

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-010
Jueves, 06 de Junio 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 – 010
Jueves 06 de Junio de 2024**

AGENDA

1- SEGUIMIENTO A VARIABLES

2- EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

3- EXPECTATIVAS ELÉCTRICAS

4– SITUACIONES OPERATIVAS

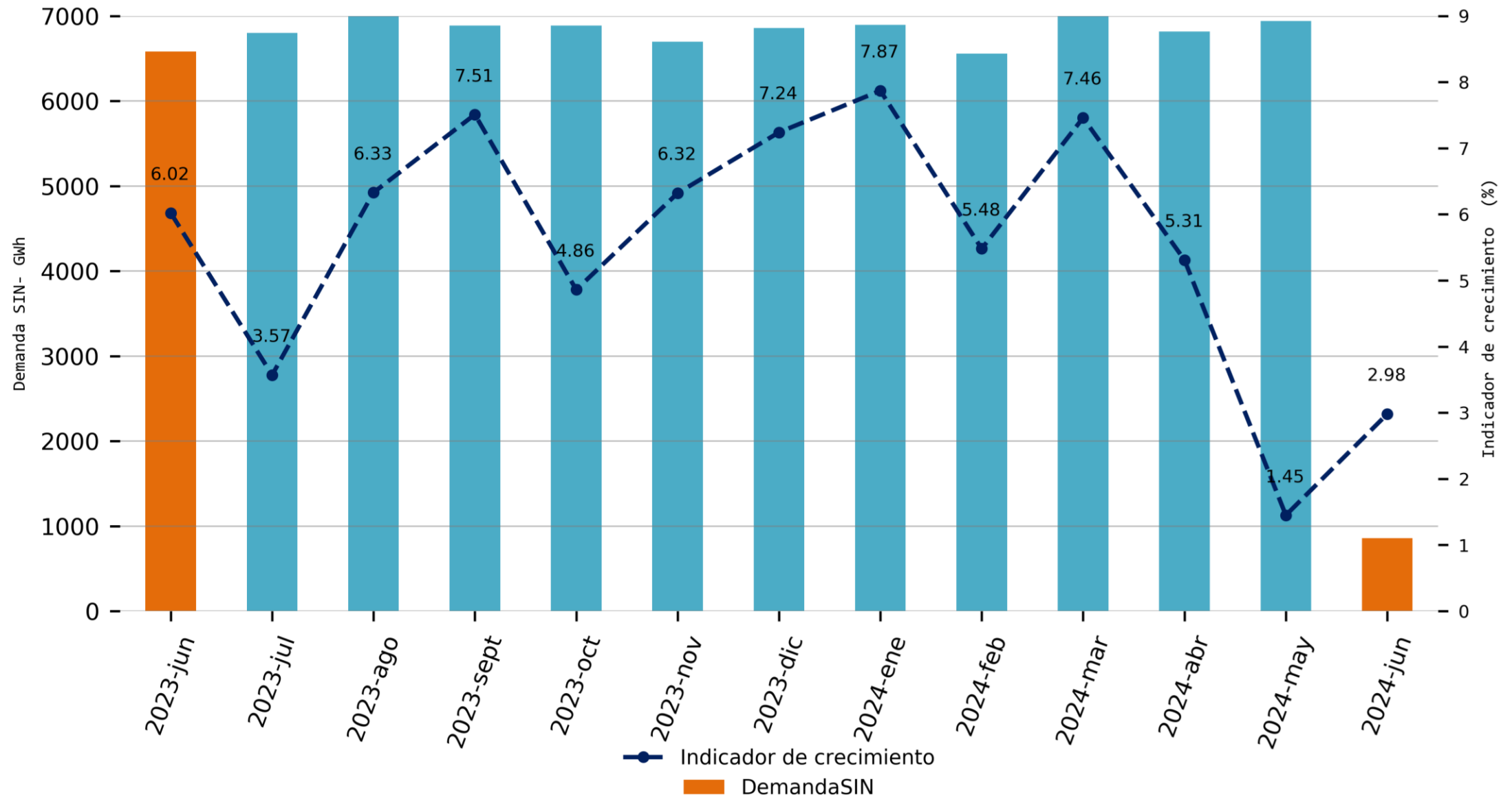
5- ESTUDIO FLEXIBILIDAD

1 – SEGUIMIENTO A VARIABLES

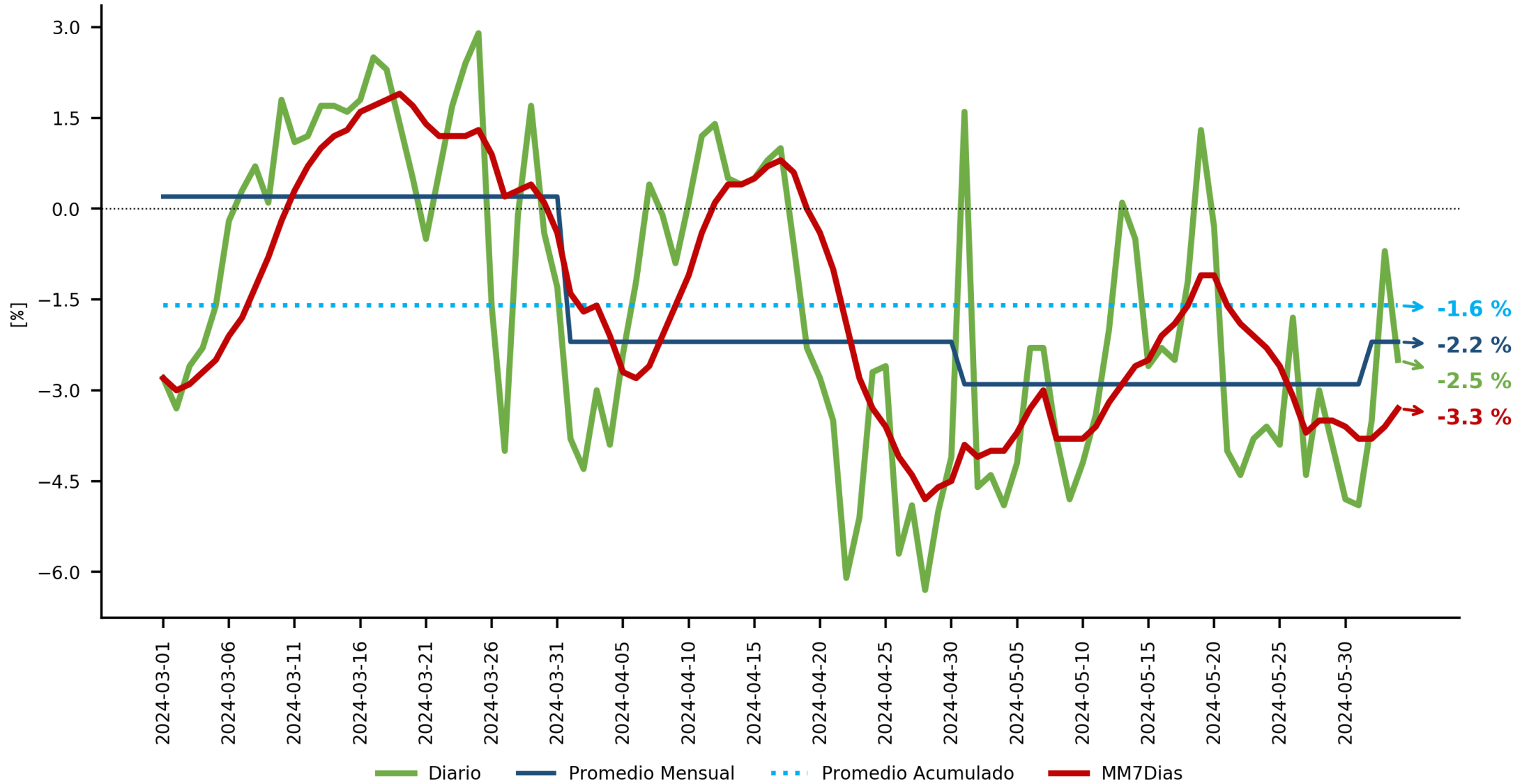


**¿Cómo ha venido
evolucionando la demanda
de energía?**

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



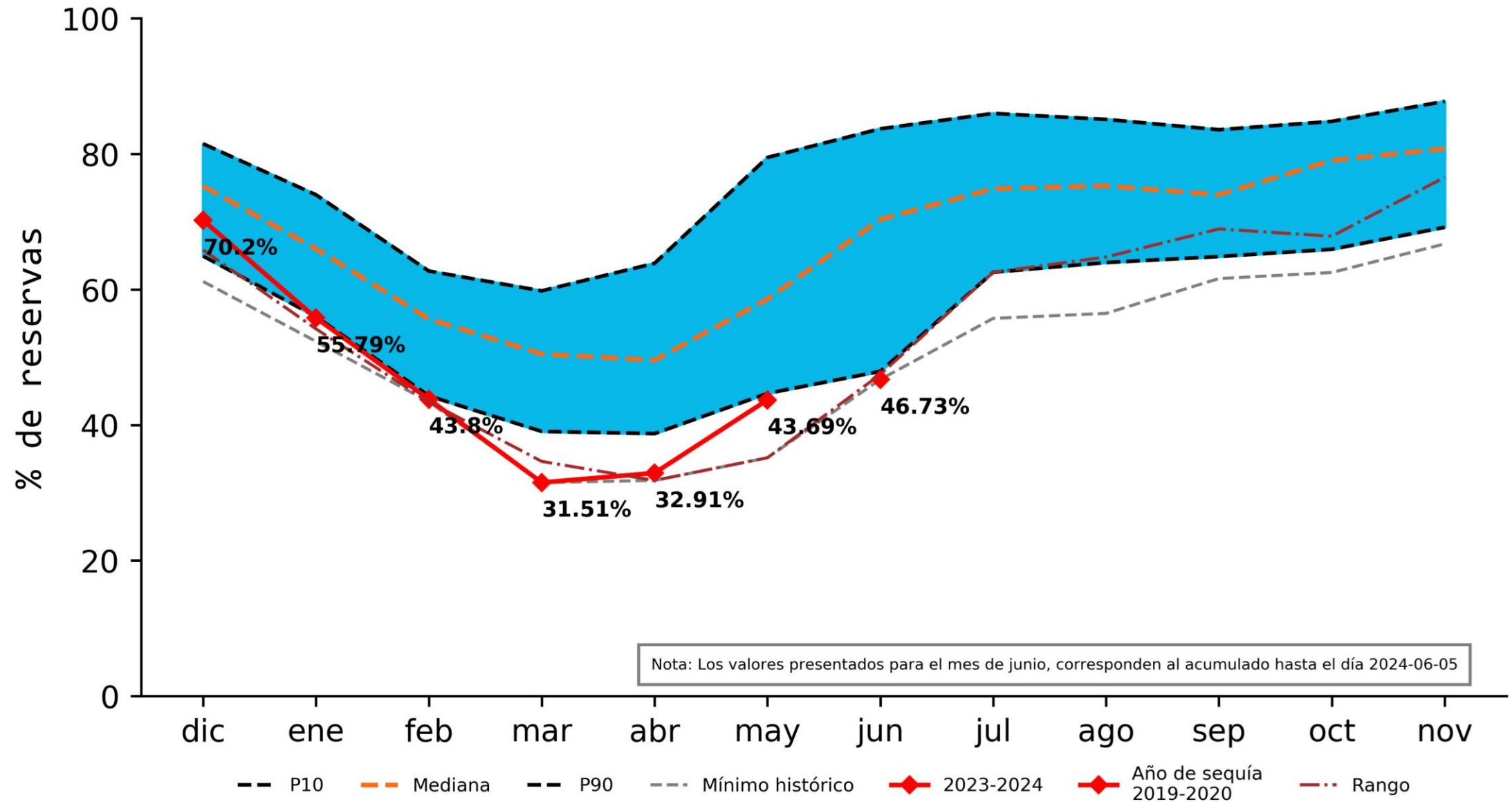
Seguimiento Diaria Demanda



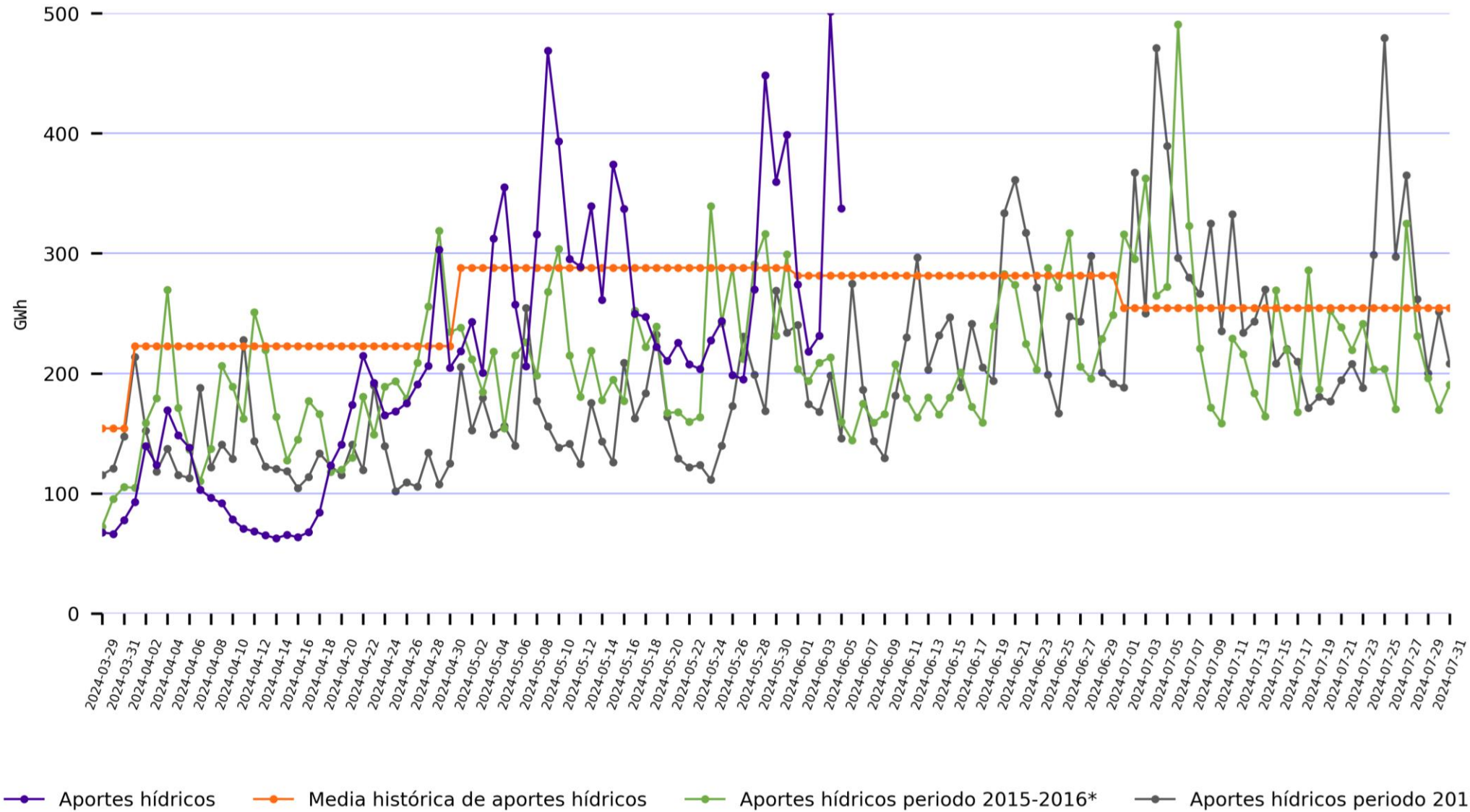
¿Cómo está la situación energética?



Reservas hídricas

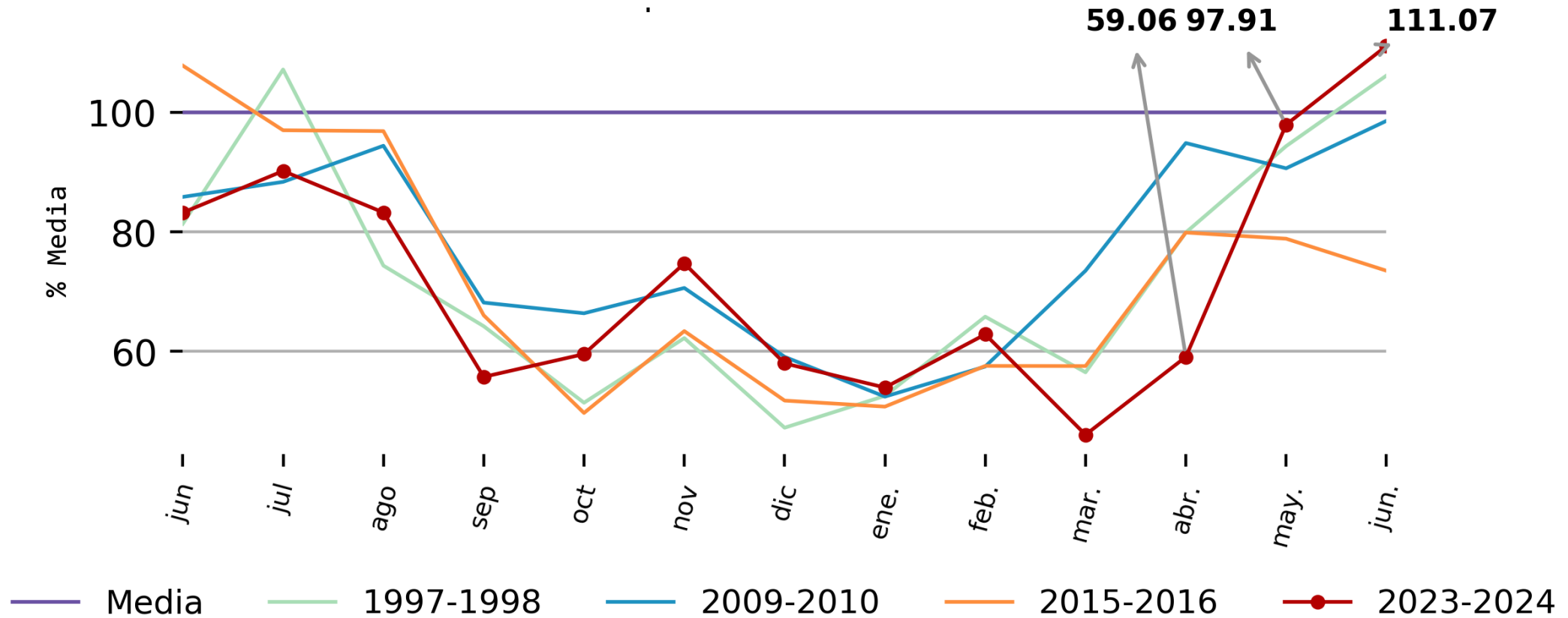


Aportes hídricos diarios

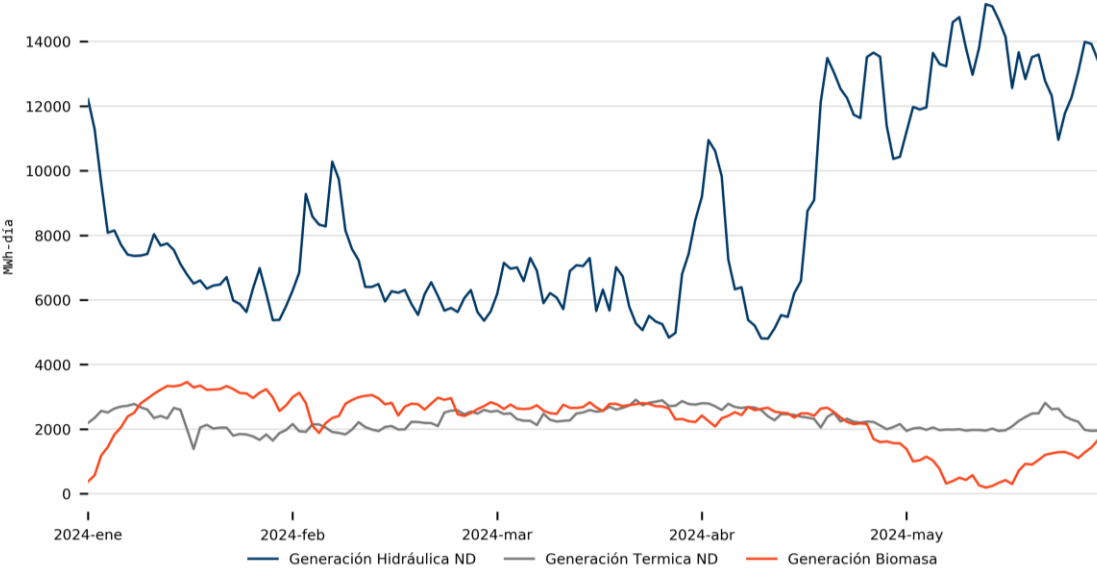


*información 2015-2016 y 2019-2020 es calculada a partir de los valores % respecto a la media histórica de su momento aplicados a la media histórica actual.

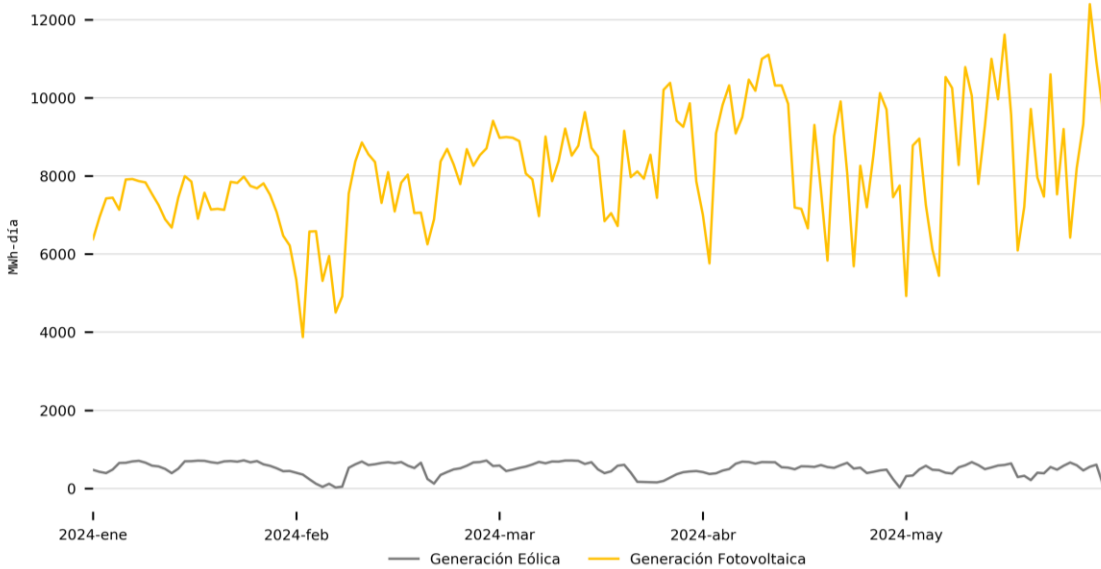
Aportes hídricos



Generación plantas menores y FERNC



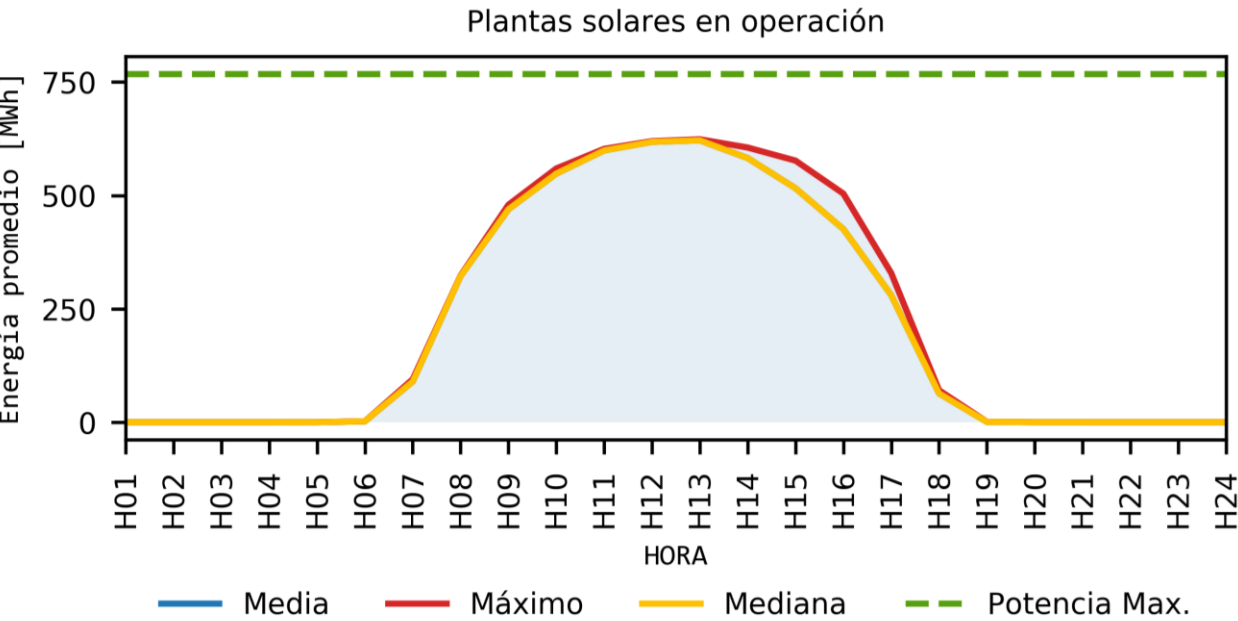
Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
ene-24	7.24	2.20	2.73	12.16
feb-24	6.90	2.15	2.69	11.74
mar-24	6.18	2.55	2.67	11.40
abr-24	9.03	2.47	2.37	13.87
may-24	12.96	2.15	0.88	15.99
jun-24	13.93	1.95	1.43	17.31



Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
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	9.3
may-24	8.6	0.5	9.0
jun-24	12.4	0.6	12.9

A la fecha se tienen 768.53 MW de Plantas solares en operación comercial y 1027 MW en etapa de pruebas y 32 MW de plantas eólicas en pruebas.

Curva Generación Solar - Plantas en Operación



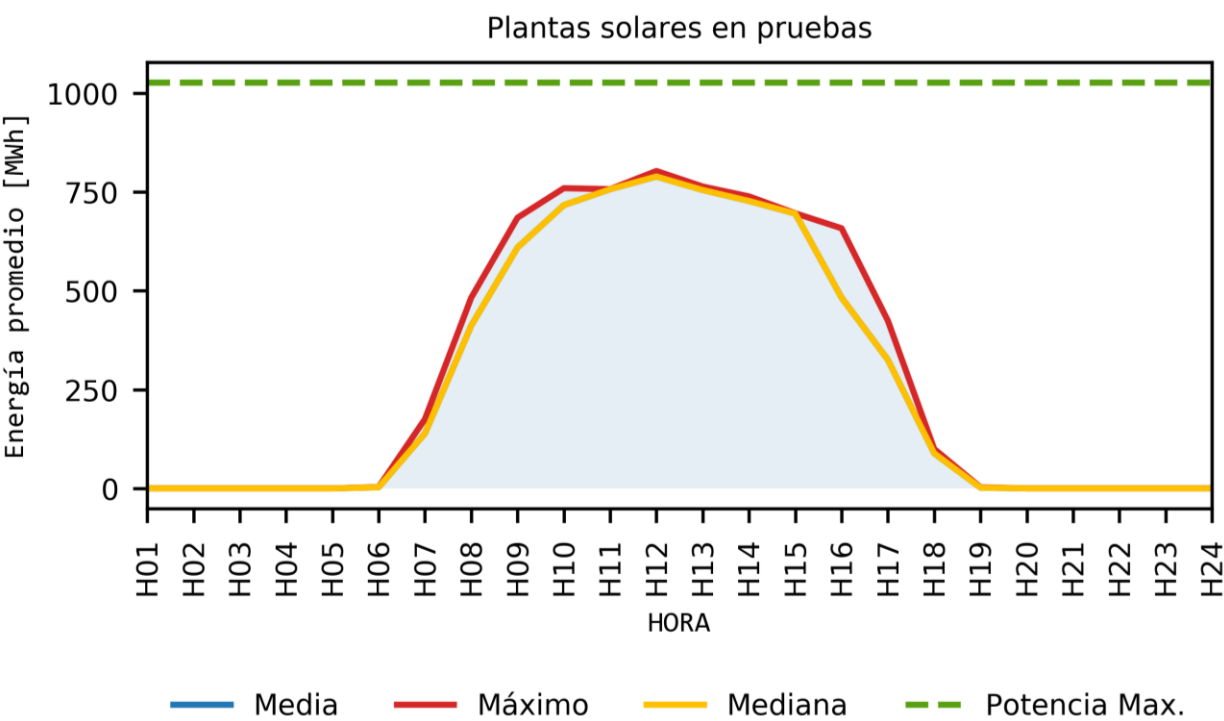
Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de junio de 2024 hasta el 02 de junio de 2024. Adicionalmente, al 02 de junio de 2024 se cuentan con 29 plantas solares en operación con CEN menor a 5 MW.

Información actualizada el 2024-06-05

Información hasta el 2024-06-02

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
PORTON DEL SOL	102	728.59	29.8%
EL PASO	68	497.64	30.5%
CELSIA SOLAR DULIMA	21.9	194.29	37.0%
GRANJA SOLAR FLANDES	21.9	183.46	34.9%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	168.28	35.2%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	163.01	34.1%
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	160.78	33.7%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	160.11	33.5%
LA SIERPE	19.9	158.94	33.3%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	21.9	152.21	29.0%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	21.9	152.2	29.0%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	150.27	35.0%
SINCE	18.5	138.38	31.2%
LA TOLUA	19.9	132.8	27.8%
SOLAR PLANETA RICA	19.9	119.2	25.0%
CERRITOS	11.5	96.2	34.9%
CAIMAN CIENAGUERO	9	92	42.6%
CELSIA SOLAR YUMA	9.1	90.8	41.6%
PETALO DEL MAGDALENA	11.5	82.2	29.8%
PARQUE SOLAR HONDA I	9.9	81.75	34.4%
PARQUE SOLAR LA MENA	9	73.68	34.1%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9.1	71.55	32.8%
HELIOS I	16	69.56	18.1%
PARQUE SOLAR VERSALLES	9	69.17	32.0%
LA MEDINA	11.5	67.47	24.4%
LOS CABALLEROS	11.5	66.02	23.9%
PETALO DE CORDOBA II	9.9	65.59	27.6%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9.1	64.13	29.4%
TIERRA LINDA	9.9	62.91	26.5%
LOS GIRASOLES	9.5	62.63	27.5%
SOLAR ALEJANDRIA	9.4	61.3	27.2%
PARQUE SOLAR DINAMARCA	9	58.94	27.3%
MONTELIBANO	9.9	58.69	24.7%
GY SOLAR AURORA	9.9	55.18	23.2%
SOL Y CIELO I	9.9	50.97	21.5%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	48.6	20.5%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	47.4	24.5%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	44.26	18.6%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	27.78	11.7%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	24.75	20.4%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	19.72	8.4%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	13.26	5.6%
AUTOG BUGA I SOLLA	6.4	11.53	7.5%
AUTOG EL COPEY	6.6	6.45	4.1%
AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3	7.4	2.12	1.2%
Plantas menores a 5MW	48.71	230.96	
Total	768.53	5137.72	

Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas

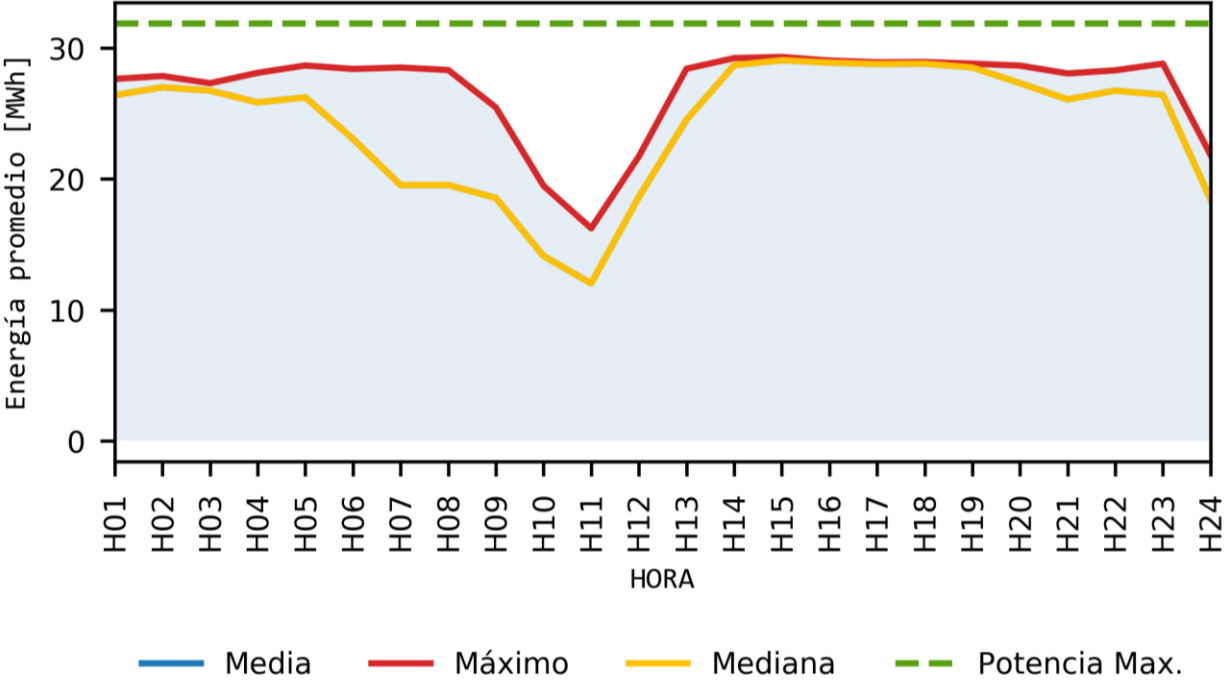


Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
GUAYEPO	370	1682.78
LATAM SOLAR LA LOMA	150	1088.76
FUNDACION	100	790.04
PARQUE SOLAR TEPUY	83	749.6
PARQUE SOLAR LA UNION	100	651.36
LA MATA	80	615.99
CARACOLI I	50	368.54
SUNNORTE	35	186.15
BSB 504	19.9	120.17
BSB 503	19.9	116.87
NUMBANA	9.9	72.36
GUAMO	9	57.68
Plantas menores a 5MW	0.98	3.69
Total	1027.67	6504.01

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de junio de 2024 hasta el 02 de junio de 2024. Adicionalmente, al 02 de junio de 2024 se cuentan con 1 plantas solares en pruebas con CEN menor a 5 MW.

Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas

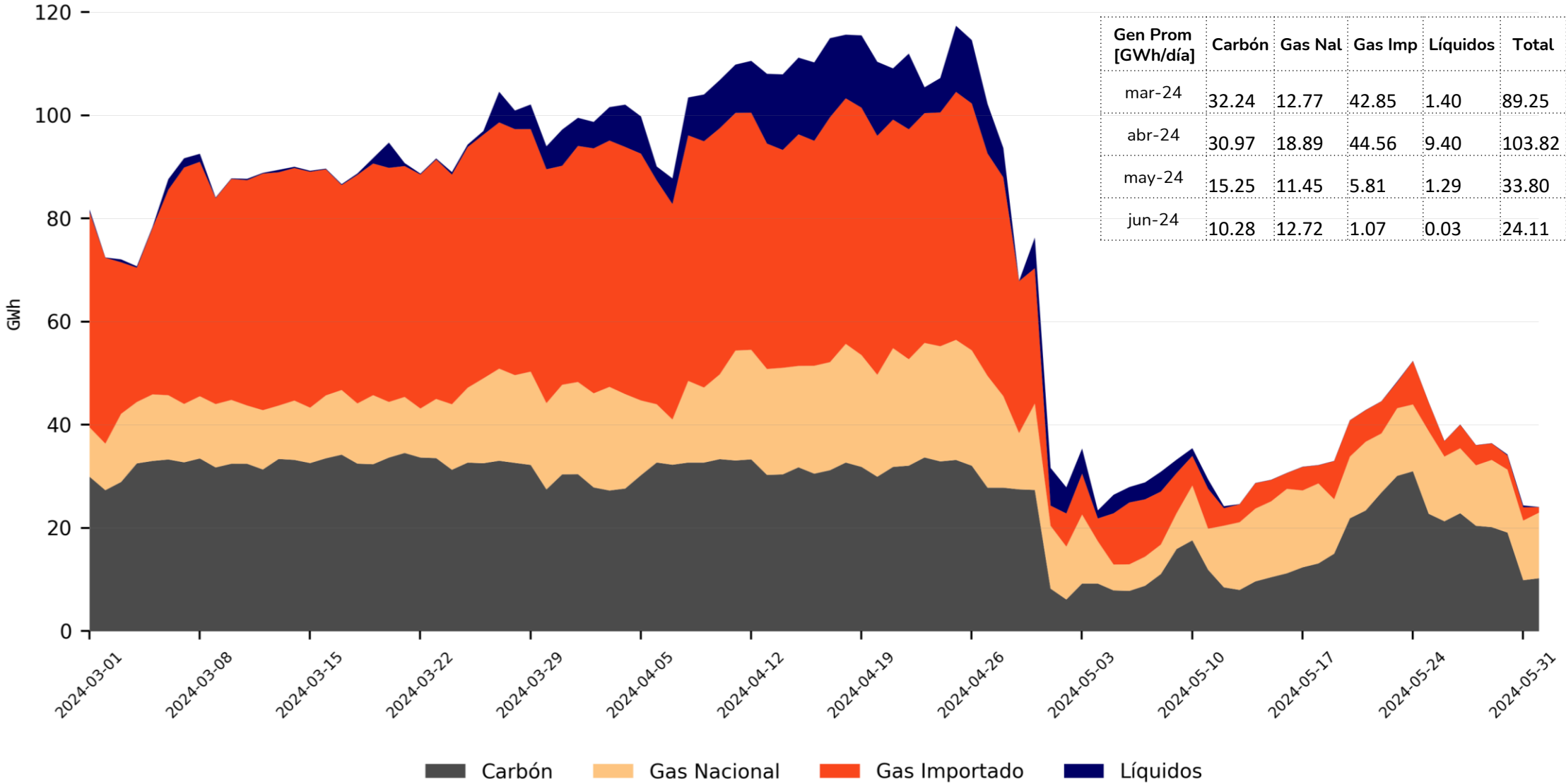
Plantas eólicas en pruebas



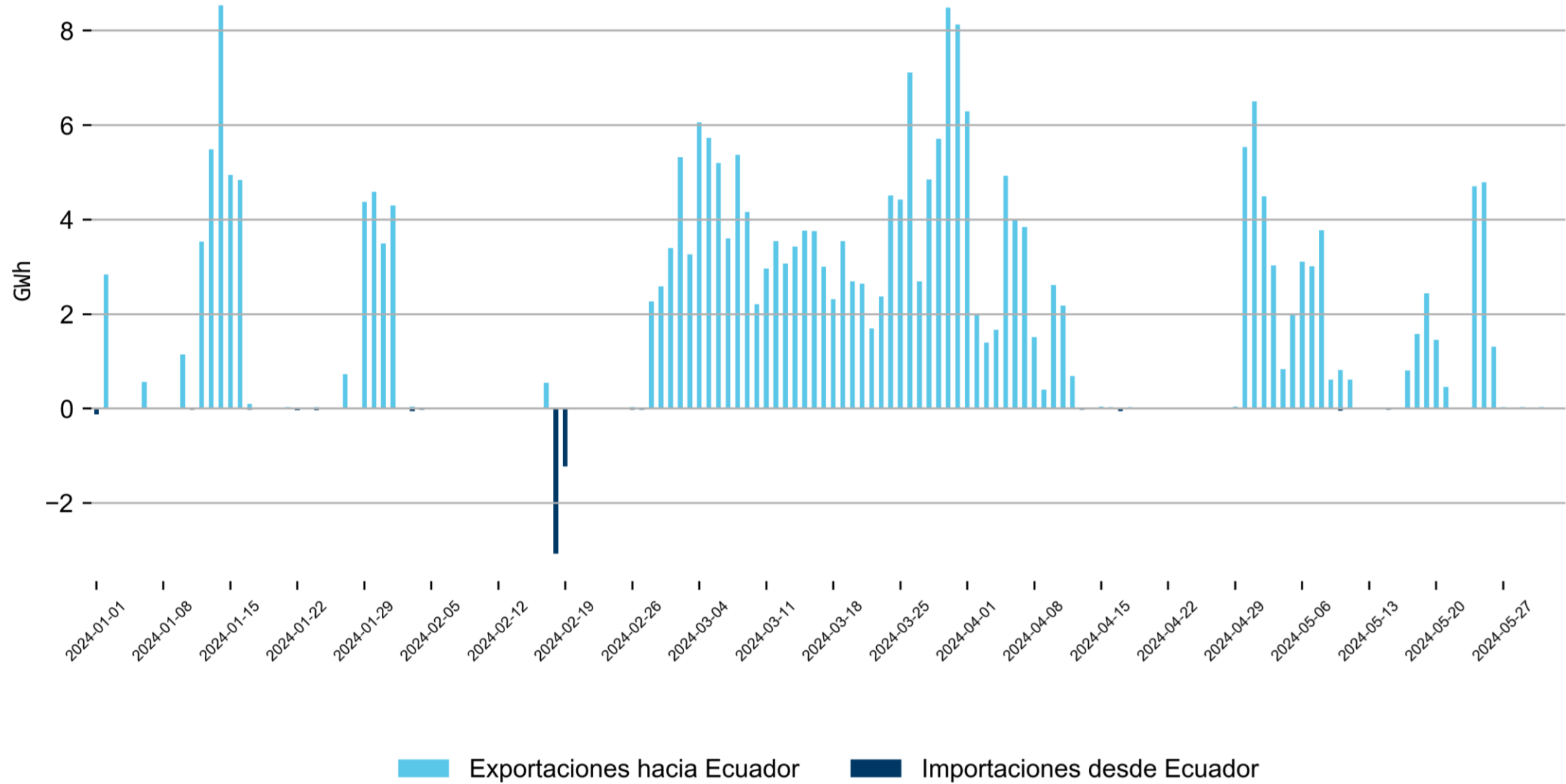
Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	327.56
PARQUE EOLICO WESP01	12	252.49
Total	31.9	580.04

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de junio de 2024 hasta el 02 de junio de 2024.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



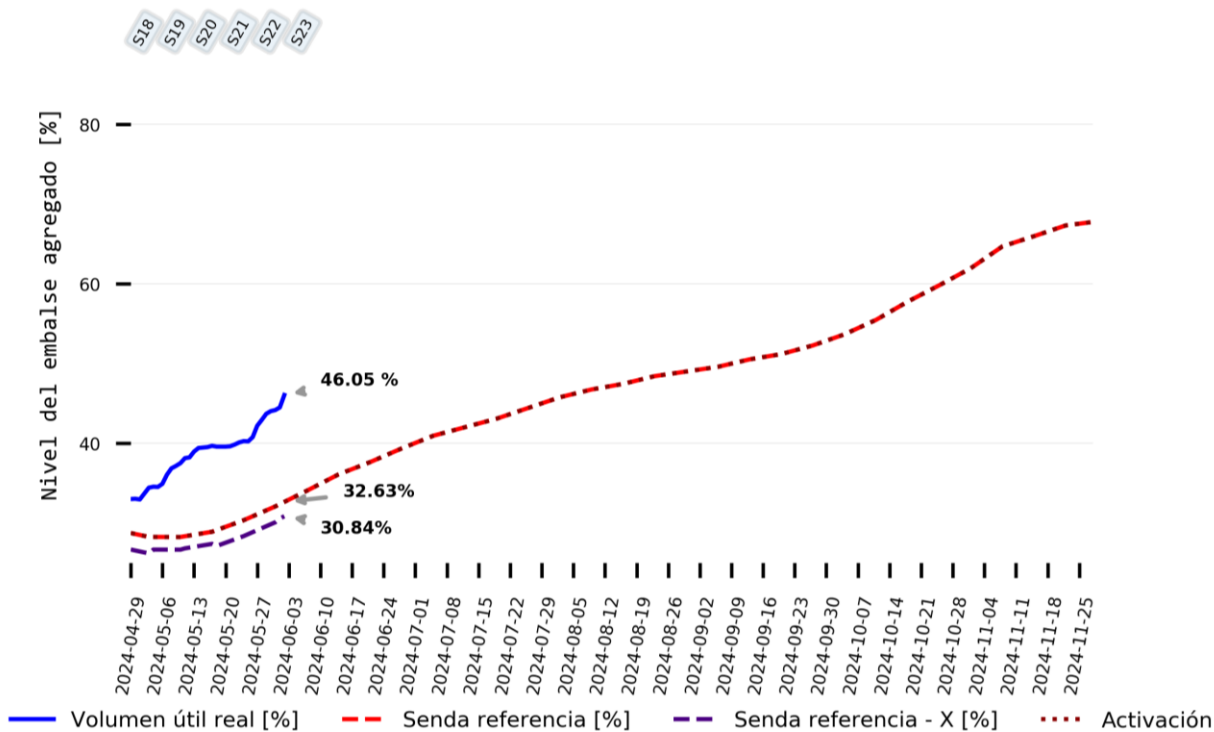
Importaciones y exportaciones de energía



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

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 [%]
2024-05-17	28.7	39.46	10.76	0.09	0.06
2024-05-18	28.8	39.52	10.72	0.09	0.05
2024-05-19	28.89	39.67	10.78	0.09	0.16
2024-05-20	29.1	39.57	10.47	0.21	-0.1
2024-05-21	29.3	39.57	10.27	0.21	0
2024-05-22	29.51	39.57	10.06	0.21	0
2024-05-23	29.72	39.62	9.9	0.21	0.05
2024-05-24	29.92	39.83	9.91	0.21	0.22
2024-05-25	30.13	40.1	9.97	0.21	0.27
2024-05-26	30.34	40.26	9.92	0.21	0.16
2024-05-27	30.59	40.23	9.65	0.25	-0.03
2024-05-28	30.83	40.77	9.93	0.25	0.54
2024-05-29	31.08	42.2	11.11	0.25	1.43
2024-05-30	31.33	42.93	11.6	0.25	0.73
2024-05-31	31.58	43.69	12.12	0.25	0.77
2024-06-01	31.82	44.02	12.2	0.25	0.33
2024-06-02	32.07	44.16	12.09	0.25	0.14
2024-06-03	32.35	44.49	12.14	0.28	0.33
2024-06-04	32.63	46.05	13.42	0.28	1.56

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.

3 – EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

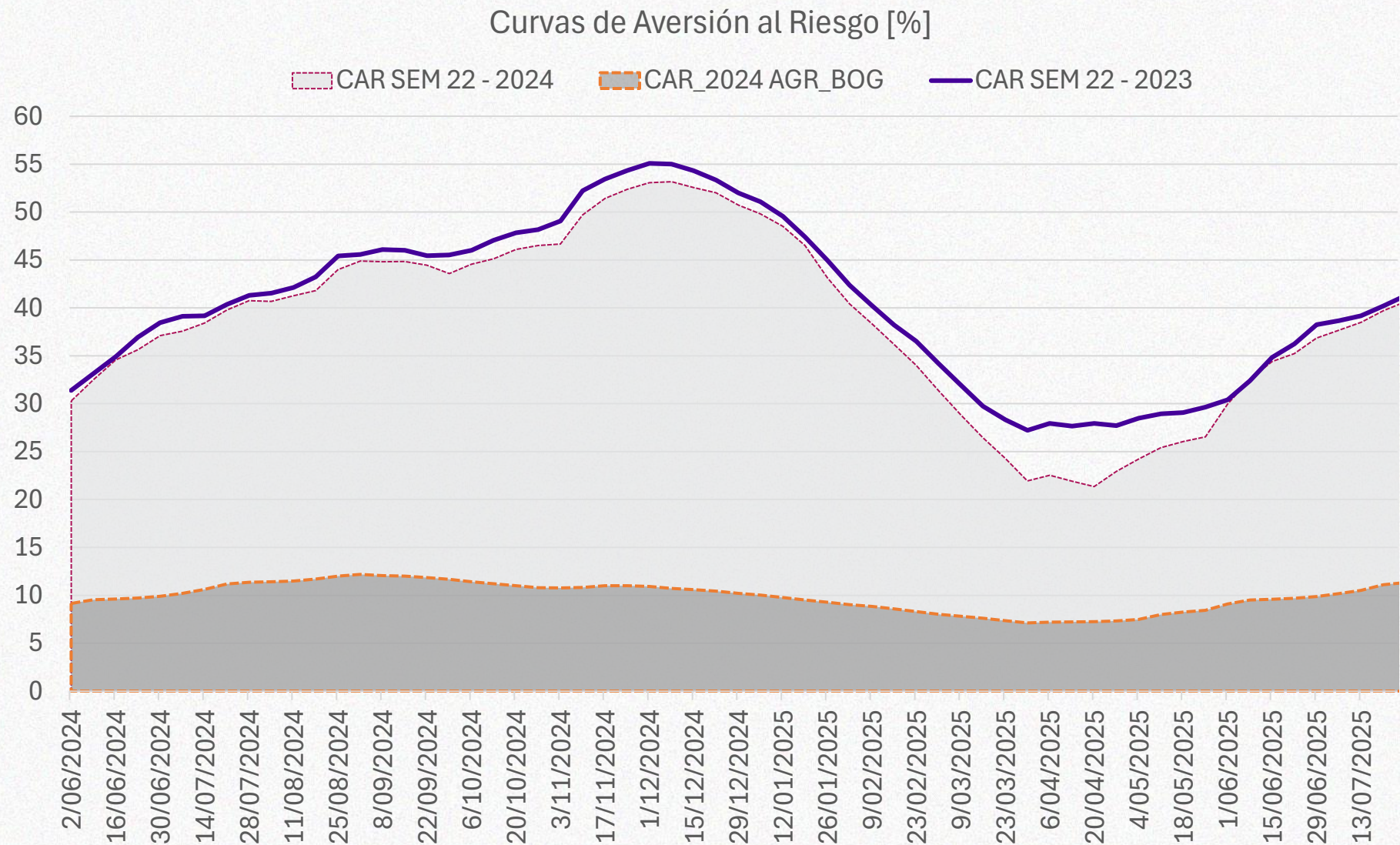


Panorama Energético de Mediano Plazo

Cambios Curva de Aversión al Riesgo - CAR



Cambios en la CAR después del Niño 2023-2024



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



Jun 02 44.16%

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.

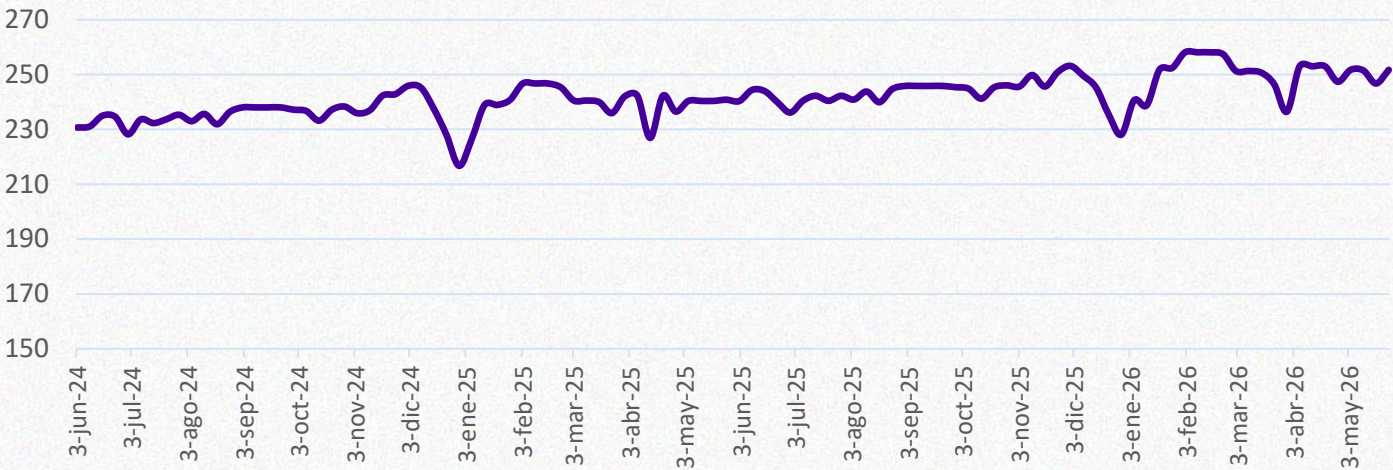
* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

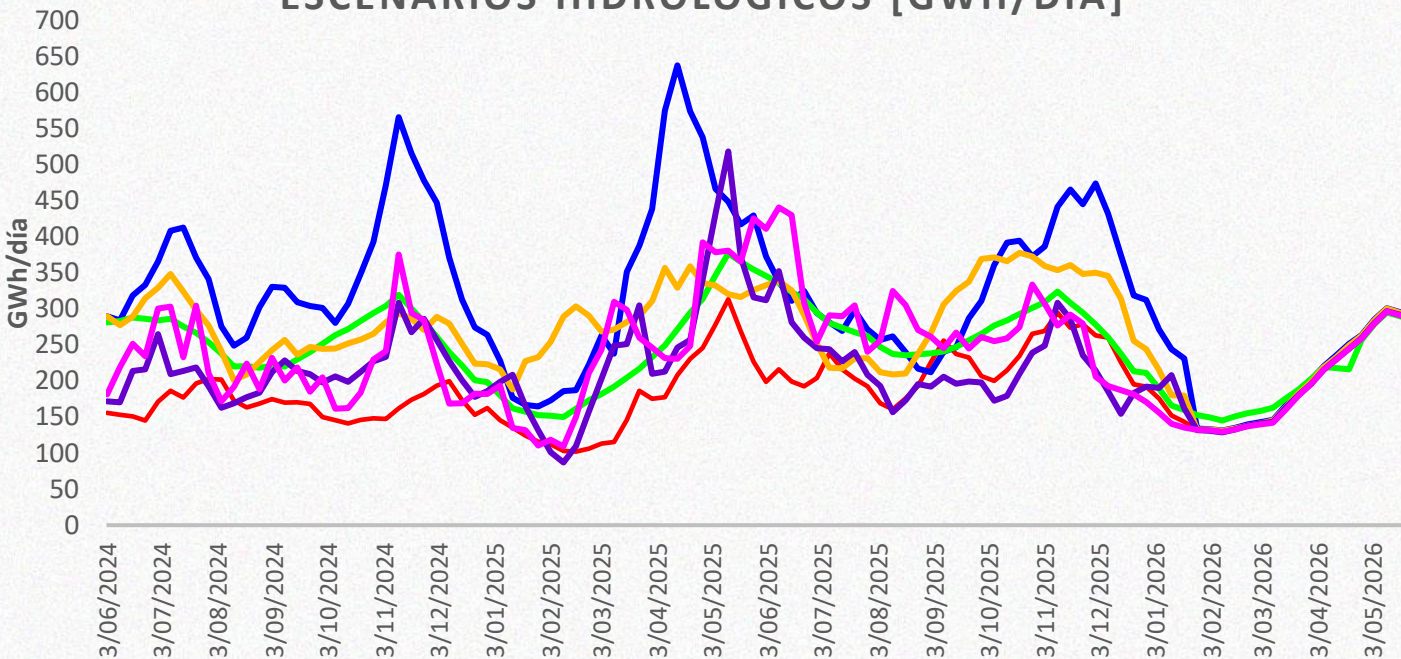
Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Ene 2024)
* cálculo por el CND a resolución semanal

Demanda total del SIN - [GWh/día]



Hidrología

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



1	H 1992-1994: hidrología histórica del periodo 1992 a 1994
2	H 2010-2012: hidrología histórica del periodo 2010 a 2012
3	H Surer Esperado: hidrología esperada Surer 19 abril 2024

4	H 1998-2000: hidrología histórica del periodo 1998 a 2000
5	H 2016-2018: hidrología histórica del periodo 2016 a 2018
6	H 2020-2022: hidrología histórica del periodo 2020 a 2022

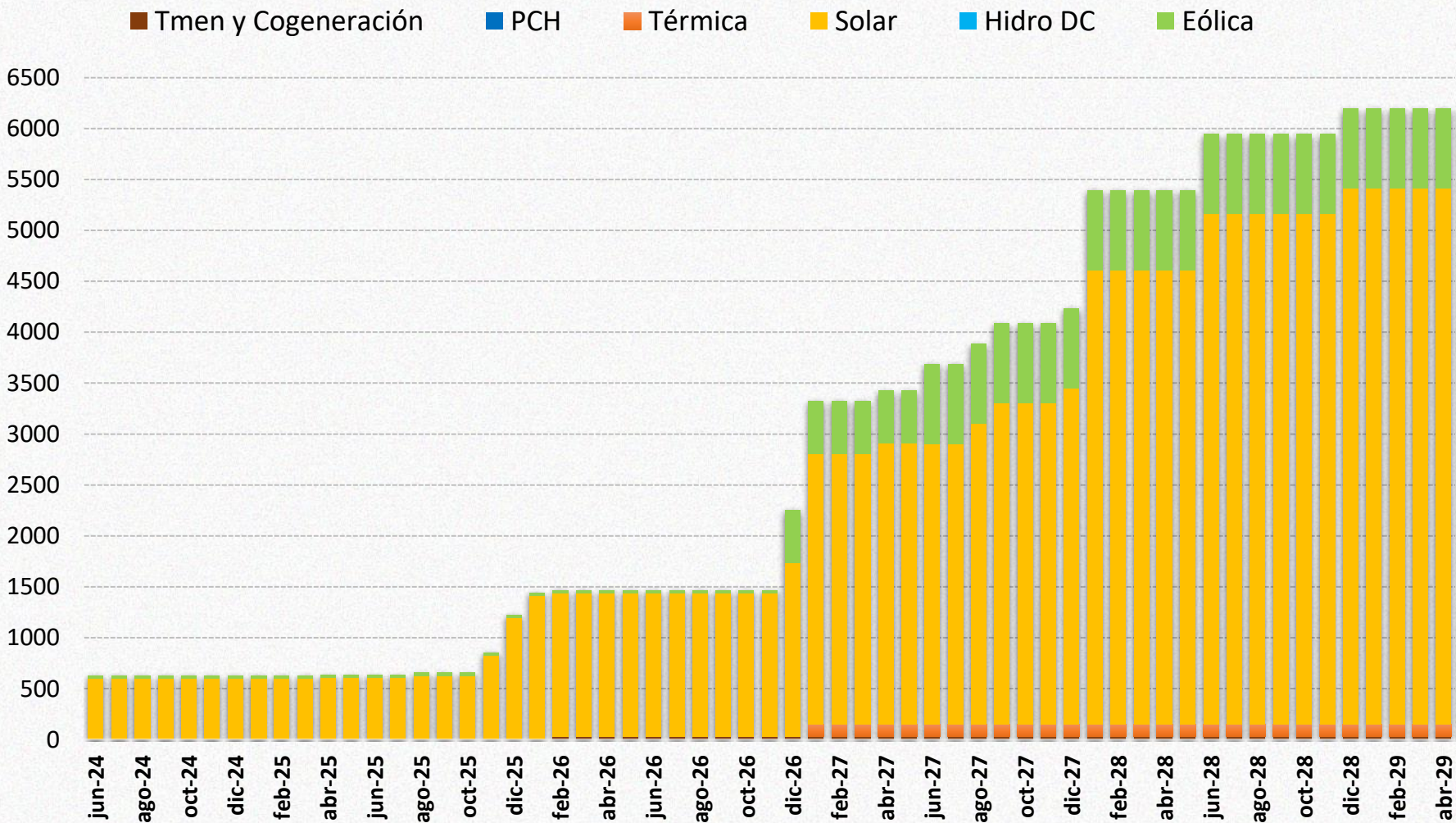
Proyectos con OEF atrasando un año su FPO

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.

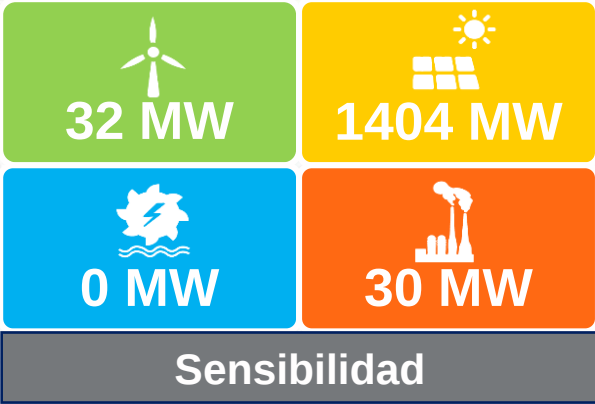
Datos de entrada y supuestos considerados



Expansión de la Generación (MW)



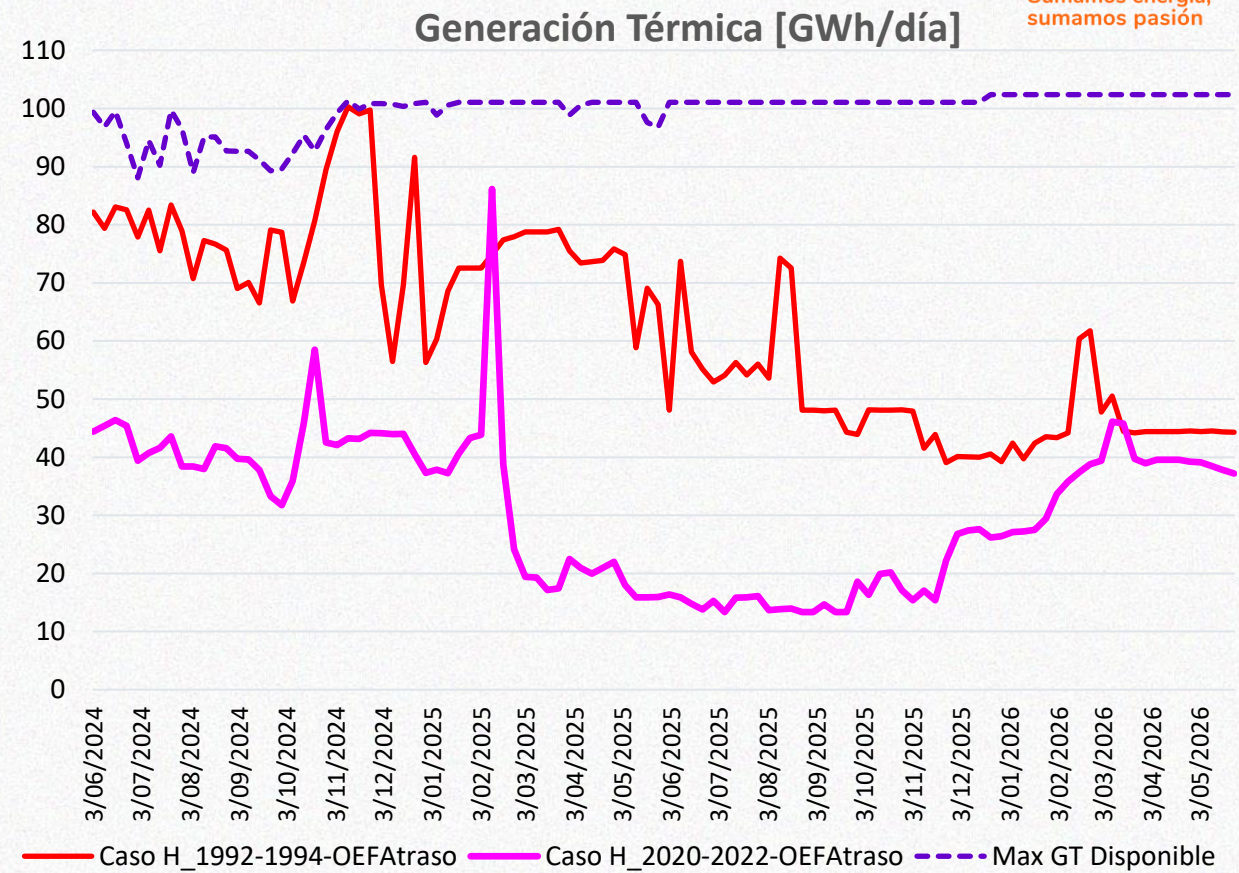
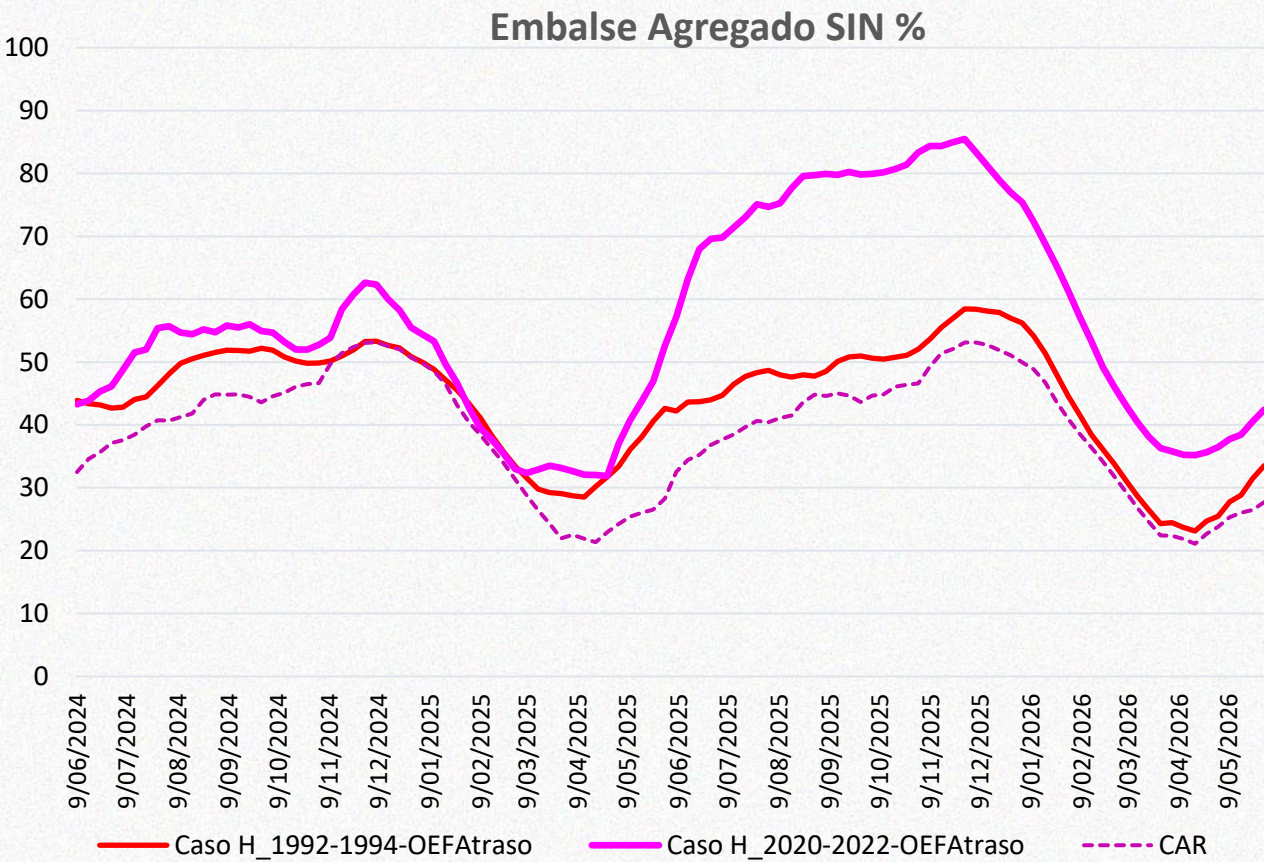
Total:
1466 MW



Los Proyectos Guajiral (19.9MW), Wesp01 (12MW), Latam Solar (150MW), Sunnorte (35MW), Fundación (100 MW) y Caracolí (50MW), Tepuy (83MW), La Mata (80MW), La Unión (100MW), considerados generando dado el comportamiento de su generación en pruebas

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

Resultados Determinísticos



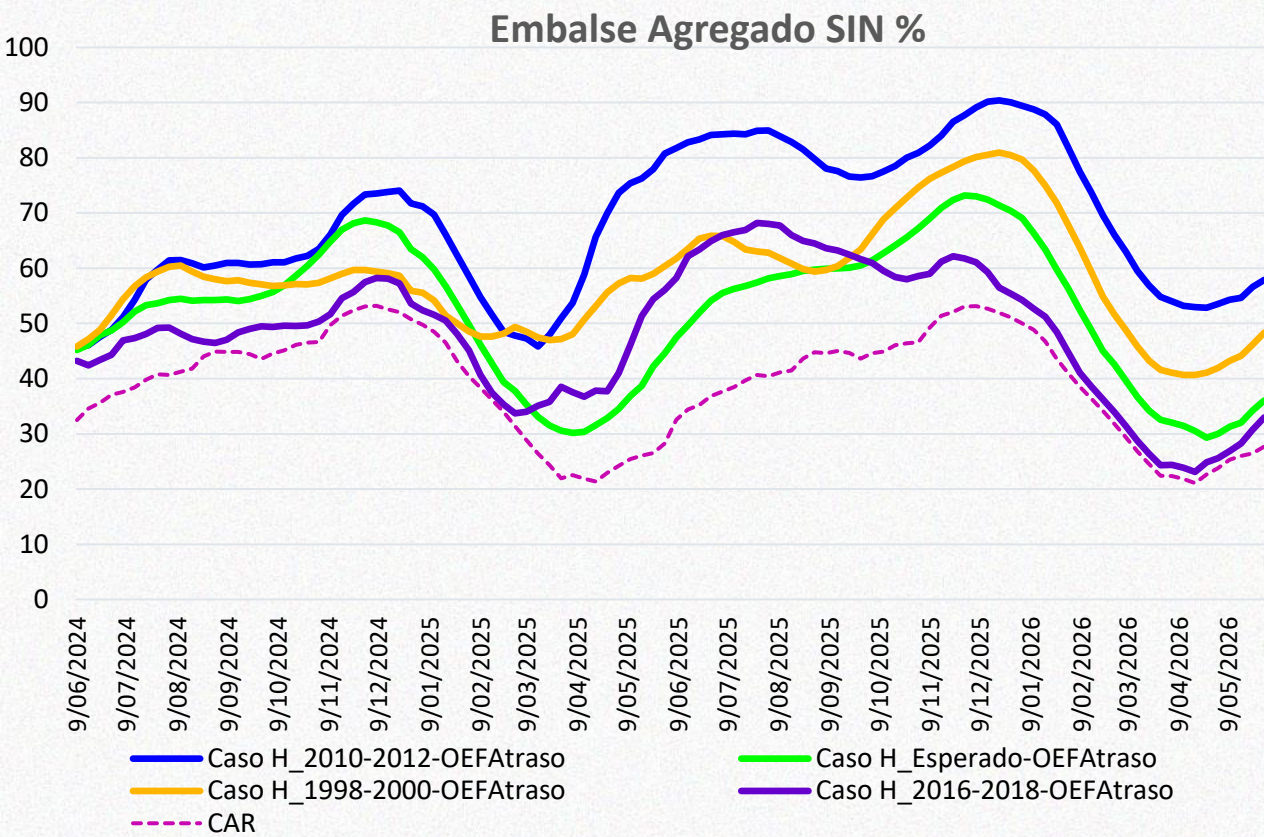
Aportes promedio (% de la media)

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

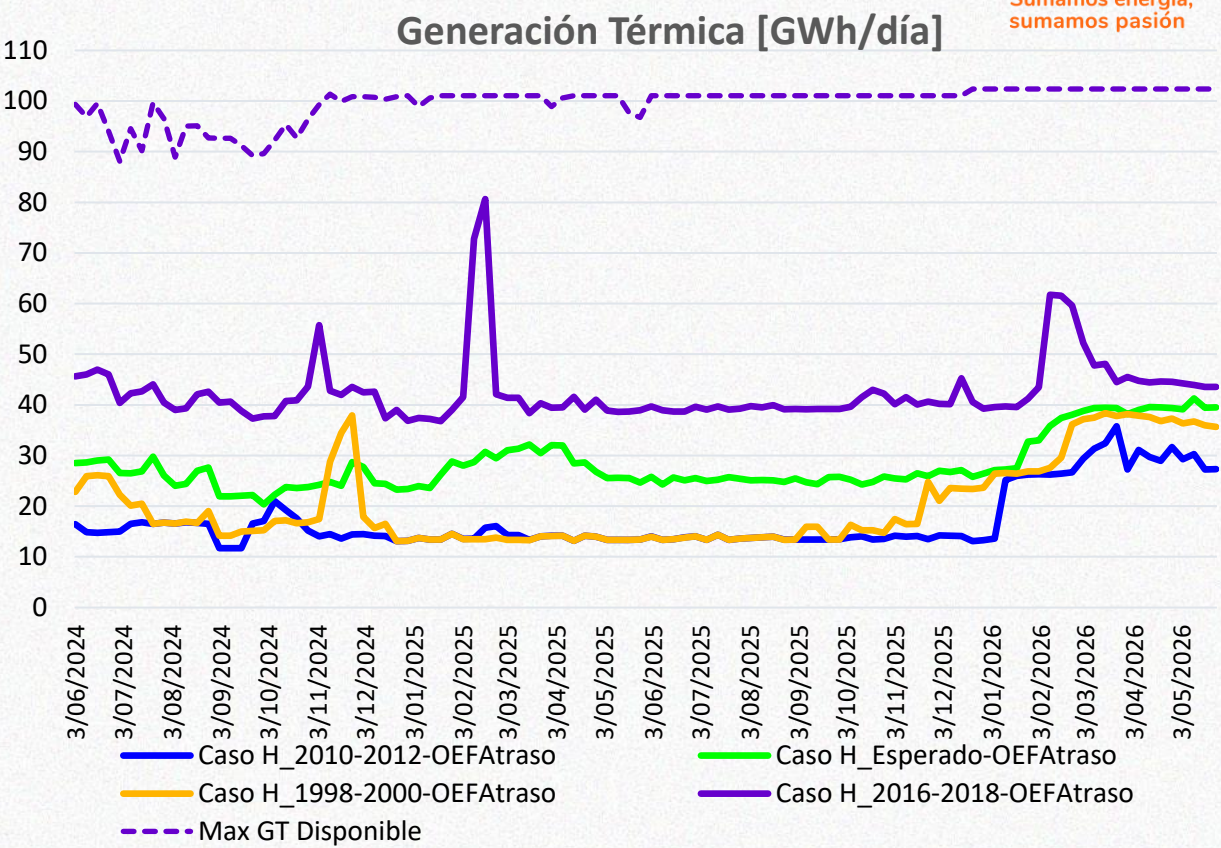
Generación térmica Promedio (GWh/día)

Caso	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1992-1994-OEFAtraso	81.8	79.6	75.1	72.7	77.7	98.8	81.8
2020-2022-OEFAtraso	45.4	40.7	40.0	36.4	45.7	43.2	45.4

Resultados Determinísticos



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



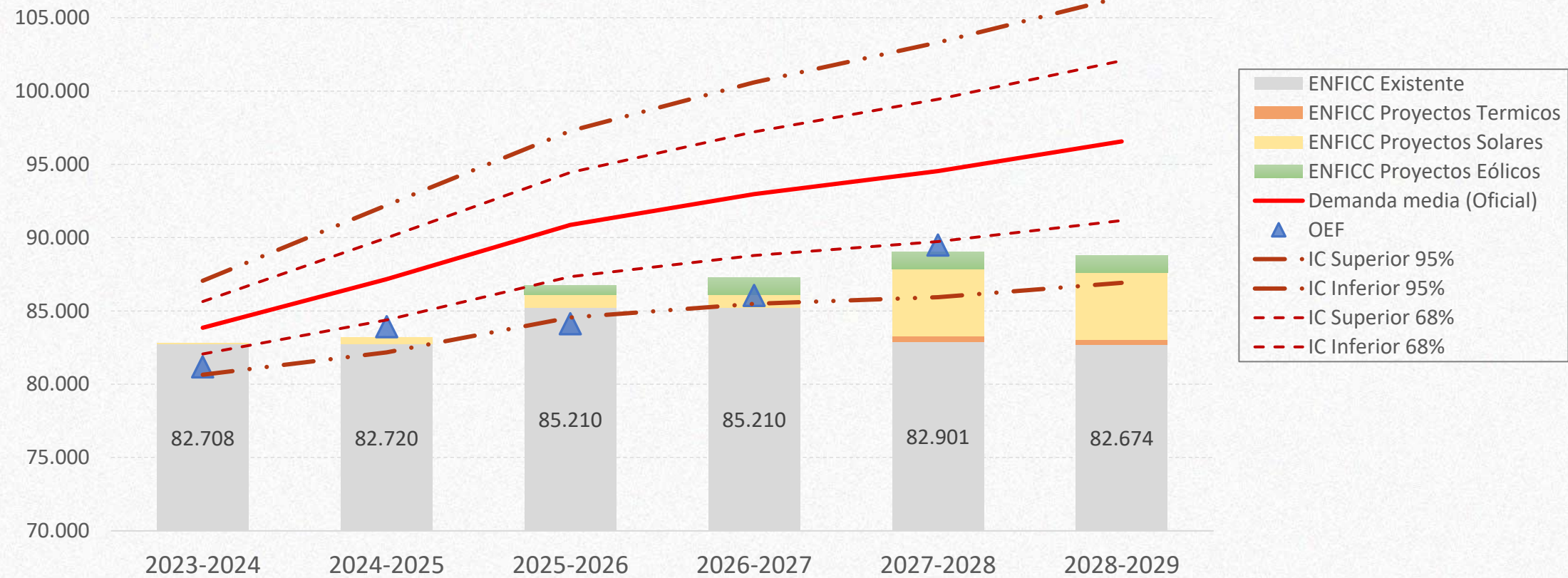
Generación térmica Promedio (GWh/día)							
Caso	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1998-2000-OEFAtroso	25.2	19.2	17.3	14.7	16.9	29.6	25.2
2010-2012-OEFAtroso	15.2	16.3	16.6	13.7	18.2	14.1	15.2
2016-2018-OEFAtroso	46.2	42.0	40.8	39.0	40.8	46.0	46.2
Caso EsperadoAbr-OEFAtroso	28.8	27.1	25.8	21.7	23.3	25.4	28.8

Balance ENFICC - Demanda

Balance ENFICC - Demanda



ENFICC vs Demanda [GWh/año]



Consideraciones

- 1. Para cada una de las siguientes vigencias no se considera la ENFICC de las plantas que no tienen OEF:
2023-2024 → Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termocentro y Termoyopal1;
2024-2025 → Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termocentro, Termoyopal1 y Termoyopal2;
2025-2026 y 2026-2027 → Cartagena 3 y Termoyopal1;
2027-2028 → Guajira 1, Guajira 2, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termoyopal 1, Termoyopal 2.
- 2. Se consideran las mejoras de IHF de Merilectrica para cada vigencia.
- 3. Se considera la ENFICC de los proyectos eólicos y solares de acuerdo con la vigencia para la cual tienen OEF. En el caso de las eólicas que se conectan a Colectora y Cuestecitas se consideran a partir de la vigencia para la cual se espera contar con el proyecto de transmisión.
- 4. Los valores de demanda tienen descontada la energía contratada por las PNDC. Para la última vigencia se supuso el mismo valor de la vigencia inmediatamente anterior.

Análisis Energético

Sensibilidades Veranos futuros

Análisis determinístico independiente para cada uno de los veranos futuros

Objetivo

Analizar la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar posibles veranos independientes durante los años 2024-2025, 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 ante escenarios hidrológicos tipo El Niño.

Hidrología

- Hidrología histórica **Mayo 2015 - Abril 2017**
- Hidrología histórica **Mayo 2023 - Abril 2024 + Mayo 2020 – Abril 2021**

Inicio de la Simulación

Las simulaciones tienen un horizonte de 2 años, iniciando en el mes de mayo.
Para cada uno de los veranos se realiza una simulación independiente, presentando los resultados del primer año que corresponde al verano objeto de análisis.

Condición Inicial

Como condición inicial del embalse agregado del SIN, se consideraron los valores de embalse para el 01 de mayo del 2024, correspondiente a 33%.

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>

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

Expansión Generación



Proyectos con OEF,
Atraso un año en su
FPO.

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.

