

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-009
Jueves, 02 de Mayo de 2024



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 02 de mayo de 2024**

AGENDA

1 - SEGUIMIENTO A VARIABLES

2 – SEGUIMIENTO MEDIDAS

3- EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

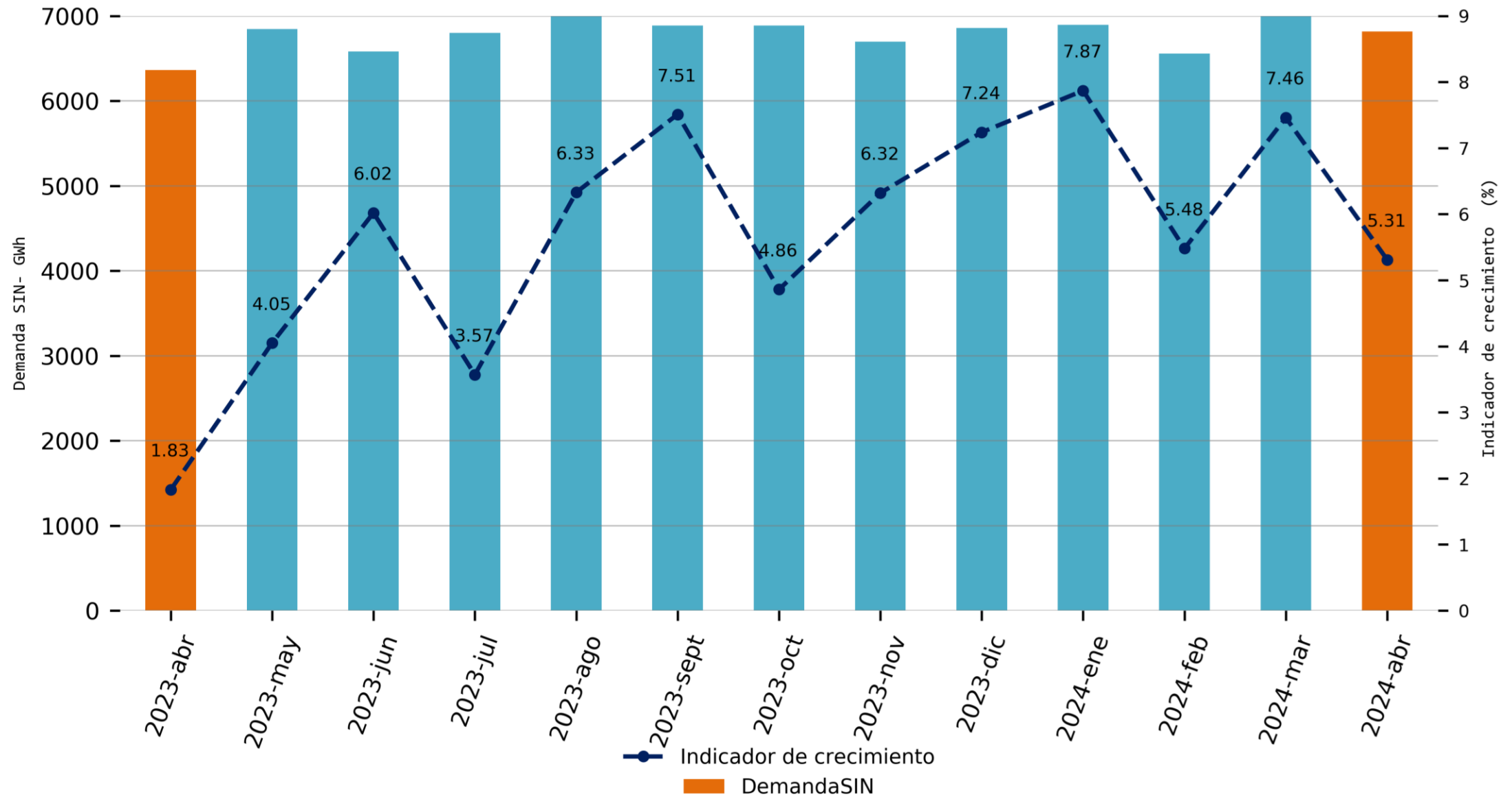
4 – SITUACIONES OPERATIVAS

1 – SEGUIMIENTO A VARIABLES

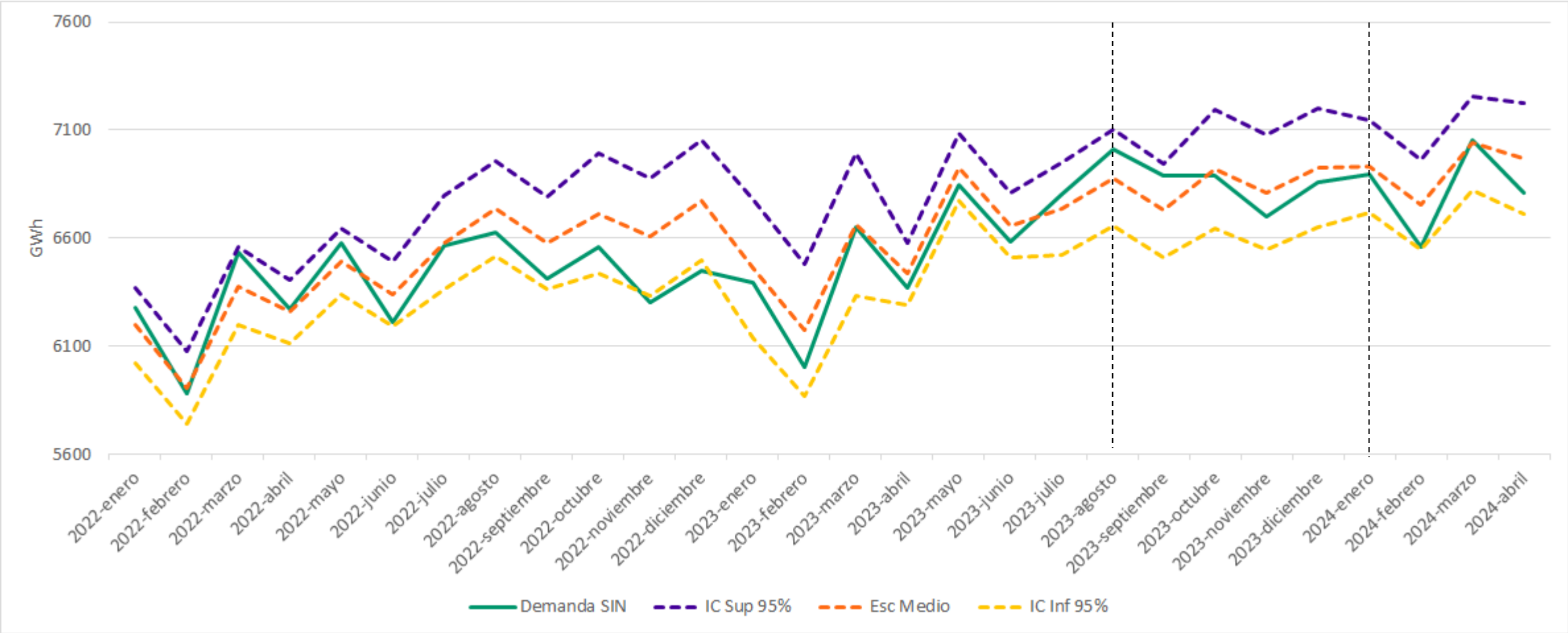


**¿Cómo ha venido
evolucionando la demanda
de energía?**

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



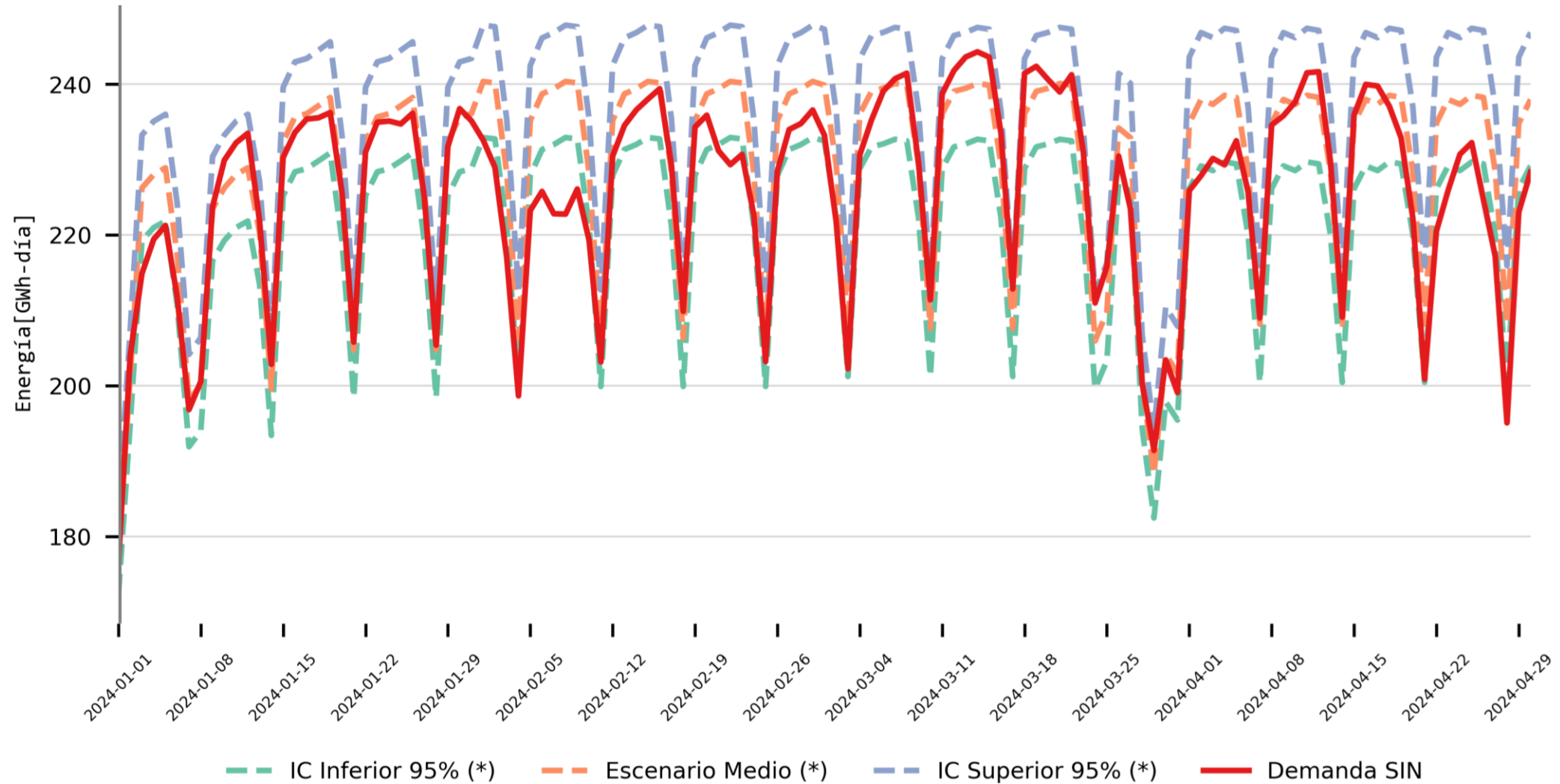
Seguimiento Mensual Demanda



(*) IC inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME.
Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en septiembre de 2022, para los valores posteriores al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME de julio de 2023 y para los valores posteriores al 1 de enero de 2024 se consideran las proyecciones UPME de enero de 2024

*Se estima un valor de demanda del 30 de abril de 223 GWh

Seguimiento Diario Demanda



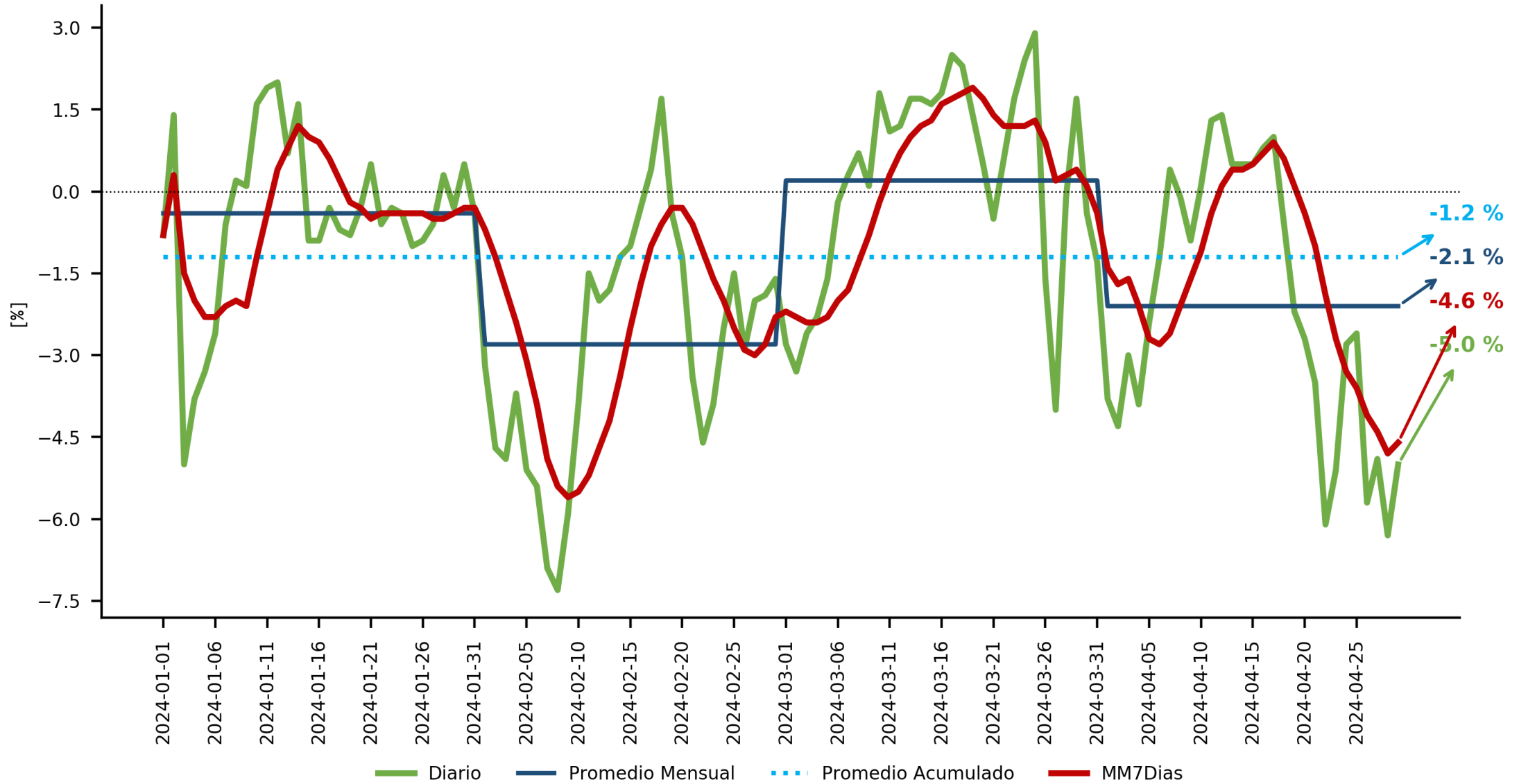
(*) IC inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME.

Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de enero de 2024 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en agosto de 2023 y para los valores posteriores al 1 de enero de 2024 son consideradas las proyecciones UPME de enero del 2024.

Información hasta el 2024-04-30

Información actualizada el 2024-05-02

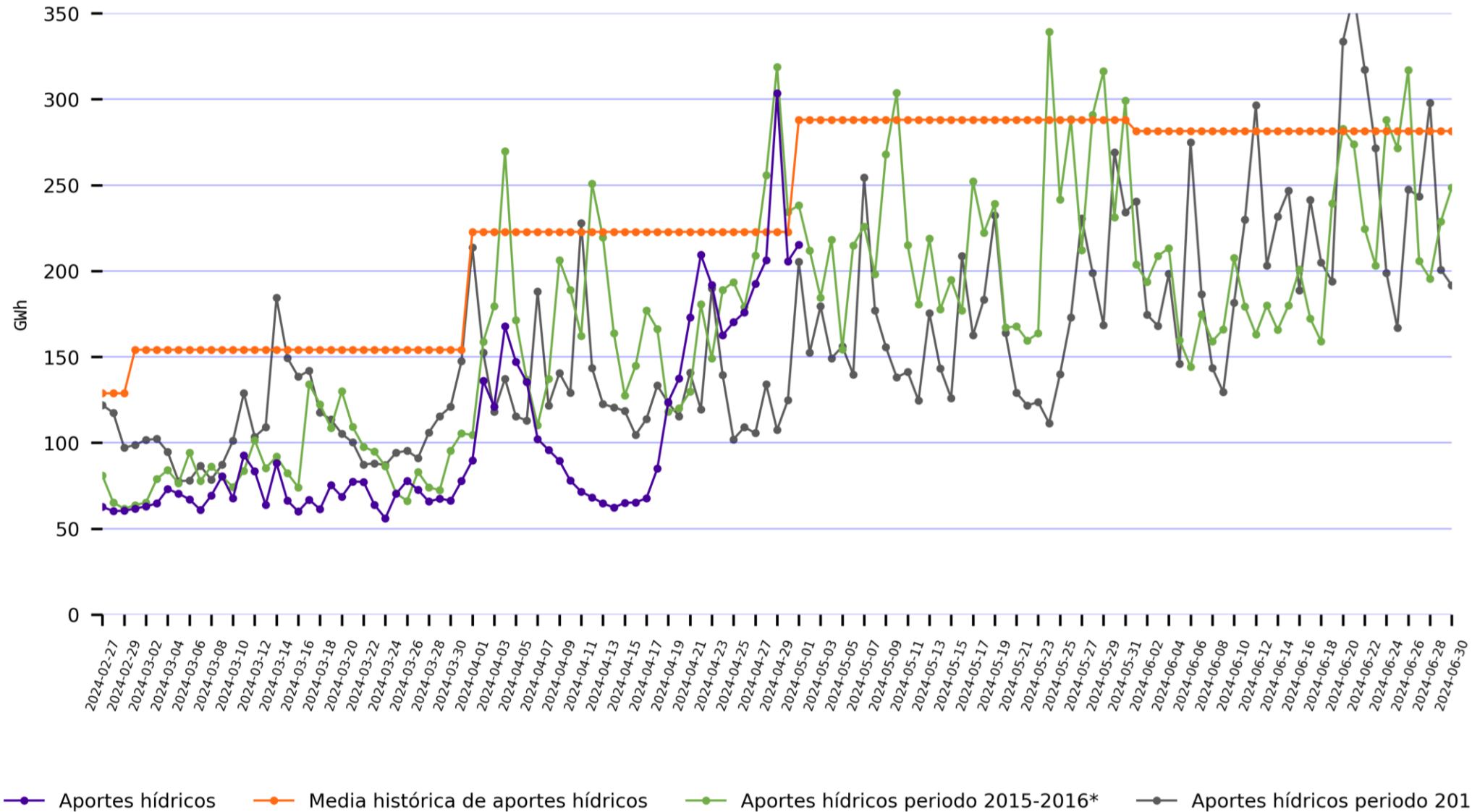
Seguimiento Diaria Demanda



¿Cómo está la situación energética?

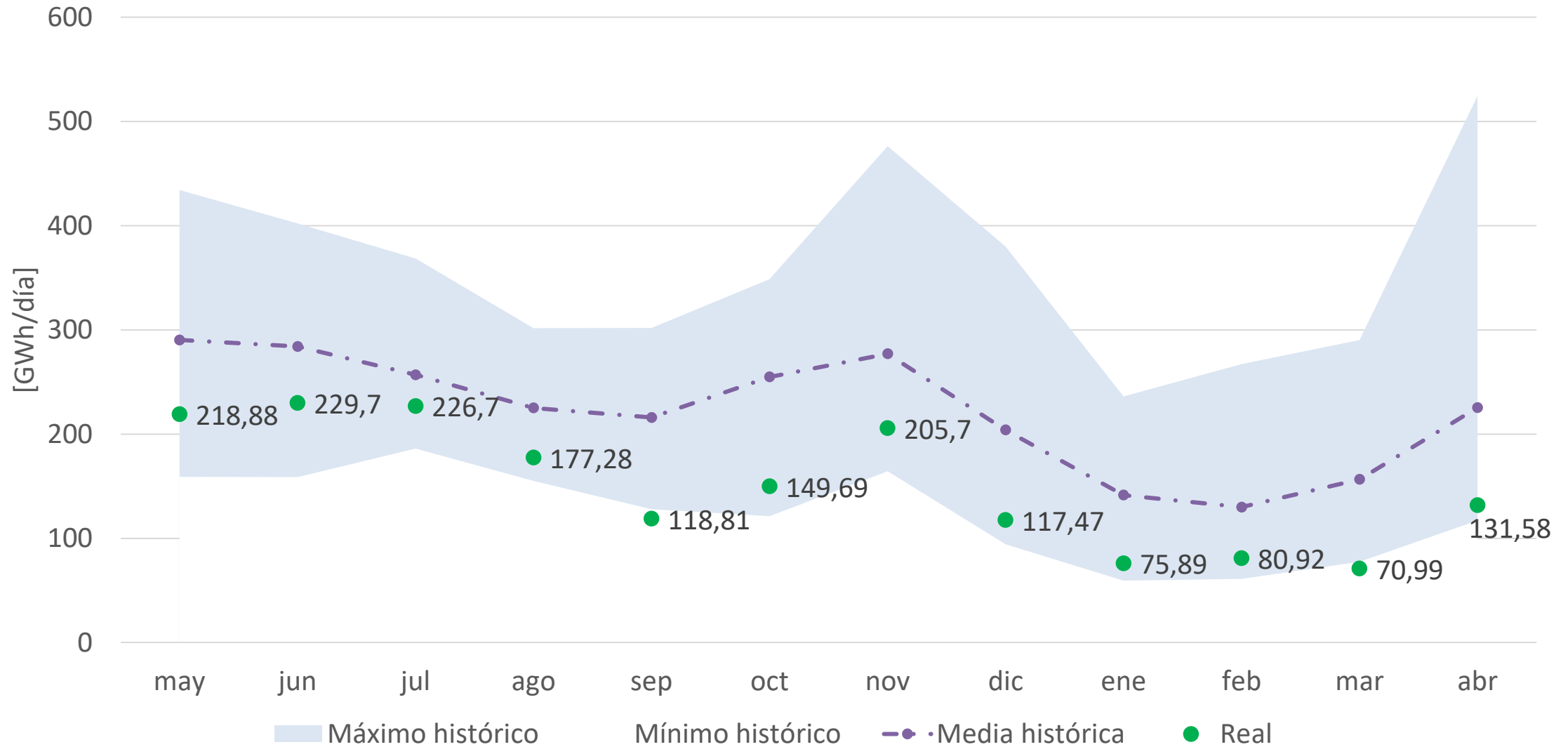


Aportes hídricos diarios

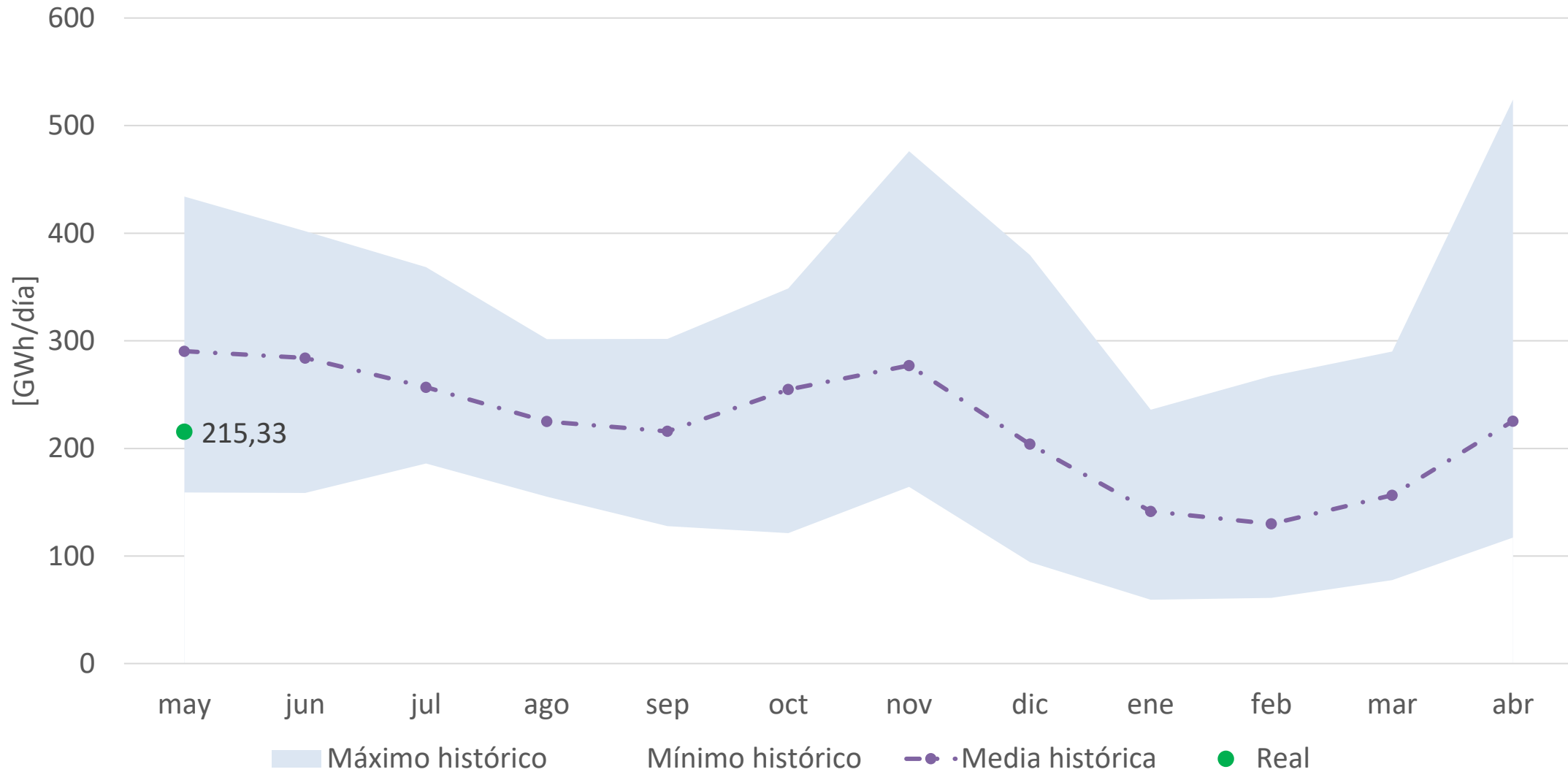


*información 2015-2016 y 2019-2020 es calculada a partir de los valores % respecto a la media histórica de su momento aplicados a la media histórica actual.

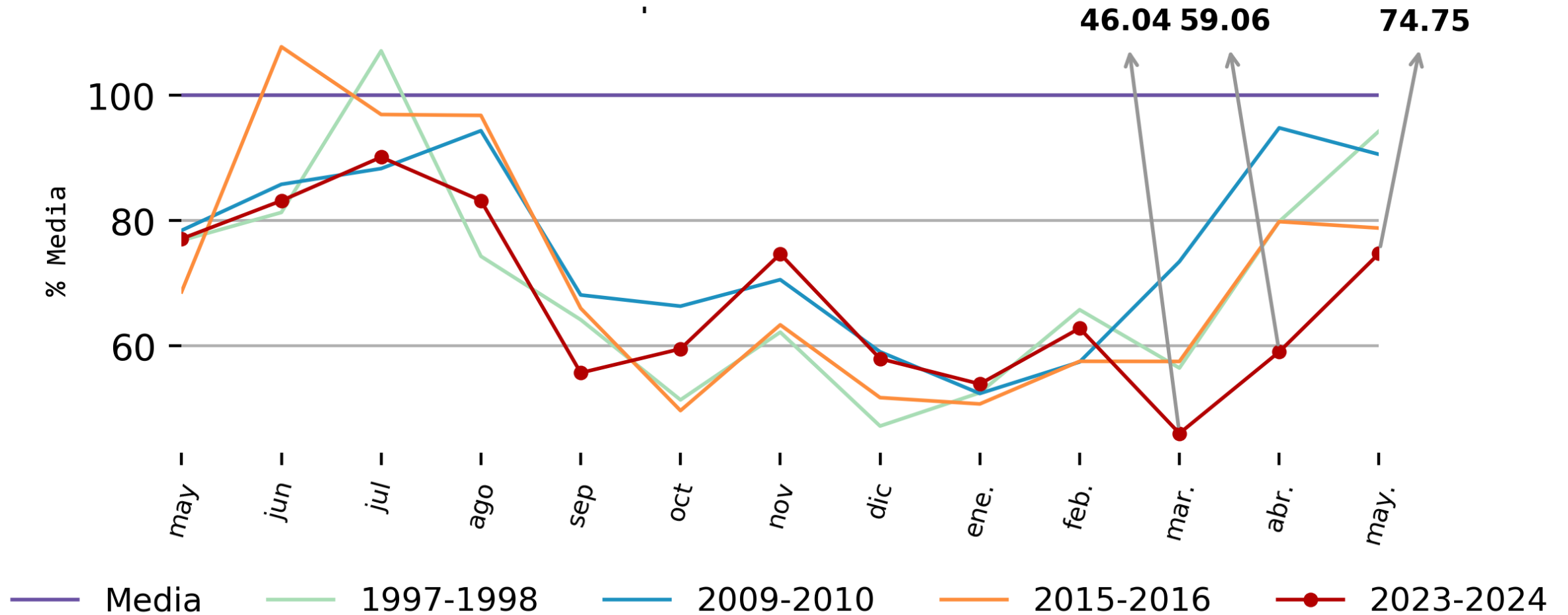
Aportes históricos (desde 1982) vs Aportes reales (mes actual)



Aportes históricos (desde 1982) vs Aportes reales (mes actual)

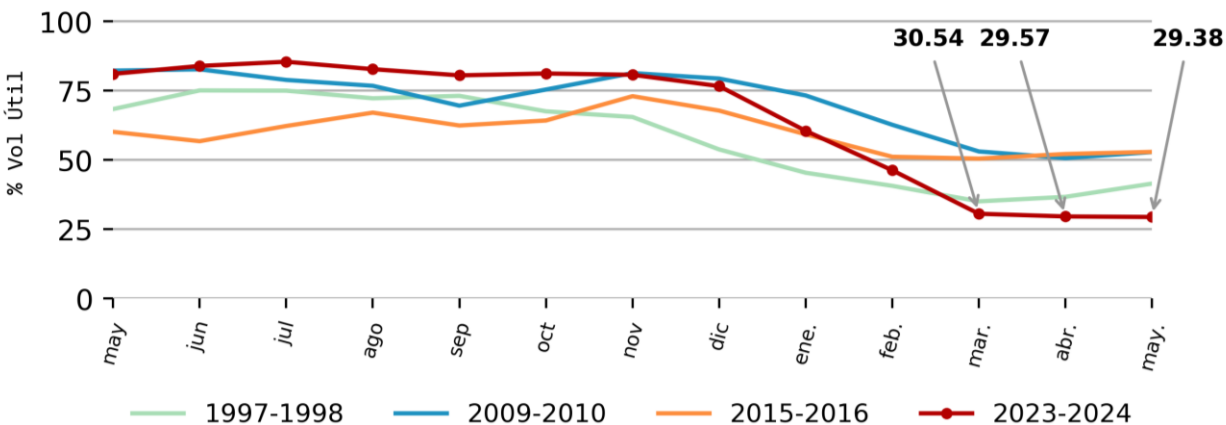


Aportes hídricos

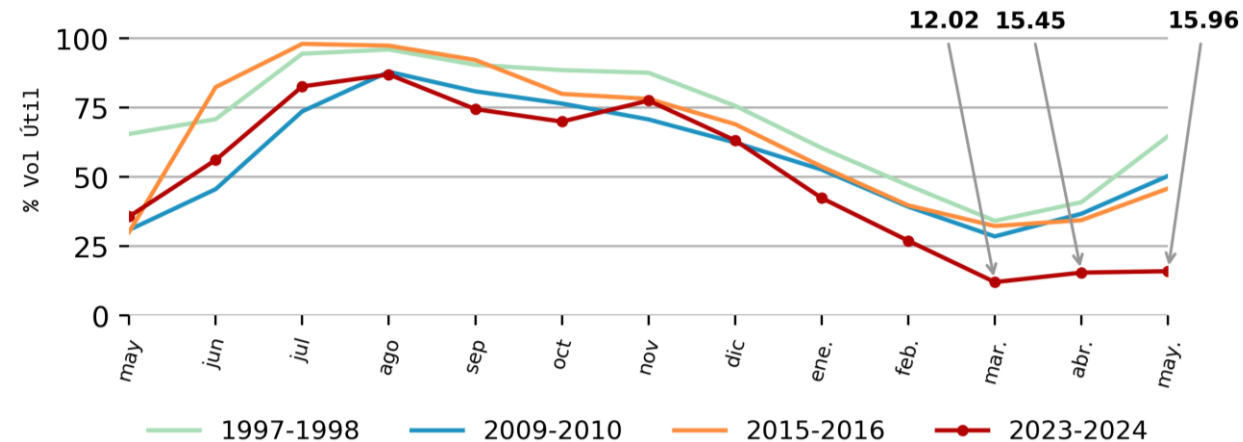


Evolución de reservas por regiones

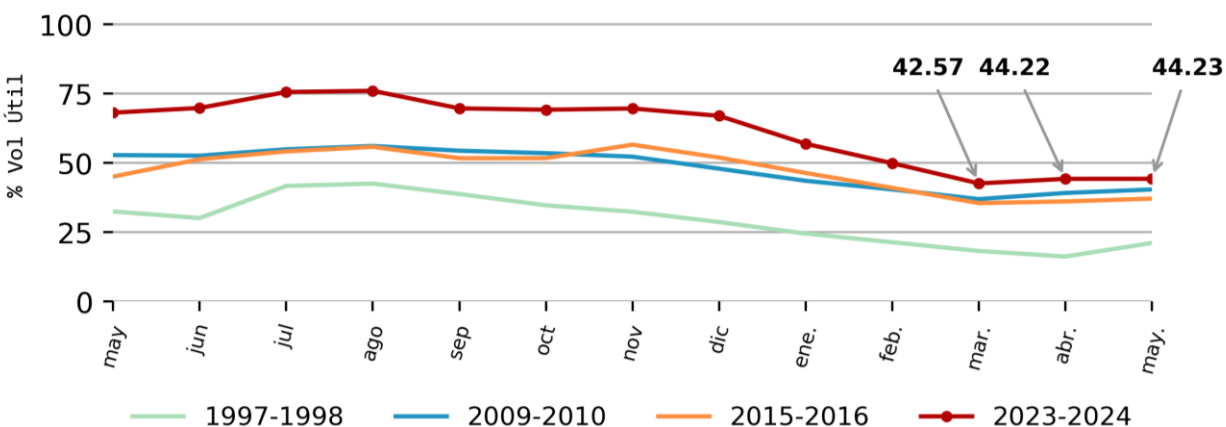
Antioquia 32.14%



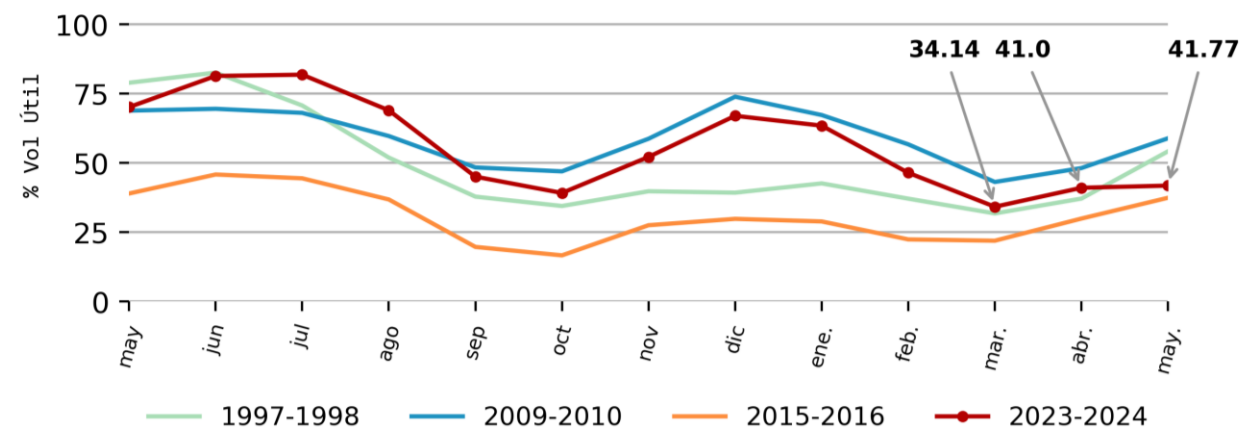
Oriente 9.88%



Centro 49.14%



Valle 5.73%

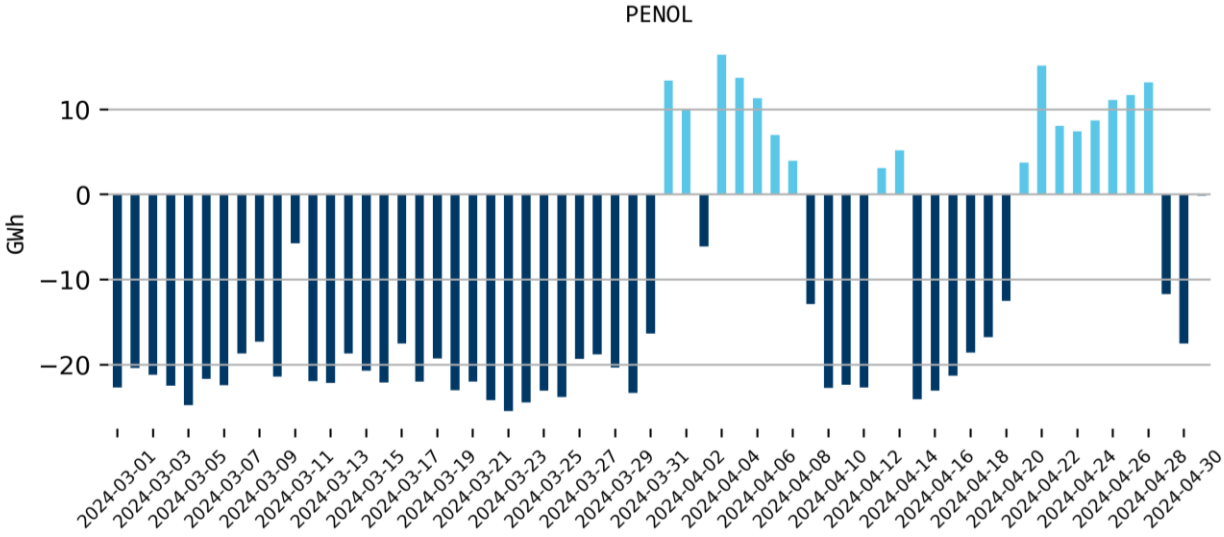


Información hasta el 2024-05-01
Información actualizada el 2024-05-02

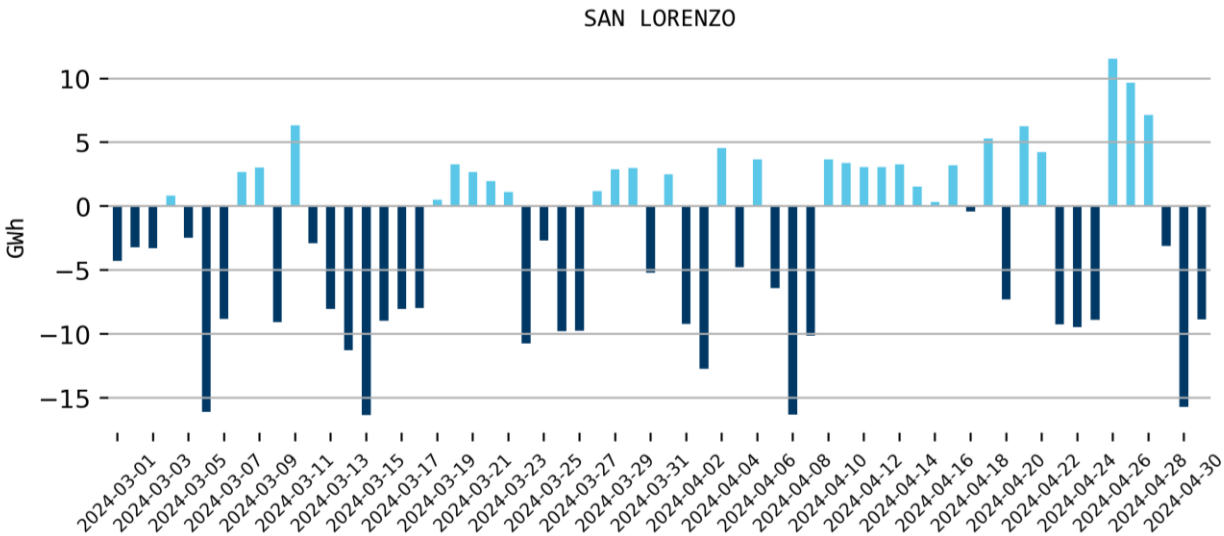
Los porcentajes que acompañan el título de cada gráfica representan la participación en reservas de cada región respecto al total del país para la fecha 2024-05-01

