

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-014
Jueves, 01 de agosto 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 – 014
Jueves 01 de Agosto de 2024**

AGENDA

1- SEGUIMIENTO A VARIABLES

2- EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

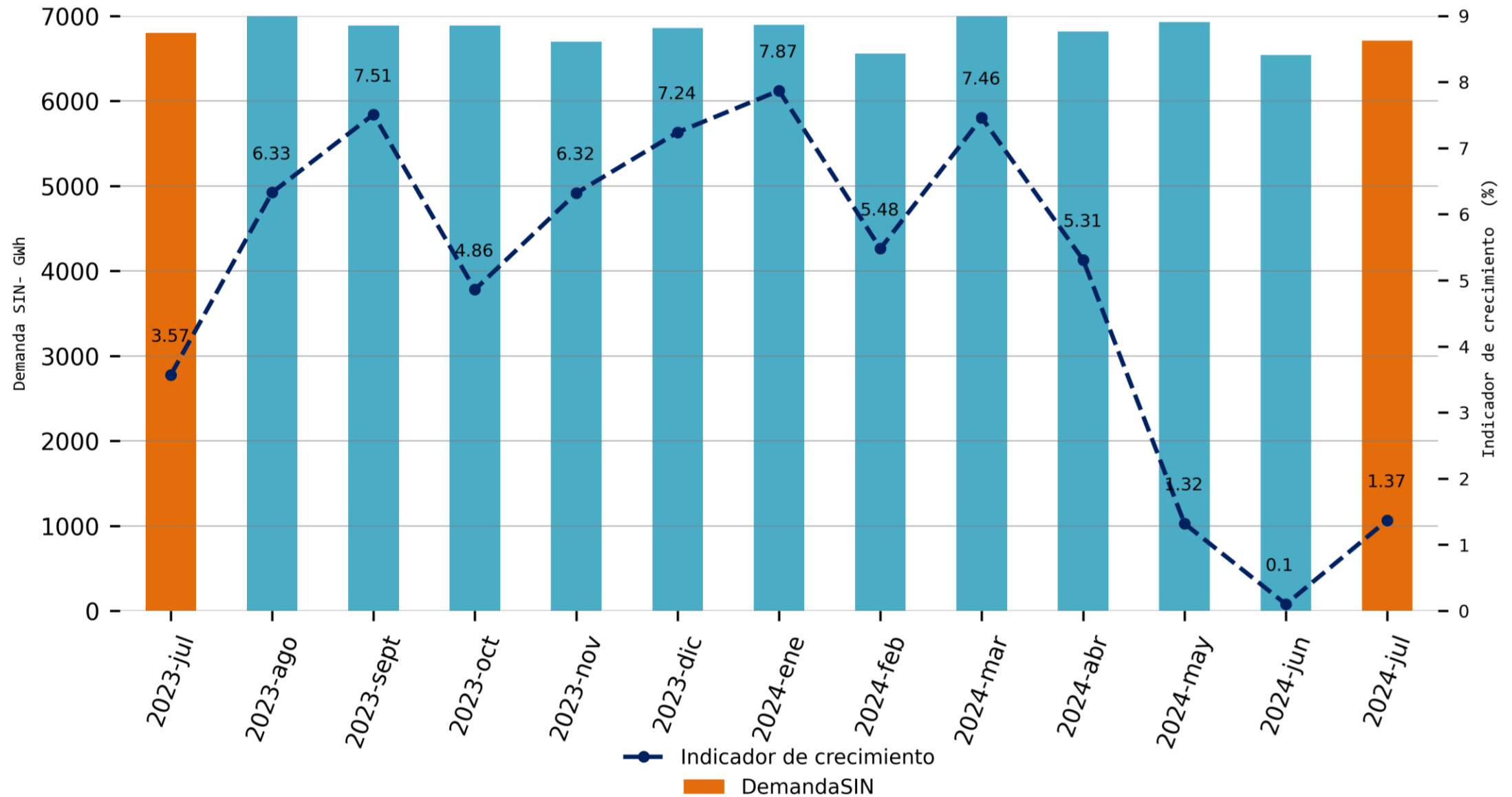
3- SITUACIONES OPERATIVAS

1 – SEGUIMIENTO A VARIABLES

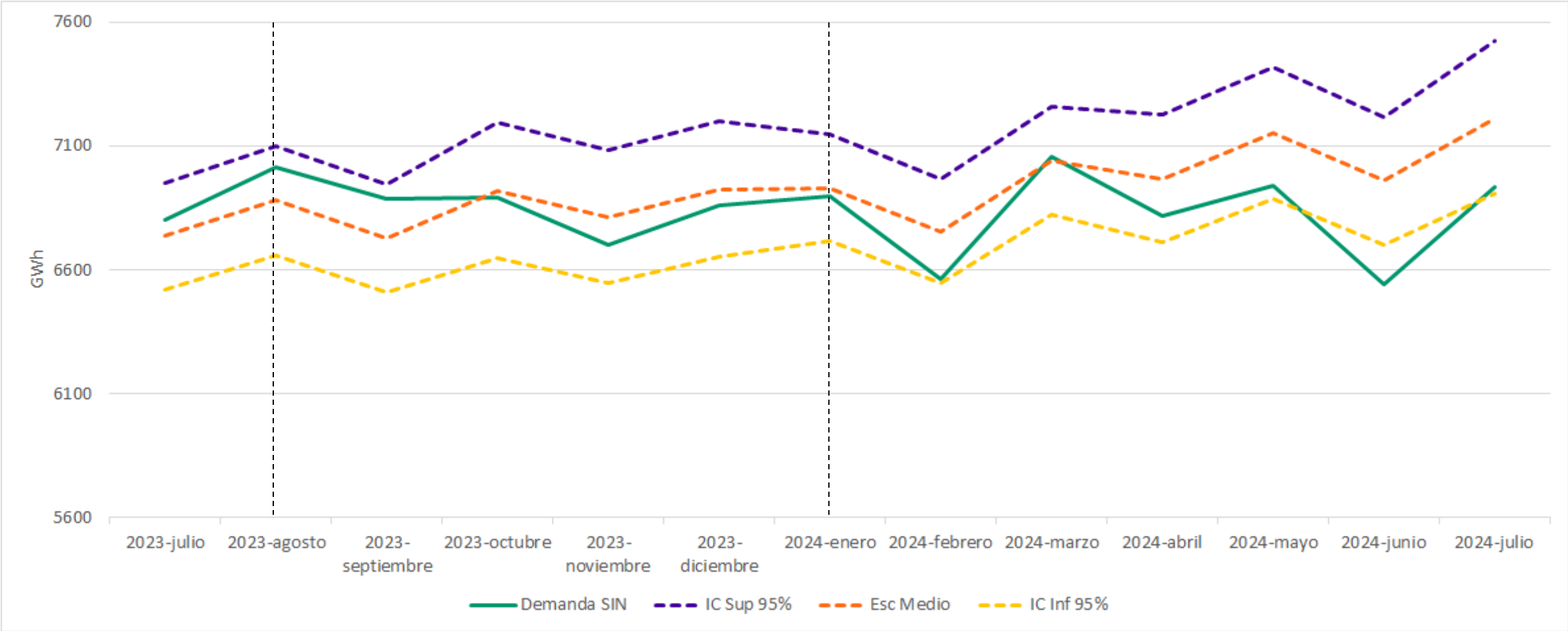


**¿Cómo ha venido
evolucionando la demanda
de energía?**

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



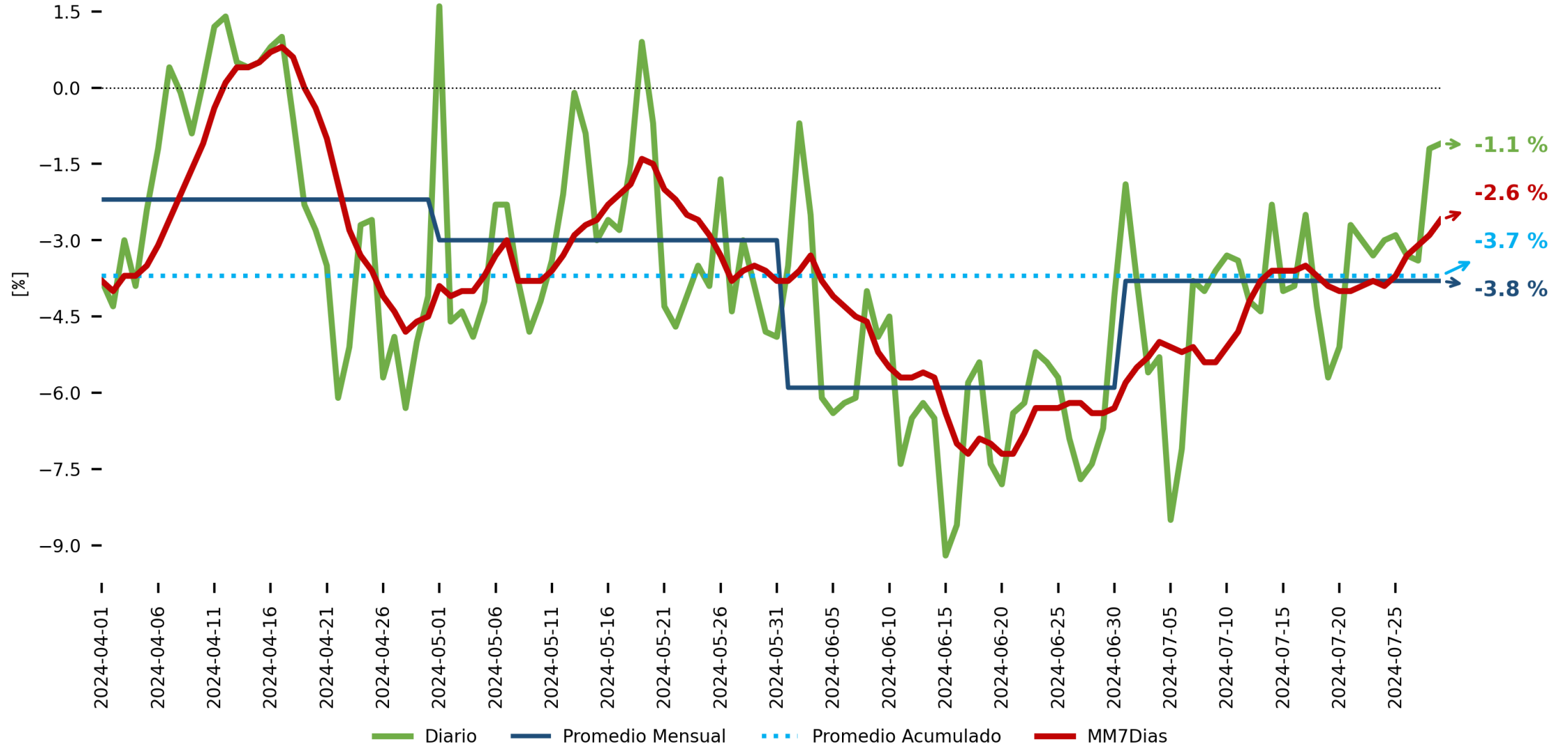
Seguimiento Mensual Demanda



(*) 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

*Se estima un valor de demanda del 29, 30 y 31 de julio en promedio 231 GWh

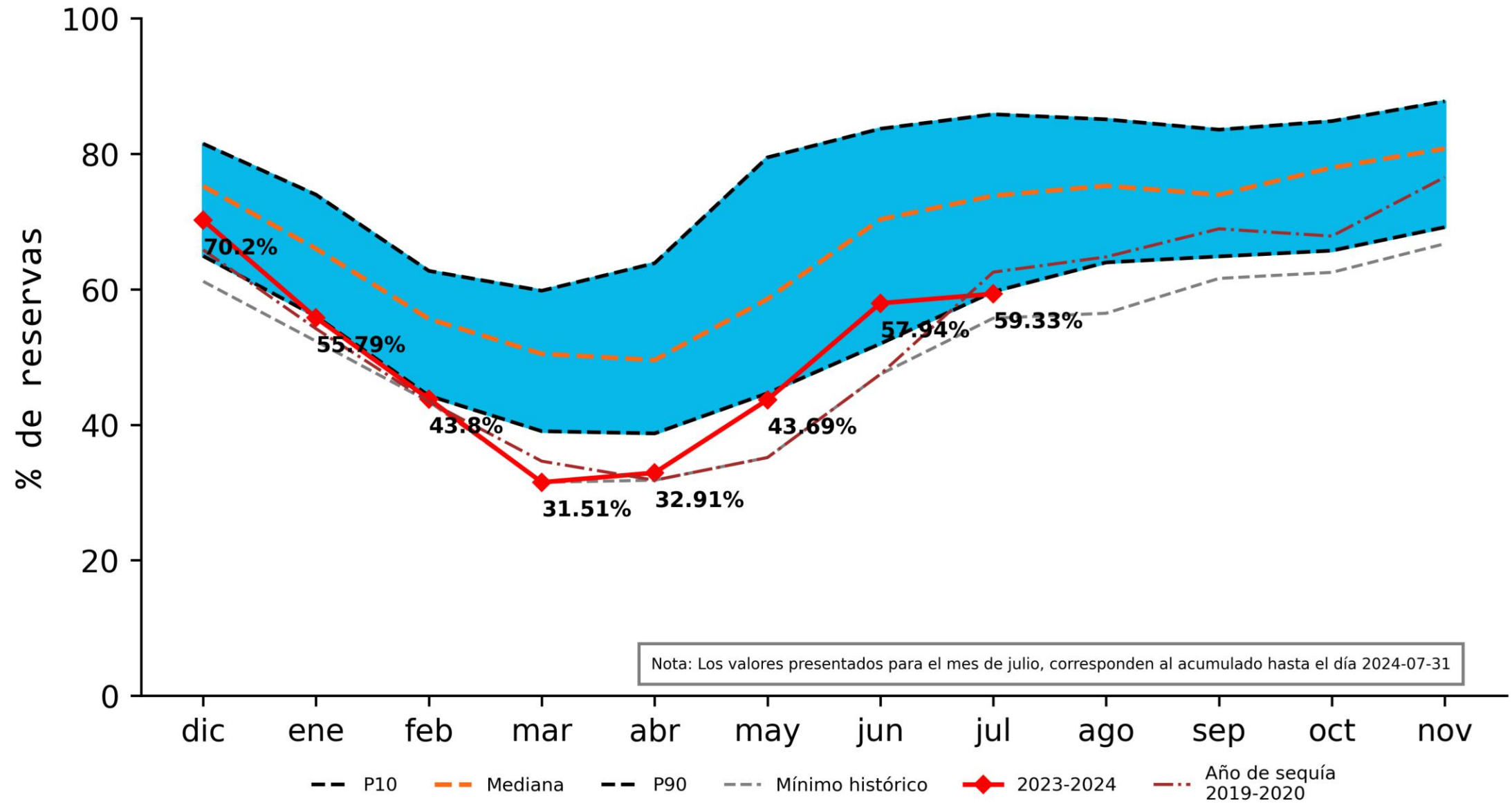
Seguimiento Diaria Demanda



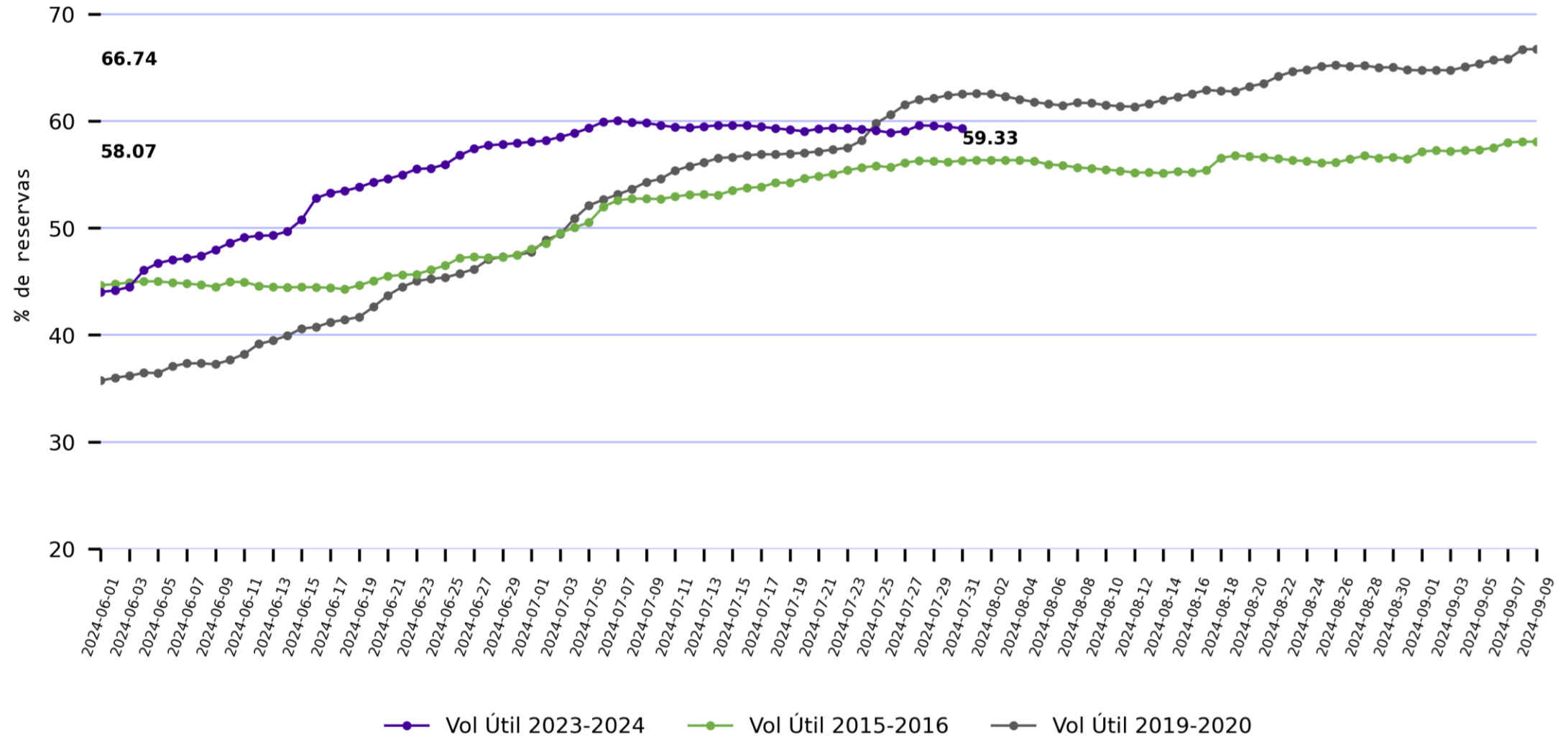
¿Cómo está la situación energética?