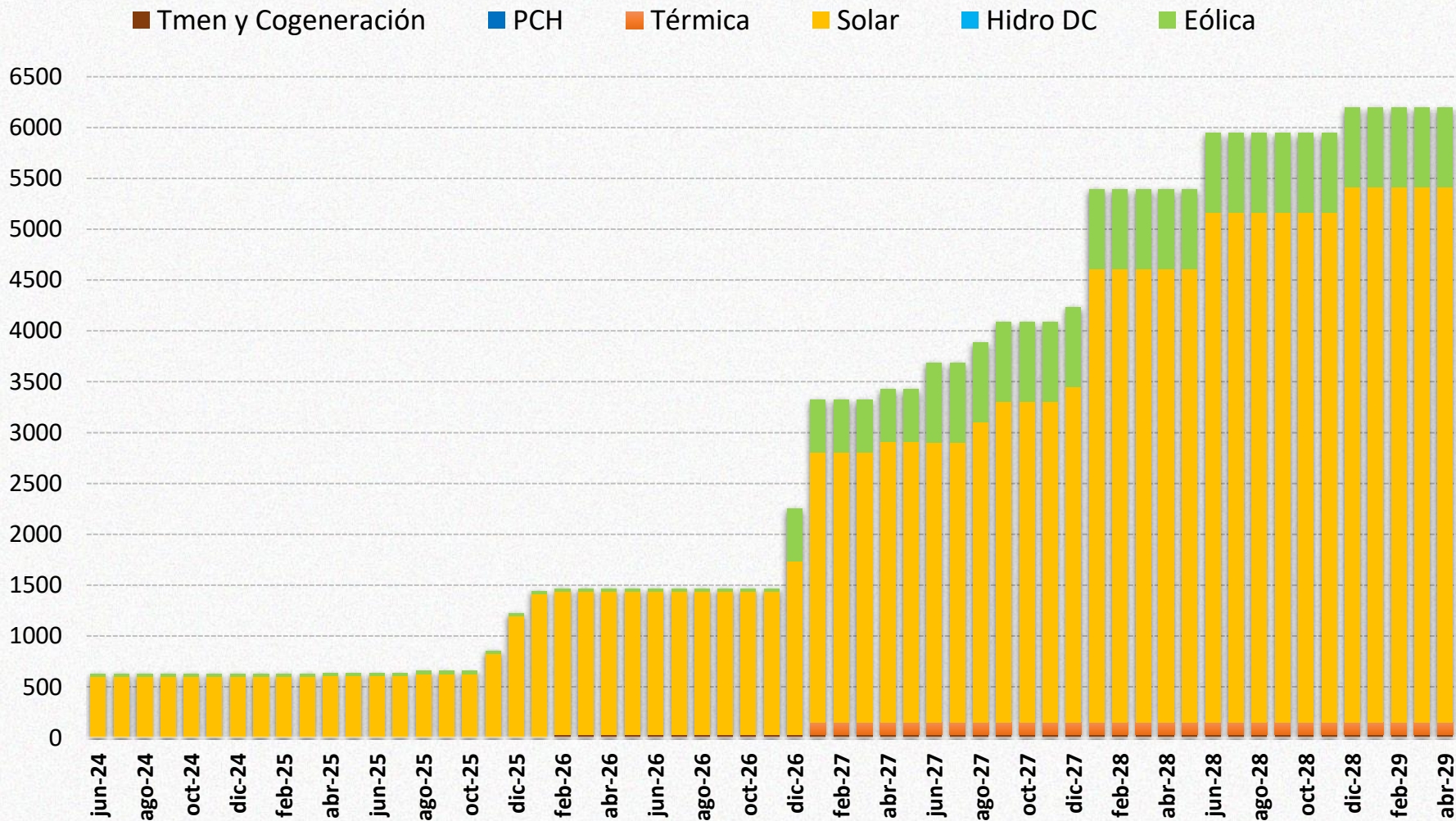
* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023

* 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.

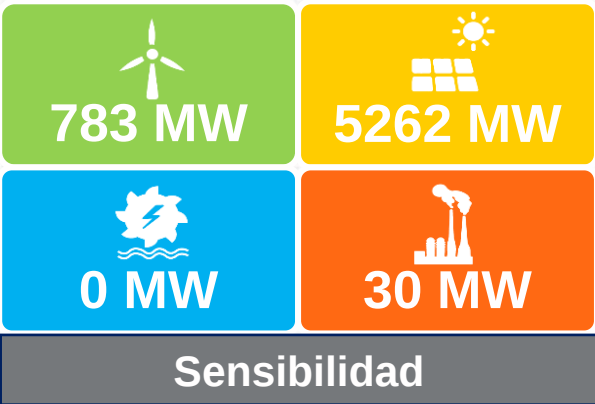
* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Total:
6075 MW



Los Proyectos Guajiral (19.9MW), Wesp01 (12MW), Latam Solar (150MW), Sunnorte (35MW), Fundación (100 MW) y Caracolí (50MW), Tepuy (83MW), La Mata (80MW), La Unión (100MW), considerados generando dado el comportamiento de su generación en pruebas

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

Proyectos considerados con OEF y con FIPPS iniciado



Eólica			
Proyecto	CEN	Fecha	En Pruebas
E_Guajiral	19.90	31/08/2024	SI
E_Wayuu	12.00	30/11/2024	SI
E_ParqueAlph	212.00	30/11/2025	
E_ParqueBeta	280.00	30/11/2025	
E_JK2	79.00	18/05/2026	
E_JK1	180.00	18/05/2026	
Total	782.90		

Termicas			
Proyecto	CEN	Fecha	
T_DonJuanall	5.00	31/03/2025	
T_Villanueva	25.00	1/02/2025	
Total	30.00		

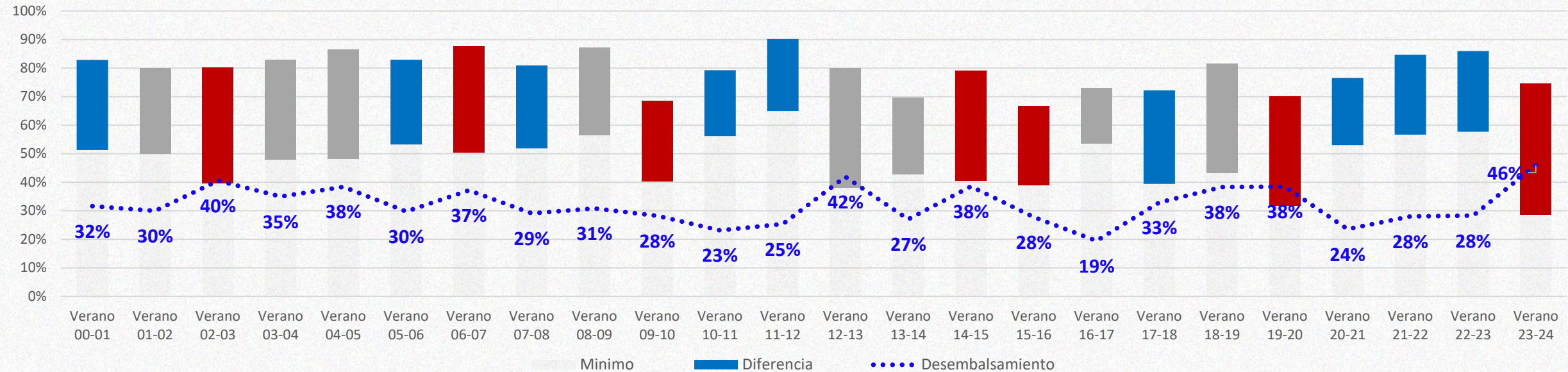
Solar			
Proyecto	CEN	Fecha	En Pruebas
S_Fundacion	99.90	30/06/2024	SI
S_LatamSolar	150.00	15/03/2024	SI
S_Sunnorte	35.00	30/04/2024	SI
S_Caracoli	50.00	23/10/2024	SI
S_Union	100.00	31/05/2024	SI
S_LaMata	80.00	31/05/2024	SI
S_ParqueUrta	19.90	31/07/2024	
S_AtlanPhoto	199.50	13/10/2024	
S_Guayepo	370.00	30/11/2024	SI
S_Tepuy	83.00	31/12/2024	SI
S_Shangrila	160.00	31/12/2024	
S_Primavera	57.00	31/12/2024	
S_EfigenC03	99.00	30/11/2025	
S_GuayepoIII	200.00	01/12/2025	
S_BSLlanos	79.60	30/12/2025	
S_TolimaNort	50.00	31/12/2025	
S_ElCampano	99.90	31/12/2025	
S_PuertaOro	300.00	31/12/2025	
S_LasMarias	99.50	31/12/2025	
S_LaOrquidea	200.00	31/12/2025	
S_LaPaloma	40.00	31/12/2025	
S_PSVirginia	80.00	31/12/2025	
S_Barzalosa	60.00	30/03/2026	
S_Barzalosa	40.00	30/03/2026	
S_PSPalmeras	200.00	31/07/2026	
S_Villavieja	200.00	31/08/2026	
S_PSMatimba	150.00	30/11/2026	
S_Sahagun	400.00	31/12/2026	
S_Valledupar	100.00	31/12/2026	
S_Misak	80.00	31/12/2026	
S_Tamarino	200.00	31/12/2026	
S_PSFloreo	200.00	31/12/2026	
S_Melgar	180.00	31/12/2026	
S_Chinu	350.00	31/05/2027	
S_Cimitarra	200.00	31/05/2027	
S_ElCorozo	250.00	30/11/2027	
Total	5262.3		

- Cartagena 3 y Termocentro no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo con información entregada por NitroEnergy el 13 de diciembre de 2023 a través de comunicado 202344034305-3, y generadora Termocentro en sus comunicados del 7 y 12 de diciembre a través de los comunicados 202344033964-3 y 202344034336-3.
- 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 con lo indicado por CELSIA a través de comunicación 202344017732 del 20 de junio de 2023
- *Los Proyectos Guajiral, Wesp01 (Wayuu), Latam Solar, Sunnorte, Fundación y Caracolí son considerados operativos dado el comportamiento de su generación en pruebas

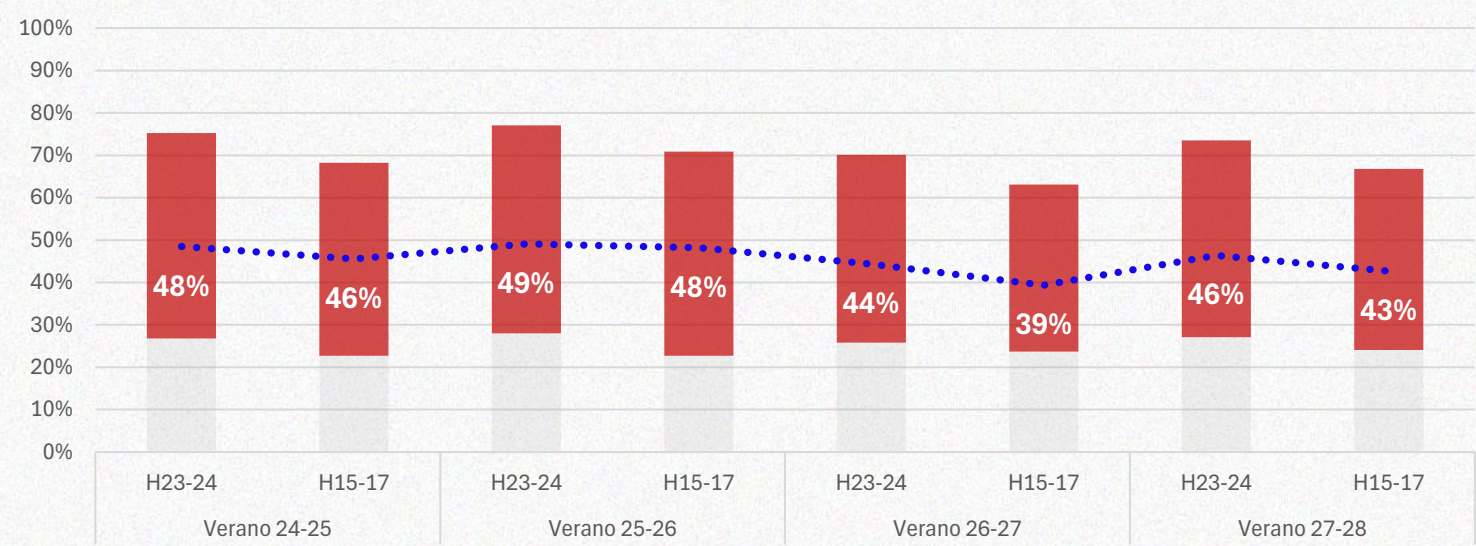
Desembalsamiento durante Veranos



Histórico 2000 - 2024

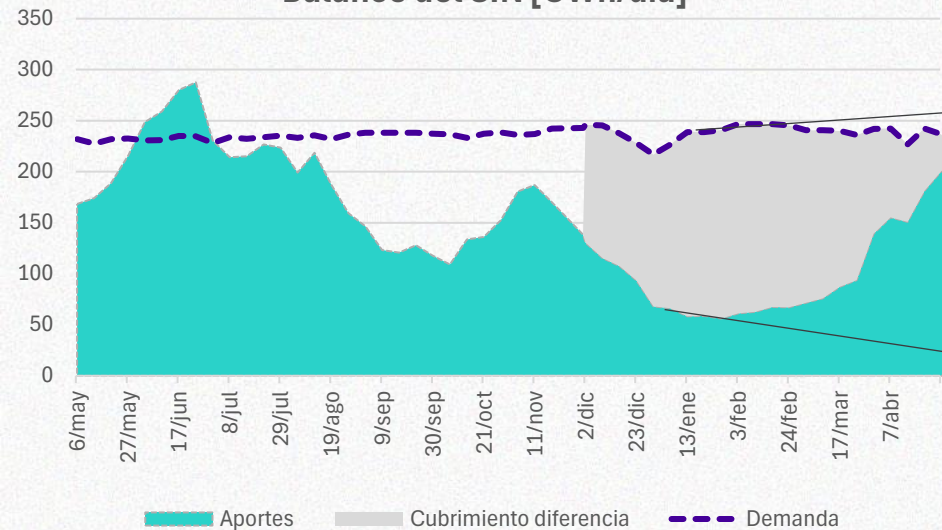


Casos Simulados

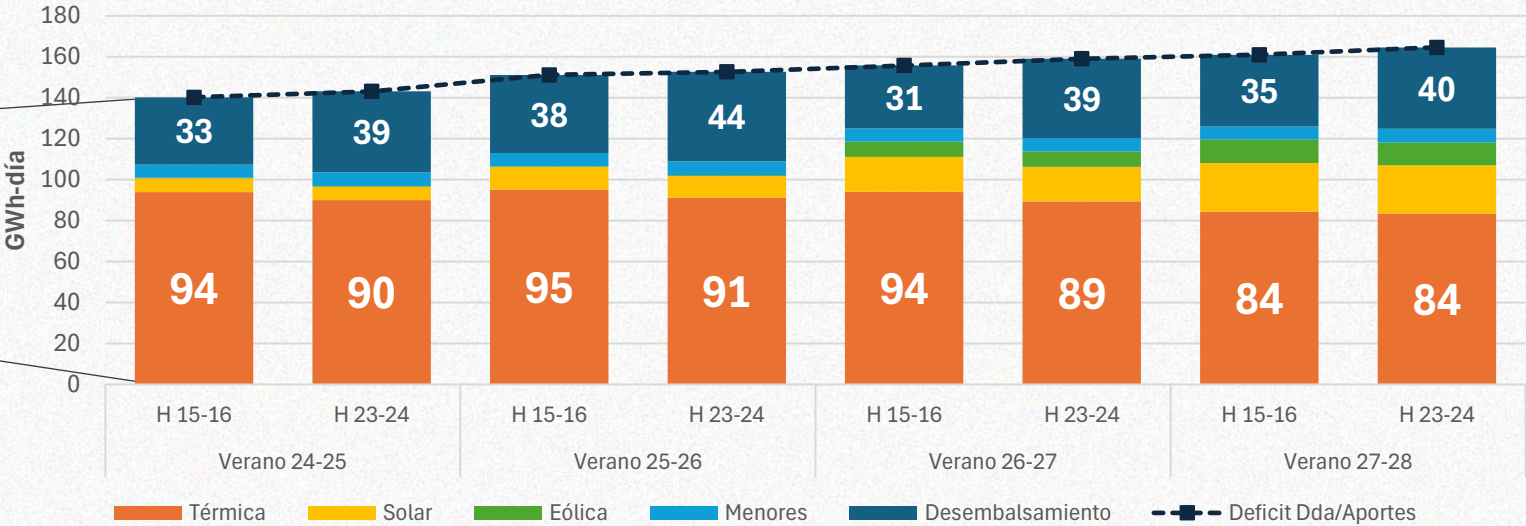


Cubrimiento de bajos aportes frente a la demanda

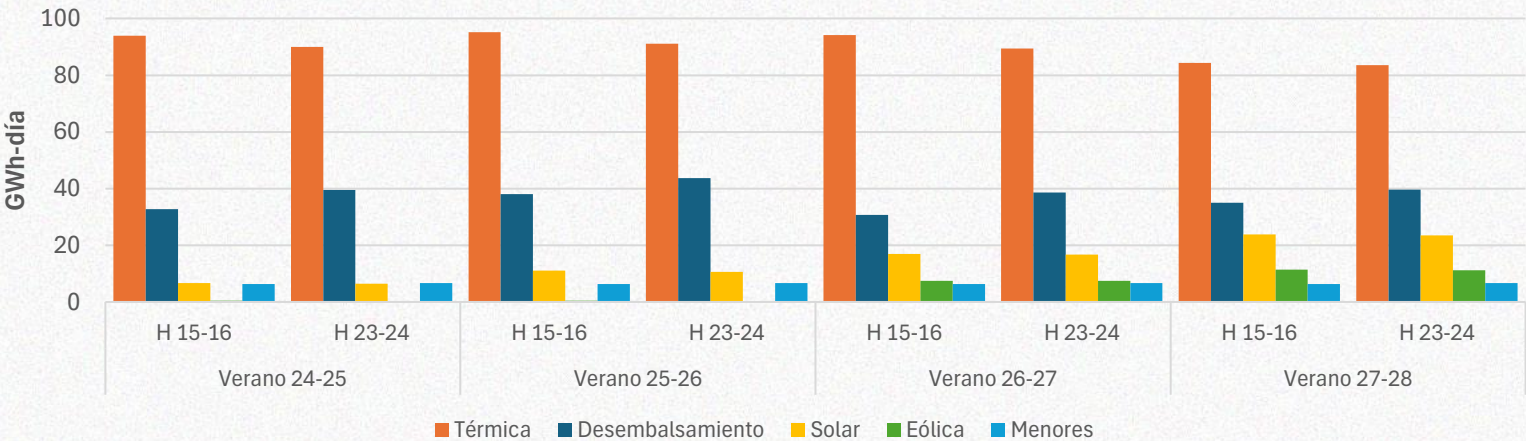
Balance del SIN [GWh/día]



Cubrimiento Promedio - Demanda/Aportes



Participación Media - Atención de Demanda faltante sin aportes



Análisis Energético veranos futuros

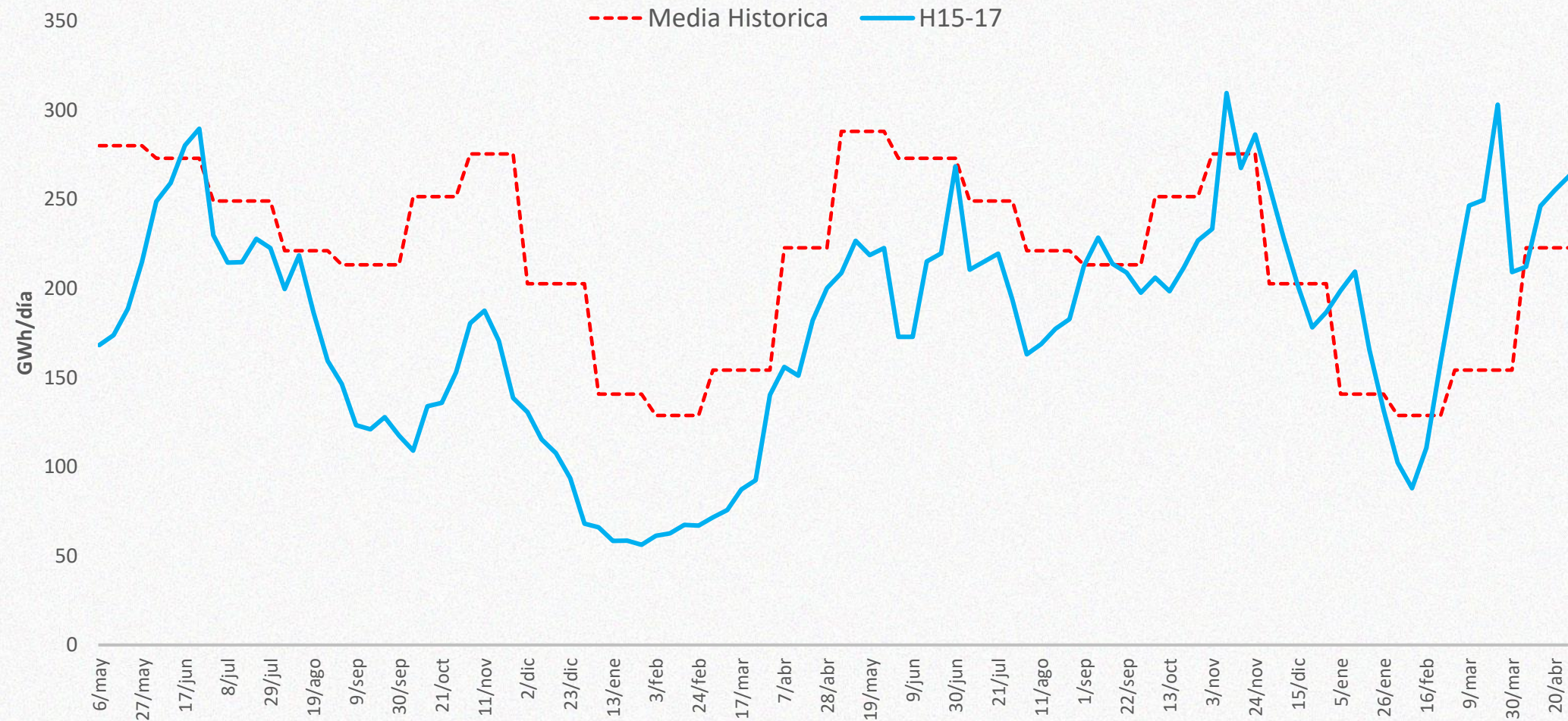
Sensibilidad OEF proyectos retraso en su FPO, serie determinística 2015-2017

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF), con atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre una serie determinística deficitaria 2015-2017.

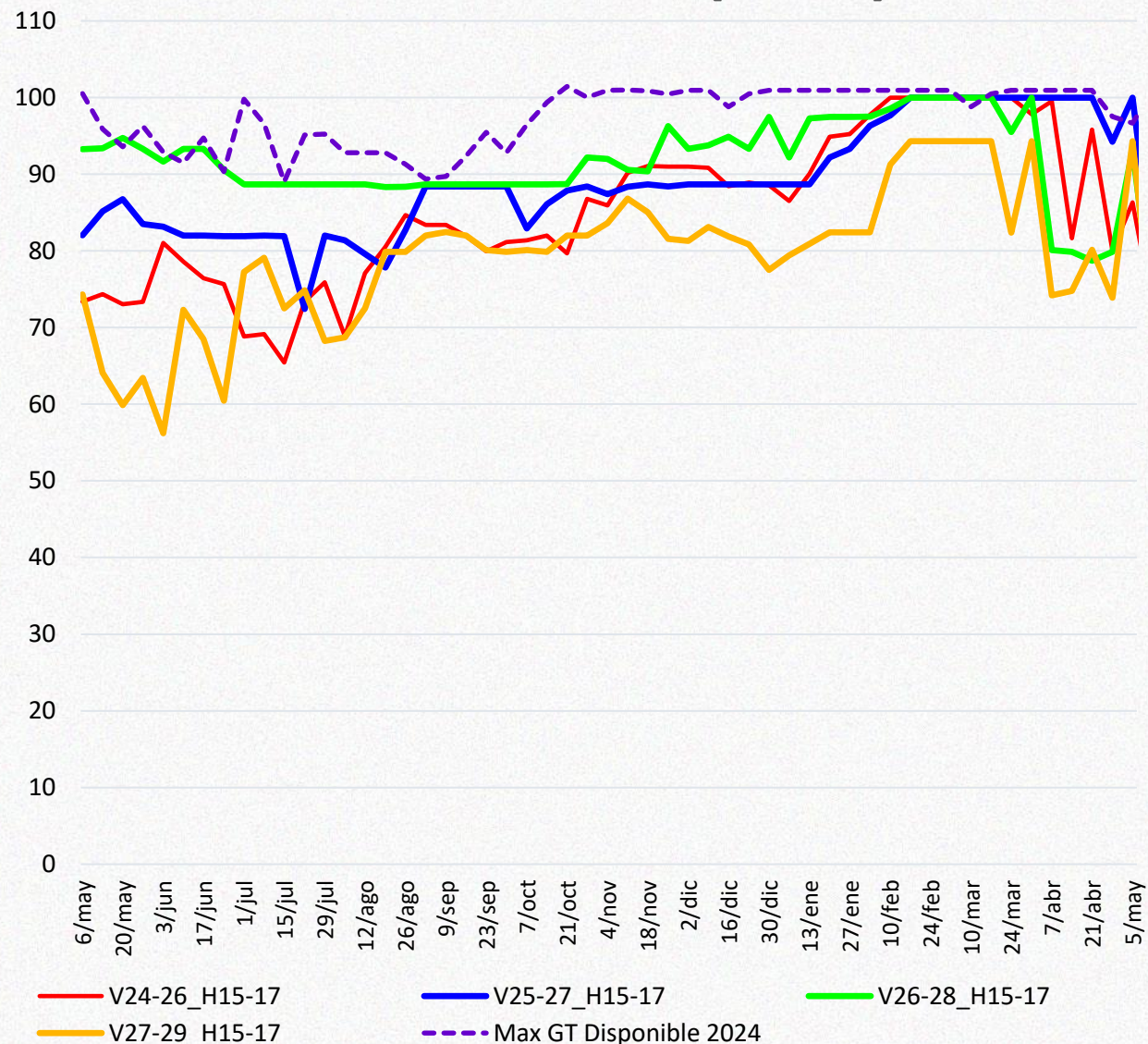
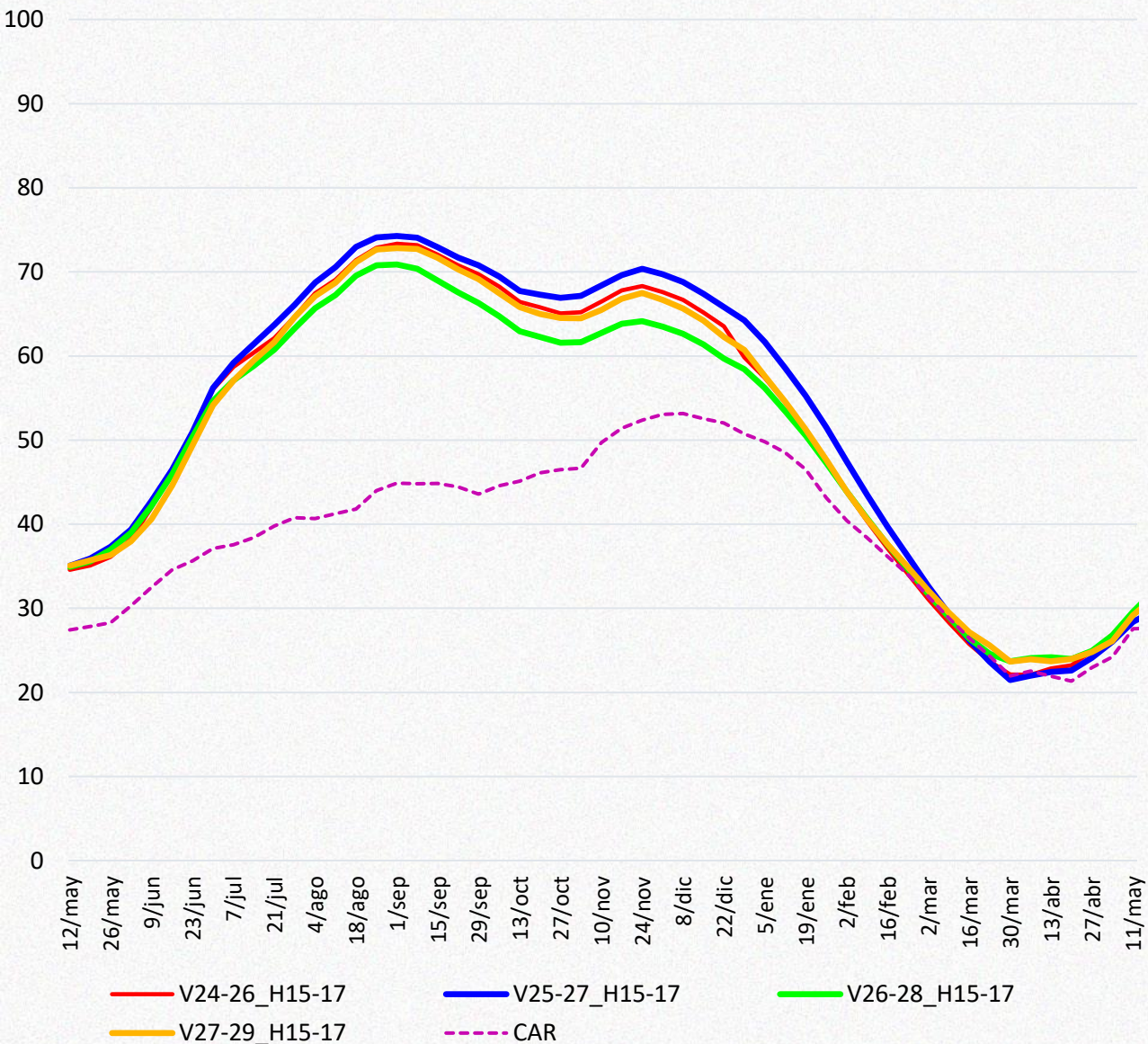
Datos de entrada y supuestos considerados



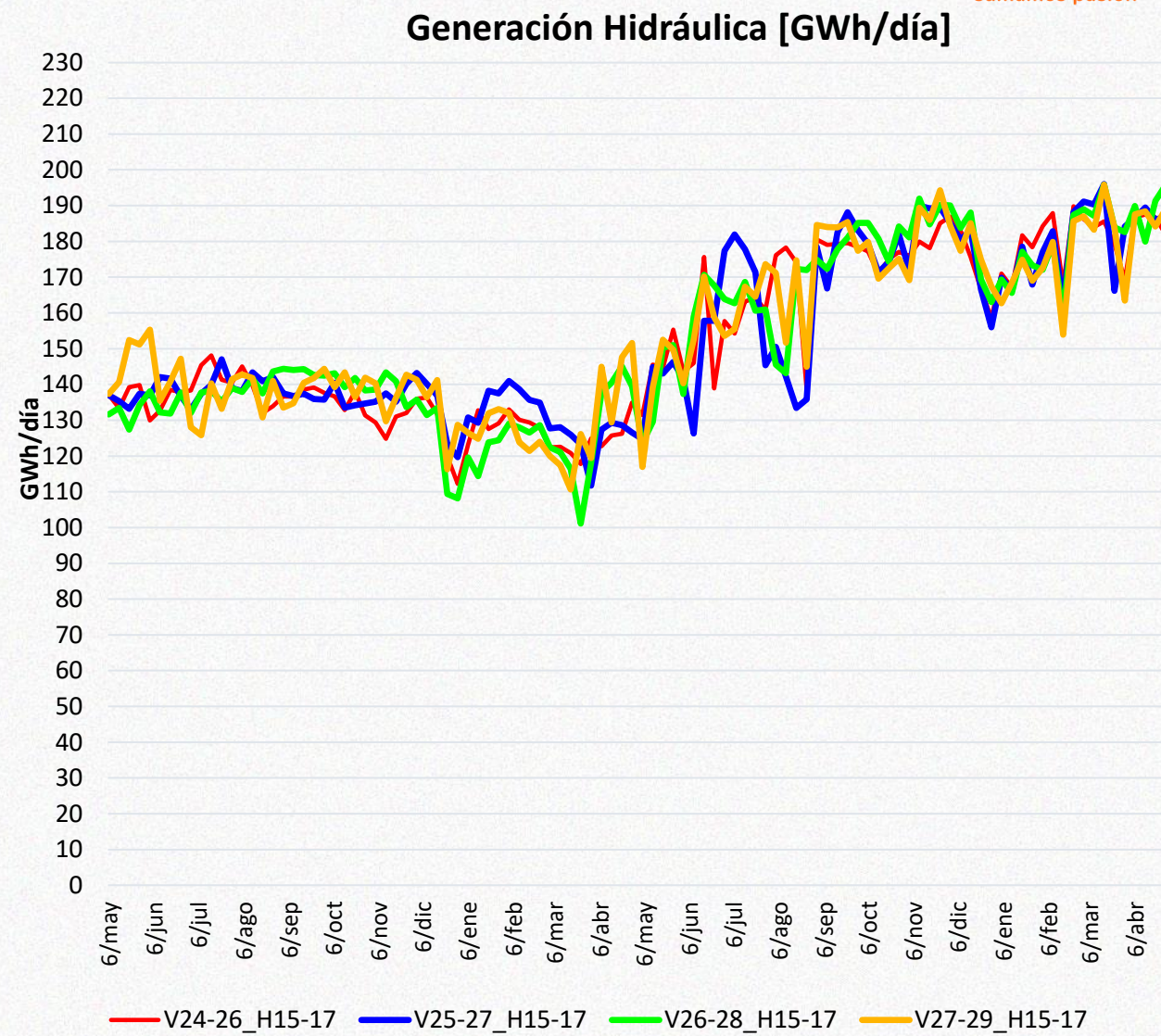
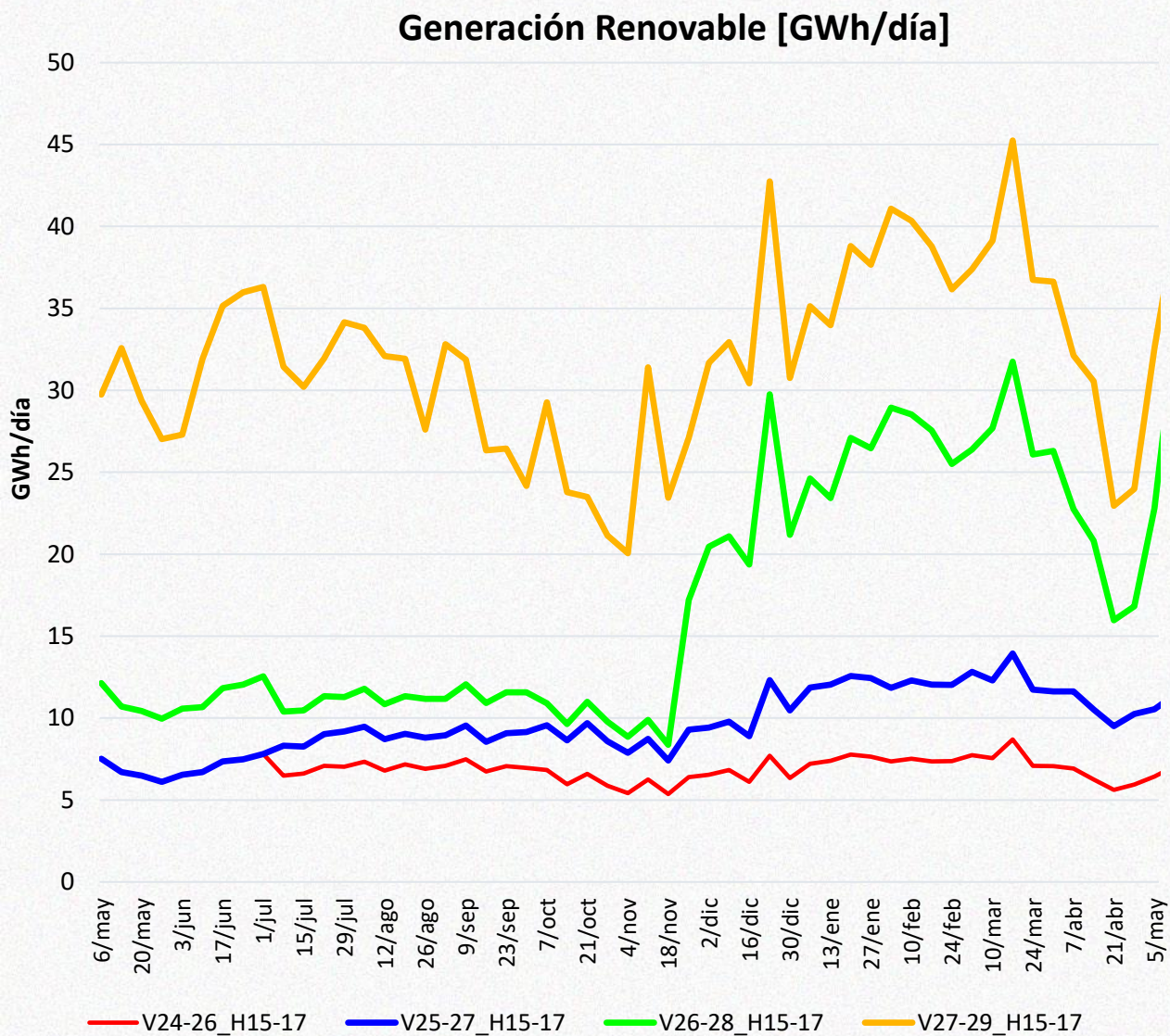
ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



Sumamos energía,
sumamos pasión



Resultados Veranos futuros, H 15-17

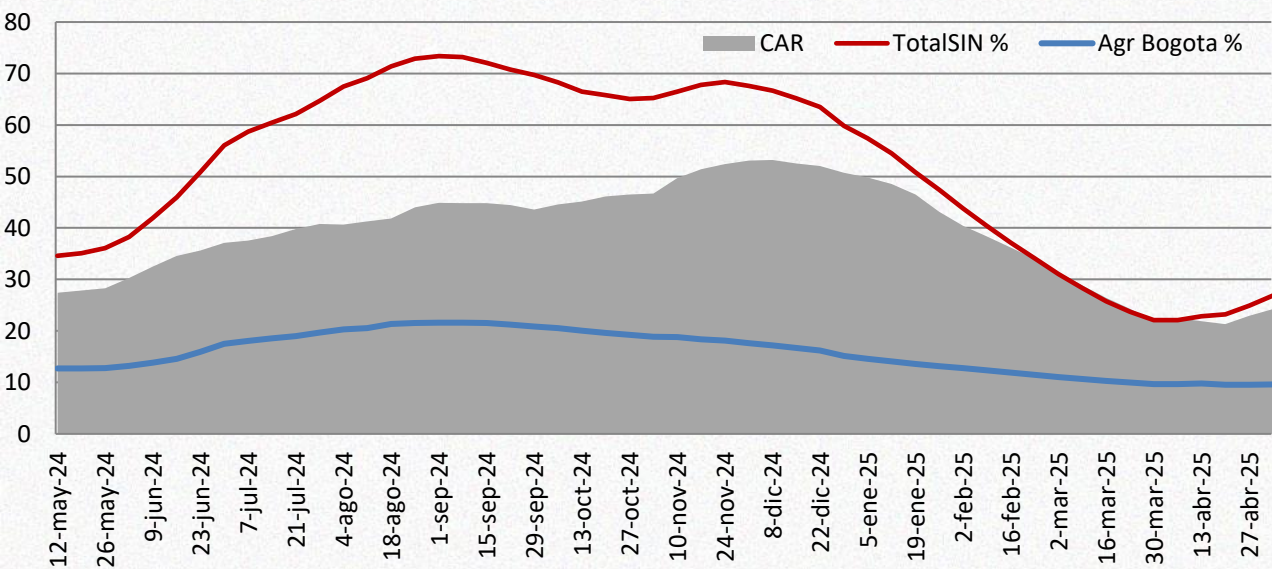


Para todos los casos simulados, se cumplen los índices de confiabilidad y seguridad del sistema.