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

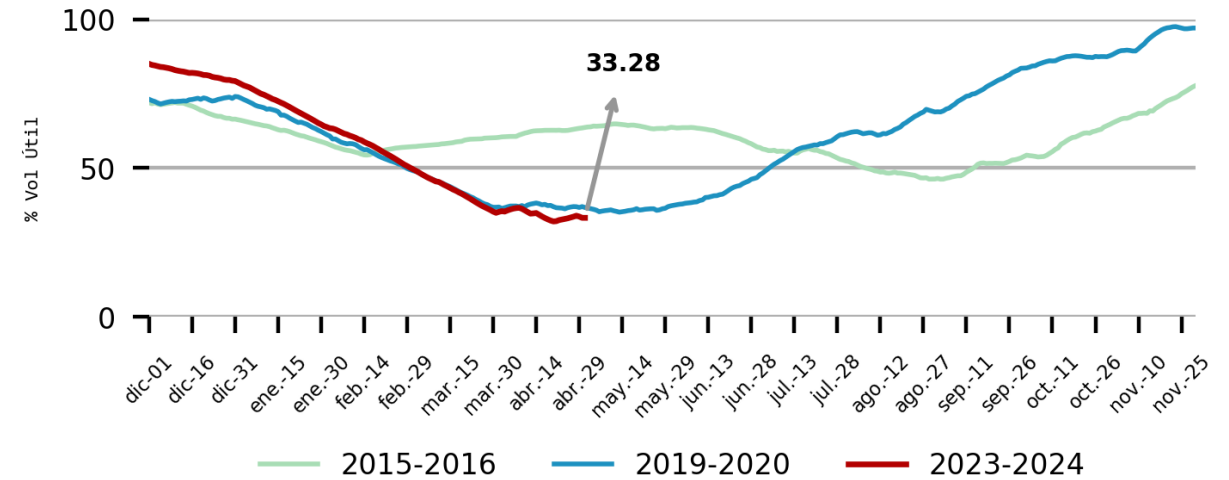
PENOL



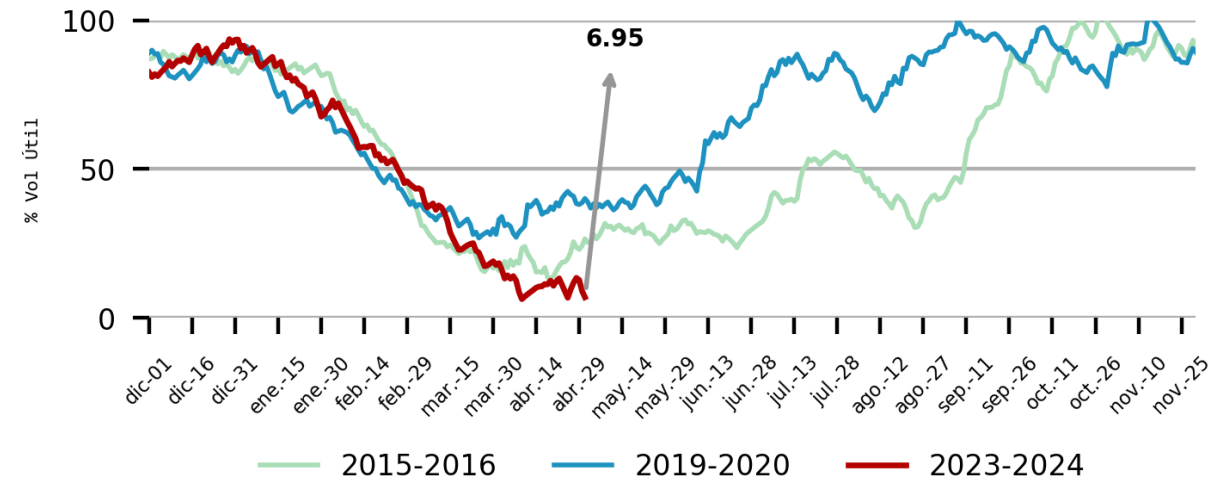
SAN LORENZO



PENOL - Mín. histórico: 33.28% -> 01 de mayo de 2024



SAN LORENZO - Mín. histórico: 6.72% -> 07 de mayo de 2005

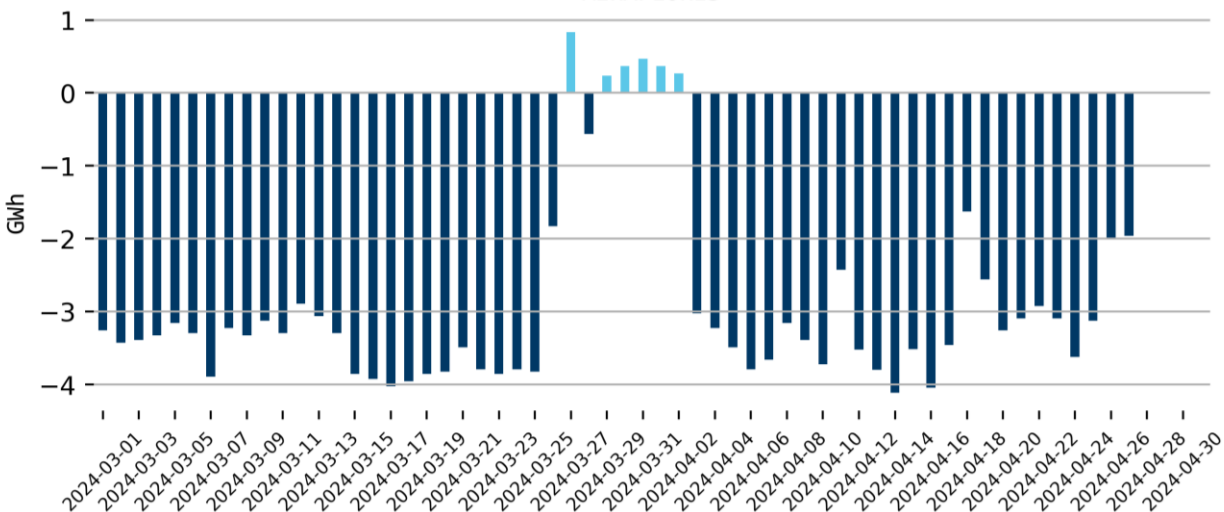


Información hasta el 2024-05-01

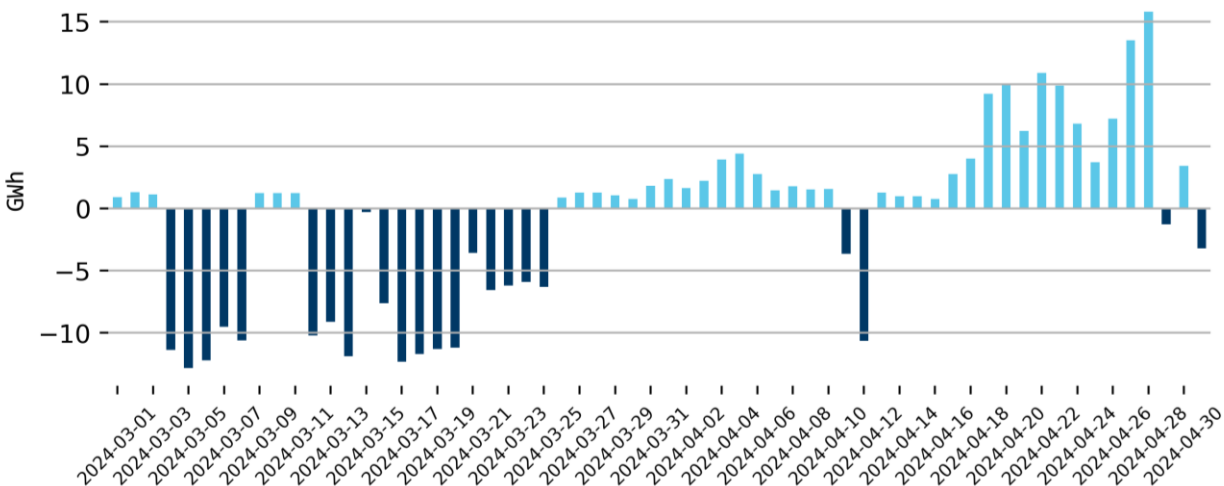
Información actualizada el 2024-05-02

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

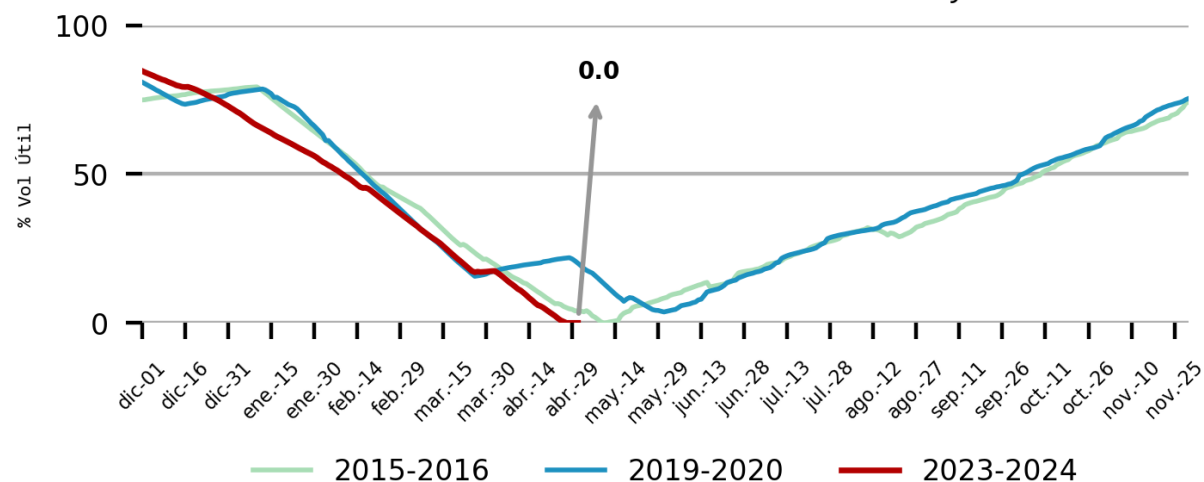
MIRAFLORES



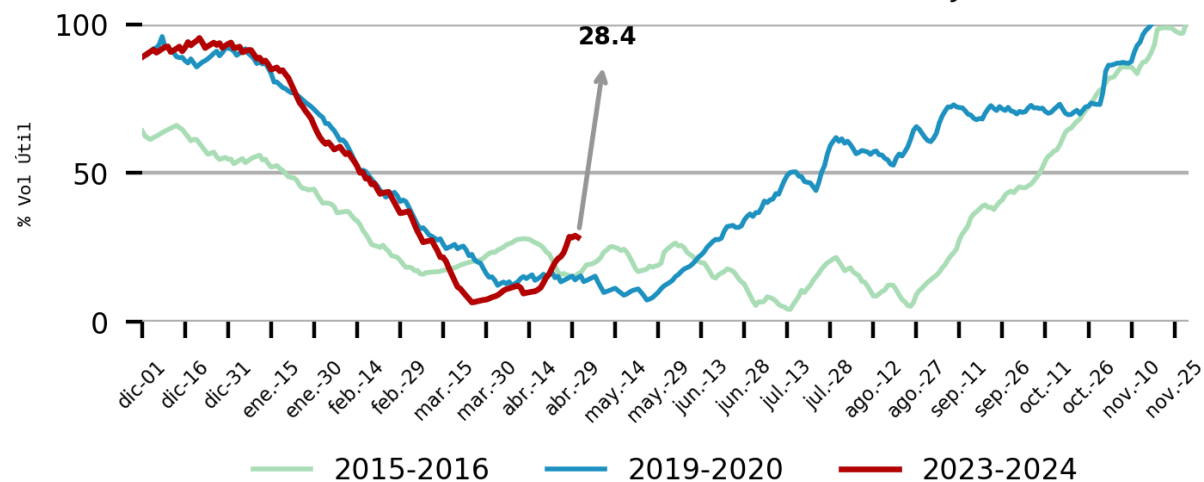
RIOGRANDE2



MIRAFLORES - Mín. histórico: 0.66% -> 14 de mayo de 2016



RIOGRANDE2 - Mín. histórico: 7.37% -> 25 de mayo de 2020

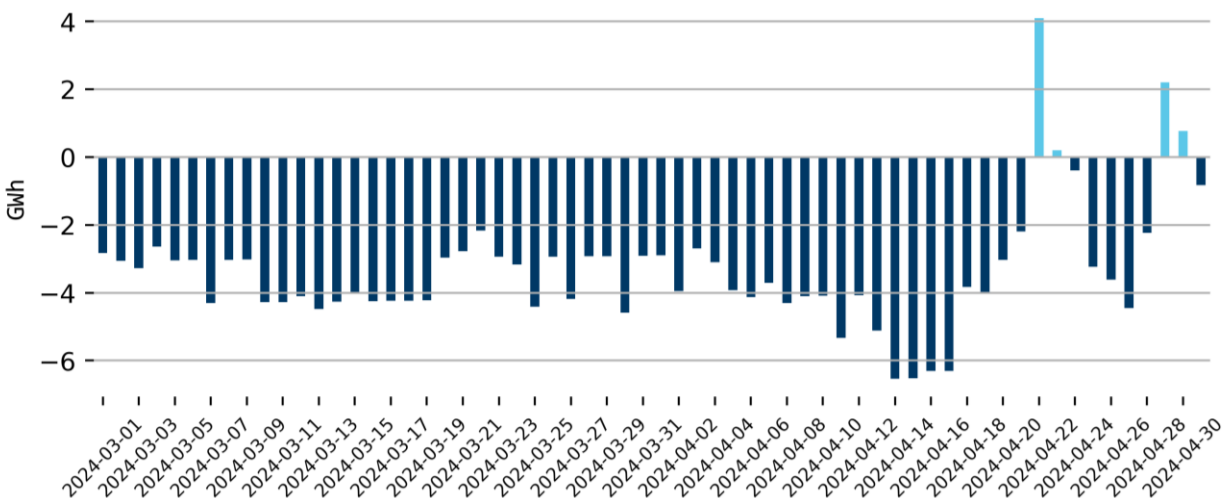


Información hasta el 2024-05-01

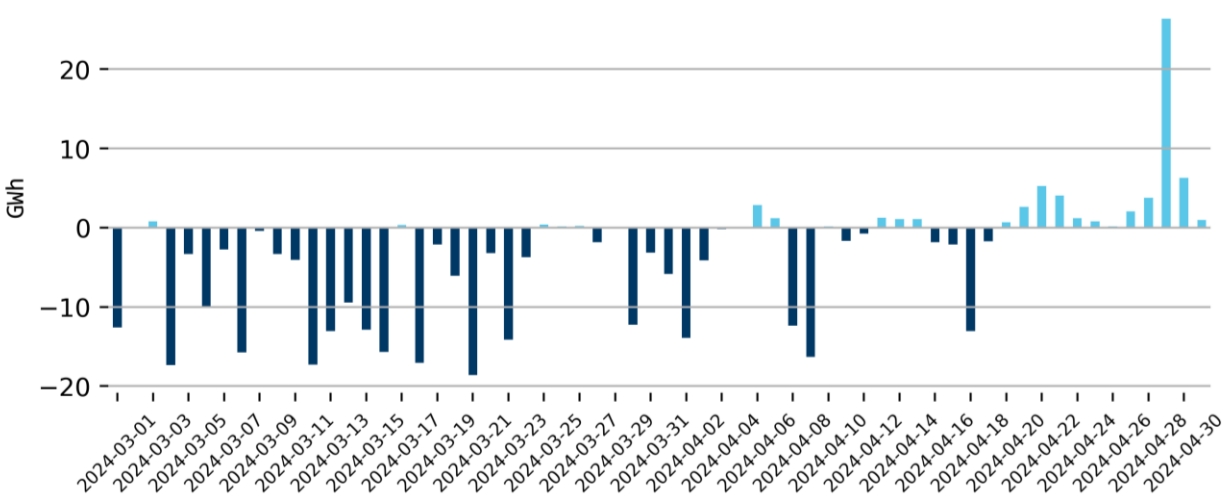
Información actualizada el 2024-05-02

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

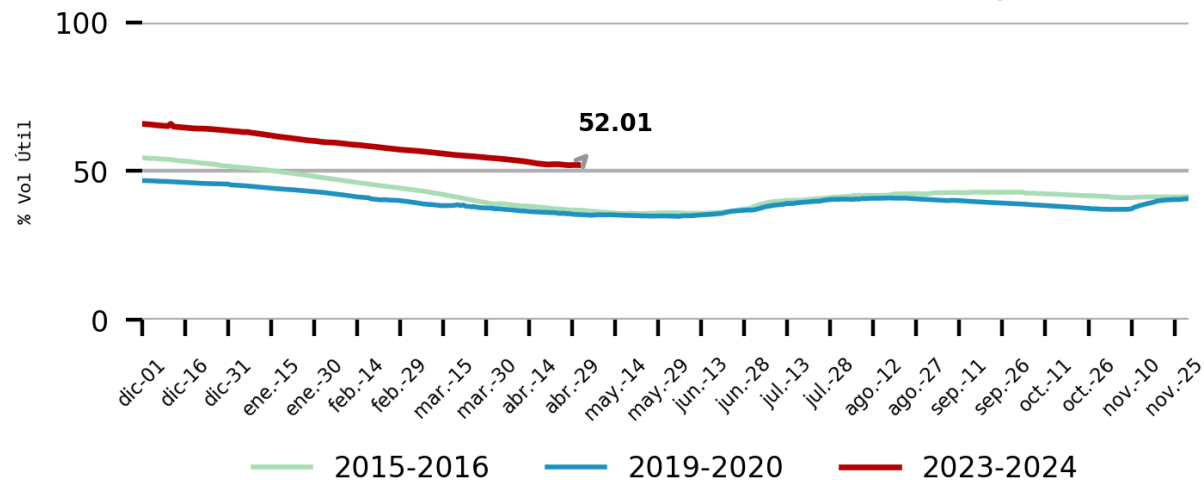
AGREGADO BOGOTA



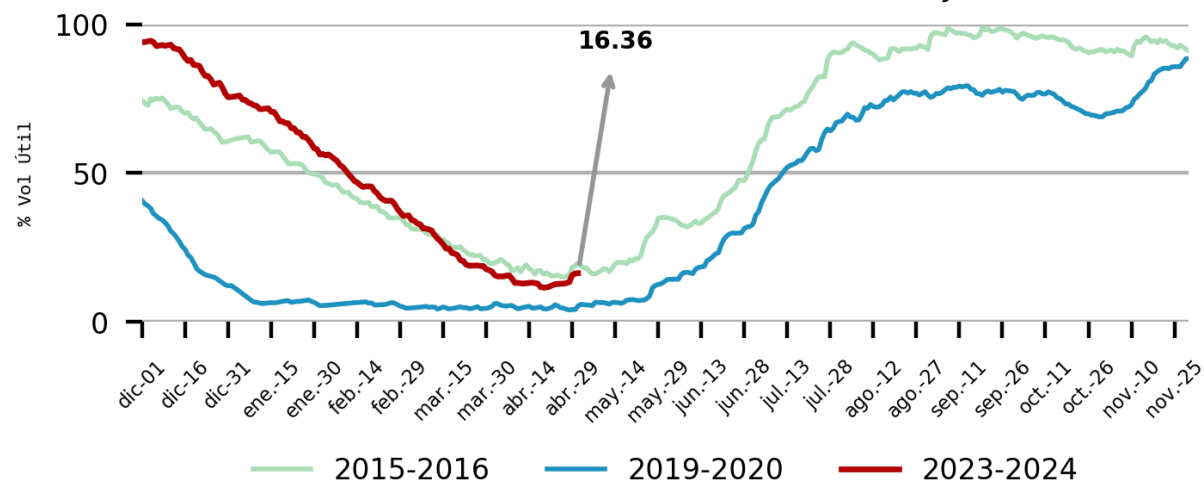
ESMERALDA



AGREGADO BOGOTA - Mín. histórico: 31.98% -> 01 de mayo de 2018



ESMERALDA - Mín. histórico: 5.34% -> 01 de mayo de 2020

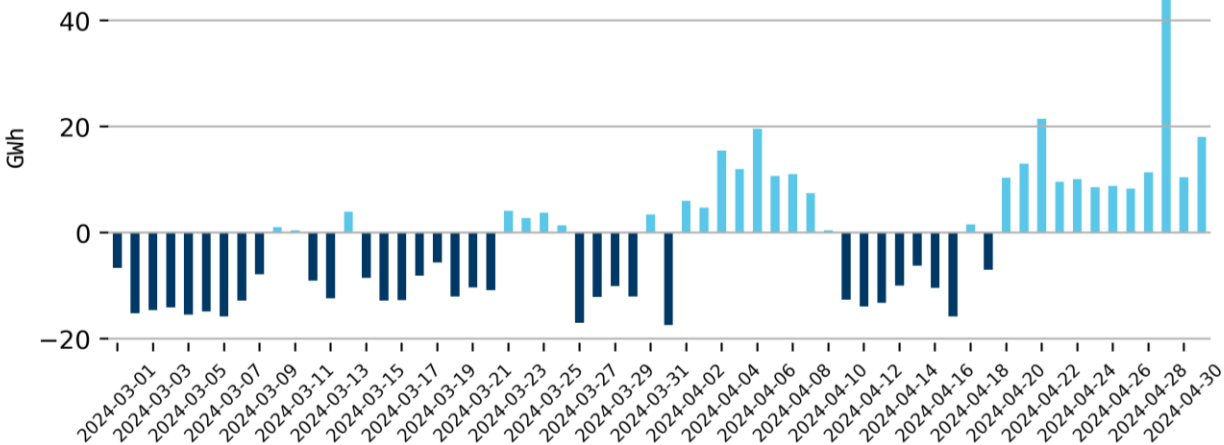


Información hasta el 2024-05-01

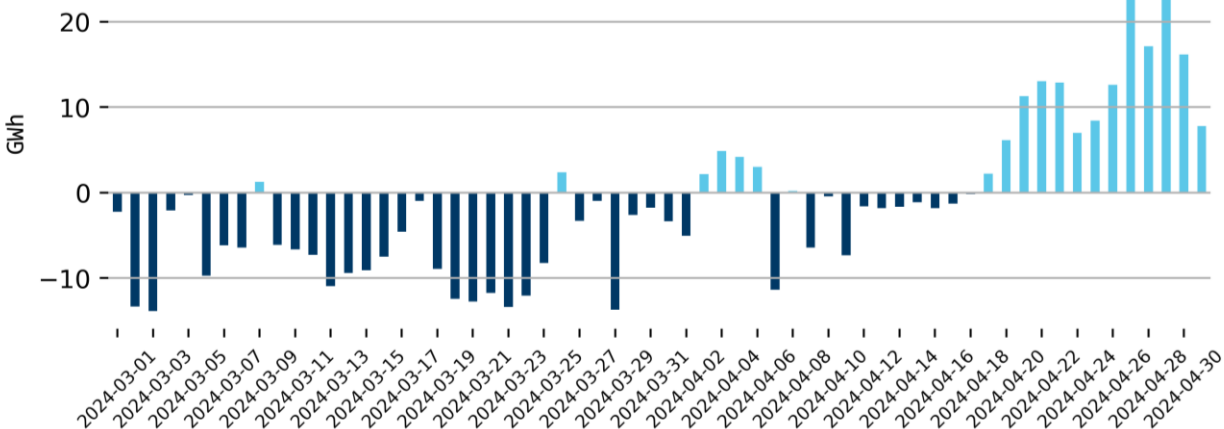
Información actualizada el 2024-05-02

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

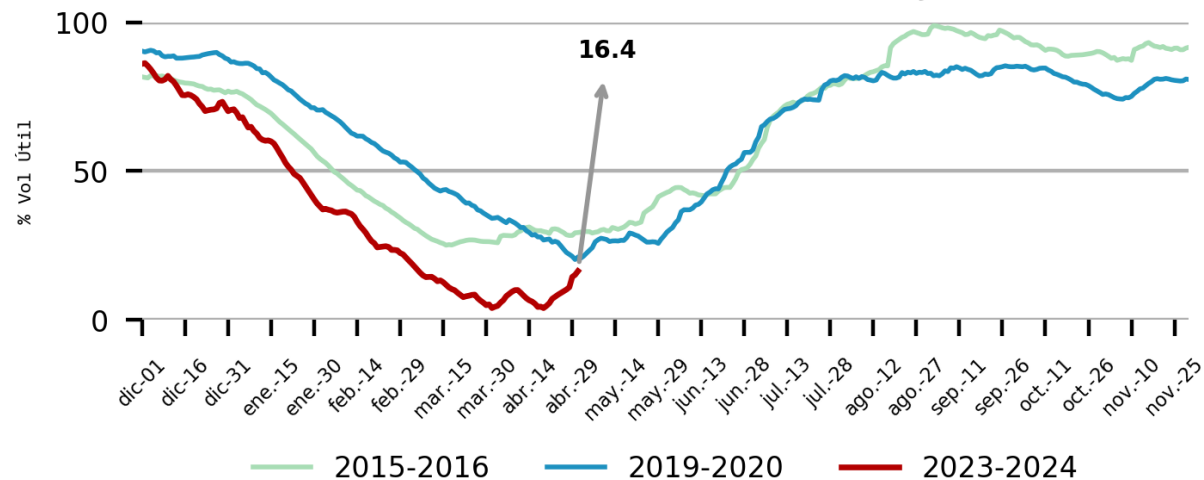
GUAVIO



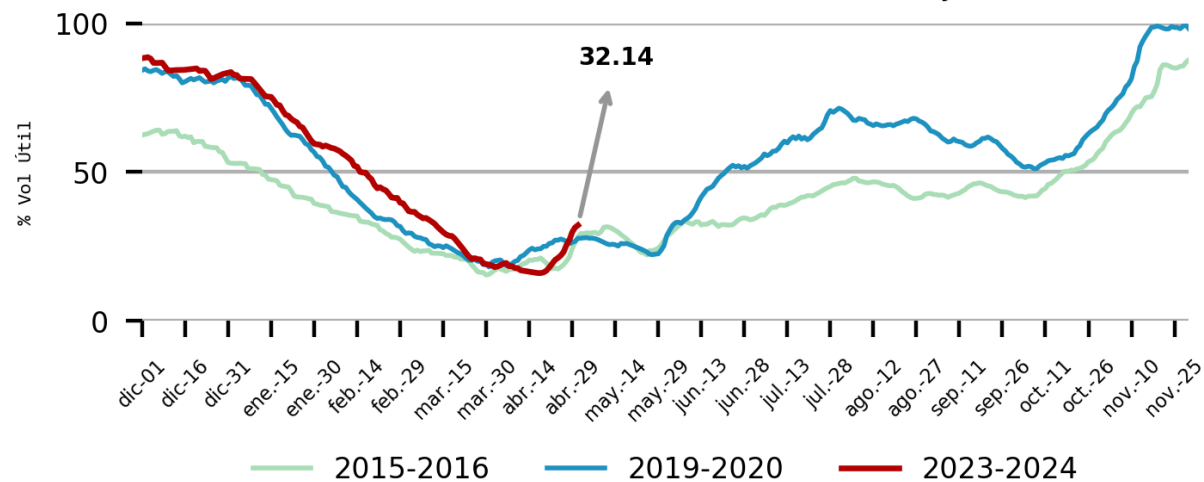
TOPOCORO



GUAVIO - Mín. histórico: 16.4% -> 01 de mayo de 2024



TOPOCORO - Mín. histórico: 22.14% -> 25 de mayo de 2016

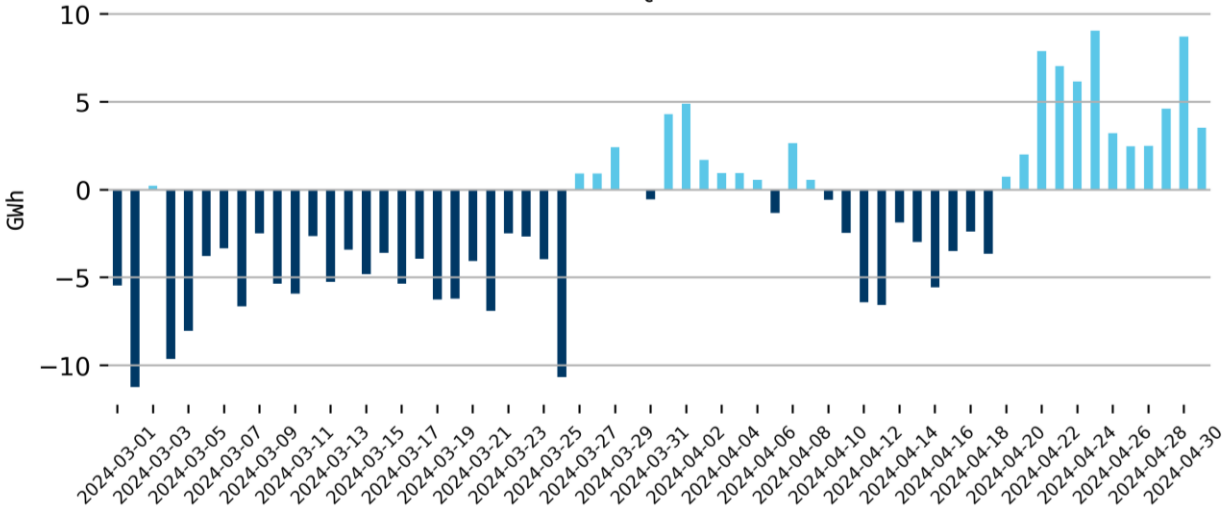


Información hasta el 2024-05-01

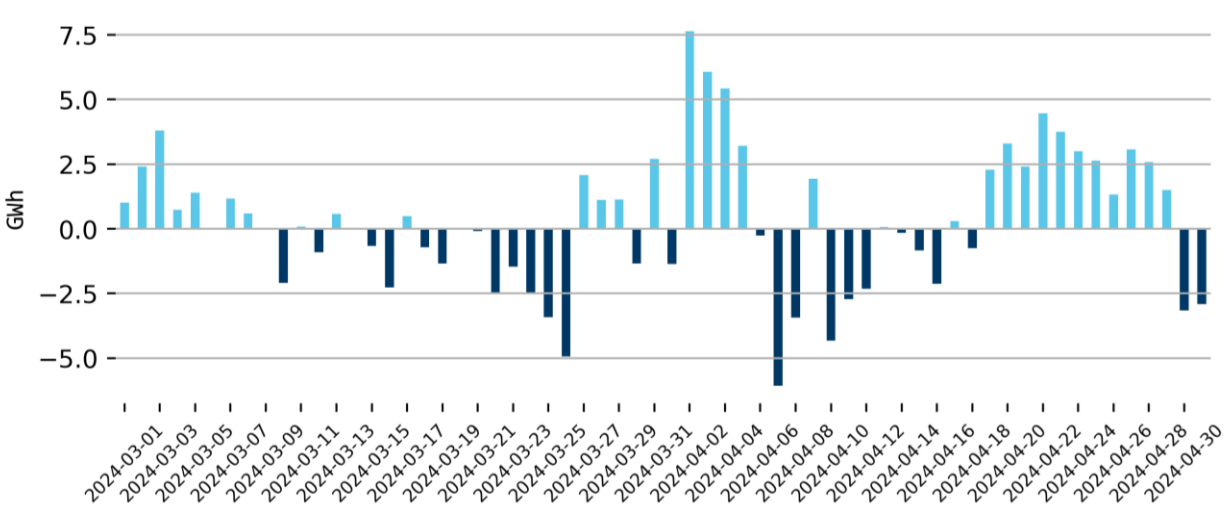
Información actualizada el 2024-05-02

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

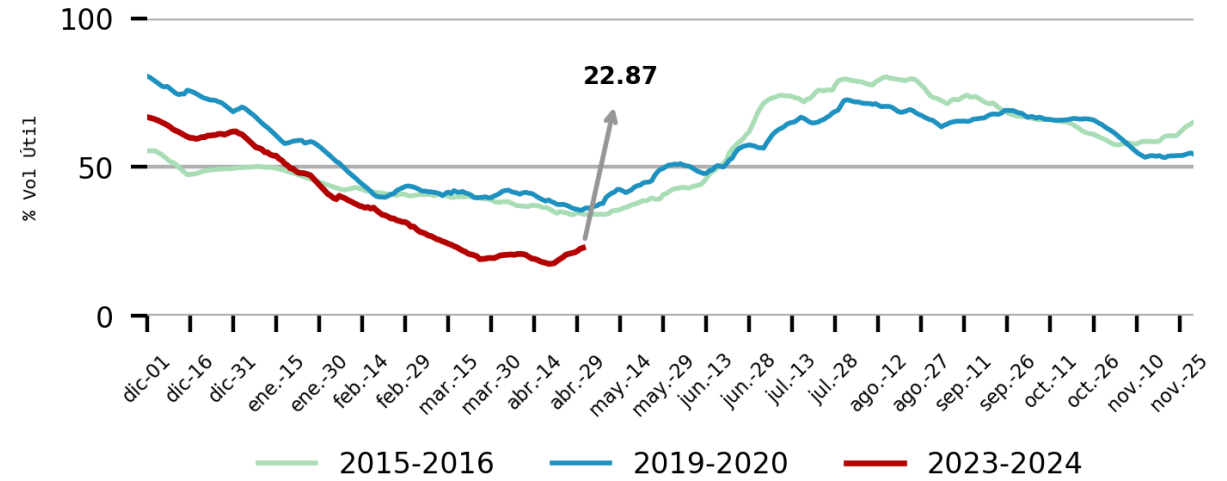
EL QUIMBO



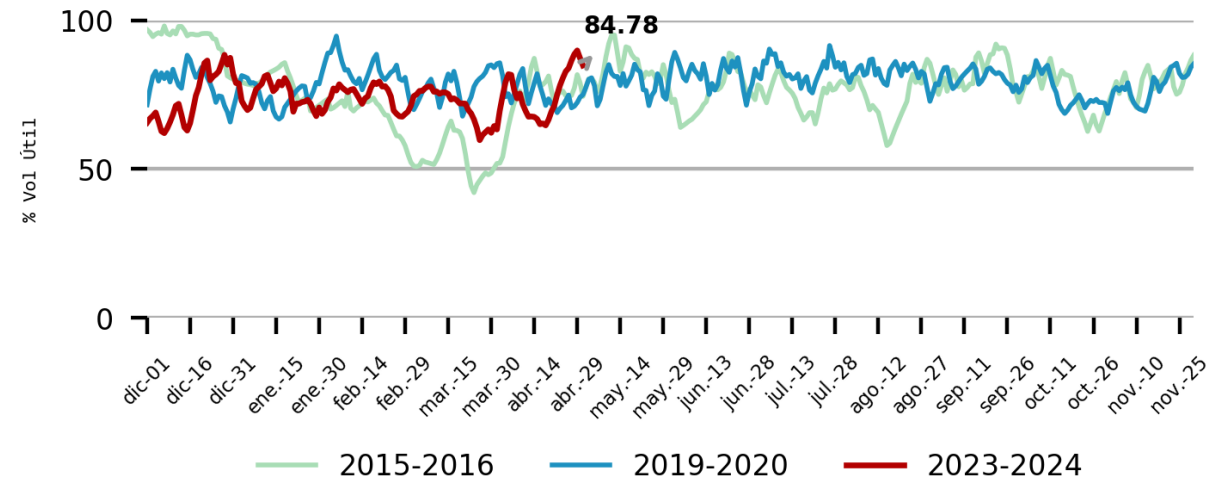
BETANIA



EL QUIMBO - Mín. histórico: 22.87% -> 01 de mayo de 2024



BETANIA - Mín. histórico: 48.62% -> 27 de mayo de 2004

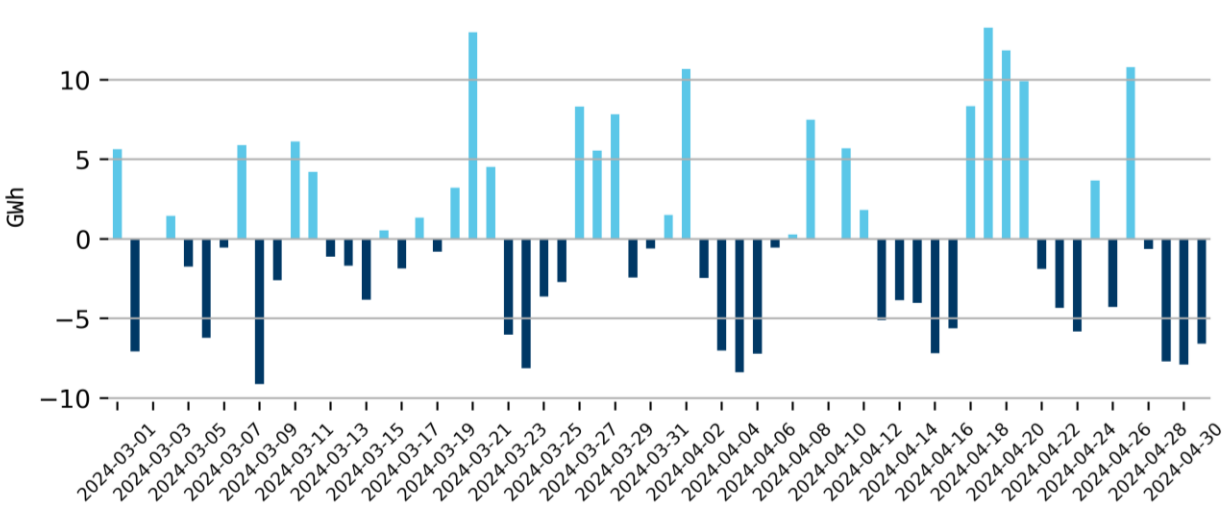


Información hasta el 2024-05-01

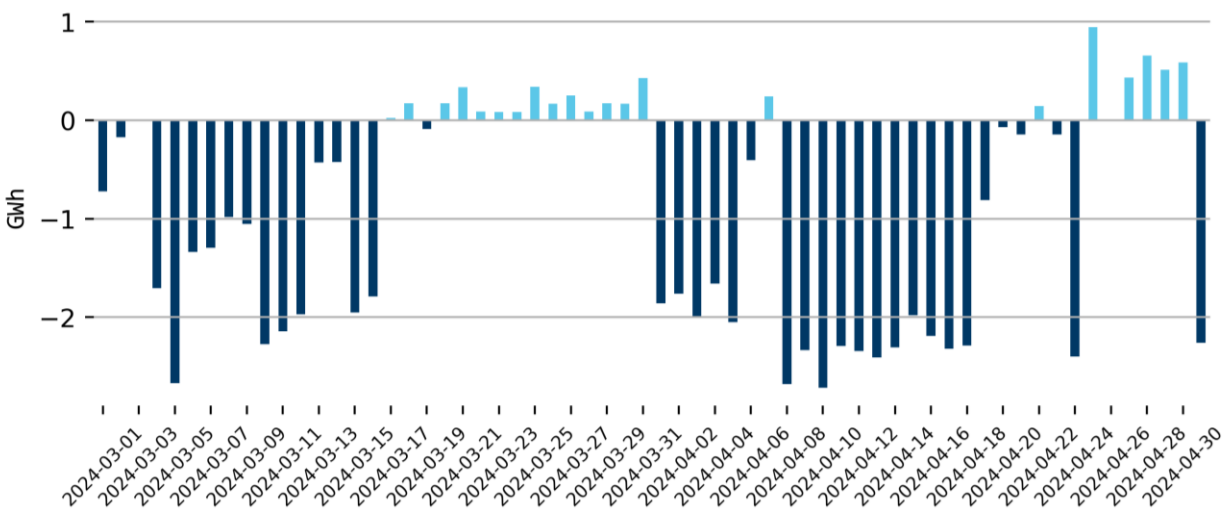
Información actualizada el 2024-05-02

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

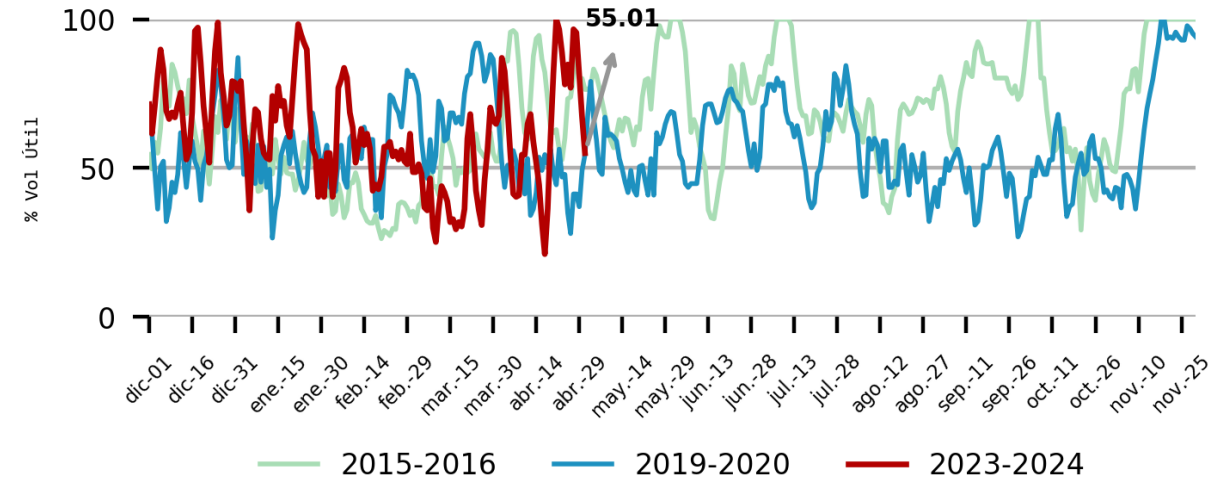
MUNA



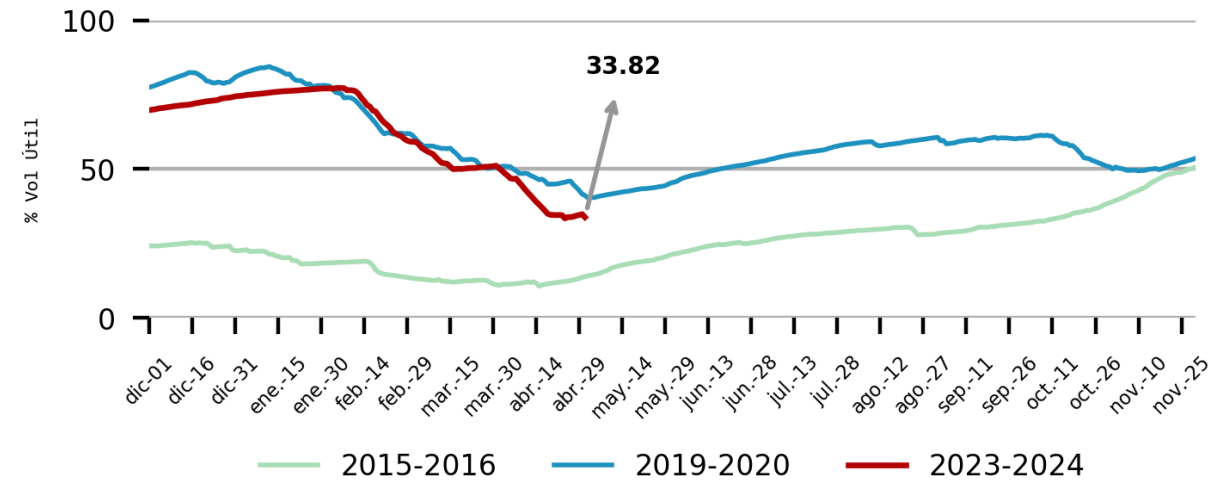
CALIMA1



MUNA - Mín. histórico: 32.04% -> 29 de mayo de 2019



CALIMA1 - Mín. histórico: 13.85% -> 01 de mayo de 2016



Información hasta el 2024-05-01

Información actualizada el 2024-05-02

Situación Reporte información Operativa

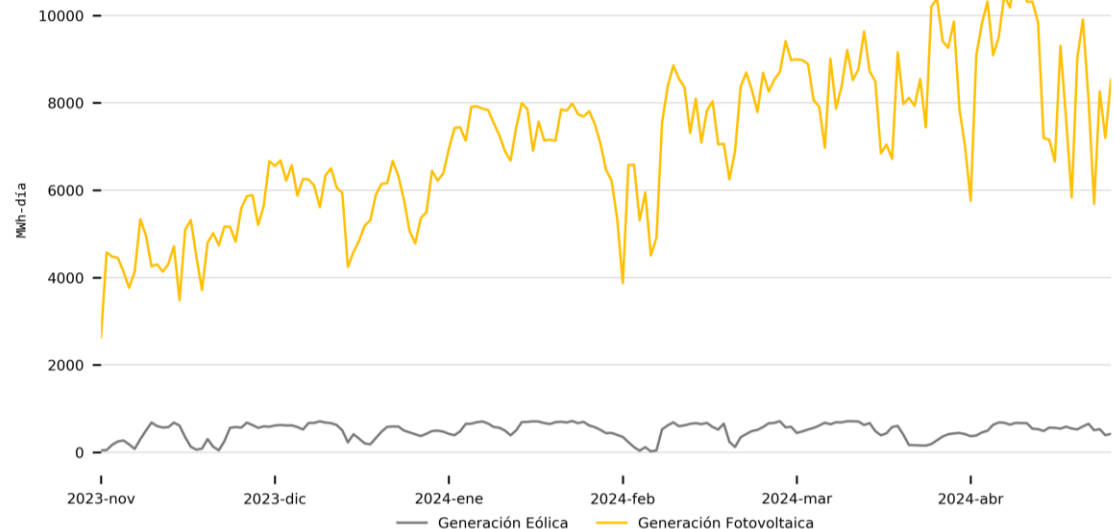
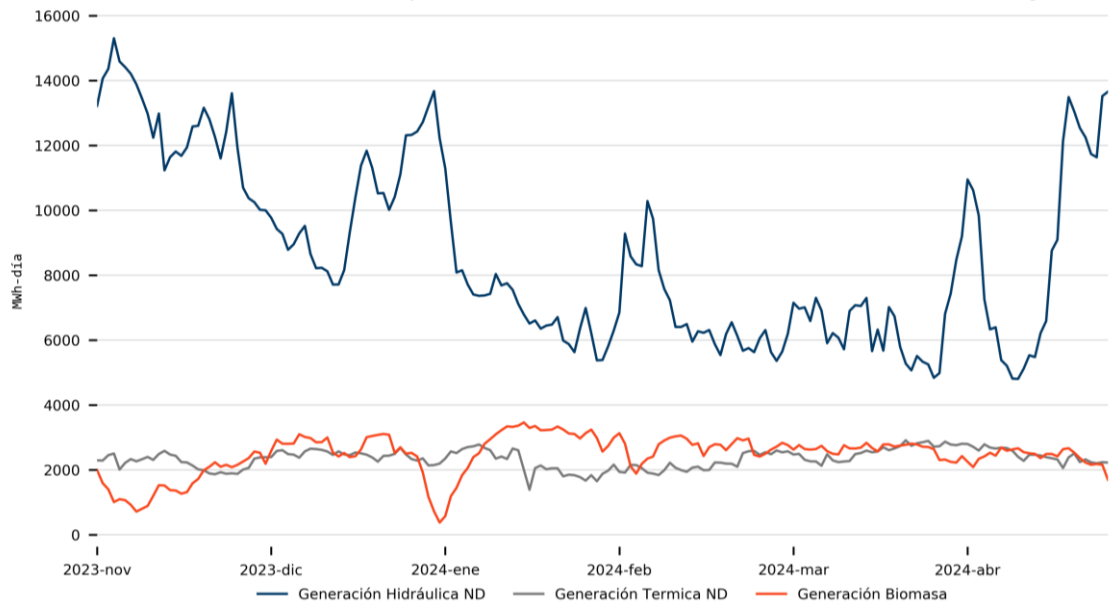


En las últimas semanas se han presentado reportes errados de niveles de embalse o Aportes en: Embalse San Lorenzo, Embalse Agregado Bogota y Aportes y nivel embalse Miraflores.