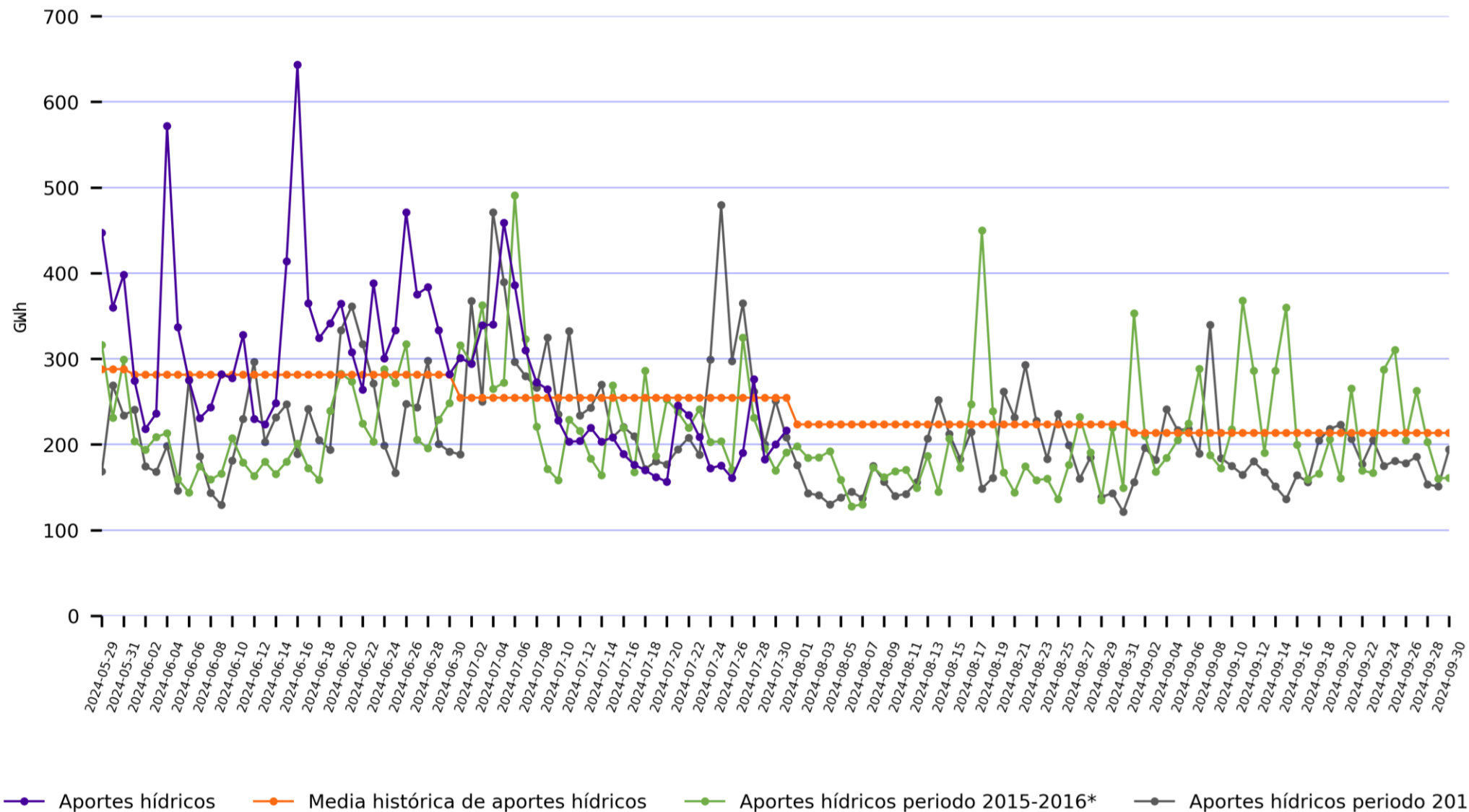
Reservas hídricas



Reservas hídricas diarias

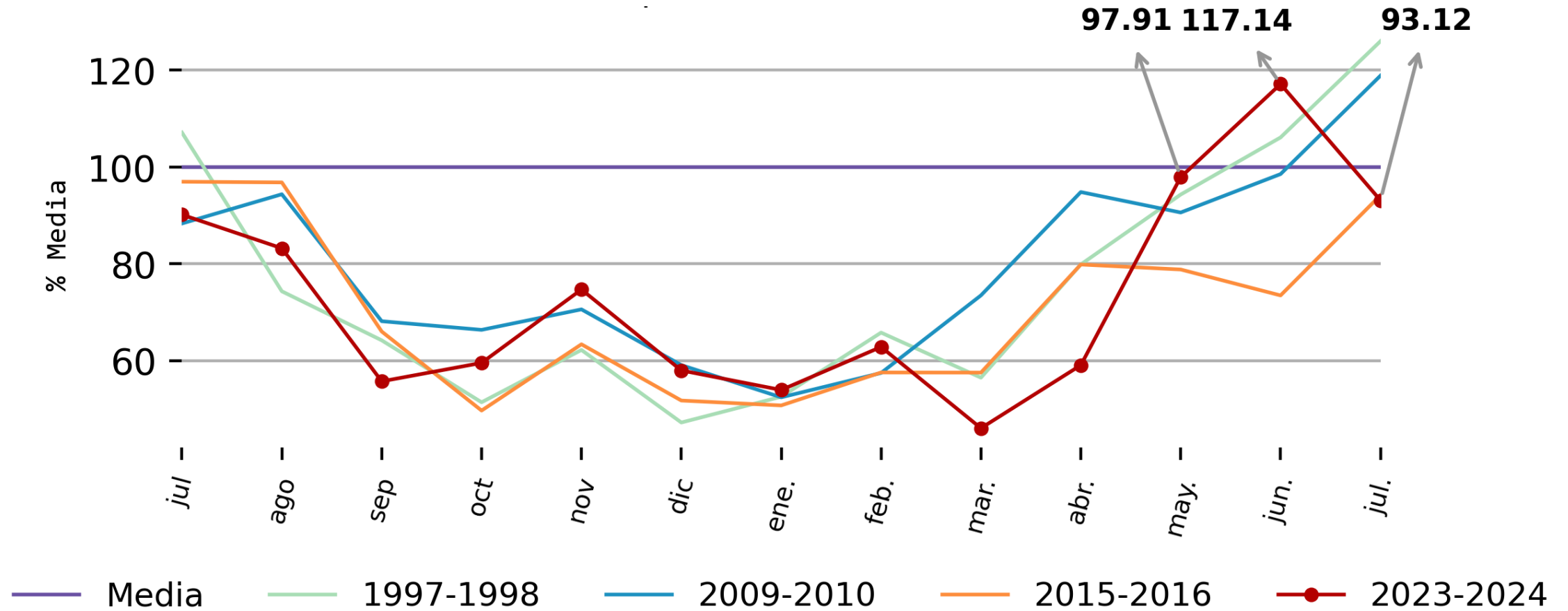


Aportes hídricos diarios

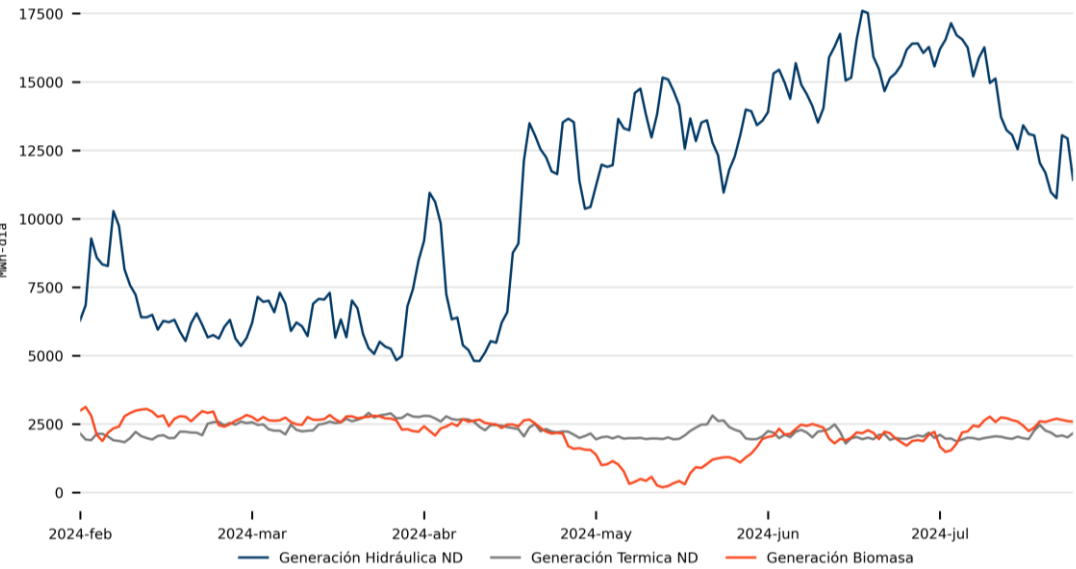


*información 2015-2016 y 2019-2020 es calculada a partir de los valores % respecto a la media histórica de su momento aplicados a la media histórica actual.

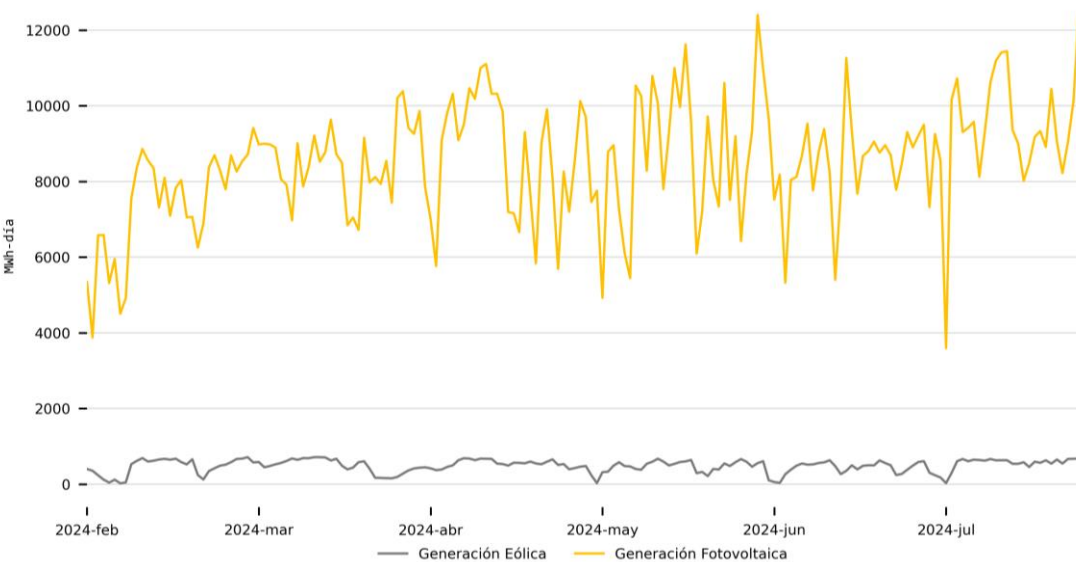
Aportes hídricos



Generación plantas menores y FERNC



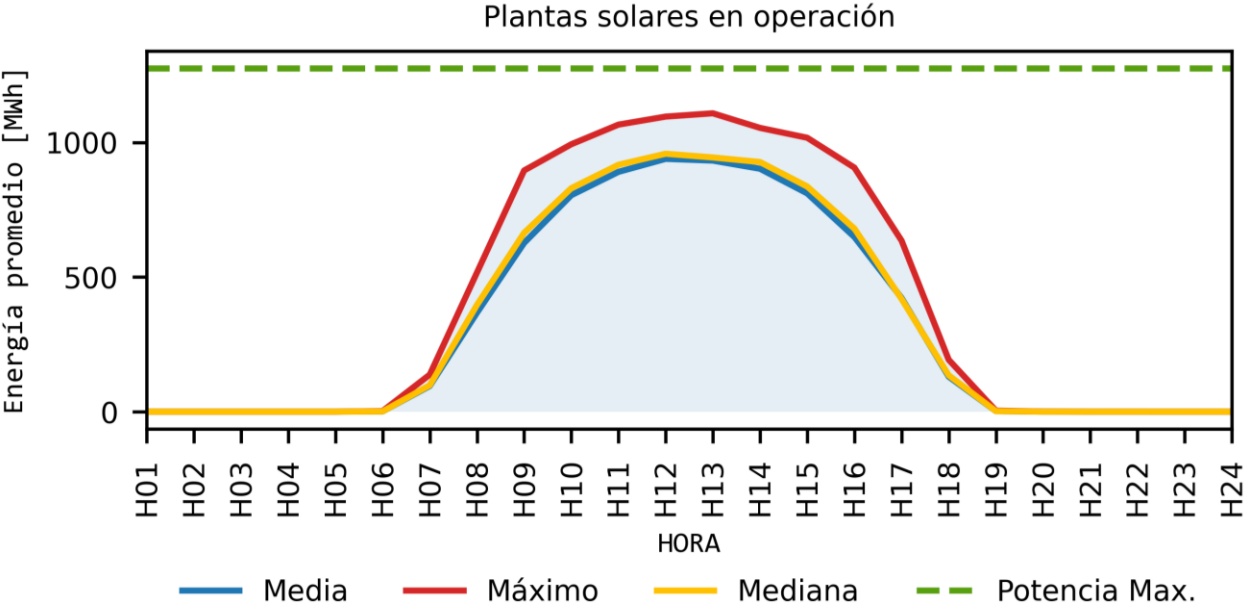
Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
feb-24	6.90	2.15	2.69	11.74
mar-24	6.18	2.55	2.67	11.40
abr-24	9.03	2.47	2.37	13.87
may-24	12.96	2.15	0.88	15.99
jun-24	15.24	2.09	2.09	19.42
jul-24	14.35	2.06	2.35	18.76



Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
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	8.7	0.4	9.1
jul-24	9.4	0.5	9.9

Al 29 de julio del 2024 se tienen 1275 MW de Plantas solares en operación comercial y 535 MW en etapa de pruebas y 32MW de plantas eólicas en pruebas.

Curva Generación Solar - Plantas en Operación



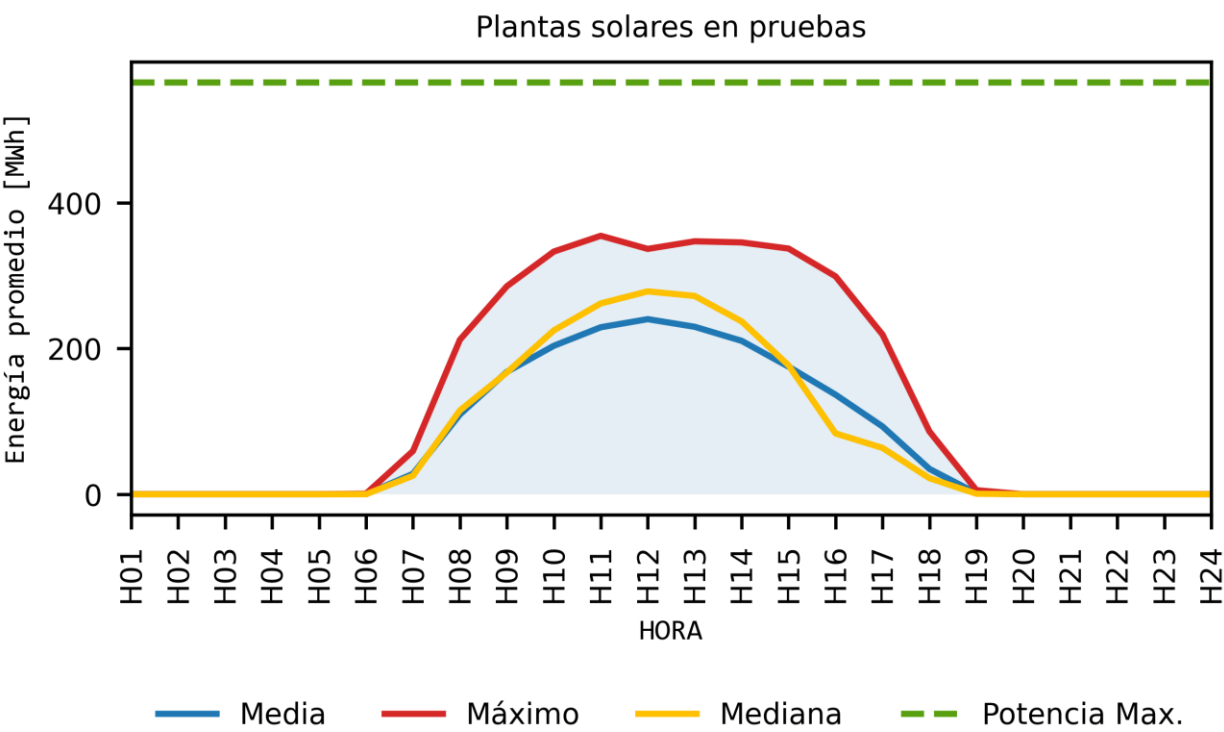
Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de julio de 2024 hasta el 29 de julio de 2024. Adicionalmente, al 29 de julio de 2024 se cuentan con 29 plantas solares en operación con CEN menor a 5 MW.

Información actualizada el 2024-08-01

Información hasta el 2024-07-29

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
LATAM SOLAR LA LOMA	150	974.48	27.1%
PARQUE SOLAR LA UNION	100	704.17	29.3%
FUNDACION	90	634.48	29.4%
LA MATA	80	546.2	28.4%
PORTON DEL SOL	102	538.89	22.0%
PARQUE SOLAR TEPUY	83	507.96	25.5%
EL PASO	68	492.71	30.2%
CELSIA SOLAR DULIMA	21.9	144.67	27.5%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	21.9	141.76	27.0%
LA TOLUA	22.8	140.95	25.8%
GRANJA SOLAR FLANDES	21.9	138.41	26.3%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	21.9	136.2	25.9%
Plantas no DC mayores a 5MW	443.82	2309.89	
Plantas menores a 5MW	48.71	159.96	
Total	1275.93	7570.73	

Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas

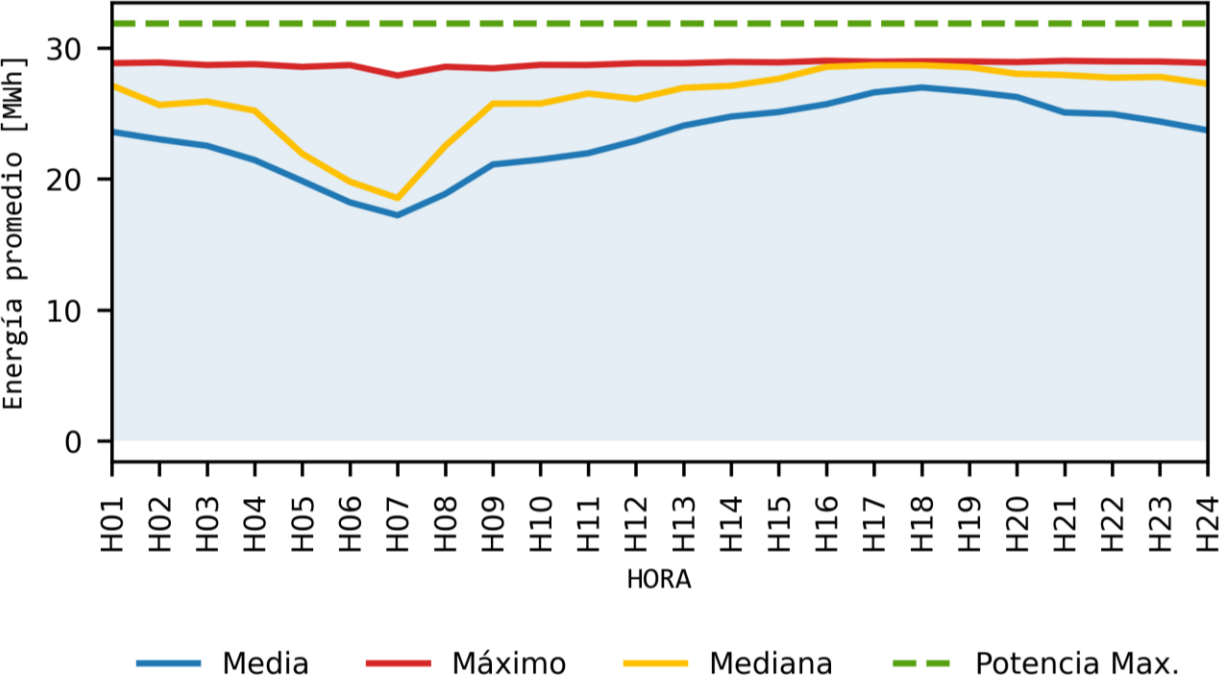


Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
GUAYEPO	370	1049.04
CARACOLI I	50	271.36
SUNNORTE	35	179.21
BSB 503	19.9	108.16
BSB 504	19.9	107.6
NUMBANA	9.9	58.28
GUAMO	9	47.83
JEQUES	9.9	34.29
PARQUE SOLAR HONDA II	9.9	0.01
Plantas menores a 5MW	1.97	3.34
Total	535.47	1859.12

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de julio de 2024 hasta el 29 de julio de 2024. Adicionalmente, al 29 de julio de 2024 se cuentan con 2 plantas solares en pruebas con CEN menor a 5 MW.

Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas

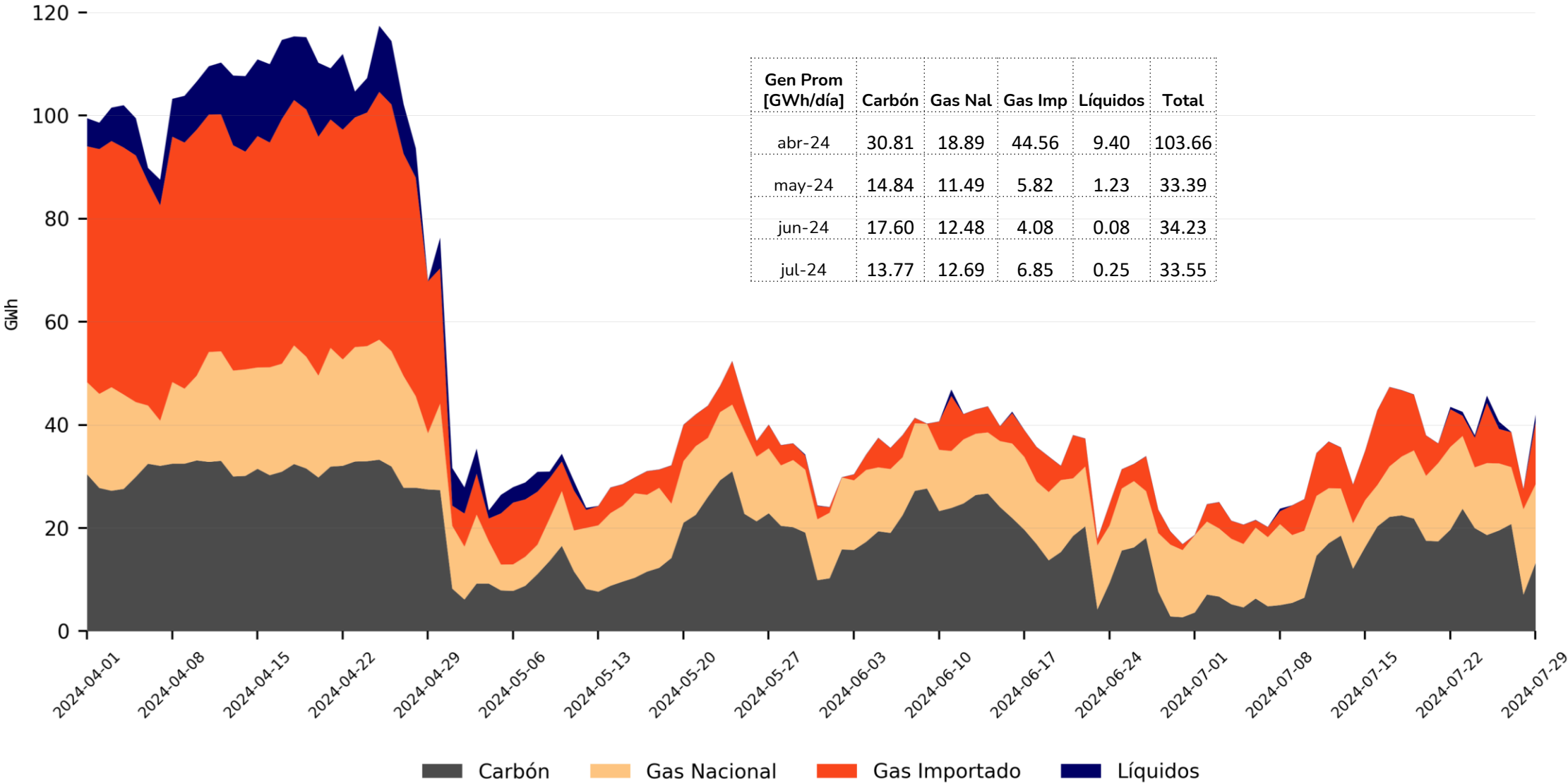
Plantas eólicas en pruebas



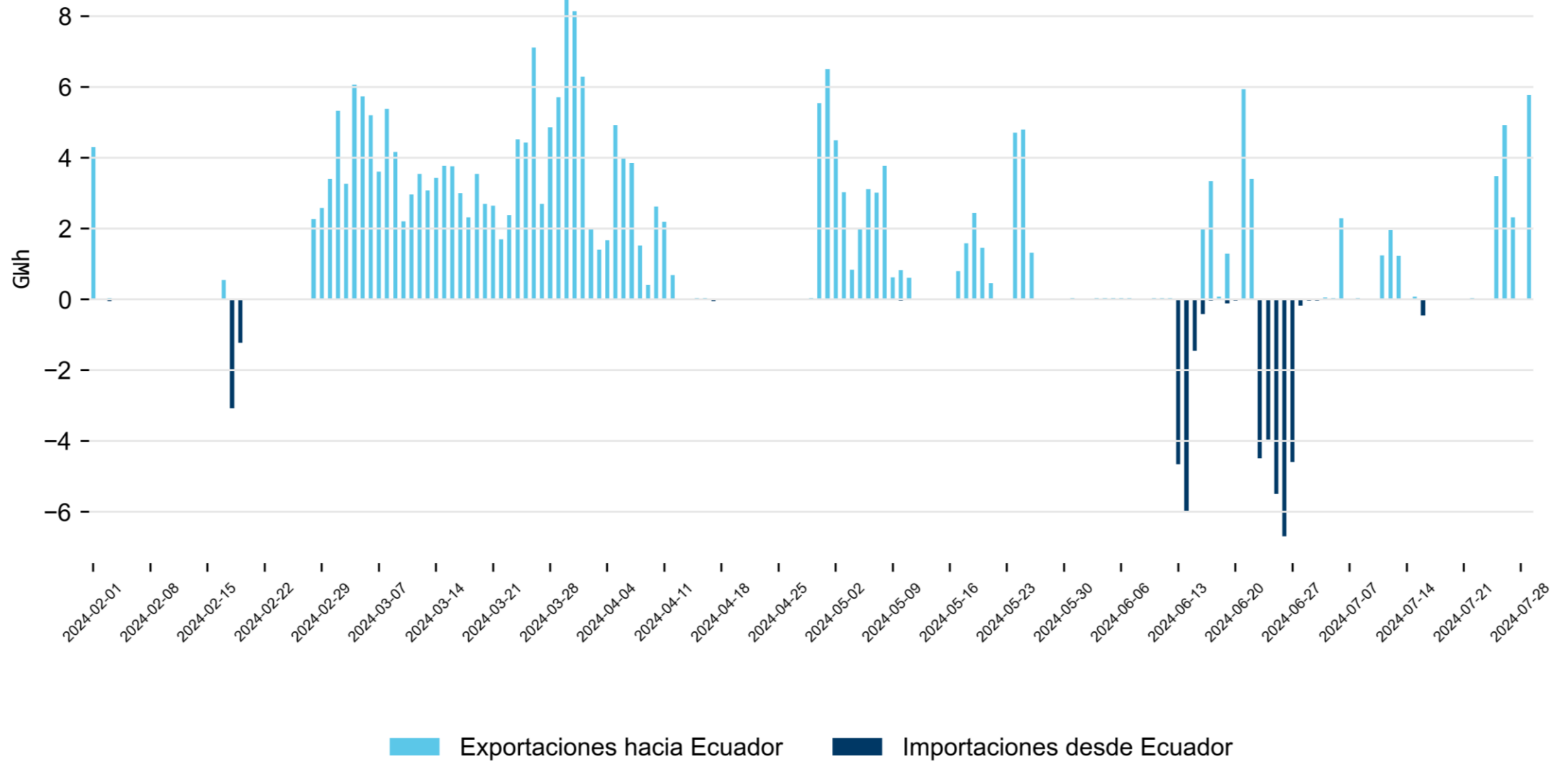
Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	324.78
PARQUE EOLICO WESP01	12	231.83
Total	31.9	556.6

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de julio de 2024 hasta el 29 de julio de 2024.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Importaciones y exportaciones de energía



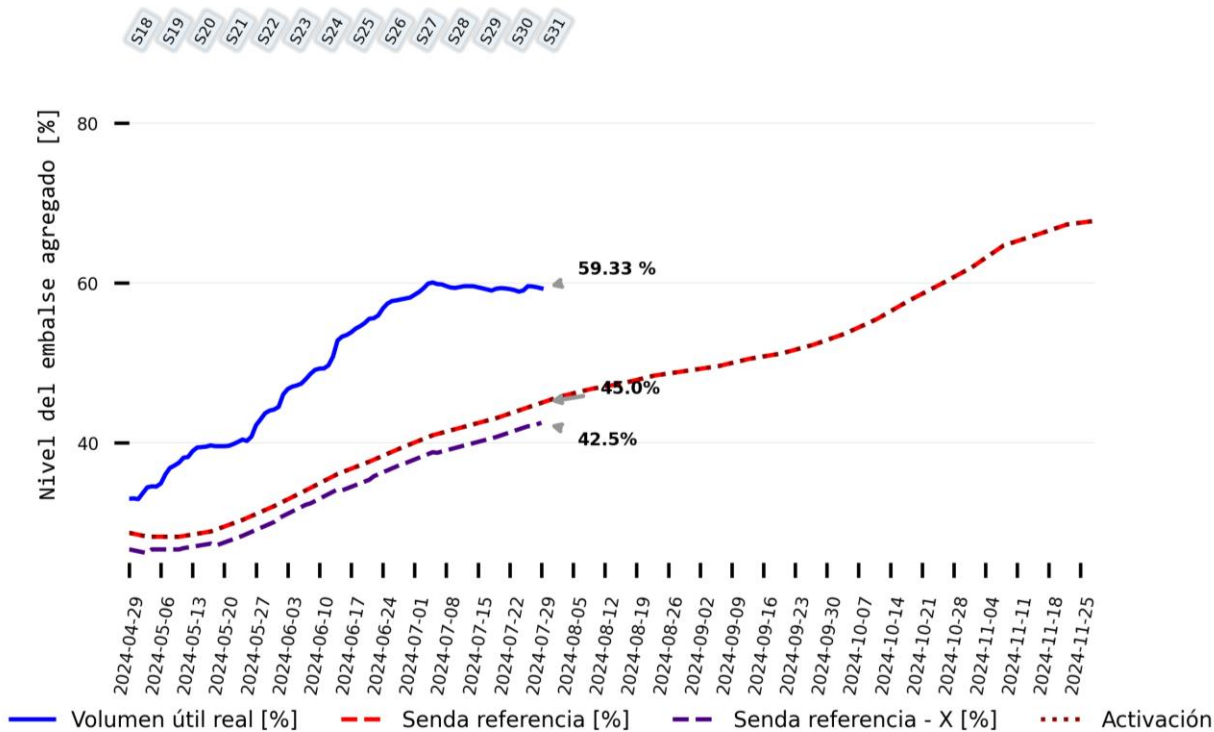
La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

Importaciones y exportaciones de energía

- Hasta el 31 de agosto estuvo vigente la Resolución del MME 40115 de 2024 que sólo permitía exportaciones con generación térmica.
- Para el 1 de agosto se programan 10.8 GWh día de exportación a Ecuador.
- Vamos a realizar reunión con Ecuador la próxima semana para revisar expectativas de exportación para las próximas semanas.

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 [%]
2024-07-13	41.86	59.5	17.64	0.15	0.11
2024-07-14	42.02	59.6	17.58	0.15	0.1
2024-07-15	42.17	59.6	17.43	0.15	0
2024-07-16	42.32	59.59	17.27	0.15	-0.01
2024-07-17	42.47	59.46	16.99	0.15	-0.13
2024-07-18	42.62	59.33	16.7	0.15	-0.13
2024-07-19	42.77	59.19	16.41	0.15	-0.14
2024-07-20	42.93	59.05	16.13	0.15	-0.13
2024-07-21	43.08	59.28	16.2	0.15	0.23
2024-07-22	43.27	59.36	16.09	0.19	0.08
2024-07-23	43.46	59.32	15.85	0.19	-0.04
2024-07-24	43.66	59.24	15.58	0.19	-0.08
2024-07-25	43.85	59.12	15.27	0.19	-0.12
2024-07-26	44.04	58.92	14.88	0.19	-0.2
2024-07-27	44.24	59.06	14.83	0.19	0.15
2024-07-28	44.43	59.6	15.17	0.19	0.54
2024-07-29	44.62	59.57	14.95	0.19	-0.03
2024-07-30	44.81	59.47	14.66	0.19	-0.1
2024-07-31	45	59.33	14.32	0.19	-0.14

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.

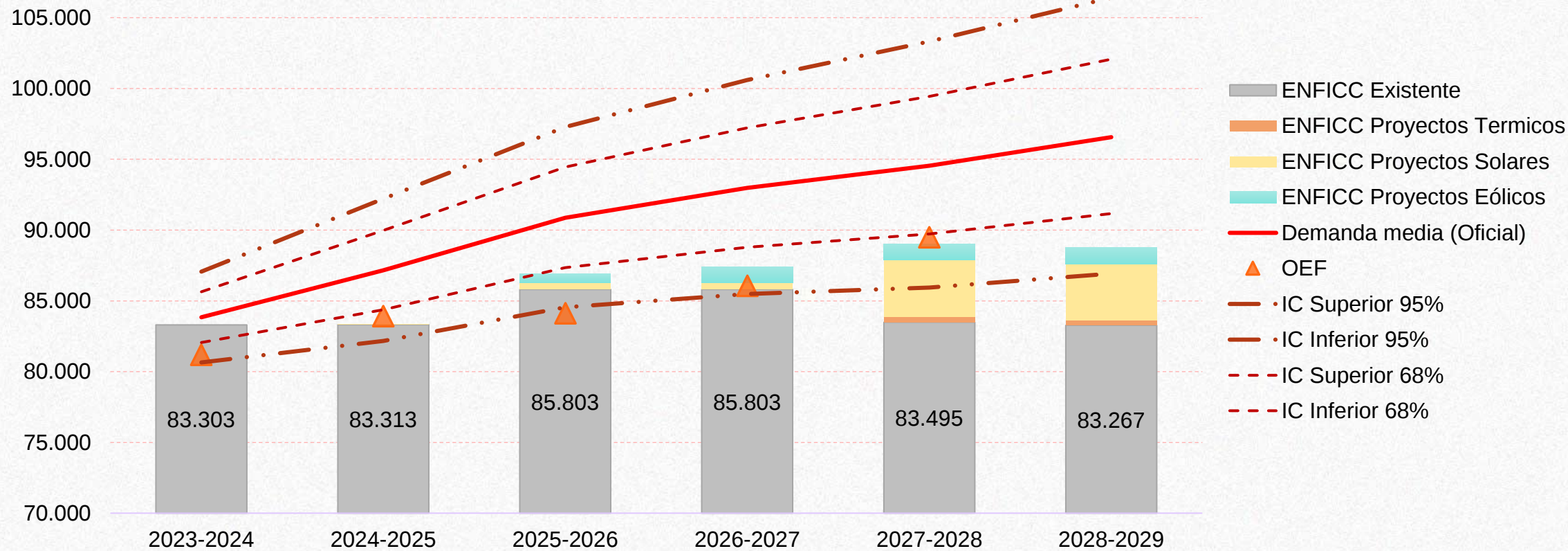
3 – EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS



Balance ENFICC - Demanda

Balance ENFICC - Demanda

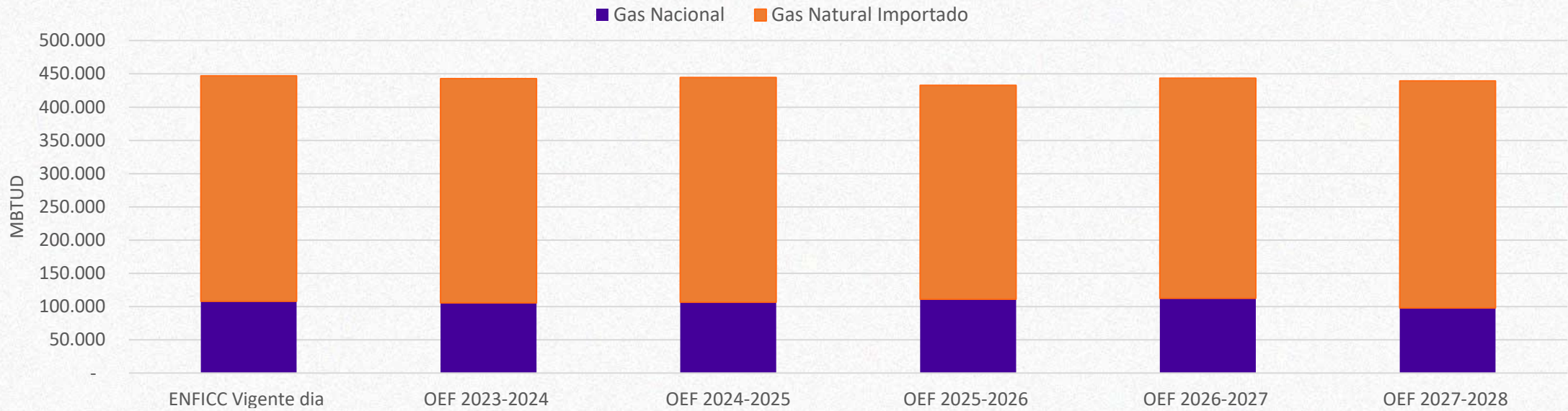
ENFICC vs Demanda [GWh/año]



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.

Consumo Gas Natural ENFICC - OEF



Combustible	ENFICC Vigente [MWh/día]	ENFICC Vigente día [MBTUD]	OEF 2023-2024 [MWh/día]	OEF 2023-2024 [MBTUD]	OEF 2024-2025 [MWh/día]	OEF 2024-2025 [MBTUD]	OEF 2025-2026 [MWh/día]	OEF 2025-2026 [MBTUD]	OEF 2026-2027 [MWh/día]	OEF 2026-2027 [MBTUD]	OEF 2027-2028 [MWh/día]	OEF 2027-2028 [MBTUD]
Gas Nacional	12,913	108,066	12,774	105,447	13,037	106,559	13,312	111,111	13,487	112,699	12,110	98,085
Gas Natural Importado	47,175	338,893	47,176	337,483	47,247	337,997	44,917	321,657	46,207	331,014	47,503	341,228
Total	60,088	446,959	59,949	442,930	60,284	444,556	58,229	432,769	59,693	443,713	59,613	439,312

Análisis Energético

Resumen 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

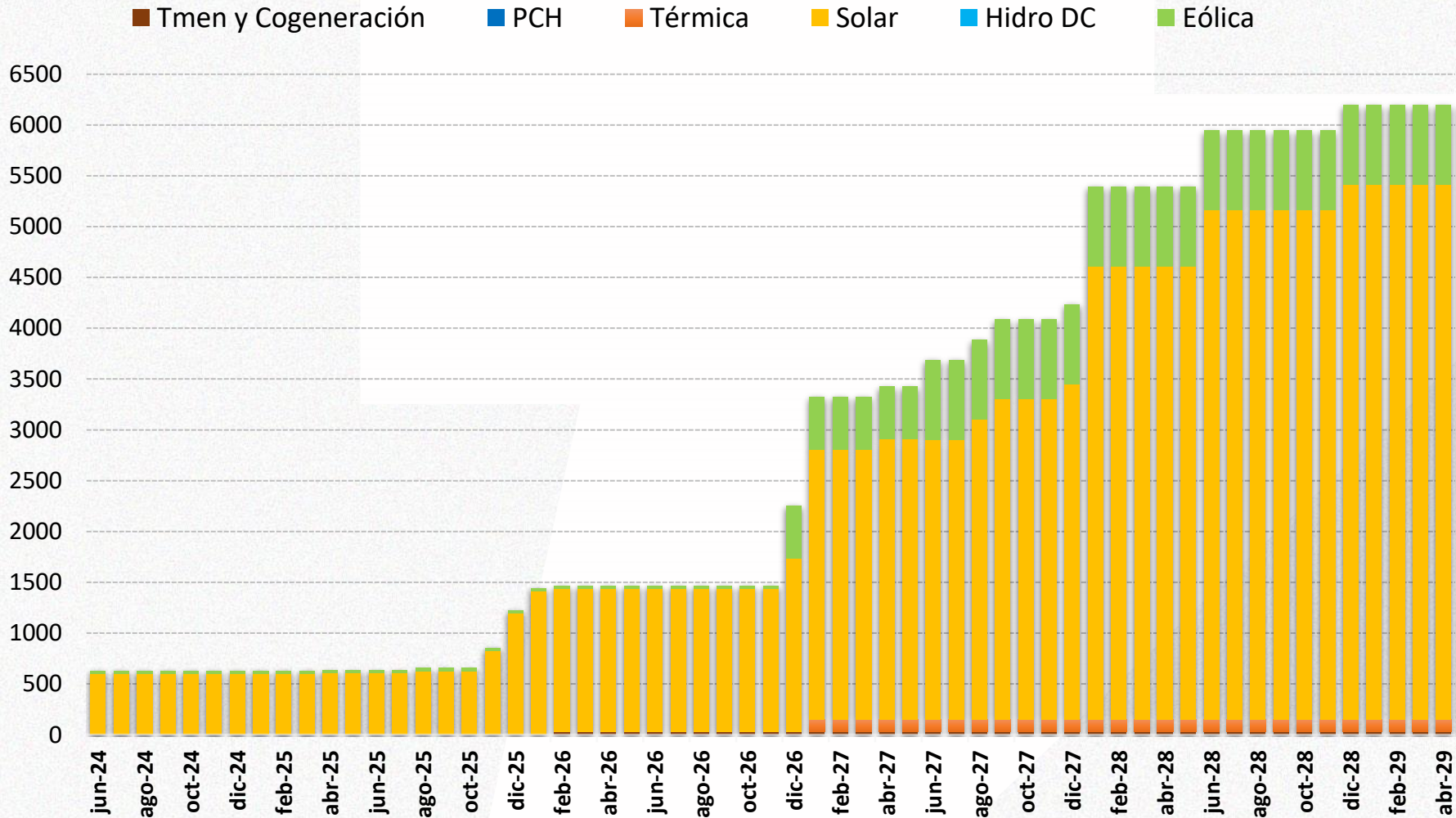
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio de 2023 y 21 de febrero de 2024 respectivamente.

* 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.