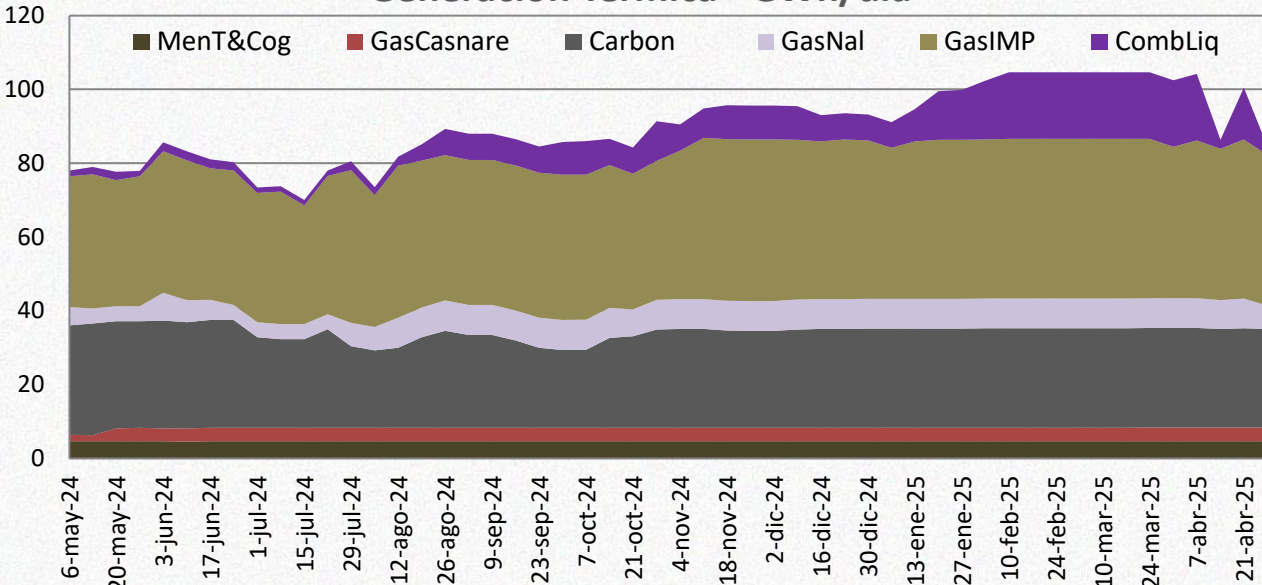
Verano 2024-2025, H 15-17



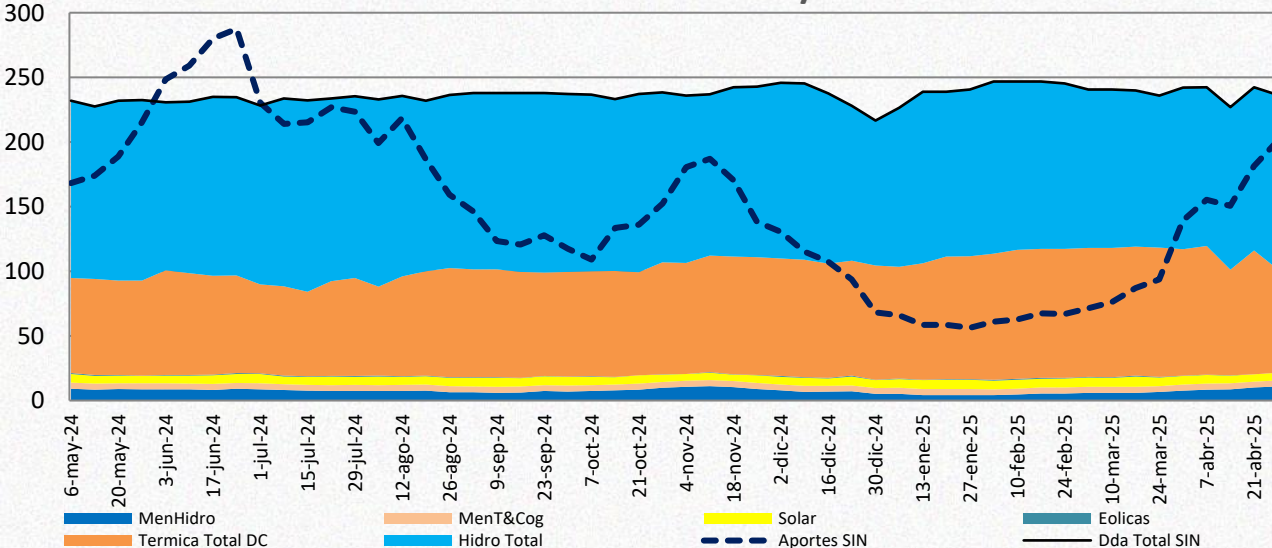
Embalse de SIN %



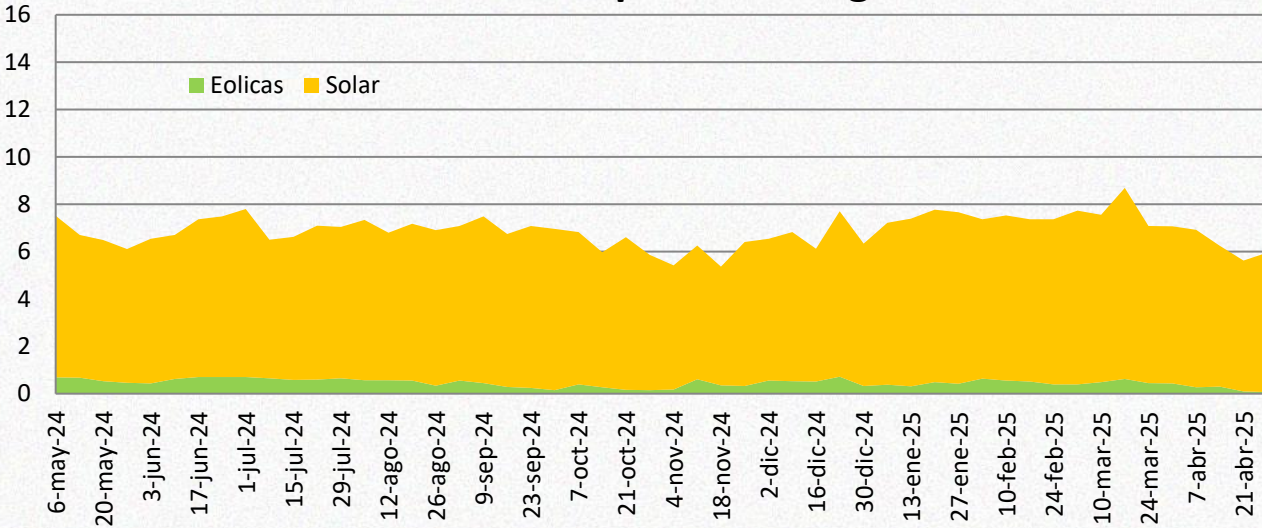
Generación Térmica - GWh/día



Balance del SIN - GWh/día



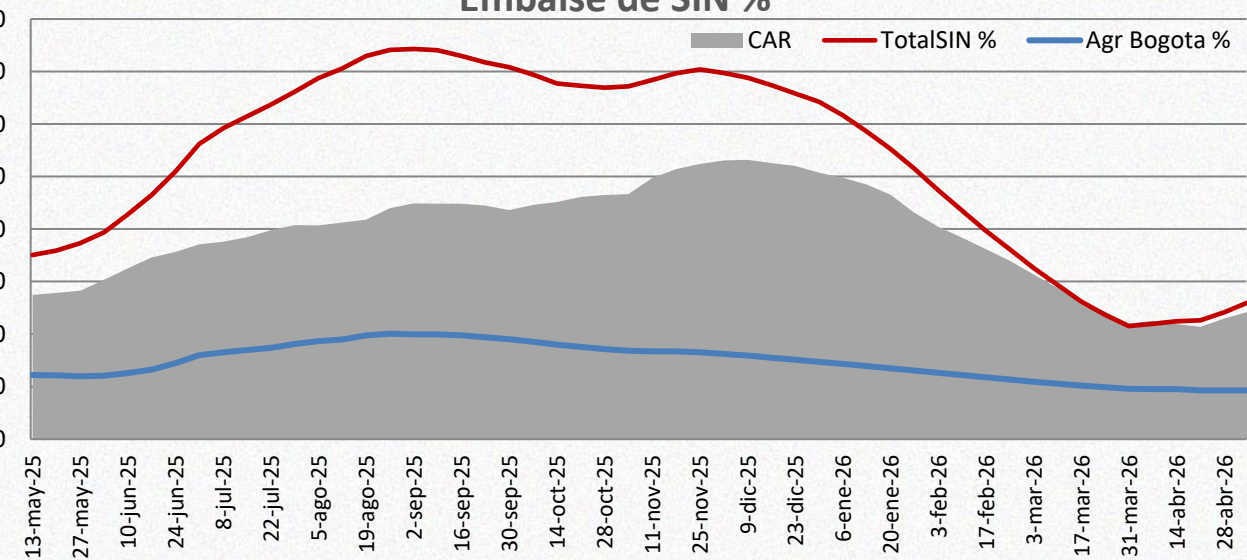
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



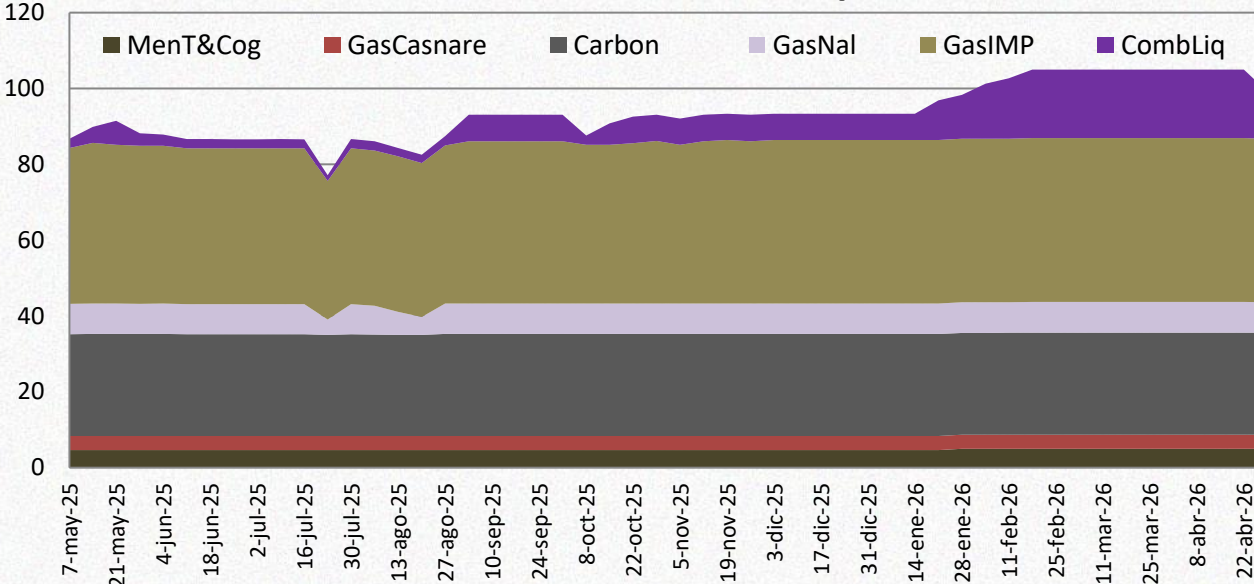
Verano 2025-2026, H 15-17



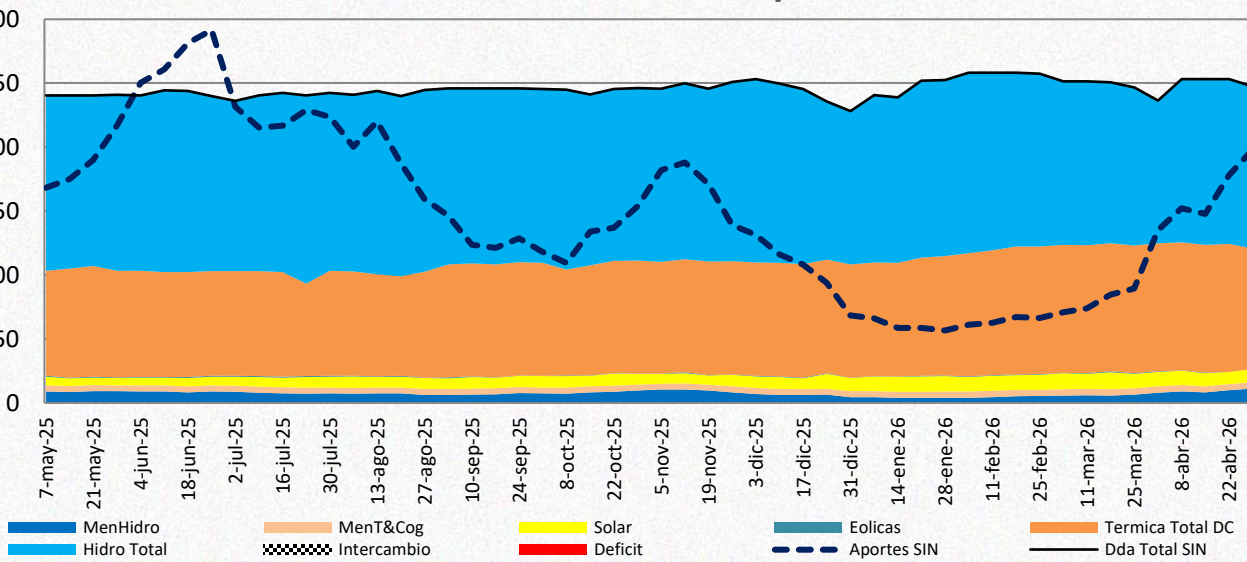
Embalse de SIN %



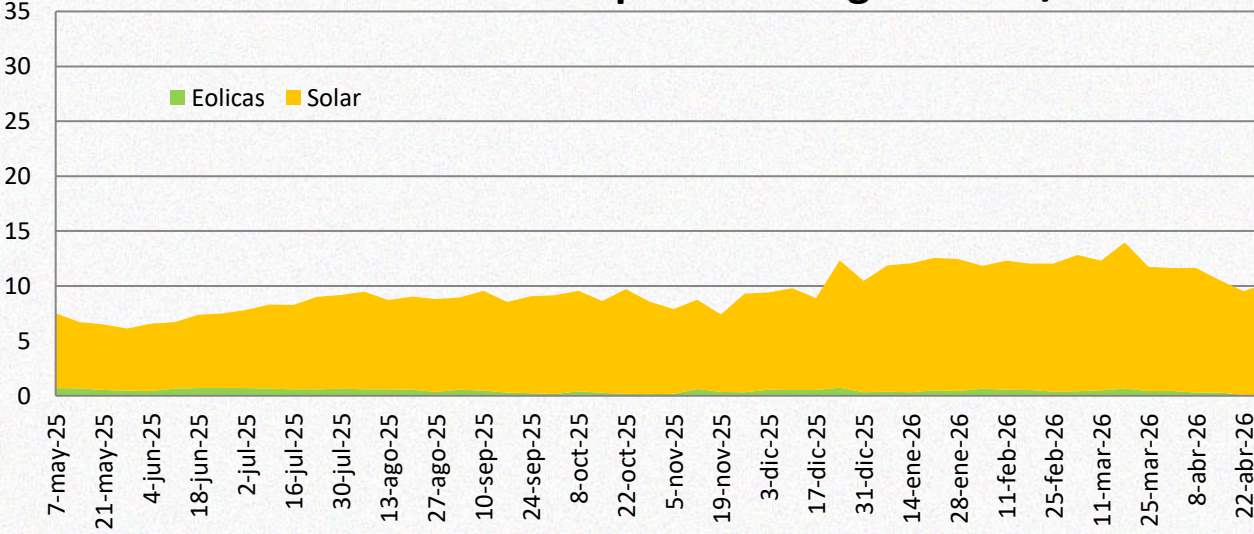
Generación Térmica - GWh/día



Balance del SIN - GWh/día



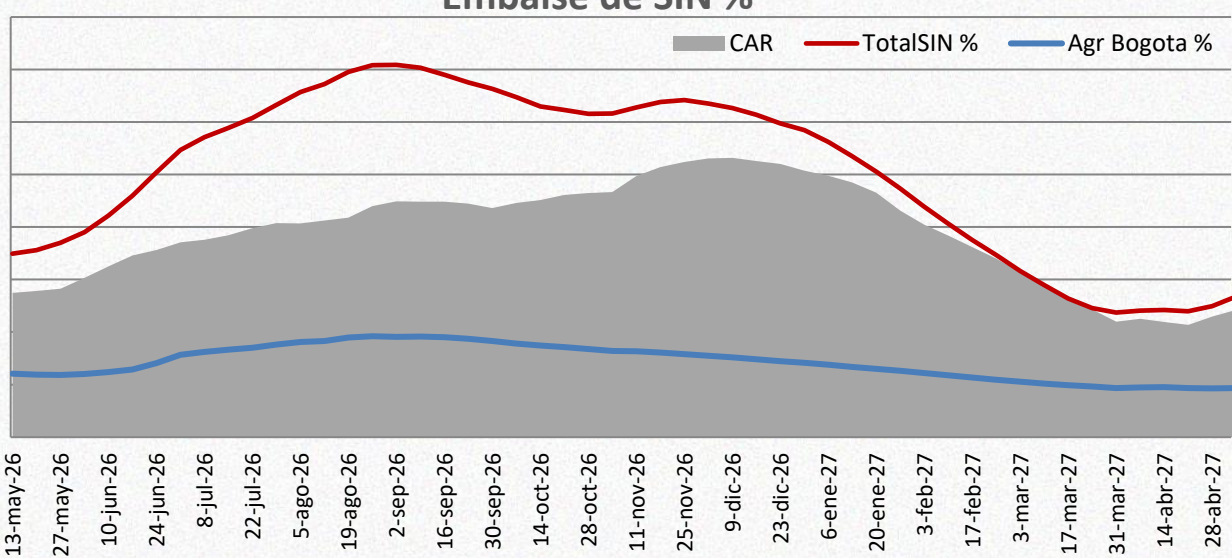
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



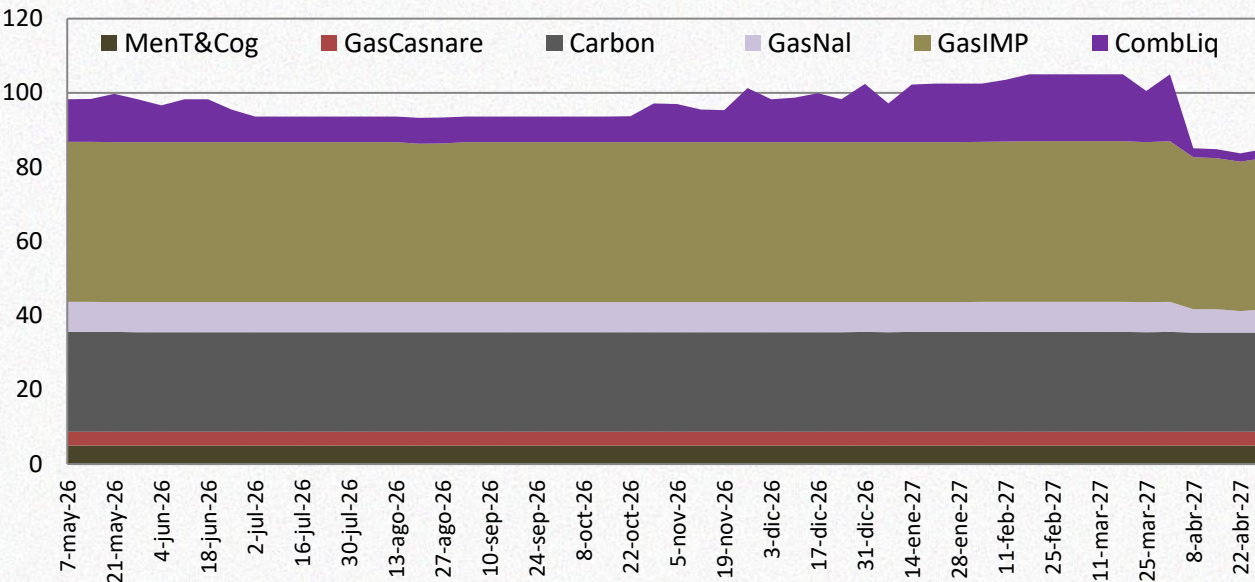
Verano 2026-2027, H 15-17



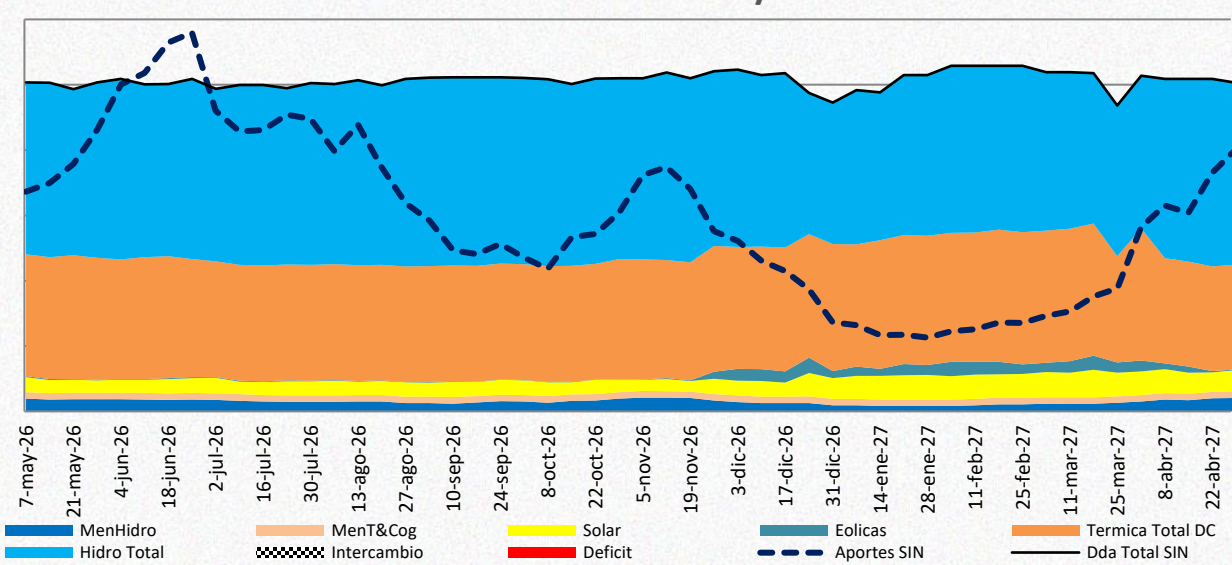
Embalse de SIN %



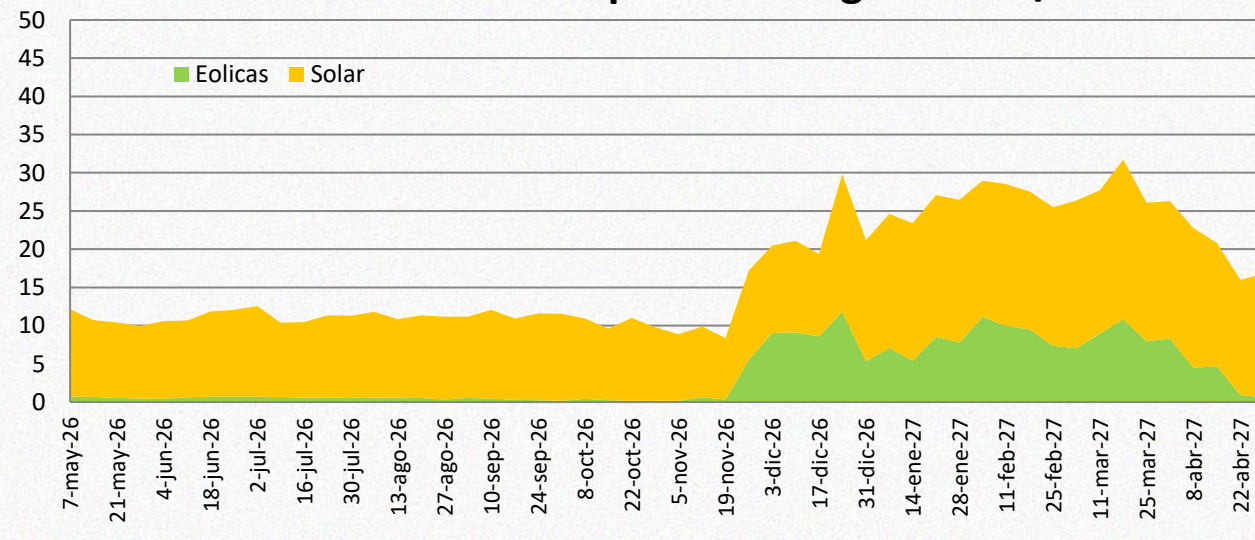
Generación Térmica - GWh/día



Balance del SIN - GWh/día



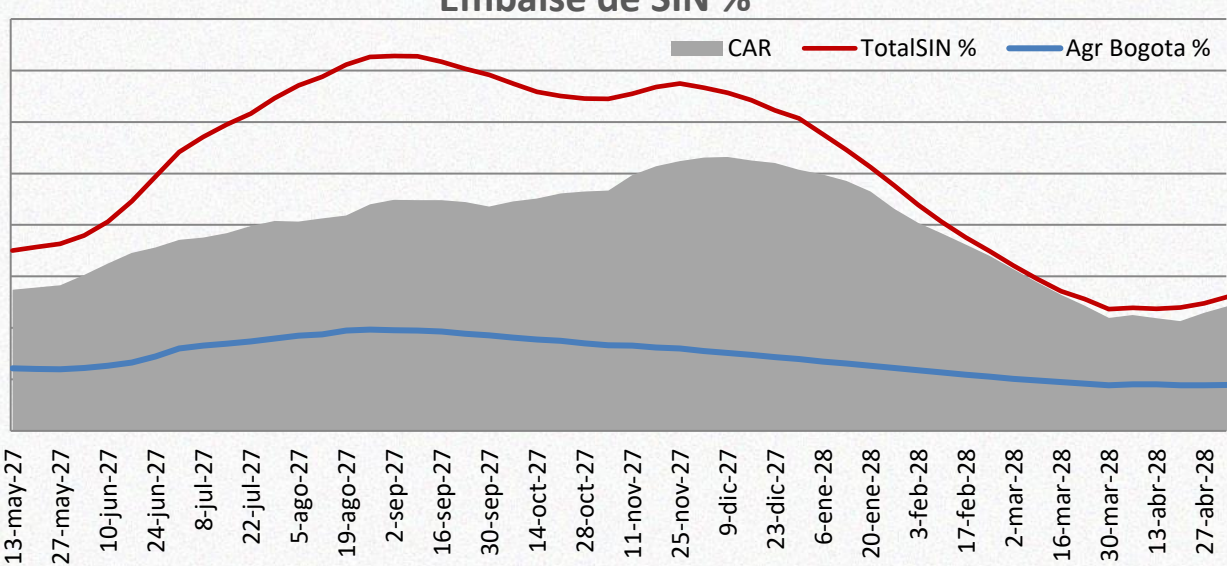
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



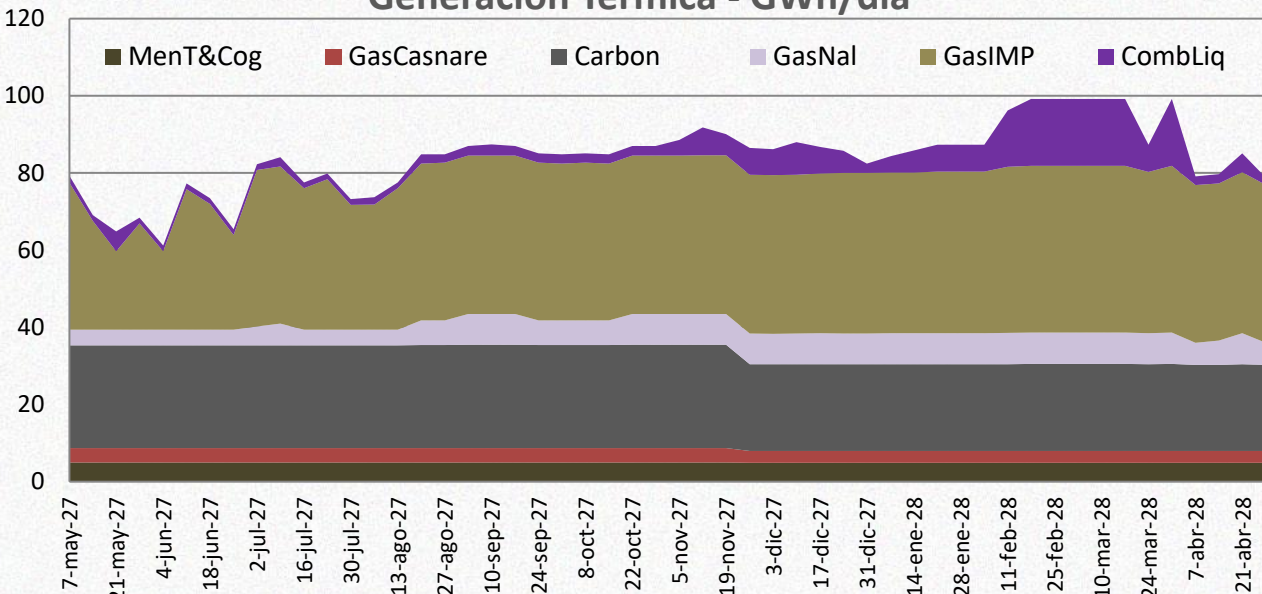
Verano 2027-2028 ,H 15-17



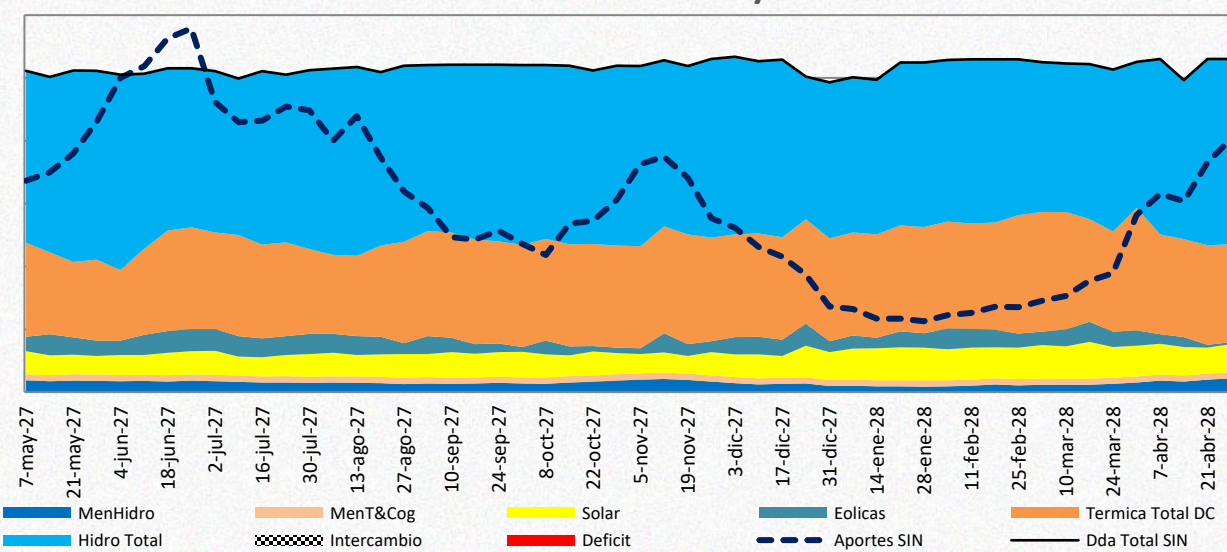
Embalse de SIN %



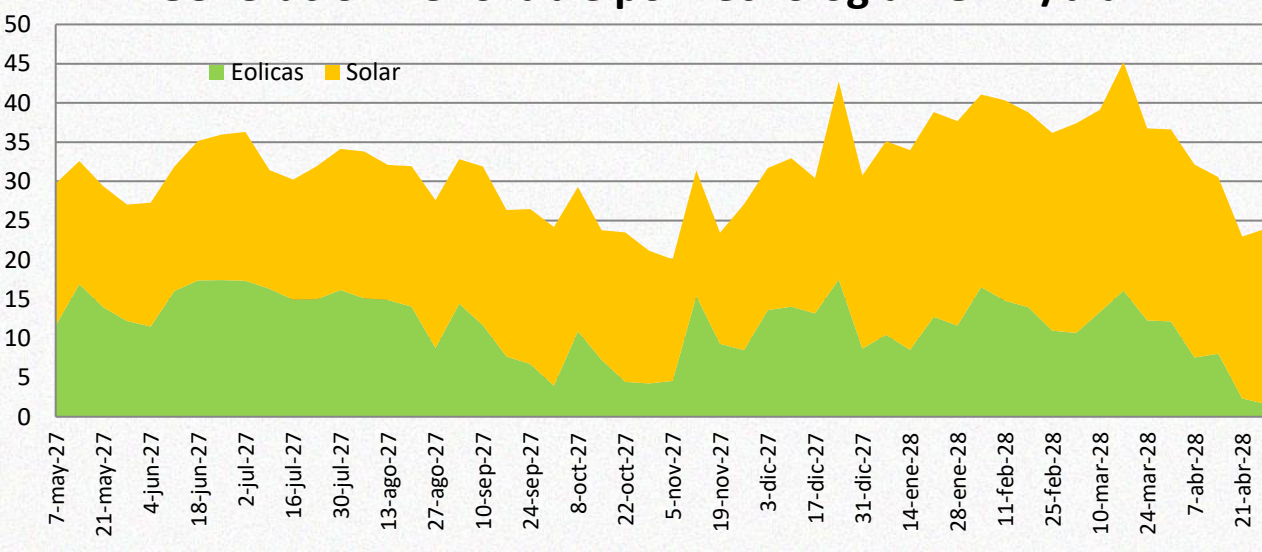
Generación Térmica - GWh/día



Balance del SIN - GWh/día



Generación Renovable por Tecnología - GWh/día

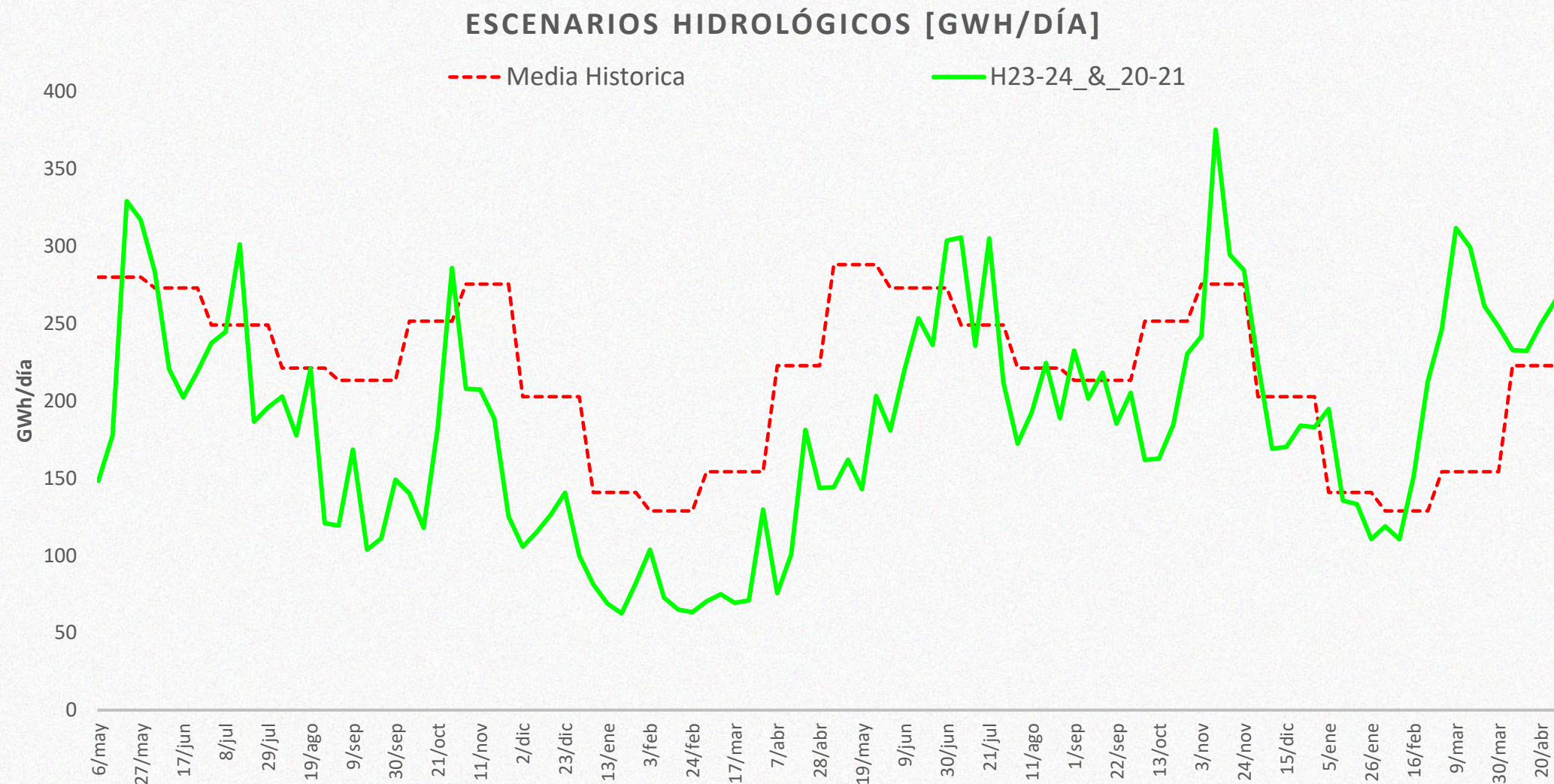


Análisis Energético veranos futuros

Sensibilidad OEF proyectos retraso en su FPO, serie determinística 2023-2024+2020-2021

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF), con atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre una serie determinística deficitaria 2023-2024+2020-2021.

