

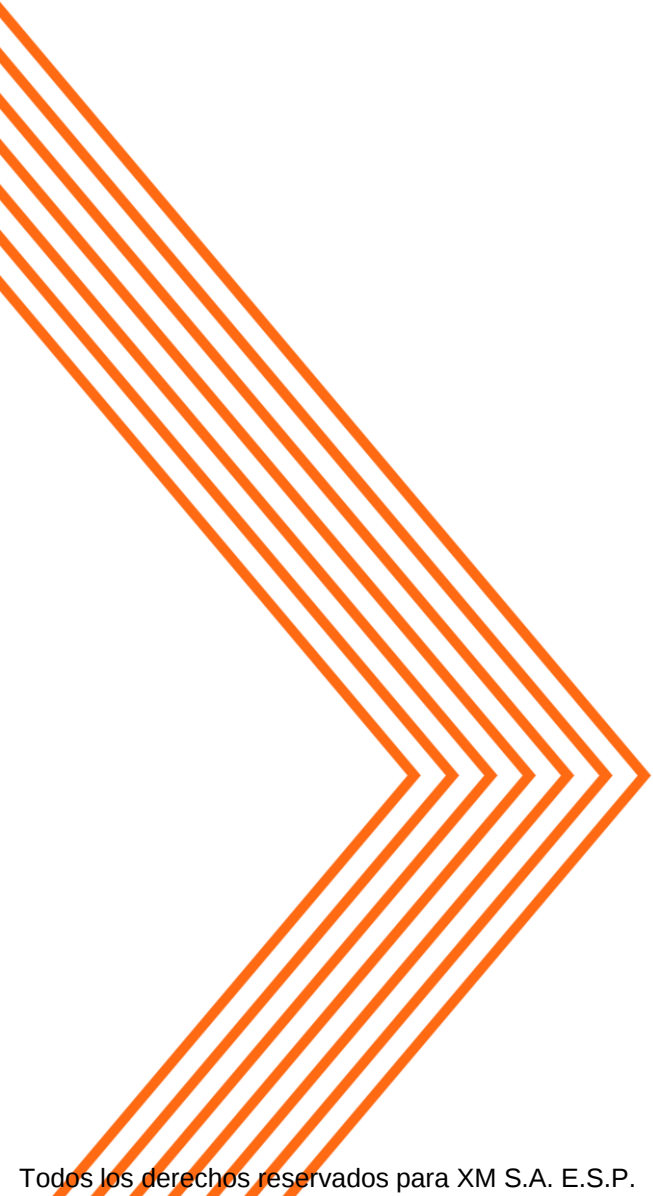


INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-009

Jueves, 2 de mayo 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 – 009
Jueves 2 de mayo de 2019



Contenido

1 Variables del SIN

- Hidrología
- Demanda
- Generación

2 Expectativas Energéticas

- Panorama energético
 - Mediano Plazo
 - Largo Plazo

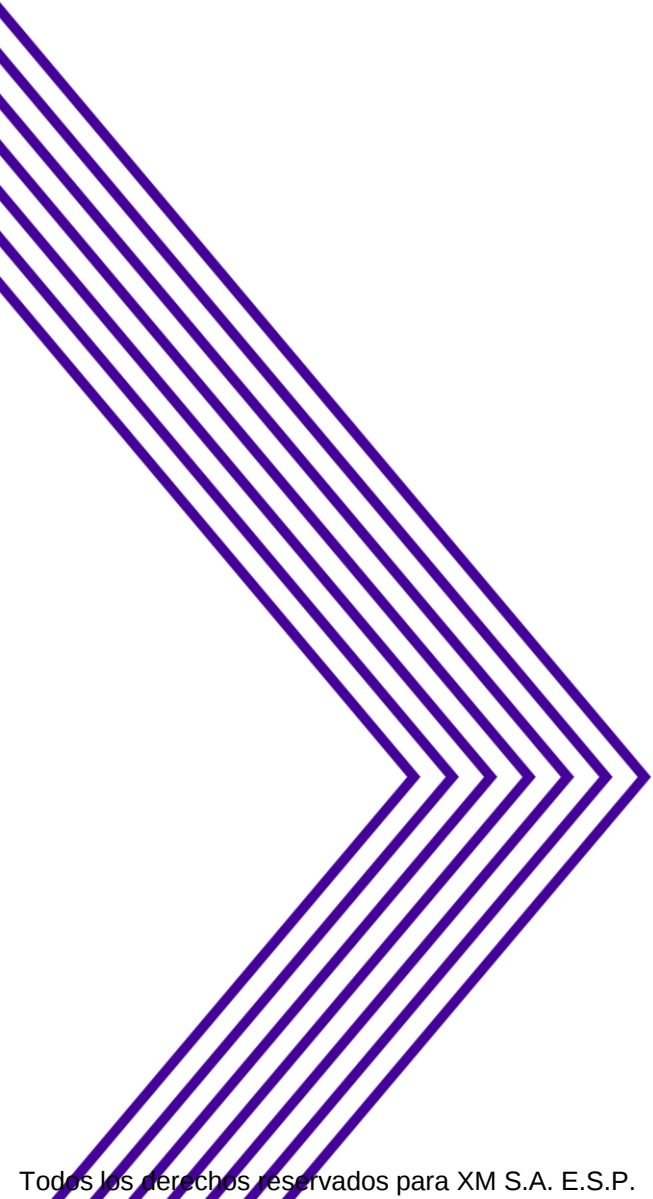
Situaciones operativas 3

- Red 500 kV. Conexión Intercosta
- Operación Caribe
- Subestaciones barra sencilla
- Programación DNA área Caribe
- Operación 28 de abril
- Mantenimiento plana regasificación

Varios

4

- Indicadores de operación
- Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696



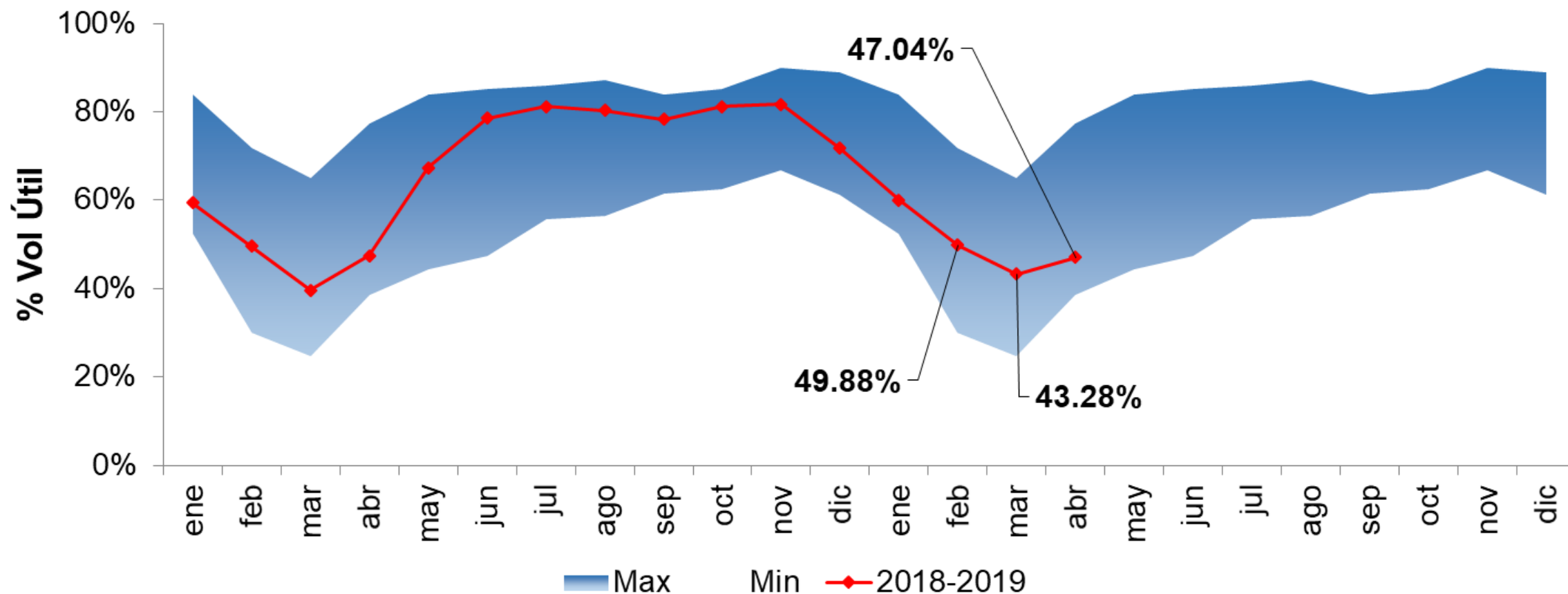
1. Variables del SIN

- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda del SIN



Evolución reservas del SIN

Reservas hídricas



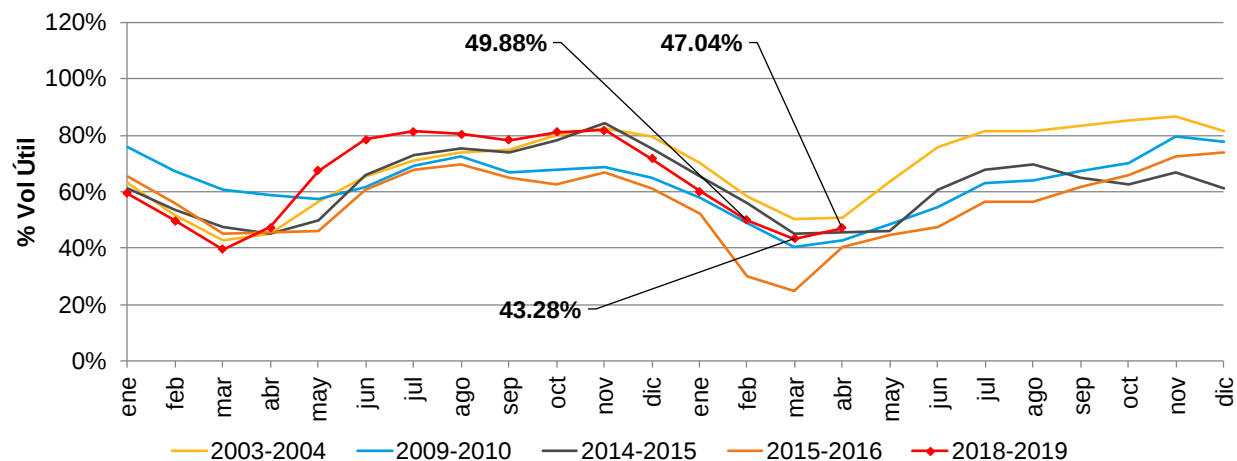
Las bandas consideran el máximo y el mínimo valor de las reservas agregadas del SIN desde el año 2000

Información hasta el: 2019-04-30

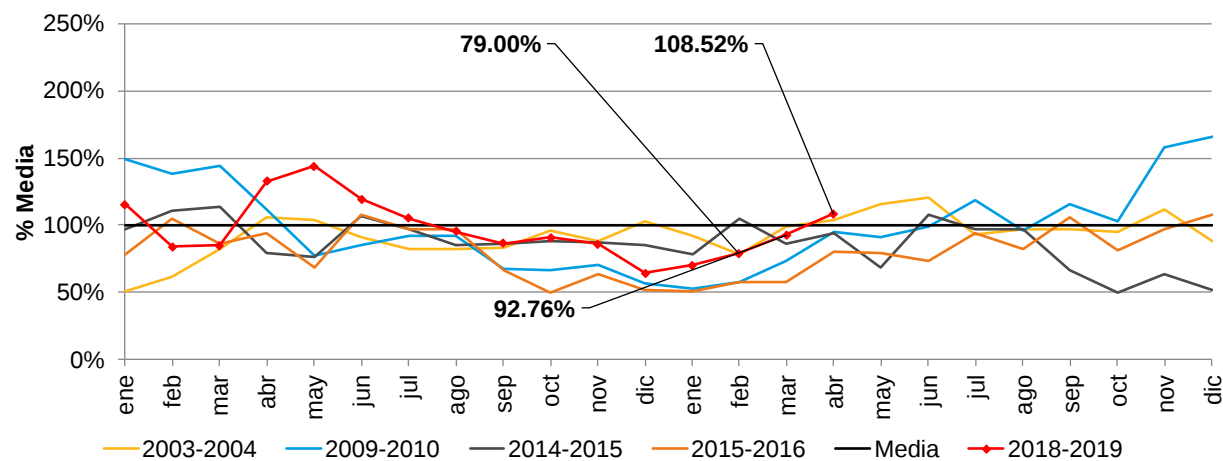
Información actualizada el: 2019-05-02

Hidrología del SIN

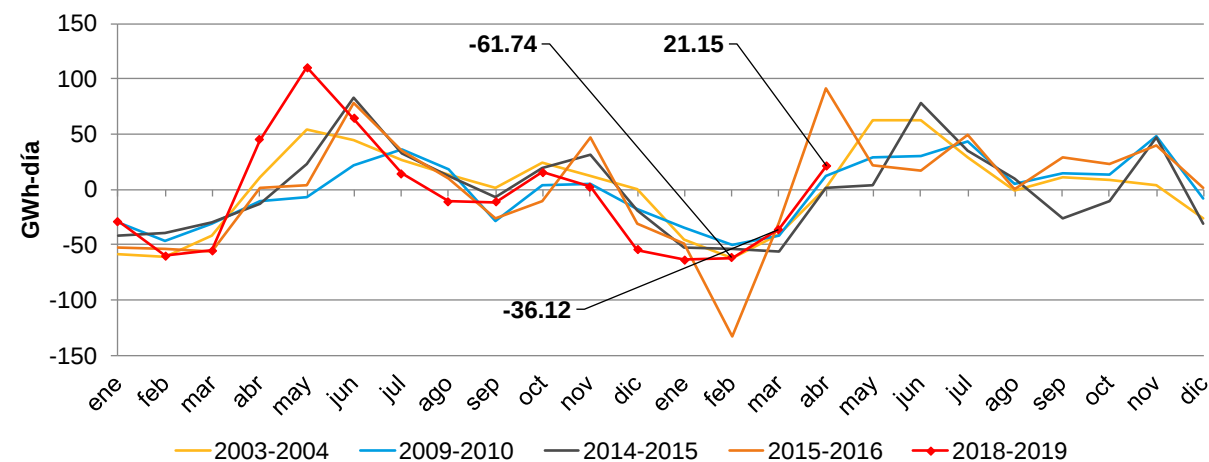
Reservas hídricas



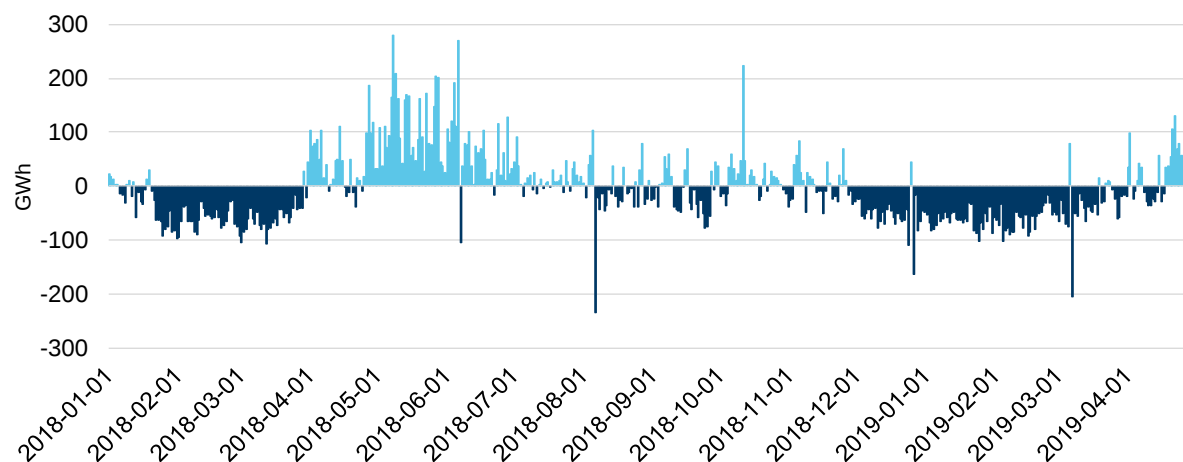
Aportes hídricos



SIN - Tasa de embalsamiento promedio

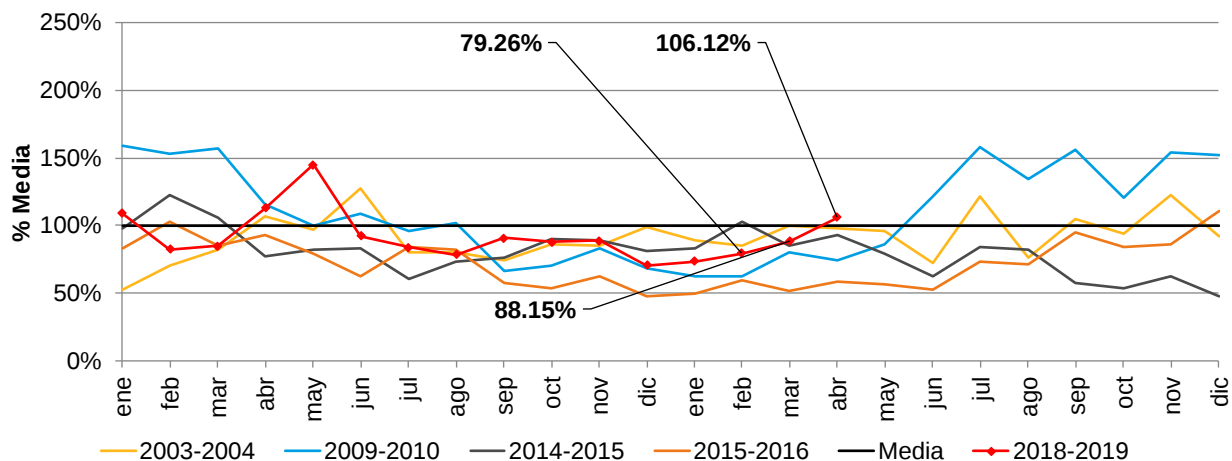


Tasa de embalsamiento

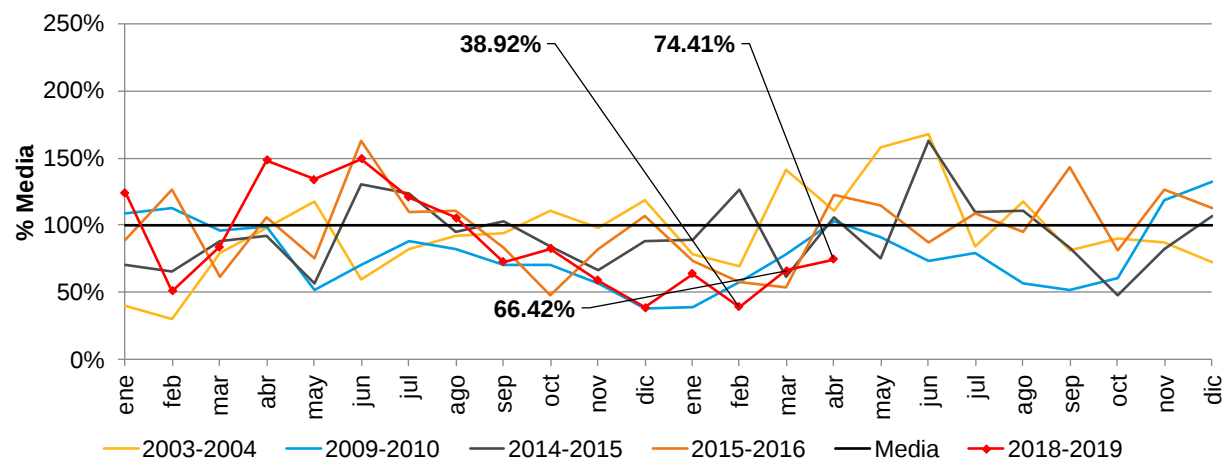


Aportes por regiones

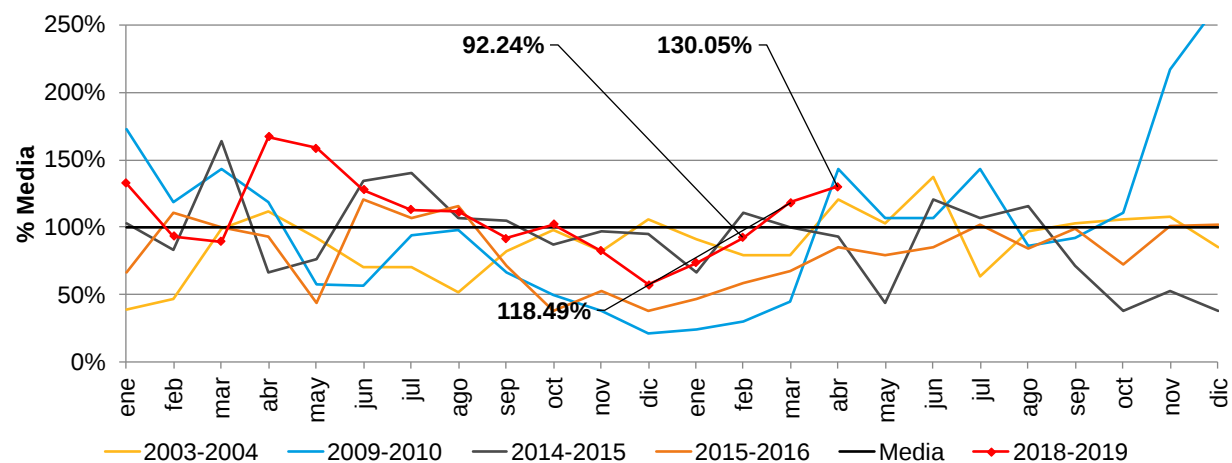
Antioquia



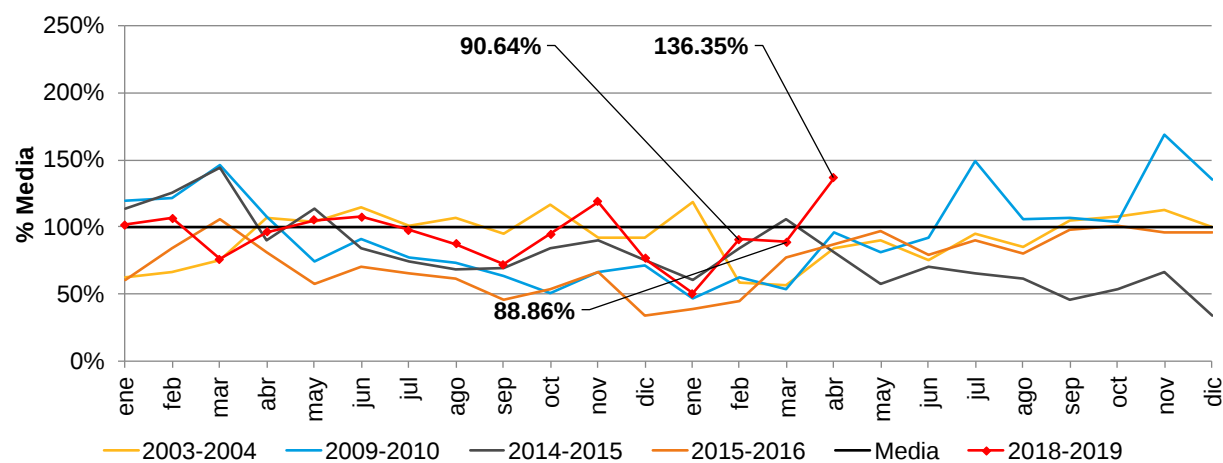
Oriente



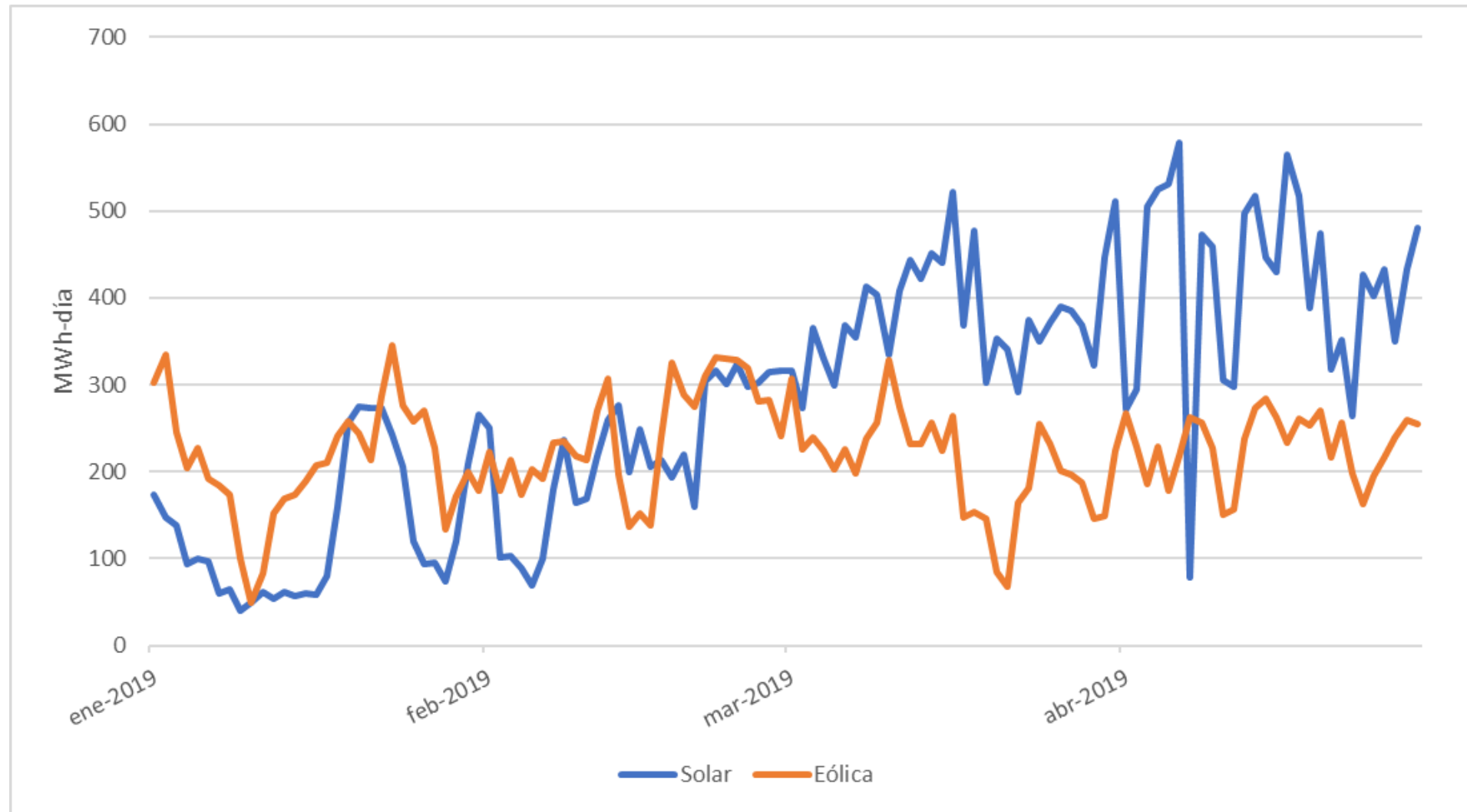
Centro



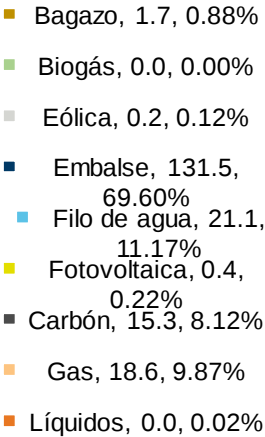
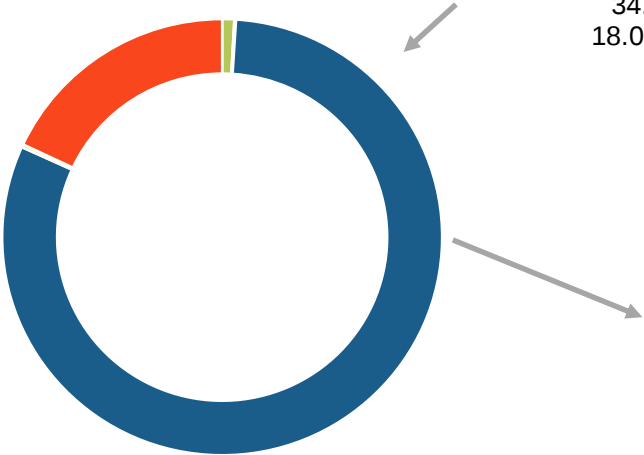
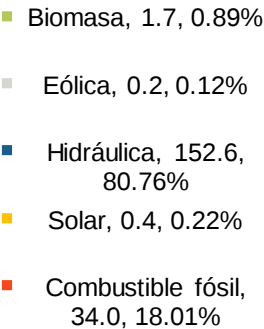
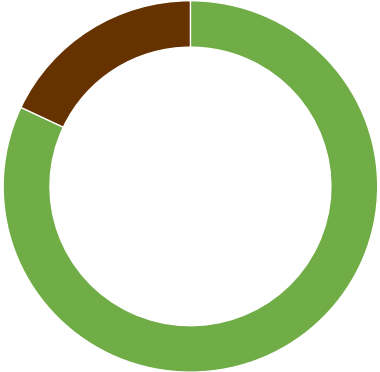
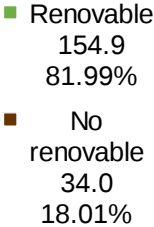
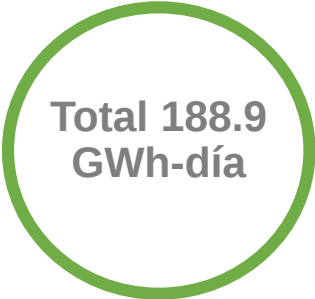
Valle