Dada la condición actual del sistema y lo sensible de la información operativa que se pública y utiliza para la aplicación de resoluciones vigentes, se recomienda a todos los agentes:

Garantizar la calidad de las mediciones de aportes y nivel de embalses, parámetros de plantas y las variables requeridas para la planeación operativa energética, de forma que se cuente con la mejor información disponible.

Generación plantas menores y FERNC

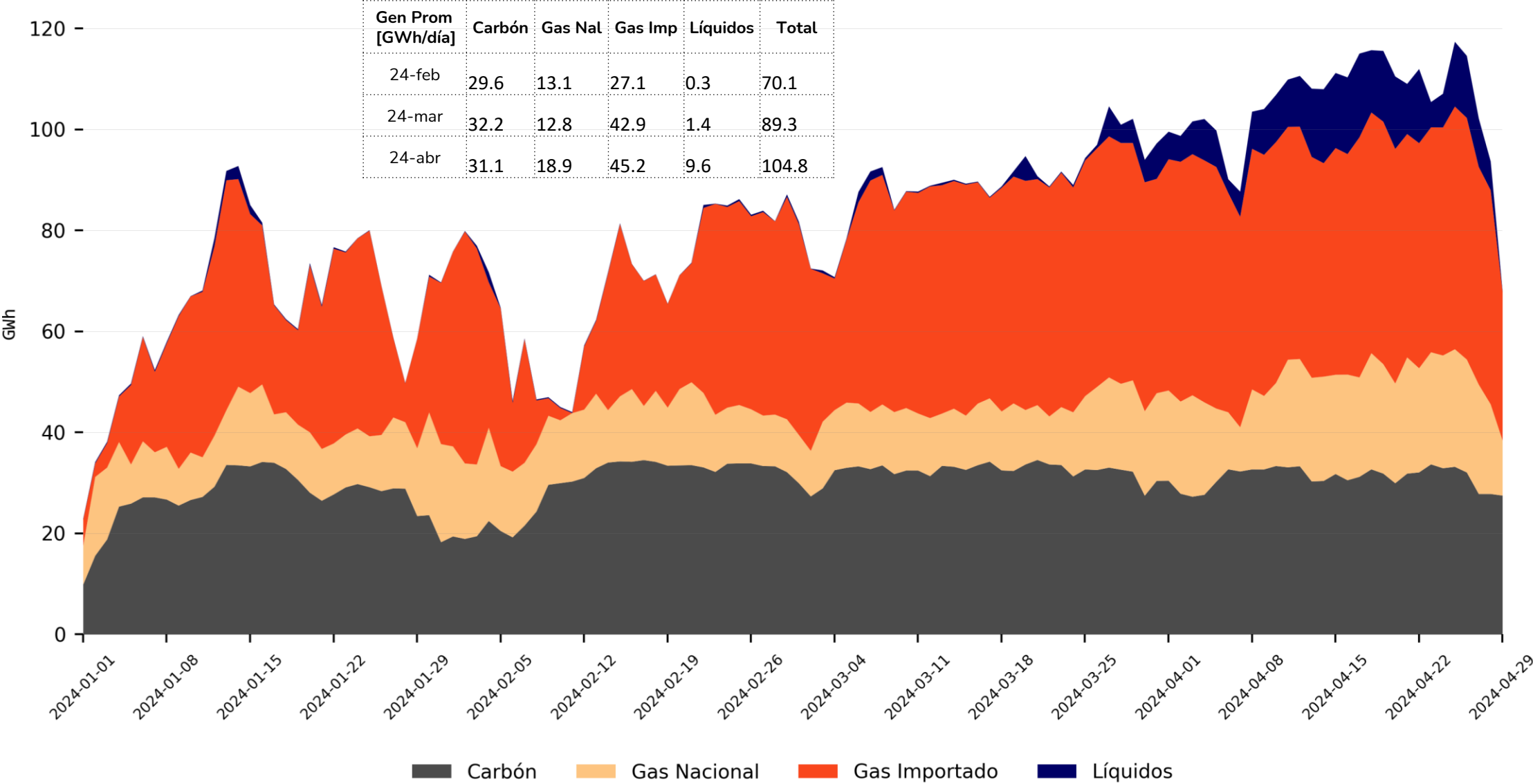


Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
dic-23	10.2	2.5	2.6	15.2
ene-24	7.2	2.2	2.7	12.2
feb-24	6.9	2.2	2.7	11.7
mar-24	6.2	2.6	2.7	11.4
abr-24	8.9	2.5	2.4	13.8

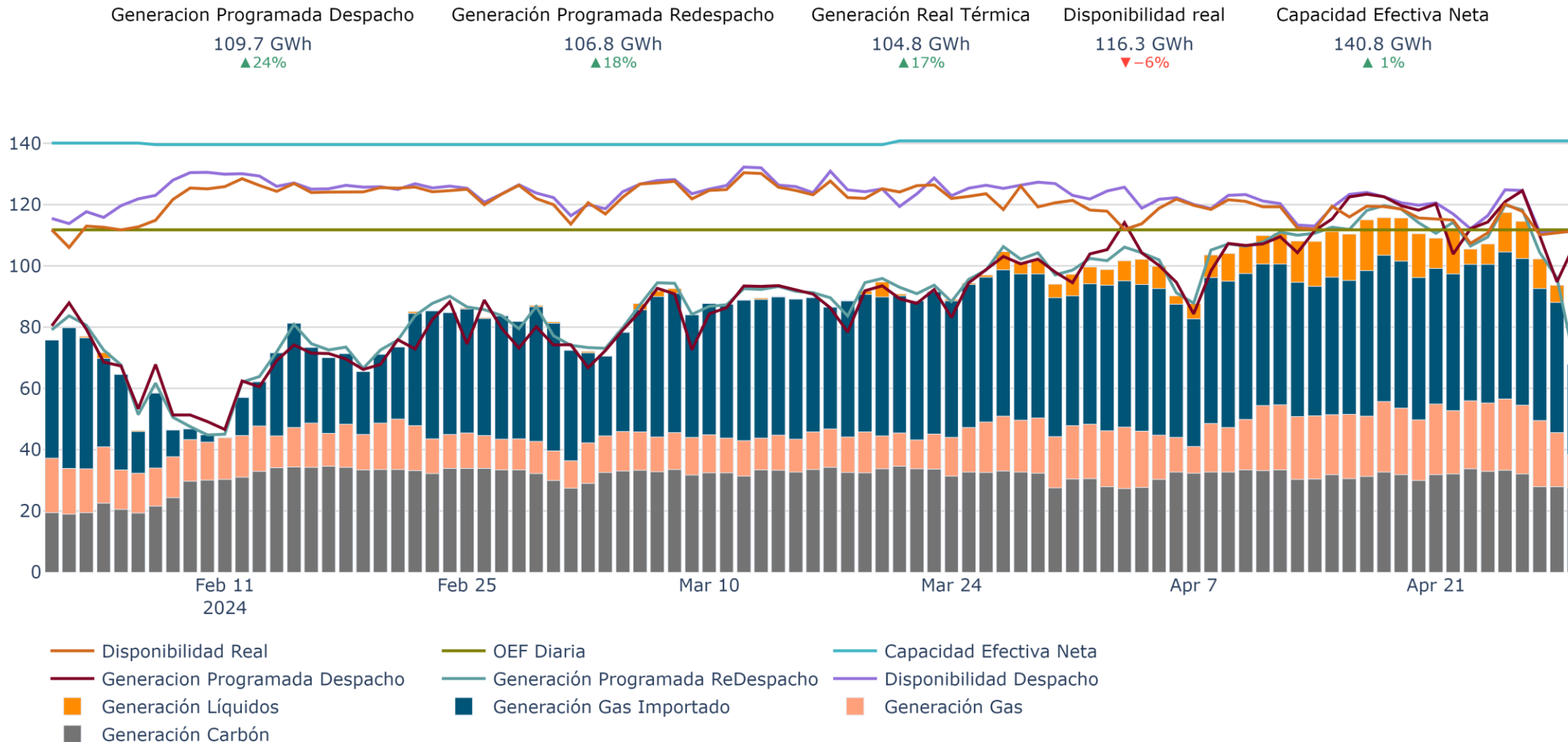
Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
dic-23	5.9	0.5	6.4
ene-24	7.4	0.6	8.0
feb-24	7.2	0.4	7.6
mar-24	8.5	0.5	9.0
abr-24	8.7	0.5	9.2

A la fecha se tienen 864 MW de Plantas solares en operación comercial y 1038 MW en etapa de pruebas y 32 MW de plantas eólicas en pruebas.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Seguimiento a la generación térmica



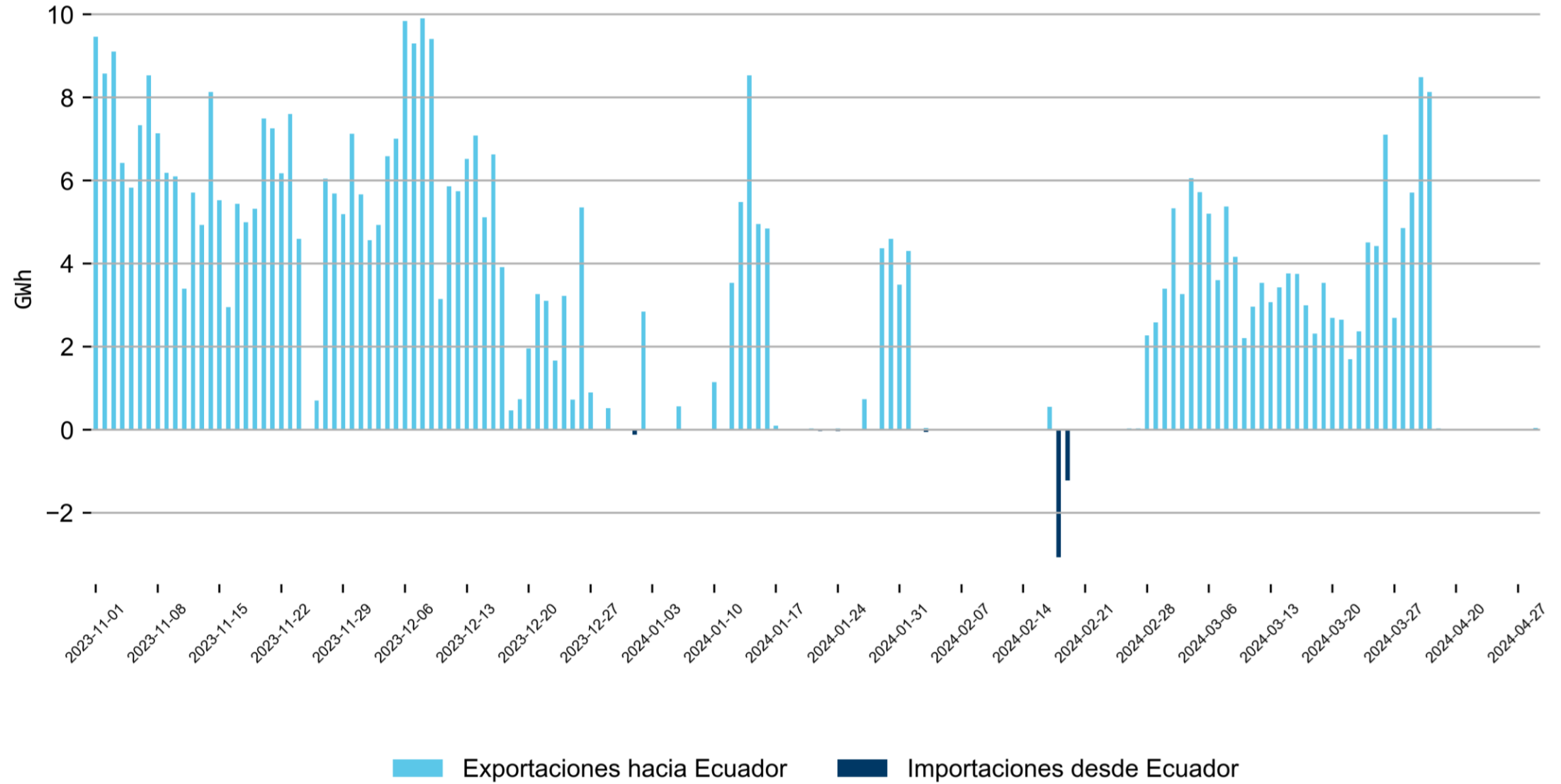
Los indicadores corresponden al promedio del mes actual

Las variaciones se calculan con respecto al mes inmediatamente anterior.

Información hasta el 2024-04-29

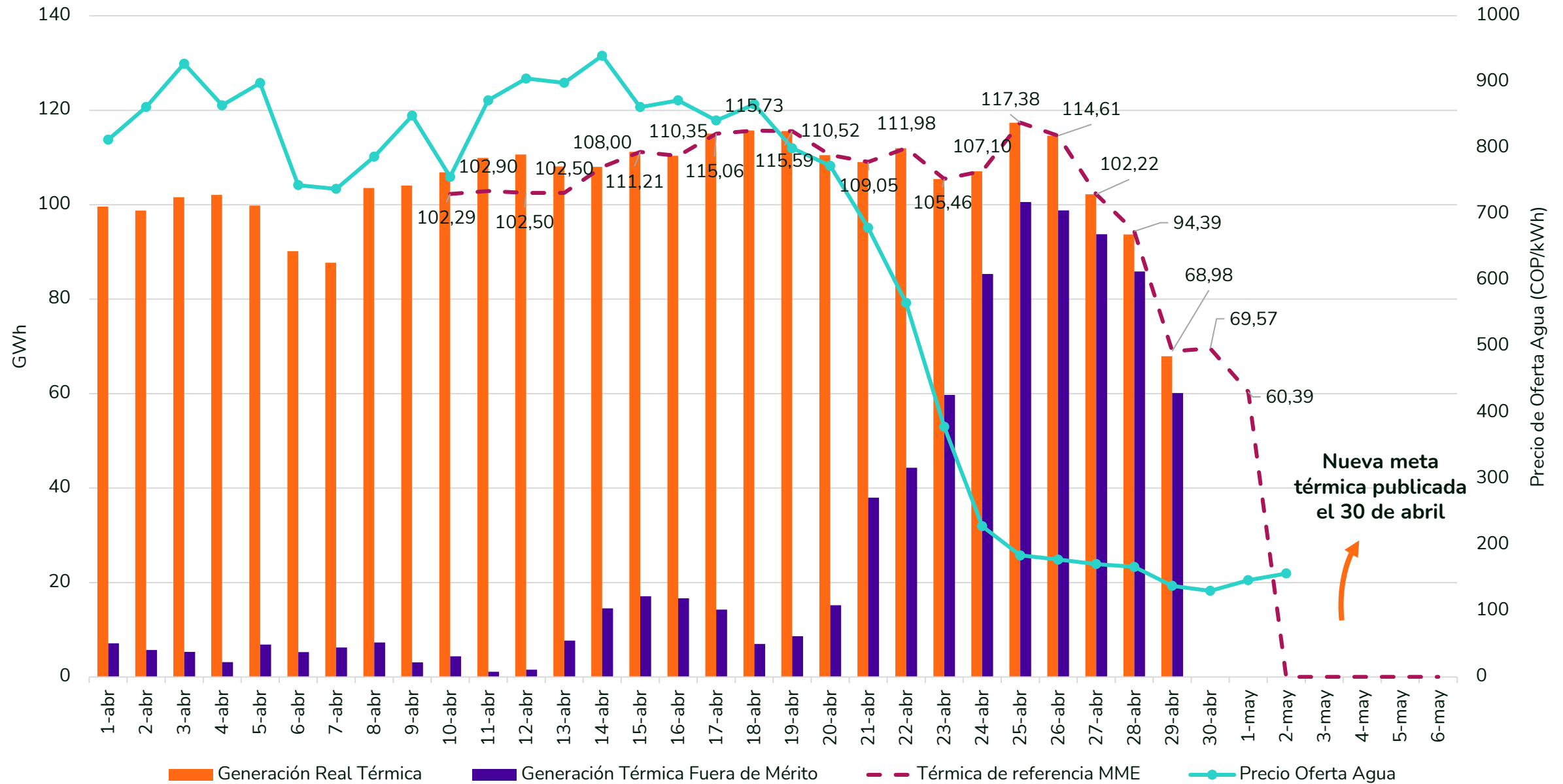
Información actualizada el 2024-05-02

Importaciones y exportaciones de energía



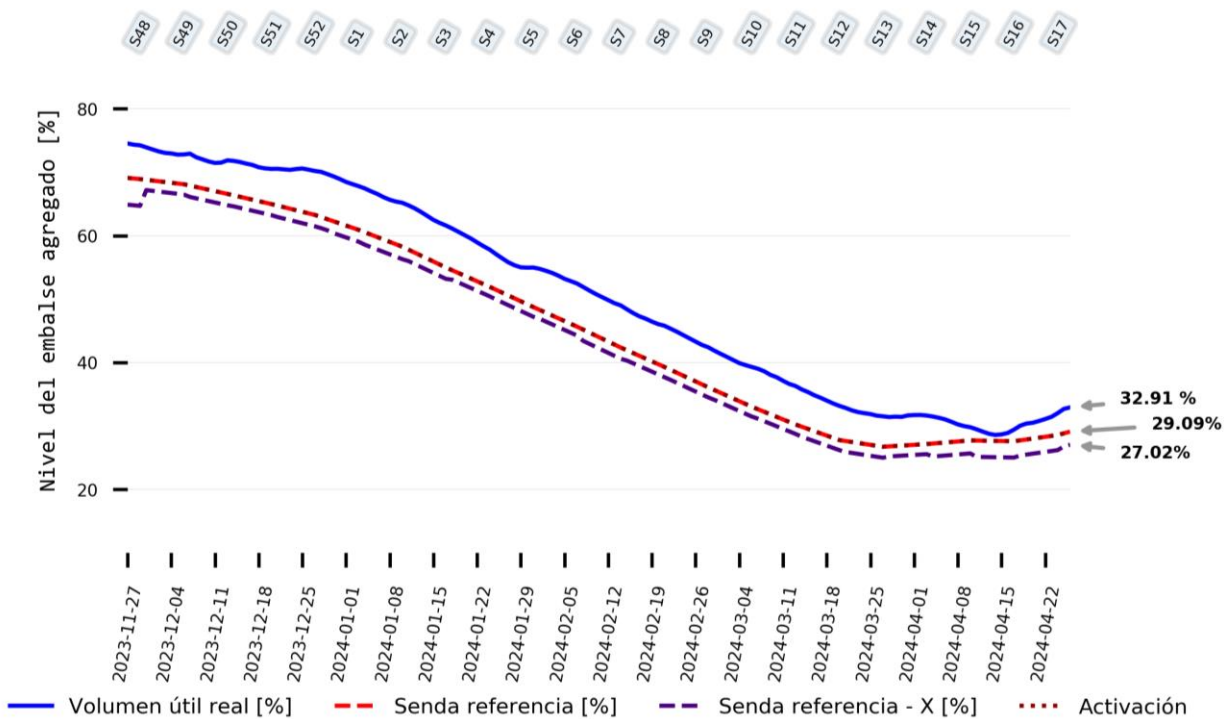
La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

Generación Térmica y meta de referencia MME



Seguimiento a la Senda de Referencia

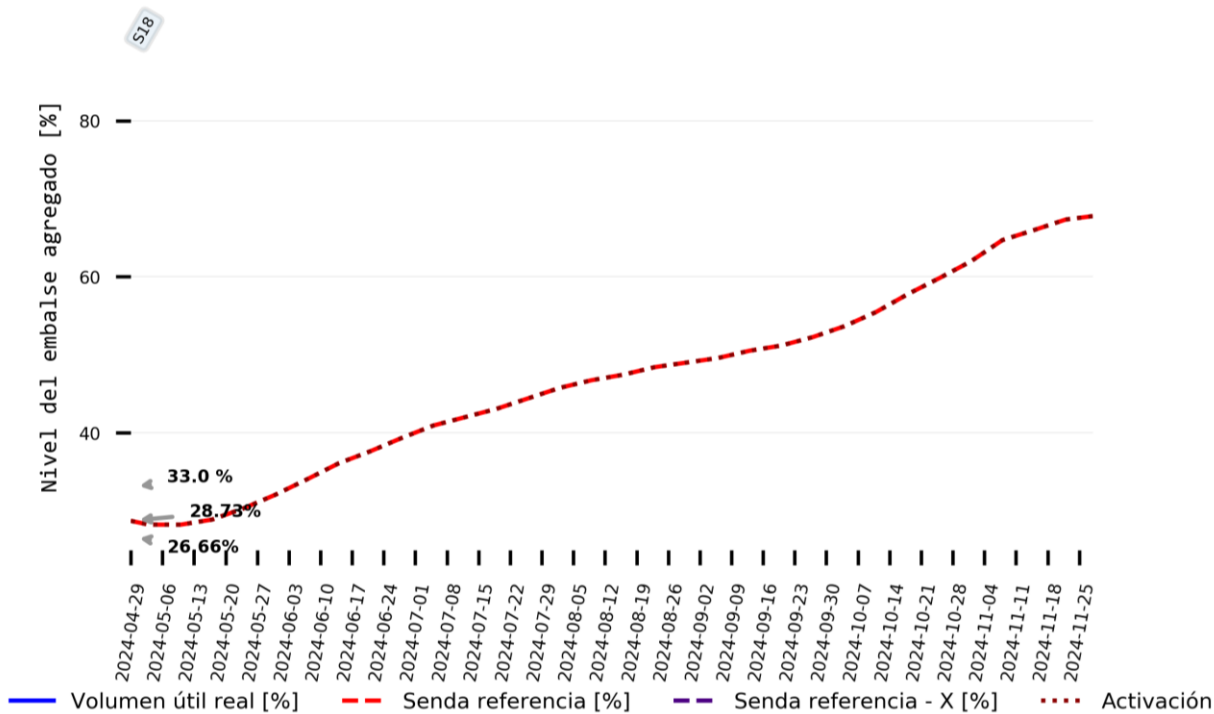
Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2024-04-12	27.54	30.23	2.7	0.08	-0.4
2024-04-13	27.62	29.96	2.35	0.08	-0.27
2024-04-14	27.7	29.78	2.08	0.08	-0.18
2024-04-15	27.68	29.46	1.78	-0.02	-0.33
2024-04-16	27.66	29.09	1.42	-0.02	-0.37
2024-04-17	27.64	28.75	1.1	-0.02	-0.34
2024-04-18	27.63	28.56	0.94	-0.02	-0.18
2024-04-19	27.61	28.65	1.04	-0.02	0.08
2024-04-20	27.59	28.88	1.29	-0.02	0.23
2024-04-21	27.57	29.4	1.83	-0.02	0.52
2024-04-22	27.71	30.02	2.31	0.14	0.62
2024-04-23	27.85	30.36	2.51	0.14	0.34
2024-04-24	27.99	30.48	2.49	0.14	0.12
2024-04-25	28.13	30.76	2.63	0.14	0.28
2024-04-26	28.27	31.07	2.8	0.14	0.31
2024-04-27	28.41	31.42	3.01	0.14	0.34
2024-04-28	28.55	32	3.45	0.14	0.58
2024-04-29	28.82	32.67	3.85	0.27	0.67
2024-04-30	29.09	32.91	3.83	0.27	0.24

Se presentan, en resolución diaria, las fechas para las cuales se calcula el valor de la X según la Resolución CREG 209 de 2020 y su equivalente al número de semana del año cargo.

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2024-05-01	28.73	33	4.27	0	0

Se presentan, en resolución semanal, las fechas para las cuales se calcula el valor de la X según la Resolución CREG 209 de 2020 y su equivalente al número de semana del año cargo.

Rango de fechas

01/12/2023

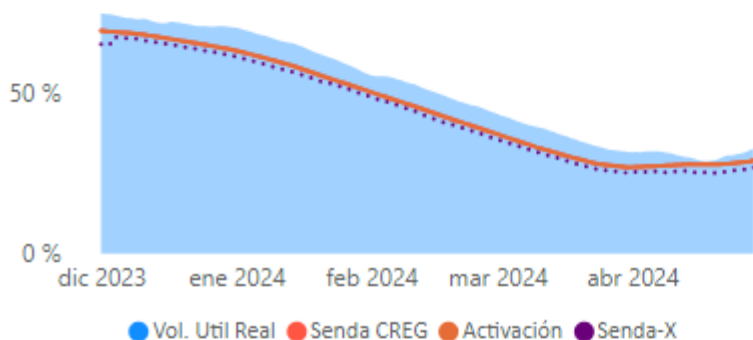
30/11/2024

REFERENCIA CREG

Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

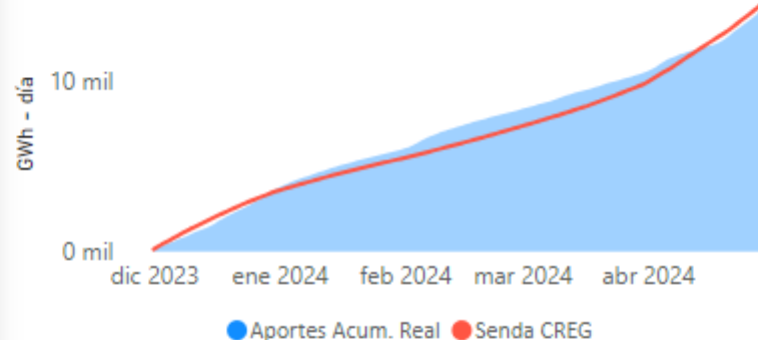
	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	3,85 %	-1,74 %	-0,31 %	0,84 %	-7,79 %	52,67 %	
[GWh]	669,16	-251,71	-106,01	156,90	-1.022,89	1.080,79	-343,96

Embalse Agregado



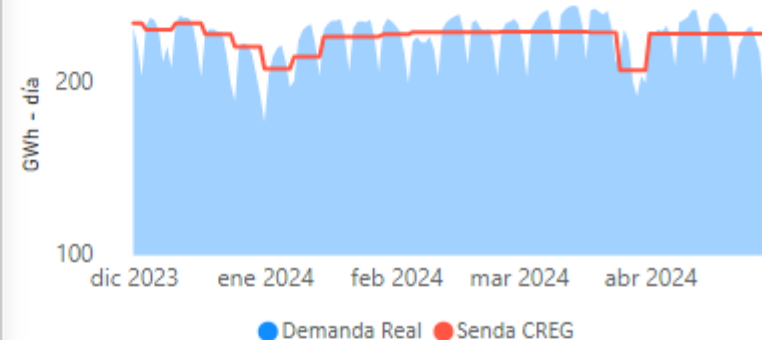
Información hasta el: 2024-04-29

Aportes Acumulados



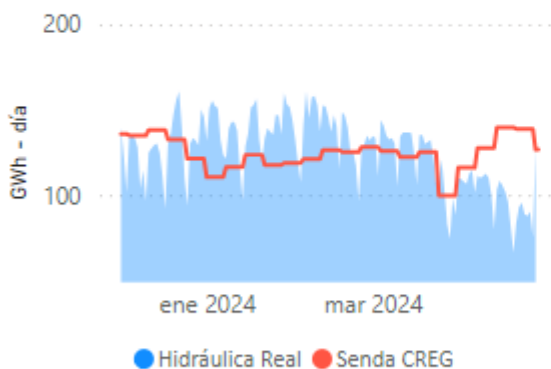
Información hasta el: 2024-04-29

Demanda



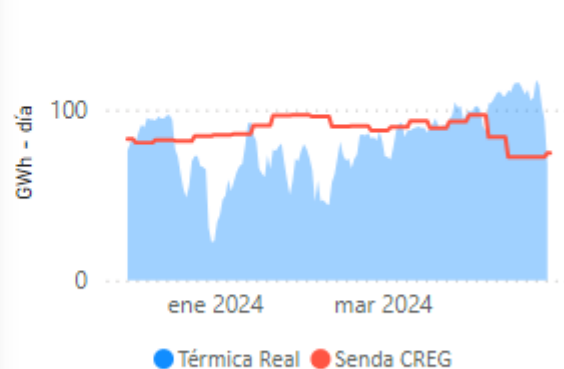
Información hasta el: 2024-04-29

Hidráulica

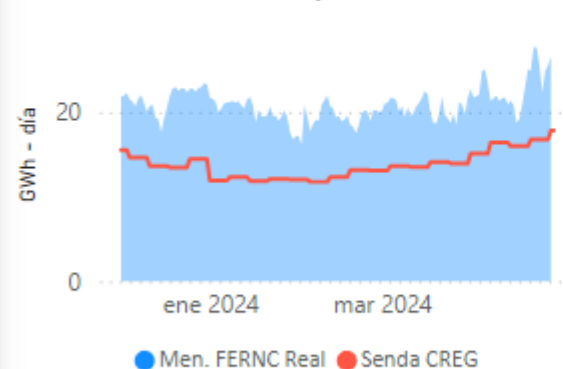


Información hasta el: 2024-04-29

Térmica

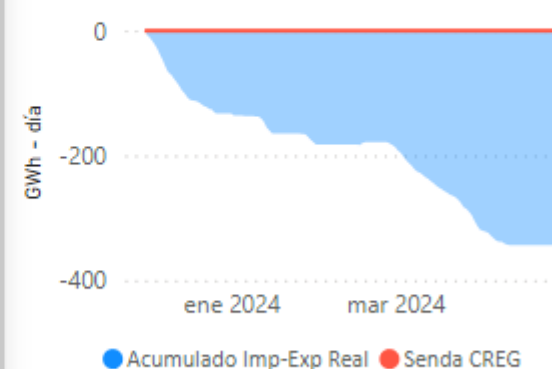


Menores y FERNC



Información hasta el: 2024-04-29

Acumulado Imp-Exp



Información actualizada el: 2024-04-30 ⓘ

Rango de fechas

01/05/2024

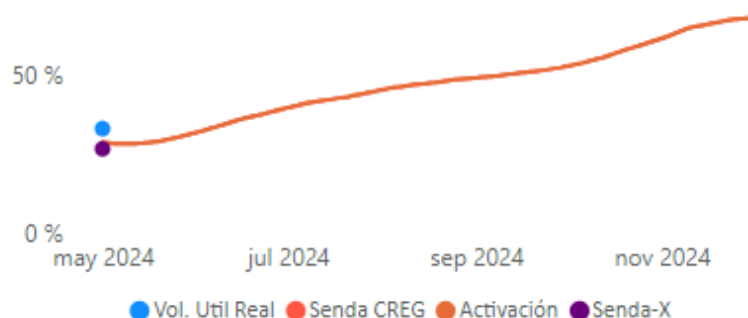
30/11/2024

REFERENCIA CREG

Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

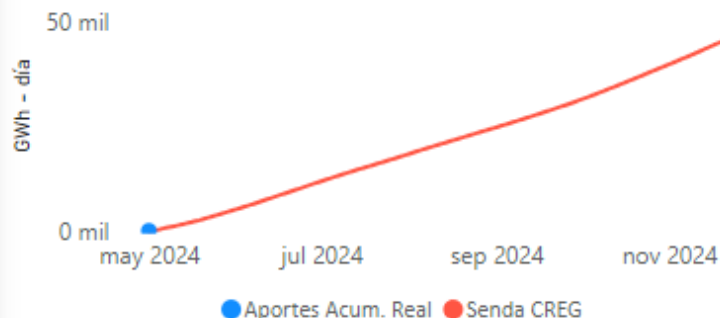
	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	4,27 %	73,54 %	-7,36 %	35,18 %	-64,63 %	41,08 %	
[GWh]	741,25	91,24	-16,77	41,79	-57,88	7,34	-6,50

Embalse Agregado



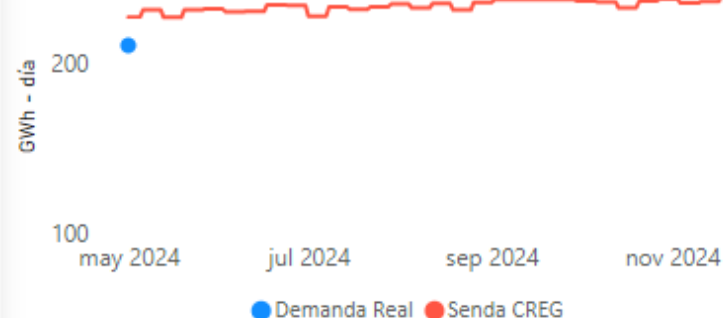
Información hasta el: 2024-05-01

Aportes Acumulados



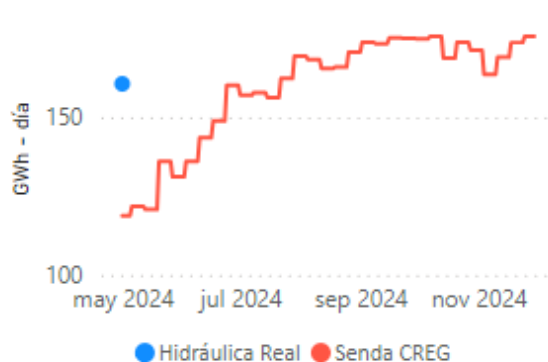
Información hasta el: 2024-05-01

Demanda

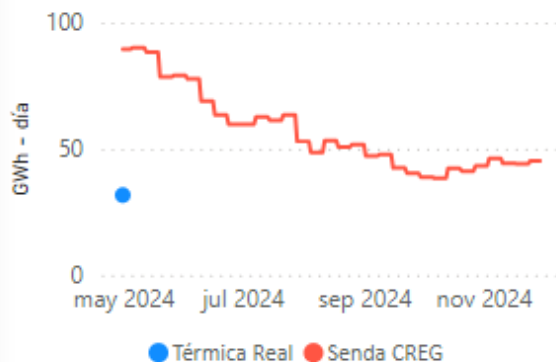


Información hasta el: 2024-05-01

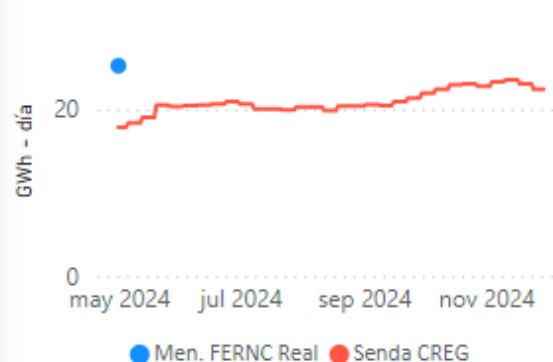
Hidráulica



Térmica



Menores y FERNC



Acumulado Imp-Exp



2 – SEGUIMIENTO MEDIDAS



Resolución MME 40116

Circular 40017 29 de abril

2. PRÓRROGA DE LA VIGENCIA DE LAS MEDIDAS ART 1 RESOLUCIÓN 40116 DE 2024

De conformidad con lo establecido en el párrafo 3 del artículo 1 de la Resolución 40116 del Ministerio de Minas y Energía, del 2 de abril de 2024, por medio de la presente circular, se prorroga la vigencia de aplicación de las medidas establecidas en el artículo 1 de la Resolución 40116 de 2024 hasta el 31 de mayo de 2024.

Circular 40016 28 de abril

Tabla 1. Referencia de Generación Mínima Térmica Diaria

Día	Generación Mínima Térmica Diaria [GWh-día]
Lunes	68,979
Martes	69,567
Miércoles	60,390
Jueves	68,548
Viernes	68,101
Sábado	65,207
Domingo	60,390

Fuente: CND

Circular 40018 30 de abril

2. REFERENCIA DE GENERACIÓN MÍNIMA TÉRMICA DIARIA

Se establece la Referencia de Generación Mínima Térmica Diaria expresada en GWh con tres decimales, correspondientes a cada uno de los siete (7) días de la semana, en **cero (0,000) GWh por día**.

Resolución MME 40116

Seguimiento diario Res MME 40116 de 2024						
Fecha de operación	Se logra referencia térmica sin incluir restricción en despacho?	GP Térmica Programada GWh-día	GP Térmica Exportación GWh-día (*)	Referencia térmica GWh-día	Generación Real Térmica IDO GWh-día	Exportación Real IDO GWh-día
13-abr	No	104,3	1,2	Energía térmica máxima despachable	107,7	0,1
14-abr		111,5	0,0		107,6	0,1
15-abr		115,3	0,0		110,5	0,1
16-abr		122,5	0,0		109,9	0,2
17-abr		123,4	0,0		114,7	0,1
18-abr		122,6	0,0		115,3	0,1
19-abr		119,6	0,0		115,2	0,1
20-abr		118,2	0,0		110,0	0,0
21-abr		120,2	0,0		109,1	0,0
22-abr		115,7	0,0		111,9	0,0
23-abr		112,1	0,0		104,6	0,0
24-abr		114,3	0,0		107,3	0,0
25-abr		120,9	0,0		117,4	0,0
26-abr		124,5	0,0		114,4	0,0
27-abr		109,8	0,0		102,1	0,0
28-abr		94,8	0,0	94,4	93,6	0,1
29-abr		106,9	0,0	69,0	67,8	0,1
30-abr		76,3	6,5	69,6	76,2	5,6
01-may		29,0	6,6	0,0	31,5	6,5
02-may	Si	24,6	5,4	0,0		

3 – EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS



Datos de entrada y supuestos considerados

Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.

El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:
<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-largo-plazo.aspx>



Condición Inicial Embalse



Abr 28 32.06%

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo umbral UPME, para abril 2024

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 10.05 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica

Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2023).
Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.

Expansión Generación



Proyectos con OEF
Atraso un año en su FPO.

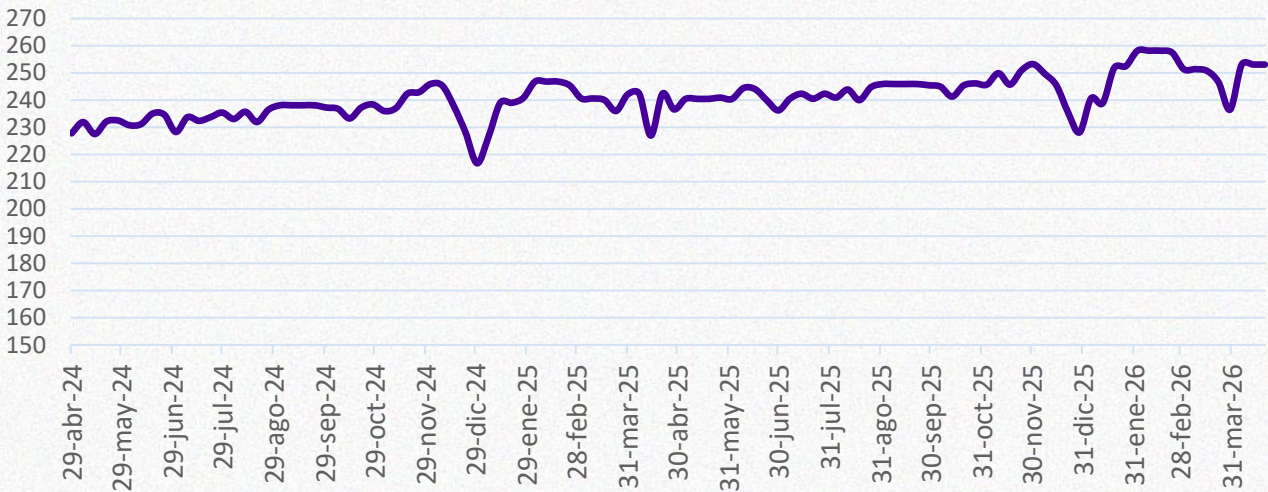
* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio de 2023 y 21 de febrero de 2024 respectivamente.
* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

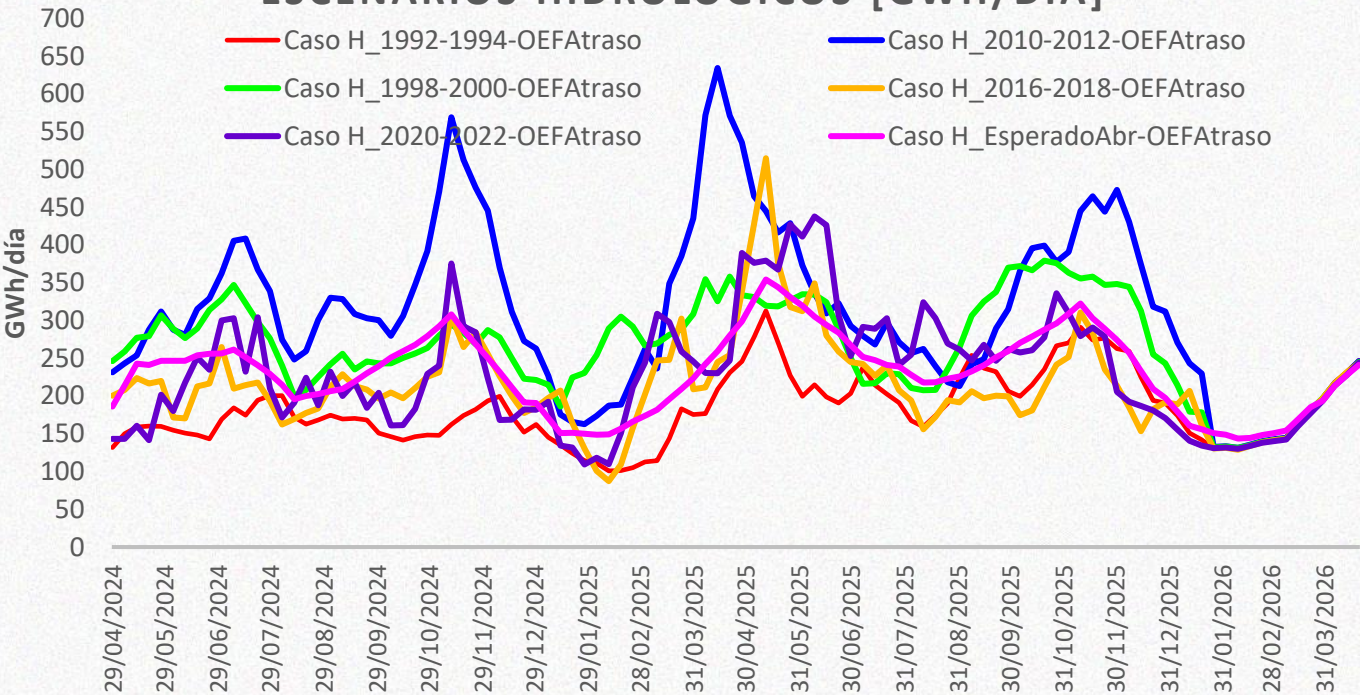
Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Ene 2024)
* cálculo por el CND a resolución semanal

Demanda total del SIN - [GWh/día]



Hidrología

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



1

H 1992-1994:

hidrología histórica del periodo 1992 a 1994

4

H 2016-2018:

hidrología histórica del periodo 2016 a 2018

2

H 2010-2012:

hidrología histórica del periodo 2010 a 2012

5

H 2020-2022:

hidrología histórica del periodo 2020 a 2022

3

H 1998-2000:

hidrología histórica del periodo 1998 a 2000

6

H SURER Esperado:

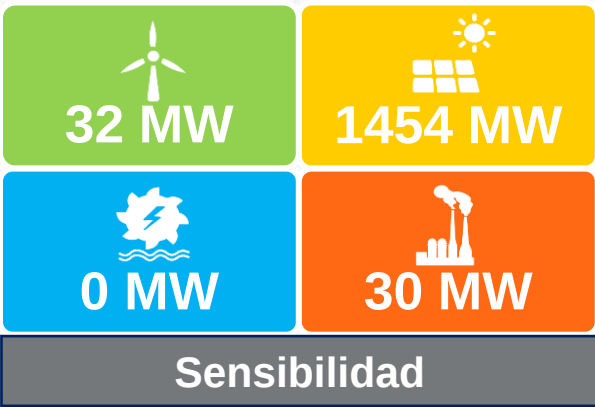
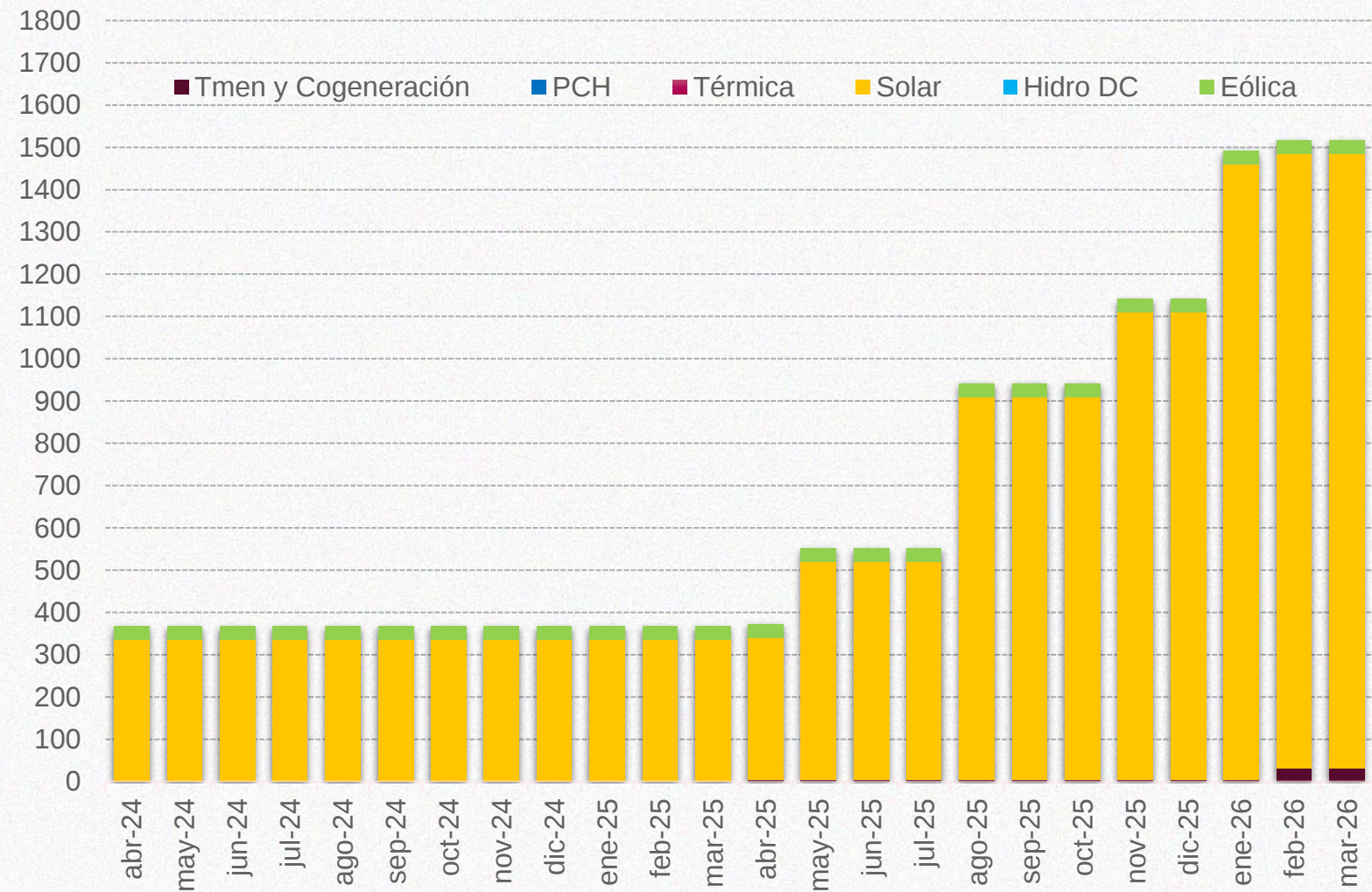
hidrología esperada SURER 19 abril 2024

Proyectos con OEF atrasando un año su FPO

Se consideran los proyectos de generación que tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre series determinísticas deficitarias 1992-1994, 1998-2000, 2010-2012, 2016-2018, 2020-2022 y caso esperado SURER.