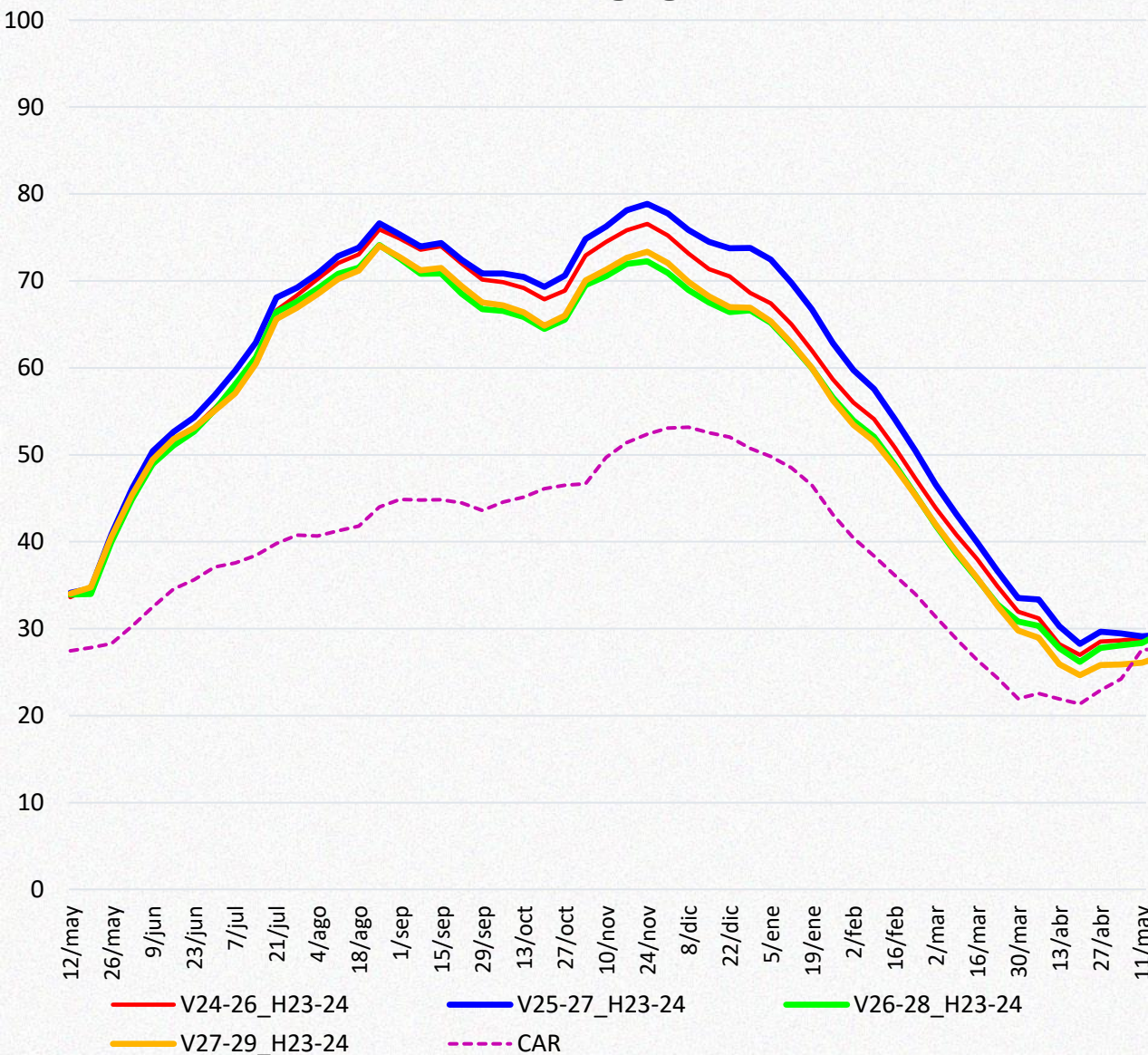
Datos de entrada y supuestos considerados



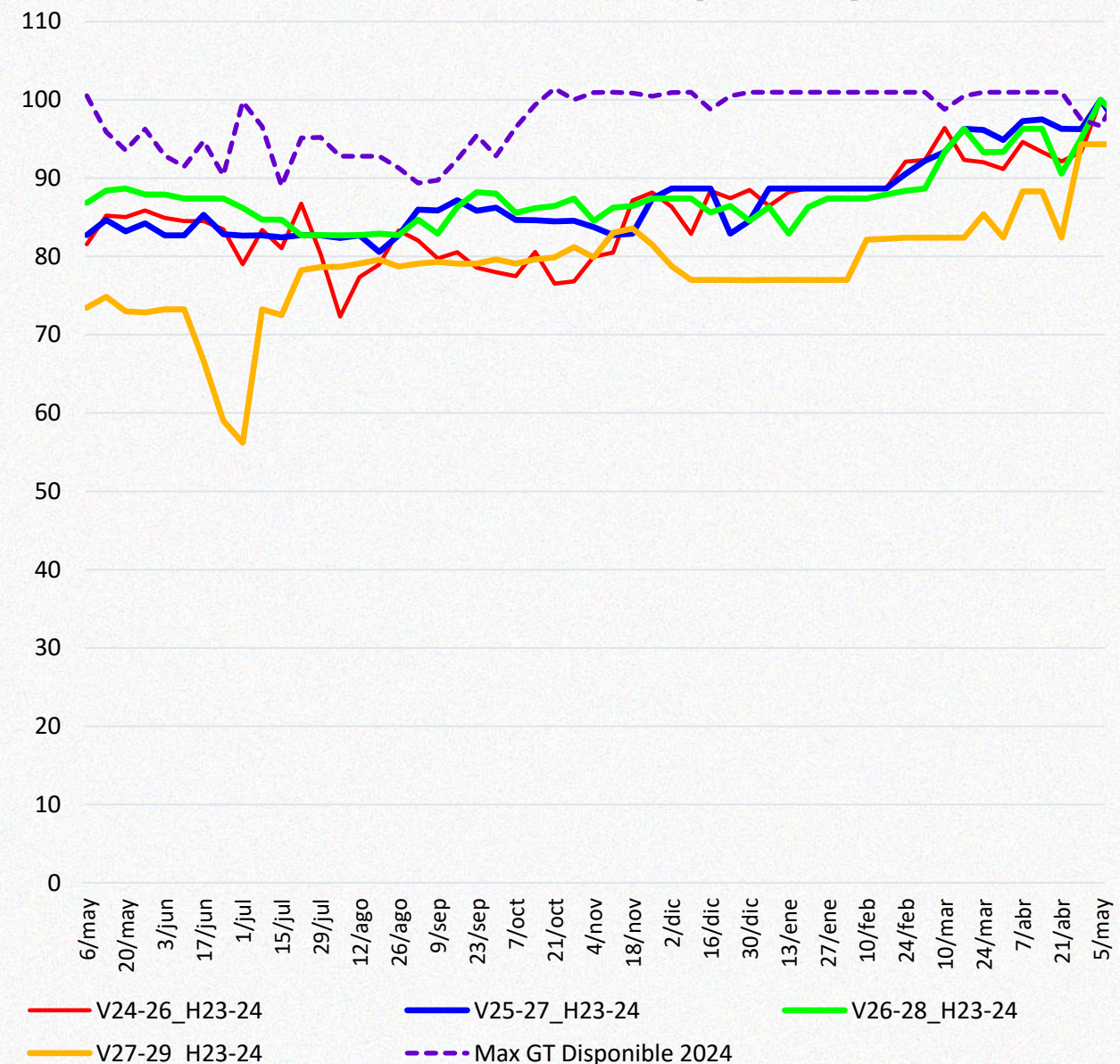
Resultados Veranos futuros, H23-24



Embalse Agregado SIN %

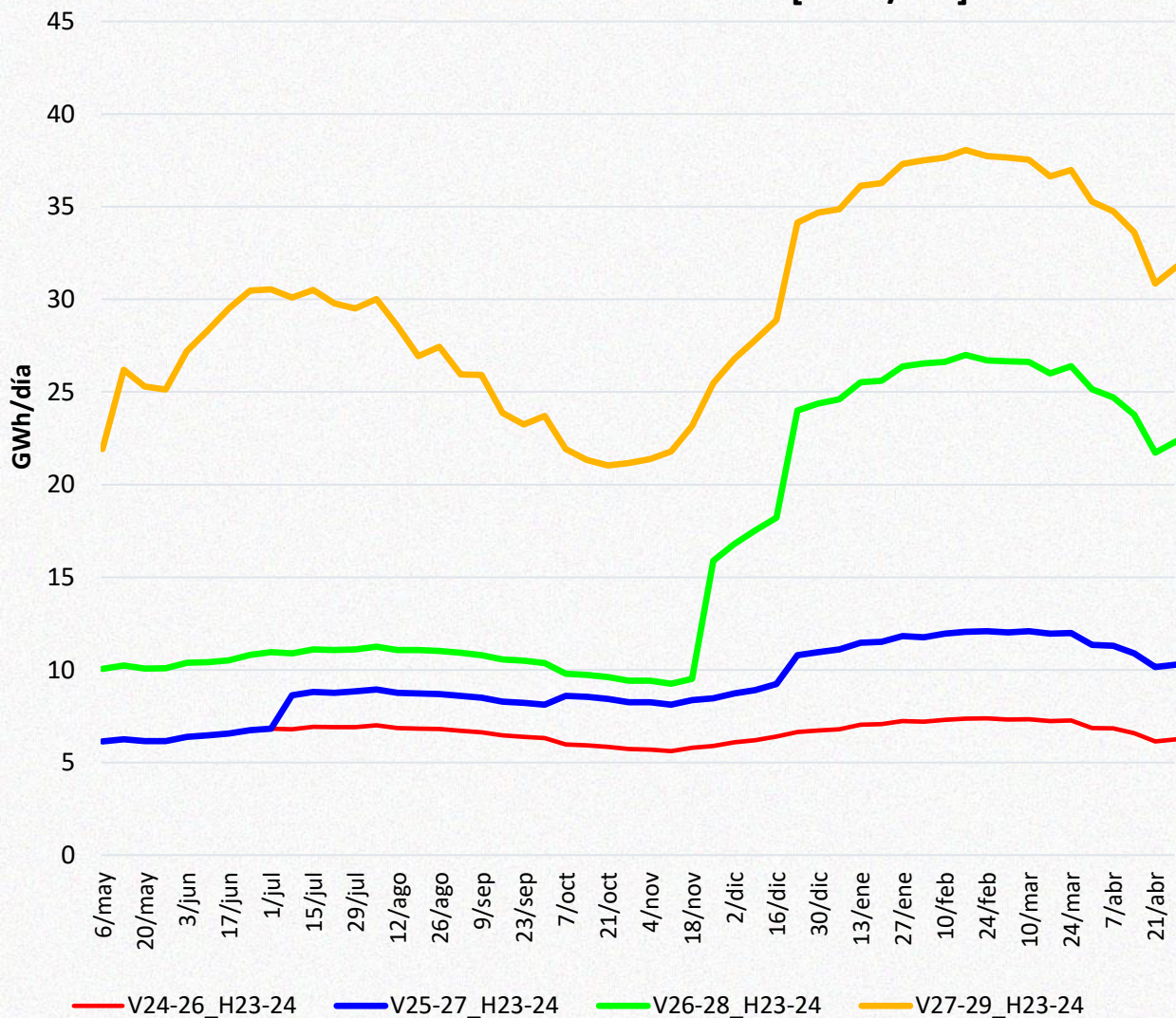


Generación Térmica [GWh/día]

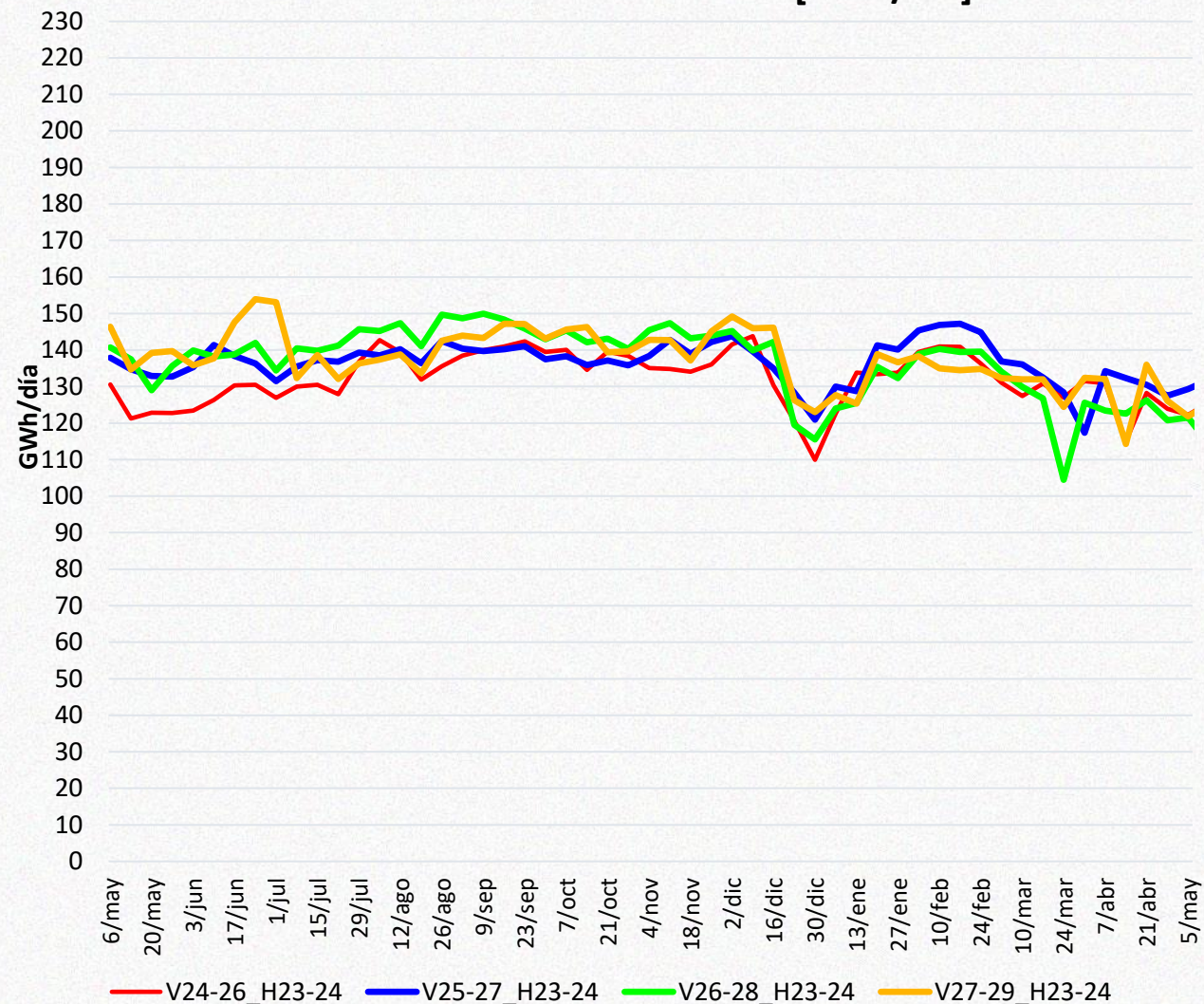


Resultados Veranos futuros, H23-24

Generación Renovable [GWh/día]



Generación Hidráulica [GWh/día]

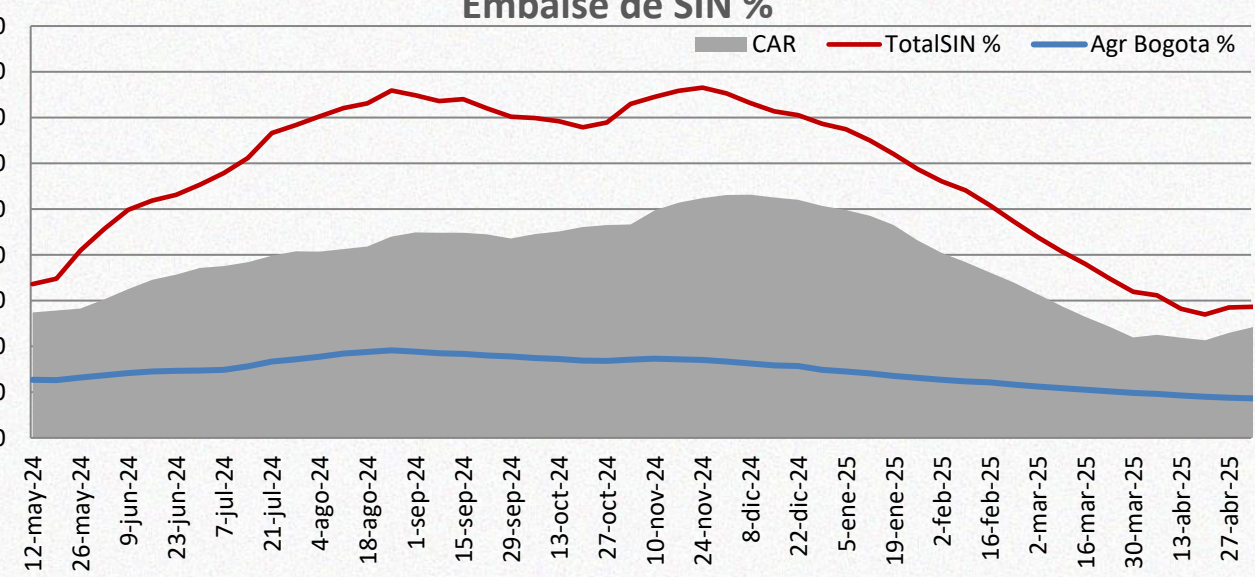


Para todos los casos simulados, se cumplen los índices de confiabilidad y seguridad del sistema.

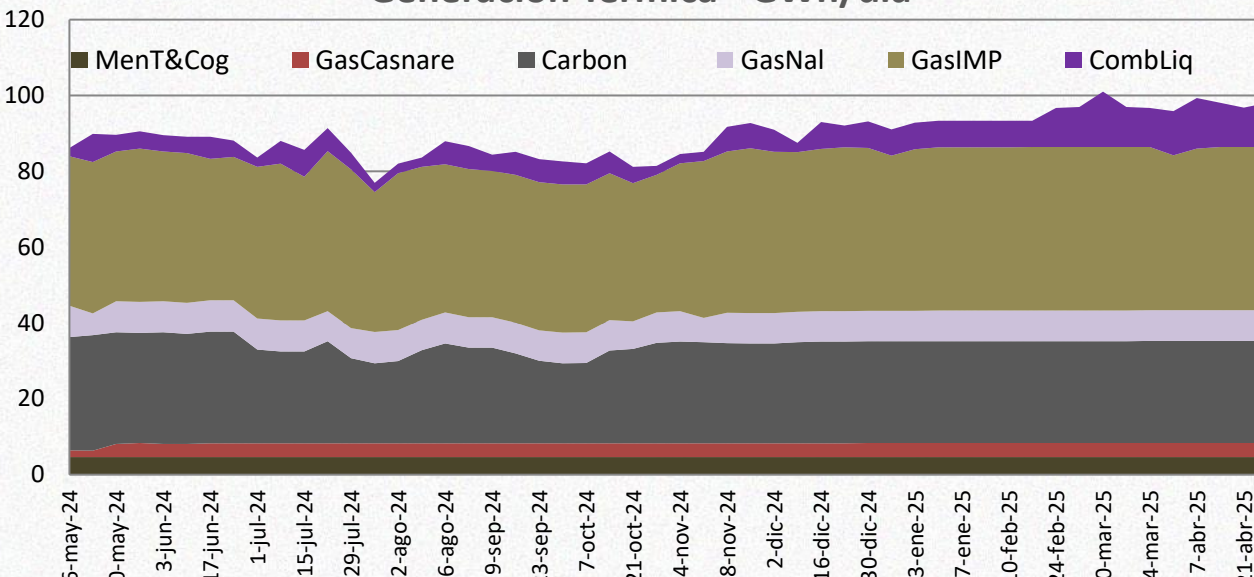
Verano 2024-2025, H 23-24



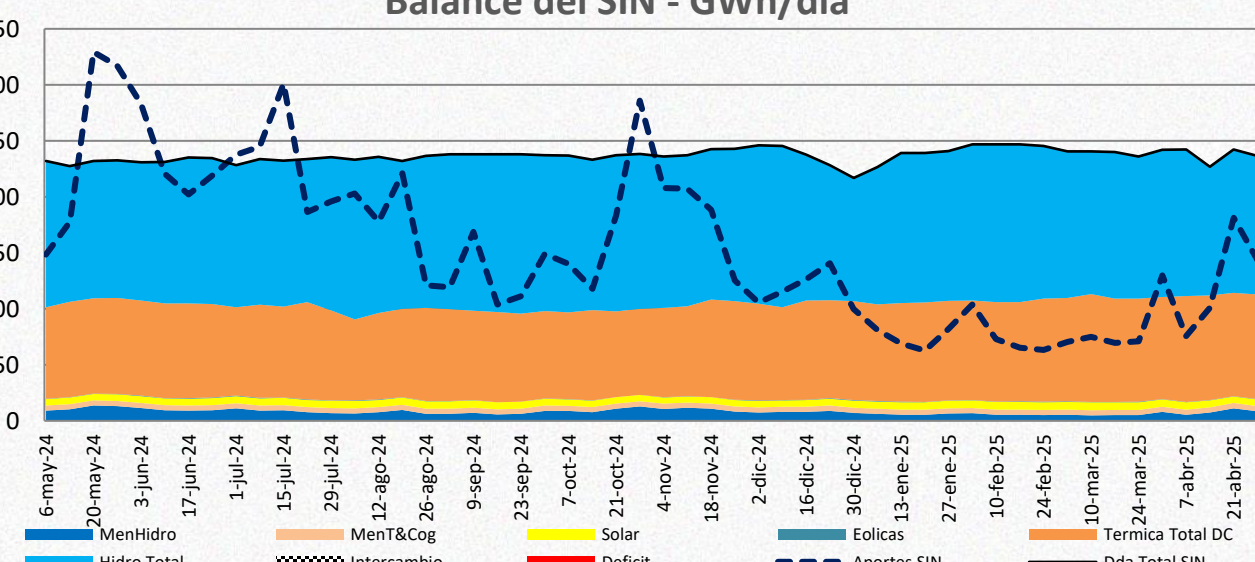
Embalse de SIN %



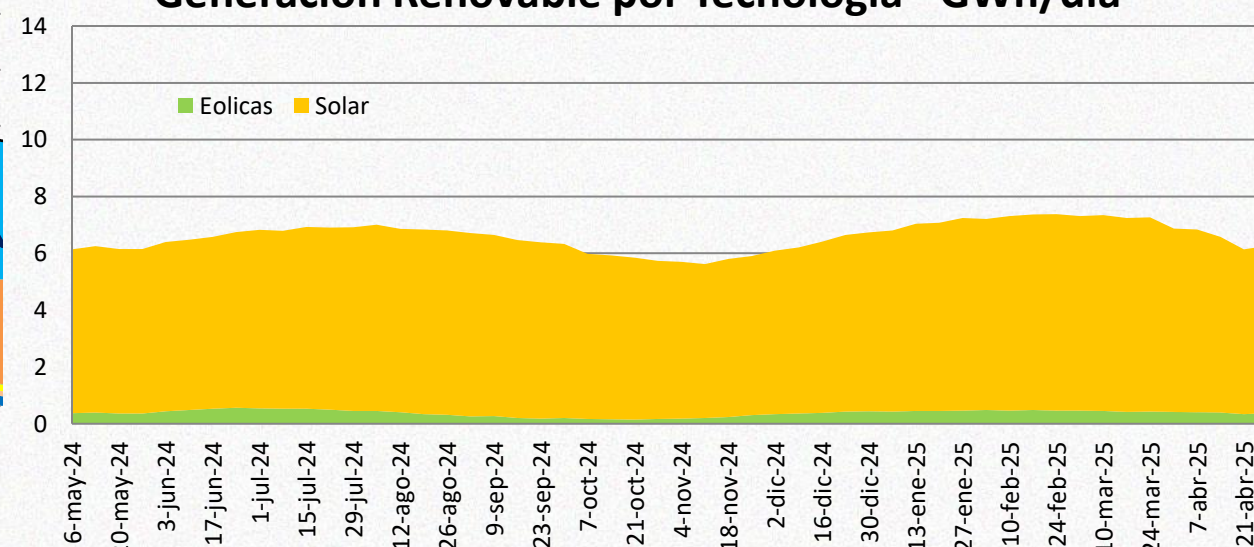
Generación Térmica - GWh/día



Balance del SIN - GWh/día



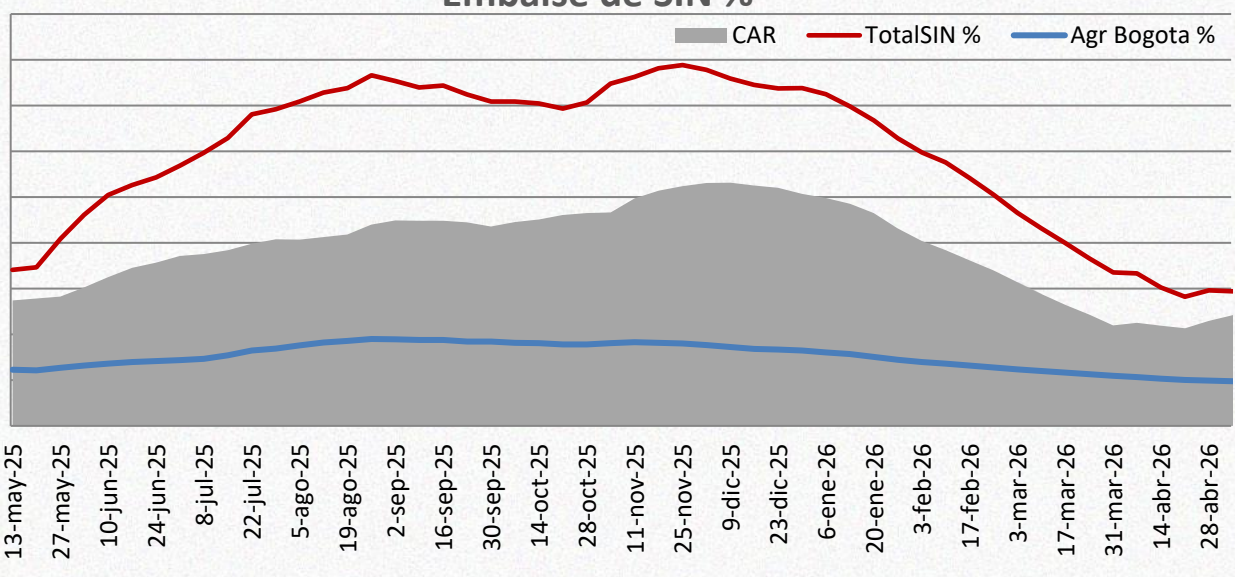
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



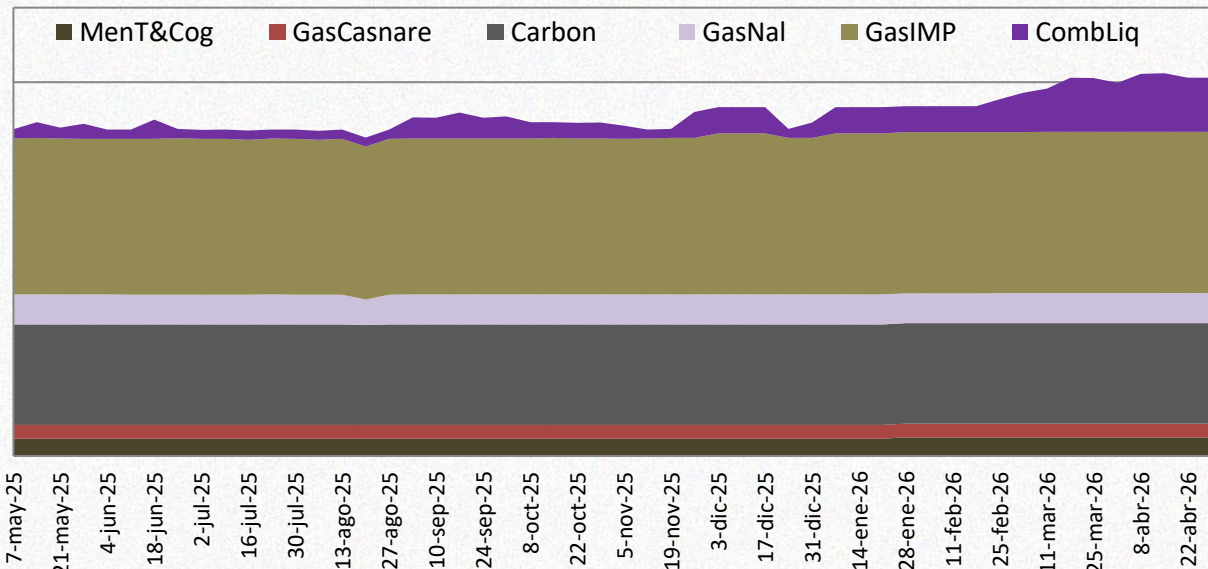
Verano 2025-2026, H 23-24



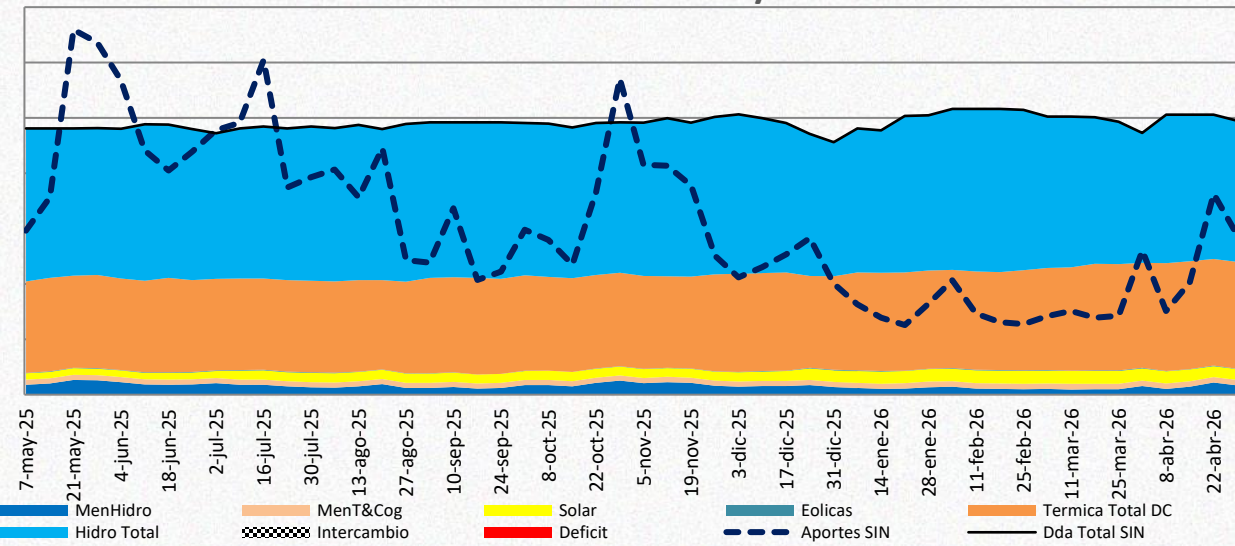
Embalse de SIN %



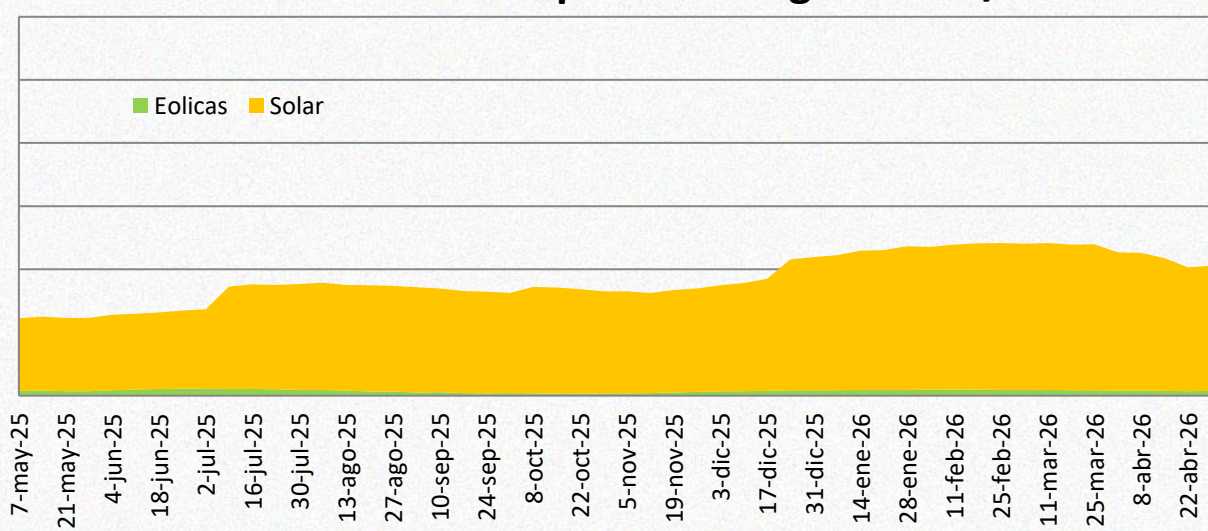
Generación Térmica - GWh/día



Balance del SIN - GWh/día



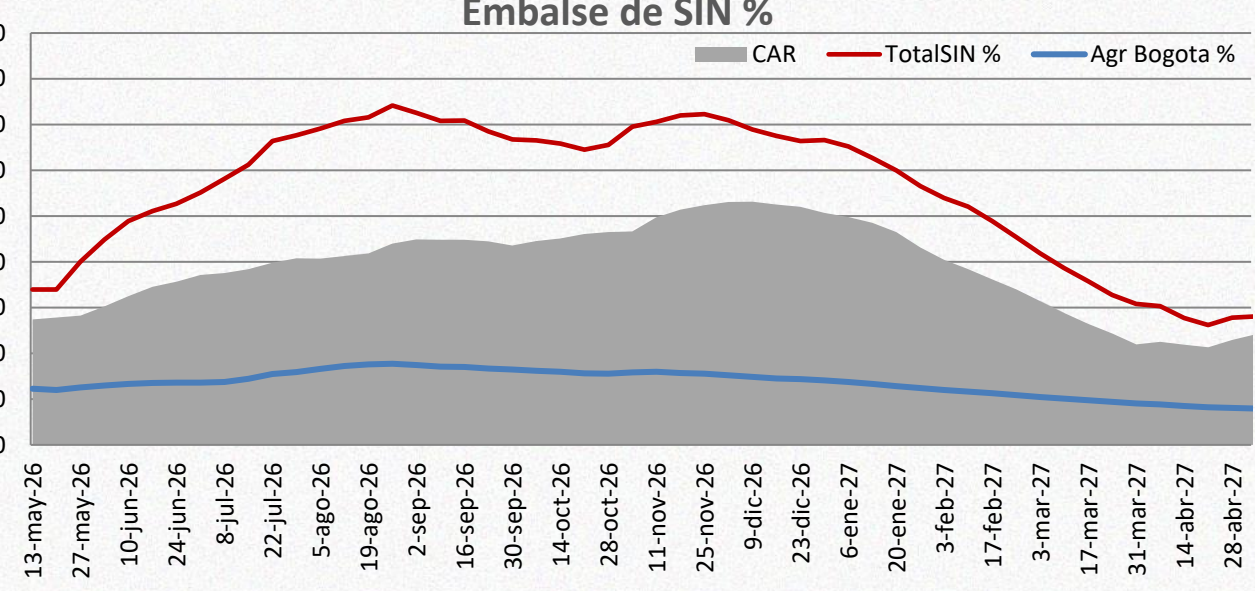
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



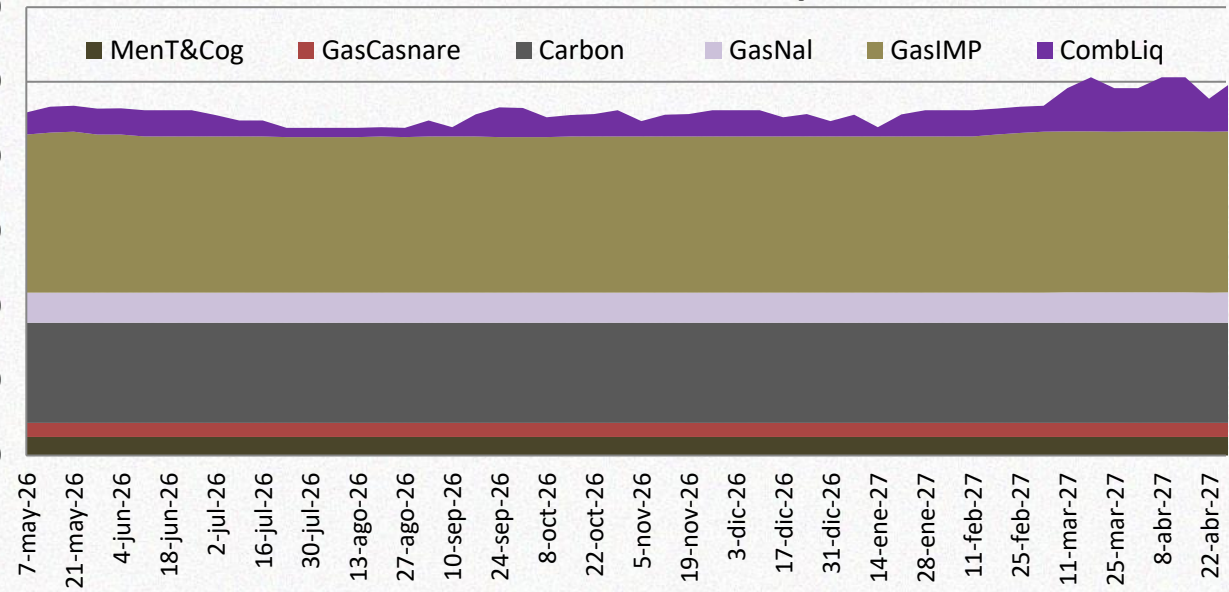
Verano 2026-2027, H 23-24



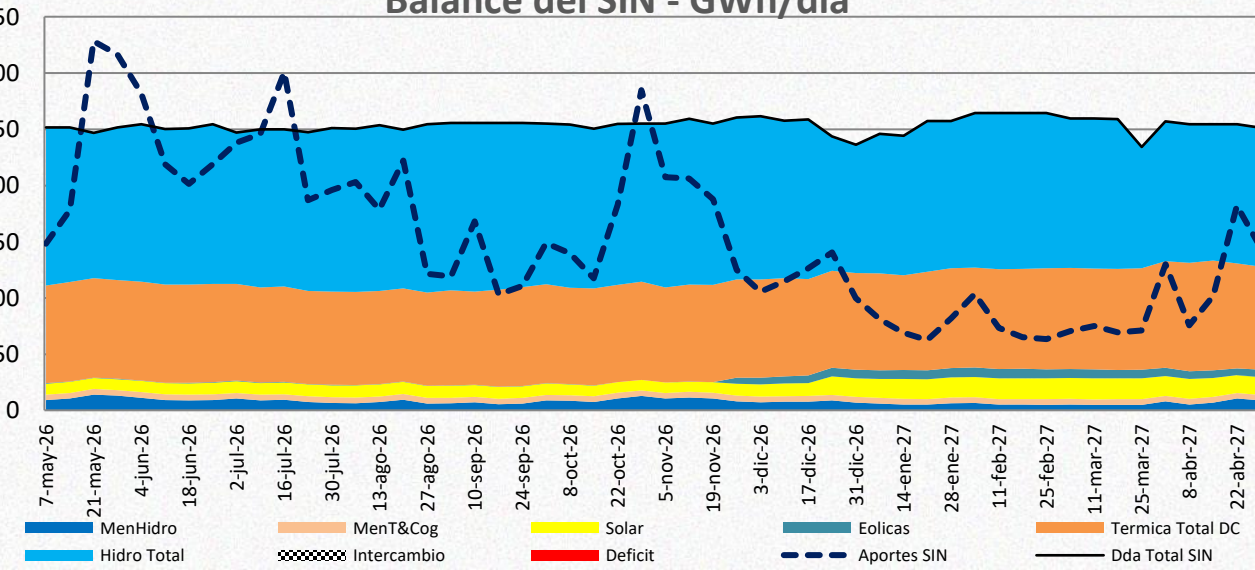
Embalse de SIN %



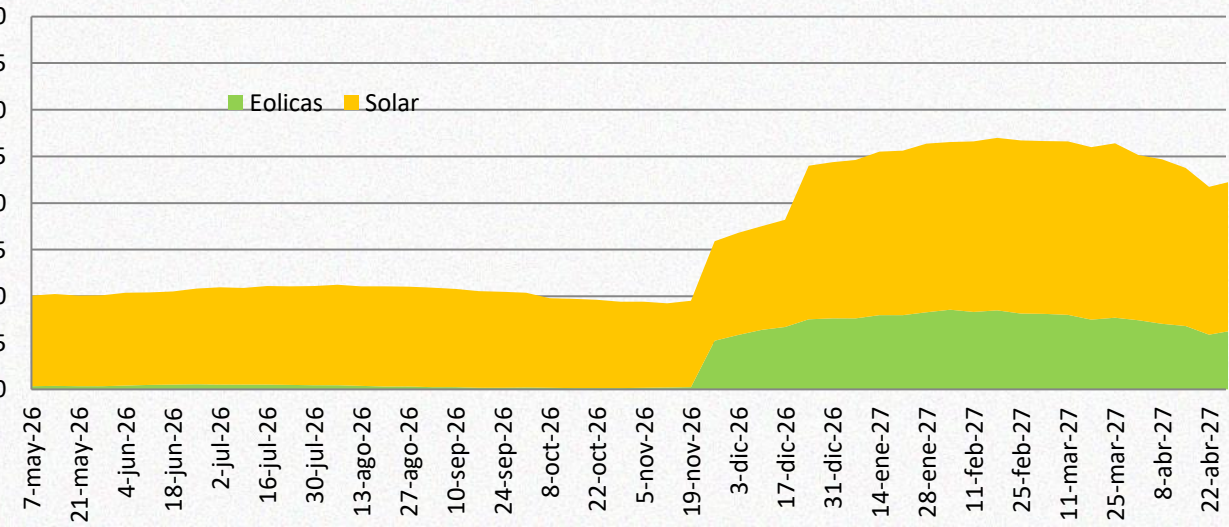
Generación Térmica - GWh/día



Balance del SIN - GWh/día



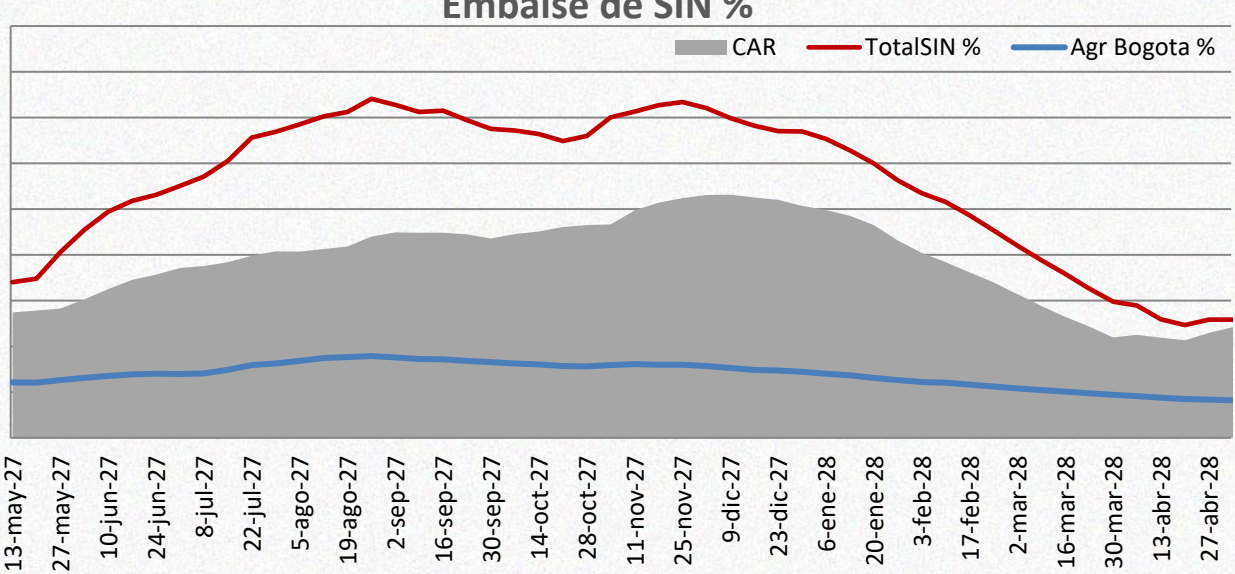
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