Generación real FNCR

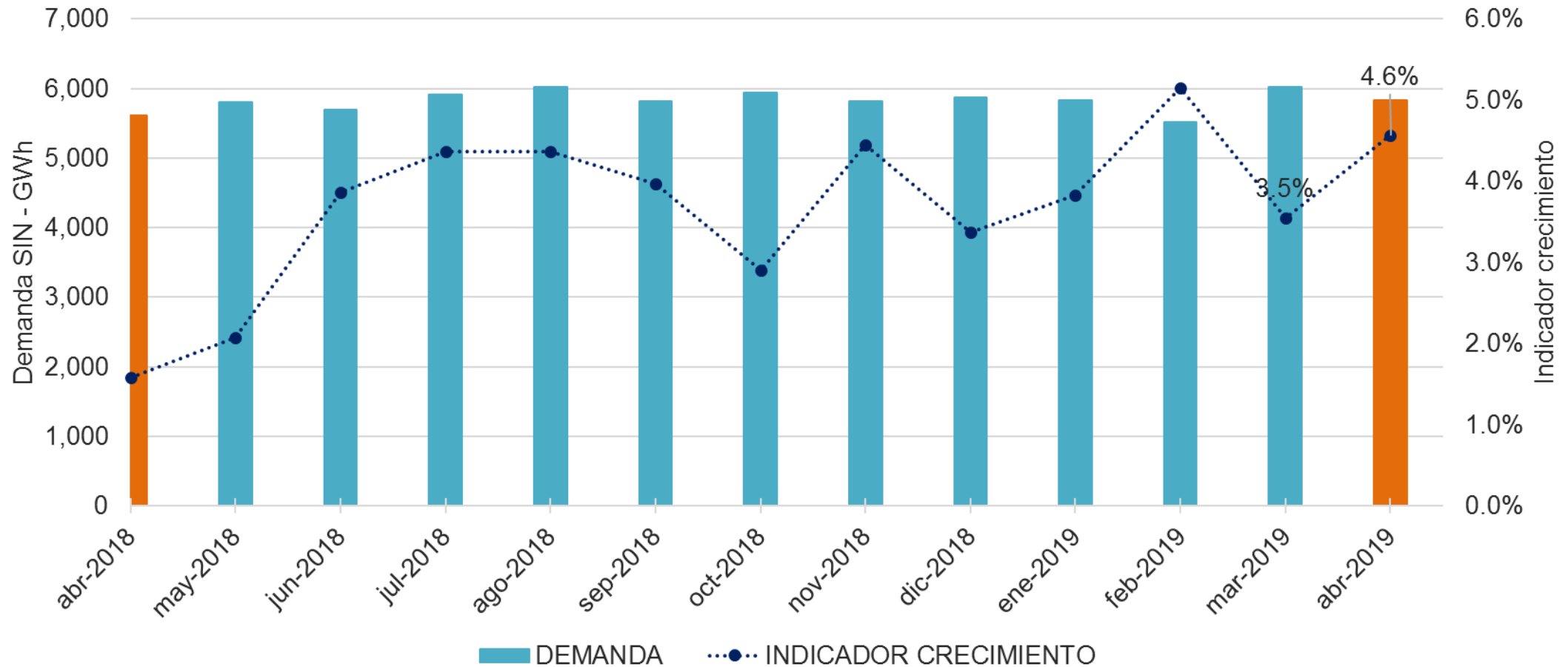


Generación promedio diaria en GWh-día

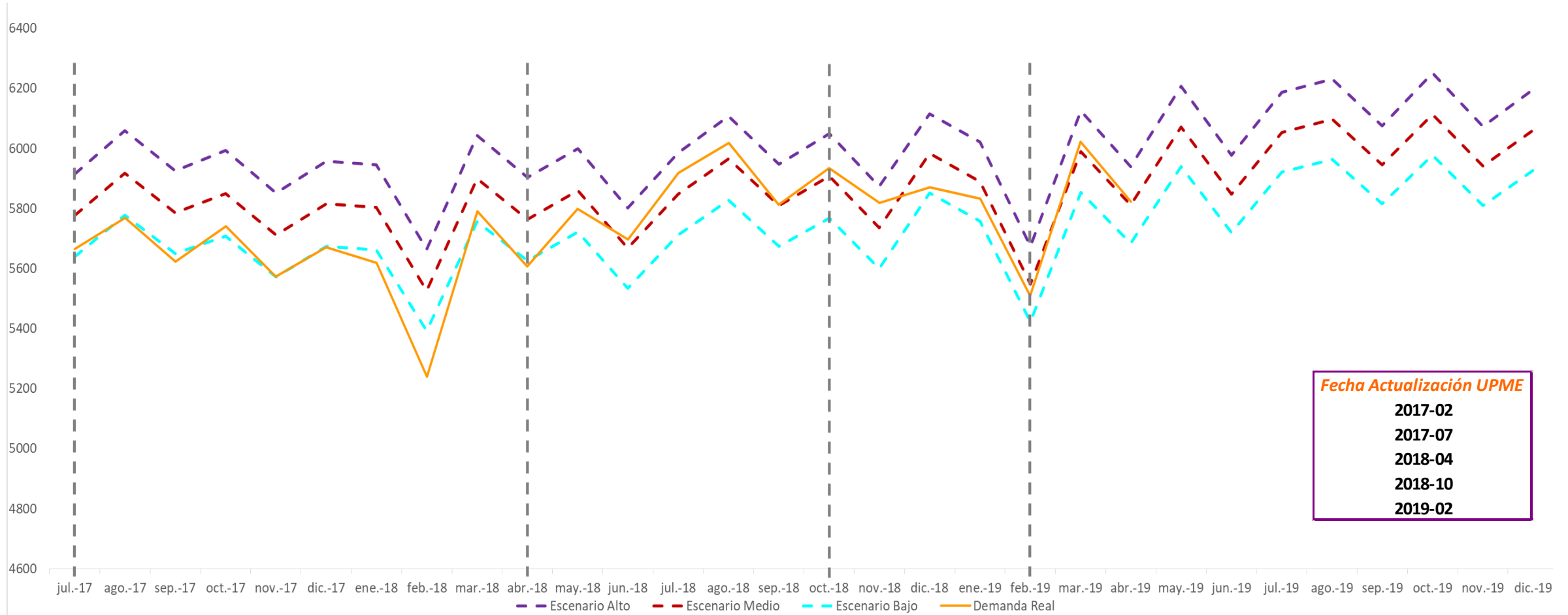


La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 30 de abril de 2019

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento (PRELIMINAR)

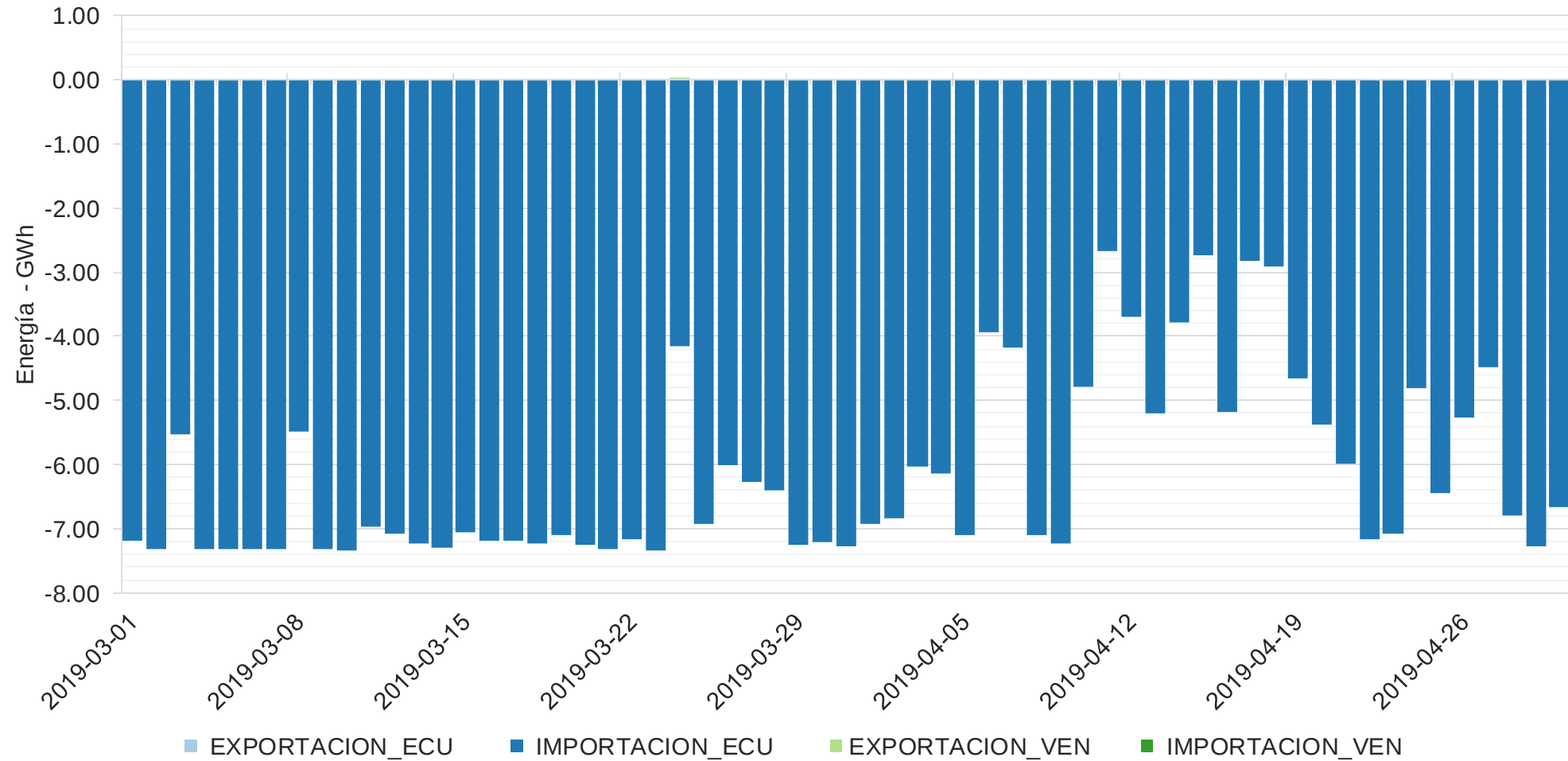


Seguimiento de la demanda de energía del SIN Vs escenarios UPME



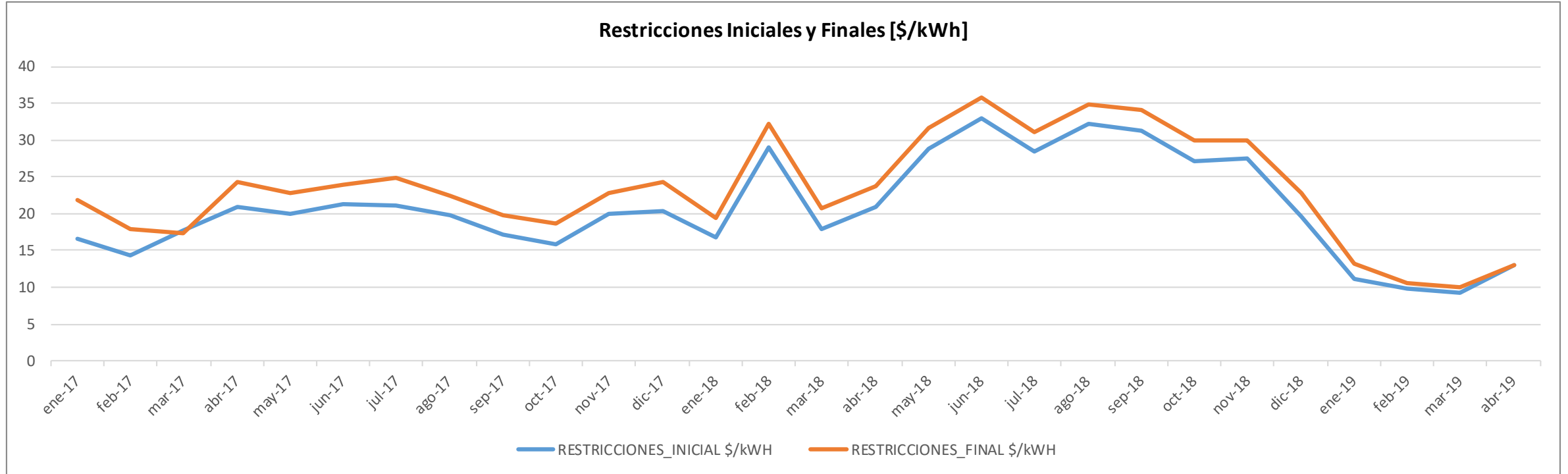
Nota: Comportamiento con datos reales hasta el 28 de abril de 2019 (Versión TX2) y se completó la historia del mes de abril de 2019 con los pronósticos oficiales de los días 29 y 30.

Importaciones y exportaciones de energía



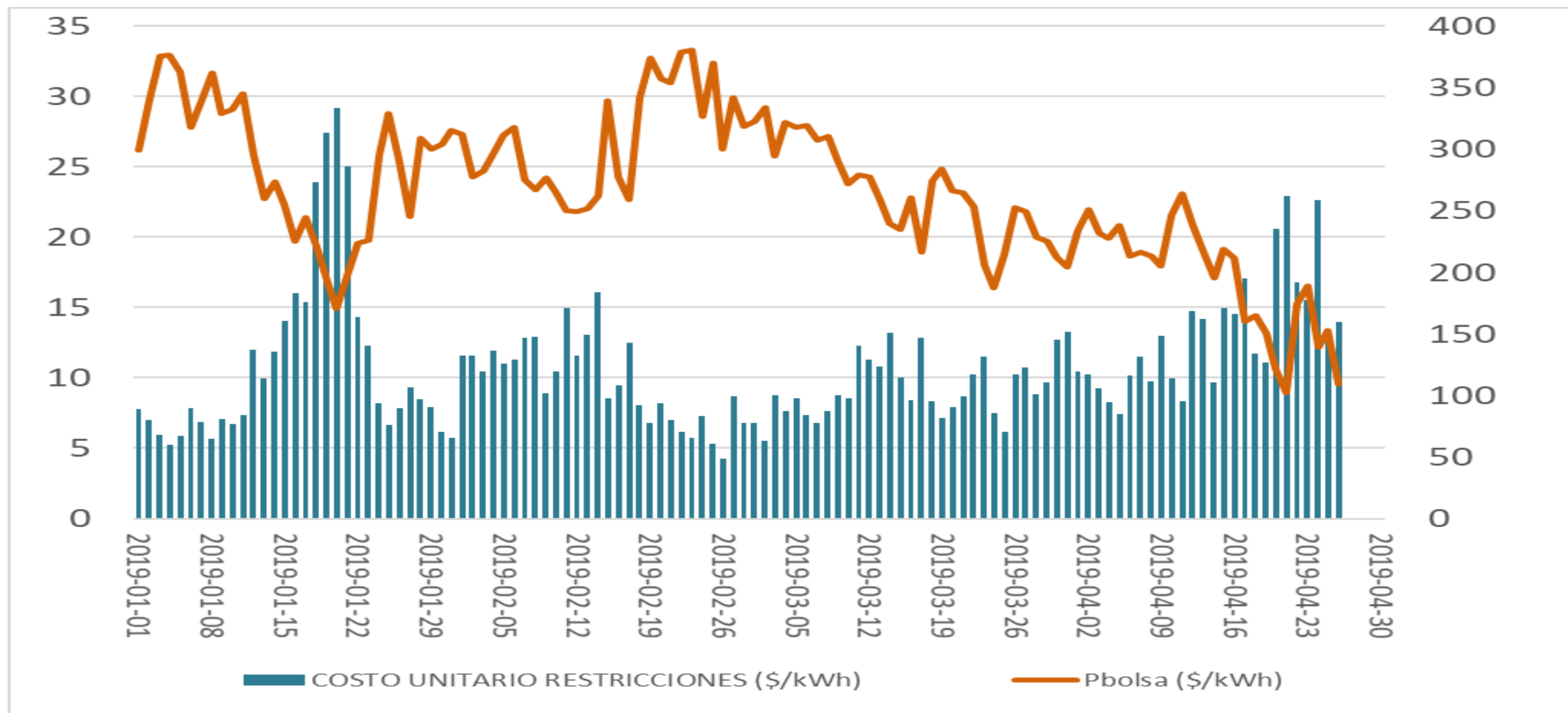
Información hasta el: 2019-04-30

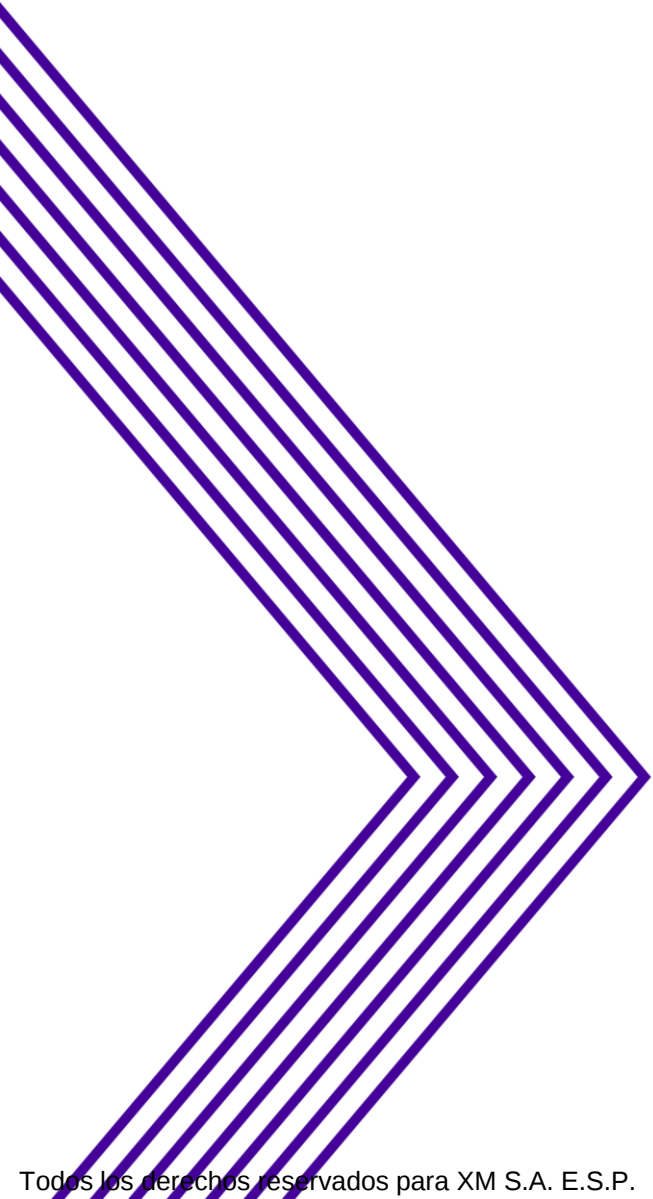
Restricciones Iniciales Vs Restricciones finales



* Grafica realizada con datos hasta abril 27 del 2019

Costo restricciones Vs Precio de Bolsa 2019





2. Expectativas Energéticas

- **Panorama energético**
 - Mediano plazo
 - Largo plazo





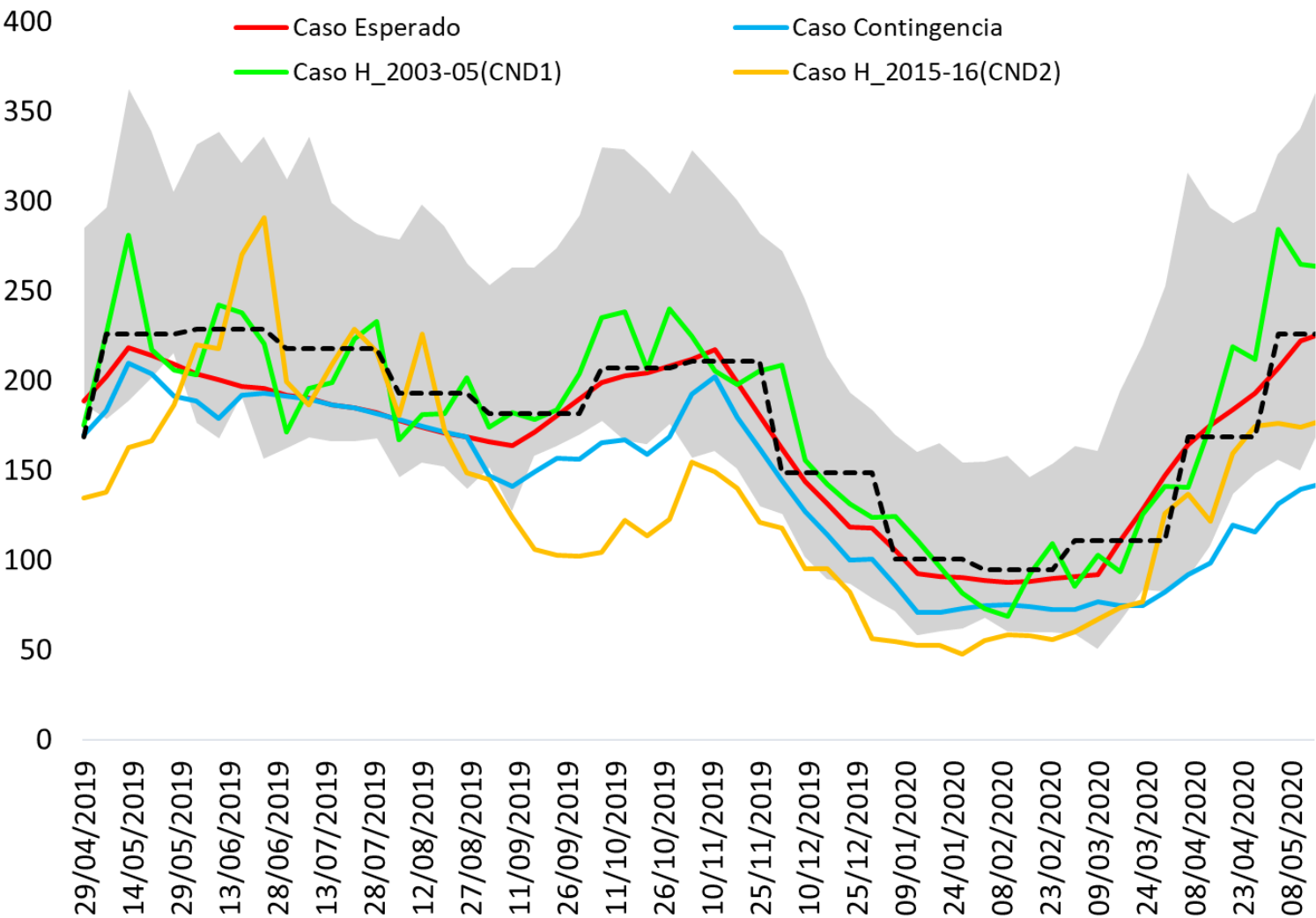
Análisis energético de mediano plazo





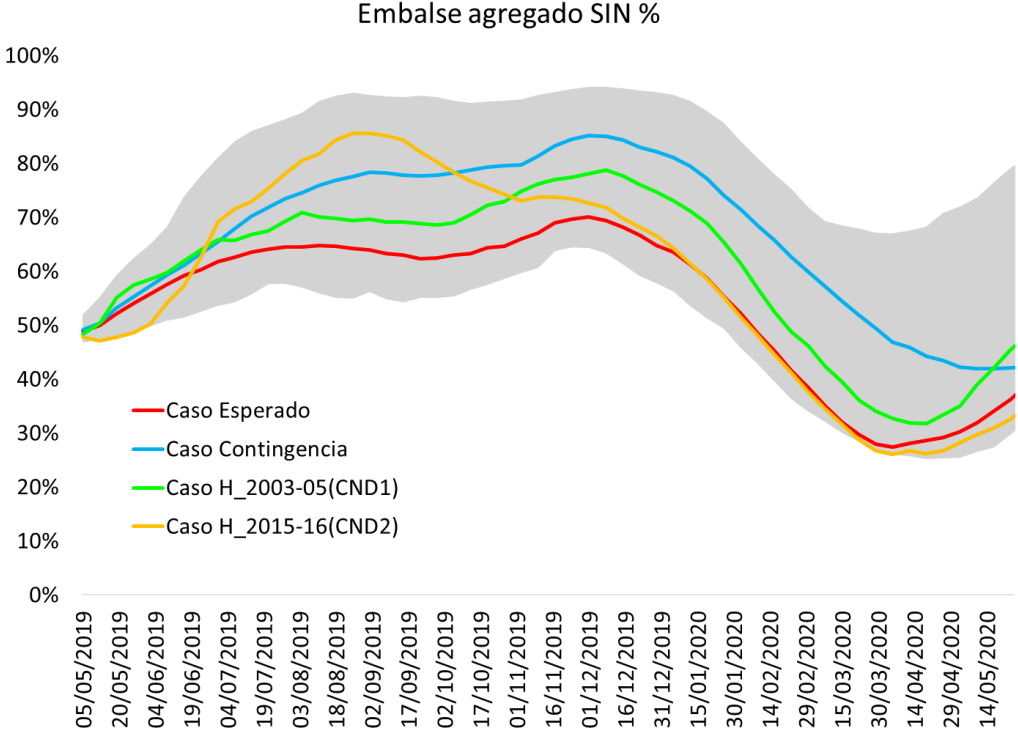
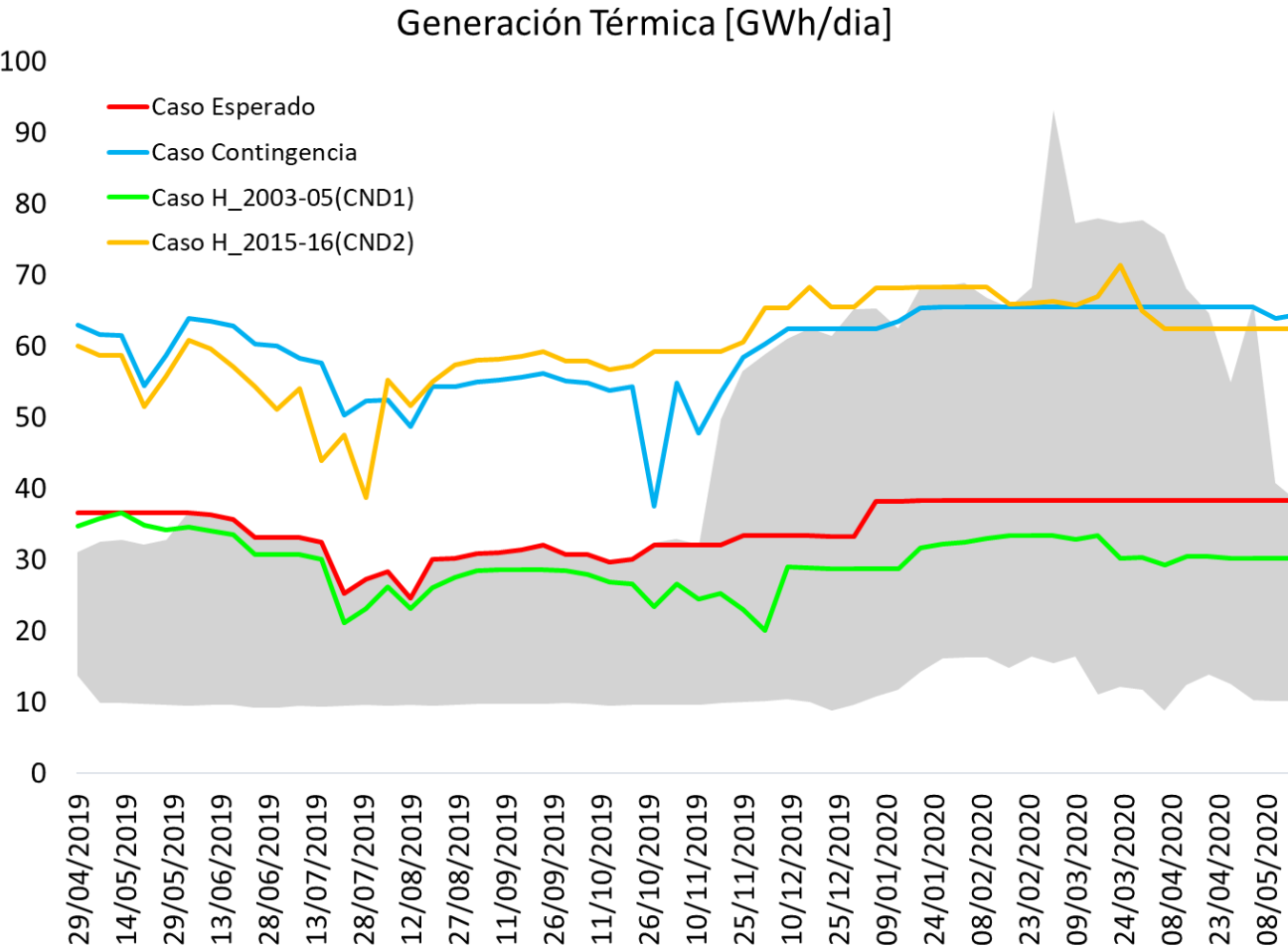
Aportes