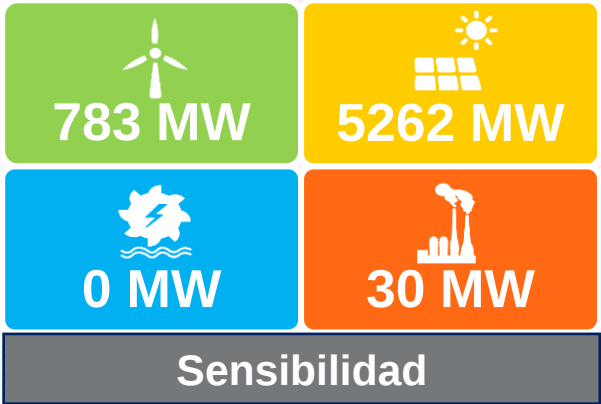
Datos de entrada y supuestos considerados



Expansión de la Generación (MW)



Total:
6075 MW



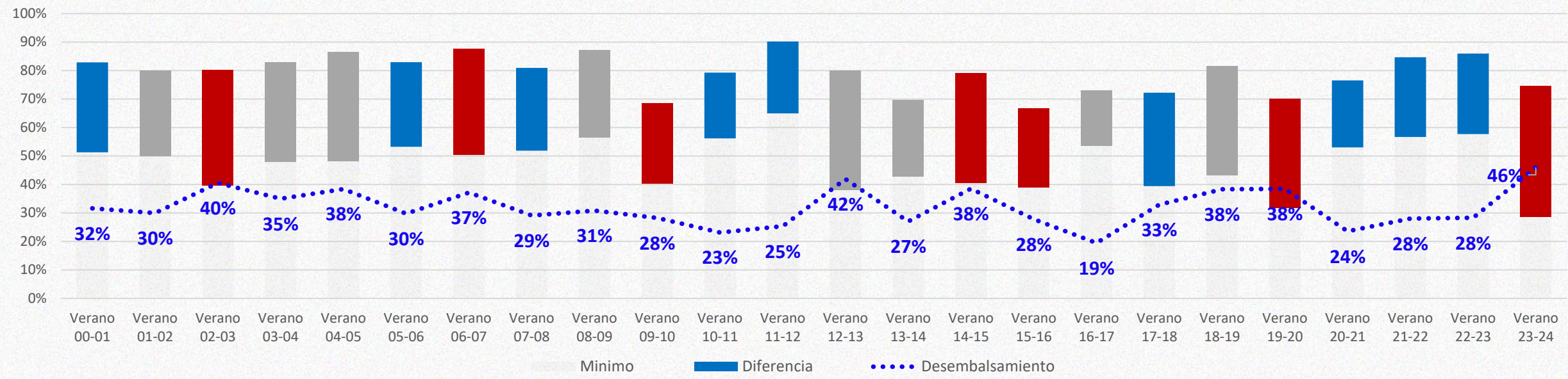
Los Proyectos Guajiral (19.9MW), Wesp01 (12MW), Latam Solar (150MW), Sunnorte (35MW), Fundación (100 MW) y Caracolí (50MW), Tepuy (83MW), La Mata (80MW), La Unión (100MW), considerados generando dado el comportamiento de su generación en pruebas

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

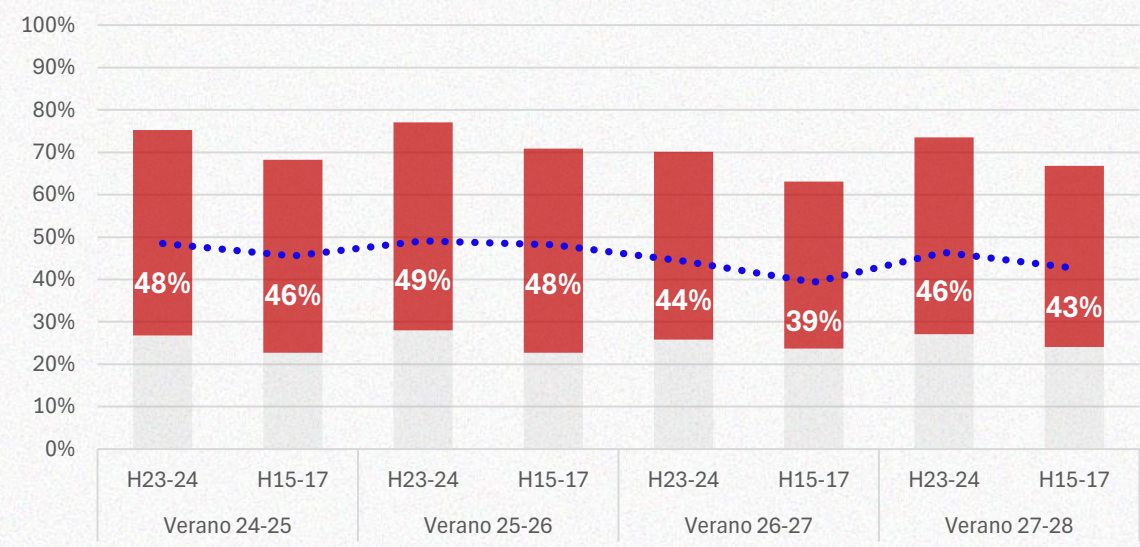
Desembalsamiento máximo durante Veranos



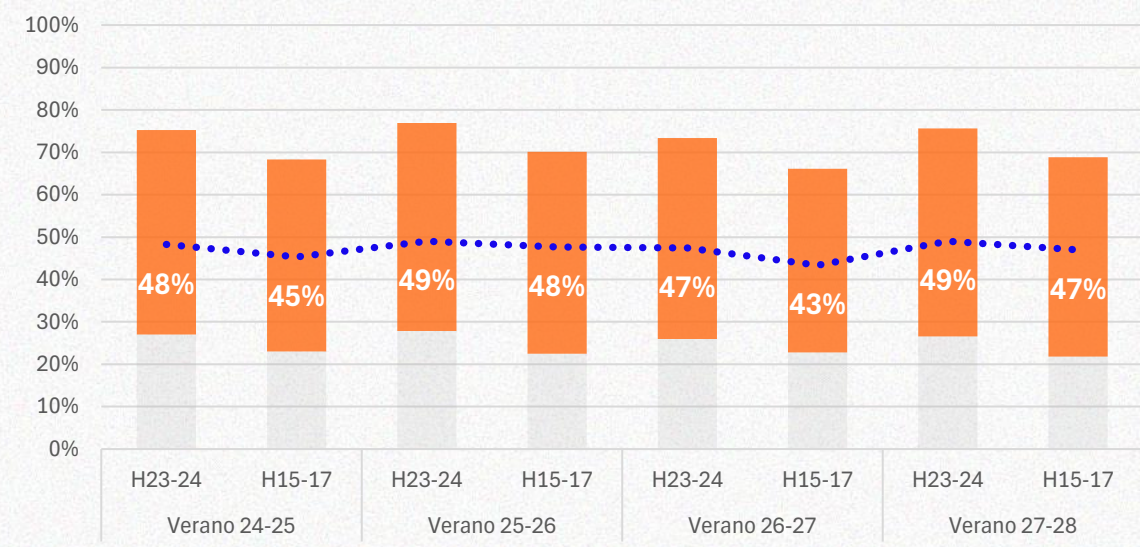
Histórico 2000 - 2024



Casos Simulados

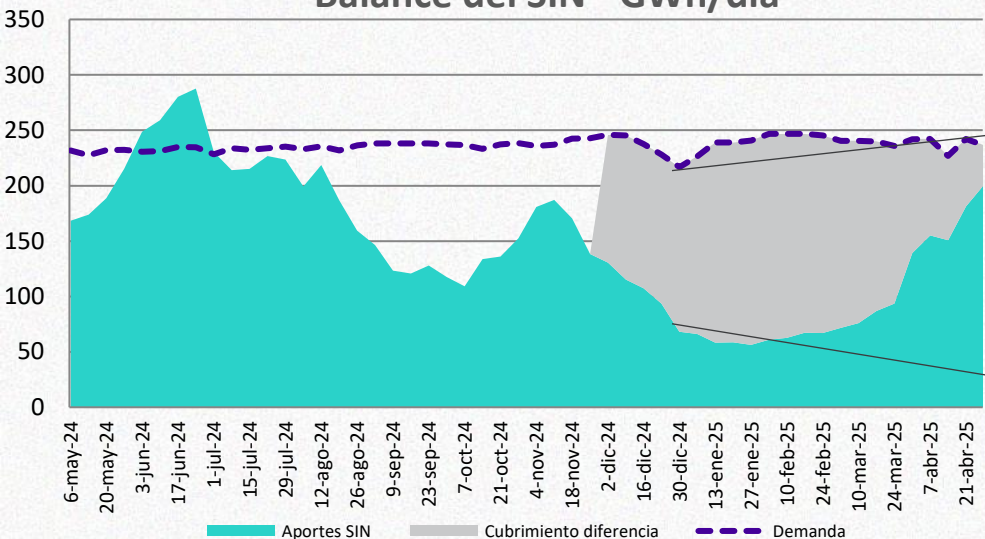


Casos Simulados SIN OEF Eolica

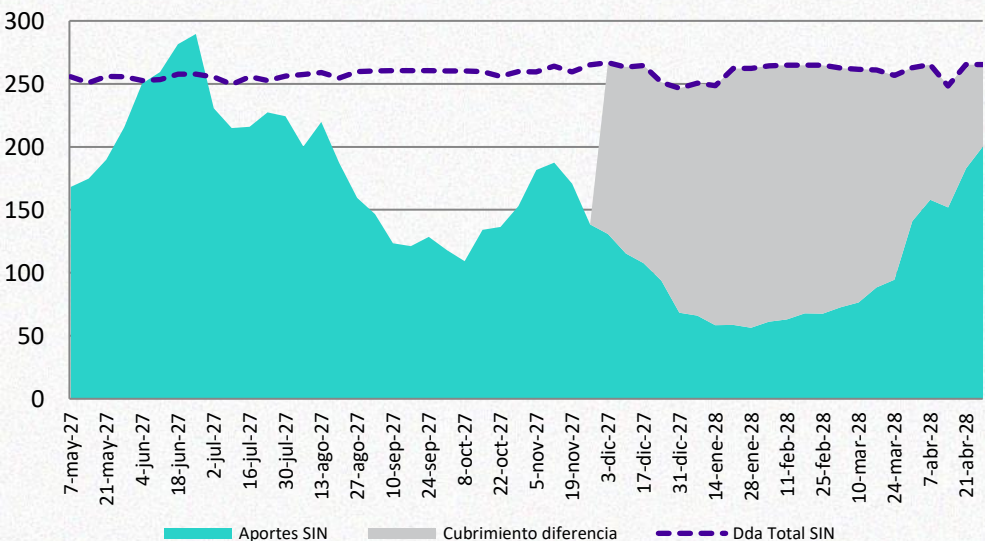
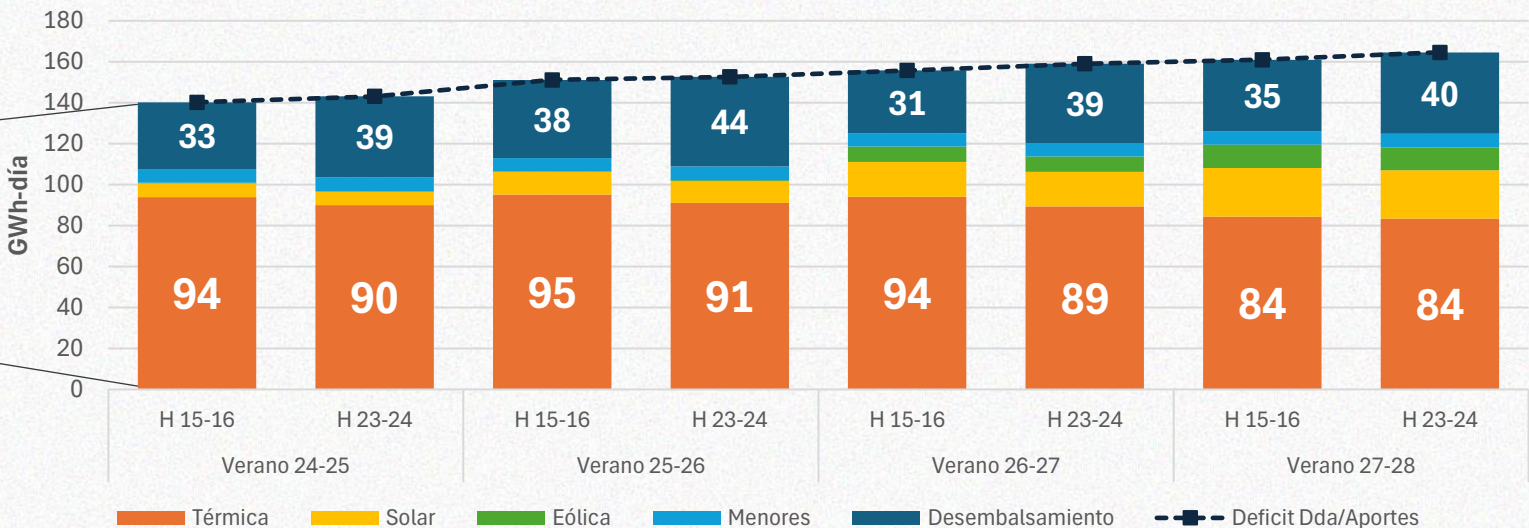


Cubrimiento de bajos aportes frente a la demanda

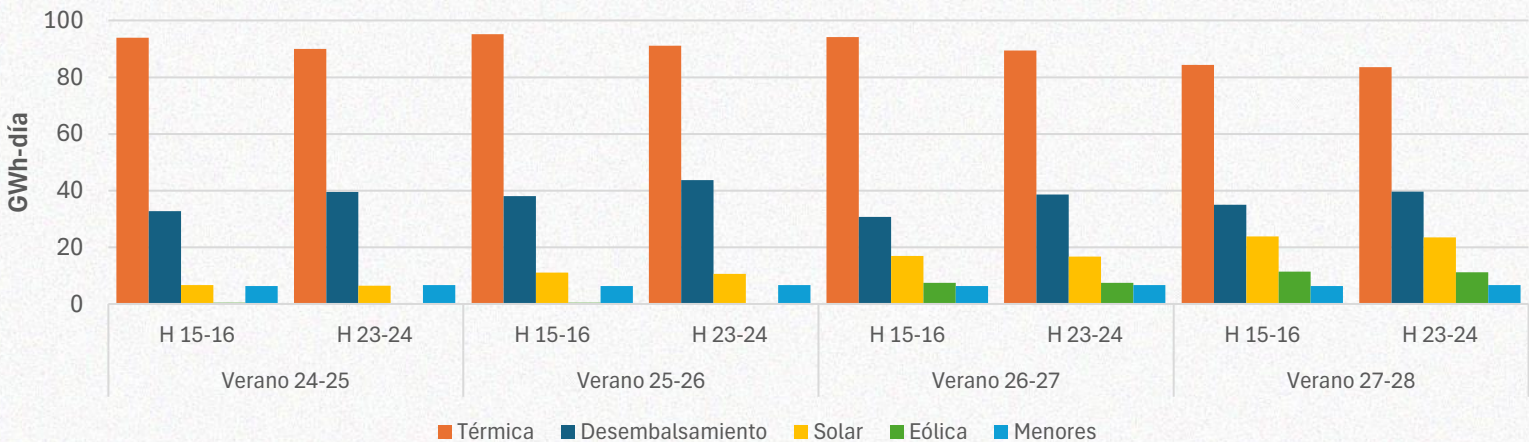
Balance del SIN - GWh/día



Cubrimiento Promedio - Demanda/Aportes

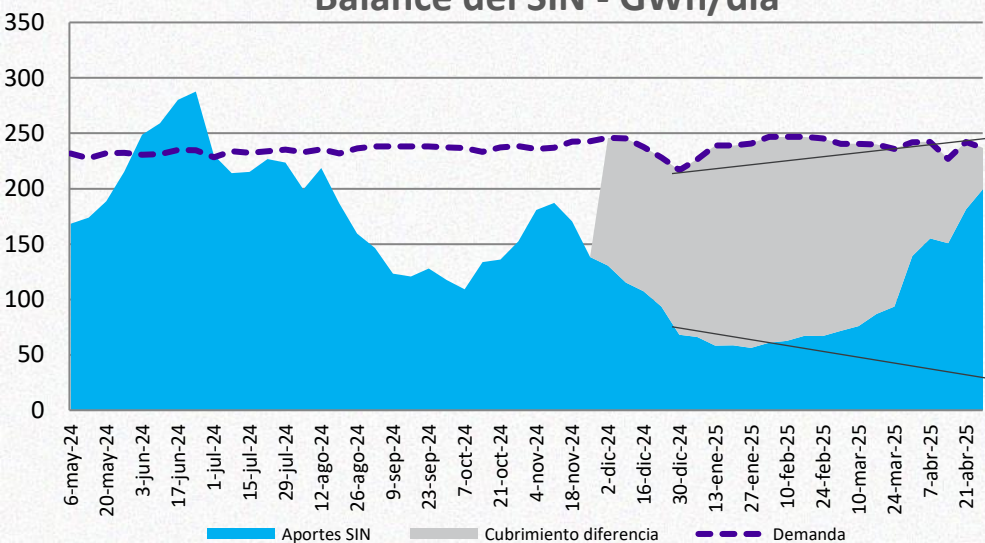


Participación Media - Atención de Demanda faltante sin aportes

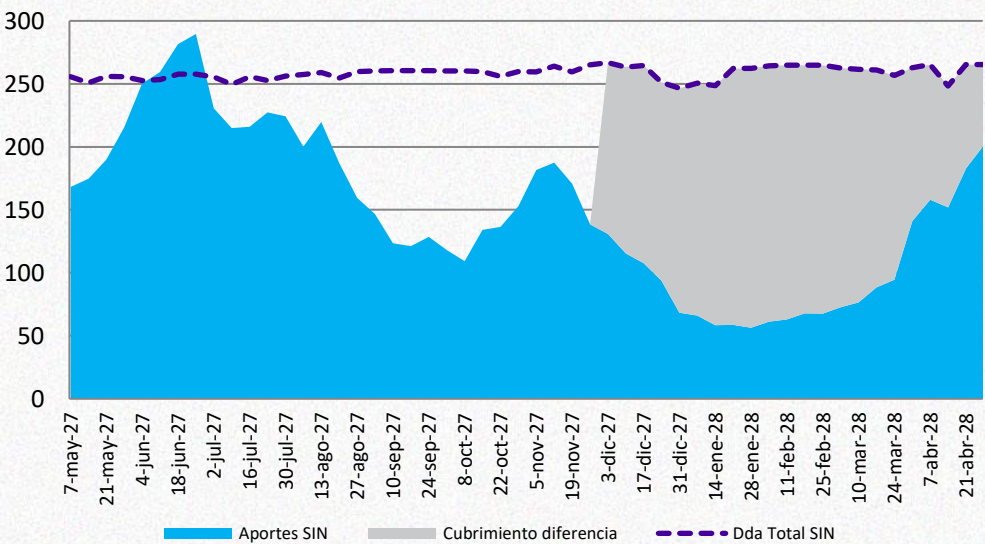
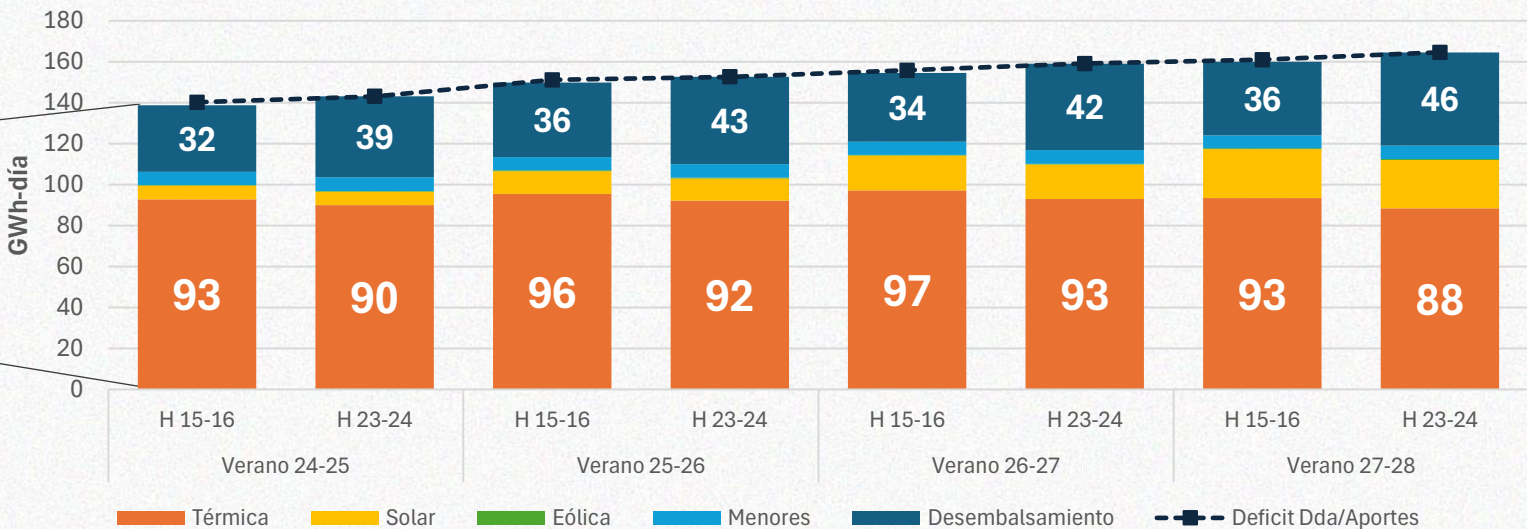


