

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-006
Jueves, 07 de marzo 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 – 006
Jueves 07 de marzo de 2024**

AGENDA

1 - SEGUIMIENTO A VARIABLES

2 - EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

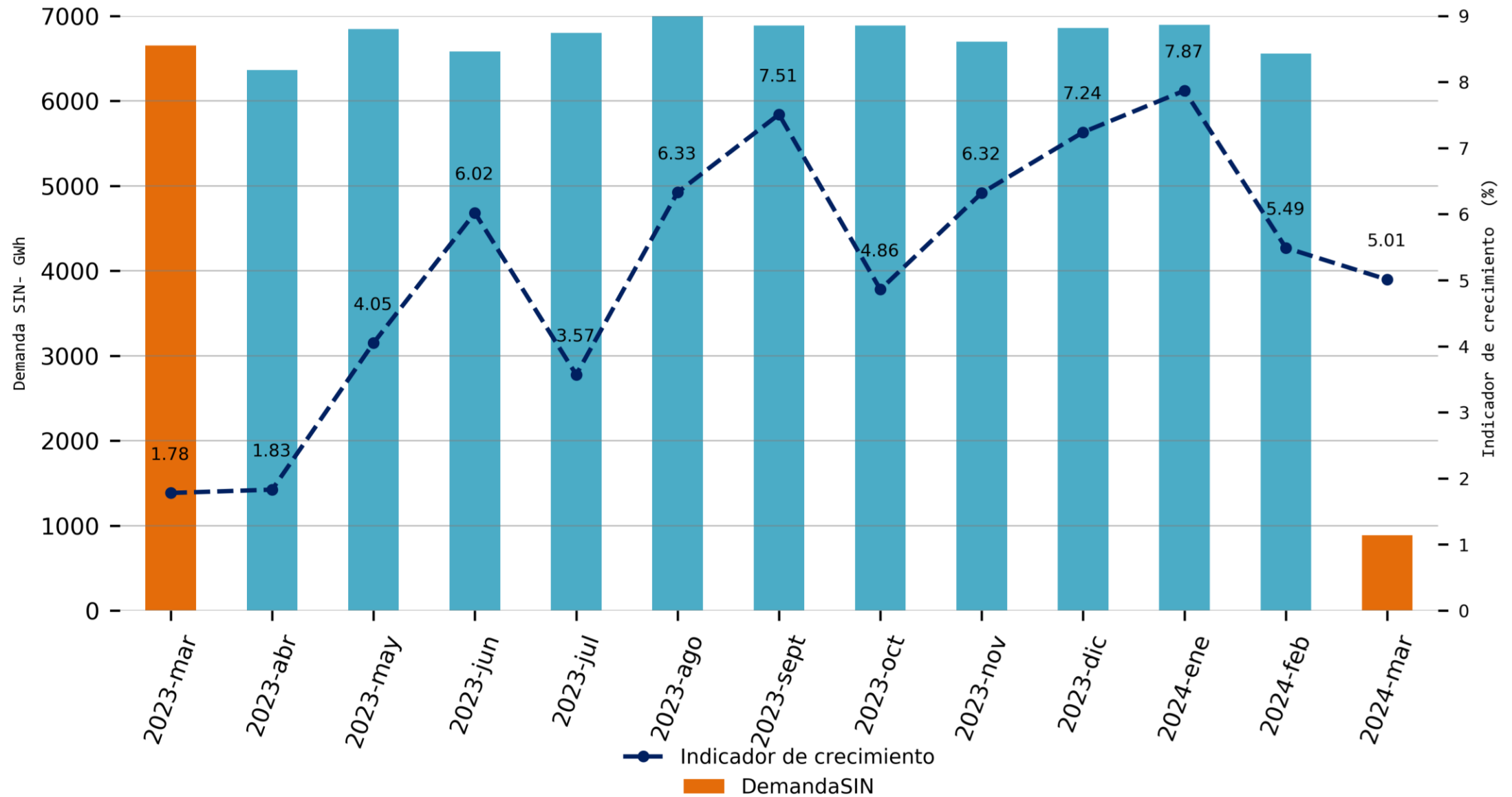
3 – SITUACIONES OPERATIVAS

1 – SEGUIMIENTO A VARIABLES

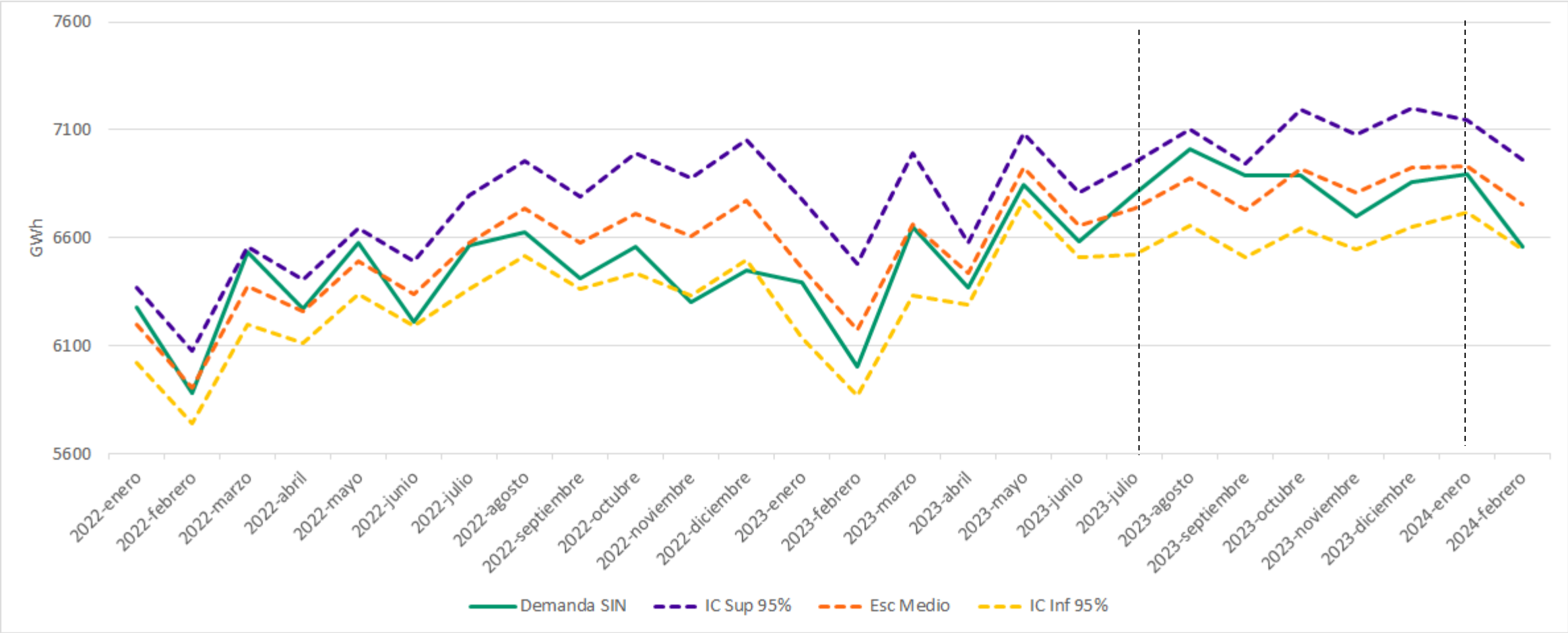


**¿Cómo ha venido
evolucionando la demanda
de energía?**

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

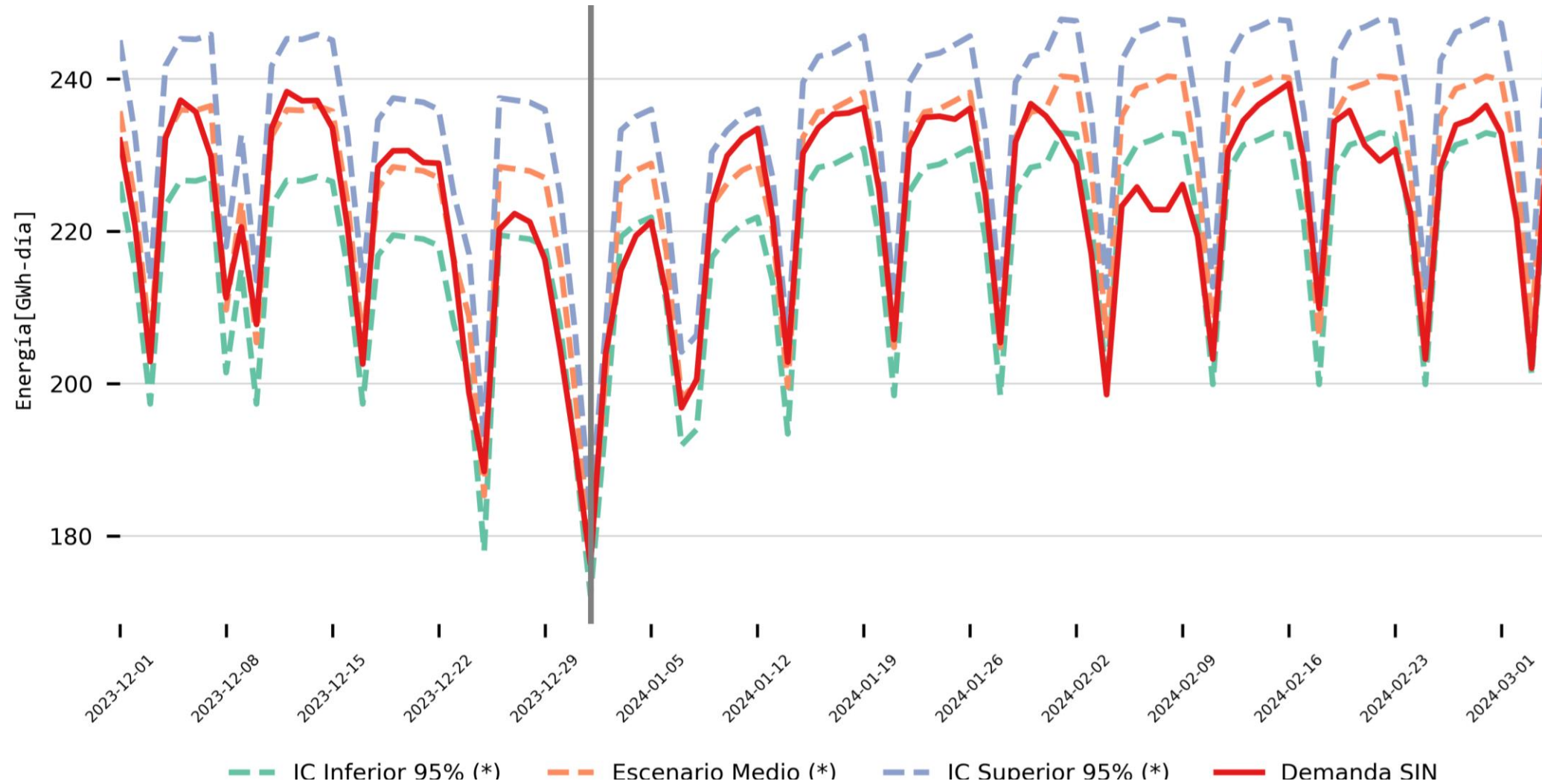


Seguimiento Mensual Demanda



(*) 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

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.

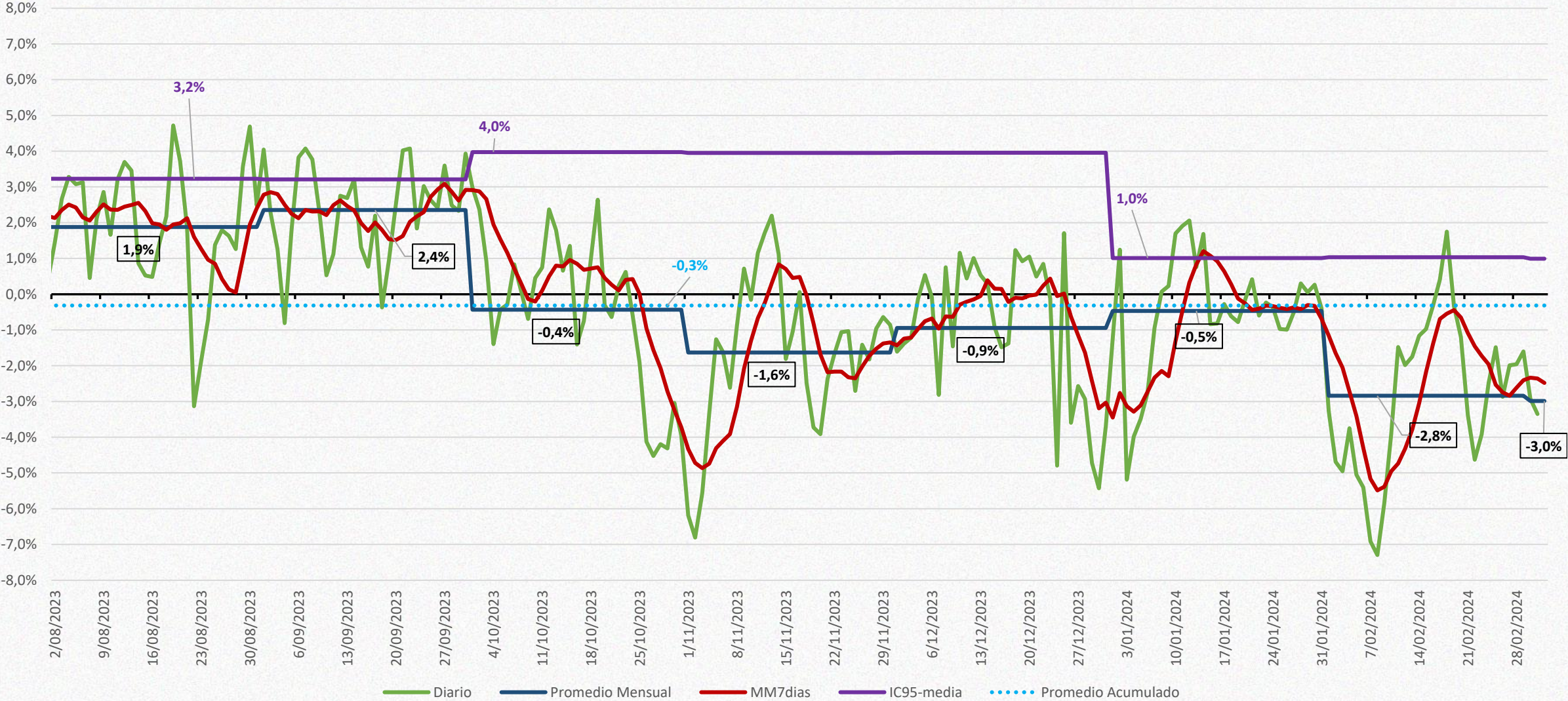
Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de enero de 2024 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en agosto de 2023 y para los valores posteriores al 1 de enero de 2024 son consideradas las proyecciones UPME de enero del 2024.

Información hasta el 2024-03-04

Información actualizada el 2024-03-06

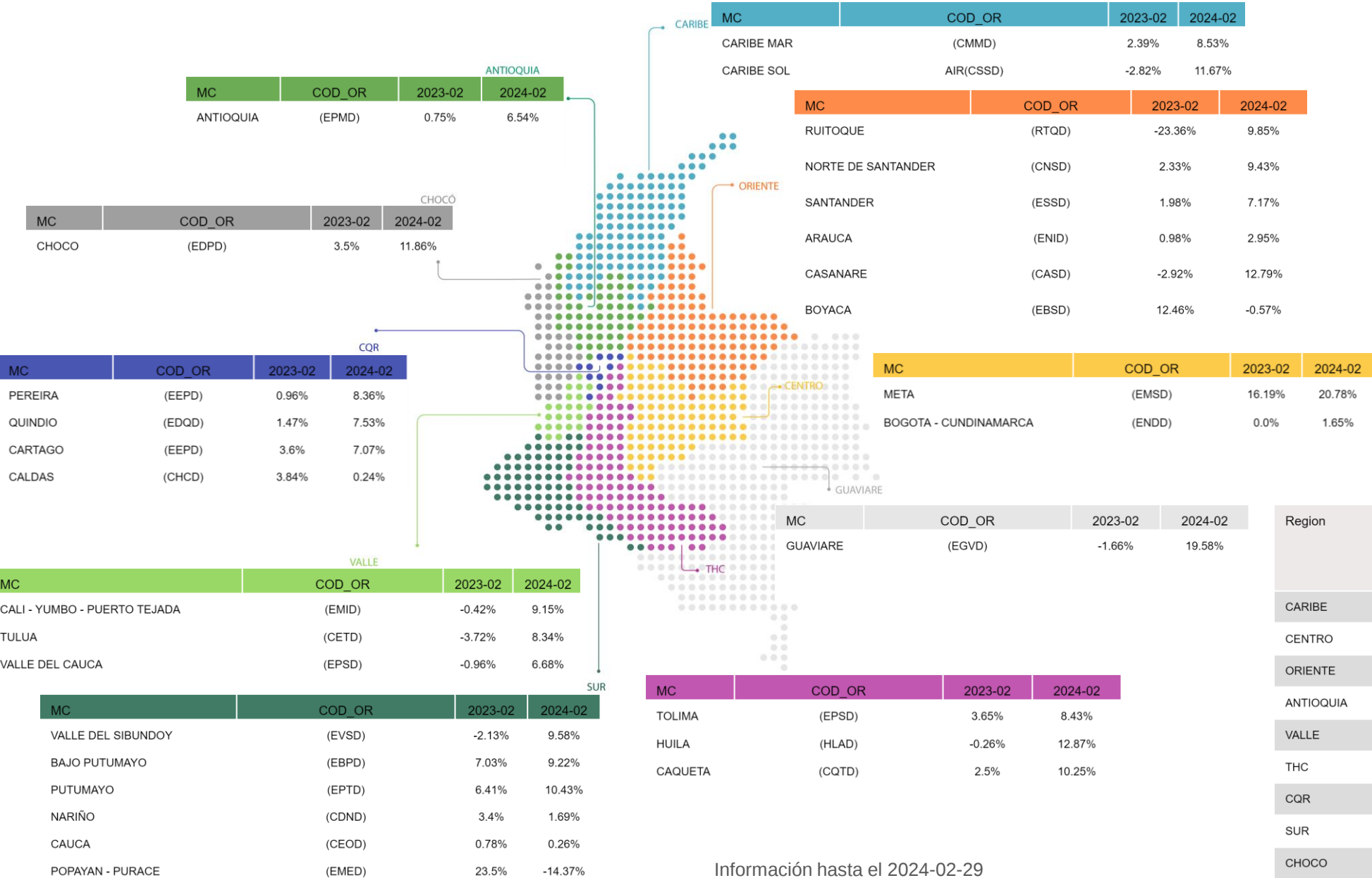
Seguimiento Diario Demanda

Comportamiento de la demanda diaria respecto al escenario medio de la UPME (*)



(*) 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 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 son consideradas las proyecciones UPME de enero del 2024.
Información hasta el 2024-02-29 Información actualizada el 2024-03-06

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta febrero 2024



•OR: Operador de red
•MC: Mercado de comercialización (Definido en el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018)

**No considera consumos propios
***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2023-02	Demanda Comercial [GWh] 2024-02	Variación 2023-02	Variación 2024-02
CARIBE	3291.45	3680.02	-0.03%	9.94%
CENTRO	2983.2	3164.11	2.64%	4.23%
ORIENTE	1794.87	1914.32	4.93%	4.83%
ANTIOQUIA	1704.76	1848.58	0.75%	6.54%
VALLE	1124.46	1238.44	-0.74%	8.18%
THC	500.82	562.62	1.92%	10.41%
CQR	517.1	545.6	2.78%	3.69%
SUR	345.49	357.45	2.36%	1.73%
CHOCO	42.68	48.56	3.5%	11.86%
GUAVIARE	12.24	14.9	-1.66%	19.58%

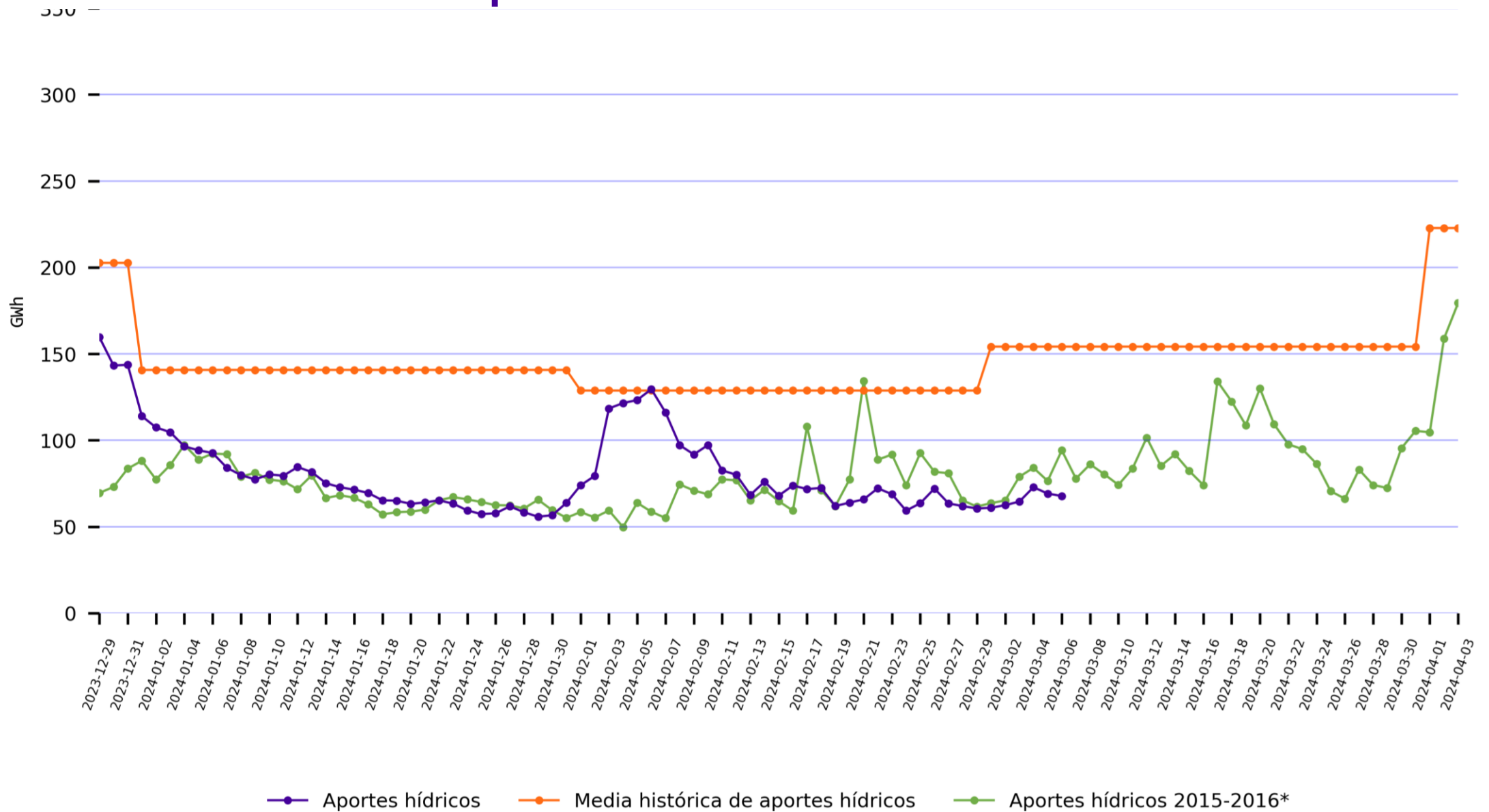
Información hasta el 2024-02-29

Información actualizada el 2024-03-06

¿Cómo está la situación energética?



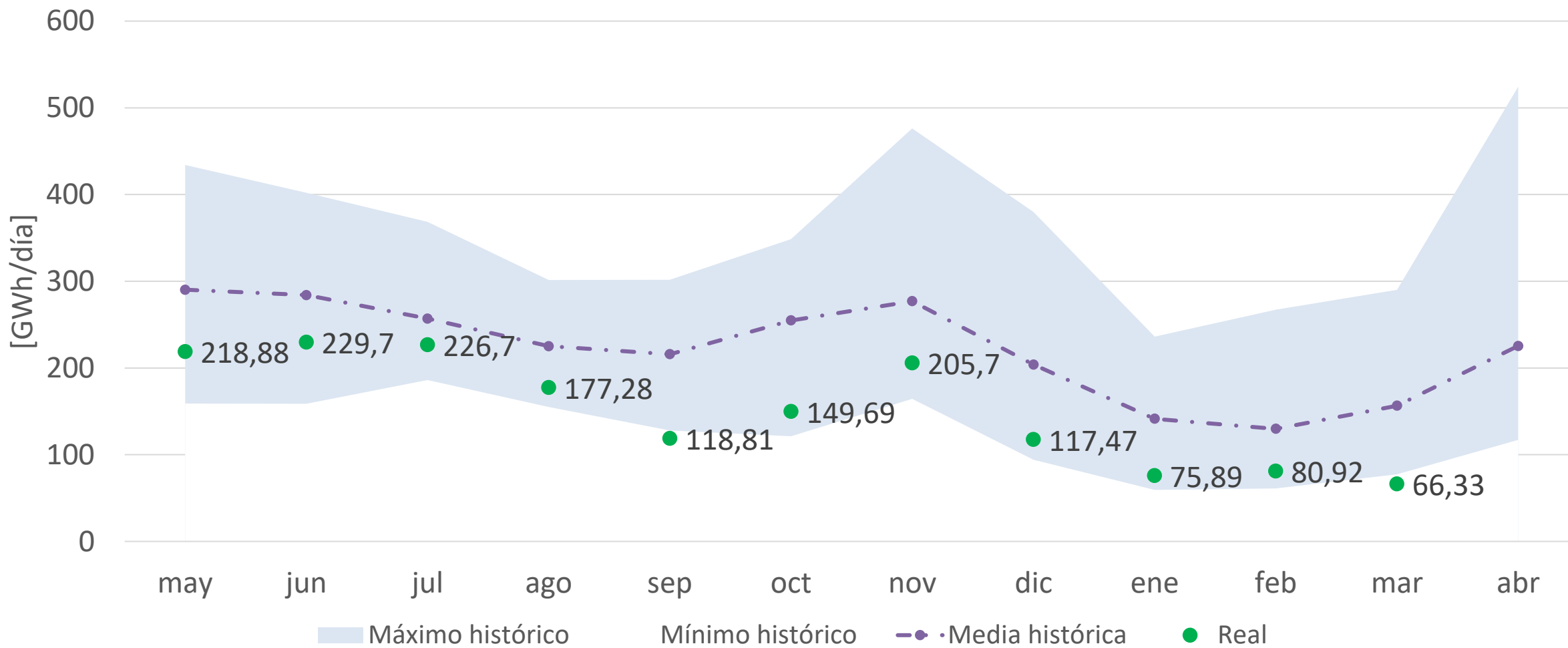
Aportes hídricos diarios



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

Aportes hídricos históricos

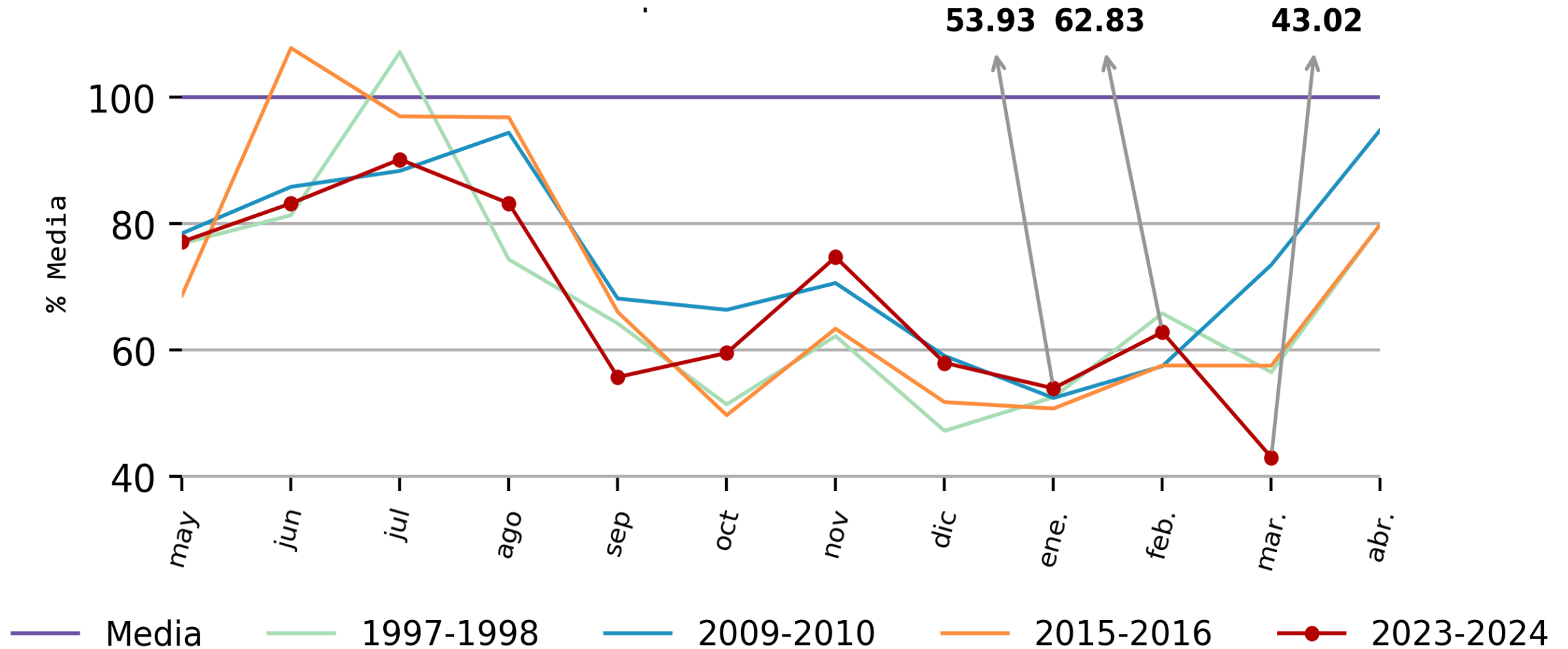
Aportes históricos (1982 a 2023) vs Aportes reales (2023-2024)



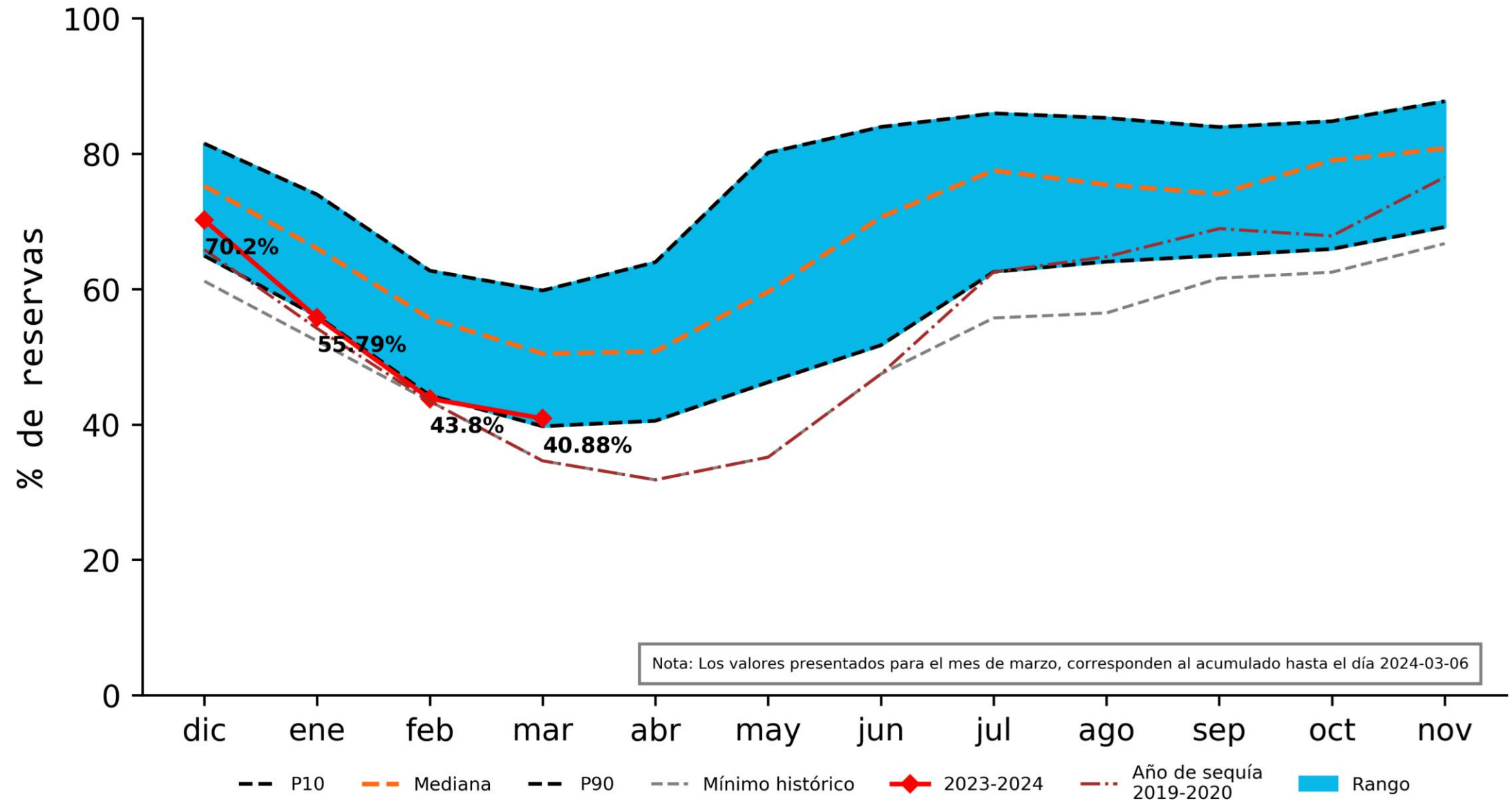
Información hasta el 2024-03-06

Información actualizada el 2024-03-07

Aportes hídricos

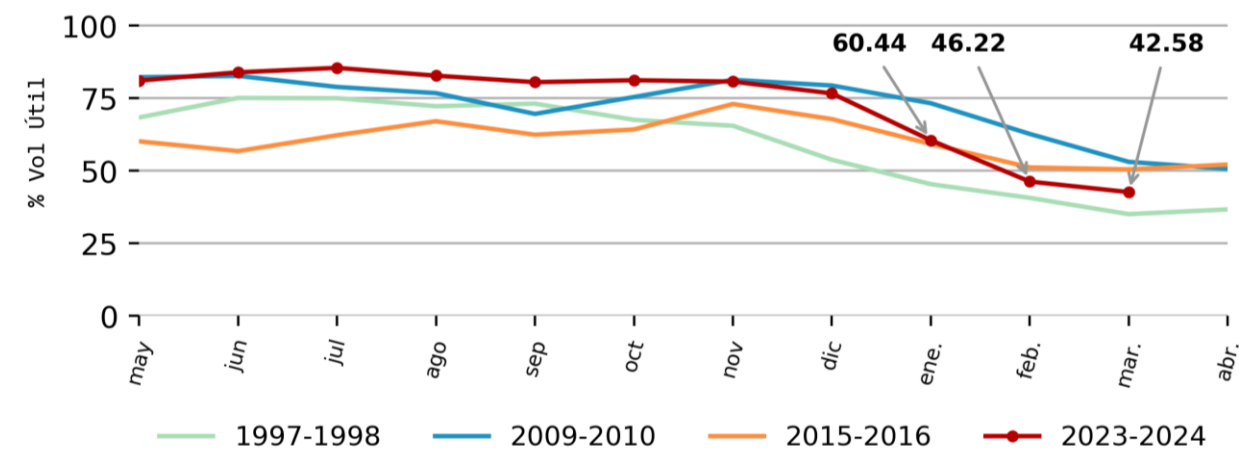


Reservas hídricas

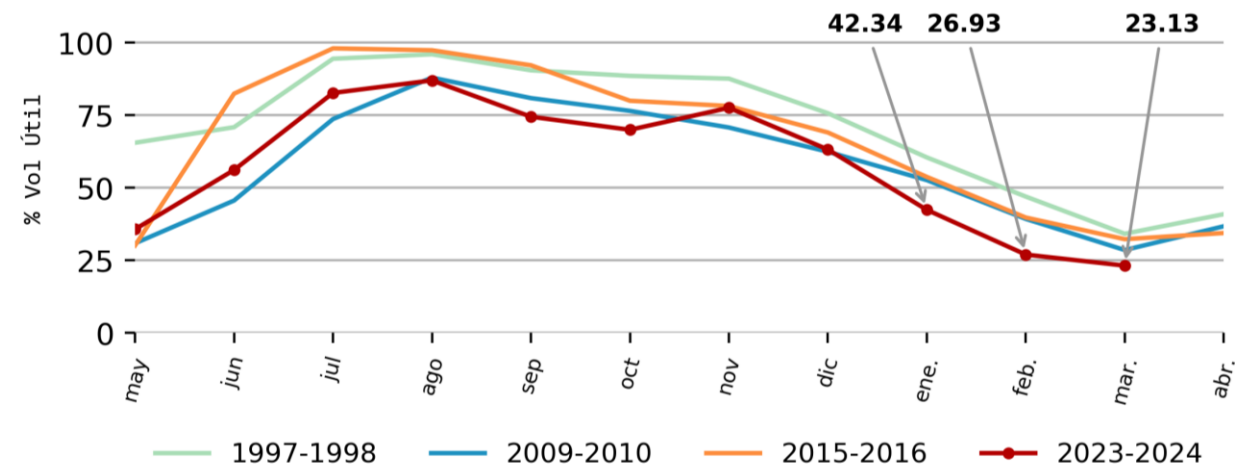


Evolución de reservas por regiones

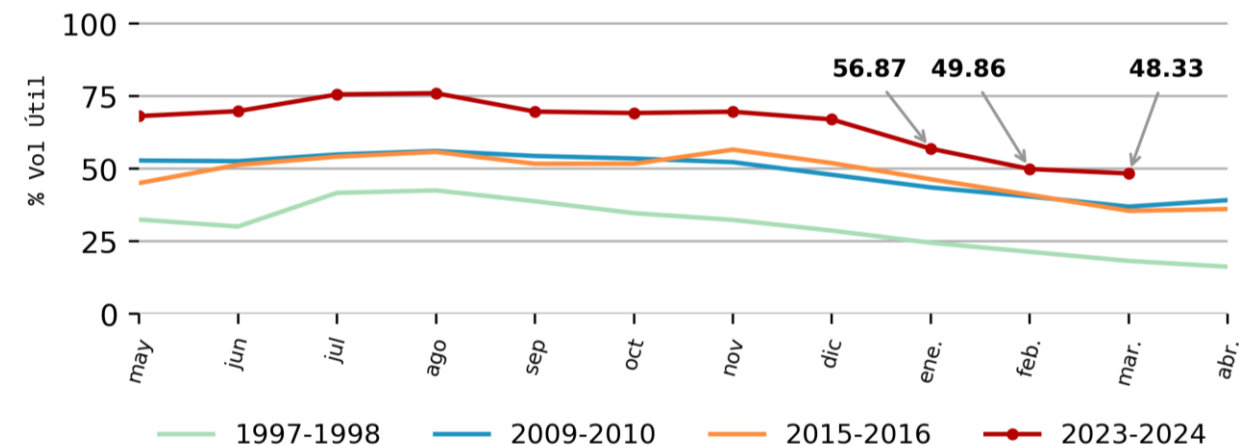
Antioquia 37.61%



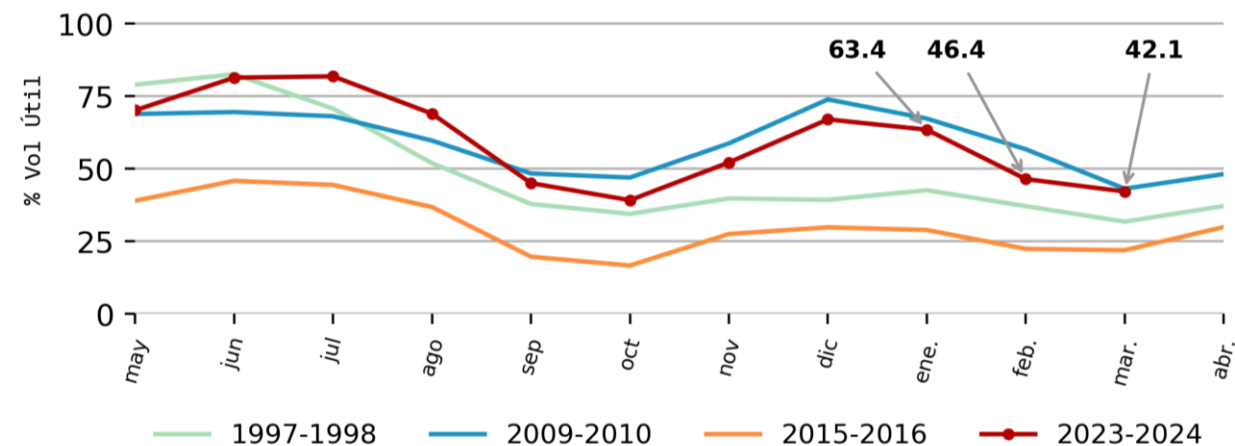
Oriente 11.55%



Centro 43.34%



Valle 4.66%

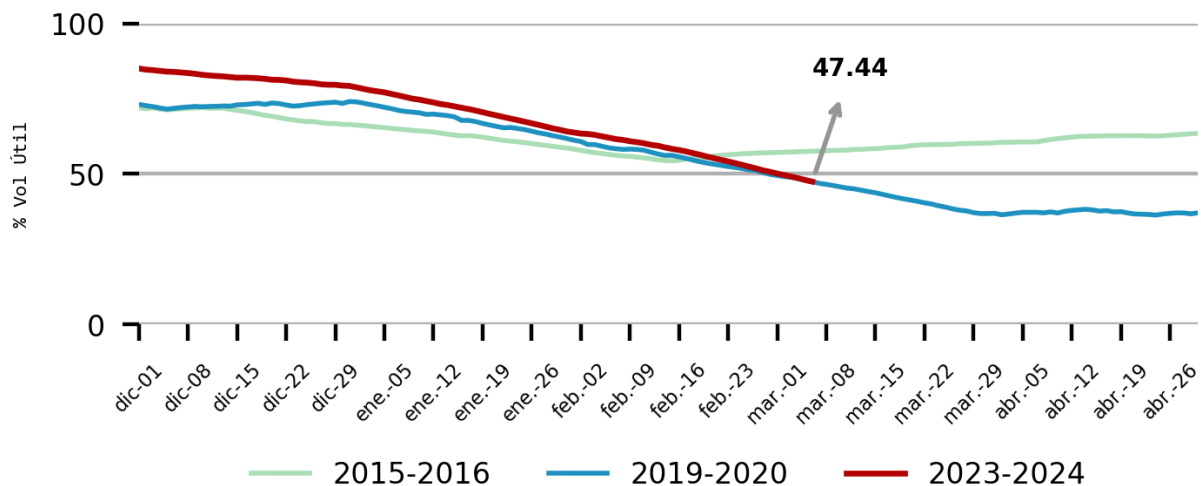


Los porcentajes que acompañan el título de cada gráfica representan la participación en reservas de cada región respecto al total del país para la fecha 2024-03-06

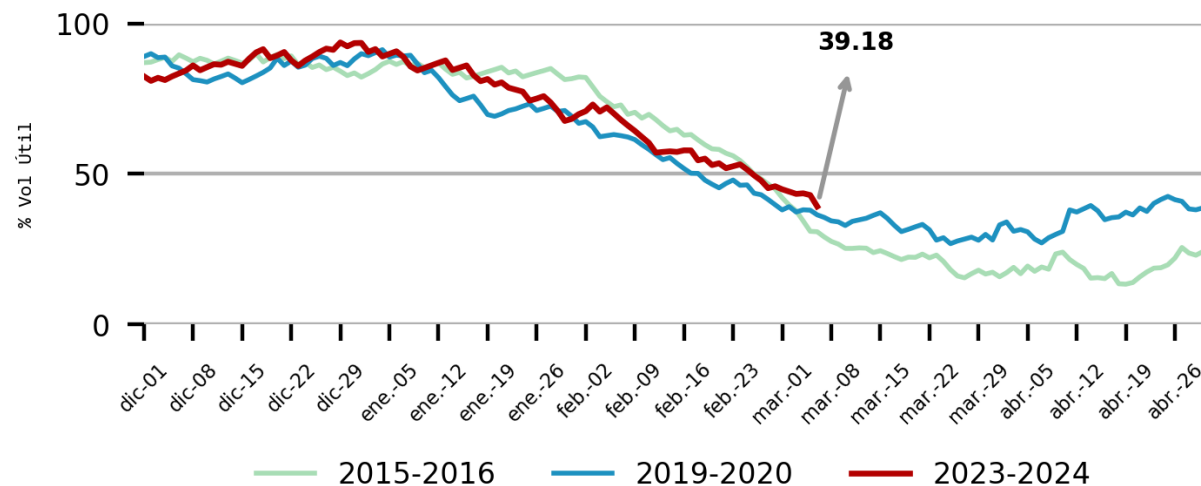
Información hasta el 2024-03-06
Información actualizada el 2024-03-07