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



Escenarios definidos en el SURER para el mes de abril

Generación térmica y embalse

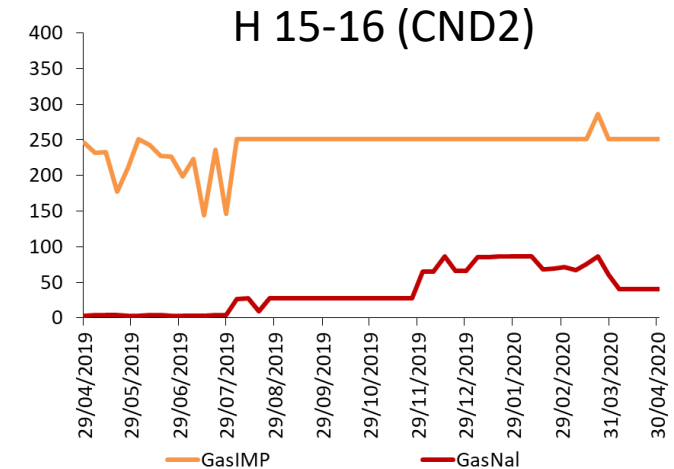
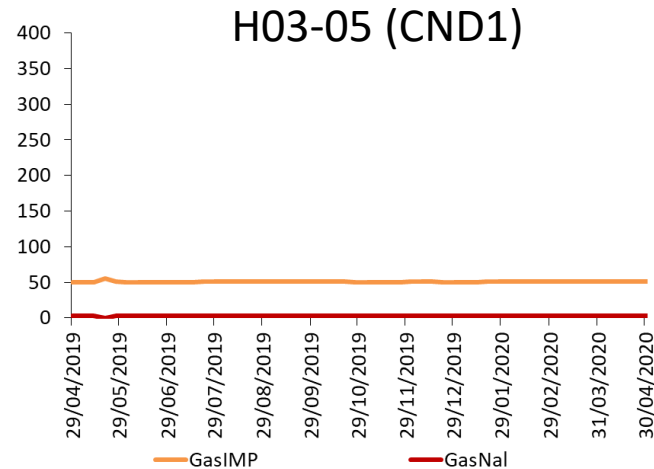
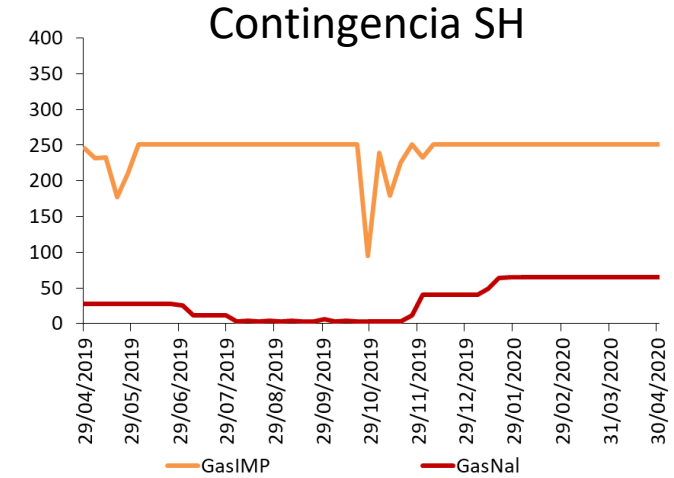
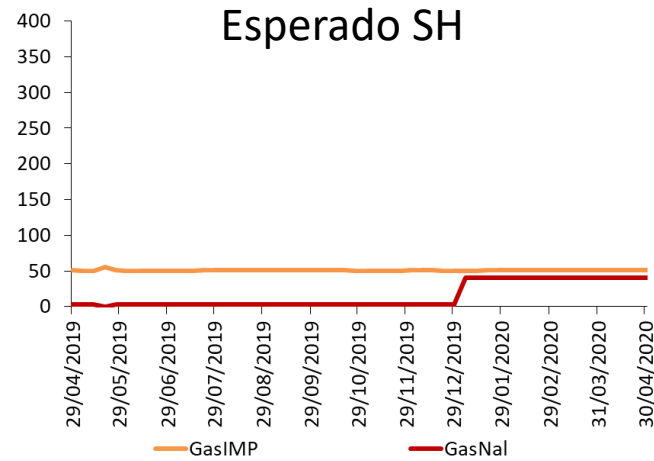


Mes	ESP	CONT	CND1	CND2
MAyo	37	60	36	57
Junio	36	62	34	58

Promedios mensuales



Consumo de Gas [GBTUD]



Conclusiones



El sistema cuenta con recursos para atender la demanda nacional con suficiencia en el mediano plazo, 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 mayo de 2019, entre 36 y 60 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 de largo plazo



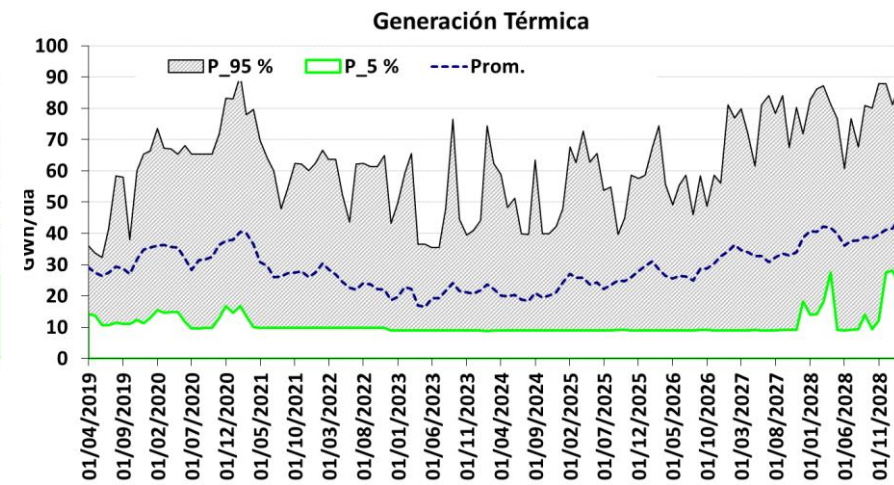
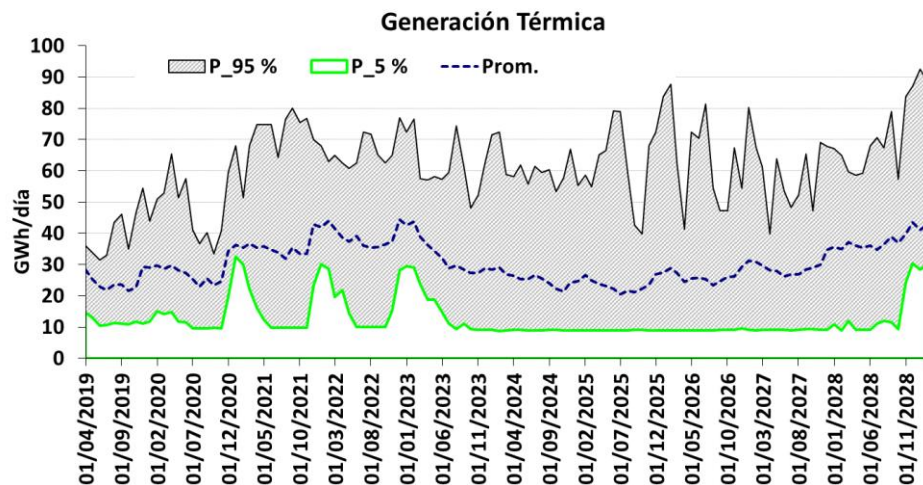
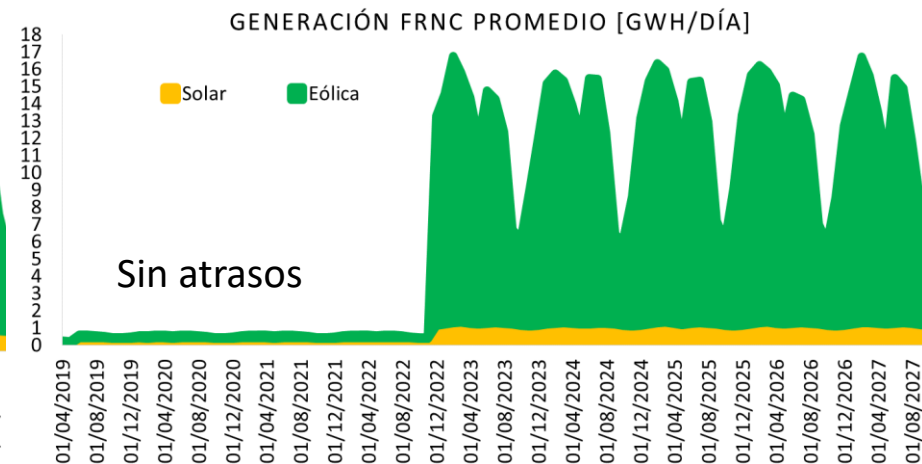
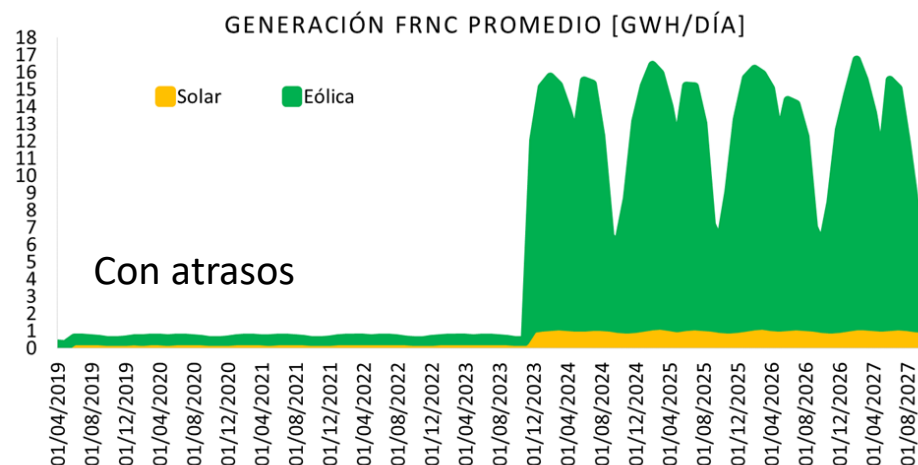
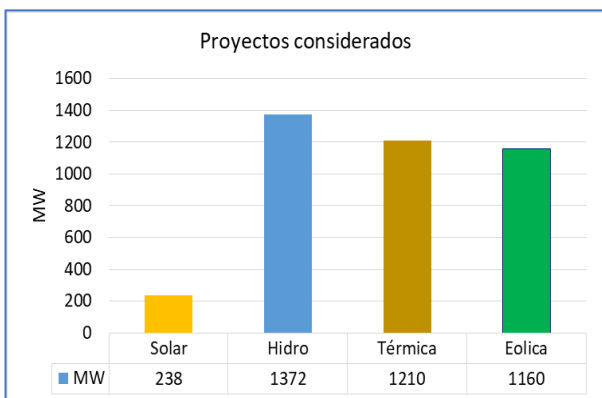


Atrasos considerados para el estudio

Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)	FPO	Atraso Supuesto	FPO2
Escuela de Minas (H)	55	01/08/2019	-	01/08/2019
Miel II (H)	117	01/12/2022	-	01/12/2022
HidroItuango (H)	300	03/05/2021	2 años	03/05/2023
HidroItuango (H)	600	02/07/2021		02/07/2023
HidroItuango (H)	900	30/09/2021		30/09/2023
HidroItuango (H)	1200	29/12/2021		29/12/2023
Termovalle (T) Aumento de capacidad	40	01/12/2022	1 año	01/12/2023
C_Candelaria (T) Aumento de capacidad	241	01/12/2022	-	30/04/2022
Tesorito (T)	200	01/12/2022	1 año	01/12/2023
Termo Jaguey (T)	19.4	01/12/2022	-	01/12/2022
Termo Rubiales (T)	19.4	01/12/2022	-	01/12/2022
Termoyopal G3 (T) Aumento de Capacidad	50	01/12/2022	-	01/12/2022
Termoyopal G4 (T) Aumento de Capacidad	50	01/12/2022	-	01/12/2022
Termoyopal G5 (T) Aumento de Capacidad	50	01/12/2022	-	01/12/2022
TermoCaribe 3 (T)	42	01/12/2022	2 año	01/12/2024
TermoSolo 1 (T)	148	01/12/2022	1 año	01/12/2023
TermoSolo 2 (T)	80	01/12/2022	1 año	01/12/2023
Windpeshi (EOLICA)	195	01/12/2022	1 año	01/12/2023
CasaElectrica (EOLICA)	176.3	01/12/2022	1 año	01/12/2023
ParqueBeta (EOLICA)	280	01/12/2022	1 año	01/12/2023
Chemeski (EOLICA)	98.85	01/12/2022	1 año	01/12/2023
Tumawind (EOLICA)	197.77	01/12/2022	1 año	01/12/2023
ParqueAlpha (EOLICA)	212	01/12/2022	1 año	01/12/2023
ElPaso (S)	67	30/06/2019	-	30/06/2019
Latam Solar La Loma (S)	150	01/12/2022	1 año	01/12/2023

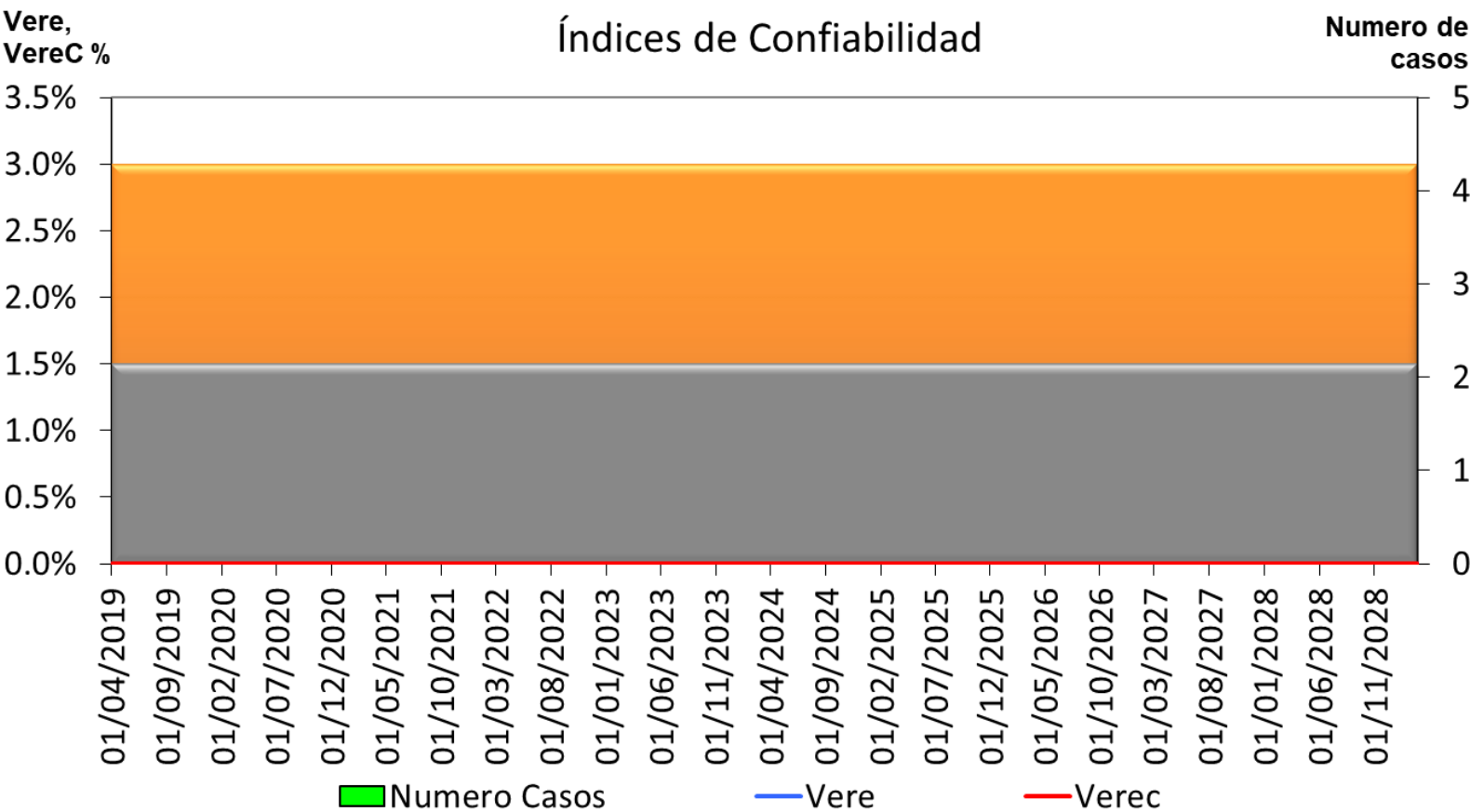
Análisis Energético – Largo Plazo 2019-2028

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

Para los escenarios considerados



Conclusiones



En el horizonte de largo plazo ante los atrasos considerados en la entrada de los proyectos con OEF según la última subasta de energía y considerando el escenario de demanda media propuesto por la UPME, se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente

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.



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 de atrasos en su entrada en operación. Es de vital importancia hacer un seguimiento especial al desarrollo de las obras de transmisión de dichos proyectos.

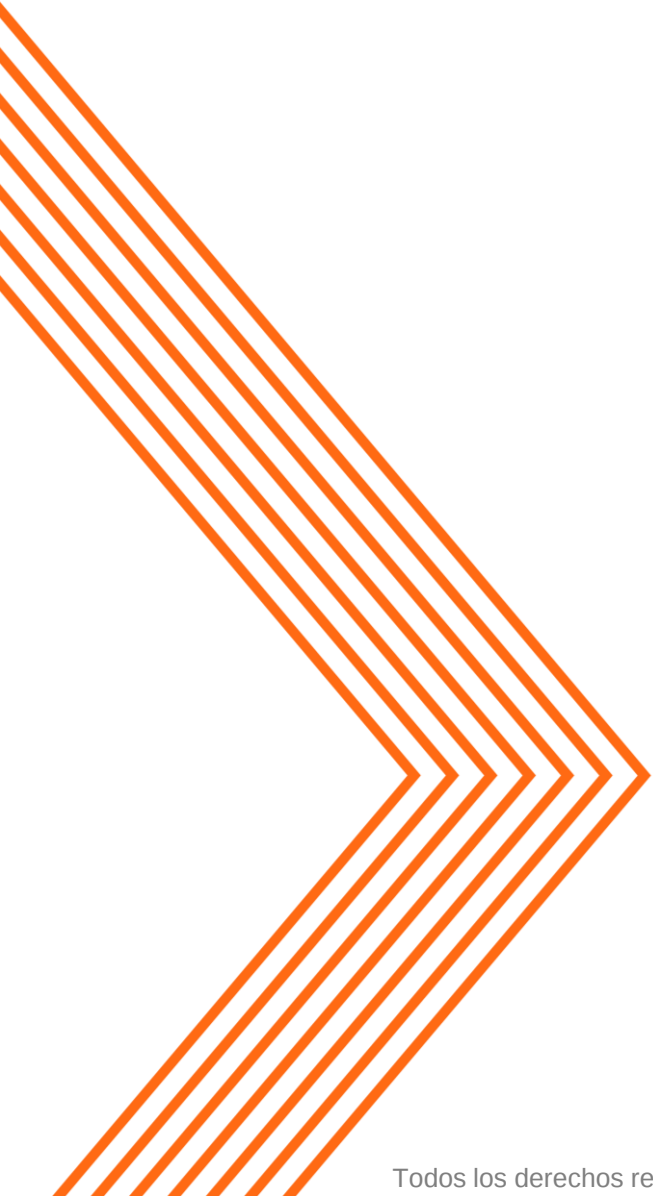


Las simulaciones realizadas muestran un incremento en los promedios de generación térmica y costos marginales en la temporada seca de los veranos 20-21, y que podría continuar en los siguientes dos veranos si se presentan atrasos en la entrada en operación de los proyectos como los considerados en este estudio. 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.

3. Situación Operativa

- Red 500 kV. Conexión Intercosta
- Operación Caribe
- Análisis subestaciones barra sencilla
- Programación DNA área Caribe
- Operación 28 de abril
- Mantenimiento plana regasificación





Red de 500 kV Conexión Intercosta

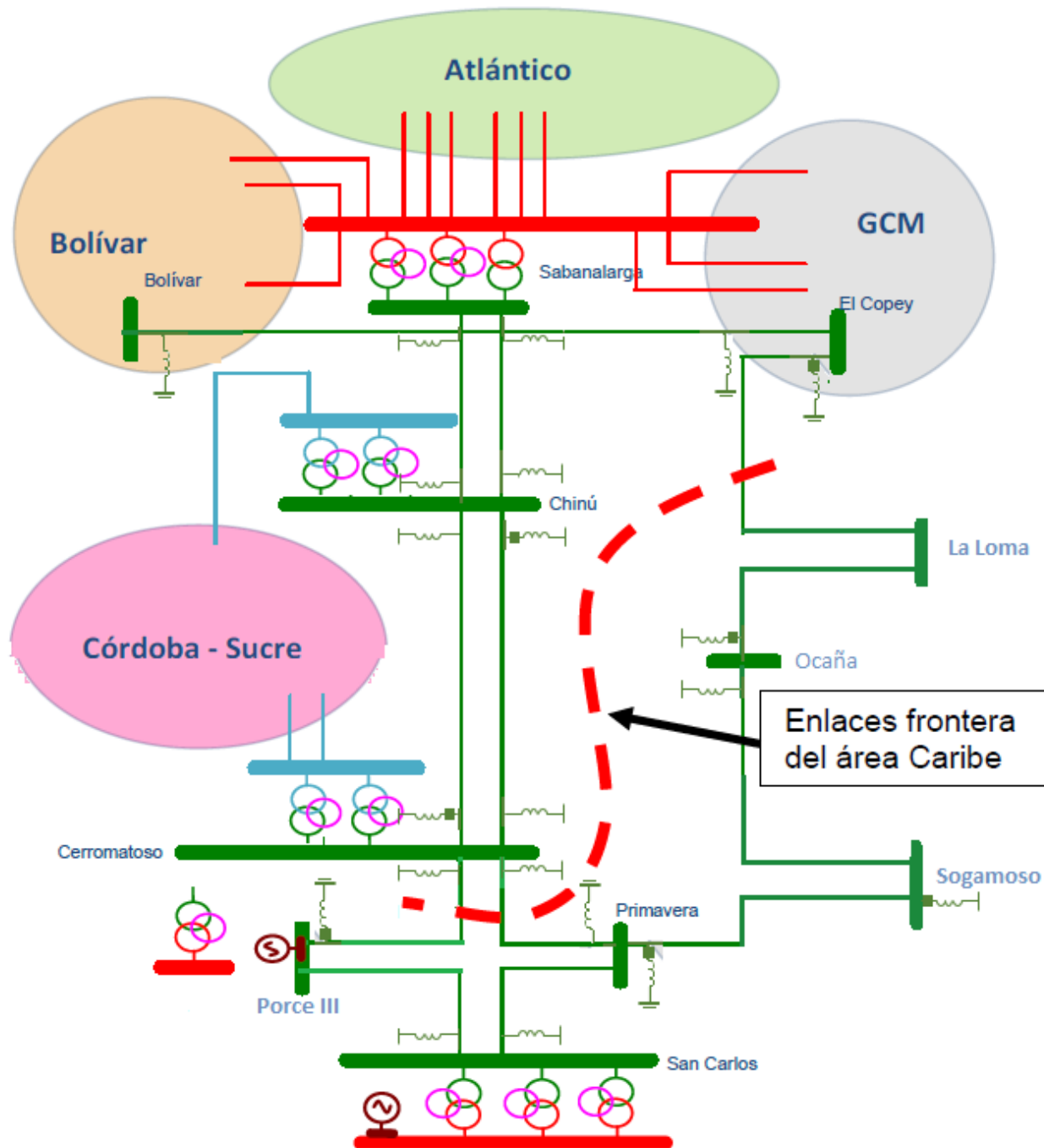


Marco regulatorio

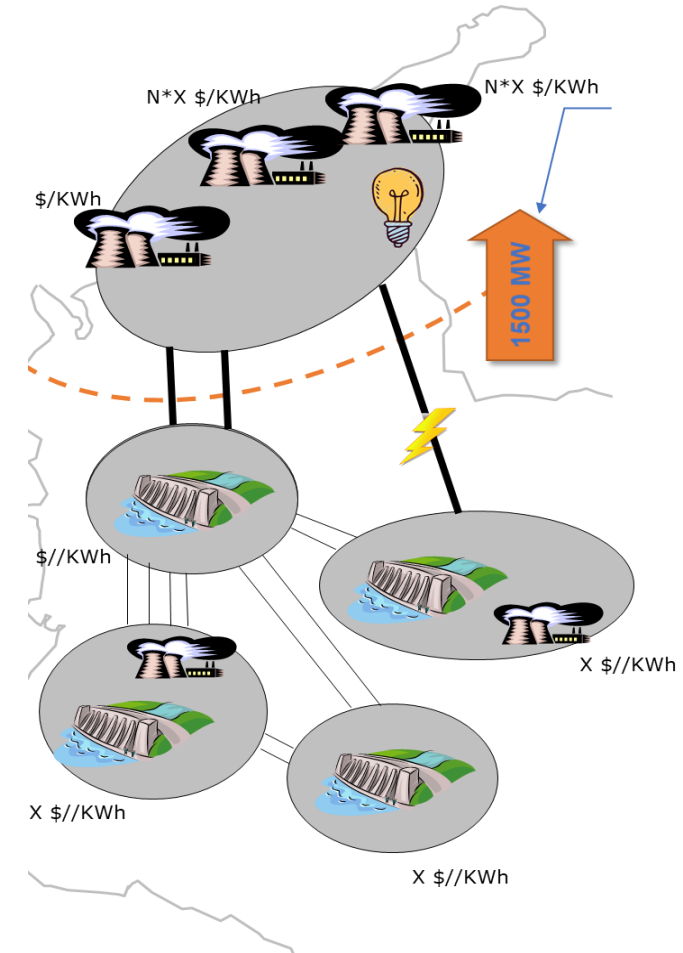
Resolución CREG 25 de 1995

5.7. Control de voltaje

- Los voltajes objetivo en los nodos de generación se determinarán de acuerdo con los resultados de las metodologías del Planeamiento Operativo Eléctrico.
- Los movimientos de taps en los transformadores con cambio bajo carga, se hacen de acuerdo a los resultados del Planeamiento Operativo Eléctrico de Corto y muy Corto Plazo.
- La disminución de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, de acuerdo al siguiente orden de prioridades:
 - 1) Ajuste de voltajes objetivo de generadores.
 - 2) Cambio de posición de los taps de transformadores.
 - 3) Desconexión de condensadores.
 - 4) Conexión de reactores.
 - 5) Desconexión de líneas de transmisión o distribución en horas de baja carga.
- El aumento de voltaje **se hace siguiendo las instrucciones del CND** o del CRD, de acuerdo al siguiente orden de prioridades:
 - 1) Conexión de líneas de transmisión o distribución.
 - 2) Desconexión de reactores.**
 - 3) Conexión de condensadores.
 - 4) Cambio de posición de los taps de transformadores.
 - 5) Ajuste de voltajes objetivo de generadores