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Los Proyectos Guajiral (19.9MW), Wesp01 (12MW), Latam Solar (150MW), Sunnorte (35MW), Fundación (100 MW) y Caracolí (50MW) considerados operativos dado el comportamiento de su generación en pruebas

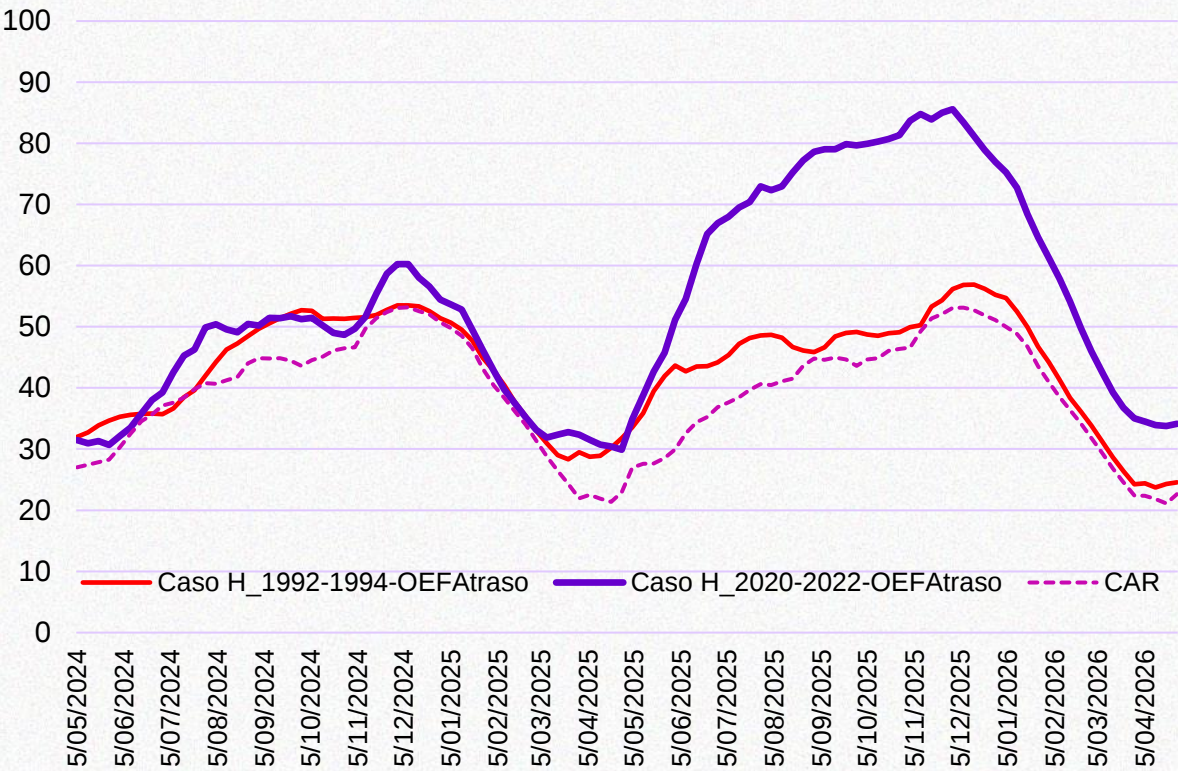
* Se incluyen en el horizonte de mediano plazo los proyectos Atlantico Photovoltaic 199 MW, Tolima Norte de 50 MW debido a actualizaciones en su FPO.

* Ver detalle de proyectos considerados en el Anexo - Proyectos considerados

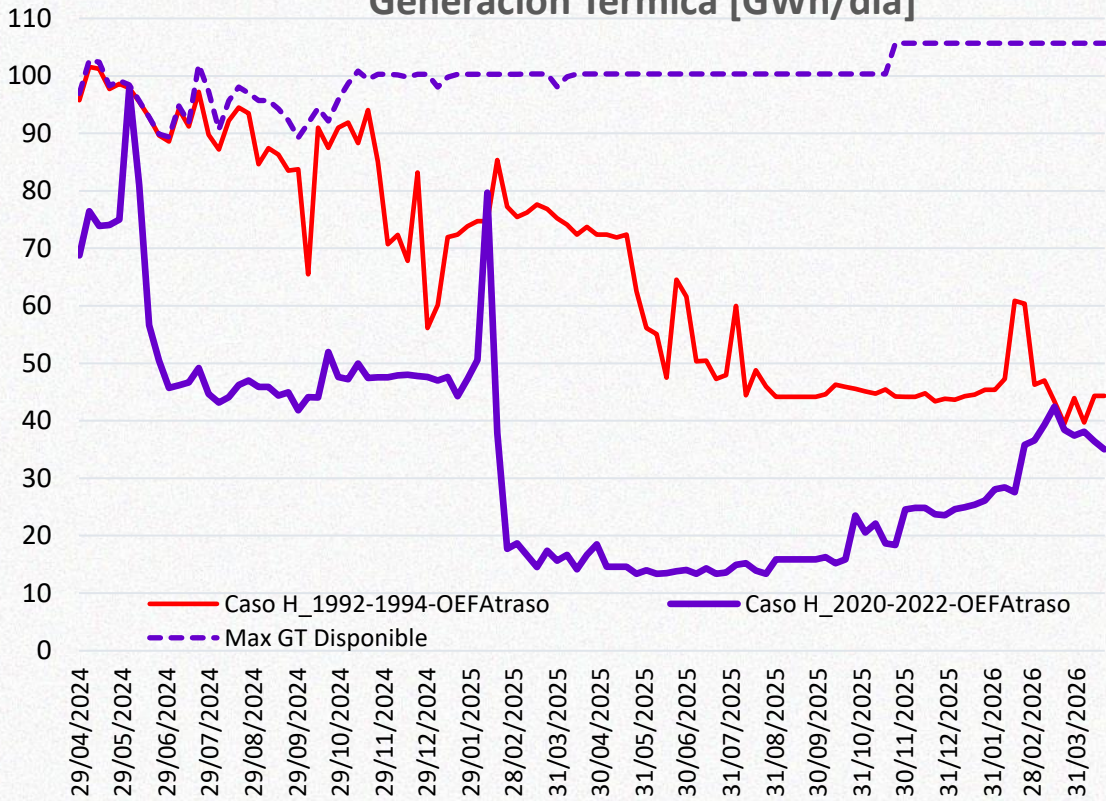
Resultados Determinísticos



Embalse Agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



Aportes promedio (% de la media)

Caso	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1992-1994	56.43	57.18	84.97	90.89	83.01	59.91	61.01
2020-2022	55.91	77.87	109.89	86.38	97.49	72.04	105.73

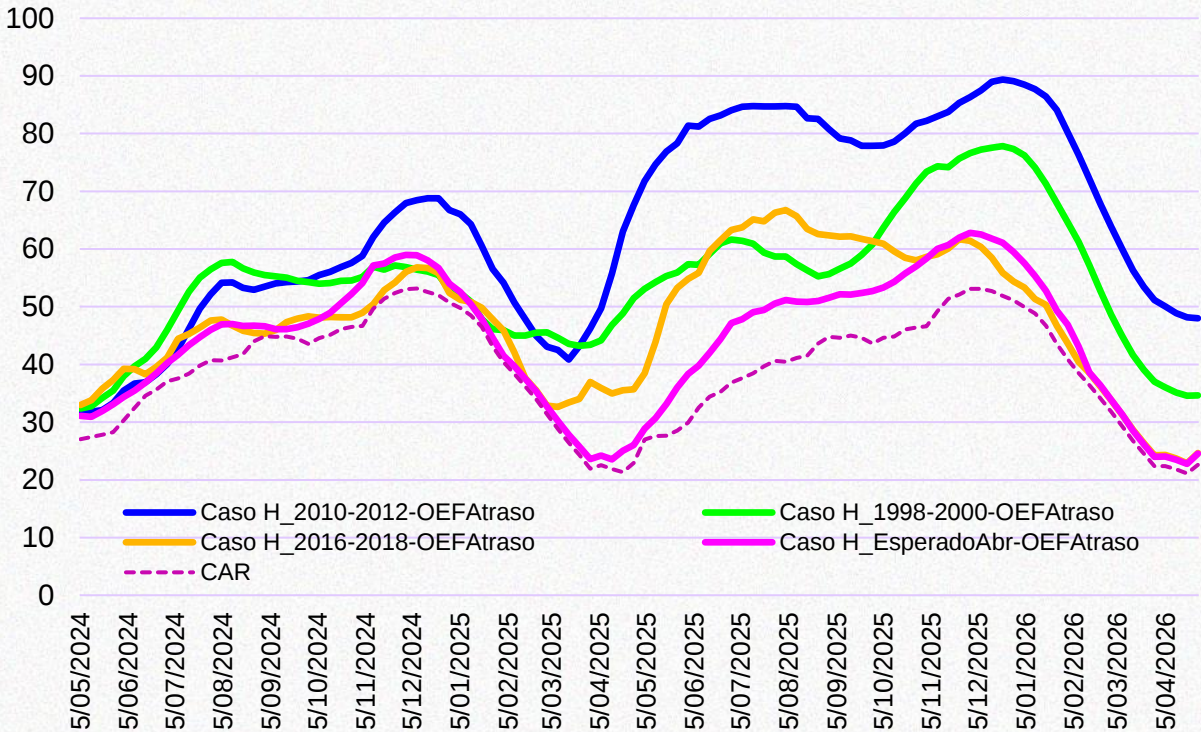
Generación térmica Promedio (GWh/día)

Caso	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1992-1994-OEFAtraso	99.8	94.0	92.2	91.9	85.1	83.7	89.8
2020-2022-OEFAtraso	74.8	71.5	46.5	45.1	44.6	46.9	48.0

Resultados Determinísticos



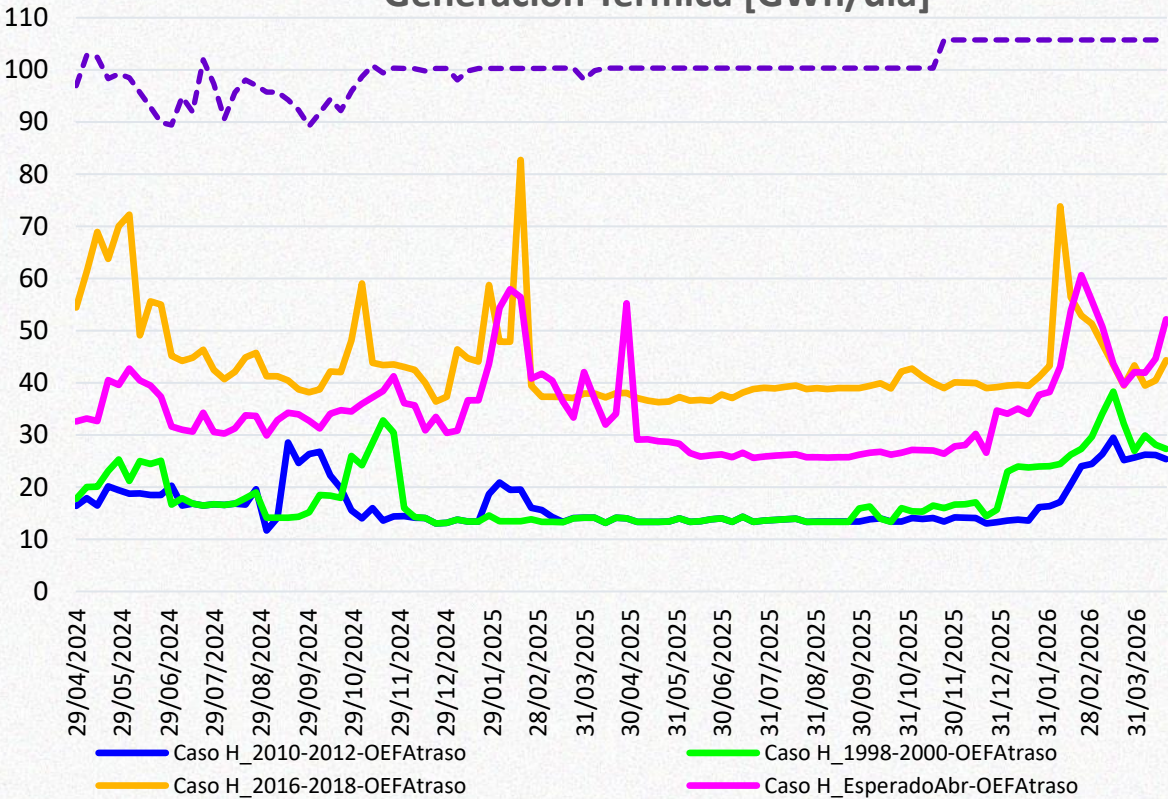
Embalse Agregado SIN %



Aportes promedio (% de la media)

Caso	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
2010-2012	91.03	106.1	146.41	120.8	141.72	119.27	175.37
1998-2000	95.54	104.67	124.51	99.25	109.83	97.16	100.14
2016-2018	75.9	69.42	88.07	75.56	98.86	80.55	96
Caso Esperado	80.9	90.5	100.6	93.4	100.1	99.9	104.4

Generación Térmica [GWh/día]



Generación térmica Promedio (GWh/día)

Caso	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1998-2000-OEFAtroso	22.1	23.9	16.9	17.6	14.4	20.2	29.0
2010-2012-OEFAtroso	18.5	18.6	17.4	17.4	21.1	21.1	14.5
2016-2018-OEFAtroso	66.0	58.0	44.6	43.4	40.0	42.8	47.4
Caso EsperadoAbr-OEFAtroso	36.5	40.0	31.6	32.2	32.7	33.6	38.2

Análisis de Potencia 2024-2025

Sensibilidades de proyectos – Hidrología 2020-2022

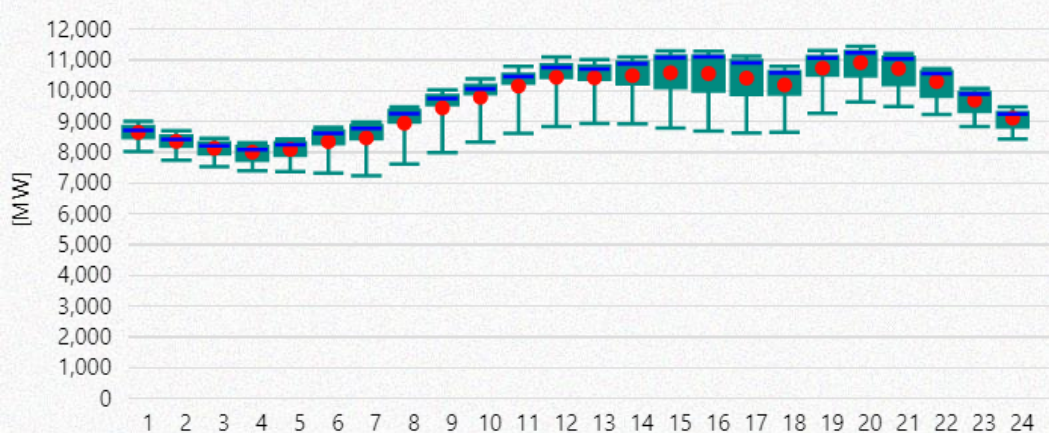
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre una hidrología 2020-2022.

Resultados de Potencia

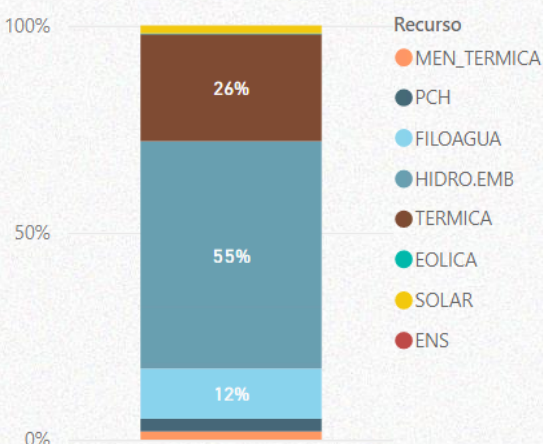
29/04/2024 – 31/05/2024

Resultados de un año de simulación con resolución horaria

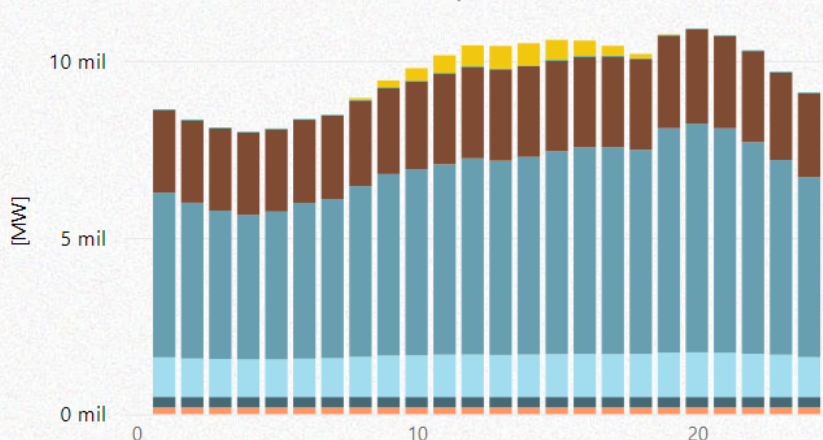
Distribución Producción horaria



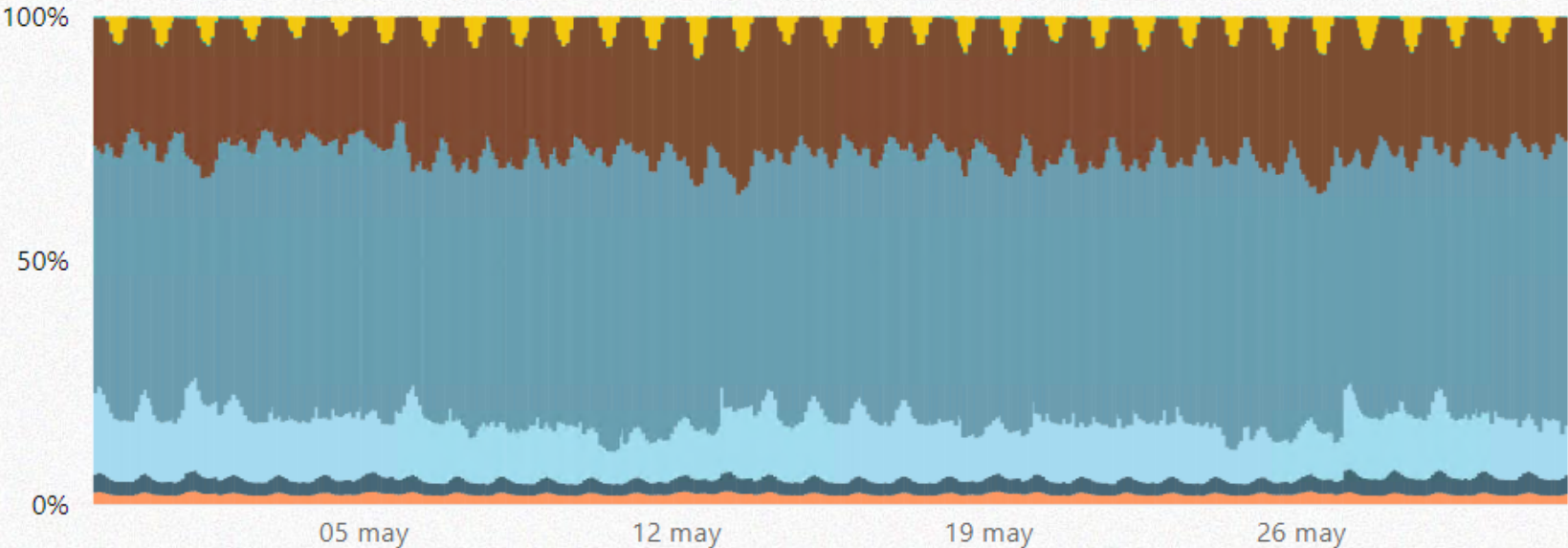
Distribución por recurso



Balance diario promedio



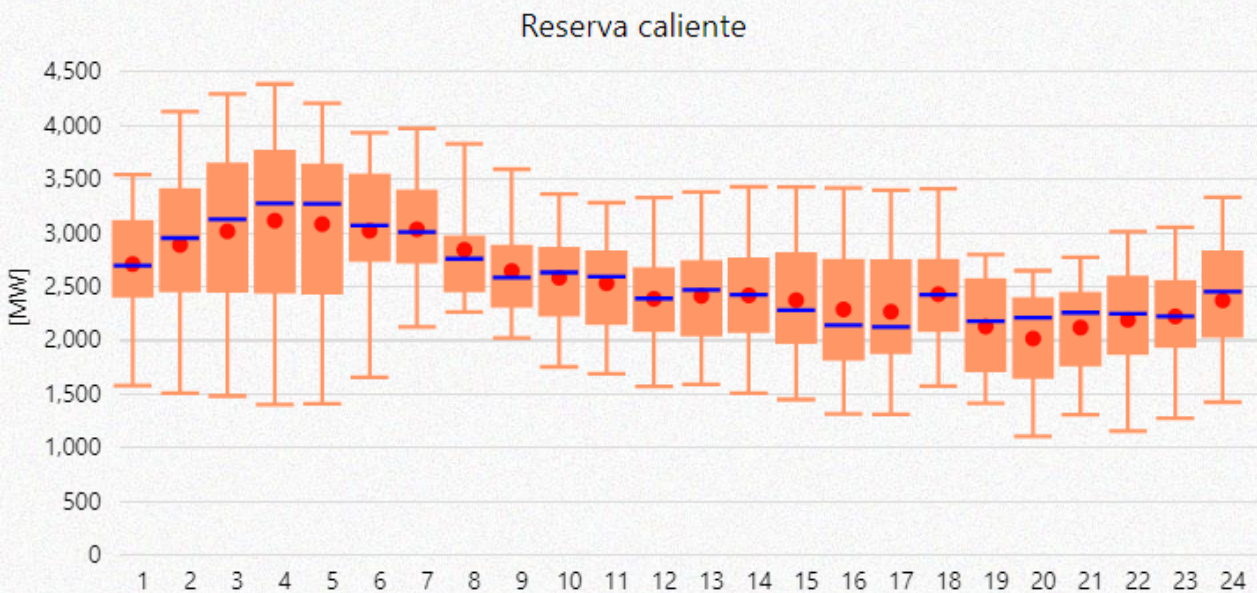
% Aportes de generación por tecnología



Resultados de Reservas en Potencia

29/04/2024 – 31/05/2024

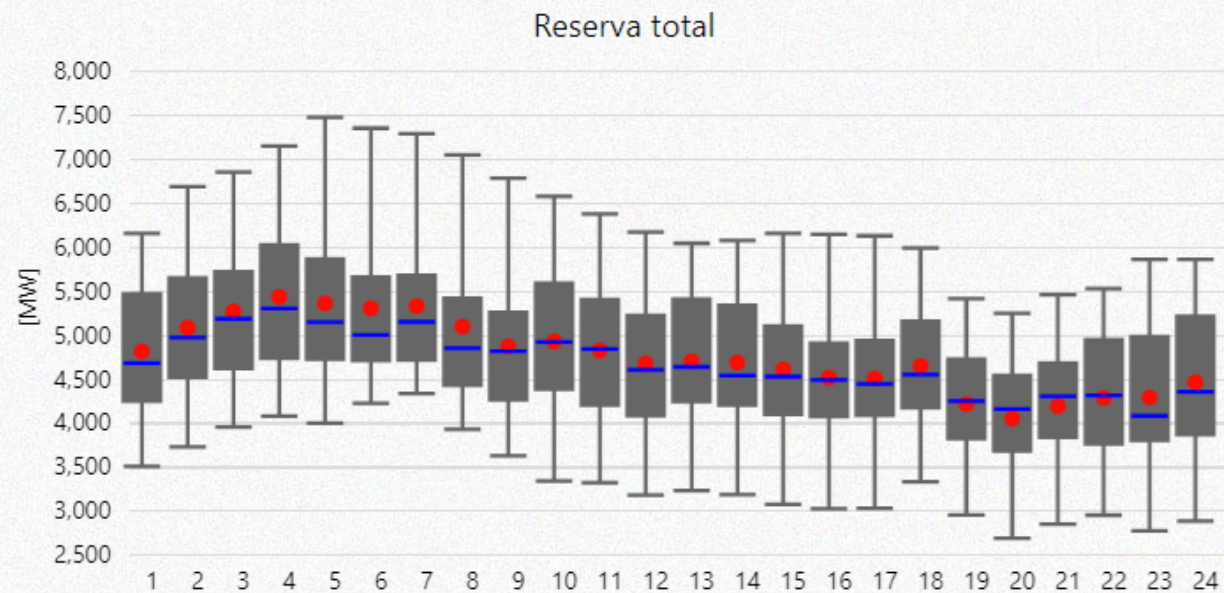
Resultados durante el periodo de finalización de verano con resolución horaria



La **reserva caliente** se compone de todas las plantas térmicas e hidroeléctricas con embalse despachadas centralmente que se encuentran en operación durante cada periodo

La reserva caliente de cada planta en operación es la diferencia entre su capacidad disponible* y su generación en cada periodo

*La capacidad disponible de las plantas hidroeléctricas depende de su CEN y de su nivel de embalse (curva Potencia vs Volumen y Volumen mínimo operativo)



La **reserva total** se compone de la reserva caliente y las plantas térmicas e hidroeléctricas con embalse despachadas centralmente que no se encuentran operativas durante cada periodo

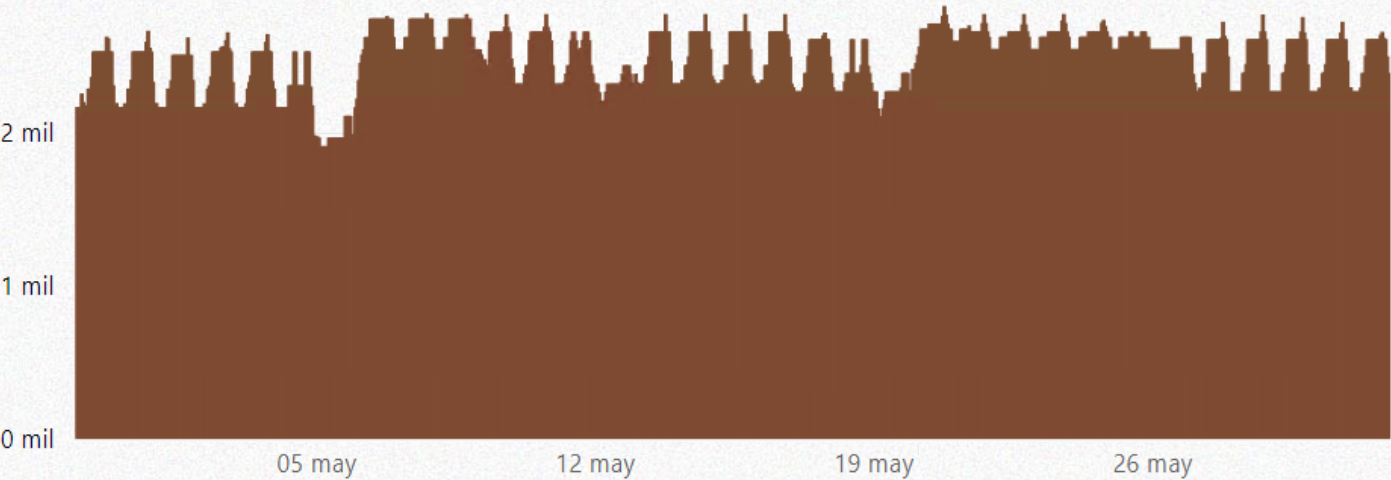
Comportamiento Generación Térmica



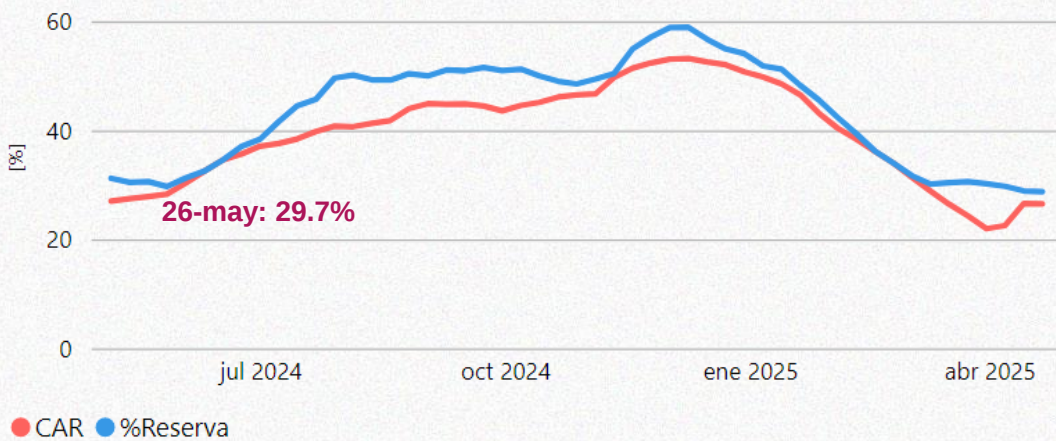
29/04/2024 – 31/05/2024

Resultados durante el periodo de finalización de verano con resolución horaria

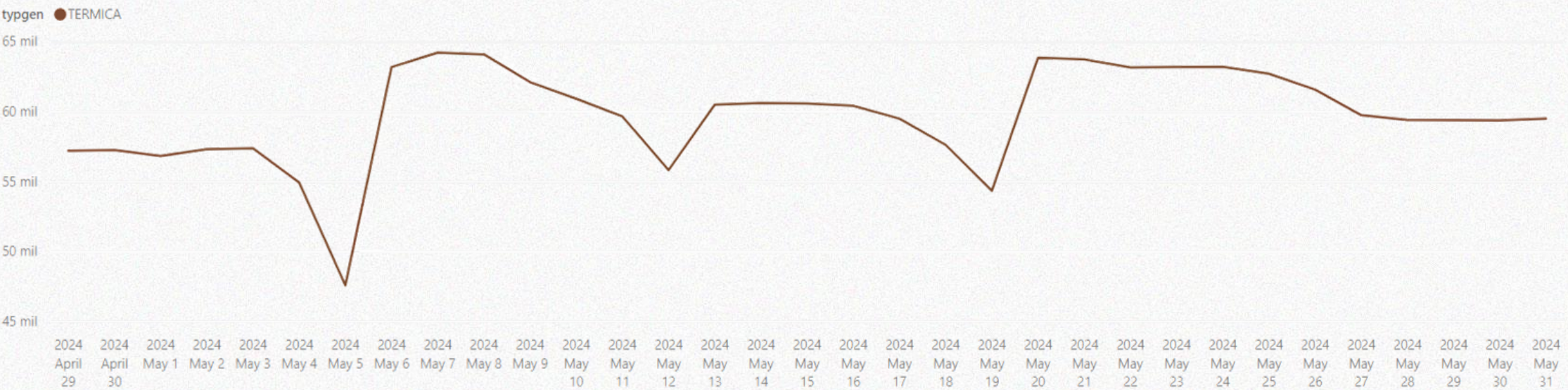
Generación térmica horaria [MW]



Embalse



Generación diaria por recurso [MWh-día]



Conclusiones



- En lo corrido de abril la demanda presentó un crecimiento del 5,39% frente al mismo mes de abril del 2023, ubicándose por debajo del escenario de demanda de la UPME.
- Los aportes de abril fueron de 59,06% de la media histórica, ubicando muy cerca del valor inferior del cono histórico para el mes de abril.
- La generación térmica despachada centralmente promedio, en lo corrido del mes de abril fue de 108,6 GWh-día. Entre el 13 abril y el 26 de abril se despachando la térmica máxima despachable, con un promedio de 111GWh-dia.
- El aporte de las plantas menores y FERNC continuo cerca de 21 GWh día promedio durante los últimos meses.
- En abril se ha tenido una generación promedio de 228 GWh-día, con una generación térmica promedio cercano a los 109 GWh-dia e hidráulica de 108 GWh-día y aportes promedios del mes 131,5 GWh-día, de mantenerse el repunte en los aportes de los últimos días las reservas del sistema podrían continuar recuperándose.
- Es necesario que los Agentes garanticen la calidad de las mediciones de aportes y nivel de embalses, parámetros de plantas y las variables requeridas para la planeación operativa energética, teniendo la mejor información disponible.

Conclusiones y Recomendaciones Panorama Energético

Ante la permanencia del fenómeno climático de hidrología deficitaria, más allá de las expectativas climáticas, bajo los supuestos considerados, se requiere :

- ✓ Hacer un **uso adecuado de las reservas individuales en los diferentes embalses** y **garantizar el cumplimiento de las obligaciones de energía firme de cada central** con los embalses operando incluso en sus NEP.
- ✓ Contar con la **máxima disponibilidad del parque térmico y sus energéticos primarios** y tener presente que dado el nivel de embalses alcanzado esta exigencia **podría extenderse hasta el segundo semestre del 2024** en pro de una adecuada recuperación de los mismos.
- ✓ Gestionar el **desplazamiento de los mantenimientos** del parque generador térmico, hasta que se **consolide la recuperación de los aportes** del sistema.
- ✓ Hacer un adecuado **uso de las reservas del SIN** y un **seguimiento** de detalle al comportamiento **individual de los embalses** de forma que se pueda alertar de forma oportuna algún riesgo para atender la **potencia** del sistema o cumplir con la adecuada **seguridad** en la prestación del servicio de energía eléctrica,

4 – SITUACIONES OPERATIVAS

The background image is a night scene featuring a dark, starry sky. In the foreground, a silhouetted power line tower stands prominently. Several bright, glowing blue lines, representing power transmission, extend from the tower towards the horizon. The overall composition is dark and atmospheric, with the blue lines providing a strong visual contrast.

Operación Interconexión Colombia - Ecuador

Operación interconexión Colombia - Ecuador

- ❖ CENACE informa que desde el martes 16 de abril se presentan racionamientos en el sistema ecuatoriano de aproximadamente el 30% de la demanda del país. Estas situaciones representaron un aumento en las energías inadvertidas del intercambio entre ambos países, así como afectaciones a la calidad de la frecuencia por descoordinación en la conexión o desconexión de bloques de demanda durante este proceso
- ❖ El pasado 19 de abril de 2024, alrededor de las 08:01 horas, la potencia de intercambio de Colombia hacia Ecuador aumentó de 0 MW a un valor máximo de 93 MW, con una duración de aporte de potencia de 14 minutos, dejando la frecuencia en Colombia por debajo de lo que exige la reglamentación colombiana. CENACE confirma que estos aumentos en el intercambio de Colombia hacia Ecuador, fueron causados por la conexión de bloques de carga en el sistema ecuatoriano producto del proceso de racionamiento que sufre su país.
- ❖ El viernes 19 de abril a las 16:36 se realizó apertura de la Interconexión Colombia Ecuador 230 kV.

Operación interconexión Colombia - Ecuador

- ❖ El domingo 21 de abril se realizó reunión entre CENACE y XM para realizar los análisis técnicos que conlleven a la reactivación de la Interconexión sin afectar la seguridad del sistema interconectado colombiano.
- ❖ El sábado 27 de abril se realizó reunión entre CENACE y XM para revisar compromisos para viabilizar el reactivar el cierre de la Interconexión. CENACE se comprometió a cumplir las magnitudes de racionamiento programado por parte de los distribuidores en Ecuador. También a realizar seguimiento en tiempo real a las magnitudes para detectar desviaciones en el sistema ecuatoriano. Durante las desconexiones programadas se comprometieron a aumentar las reservas del AGC con el fin de tener mayor margen en el sistema ecuatoriano.
- ❖ El Domingo 28 de abril a las 18:09 se realiza cierre de la Interconexión Colombia Ecuador 230 kV.

Informe técnico de restricciones ITR1 de 2024

Subáreas del SIN que mantienen, en el horizonte del largo plazo, la declaración de estado de alerta o emergencia

Sub área Córdoba – Sucre: Ante los altos niveles de carga, durante la operación se han presentados sobrecargas en red completa de los ATR's de Chinú, insuficiencia del esquema asociado a estos equipos y condiciones de colapso de tensión frente a las contingencias **Nueva Montería – Río Sinú 110 kV, Sierra Flor – Toluviejo 110 kV, Chinú – Coveñas 110 kV.**

Red de DISPAC - Chocó:

Declarada en estado de alerta en Febrero de 2023 debido a que se evidencia baja tensión en los nodos a 115 kV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito **Virginia – Cértegui – Huapango (Quibdó) – El Siete – Barroso 110 kV.**

Subárea GCM: Dada la evidencia de que algunos nodos del área Caribe, especialmente en los nodos de las subáreas GCM y Bolívar, son vulnerables a la propagación de huecos de tensión y al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR), desde abril de 2022 se declaró en condición de emergencia la subárea GCM. En el horizonte del largo plazo no se tienen proyectos definidos que eliminen la susceptibilidad de la subárea GCM a la ocurrencia de este fenómeno.

Los proyectos que brindan fortaleza de red permiten mitigar la probabilidad de ocurrencia del FIDVR al reducir ante fallas la magnitud de la caída de tensión.

Condición de emergencia nodos en configuración radial del área Caribe

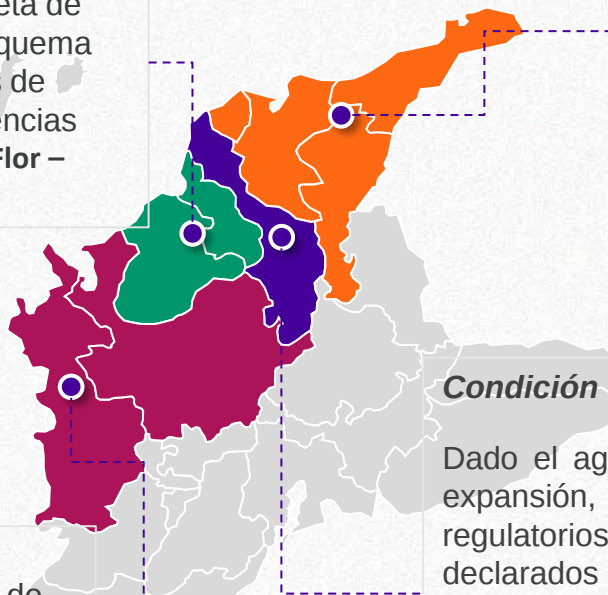
Dado el agotamiento de red, el crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión, se ha identificado dificultad para cumplir en condición de red completa los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico, por lo que desde junio de 2023 fueron declarados en condición de emergencia los nodos:

GCM: El Banco, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV.

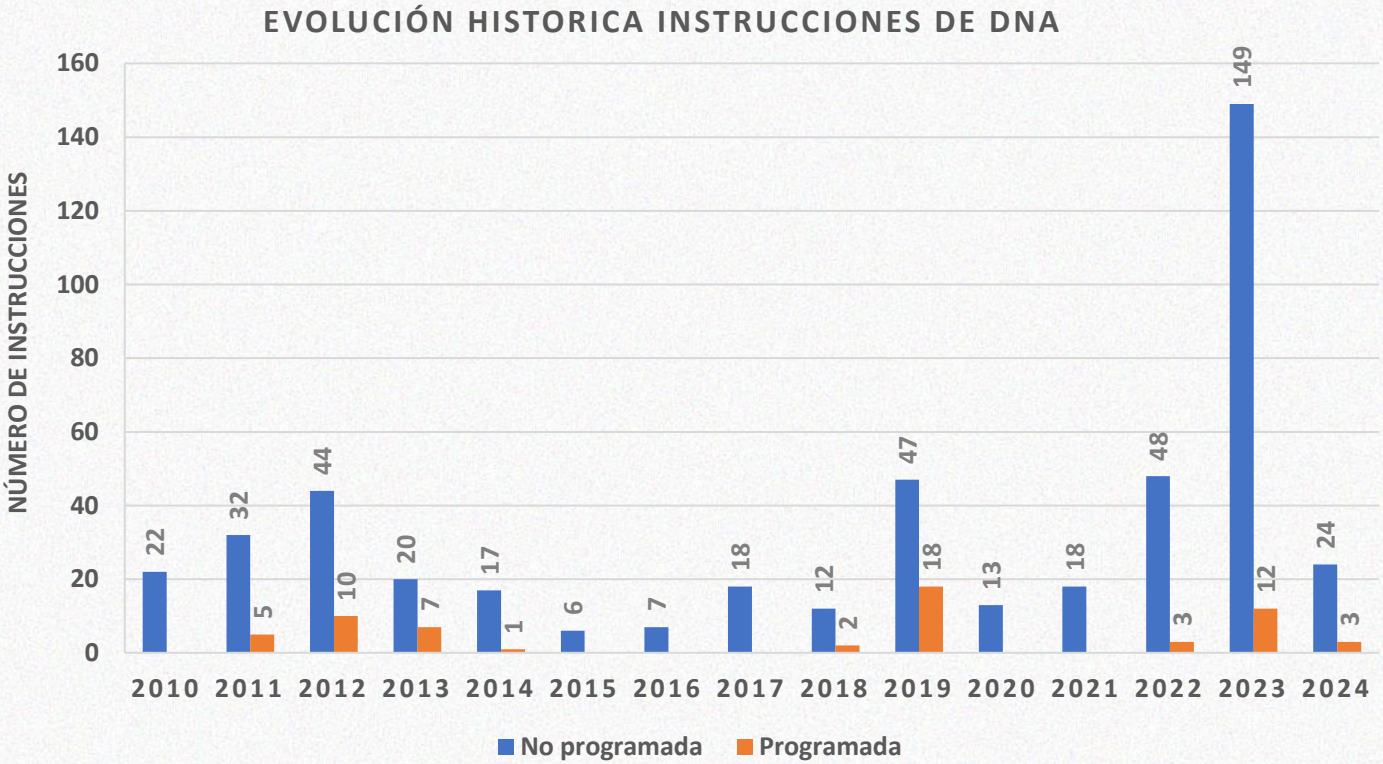
Bolívar: San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 kV.