Evolución de principales embalses - Diaria

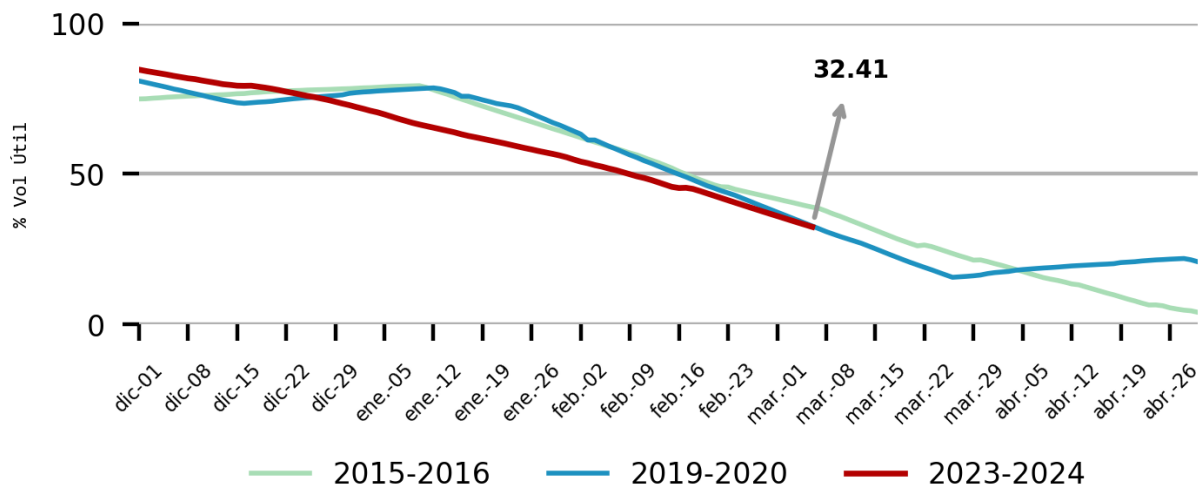
PENOL - Mín. histórico: 36.84% -> 30 de marzo de 2020



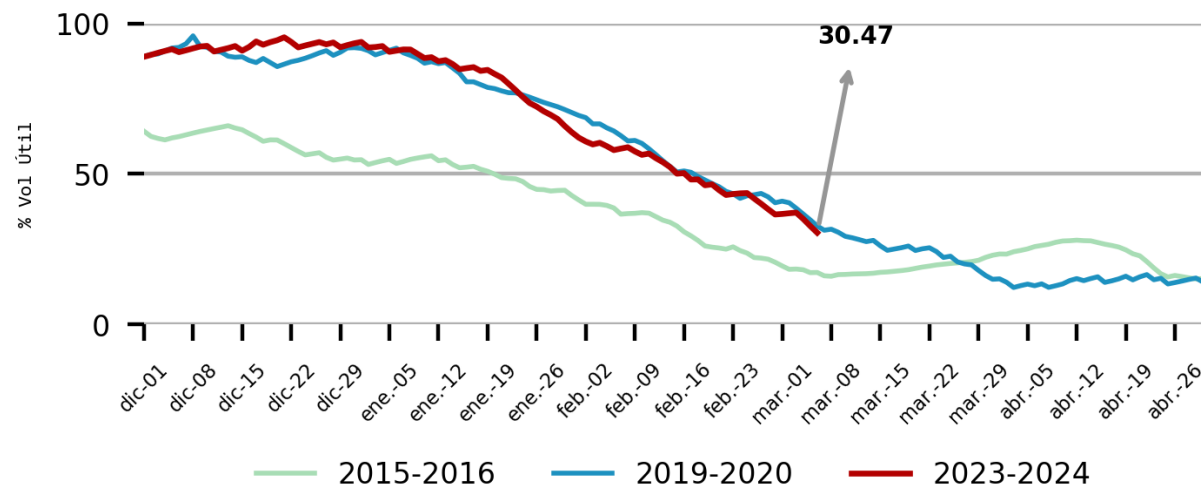
SAN LORENZO - Mín. histórico: 11.97% -> 17 de marzo de 2006



MIRAFLORES - Mín. histórico: 9.3% -> 27 de marzo de 2013



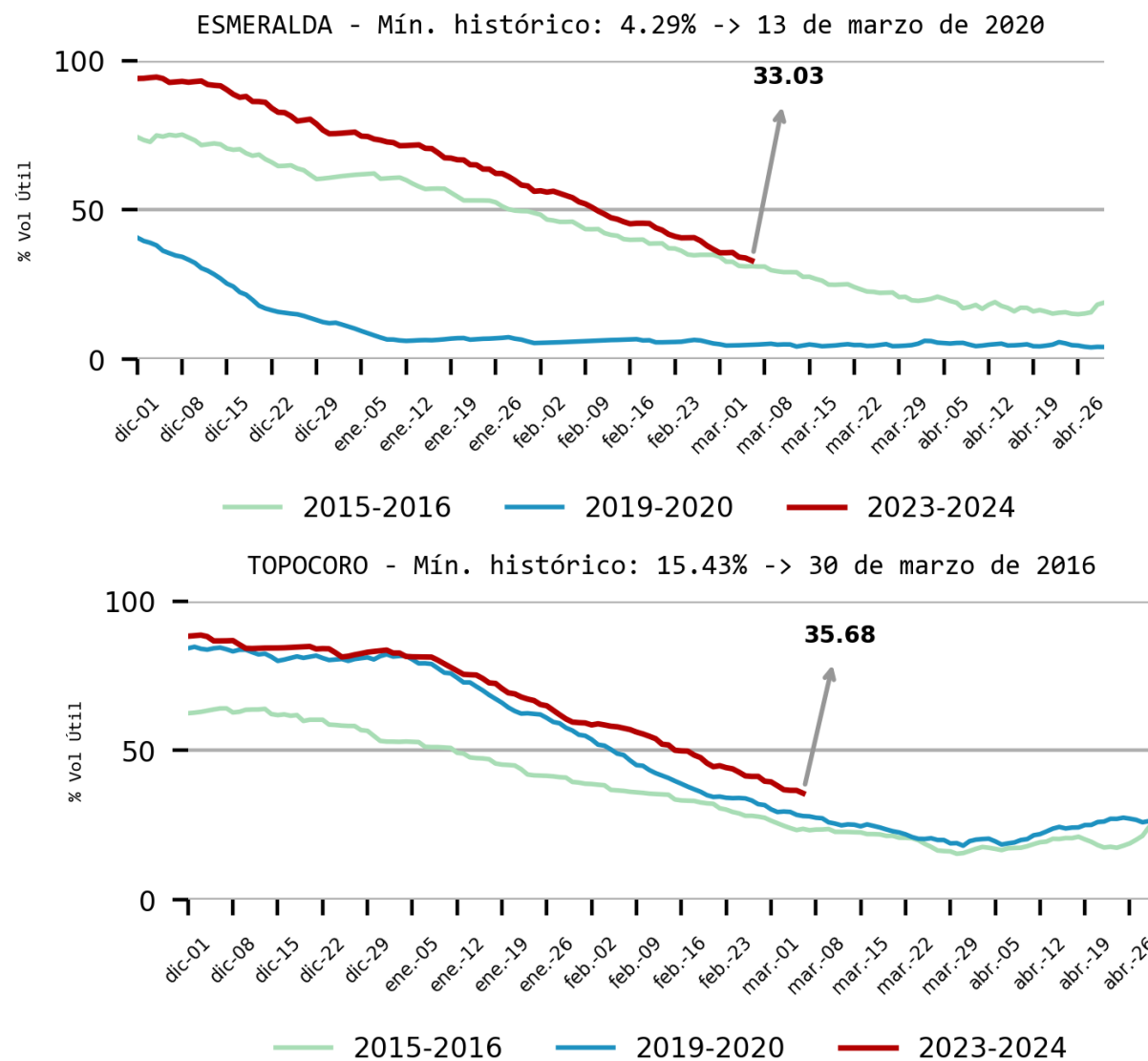
RIOGRANDE2 - Mín. histórico: 11.34% -> 31 de marzo de 2010



Información hasta el 2024-03-06

Información actualizada el 2024-03-07

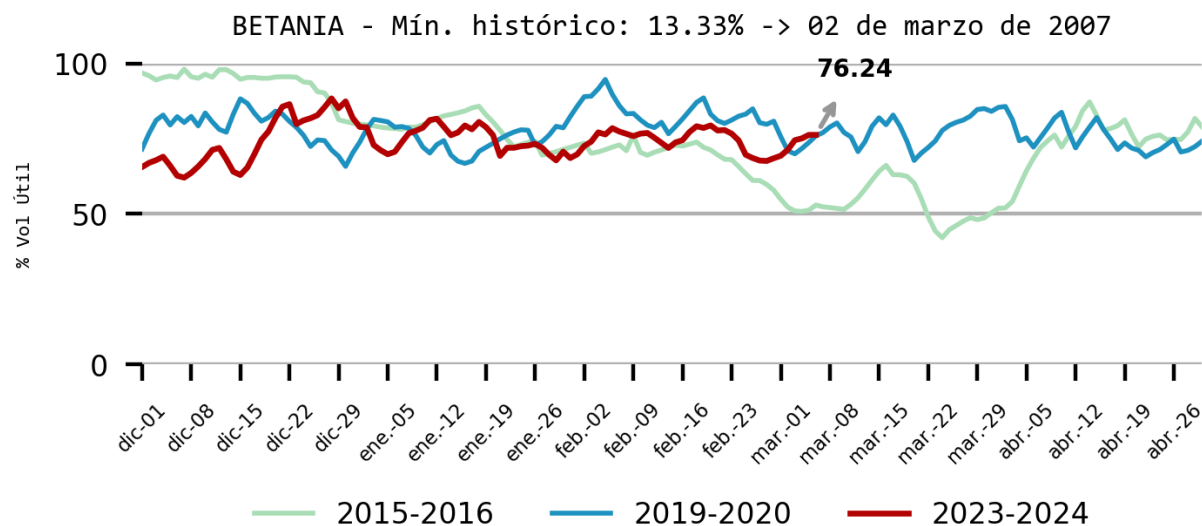
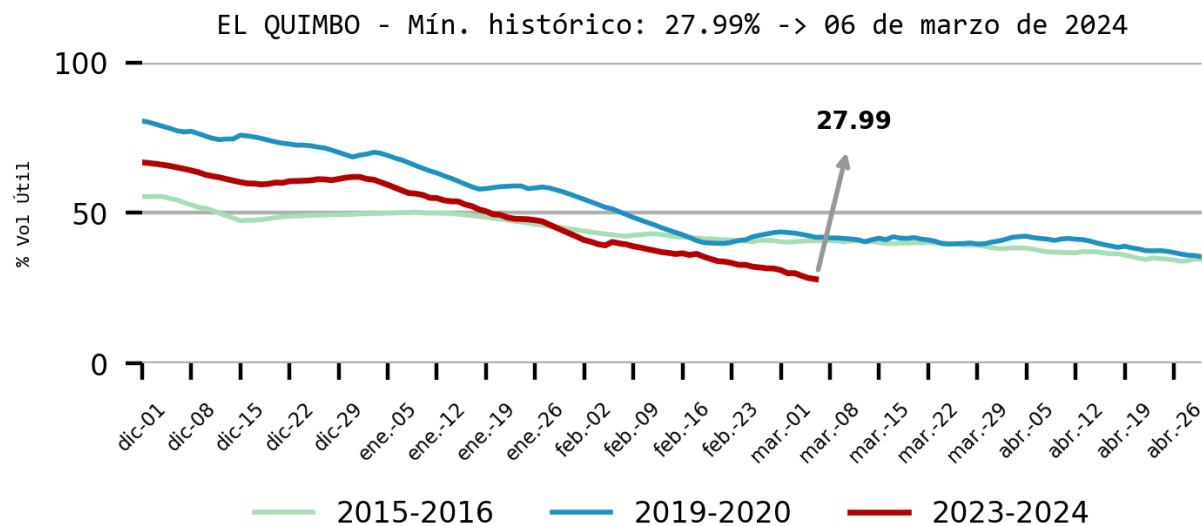
Evolución de principales embalses - Diaria



Información hasta el 2024-03-06

Información actualizada el 2024-03-07

Evolución de principales embalses - Diaria



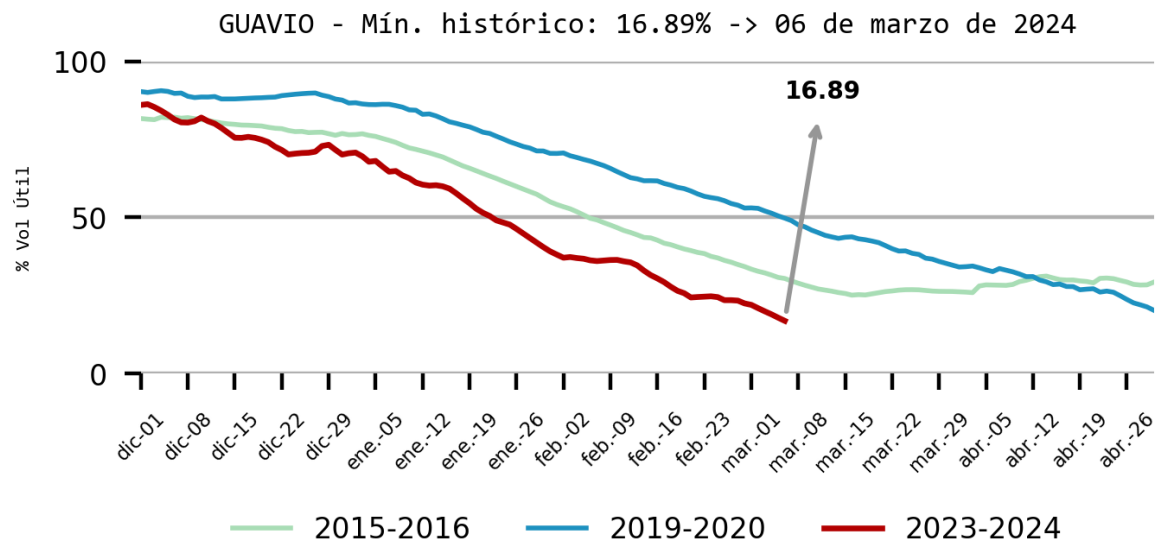
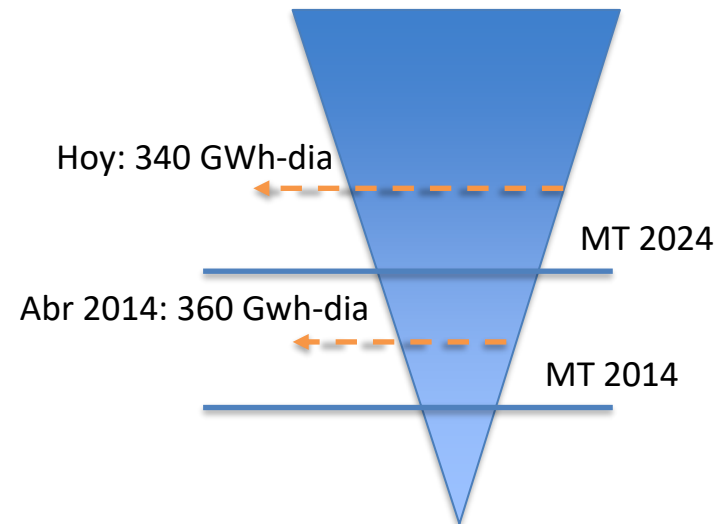
Información hasta el 2024-03-06

Información actualizada el 2024-03-07

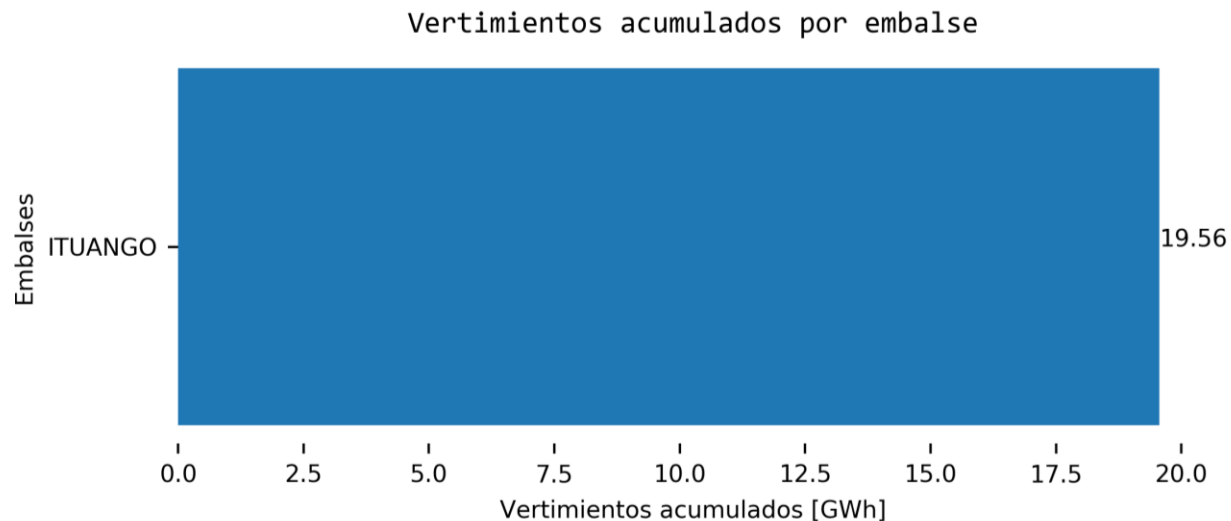
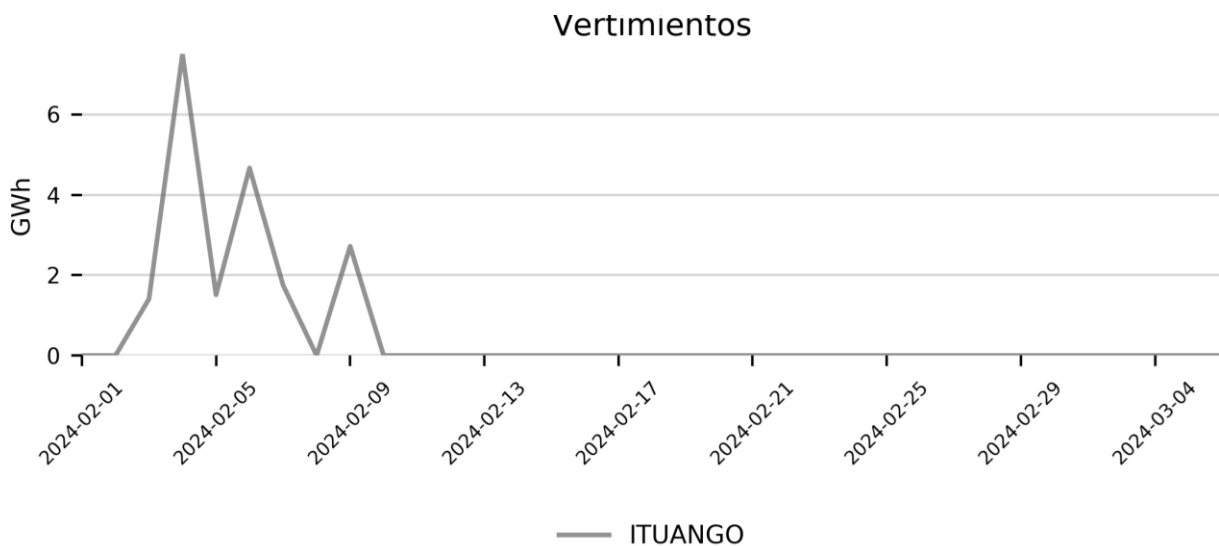
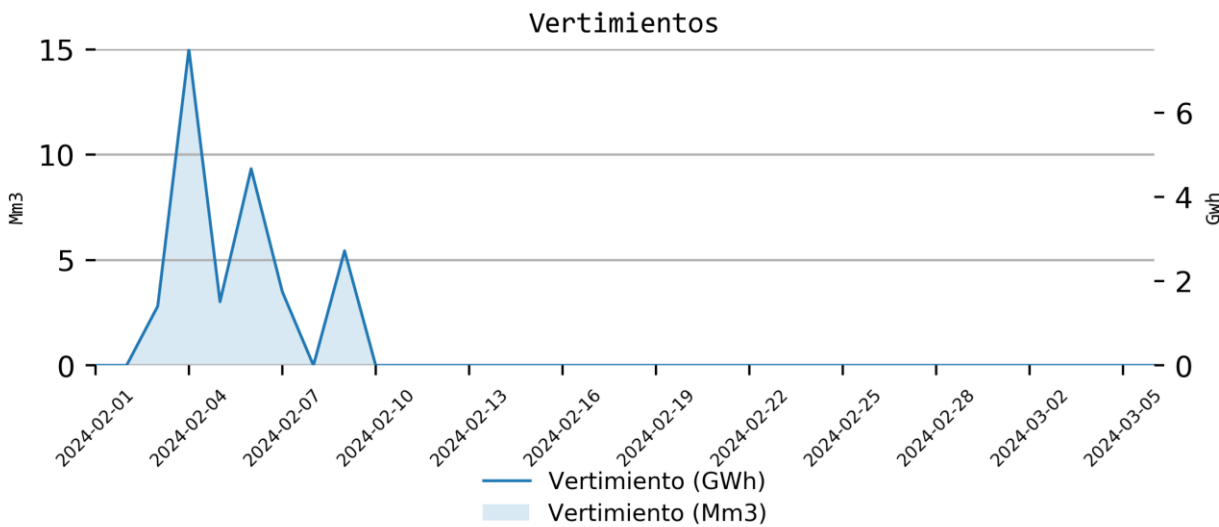
Evolución de principales embalses

El aumento significativo en la tasa de sedimentación del volumen muerto del embalse Guavio, condujo a la implementación de medidas contingentes para la reducción de dicha tasa y así evitar la colmatación prematura del volumen muerto.

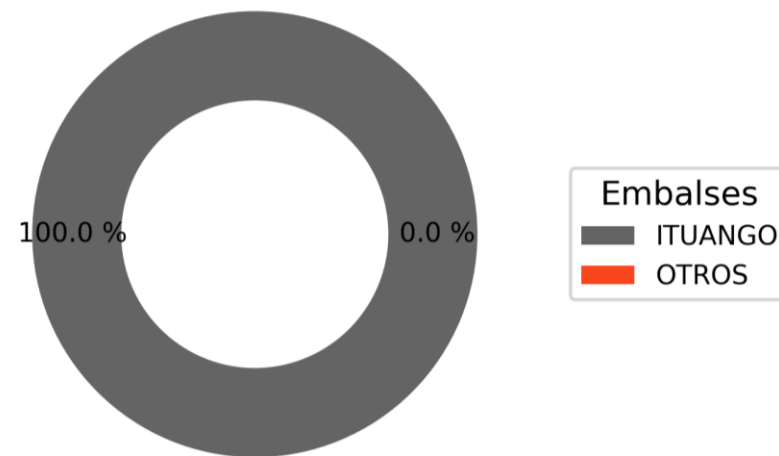
Una de las medidas necesarias adoptadas es el limitar temporalmente el nivel mínimo de operación del embalse al 30% (cota 1576,96 msnm), con lo cual se contrarresta el movimiento de los sedimentos hacia el volumen muerto y captación principalmente; propiciando que el nivel mínimo operativo siempre se encuentre por arriba del punto de pivote y frente del delta de sedimentos en los perfiles principales del embalse.



Vertimientos del SIN



Participación vertimientos por embalse



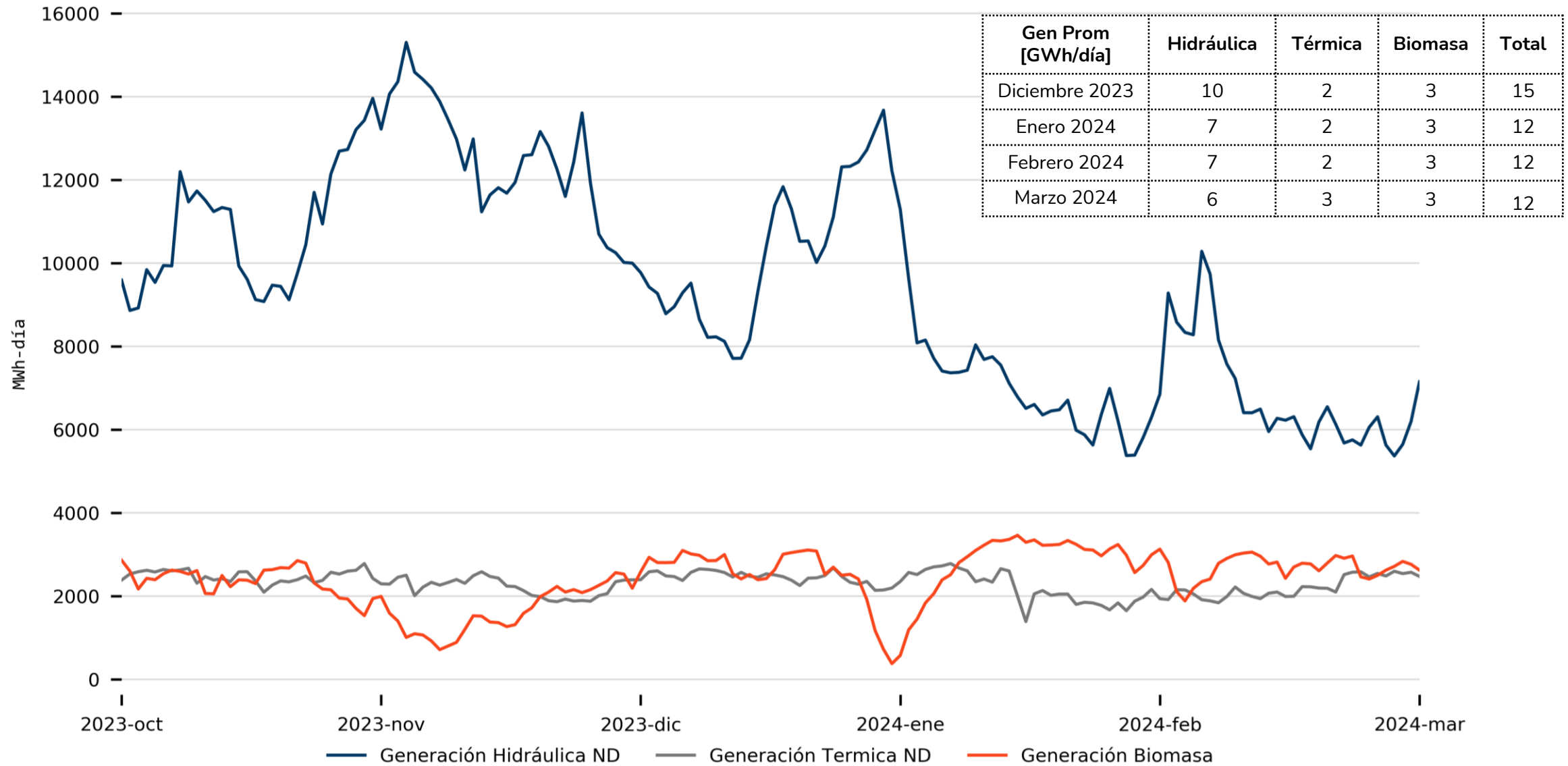
Información hasta el 2024-03-06

Información actualizada el 2024-03-07

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2024-02-01 hasta 2024-03-06.

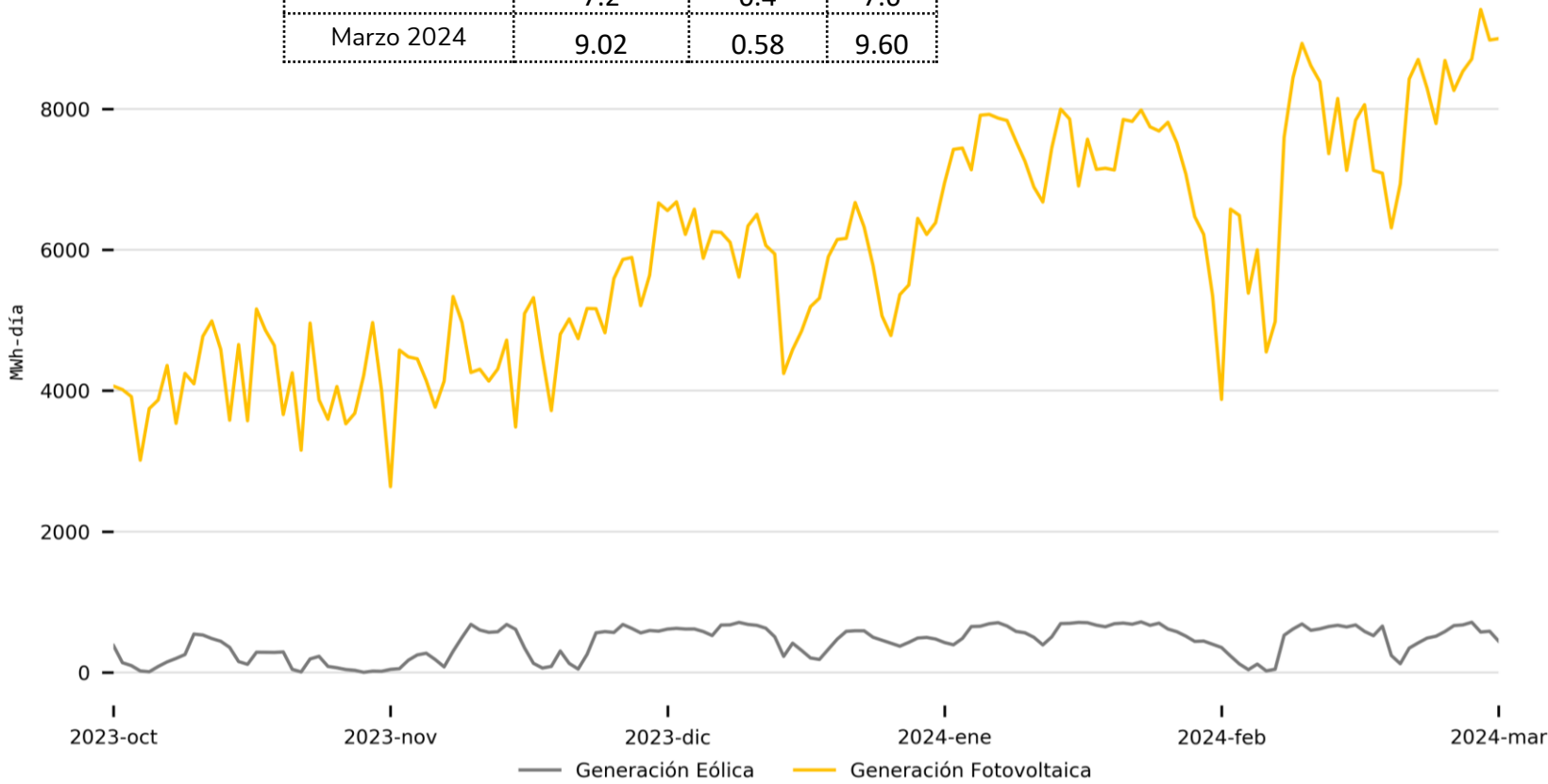
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Generación plantas menores

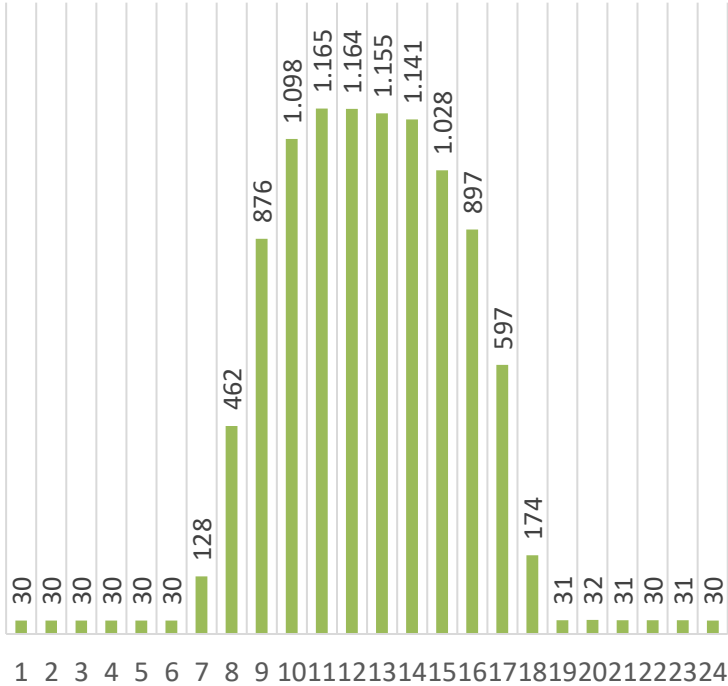


Generación FERNC

Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
Diciembre 2023	5.9	0.5	6.4
Enero 2024	7.4	0.6	8.0
Febrero 2024	7.2	0.4	7.6
Marzo 2024	9.02	0.58	9.60

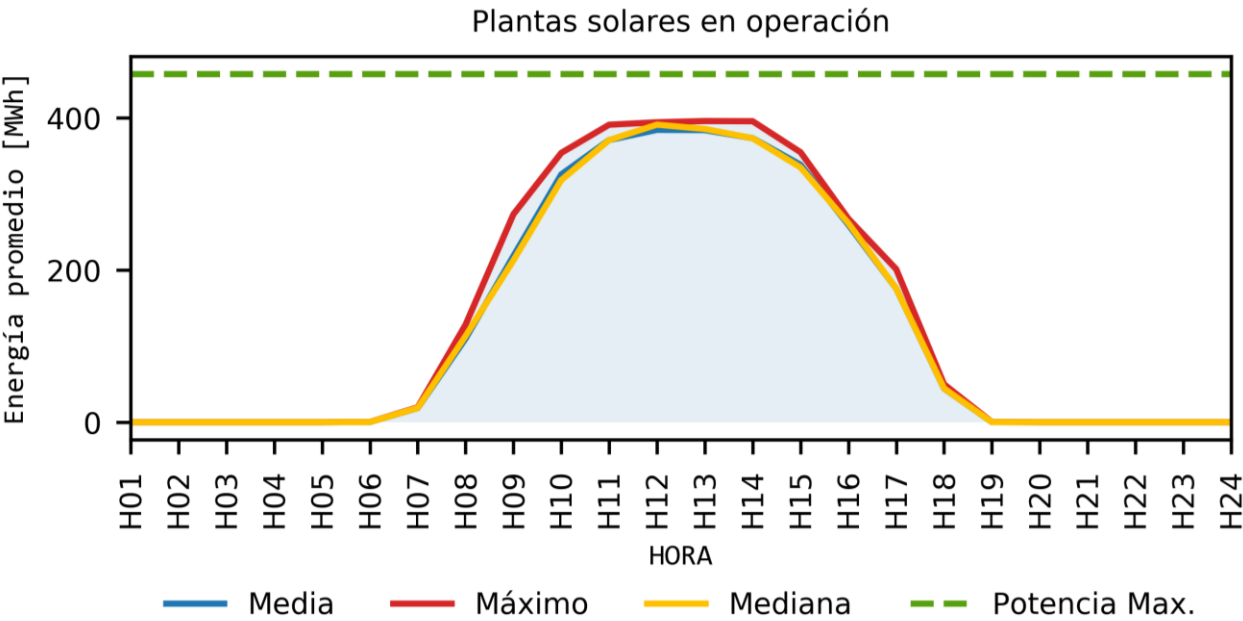


Máx Gen Solar y eólica (MW)



Contiene la generación de los recursos FERNC en operación comercial y en pruebas iniciales.

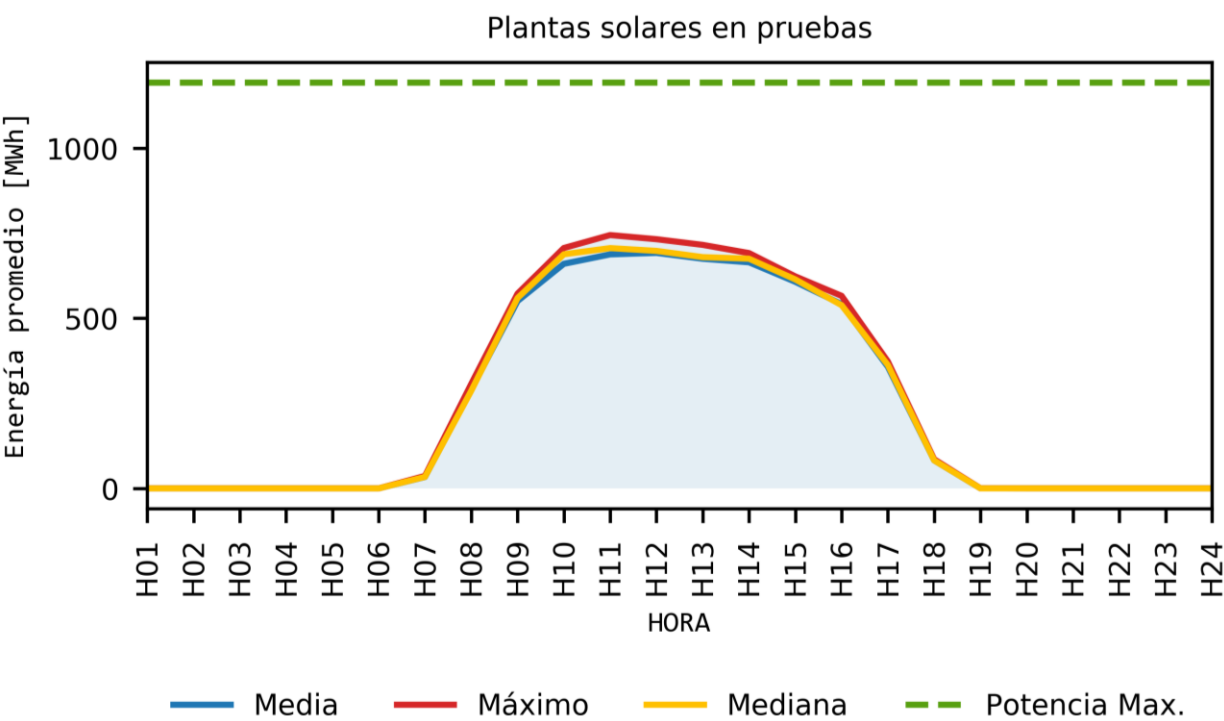
Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de marzo de 2024 hasta el 04 de marzo de 2024. Adicionalmente se consideran las plantas en operación con capacidad efectiva mayor a 5 MW.

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	154.86	32.4%
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	152.42	31.9%
LA TOLUA	19.9	152.18	31.9%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	150.27	31.5%
LA SIERPE	19.9	149.38	31.3%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	147.92	31.0%
SINCE	18.5	141.55	31.9%
CELSIA SOLAR DULIMA	19.9	139.93	29.3%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	138.1	32.1%
GRANJA SOLAR FLANDES	19.9	130.06	27.2%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	19.9	122.14	25.6%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	19.9	120.44	25.2%
CAIMAN CIENAGUERO	9	85.82	39.7%
CERRITOS	9.9	78.31	33.0%
PETALO DEL MAGDALENA	9.9	77.95	32.8%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	76.47	32.2%
PARQUE SOLAR HONDA I	9.9	74.64	31.4%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9.1	71.73	32.8%
TIERRA LINDA	9.9	70.66	29.7%
LA MEDINA	9.9	67.97	28.6%
PARQUE SOLAR LA MENA	9	65.95	30.5%
LOS GIRASOLES	9.5	65.78	28.9%
LOS CABALLEROS	9.9	65.31	27.5%
MONTELIBANO	9.9	64.99	27.4%
PETALO DE CORDOBA II	9.9	64.14	27.0%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9.1	58.23	26.7%
GY SOLAR AURORA	9.9	58.06	24.4%
HELIOS I	16	56.46	14.7%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	52.93	27.4%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	40.51	17.0%
CELSIA SOLAR YUMA	9.1	26.54	12.2%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	25.88	21.3%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	20.17	8.5%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	19.06	8.0%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	14.34	6.1%
Total	457.82	3001.13	

Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas



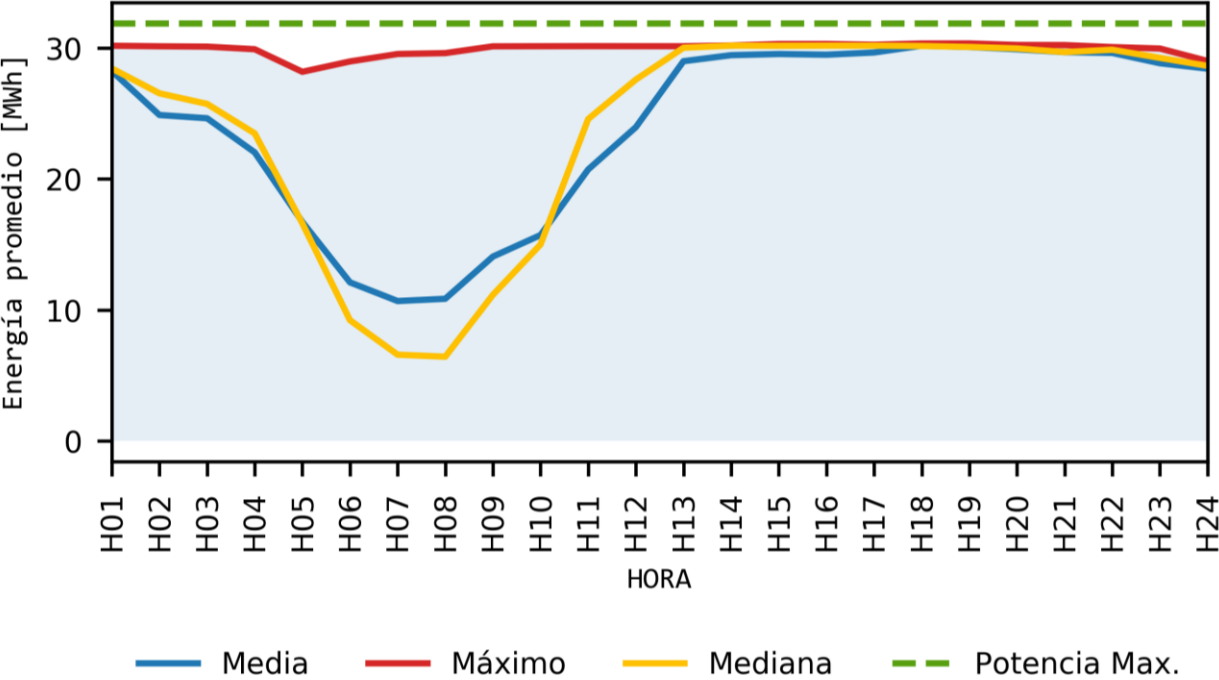
Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
LATAM SOLAR LA LOMA	150	1120.58
PARQUE SOLAR LA UNION *	100	724.86
PORTON DEL SOL *	102	704.55
FUNDACION	100	677.54
EL PASO *	67	583.6
GUAYEPO	370	556.78
LA MATA	80	404.88
CARACOLI I	50	339.38
PARQUE SOLAR TEPUY	83	244.01
SUNNORTE *	35	154.74
SOLAR PLANETA RICA *	19.9	133
NUMBANA	9.9	54.88
PARQUE SOLAR DINAMARCA	9	50.64
GUAMO	9	49.11
PARQUE SOLAR VERSALLES	9	46.01
Total	1193.8	5844.55

* Ya cumplieron pruebas PQ

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de marzo de 2024 hasta el 04 de marzo de 2024 .
Adicionalmente se consideran las plantas en pruebas con capacidad efectiva mayor a 5 MW.

Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas

Plantas eólicas en pruebas

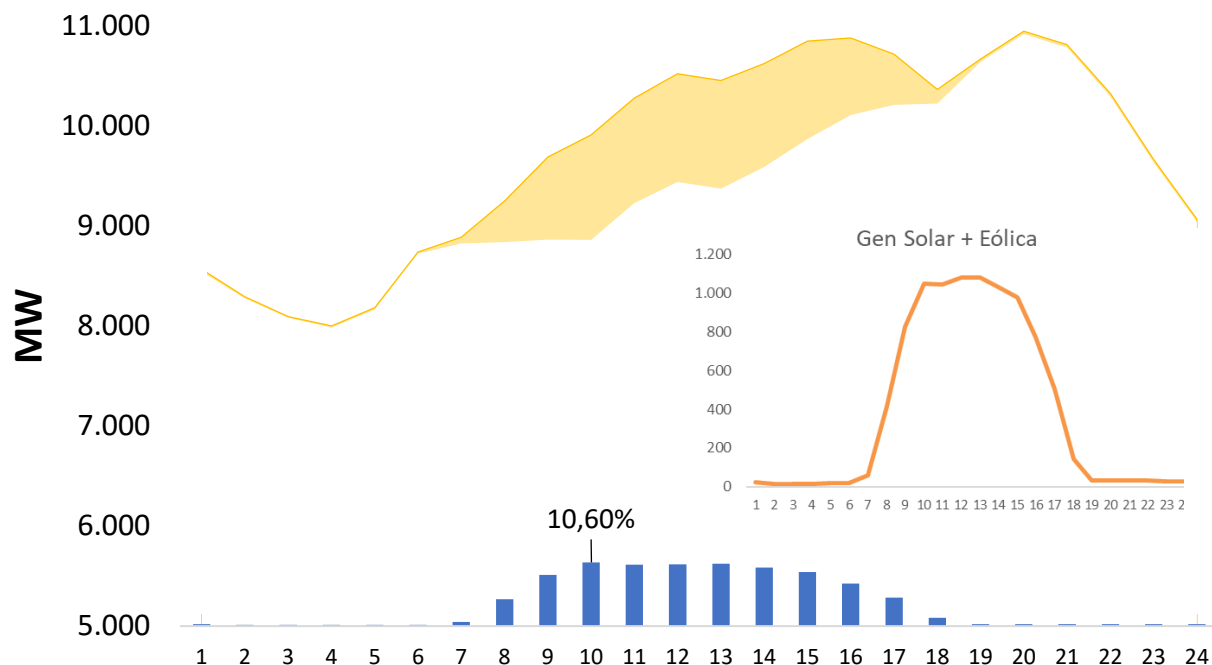


Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	342.87
PARQUE EOLICO WESP01	12	235.69
Total	31.9	578.56

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de marzo de 2024 hasta el 04 de marzo de 2024.

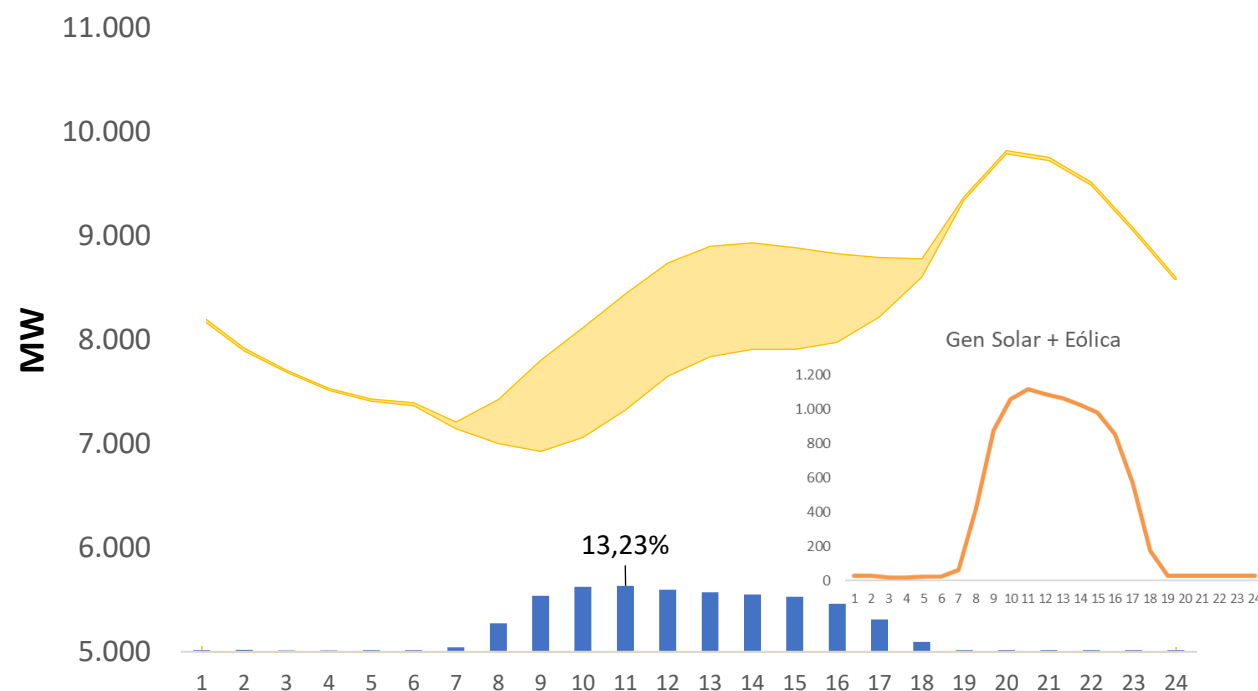
Potencia Máxima con generación solar y eólica

Febrero 27 (Día hábil - Máx Gen FERN 2024)



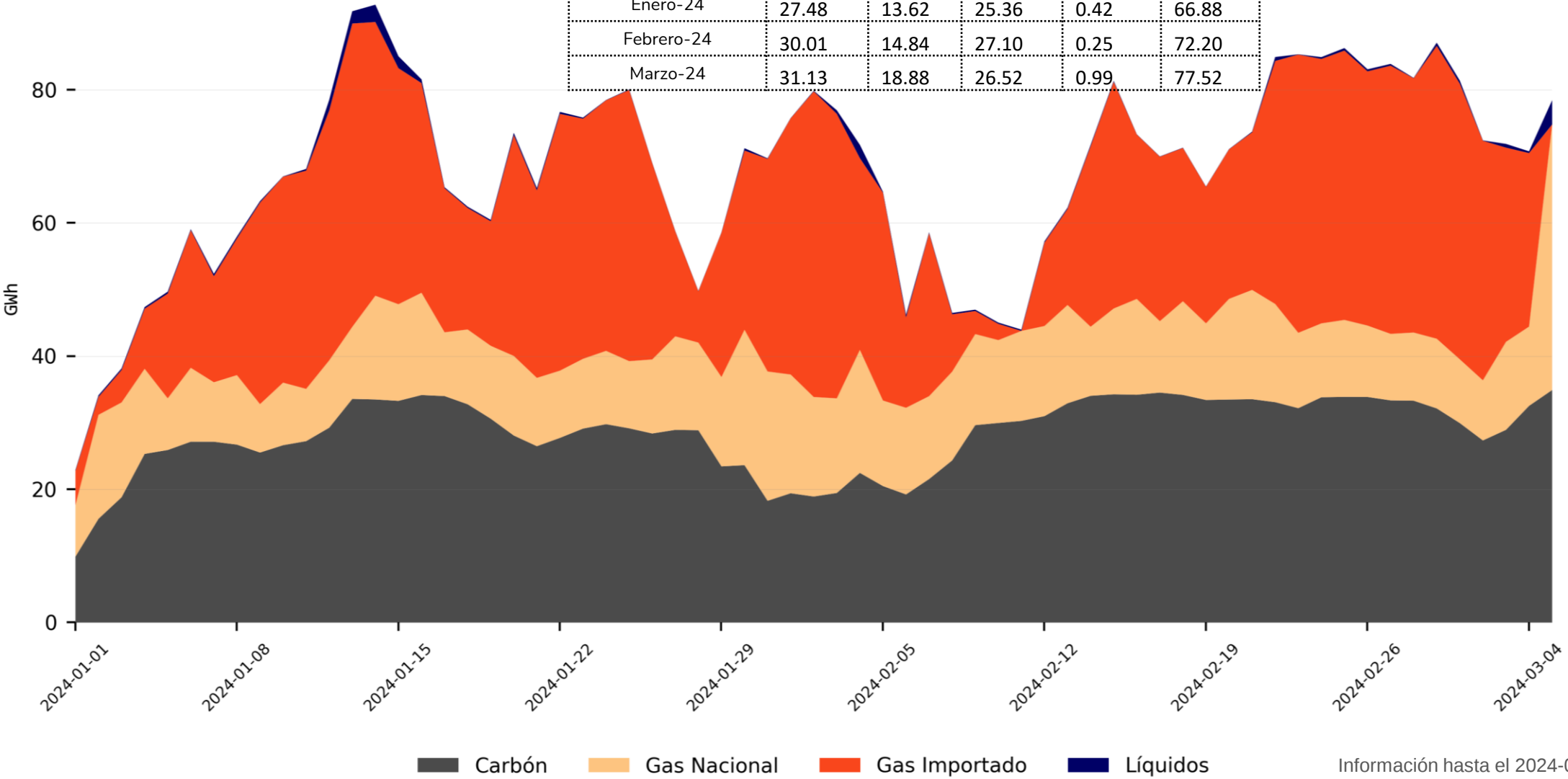
En lo corrido de 2024 el domingo 11 de febrero y martes 27 de febrero se presentó la mayor generación de energía de las plantas solares y eólicas conectadas en el SIN. Con aportes máximos del 13.23% y 10.60%, respectivamente, respecto a la generación total del SIN.

Febrero 11 (Domingo - Máx Gen FERN 2024)



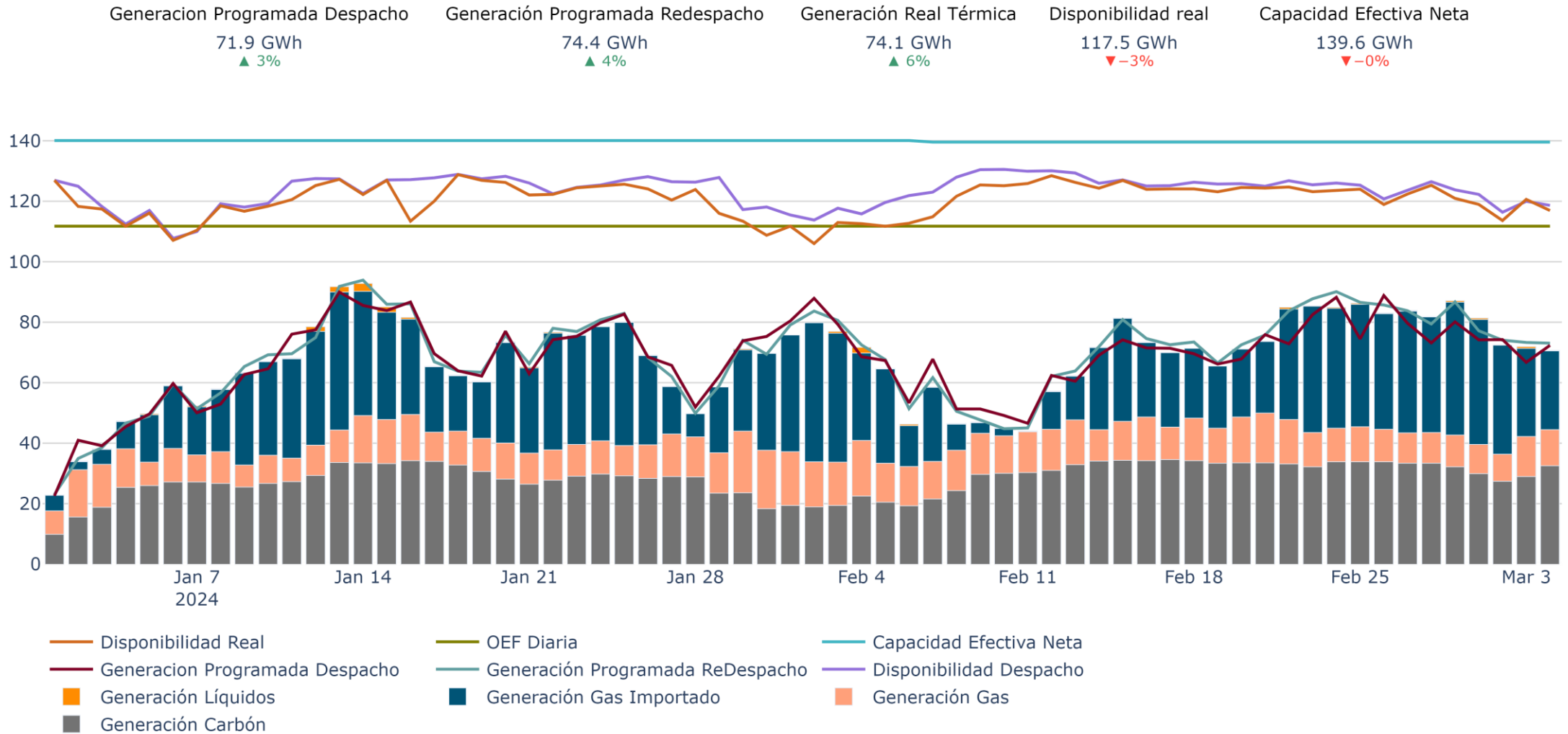
Evolución Generación térmica Despachada Centralmente

Gen Prom [GWh/día]	Carbón	Gas Nal	Gas Imp	Líquidos	Total
Noviembre-23	18.62	18.43	11.04	6.30	54.38
Diciembre-23	27.08	17.04	31.46	3.55	79.14
Enero-24	27.48	13.62	25.36	0.42	66.88
Febrero-24	30.01	14.84	27.10	0.25	72.20
Marzo-24	31.13	18.88	26.52	0.99	77.52



Información hasta el 2024-03-05
Información actualizada el 2024-03-07

Seguimiento a la generación térmica



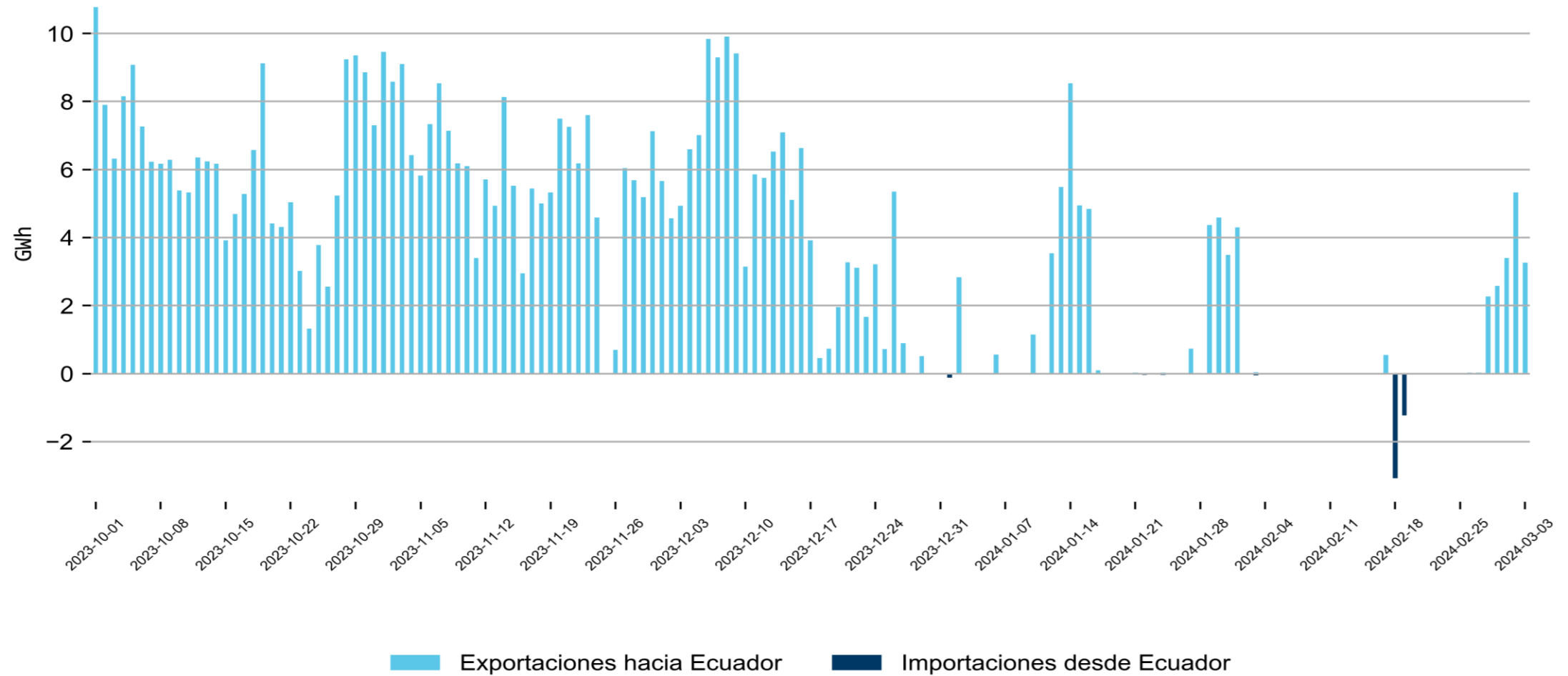
Los indicadores corresponden al promedio del mes actual

Las variaciones se calculan con respecto al mes inmediatamente anterior.

Información hasta el 2024-03-04

Información actualizada el 2024-03-07

Importaciones y exportaciones de energía

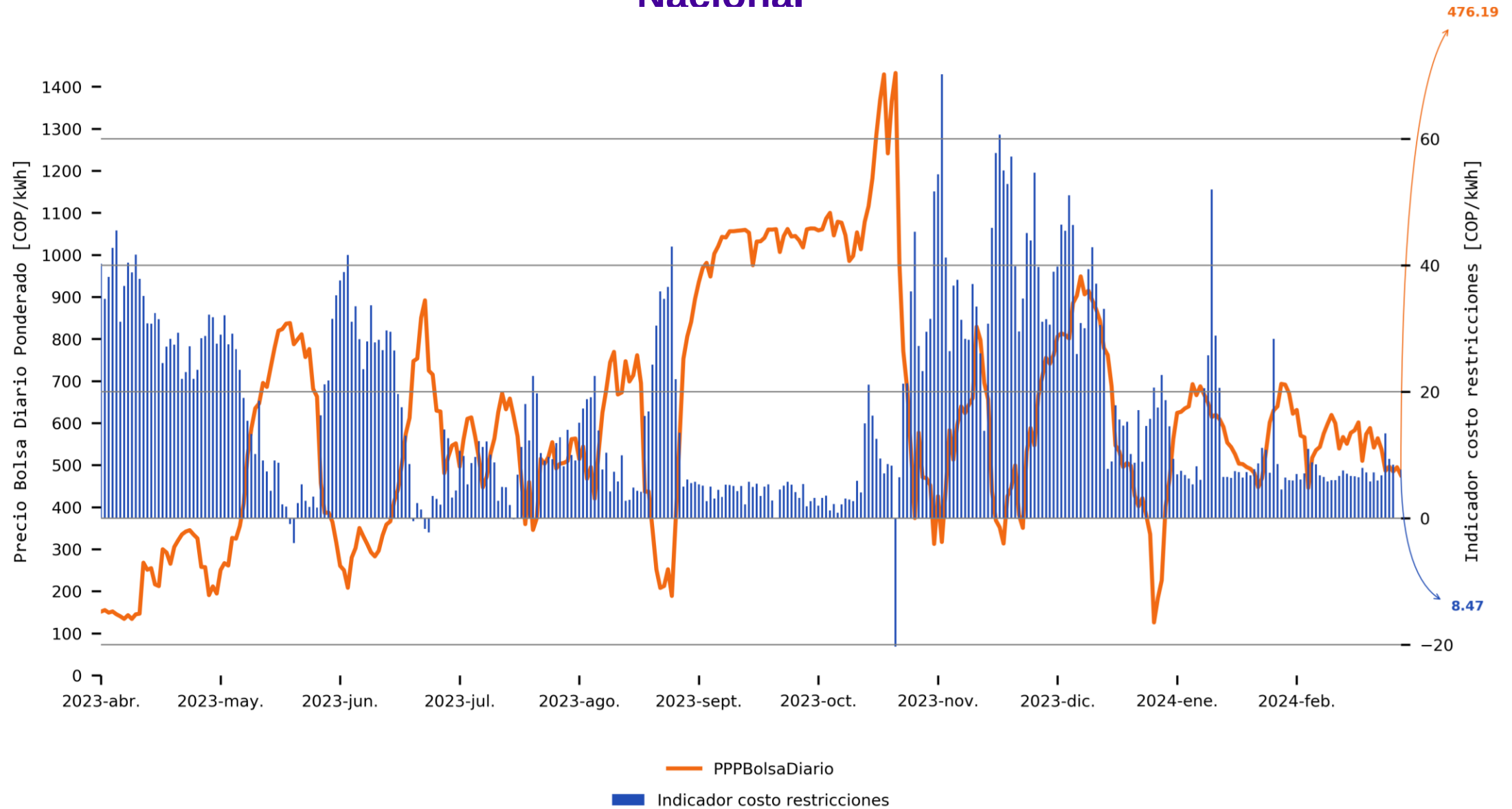


Ecuador indicó que esperan importar entre 3 y 6 GWh-día hasta mediados de marzo, fecha en la cual prevén reducir la importación en la medida en que tengan mejores aportes, acorde con lo indicado por sus agencias climáticas las que pronostican que marzo es de transición de El Niño a La Niña.

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

Información hasta el 2024-03-03
Información actualizada el 2024-03-06

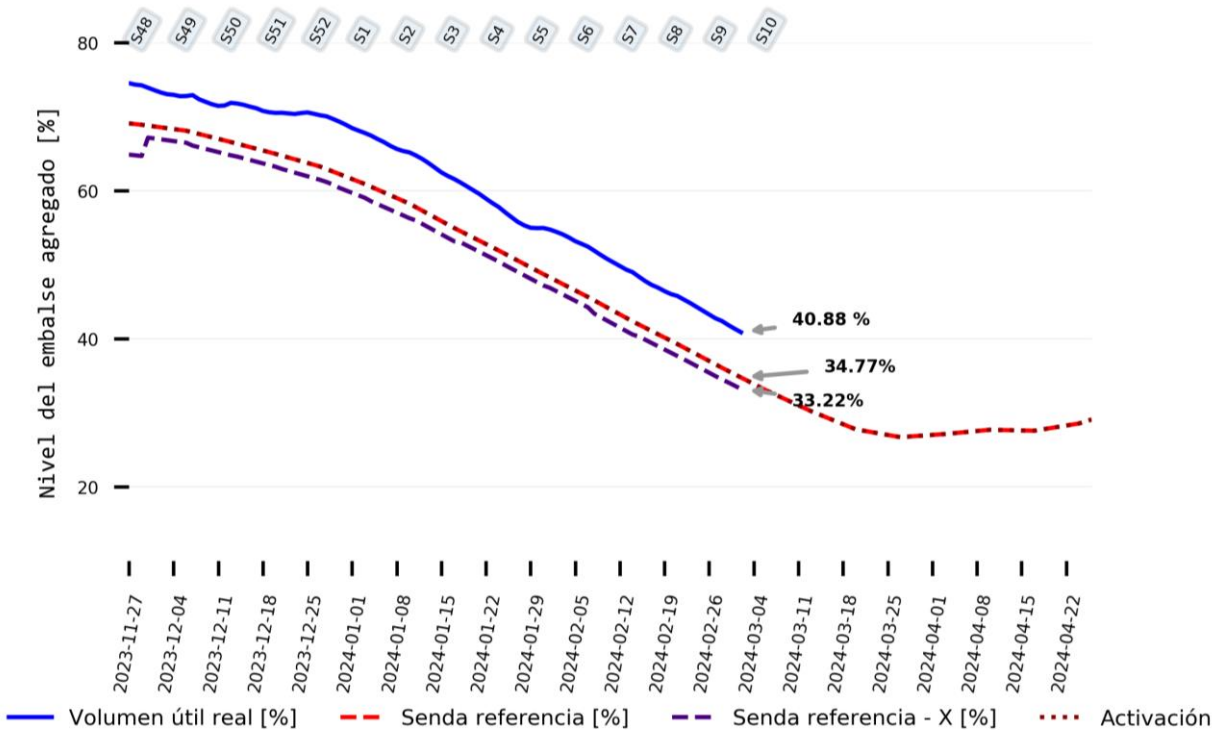
Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Información hasta el 2024-03-03
Información actualizada el 2024-03-06

Seguimiento a la Senda de Referencia

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



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.

Fecha	Senda Ref	Vol Util	VolUtil - Senda	Delta Senda	Delta VolUtil
1/01/2024	62,93%	70,06%	7,13%	-0,34%	-0,14%
2/01/2024	62,60%	69,71%	7,11%	-0,33%	-0,35%
3/01/2024	62,26%	69,34%	7,08%	-0,34%	-0,37%
4/01/2024	61,92%	68,93%	7,01%	-0,34%	-0,41%
5/01/2024	61,59%	68,47%	6,88%	-0,33%	-0,46%
6/01/2024	61,25%	68,13%	6,88%	-0,34%	-0,34%
7/01/2024	60,91%	67,81%	6,90%	-0,34%	-0,32%
8/01/2024	60,53%	67,45%	6,92%	-0,38%	-0,36%
9/01/2024	60,15%	66,99%	6,84%	-0,38%	-0,45%
10/01/2024	59,77%	66,57%	6,80%	-0,38%	-0,42%
11/01/2024	59,39%	66,07%	6,68%	-0,38%	-0,50%
12/01/2024	59,01%	65,66%	6,65%	-0,38%	-0,41%
13/01/2024	58,63%	65,37%	6,74%	-0,38%	-0,29%
14/01/2024	58,26%	65,18%	6,92%	-0,37%	-0,19%
15/01/2024	57,79%	64,78%	6,99%	-0,47%	-0,41%
16/01/2024	57,32%	64,31%	6,99%	-0,47%	-0,47%
17/01/2024	56,85%	63,74%	6,89%	-0,47%	-0,57%
18/01/2024	56,38%	63,12%	6,74%	-0,47%	-0,62%
19/01/2024	55,91%	62,48%	6,57%	-0,47%	-0,64%
20/01/2024	55,44%	62,02%	6,58%	-0,47%	-0,47%
21/01/2024	54,98%	61,60%	6,62%	-0,46%	-0,42%
22/01/2024	54,54%	61,13%	6,59%	-0,44%	-0,47%
23/01/2024	54,11%	60,61%	6,50%	-0,43%	-0,53%
24/01/2024	53,67%	60,07%	6,40%	-0,44%	-0,54%
25/01/2024	53,23%	59,55%	6,32%	-0,44%	-0,52%
26/01/2024	52,80%	58,94%	6,14%	-0,43%	-0,61%
27/01/2024	52,36%	58,34%	5,98%	-0,44%	-0,59%
28/01/2024	51,93%	57,80%	5,87%	-0,43%	-0,54%
29/01/2024	51,47%	57,10%	5,63%	-0,46%	-0,70%
30/01/2024	51,02%	56,44%	5,42%	-0,45%	-0,66%
31/01/2024	50,56%	55,79%	5,23%	-0,46%	-0,65%
1/02/2024	50,10%	55,33%	5,23%	-0,46%	-0,47%
2/02/2024	49,65%	55,00%	5,35%	-0,45%	-0,33%
3/02/2024	49,19%	54,95%	5,76%	-0,46%	-0,05%
4/02/2024	48,73%	54,97%	6,24%	-0,46%	0,02%
5/02/2024	48,29%	54,76%	6,47%	-0,44%	-0,20%
6/02/2024	47,85%	54,46%	6,61%	-0,44%	-0,30%
7/02/2024	47,41%	54,12%	6,71%	-0,44%	-0,34%
8/02/2024	46,97%	53,69%	6,72%	-0,44%	-0,43%
9/02/2024	46,53%	53,19%	6,66%	-0,44%	-0,50%
10/02/2024	46,09%	52,83%	6,74%	-0,44%	-0,36%
11/02/2024	45,65%	52,45%	6,80%	-0,44%	-0,38%
12/02/2024	45,18%	51,91%	6,73%	-0,47%	-0,54%
13/02/2024	44,71%	51,55%	6,84%	-0,47%	-0,35%
14/02/2024	44,24%	50,79%	6,55%	-0,47%	-0,76%
15/02/2024	43,76%	50,32%	6,56%	-0,48%	-0,48%
16/02/2024	43,29%	49,84%	6,55%	-0,47%	-0,48%
17/02/2024	42,82%	49,35%	6,53%	-0,47%	-0,49%
18/02/2024	42,35%	49,00%	6,65%	-0,47%	-0,35%
19/02/2024	41,92%	48,38%	6,46%	-0,43%	-0,62%
20/02/2024	41,48%	47,78%	6,30%	-0,44%	-0,60%
21/02/2024	41,04%	47,27%	6,23%	-0,44%	-0,51%
22/02/2024	40,60%	46,90%	6,30%	-0,44%	-0,37%
23/02/2024	40,17%	46,44%	6,27%	-0,43%	-0,46%
24/02/2024	39,73%	46,04%	6,31%	-0,44%	-0,40%
25/02/2024	39,29%	45,79%	6,50%	-0,44%	-0,25%
26/02/2024	38,84%	45,32%	6,48%	-0,45%	-0,48%
27/02/2024	38,38%	44,85%	6,47%	-0,46%	-0,47%
28/02/2024	37,92%	44,34%	6,42%	-0,46%	-0,51%
29/02/2024	37,46%	43,80%	6,34%	-0,46%	-0,54%
1/03/2024	37,01%	43,29%	6,28%	-0,45%	-0,52%
2/03/2024	36,55%	42,77%	6,22%	-0,46%	-0,52%
3/03/2024	36,09%	42,40%	6,31%	-0,46%	-0,36%
4/03/2024	35,65%	41,86%	6,21%	-0,44%	-0,54%
5/03/2024	35,21%	41,36%	6,15%	-0,44%	-0,50%

Rango de fechas

01/12/2023

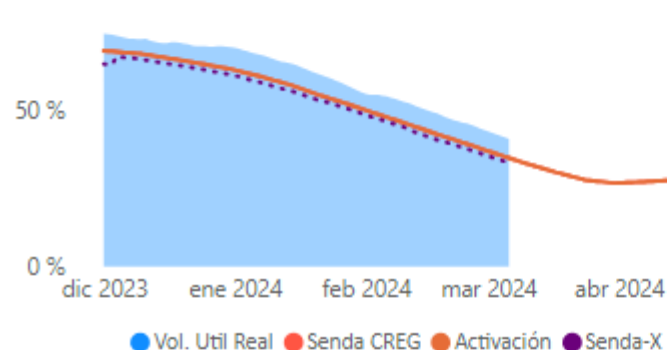
30/11/2024

REFERENCIA CREG

Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

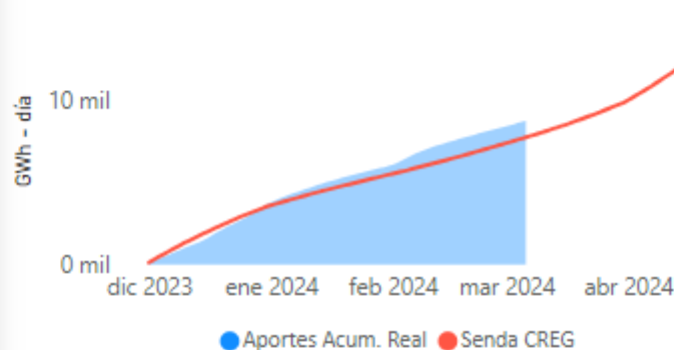
	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	6,11 %	13,08 %	-1,08 %	7,73 %	-20,07 %	58,34 %	
[GWh]	1.061,39	1.007,64	-233,91	913,71	-1.682,76	716,62	-207,25

Embalse Agregado



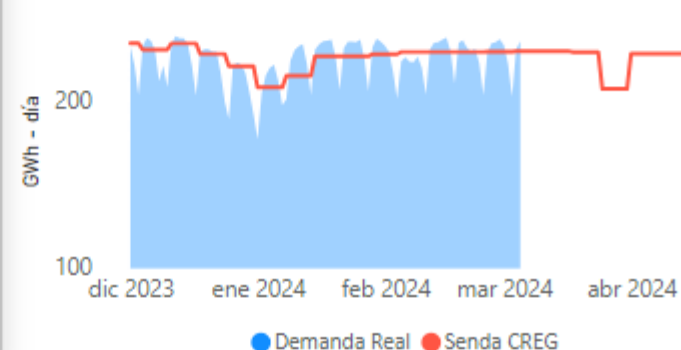
Información hasta el: 2024-03-06

Aportes Acumulados



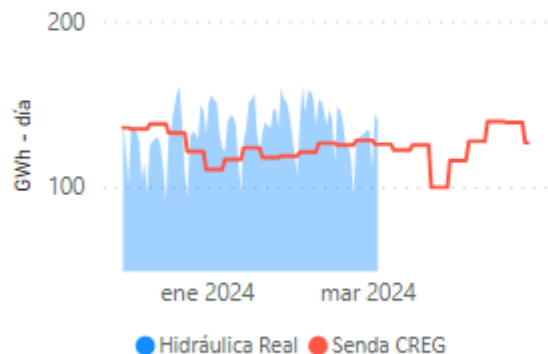
Información hasta el: 2024-03-06

Demanda



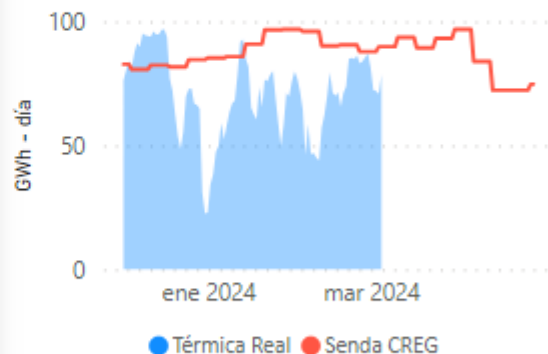
Información hasta el: 2024-03-05

Hidráulica

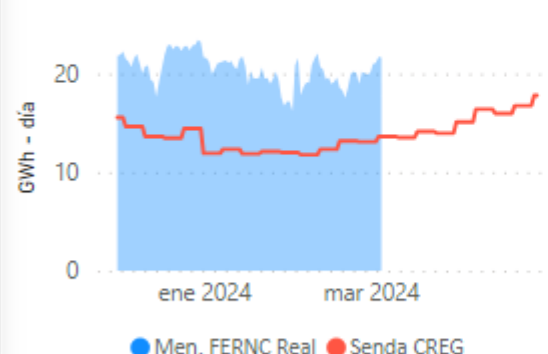


Información hasta el: 2024-03-05

Térmica

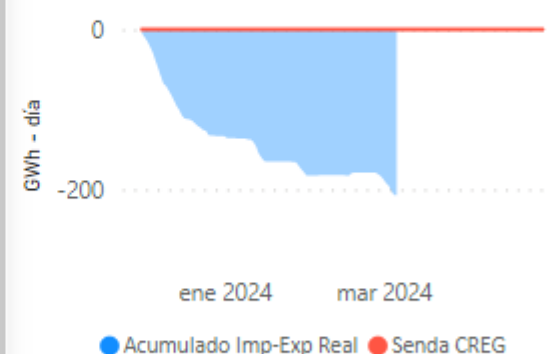


Menores y FERNC



Información hasta el: 2024-03-05

Acumulado Imp-Exp



Información actualizada el: 2024-03-07 ⓘ

2 – EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS



Información de supuestos



Seguimiento a la generación Térmica

Seguimiento a la oferta diaria

Recurso	CEN [MW]	Disp [MW]	Fecha Fin indicada
Paipa 1*	36	28	Sep 2025
Paipa2*	72	64	Ene 2025
Paipa 3	70	62	
Zipa 2*	36	27	Sep 2024
Zipa 3*	64	56	Oct 2024
Zipa 5*	64	58	Jun 2024

*Para estos recursos se validan que los índices (IH e ICP) reflejen el derrateo indicado

Recursos que se están acogiendo a Res CREG 081 de 2014

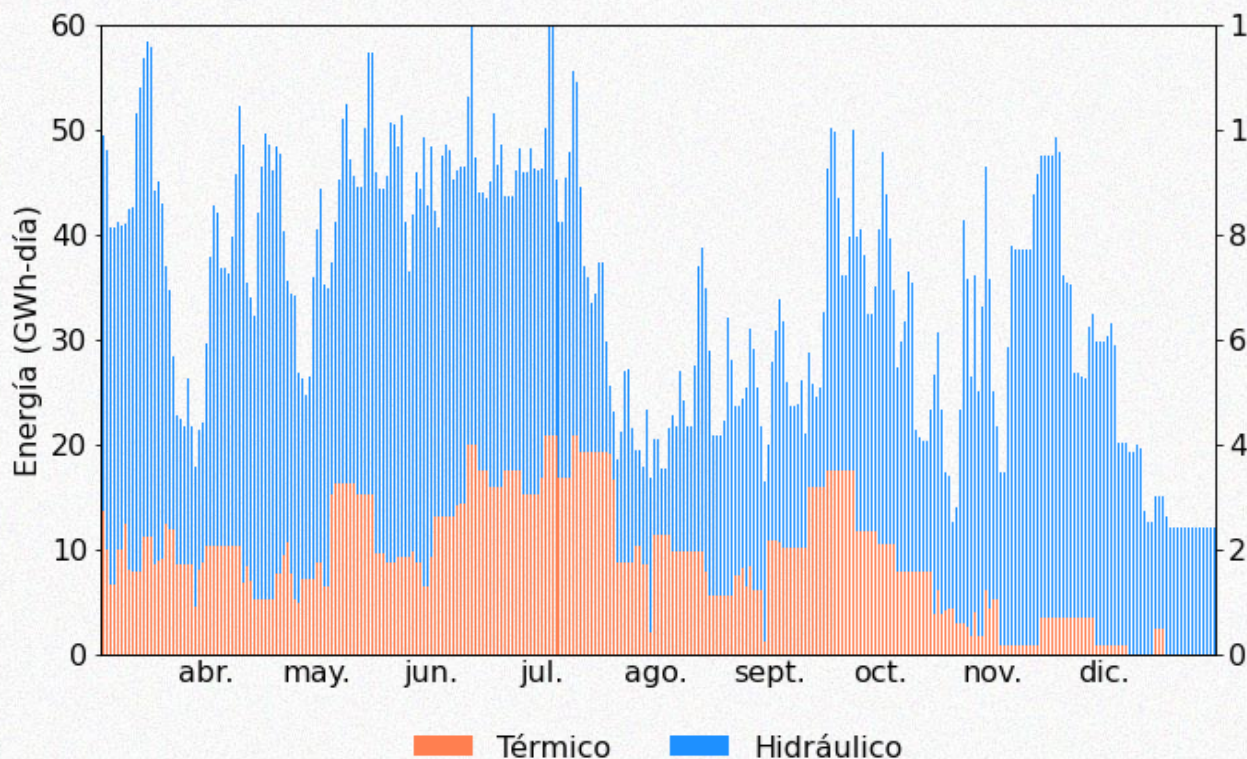
Recurso	CEN [MW]
Tesorito	200
Merilectrica	167

Recursos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso	Fecha no consideración
Cartagena 3	01/dic/2023
Termocentro	12/dic/2023



Mantenimiento de recursos de generación



Reporte Mangen

Fecha de consulta: 28/02/2024

Consecutivo	Elemento	Fecha inicio	Fecha fin	Estado	Duración (días)
C2012135	CARTAGENA 3	15/01/2024 20:00	31/03/2024 23:59	EnEjecucion	76
C0220724	TERMOYOPAL G5	22/01/2024 00:00	29/02/2024 16:00	EnEjecucion	39
C2012857	TERMOYOPAL G3	03/02/2024 00:00	10/03/2024 23:59	EnEjecucion	37
C2011904	TERMODORADA 1	22/02/2024 17:00	19/03/2024 08:00	EnEjecucion	26
C2013725	CARTAGENA 1	26/02/2024 00:00	01/03/2024 23:59	EnEjecucion	5
C2013847	GUAJIRA 2	26/02/2024 00:00	01/03/2024 23:59	EnEjecucion	5
C2013849	TERMONORTE 5	26/02/2024 00:00	28/02/2024 23:59	EnEjecucion	3
C2013737	TERMO SIERRA 3	26/02/2024 07:00	03/03/2024 22:00	EnEjecucion	7
C2015073	ZIPAEMG 3	28/02/2024 00:00	02/03/2024 23:59	Analisis CND	4
C2013850	TERMONORTE 2	29/02/2024 00:00	02/03/2024 23:59	Aprobada	3
C2013775	TERMOYOPAL G5	29/02/2024 16:00	31/03/2024 16:00	Aprobada	31
C2002204	TEBSA 12	02/03/2024 00:00	04/03/2024 23:59	Aprobada	3
C2013851	TERMONORTE 7	03/03/2024 00:00	05/03/2024 23:59	Aprobada	3
C2013182	TERMO CANDELARIA CC 3	04/03/2024 00:00	05/03/2024 16:00	Analisis CND	2
C2015079	GUAJIRA 2	04/03/2024 00:00	07/03/2024 23:59	Analisis CND	4
C2015074	TERMONORTE 1	06/03/2024 00:00	11/03/2024 23:59	Analisis CND	6
C2006881	GECELCA 32	08/03/2024 00:00	10/03/2024 23:59	Analisis CND	3
C2013776	TERMOYOPAL G3	11/03/2024 00:00	31/03/2024 23:59	Solicitada	21
C2006880	GECELCA 3	18/03/2024 00:00	28/03/2024 23:59	Solicitada	11
C2009472	TERMO SIERRA 2	18/03/2024 07:00	26/04/2024 23:00	Solicitada	40
C2011907	TERMODORADA 1	19/03/2024 08:00	21/03/2024 17:00	Solicitada	2
C2011910	TERMODORADA 1	21/03/2024 17:00	23/04/2024 08:00	Solicitada	33
C2006882	GUAJIRA 1	30/03/2024 00:00	10/04/2024 23:59	Solicitada	12
C2011534	CARTAGENA 3	01/04/2024 00:00	30/06/2024 23:59	Solicitada	91
C2015100	GUAJIRA 2	12/04/2024 00:00	23/04/2024 23:59	Solicitada	12
C2001634	TEBSA 13	20/04/2024 00:00	24/04/2024 23:59	Solicitada	5
C2013041	TEBSA 13	20/04/2024 00:00	24/04/2024 23:59	Solicitada	5
C2011913	TERMODORADA 1	23/04/2024 08:00	25/04/2024 17:00	Solicitada	2
C2011912	TERMODORADA 1	25/04/2024 17:00	26/08/2024 07:00	Solicitada	123
C2013043	TEBSA 21	27/04/2024 00:00	29/04/2024 23:59	Solicitada	3
C2013044	TEBSA 22	30/04/2024 00:00	02/05/2024 23:59	Solicitada	3
C2015114	PAIPA 3	01/05/2024 00:00	28/07/2024 23:59	Solicitada	89
C0222962	TEBSA 11	05/05/2024 00:00	29/05/2024 23:59	Solicitada	25
C2015101	GECELCA 32	05/05/2024 00:00	16/05/2024 23:59	Solicitada	12



Generación Térmica



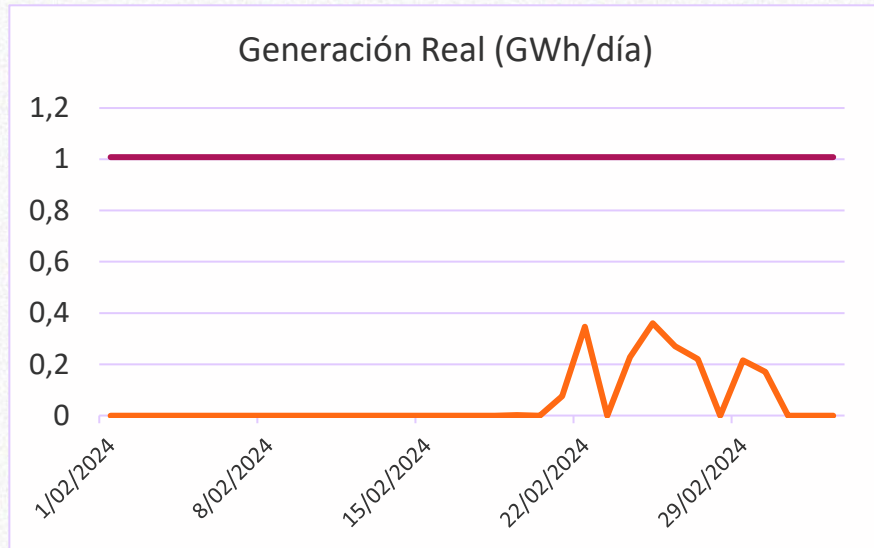
Generación de otras fuentes



Entrada en Operación Proyectos

TERMO
CARIBE

Actualmente en pruebas iniciales desde el 1 de febrero de 2024.