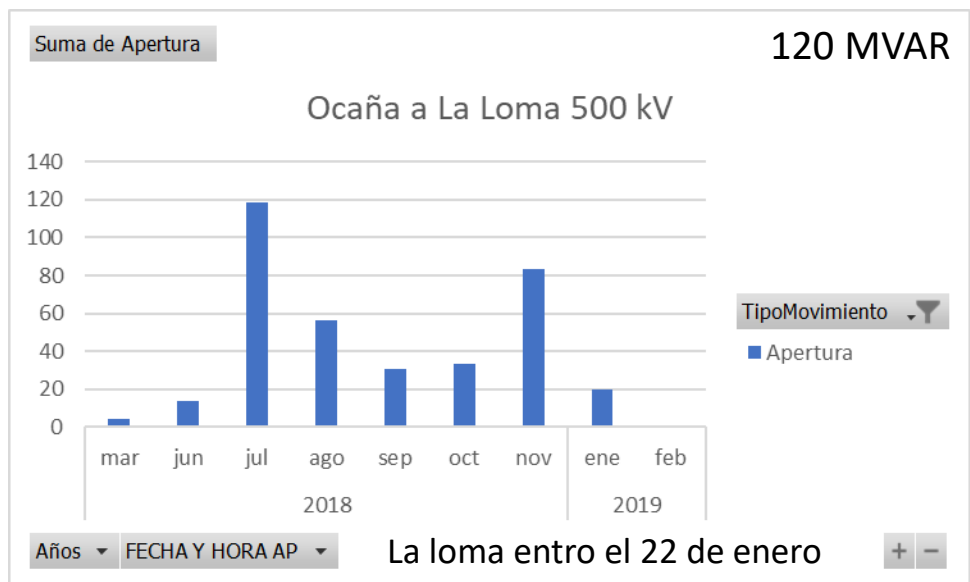
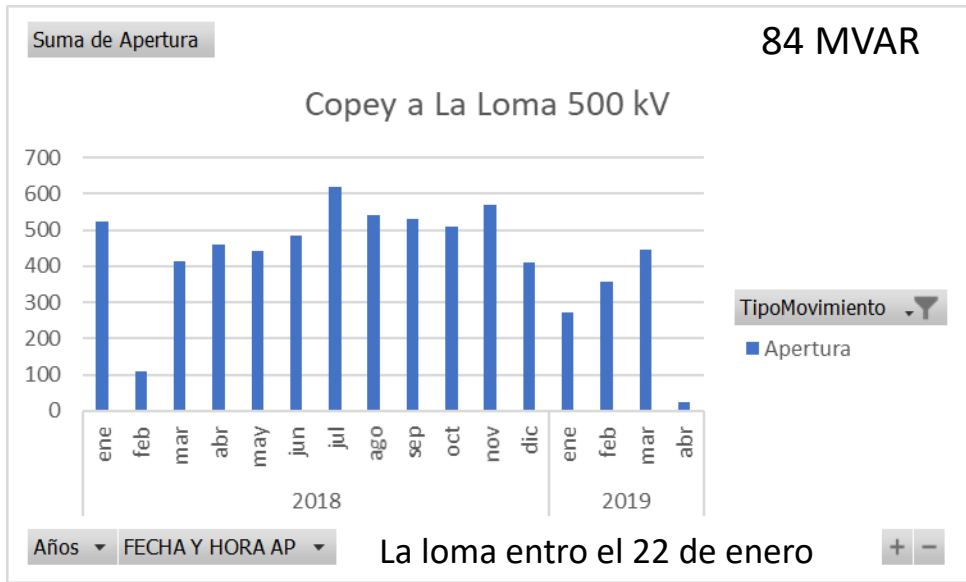
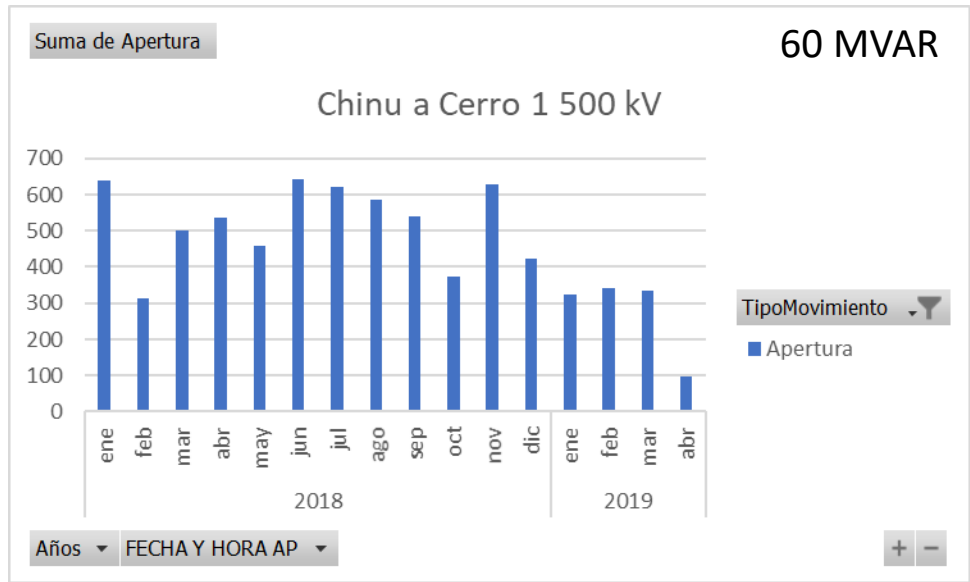
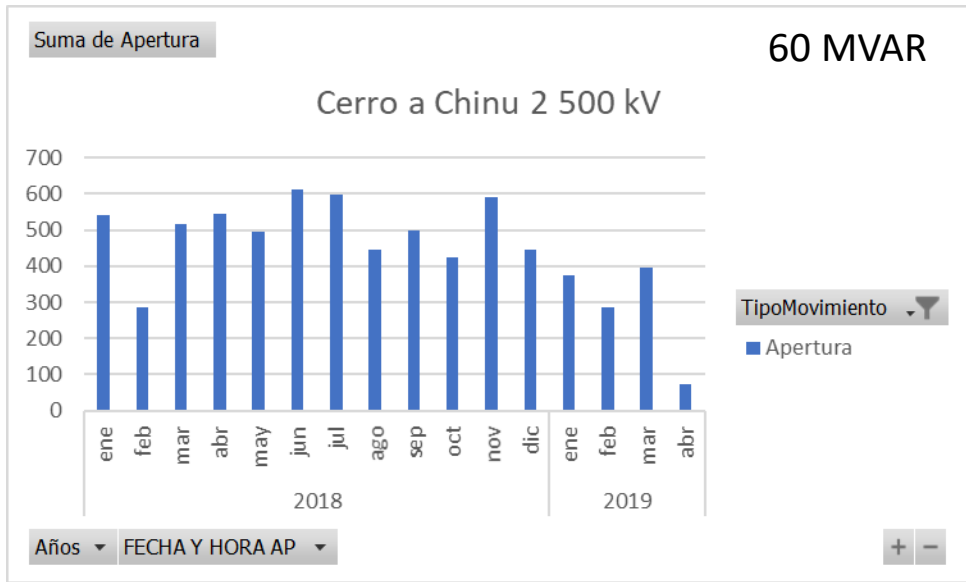


Red 500 kV intercosta



Estadísticas operativas

Horas por mes de apertura de reactores de línea



Conclusiones

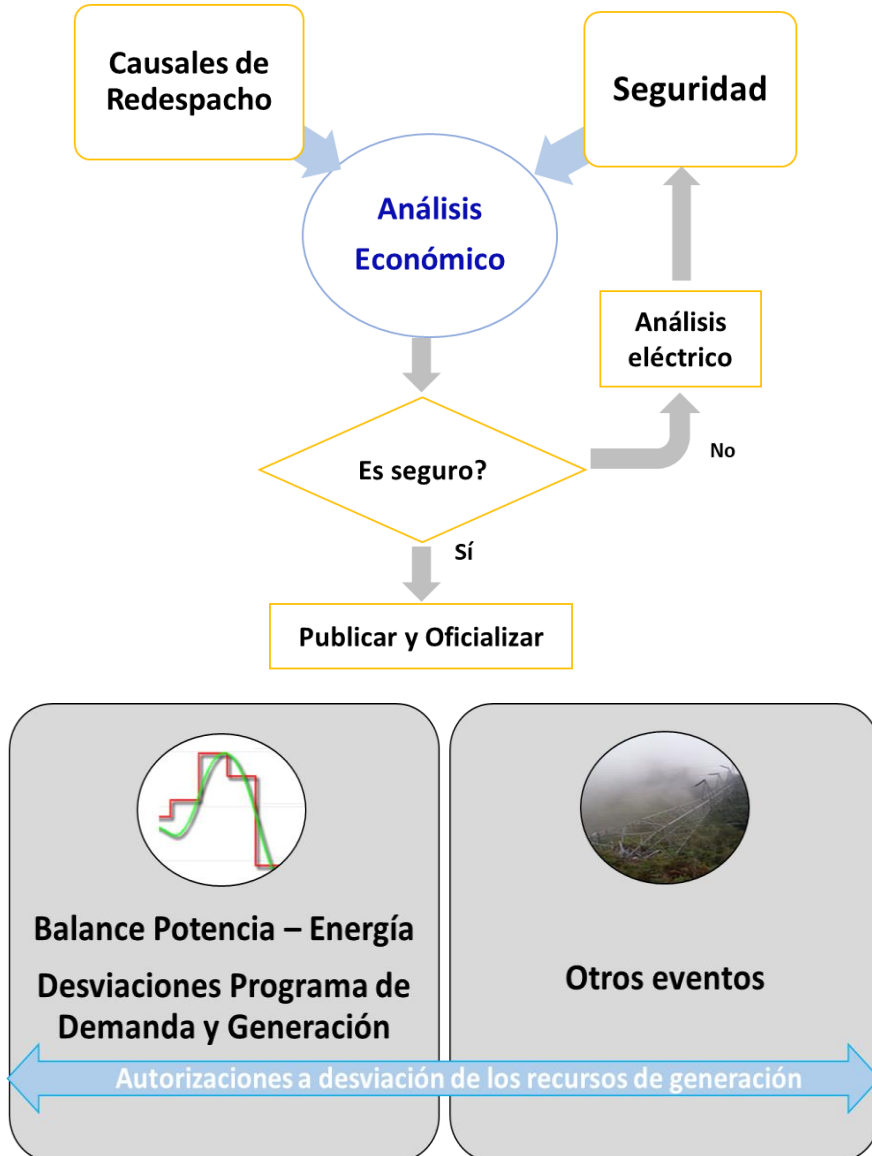
- Los reactores de línea son equipos de compensación del sistema y como tal son sujetos de instrucciones operativas por parte del CND para el control de tensión de acuerdo a la resolución CREG 025 de 1995.
- Dadas las necesidades de reactiva del área Caribe, ha sido una practica normal y frecuente en la operación, operar uno de los reactores de los circuitos intercosta abierto para el control de tensiones del área.
- A la fecha no se tienen registros de eventos ocasionados por tener uno de los reactores fuera de servicio.
- No poder utilizar los reactores de línea para el control de tensión en la operación, implicaría incremento de la generación de seguridad en el área para mantener una operación segura y confiable.

Operación caribe



Redespacho y Autorizaciones

OPERACIÓN DEL ÁREA CARIBE



Situaciones Operativas

Desviaciones al pronóstico de demanda
Salida súbita e indisponibilidad circuitos intercosta
Salida súbita e indisponibilidad SVC
Salida súbita e indisponibilidad unidades de generación
Incumplimiento al programa de generación
No entrega de activos en los tiempos establecidos en las consignaciones
Declaración hora a hora de indisponibilidad de recursos de generación
No cumplimiento al plan de pruebas de generación
Faltante de generación del área caribe, con recursos marginales en Atlántico
Eventos en el sector Gas

Premisas

Realizar pronósticos de demanda lo más ajustados posible.

Realizar actualizaciones diarias si se identifican desviaciones.

Cumplir con los tiempos programados de los trabajos e informar oportunamente posibles retrasos.

Contar con energético primario para honrar la disponibilidad declarada.

Cumplir programas de pruebas e informar oportunamente cambios en los mismos.

Acciones

Margen de energía en el área Caribe.

Se viene monitoreando en el despacho y el redespacho que entre las unidades en línea y el limite de intercambio se cuente con al menos el 5% de la demanda del área Caribe de margen para subir .

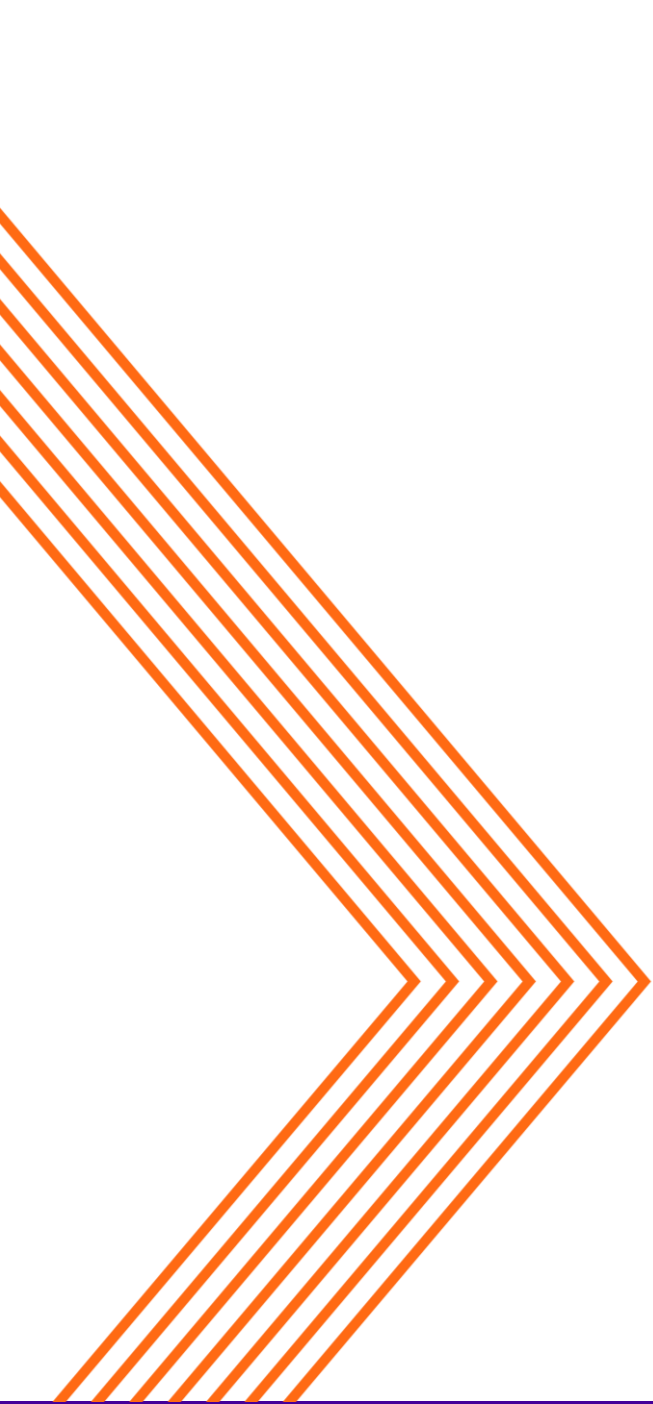
Despacho para el 10 de abril

	DELTA DE GENERACIÓN PARA SUBIR EN CARIBE EN CADA PERIODO (DISP-GEN) [MWh]																							
	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
NOMBRE	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
FLORES1	95											95	95	56	17	17	45	95	56	17	5	0	16	74
GUAJIR11	25	37	73	73	73	73	73	73	73	44	0	0	3	0	0	0	0	44	0	0	0	0	0	0
GUAJIR21	0	0	25	58	58	58	58	58	58	1	0	0	0	0	0	0	0	43	0	0	0	0	0	0
PROLEC1									3	3	3	3	3	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	3
RN_SELPASO						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
TEBSA	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	382	329	352	399	399	369	322	310	357	388	399
TERMONORTE	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	17	15	36	0	0	1	9	36	0	0	0	1	9	45
URRA	65	65	65	65	65	65	65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6	6	6	65
TOTAL	629	546	607	640	640	640	640	575	578	492	419	512	536	438	346	370	456	626	431	345	321	364	419	586
	INFORMACIÓN IMPORTACIÓN CARIBE [MWh]																							
	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
LIM IMPORTACIÓN	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
INTERCAMBIO	1500	1500	1500	1481	1440	1413	1291	1417	1496	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
LIM-INTER	0	0	0	19	60	87	209	83	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 % DEMANDA	116	112	109	106	104	103	97	101	107	111	115	118	117	122	127	126	121	116	126	130	132	129	127	121



Subestaciones barra sencilla





Subestaciones Barra Sencilla y Barra Principal más Transferencia

- Presentar un balance en el STN de las subestaciones con configuraciones barra sencilla, barra principal más transferencia y barra principal seccionada más transferencia
- Establecer prioridades de análisis de criticidad y severidad de subestaciones para posterior análisis

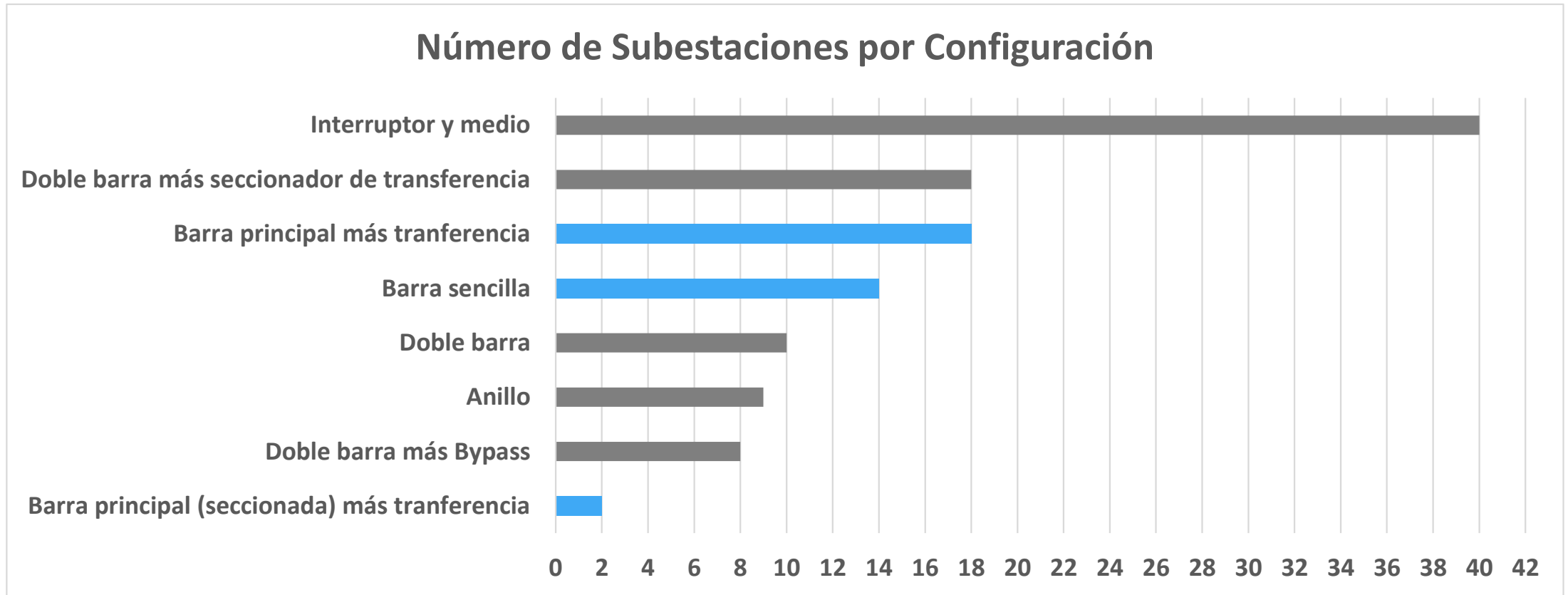


Características de las configuraciones

- La barra sencilla es una configuración sin seguridad o confiabilidad, que se debe utilizar sólo para subestaciones pequeñas y/o de media y baja tensión o de menor importancia en el sistema (1)
- El seccionamiento de barras brinda parcialmente confiabilidad por falla o mantenimiento de barras (1)
- Las subestaciones con barra de transferencia brindan confiabilidad por falla o mantenimiento de interruptores (1)

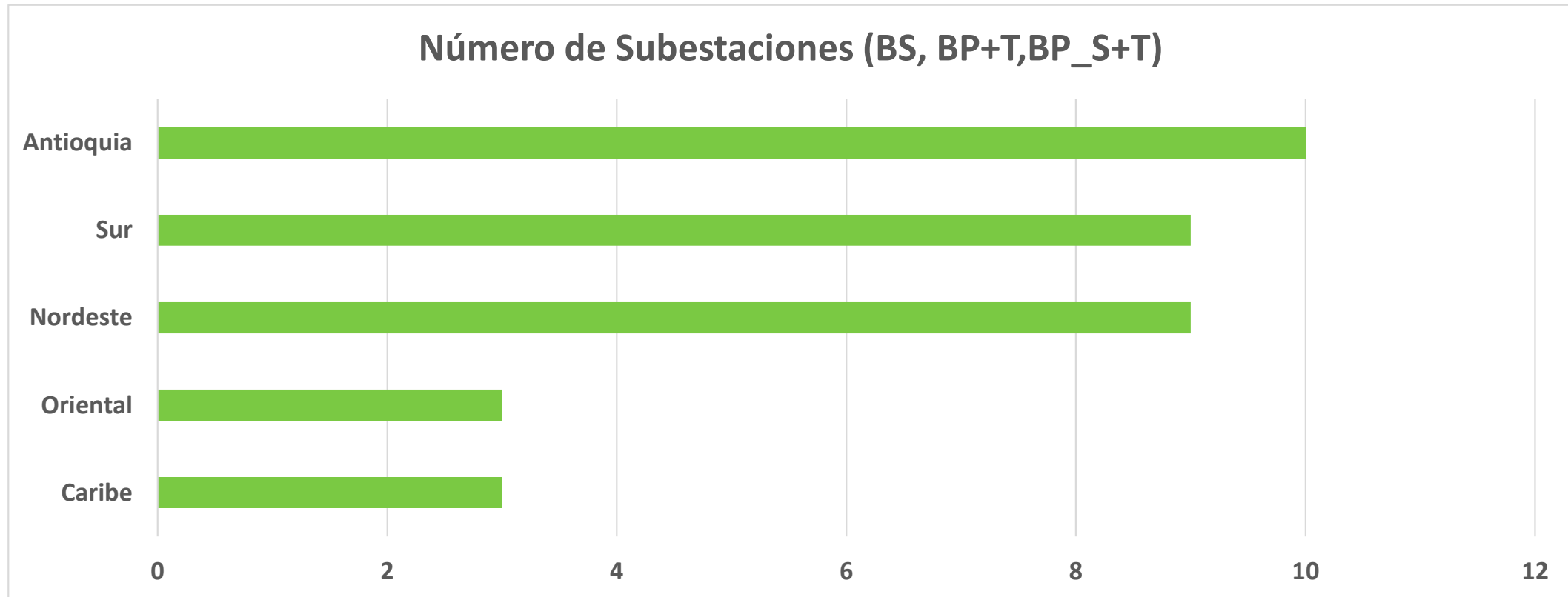
(1) Subestaciones de Alta Y Extra Alta Tensión, Segunda Edición - Mejía Villegas S.A.

Número de subestaciones por configuración



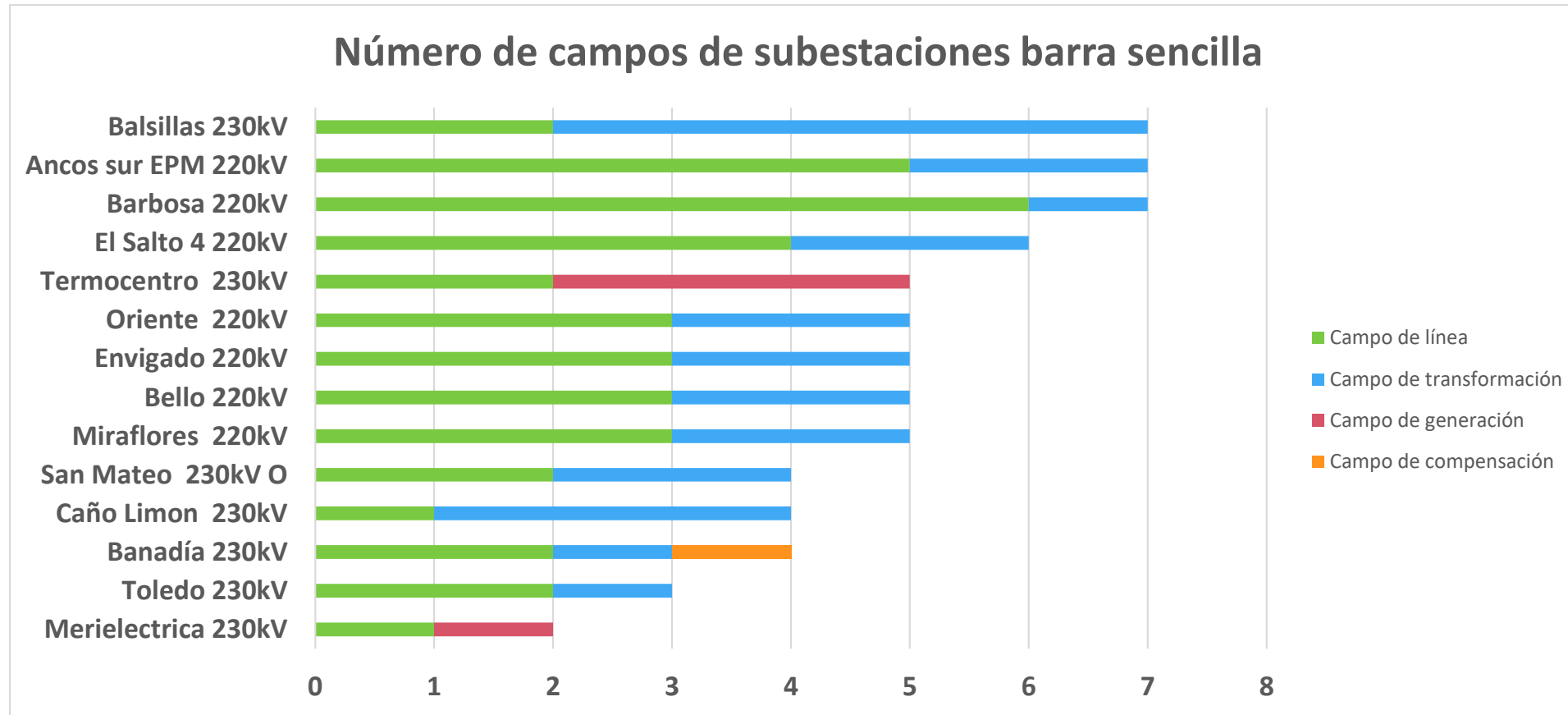
Hay 34 subestaciones en el STN que tienen configuración de barra sencilla o barra principal más transferencia. Estas subestaciones son de 220/230 kV

Subestaciones Barra Sencilla y Barra Principal más Transferencia por áreas en el SIN



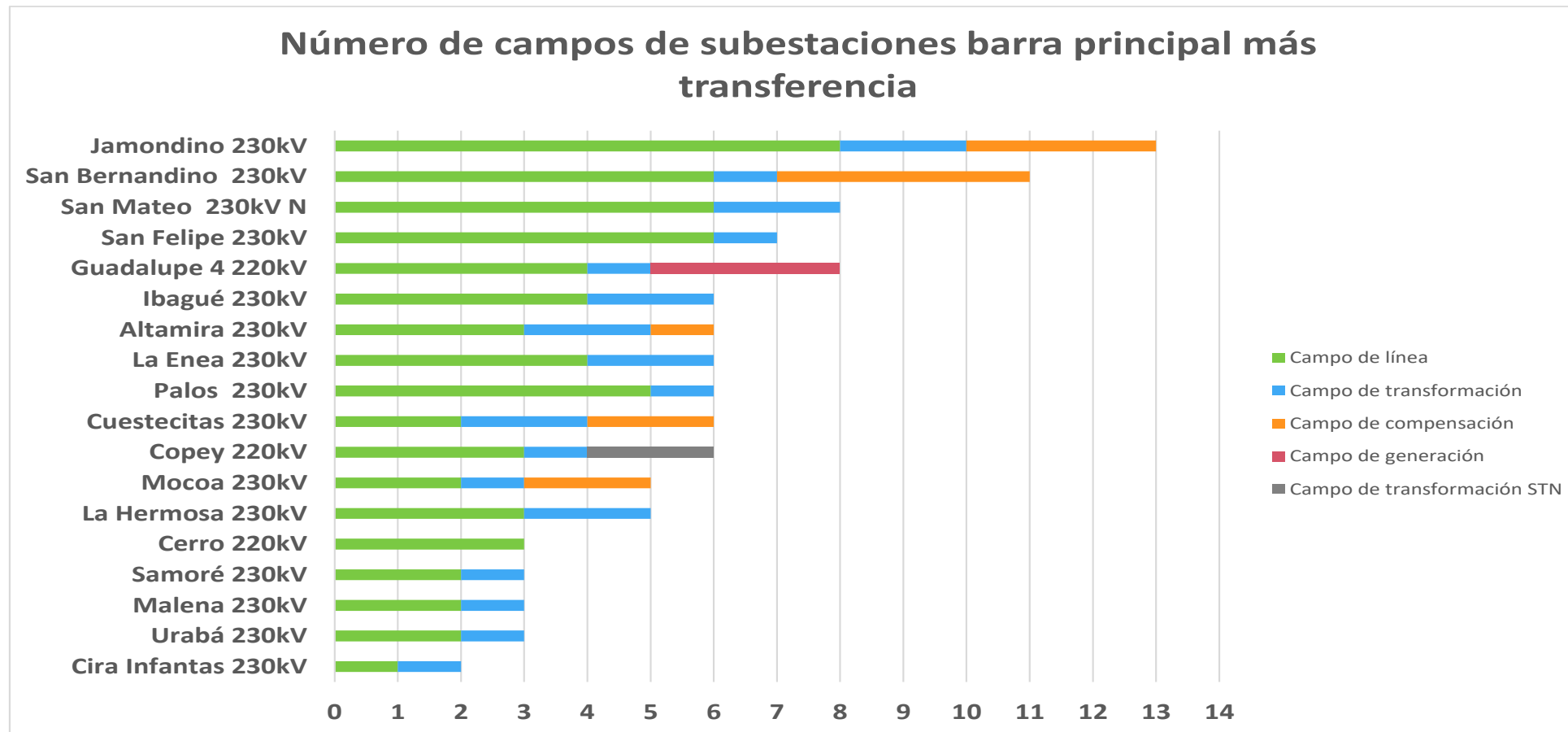
Hay 34 subestaciones en el STN que tienen configuración de barra sencilla o barra principal más transferencia. Estas subestaciones son de 220/230 kV

Número de campos subestaciones barra sencilla



Hay 14 subestaciones en el STN que tienen configuración de barra sencilla. El máximo número de campos entre estas subestaciones es 7.