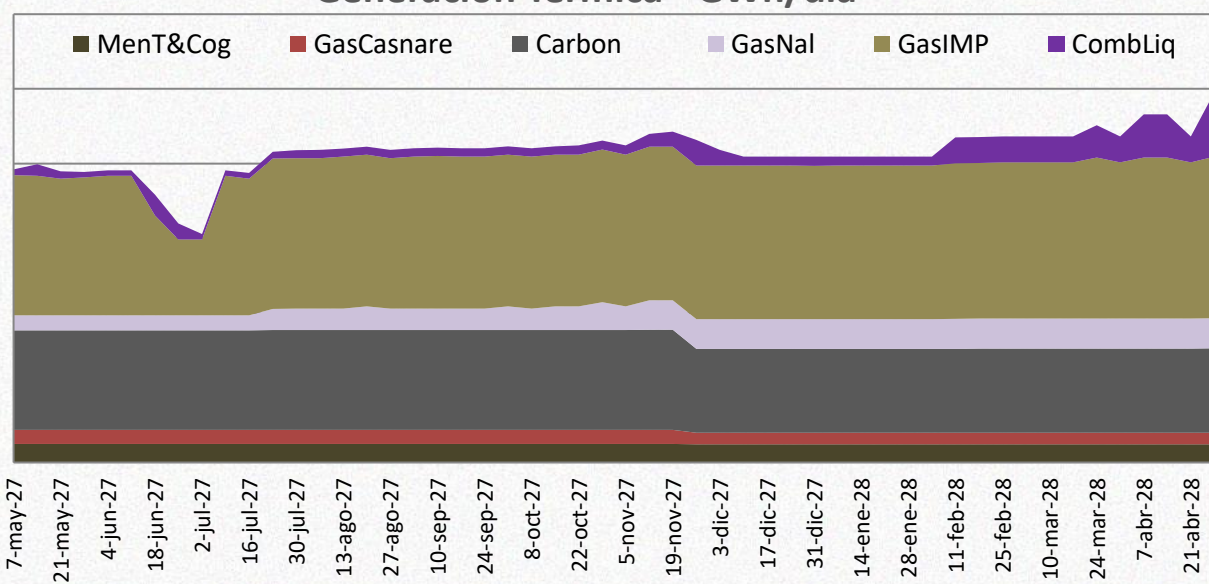
Verano 2027-2028, H 23-24



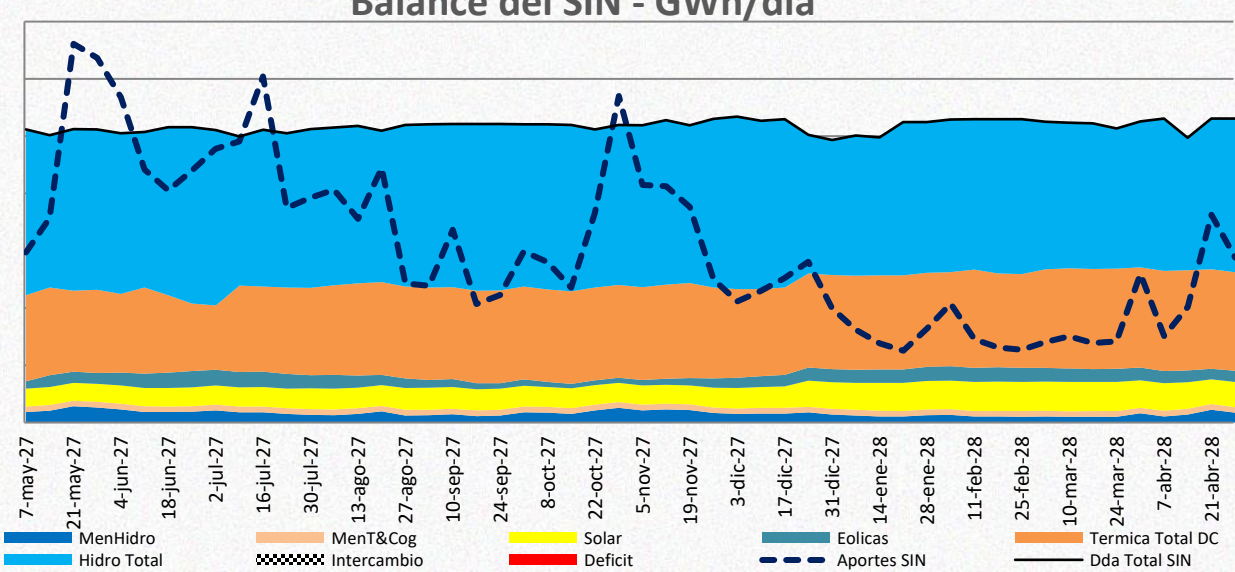
Embalse de SIN %



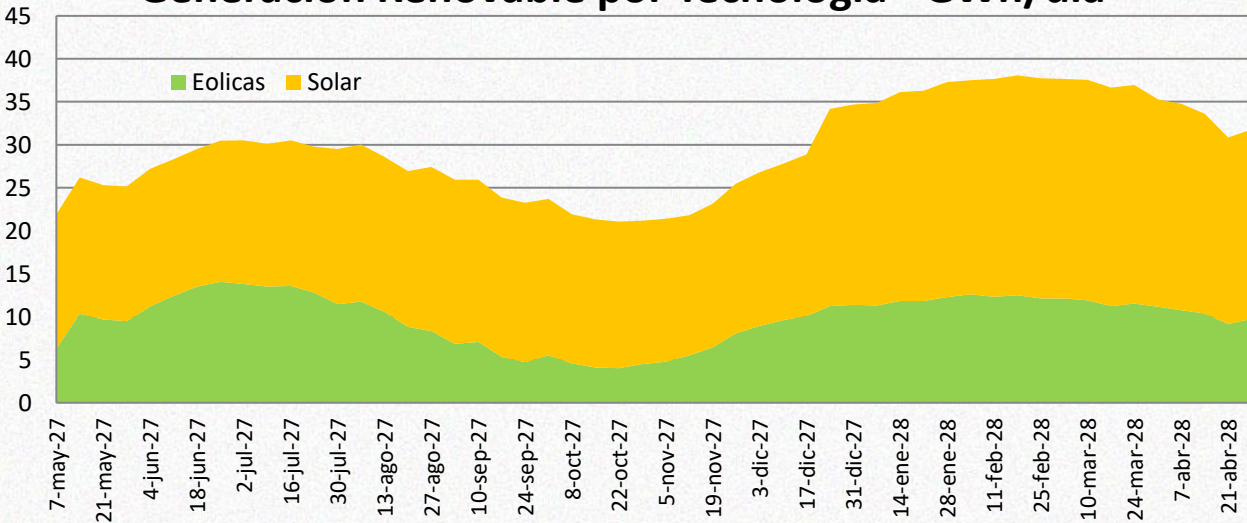
Generación Térmica - GWh/día



Balance del SIN - GWh/día



Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



Conclusiones

Estas sensibilidades no consideran eventos de alto impacto y baja probabilidad.

Dado el crecimiento esperado de la demanda y la expansión esperada del parque generador en los próximos años, donde se mantiene la capacidad térmica e hidráulica actual del sistema, de presentarse fenómenos tipo El Niño en los próximos veranos se observa:

- **Desembalsamientos hasta del 49%** durante la estación de verano, valor superior al presentado en los últimos fenómenos el niño, alcanzando valores mínimos de **embalse al final de la estación de verano cercanos al 23%**, valor no alcanzado en la operación durante los últimos 30 años.
- Una alta exigencia del parque térmico, con valores promedio **durante el verano (Dic-Abr) de hasta 95 GWh-día**, lo que implica una alta exigencia sobre la cadena de suministro de combustibles fósiles como Carbón, gas y líquidos.
- Con el fin de mitigar riesgos para la atención segura y confiable de la demanda se debe tener un uso del embalse, de forma tal, que permita tener al **inicio del verano un nivel de embalse suficiente para enfrentar la estación de verano**, lo que implica en algunos casos contar con **generación térmica cercana a 90 GWh-día en la estación de invierno**.

Recomendaciones

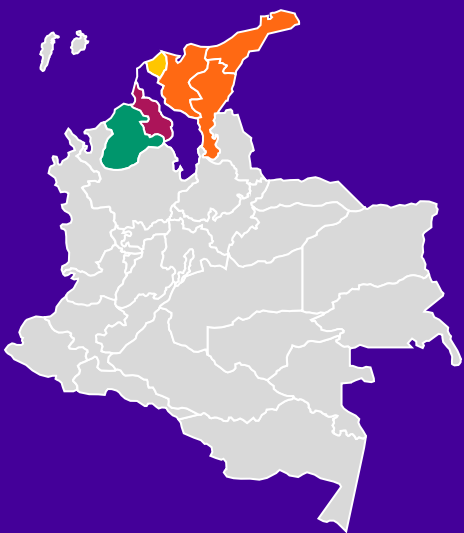
Para **minimizar posibles riesgos** para la atención de la demanda futura **ante periodos de bajos aportes tipo El Niño**, se recomienda:

- » Trabajar de manera articulada para materializar los planes de expansión de generación y transmisión.
- » Definir y materializar la puesta en operación de las obras requeridas que aporten fortaleza a la red.
- » Mantener un parque de generación diversificado en energéticos primarios para garantizar el abastecimiento de la demanda. Tomando mayor relevancia ante un crecimiento acelerado de la demanda.
- » Garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles requeridos de la generación térmica para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda, en especial el gas natural.
- » Realizar un monitoreo continuo al balance de la energía firme del sistema frente a los escenarios de demanda elaborados por la UPME.
- » Realizar levantamiento de las restricciones de cada uno de los embalses del sistema en aras de tener claridad de las reservas efectivamente utilizables para la generación eléctrica a considerar en el planeamiento energético.
- » Se recomienda al CNO adelantar acciones y recomendaciones tendientes a mitigar el riesgo de afectación en la prestación del servicio, ante un periodo fuerte de bajos aportes en los próximos años.

3 – EXPECTATIVAS ELÉCTRICAS



Área Caribe



Restricción que limita la importación de potencia:

Criterios de tensión en nodos del área, ante contingencia sencilla circuitos a 500 kV.
Nodos GCM 110 kV (El Banco y San Juan), ante contingencia circuito La Loma - El Copey 500 kV o Chinú – El Copey 500 kV.
Nodos Bolívar y Córdoba Sucre 66 kV (Gambote, Zambrano, Calamar, San Jacinto), ante contingencia de un circuito con conexión a Chinú 500 kV

Esta restricción se mantiene hasta la entrada de Carreto 500/66 kV (2027). Ante la nueva condición de red los nodos limitantes por tensión son: Gambote 66 kV y Mompox 110 kV ante contingencia sencilla de elementos de red, en espacial de circuitos a 500 kV.

Condición de la red 2024	A	B	C	C-S	GCM
Circuitos radiales	2	2	1	11	6
Esquemas suplementarios (31)	7	8		8	8
Nodos cerca o que superan la capacidad de cortocircuito	12	3	1		

Circuitos que operan normalmente abiertos

- Tenera – Villa Estrella 66 kV**, Para evitar activaciones de restricciones por sobrecarga.
- Gambote – TCalamar 66 kV** por Transposición en secuencia de fases de los circuitos

Declaración de emergencia GCM

Declarada en estado de emergencia en Abril de 2022 por susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de Recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR). A la fecha no se han definido proyectos que eliminen o mitiguen dicho fenómeno.

Nodos en condición de emergencia.

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

Subárea Córdoba – Sucre: San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV y El Carmen 110 kV, Mompox 110 kV.

Declarados desde junio de 2023 dada la dificultad para cumplir criterios regulatorios de tensión.

Restricciones declaradas en emergencia

- Valledupar 1 y 12 220/34,5/13,8 kV / demanda en Valledupar 34.5 y 13.8 kV y Guatapurí 34.5 kV.
- Tolu Viejo – Sierra Flor, Boston - Sierra Flor, Chinú – Conveñas, Coveñas – Tolu Viejo 110 kV / Baja tensión en nodos de Córdoba – Sucre y Bolívar.
- Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / baja tensión Río Sinú y riesgo desatención de la demanda de Tierra Alta y Río Sinú.

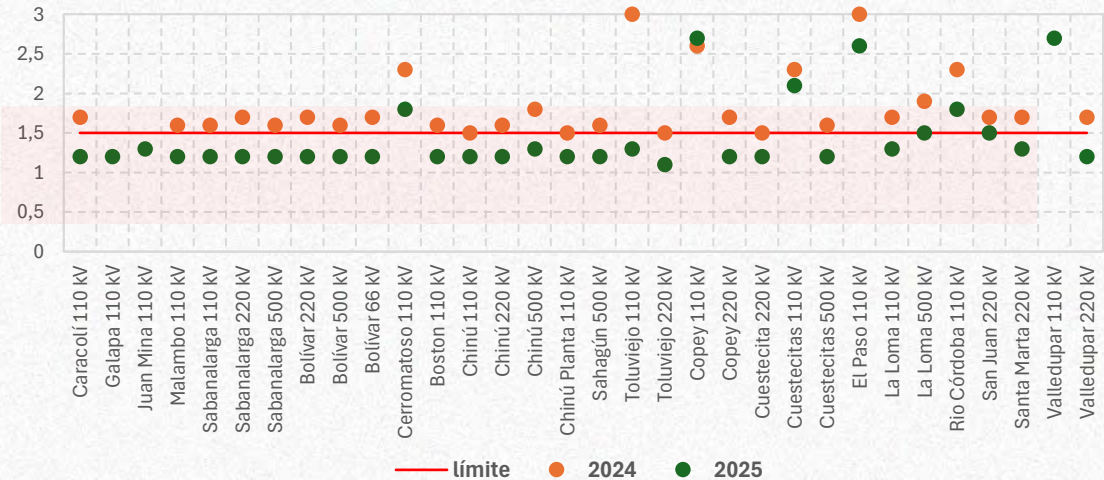
Índices de fortaleza de red - SCRIF

Los índices de fortaleza de red utilizando métricas SCR (SCRIF, WSCR) y anticipando la progresiva entrada de proyectos de transmisión y generación a mediano y largo plazo, indican en varios nodos del área que las métricas son inferiores a los umbrales de estabilidad recomendados internacionalmente.

Recomendaciones

Acompañar la integración de FERNC con equipos con capacidad de aporte de corriente de cortocircuito e inercia, como son los condensadores síncronos.

La instalación de estos equipos ayuda a disminuir la susceptibilidad de FIDVR, a disminuir el requerimiento del parque convencional para alcanzar los índices de fortaleza de red, además de permiten aumentar la capacidad de importación y exportación de potencia del área.



Área Antioquia



Declaración de Alerta

Red 115 de DISPAC

En la red 115 kV del departamento del Chocó se identifica la restricción por baja tensión en nodos de la red 115 kV ante red degradada o contingencia sencilla, restricción que ante el aumento progresivo de la demanda se hará cada vez más crítica y que no tiene proyecto asignado que la elimine.

Dada la condición antes expuesta desde febrero de 2023 se declaró la red 115 kV de DISPAC en alerta con posibilidad de emergencia. Se recomienda a la UPME trabajar de forma conjunta con DISPAC en identificar obras que permitan dar solución estructural a dicha restricción y brinden confiabilidad en la atención de la demanda en nodos del departamento del Chocó.

Condición de la red	
Circuitos en condición radial	9 circuitos
Circuitos normalmente abiertos	Apartadó – Caucheras 110 kV opera normalmente abierta en Caucheras 110 kV. Para evitar salida en cascada de elementos de red ante contingencia sencilla
Nodos cerca o que superan capacidad de cortocircuito	5 (Guatapé 220 kV, Rodeo, San Diego , Guayabal, Central 110 kV)

Agotamiento de red	Nodo	Observación
Antioquia - DISPAC	Cértegui 115 kV	- En red completa, la máxima demanda atendible en estas cargas es alrededor de 42 MW, valor que se alcanza en el 2034. - Ante contingencia sencilla, la máxima demanda atendible entre estas cargas es de 24 MW. Valor que ya se supera a septiembre de 2024 y por los que la red está declarada en alerta.
	Quibdó 115 kV	
	Istmina 115 kV	
En los nodos de la red 115 kV de DISPAC se encuentra operativo un ESPS por baja tensión en los nodos Istmina, Cértegui y Quibdó.		

Proyectos sin promotor asignado	FPO
UPME 10-2021 Subestación San Lorenzo 230 kV	31/03/2027
Compensación Cértégui 115 kV	31/12/2031

Recomendaciones

Identificar, conceputar y realizar las gestiones necesarias para materializar a la mayor brevedad un proyecto que elimine de forma estructural:

- La susceptibilidad a baja tensión en nodos de la red de DISPAC ante contingencia sencilla.
- El riesgo de desatención de demanda ante contingencia sencilla en circuitos del corredor Antioquia – Chorodó – Lagunas - Caucheras – Apartadó 110 kV y en la medida de lo posible, facilitar el cierre del circuito Apartadó - Caucheras 110 kV.

Agilizar las gestiones necesarias para la asignación de un promotor al proyecto San Lorenzo 230 kV. Este proyecto, en conjunto con San Lorenzo II 110 kV, tendrá un impacto positivo en la confiabilidad del área, al eliminar las restricciones que actualmente limitan la generación menor del área.

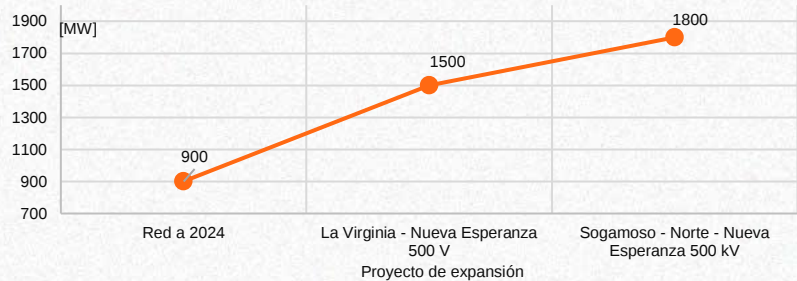
Área Oriental



Restricción que limita la importación de potencia:

La capacidad de importación del área es 2100 MW, limitada en 900 MW por Bacatá – Primavera 500 kV, por las restricciones:

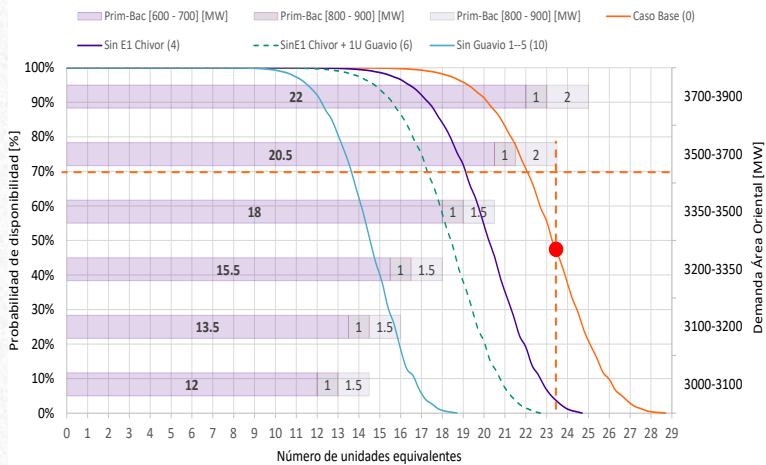
- Primavera – Bacatá 500 kV/ Tensión en nodos del área, en especial los nodos de la red 115 kV de la Sabana Norte de Bogotá.
- Primavera – Bacatá 500 kV/ Purnio – Noreste 1 y 2 230 kV



La capacidad de importación de potencia del área se limita por el cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión en nodos de la red 115 kV, en especial en nodos de la red 115 kV de la Sabana norte de Bogotá ante contingencia de sencilla.

El requerimiento de unidades para soporte de tensión del área, se determinan a partir del cumplimiento de la recuperación dinámica de tensión en los nodos de la red 115 kV de la sabana norte de Bogotá. A estos nodos le siguen en criticidad los nodos San Jose de Guaviare 115 kV y Villeta 115 kV.

Cumplimiento del requerimiento de unidades para el soporte de tensión en nodos del área



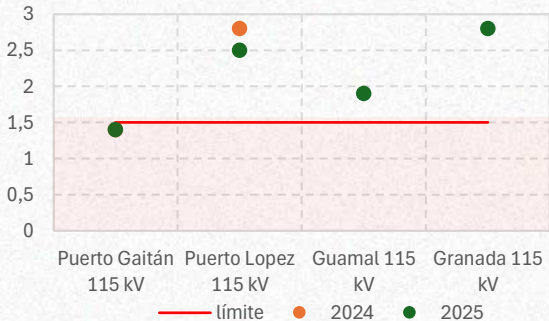
De no entrar los proyectos de expansión en la fecha programada, se tiene el riesgo que ante el incremento de la demanda del área **>3500 MW** la probabilidad de cumplir el requerimiento de unidades para el soporte de tensión en nodos del área sea menor al 50 %. (caso base con máxima importación)

Con la entrada de proyectos de expansión, al fortalecerse la red se presenta una disminución del requerimiento de unidades, con lo que la probabilidad de contar con las unidades es cercana al 100 %.

Frente a posibles retrasos en los proyectos (Norte 500/230/115, La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, Nueva Esperanza 2 500/115 kV) se recomienda de forma prioritaria evaluar la conexión de alternativas de mitigación (no reemplaza los proyectos) para el control dinámico de tensión, o generación de última instancia en la sabana norte.

Índices de fortaleza de red - SCRIF

los índices de fortaleza de red con métricas SCRIF indican en varios nodos métricas son inferiores a los umbrales de estabilidad recomendados internacionalmente.



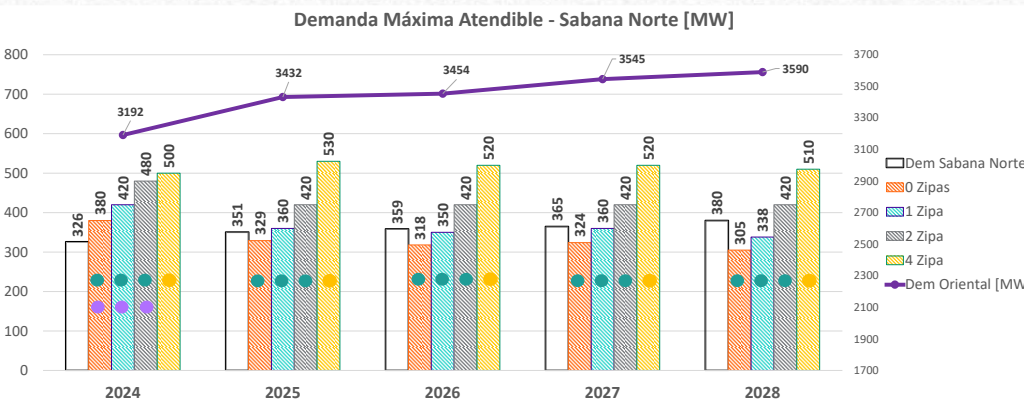
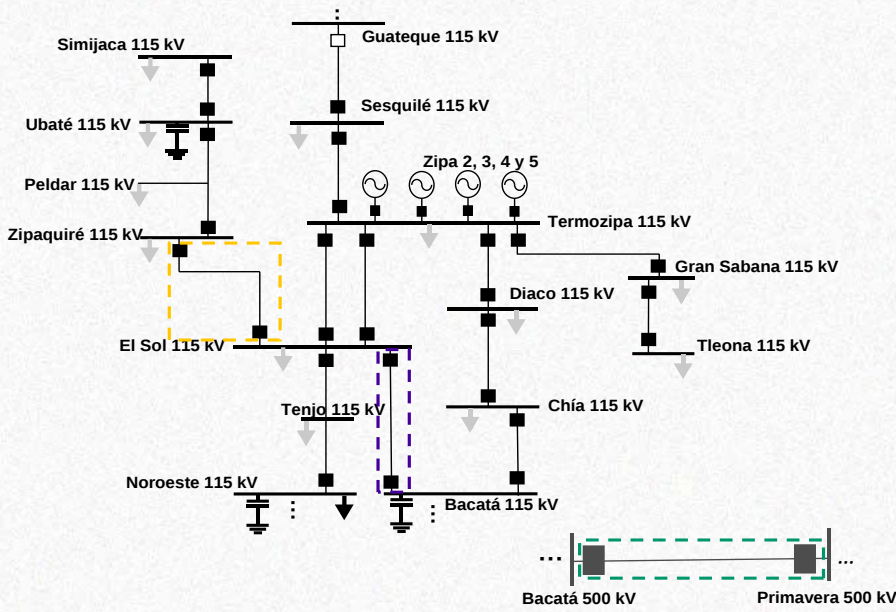
Condición de la red

Circuitos en condición radial	4 circuitos en Meta y 13 Bogotá
Circuitos normalmente abiertos	Guateque – Sesquilé 1 115 kV en Guateque.
Nodos cerca o que superan capacidad de cortocircuito	11 nodos

Demanda atendible en la sabana norte de Bogotá ante la no entrada de proyectos



Área Oriental



Contingencia	Restricción	
Bacatá – Primavera 500 kV	Cumplimiento criterios regulatorios de tensión, recuperación transitoria de tensión	
Bacatá – El Sol 115 kV	Sobrecarga de Chia – Diaco 115 kV	
Red completa	Sobrecarga de El Sol - Zipaquirá	

Dada la condición de red (topología) actual, de no entrar los proyectos de expansión del área, la magnitud de demanda atendible en la sabana norte de Bogotá dependerá de la programación de unidades en Termo Zipa.

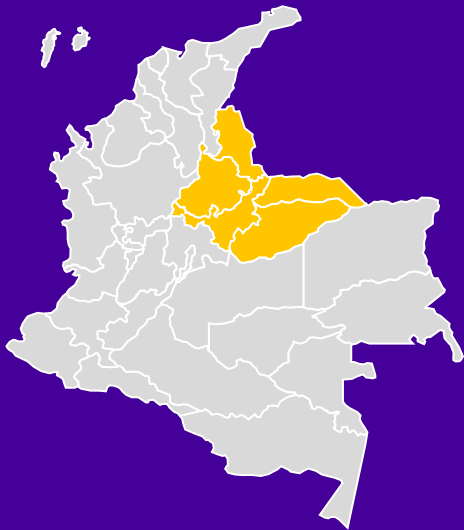
- Para el año 2025 con una unidad de Zipa la demanda segura a atender es de 360 MW.
- Desde el año 2026, dada la demanda esperada se requeriría programar dos unidades de Zipa en forma permanente para la atención de la demanda.

A medida que la demanda incrementa en Sabana Norte, se acentúa más la dependencia de estas cargas a la generación de las unidades de Zipa.

De presentarse indisponibilidad de equipos como el Statcom, el SVC o unidades de Chivor y Guavio, retraso en los proyectos de expansión de la zona o no contar con la disponibilidad de las unidades de Zipa, se requiere implementar acciones remediales sobre la demanda de la zona como esquemas suplementarios para mitigar el impacto ante materialización de contingencias sencillas.

Es prioritario identificar en caso de no entrar los proyectos de expansión al área Oriental, identificar alternativas que brinden la confiabilidad y seguridad requerida en los nodos de la Sabana Norte de Bogotá y disminuir la dependencia eléctrica de las unidades de Termo Zipa.

Área Nordeste



Cumplimiento del requerimiento de unidades para el soporte de tensión en nodos del área

Para la condición de **red año 2024** se identifica en el área Nordeste que los nodos de la subárea Casanare son los que tienen mayor dificultad de cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión en red completa y ante contingencia sencilla. En especial ante la N-1 de Aguaclara – Chivor 115 kV. **Nota** : Los proyectos Alcaraván 230 kV y Alcaraván 115 kV (este último sin promotor) reducen el requerimiento de unidades.

Para el **año 2025** ante el crecimiento de la demanda, se prevé requerimiento de unidades por seguridad en Norte de Santander, para dar cumplimiento a los criterios de tensión en los nodos: Belén, Ínsula y Sevilla a 115 kV ante contingencia sencilla en particular de San Mateo – Sevilla de 115 kV, Ocaña – San Mateo de 230 kV y Belén de 230/115 kV.

Para la demanda esperada **año 2026**, las unidades de Tasajero serían insuficientes para dar soporte de tensión a los nodos.

Es prioritario identificar una solución estructural que permita aun ante el incremento esperado de la demanda mantener condiciones seguras de tensión en los nodos, como puede ser una nueva conexión del STR con el STN (transformación 230/115 kV) ya sea desde la nueva subestación Tonchalá o desde la que la UPME determine.

Nuevos requerimientos de equipos para el control dinámico de tensión

Con los proyectos Alcaraván 230 kV, La Paz 230 kV y Alcaraván - Banadía 230 kV se identifican las restricciones.

- Caño Limón - La Paz 230 kV / **Alta tensión nodos Arauca.**
- Palos - Toledo 230 kV/ **Baja tensión en nodos Arauca.**
- Toledo Samoré 230 kV/ **Baja tensión en nodos Arauca.**
- Samoré – Banadía 230 kV / **Baja tensión en nodos Arauca.**

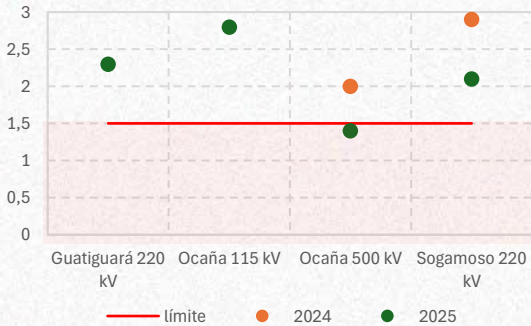
Recomendación: instalación en la red 230 kV de Arauca de un equipo de control de potencia reactiva con capacidad automática que permita gestionar los excedentes o requerimiento de Mvar según el caso, equipo que de preferencia sea de capacidad igual o mayor a 50 Mvar.

Condición de la red	
Circuitos en condición radial	13 circuitos
Nodos cerca o que superan capacidad de cortocircuito	1 (Paipa 115 kV)

Proyectos sin promotor asignado	FPO
Cabrera (Nueva Granada) 230 kV	31/03/2027
Alcaraván 115 kV,	30/09/2027
La Paz 230 kV	30/06/2028

Índices de fortaleza de red - SCRIF

los índices de fortaleza de red con métricas SCRIF indican en varios nodos métricas son inferiores a los umbrales de estabilidad recomendados internacionalmente.



Área Suroccidental



Restricción que limita la importación de potencia:

La capacidad de importación del área es 1600 MW, limitada en 500 MW a través de San Carlos – Virginia 500 kV, por las restricciones:

- San Marcos 500/230 kV / La Virginia 500/230 kV
- La Virginia 500/230 kV / San Marcos 500/230 kV

Nota: Por la red 500 kV aumenta a capacidad de importación del área con la entrada de proyectos así: Con Heliconia – Virginia 500 kV y San Marcos – Alférez 500 kV a 650 MW y con La Virginia – Alférez 500 kV a 1250 MW

Proyectos sin promotor asignado	FPO
Reactor de 120 Mvar en SE San Marcos 500 kV	30/06/2024
Bahía de transformador en el diámetro 2 San Marcos 500 kV	31/12/2024
Transformador La Virginia 2 500/230 kV	31/12/2024
Subestación Estambul 230 kV	31/08/2026
Subestación Salamina 230 kV	31/05/2027

Condición de la red	
Circuitos que operan en condición radial	19
Esquemas suplementarios	2
Nodos cercanos de superan su capacidad de corto circuito	2

Importante en el área Suroccidente

En la subárea Cauca – Nariño es prioritario que el agente CEDENAR declare los aumentos de capacidad de los TC de circuitos:

- ✓ Catambuco - Pasto 1 115 kV
- ✓ Catambuco - San Martín 1 115 kV
- ✓ El Zaque - San Martín 1 115 kV
- ✓ Pasto - San Martín 1 115 kV
- ✓ Popayán - Río Mayo 1 115 kV
- ✓ Río Mayo - San Martín 1 115 kV
- ✓ Catambuco - Jamondino 1 115 kV
- ✓ Jamondino - Pasto 1 115 kV

Con el cual se elimina un gran número de restricciones en la subárea que causan requerimientos de balance de generación. Es de resaltar que el incremento en capacidad de estos enlaces supedita la entrada en operación del recurso Solar Las Marías (99.5 MW).

- Ante el crecimiento esperado de la demanda a 2026 que en red completa se presente baja tensión en los nodos de Tumaco a 115 kV y Doncello 115 kV. Por lo cual se recomienda a la UPME trabajar de forma conjunta con los OR en identificar e implementar alternativas que permitan evitar dicha restricción.
- Evaluar la pertinencia de un equipo con capacidad de respuesta dinámica de control de voltaje y potencia reactiva y con capacidad de aporte de cortocircuito de forma que sea posible mantener condiciones seguras de operación en escenarios de alta importación o exportación entre Colombia y Ecuador, esto sin depender del escenario de generación en las unidades del Quimbo o Betania.

Restricciones dependientes de demanda



Subárea	Restricción	ESPS	Proyecto	FPO	Estado
Atlántico	El Río 110/34.5 kV / Unión- Magdalena 34.5 kV + Unión - El Río 1 34.5 kV	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia
	Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia
	Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia
	Silencio 5N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia
	Silencio 4N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia
	Tebesa - Cordialidad / Caracolí - Cordialidad	No	Nueva subestación Galapa 110 kV	2025	Emergencia
Bolívar	Tenera 3 66/13.8/6.9 kV / Tenera 5 66/13.8/6.9 kV	Sí	Sin Proyecto asignado		Alerta
	Sobrecarga en red completa de Tenera – Gambote 66 kV	No	Carreto 500 kV, Carreto 66 kV	2027	Emergencia
	La Marina - Chambacu - 1 66 kV / Bosque - Chambacu 1 66 kV	Sí	Sin Proyecto asignado		Alerta
	Bosque - Chambacu 1 66 kV / La Marina - Chambacu - 1 66 kV	Sí	Sin Proyecto asignado		Alerta
	Tenera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Sí	Sin Proyecto asignado		Alerta
	Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Tenera - Zaragocilla 66 kV	Sí	Sin Proyecto asignado		Alerta
	Sobrecarga en red completa de Bolívar - Villa Estrella 66 kV	No	Proyecto AFINIA: aumentar capacidad de corriente	Sin definir	Emergencia
Córdoba -Sucre	Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Baja tensión en Río Sinú 110 kV	Sí	Propuesta ITR – Refuerzo Montería		Emergencia
	Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Urrá - Tierra Alta 1 110 kV	Sí	Propuesta ITR – Refuerzo Montería		Emergencia
	Chinú - Boston 1 110 kV / Chinú - Boston 2 110 kV	Sí	Nueva Tolviejo 220/110 kV	2025	Alerta
	Chinú 3 500/110 kV / Chinú 1 500/110 kV + Chinú 2 500/110 kV	Sí	Propuesta ITR – Magangué 500/110 kV y ATR 4 Chinú 500/110kV		Alerta
	Sobrecarga en red completa de Chinú – Sincé 110 kV	No	Propuesta ITR – Magangué 500/110 kV		Emergencia
	Chinú - Coveñas 110 kV / Boston - Sierraflor 110 kV	Sí	Nueva Tolviejo 220/110 kV	2025	Alerta
	Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 1 110 kV	Sí	Nueva Tolviejo 220/110 kV	2025	Alerta
	Sobrecarga en red completa de Chinú – San Marcos 110 kV	No	Propuesta ITR – Sahagún 500/110 kV		Emergencia
	Interruptor 7020 S/E Chinú 110 kV / Chinú 1 500/110 kV	Sí	Nueva Tolviejo 220/110 kV	2025	Alerta
	Urrá - Urabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV	Sí	Propuesta ITR – Refuerzo Montería		Alerta
GCM	Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV	Sí	Nueva San Juan 110 kV	2026	Emergencia
	Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV	Sí	Nueva San Juan 110 kV	2026	Emergencia
	Valledupar – Guatapuri 34,5 kV LN599 / Valledupar – Guatapuri 34,5 kV LN 513	Sí	Guatapuri 110 kV y Nueva San Juan 110 kV	2026	Alerta
	Sobrecarga en red completa de El Banco - El Paso 110 kV	No	Propuesta ITR – Magangué 500/110 kV		Emergencia
	Sobrecarga en red completa de Valledupar 9 220/110 kV	No	Sin Proyecto asignado		Emergencia
	Santa Marta 1 220/110/34,5 kV / Santa Marta 9 220/110/34,5 kV	Sí	Bureche 110 kV	2026	Alerta
Cauca-Nariño	Jamondino - Jardinera 115 kV / Bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV	No	Propuesta ITR – segundo corredor		Alerta
Norte de Santander	San Mateo - Ocaña 230 kV / baja tensión nodos Norte de Santander	No	Propuesta ITR - Tonchala 230/115 kV		Emergencia
	Cúcuta 230/115 kV / baja tensión nodos Norte de Santander	No	Propuesta ITR - Tonchala 230/115 kV		Emergencia

Identificar y adjudicar proyectos que brinden soluciones estructurales a las restricciones sin proyecto asignado, y o con retrasos en el desarrollo, priorizando aquellas restricciones que por agotamiento de red han dificultado el cumplimiento de los criterios regulatorios de operación.