Solar con OEF		
Proyecto	CEN	Fecha*
S_El_Paso	67.00	10/04/2024
S_LatamSolar	150.00	15/05/2024
S_Union	100.00	31/03/2024
S_LaMata	80.00	15/04/2024
S_Sunnorte	35.00	30/04/2024
S_Guayepo	370.00	30/11/2024

*Informada a 6/03 /2024 a XM



Genersol
Energy

SOLAR
PACK



enel

Proyectos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso

Windpeshi*

Acacias2**

Camelias**

* El proyecto Windpeshi no es considerado de acuerdo con comunicación de ENEL COLOMBIA radicada en XM con el número 202344015301-3 del 24 de mayo de 2023

** Los proyectos Acacias2 y Camelias no son considerados en el planeamiento energético de acuerdo a lo indicado por CELSIA a través de comunicación 202344017732 del 20 de junio de 2023

Análisis Energético Mediano Plazo

Horizonte 2 años

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



Mar 03 42.40%

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados,
solicitados y en
ejecución en el
horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME
para Feb 2024

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate +
15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 10.37 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

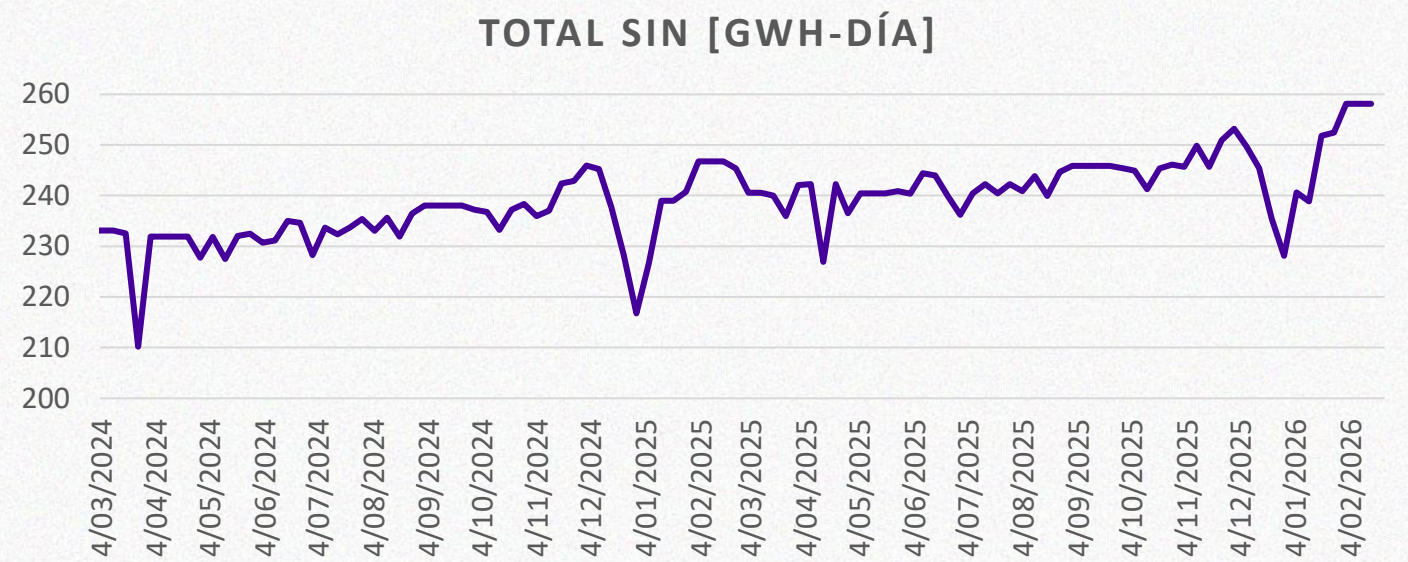
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio de 2023 y 21 de febrero de 2024 respectivamente.

* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo a información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023.

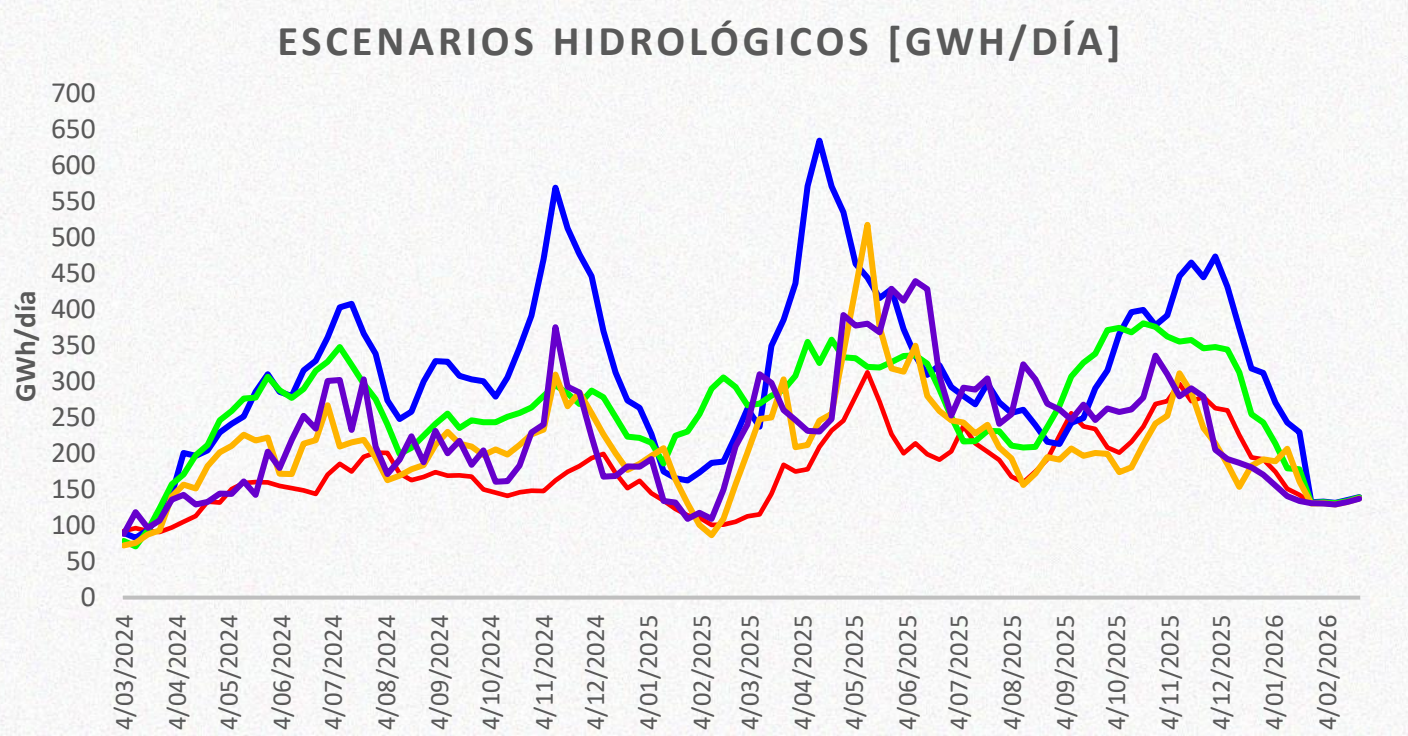
Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

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



Hidrología	
1	H 1992-1994: hidrología histórica del periodo mar de 1992 a feb de 1994
2	H 2010-2012: hidrología histórica del periodo mar de 2010 a feb de 2012
3	H 1998-2000: hidrología histórica del periodo mar de 1998 a feb de 2000
4	H 2016-2018: hidrología histórica del periodo mar de 2016 a feb de 2018
5	H 2020-2022: hidrología histórica del periodo mar de 2020 a feb de 2022



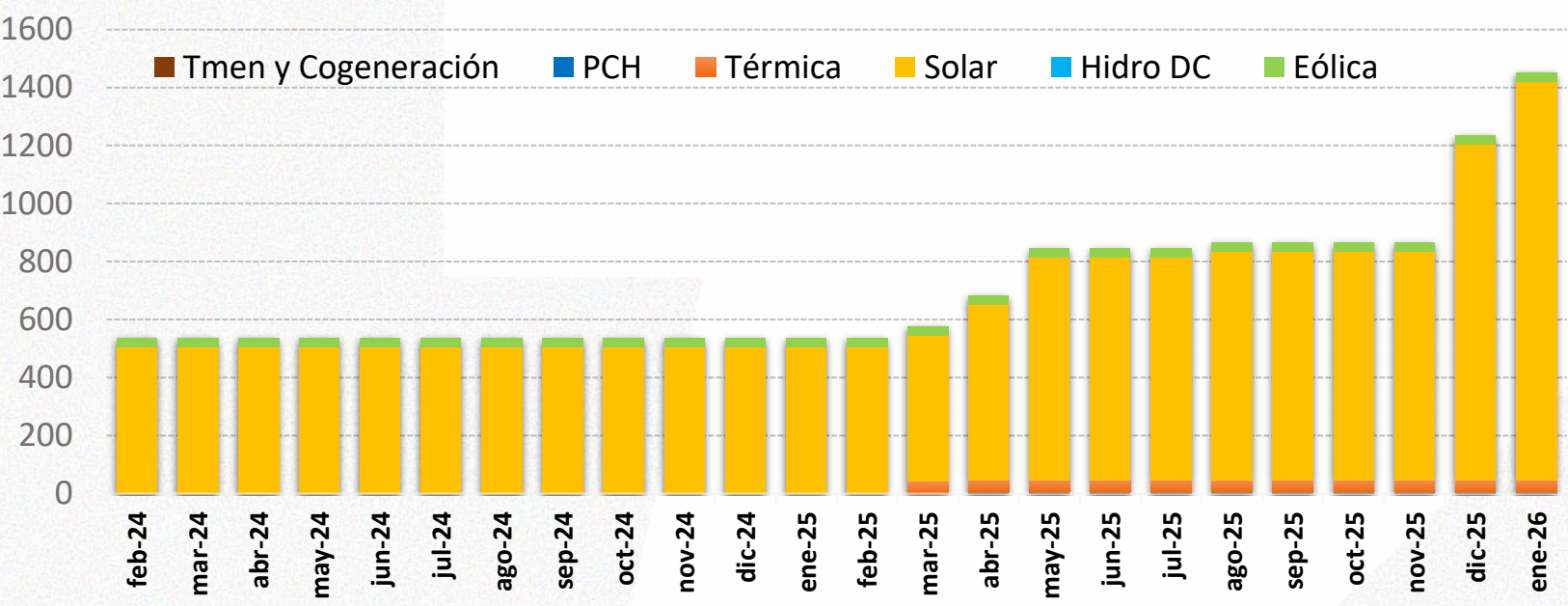
Proyectos con OEF atrasando un año su FPO

Se consideran los proyectos de generación que tiene 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 y 2020-2022.

Datos de entrada y supuestos considerados



OEF Atraso 1 año



32 MW

1374 MW

0 MW

47 MW

Sensibilidad

Total:
1453 MW

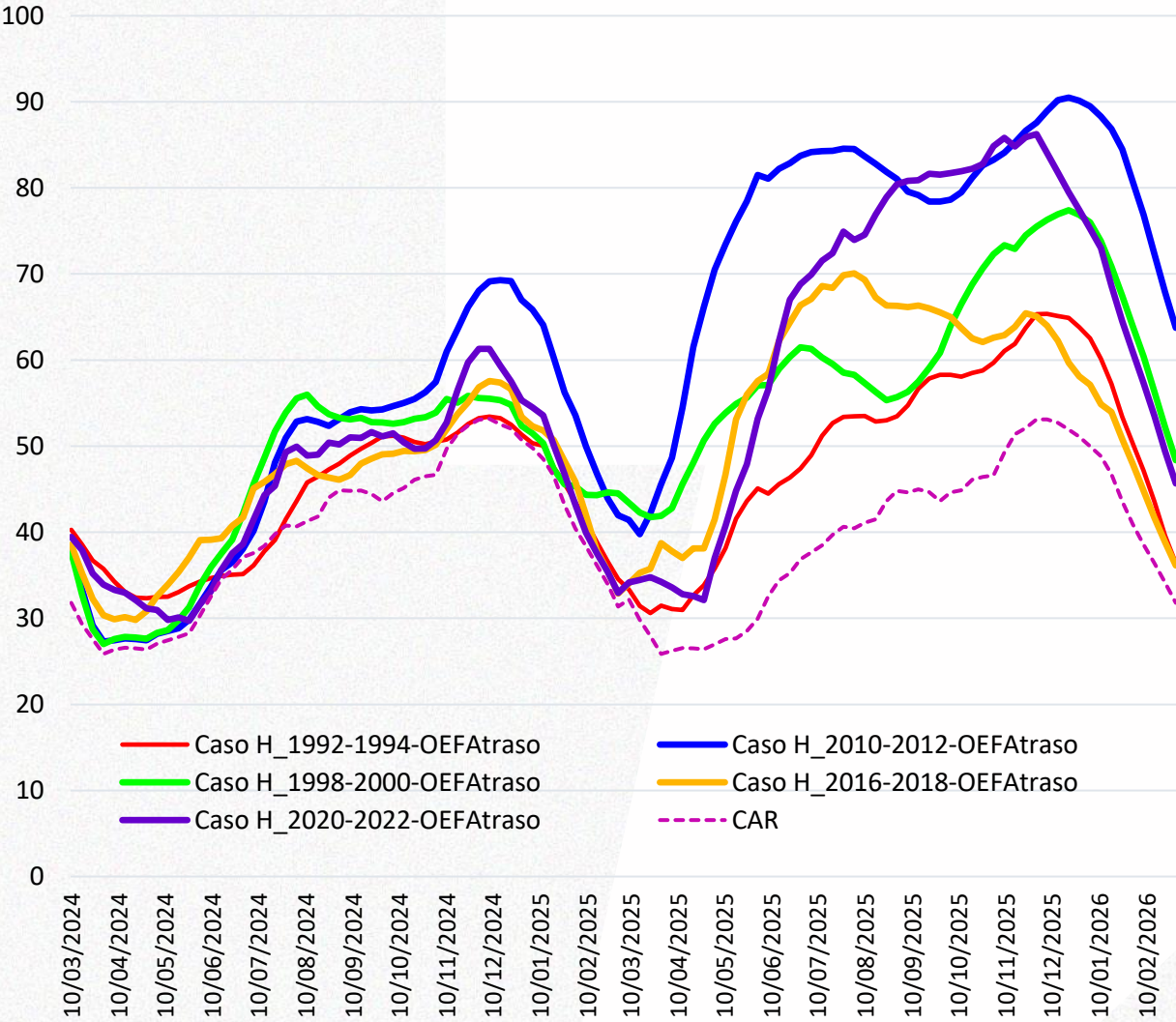
Los Proyectos El Paso (67MW), Guajiral (19.9MW), Wesp01 (12MW), Latam Solar (150MW), Sunnorte (35MW), Fundación (100 MW), Portón del Sol (102MW) y Caracolí (50MW) considerados operativos dado el comportamiento de su generación en pruebas.

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

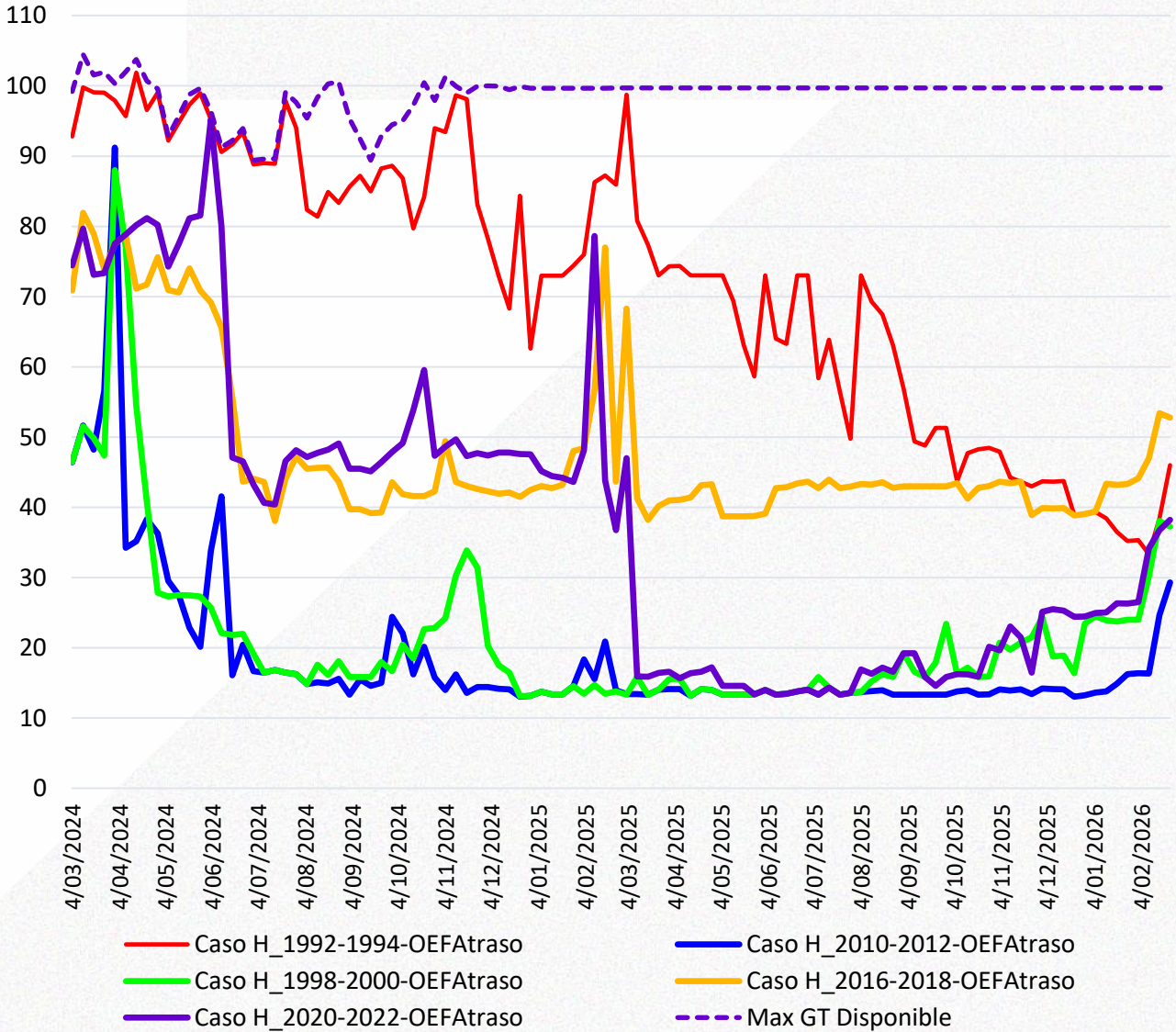
Resultados Determinísticos



Embalse Agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



Resumen Resultados Mar-Abr 2024



Tipo de estudio	Expansión de generación	Hidrología	Gen Térmica prom (GWh/día)	Nivel Embalse Agregado al final del verano
	(MW)		(mar-abr 2024)	(28 abril 2024)
Determinístico	OEF	92-94	97.98	32.32%
	Atraso 1 año	10-12	48.68	27.46%
	(1453 MW)	98-00	53.72	27.62%
	En el horizonte	16-18	75.6	30.82%
		20-22	77.61	31.15%

111.8 *
OEF térmica 23-24

Conclusiones y Recomendaciones Panorama Energético

Bajo los supuestos considerados, la **demanda es atendida**, en los diferentes escenarios cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación. Estos análisis **no incluyen eventos de baja probabilidad y gran impacto**.

El **seguimiento** a la entrada en operación de los proyectos de **expansión de generación y transmisión** es de gran importancia para dar **señales oportunas** al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

Ante la permanencia del fenómeno climático de hidrología deficitaria, más allá de las expectativas climáticas y ante el escenario de atraso de un año de los proyectos de generación con compromisos de OEF, se observa:

- Una alta **exigencia a la disponibilidad del parque térmico** y su infraestructura de abastecimiento de combustible. Esto implica incremento en las emisiones de gases efecto invernadero y mayores costos.
- Se requiere hacer un adecuado **uso de las reservas del SIN** de forma que garanticen niveles de embalse que permitan gestionar toda la estación de verano.

Balance ENFICC vs Demanda UPME 2024

Consideraciones



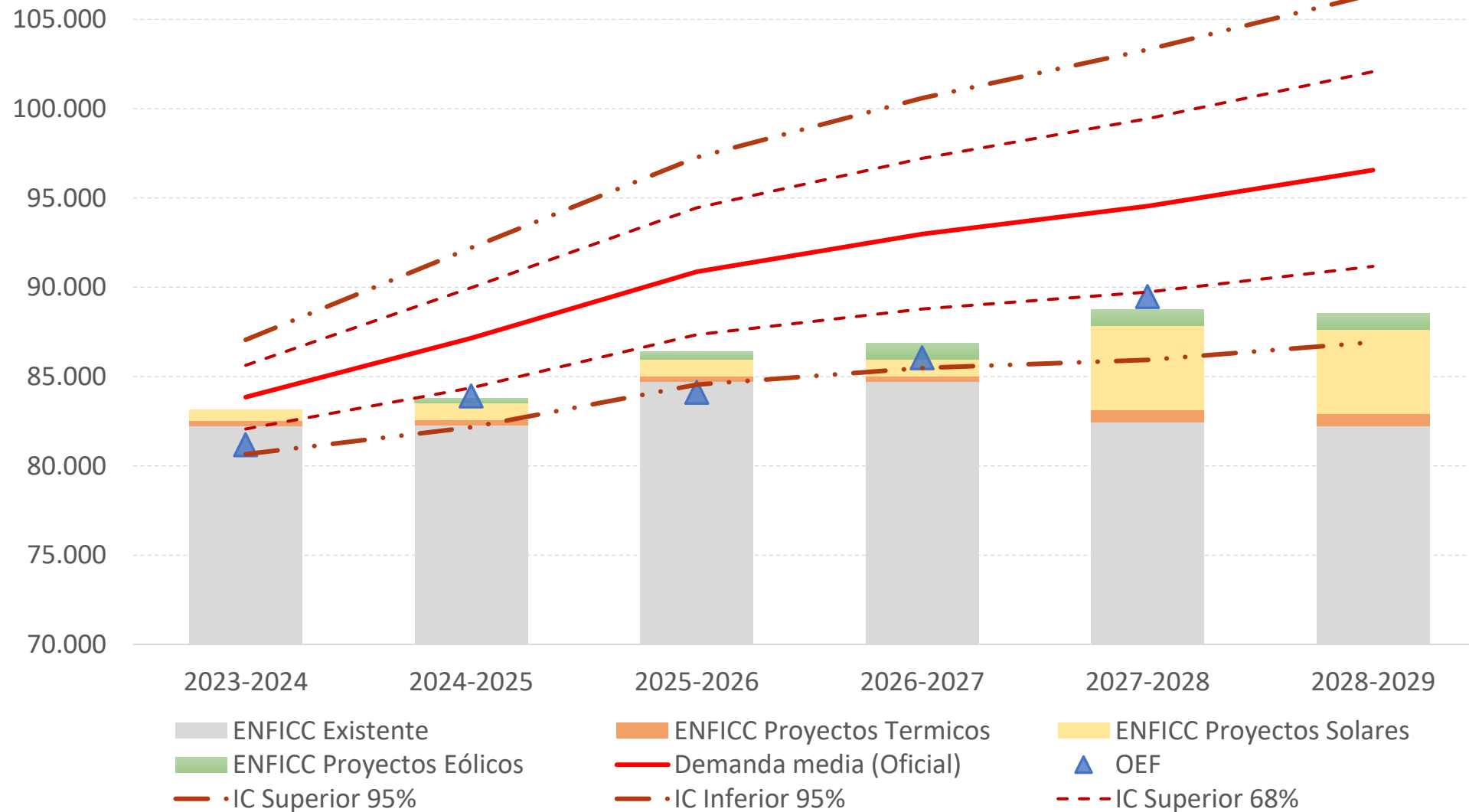
- ✓ ENFICC de las plantas existentes del último mecanismo en el que se verificó o cálculo. (Verificación anual 2023 o Subasta Primaria 2027-2028)
- ✓ A la demanda se le resta le ENFICC de las PNDC que atienden contratos en cada vigencia
- ✓ Se consideran las sendas de mejora de IHF para cada vigencia. Merilectrica (23-24, 24-25, 24-25 y 25 -26), Flores 4 CC (27-28), Flores 1 CC (27-28) y Termovalle (27-28)
- ✓ Los proyectos solares y eólicos futuros asignados antes de la subasta se consideran a partir de la vigencia para la cual tienen OEF, excepto los eólicos que se conectan en Colectora que se consideran en la vigencia de la entrada de la subestación actualmente en 2026
- ✓ Para cada vigencia solo se consideran las plantas con OEF. Por lo tanto, para cada vigencia se excluyen las siguientes plantas existentes:

Vigencia	Plantas no consideradas
2023-2024	Cartagena 1, 2 y 3 – Termocentro CC - Termoyopal 1.
2024-2025	Cartagena 1, 2 y 3 – Termocentro CC - Termoyopal 1 y 2.
2025-2026	Cartagena 3 y Termoyopal 1.
2026-2027	Cartagena 3 y Termoyopal 1.
2027-2028	Cartagena 1, 2 y 3 – Termoyopal 1 y 2 – Guajira 1 y 2

Balance ENFICC- Demanda



ENFICC vs Demanda [GWh/año]



Acciones Resolución CREG 127 de 2020

Plan de mejora



XM recibió copia de 3 empresas que reportan el plan de mejora a la SSPD y CREG, en ellos se identifican:

- Planes de acción que finalizan junto con la vigencia de la OEF
- Justificación de disminución de ENFICC por descuentos de Acueducto (1 planta)
- Respaldos en el mercado secundario con plantas del mismo agente generador (1 planta)
- Plan de acción de 3 plantas considerando el portafolio de la empresa, definiendo como plan un almacenamiento permanente adicional al NEP en el embalse útil de una planta con la que cubrirán los faltantes de ENFICC para el cumplimiento de las OEF
- Justificación de disminución de ENFICC dada por condiciones climáticas que afectan el desempeño de las turbinas a gas y al limitado volumen de agua que se logra condensar del medio ambiente mediante los sistemas de enfriamiento de aire. (2 plantas)

Se recomienda revisar el detalle de los planes de mejora presentados, revisando dentro del marco normativo la eficacia y oportunidad de los mismos.

Análisis Energético largo Plazo

Horizonte 5 años

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.

Tipo de simulación

Estocástico - 100 series

Horizonte del estudio

5 años

Condición Inicial Embalse



Febrero 29 – 43.81%

Intercambios Internacionales



No se consideran
intercambios

Mantenimientos Generación



Aprobados,
solicitados y en
ejecución en el
horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME
para diciembre 2023

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate +
15% Plantas a Gas



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 10.38 GWh/día
promedio
Curva CAR sistémica

Información combustibles



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

Expansión Generación



Proyectos con OEF

Demanda del SIN



Escenario medio Proyección
UPME actualizada en Enero 2024

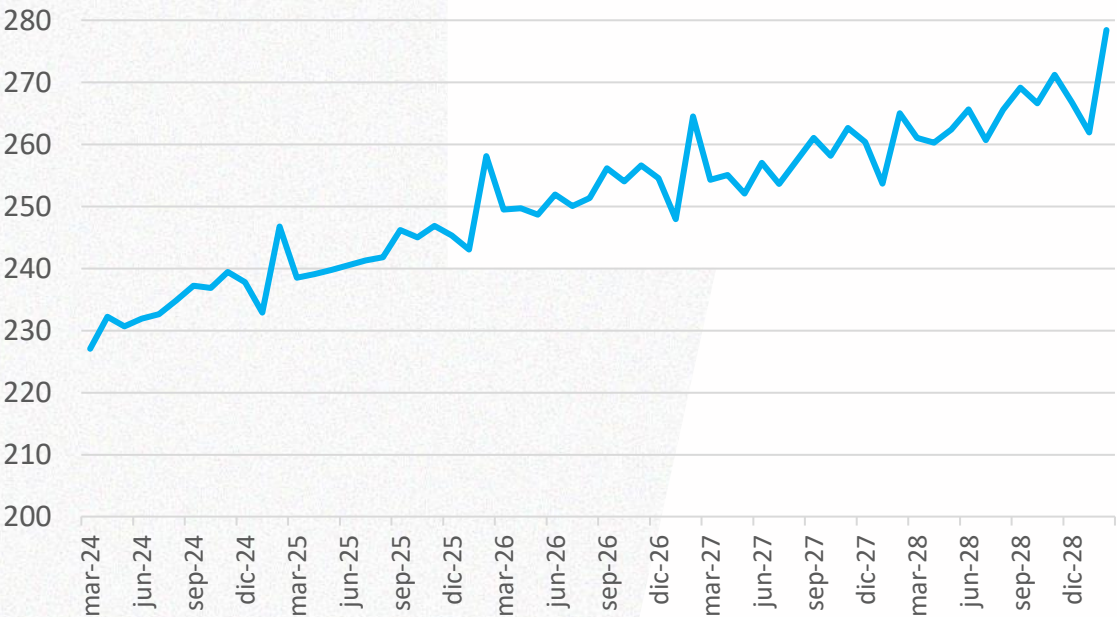
* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023

* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio y 11 de abril de 2023 respectivamente.

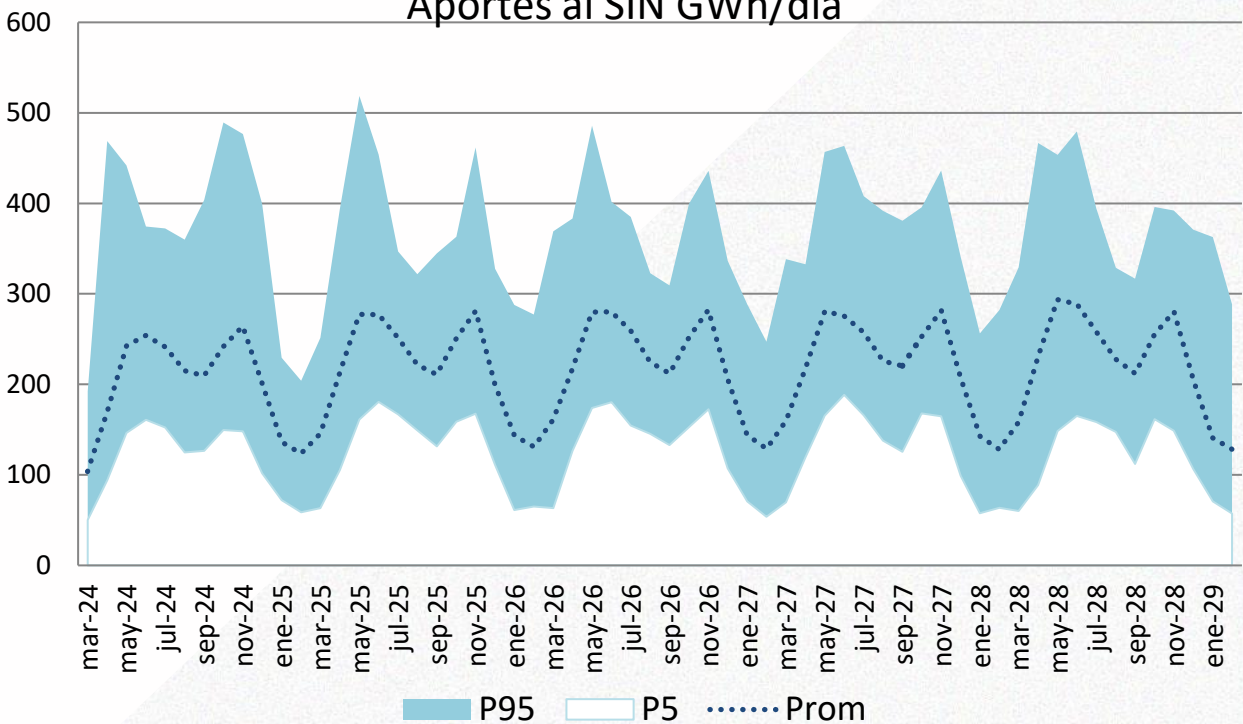
* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda del SIN - GWh/día

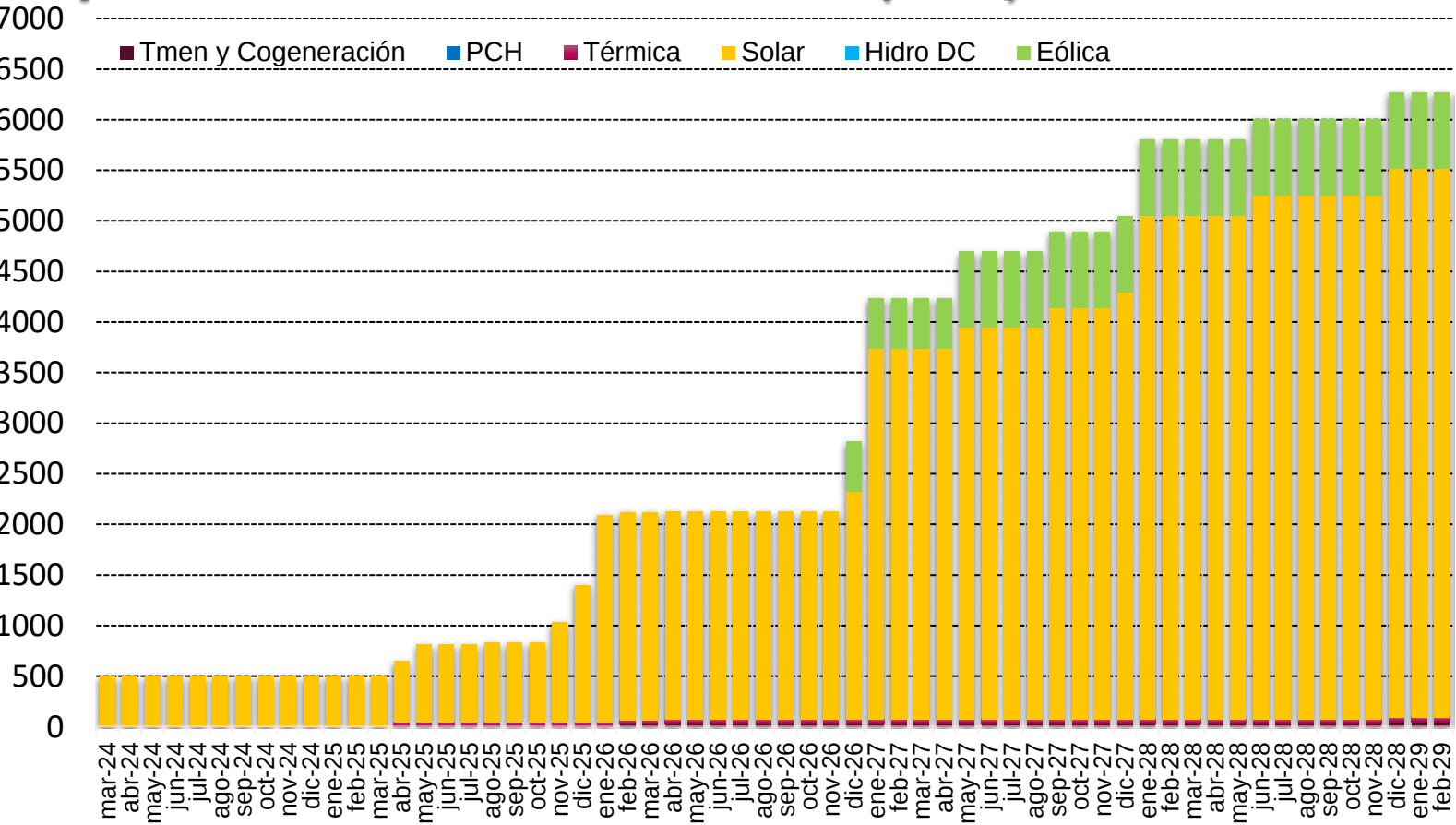


Aportes al SIN GWh/día

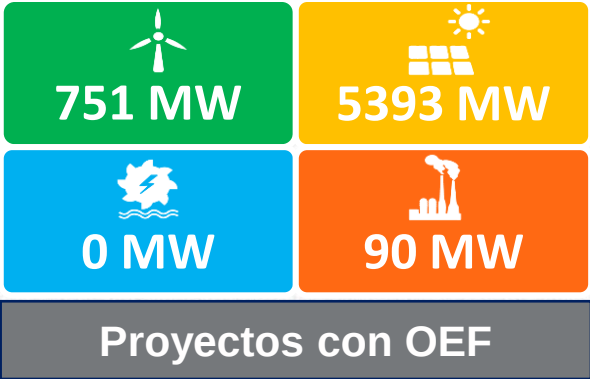


Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación
a febrero del 2029:



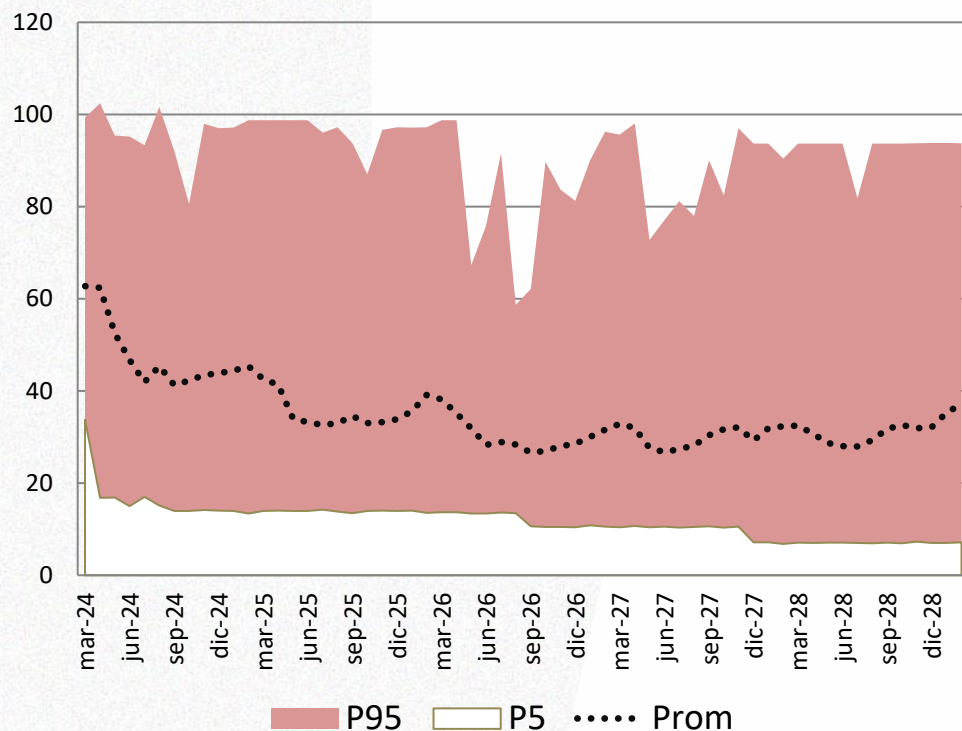
Total:
6234MW

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

Resultados Largo Plazo – Estocástico

A – Considerando la entrada oportuna de todos los proyectos con OEF

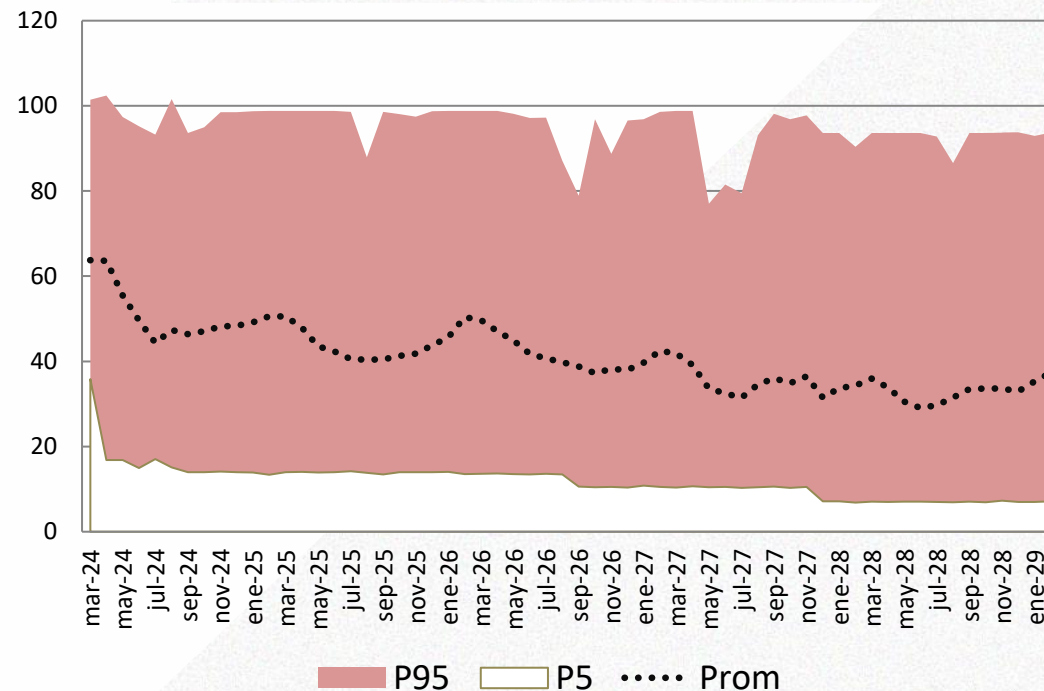
Generación Termica GWh/dia



Bajo los supuestos considerados, la demanda es atendida, en todo el horizonte cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación, siempre y cuando se realice una gestión adecuada de las plantas y se garantice la disponibilidad de los recursos existentes (Centrales y energético primario) y se dé la entrada oportuna de los nuevos proyectos de generación y redes asociadas.

B – Considerando los proyectos con OEF atrasados un año respecto a su FPO

Generación Termica GWh/dia

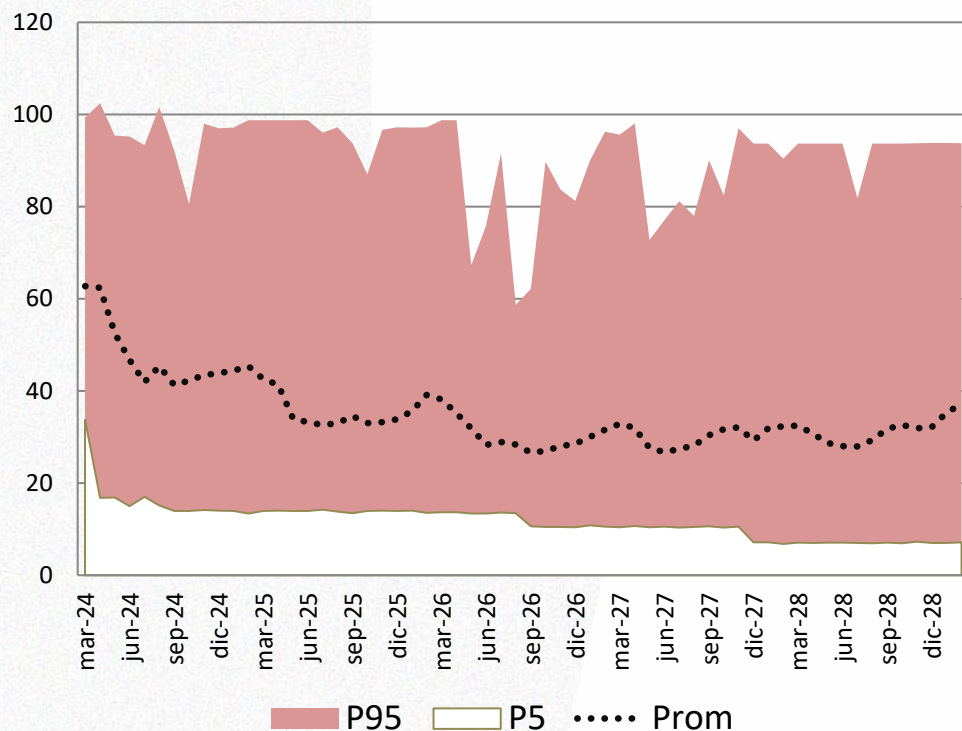


De no presentarse la entrada oportuna de la totalidad de los proyectos asignados, en las FPO a hoy informadas, se identifica que la demanda es atendida cumpliendo los criterios definidos, sin embargo, se evidencia una alta exigencia de la generación térmica, en especial en casos de hidrología críticas.