Córdoba Sucre: Mompox 110 kV.

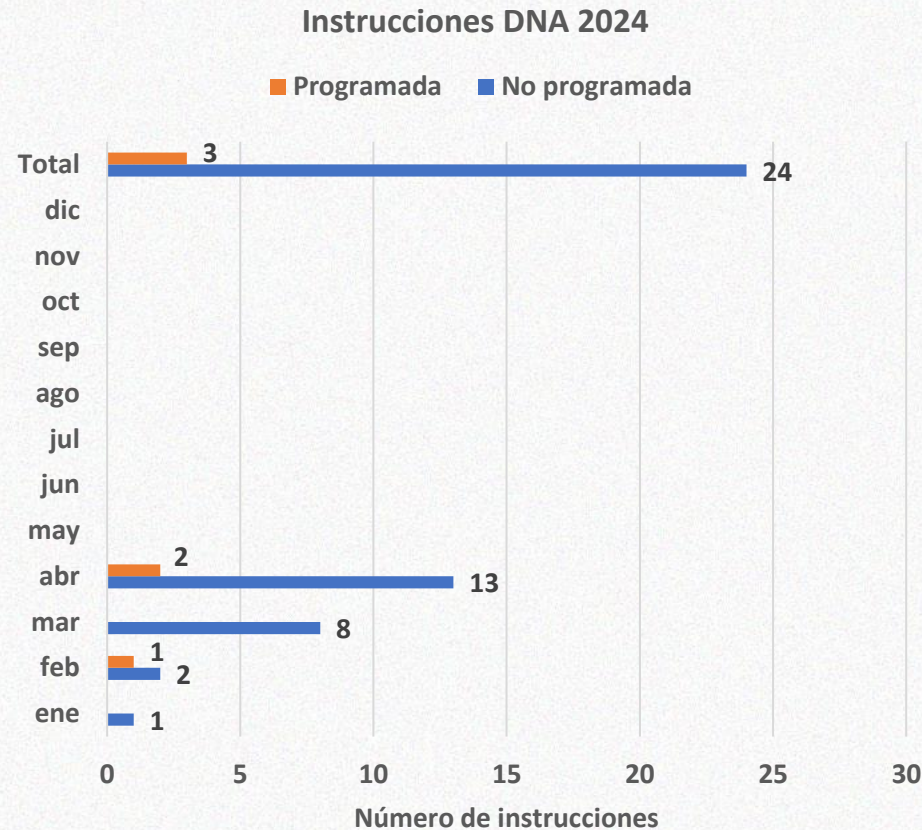
De estos nodos, es de resaltar que no hay proyectos definidos en el horizonte del largo plazo para solventar la condición de emergencia en los nodos El Banco 110 kV y Mompox 110 kV.



Evolución eventos de DNA por agotamiento



*Corte a 21 de abril de 2024



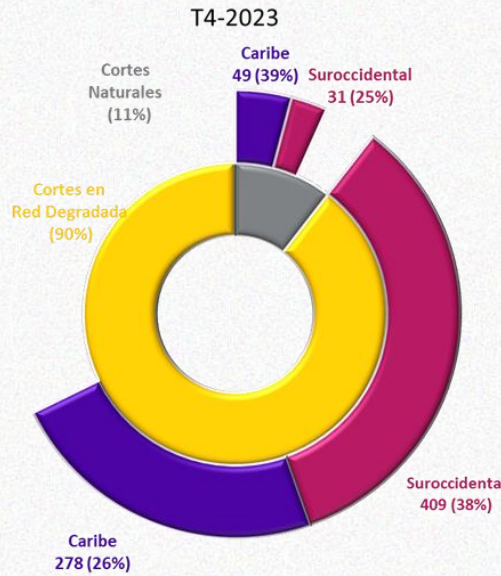
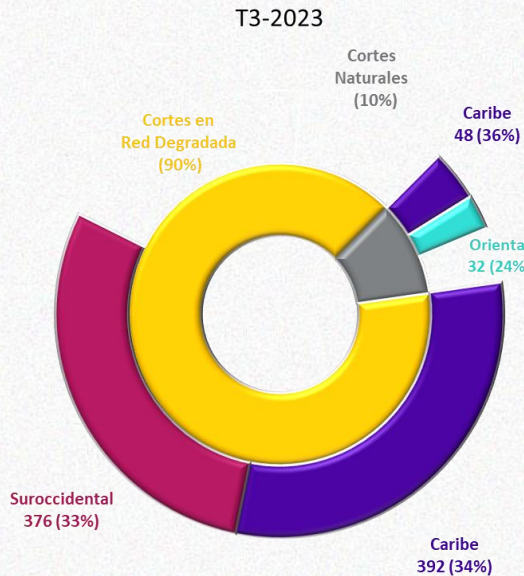
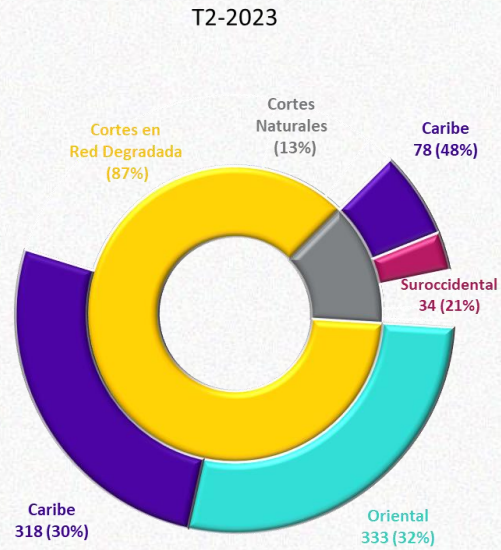
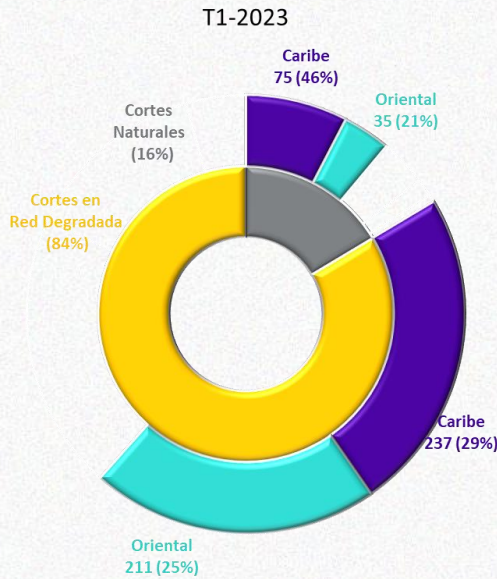
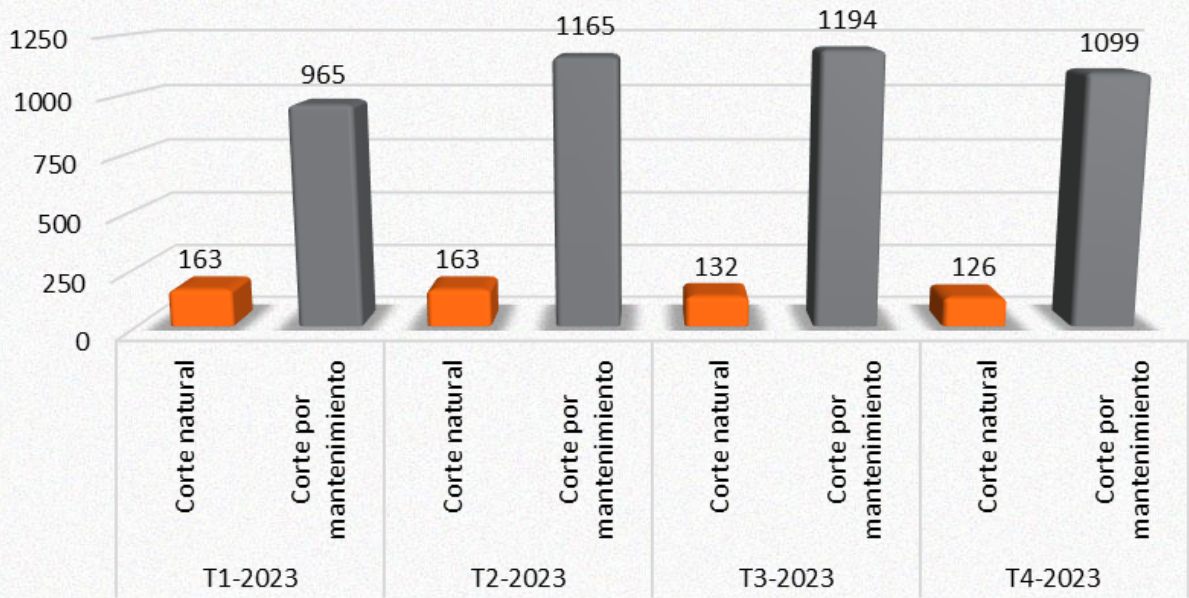
Caribe	9/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	10/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	11/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	12/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	12/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	13/04/2024	Continua demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	13/04/2024	Continua demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	13/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	14/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.

Caribe	14/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	15/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	15/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	16/04/2024	Continua demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	16/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	21/04/2024	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad del área GCM.

*Los eventos indican degradación de la seguridad y confiabilidad en las sub área Córdoba Sucre y Sur de Bolívar.

Evolución cortes activos en el SIN

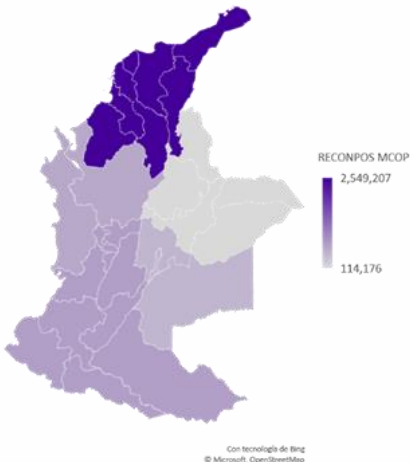
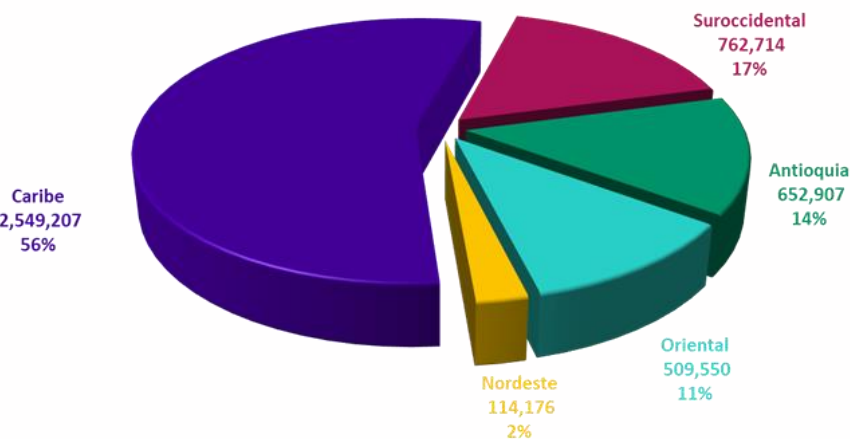
Evolución de cortes SIN



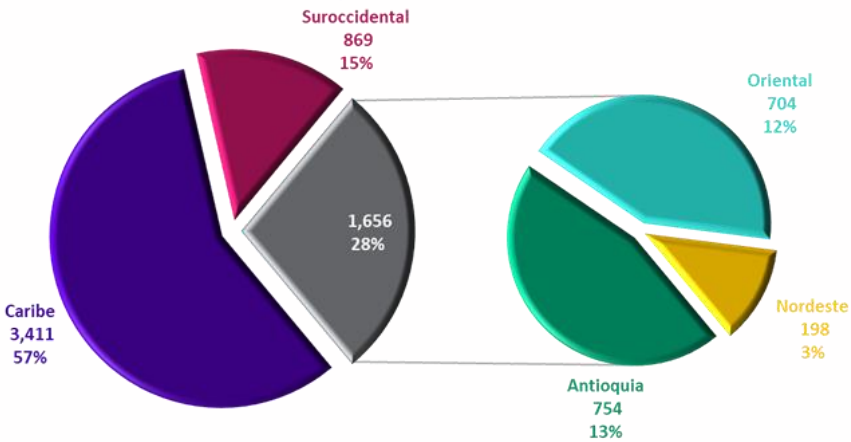
Evolución energía fuera de mérito



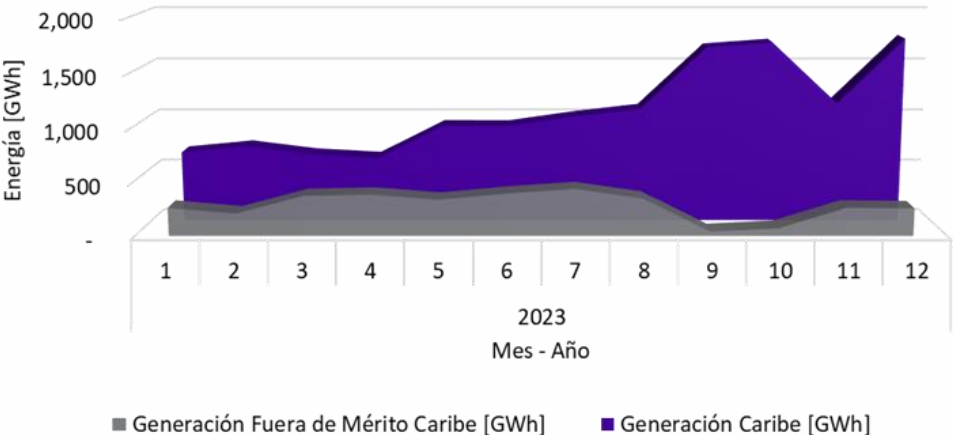
Distribución costo asociado a RECONPOS [MCOP]



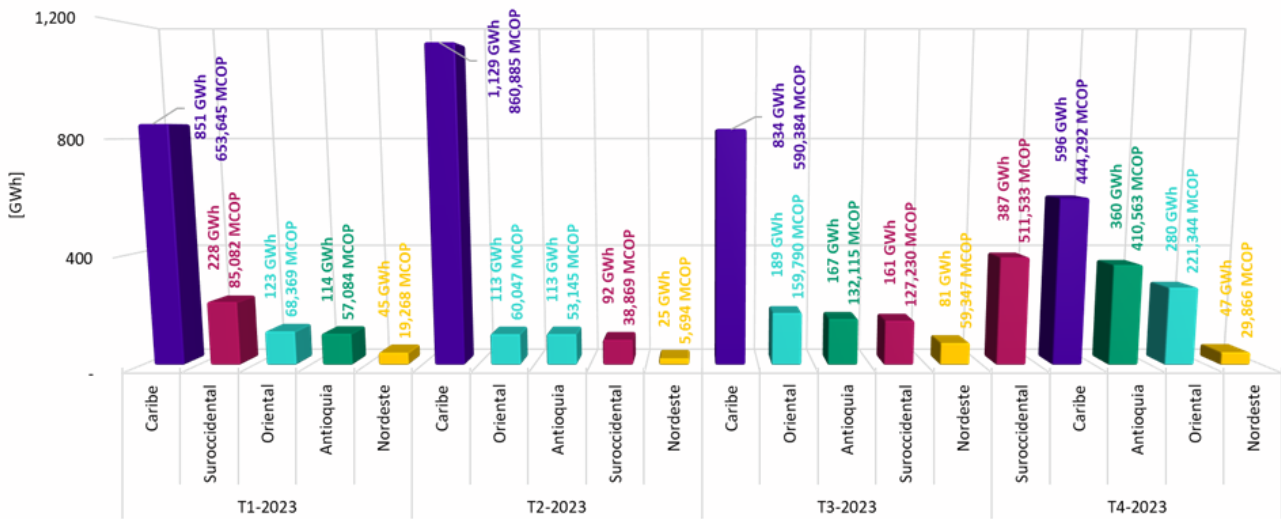
Distribución Energía asociada a RECONPOS [GWh]



Generación Área Caribe

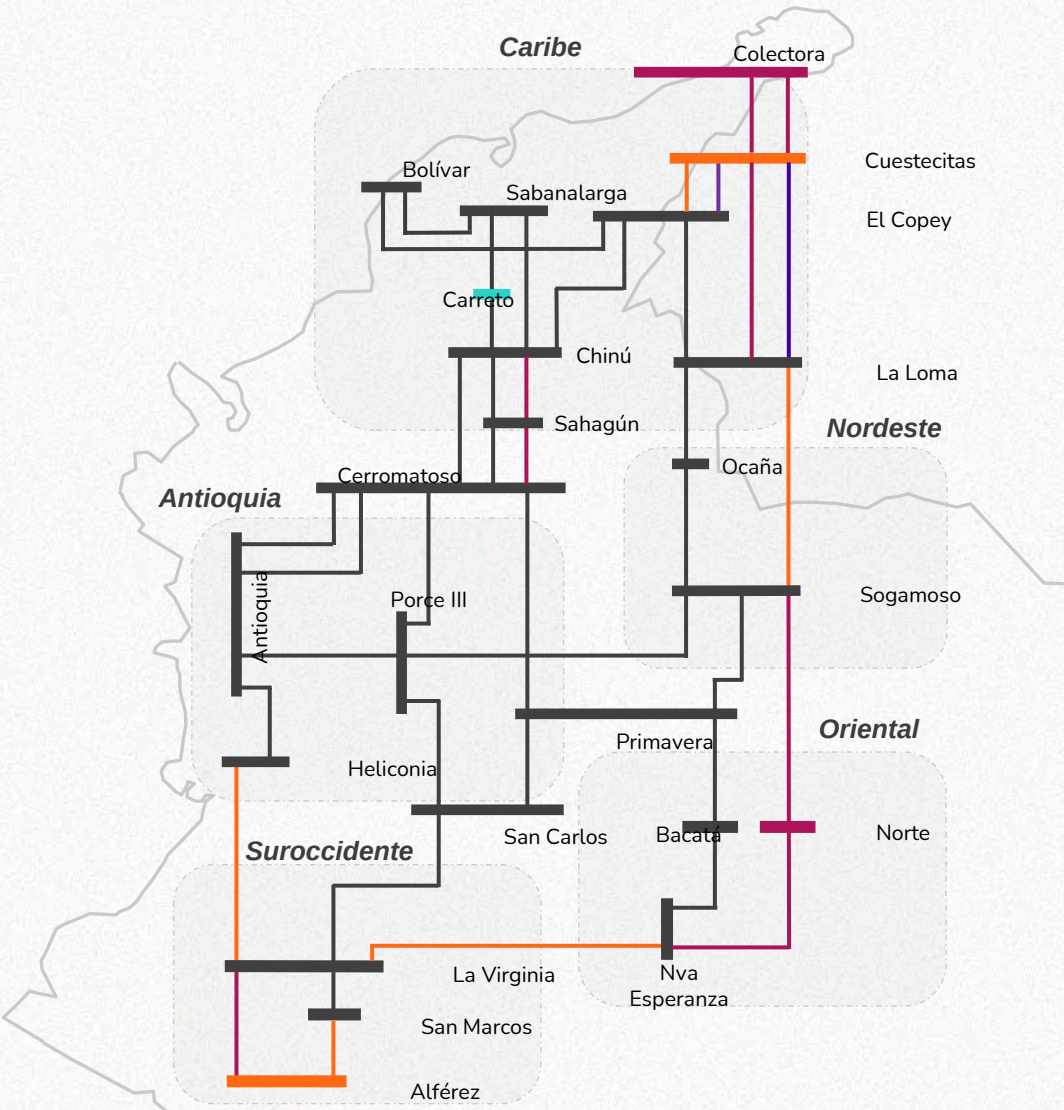


Evolución trimestral RECONPOS [GWh] / [MCOP]



Resumen IPOEMP I 2024 e IPOELP I 2024

Red de transmisión de energía a 500 kV en Colombia



Área	Código	Proyecto	km	FPO
Suroccidental	PTRA00073	Alférez - San Marcos 500 kV	35	19/05/2024
Suroccidental	PTRA00073	Heliconia – La Virginia 500 kV	158	31/05/2024
Caribe	PTRA00243	El Copey – Cuestecitas I 500 kV	215	25/08/2024
Nordeste	PTRA00924	La Loma - Sogamoso 500 kV	200	13/12/2024
Oriental	PTRA00075	La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	190	01/12/2024
Caribe	PTRA00779	El Copey – Cuestecitas 2 500 kV	215	5/05/2025
Caribe	PTRA00325	Cuestecitas - La Loma 500 kV	220	30/05/2025
Oriental	PTRA00070	Sogamoso – Norte 500 kV	245	19/03/2026
Oriental	PTRA00070	Norte – Nueva Esperanza 500 kV	74	19/03/2026
Suroccidental	PTRA00073	La Virginia – Alférez 500 kV	183	31/07/2026
Caribe	PTRA00325	Colectora - Cuestecitas 500 kV	220	15/03/2026
Caribe	PTRA00325	Colectora - Cuestecitas 2 500 kV	220	15/03/2026
Caribe	PTRA00482	Cuestecitas - La Loma 2 500 kV	220	27/06/2026
Caribe	PTRA09546	Cerromatoso – Sahagún 2 500 kV (UPME) *	-	30/06/2026
Caribe	PTRA09546	Chinú – Sahagún 2 500 kV (UPME) *	-	30/06/2026
Caribe	PTRA01139	Chinú – Carreto 500 kV	-	31/03/2027
Caribe	PTRA01139	Sabanalarga – Carreto 500 kV	-	31/03/2027

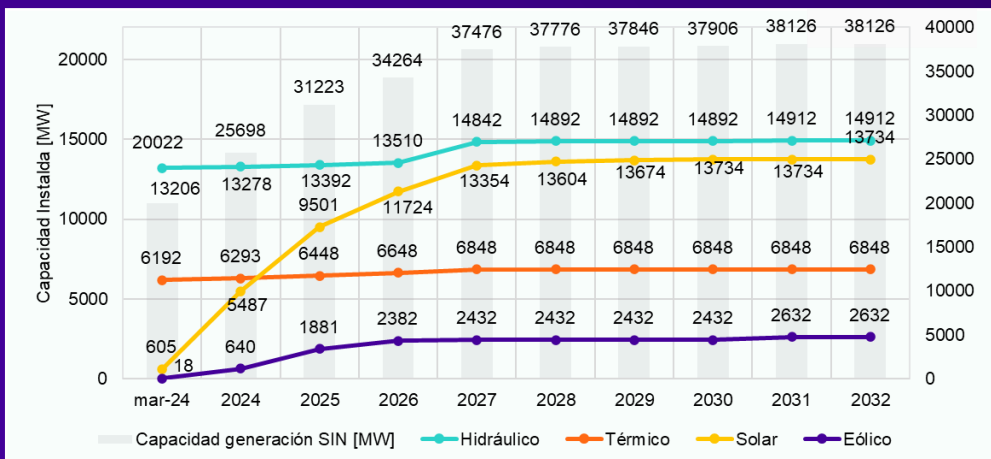
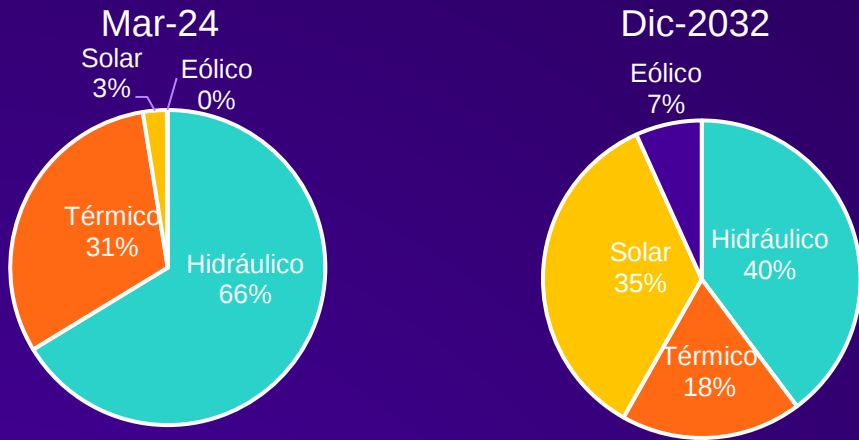
La FPO corresponde a la considerada en el IPOEMP e IPOELP I 2024

■ Red a 500 kV 31/03/2024 ■ 2026 IPOELP ■ 2025 IPOELP
■ Proyectos IPOEMP ■ 2027 IPOELP

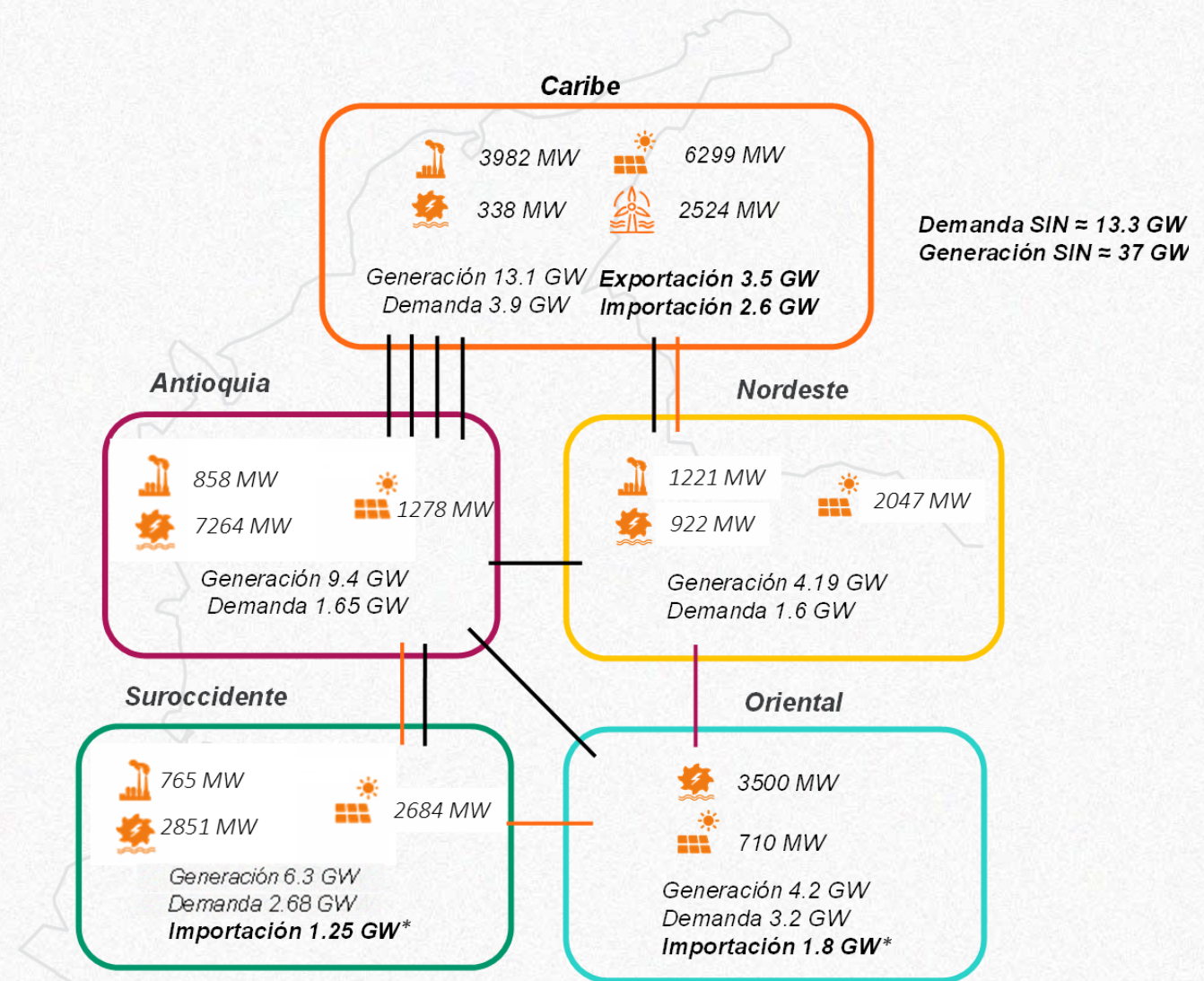
La expansión en la red de 500 KV generará un exceso de potencia reactiva en el sistema. Es posible que se recurra para el control de tensiones a la apertura de circuitos en periodos de baja de manda hasta tanto no se tengan equipos de control dinámico de voltaje para el control de las tensiones.

Evolución esperada de la capacidad de generación del SIN

Escenario del mediano y largo plazo

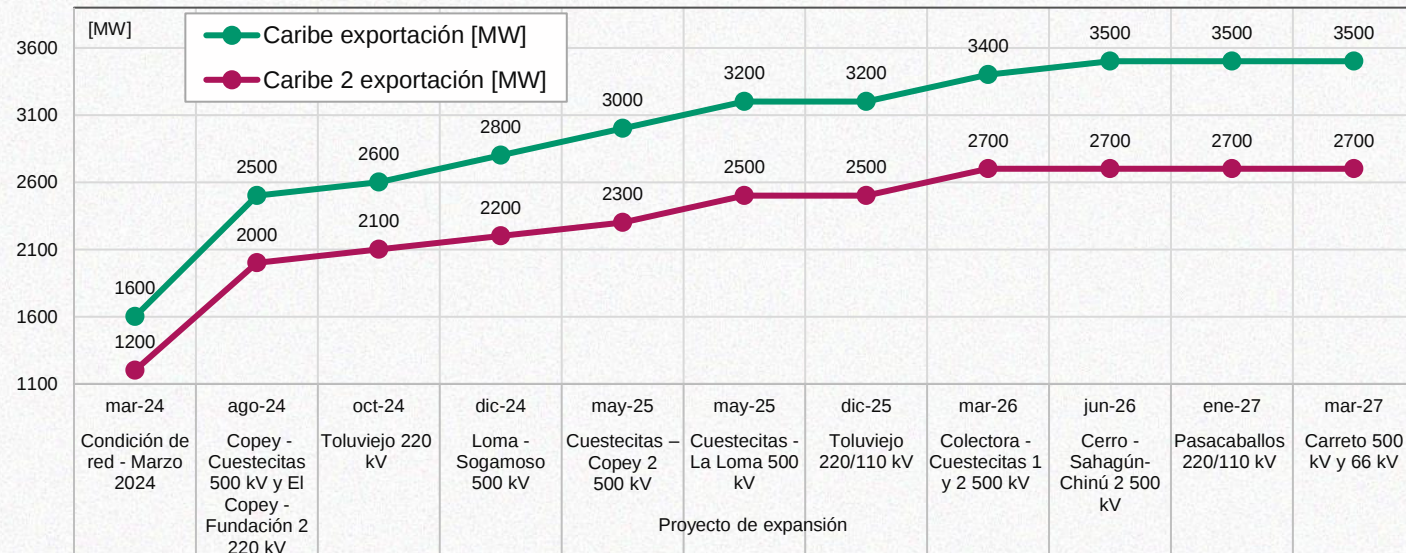
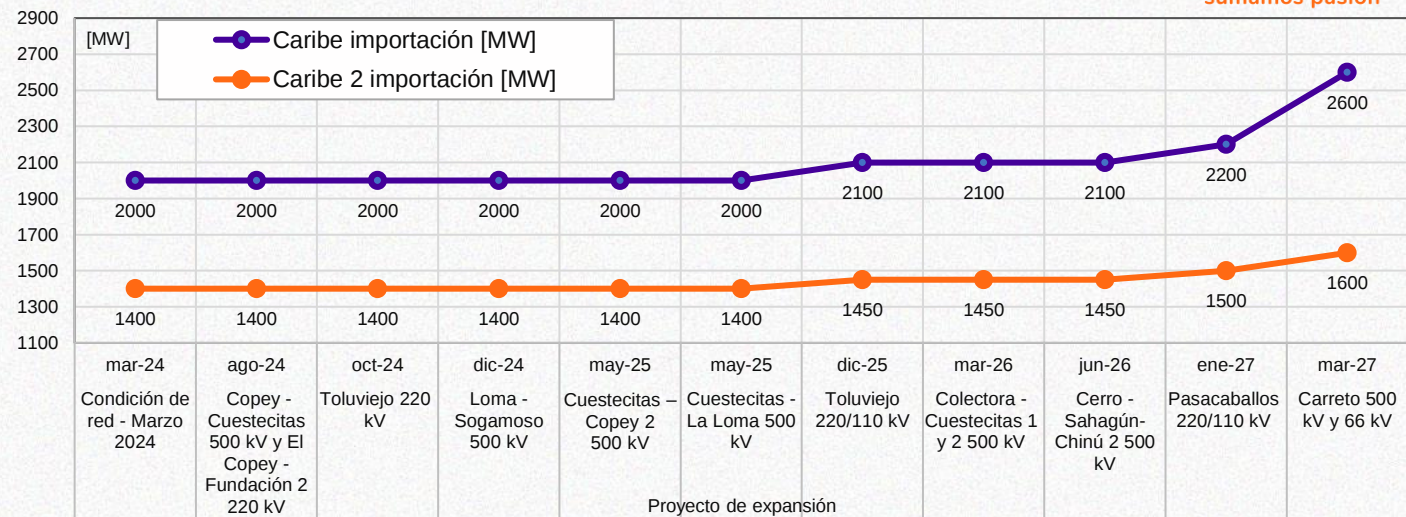
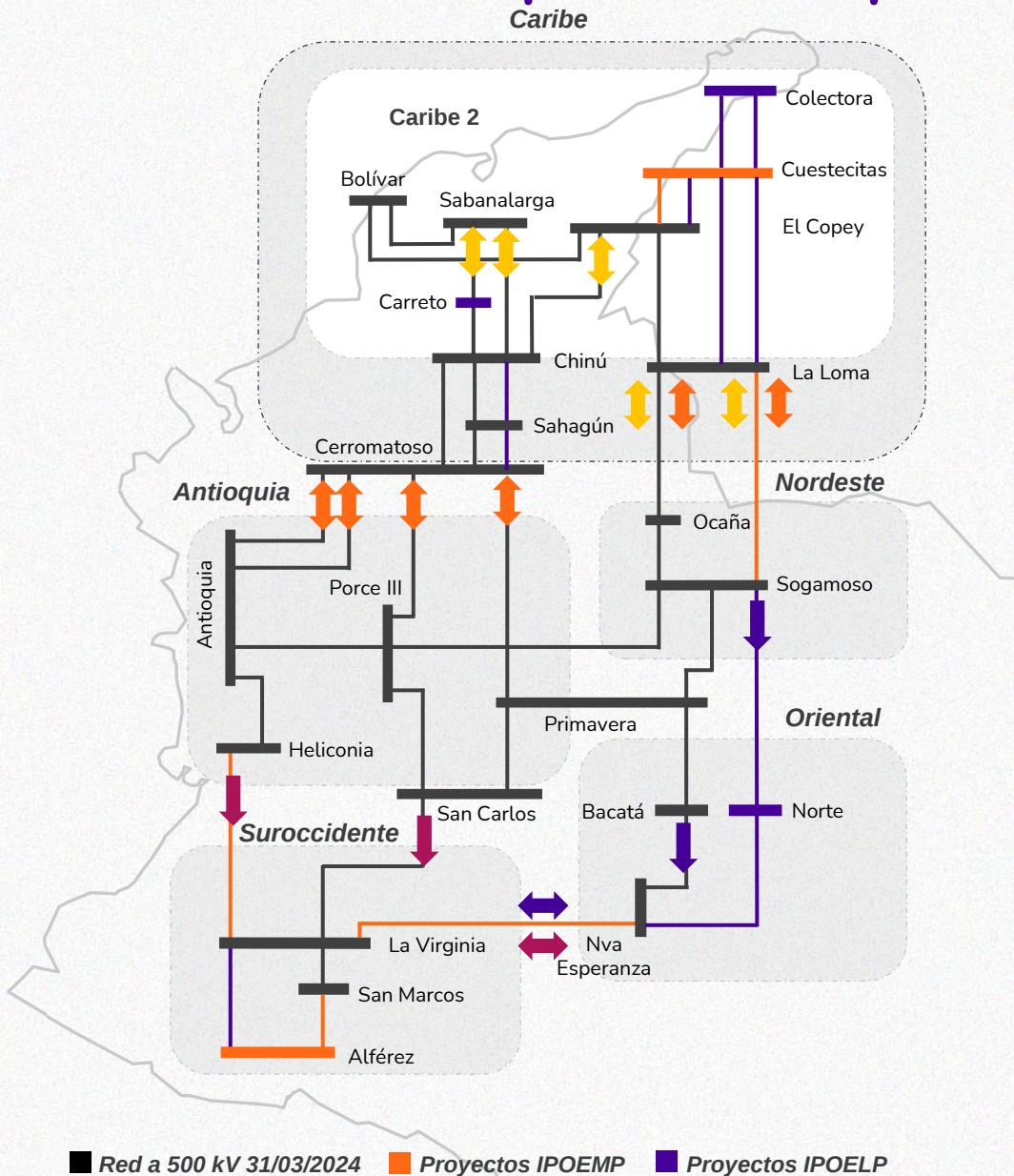


Demanda, capacidad de generación, de importación / exportación - año 2032

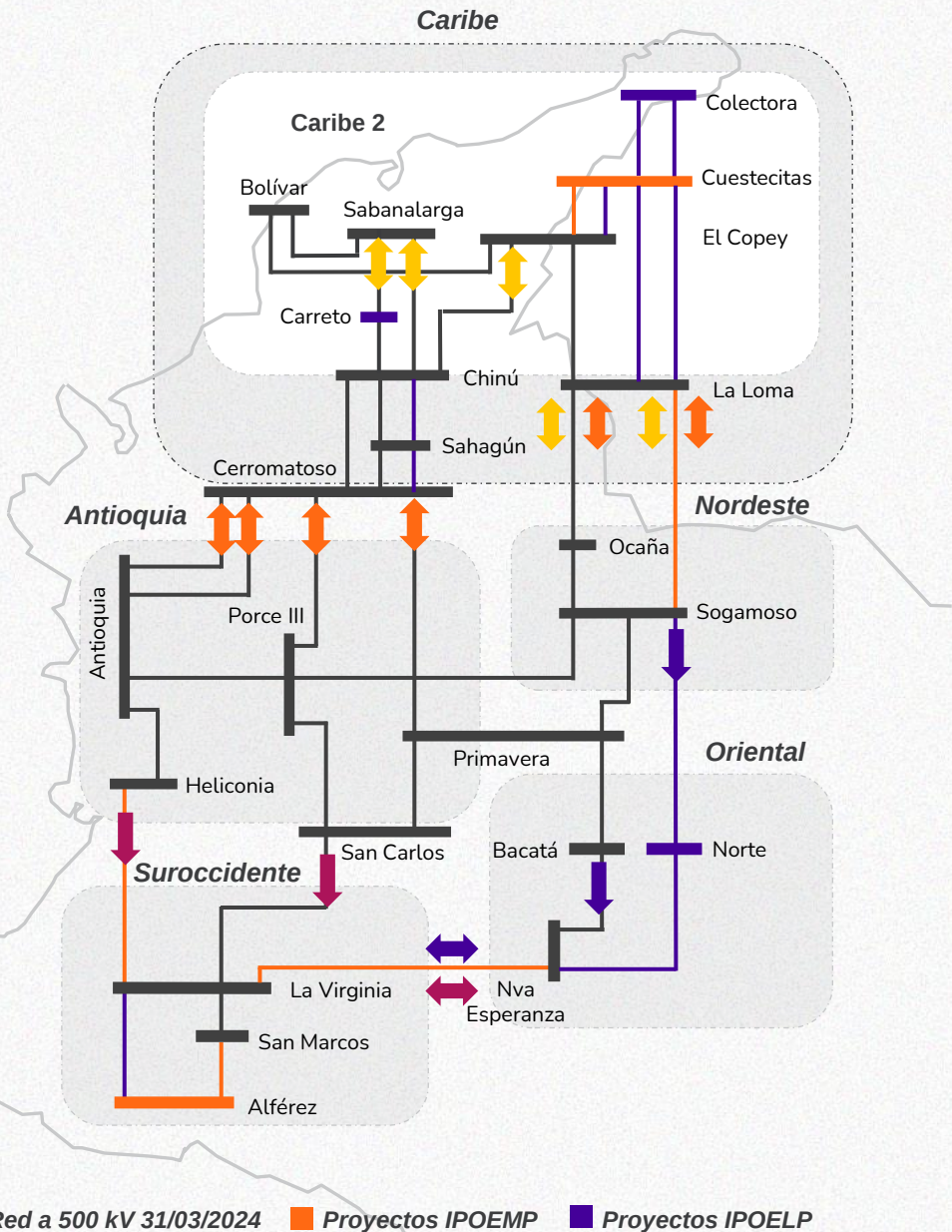


* Importación a través de circuitos de 500 kV

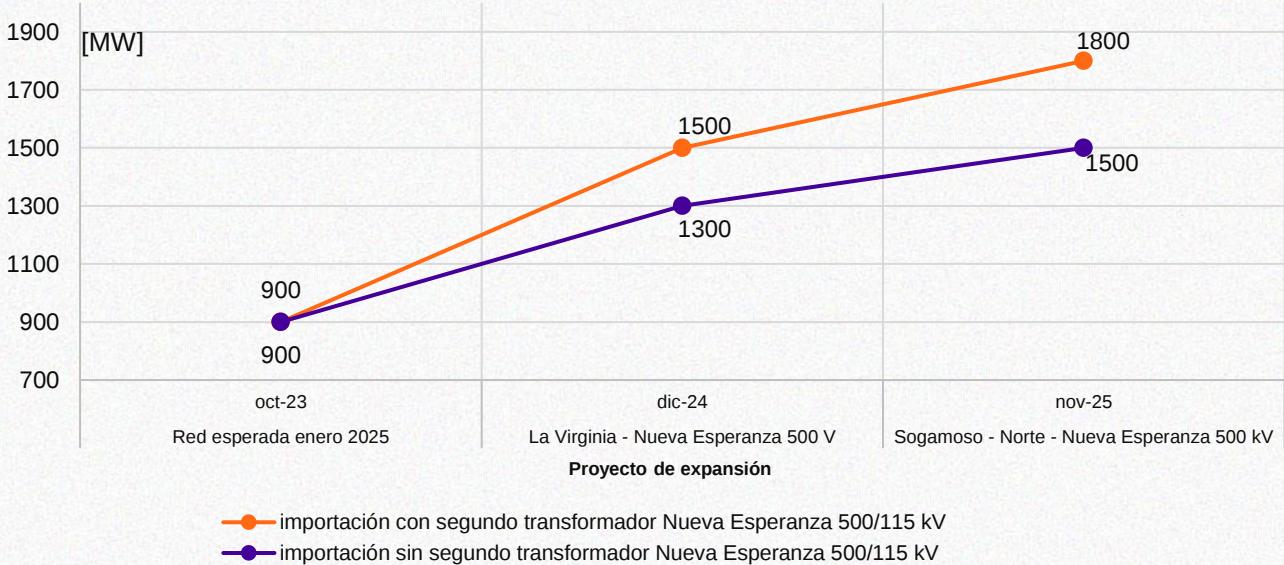
Evolución capacidad de importación y exportación de potencia del área Caribe



Evolución capacidad de importación de potencia área Oriental



La **línea en color naranja** muestra el aumento de capacidad de importación de potencia del área Oriental a través de la red 500 kV ante la entrada del 2do ATR Nueva Esperanza 500/115 kV, restricción que elimina la restricción de sobrecarga del ATR1 la cual es la limitante principal para la condición presentada en **línea color morado**.



Con la entrada de estos proyectos disminuye hasta en 8 el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión en nodos del área.

Se resalta que el proyecto Bahía 500 kV del transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV no tiene promotor. De no entrar este proyecto, la capacidad de importación de potencia a través de la red 500 kV se vería limitada a 1300 MW para la condición de red a 2024 y a 1500 MW al final del horizonte.

Nota: Los valores presentados son referenciales e indicativos dado los supuestos de estudio y la consideración de entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.