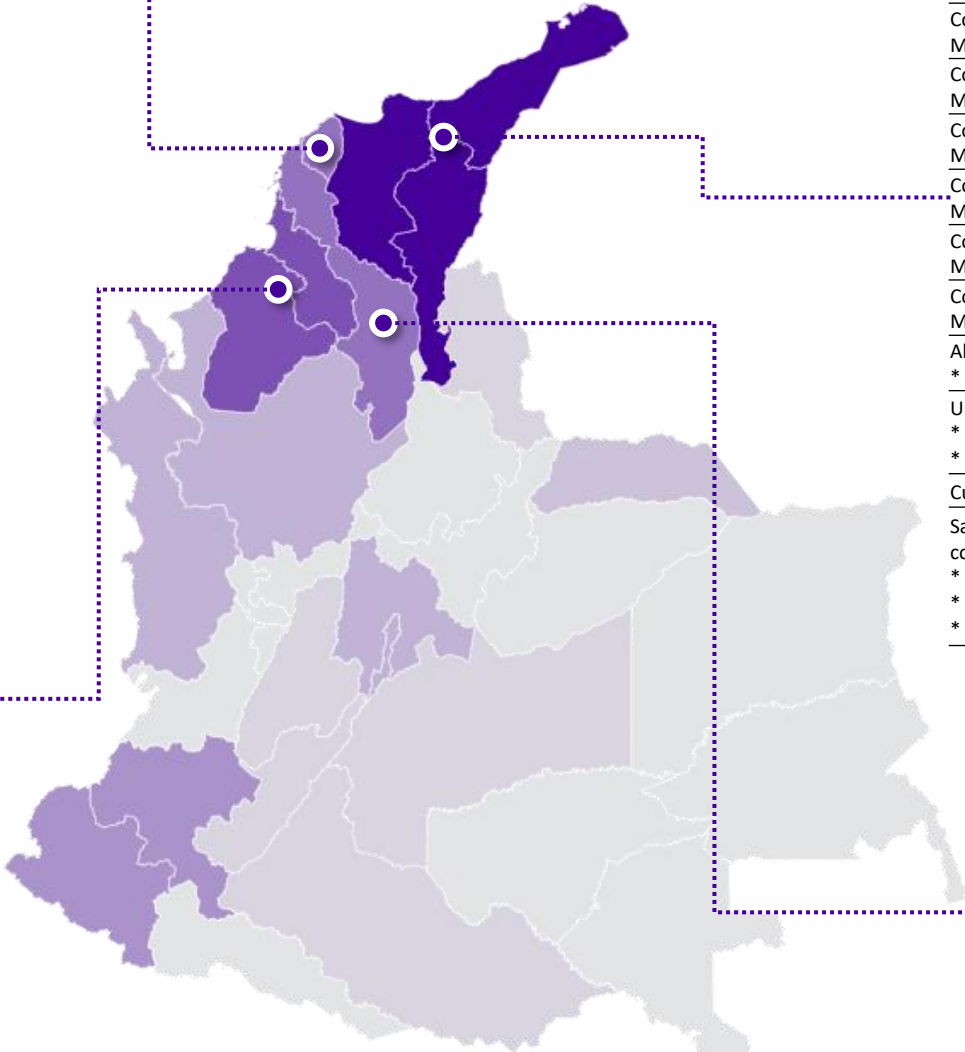


Obra propuesta	Estado valoración B/C
Condensador sincrónico Sabanalarga 500 kV, 1100 MVar CC, 150 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Nva Barranquilla 220 kV, 440 MVar CC, 150 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Nva Tebsa 220 kV, 440 MVar CC, 150 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Caracolí 110 kV, 230 MVar CC, 50 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Mlambo 110 kV, 230 MVar CC, 50 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Sabalarga 3 220/110 kV ¹	[1.2 - 2.0]
Termoflores-Oasis-Centro 110 kV	Obra propuesta



Obra propuesta	Estado valoración B/C
Condensador sincrónico Sahagún 500 kV, 2200 MVar CC, 300 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Chinú 500 kV, 1180 MVar CC, 150 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Toluviejo 220 kV, 450 MVar CC, 150 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Magangué 500 kV y obras asociadas: ¹ * Chinú-Sincé 2 110 kV * Sincé-Magangué 2 110 kV * Magangué-Mompox 2 110 kV * Doble circuito El Banco - Mompox 110 kV * Doble circuito La Loma - El Banco 110 kV	[1.2 - 2.0]
Nueva Montería - Río Sinú 2 110 kV ¹	[1.2 - 2.0]
Nueva Montería 3 230/110/13.2 kV ¹	[1.2 - 2.0]
Sahagún 500/110 kV y obras asociadas: ¹ * Sahagún-La Mojana 110 kV * Sahagún-Planeta Rica 110 kV * Sahagún-Nueva Montería 110 kV	[1.2 - 2.0]
Nueva Lorica 110 kV y obras asociadas: ¹ * Nueva Lorica-Coveñas 110 kV * Nueva Lorica-Chinú Planta 110 kV	[1.2 - 2.0]
Chinú 4 500/110 kV	[0.45 - 32.3]

Obras propuestas ITR



Obra propuesta	Estado valoración B/C
Condensador sincrónico Colectora 500 kV, 2330 MVar CC, 300 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Cuestecitas 500 kV, 2330 MVar CC, 300 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Cuestecitas 220 kV, 900 MVar CC, 300 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Copey 220 kV, 450 MVar CC, 150 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Valledupar 220 kV, 450 MVar CC, 150 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico El Banco 110 kV, 230 MVar CC, 50 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Guatapurí 110 kV, 220 MVar CC, 50 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Santa Marta 110 kV, 220 MVar CC, 50 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico La Jagua 110 kV, 200 MVar CC, 50 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Rioacha 110 kV, 200 MVar CC, 50 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Almendros 220/110 kV: ¹ * Secciona Rioacha-Cuestecitas 110 kV	[1.2 - 2.0]
Uribe 110 kV: ¹ * Secciona Cuestecitas – Jouktai 110 kV * Uribe-Maicao 110 kV	[1.2 - 2.0]
Cuestecitas 2 500/220 kV ¹	[1.2 - 2.0]
Santa Marta 4 220/110/34.5 kV y obras complementarias: * Río Córdoba-Ciénaga 2 110 kV * Santa Marta-Manzanares 2 110 kV * Santa Marta-Libertador 2 110 kV	Obra propuesta



Obra propuesta	Estado valoración B/C
Condensador sincrónico Carreto 500 kV, 2330 MVar CC, 300 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Condensador sincrónico Bolívar 220 kV, 900 MVar CC, 300 MVar ¹	[1.2 - 2.0]
Nueva Touviejo-El Carmen 2 110 kV ¹	[1.2 - 2.0]
Ternera-Gambote 2 66 kV ¹	[1.2 - 2.0]
Bosque-Chambacú 2 66 kV ¹	[1.2 - 2.0]
Cartagena-Zaragocilla 2 66 kV ¹	[1.2 - 2.0]
Almacenamiento: ² Zaragocilla 66 kV 40 MW Chambacú 66 kV 50 MW	Obra propuesta

1. Alternativa analizada y valorada en conjunto dentro del plan integral de obras propuesto en el ITR I – 2024 para el área Caribe.
2. El dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento es altamente dependiente de la proyección de crecimiento de demanda en la zona de influencia



Obra propuesta	Estado valoración B/C
Cocorná – Pto Boyacá – Vasconia 2 110 kV	Obra propuesta
Virginia – Certegui – Quibdó – El Siete – Barroso – Bolombolo 2 115(110) kV	[4.9 - 7.3]
Hispania – Quibdó 1 y 2 115 kV	[14.3 - 20.7]



Obra propuesta	Estado valoración B/C
Jardinera – Junín – Tumaco 2 115 kV	[6.6 - 19.5]
El Zaque – San Martín – Catambuco 2 115 kV	Obra propuesta
Jamondino – Catambuco – Pasto 2 115 kV	Obra propuesta
Jamondino 3 220/115 kV	Obra propuesta
Almacenamiento en Guapi y Olaya 115 kV de 5 MW o superior ²	Obra propuesta



Obra propuesta	Estado valoración B/C
Repotencia a por lo menos 500 A los siguientes circuitos de la subárea Huila – Tolima: * Betania – Seboruco 115 kV * Seboruco – El Bote 115 kV * Betania – El Bote 115 kV * Betania – Sur 115 kV * El Bote – Sur 115 kV	Obra propuesta

Obras propuestas ITR



Obra propuesta	Estado valoración B/C
Ocaña 3 500/230/34.5 kV 360 MVA ¹	[1.2 - 2.0]



Obra propuesta	Estado valoración B/C
Compensación dinámica +/- 50 Mvar en Banadía 220 kV	Obra propuesta
Caño Limón 4 230/34.5 kV	Obra propuesta



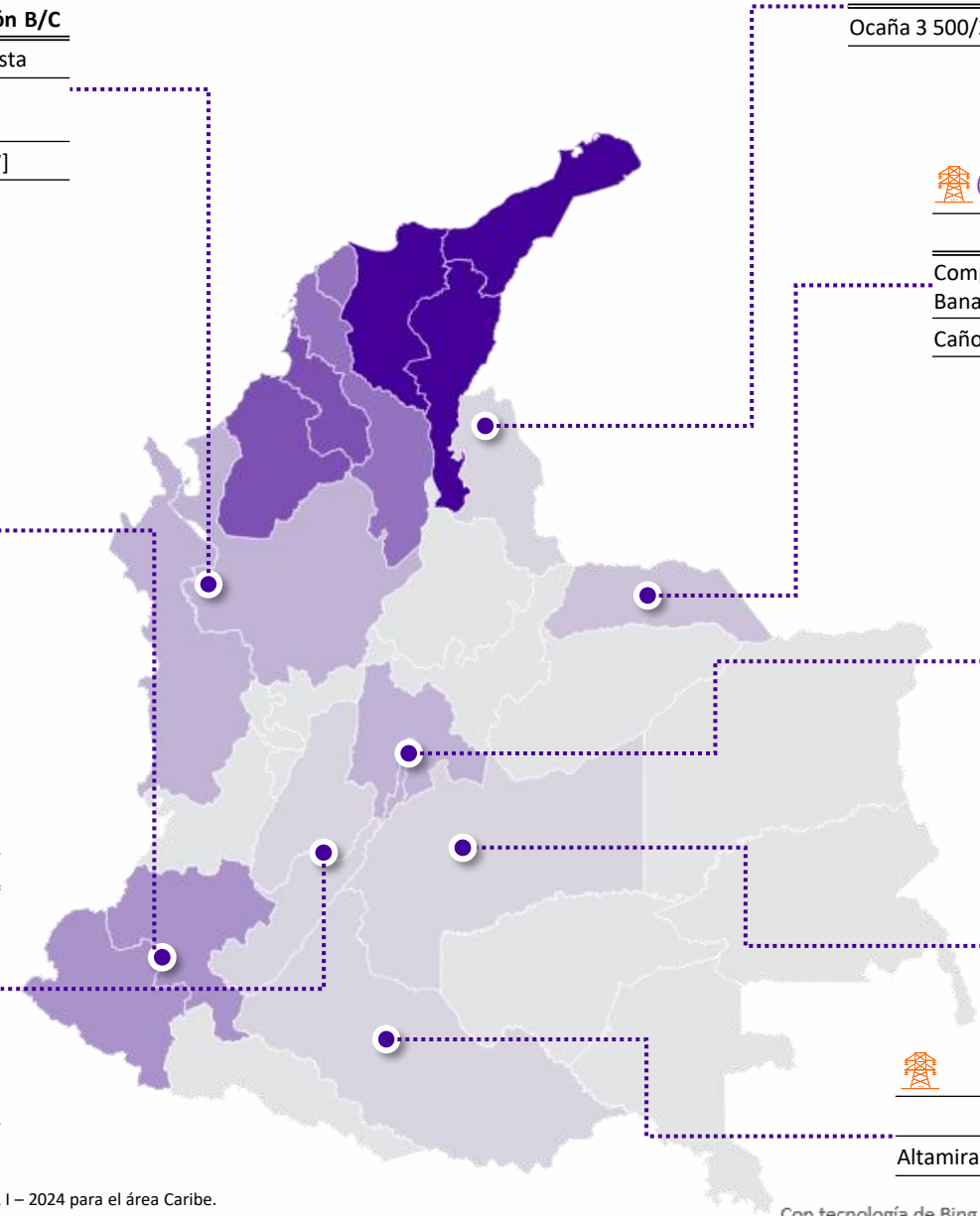
Obra propuesta	Estado valoración B/C
Balsillas 5 220/115 kV	Obra propuesta
Repotenciación corredor Guavio – Mámbita 230/115 kV	Obra propuesta
Tren de Occidente – Facatativá – Villeta 2 115 kV	Obra propuesta



Obra propuesta	Estado valoración B/C
Santa Helena – Ocoa 3 115 kV	Obra propuesta



Obra propuesta	Estado valoración B/C
Altamira – Florencia – Doncello 2 115 kV	[0.26 - 4.51]



1. Alternativa analizada y valorada en conjunto dentro del plan integral de obras propuesto en el ITR I – 2024 para el área Caribe.
2. El dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento es altamente dependiente de la proyección de crecimiento de demanda en la zona de influencia

Impacto esperado de los condensadores síncronos

Fortaleza de red – Mitigar ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR)

El fortalecimiento de la red contribuye a mitigar las condiciones propicias para la ocurrencia del FIDVR.

Fortaleza de red – Índices con métricas SCR

El aporte de corriente de cortocircuito mejora los índices de fortaleza de red. Mejora la estabilidad en controladores FERN. Facilita a estos recursos el cumplimiento de los criterios regulatorios de seguridad vigentes.

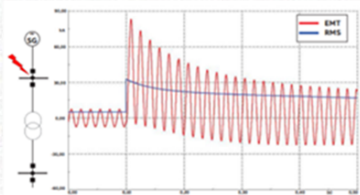
Control de Mvar y tensión

Ante la entrada de los proyectos de transmisión en los horizontes de mediano y largo plazo, se prevén altos niveles de tensión en nodos del área Caribe, en particular de GCM en periodos de demanda mínima y bajo intercambio de potencia. Resalta la importancia de contar con equipos con capacidad de respuesta dinámica para la regulación reactiva.

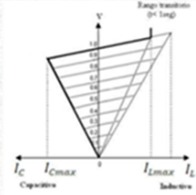
Aportar inercia.

Ante la entrada de recursos FERN y la esperada disminución de recursos térmicos contar con equipos que brinden inercia mejora la respuesta en frecuencia ante el dinamismo de la demanda o posibles contingencias.

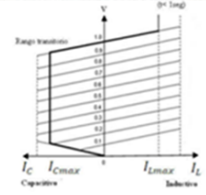
Condensador síncrono



SVC



STATCOM



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

Se recomienda considerar la inclusión de equipos con capacidad de aporte de cortocircuito **independientes del despacho de generación** como pueden ser compensadores síncronos o cualquier otra tecnología que UPME identifique.

Recomendaciones

- Agilizar proceso de asignación de los proyectos que no tienen promotor asignado.
- Identificar y adjudicar proyectos que brinden soluciones estructurales a las restricciones que persisten en el horizonte de largo plazo, priorizando aquellas restricciones que por agotamiento de red han llevado incluso a materializar desatención de demanda, y a tener algunas subáreas y subestaciones del sistema en estado de alerta y emergencia. Estas restricciones son actualizadas y publicadas permanentemente en los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo (IPOEMP-IPOELP).
- Realizar seguimiento y acompañamiento continuo a los promotores de los proyectos con el fin de que entren en operación en las fechas requeridas evitando riesgos para la atención segura y confiable de la demanda y mitigar el riesgo de tener que limitar la generación de plantas de FERNOC para garantizar la operación segura y confiable del SIN.
- Definir las obras de forma integral, tal que los proyectos de expansión del STN lleguen simultáneamente con las obras del STR y estas con las obras requeridas en el SDL para la conexión o traslado de carga efectiva a la nueva infraestructura, garantizando una coordinación eficiente en las fechas de puesta en operación.
- Al realizar estudios de conexión para nuevos proyectos de transmisión y generación, tener en consideración el aumento resultante en aportes de corriente de cortocircuito en relación con la capacidad de cortocircuito de las subestaciones eléctricamente cercanas.
- Trabajar de forma conjunta con los agentes operadores de las subestaciones que han alcanzado o están cerca de su capacidad nominal de cortocircuito y definir la pertinencia de implementar expansión a su capacidad nominal, permitiendo operar de forma segura y confiable ante los posibles escenarios de generación.
- Realizar análisis de confiabilidad de las subestaciones existentes y la necesidad de migrar a configuraciones más confiables.

Recomendaciones Fortaleza de Red

Recomendaciones UPME:

- Tener presente los impactos en la operación ante condiciones de red débil como inestabilidad en controladores de IBR, soportabilidad de carga y susceptibilidad a FIDVR, estabilidad de tensión y estabilidad transitoria, incumplimiento de criterios regulatorios de VRT de la CREG 060 de 2019, CREG 148 de 2021 y CREG 101 011 de 2022.
- Incorporar criterios de red débil y limitación de la propagación de huecos de tensión en el planeamiento de la expansión del sistema (STN, STR y SDL)
- Ante la entrada progresiva de proyectos de generación basada en inversores, podrán disminuir los valores de las métricas de fortaleza de red SCR, SCRIF, y WSCR. Por lo que, se recomienda, para mantener condiciones estables de operación, acompañar la penetración de FERNC con equipos con capacidad de aporte de cortocircuito, tales como condensadores síncronos u otras tecnologías técnicamente probadas y llevar a cabo análisis integral de la red, teniendo en cuenta los proyectos de generación previamente aprobados.
- Definir a la mayor brevedad posible obras para aumentar la fortaleza de red en nodos con bajos niveles de cortocircuito, de tal forma que se garantice el cumplimiento de los criterios dinámicos y transitorios de seguridad y confiabilidad en la operación del sistema bajo el nuevo escenario de operación que plantea la incorporación a gran escala de equipos basados en inversores.
- 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.

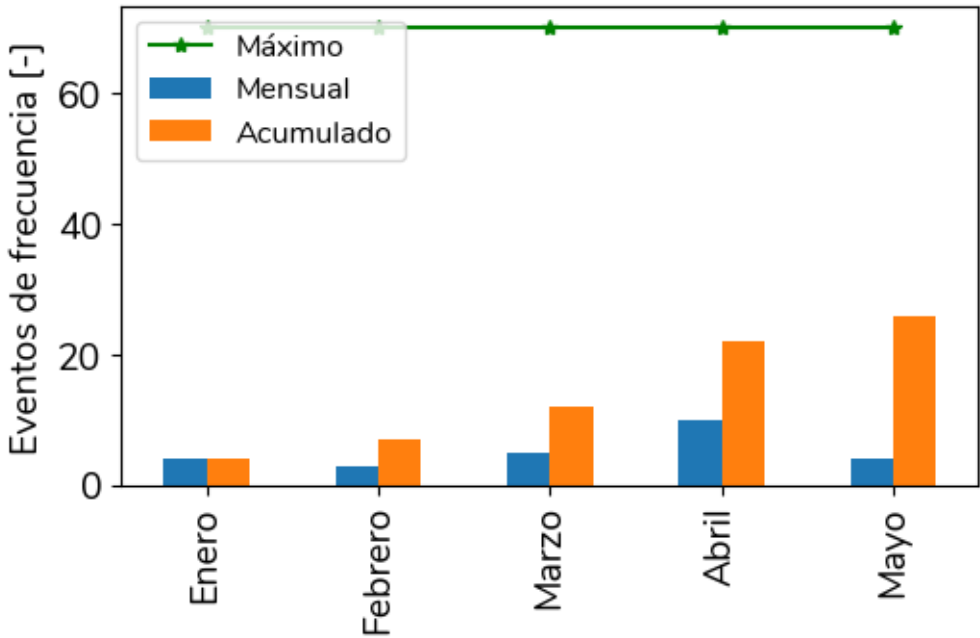
Recomendaciones a la CREG:

- Definir e implementar regulaciones para asignación de puntos de conexión, que establezcan requisitos de fortaleza de red con límites o umbrales claramente definidos mediante métricas, como podría ser el caso de SCR u otras que la comisión considere apropiadas.

+ + + + + + + + + +

+ Indicadores de la Operación +

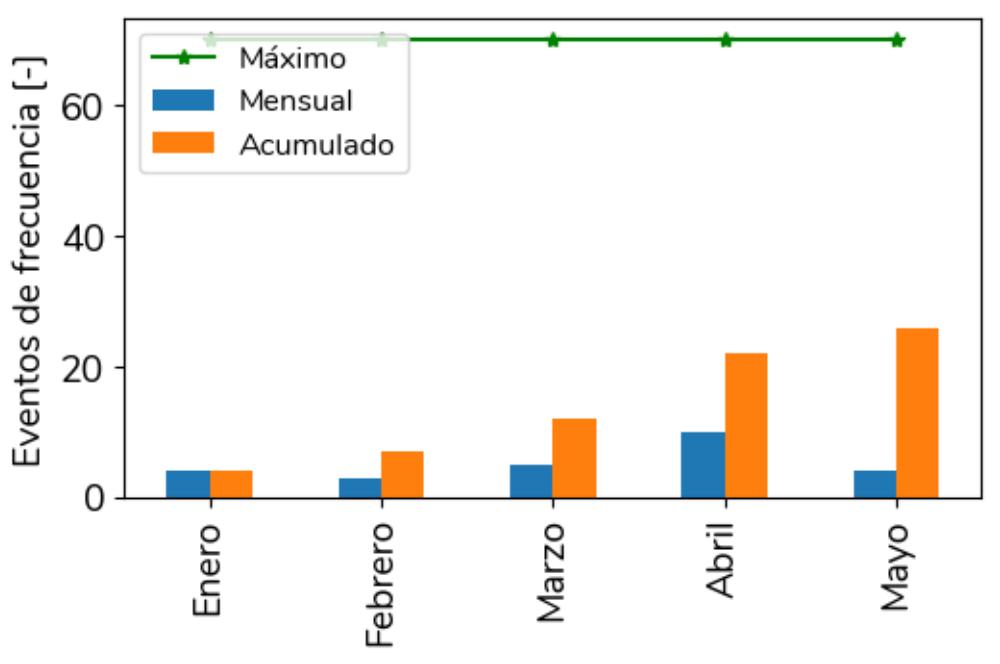
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Mayo de 2024 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2024-05-01 00:51	1.0	59.5	Evento de frecuencia por disparo del recurso Betania con 486 MW, se alcanza un valor de frecuencia mínima de 59,5081 Hz	No
2024-05-30 09:25	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 3 de Ituango con 300 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,716 Hz.	No
2024-05-31 20:25	2.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 2 de Sogamoso con 125 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,773 Hz.	No
2024-05-08 11:19	2.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 5 de Guavio con 240MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,78 Hz.	No

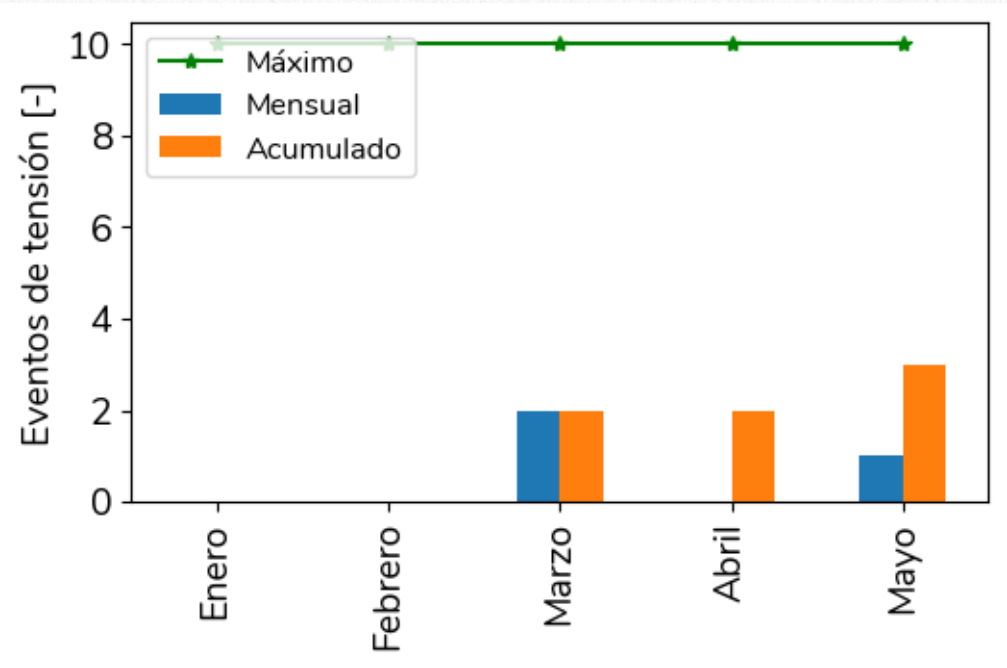
Eventos Transitorios de Frecuencia - Ituango



Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2024-05-30 09:25	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 3 de Ituango con 300 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,716 Hz.	No

Durante el mes de Mayo de 2024 se presentó 1 evento de frecuencia transitoria en el sistema por Ituango

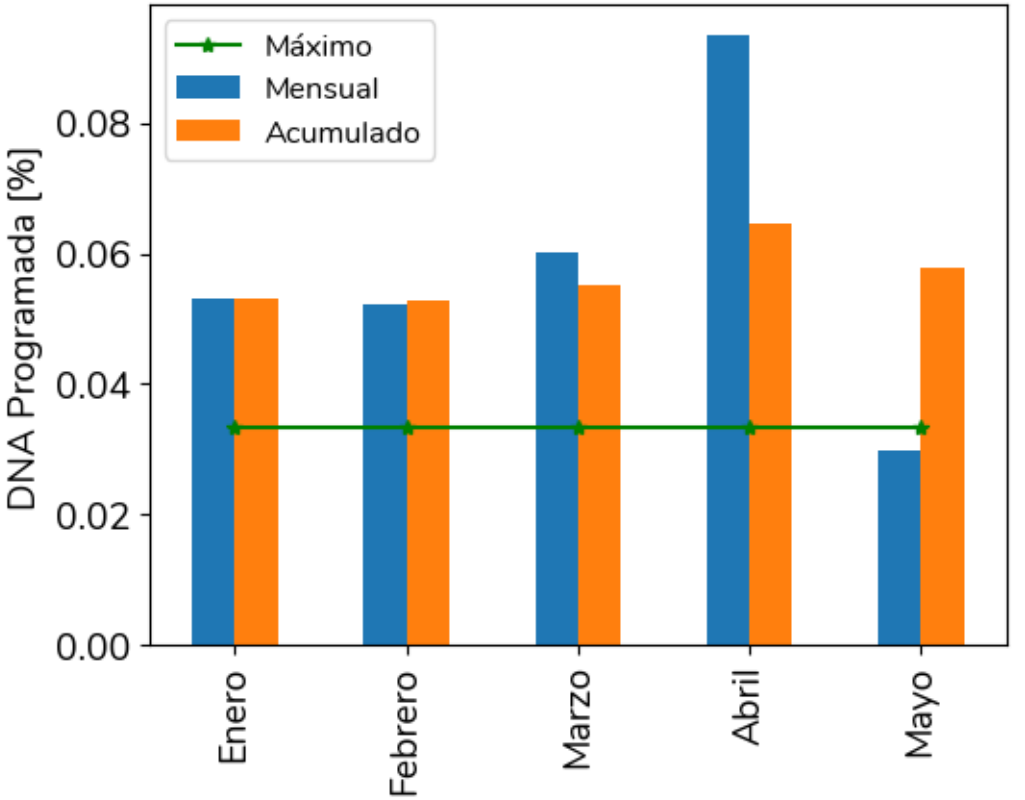
Eventos de Tensión Fuera de Rango



Fecha	Descripción	Causa
2024-05-26 19:50	Evento de tensión por el disparo de todas las bahías asociadas a la BARRA ALTO ANCHICAYÁ 230 kV, dejando sin tensión la subestación ALTO ANCHICAYÁ 230 kV.	Evento STN

Durante el mes de Mayo de 2024 se presentó un evento de tensión en el sistema

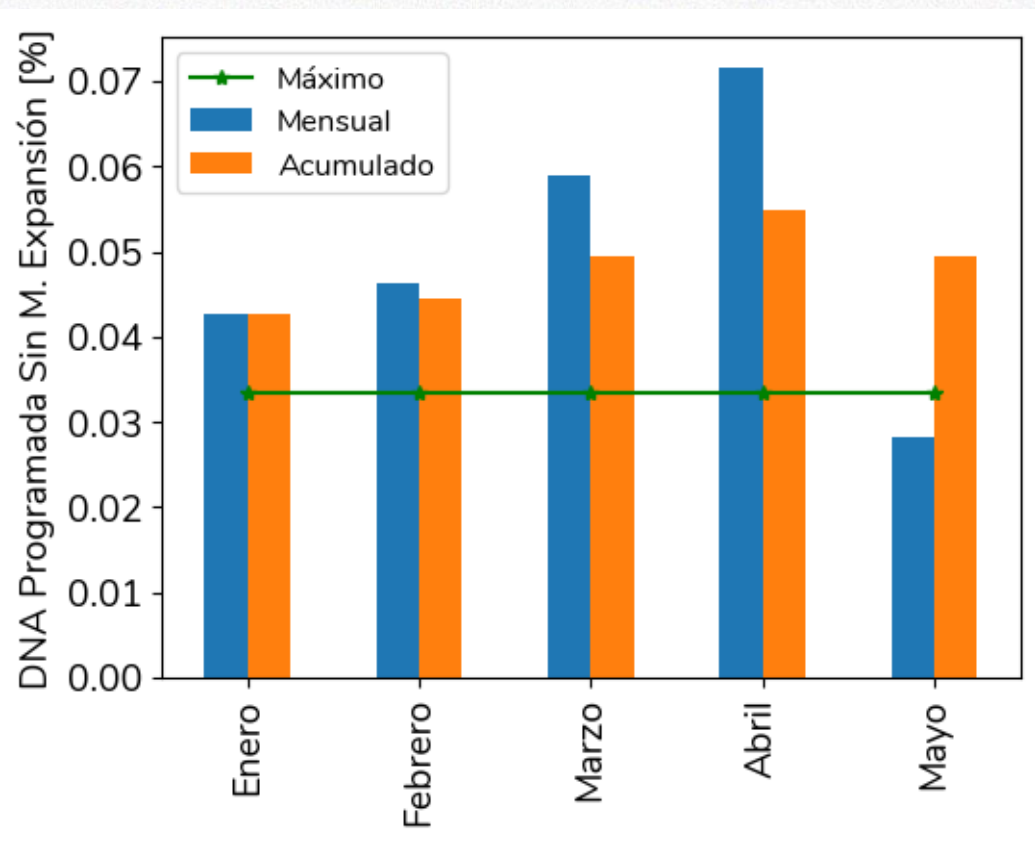
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 2.006 GWh en el mes de Mayo. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-05-14 07:09	221.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2019345, C2019347, C2019348, C2019349, C2019350 y C2019351 de los activos BT GAIRA 1 60 MVA 34.5 kV, BT GAIRA 1 60 MVA 110 kV, GAIRA 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV, BT GAIRA 1 60 MVA 34.5 kV, BL1 GAIRA A SANTA MARTA 110 kV y GAIRA - SANTA MARTA 1 110 kV, respectivamente.
2024-05-07 07:16	213.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2019301 del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.
2024-05-29 07:20	189.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017085, C2017086, C2017087, C2017088, C2017089, C2017090, C2017091 y C2017092 de los activos COVEÑAS - TOLUVIEJO 1 110 kV, CHINU - COVEÑAS 1 110 kV, BL1 COVEÑAS A TOLUVIEJO 110 kV, BL1 COVEÑAS A CHINU 110 kV, BT COVEÑAS 1 60 MVA 110 kV, COVEÑAS 1 60 MVA 110/34.5/5.84 kV, BT COVEÑAS 3 60 MVA 110 KV y COVEÑAS 3 60 MVA 110/34.5/6.82 kV, respectivamente.
2024-05-23 07:00	149.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2019515 del activo BL1 JUNIN (NARIÑO) A BUCHELY 115 kV.

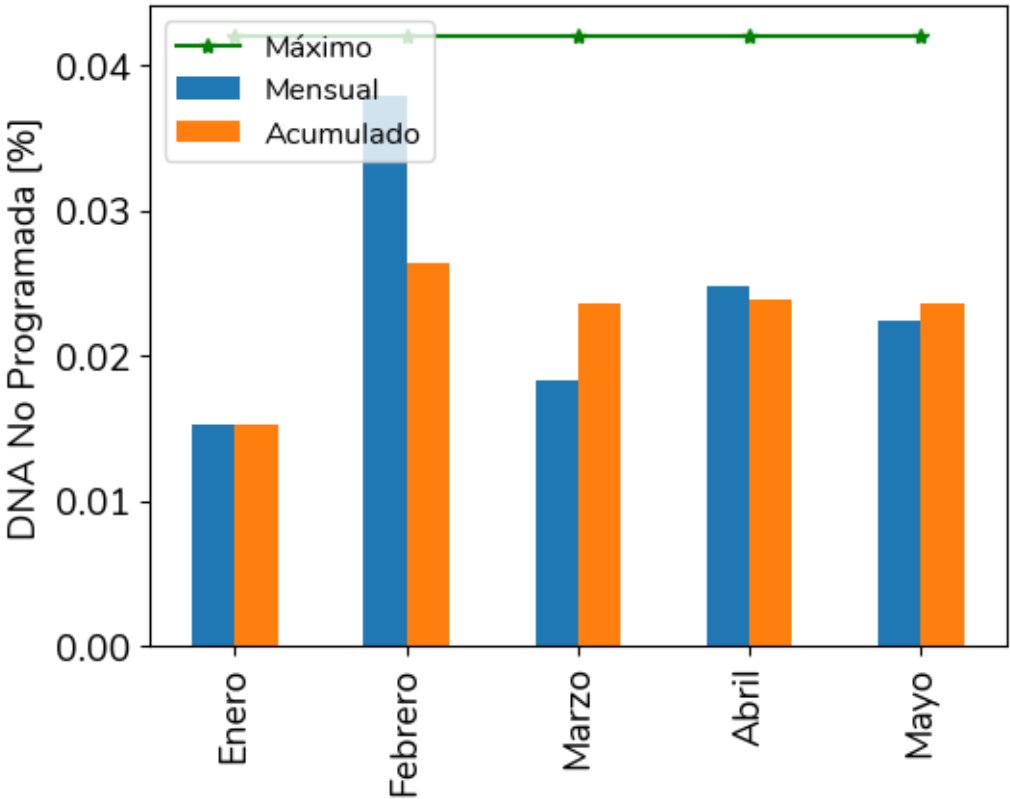
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.894 GWh en el mes de Mayo. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-05-14 07:09	221.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2019345, C2019347, C2019348, C2019349, C2019350 y C2019351 de los activos BT GAIRA 1 60 MVA 34.5 kV, BT GAIRA 1 60 MVA 110 kV, GAIRA 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV, BT GAIRA 1 60 MVA 34.5 kV, BL1 GAIRA A SANTA MARTA 110 kV y GAIRA - SANTA MARTA 1 110 kV, respectivamente.
2024-05-07 07:16	213.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2019301 del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.
2024-05-29 07:20	189.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017085, C2017086, C2017087, C2017088, C2017089, C2017090, C2017091 y C2017092 de los activos COVEÑAS - TOLUVIEJO 1 110 kV, CHINU - COVEÑAS 1 110 kV, BL1 COVEÑAS A TOLUVIEJO 110 kV, BL1 COVEÑAS A CHINU 110 kV, BT COVEÑAS 1 60 MVA 110 kV, COVEÑAS 1 60 MVA 110/34.5/5.84 kV, BT COVEÑAS 3 60 MVA 110 KV y COVEÑAS 3 60 MVA 110/34.5/6.82 kV, respectivamente.
2024-05-23 07:00	149.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2019515 del activo BL1 JUNIN (NARIÑO) A BUCHELY 115 kV.

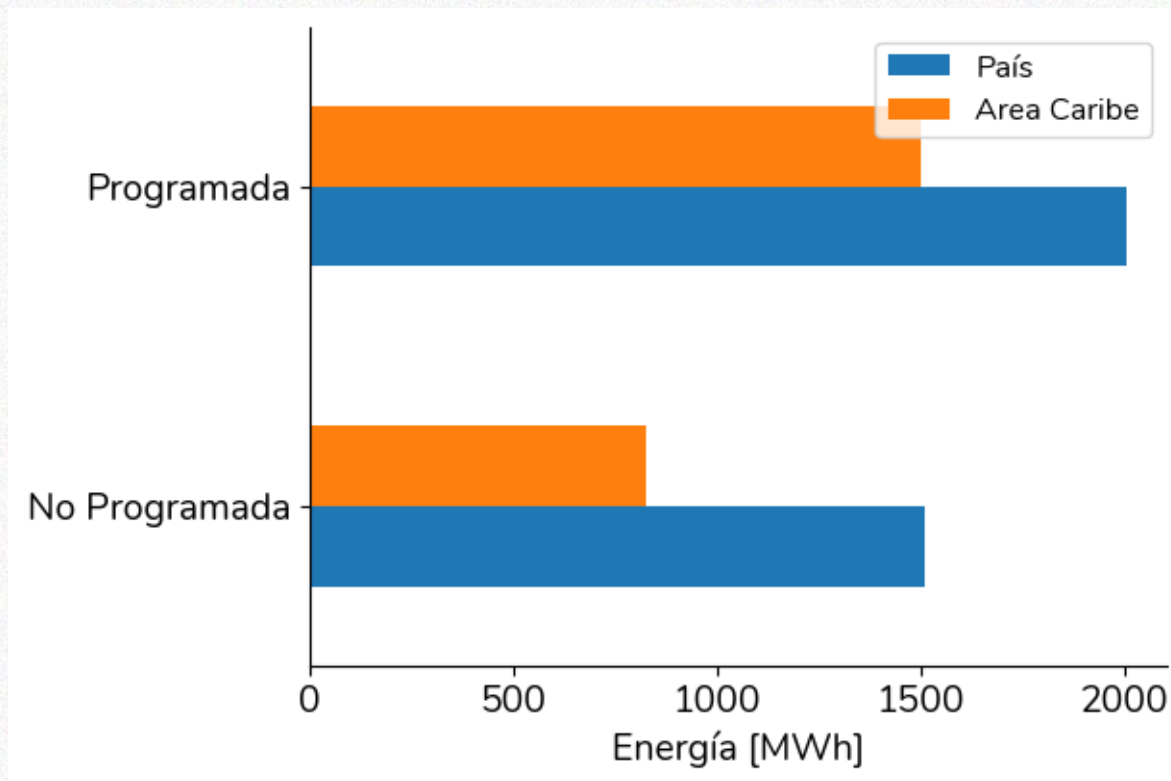
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.510 GWh en el mes de Mayo. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-05-13 08:08	228.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones de emergencia C2019523, C2019528 y C2019527 sobre los activos BL1 ALTAMIRA A CENTRO (FLORENCIA) 115 kV, ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV y BT DONCELLO 1 22 MVA 115 kV respectivamente.
2024-05-20 00:00	123.6	Continúa demanda no atendida por disparo del activo BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 KV.
2024-05-20 18:40	107.2	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 KV.
2024-05-05 07:30	98.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2019362 del activo BL1 TERMOZIPIA A GRAN SABANA 115 kV.
2024-05-19 20:59	77.8	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV dejando la subestación radial GAMBOTE 66 KV sin tensión.
2024-05-08 16:12	77.6	Demanda no atendida por apertura forzada del activo BL1 SANTA HELENA A SURIA 115 KV dejando sin tensión las subestaciones radiales SURIA 115 KV, PUERTO LOPEZ 115 KV, PUERTO GAITÁN 115 KV y CAMPO BONITO 115 KV.