Resultados Largo Plazo – Estocástico

A – Considerando la entrada oportuna de todos los proyectos con OEF

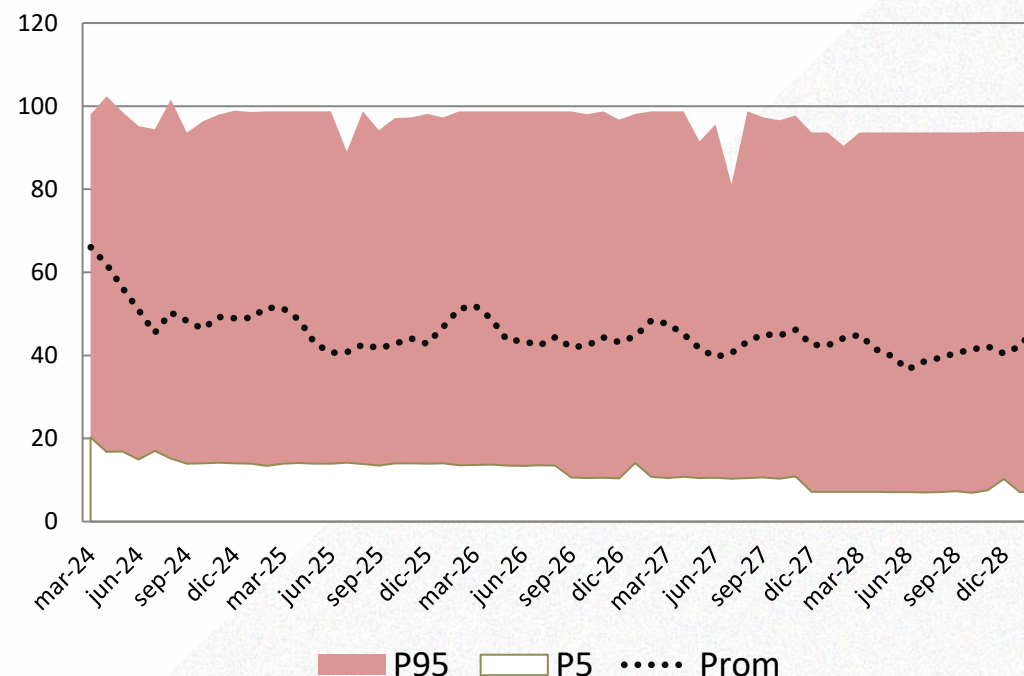
Generación Termica GWh/dia



Bajo los supuestos considerados, la demanda es atendida, en todo el horizonte cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación, siempre y cuando se realice una gestión adecuada de las plantas y se garantice la disponibilidad de los recursos existentes (Centrales y energético primario) y se dé la entrada oportuna de los nuevos proyectos de generación y redes asociadas.

C – Considerando los proyectos con OEF atrasados un año respecto a su FPO sin considerar proyectos eólicos

Generación Termica GWh/dia



De no presentarse la entrada oportuna de la totalidad de los proyectos asignados en las FPO a hoy informadas y sin considerar la entrada de los proyectos eólicos, se identifica que la demanda es atendida cumpliendo los criterios definidos, sin embargo, se evidencia una alta exigencia de la generación térmica, por varios meses consecutivos a la disponibilidad máxima del parque generador.

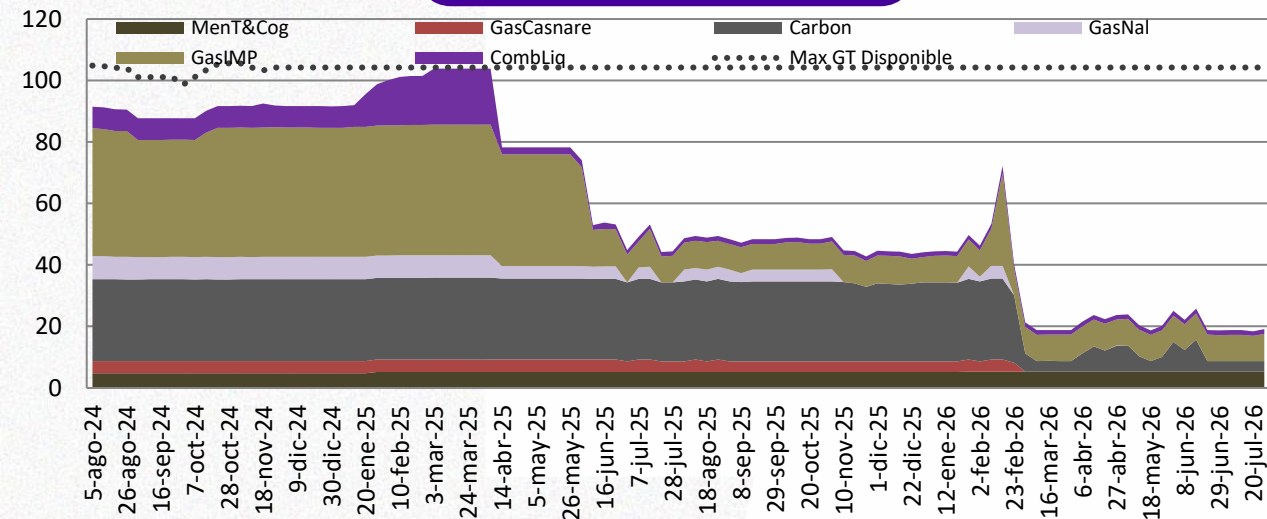
Análisis Energéticos y de potencia 2024-2029

**Sensibilidad proyectos con OEF entrando en su FPO sin proyectos eólicos
Hidrología 2015-2017 comenzando en agosto de cada año**

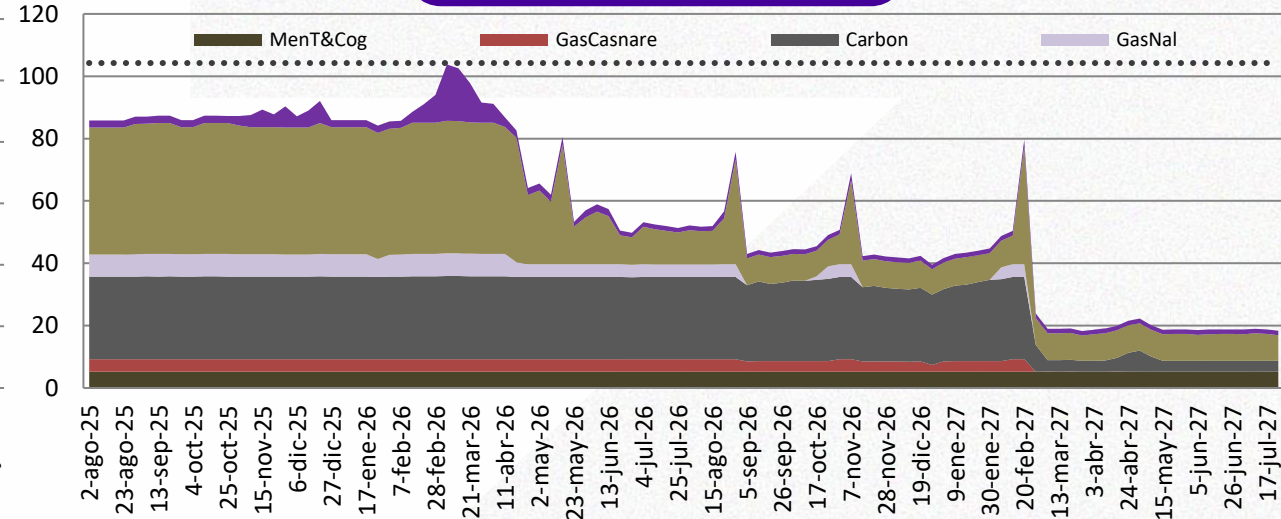
Generación Térmica – Proyectos con OEF en FPOxm



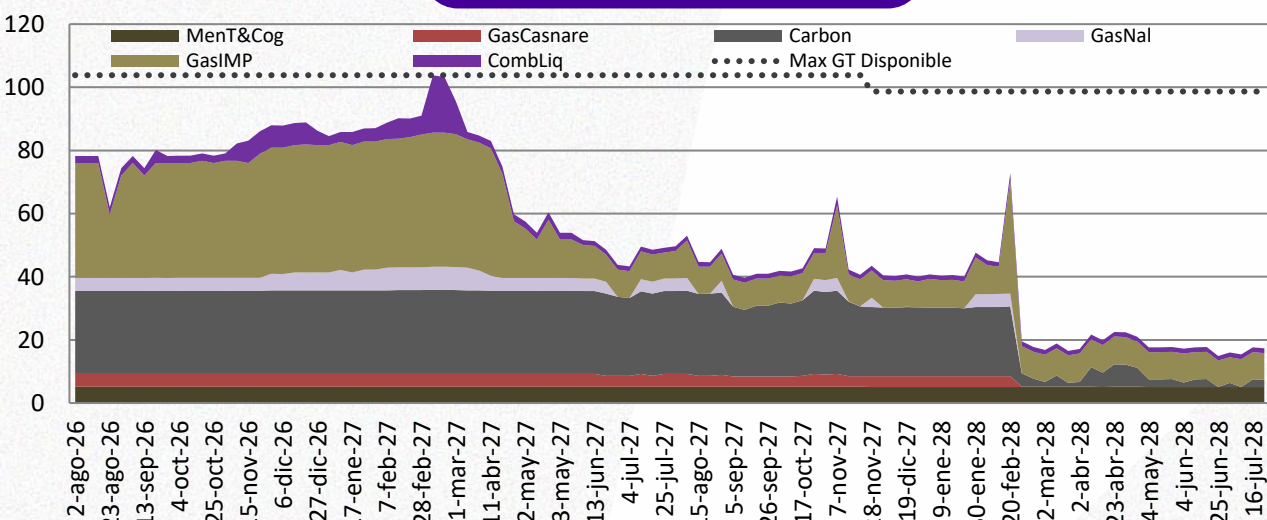
Escenario 2024-2026



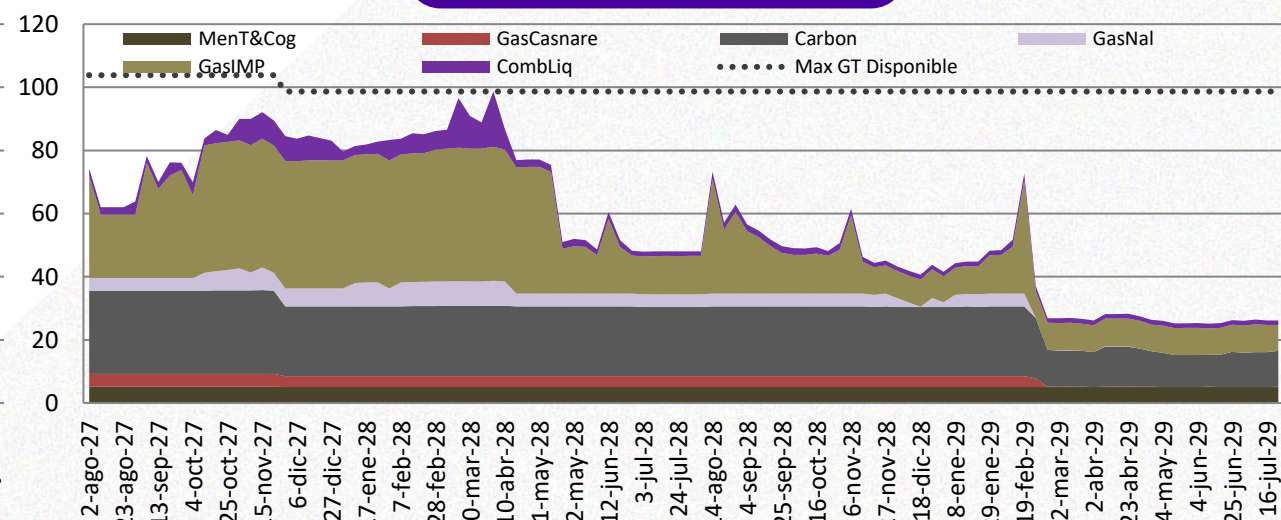
Escenario 2025-2027



Escenario 2026-2028



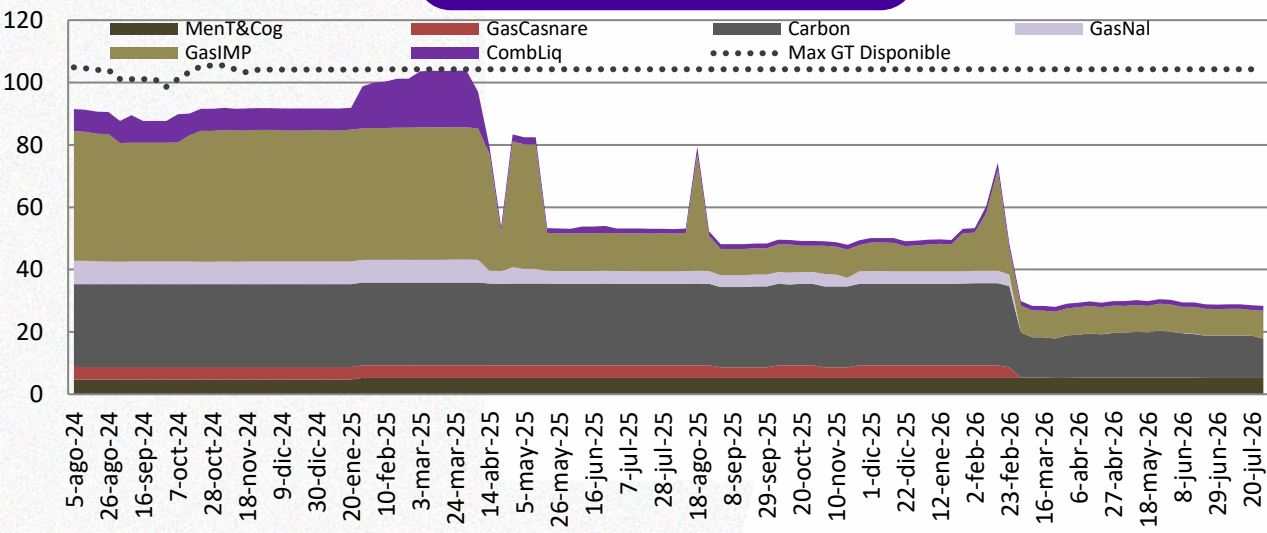
Escenario 2027-2029



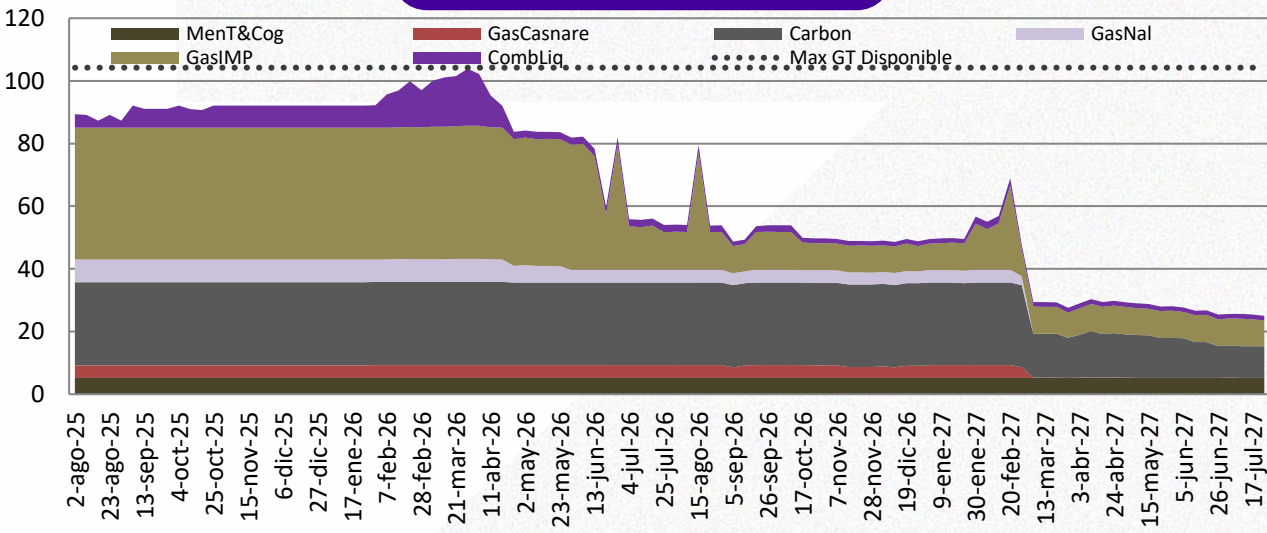
Generación Térmica – Proyectos con OEF en FPO sin eólicas



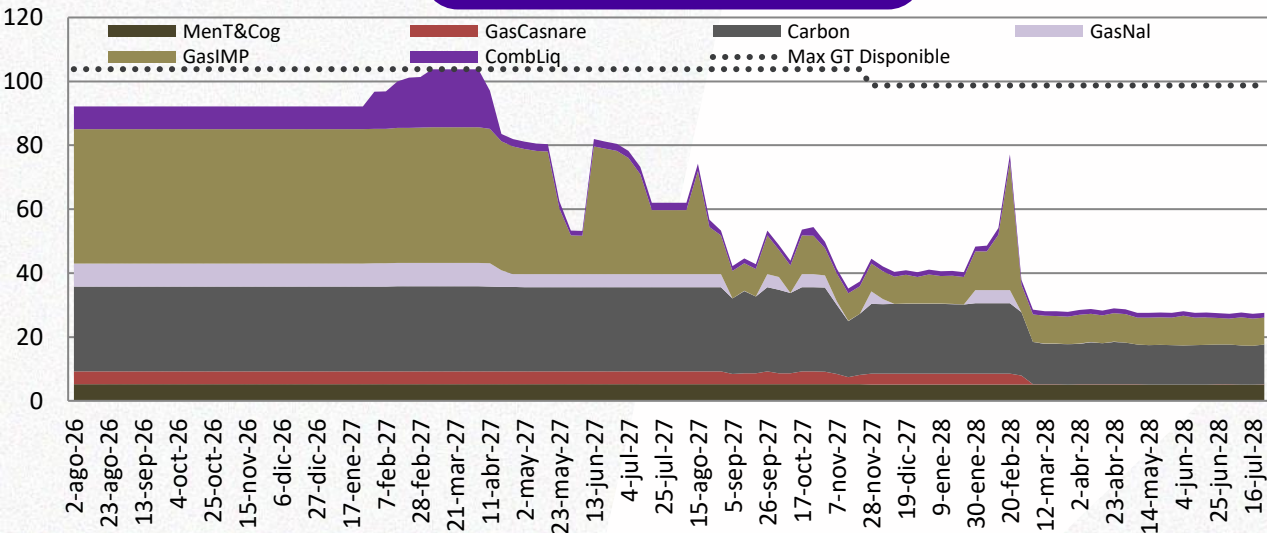
Escenario 2024-2026



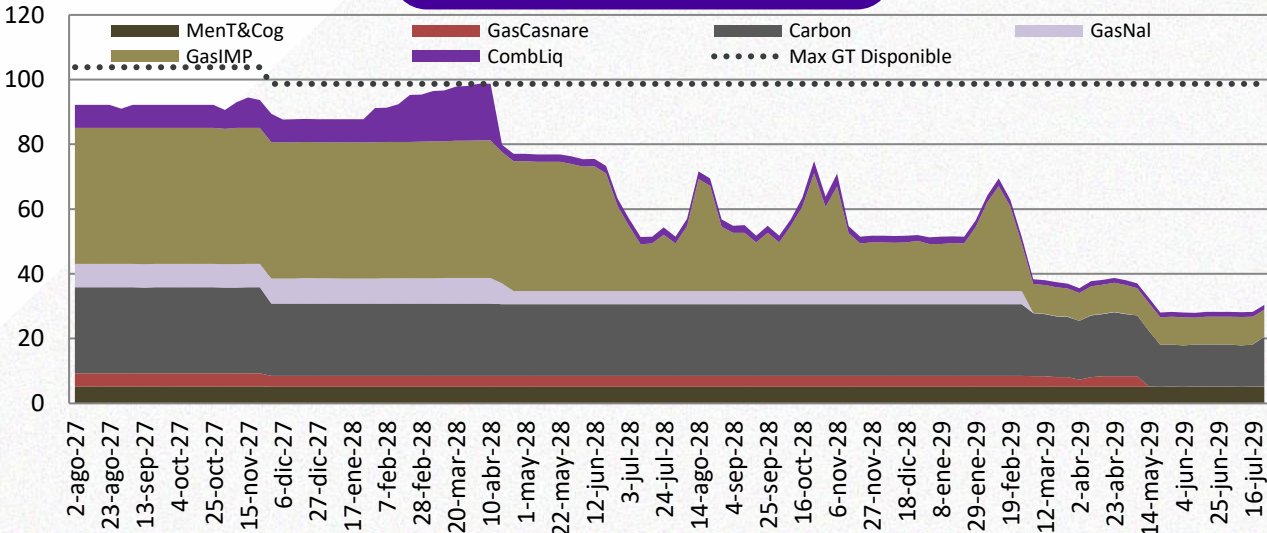
Escenario 2025-2027



Escenario 2026-2028



Escenario 2027-2029



Requerimientos de Gas



Considerando que las plantas térmicas existentes que operan con combustibles líquidos son plantas duales, se realiza la estimación de la cantidad de gas que se requeriría para cubrir la generación mostrada en el modelo con Gas, así como el gas requerido para operar a plena carga las plantas térmicas en capacidad de operar con este combustible, esta cantidad de gas podría provenir de las fuentes nacionales o gas importado.

	Consumo gas OEF vigencia 2023-2024* (GBTUD)	Consumo gas escenario energético mayor disponibilidad (GBTUD)**	Consumo gas Capacidad Efectiv a Neta (GBTUD)*
Costa	444	427	520
Interior	60	183	307
Total	504	610	827

El HR de las plantas se afecta en 15%

**Valor aproximado considerando IH

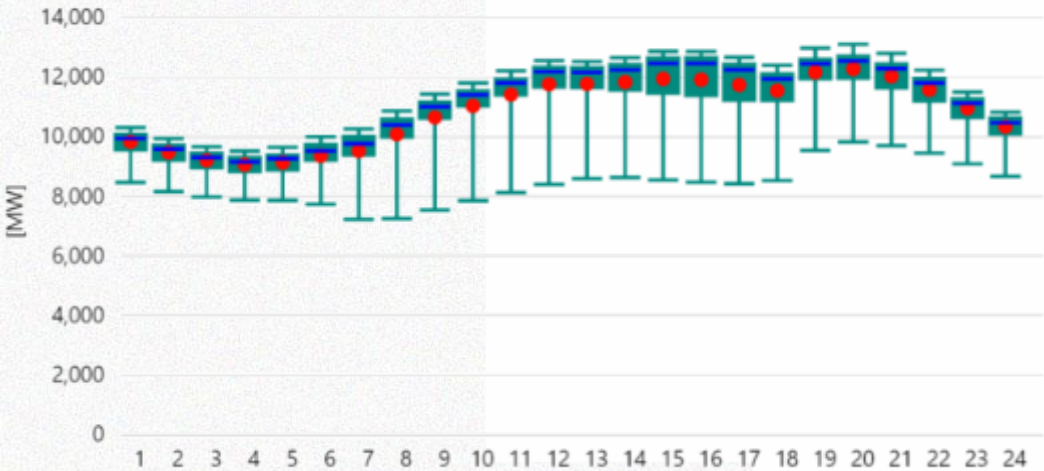
Resultados de Potencia

02/08/2027 – 30/07/2028

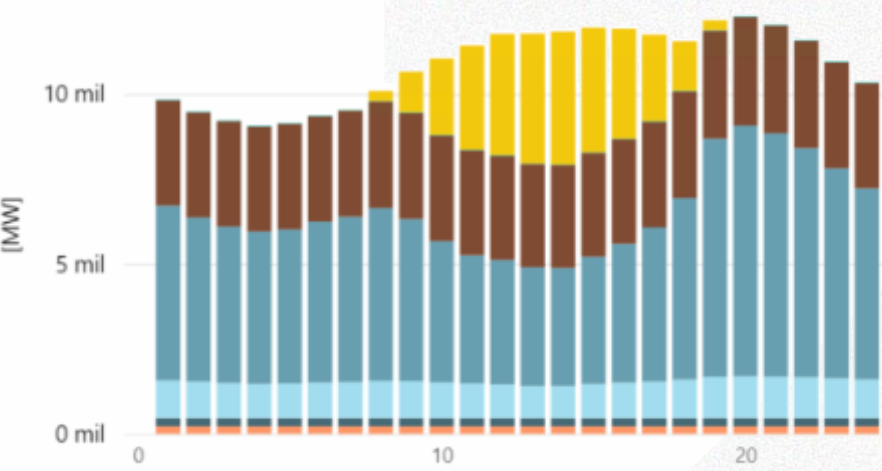
Resultados de un año de simulación con resolución horaria



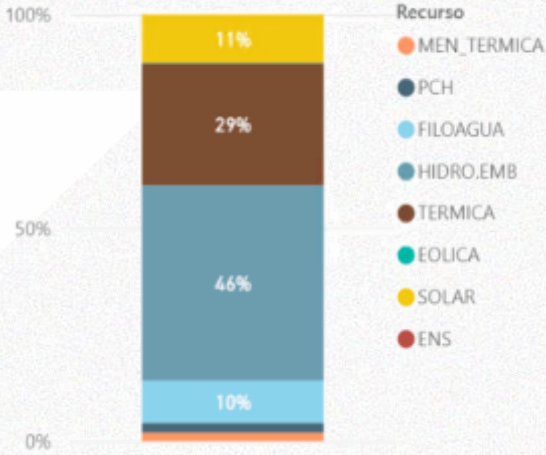
Distribución Producción horaria



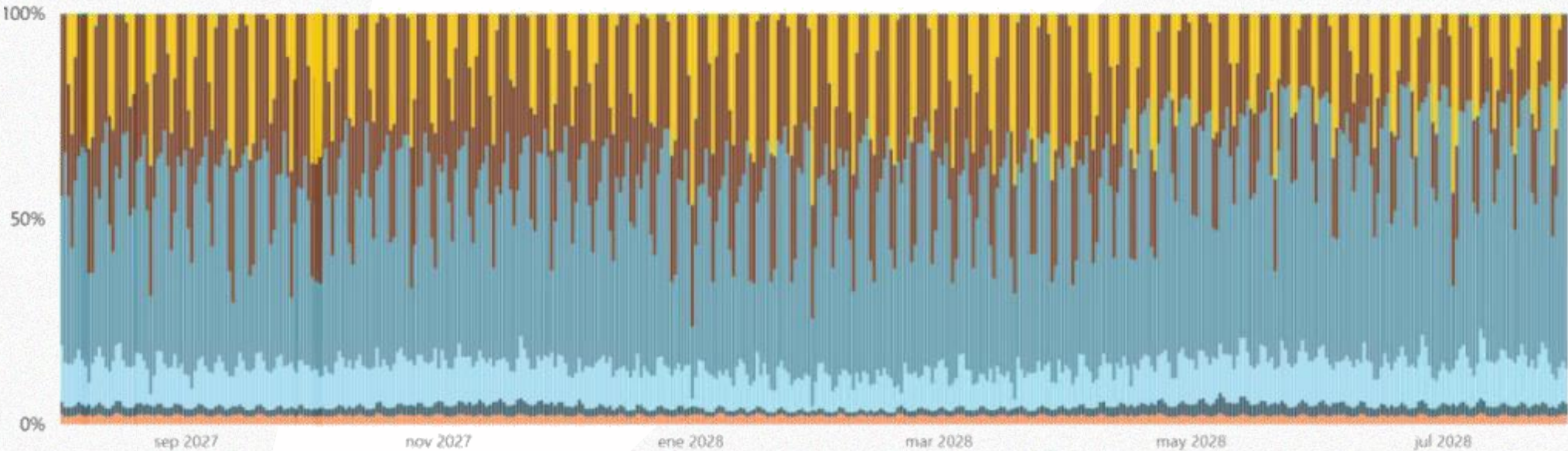
Balance diario promedio



Distribución por recurso



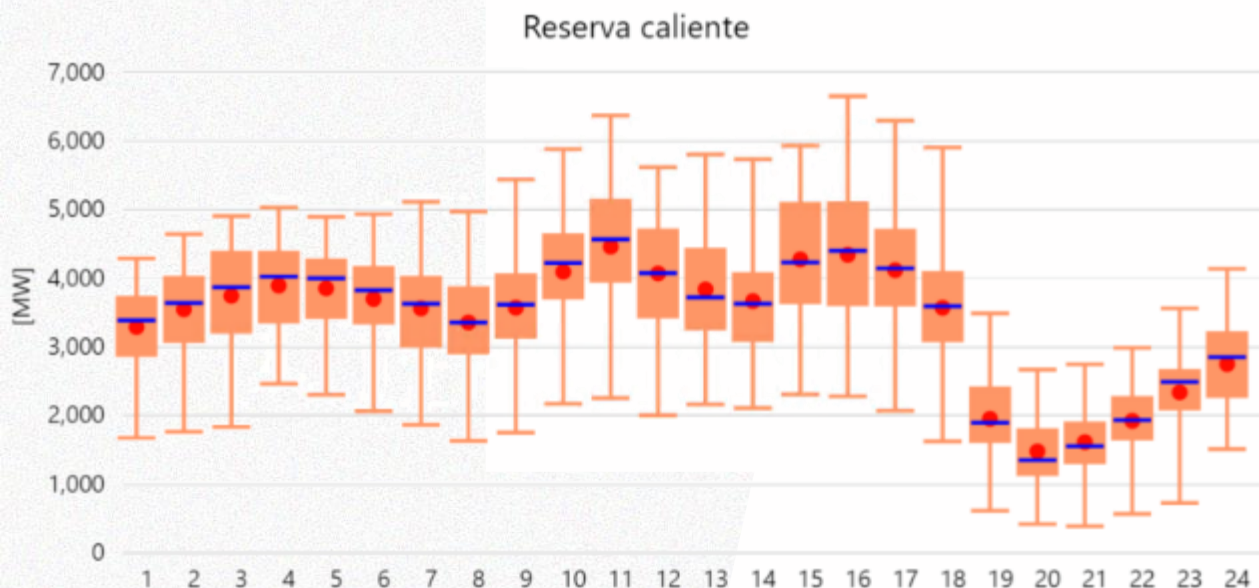
% Atención de Demanda



Resultados de Reservas en Potencia

01/03/2028 – 30/04/2028

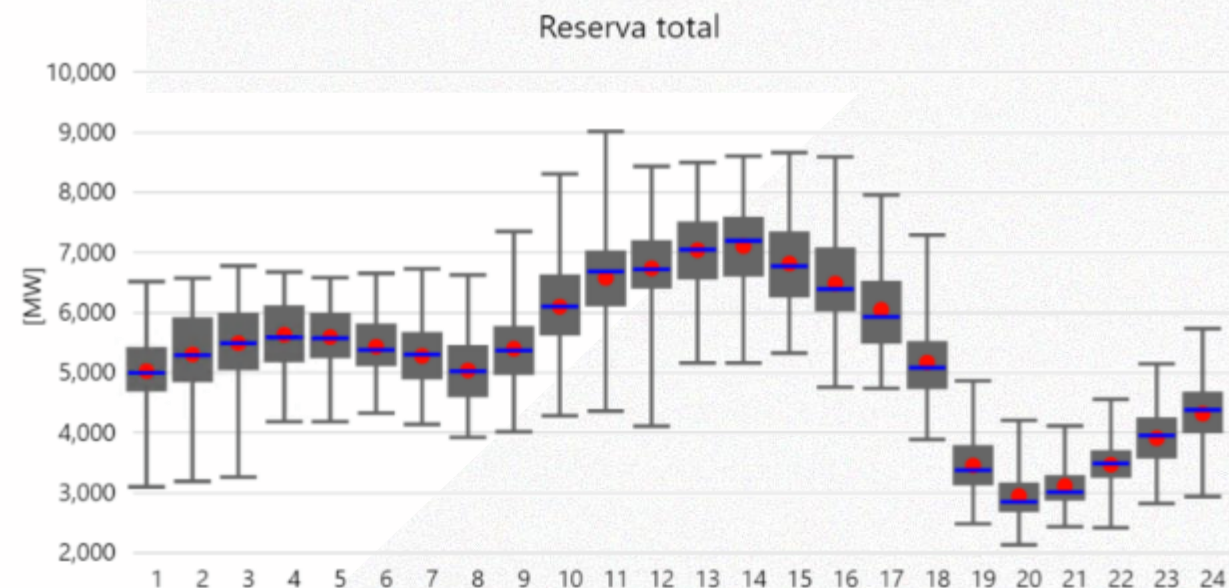
Resultados durante el periodo de finalización de verano con resolución horaria



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)



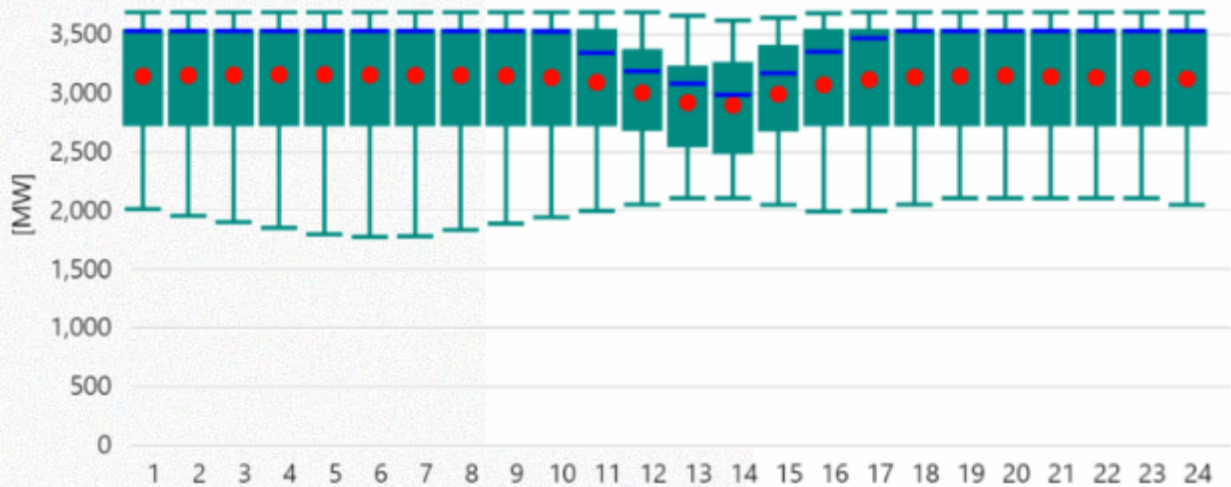
La **reserva total** se compone de la reserva caliente y las plantas térmicas e hidroeléctricas con embalse despachadas centralmente que no se encuentran operativas durante cada periodo

Comportamiento Generación Térmica

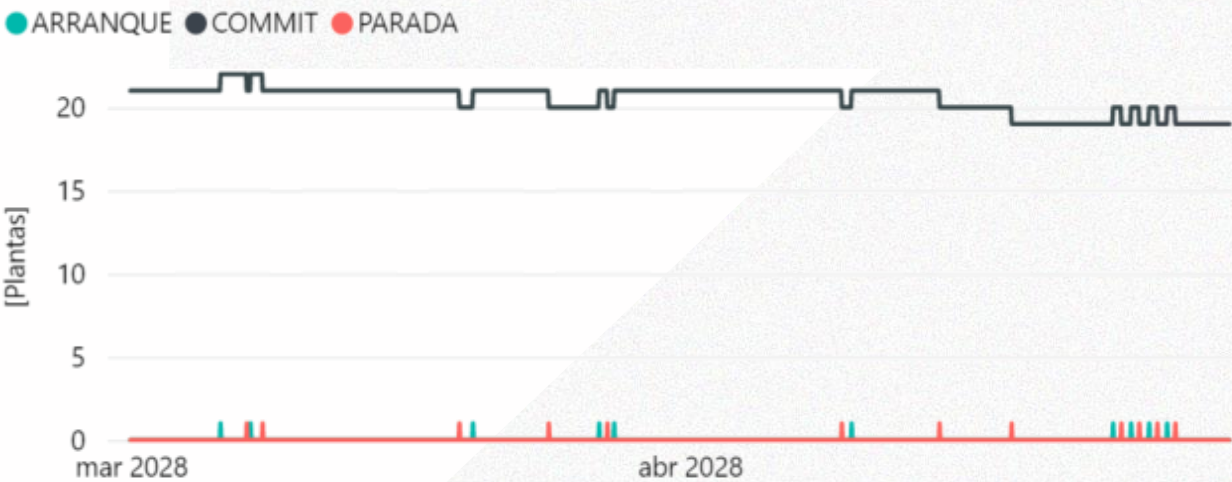


01/03/2024 – 30/04/2024 Resultados durante el periodo de finalización de verano con resolución horaria

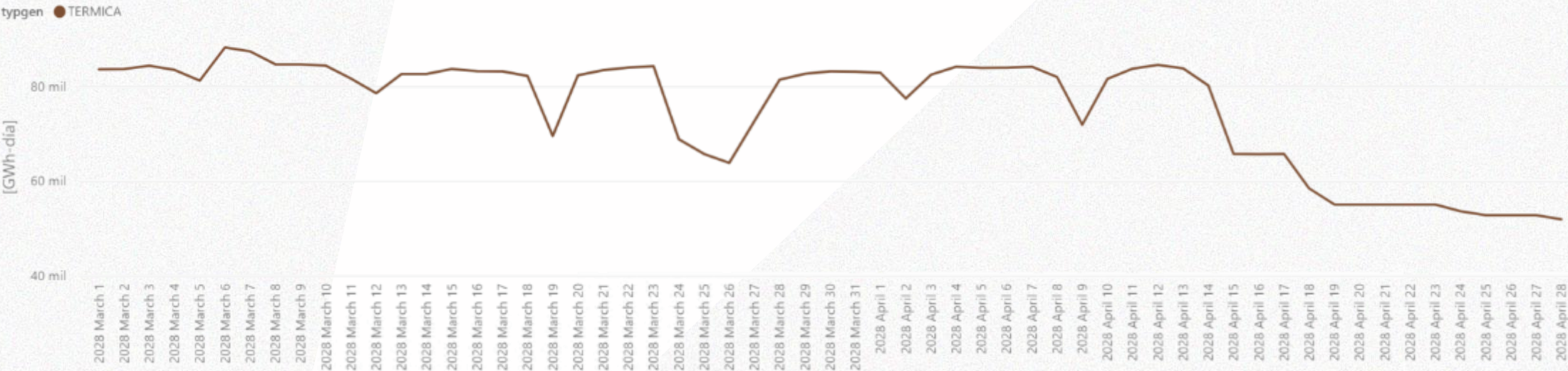
Distribución Producción horaria



Commitment, arranques y paradas



Generación diaria por recurso



Conclusiones y Recomendaciones Panorama Energético largo plazo

El **seguimiento** y gestión que garantice la entrada oportuna en operación de los proyectos de **expansión de generación y transmisión**, así como la **disponibilidad de energético primario** (Carbón, gas y líquidos) es indispensable para abastecer la demanda esperada cumpliendo los criterios de confiabilidad definidos actualmente en la reglamentación vigente.

La actualización permanente de los insumos del planeamiento tales como demanda, costos de combustible, proyectos de expansión y disponibilidad, son de gran importancia para dar importancia para dar **señales oportunas** al sector que permitan dar gestión adecuada de los recursos.

Para mitigar los riesgos de desatención futura de la demanda bajo los supuestos considerados y de darse un fenómeno climático de hidrología deficitaria, se recomienda:

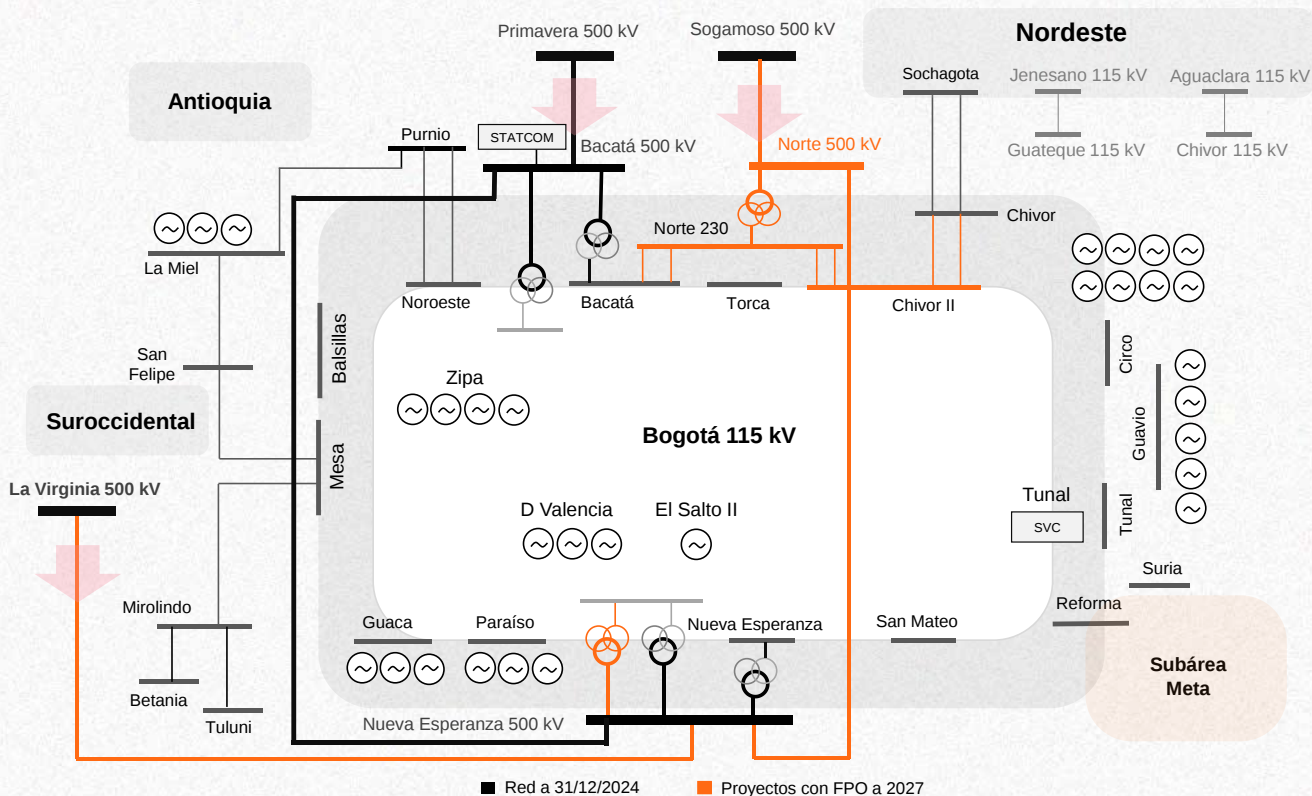
- Realizar coordinación interinstitucional para materializar los proyectos de transmisión y generación en construcción.
- Realizar gestiones tendientes a garantizar la disponibilidad de gas para el parque térmico, de forma que se viabilice la transición, metas de reducción de emisiones y minimicen riesgos en la atención de la demanda.
- No materializar el retiro del parque térmico actual, hasta tanto se tenga en firme y operando las nuevas plantas de generación del sistema.
- Establecer un mecanismo integral de respuesta a la demanda.
- Impulsar campañas a nivel nacional de eficiencia energética.
- Adelantar acciones regulatorias para tener nueva ENFICC en el sistema.