Evolución capacidad de importación de potencia área Suroccidental

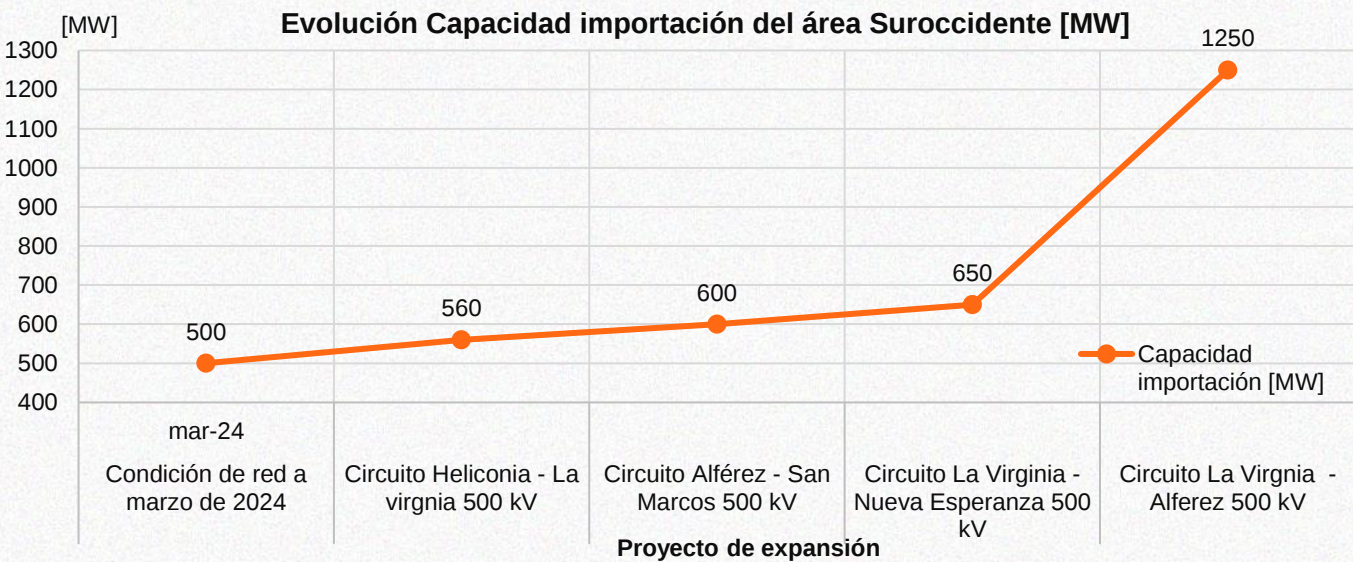
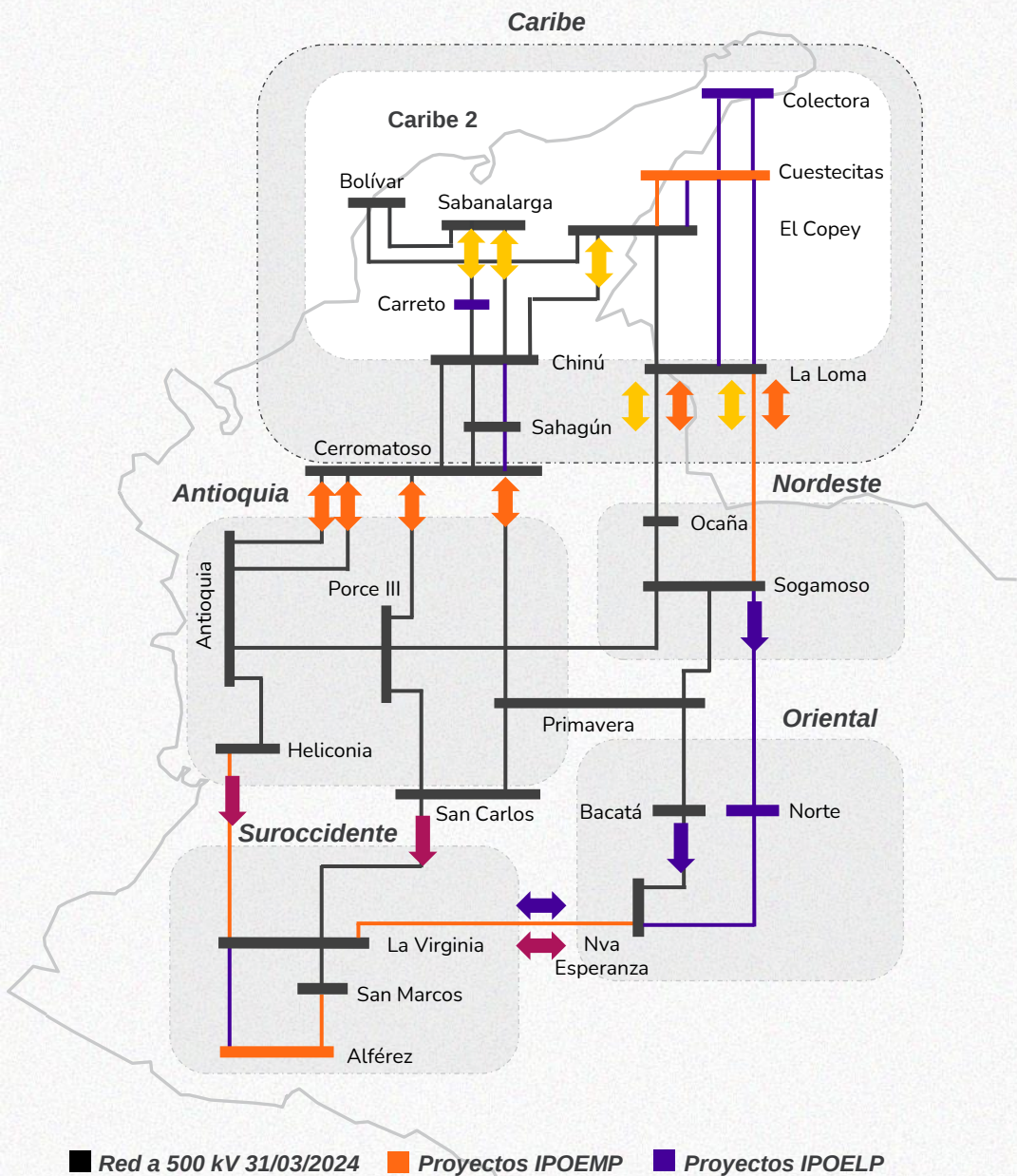


Evolución capacidad de importación de potencia Área Suroccidental

Luego de la entrada en operación de los circuitos San Marcos – Alférez 500 kV y Heliconia – Virginia 500 kV, la contingencia que limita la importación de potencia por la red 500 kV, corresponde al enlace San Marcos – Virginia 500 kV, la cual ocasiona sobrecarga en el transformador Virginia 500/230 kV.

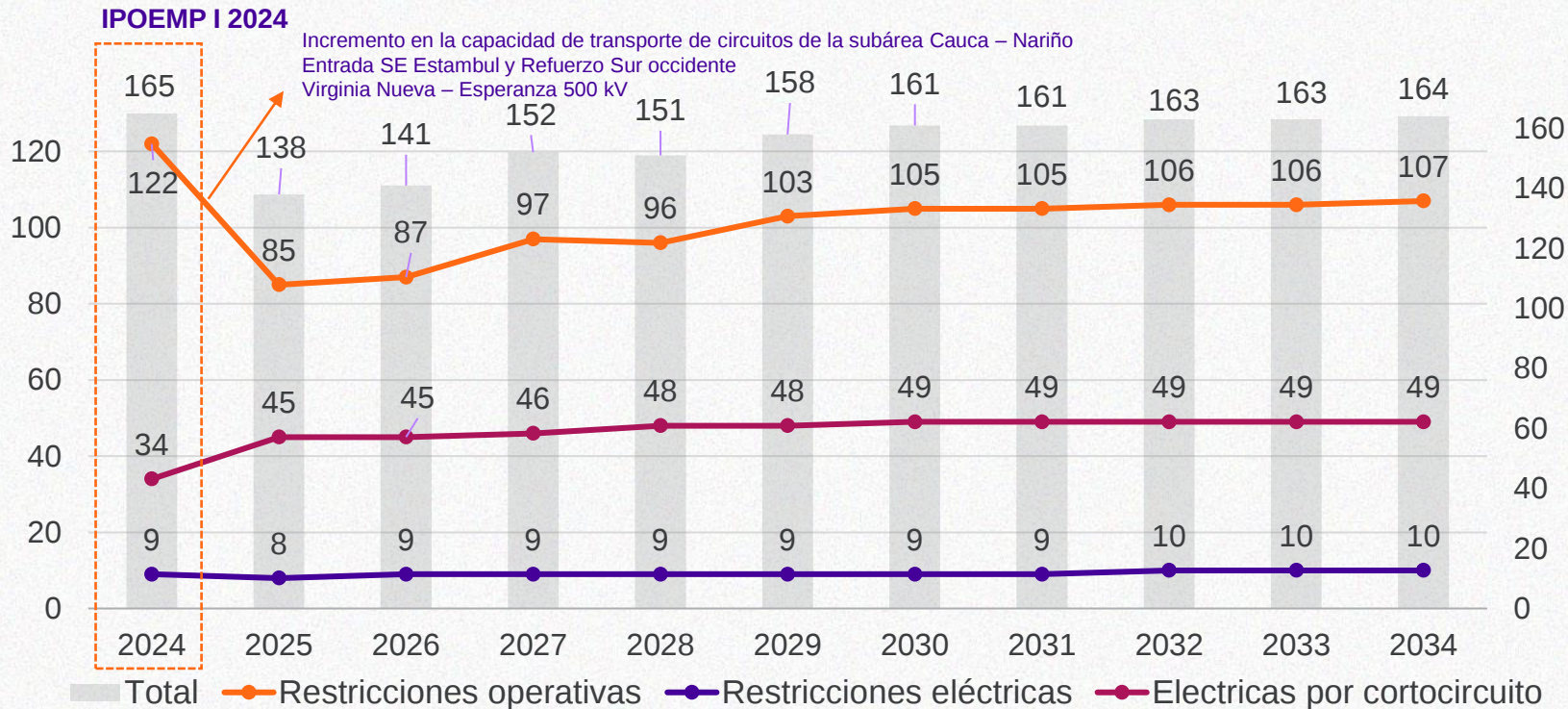
Posterior a la entrada del proyecto La Virginia – Alférez 500 kV, la restricción que limita la importación de potencia del área es sobrecarga de la transformación Alférez 1 y 2 500 / 230 kV ante contingencia del transformador de San Marcos 500/230 kV.

Con la evolución de proyectos, se evidencia alta tensión en nodos del área en especial en periodos de baja demanda. Se resalta que el proyecto reactor de 120 Mvar en SE San Marcos 500 KV no tiene promotor y está en prepublicación de pliegos de la UPME.



Nota: Los valores presentados son referenciales e indicativos dado los supuestos de estudio y la consideración de entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.

Evolución de las restricciones por área operativa



Restricciones sin obra de expansión definida por área operativa



■ Caribe ■ Antioquia ■ Suroccidental ■ Oriental ■ Nordeste

Área	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Caribe	65	60	55	62	62	69	70
Antioquia	11	15	16	16	16	16	16
Suroccidental	38	11	13	15	15	15	16
Oriental	34	31	32	30	30	30	31
Nordeste	17	21	25	29	28	28	28
Total SIN	165	138	141	152	151	158	161

La evolución de restricciones es sujeta a:

- Los supuestos de los estudios del mediano y largo plazo (IPOEMP e IPOELP)
- Proyección de demanda por año y factores de distribución.
- Materialización de la entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.
- Mejor información de parámetros de equipos.

Agotamiento de red

Elementos que en condición de red completa presentan carga cercana o superior a la nominal de corriente.

Nodos del STR con tensión cercana o inferior al límite regulatorio de 0.9 p.u. y que no tienen obra de expansión definida en el horizonte del largo plazo o el proyecto no tiene promotor asignado.

Elementos con alto valor de carga en red completa

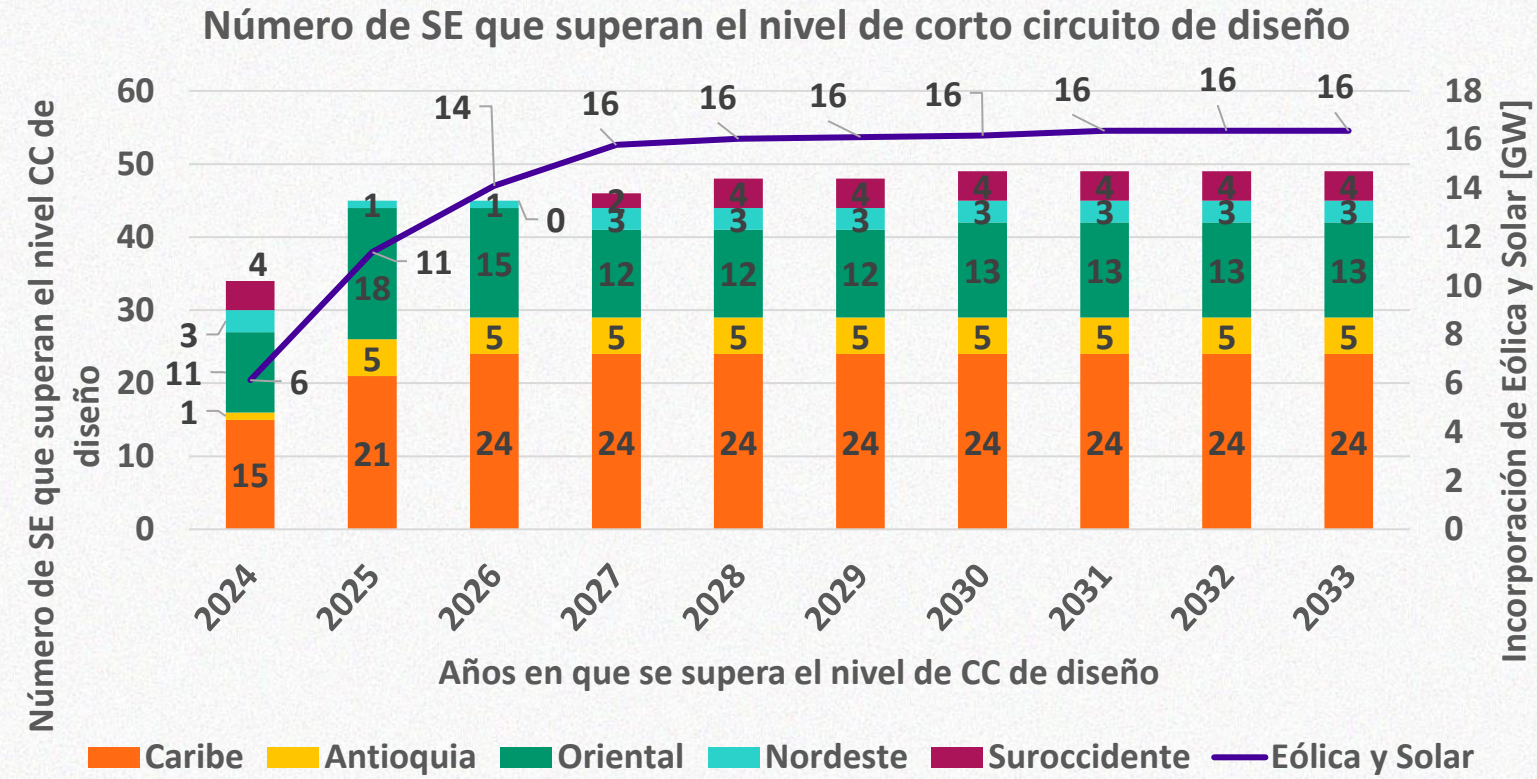
Equipo	MW	Proyecto que elimina la restricción
Transformadores Chinú 1, 2 y 3 500/110 kV	270	No tiene proyecto definido.
Circuito Chinú – Sincé 110 kV	75	No tiene proyecto definido
Circuito Chinú – San Marcos 110 kV	38	No tiene proyecto definido
Circuito Ternera – Gambote 66 kV	32	Carreto 500/66 kV (FPO:2027)
BT 34.5 kV Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV	30	Nueva San Juan 220/110 kV (FPO: 2026)
BT 13.8 kV en Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV	30	No tiene proyecto definido
Transformador Valledupar 9 220/110 kV	37	No tiene proyecto definido
Transformador Cerromatoso 110/34.5 kV 30 MVA.	27	No tiene proyecto definido

Nodos con tensión cercana o inferior a 0.9 p.u.

Subárea	Nodo	Proyecto que elimina la restricción
GCM	El Banco 110 kV	No tiene proyecto definido.
GCM	San Juan 110 kV	Nueva San Juan 220/110 kV (FPO: 2026)
Córdoba Sucre	Mompox 110 kV	No tiene proyecto definido.
Bolívar	El Carmen 66 kV	Carreto 500/66 kV (FPO:2027)
	Zambrano 66 kV	
	San Jacinto 66 kV	
	Calamar 66 kV	
	Gambote 66 kV	

Se recomienda de forma prioritaria a los operadores de estos equipos y a la UPME trabajar de forma conjunta para identificar acciones para eliminar estas restricciones ya que ante su materialización se podrá incurrir en desatención de demanda.

Niveles de Corto Circuito del Sistema



Área	STN	STR	Total
Antioquia	1	4	5
Caribe	8	16	24
Nordeste	1	2	3
Oriental	3	10	13
Suroccidente	0	4	4
Total	13	36	49

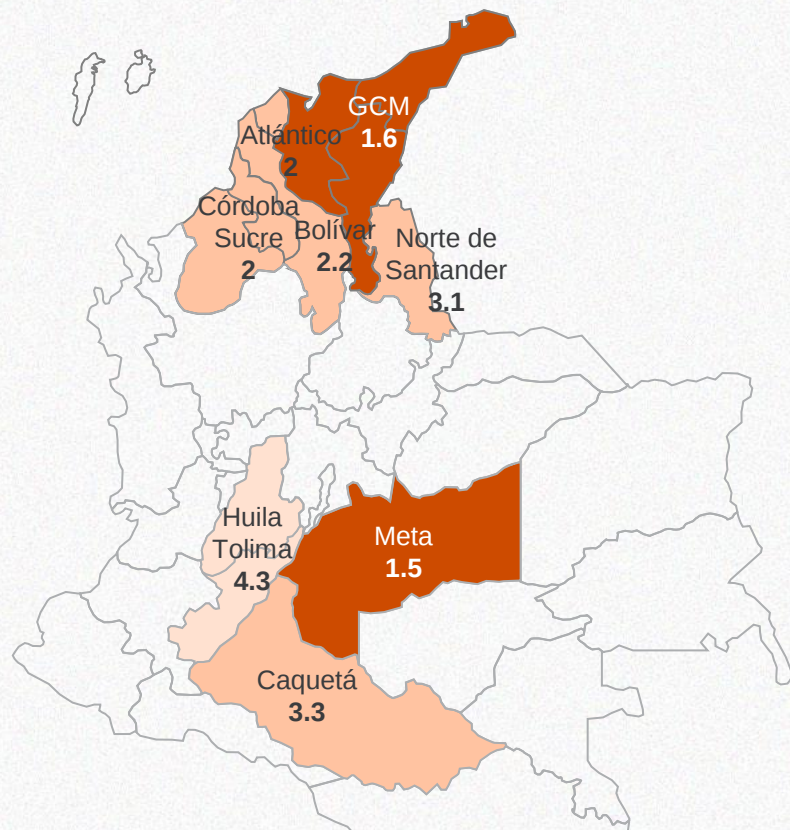
SE que superan el nivel de CC a 2030

Numero de subestaciones que superan el nivel de cortocircuito a 2033

*Informe de planeación operativa eléctrica de largo plazo I de 2024.

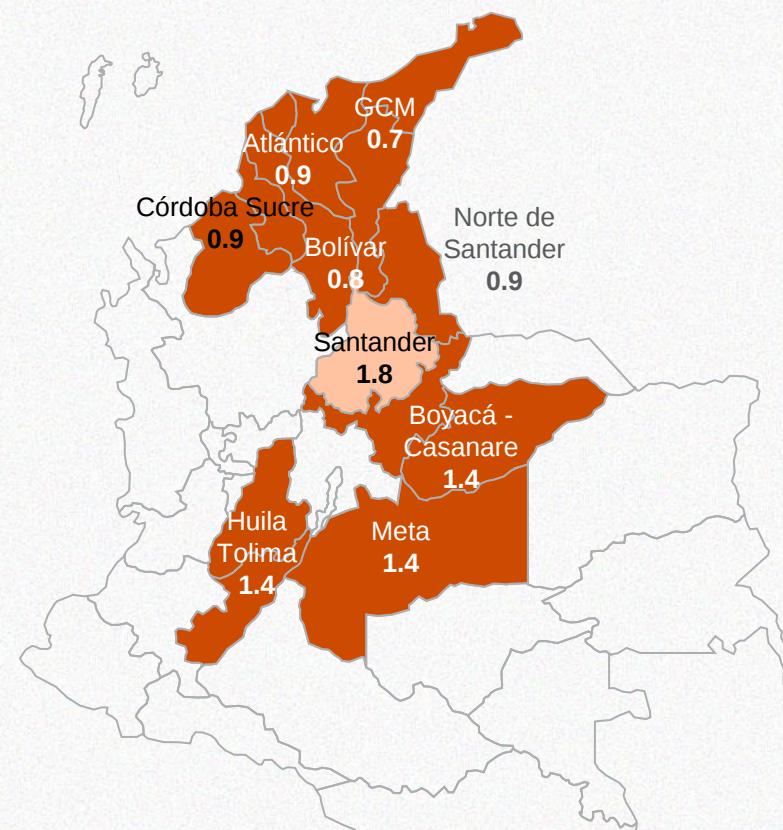
Índices de Fortaleza

Condición de red esperada a diciembre 2024



Color	SCRIF
	< 1.5
	Entre 1.5 y 4
	Entre 4 y 5

Condición de red esperada a diciembre 2029



Índice	Calculado con	Límite	Recomendación a los promotores	
SCRIF	$SCRIF_i = \frac{SCMVA_i}{P_i + \sum_j (IF_{ji} \times P_j)}$ <i>SCMVA_{POI}</i> Es la potencia de cortocircuito en el nodo i <i>P_i</i> Potencia nominal del IBR que se conecta al nodo i <i>P_j</i> Potencia MW planta IBR en barra j asociada al factor de interacción <i>IF_{ji}</i> <i>IF_{ji}</i> Es el cambio en el voltaje del bus i (ΔV_i) por un cambio en el voltaje del bus j (ΔV_j)	1.5	Entre 1.5 y 5	Para los promotores de proyectos FERNIC a conectar en nodos con métricas de fortaleza inferior a las propuestas se recomienda: Para la condición esperada de red validar con estudio de detalle (EMT) el cumplimiento de los criterios regulatorios y condiciones estables de operación.

Condensador síncrono en control de restricciones del SIN

Mitigar ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR) y mejorar la calidad de la potencia en el sistema

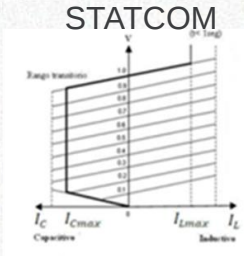
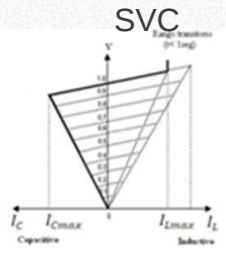
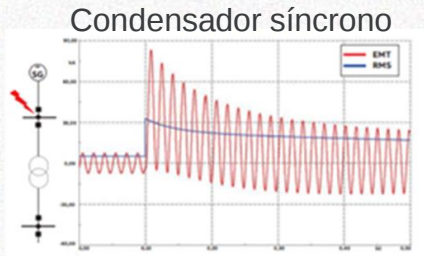
Dada la evidencia en algunos nodos del área Caribe, especialmente en los nodos de la subárea GCM y Bolívar, son vulnerables al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR). Poder fortalecer la red permite mitigar las condiciones que causan dicho fenómeno al disminuir el el delta en caída de tensión ante fallas.

Fortaleza de red e Inercia

Con la previsión de una mayor incorporación de fuentes de generación renovable en el futuro, los análisis de fortaleza de la red en los horizontes de mediano y largo plazo revelan valores preocupantes en las métricas SCR (SCRIF, WSCR) que indican la posibilidad de condiciones relacionadas con la inestabilidad en los controladores.

Control de Mvar y tensión

Ante la entrada de los proyectos de transmisión en el horizonte de mediano y largo plazo, se anticipa una alta contribución de reactivos inherentes a la transmisión, lo cual se traducirá en un aumento de la tensión en nodos del área Caribe. Por lo anterior se resalta la recomendación de contar con equipos con capacidad de respuesta dinámica para la regulación reactiva. Entre las opciones de equipos adecuados para este propósito, se recomienda que estos pueden aportar inercia y cortocircuito a la red.



Control de potencia reactiva	●	●	●
Control dinámico de potencia reactiva	●	●	●
Operación en baja tensión	●	●	●
Aporta corriente de cortocircuito	●	●	●
Capacidad de sobrecarga temporal	●	●	●
Aportan inercia	●	●	●

*Solo se consideran tecnología probadas y con marcos normativos de desempeño ya establecidos.

Recomendaciones a la CREG.

Establecer métricas y umbrales de fortaleza de red, lo que brindará herramientas:

- **A la UPME:** Definición de requisitos de conexión y un mejor dimensionamiento de los recursos FERNC
- **A promotores FERNC:** Mejor selección del inversor, o identificar la necesidad de acompañarlo con equipos que fortalezcan el nodo de conexión.
- **Al CND:** Identificación de recomendaciones que permitan una penetración de recursos FERNC en el sistema eléctrico colombiano de forma segura y confiable.

Recomendaciones a la UPME.

- Hacer uso de las métricas para evaluación de fortaleza de red, como pueden ser las métricas SCR al momento de aprobar nuevos puntos de conexión. Así mismo, realizar análisis integrales de la red del STN y STR, considerando todos los proyectos de generación previamente aprobados, para definir nuevas obras.
- Solicitar simulaciones RMS y EMT como parte de los estudios de conexión que consideren las condiciones esperadas de operación del punto de conexión y validación del nivel de fortaleza de red (SCRIF, WSCR y CSCR) para garantizar condiciones estables.
- Tener presente que los valores de SCR, CSCR, SCRIF, y WSCR podrán disminuir ante la entrada de progresiva de proyectos de generación basada en inversores, de no acompañarse de equipos con aporte de cortocircuito como condensadores síncronos u otras tecnologías.
- De no entrar en el mediano - largo plazo equipos que brinden fortaleza de red y que no dependan del despacho de generación, podría ser necesario, aún ante alta disponibilidad de recursos basados en inversores, programar recursos síncronos para garantizar aportes de corto circuito y condiciones estables de operación o limitar la potencia inyectada por recursos FERNC.
- Definir a la mayor brevedad posible obras para fortalecer el nivel de cortocircuito de la red en nodos con bajos valores de fortaleza de red.

+ + + + + + + +

+ Indicadores de la Operación +

Situación Operativa Central Guatape 01/05/2024

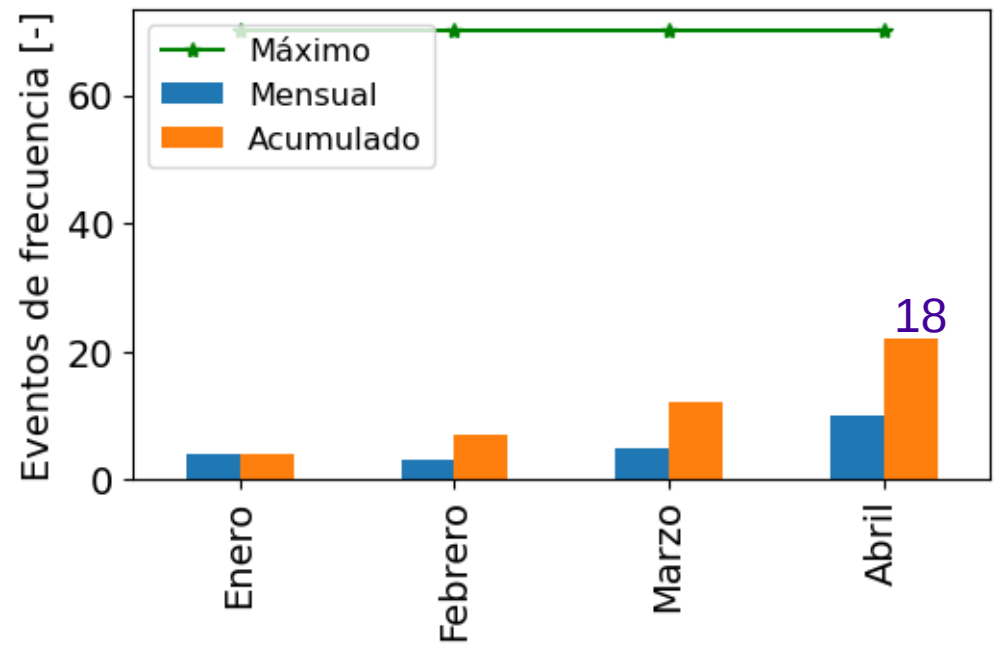


El 01 de mayo de 2024, a las 00:34 por falla en los servicios auxiliares de la cámara de válvulas (mariposa) de la central Guatape (4 despachadas y 4 asignadas con AGC), las unidades salen de servicio de forma secuencial, esto con el fin de evitar un evento de frecuencia.

Inicialmente, el AGC estaba asignada a las unidades de Alban, Porce III y Guatape. El AGC de Guatape debió reasignarse a las unidades de Jaguas y San Carlos.

Las unidades de Guatape estuvieron indisponibles desde el periodo 1 (00:34) hasta el periodo 12 (la primera unidad sincroniza a las 11:25).

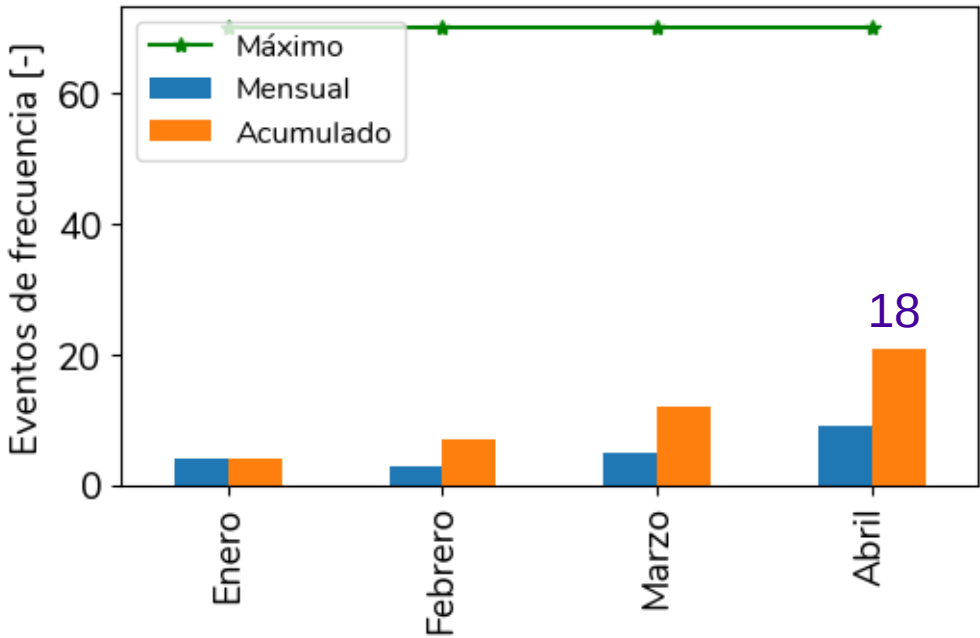
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Abril de 2024 se presentaron 9 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2024-04-03 14:07	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de las todas unidades TERMOSIERRA con 350 MW, la frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59,74 Hz.	No
2024-04-23 22:44	4.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de las todas unidades GUADALUPE 4 con 200 MW, la frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59,76 Hz.	No
2024-04-26 21:23	3.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de las unidades 1 y 2 de TERMOSIERRA con aproximadamente 212 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,757 Hz	No
2024-04-01 04:23	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de las todas unidades TERMOSIERRA con aproximadamente 335 MW, la frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59,789 Hz.	No
2024-04-30 10:01	1.0	59.8	Evento de frecuencia por pérdida de generación en Ecuador, Central Coca Codo Sinclair con aproximadamente 156 MW. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59,7960 Hz.	No

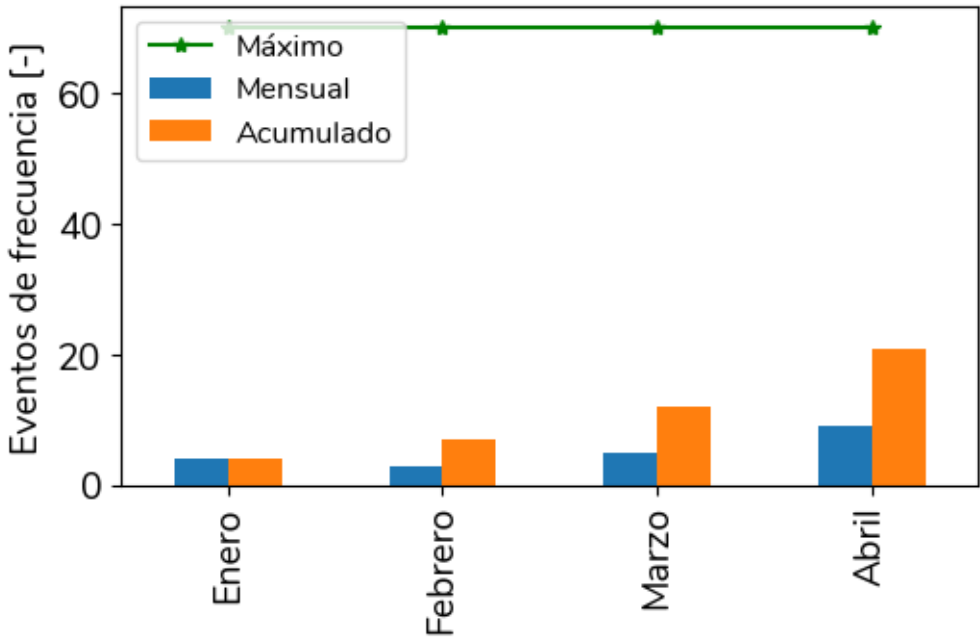
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Abril de 2024 se presentaron 9 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion [s]	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2024-04-28 17:33	1.0	60.2	Evento de frecuencia por disparo de carga industrial de 230 MW en la subestación Reforma 230kV, la frecuencia alcanza un valor máximo de 60,21 Hz.	No
2024-04-20 01:07	1.0	59.6	Evento de frecuencia por disparo de la unidad GECELCA 3.2. con aproximadamente 250 MW, la frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59,653 Hz.	No
2024-04-24 04:03	10.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de las todas unidades TESORITO con aproximadamente 200 MW, la frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59,675 Hz.	No
2024-04-26 06:22	8.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo del activo de conexión BL2 GUACHAL A TERMOEMCALI 115 kV sacando todas las unidades de TERMOEMCALI con aproximadamente 210 MW, la frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59,7221 Hz.	No

Eventos Transitorios de Frecuencia - Ituango

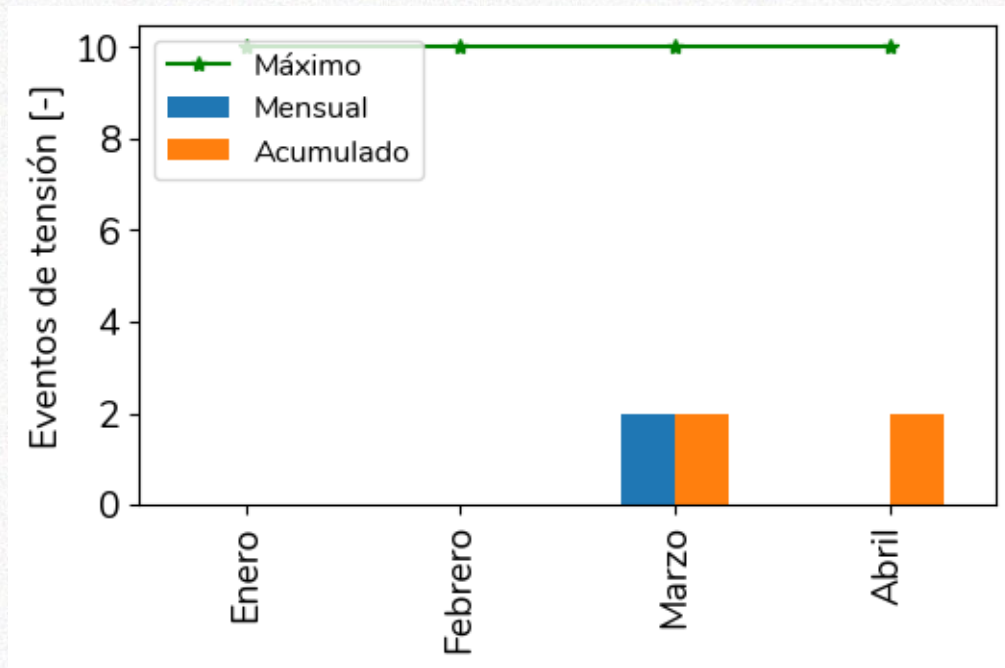


Durante el mes de Abril de 2024 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitoria en el sistema por Ituango

Fecha	Duración [s]	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2024-04-21 10:24	18.0	59.6	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 4 con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.6004 Hz.	No
2024-04-21 15:03*	255	59.6	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 1 con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.5243 Hz.	No

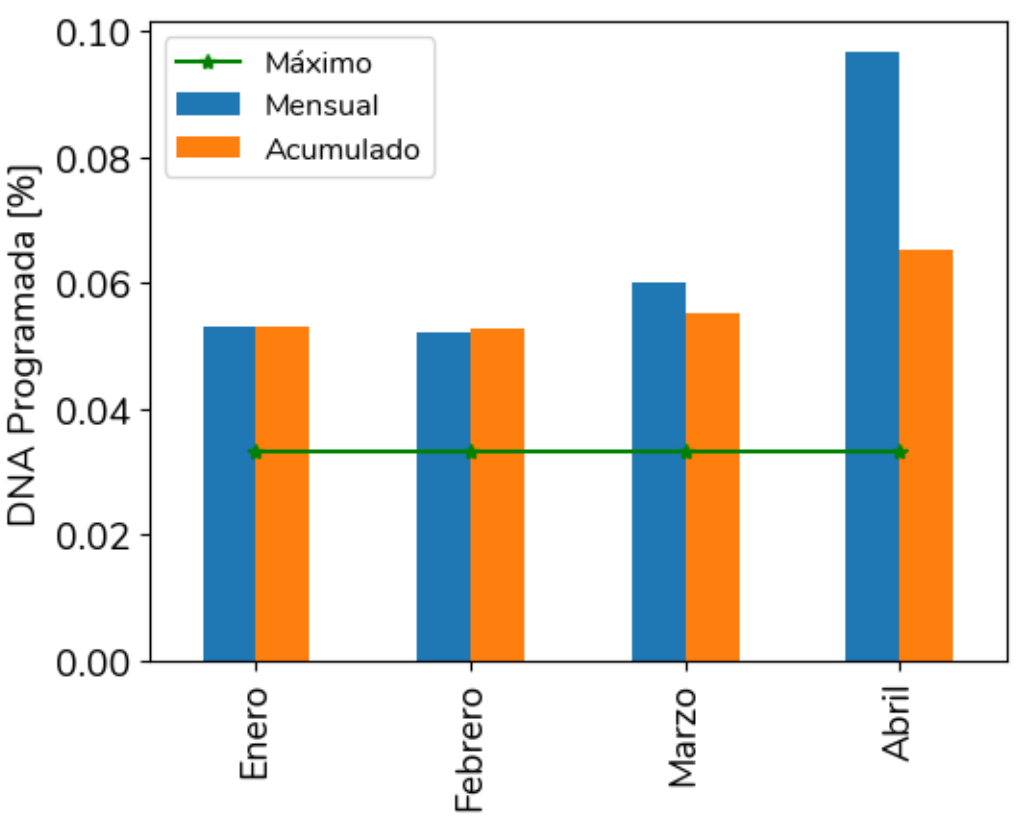
El evento presentado a las 15:03 el día 21/04/2024, corresponde a un evento transitorio y lento de frecuencia, primero por el evento de Ituango (transitorio) y posteriormente la desconexión del AGC que estaban prestando únicamente las unidades de San Carlos (lenta).

Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Abril de 2024 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

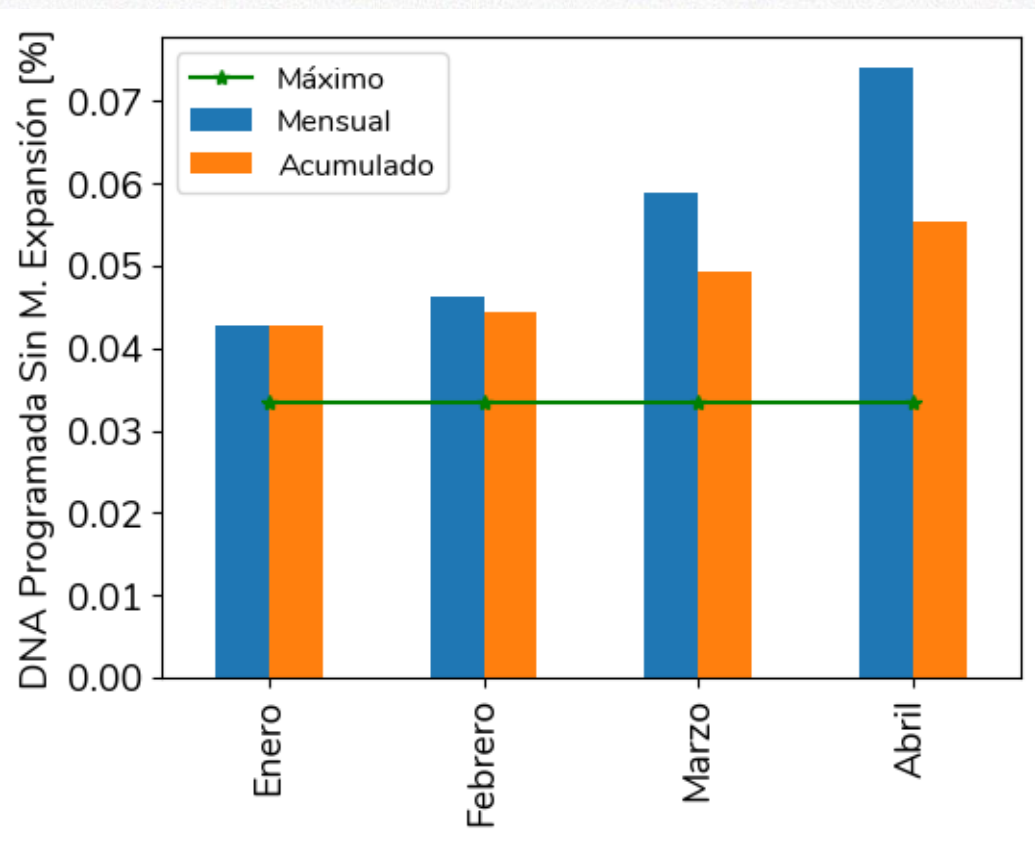
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 6.179 GWh en el mes de Abril. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-04-14 05:08	545.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2018385 y C2018386 de los activos EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV y EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV, respectivamente.
2024-04-09 07:06	470.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2015213 del activo BARRA CAUCASIA 110 kV.
2024-04-24 07:00	461.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2015256 del activo BARRA URABA 110 kV.
2024-04-19 07:05	437.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2018602, C2018599, C2018647 y C2018650 de los activos BARRA SINCE 110 KV, CHINU - SINCE 1 110 kV, MAGANGUE - SINCE 1 110 kV y BARRA MAGANGUE 110 kV, respectivamente.
2024-04-17 05:00	403.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2012905 del activo VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110/13.8 kV.
2024-04-29 05:01	395.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2019023 del activo VEINTE DE JULIO 3 30 MVA 110/13.8 kV.