Cubrimiento de bajos aportes frente a la demanda – Sin OEF Eólica

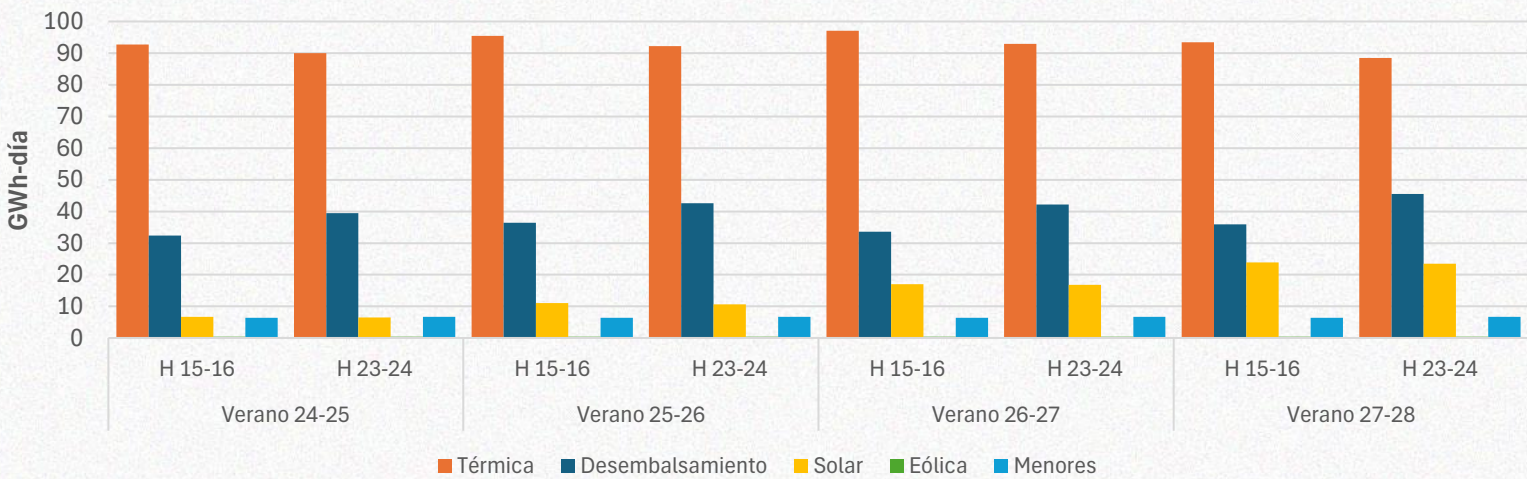
Balance del SIN - GWh/día



Cubrimiento promedio Demanda-Aportes



Cubrimiento Promedio Demanda-Aportes



Resumen Sensibilidades Veranos futuros



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

Hidrología	Verano (dic-abr)	Proyectos con OEF + 1 año atraso en FPO	Gen Térmica prom invierno (GWh/día) (Mayo- Noviembre)	Nivel Embalse agregado inicial (Mayo)	Nivel Embalse Agregado al final de invierno (Noviembre)	Embalsamiento Invierno (Mayo- Noviembre)	Gen Térmica prom verano (GWh/día) (Diciembre- Abril)	Nivel Embalse Agregado al final de verano (30 Abril)	Desembalsamien to Verano (Diciembre- Abril)
H_2015-2017	2024-2025	Todos	78.87	33%	68.42%	35.42%	92.15	24.94%	43.48%
		Sin Eólicos	78.87	33%	68.42%	35.42%	92.15	24.94%	43.48%
	2025-2026	Todos	83.88	33%	70.32%	37.32%	93.34	24.86%	45.46%
		Sin Eólicos	83.82	33%	70.19%	37.19%	93.8	24.84%	45.35%
	2026-2027	Todos	90.22	33%	64.41%	31.41%	92.13	24.92%	39.49%
		Sin Eólicos	91.75	33%	66.31%	33.31%	97.12	24.76%	41.55%
	2027-2028	Todos	76.74	33%	69.99%	36.99%	79.96	24.68%	45.31%
		Sin Eólicos	87.16	33%	69.27%	36.27%	91.71	24.24%	45.03%
H_2023-2024	2024-2025	Todos	81.44	33%	76.54%	43.54%	90.06	28.52%	48.02%
		Sin Eólicos	81.44	33%	76.54%	43.54%	90.06	28.52%	48.02%
	2025-2026	Todos	83.86	33%	78.86%	45.86%	91.12	29.64%	49.22%
		Sin Eólicos	83.17	33%	77.97%	44.97%	92.24	29.29%	48.68%
	2026-2027	Todos	85.8	33%	72.26%	39.26%	89.47	27.78%	44.48%
		Sin Eólicos	88.73	33%	74.77%	41.77%	92.99	27.73%	47.04%
	2027-2028	Todos	76.16	33%	73.34%	40.34%	81.21	25.83%	47.51%
		Sin Eólicos	87.61	33%	77.30%	44.30%	88.49	27.88%	49.42%

Consumo de Gas Natural

Hidrología	Verano (dic-abr)	Proyectos con OEF	Generación Promedio Gas Natural SIN* GWh/día	Generación Promedio Líquidos SIN GWh/día	Consumo promedio Gas SIN * GBTUD	Consumo promedio Gas Caribe GBTUD	Consumo promedio Gas interior GBTUD	Consumo promedio Gas Nacional Agrupado** GBTUD	Consumo promedio Gas Caribe Agrupado** GBTUD	Consumo promedio Gas interior Agrupado** GBTUD
H_2015-2017	2026-2027	Todos	54.12	12.96	457.28	395.20	62.07	569.64	432.58	137.06
		Sin Eólicos	54.55	15.66	465.28	402.45	62.83	593.34	431.80	161.54
	2027-2028	Todos	52.82	9.00	457.10	405.10	52.01	519.30	442.28	77.02
		Sin Eólicos	54.11	15.05	458.54	404.13	54.41	580.04	428.60	151.44
H_2023-2024	2026-2027	Todos	54.15	8.44	459.01	395.50	63.51	528.70	419.05	109.65
		Sin Eólicos	54.86	11.24	468.48	404.97	63.51	560.23	429.62	130.61
	2027-2028	Todos	52.76	5.95	440.80	386.32	54.48	491.28	409.67	81.61
		Sin Eólicos	54.26	11.70	460.12	405.37	54.75	555.62	429.44	126.18

*Corresponde a los recursos de generación térmicos que operan con Gas Natural, como combustible principal.

**Agrupa el consumo de los recursos que operan con Gas Natural como combustible principal, y bajo el supuesto de que aquellos recursos que operan con combustibles líquidos lo podrían hacer con Gas Natural.

*Plantas que operan con Gas, **Heat Rate + 15%**

Sensibilidades para el Verano 2025 - 2026

Análisis con incertidumbre reducida

Se realiza simulación estocástica con **incertidumbre reducida en el verano 2025-2026**, considerando como escenario de expansión únicamente proyectos de generación que tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) y además un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO).

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



Jul 21 59.29%

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo umbral UPME, para julio 2024

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 7.49 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



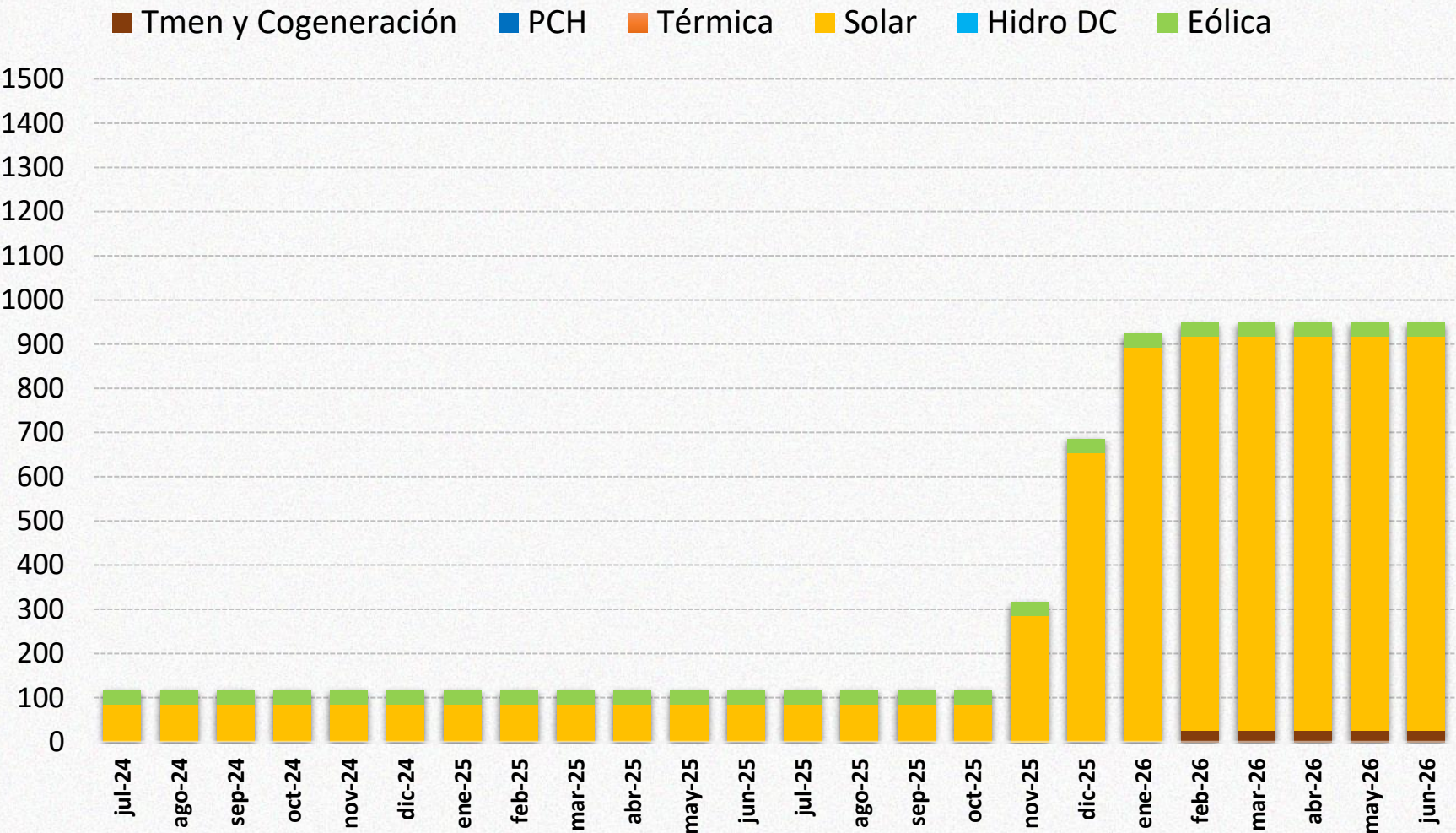
Proyectos con OEF, Atraso un año en su FPO.

* 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

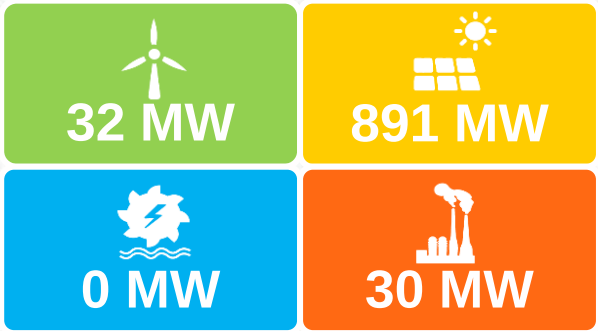


Expansión de la Generación - OEF atraso 1 año(MW)



Detalle proyectos de generación:

Total:
953 MW



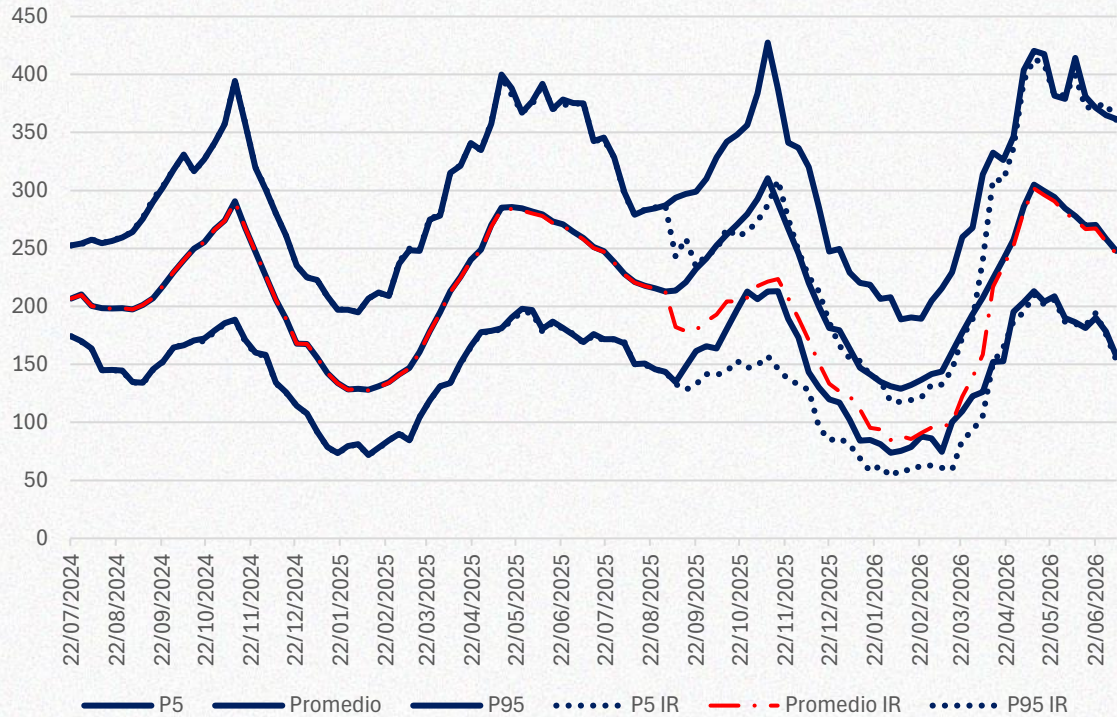
Sensibilidad

Los Proyectos Guajiral (19.9MW), Wesp01 (12MW), Sunnorte (35MW), Caracolí (50MW) son considerados generando, dado el comportamiento de su generación en pruebas

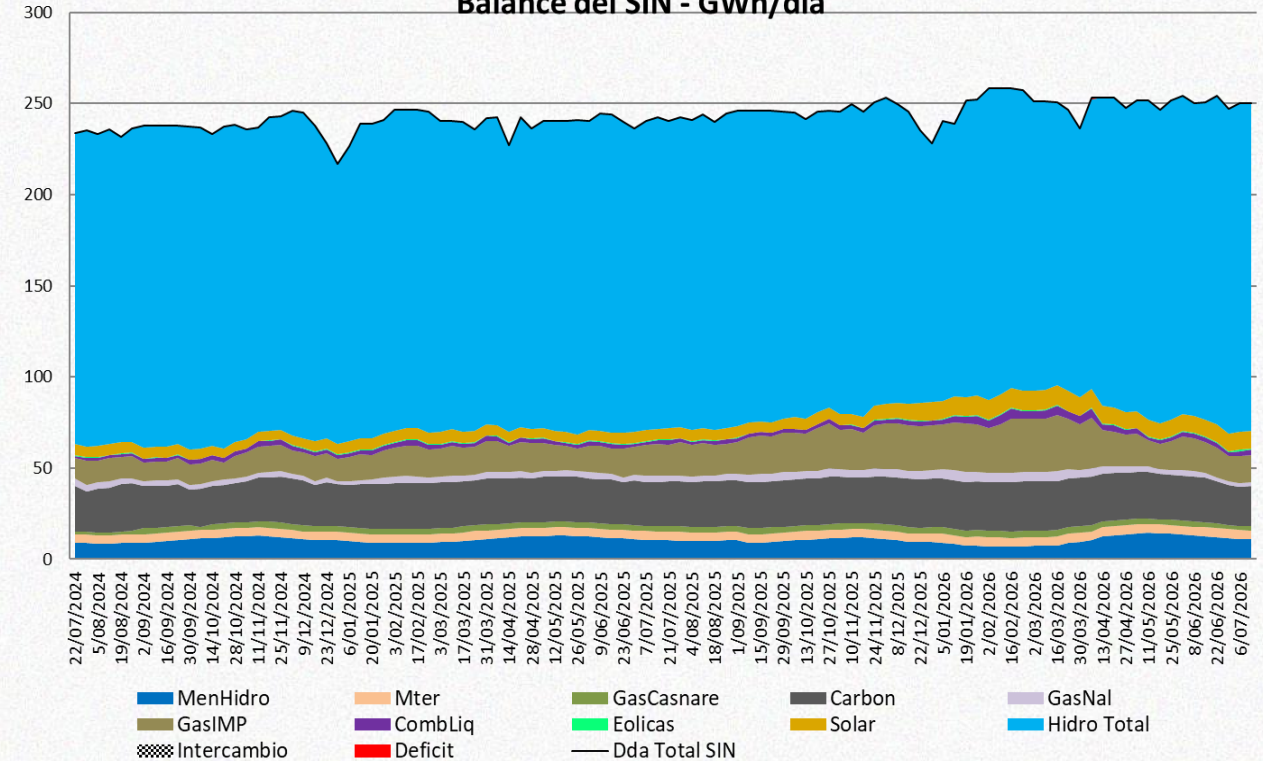
• Ver detalle de proyectos considerados en el Anexo - Proyectos considerados

Resultados simulación estocástica: Incertidumbre Reducida en verano 2025-2026

Banda de aportes energéticos con y sin Incertidumbre
Reducida en Verano 25-26 [GWh/día]