3 – SITUACIONES OPERATIVAS



Operación área Oriental

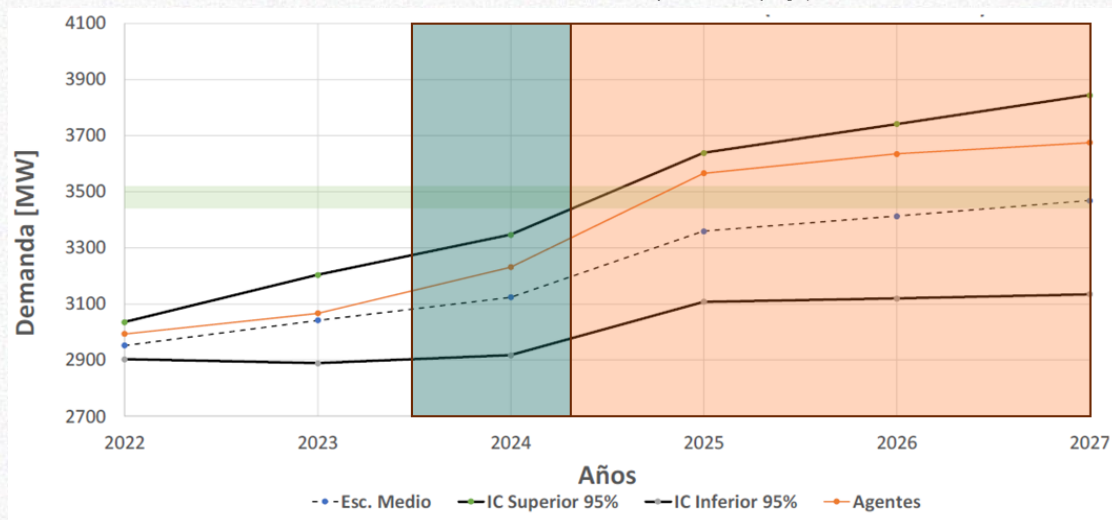
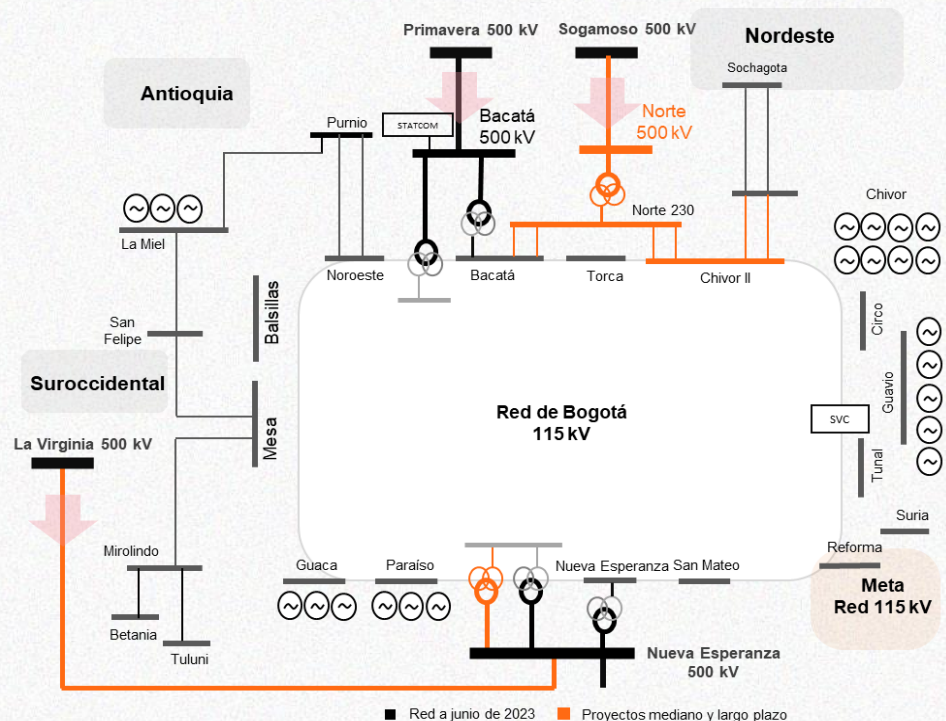
Proyectos de expansión relevantes en el área



Origen	Nombre	FPO DSI	FPO*	Atraso
UPME 07 – 2016	LT La Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	2021	03-2025	4 Años
ENEL	Segundo transformado de nueva esperanza y bahías por 115 kV	2023	06-26	----
----	Bahia 500 KV segundo transformador de nueva esperanza	06-26	06-26----	----
UPME 03 – 2010	SE Chivor II y SE Norte 230 kV y LTs asociadas	2015	02-2026	11 Años
UPME 01 – 2013	SE Norte 500 kV y LT Sogamoso–Norte–Nueva Esperanza 500 kV	2017	03-2026	9 Años

Los proyectos de expansión en desarrollo reducen en requerimiento de unidades en el área, así mismo, permiten aumentar el límite de importación y mejoran el perfil de tensiones en la red de 115 kV de la sub-área Bogotá.

Puesta en operación proyectos



❌ Descartado por UPME para el año 2025-
xm

LT La Virginia - Nueva Esperanza 500 kV Segundo refuerzo área oriental (ALUPAR) – FPO 2025

- Coordinación inter-institucional para avanzar en la aprobación de las licencias ambientales (MME-UPME).

4 años de atraso

Segundo transformado de nueva esperanza (ENEL) – FPO 2026

- Desarrollar obras del transformador y Bahías del STR (ENEL)
- Asignación de promotor para la bahía por 500 kV del ATR por parte de la UPME.

Chivor II - Norte – Bacatá 230 kV y Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV (GEB) – FPO 2026

- Coordinación inter-institucional para avanzar en la aprobación de las licencias ambientales (MME-UPME).

11 y 9 años de atraso

ENEL: Desarrollar obras de conexión de Norte 110 kV al resto del STR.

Repotenciación Corredor Guateque – Tunjita – Santa Maria 115 kV (EBSA)

- Definición de obras por parte del agente (EBSA-ISA)

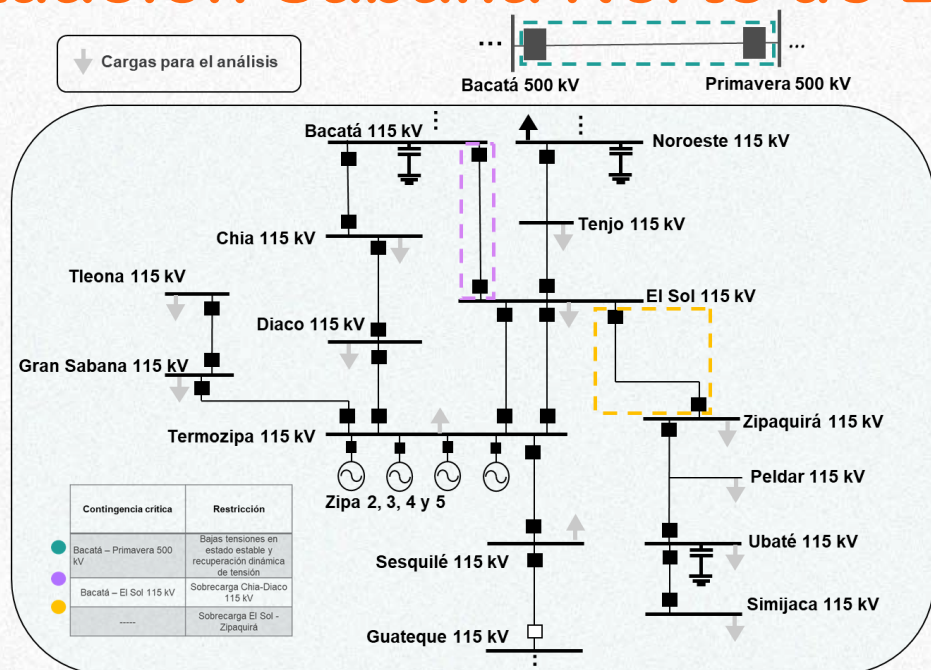


SE Sopo 230/115 kV y Obras Asociadas

- Adopción por parte del MME y asignación de promotor por parte de la UPME (MME-UPME).

Situación Sabana Norte de Bogotá

❌ Descartado por UPME para el año 2025-



ENEL: Diseñar e implementar un esquema suplementario de protección antes fallas en el Circuito Primavera – Bacatá 500 kV.



ENEL: Maximizar disponibilidad de las unidades de generación de Termozipa.



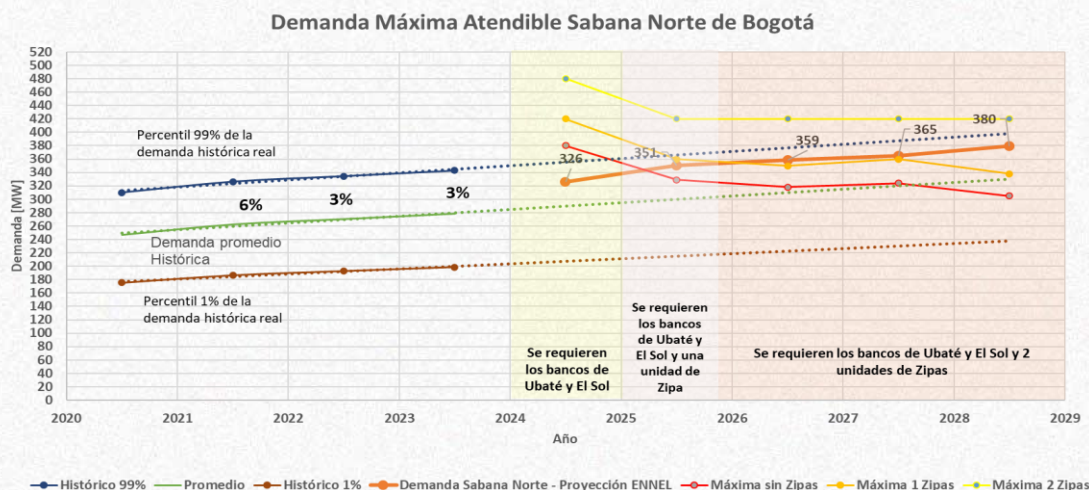
ENEL: Limitar la asignación de nuevos puntos de conexión en la Sabana Norte de Bogotá.



AES – ENEL-CND (Generación) : Realizar coordinación y monitoreo a la ejecución de los mantenimientos de las plantas del área en el horizonte 2024-2028.

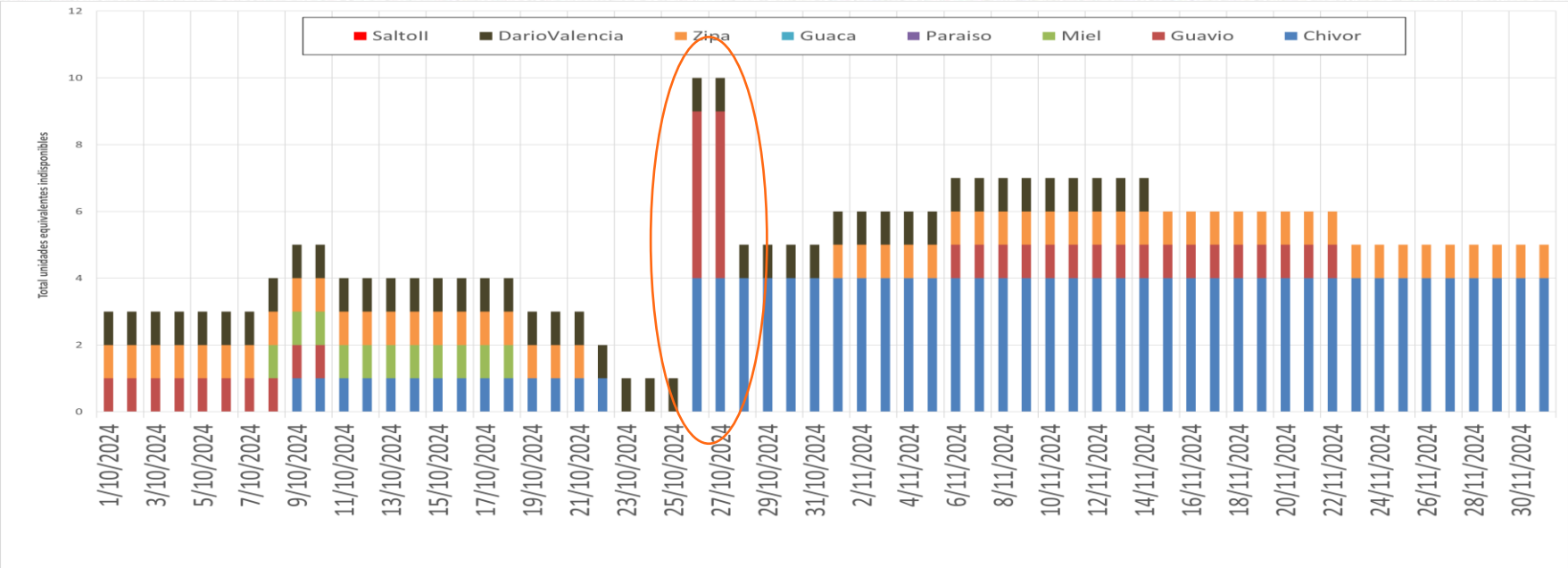
MME – UPME – CREG - ENEL: Avanzar en la estructuración de opciones de mitigación, como pueden ser:

- Compensación Dinámica o Baterías en la Sabana Norte de Bogotá
- Reconversión de unidades de Zipa en Compensadores Síncronos
- Estructuración de programas de reducción de demanda en condiciones de déficit de capacidad de transporte.
- Estructuración de programas de generación localizada de última instancia, incluyendo solar con baterías y otras tecnologías que puedan instalarse en el corto plazo.
- Impulsar la llegada de generación distribuida y comunidades energéticas a la zona norte de Bogotá.



Se debe continuar gestionando la entrada en operación de los proyectos en curso.

Mantenimiento de recursos de generación con impacto para la operación del área oriental - 2024

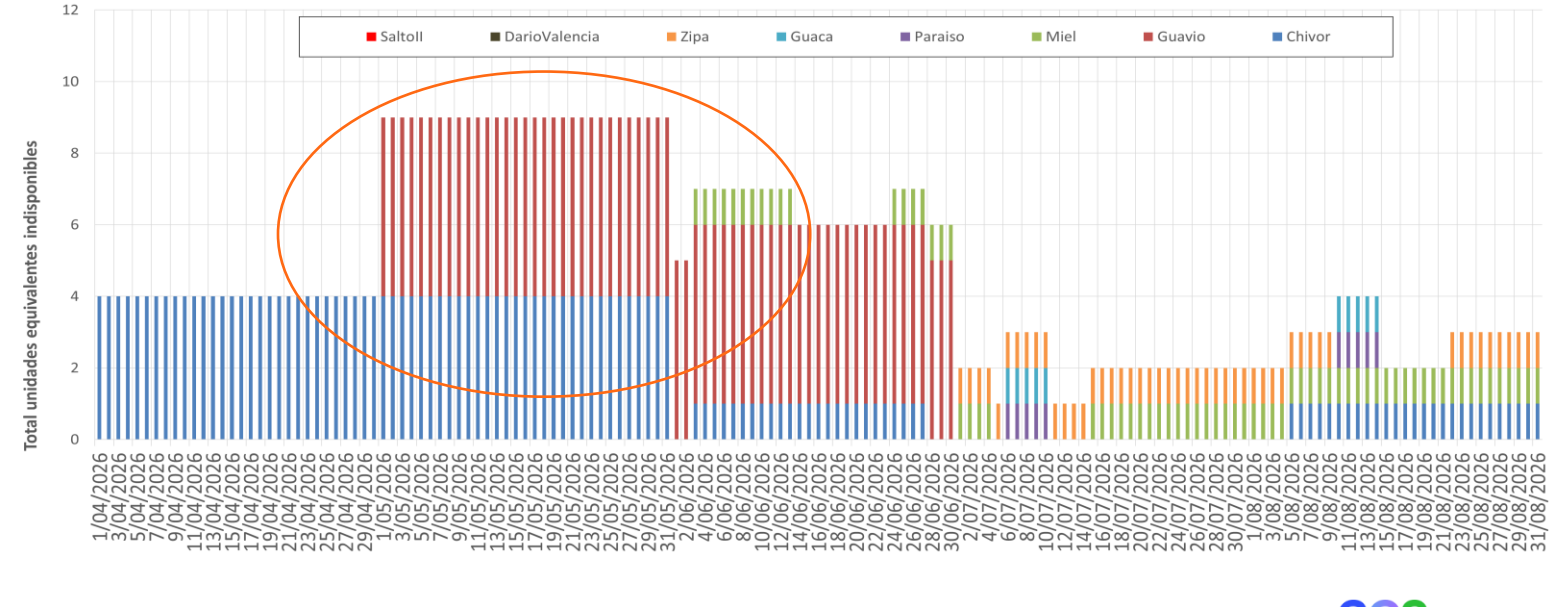


2024			
Oct. – Nov. de 2024		Fecha Inicial	Fecha Final
Chivor 5 a 8 (Vaciado de conducción proyecto rehabilitación)		26/10/2024	31/05/2025
Guavio 1 a Guavio 5 (Inspección Túnel de Fuga)		26/10/2024	27/10/2024
Guavio 5 (Cambio control operación interruptor potencia gis 230kv lcc)		6/11/2024	22/11/2024



Mover mantenimiento de Guavio 1 a 5 para que no coincida con Chivor (fechas propuestas 24 y 25 de octubre)

Mantenimiento de recursos de generación con impacto para la operación del área oriental - 2026



2026			
Mayo de 2026 - Junio de 2026		Fecha Inicial	Fecha Final
Chivor 5 a 8 (Vaciado de conducción proyecto rehabilitación)		25/10/2025	31/05/2026
Guavio 1 a Guavio 5 (Obras realce bocatoma, conexión de la nueva cámara de val. al túnel de carga)		1/05/2026	30/06/2026

Se requiere coordinar para separar las indisponibilidades simultaneas del mes de mayo de 2026.

**Estados alerta y
emergencia en el SIN**

Definiciones

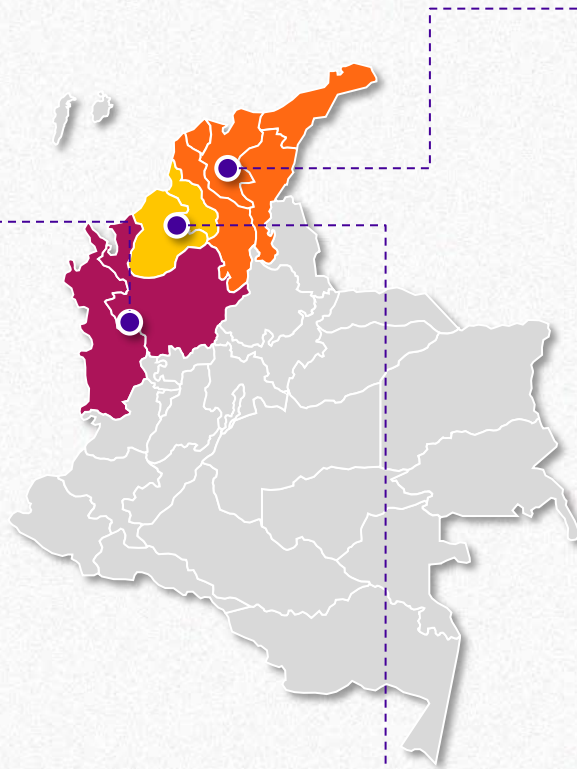
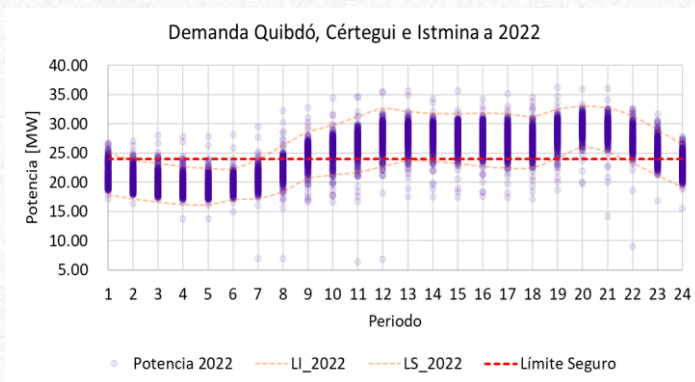
Estado de Alerta: Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia.

Estado de Emergencia: Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda.

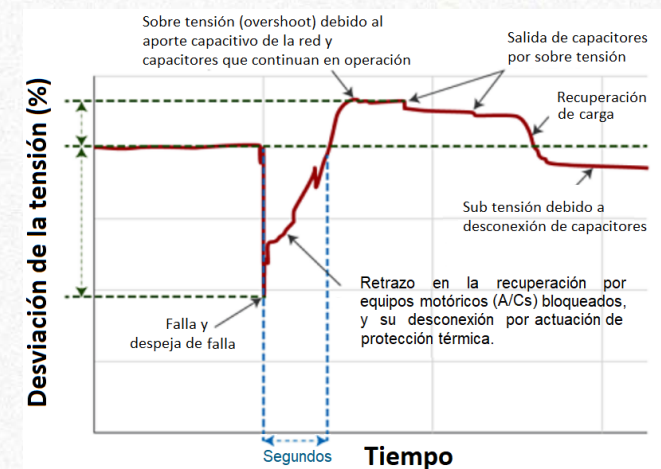
Restricciones con declaración de alerta/emergencia a 2023

Red de DISPAC - Choco:
Declarada en estado de alerta en Febrero de 2023, baja tensión en los nodos de DISPAC 115 kV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito Virginia – Certegui – Huapango (Quibdó) – El Siete – Barroso 110 kV.

No se cuenta con obras estructurales para garantizar la atención segura y confiable de la demanda en el departamento de Choco.



Subárea GCM: Declarada en estado de emergencia en Abril de 2022 riesgos por fenómeno de recuperación lenta de voltaje inducida por falla (FIDVR). Se requieren elementos con aporte de corriente de cortocircuito y control dinámico de voltaje para garantizar calidad en la atención de la demanda.



Condición de emergencia nodos en configuración radial del área Caribe
Agotamiento de red por crecimiento de la demanda y no entrada de proyectos de expansión, 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:

- **En la subárea GCM:** El Banco, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV.
- **En la subárea Bolívar:** San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV y EL Carmen 110 kV y El Plato a 34.5 kV.
- **En la subárea Córdoba Sucre:** Mompox 110 kV.

Declaraciones de emergencia



Área Caribe

- **Febrero 05:** Subestaciones Ternera 13.8 kV, Gambote 66 kV, Cospique 66 kV, Membrillal 66 kV y Zaragocilla 66 kV.
- **Febrero 06:** Subestaciones Libertador 110 kV, Manzanares 110 kV, Gaira 110 kV, Rio Córdoba 110 kV, Ciénaga 110 kV y Puerto Nuevo 110 kV.
- **Febrero 06:** subestación La Marina 66 kV.
- **Febrero 07:** Subestaciones Rio Córdoba 110 kV y Ciénaga 110 kV .
- **Febrero 24:** Subestaciones Gambote 66 kV, Ternera 66 kV, Cospique 66 kV, Membrillas 66 kV y Zaragocilla 66 kV

Declaraciones de emergencia



Área Oriental

- **Febrero 06:** Subestación Sesquilé 15 kV.
- **Febrero 25:** Tenjo 115 kV, Chía 115 kV, El Sol 115 kV, Diaco 115 kV, Gran Sabana 115 kV, Leona T Agafano 115 kV, Zipa 115 kV, Zipaquirá 115 kV, Peldar 115 kV, Ubaté 115 kV y Simijaca 115 kV.

Área Suroccidental

- **Febrero 22:** Cargas HOB01, ALTAMIR1, SEGOVI1, PITALIT1, FLORENC1 y DONCELL1 de la Subárea Caquetá y MOCOIA1, CAICEDO1 y YARUMO1 de la Subárea Putumayo.

Pruebas estadístico y banda muerta

Aplazamiento de pruebas de estatismo y banda muerta

Acuerdo CNO 1805 establece *la aplicabilidad, la periodicidad y los protocolos para la realización de las pruebas de estatismo y banda muerta de las plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente.*
La vigencia actual de realización de pruebas y presentación de resultados inició el 5 de marzo de 2023 con cierre el 5 de marzo de 2024.

Agente Operador	Unidad	Fecha aplazamiento	Justificación
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	San Francisco U3	31/10/2024	Indisponible por falla mecánica desde enero de 2023.
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	Termosierra U1, U2	30/06/2024	Dada la condición actual de despacho de la planta de forma continua, por fenómeno El Niño.
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	Urrá U2,Urrá 4	18/06/2024, 16/04/2024	Proceso de modernización de los reguladores de tensión de las unidades, el cual dio inicio en noviembre de 2023.
ENEL COLOMBIA SA ESP	Dario Valencia Samper U1, U2 y U5	31/05/2024	Está disponible pero fuera de servicio para que Pagua tenga caudal por fenómeno del Niño. U5: indisponible para reparación de rotor.
ENEL COLOMBIA SA ESP	Salto II 2	31/05/2024	La unidad está en mantenimiento.
GENERADORA TERMOCENTRO S.A.S. E.S.P.	Termocentro U1 y U2	30/06/2024	Se encuentran en mantenimientos y ajustes en la planta, tienen dificultades con el tema del mercado secundario de gas.
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	Paipa U1, U2, U3	30/10/2025, 30/12/2024, 30/09/2024	Han tenido problemas por fallas en caldera y realizarán cambio de tuberías de hogar.

Aplazamiento de pruebas de estatismo y banda muerta

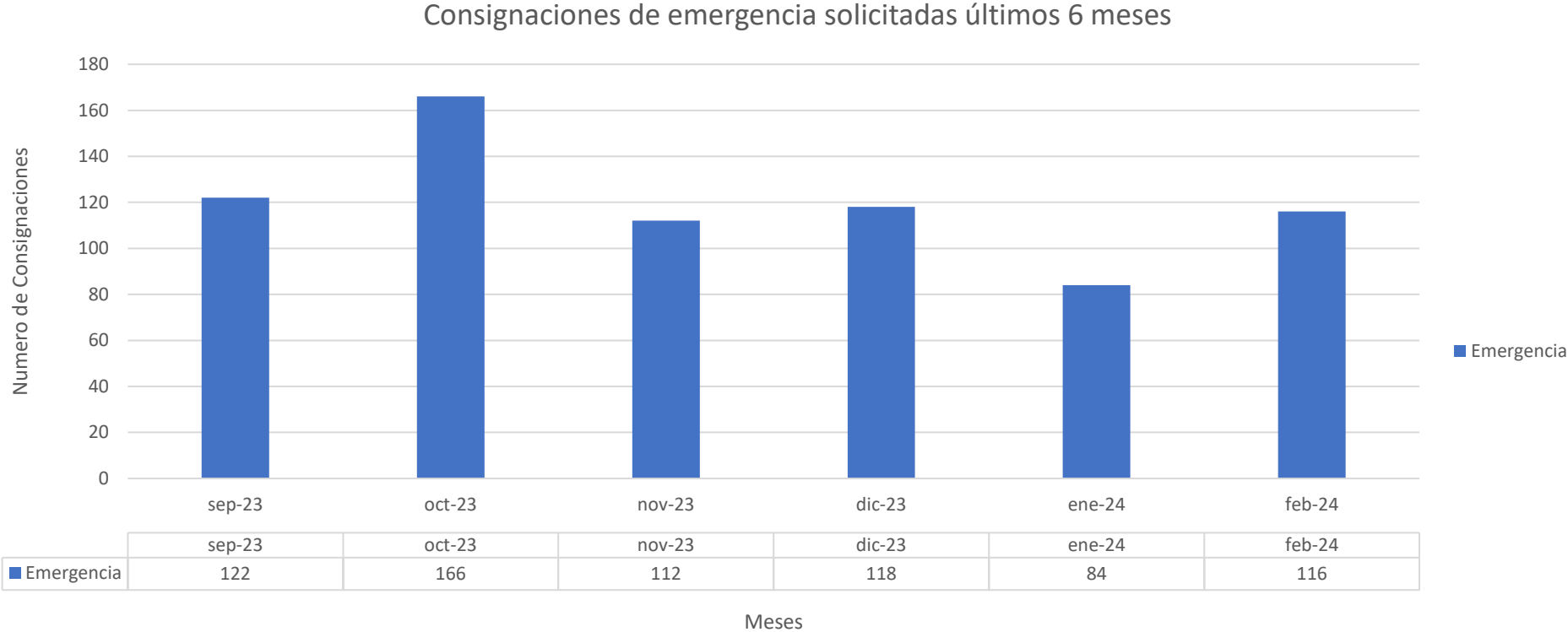
Agente Operador	Unidad	Fecha aplazamiento	Justificación
HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P.	Escuela de Minas U1, U2 y U3	30/06/2024	No han tenido caudales suficientes para sostener la potencia y realizar las pruebas por fenómeno del Niño
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S E.S.P.	Cartagena U1	31/03/2024	La unidad presentó rotura de caldera el 12 de febrero de 2024.
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S E.S.P.	Cartagena U2	22/03/2024	Realizaron las pruebas, no cumplieron con el rango requerido. Solicitaron aplazamiento indicando que en el corto plazo no se podía llevar a cabo el arranque de la unidad.
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S E.S.P.	Cartagena U3	31/12/2024	La unidad está indisponible desde el 1 de diciembre 2023
TERMOBARRANQUILLA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	TEBSA GT11, 12, 13, 21 y 22	30/04/2024	Por las condiciones de fenómeno El Niño no ha sido posible realizar las pruebas.
TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	Termonorte U1 a U10	30/06/2024	El acceso al módulo de control ha tenido dificultades, dado que Hyundai Heavy Industries, fabricante de la planta, ha sido renuente a entregar el control de la estación de ingeniería.
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P./TERMOTASAJERO DOS S.A. E.S.P.	Tasajero 1, Tasajero 2	19/03/2024	Presentaron resultados en reunión del 22 de febrero de 2024, requieren repetir la prueba por problemas de interpretación de la norma.
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	TYG3, TYG5	15/06/2024, 15/05/2024	Presentó fallas en el compresor de alta presión (TYG3: 31/01/2024, TYG5: 10/11/2023).

Recomendación

Se recomienda a los agentes realizar las pruebas de estatismo y banda muerta de forma oportuna en el periodo establecido en el Acuerdo, con el fin de evitar se concentren las pruebas y aprobación de resultados en las últimas semanas.

Consignaciones de emergencia

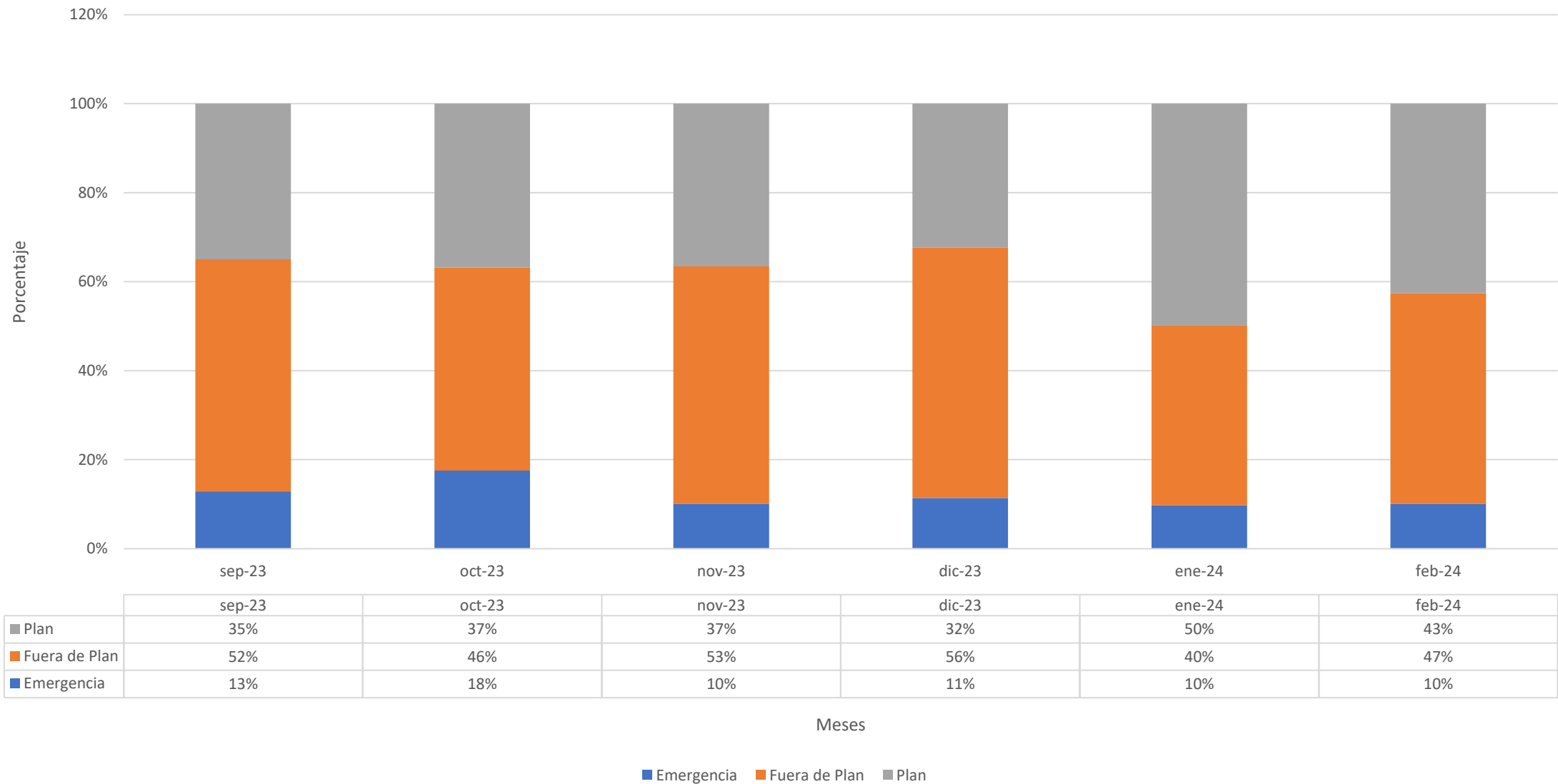
Consignaciones de emergencia



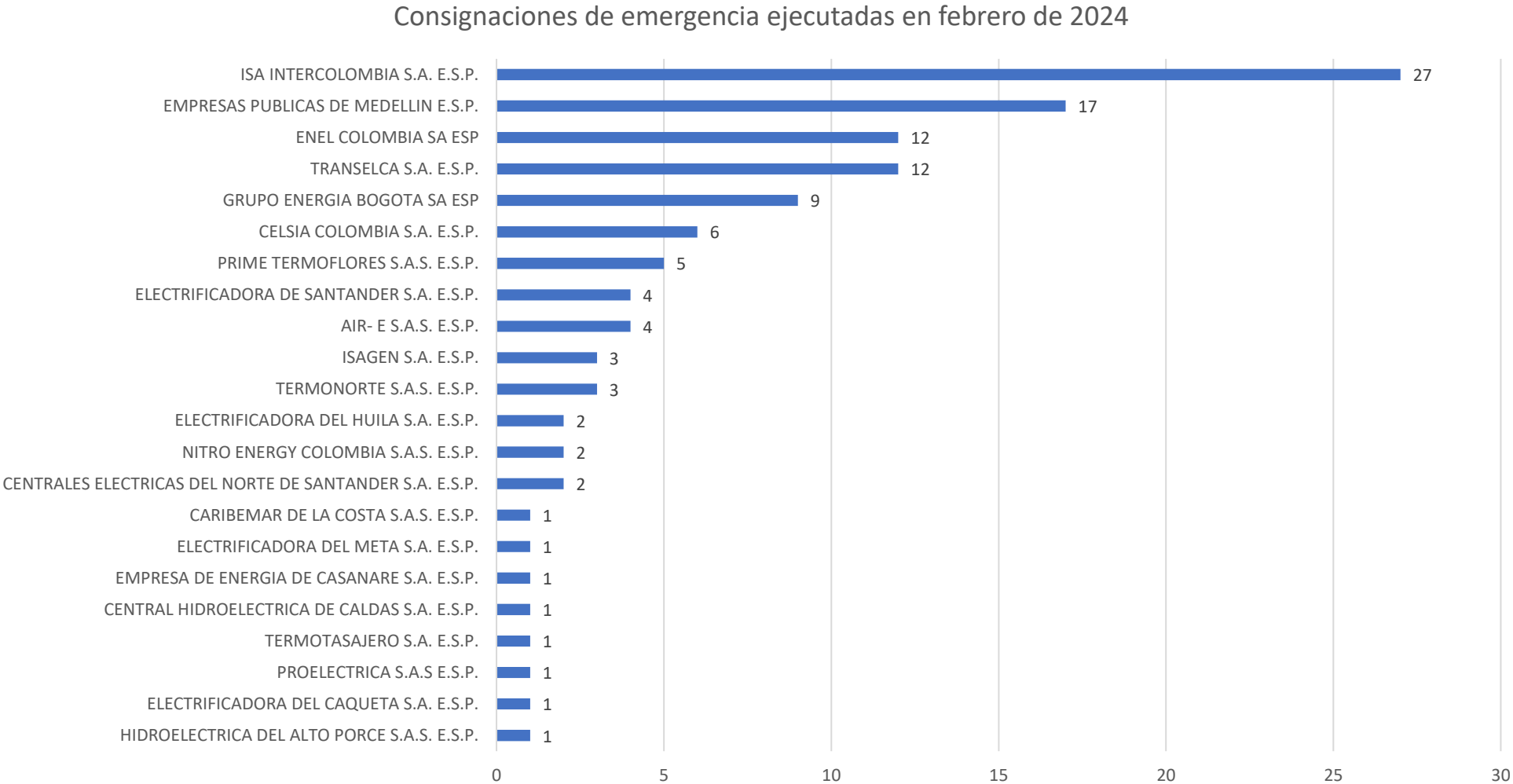
Consignación de Emergencia: Es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración del agente responsable, la realización del mantenimiento y/o desconexión de un equipo, de una instalación o de parte de ella, cuando el estado del mismo o de la misma ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo."

Consignaciones de emergencia

Porcentaje de Consignaciones Ejecutadas
por tipo de ingreso

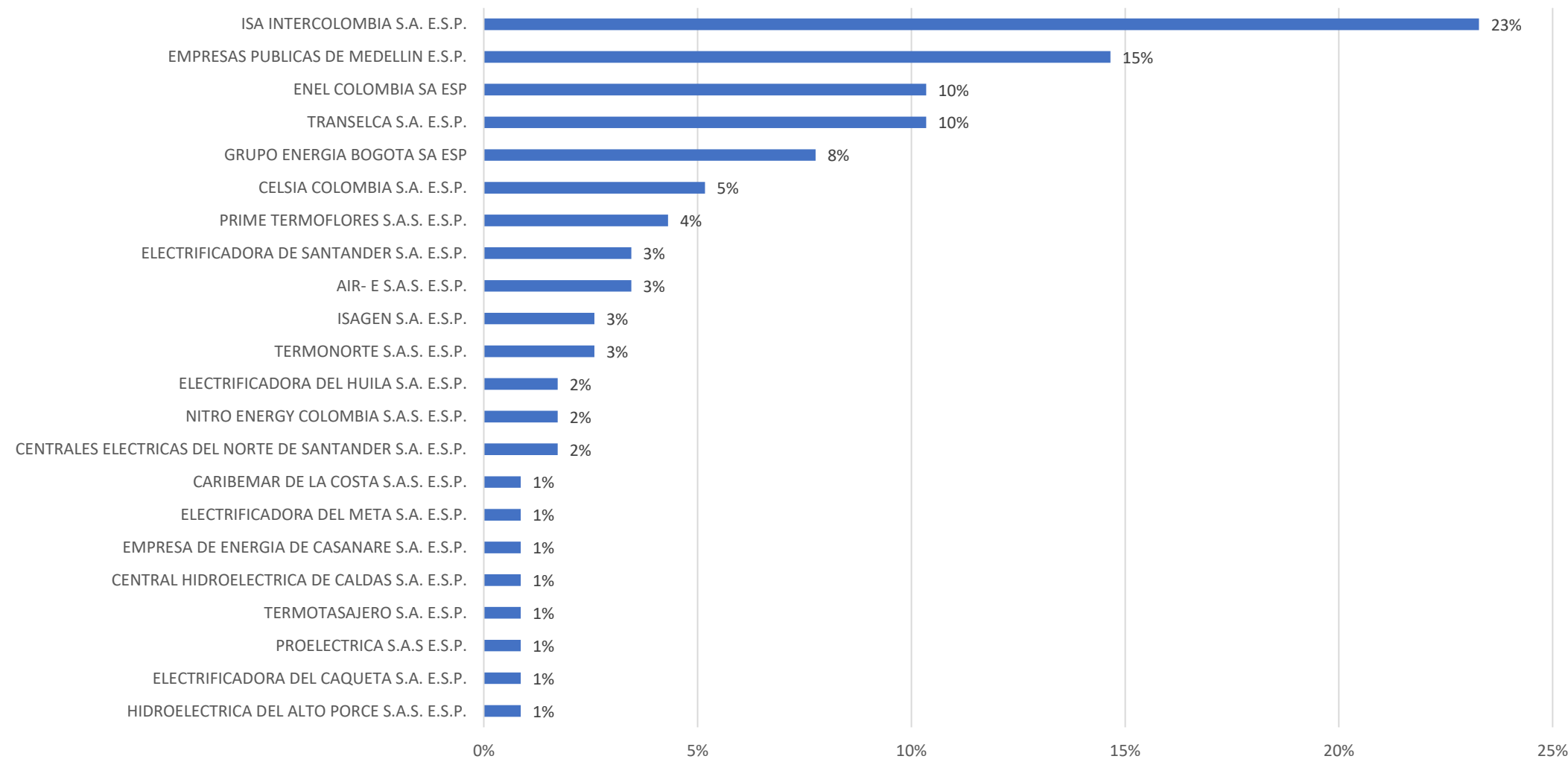


Consignaciones de emergencia



Consignaciones de emergencia

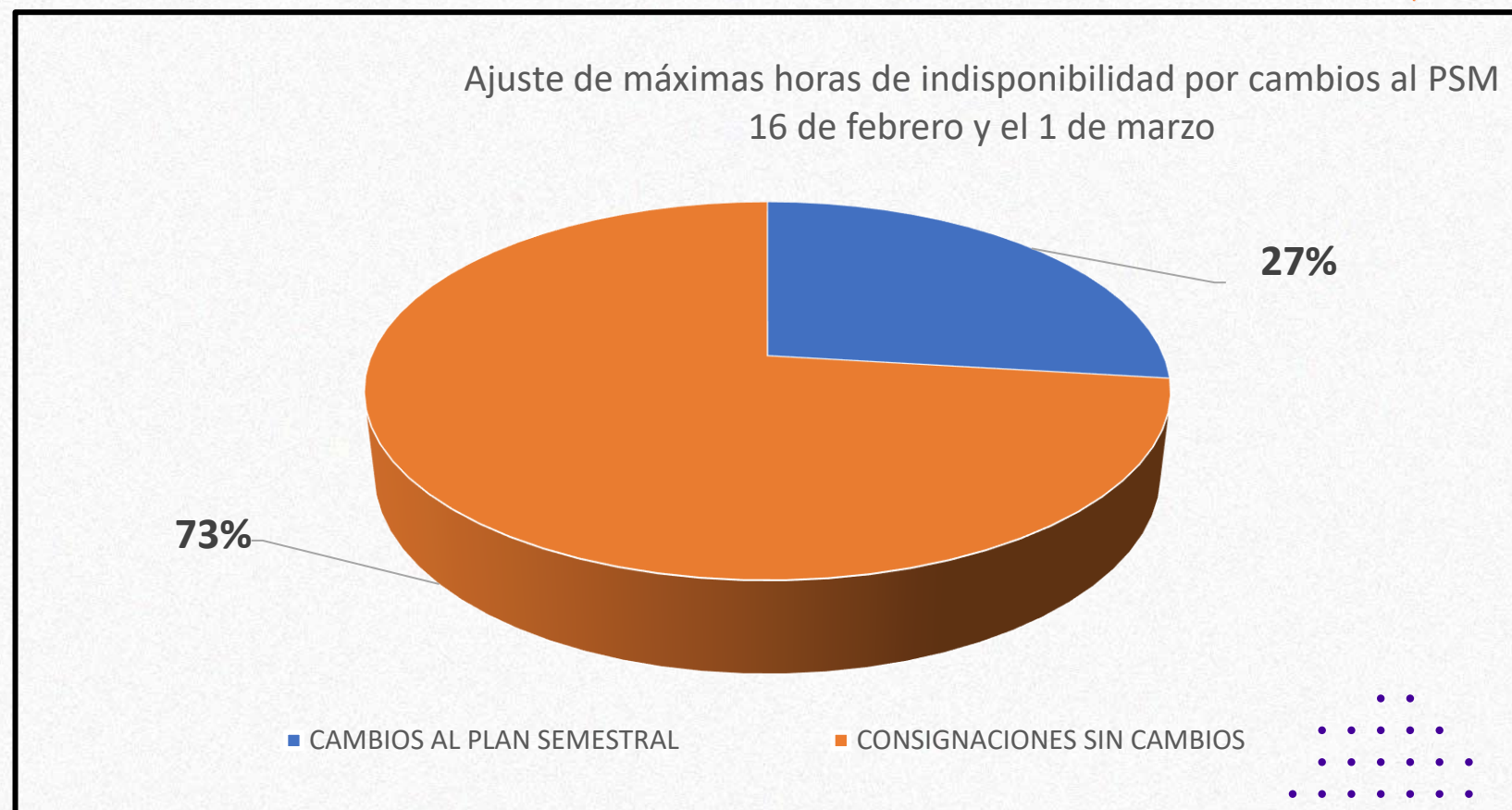
Porcentaje de consignaciones de emergencia ejecutadas febrero de 2024



Acuerdo CNO 1803

BALANCE ACUERDO CNO 1803

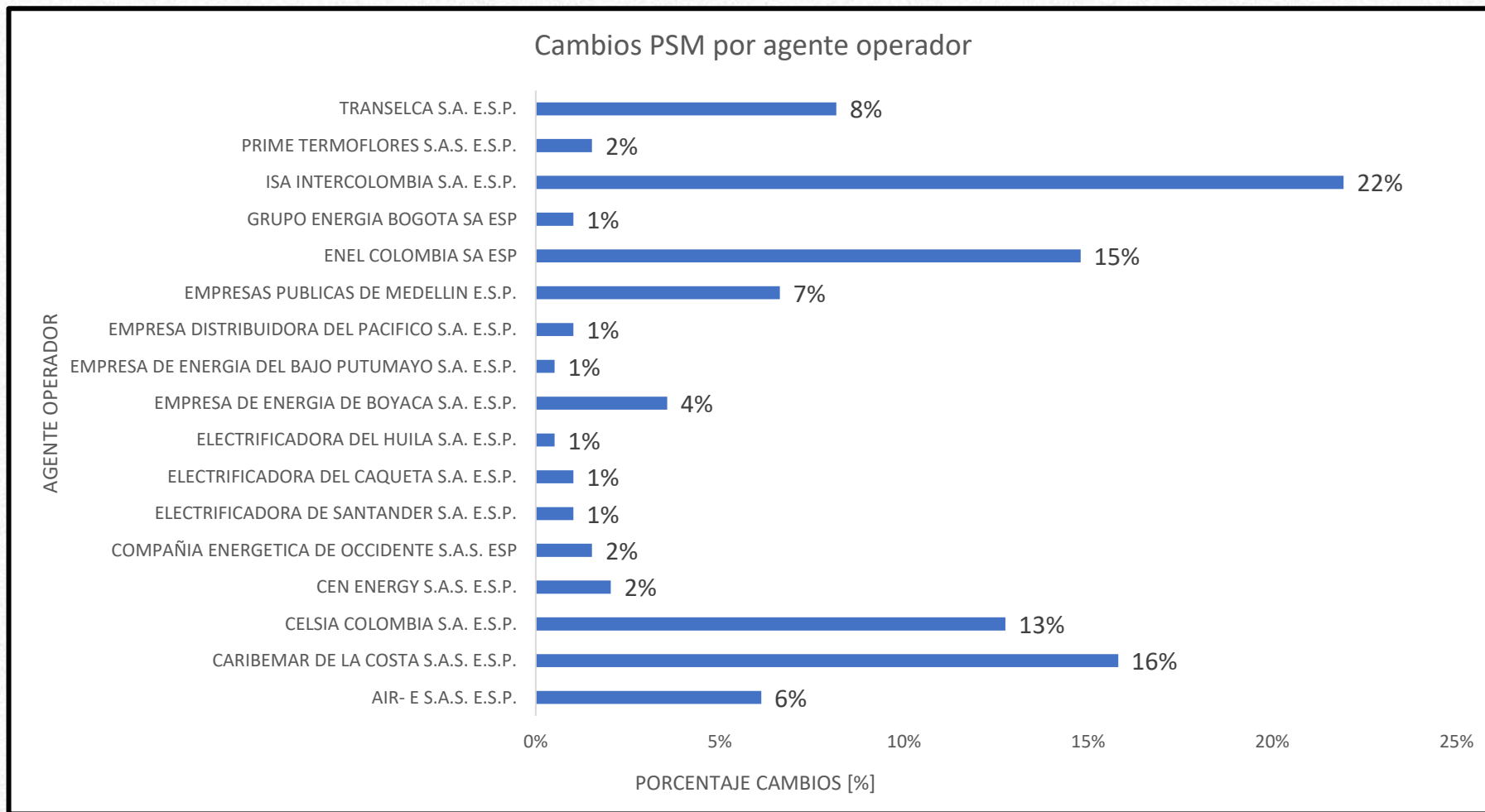
Entre el 16 de febrero y el 01 de marzo de 2024 se solicitaron 728 consignaciones de las cuales 196 fueron consideradas cambios al Plan de mantenimientos.



