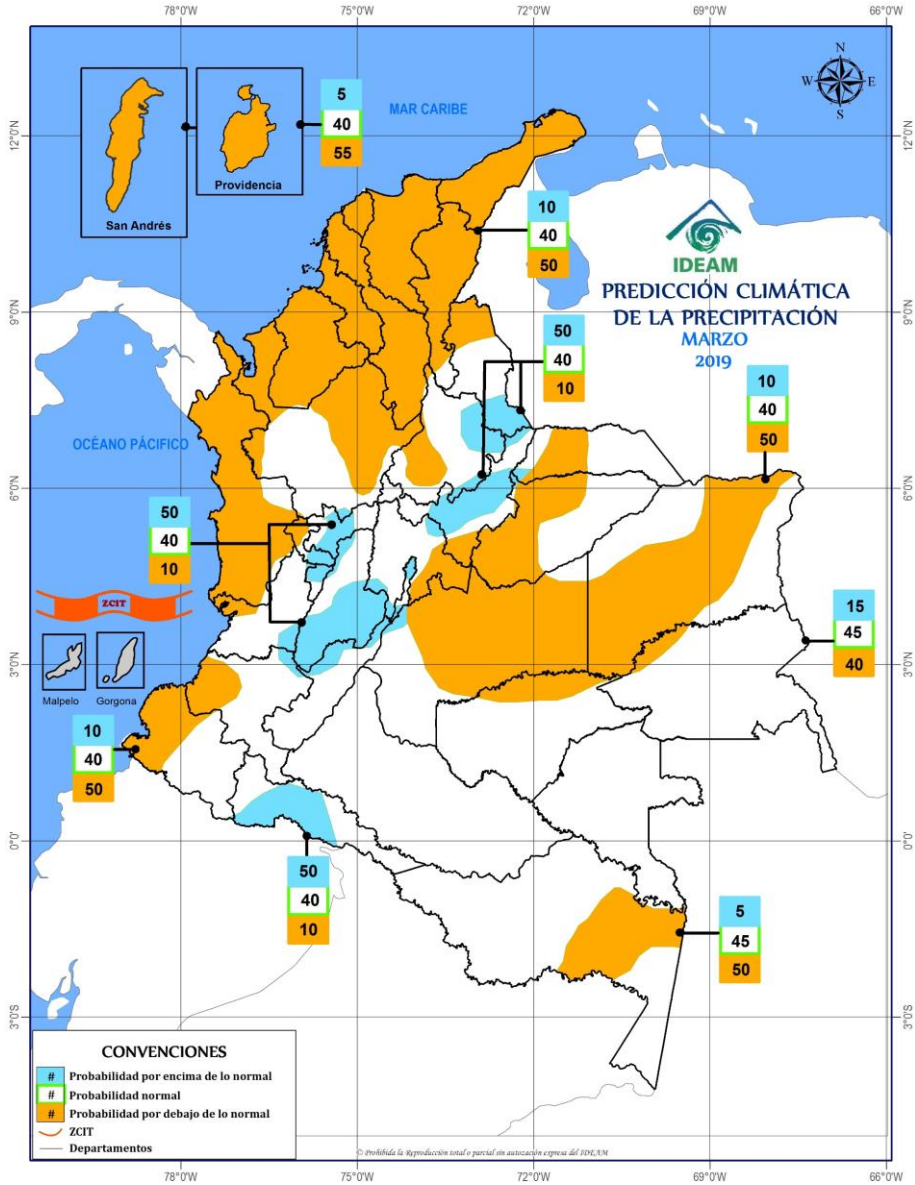
BOM Climate Model Summary for April to August 2019 (19 de marzo de 2019)

“La temperatura superficial del mar en el océano Pacífico tropical ha aumentado en semanas recientes, como respuesta a un período de debilitamiento de los vientos alisios sobre el Pacífico occidental, ocurrido en febrero. El último valor de la anomalía semanal en la región Niño 3.4 (a marzo 17) es de +0.8°C, apenas tocando los umbrales de El Niño por tercera semana consecutiva.

Todos los modelos –menos uno- sugieren que el Pacífico tropical central (región Niño 3.4) permanecerá por encima de los umbrales de El Niño durante el otoño austral e incluso en el invierno. Para que el evento El Niño sea considerado en progreso, tanto la atmósfera como el océano Pacífico necesitan estarse reforzando el uno al otro por varias semanas.

Debe también tenerse en cuenta que la precisión de los modelos al pronosticar durante los meses de otoño (austral) es menor que en otras épocas del año.”