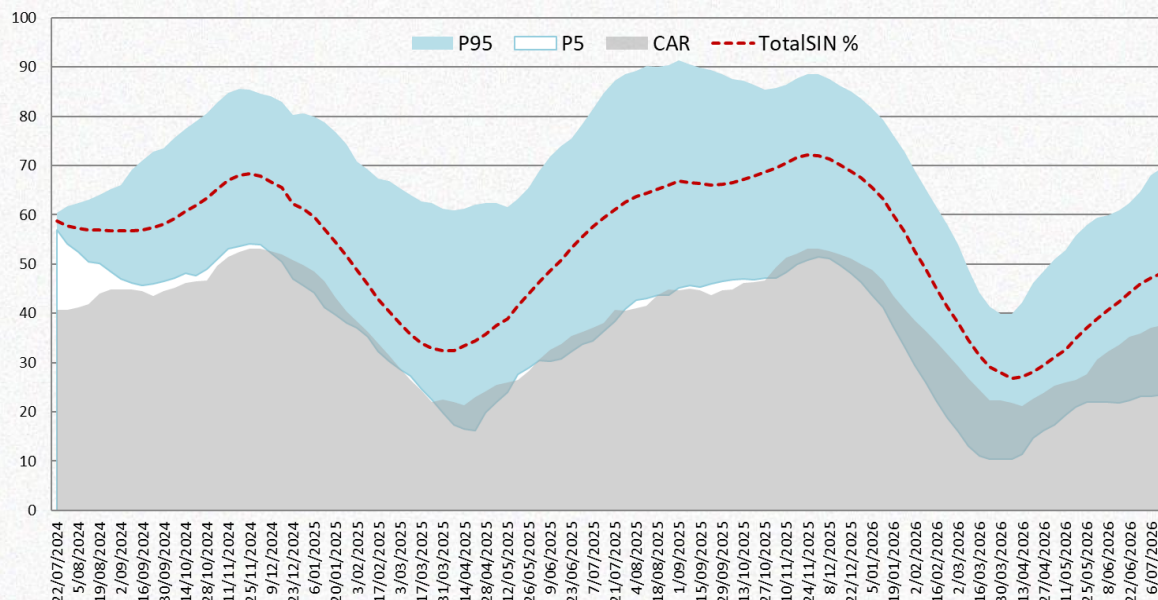


Balance del SIN - GWh/día

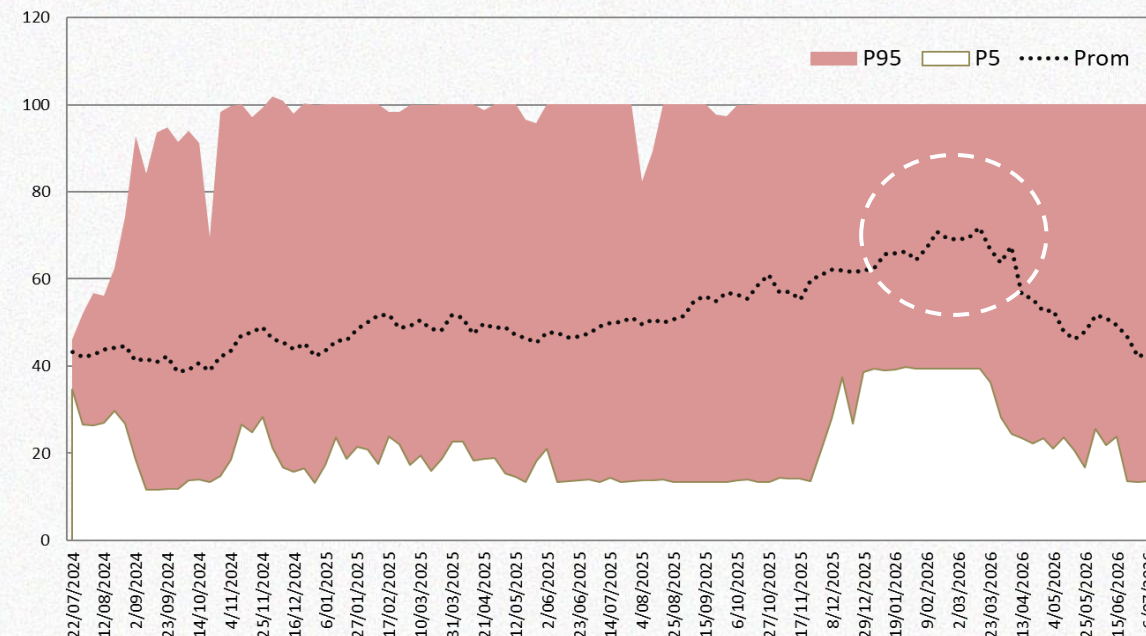


Resultados simulación estocástica: Incertidumbre Reducida en verano 2025-2026

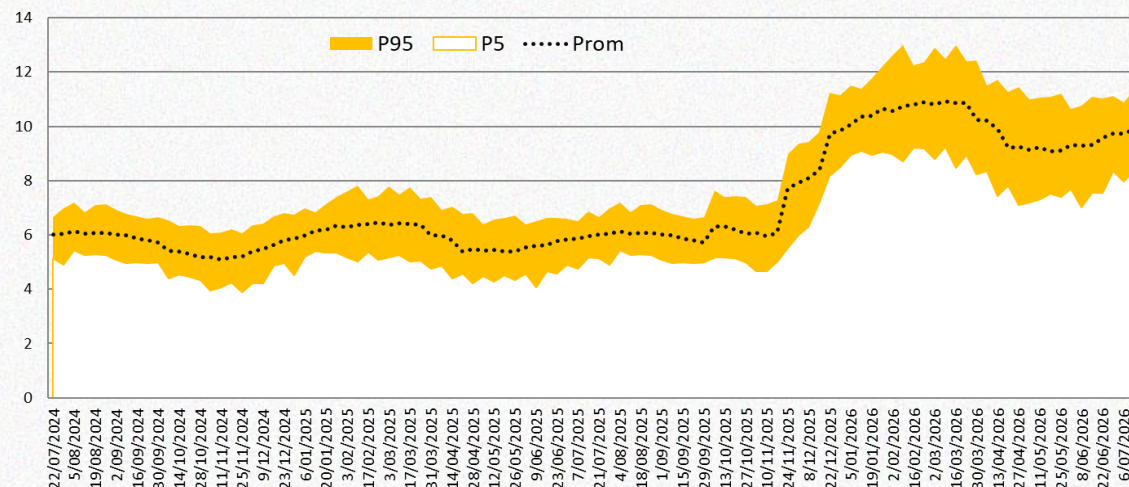
Embalse de SIN %



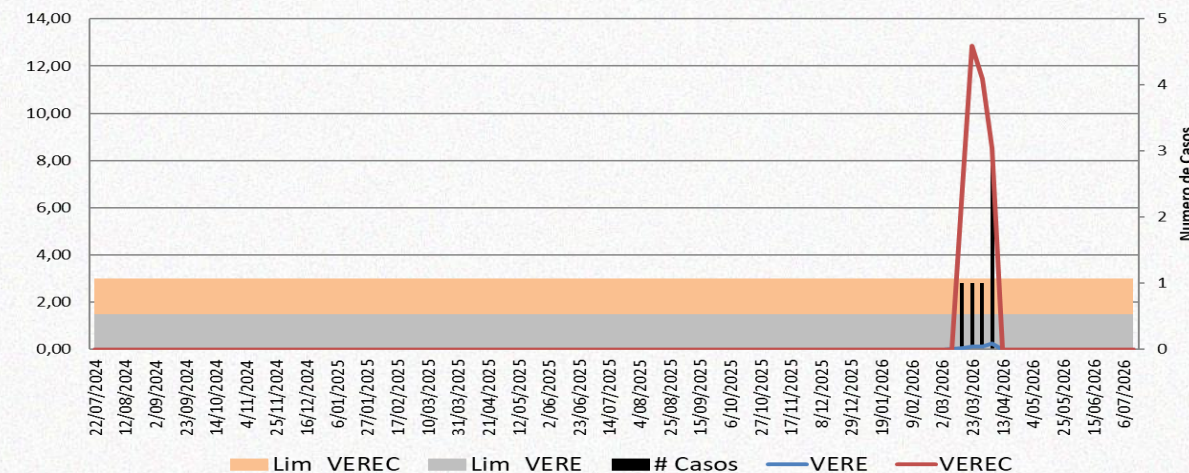
Generación Térmica GWh/día



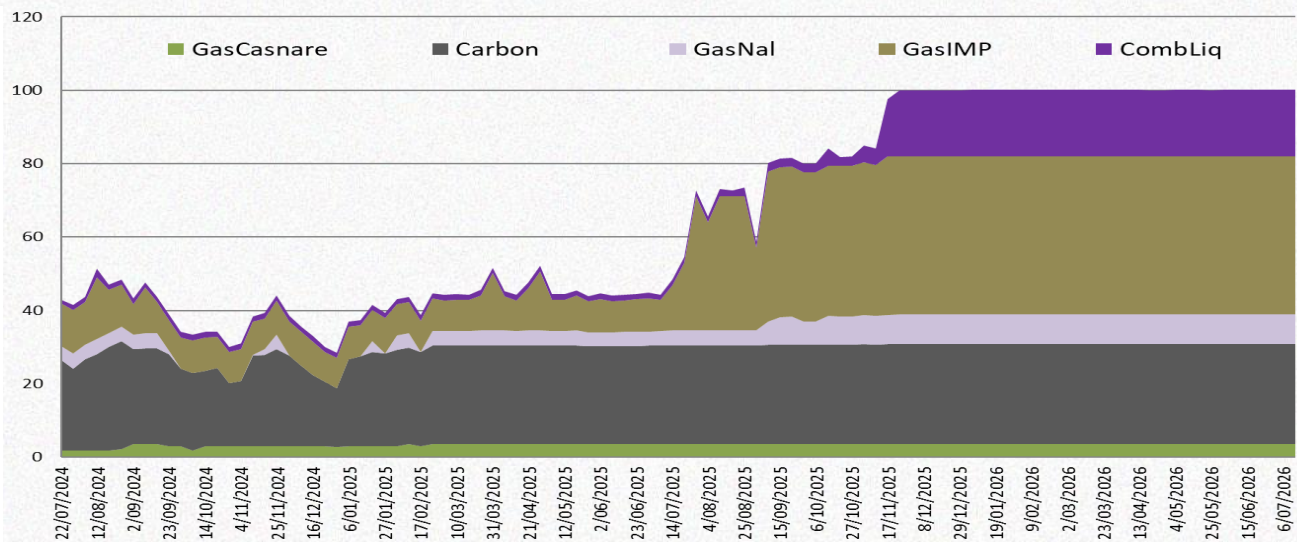
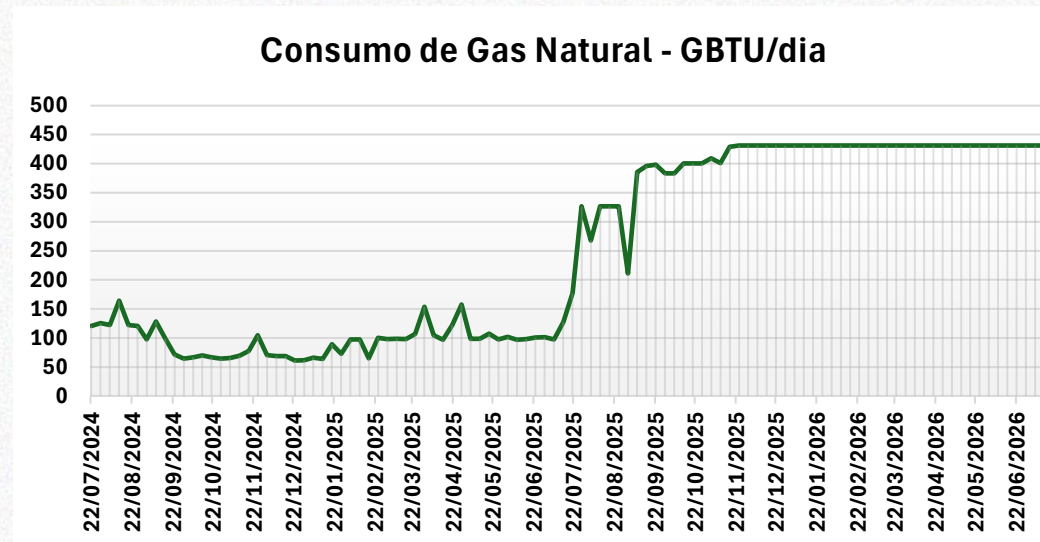
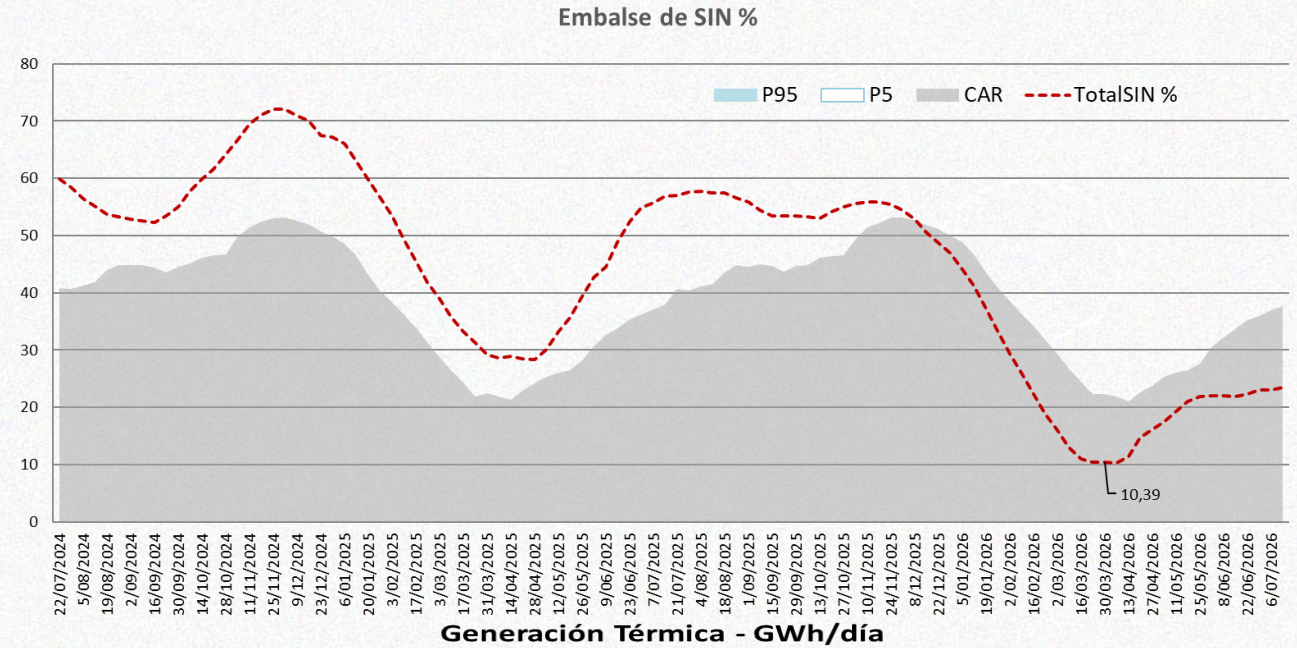
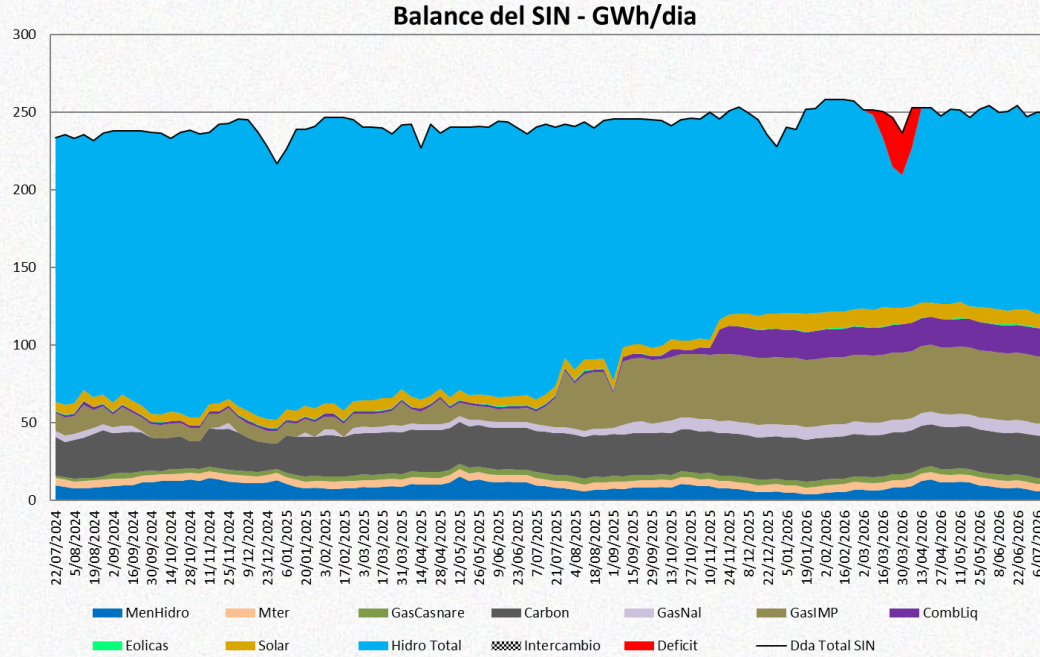
Generación Solar GWh/día



Indíces de confiabilidad

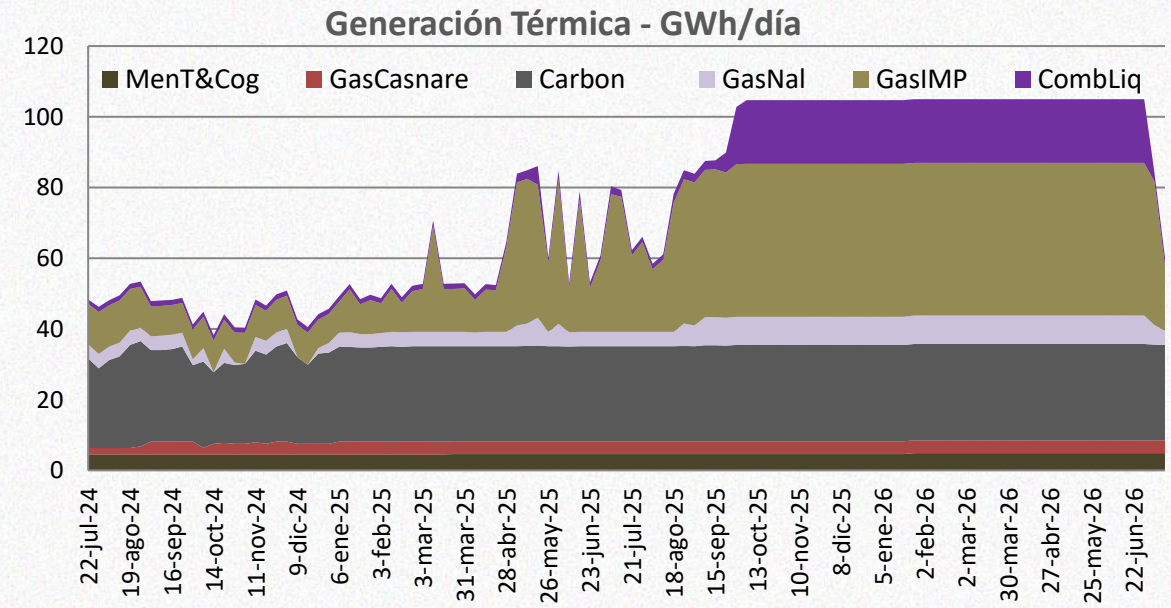
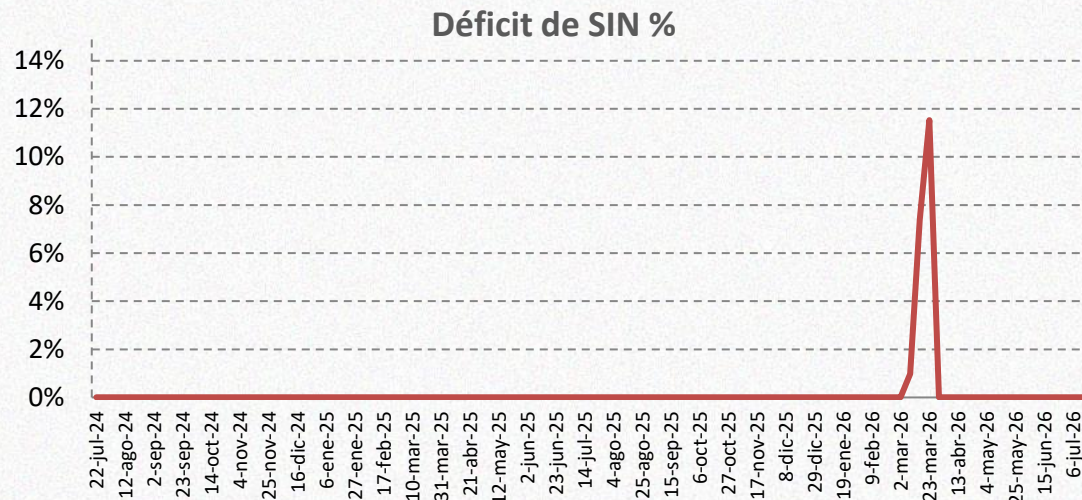
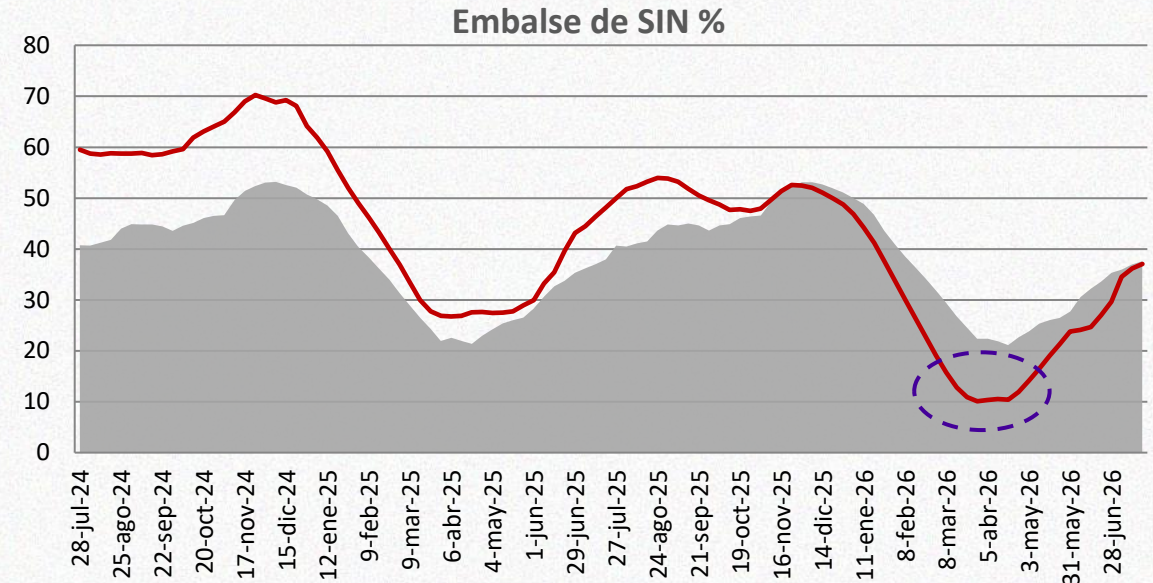
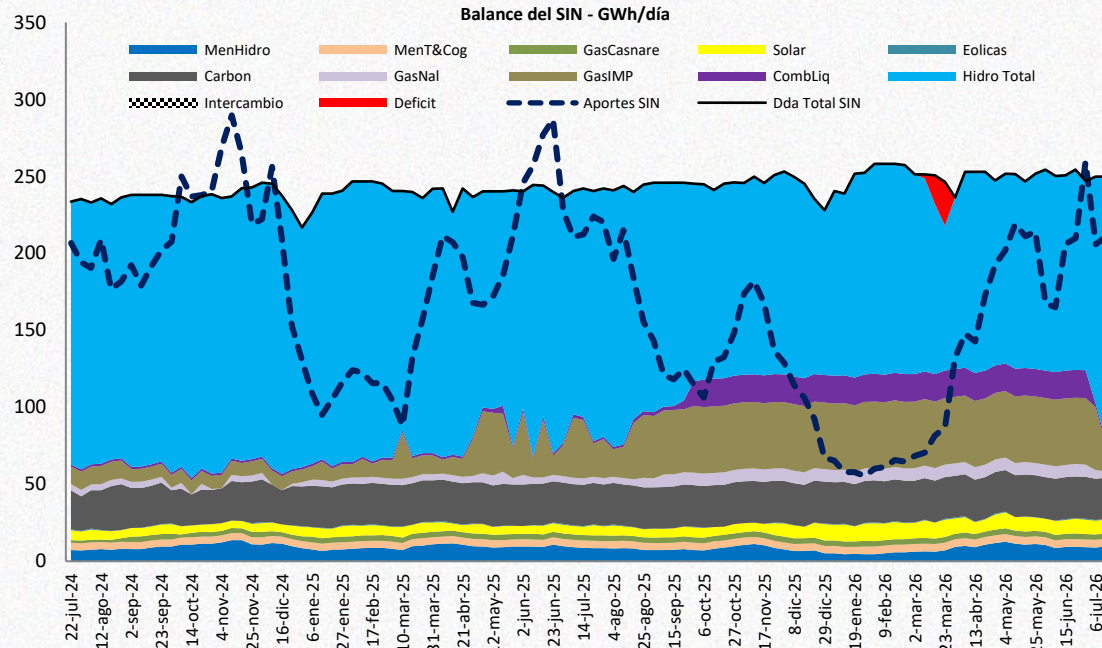