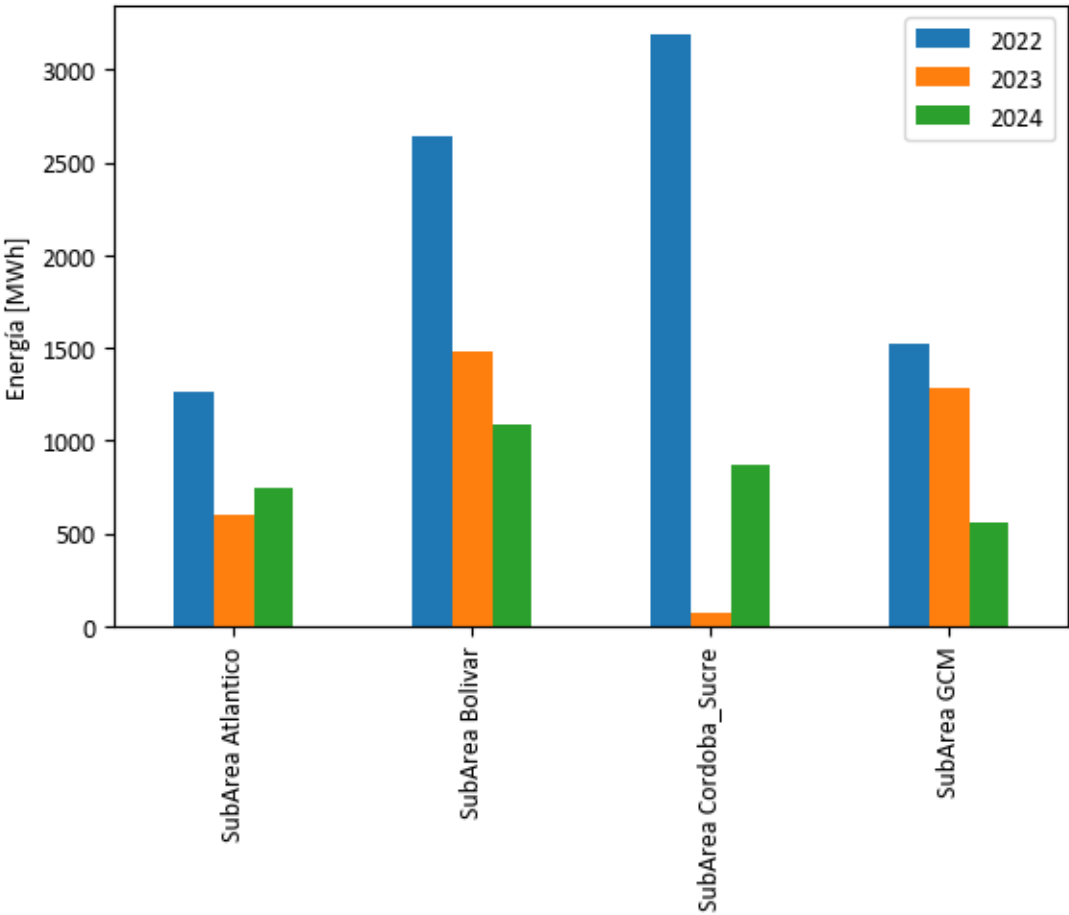
DNA Caribe vs. País



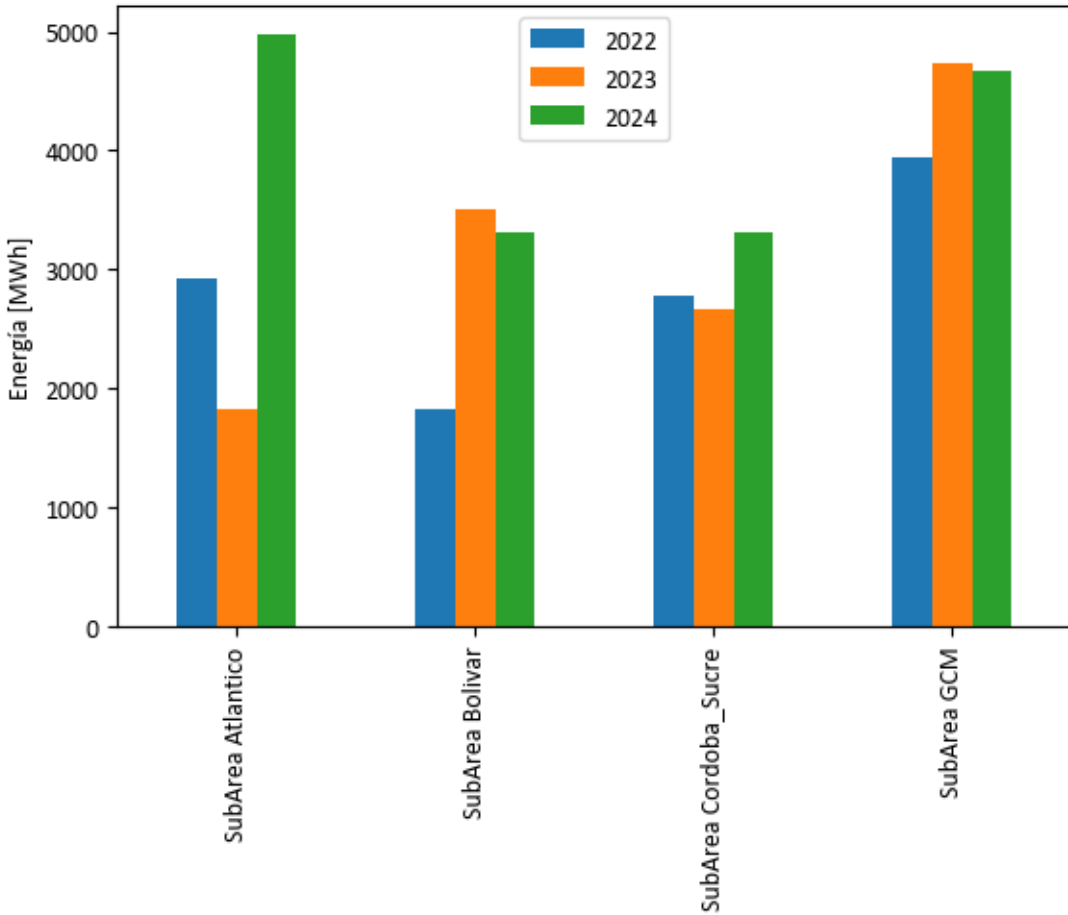
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 1.498 GWh, siendo un 74.70% de la demanda no atendida programada nacional (2.006 GWh) para el mes de Mayo.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.826 GWh, siendo un 54.70% de la demanda no atendida no programada nacional (1.510 GWh) para el mes de Mayo.

DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Mayo



DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Mayo



Demanda no atendida

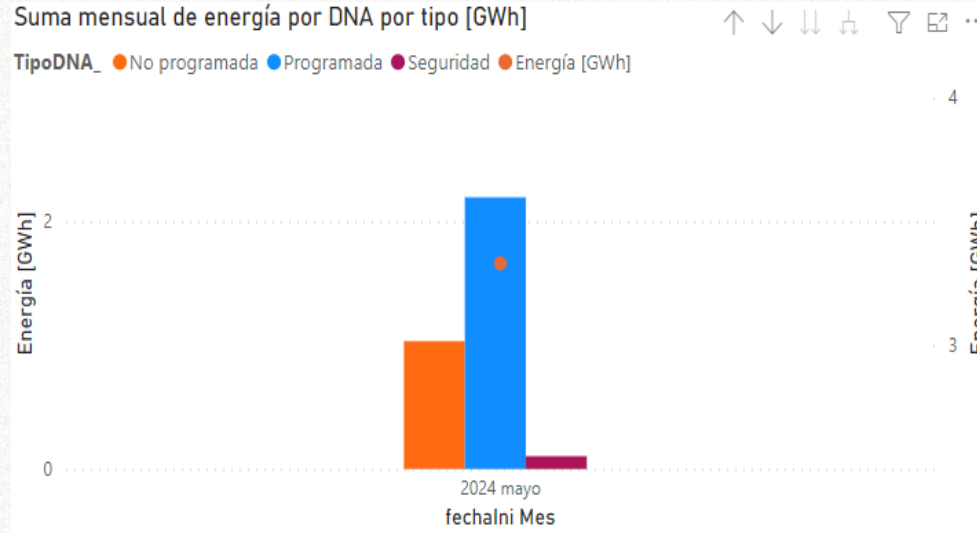
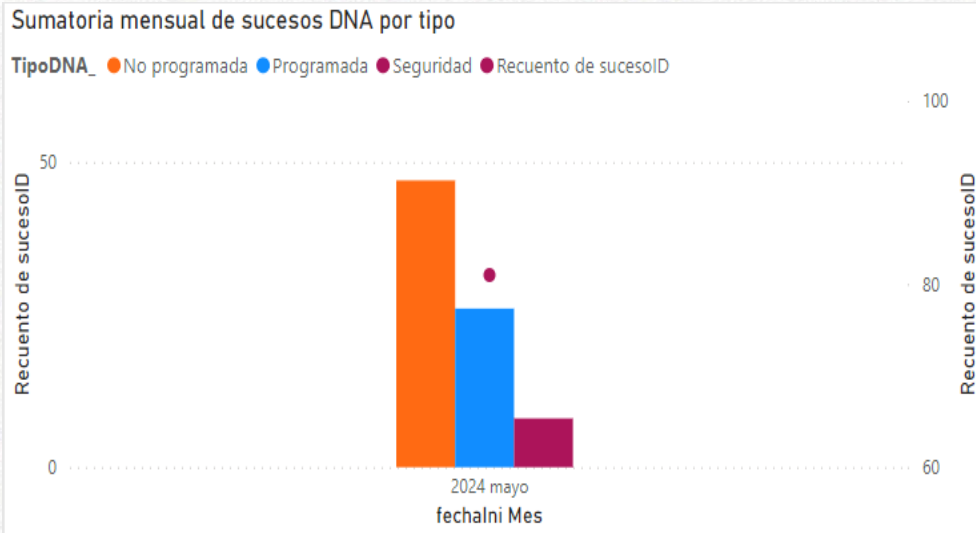


81
Eventos de
DNA

3,33 GWh

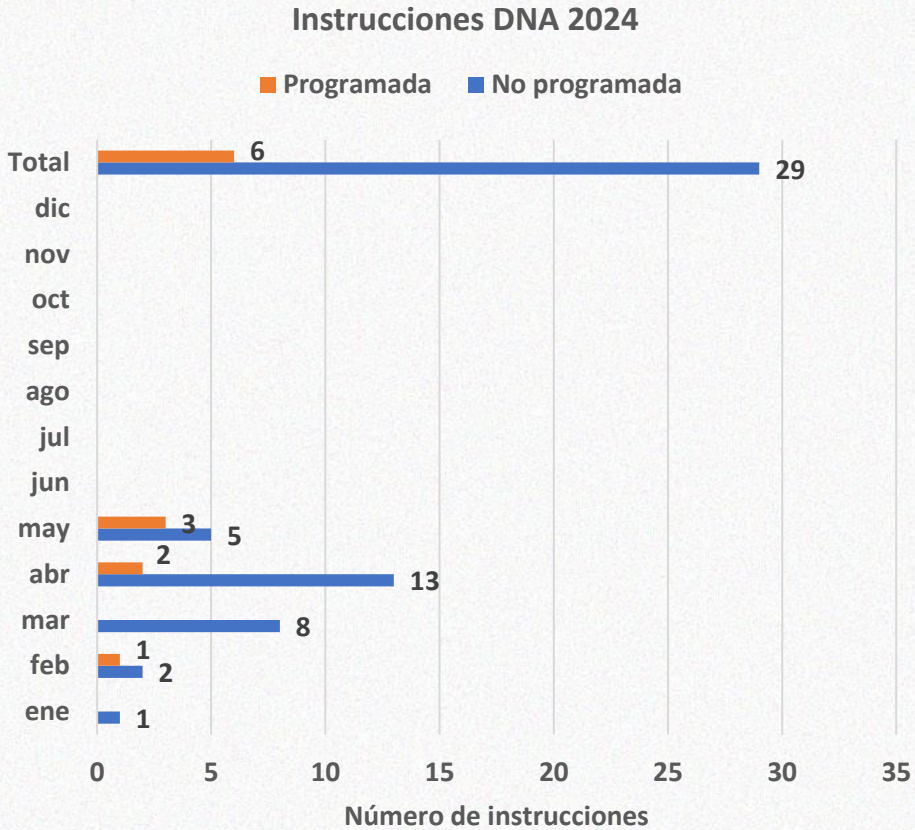
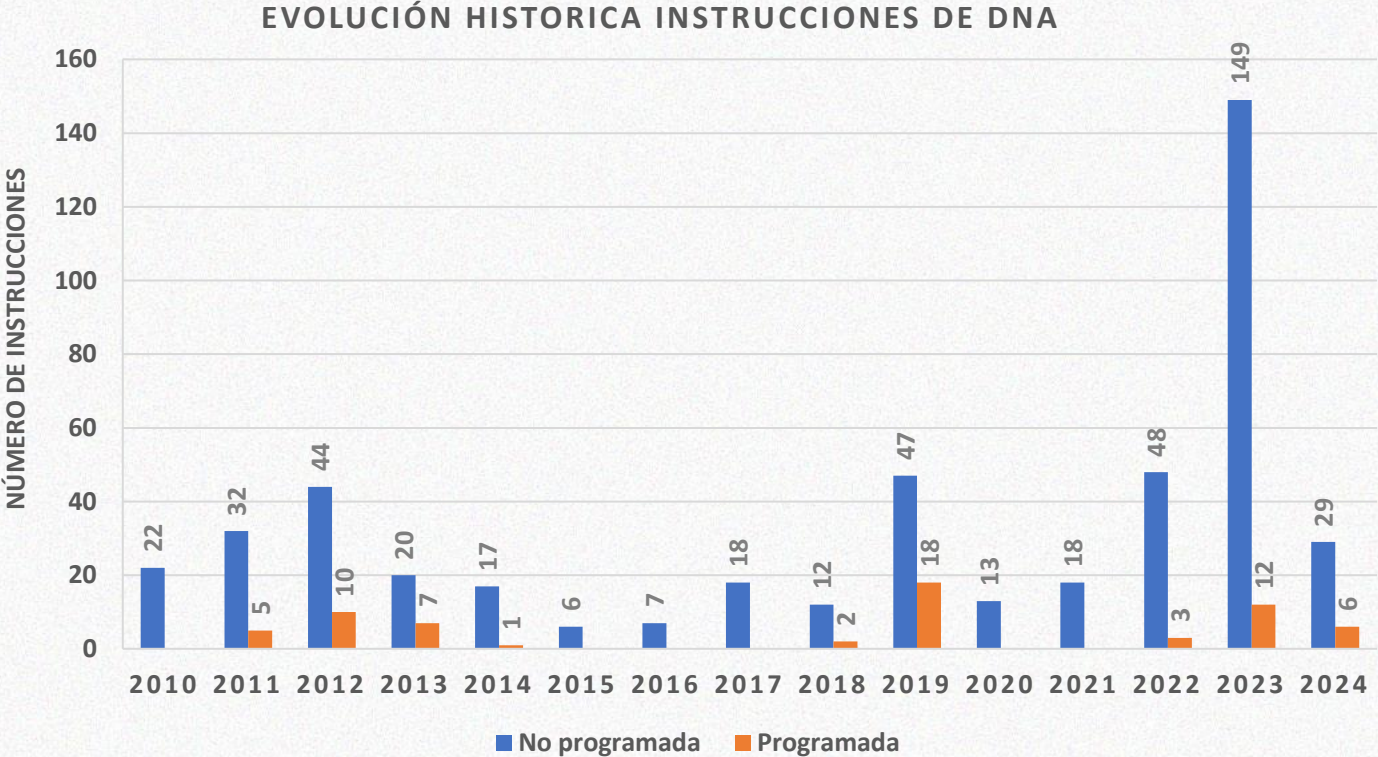
Suma de
energía de DNA

Información del 01 al 29 de mayo



Evolución eventos de DNA por agotamiento

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



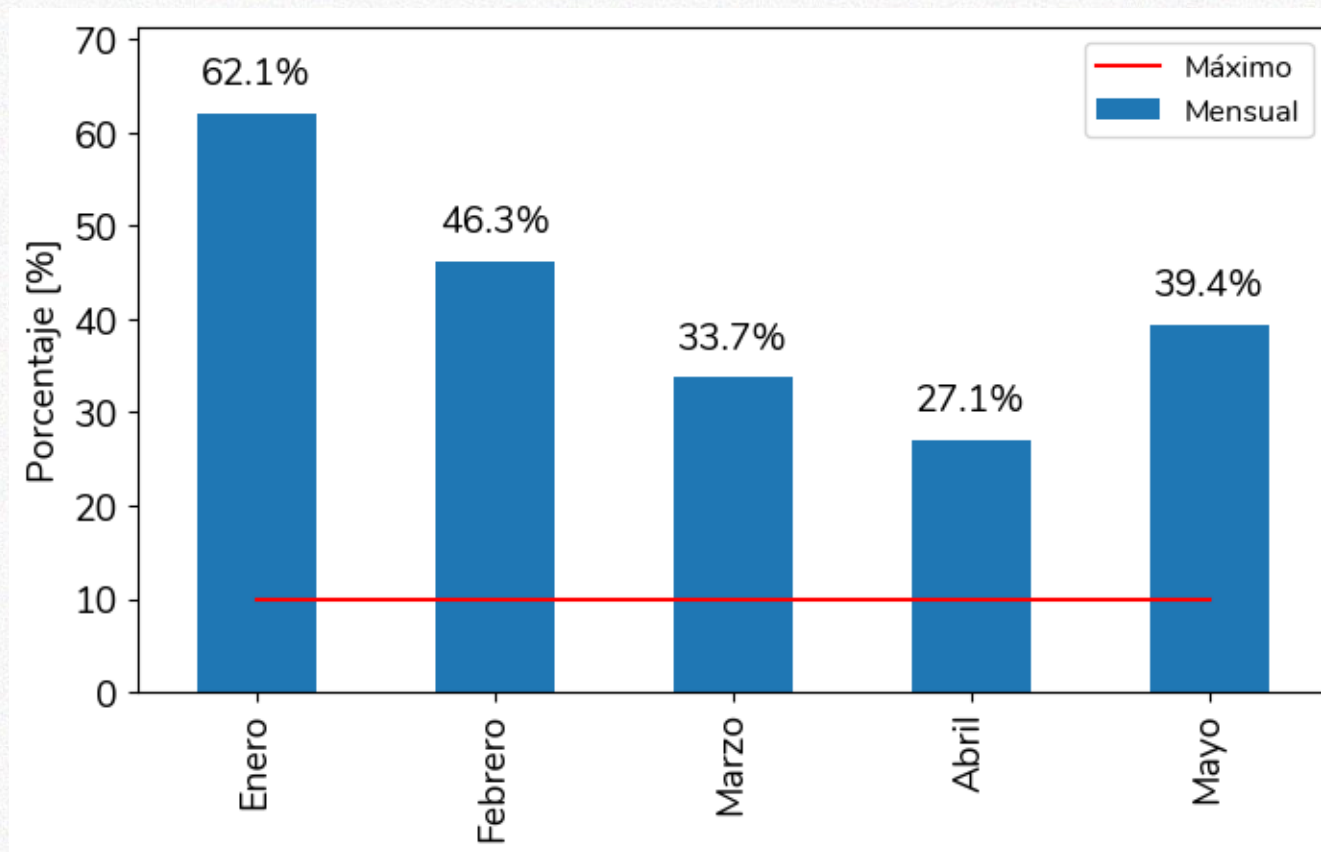
* Corte a 29 de Mayo de 2024 – Información HEROPE

Caribe	4/05/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	4/05/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	5/05/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	5/05/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	13/05/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar asociada a la consignación C2019363 del activo BT TERNERA 2 150 MVA 66 kV.

Caribe	14/05/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	14/05/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea GCM.
Caribe	29/05/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Córdoba - Sucre.

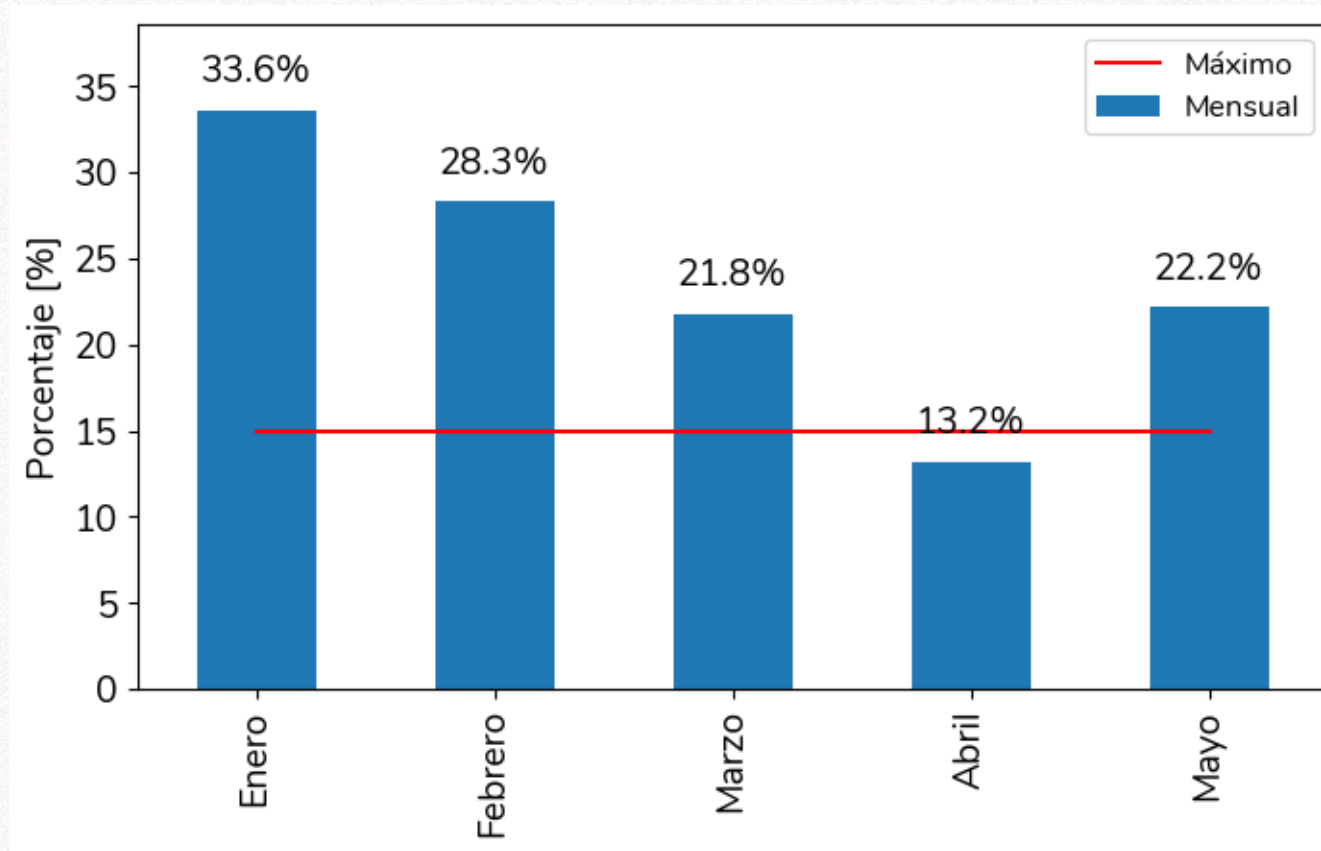
Desviación Plantas Menores

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



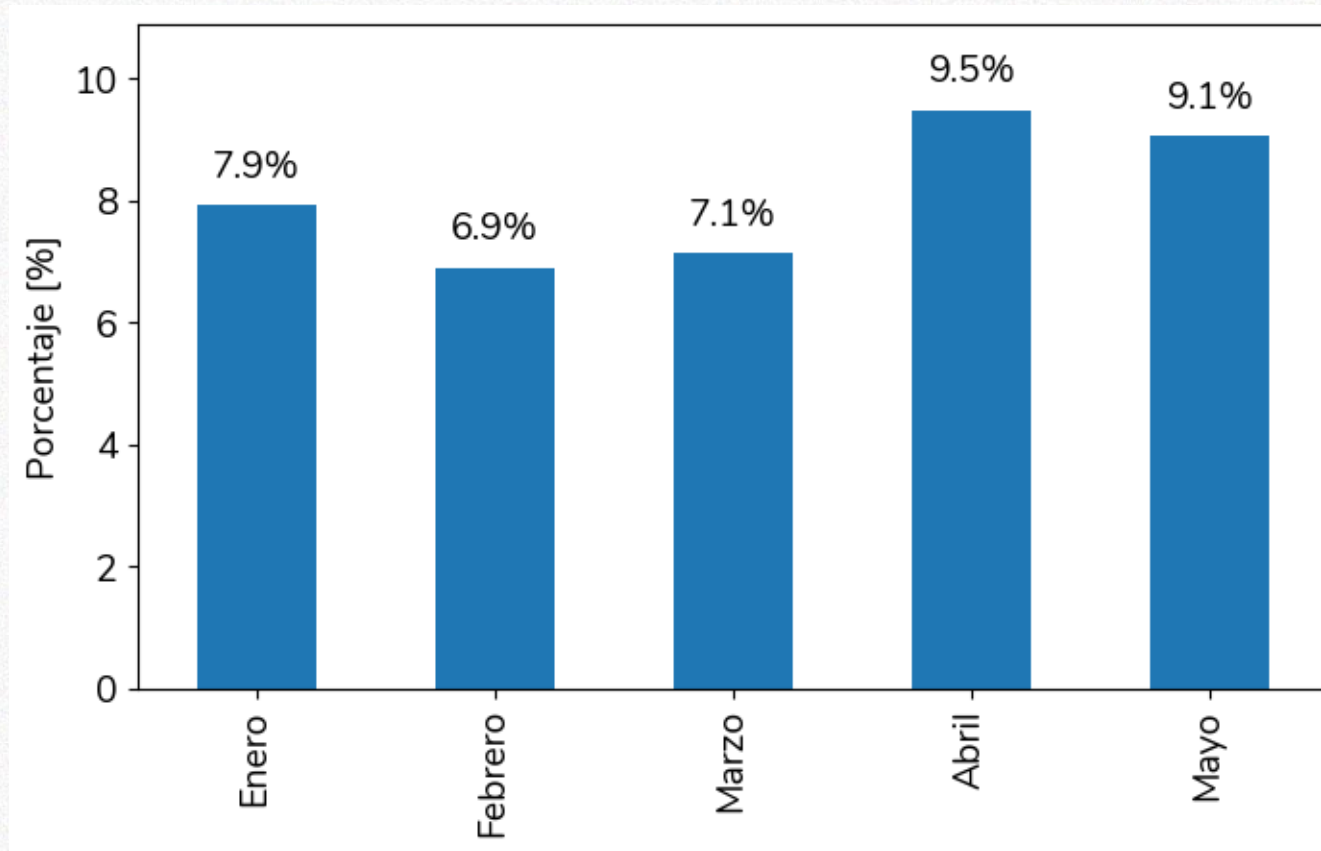
Desviación Plantas Menores

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



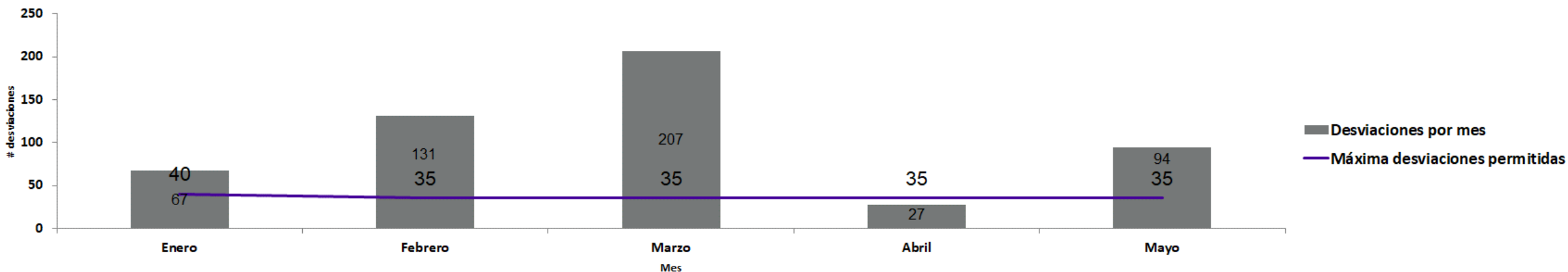
Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

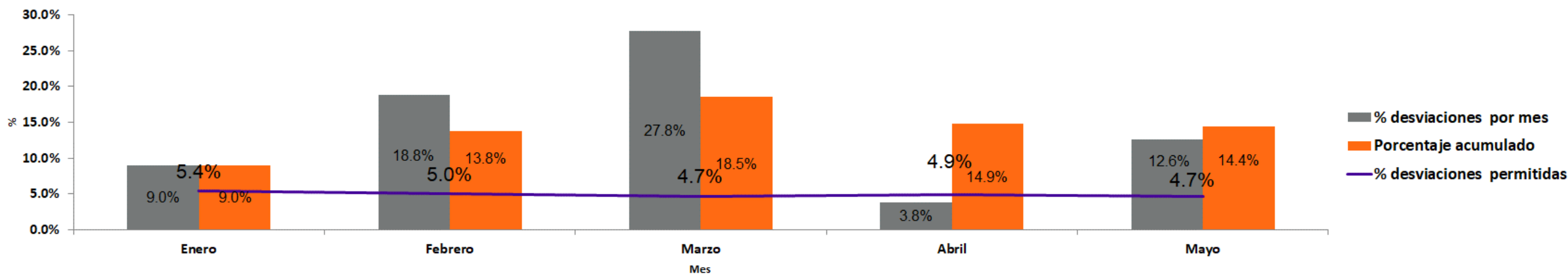


Indicador calidad del pronóstico

Número de desviaciones mayores al 5%



Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



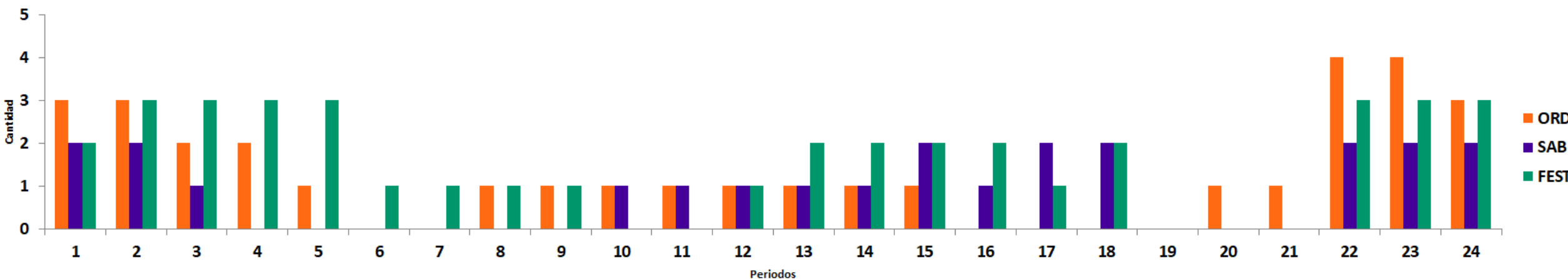
*Información actualizada el 4 de junio de 2024

*Información hasta el 31 de mayo de 2024

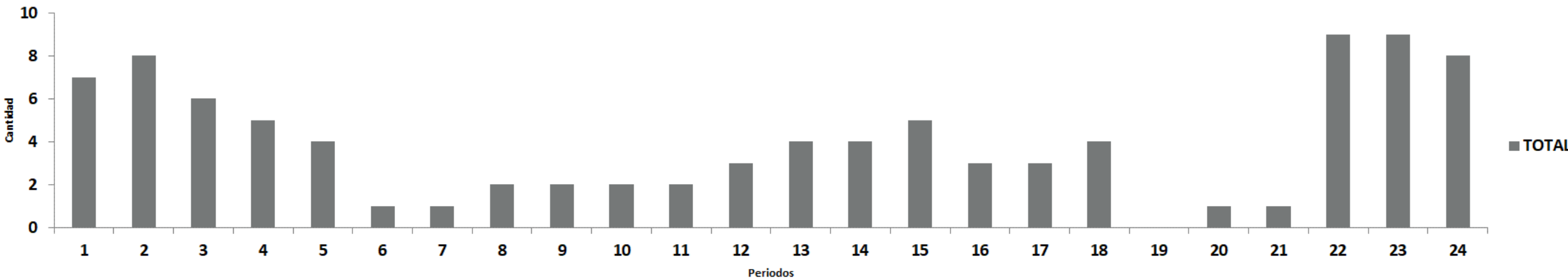
Indicador calidad del pronóstico



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



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información actualizada el 4 de junio de 2024

*Información hasta el 31 de mayo de 2024

Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo

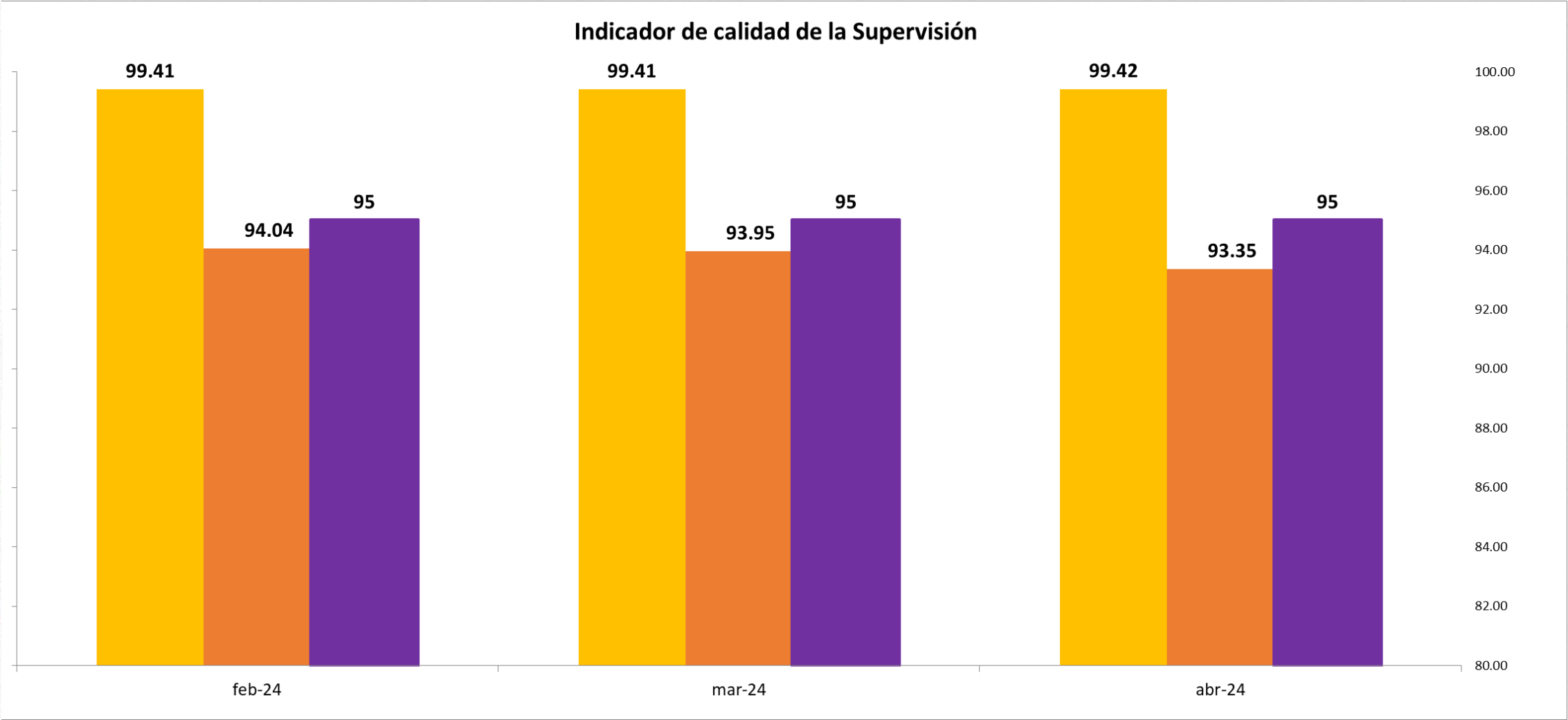
MC	# Días	Máxima desviaciones permitidas	% desviaciones permitidas	% desviaciones Febrero	% desviaciones Marzo	% desviaciones Abril	Desviaciones Abril	# Días acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Centro	30	60	8.3%	0.0%	5.2%	0.8%	6	121	51	1.8%
MC-Oxy	30	60	8.3%	6.8%	23.7%	5.6%	40	121	289	10.0%
MC-Nariño	30	60	8.3%	7.9%	9.4%	9.2%	66	121	307	10.6%
MC-Caldas	30	60	8.3%	11.5%	14.8%	17.4%	125	121	501	17.3%
MC-Atlantico	30	60	8.3%	52.9%	25.7%	21.3%	153	121	1058	36.4%
MC-Rubiales	30	60	8.3%	36.5%	14.0%	21.7%	156	121	778	26.8%
MC-Bolivar	30	60	8.3%	54.9%	27.6%	22.4%	161	121	1153	39.7%
MC-Quindio	30	60	8.3%	30.3%	21.4%	23.2%	167	121	669	23.0%
MC-Antioquia	30	60	8.3%	22.1%	21.8%	29.0%	209	121	722	24.9%
MC-Santander	30	60	8.3%	53.4%	30.4%	35.0%	252	121	1000	34.4%
MC-NorSantander	30	60	8.3%	33.2%	23.1%	35.4%	255	121	761	26.2%
MC-Pereira	30	60	8.3%	18.0%	12.1%	36.0%	259	121	725	25.0%
MC-Cali	30	60	8.3%	26.3%	38.6%	38.9%	280	121	959	33.0%
MC-Caqueta	30	60	8.3%	44.7%	37.0%	39.3%	283	121	1117	38.5%
MC-Tulua	30	60	8.3%	39.7%	40.3%	41.1%	296	121	1154	39.7%
MC-Meta	30	60	8.3%	23.7%	29.0%	41.4%	298	121	855	29.4%
MC-Choco	30	60	8.3%	35.9%	24.1%	41.7%	300	121	1159	39.9%
MC-CordobaSucre	30	60	8.3%	44.1%	35.1%	43.1%	310	121	1088	37.5%
MC-Putumayo	30	60	8.3%	37.1%	32.8%	44.0%	317	121	1241	42.7%
MC-Tolima	30	60	8.3%	34.5%	28.1%	44.9%	323	121	1058	36.4%
MC-Huila	30	60	8.3%	52.7%	55.2%	45.0%	324	121	1548	53.3%
MC-Planeta	30	60	8.3%	53.7%	27.4%	46.4%	334	121	1026	35.3%
MC-Cauca	30	60	8.3%	16.2%	27.8%	46.5%	335	121	902	31.1%
MC-Boyaca	30	60	8.3%	40.5%	50.8%	47.1%	339	121	1411	48.6%
MC-Casanare	30	60	8.3%	48.7%	34.4%	47.4%	341	121	1150	39.6%
MC-Cerromatoso	30	60	8.3%	47.6%	57.8%	47.6%	343	121	1532	52.8%
MC-GM	30	60	8.3%	63.6%	50.3%	48.5%	349	121	1471	50.7%
MC-Cartago	30	60	8.3%	57.9%	50.5%	53.6%	386	121	1579	54.4%
MC-Cesar	30	60	8.3%	76.1%	52.6%	53.8%	387	121	1741	60.0%
MC-SanFernando	30	60	8.3%	50.4%	54.2%	55.7%	401	121	1618	55.7%
MC-Arauca	30	60	8.3%	40.5%	37.8%	56.0%	403	121	1220	42.0%
MC-Guaviare	30	60	8.3%	51.4%	49.5%	57.2%	412	121	1502	51.7%
MC-CiralaInfanta	30	60	8.3%	35.5%	55.6%	59.4%	428	121	1203	41.4%
MC-BajoPutumayo	30	60	8.3%	56.0%	52.0%	61.3%	441	121	1667	57.4%
MC-Celsia	30	60	8.3%	39.8%	30.1%	62.9%	453	121	1332	45.9%
MC-Drummond	30	60	8.3%	67.0%	85.2%	71.3%	513	121	2169	74.7%
MC-Emec	30	60	8.3%	81.9%	82.4%	78.9%	568	121	2316	79.8%
MC-TubosCaribe	30	60	8.3%	85.3%	85.6%	81.9%	590	121	2480	85.4%
MC-Intercor	30	60	8.3%	81.8%	83.6%	83.1%	598	121	2376	81.8%
MC-DrummondLoma	30	60	8.3%	80.7%	81.2%	85.6%	616	121	2286	78.7%
MC-Ternium	30	60	8.3%	62.8%	87.2%	90.0%	648	121	1734	59.7%

*Información actualizada el 4 de junio de 2024

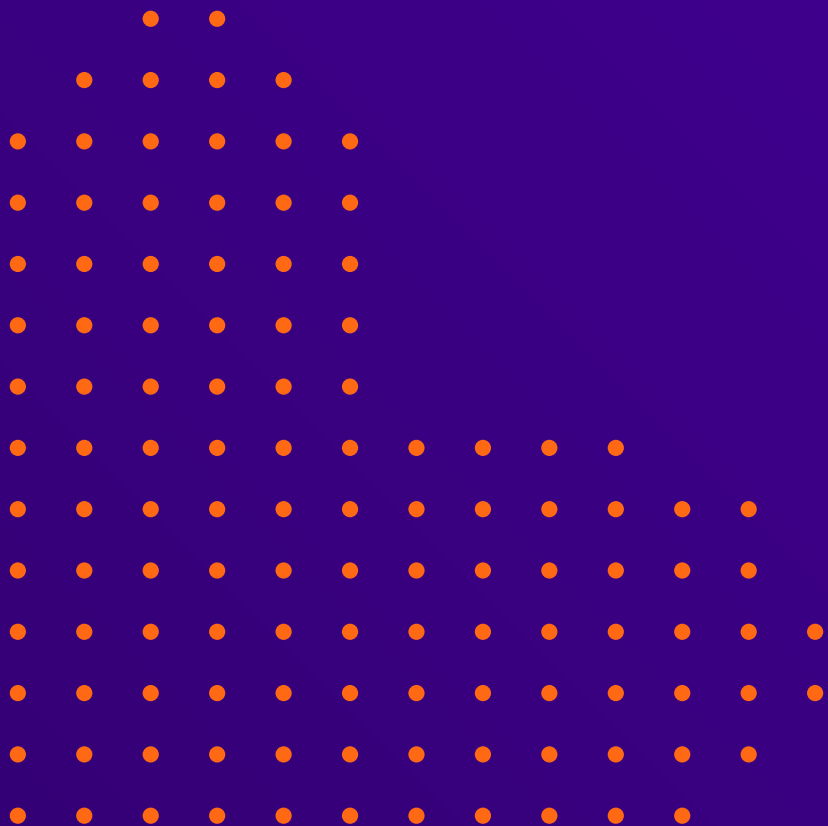
Indicador de calidad de la supervisión



%Supervisión %Confiabilidad %Indicador CND



*Información correspondiente al indicador del mes de abril de 2024



Gracias



Sumamos energía,
sumamos pasión