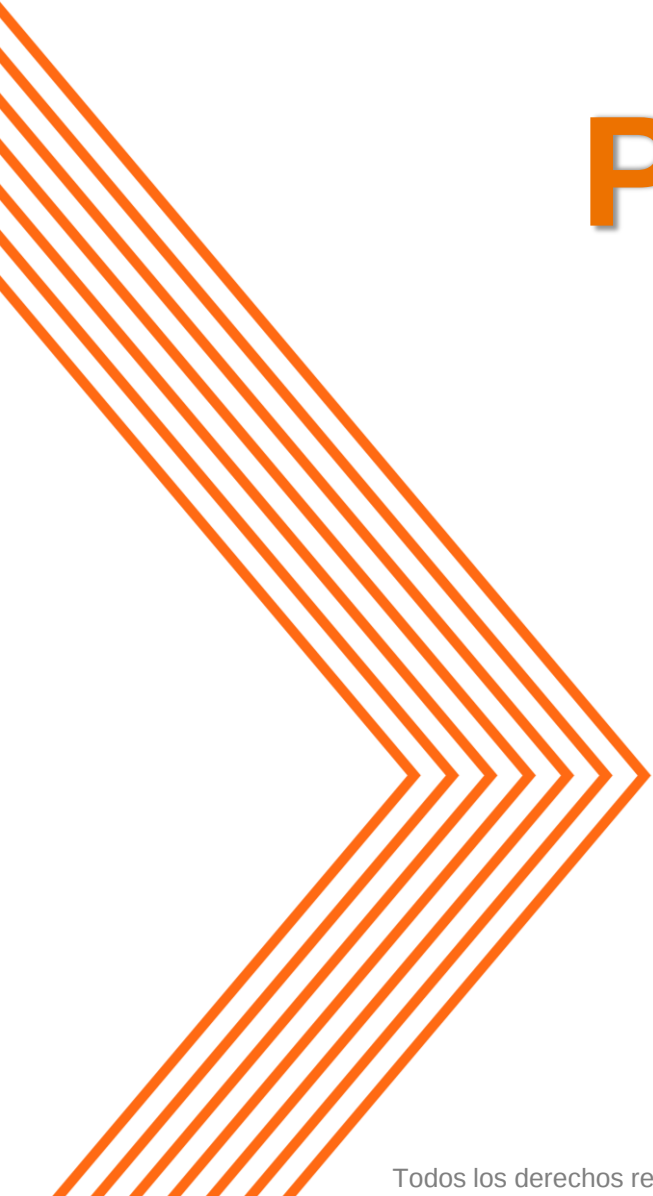
Número de campos subestaciones barra principal más transferencia



Hay 18 subestaciones en el STN que tienen configuración de barra principal más transferencia. El máximo número de campos entre estas subestaciones es 13.

Conclusiones

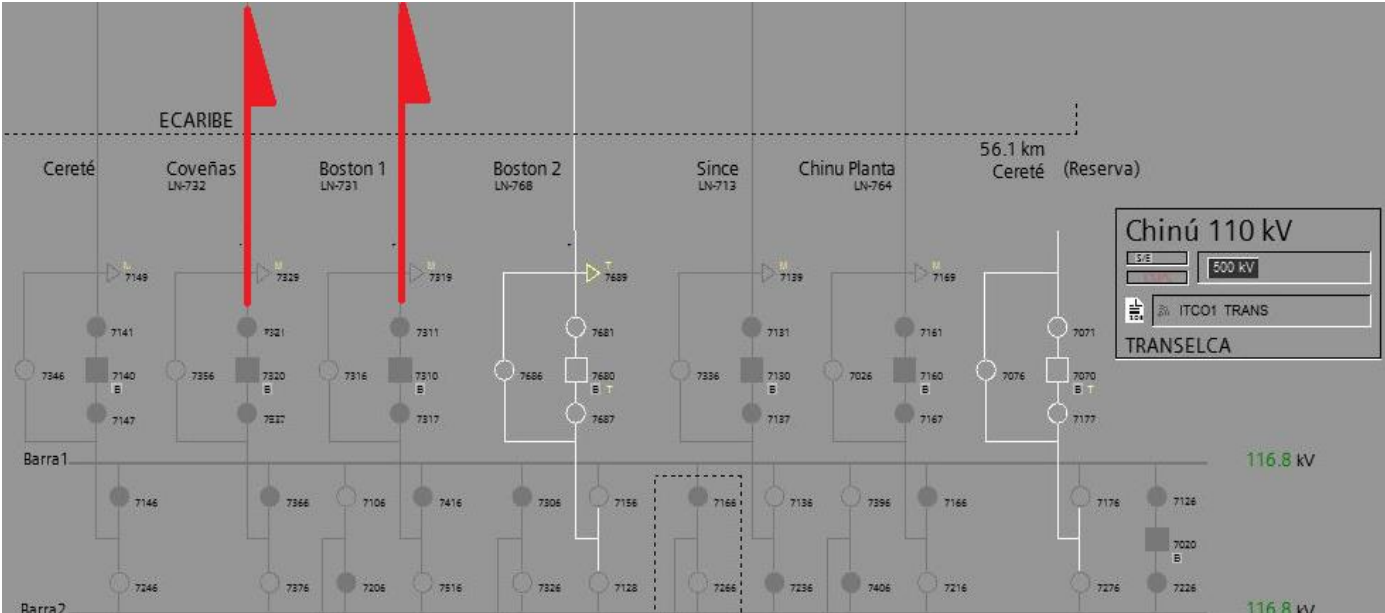
- Hay un número elevado de subestaciones en el STN con la confiabilidad de las subestaciones barra sencilla o barra principal más transferencia.
- Hay aproximadamente 16 subestaciones con este tipo de configuración que tienen 6 o más campos.
- Ante falla o mantenimiento de la barra, se tendría la desconexión de un elevado número de elementos del SIN.
- Se recomienda iniciar la revisión de criticidad y severidad de estas subestaciones.



Programación DNA área Caribe



Agotamiento de red Córdoba - Sucre



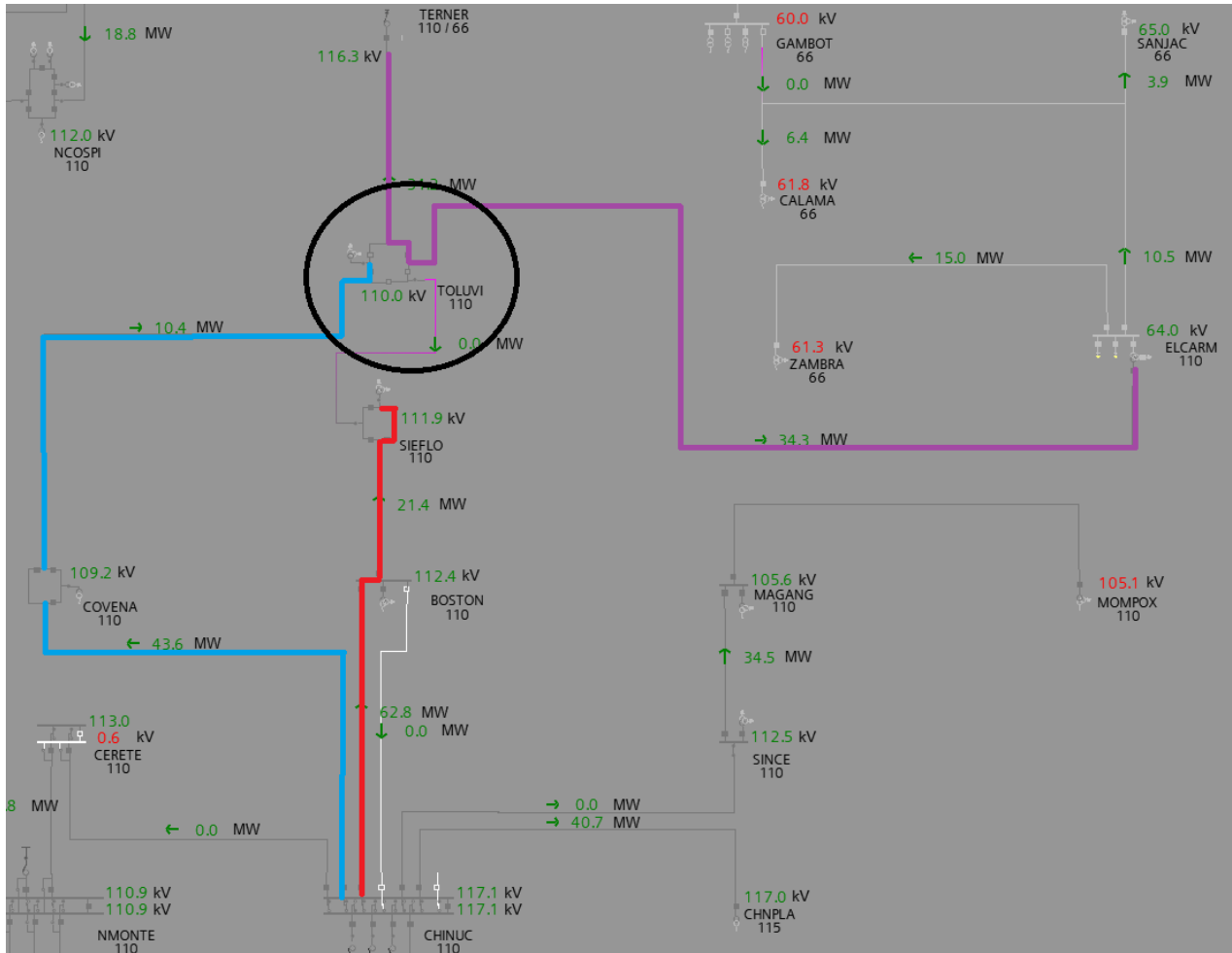
En operación normal, no se soporta la contingencia Chinú – Bostón 115 kV / Chinú – Coveñas 115 kV. No es suficiente la actuación de los ESP para mitigar las sobrecargas.

La cargabilidad en estado estacionario del circuito Chinú – Boston 115 kV ya está alrededor del 100%

N°	Código	NOMBRE DEL PROYECTO	FPO en primera Resolución del Plan de Expansión y/o concepto conexión UPME	Subárea
20	GENP-47	Segundo circuito Chinú - Boston	2013	Córdoba-Sucre
24		Repotenciación línea Boston - Sierra Flor (794A)	2016	Córdoba-Sucre
25		Repotenciación línea Boston - Chinú 1 (580A)	2016	Córdoba-Sucre
26		Repotenciación línea Boston - Chinú 2 (580A)	2016	Córdoba-Sucre

Tomado de:
Res 224-16 Listado Proyectos STN y STR Retrasos Ejecución Expansión
(Actualizado al 29-04-2019)

Acciones operativas

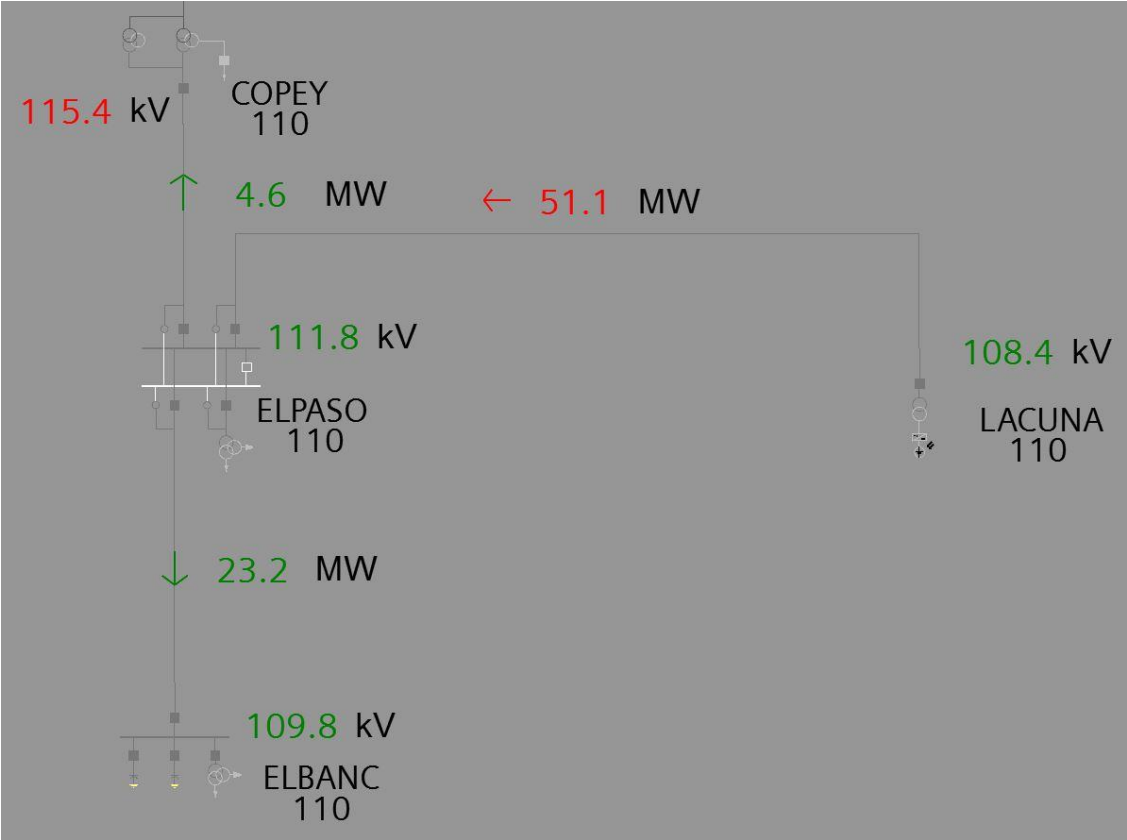


Se abre el anillo de la subestación Toluvi 110 kV para mitigar la sobrecarga de los circuitos ante N-1.

Esto genera que las cargas del área queden radiales con riesgo de apagón ante N-1 y bajas tensiones en estado estacionario.

Se hace necesario programar DNA por bajas tensiones, las cuales son monitoreadas en la operación en tiempo real.

Agotamiento de red GCM



Se viene programando DNA en el área GCM por cargabilidad de los activos Copey – el Banco, El Paso – El Banco 110 kV y transformadores de Copey 220/110 kV y bajas tensiones en el Banco 110 kV, en estado estacionario, condiciones que son monitoreadas en tiempo real antes de su desconexión.

Despacho económico coordinado - Fecha: 01-05-2019(DE0000025377)

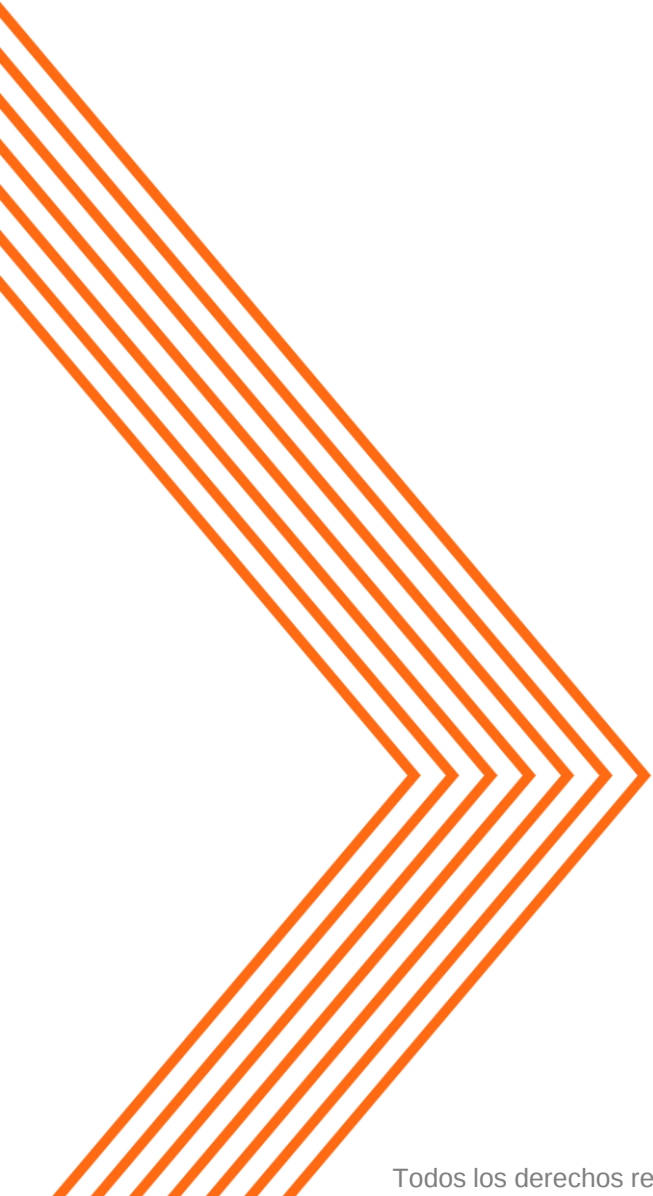
VERSION: V1 FECHA: 2019-may.-01 MIÉRCOLES F.O CPLEX: 18,297,199,728.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
BOLIVAR	6	5	4	4	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	10	10	10	9	7	77
GCM	4	3	3	1	1	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	4	9	11	9	7	5	81
LIBRA	84	84	84	84	84	84	84	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	120	120	120	120	120	61	61	1020

DNA reportada

En el 2019, Electricaribe a reportado las siguientes DNA, por las restricciones presentadas:

Causa / Descripción Evento Programado	Fecha Inicio DNA	Fecha Fin DNA	Duración [h]	Valor DNA [MWh]	Area Afectada	Nombre del Activo
Demanda no atendida por racionamiento en S/E EL BANCO 115 kV para mejorar el perfil de tensiones.	1/03/2019 22:03	1/03/2019 22:38	0.58	1.46	SubArea GCM	BARRA EL BANCO 110 KV
DNA en S/E EL BANCO 110 kV para mejorar perfil de tensiones.	26/03/2019 19:33	26/03/2019 22:33	3.00	12	SubArea GCM	BARRA EL BANCO 110 KV
DNA en subestación EL BANCO 110 kV para mejorar perfil de tensiones.	27/03/2019 19:27	27/03/2019 22:30	3.05	12.2	SubArea GCM	BARRA EL BANCO 110 KV
DNA para mejorar perfil de tensiones en S/E EL BANCO 115 kV.	5/04/2019 19:22	5/04/2019 23:59	4.62	17.5	SubArea GCM	BARRA EL BANCO 110 KV
Continúa DNA para mejorar perfil de tensiones en S/E EL BANCO 115 kV.	6/04/2019 0:00	6/04/2019 0:34	0.57	2.55	SubArea GCM	BARRA EL BANCO 110 KV
Demanda no atendida por racionamiento en EL BANCO, debido a sobrecarga del circuito EL PASO - COPEY 110 KV.	9/04/2019 21:12	9/04/2019 23:59	2.78	11.9	SubArea GCM	EL PASO - EL COPEY 1 110 kV
Demanda no atendida por racionamiento en EL BANCO, debido a sobrecarga del circuito EL PASO - EL BANCO 110 KV	10/04/2019 18:51	10/04/2019 19:57	1.10	3.3	SubArea GCM	EL BANCO - EL PASO 1 110 kV
Se presentan bajas tensiones en la subárea Bolívar a nivel de 66 kV, materializandose demanda no atendida programada desde el despacho por maniobras de reconfiguración topológica en la subestación Toluviejo 110 kV. Simultáneamente, se presentan retrasos en trabajos de la consignación C0168568 sobre la bahía del transformador 3 de Sabanalarga por 500 kV, lo que empeora la condición.	28/04/2019 20:39	28/04/2019 23:59	3.33	22.07	SubArea Bolivar	BARRA CALAMAR 66 KV
Se presentan bajas tensiones en la subárea Bolívar a nivel de 66 kV, materializandose demanda no atendida programada desde el despacho por maniobras de reconfiguración topológica en la subestación Toluviejo 110 kV. Simultáneamente, se presentan retrasos por trabajos sobre C0168568 sobre la bahía del transformador 3 de Sabanalarga por 500 kV lo que empeora la condición.	29/04/2019 0:00	29/04/2019 1:41	1.68	11.14	SubArea Bolivar	BARRA CALAMAR 66 KV



Operación Área Caribe

28 de Abril



Despacho programado



XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. DESPACHO POR RECURSO/UNIDAD

Despacho económico coordinado - Fecha: 28-04-2019

DOMINGO

Página : 1 / 4

Despacho económico coordinado - Fecha: 28-04-2019(DE0000025365)

VERSION: V1 FECHA: 2019-abr.-28 DOMINGO F.O CPLEX: 22,003,995,211.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
BOLIVAR	6	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	9	10	10	9	7	74
CAQUETA	0	0	27	27	27	66	66	66	66	66	27	27	27	27	27	27	0	0	0	0	0	0	0	0	573
GCM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	5	5	5	3	23
PUTUMAYO	0	0	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	308
TEMCALI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	80	100	150	200	229	229	229	229	138	0	0	1619
URRA	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	2880
TEBSA	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	338	359	377	394	398	395	362	352	444	479	312	312	312	312	8266
CALIMAI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUAJIR13	72	72	72	72	72	72	72	72	77	125	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	2517
GUAJIR23	72	72	72	72	72	72	72	112	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	120	72	2698
SALVAJINA	95	95	95	95	95	95	95	95	216	216	216	216	216	216	216	311	311	311	311	311	311	95	95	95	4423
GECELCA3	90	72	36	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	203
GECELCA32	172	147	130	130	130	130	130	164	214	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	228	5397
PAIPAZ	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	54	49	44	39	9	0	0	1198
MIELI	214	148	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	1066
SANCARLOS	0	0	0	45	0	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150	169	0	0	367	470	635	651	341	150	4028

Entre las 7:20 y las 17:20 hrs se tenia programados trabajos que indisponían el Transformador SABANALARGA 3 450 MVA 500 kV, que restringía la importación del área Caribe 2. (Bolívar, Atlántico y GCM)



Reserva área Caribe

DELTA DE GENERACIÓN PARA SUBIR EN CARIBE EN CADA PERIODO (DISP-GEN) [MWh] / CASO DRP: DE0000025365																								
	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
GECELCA32	101	126	143	143	143	143	143	109	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45
GUAJIR11	73	73	73	73	73	73	73	73	68	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	65	72	73	73
GUAJIR21	63	63	63	63	63	63	63	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	63
RN_SELPASO							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
TEBSA	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	453	432	414	397	393	396	429	439	347	312	479	479	479	479
URRA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Z_TOTAL	716	741	758	758	758	758	758	684	606	499	453	432	414	397	393	396	429	439	347	320	544	551	567	660

INFORMACIÓN IMPORTACIÓN CARIBE [MWh] / CASO DRP: DE0000025365																								
	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
DEM_5p100	114	110	108	105	103	99	92	92	93	94	97	100	102	104	104	103	101	99	119	120	123	122	122	117
DIF	0	47	77	134	174	244	377	462	521	323	325	293	272	252	246	254	267	295	0	0	0	0	0	0
INTER	1500	1453	1423	1366	1326	1256	1123	1039	980	1178	1176	1208	1229	1249	1255	1247	1234	1206	1500	1500	1500	1500	1500	1500
LIM_IMPORT	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500

Operación tiempo real 28 de abril

Como se ha venido presentando hace algunos años, la condición del área Caribe es crítica y esto hace que la operación de la misma sea cada vez más compleja.

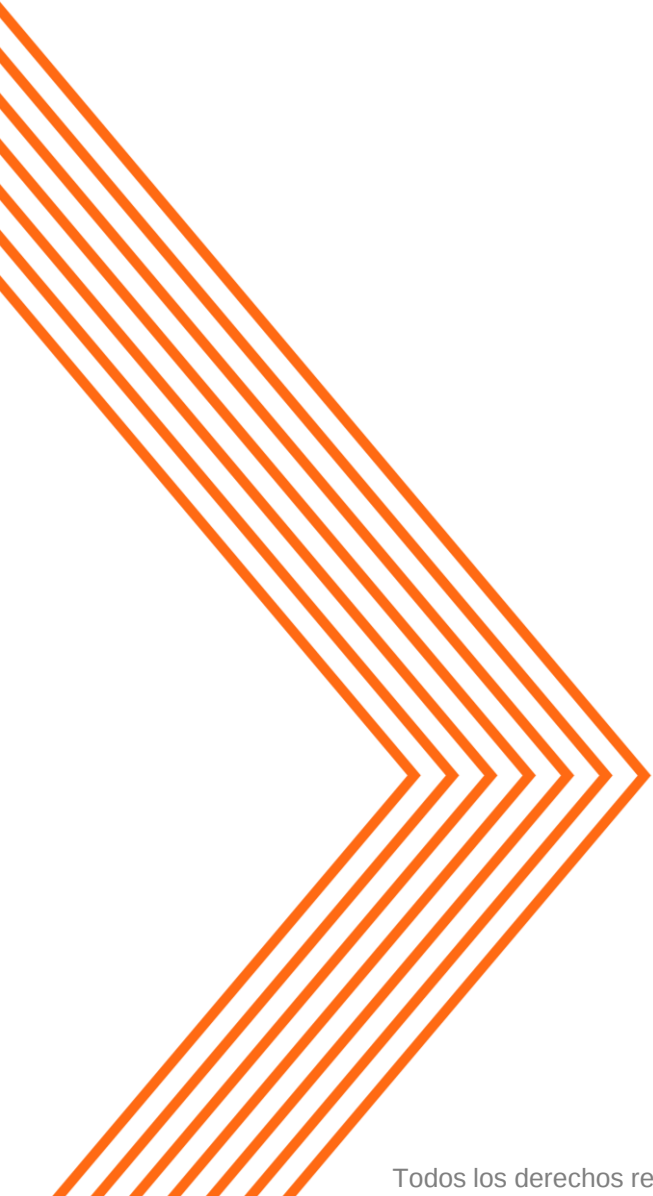
- A las 14:27 TEBSA modifica su disponibilidad de 791 MW a 642 MW del P17 a P21 y a las 18:58 la modifica su disponibilidad del P22 al P23, la disponibilidad se normaliza en el P11 del 29 de abril.
- A las 15:47 Intercolombia informa que los trabajos en el transformador de Sabana 500/220kV se retrasan hasta las 18:20, la hora real de finalización de los trabajos fue el 29 de abril a las 14:18.

Dada la condición de operación del área Caribe y la materialización de estos dos eventos, era necesario racionar en el área caribe 2 en los periodos 19 al 21.

Acciones Operativas

- Se traslada la carga del Carmen, San Jacinto, Zambrano y Calamar 66 kV de la subárea Bolívar a la Subárea Córdoba Sucre.
- Intercolombia declara temporalmente una mayor sobrecarga de los transformadores de Sabanarga 500/230 kV pasando del 5% durante 30 minutos a 10% durante 15 minutos.

Gracias a estas acciones fue posible evitar la materialización de la DNA en el área Caribe 2.



Mantenimiento Planta de Regasificación de Cartagena 4 al 10 de Mayo



Mantenimientos Sector Gas Vs impacto disponibilidad plantas termoelectricas

- ✓ Entre el 4 y el 10 de Mayo, se realizará mantenimiento correctivo en la planta de regasificación de Cartagena, con restricción total de gas importado para las plantas térmicas Tebsa, Barranquillas 3 y 4, Flores 1, Flores IV y Termocandelaria.
- ✓ Del 10 al 12 de Mayo de 2019, se realizará mantenimiento en los pozos de gas de la Guajira, con una restricción de 60.6 MPCD.

Balance de Generación Área Caribe Vs Límite de intercambio del Área

	3 Enlaces disponibles	2 Enlaces disponibles						
Limite de Intercambio Interior-Costa [MW]	1500	700						
Demanda [MW] (Periodo Demanda Máx)	2329	2251	2470	2470	2470	2470	2470	
Requerimiento 3 Enlaces [MW]	829	751	970	970	970	970	970	
Requerimiento 2 Enlaces [MW]	1629	1551	1770	1770	1770	1770	1770	

Diponibilidad plantas MWh	may-04	may-05	may-06	may-07	may-08	may-09	may-10	Disminucion Disponibilidad GWh-dia
Guajira (Carbón)	280	280	280	280	280	280	280	SR
Tebsa (Gas)	392	392	392	392	392	392	392	-399
Celsia Flores IV (Gas)	0	0	0	0	0	0	0	-450
Celsia Flores I (Gas)	0	0	0	0	0	0	0	Mtto preventivo del 3 al 11 de mayo
Barranquillas 3-4 (Líquidos)	66	66	66	66	66	66	66	-49
Poreléctrica (Gas)	45	45	45	45	45	45	45	-45
Gecelca 3 (Carbón)	164	164	164	164	164	164	164	SR
Candelaria 1-2 (Líquidos)	65	65	65	65	65	65	65	-249
Urra (Agua)	122	122	122	122	122	122	122	-216
Cartagenas 1-2-3 (Líquidos)	184	184	184	184	184	184	184	SR
Gecelca 32 (Carbón)	273	273	273	273	273	273	273	SR
Termonorte (Combustoleo)	72	72	72	72	72	72	72	SR
Total Costa	1663	1663	1663	1663	1663	1663	1663	-1408

3 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	834	912	693	693	693	693	693	
2 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	34	112	-107	-107	-107	-107	-107	

SR: Sin Restricción

Conclusiones

- ✓ **Con los tres circuitos a 500 kV intercosta disponibles** y la disponibilidad informada por los agentes representantes de las plantas del área Caribe no se prevén riesgos para la atención de la demanda
- ✓ **Ante la indisponibilidad de uno de los enlaces intercosta** y con la disponibilidad informada por los agentes representantes de las plantas del área Caribe se presentaría déficit de potencia para cubrir el límite seguro del área con la nueva topología.
- ✓ Dado lo anterior, el CND evaluará diariamente, con las ofertas realizadas para el despacho y en la operación en tiempo real, la declaración en estado de alerta o emergencia del área Caribe.