DNA Programada sin M. Expansión



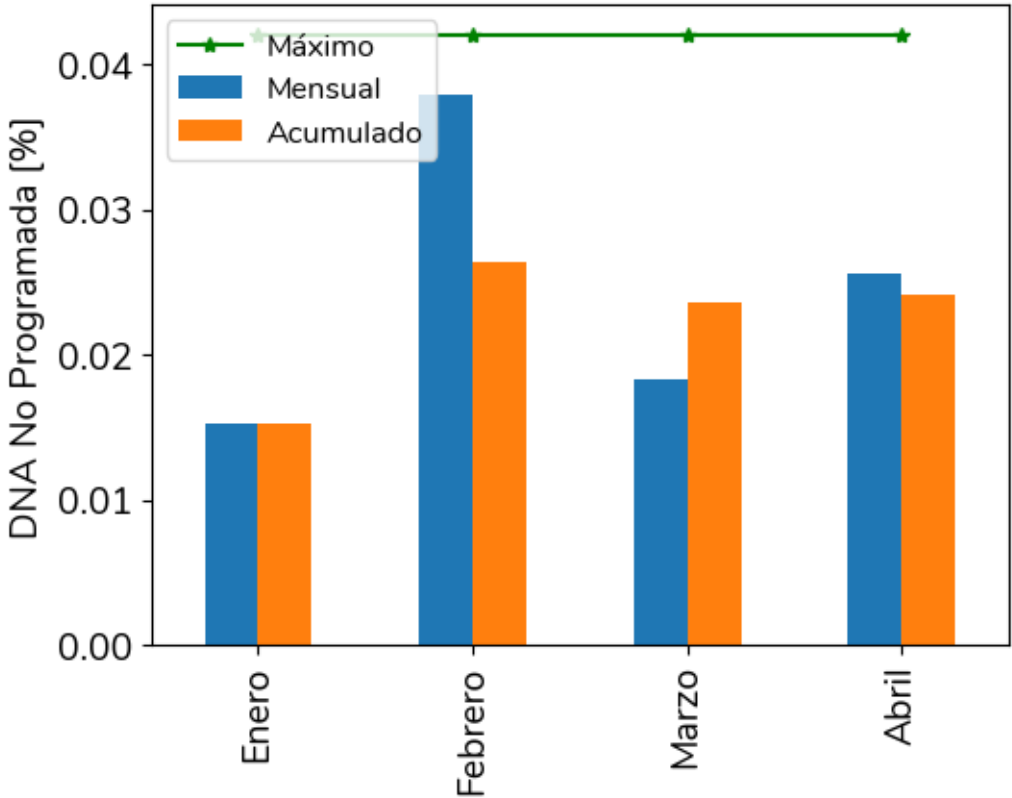
Por causas programadas se dejaron de atender 4.731 GWh en el mes de Abril. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-04-09 07:06	470.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2015213 del activo BARRA CAUCASIA 110 kV.
2024-04-24 07:00	461.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2015256 del activo BARRA URABA 110 kV.
2024-04-19 07:05	437.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2018602, C2018599, C2018647 y C2018650 de los activos BARRA SINCE 110 KV, CHINU - SINCE 1 110 kV, MAGANGUE - SINCE 1 110 kV y BARRA MAGANGUE 110 kV, respectivamente.
2024-04-17 05:00	403.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2012905 del activo VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110/13.8 kV.
2024-04-29 05:01	395.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2019023 del activo VEINTE DE JULIO 3 30 MVA 110/13.8 kV.
2024-04-25 05:29	322.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2018869 del activo VEINTE DE JULIO 3 30 MVA 110/13.8 kV.
2024-04-04 06:22	230.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2018074 del activo CHINU - COVEÑAS 1 110 kV.

DNA No Programada

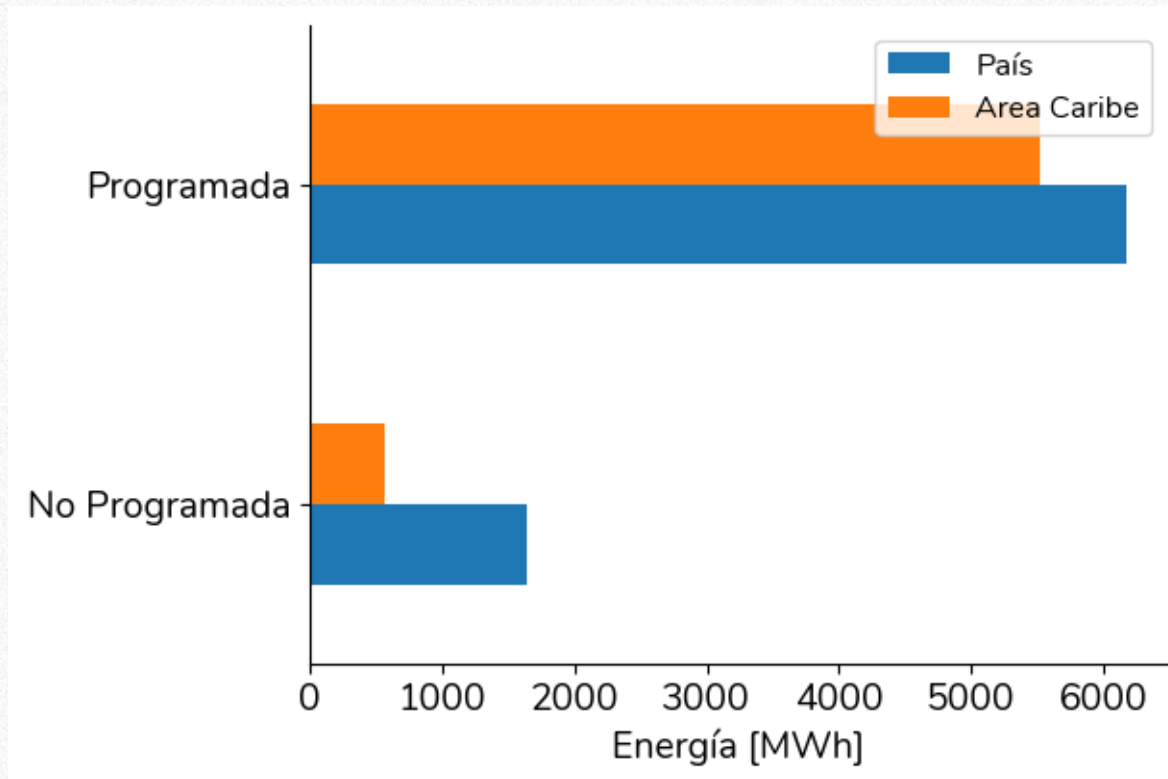


Por causas no programadas se dejaron de atender 1.638 GWh en el mes de Abril. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:



FechaIni	Energia	Descripcion
2024-04-03 00:00	140.0	Continúa demanda no atendida del evento presentado el día 02/04/2024 en la S/E San Luis a nivel de 13.2 kV y 34.5 kV. La causa se encuentra en revisión por parte del Agente EMCALI.
2024-04-05 18:08	137.0	Disparo de todos los interruptores asociados a la barra de la subestación TERMOYUMBO 115 kV por falla en el transformador de corriente en la bahía de acople de barras.
2024-04-21 02:38	93.6	Demanda no atendida por disparo del activo CHINU - SINCE 1 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SINCE 110 kV, MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV.
2024-04-15 19:45	86.4	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
2024-04-21 00:00	84.0	Continua demanda no atendida por disparo del activo BL1 SAN BERNARDINO A GUAPI 115 KV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
2024-04-18 00:00	83.9	Continua demanda no atendida por disparo del activo BL1 SAN BERNARDINO A GUAPI 115 KV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.

DNA Caribe vs. País

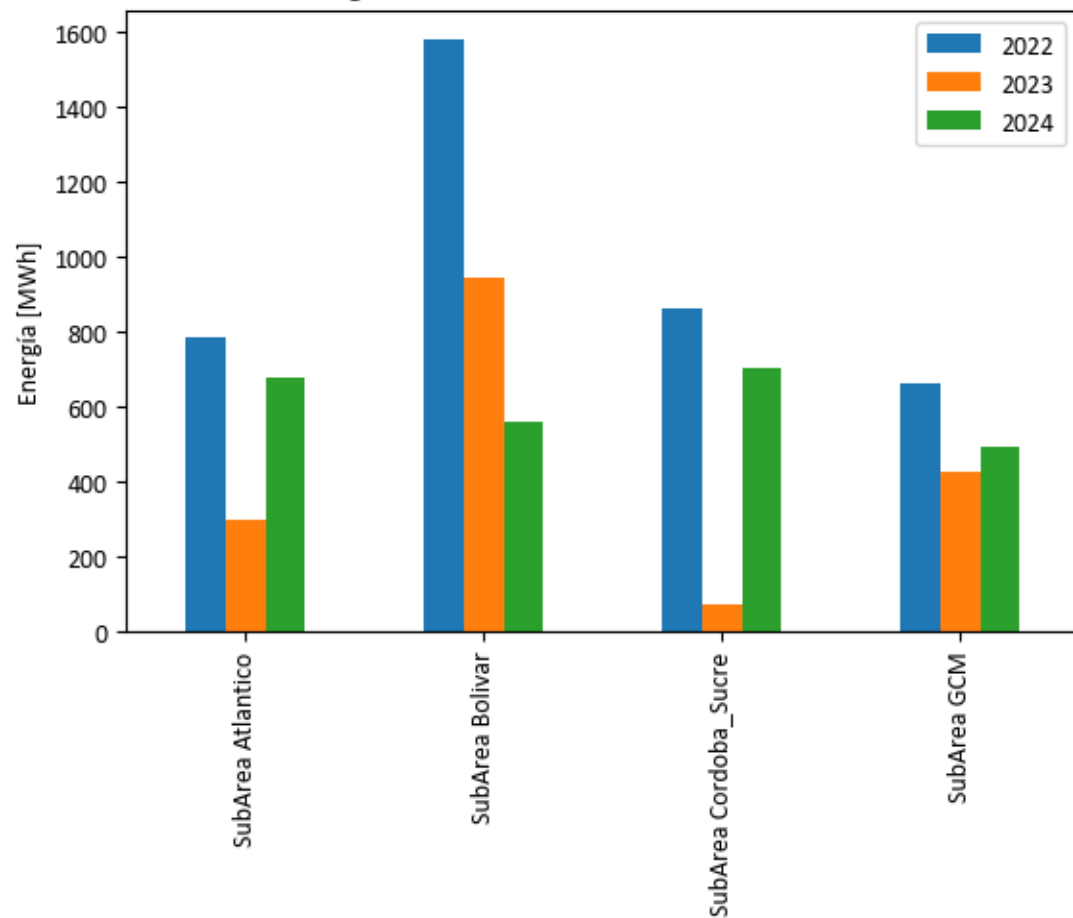


La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 5.527 GWh, siendo un 89.45% de la demanda no atendida programada nacional (6.179 GWh) para el mes de Abril.

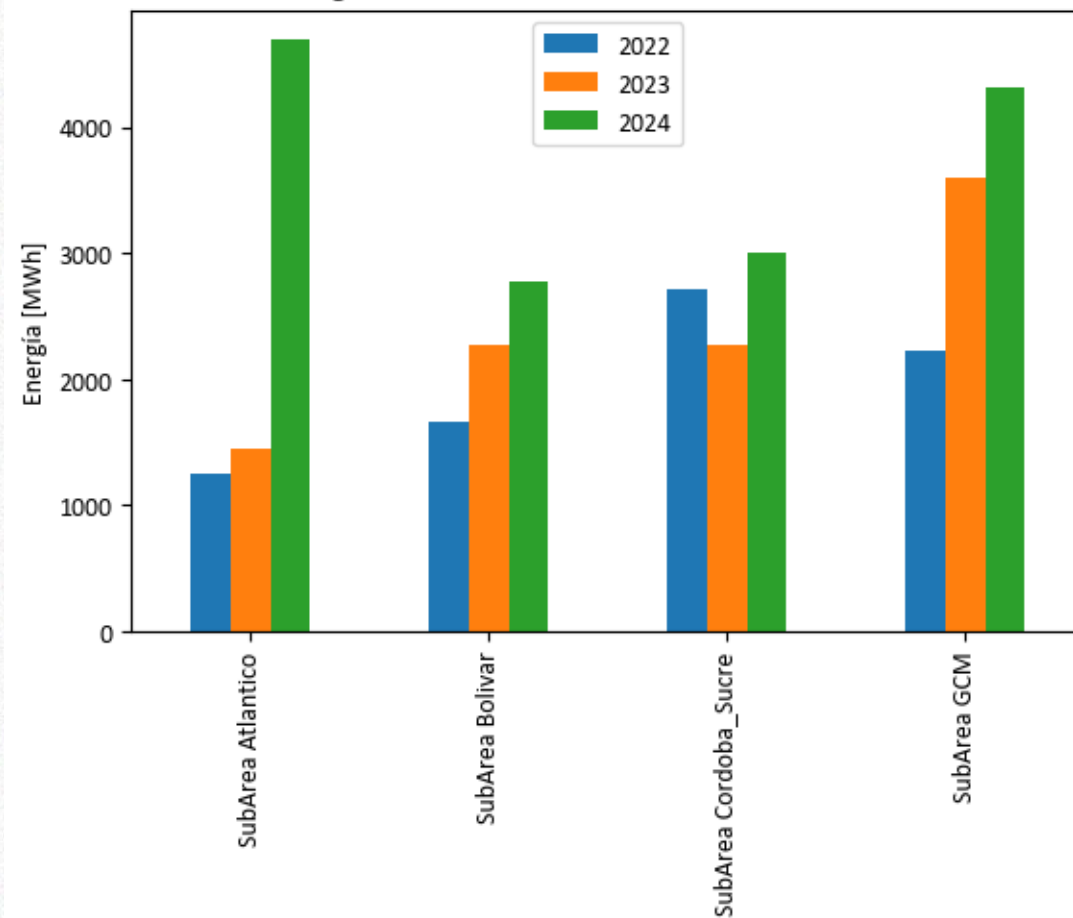
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.561 GWh, siendo un 34.27% de la demanda no atendida no programada nacional (1.638 GWh) para el mes de Abril.

DNA Caribe

DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Abril

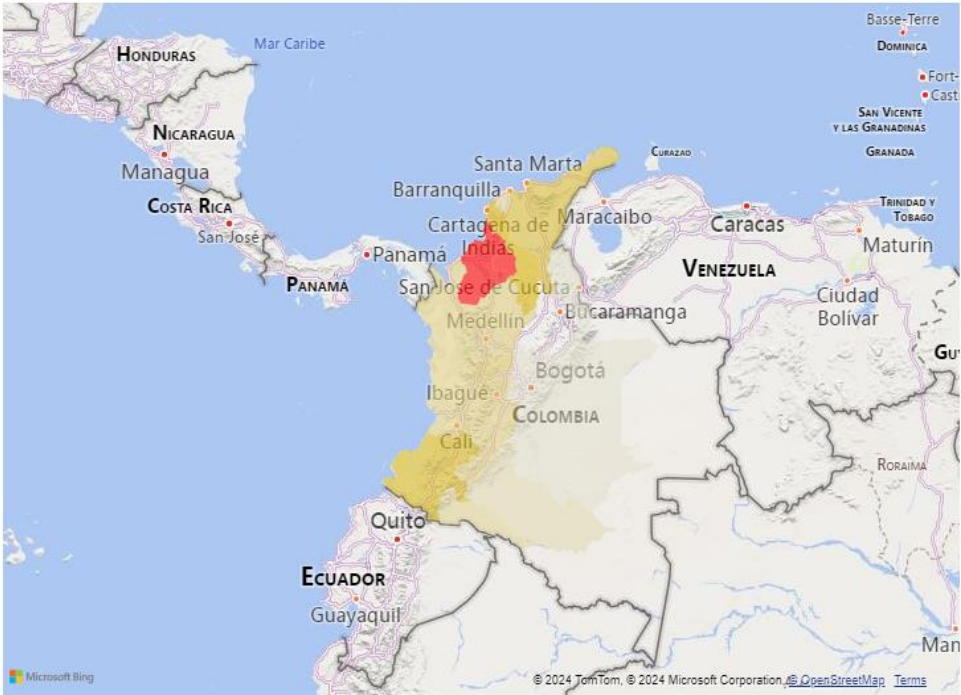


DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Abril



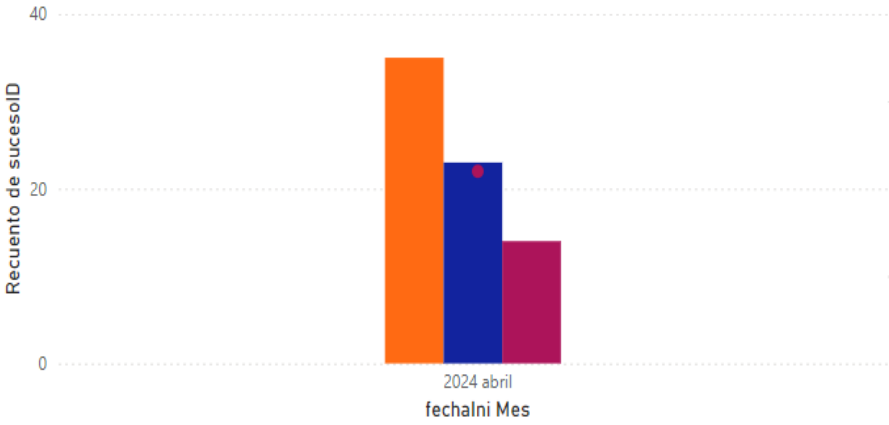
Demanda no atendida

Número sucesos DNA



Sumatoria mensual de sucesos DNA por tipo

TipoDNA_ ● No programada ● Programada ● Seguridad ● Recuento de sucesosID

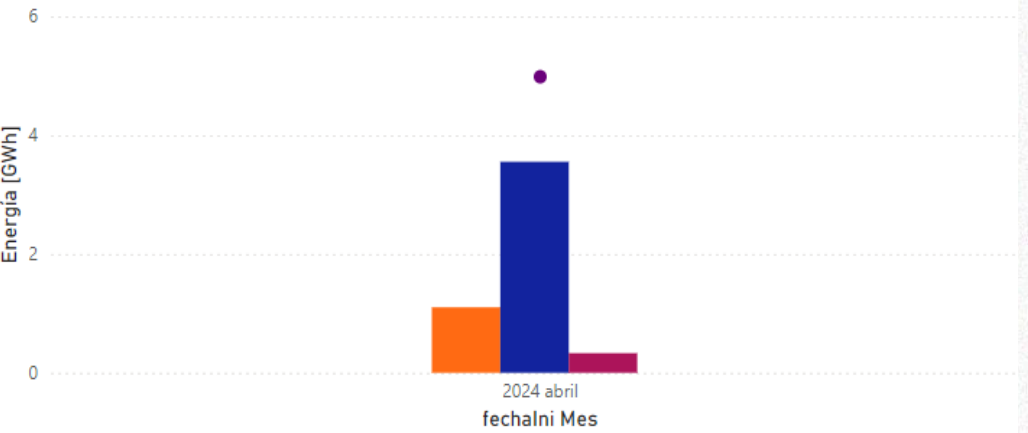


Suma de energía de DNA [GWh]



Suma mensual de energía por DNA por tipo [GWh]

TipoDNA_ ● No programada ● Programada ● Seguridad ● Energía [GWh]

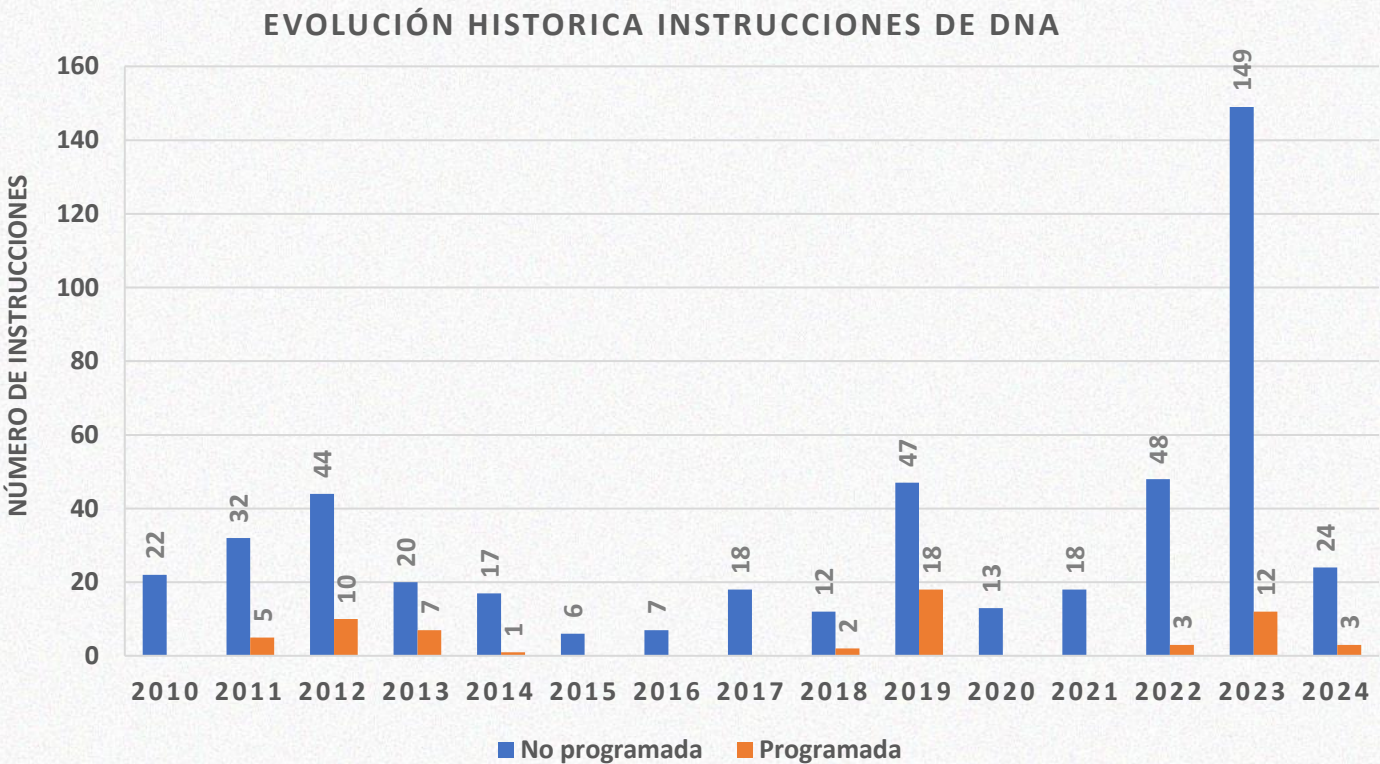


72
Eventos de
DNA

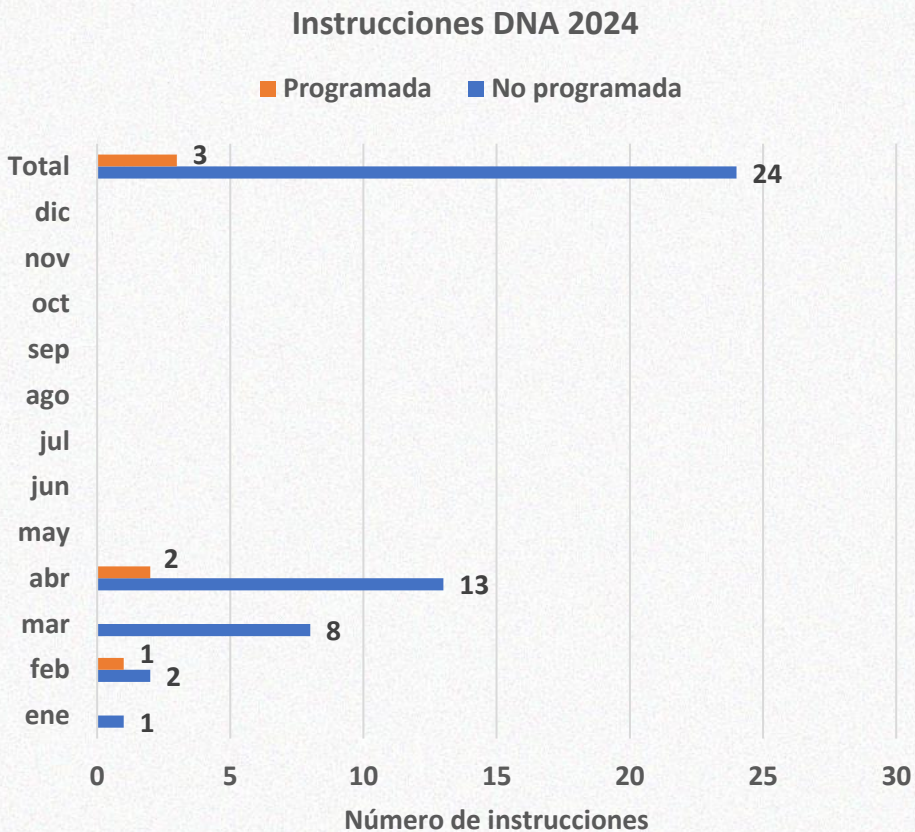
4,98 GWh

Suma de
energía de DNA

Evolución eventos de DNA por agotamiento



*Corte a 30 de abril de 2024



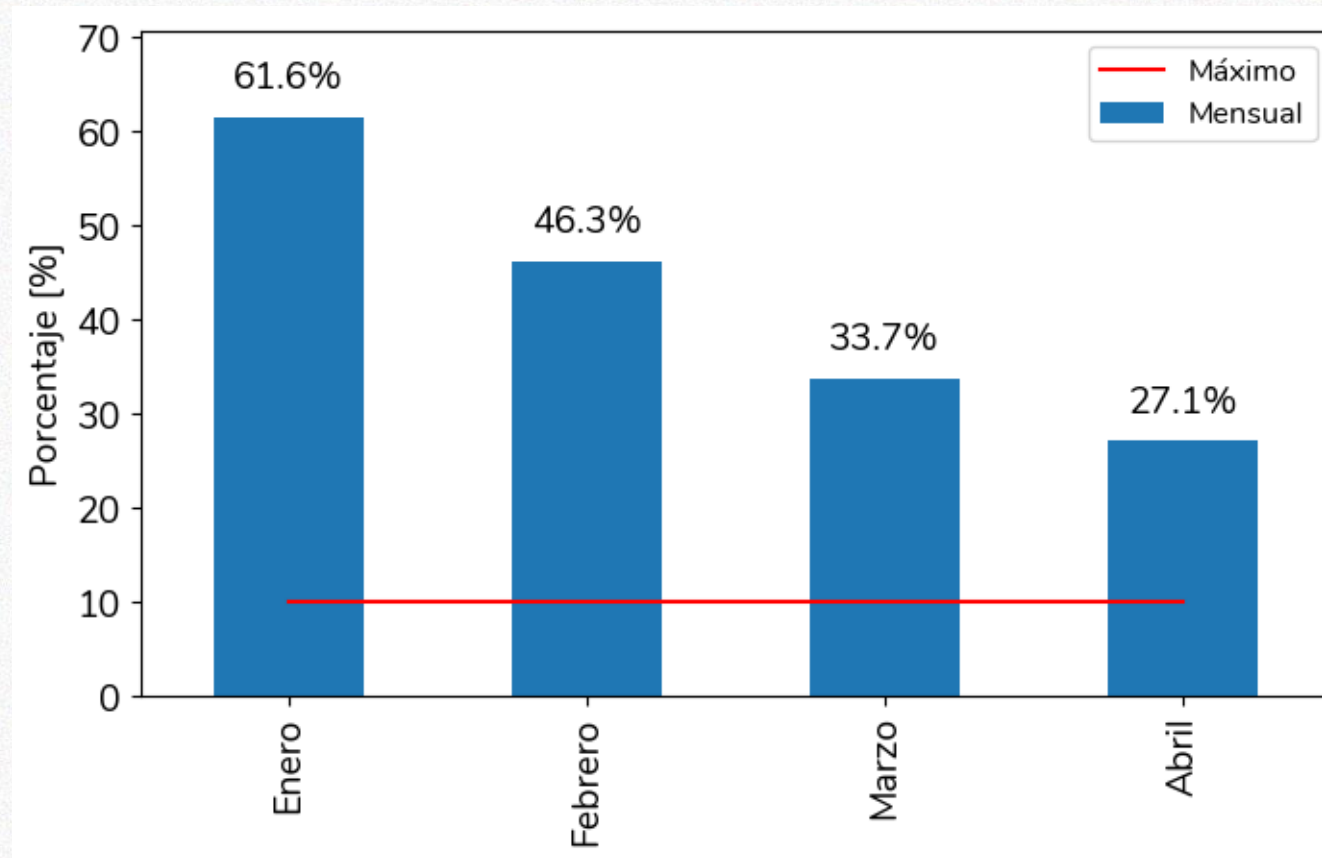
Caribe	9/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	10/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	11/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	12/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	12/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	13/04/2024	Continua demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	13/04/2024	Continua demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	13/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	14/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.

Caribe	14/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	15/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	15/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	16/04/2024	Continua demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	16/04/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba Sucre.
Caribe	21/04/2024	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad del área GCM.

*Los eventos indican degradación de la seguridad y confiabilidad en las sub área Córdoba Sucre y Sur de Bolívar.

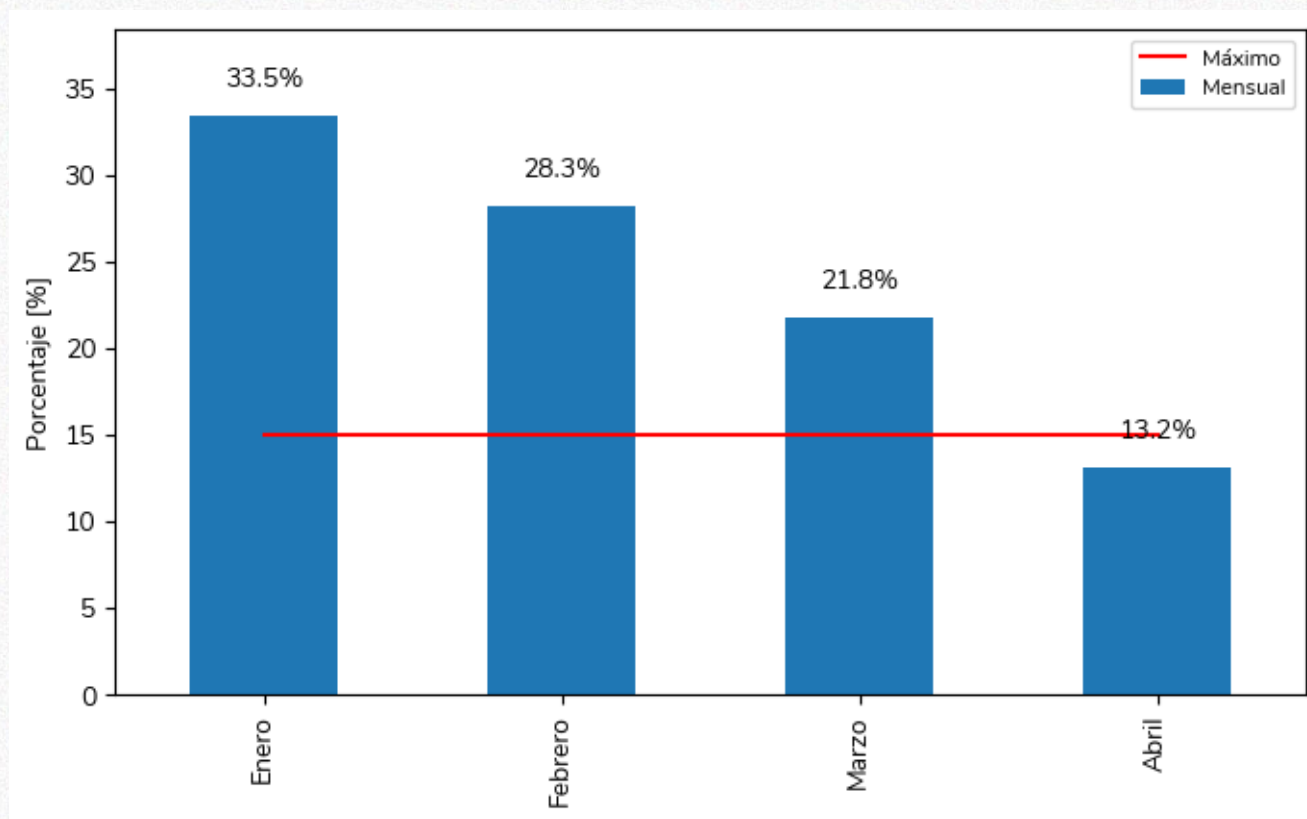
Desviación Plantas Menores

Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
horas del mes con desviación mayor al 10%



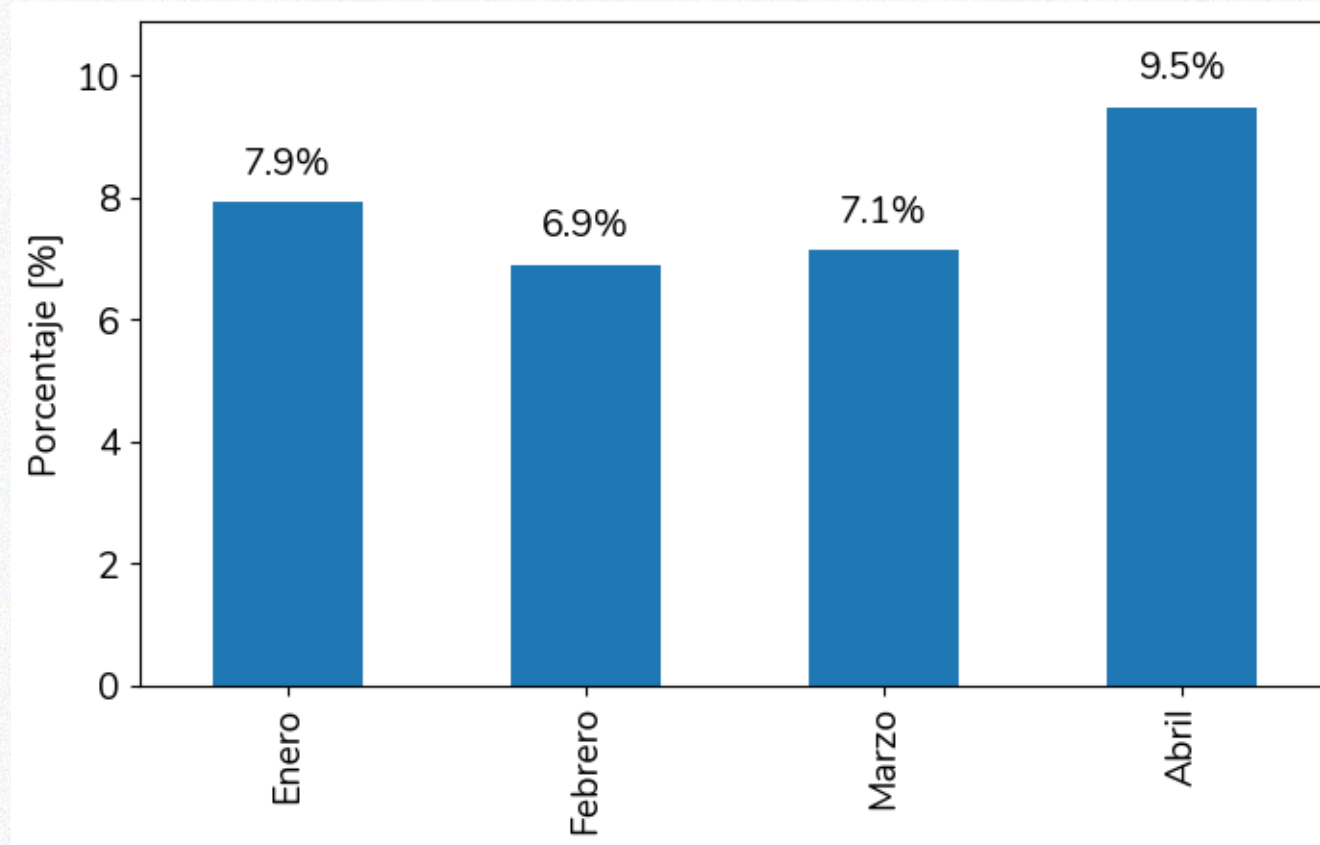
Desviación Plantas Menores

Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 15%



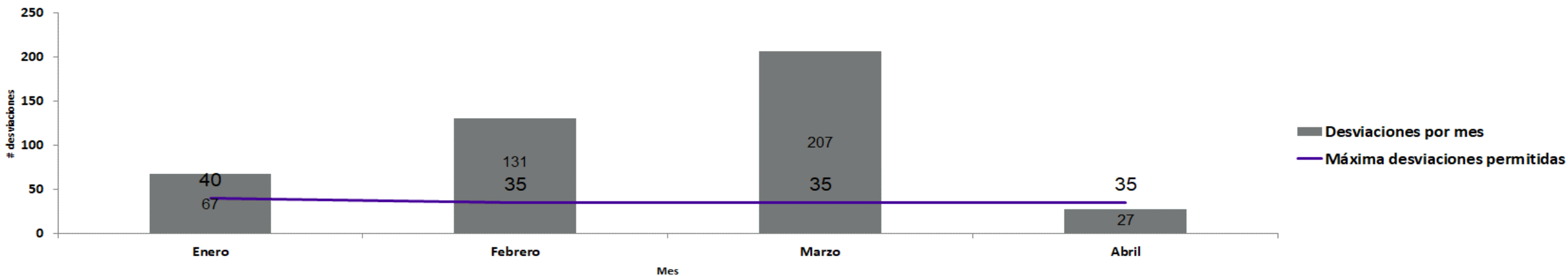
Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

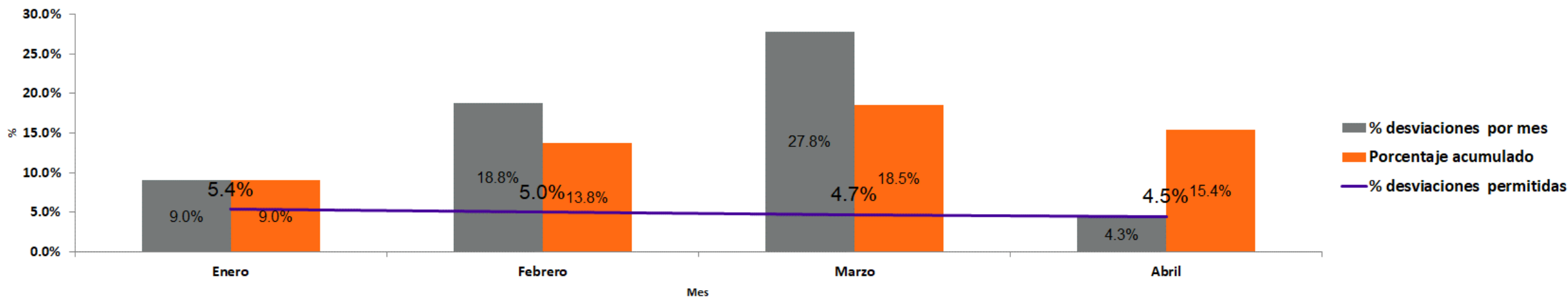


Indicador calidad del pronóstico

Número de desviaciones mayores al 5%



Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



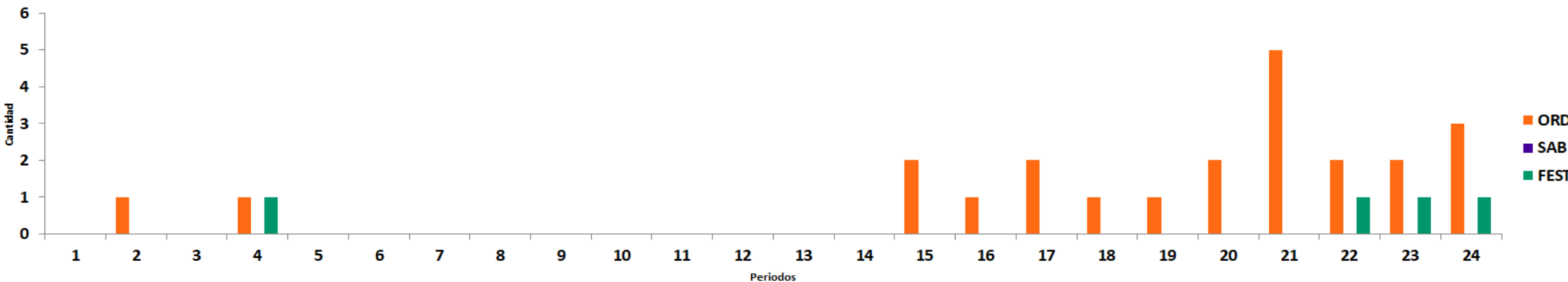
*Información actualizada el 30 de abril de 2024

*Información hasta el 26 de abril de 2024

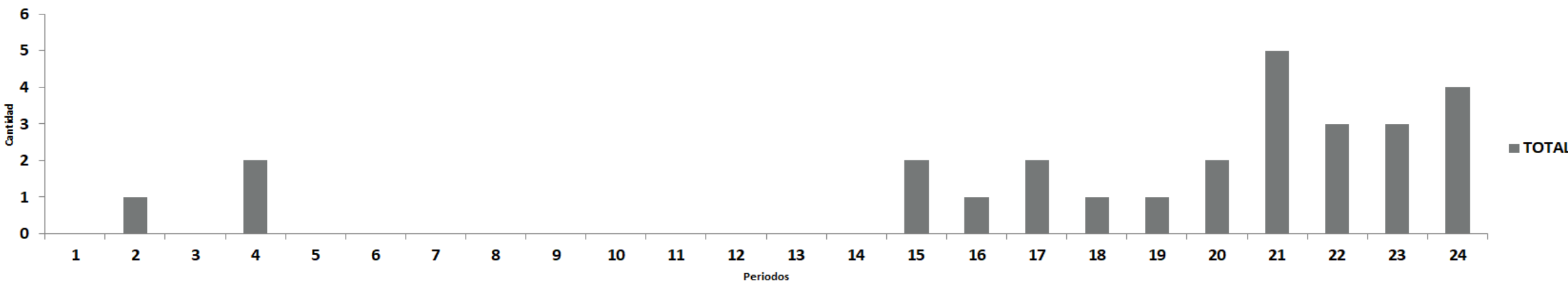
Indicador calidad del pronóstico



Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



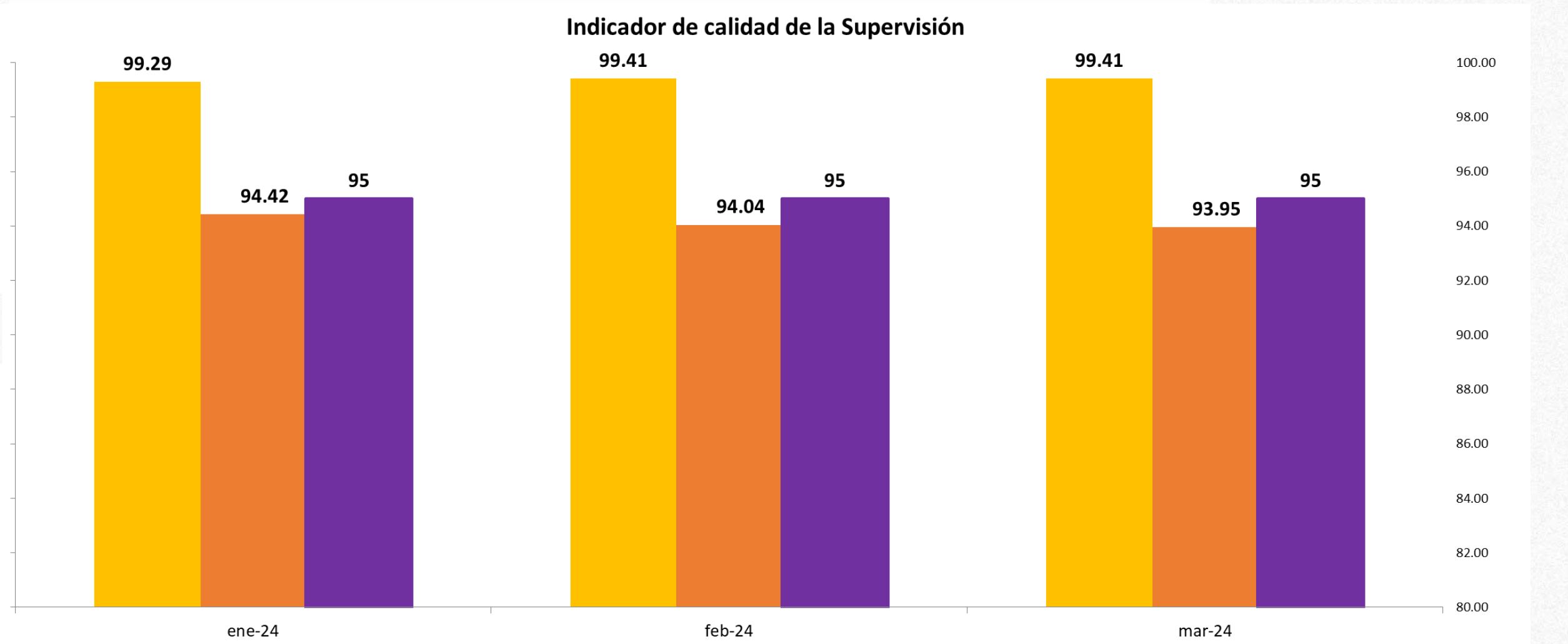
*Información actualizada el 30 de abril de 2024