Política Incertidumbre Reducida – Simulación Serie critica sintética:



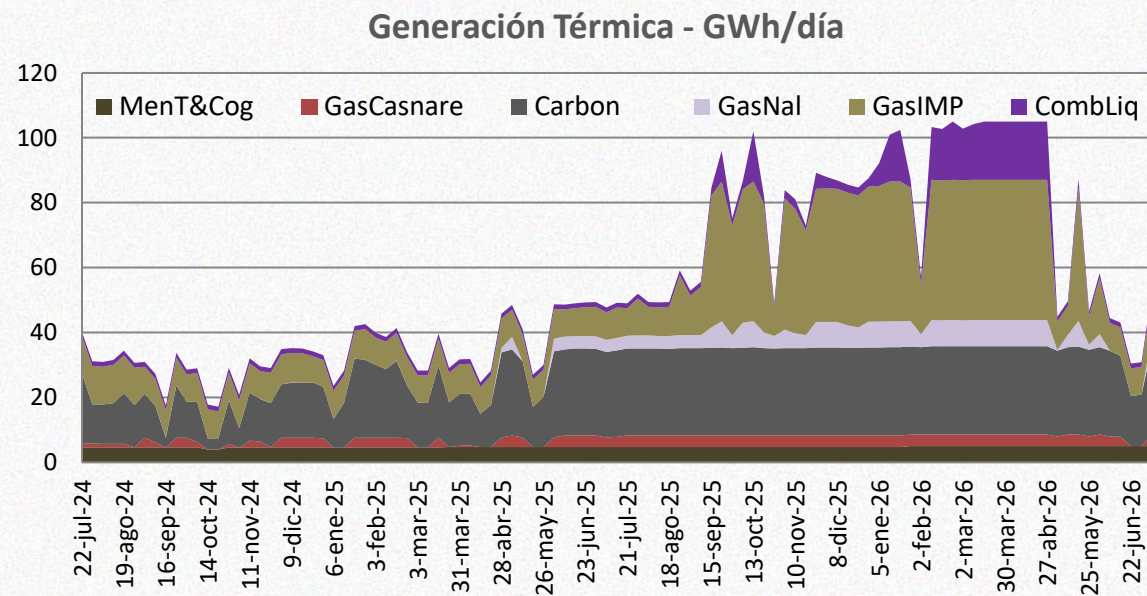
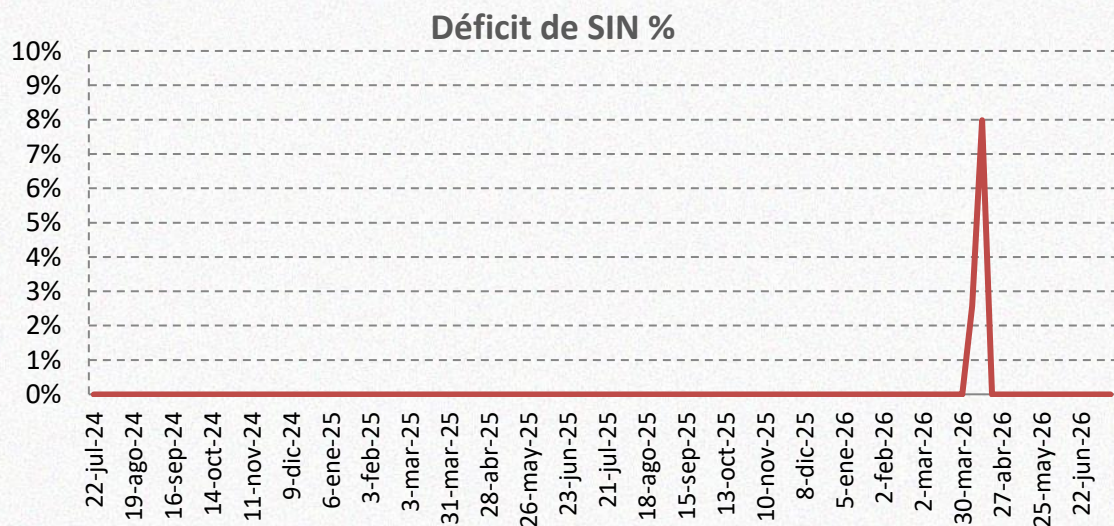
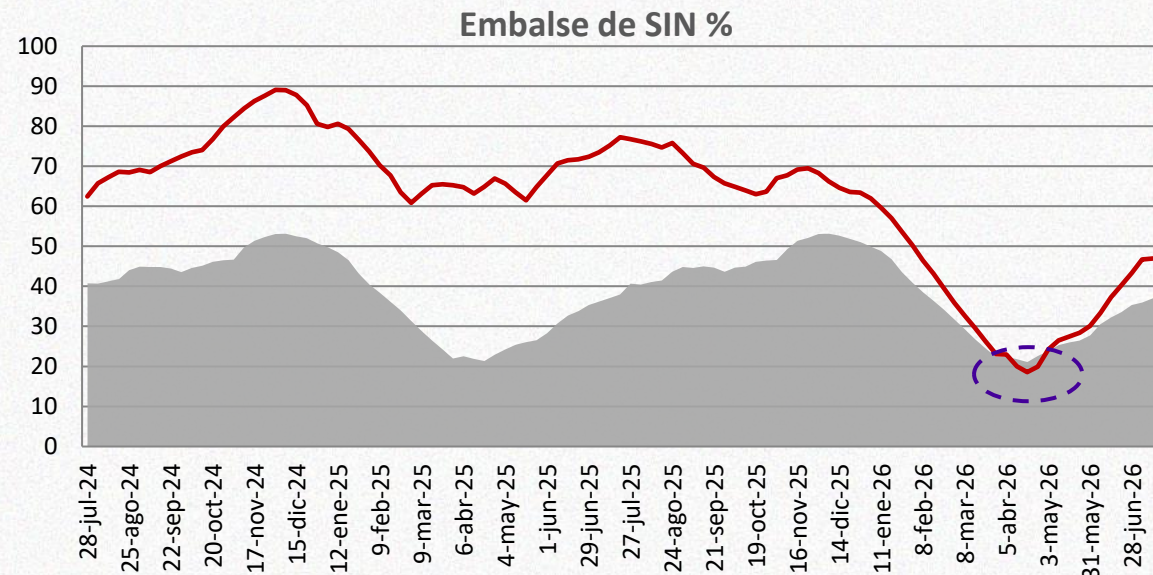
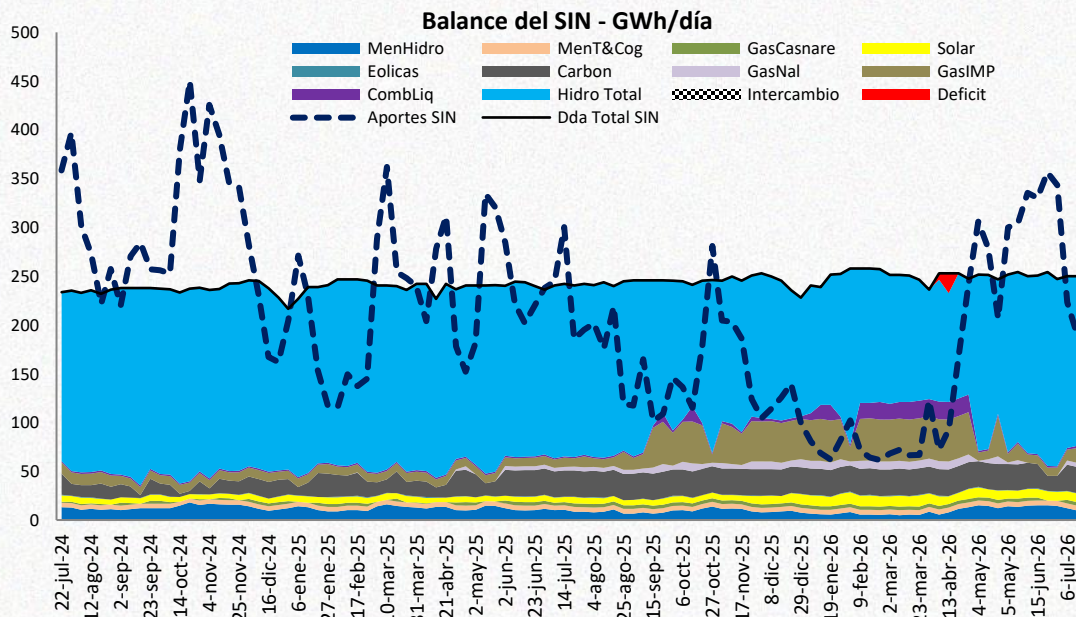
Política Incertidumbre Reducida

Simulación serie histórica 2014-2016



Política Incertidumbre Reducida

Simulación serie histórica 2022-2024



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**.

Conclusiones

- Al considerar atrasos adicionales en la entrada en operación de los proyectos eólicos la alta exigencia al parque térmico junto con las altas tasas de desembalsamiento durante el verano se extiende a todos los años considerados en el análisis.
- Al realizar **análisis estocásticos con incertidumbre reducida para el verano 2025-2026** y con los supuestos considerados **se presenta incumplimiento de los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación**, con valores de déficit en la serie más seca e hidrología 2014-2016 que pueden ser superiores en la operación real al tener niveles de embalse agregado del sistema cercanos al 10% en la simulación.

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 superar los obstáculos y mejorar los niveles de materialización de los planes de expansión de generación y transmisión.
- » Contar con la entrada en operación de las redes, equipos que aporten fortaleza a la red y plantas de generación futuras en las fechas esperadas.
- » Mantener un parque de generación diversificado en energéticos primarios para garantizar el abastecimiento de la demanda. Lo anterior, cobra aun mayor relevancia en un escenario de crecimiento acelerado de la demanda.
- » Garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles requeridos por 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.

3 – SITUACIONES OPERATIVAS



**Variabilidad de la generación solar en el
SIN**

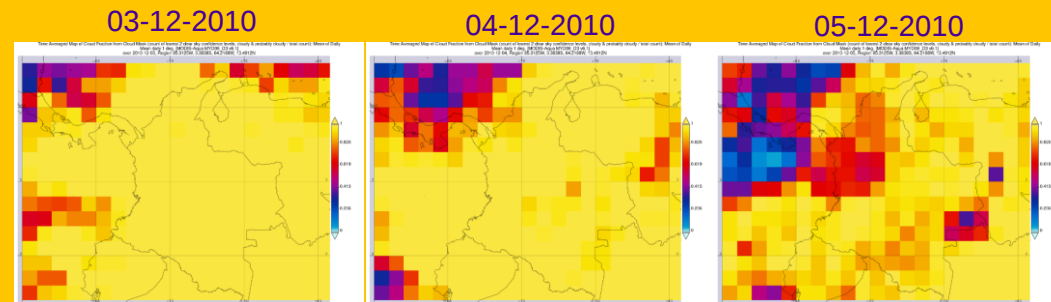


Vulnerabilidad a eventos meteorológicos

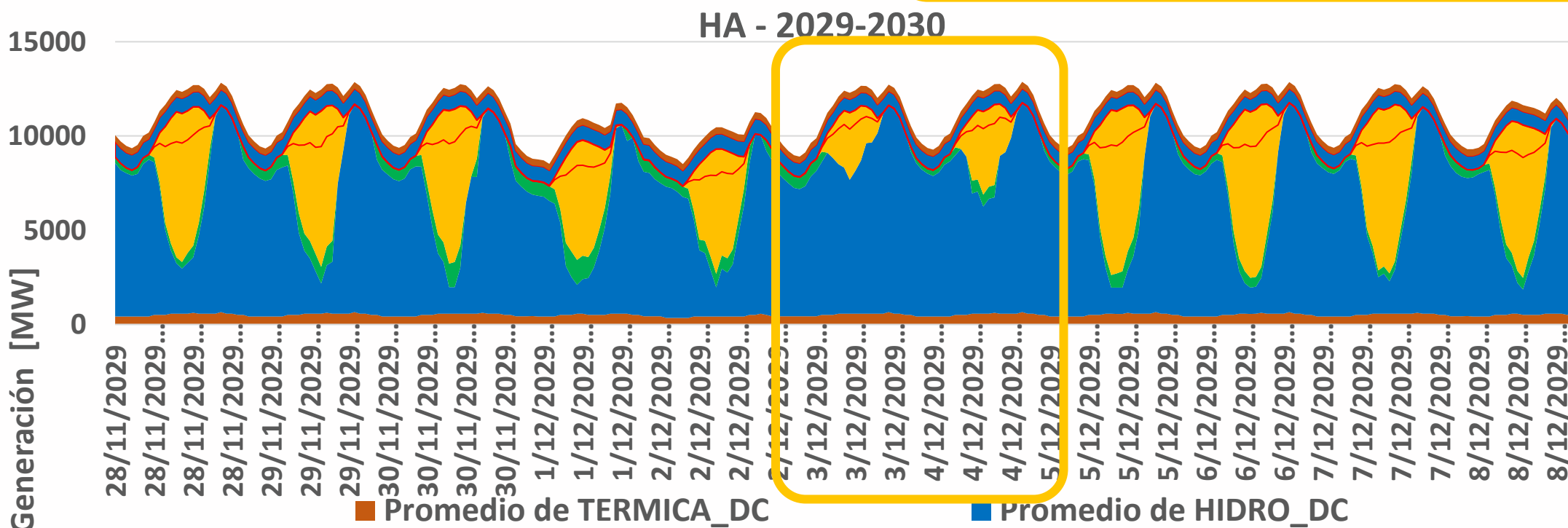


Estudio de Flexibilidad - 2029-2030

Se observan periodos de disminución generalizada del recurso solar y eólico, producto de fenómenos meteorológicos que favorecen un clima lluvioso en el país. Frente a lo anterior, **mantener un parque de generación flexible y complementario a las fuentes de generación Solar y Eólica se torna indispensable para garantizar el abastecimiento de la demanda.** Lo anterior, cobra aun mayor relevancia en un escenario de crecimiento acelerado de la demanda, producto de la electrificación del sector transporte e industrial.



Los registros históricos muestran en todo el territorio colombiano, la consolidación de condiciones de alta nubosidad (amarillo), presentando un cielo totalmente cubierto bajo el cual se disminuye la capacidad de producción Solar y Eólica.



Evolución plantas en operación comercial.

0 MW en operación comercial de PDC y **504 MW** de PNDC

1095 MW de plantas solares en pruebas

Vigentes penalizaciones por desviaciones

Dic 2023

170 MW en operación comercial de PDC y **572 MW** de PNDC.

1016 MW de plantas solares en pruebas.

Se suspende cobro por desviaciones.

Abr - 2024

673 MW en operación comercial de PDC y **588 MW** de PNDC.

513 MW de plantas solares en pruebas.

Se reactiva cobro por desviaciones

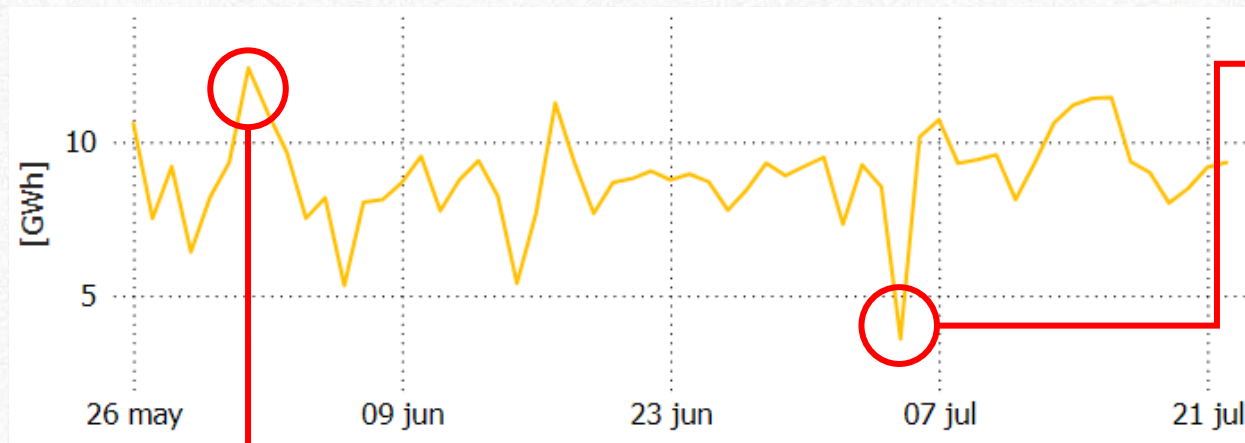
Jun- 2024

673 MW en operación comercial de PDC y **588 MW** de PNDC.

535 MW de plantas solares en pruebas.

HOY

Generación solar en el SIN

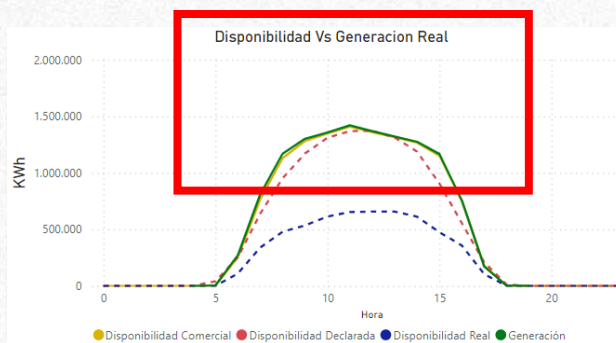
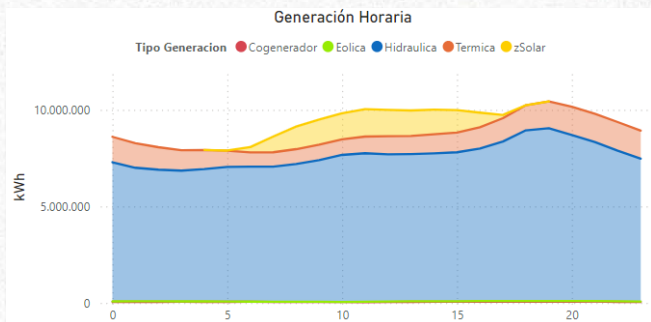


Generación solar* – Junio 1

Generación SIN kWh
222.343.056

Generación Solar kWh
12.399.765

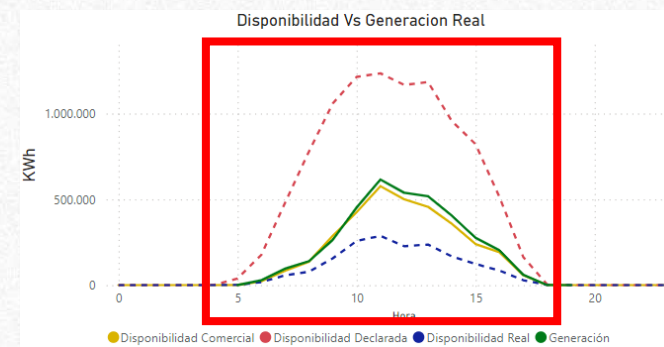
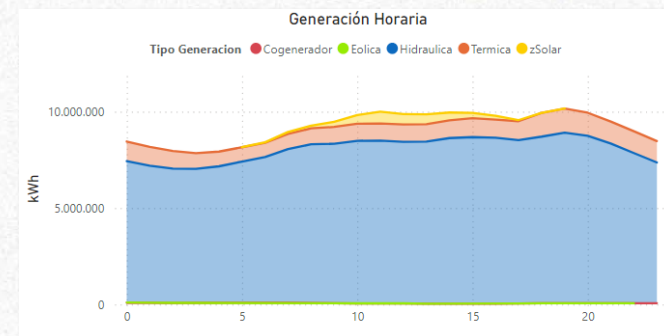
Generación solar en el día 5.58% de la generación del SIN.



Generación solar* – Julio 5

Generación SIN kWh
220.425.333

Generación Solar kWh
3.595.164



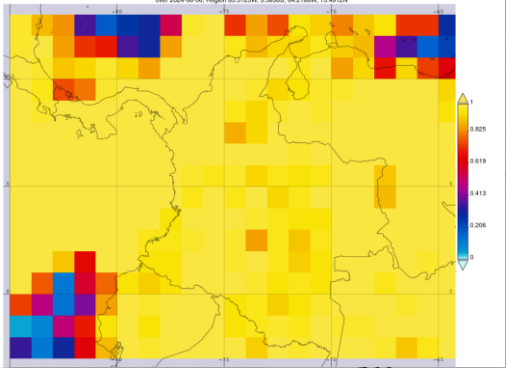
Generación solar en el día 1.63 % de la generación del SIN.

Desviación entre lo programado y lo real cercana a 666 MW

*Generación solar de plantas en operación comercial y en pruebas.