Recomendaciones

- ✓ Maximizar la disponibilidad de los enlaces intercosta y aquellos activos que afecten la transferencia entre el interior y la costa atlántica.
- ✓ No realizar intervenciones en la red eléctrica del área Caribe que requiera generación térmica adicional o restrinja la disponible.
- ✓ Maximizar la disponibilidad y confiabilidad de la Central Hidroeléctrica Urra, las plantas térmicas a Carbón y Líquidos del área Caribe.
- ✓ Garantizar la logística de combustibles líquidos para las plantas duales del área Caribe.
- ✓ No realizar pruebas de generación en el área Caribe.

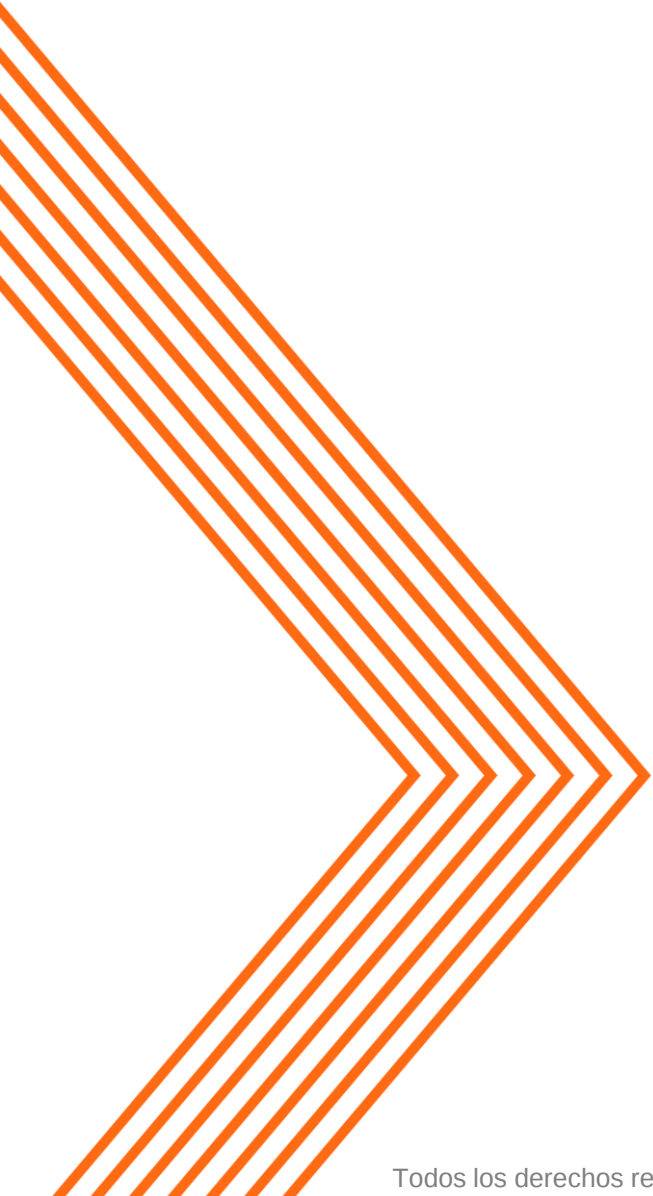
Recomendaciones

- ✓ Reflejar en la declaración de disponibilidad diaria la restricción generada por estos trabajos.
- ✓ Enviar comunicación desde el CNO Eléctrico al CNO Gas y al MME informando los resultados del balance eléctrico y los posibles riesgos para la atención confiable de la demanda del área Caribe, solicitando adicionalmente el no inicio de los trabajos de la Guajira hasta que la planta de regasificación no este en operación.

4. Varios

- Indicadores de Operación
- Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696



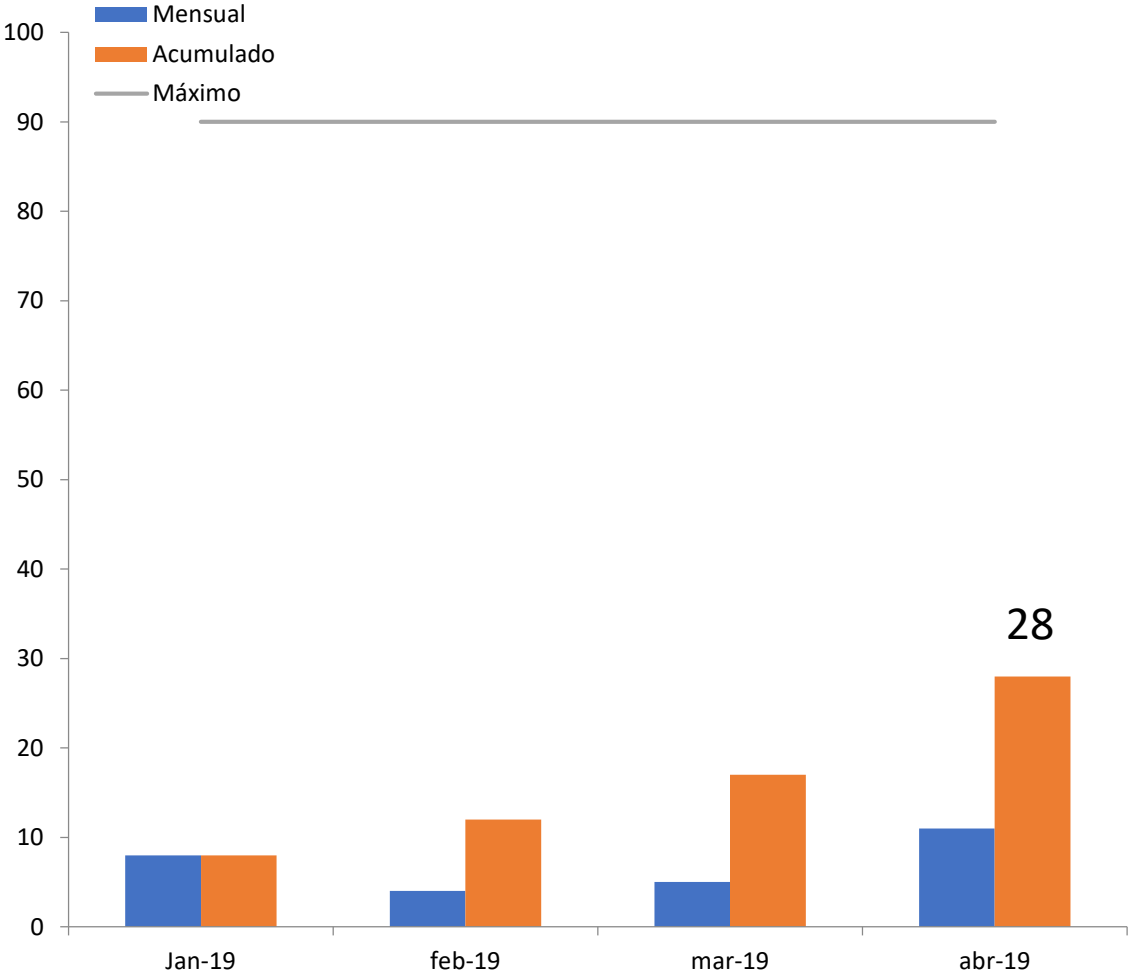


Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

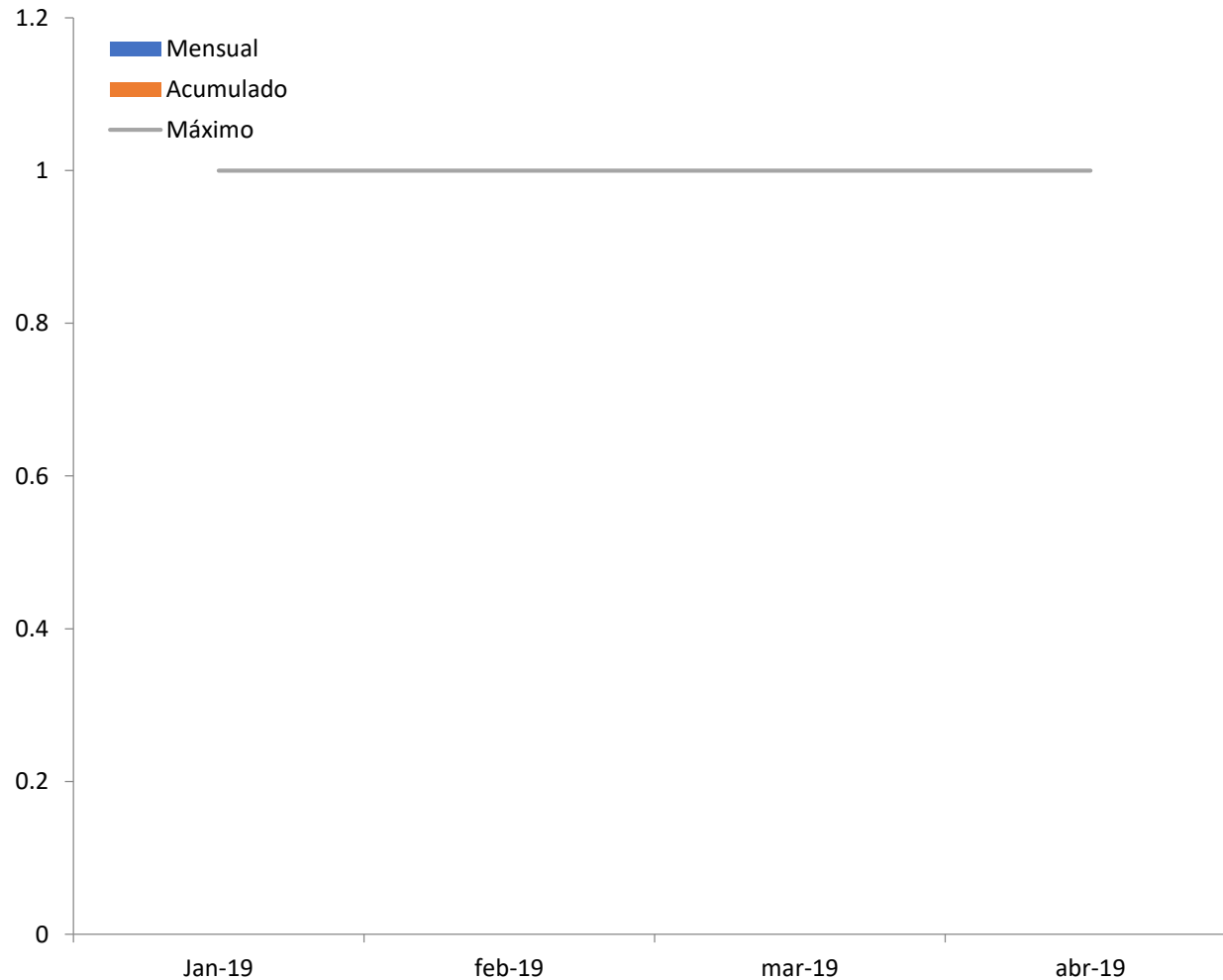


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
11/04/2019 0:37	7	59.73	Transitorio	Disparo de las unidades 3 y 4 de Porce III con 350 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.73 Hz. El agente reporta falla en el sistema de refrigeración.	FALSO
14/04/2019 12:47	4	59.76	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 247 MW, la frecuencia alcanza un valor de 59.76 Hz. El agente reporta una falla en el controlador de la turbina.	FALSO
21/04/2019 0:22	2	59.78	Transitorio	Disparo de SOGAMOSO 1 con 193 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz. El agente reporta falla en el controlador de turbina.	FALSO
20/04/2019 2:48	2	59.78	Transitorio	Salida de la unidad de generación GECELCA 3 con 147 MW. La unidad se encontraba en pruebas autorizadas y a las 02:48 Hrs sale de línea. La frecuencia alcanza un valor de 59.78 Hz.	FALSO
23/04/2019 0:00	3	59.74	Transitorio	Disparo de la unidad de generación GECELCA 3.2 con 223 MW. El agente reporta actuación de protección del generador.	FALSO
23/04/2019 19:53	3	59.67	Transitorio	Disparo de la unidad de generación GECELCA 3.2 con 273 MW. El agente reporta falla en turbina.	FALSO
24/04/2019 10:45	2	59.71	Transitorio	Disparo de la unidad de generación GECELCA 3.2 con 230 MW. El agente reporta falla en turbina.	FALSO
25/04/2019 19:41	6	59.71	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 273 MW, donde la frecuencia alcanza un valor de 59.71 Hz. El agente reporta falla en el control de la turbina.	FALSO
26/04/2019 20:24	5	59.7	Transitorio	Disparo de la planta Salvajina con 311 MW por aislamiento del SIN. La frecuencia alcanza un valor de 59.7 Hz.	FALSO
28/04/2019 0:00	2	59.76	Transitorio	Disparo de la unidad de generación PORCE 33 con 175 MW. El agente reporta falsa alarma de niveles en red profibus.	FALSO
29/04/2019 23:04	2	59.78	Transitorio	Disparo de la planta GECELCA 3.2 con 273 MW llevando la frecuencia a un valor de 59.78 Hz. El agente reporta falla en ventilador de tiro inducido.	FALSO

Durante el mes de abril de 2019 se presentaron 11 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas

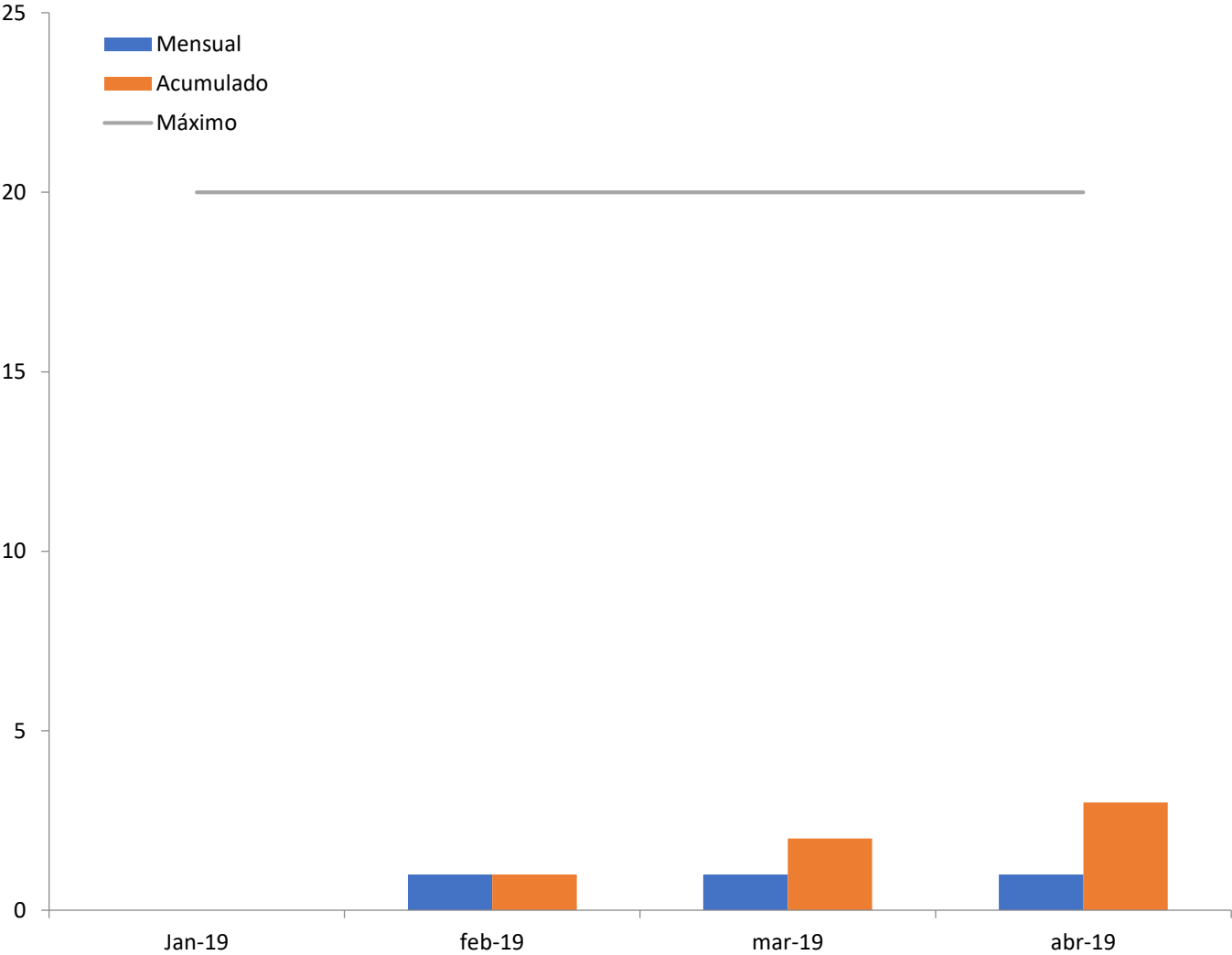
FRECUENCIA LENTO



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

Eventos de tensión fuera de rango

TENSIÓN

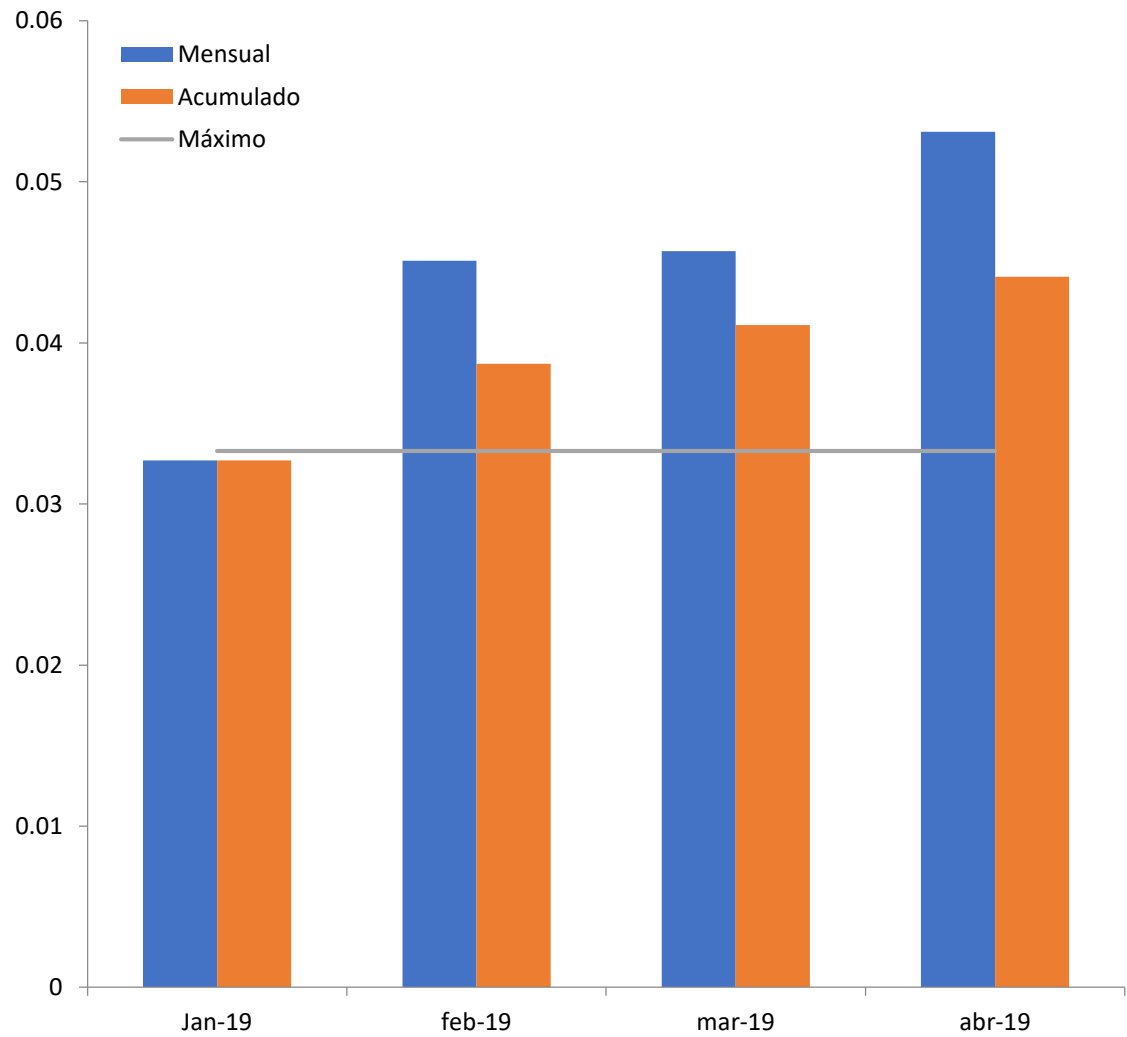


Fecha	Descripción	Causa
26/04/2019 20:24	Apertura de todos elementos asociados a la barra 1 en S/E SALVAJINA 230 kV dejando sin tensión la S/E. El agente reporta disparo por apertura del activo BL1 PANCE A SALVAJINA 230 KV.	Evento STN

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

Porcentaje de DNA Programada

DNA PROGRAMADA

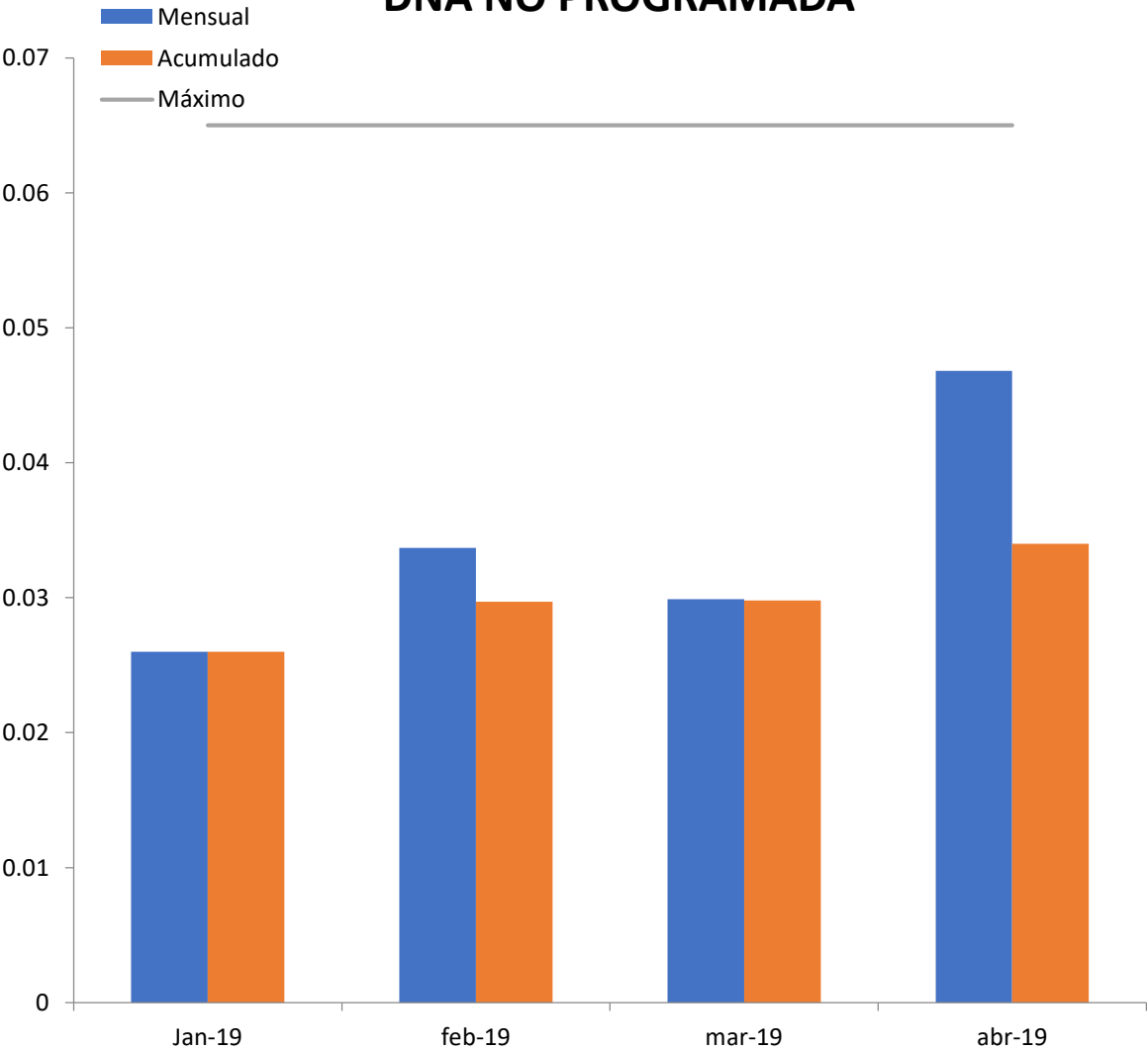


Por causas programadas se dejaron de atender 3.01 GWh en el mes de abril de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
7/04/2019 5:00	1127.1	Demanda no atendida programada por trabajos bajo las consignaciones nacionales C0142214, C0161045, C0161046, C0161047 y C0161048 sobre los activos BARRA COPEY 230 kV, BL1 EL COPEY A EL PASO 110 kV, BT EL COPEY 1 100 MVA 220 kV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV y BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV respectivamente.
7/04/2019 7:07	455.57	Demanda no atendida programada por trabajos bajo las consignaciones nacionales C0165501, C0165902, C0165903, C0165904, C0166673, C0167078 y C0167256 sobre los activos VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV, BL1 CODAZZI (CESAR) A LA JAGUA 110 kV, BL1 CODAZZI (CESAR) A VALLEDUPAR 110 kV, BT CODAZZI 1 25 MVA 110 kV, BARRA CODAZZI 110 kV, BT VALLEDUPAR 11 100 MVA 110 kV, BL1 VALLEDUPAR A CODAZZI (CESAR) 110 kV respectivamente.
7/04/2019 6:08	436.48	Demanda no atendida programada por trabajos bajo las consignaciones nacionales C0167254, C0167255, C0165504, C0165925, C0165926 y C0165927 sobre los activos SANTA MARTA 2 100 MVA 220/110/34.5 kV, BT SANTA MARTA 2 100 MVA 34.5 kV, LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV, BT LIBERTADOR 2 30 MVA 110 kV, BARRA LIBERTADOR 110 kV y BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV respectivamente.
28/04/2019 2:26	284.65	Desconexión de la subestación ALTAMIRA 230 kV y 115 kV por trabajos de las consignaciones nacionales C0159262, C0166064, C0166103 y C0168380.
7/04/2019 9:29	272.2	Demanda no atendida programada por trabajos bajo las consignaciones nacionales C0166469, C0166494, C0168314, C0168315, C0168318 y C0168320 sobre los activos BT EL CARMEN 1 60 MVA 110 kV, BT EL CARMEN 1 60 MVA 66 kV, BT ZAMBRANO 1 48 MVA 66 kV, GAMBOTE - TCALAMAR 1 66 kV, EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV y BARRA EL CARMEN 66 kV respectivamente.
6/04/2019 6:03	204.38	Demanda no atendida programada por trabajos de las consignaciones C0165487 y C0165893 sobre los activos CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV y BT MAICAO 1 25 MVA 110 kV.
11/04/2019 7:40	100.16	Trabajos de las consignaciones nacionales C0165932, C0165933, C0165934, C0166109, C0168503 sobre los activos BT TOLUVIEJO 1 60 MVA 110 kV, BT TOLUVIEJO 1 60 MVA 34.5 kV, TOLUVIEJO 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV, BT TOLUVIEJO 1 60 MVA 13.8 kV, BL1 TOLUVIEJO A TERNERA 110 kV.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA

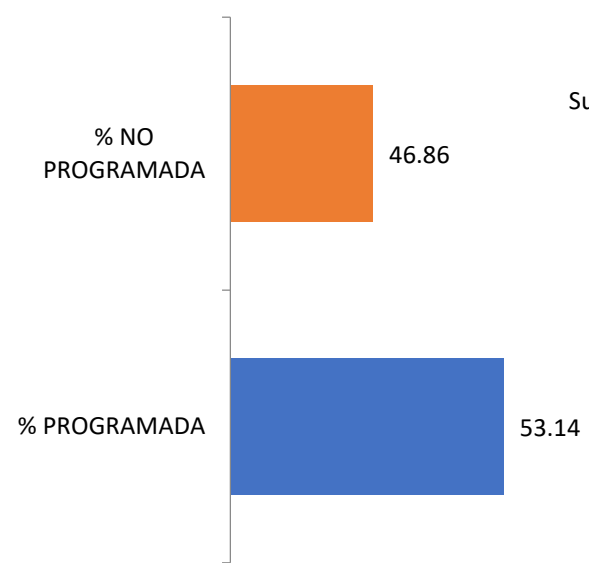


Por causas no programadas se dejaron de atender 2.66 GWh en el mes de abril de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

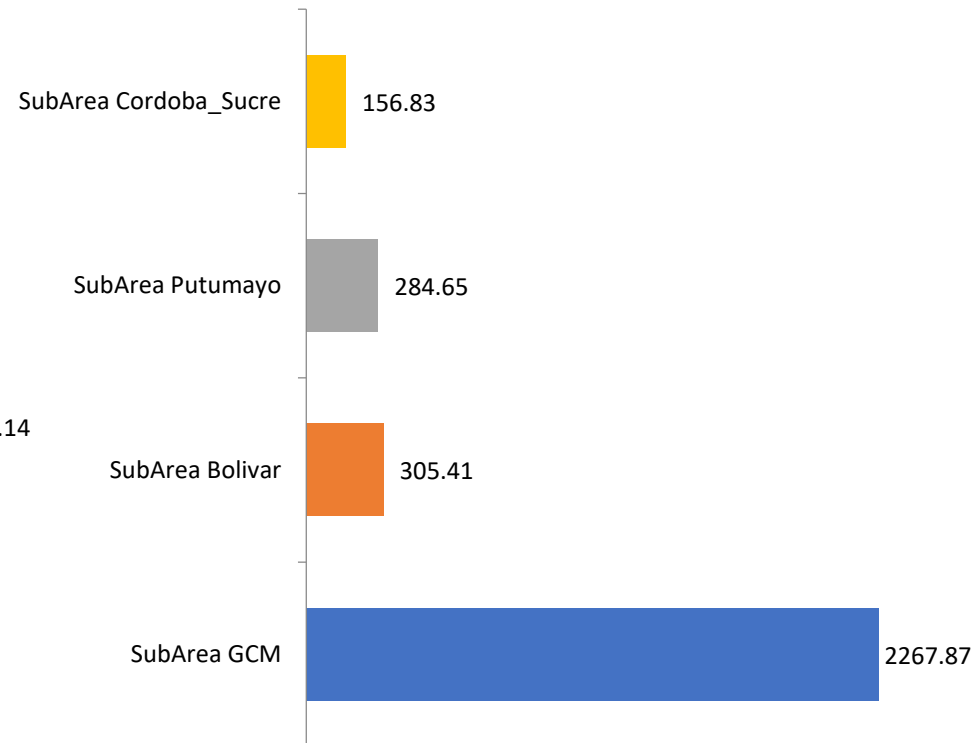
Fecha	MWh	Descripción
3/04/2019 0:15	804.79	Indisponibilidad de los transformadores 1 y 2 en MONTERIA 110/34.5/13.8 kV. El agente reporta principio de incendio en la subestación.
26/04/2019 9:51	452.27	Disparo del transformador CORDIALIDAD 2 110/13.8 kV. El agente reporta causa en revisión. A las 22:00 horas se finalizó con la instalación de una móvil y se inició el proceso de normalización de la carga.
17/04/2019 19:46	142.5	Disparo de los activos REFORMA A OCOA 1 115KV, REFORMA A OCOA 2 115KV, REFORMA A BARZAL 115KV, SURIA A OCOA 115KV Y GRANADA A OCOA 115KV. El agente reporta descargas atmosféricas.
11/04/2019 3:25	134.27	Disparo del activo BL1 EL PASO - EL BANCO 110 kV dejando sin tensión la S/E EL BANCO 110 kV. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
10/04/2019 8:00	132.33	Trabajos de consignaciones locales en Lorica y Coveñas a nivel de 34.5 kV y 13.8 kV.
1/04/2019 18:41	99.52	Demanda no atendida en el área caribe por límite de importación del área al quedar indisponibles unidades de generación 1 y 2 de Termoguajira.
13/04/2019 7:42	93.14	Disparo de todos los activos asociados a las barras 1 y 2 en la subestación Ocoa 115 kV. Ausencia de tensión en las subestaciones Ocoa, Suria, Granada, San Jose del Guaviare, Puerto Lopez, Campobonito y Puerto Gaitan 115 kV. El agente reporta operación indebida de la protección diferencial de barras.