En la siguiente ruta de la página web de XM se encuentran los campos contenidos en las consignaciones nacionales cuyos cambios implican ajustes en las máximas horas anuales de Indisponibilidad permitidas en los activos: [Procedimientos aplicables al despacho \(xm.com.co\)](https://xm.com.co/Procedimientos%20aplicables%20al%20despacho)

BALANCE ACUERDO CNO 1803

En la gráfica se muestra el porcentaje de cambios discriminado por agente operador con respecto a las 196 consignaciones que se consideraron entre el 16 de febrero y el 01 de marzo



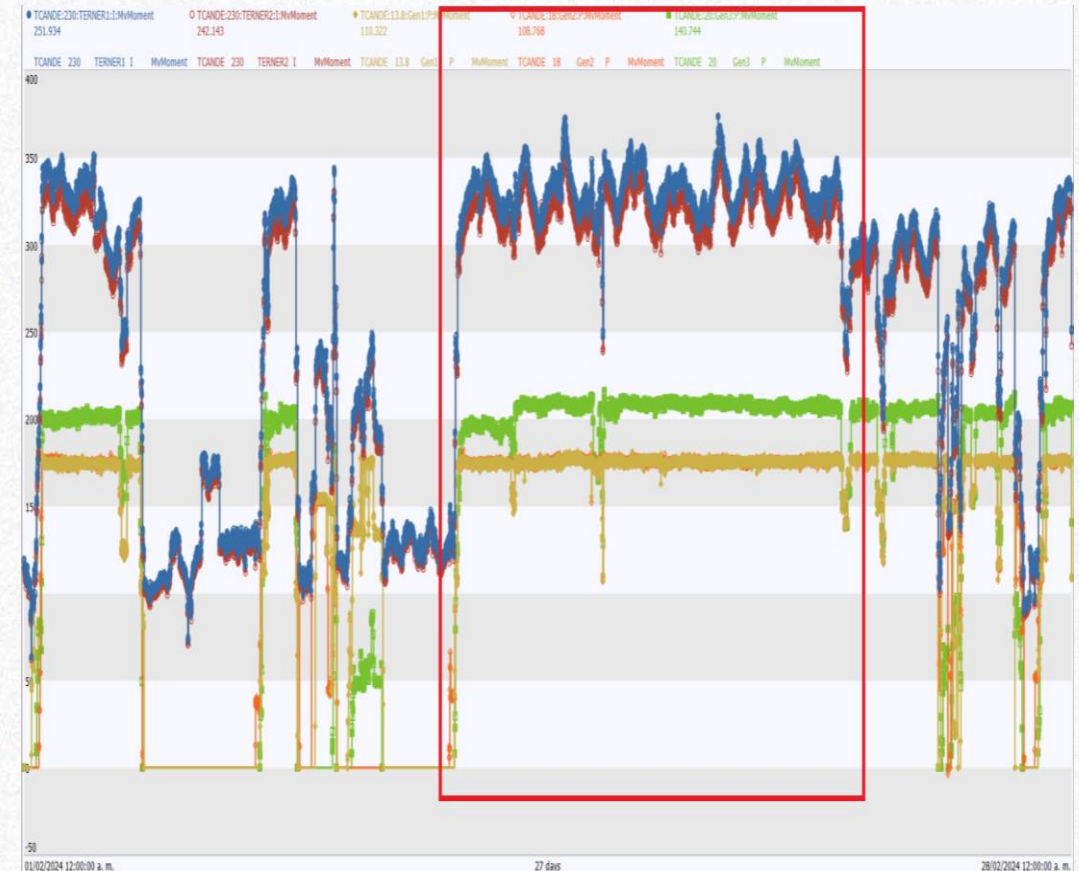
Dfacts Termocandelaria - Terner

Pruebas de los Dfacts de TermoCandelaria – Ternera 1 y 2 - 220 kV

Se realiza reunión XM con Enlaza y dada la dificultad de que en el programa de despacho se tenga el número de periodos continuos para hacer las pruebas con más de 350 A. solicitados por el agente, Enlaza ajusta el 5 de marzo los requisitos para realizar las mismas, así:

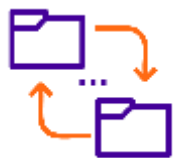
- Se reduce el tiempo de la prueba a 5 horas, la cual se puede dividir en dos pruebas de 2,5 horas.
- Se pueden realizar entre las 7 y las 20 h.
- EL CND debe avisar mínimo con 5 horas de anticipación.

Para la operación del 7 de marzo entre P9 y P11 se programa la primera de dos pruebas, en el horizonte del despacho económico.

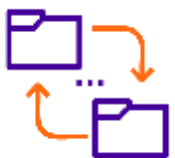


**Cumplimiento Acuerdos
CNO – Pendientes**

Pendientes



En el proceso de validación de modelos de unidades sincrónicas, los Agentes cuentan con 30 días calendario para enviar los informes luego de que el CND realice comentarios asociados a la información en estos, actualmente se tienen agentes con incumplimientos de hasta un año y medio de retraso en esta entrega.



En el proceso de validación de modelos de unidades sincrónicas, los Agentes cuentan con 60 días calendario para enviar modelos luego de que el CND realice comentarios asociados a pruebas de simulación de estos, actualmente se tienen agentes con incumplimientos de hasta un año de retraso en esta entrega.

Pruebas de potencia reactiva

Acuerdo CNO 1586

Procedimiento para la realización pruebas de potencia reactiva

Las pruebas de potencia reactiva deberán coordinarse con el CND al menos con 15 días de antelación a la realización de estas, a fin de planear los puntos a probar en la prueba.



Una vez aprobados los puntos de potencia reactiva por parte del CND, el Agente procede a ingresar la consignación en la plataforma SIO.



Luego de analizada y aprobada la consignación, se da visto bueno para llevar a cabo las pruebas.



Posteriormente, se envía el informe preliminar y el informe final de las pruebas, tal como se indica en el Acuerdo CNO 1586.



Una vez aprobado el informe final por parte del CND, se debe proceder con el cambio de parámetro de curva de carga.



Procedimiento para la realización pruebas de potencia reactiva

En 2023 se presentó una prueba donde un Agente no planeó, ni coordinó las pruebas de potencia reactiva con el CND, por lo tanto, no se ingresó la respectiva consignación a la plataforma SIO.

Si bien el informe fue aceptado, luego de revisar que se cumpliera con la definición de los puntos P-Q y lo definido en el Acuerdo CNO 1586, esto pudo representar un riesgo al sistema, al no ser reportada la prueba para su análisis previo

Pruebas de sintonía de AGC
Acuerdo CNO 1709

Pruebas de sintonía de AGC



Caso general

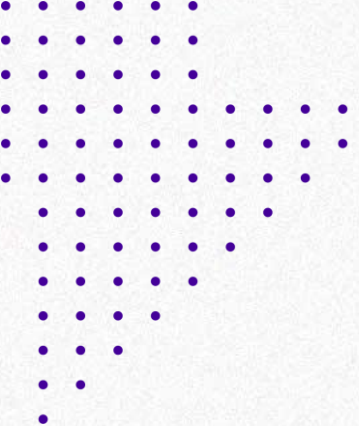
Intervenciones en cualquiera de los subsistemas asociados a ella (computadoras, sistemas de comunicación, dispositivos de acople a la unidad, regulador de velocidad)



Aplicación guía de ciberseguridad

Casos en los que se producen intervenciones derivadas de la aplicación de la guía de ciberseguridad incluida en el Acuerdo CNO 1502

*En las pruebas de sintonía de AGC derivadas de la aplicación de la guía de ciberseguridad, las unidades solo pierden su elegibilidad para la prestación del servicio de regulación secundaria, una vez finalicen las pruebas y estas arrojen un resultado no favorable. **Cabe resaltar, que toda intervención que no esté catalogada en la Tabla 10 del Acuerdo CNO 1709, no se considera como aplicación de la guía de ciberseguridad y por lo tanto, dicha intervención genera pérdida de elegibilidad una vez iniciada la intervención.***

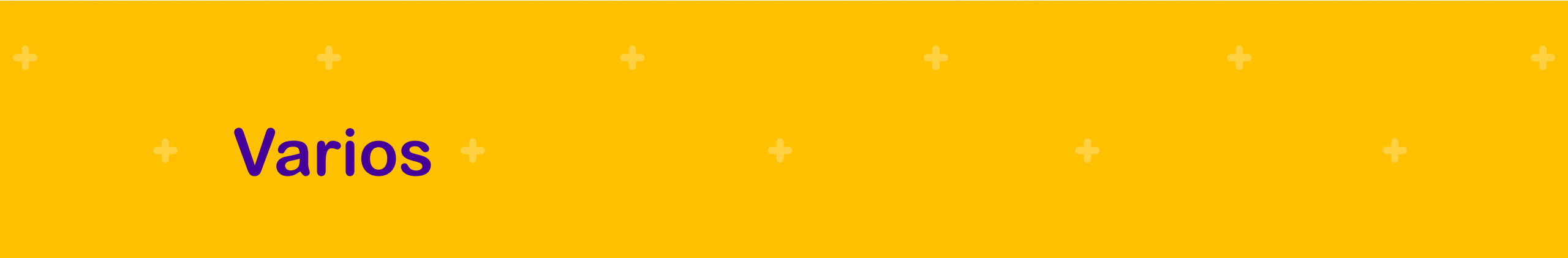
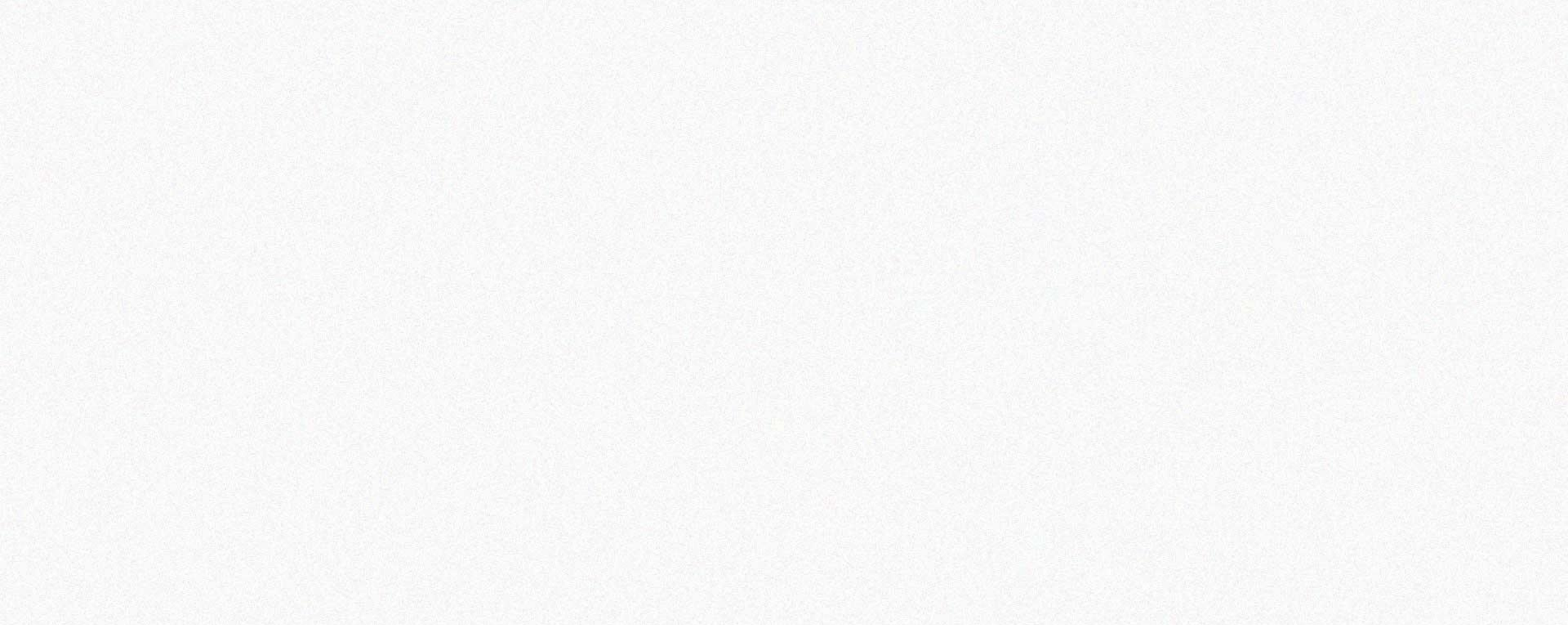


Pruebas de sintonía de AGC

Lecciones aprendidas

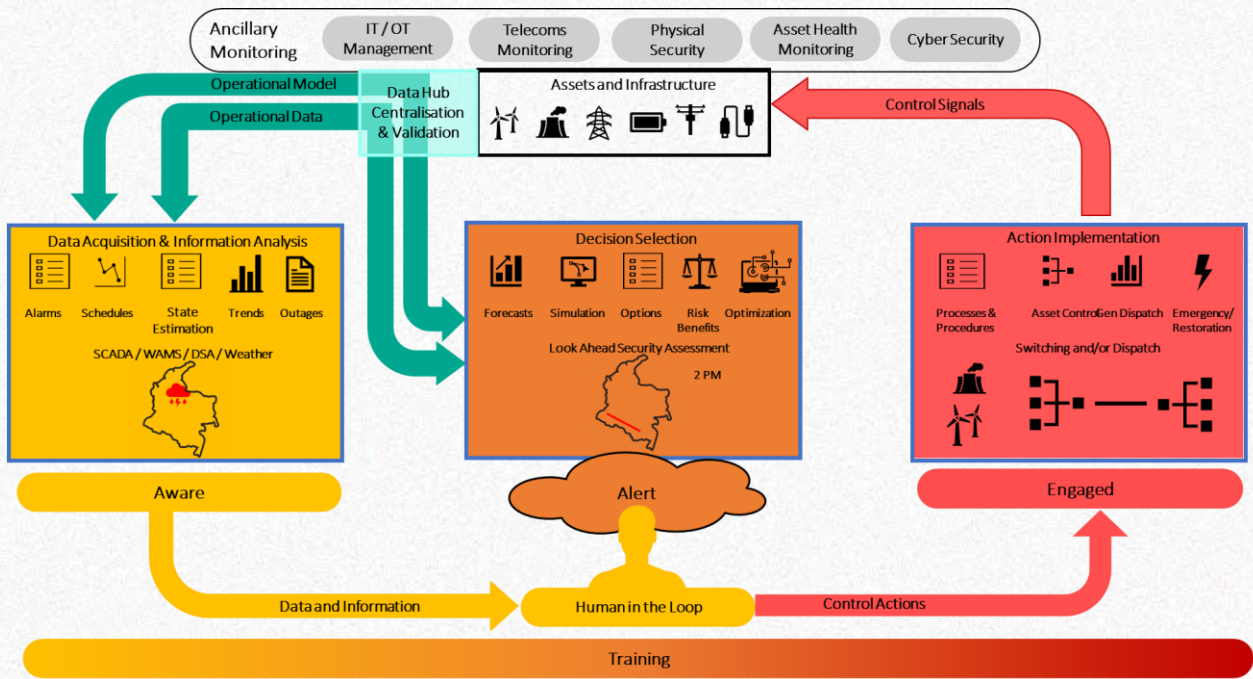
En 2023 un Agente solicitó pruebas de sintonía de AGC siguiendo la aplicación de la guía de ciberseguridad. No obstante, la intervención realizada no se encontraba en la Tabla 10 del Acuerdo CNO 1709, por lo que una vez el CND realizó las validaciones necesarias, las unidades perdieron elegibilidad para prestar el servicio de AGC siguiendo lo establecido en el Acuerdo CNO 1709.





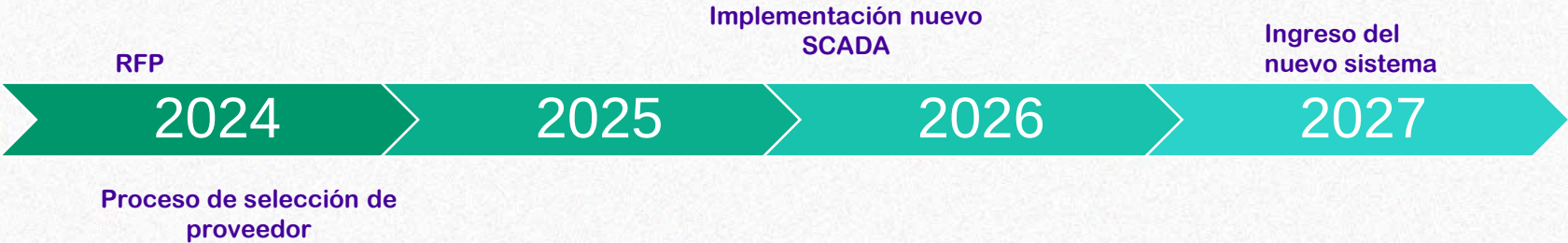
Varios

Proyecto Modernización Centro de Control XM



Como parte de nuestra preparación para la transición energética, dimos inicio al proyecto de Modernización del Centro de Control

Nuevo sistema SCADA



El proceso de adquisición de un nuevo sistema SCADA es el primer paso en esta ruta,

Cambio Directivos CND

- A partir del 1 de marzo, el Ingeniero Oscar Jose Arango pasa a liderar el proyecto de modernización del centro de control.
- Al frente de la Dirección Coordinación de la Operación, estará el Ingeniero Carlos Arturo Vanegas.

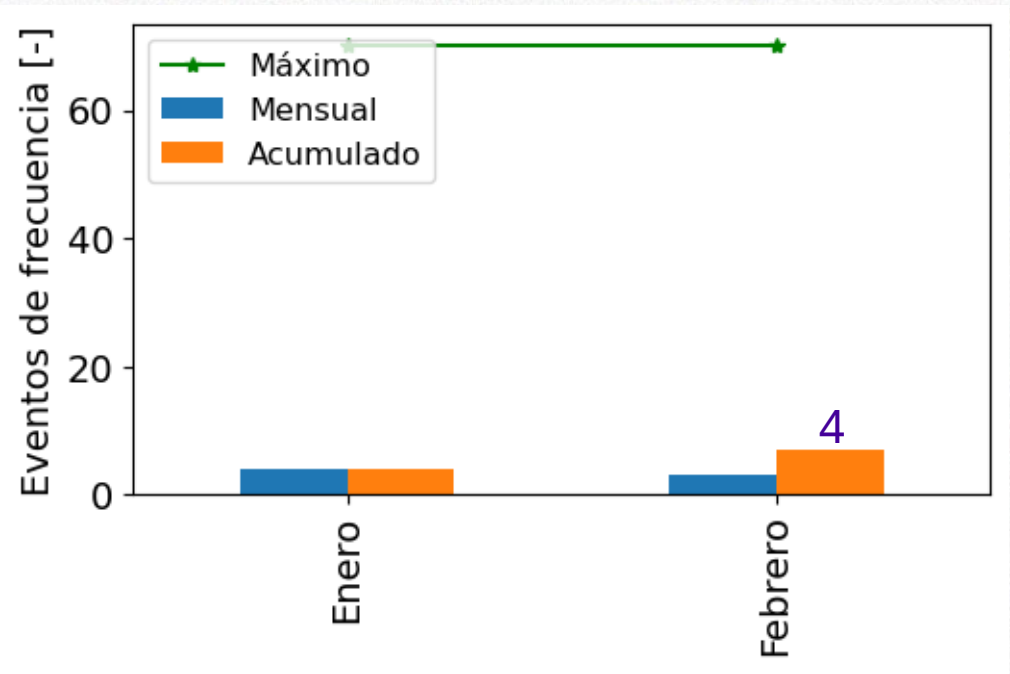
Encuentro Operadores

- En el Comité de Transmisión del pasado mes de febrero se aprobó la organización del Encuentro Nacional de Operadores. (Evento Presencial)
- Este espacio busca compartir buenas prácticas y fortalecer el relacionamiento entre operadores.
- Este evento estará dedicado a los operadores de las empresas del sector eléctrico en temas como consignas operativas, protocolo de comunicaciones, operación de FERNC y seguridad operacional entre otros.
- Se propone crear un Grupo Temático que se encargue de la agenda académica por temas que se podrían agrupar en diferentes salas y varios días.
- Considerar la participación de los Comités de Operación, Distribución y Supervisión.

+ + + + + + + +

+ **Indicadores de la Operación** +

Eventos Transitorios de Frecuencia

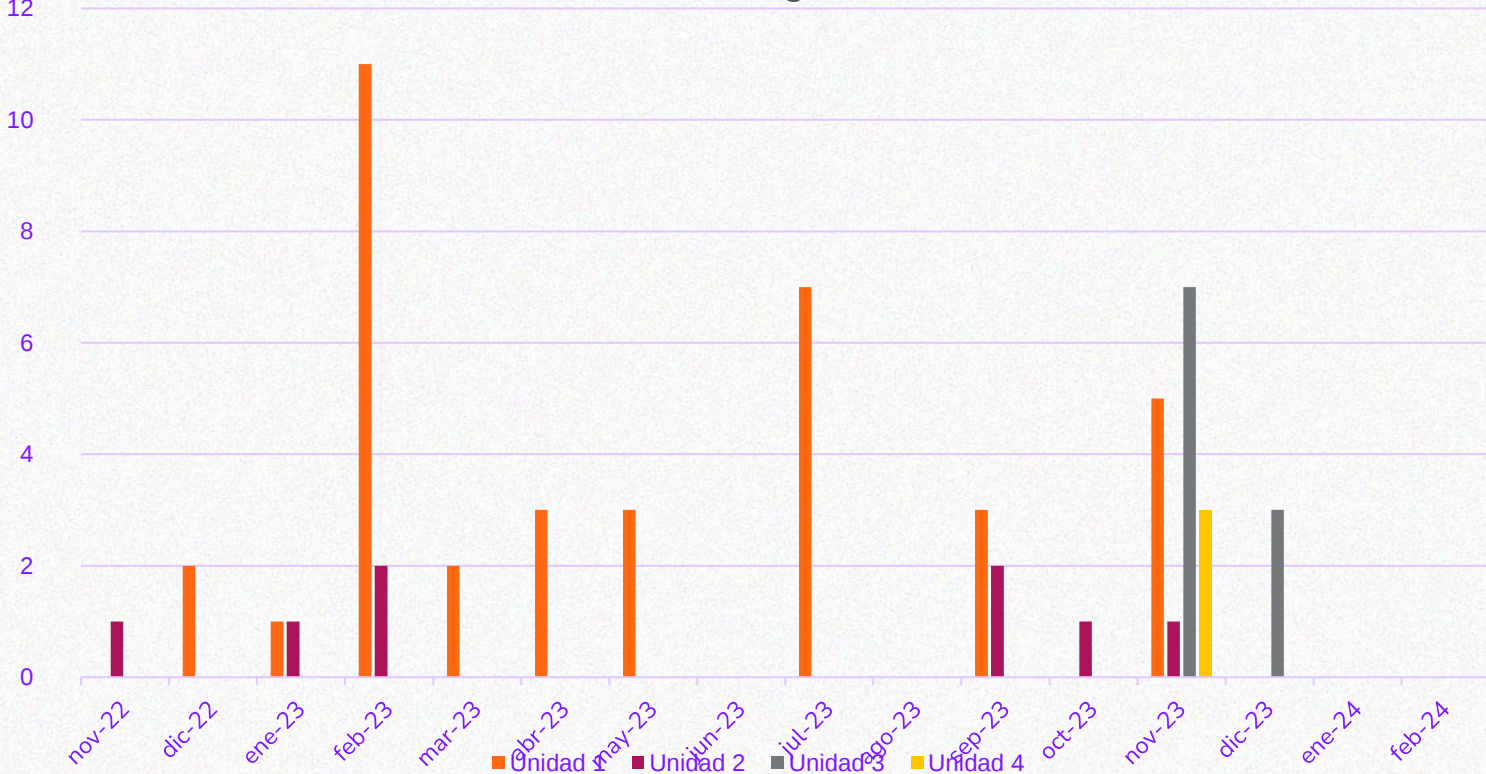


Durante el mes de Febrero de 2024 se presentaron 3 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2024-02-24 13:24	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de las unidades 1 y 3 de TERMOCANDELARIA con 437 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.767 Hz.	No
2024-02-27 11:07	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de todos los activos asociados a BARRA EL SALTO (EPM) 110 kV desconectando la generación de la cadena GUATRON con 428 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.795 Hz.	No
2024-02-29 22:28	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 1 de GUAVIO con 234 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.789 Hz.	No

Eventos Transitorios de Frecuencia ocasionados por disparos de Unidades de Ituango

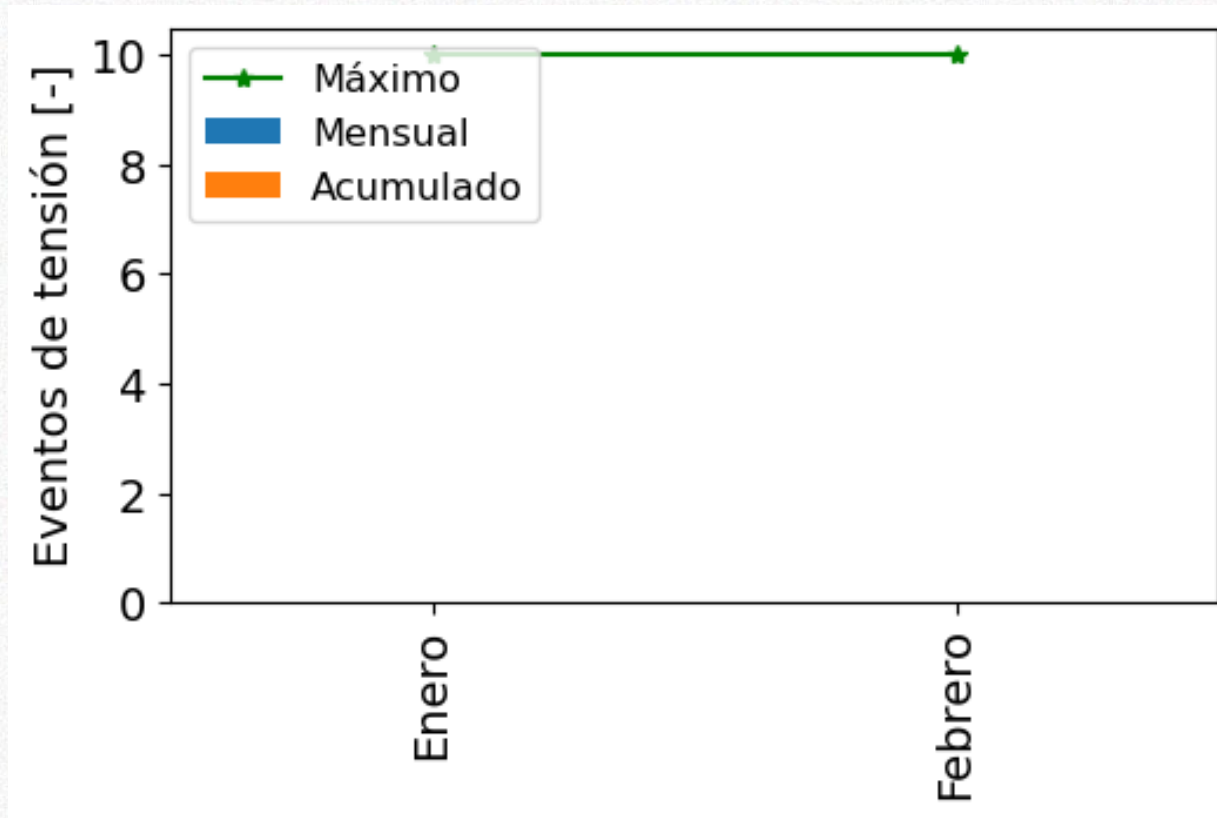
Eventos de frecuencia transitorios ocasionados por disparos Unidades de Ituango



Mes	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4
nov-22	0	1		
dic-22	2	0		
ene-23	1	1		
feb-23	11	2		
mar-23	2	0		
abr-23	3	0		
may-23	3	0		
jun-23	0	0		
jul-23	7	0		
ago-23	0	0		
sep-23	3	2		
oct-23	0	1	0	0
nov-23	5	1	7	3
dic-23	0	0	3	0
ene-24	0	0	0	0
Feb-24	0	0	0	0

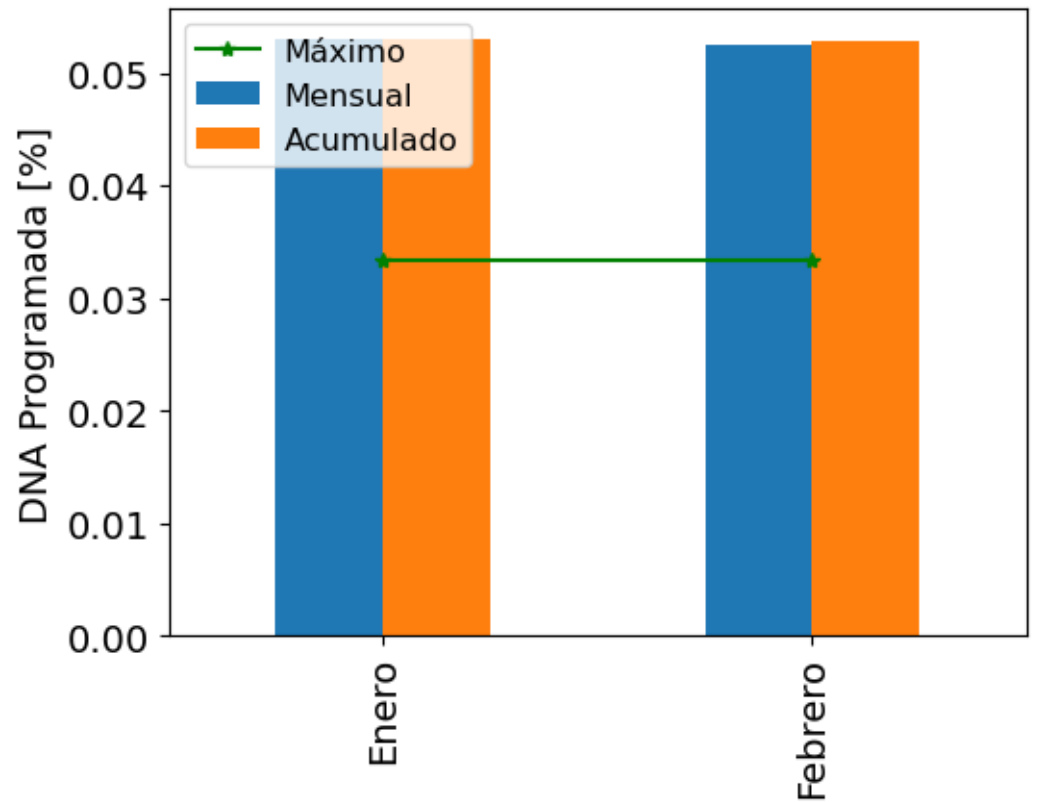
Durante el mes de Febrero de 2024 no se presentaron eventos de frecuencia transitoria en el sistema debido a ITUANGO.

Eventos de Tensión Fuera de Rango



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

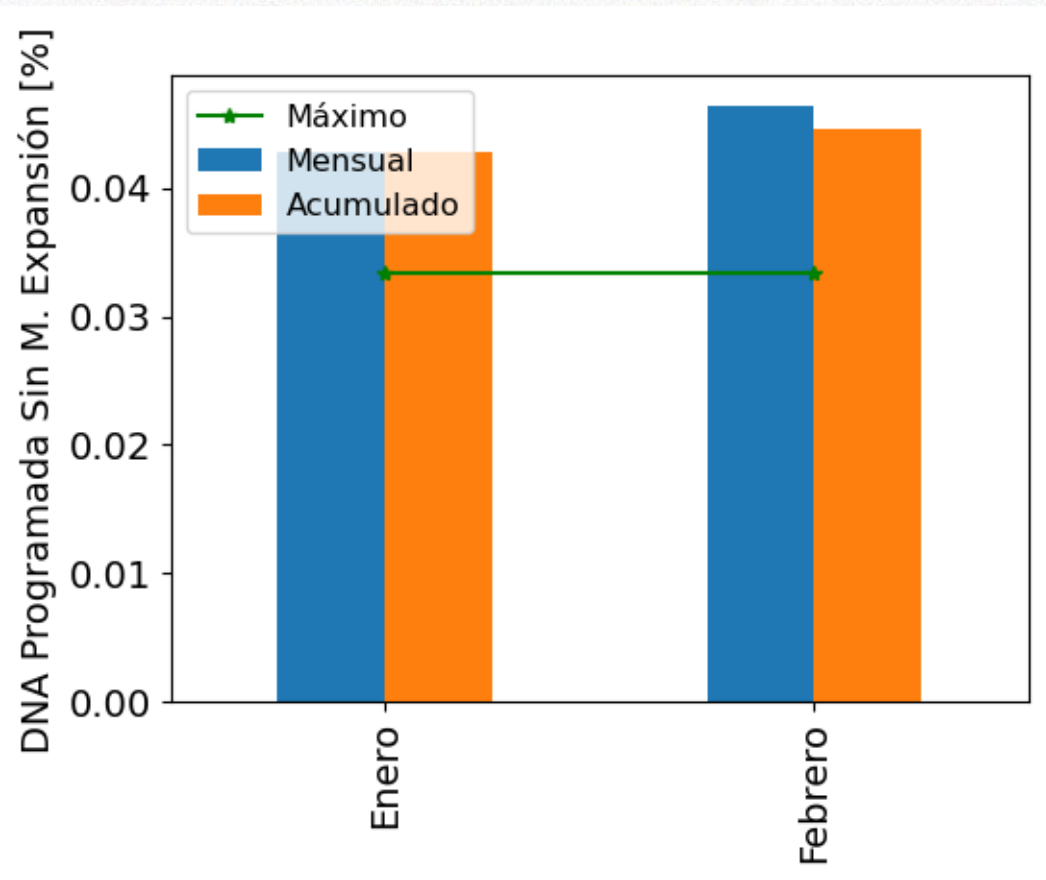
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 3.346 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-02-25 06:05	340.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2007075 del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV.
2024-02-18 07:09	299.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2007577 del activo BL1 GRANADA A OCOA 115 kV.
2024-02-25 06:48	262.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2013242 del activo TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV.
2024-02-19 08:00	249.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2013093 del activo BL1 CORDIALIDAD A CARACOLI 110 kV.
2024-02-26 08:09	220.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2013158 del activo BL1 CIENAGA A RIO CORDOBA 110 kV.
2024-02-18 07:36	201.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignaciones C2007054, C2007055 y C2007057 de los activos RIO SINU - TIERRALTA 1 110 kV, BL1 RIO SINU A TIERRA ALTA 110 kV y BT RIO SINU 2 45 MVA 110 KV.
2024-02-26 05:05	194.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2013019, C2011772, C2011773 y C2013587 de los activos MODULO SABANALARGA DIFERENCIAL BARRAS 110 kV, BL1 SABANALARGA A SALAMINA (MAGDALENA) 110 kV, BARRA SABANALARGA 110 KV y BL1 SALAMINA (MAGDALENA) A SABANALARGA 110 kV, respectivamente.

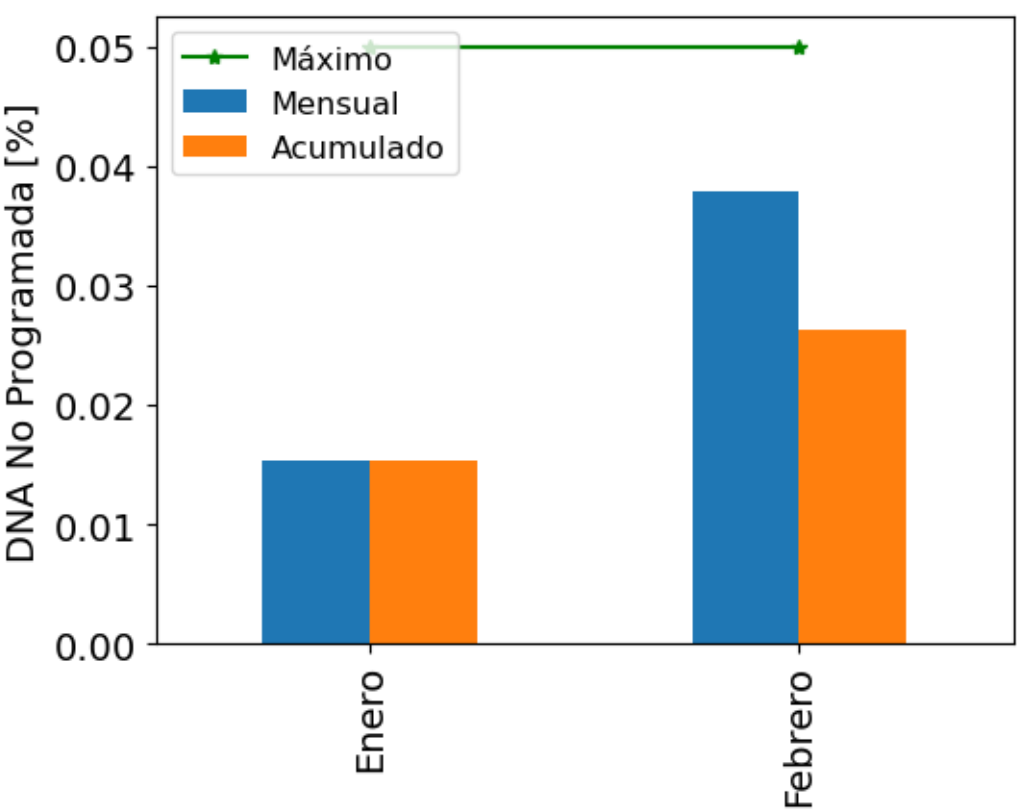
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.964 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-02-25 06:05	340.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2007075 del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV.
2024-02-18 07:09	299.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2007577 del activo BL1 GRANADA A OCOA 115 kV.
2024-02-25 06:48	262.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2013242 del activo TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV.
2024-02-19 08:00	249.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2013093 del activo BL1 CORDIALIDAD A CARACOLI 110 kV.
2024-02-26 08:09	220.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2013158 del activo BL1 CIENAGA A RIO CORDOBA 110 kV.
2024-02-18 07:36	201.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignaciones C2007054, C2007055 y C2007057 de los activos RIO SINU - TIERRALTA 1 110 kV, BL1 RIO SINU A TIERRA ALTA 110 kV y BT RIO SINU 2 45 MVA 110 KV.
2024-02-27 07:01	186.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2013854 del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.