Pronóstico de Lluvias para Marzo (IDEAM)



En cada figura, los valores de las barras apiladas representan la probabilidad de que el total de precipitación del período pronosticado caiga en cada uno de los tres terciles (inferior, medio y superior).

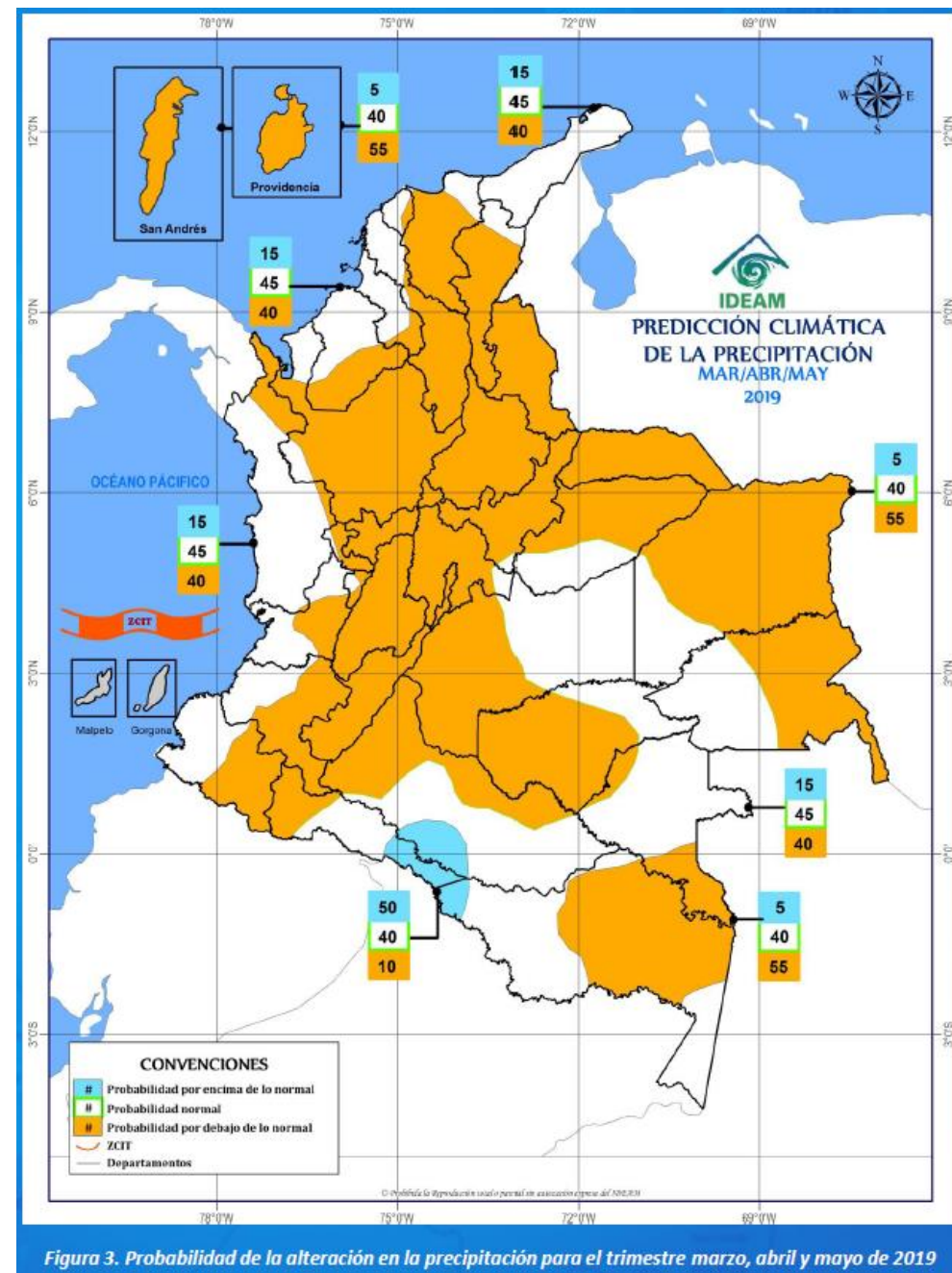
El color en el mapa corresponde al tercil con mayor probabilidad de ocurrencia.