Demanda No Atendida

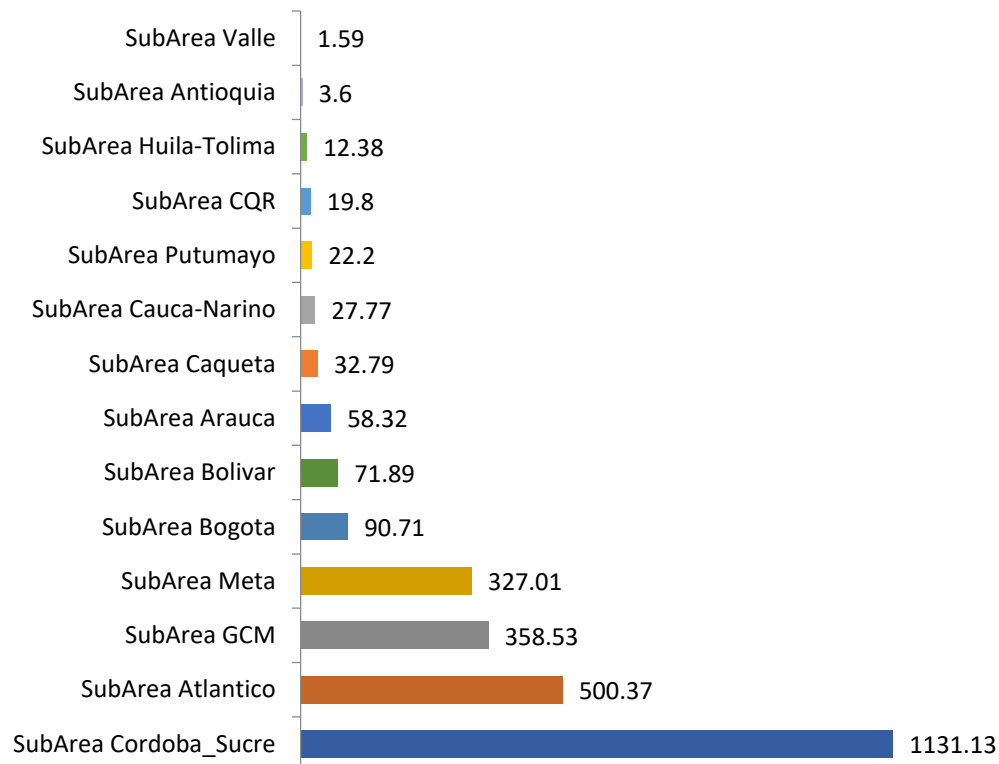
% DNA



DEMANDA PROGRAMADA [MWh]



DEMANDA NO PROGRAMADA [MWh]



El total de demanda no atendida en abril de 2019 fue 5.67 GWh.





Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696



Proyectos por convocatoria STN

Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior

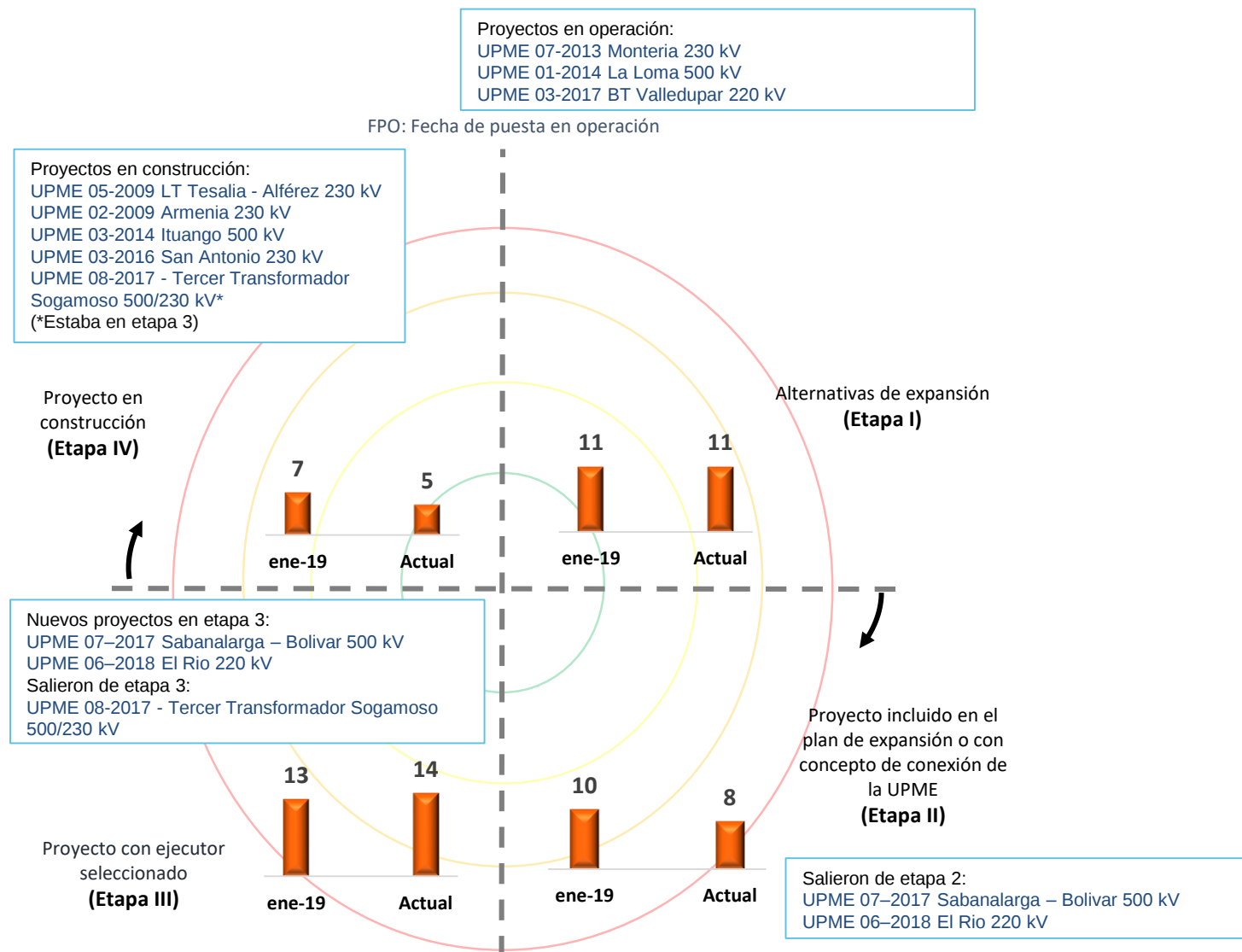
ETAPA

Estado en el que se encuentra el proyecto

¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

27

El atraso de expansión a nivel de STN, hace que se siga necesitando programar generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de STN.



Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 31 de marzo de 2019

Proyectos por convocatoria STN

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

Proyectos que presentan retrasos en la FPO (Etapas 2, 3 y 4)



¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

13

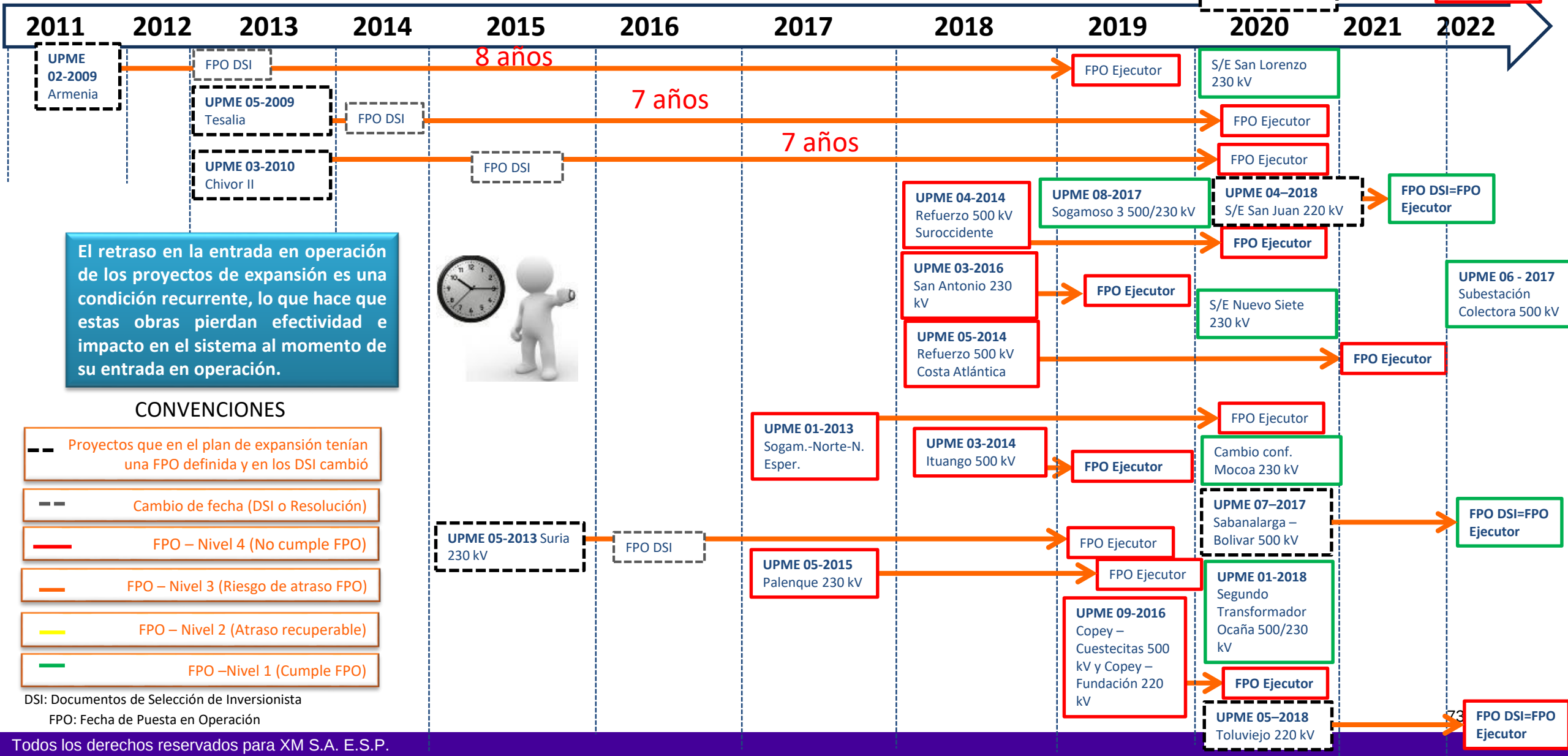
Nivel 1: Cumple FPO
Nivel 2: Atraso Recuperable
Nivel 3: Riesgo de Atraso
Nivel 4: No cumple FPO

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO en primera resolución del Plan de expansión	FPO anterior <i>prevista por el ejecutor</i>	FPO Actual <i>prevista por el ejecutor</i>
UPME 05-2009	Tesalia (Etapa II)	4	31/10/2013	03/09/2020	30/09/2020
UPME 02-2009	Armenia	4	30/11/2011	30/04/2019	30/05/2019
UPME 03-2014	Ituango 500 kV - Antioquia - Medellín - Ancon Sur	4	30/06/2018	31/01/2019	30/09/2019
	Ituango 500 kV - Antioquia - Cerromatoso	4	30/06/2018	28/02/2019	30/04/2019
	Ituango 500 kV - Antioquia - Porce III	4	30/06/2018	31/12/2019	31/10/2019
	Ituango 500 kV Porce III - Sogamoso	4	30/06/2018	30/07/2019	31/10/2019
UPME 03-2016	San Antonio 230 kV	4	30/06/2018	30/05/2019	30/06/2019
UPME 03-2010	Chivor II	4	30/11/2013	30/04/2020	30/11/2020
UPME 01-2013	Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	4	30/09/2017	30/11/2020	30/11/2020*
UPME 05-2013	Suria 230 kV	4	30/09/2015	30/08/2019	31/12/2019
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV	4	30/09/2018	30/11/2020	20/11/2020
UPME 05-2014	Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	4	30/09/2018	30/09/2020	28/02/2021
UPME 05-2015	Palenque 230 kV	4	30/11/2017	30/09/2019	30/01/2020
UPME 07-2016	Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	4	30/09/2020	30/04/2022	30/04/2022*
UPME 09-2016	Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	4	30/11/2019	30/11/2020	30/11/2020*
UPME 04-2018	San Juan 220 kV	4	31/08/2020	31/12/2021	31/12/2021*
UPME 05-2018	Toluviejo 220 kV	4	30/11/2020	30/06/2022	30/06/2022*
UPME 07-2017	Sabanalarga – Bolívar 500 kV	4	30/11/2020	30/06/2022	30/06/2022*
UPME 06-2018	El Río 220 kV	4	30/11/2020	30/06/2022	30/06/2022*

* No cambia fecha respecto de la anterior revisión

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 30 de noviembre de 2018

Proyectos por convocatoria STN

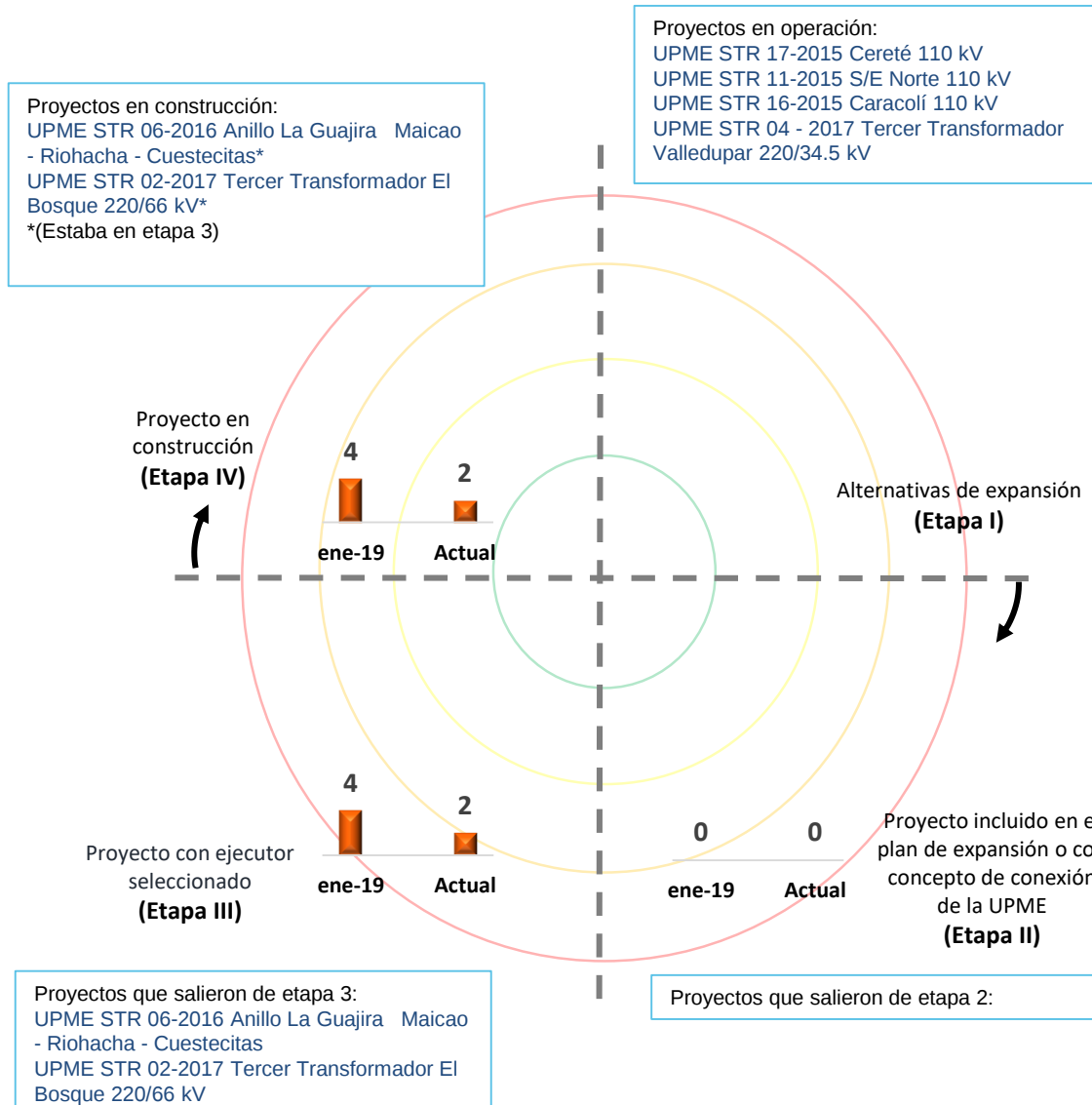


Proyectos por convocatoria STR

ETAPA

¿Cuántos proyectos por convocatoria STR se tienen actualmente?

4



El atraso de expansión a nivel de STR, hace que se siga necesitando programar generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de STR.

Esta condición no permite que los proyectos de expansión definidos tengan la efectividad planeada debido al crecimiento de la demanda.

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 30 de noviembre de 2018

Proyectos por convocatoria STR

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

Proyectos que presentan retrasos en la FPO (etapas 2, 3 y 4)



¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

4

Nivel 1: Cumple FPO
Nivel 2: Atraso Recuperable
Nivel 3: Riesgo de Atraso
Nivel 4: No cumple FPO

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO en primera resolución del plan de expansión	FPO Anterior <i>prevista por el ejecutor</i>	FPO Actual <i>prevista por el ejecutor</i>
UPME STR 13-2015	La Loma 110 kV	4	30/06/2018	30/09/2020	30/09/2020
UPME STR 02-2017	Tercer Transformador El Bosque 220/66 kV	4	31/12/2018	31/12/2018	30/01/2019
UPME STR 06-2016	Anillo La Guajira Nueva Línea Maicao – Riohacha Nueva Línea Riohacha - Cuestecitas	4	30/11/2018	31/12/2019	31/12/2019
UPME STR 05-2017	Segundo Transformador Altamira 230/115 kV	4	31/03/2019	31/03/2019	30/06/2019

*Convocatorias de proyectos desiertas

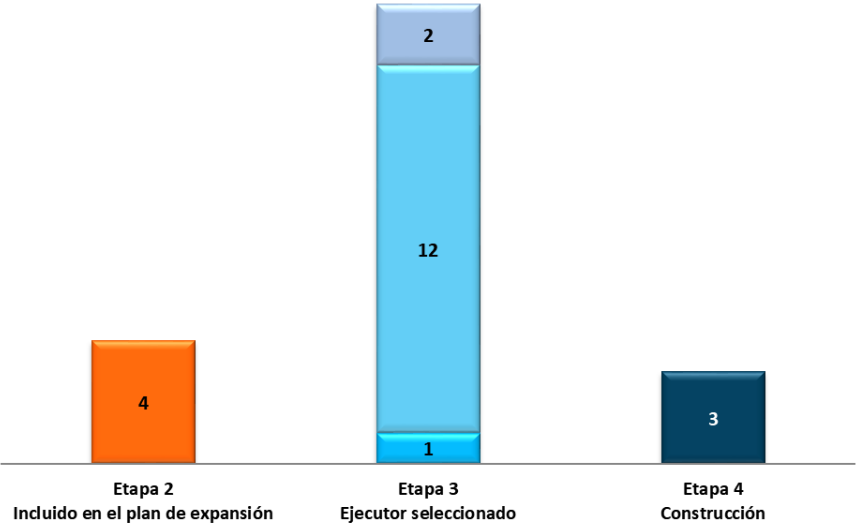
Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 30 de noviembre de 2018

Proyectos del STR

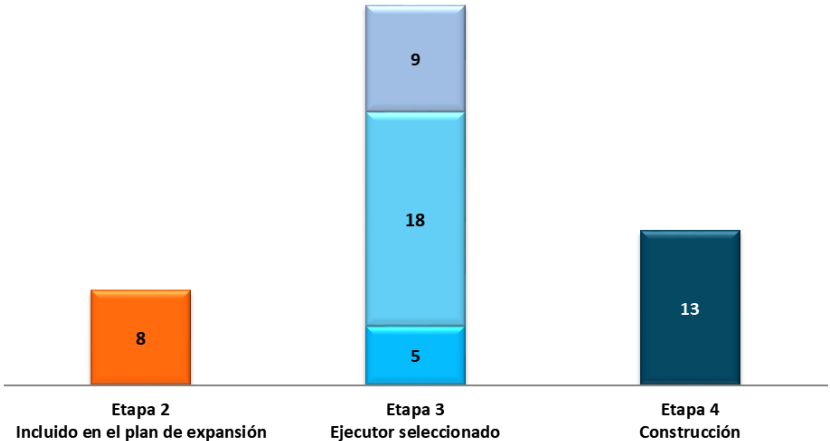
¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **75**



Proyectos STR en cronograma por etapa

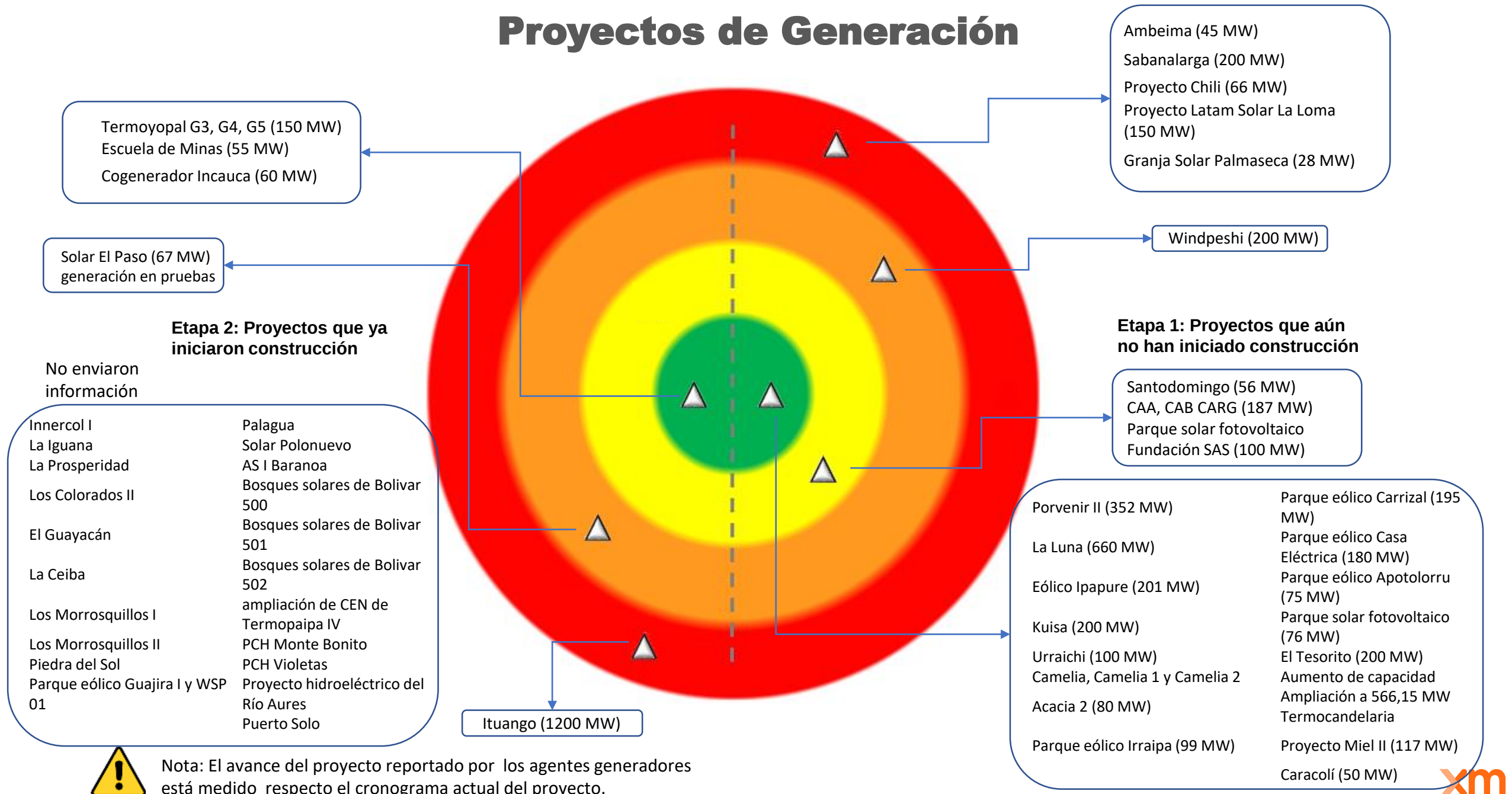


Proyectos atrasados STR por etapa



El retraso de los proyectos implica sobrecostos en la operación e implementación de medidas operativas para evitar desconexiones grandes de demanda.