*Información hasta el 26 de abril de 2024

Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo

MC	# Días	Máxima desviaciones permitidas	% desviaciones permitidas	% desviaciones Enero	% desviaciones Febrero	% desviaciones Marzo	Desviaciones Marzo	# Días acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Centro	31	60	8.1%	0.8%	0.0%	5.2%	39	91	45	2.1%
MC-Nariño	31	60	8.1%	15.6%	7.9%	9.4%	70	91	241	11.0%
MC-Pereira	31	60	8.1%	33.7%	18.0%	12.1%	90	91	466	21.3%
MC-Rubiales	31	60	8.1%	35.5%	36.5%	14.0%	104	91	622	28.5%
MC-Caldas	31	60	8.1%	25.0%	11.5%	14.8%	110	91	376	17.2%
MC-Quindio	31	60	8.1%	17.7%	30.3%	21.4%	159	91	502	23.0%
MC-Antioquia	31	60	8.1%	26.5%	22.1%	21.8%	162	91	513	23.5%
MC-NorSantander	31	60	8.1%	13.8%	33.2%	23.1%	172	91	506	23.2%
MC-Oxy	31	60	8.1%	3.5%	6.8%	23.7%	176	91	249	11.4%
MC-Choco	31	60	8.1%	57.8%	35.9%	24.1%	179	91	859	39.3%
MC-Atlantico	31	60	8.1%	46.5%	52.9%	25.7%	191	91	905	41.4%
MC-Planeta	31	60	8.1%	15.3%	53.7%	27.4%	204	91	692	31.7%
MC-Bolivar	31	60	8.1%	54.4%	54.9%	27.6%	205	91	992	45.4%
MC-Cauca	31	60	8.1%	33.2%	16.2%	27.8%	207	91	567	26.0%
MC-Tolima	31	60	8.1%	38.4%	34.5%	28.1%	209	91	735	33.7%
MC-Meta	31	60	8.1%	23.7%	23.7%	29.0%	216	91	557	25.5%
MC-Celsia	31	60	8.1%	50.8%	39.8%	30.1%	224	91	879	40.2%
MC-Santander	31	60	8.1%	20.2%	53.4%	30.4%	226	91	748	34.2%
MC-Putumayo	31	60	8.1%	56.7%	37.1%	32.8%	244	91	924	42.3%
MC-Casanare	31	60	8.1%	28.8%	48.7%	34.4%	256	91	809	37.0%
MC-CordobaSucre	31	60	8.1%	28.2%	44.1%	35.1%	261	91	778	35.6%
MC-Caqueta	31	60	8.1%	33.3%	44.7%	37.0%	275	91	834	38.2%
MC-Arauca	31	60	8.1%	34.1%	40.5%	37.8%	281	91	817	37.4%
MC-Cali	31	60	8.1%	28.1%	26.3%	38.6%	287	91	679	31.1%
MC-Tulua	31	60	8.1%	37.9%	39.7%	40.3%	300	91	858	39.3%
MC-Guaviare	31	60	8.1%	48.9%	51.4%	49.5%	368	91	1090	49.9%
MC-GM	31	60	8.1%	41.0%	63.6%	50.3%	374	91	1122	51.4%
MC-Cartago	31	60	8.1%	55.6%	57.9%	50.5%	376	91	1193	54.6%
MC-Boyaca	31	60	8.1%	55.4%	40.5%	50.8%	378	91	1072	49.1%
MC-BajoPutumayo	31	60	8.1%	60.3%	56.0%	52.0%	387	91	1226	56.1%
MC-Cesar	31	60	8.1%	58.2%	76.1%	52.6%	391	91	1354	62.0%
MC-SanFernando	31	60	8.1%	62.2%	50.4%	54.2%	403	91	1217	55.7%
MC-Huila	31	60	8.1%	59.9%	52.7%	55.2%	411	91	1224	56.0%
MC-CirInfanta	31	60	8.1%	15.3%	35.5%	55.6%	414	91	775	35.5%
MC-Cerromatoso	31	60	8.1%	57.5%	47.6%	57.8%	430	91	1189	54.4%
MC-DrummondLom	31	60	8.1%	67.7%	80.7%	81.2%	604	91	1670	76.5%
MC-Emec	31	60	8.1%	75.9%	81.9%	82.4%	613	91	1748	80.0%
MC-Intercor	31	60	8.1%	78.9%	81.8%	83.6%	622	91	1778	81.4%
MC-Drummond	31	60	8.1%	74.7%	67.0%	85.2%	634	91	1656	75.8%
MC-TubosCaribe	31	60	8.1%	88.6%	85.3%	85.6%	637	91	1890	86.5%
MC-Ternium	31	60	8.1%	0.0%	62.8%	87.2%	649	91	1086	49.7%

Indicador de calidad de la supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de marzo de 2024

Acuerdo CNO 696 Radar de Proyectos

Objetivo del Radar

Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos, así como 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

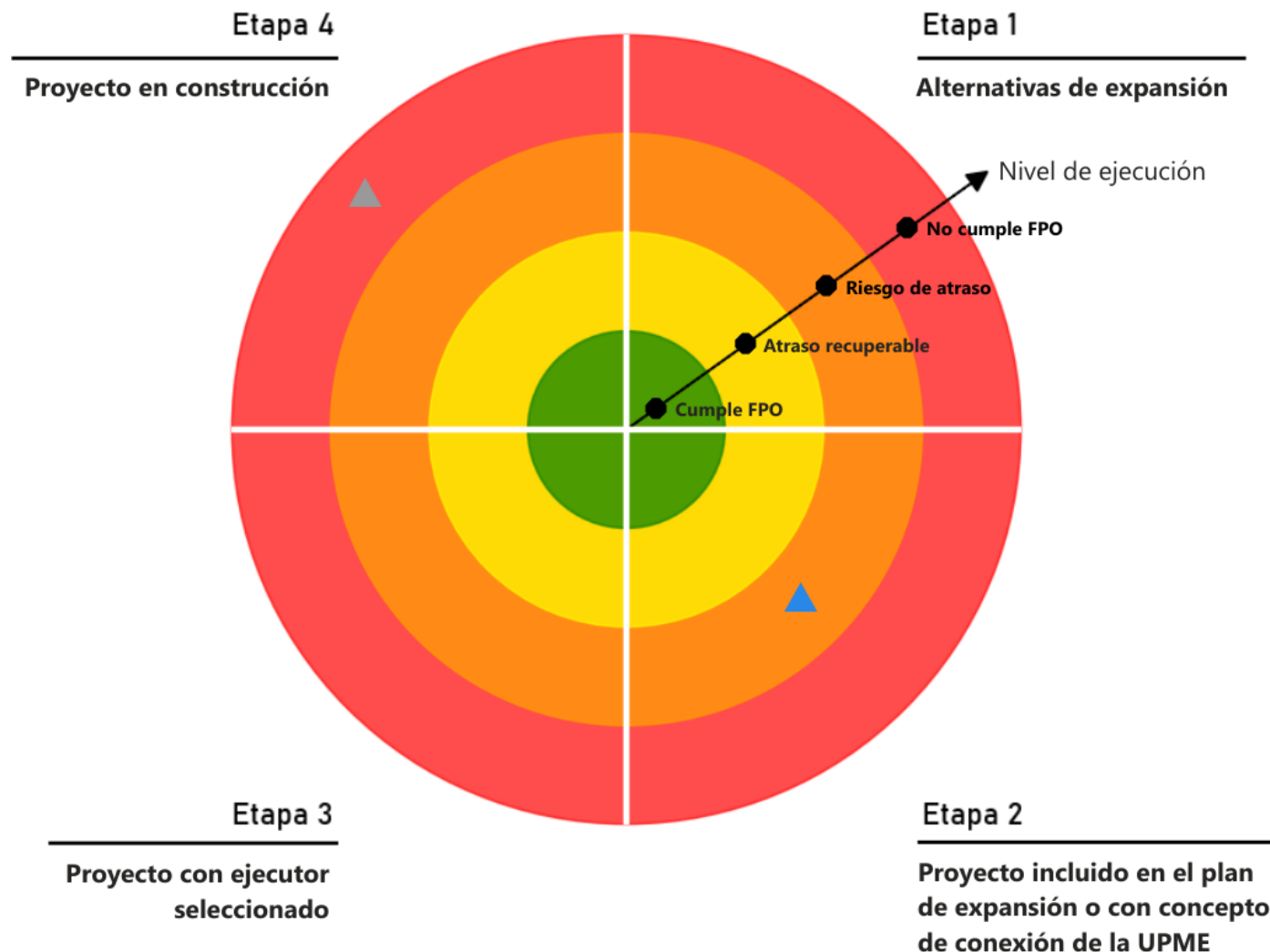
Los proyectos se clasifican por etapas, que indican cuán cerca se encuentra un proyecto específico de entrar en operación comercial.

Se deben monitorear:

- El **nivel** de ejecución de cada proyecto, que indica cómo se encuentra respecto al cumplimiento de su FPO.
- El **impacto** por la entrada o atraso del proyecto.

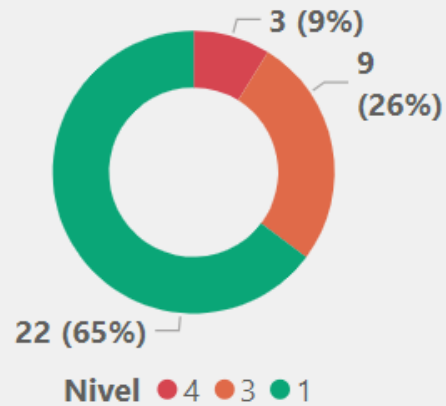
Impacto operativo

- ▲ - Aumento de confiabilidad
- ▲ - Disminución o eliminación de restricciones operativas
- ▲ - Disminución o eliminación de restricciones eléctricas
- ▲ - Disminución DNA

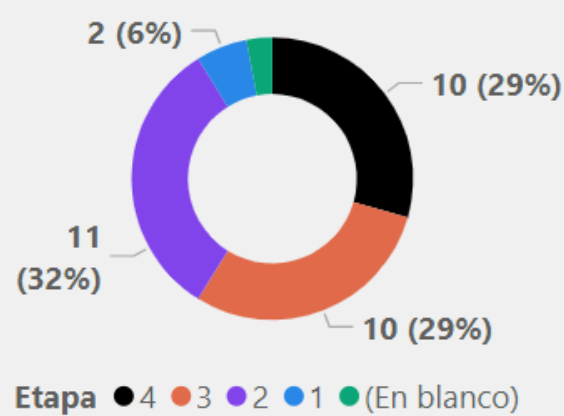


Proyectos del STN por convocatoria

Conteo proyectos STN por Nivel



Conteo proyectos STN por Etapa



* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

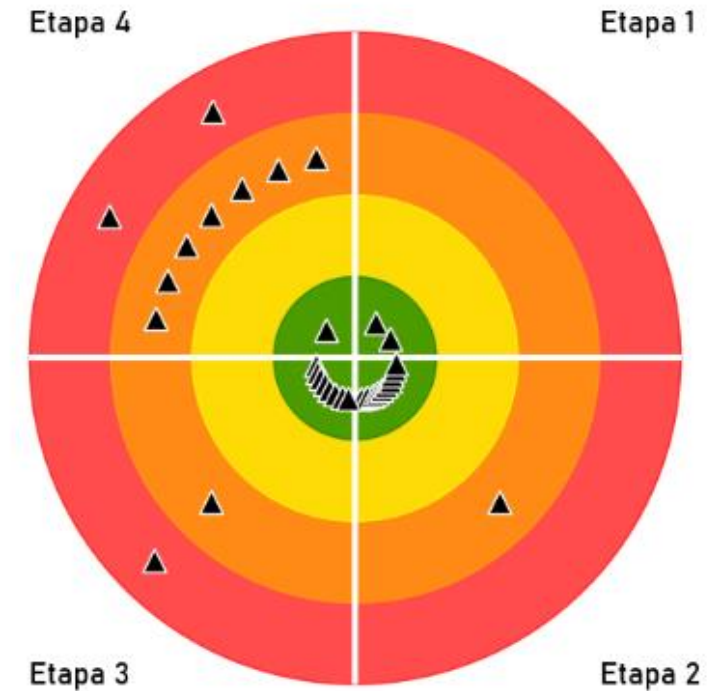
Actualmente se hace seguimiento a **34** proyectos en el nivel de STN, de los cuales **12** se encuentran en nivel 3 o 4.

* Los proyectos de los cuales no se recibió información de la FPO no se contabilizaron en la cantidad de atrasos.

Los meses de atraso promedio de los proyectos del STN son de **50,87** meses.

Proyectos en construcción

Alternativas de expansión



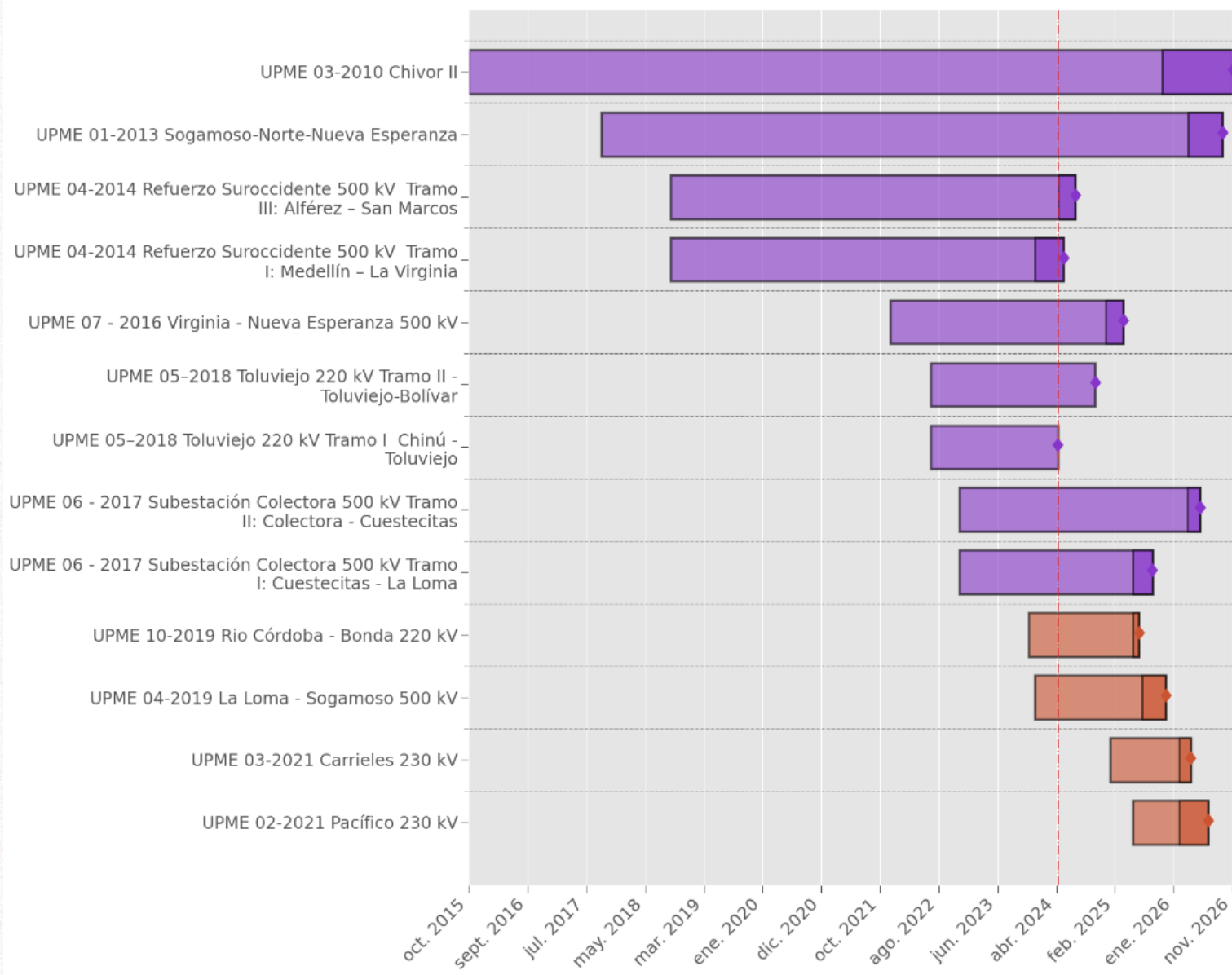
Proyectos con ejecutor
seleccionado

Proyectos incluidos en el plan de
expansión

Proyectos del STN por convocatoria (continuación)

NOMBRE DEL PROYECTO	FPO primera resolución	FPO oficial	FPO prevista por ejecutor	Etapas	Nivel
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	30/09/2017	22/09/2024	15/09/2026	4	4.0
UPME 02-2021 Pacífico 230 kV	30/11/2023	31/05/2025	30/06/2026	3.3	4.0
UPME 03-2010 Chivor II	30/11/2013	02/06/2024	08/11/2026	4	4.0
UPME 03-2023 Bahía Nueva Esperanza 500 kV	30/12/2023	30/06/2026		2.1d	3.0
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo II: La Virginia – Alférez	30/09/2018	27/02/2025	30/09/2026	3.3	3.0
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo I: Medellín – La Virginia	30/09/2018	27/02/2025	31/05/2024	4	3.0
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo III: Alférez – San Marcos	30/09/2018	27/02/2025	31/07/2024	4	3.0
UPME 05-2018 Toluvié 220 kV Tramo I Chinú - Toluvié	30/11/2020	10/12/2024	30/04/2024	4	3.0
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo I: Cuestecitas - La Loma	30/11/2022	22/07/2025	10/09/2025	4	3.0
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo II: Colectora - Cuestecitas	30/11/2022	22/07/2025	18/05/2026	4	3.0
UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	30/09/2020	22/07/2024	09/04/2025	4	3.0
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	30/11/2019	25/08/2024	25/08/2024	4	3.0
Bahía de compensación, con corte central para el nuevo diámetro y bahía de transformación en diámetro 2 en la subestación San Marcos 500 kV	30/12/2024			2	1.0
Corte central diámetro 1 subestación Chinú 220 kV	30/11/2024			2	1.0
Fase 2.B Renovables: 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				1.1	1.0
Reactor 120 MVar en San Marcos 500 kV				1.1	1.0
Segundo transformador Virginia 500/220 kV	30/12/2024			2	1.0
Subestación Estambul 230 kV	30/08/2026			2	1.0
Subestación Salamina 230 kV	30/05/2027			2	1.0
UPME 01-2022 Huila 220 kV	31/08/2026	31/08/2026	31/08/2026	3.2	1.0
UPME 01-2023 - 2do Transformador de Primavera 500/230 kV	30/06/2024	31/10/2025		3.1	1.0
UPME 02-2023 - 4to Transformador de Sogamoso 500/230 kV	30/06/2024	31/10/2025		3.1	1.0
UPME 03-2021 Carreles 230 kV	30/11/2023	31/01/2025	31/03/2026	3.3	1.0
UPME 04 -2023 Segundo Circuito Cerromatoso-Sahagún-Chinú	30/12/2025	30/06/2026		2.1d	1.0
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV	31/12/2023	13/12/2024	18/11/2025	3.3	1.0
UPME 05 - 2023 Tercer transformador en Bolívar 500/220 kV	30/06/2026	30/06/2026		2.1d	1.0
UPME 05 -2021 Pasacaballos 220 kV	30/06/2024	31/01/2027		2.1d	1.0
UPME 05-2018 Toluvié 220 kV Tramo II - Toluvié-Bolívar	30/11/2020	10/12/2024	13/11/2024	4	1.0
UPME 06 -2021 Carreto 500 kV	30/09/2024	31/03/2027		3.1	1.0
UPME 07-2021 Alcaraván 230 kV	30/11/2021	31/07/2027		3.1	1.0
UPME 08-2021 La Paz 230 kV	30/11/2021	30/06/2028			1.0
UPME 09- 2021 Cabrera 230 kV	31/12/2022	31/03/2027		2.1b	1.0
UPME 10-2019 Río Córdoba - Bonda 220 kV	30/11/2023	16/06/2024	30/06/2025	3.3	1.0
UPME 10-2021 San Lorenzo 230 kV	30/11/2020	31/03/2027		2.1b	1.0

Proyectos del STN por convocatoria (continuación)



Proyectos que presentan retrasos y cuya FPO prevista por el ejecutor cambió

Proyectos STN Convocatorias

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO del DSI y la FPO prevista más reciente aportada por el ejecutor (indicada por el diamante). La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior si es que esta fue proporcionada.

■ Etapa 1 - ■ Etapa 2 - ■ Etapa 3 - ■ Etapa 4

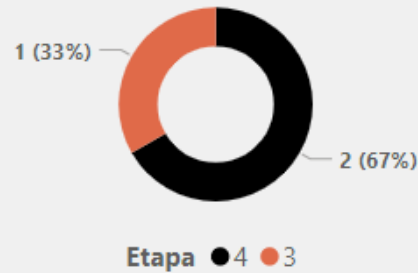
* La línea roja vertical indica el día presente.

El diamante ♦ indica la FPO prevista actual.

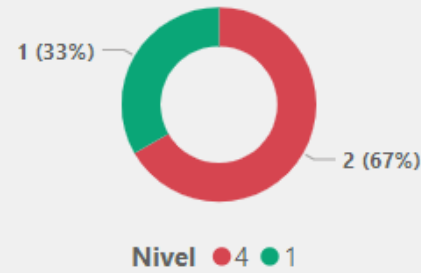
- Proyectos con retraso que no cambiaron la FPO respecto al radar anterior:
- UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV Tramo II: Toluviejo – Bolívar
 - UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo II: La Virginia – Alférez

Proyectos por ampliación

Conteo de proyectos por Etapa
Ampliaciones

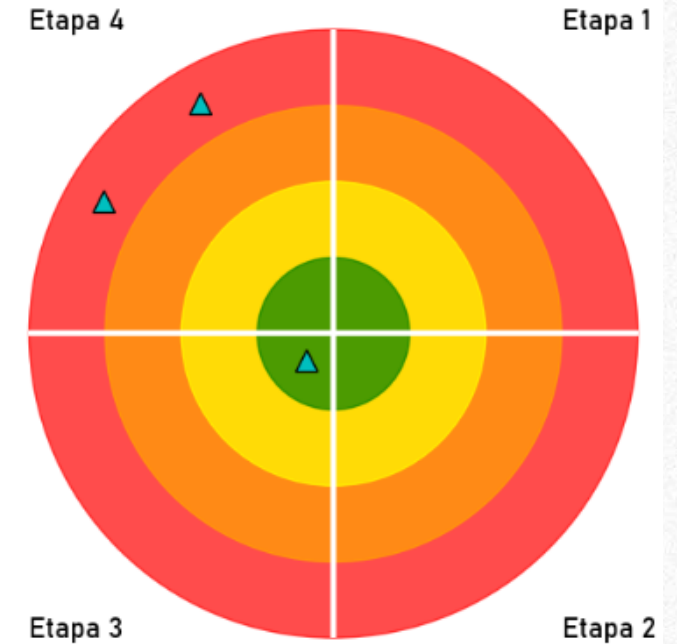


Conteo de proyectos por Nivel
Ampliaciones



* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

Actualmente se hace seguimiento a **3** proyectos de ampliaciones, de los cuales **2** se encuentran con atrasos respecto a su FPO.

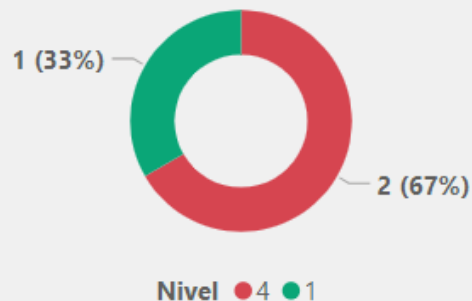


NOMBRE DEL PROYECTO	Meses de Atraso	FPO concepto UPME	FPO prevista por ejecutor	Etapa	Nivel	Transmisor
Ampliación, Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	30	30/12/2023	27/06/2026	4.0	4	ENLAZA-GEB
Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	27	31/08/2022	19/11/2024	4.0	4	INTERCOLOMBIA
FACTS serie SSSC en los circuitos Tebsa – Sabanalarga 1 y 2 a 2...	0	30/06/2024	30/06/2024	3.3	1	TRANSELCA

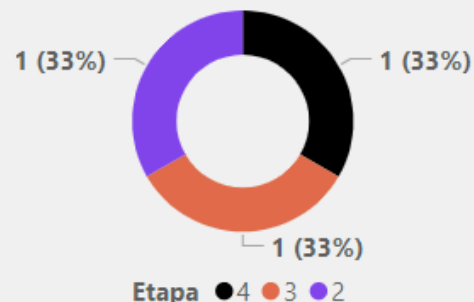
Radar Ampliaciones
MARZO 2024

Proyectos del STR por convocatoria

Conteo proyectos STR por Nivel
Convocatorias

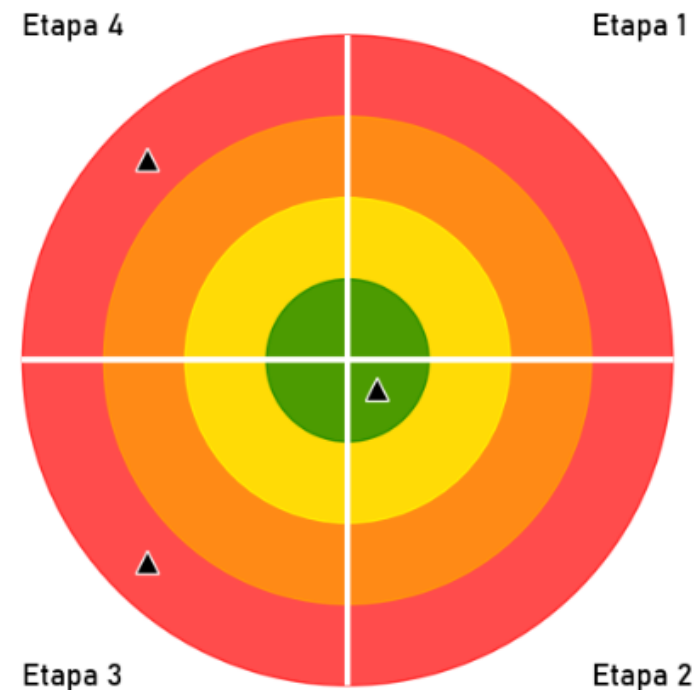


Conteo proyectos STR por Etapa
Convocatorias



* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

NOMBRE DEL PROYECTO	Meses de atraso reales	FPO DSI	FPO prevista por el ejecutor	Etapa	Nivel
UPME STR 01 - 2021 SAEB (Baterías Atlántico)	30	30/06/2023	16/12/2025	3.3	4
UPME STR 10-2018 Guatapurí 110 kV	24	30/09/2022	29/09/2024	4	4
UPME STR 11-2021 Alcaravan 110 kV				2.1b	1



Radar STR Convocatorias

MARZO 2024

Actualmente se tienen **3** proyectos en la modalidad de convocatorias en el STR.

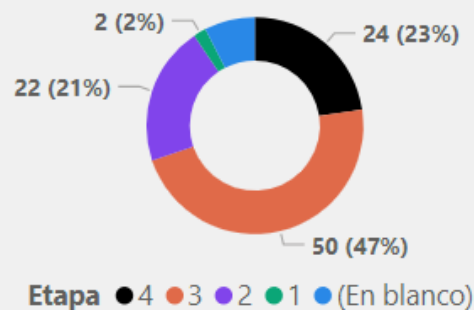
Proyectos que entraron en operación respecto al radar anterior:

- UPME STR 13 de 2015 La Loma 110 kV
- UPME STR 02 – 2019 Atlántico 110 kV

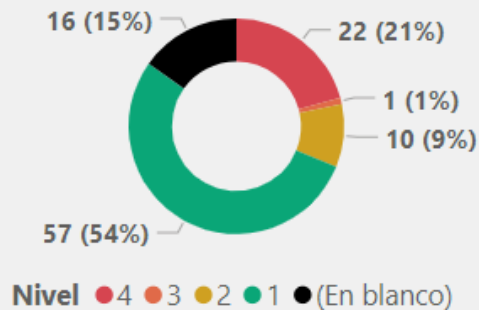
* Reporte creado con información de la UPME a corte de MARZO de 2024

Proyectos del STR

Conteo de proyectos STR por Etapa



Conteo de proyectos STR por Nivel



* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

Actualmente se hace seguimiento a **106** proyectos en los STR, de los cuales **47** se encuentran con retrasos en su FPO.

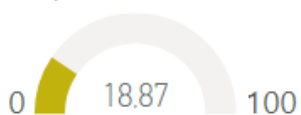
Del total:

- . **23** son proyectos de repotenciación.
- . **9** tienen proyectos de generación asociada al proyecto de transmisión.

Los meses de atraso promedio de los proyectos de los STR son de **42,5** meses.

Porcentaje de proyectos sin retrasos

Sin contar repotenciaciones



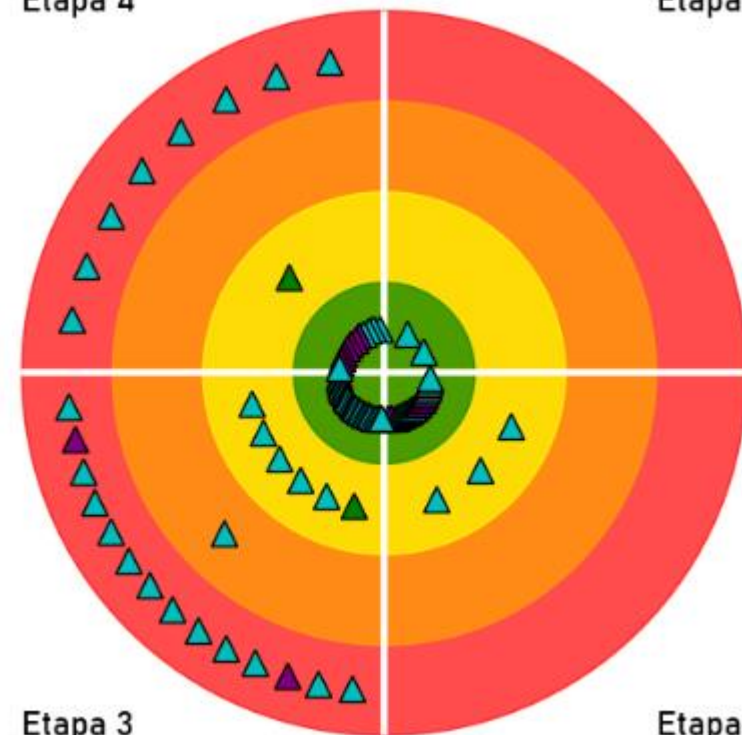
3 Proyectos entraron en **operación comercial** respecto al último radar.

- Nueva subestación Arroyohondo 115 kV
- Subestación Las Palmas 115 kV
- Ampliación Subestación El Cerrito 115 kV

* Los proyectos que no tienen FPO por ejecutor para este informe no se contabilizan en los porcentajes de atrasos.

Etapa 4

Etapa 1

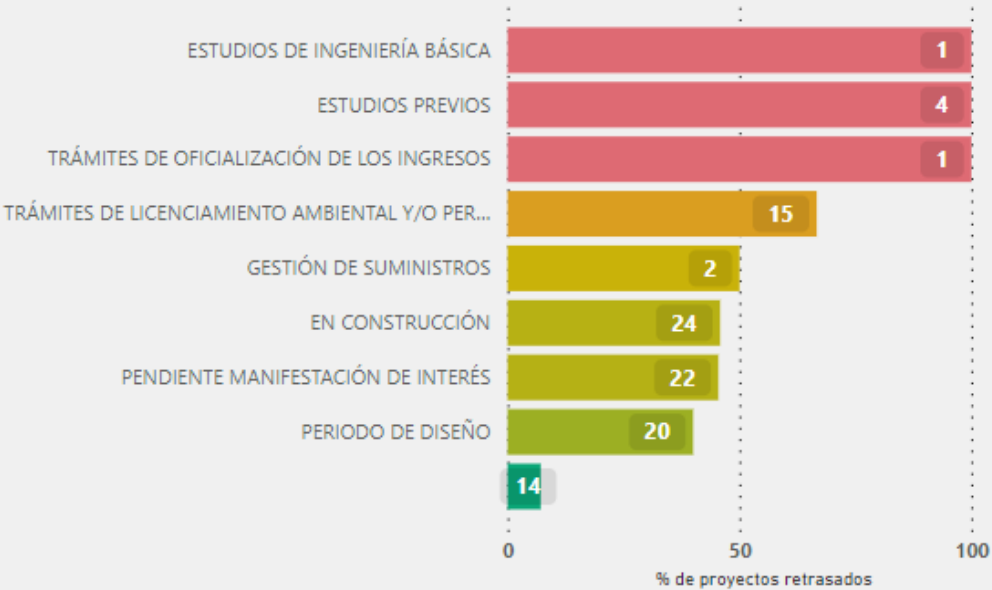


Etapa 3

Etapa 2

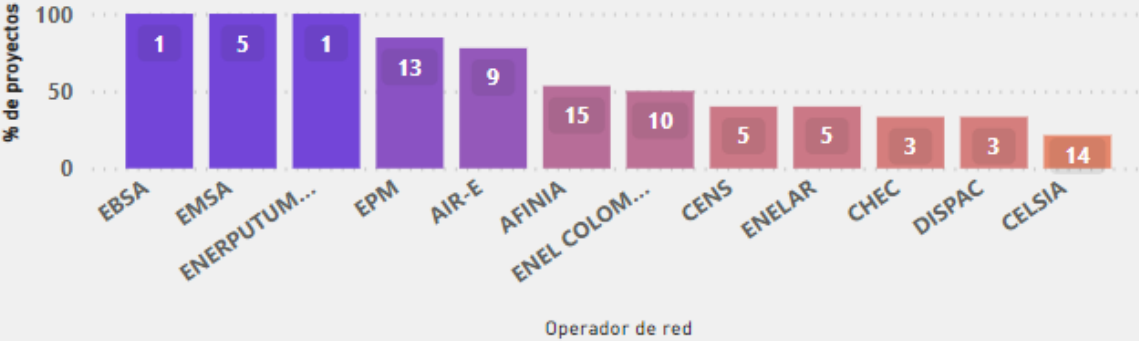
Proyectos del STR (continuación)

Porcentaje de proyectos retrasados por estado



Operadores de Red con mayor tasa de proyectos retrasados

Relación entre proyectos retrasados del OR y el total de proyectos del OR

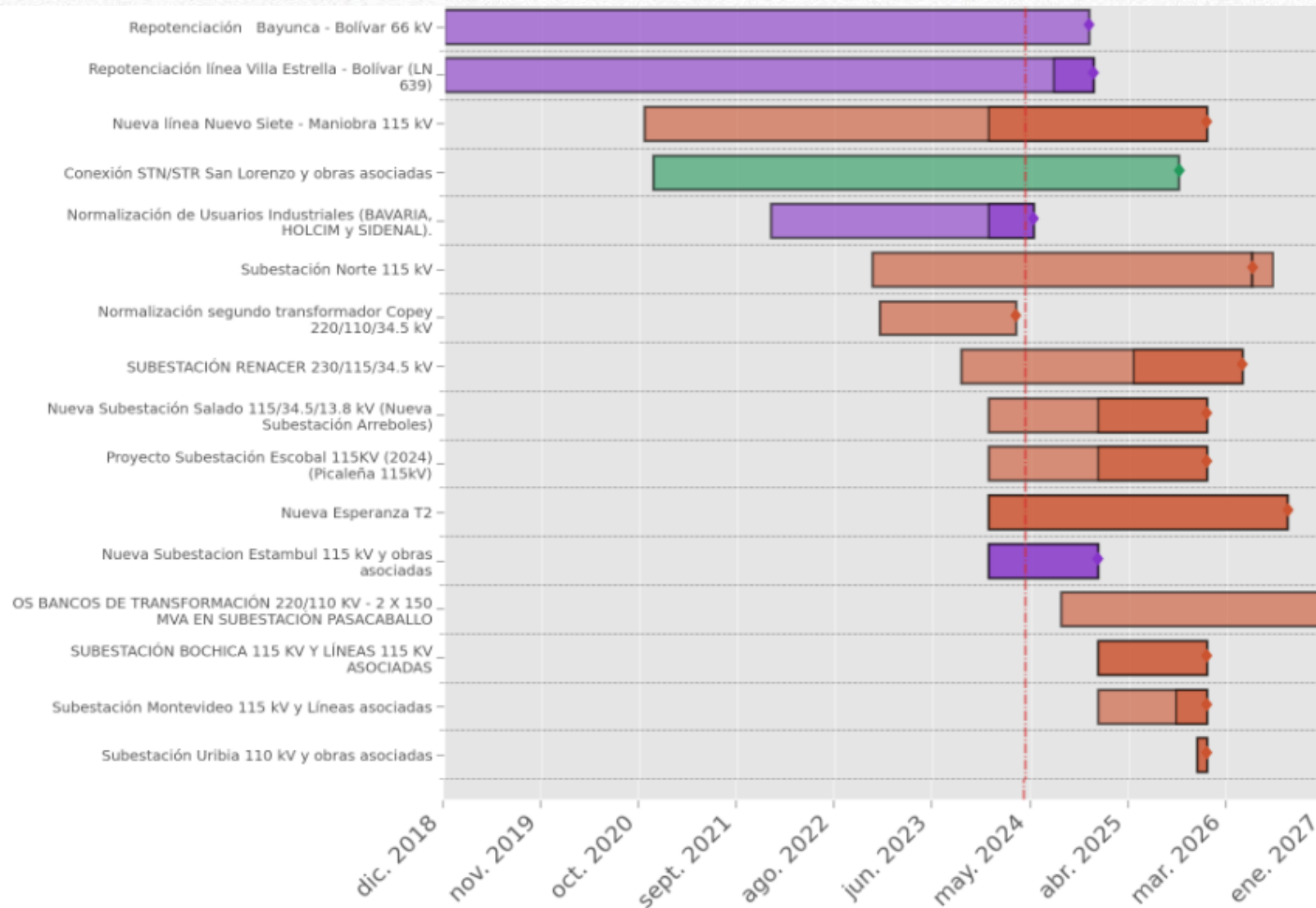


* Los números en las etiquetas indican el número de proyectos totales en cada categoría.

* Reporte creado con información de la UPME a corte de MARZO de 2024.

Radar Proyectos STR
MARZO 2024

Proyectos del STR (continuación)



Proyectos que presentan retrasos y cuya FPO prevista por el ejecutor cambió Proyectos STR

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO del concepto UPME y la FPO prevista más reciente aportada por el ejecutor (indicada por el diamante).

La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior si es que esta fue proporcionada.

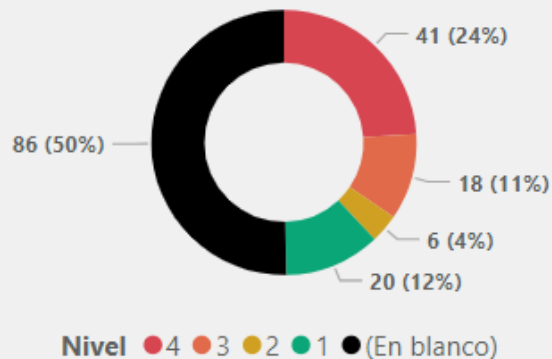
■ Etapa 1 - ■ Etapa 2 - ■ Etapa 3 - ■ Etapa 4

* La línea roja vertical indica el día presente.

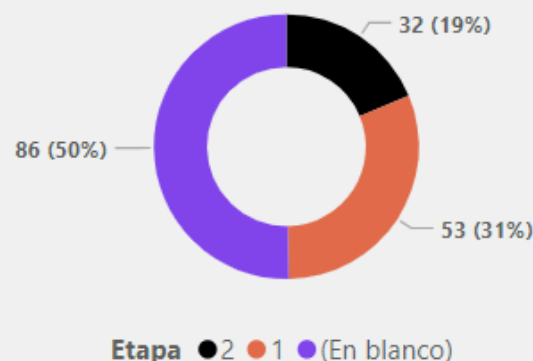
El diamante ◆ indica la FPO prevista actual.

Proyectos de generación

Conteo de proyectos por Nivel



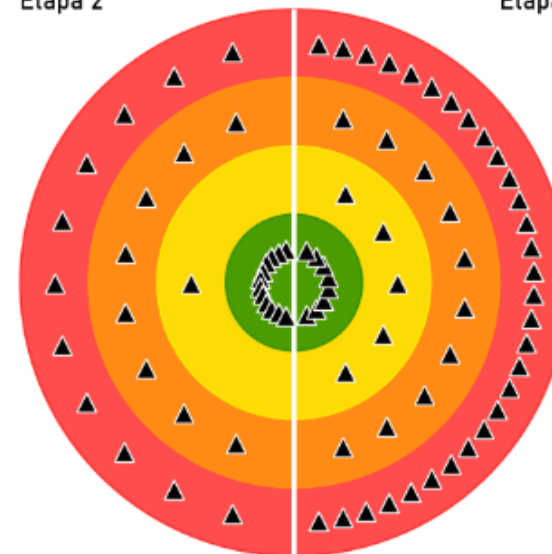
Conteo de proyectos por Etapa



* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los ejecutores no suministraron información.

Etapa 2

Etapa 1



Se hace seguimiento de **171** proyectos de generación.

17 proyectos cambiaron a un nivel más crítico, mientras que, **1** proyectos avanzaron de etapa.

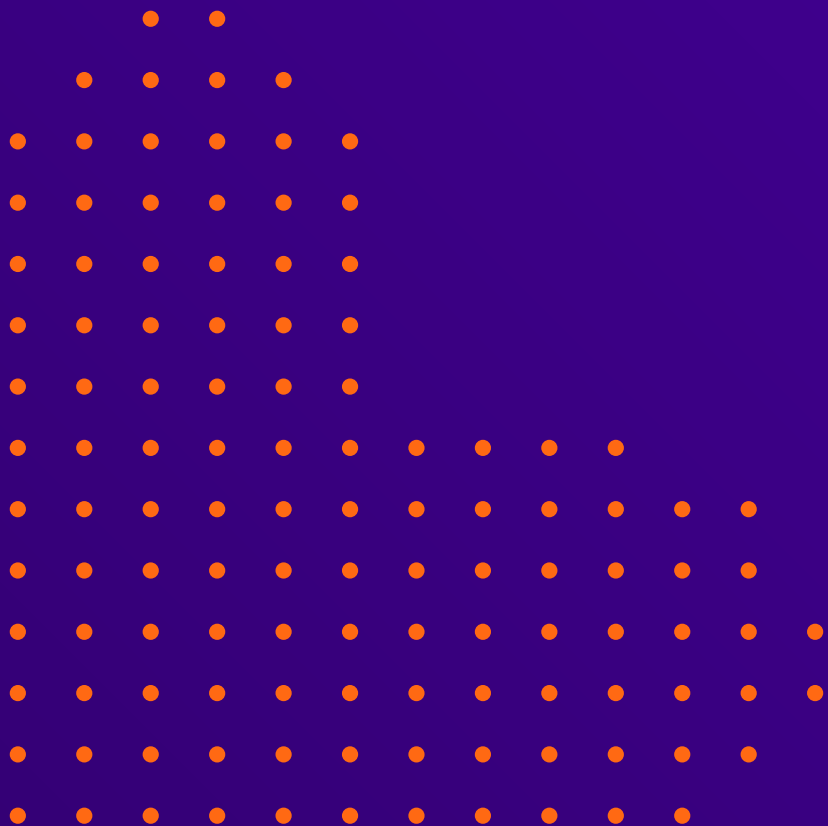
Proyectos que avanzaron de etapa

Proyecto	Etapa
Solar Bugalagrande (Andalucía)	2

Proyectos que avanzaron a un nivel más crítico

Proyecto	Nivel
Atlántico I	4
JK4	4
Proyecto El Carreto	4
Proyecto Solar Fotovoltaico Puerto Wilches 1 de 15 MW	4
Solar el Lago 1 y 2	4
Solar Escobal 1	4
Solar Escobal 2	4
Solar Escobal 3	4
Solar Escobal 4	4
Solar Escobal 5	4
Solar Mariquita	4
Solar Sahagun	4
JK1	3
JK2	3
JK3	3
Solar Argos Tolcemento	2
Solar Planeta Rica	2

* Reporte creado con información del CNO a corte de MARZO de 2024.



Gracias



Sumamos energía,
sumamos pasión