BOLETÍN QUINCENAL DE PREDICCIÓN CLIMÁTICA

Nº 003 MARZO DE 2019 *Viernes, 15 de marzo de 2019*

Con respecto al trimestre Marzo-Abril-Mayo (MAM) de 2019, se prevén precipitaciones por debajo de lo normal en gran parte del territorio colombiano; excepto en algunos sectores de la Amazonía, Región Pacífica, sur de la Orinoquía y nororiente de la región Caribe donde se estiman volúmenes de precipitación cercanos a los promedios históricos.

El modelo determinístico del IDEAM prevé las mayores reducciones de los volúmenes de precipitación en las regiones Caribe y Orinoquía del orden de 32 y 28% respectivamente.



“De acuerdo con la información del pasado 14 de marzo del año en curso, del Instituto Internacional de Investigación para Clima y Sociedad (IRI) y del Centro de Predicción Climática de la NOAA de los Estados Unidos, afirman que las condiciones de El Niño se fortalecieron durante febrero de 2019; las temperaturas de la superficie del mar (TSM) en el océano pacifico ecuatorial aumentaron sus valores acercándose al límite de El Niño débil durante la últimas semanas.

Las anomalías de los vientos en los niveles bajos estuvieron del oeste a través del océano Pacífico centro-occidental, mientras que las anomalías de los vientos en niveles altos fueron mayormente del oeste a través de la cuenca del Pacífico tropical.

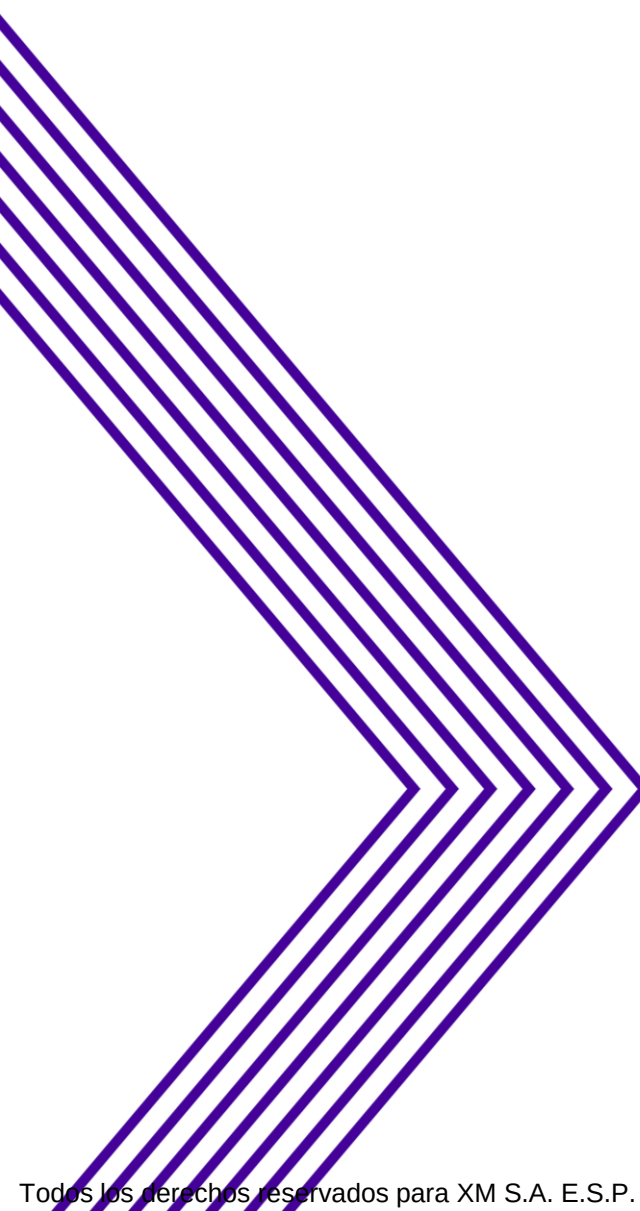
Los valores del Índice del oscilación del Sur (IOS), fueron negativos, la dinámica océano-atmósfera continúa mostrando patrones de circulación asociados a un evento ENOS- El Niño de características débiles, en la cuenca del océano Pacífico tropical.”

CONCLUSIONES

Consideramos que desde octubre (2018) hasta la primera semana de febrero (2019) se ha presentado un **calentamiento oceánico**, no acoplado de manera persistente con la atmósfera, pero con presencia de alteraciones en la circulación por efecto de la **oscilación intraestacional Madden & Julian**, que sustentaron de manera persistente poco desarrollo convectivo y los consecuentes volúmenes de lluvia bajo los promedios climatológicos en diferentes regiones del país.