DNA No Programada

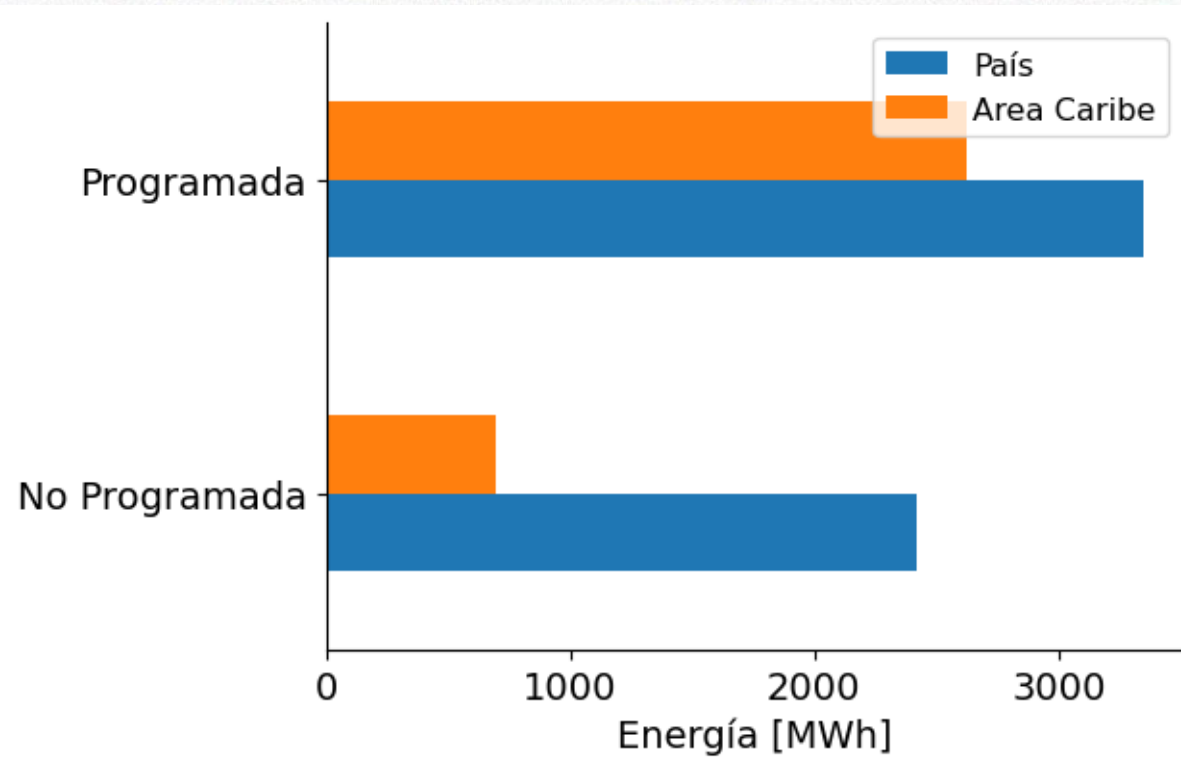


Por causas no programadas se dejaron de atender 2.420 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripcion
2024-02-22 12:38	317.0	Demanda no atendida por disparo de los activos ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV y CENTRO (FLORENCIA) - DONCELLO 1 115 kV, dejando sin tensión la subestación DONCELLO 115 kV.
2024-02-21 15:56	265.0	Demanda no atendida por disparo de los activos ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV y CENTRO (FLORENCIA) - DONCELLO 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones CENTRO (FLORENCIA) 115 kV y DONCELLO 115 kV.
2024-02-19 21:09	195.7	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.
2024-02-21 11:16	175.0	Demanda no atendida por disparo de los activos ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV y CENTRO (FLORENCIA) - DONCELLO 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones CENTRO (FLORENCIA) 115 kV y DONCELLO 115 kV.
2024-02-20 16:25	146.8	Demanda no atendida ante el disparo del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial BUCHELY 115 kV.
2024-02-15 00:00	146.3	Continua demanda no atendida por disparo del activo MOCOIA (JUNIN) - PUERTO CAICEDO 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales PUERTO CAICEDO 115 kV y EL YARUMO 115 kV.

DNA Caribe vs. País

DNA Área Caribe vs. País del 01 de Febrero al 29 de Febrero

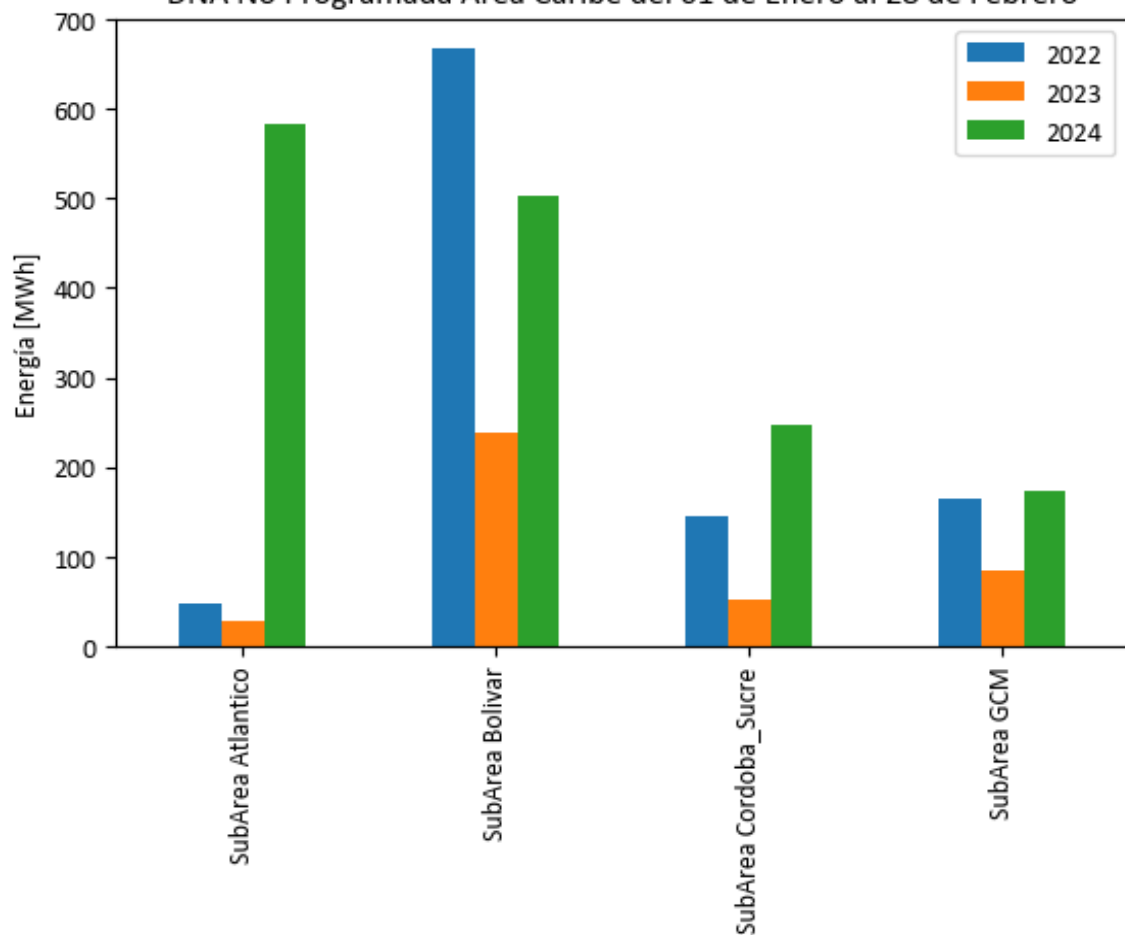


La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.623 GWh, siendo un 78.39% de la demanda no atendida programada nacional (3.346 GWh) para el mes de Febrero.

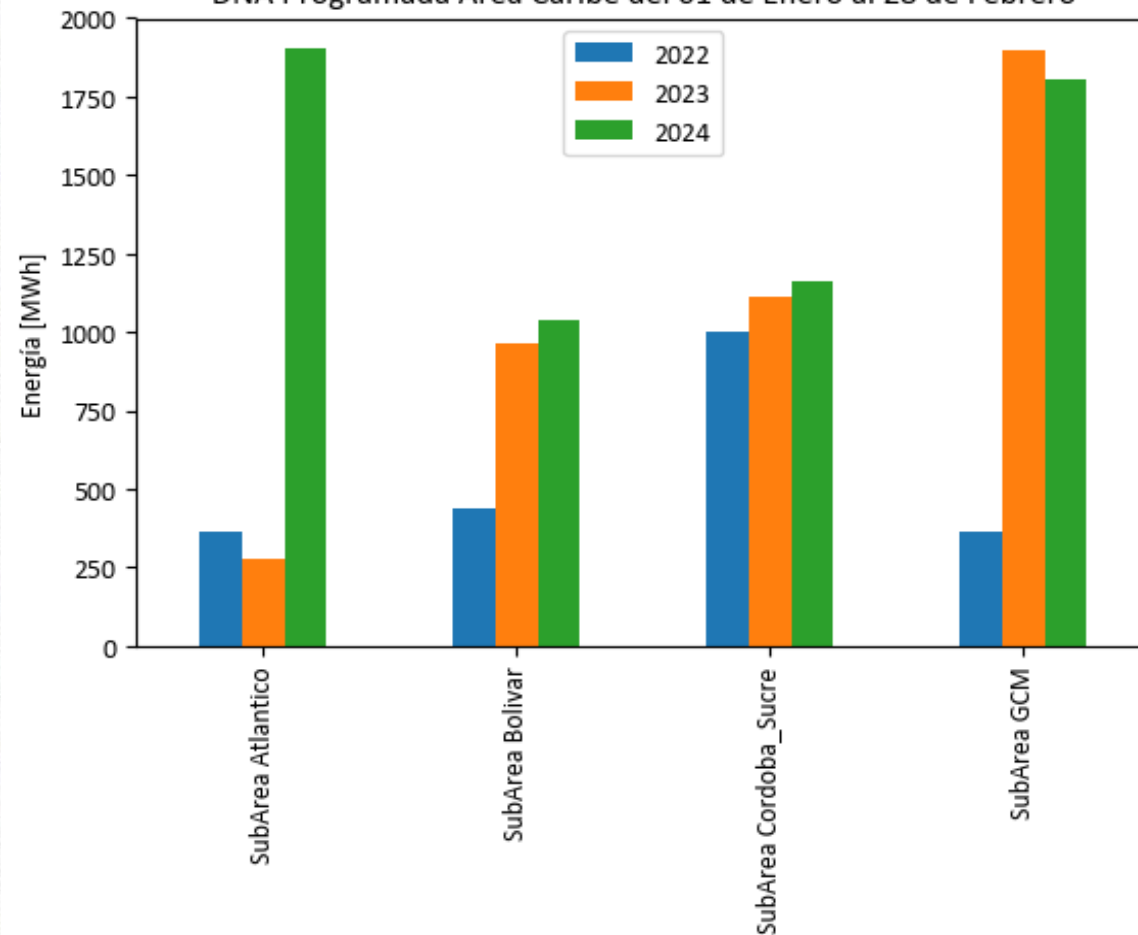
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.692 GWh, siendo un 28.58% de la demanda no atendida no programada nacional (2.420 GWh) para el mes de Febrero.

DNA Caribe

DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 28 de Febrero



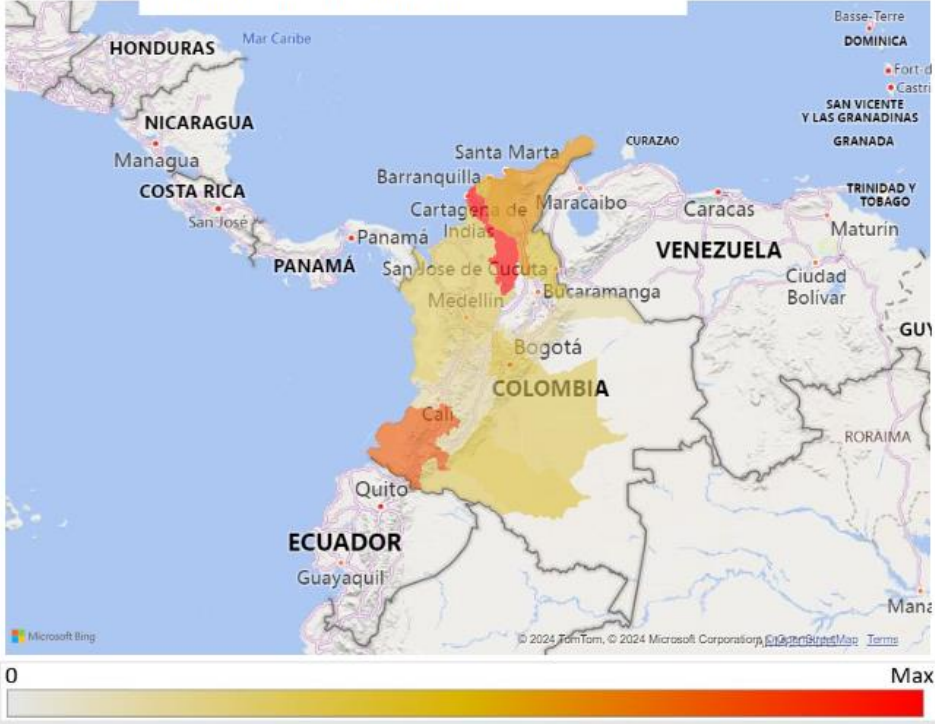
DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 28 de Febrero



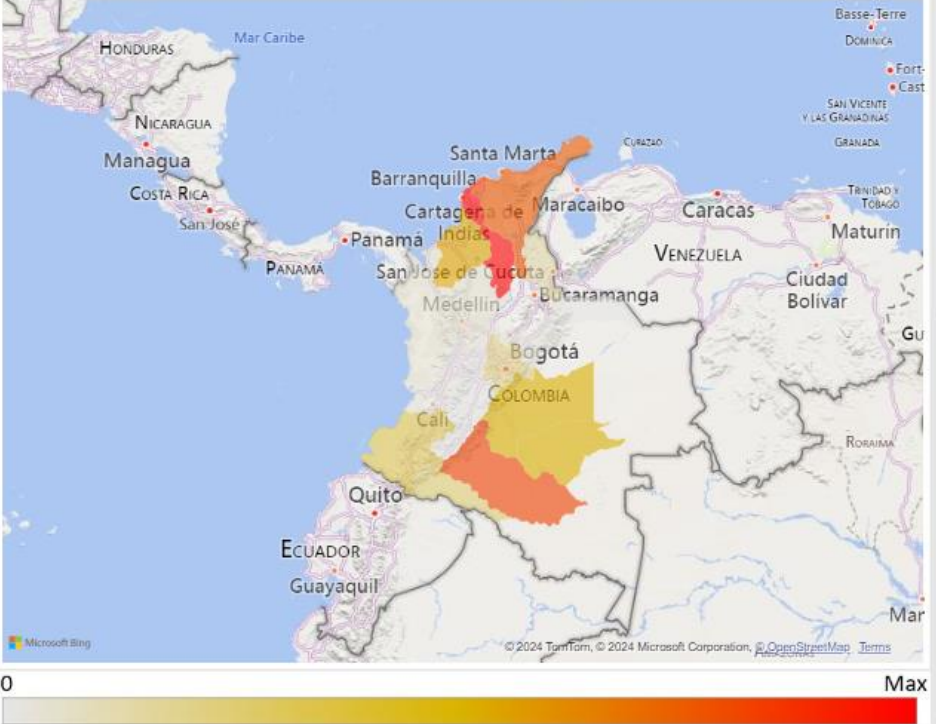
Demanda no atendida



Número suce. anterior de este informe



Suma de energía de DNA [GWh]

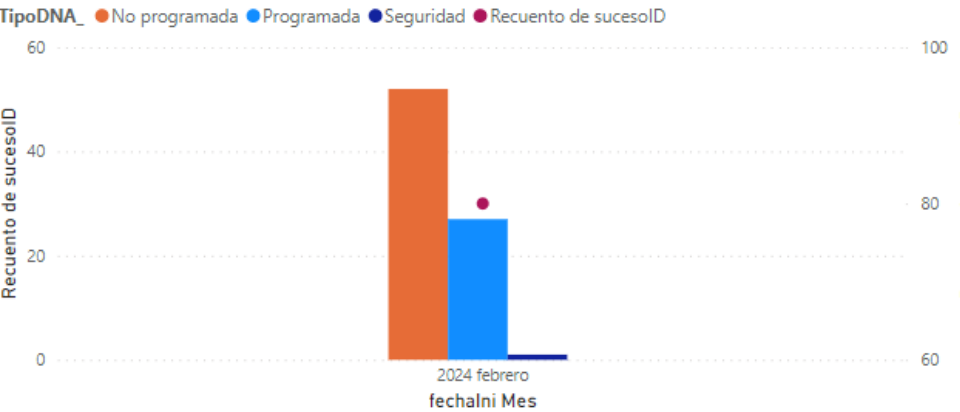


80
Eventos de
DNA

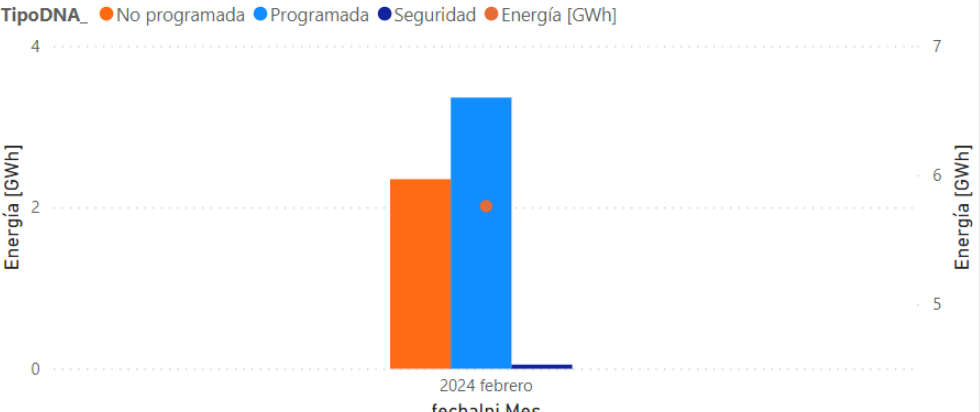
5, 76 GWh

Suma de
energía de DNA

Sumatoria mensual de sucesos DNA por tipo

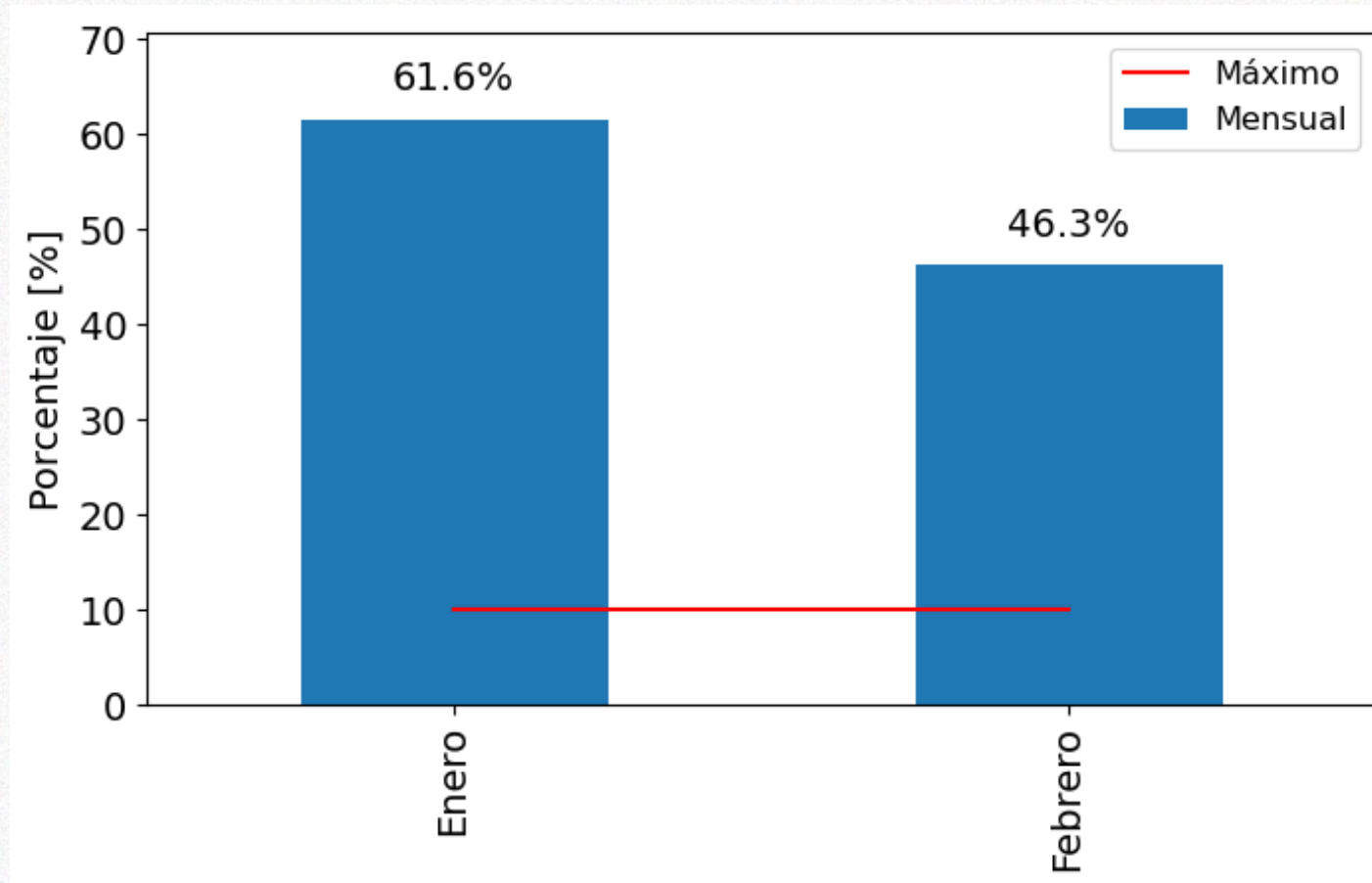


Suma mensual de energía por DNA por tipo [GWh]



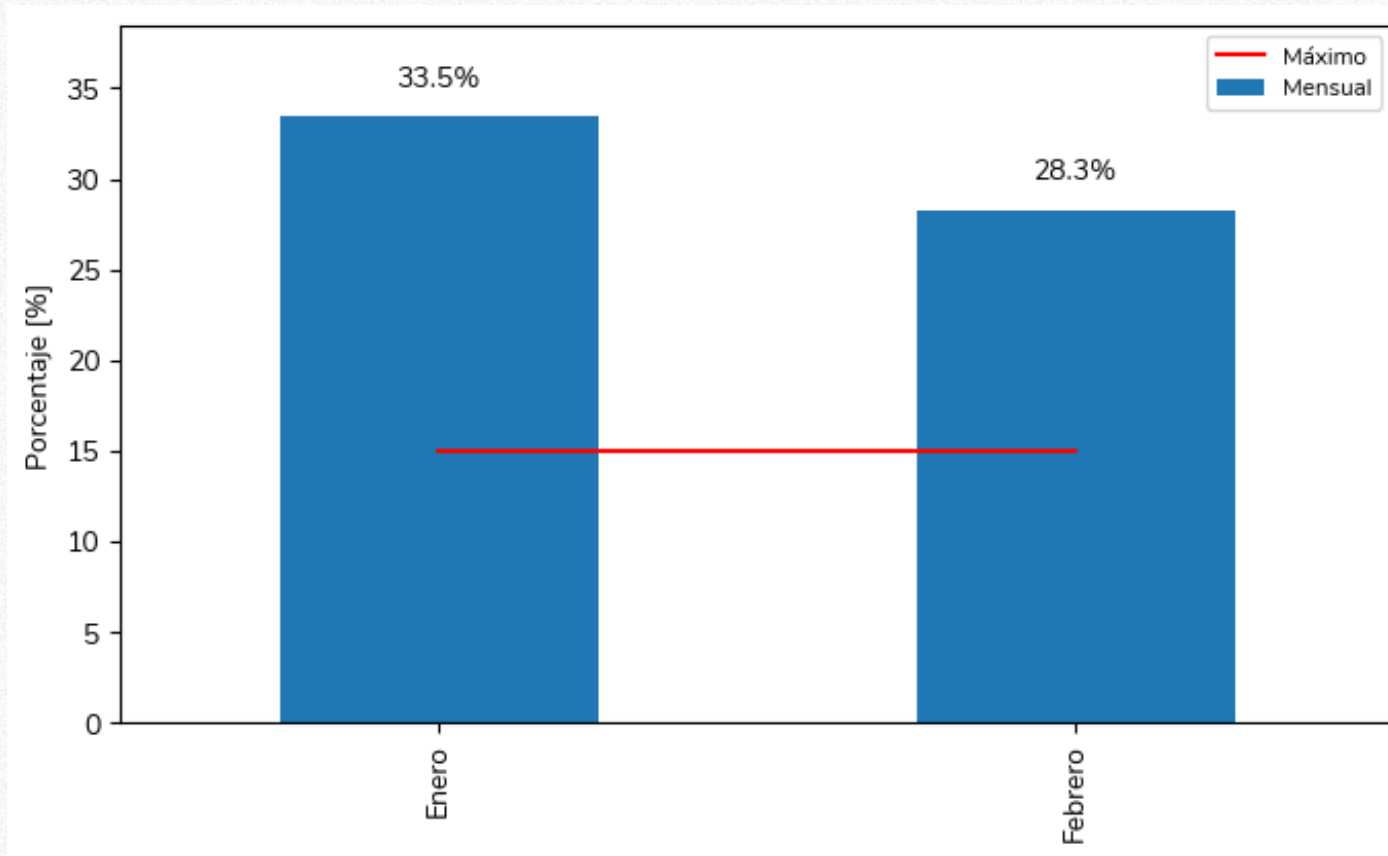
Desviación Plantas Menores

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



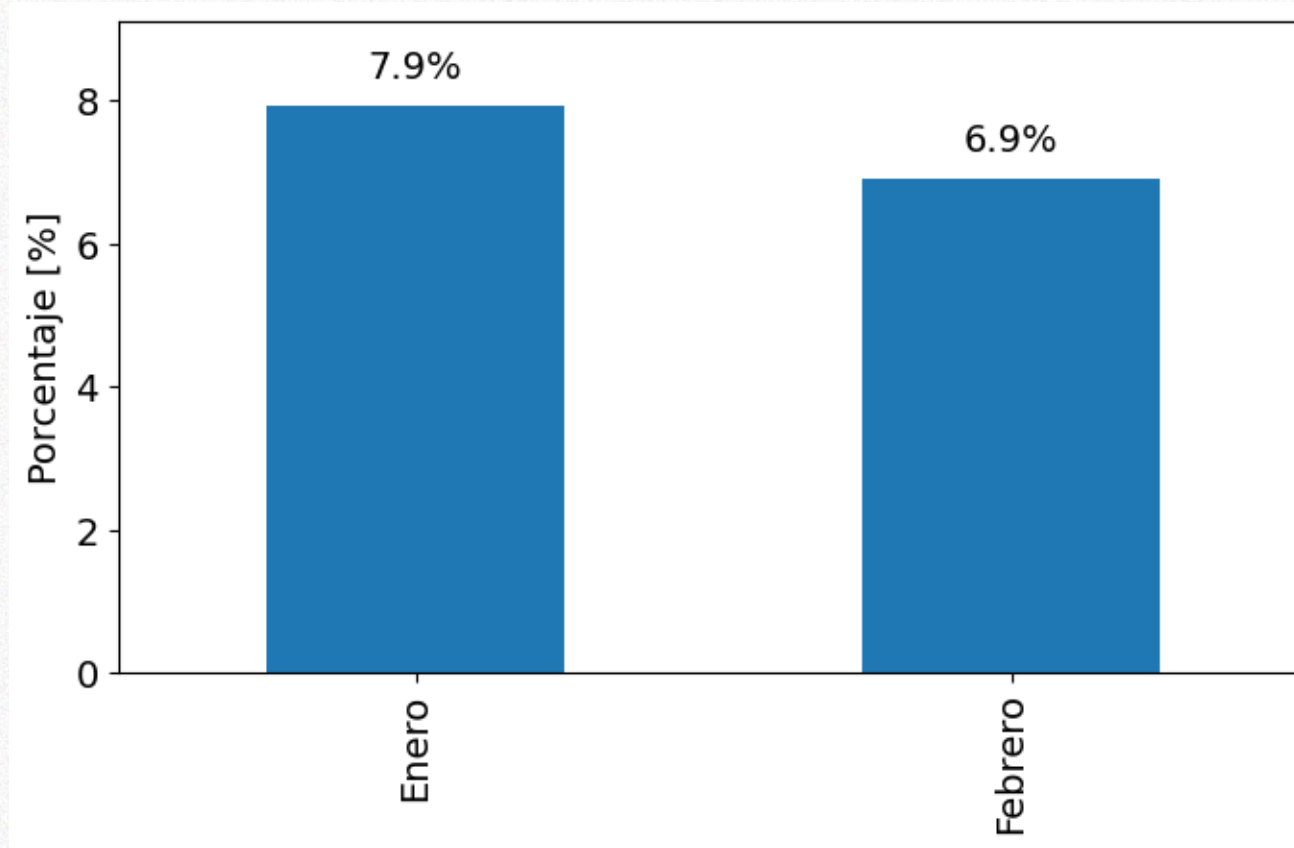
Desviación Plantas Menores

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



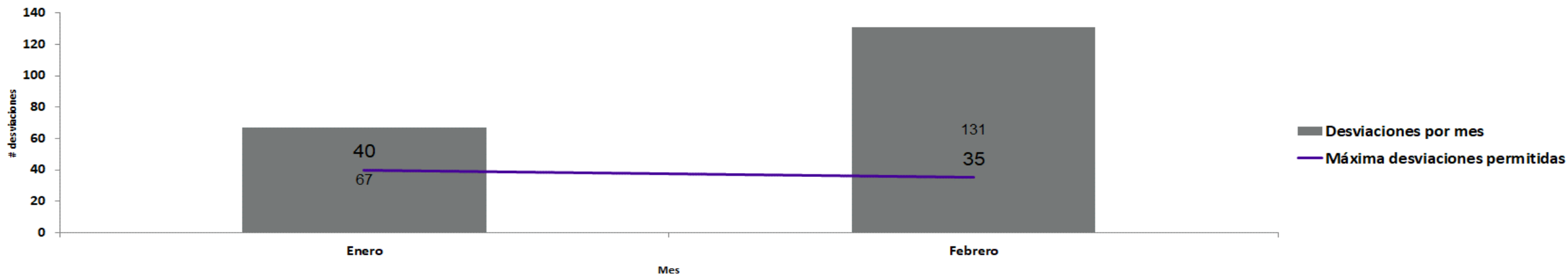
Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

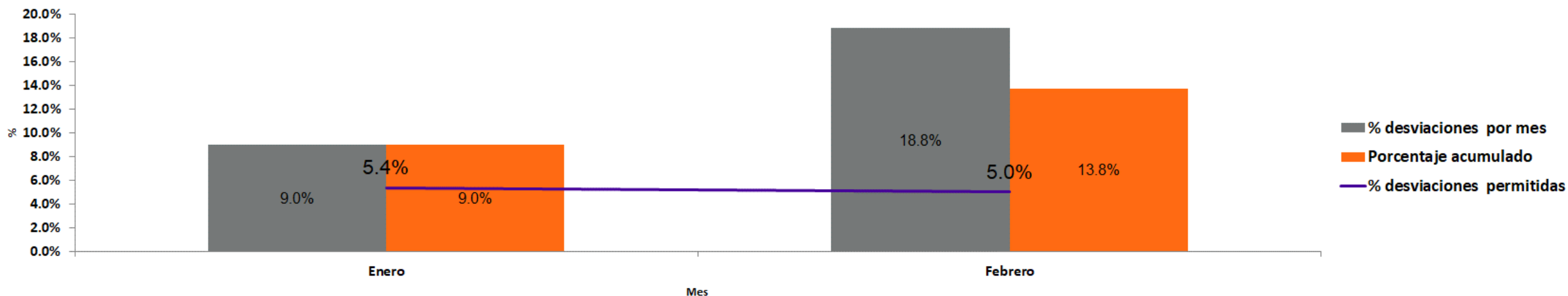


Indicador calidad del pronóstico

Número de desviaciones mayores al 5%



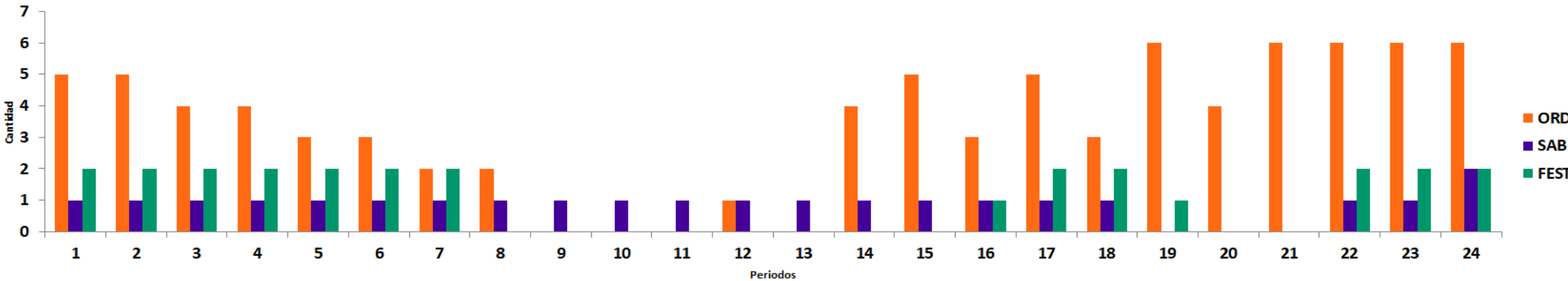
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



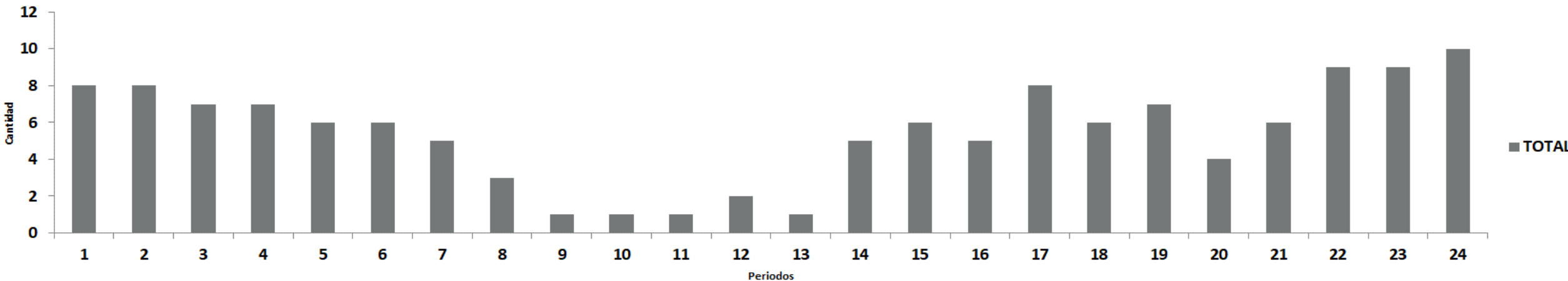
Indicador calidad del pronóstico



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



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



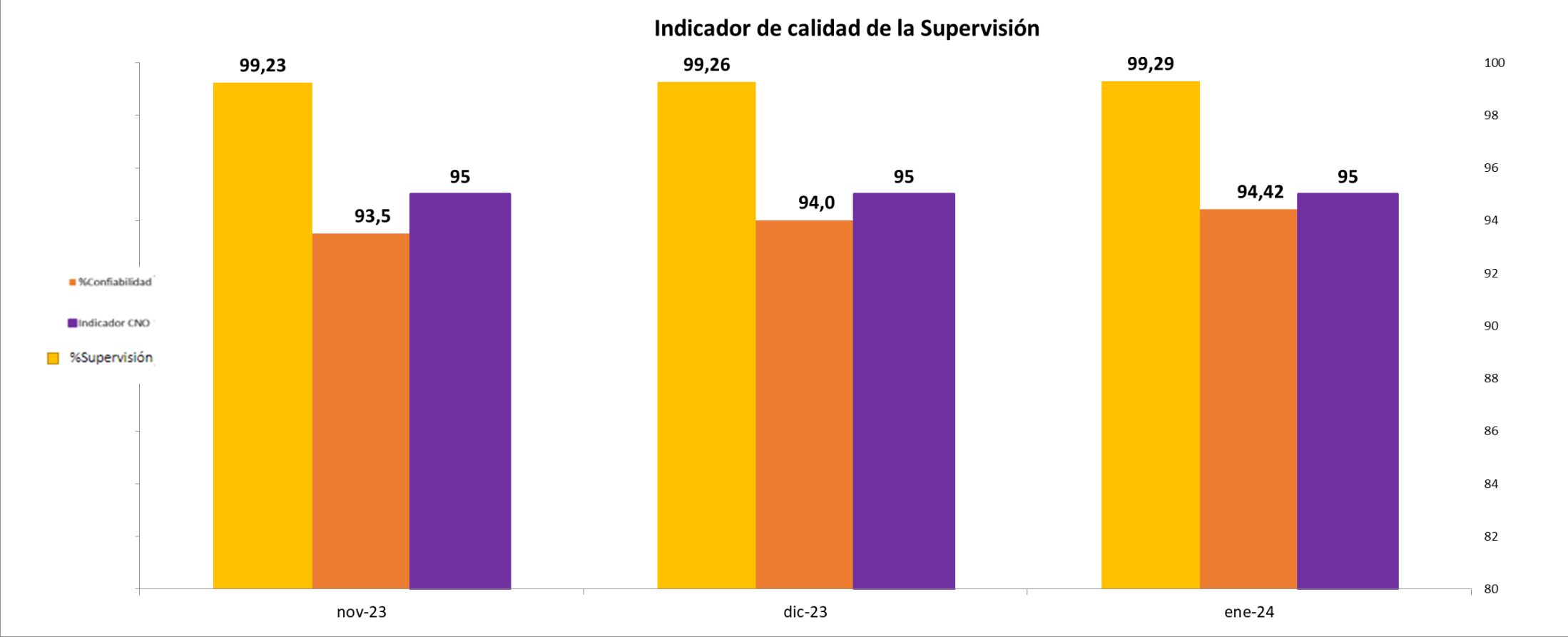
*Información actualizada el 4 de marzo de 2024

Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo

MC	# Días	Máxima desviaciones permitidas	% desviaciones permitidas	% desviaciones noviembre	% desviaciones diciembre	% desviaciones enero	Desviaciones enero	# Días acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Codensa	31	65	8.7%	0.0%	2.6%	0.8%	6	31	6	0.8%
MC-Oxy	31	65	8.7%	1.7%	3.8%	3.5%	26	31	26	3.5%
MC-NorSantander	31	65	8.7%	28.2%	18.8%	13.8%	103	31	103	13.8%
MC-Cirainfanta	31	65	8.7%	27.9%	12.6%	15.3%	114	31	114	15.3%
MC-Planeta	31	65	8.7%	49.9%	32.3%	15.3%	114	31	114	15.3%
MC-Nariño	31	65	8.7%	7.6%	17.1%	15.6%	116	31	116	15.6%
MC-Quindio	31	65	8.7%	16.1%	21.9%	17.7%	132	31	132	17.7%
MC-Santander	31	65	8.7%	18.2%	18.0%	20.2%	150	31	150	20.2%
MC-Meta	31	65	8.7%	25.7%	36.4%	23.7%	176	31	176	23.7%
MC-Caldas	31	65	8.7%	17.9%	41.0%	25.0%	186	31	186	25.0%
MC-Antioquia	31	65	8.7%	22.4%	39.9%	26.5%	197	31	197	26.5%
MC-Call	31	65	8.7%	23.5%	22.6%	28.1%	209	31	209	28.1%
MC-CordobaSucre	31	65	8.7%	44.0%	30.1%	28.2%	210	31	210	28.2%
MC-Casanare	31	65	8.7%	47.6%	25.1%	28.8%	214	31	214	28.8%
MC-Cauca	31	65	8.7%	20.1%	37.9%	33.2%	247	31	247	33.2%
MC-Caqueta	31	65	8.7%	32.8%	36.0%	33.3%	248	31	248	33.3%
MC-Pereira	31	65	8.7%	11.9%	22.4%	33.7%	251	31	251	33.7%
MC-Arauca	31	65	8.7%	55.1%	25.9%	34.1%	254	31	254	34.1%
MC-Rubiales	31	65	8.7%	49.6%	11.4%	35.5%	264	31	264	35.5%
MC-Tulua	31	65	8.7%	33.9%	48.8%	37.9%	282	31	282	37.9%
MC-Tolima	31	65	8.7%	33.9%	49.5%	38.4%	286	31	286	38.4%
MC-GM	31	65	8.7%	46.9%	65.9%	41.0%	305	31	305	41.0%
MC-Atlantico	31	65	8.7%	48.8%	19.0%	46.5%	346	31	346	46.5%
MC-Guaviare	31	65	8.7%	51.4%	50.3%	48.9%	364	31	364	48.9%
MC-Celsia	31	65	8.7%	16.8%	40.3%	50.8%	378	31	378	50.8%
MC-Bolivar	31	65	8.7%	54.4%	61.6%	54.4%	405	31	405	54.4%
MC-Boyaca	31	65	8.7%	50.3%	60.2%	55.4%	412	31	412	55.4%
MC-Cartago	31	65	8.7%	38.2%	41.9%	55.6%	414	31	414	55.6%
MC-Putumayo	31	65	8.7%	70.6%	51.7%	56.7%	422	31	422	56.7%
MC-Cerromatoso	31	65	8.7%	50.1%	70.2%	57.5%	428	31	428	57.5%
MC-Choco	31	65	8.7%	43.2%	33.9%	57.8%	430	31	430	57.8%
MC-Cesar	31	65	8.7%	61.4%	61.2%	58.2%	433	31	433	58.2%
MC-Huila	31	65	8.7%	47.9%	52.4%	59.9%	446	31	446	59.9%
MC-BajoPutumayo	31	65	8.7%	45.0%	51.7%	60.3%	449	31	449	60.3%
MC-SanFernando	31	65	8.7%	44.0%	37.8%	62.2%	463	31	463	62.2%
MC-DrummondLoma	31	65	8.7%	65.8%	70.4%	67.7%	504	31	504	67.7%
MC-Drummond	31	65	8.7%	87.2%	74.2%	74.7%	556	31	556	74.7%
MC-Emec	31	65	8.7%	81.4%	83.1%	75.9%	565	31	565	75.9%
MC-Intercor	31	65	8.7%	82.8%	81.7%	78.9%	587	31	587	78.9%
MC-TubosCaribe	31	65	8.7%	89.3%	92.3%	88.6%	659	31	659	88.6%

*Información actualizada el 4 de marzo de 2024

Indicador de calidad de la supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de enero de 2024

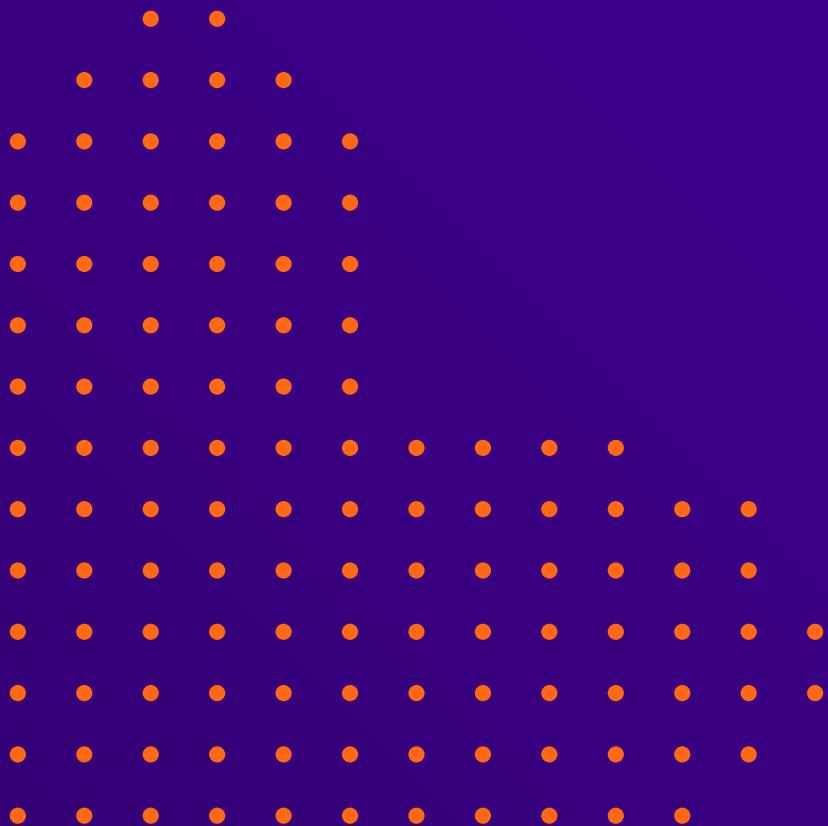
Indicador de calidad de la supervisión



Los siguientes agentes, presentaron durante el año 2023, más de 6 meses de incumplimientos al indicador de calidad de la supervisión. Se enviará comunicado a la SSPD, informado sobre la situación y comunicado a los agentes para solicitar plan de trabajo para dar cumplimiento al indicador.

Compañía
RISARALDA ENERGIA S.A.S. E.S.P.
GENERSA S.A.S. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.
EMPRESA ENERSUA S.A.S. E.S.P.
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
VATIA S.A. E.S.P.
AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.
TERMONORTE S.A.S. E.S.P.
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.
ISAGEN S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.
HIDROENERGIA DE LA MONTAÑA S.A.S E.S.P
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA S.A.S. E.S.P.

Compañía
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.
CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.
ATLÁNTICA COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.
PRIME TERMOVALLE S.A.S EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
TERMOCANDELARIA S.A.S. E.S.P.
PROELECTRICA S.A.S E.S.P.



Gracias



Sumamos energía,
sumamos pasión