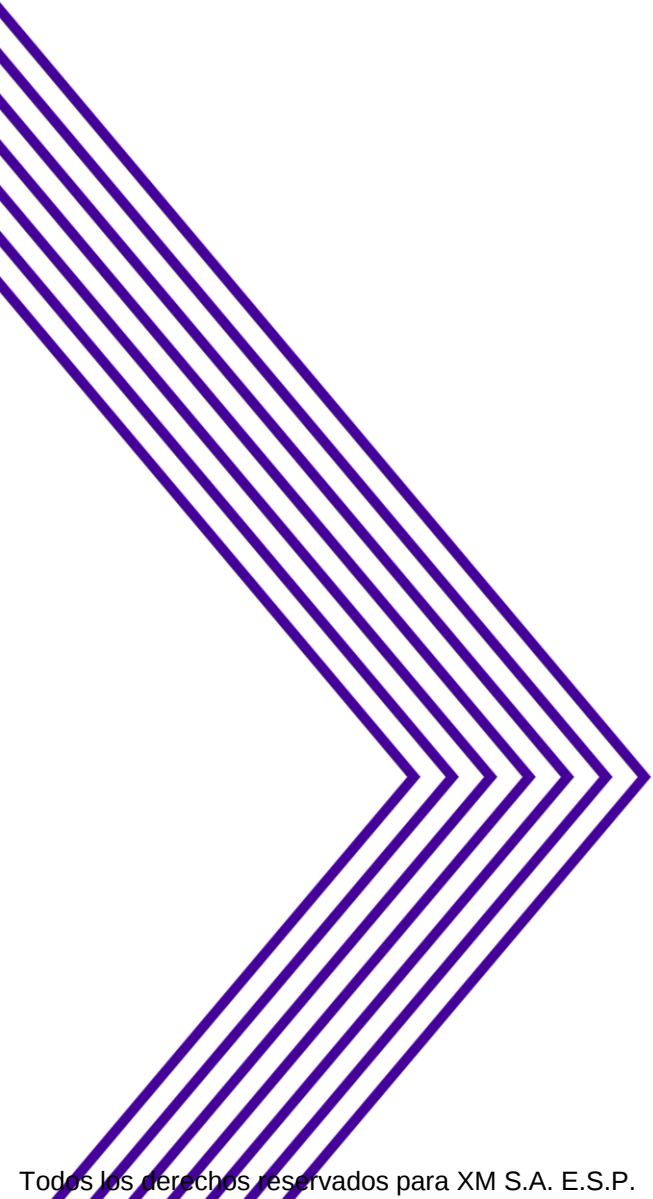
Proyectos de Generación





ANEXOS





Variables SIN



Hidrología por regiones

Fecha	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)	Participación volumen útil diario (%)	Tasa de embalsamiento promedio de abr-01-2019 hasta abr-29-2019 (GWh-día)	Vertimiento acumulado de abr-01-2019 hasta abr-29-2019 (GWh)	Media histórica de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (%)	Diferencia promedio diario acumulado respecto a media histórica (%)	Participación promedio diario acumulado (%)
2019-04-29	Colombia	16,945.89	8,018.10	 47.3%	 100.0%	23.48	11.34	168.65	185.01	109.7%	 9.7%	 100.0%
2019-04-29	Centro	6,104.89	2,800.13	 45.9%	 34.9%	1.90	0.00	44.82	58.91	131.4%	 31.4%	 31.8%
2019-04-29	Antioquia	6,045.12	3,745.96	 62.0%	 46.7%	1.07	11.34	76.01	81.80	107.6%	 7.6%	 44.2%
2019-04-29	Oriente	4,180.88	1,139.84	 27.3%	 14.2%	-0.61	0.00	29.62	22.08	74.5%	 -25.5%	 11.9%
2019-04-29	Valle	453.46	273.07	 60.2%	 3.4%	1.03	0.00	10.29	14.21	138.1%	 38.1%	 7.7%
2019-04-29	Caribe	161.55	59.11	 36.6%	 0.7%	0.11	0.00	2.71	2.31	85.2%	 -14.8%	 1.2%

Los aportes totales al SIN (Región Colombia) incluye los Ríos Estimados.

Información hasta el: 2019-04-29

Información actualizada el: 2019-04-30

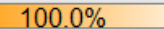
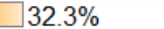
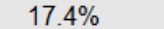
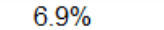
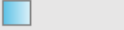
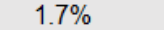
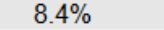
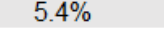
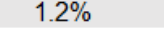
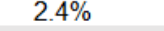
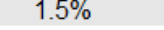
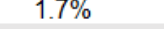
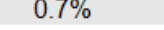
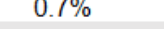
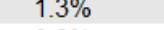
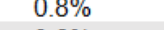
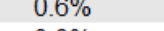
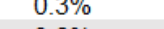
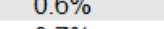
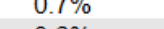
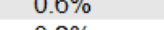
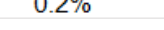
Aportes hídricos

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 (%)
2019-04-29	Agregado SIN	Colombia	168.65	185.01	109.7%	9.7%	100.0%
2019-04-29	Sogamoso	Centro	17.83	23.52	131.9%	31.9%	12.7%
2019-04-29	Nare	Antioquia	17.57	19.37	110.2%	10.2%	10.5%
2019-04-29	Guavio	Oriente	15.84	13.58	85.7%	-14.3%	7.3%
2019-04-29	Grande	Antioquia	11.36	12.72	112.0%	12.0%	6.9%
2019-04-29	Bogotá N.R.	Centro	9.84	18.31	186.1%	86.1%	9.9%
2019-04-29	El Quimbo	Centro	9.39	9.85	104.9%	4.9%	5.3%
2019-04-29	Bata	Oriente	8.53	4.37	51.2%	-48.8%	2.4%
2019-04-29	A. San Lorenzo	Antioquia	7.84	7.17	91.5%	-8.5%	3.9%
2019-04-29	Guatapé	Antioquia	5.79	6.89	119.0%	19.0%	3.7%
2019-04-29	Alto Anchicayá	Valle	5.46	7.98	146.2%	46.2%	4.3%
2019-04-29	Guadalupe	Antioquia	5.22	5.37	102.9%	2.9%	2.9%
2019-04-29	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	5.20	5.70	109.6%	9.6%	3.1%
2019-04-29	Carlos Lleras	Antioquia	5.10	8.23	161.4%	61.4%	4.4%
2019-04-29	Porce II CP	Antioquia	4.97	4.65	93.6%	-6.4%	2.5%
2019-04-29	Chuzá	Oriente	4.89	4.13	84.5%	-15.5%	2.2%
2019-04-29	Miel I	Antioquia	4.45	3.36	75.5%	-24.5%	1.8%
2019-04-29	San Carlos	Antioquia	3.76	4.52	120.2%	20.2%	2.4%
2019-04-29	Cauca Salvajina	Valle	3.59	4.66	129.8%	29.8%	2.5%
2019-04-29	Betania CP	Centro	3.22	2.74	85.1%	-14.9%	1.5%
2019-04-29	Desv. EEPPI (NEC,PAJ,DO	Antioquia	2.71	2.35	86.7%	-13.3%	1.3%
2019-04-29	Sinú Urrá	Caribe	2.71	2.31	85.2%	-14.8%	1.2%
2019-04-29	Amoyá	Centro	2.41	1.93	80.1%	-19.9%	1.0%
2019-04-29	Desv. Guarino	Antioquia	2.25	1.55	68.9%	-31.1%	0.8%
2019-04-29	Concepción	Antioquia	1.74	1.85	106.3%	6.3%	1.0%
2019-04-29	Porce III	Antioquia	1.48	2.04	137.8%	37.8%	1.1%
2019-04-29	Tenche	Antioquia	1.11	1.46	131.5%	31.5%	0.8%
2019-04-29	Cucuana	Centro	0.90	0.81	90.0%	-10.0%	0.4%
2019-04-29	Prado	Centro	0.89	1.57	176.4%	76.4%	0.8%
2019-04-29	Desv. Manso	Antioquia	0.66	0.27	40.9%	-59.1%	0.1%
2019-04-29	Calima	Valle	0.59	0.75	127.1%	27.1%	0.4%
2019-04-29	Digua	Valle	0.42	0.59	140.5%	40.5%	0.3%
2019-04-29	Blanco	Oriente	0.36	0.00	0.0%	-100.0%	0.0%
2019-04-29	Desv. San Marcos	Centro	0.34	0.18	52.9%	-47.1%	0.1%
2019-04-29	Florida II	Valle	0.23	0.23	100.0%	0.0%	0.1%

Información hasta el: 2019-04-29

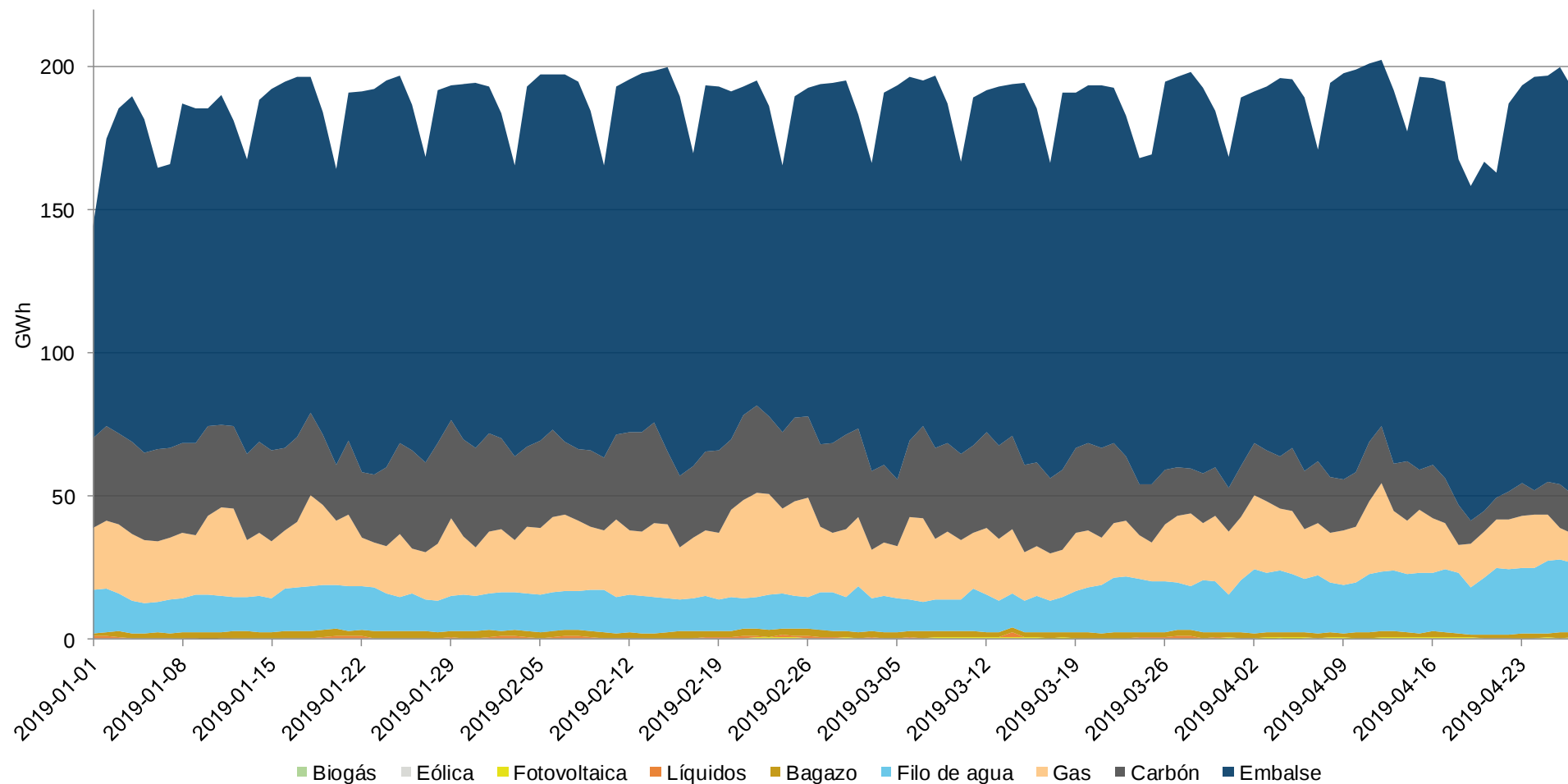
Información actualizada el: 2019-04-30

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-29-2019 (GWh-día)	Vertimiento acumulado de abr-01-2019 hasta abr-29-2019 (GWh)	Volumen útil diario (%)	Participación volumen útil diario (%)
2019-04-29	Agregado SIN	Colombia	16,945.89	8,018.10	23.48	11.34	 47.3%	 100.0%
2019-04-29	Peñol	Antioquia	4,019.16	2,593.13	-0.55	0.00	 64.5%	 32.3%
2019-04-29	Agregado Bogotá	Centro	3,763.50	1,396.95	-0.82	0.00	 37.1%	 17.4%
2019-04-29	Guavio	Oriente	2,078.39	549.66	1.12	0.00	 26.4%	 6.9%
2019-04-29	Esmeralda	Oriente	1,121.89	135.34	-2.34	0.00	 12.1%	 1.7%
2019-04-29	El Quimbo	Centro	1,104.37	521.25	-0.05	0.00	 47.2%	 6.5%
2019-04-29	Topocoro	Centro	998.89	673.81	10.25	0.00	 67.5%	 8.4%
2019-04-29	Chuza	Oriente	980.60	454.83	-0.61	0.00	 46.4%	 5.7%
2019-04-29	Riogrande II	Antioquia	554.76	432.80	8.89	0.00	 78.0%	 5.4%
2019-04-29	San Lorenzo	Antioquia	421.71	186.13	1.60	0.00	 44.1%	 2.3%
2019-04-29	Miraflores	Antioquia	312.62	99.59	0.36	0.00	 31.9%	 1.2%
2019-04-29	Amani	Antioquia	249.78	191.33	2.28	0.00	 76.6%	 2.4%
2019-04-29	Calima	Valle	218.23	123.15	0.76	0.00	 56.4%	 1.5%
2019-04-29	Salvajina	Valle	195.41	135.13	2.11	0.00	 69.2%	 1.7%
2019-04-29	Urrá	Caribe	161.55	59.11	0.11	0.00	 36.6%	 0.7%
2019-04-29	Porce II	Antioquia	134.06	54.14	-0.79	0.00	 40.4%	 0.7%
2019-04-29	Betania	Centro	124.13	102.44	0.32	0.00	 82.5%	 1.3%
2019-04-29	Porce III	Antioquia	116.44	67.01	-0.50	0.00	 57.6%	 0.8%
2019-04-29	Playas	Antioquia	94.02	49.44	-0.65	11.34	 52.6%	 0.6%
2019-04-29	Punchiná	Antioquia	71.67	25.77	-0.19	0.00	 36.0%	 0.3%
2019-04-29	Troneras	Antioquia	70.89	46.61	0.23	0.00	 65.8%	 0.6%
2019-04-29	Muña	Centro	57.60	54.50	1.05	0.00	 94.6%	 0.7%
2019-04-29	Prado	Centro	56.41	51.18	0.66	0.00	 90.7%	 0.6%
2019-04-29	Alto Anchicayá	Valle	39.81	14.78	0.22	0.00	 37.1%	 0.2%

Información hasta el: 2019-04-29

Generación diaria



Información hasta el: 2019-04-28

Información actualizada el: 2019-04-30

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:

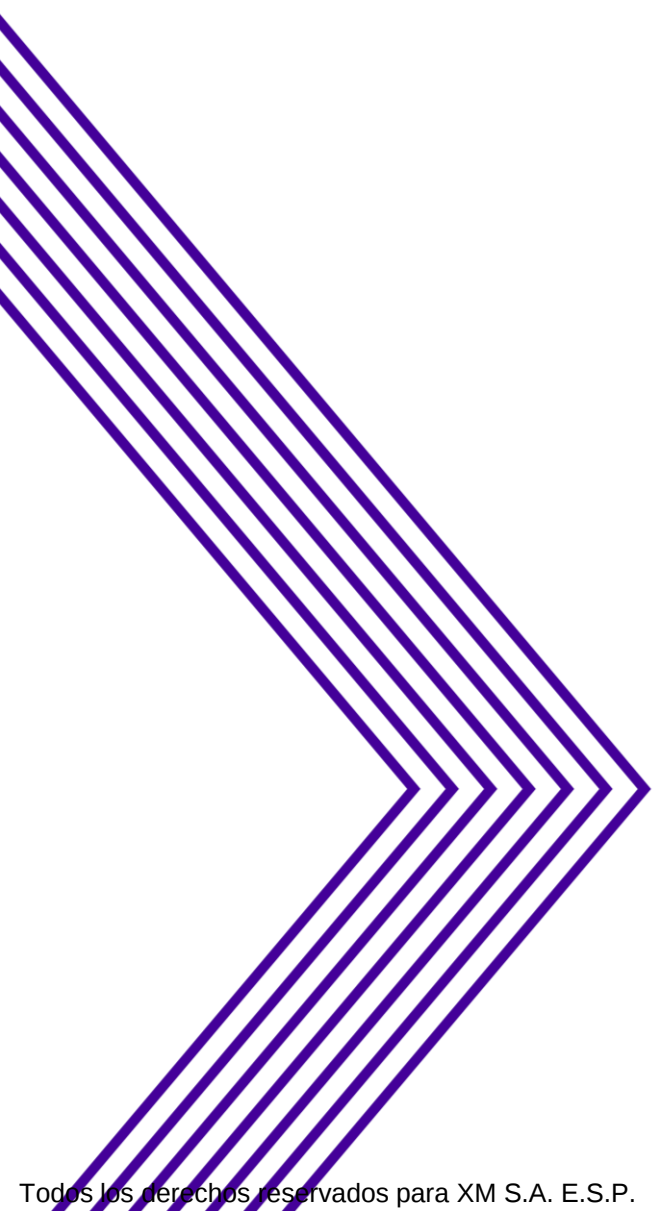
$$\text{Crecimiento} = (4.1\% * 20 \text{ días} + 5.5\% * 4 \text{ días} + 5.1\% * 6 \text{ días}) / 30 \text{ días} = 4.4\%$$

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%



Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696



Anexo: Proyectos del STN en etapa I y II

1. Análisis las alternativas de expansión identificados por la UPME que permitirán eliminar las restricciones eléctricas u operativas

ÁREA / SUB ÁREA	RESTRICCIÓN	ETAPA	ESTADO	OBSERVACIONES	Fecha preliminar (Estimada)
Antioquia	Atención radial de la demanda desde el ATR Urabá 220/110 kV	1.1	Pendiente aclaración por parte OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2017
Casanare	Agotamiento en la red a 115 kV	1.2	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2015
Arauca	Atención radial de la demanda	1.1	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2017
Suroccidental - Valle	Sobrecargas en estado estacionario; se observan sobrecargas del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV	1.1	Análizado por la UPME. Pendiente aclaraciones por parte del OR		2017
Nariño	Agotamiento de la red a 115 kV de Cauca - Nariño	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2015
	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Cauca	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Tolima – Huila - Caquetá	Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda	1.1	En análisis UPME		2017
Putumayo	Atención Radial de la demanda	1.1	Conceptuado 2 TRF Mocoa 220/115 kV - 50 MVA		2017
Meta	Atención radial de la demanda San José del Guaviare.	1.2	Conceptuado eliminación de radialidad hasta Granada		2017
	Sobrecarga circuito Ocoa - Barzal 115 kV ante N-1 Reforma - Barzal 115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	--

Anexo: Proyectos del STN en etapa I y II

2. Listado de proyectos de convocatoria del STN en etapa II

Proyectos del STN en etapa II		
#		FPO
1	Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV . Reconfigura la línea Ancón Sur –Esmeralda 220 kV	nov-20
2	Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	nov-20
3	Subestación Hispania 230 kV	nov-23
4	Subestación Salamina 230 kV	nov-23
5	Subestación Pacífico 230 kV	nov-23
6	Fase 2.A Renovables	nov-23
	Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV	
	Nuevo circuito La Loma – Sogamoso 500 kV	
7	fase 2.B Renovables	Por definir
	Colectora 3 en 500 kV en AC	
	Colectora 2 en 500 kV en AC	
	Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV	
	Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV.	
8	Cambio de configuración de la subestación Mocoa 230 kV de bara principal más transferencia a doble barra	mar-20

Anexo: Proyectos por convocatoria STN y STR en etapa III

3. Listado de proyectos de convocatoria del STN en etapa III

PROYECTO	FPO EN PRIMERA RESOLUCIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN	FPO PREVISTA PREVISTA POR EL EJECUTOR
UPME 03-2010 Chivor II	30/11/2013	30/11/2020
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	30/09/2017	30/11/2020
UPME 05-2013 Suria 230 kV	30/09/2015	31/12/2019
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV	30/09/2018	20/11/2020
UPME 05-2014 Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	30/09/2018	28/02/2021
UPME 05-2015 Palenque 230 kV	30/11/2017	30/01/2020
UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	30/09/2020	30/04/2022
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	30/11/2019	30/11/2020
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV	30/11/2022	30/11/2022
UPME 01-2018 Segundo Transformador Ocaña 500/230 kV	30/06/2020	30/06/2020
UPME 04-2018 San Juan 220 kV	31/08/2020	31/12/2021
UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV	30/11/2020	30/06/2022
UPME 07-2017 Sabanalarga – Bolívar 500 kV	30/11/2020	30/06/2022
UPME 06-2018 El Río 220 kV	30/11/2020	30/06/2022

4. Listado de proyectos de convocatoria del STR en etapa III

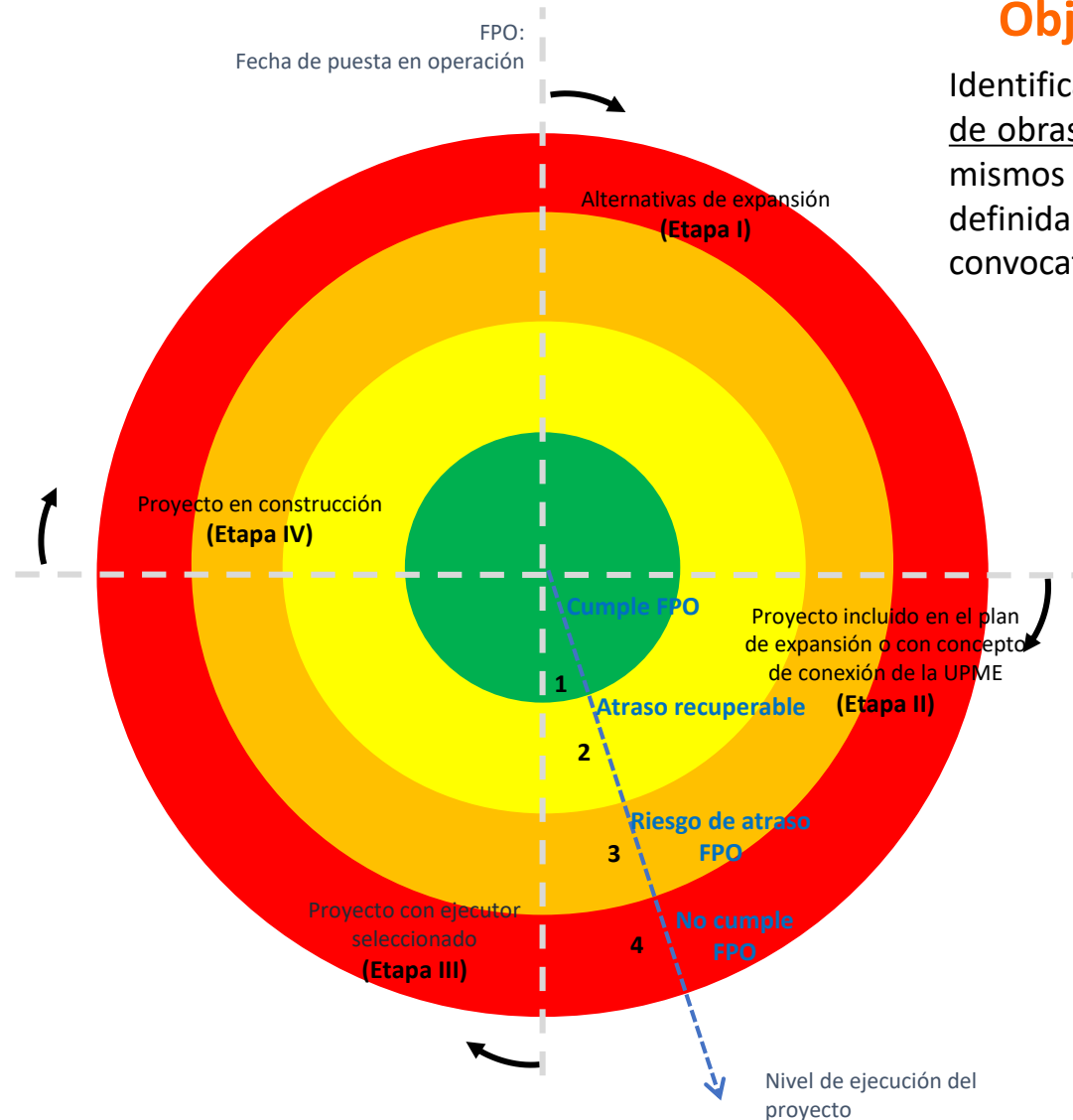
PROYECTO	FPO EN PRIMERA RESOLUCIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN	FPO PREVISTA PREVISTA POR EL EJECUTOR
UPME STR 13-2015 La Loma 110 kV	30/06/2018	30/09/2020
UPME STR 05 - 2017 Segundo Transformador Altamira 230/115 kV	31/03/2019	30/06/2019

Anexo: Proyectos de generación

PROYECTO	EMPRESA	Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
Hidroituango	EPM ESP	Unidad 4: 03/05/2021 Unidad 3: 02/07/2021 Unidad 2: 30/09/2021 Unidad 1: 29/12/2021	71.0%
Ambeima	Energía de los Andes S.A. E.S.P.	01/12/2023	5%
Proyecto Termoyopal 150 MW	TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 SAS ESP	Primera Unidad: 1/12/2022 Segunda unidad: 1/12/2022 Tercera unidad: 1/12/2022	Primera Unidad: 14,23% Segunda unidad: 14,16% Tercera unidad: 15,66%
Porvenir II	CELSIA	2025	100% proceso preconstructivo
La Luna	SLOANE ENERGY GROUP	dic-22	95.50%
Eólico Ipapure	EPM ESP	Feb- 23 Primer aerogenerador Sept- 23 todo el parque	0%
Santodomingo		Oct-2023 primera unidad dic- 2023 segunda unidad	0%
Escuela de Minas	HIDRALPOR	01/08/2019	90%
Windpeshi	ENEL GREEN POWER	30/11/2020	
Solar El Paso		30/06/2019	97%
Kuisa		30/11/2022	
Urraichi		30/11/2022	
Sabanalarga		31/12/2021	
Innercol I	Industria Colombiana de Energía S.A.S E.S.P.		
CAA, CAB CARG	Talasa ProjectCo S.A.S E.S.P.	1/12/2022 *Si bien los tiempos de la construcción de las plantas son 36 meses, según la última indicación de tiempos de la convocatoria STN planteados por la UPME obligarían a un cambio de fecha al 01/12/23. Talasa está gestionando la FPO más realista posible	0%
La Iguana	Castellana de Proyectos Solares S.L.		
La Prosperidad			
Los Colorados II			
El Guayacán			
La Ceiba			
Los Morrosquillos I			
Los Morrosquillos II			
Camelia, Camelia 1 y Camelia 2	BEGONIA POWER	2023	En proceso de actividades de preconstrucción
Acacia 2		2021	30% proceso preconstructivo
Piedra del Sol	ISAGEN		

PROYECTO	EMPRESA	Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
Parque eólico Guajira I y WSP 01			
Palagua			
Solar Polonuevo	TECHNOELITE GREEN ENERGY SAS		
AS I Baranoa			
Parque eólico Irraipa	AES CHIVOR Y CIA SCA ESP	28/02/2023	10%
Parque eólico Carrizal		28/02/2023	8%
Parque eólico Casa Eléctrica		01/12/2022	8%
Parque eólico Apotolorrú		28/02/2023	5%
Proyecto Chili	Energías del Río Chili SAS ESP	dic-24	5%
Proyecto de cogeneración Incauca 60 MW en la subestación La Cabaña	INCAUCA SAS	20/12/2020	15%
Proyecto Latam Solar La Loma	EGP Fotovoltaica La Loma SAS	31/03/2021	0%
Bosques solares de Bolívar 500	SOLAR GREEN ENERGÍAS RENOVABLES		
Bosques solares de Bolívar 501			
Bosques solares de Bolívar 502			
ampliación de CEN de Termopaipa IV	SOCHAGOTA S.A. E.S.P.		
PCH Monte Bonito	LATINCO		
PCH Violetas			
Parque solar fotovoltaico WIMKE de 76 MW	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO WIMKE SAS	31/12/2023	46%
Parque solar fotovoltaico Fundación SAS	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO FUNDACION SAS	31/12/2020	38%
Proyecto hidroeléctrico del Río Aures	HIDROELÉCTRICA DEL RÍO AURES S.A. E.S.P.		
Puerto Solo	Puerto Solo Buenaventura S.A.		
El Tesorito	Proeléctrica del Archipiélago SAS ESP	01/12/2022	2%
Granja Solar Palmaseca	Energías renovables del Valle SAS ESP	01/04/2020	36%
Aumento de capacidad	Termovalle SAS ESP	01/01/2020	38%
Ampliación a 566,15 MW	Termocandelaria	30/11/2022	0%
Proyecto Miel II	Promotora Miel II SAS ESP	01/12/2022	0%
Caracolí	Ralos Blaud Energy Colombia SAS	01/12/2021	0%

Radar de seguimiento proyectos de expansión



Objetivo

Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos y el impacto de los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

Metodología

Clasificación proyectos: en etapas
Variables a monitorear: Nivel de ejecución del proyecto respecto al cronograma establecido e Impacto por la entrada o atraso del proyecto.

Impacto Operativo

- ▲ Aumento de Confiabilidad - A
- ▲ Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B
- ▲ Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C
- ▲ Disminución DNA - D