Ahora bien, **de persistir las condiciones actuales**, relacionadas con un sistema acoplado, **podría desarrollarse un Fenómeno El Niño en lo que avanza el 2019.**

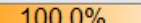
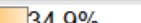
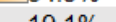
Desde mitad de febrero se observa débil acoplamiento típico a un **Niño.**



Variables SIN

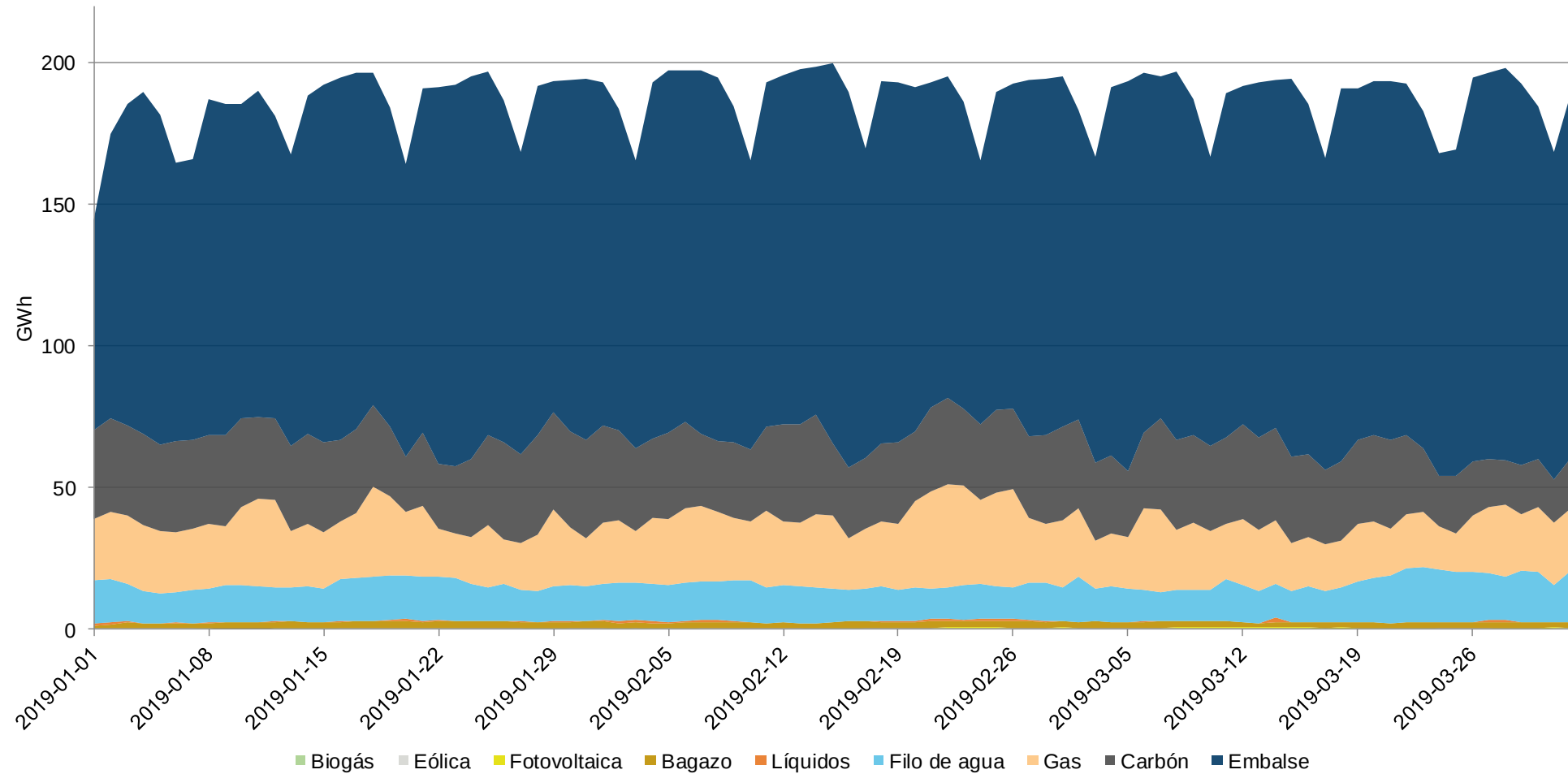


Estado de los embalses

Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio de abr-01-2019 hasta abr-02-2019 (GWh-día)	Vertimiento acumulado de abr-01-2019 hasta abr-02-2019 (GWh)	Volumen útil diario (%)	Participación volumen útil diario (%)
2019-04-02	Agregado SIN	Colombia	16,952.77	7,480.74	67.52	0.00	 44.1%	 100.0%
2019-04-02	Peñol	Antioquia	4,019.16	2,613.06	2.00	0.00	 65.0%	 34.9%
2019-04-02	Agregado Bogotá	Centro	3,763.50	1,426.13	-1.44	0.00	 37.9%	 19.1%
2019-04-02	Guavio	Oriente	2,086.04	515.57	-0.86	0.00	 24.7%	 6.9%
2019-04-02	Esmeralda	Oriente	1,121.89	197.41	-2.90	0.00	 17.6%	 2.6%
2019-04-02	El Quimbo	Centro	1,104.37	512.14	-5.21	0.00	 46.4%	 6.8%
2019-04-02	Topocoro	Centro	998.89	400.40	11.96	0.00	 40.1%	 5.4%
2019-04-02	Chuza	Oriente	980.60	478.07	2.83	0.00	 48.8%	 6.4%
2019-04-02	Riogrande II	Antioquia	554.76	192.34	8.69	0.00	 34.7%	 2.6%
2019-04-02	San Lorenzo	Antioquia	421.71	159.37	9.81	0.00	 37.8%	 2.1%
2019-04-02	Miraflores	Antioquia	312.62	94.80	2.78	0.00	 30.3%	 1.3%
2019-04-02	Amani	Antioquia	249.78	127.93	1.34	0.00	 51.2%	 1.7%
2019-04-02	Calima	Valle	218.78	102.49	0.70	0.00	 46.8%	 1.4%
2019-04-02	Salvajina	Valle	194.48	73.92	0.00	0.00	 38.0%	 1.0%
2019-04-02	Urrá	Caribe	161.55	57.57	0.89	0.00	 35.6%	 0.8%
2019-04-02	Porce II	Antioquia	134.06	86.96	4.95	0.00	 64.9%	 1.2%
2019-04-02	Betania	Centro	124.51	98.57	2.69	0.00	 79.2%	 1.3%
2019-04-02	Porce III	Antioquia	116.44	84.68	1.62	0.00	 72.7%	 1.1%
2019-04-02	Playas	Antioquia	94.02	86.07	8.82	0.00	 91.5%	 1.2%
2019-04-02	Punchiná	Antioquia	71.67	40.06	4.38	0.00	 55.9%	 0.5%
2019-04-02	Troneras	Antioquia	70.89	61.43	10.80	0.00	 86.7%	 0.8%
2019-04-02	Muña	Centro	57.60	28.85	2.39	0.00	 50.1%	 0.4%
2019-04-02	Prado	Centro	56.28	33.33	0.71	0.00	 59.2%	 0.4%
2019-04-02	Alto Anchicayá	Valle	39.18	9.58	0.57	0.00	 24.4%	 0.1%

Información hasta el: 2019-04-02

Generación diaria



Información hasta el: 2019-04-01

Información actualizada el: 2019-04-03

Aportes hídricos

Fecha	Estacion de medida	Región hidrológica	Media histórica (GWh-día)	Promedio diario acumulado (GWh-día)	Promedio diario acumulado (%)	Diferencia promedio diario acumulado respecto a media histórica (%)	Participación promedio diario acumulado (%)
2019-04-2	Agregado SIN	Colombia	168.64	194.78	115.5%	15.5%	100.0%
2019-04-2	Sogamoso	Centro	17.83	26.13	146.6%	46.6%	13.4%
2019-04-2	Nare	Antioquia	17.57	14.65	83.4%	-16.6%	7.5%
2019-04-2	Guavio	Oriente	15.90	7.44	46.8%	-53.2%	3.8%
2019-04-2	Grande	Antioquia	11.36	16.69	146.9%	46.9%	8.6%
2019-04-2	Bogotá N.R.	Centro	9.84	11.92	121.1%	21.1%	6.1%
2019-04-2	El Quimbo	Centro	9.33	7.07	75.8%	-24.2%	3.6%
2019-04-2	Bata	Oriente	8.53	2.10	24.6%	-75.4%	1.1%
2019-04-2	A. San Lorenzo	Antioquia	7.84	15.06	192.1%	92.1%	7.7%
2019-04-2	Guatapé	Antioquia	5.79	13.83	238.9%	138.9%	7.1%
2019-04-2	Alto Anchicayá	Valle	5.46	7.81	143.0%	43.0%	4.0%
2019-04-2	Guadalupe	Antioquia	5.22	9.94	190.4%	90.4%	5.1%
2019-04-2	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	5.20	6.03	116.0%	16.0%	3.1%
2019-04-2	Carlos Lleras	Antioquia	5.10	7.36	144.3%	44.3%	3.8%
2019-04-2	Porce II CP	Antioquia	4.97	6.69	134.6%	34.6%	3.4%
2019-04-2	Chuza	Oriente	4.89	2.83	57.9%	-42.1%	1.5%
2019-04-2	Miel I	Antioquia	4.45	4.44	99.8%	-0.2%	2.3%
2019-04-2	San Carlos	Antioquia	3.76	8.08	214.9%	114.9%	4.1%
2019-04-2	Cauca Salvajina	Valle	3.57	3.09	86.6%	-13.4%	1.6%
2019-04-2	Betania CP	Centro	3.23	3.02	93.5%	-6.5%	1.6%
2019-04-2	Desv. EEPPI (NEC,PAJ,DO	Antioquia	2.71	2.78	102.6%	2.6%	1.4%
2019-04-2	Sinú Urrá	Caribe	2.71	2.70	99.6%	-0.4%	1.4%
2019-04-2	Amoyá	Centro	2.41	1.49	61.8%	-38.2%	0.8%
2019-04-2	Desv. Guarino	Antioquia	2.25	1.55	68.9%	-31.1%	0.8%
2019-04-2	Concepción	Antioquia	1.74	3.33	191.4%	91.4%	1.7%
2019-04-2	Porce III	Antioquia	1.48	2.18	147.3%	47.3%	1.1%
2019-04-2	Tenche	Antioquia	1.11	2.98	268.5%	168.5%	1.5%
2019-04-2	Cucuana	Centro	0.90	0.63	70.0%	-30.0%	0.3%
2019-04-2	Prado	Centro	0.89	0.92	103.4%	3.4%	0.5%
2019-04-2	Desv. Manso	Antioquia	0.66	0.39	59.1%	-40.9%	0.2%
2019-04-2	Calima	Valle	0.59	0.70	118.6%	18.6%	0.4%
2019-04-2	Digua	Valle	0.42	0.58	138.1%	38.1%	0.3%
2019-04-2	Blanco	Oriente	0.36	0.00	0.0%	-100.0%	0.0%
2019-04-2	Desv. San Marcos	Centro	0.34	0.18	52.9%	-47.1%	0.1%
2019-04-2	Florida II	Valle	0.23	0.19	82.6%	-17.4%	0.1%

Información hasta el: 2019-04-02

Información actualizada el: 2019-04-03

Ejemplo del cálculo de crecimiento demanda

El crecimiento de la demanda de energía mensual, acumulado del año y los últimos doce meses, se calcula como el promedio ponderado de los crecimientos de los diferentes tipos de días (comerciales, sábados y domingos-festivos) con relación al número de días correspondiente a estos tipos de días del año actual.

Este tipo de cálculo disminuye la variabilidad de las fluctuaciones de los crecimientos que se presentan en los seguimientos mensuales, originados por la dependencia del consumo de energía con relación al número de días comerciales, sábados y domingos-festivos presentados en el mes de análisis.

Así, para el mes del siguiente ejemplo, el crecimiento fue del 3.1%, que corresponde a:

$$\text{Crecimiento} = (4.1\% * 20 \text{ días} + 5.5\% * 4 \text{ días} + 5.1\% * 6 \text{ días}) / 30 \text{ días} = 4.4\%$$

Los crecimientos por tipo de día son el resultado de comparar el promedio día del mes actual con respecto al mismo mes del año anterior. Así, el crecimiento para días comerciales fue 4.1%, que corresponde a

$$\text{Crecimiento tipo día comercial} = (200.48 \text{ GWh} / 192.67 \text{ GWh} - 1) * 100 = 4.1\%$$

Seguimiento Mensual

	Doce Meses Atrás			Mes Actual			
	No. Días	Demanda GWh	Demanda Promedio Día	No. Días	Demanda GWh	Demanda Promedio Día	Crecimiento
Comerciales	20	3853.31	192.67	20	4009.56	200.48	4.1%
Dom. - Festivos	4	728.26	182.07	4	768.07	192.02	5.5%
Sábados	6	991.17	165.2	6	1041.49	173.58	5.1%
Total Mes	30	5572.75	185.76	30	5819.12	193.97	4.4%