Días alta cobertura nubosa y baja generación solar

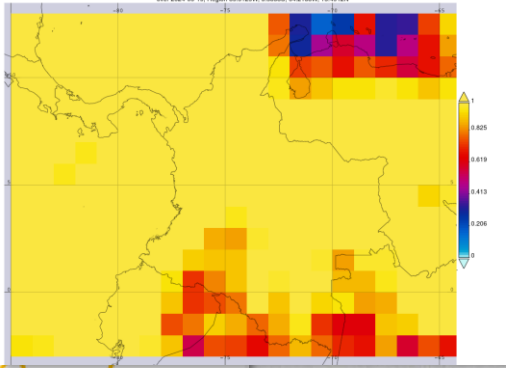
393 MW
desviación



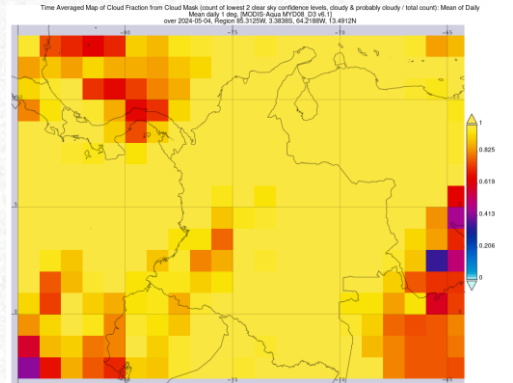
Junio 06

391 MW
desviación

Junio 15



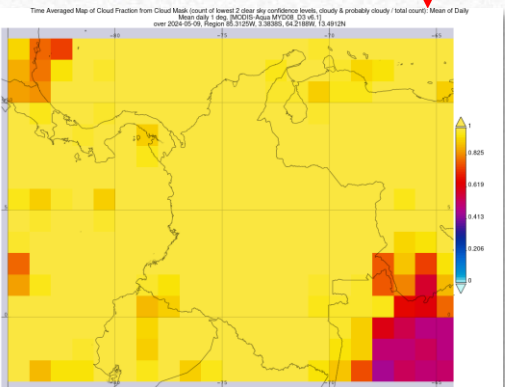
Mayo 4



550 MW
desviación

may 2024

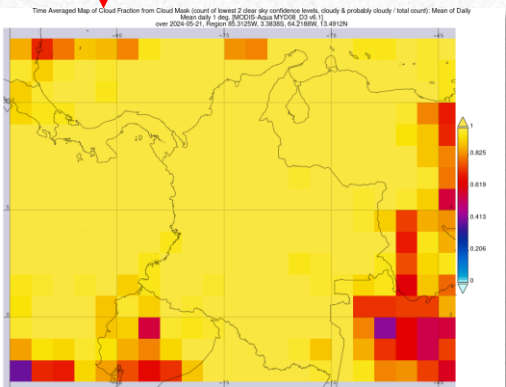
Mayo 9



515 MW
desviación

jun 2024

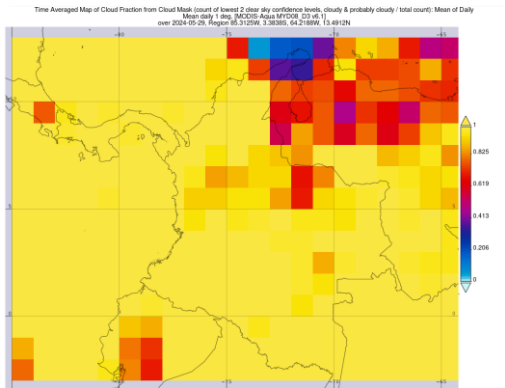
Mayo 21



514 MW
desviación

El tono amarillo indica valores cercanos a 1, representando un cielo totalmente cubierto. A medida que este valor disminuye, la cobertura del cielo es menor. Los valores cercanos a 0 indican cielos despejados.

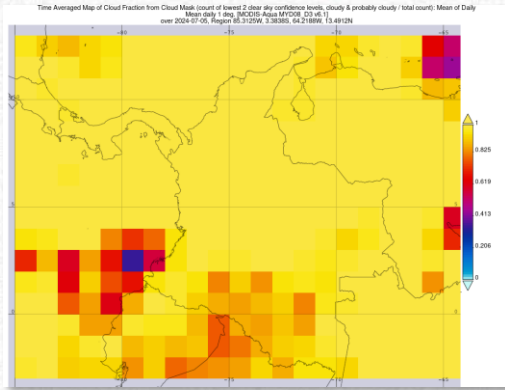
Mayo 29



548 MW
desviación

Julio 05

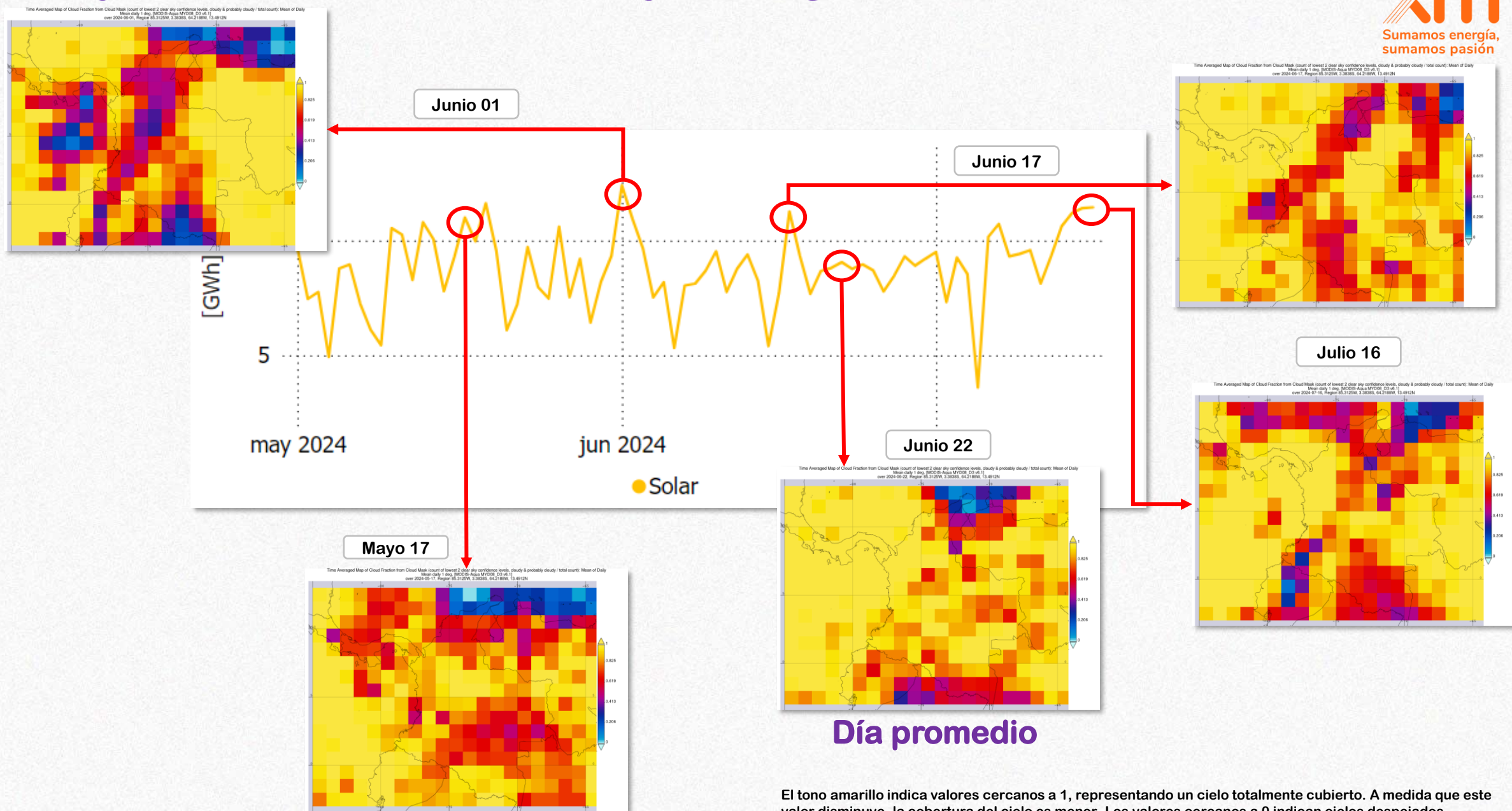
666 MW
desviación



[GWh]

Solar

Días baja cobertura nubosa y alta generación solar

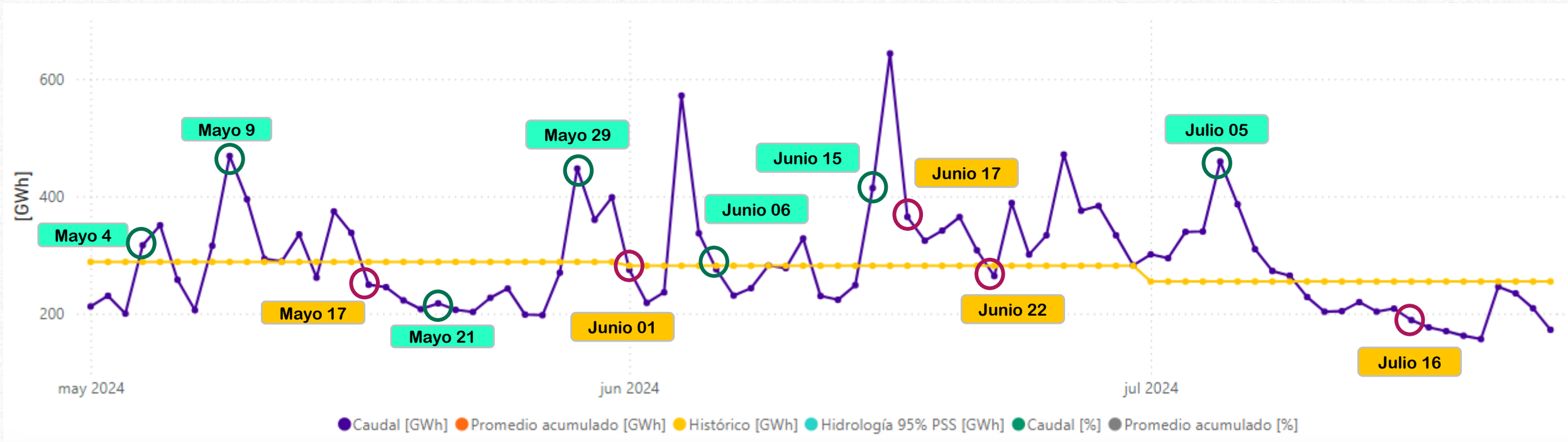


El tono amarillo indica valores cercanos a 1, representando un cielo totalmente cubierto. A medida que este valor disminuye, la cobertura del cielo es menor. Los valores cercanos a 0 indican cielos despejados.

Variabilidad de los aportes del SIN y la cobertura nubosa

Día de baja cobertura nubosa

Día de alta cobertura nubosa



La presencia de fenómenos meteorológicos como las *ondas tropicales*, *ondas ecuatoriales* y *otros*, pueden afectar de manera significativa las condiciones climáticas sobre el territorio nacional, lo que se ve reflejado en la variabilidad de los recursos de generación del SIN.

Conclusiones y recomendaciones

Se evidencia la ocurrencia de fenómenos meteorológicos, como las ondas tropicales, que impactan la generación de las fuentes renovables con una mayor frecuencia a la esperada en estudios previos, lo que refleja la variabilidad natural intrínseca del recurso y la necesidad e importancia de analizar e incorporar estas señales en la operación del sistema.

El impacto de estos fenómenos sobre los recursos de generación renovable puede ser variable y no directamente correlacionado con el comportamiento de otras variables más conocidas y analizadas, como la precipitación. Es necesario caracterizar este tipo de fenómenos e identificar otros que puedan impactar la operación del sistema.

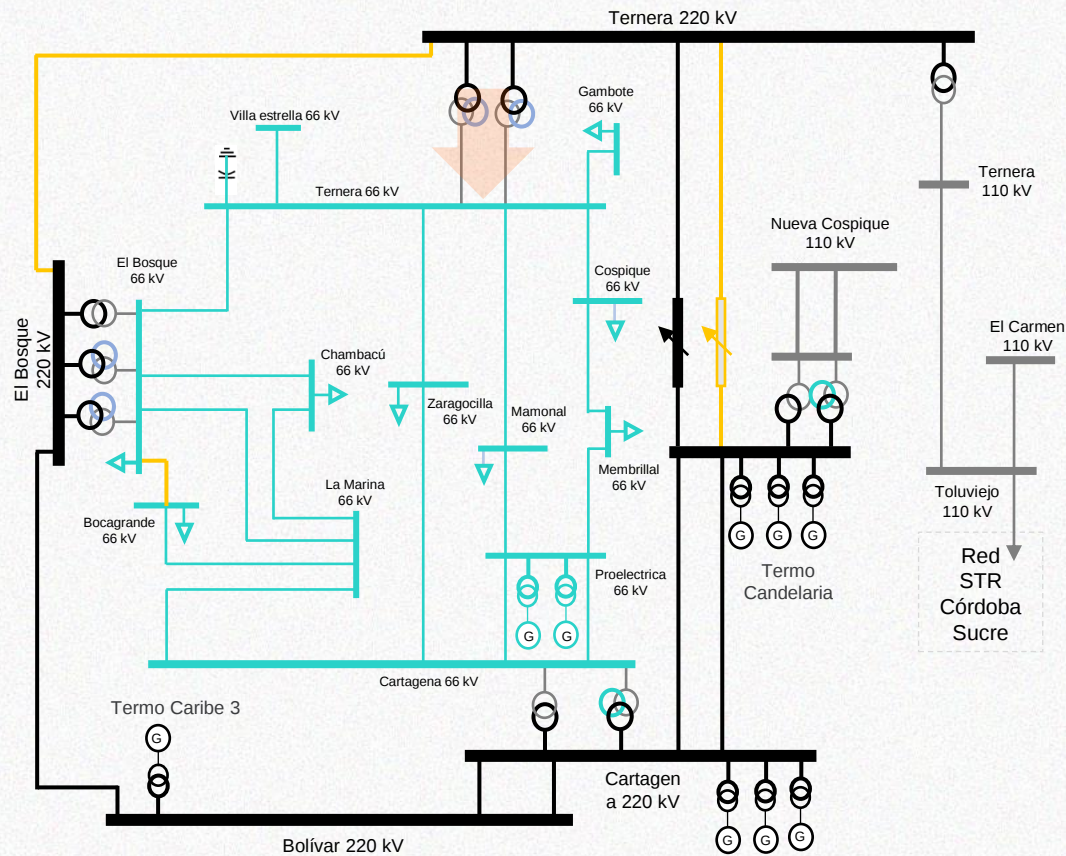
Incrementar esfuerzos a nivel institucional y sectorial para la identificación, caracterización, análisis y evaluación de impactos de diferentes fenómenos meteorológicos sobre la variabilidad de la generación solar y eólica, desde los horizontes cercanos a la operación en tiempo real hasta los horizontes de corto plazo. Se recomienda iniciar esta actividad con un grupo de trabajo del SURER.

Mejorar la capacidad institucional para la medición y pronósticos de variables meteorológicas de interés para el sector eléctrico, con menor espacialidad y granularidad, además de mediciones abundantes en campo, de libre acceso, que permitan ajustar los modelos de asimilación y predicción a escala, con el fin de mejorar la capacidad de reacción frente a la variabilidad del recurso primario en los diferentes horizontes de tiempo.

Analizar y revisar el marco normativo asociado a la generación renovable, los pronósticos de generación, y las desviaciones de la generación con el fin de facilitar la actualización de información con mayor frecuencia, de tal manera que se cuente con la mejor información disponible para garantizar la operación segura y confiable del SIN.

Situación Bolívar

Situación Operativa Bolívar



1 - Circuitos indisponibles

- Termocandelaria - Ternera 1 220 kV desde el 28 de junio de 2024,
Invasión de servidumbres y riesgo de vidas humana
- Ternera - El Bosque 220 kV desde el 12 de julio de 2024,
Falla tramo subterráneo (15 septiembre)
- Bocagrande - El Bosque 1 66 kV desde el 8 de julio de 2024
Falla en tramo submarino (Agosto)

Situación Operativa Bolívar

2 – Condición Operativa

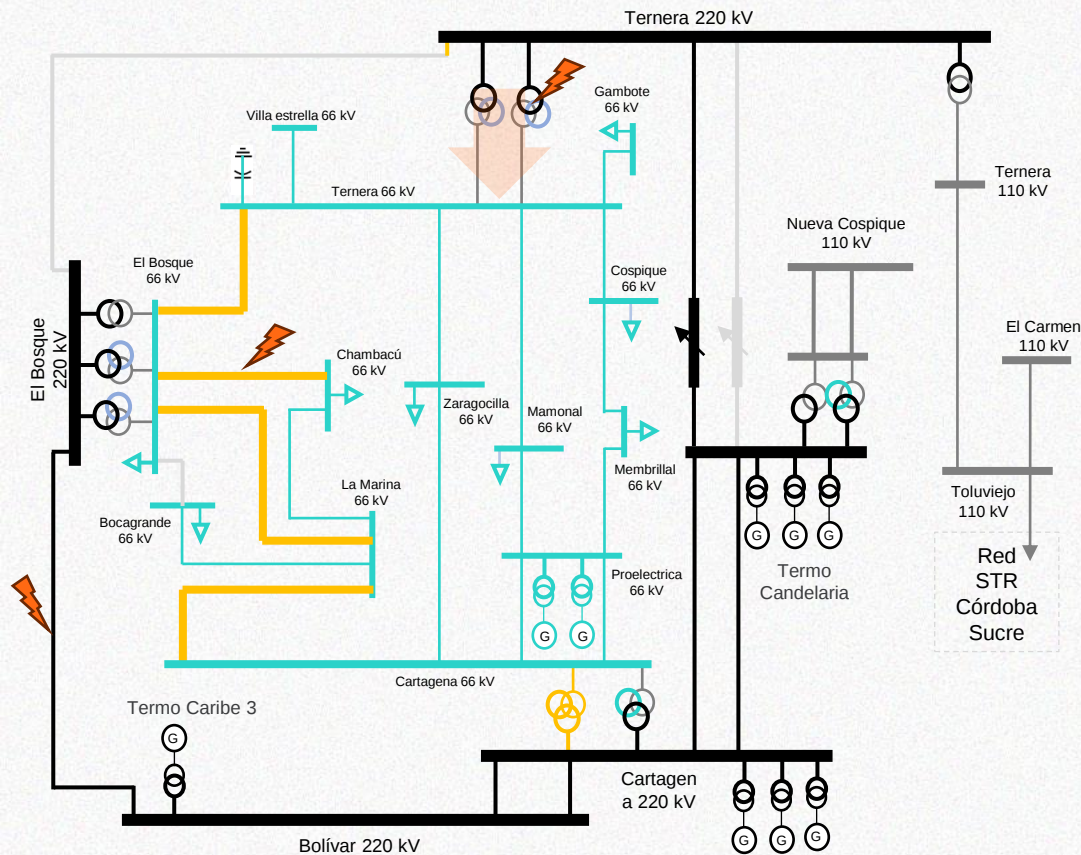
- Sobrecarga circuito **El Bosque – Chambacú 66 kV** en estado estable.
- Contingencia **Ternera 2 220/66 kV**, sobrecarga Bosque - Ternera 1 66 kV
- Contingencia **Bolívar - Bosque 1 220 kV**, sobrecarga:
 - Cartagena – La Marina 66 kV
 - Cartagena 4 220/66 kV
 - Ternera – Bosque 66 kV
- Contingencia **Bosque - Chambacú 1 66 kV**, sobrecarga Bosque - La Marina 1 66 kV
- Riesgos frente a mantenimientos, indisponibilidades adicionales, desviaciones de demanda y limitación de generación.

3 – Acciones agentes

- TRANSELCA mantiene aumento de capacidad operativa del **ATR 4 CARTAGENA 220/66 kV 150 MVA** de 100 MVA a 110 MVA.
- AFINIA aumento la capacidad de transporte de los circuitos Chambacú – El Bosque 66 kV (de 540 a 620 Amp) y Bolívar – Villa estrella (de 308 a 355 Amp).
- Traslados de carga de Ternera 66 kV a Villa Estrella 66 kV.

4 – Acciones operativas

- Apertura del interruptor 6050 en la subestación La Marina 66 kV.
- Generación de seguridad



Sumamos energía
sumamos pasión



Respetado doctor Olarte:

“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.”

Quedamos atentos a atender cualquier inquietud al respecto.

Situación Operativa Bolívar

Reporte circular CNO 137

En respuesta a la circular 138, Transelca (7) y AFINIA (19) reportan los siguientes circuitos con invasión de servidumbres:

AGENTE RESPONSABLE	CIRCUITO	TENSIÓN
TRANSELCA	TERNERA - TERMOCANDELARIA 1	220
TRANSELCA	TERNERA - TERMOCANDELARIA 2	220
TRANSELCA	SABANALARGA - BOLÍVAR 1	220
TRANSELCA	SABANALARGA - TERNERA 2	220
TRANSELCA	EL BOSQUE - TERNERA 1	220
TRANSELCA	CARTAGENA - TERMOCANDELARIA 1	220
TRANSELCA	CARTAGENA - TERMOCANDELARIA 2	220

AGENTE RESPONSABLE	CIRCUITO	TENSIÓN
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	TERNERA - EL BOSQUE 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	TERNERA - VILLA ESTRELLA 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	TERNERA - MAMONAL 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	GAMBOTE - TCALAMAR 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	TCALAMAR - TSAN JACINTO 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	TERNERA - COSPIQUE 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	EL BOSQUE - CHAMBACU 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	TERNERA - ZARAGOCILLA 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	CARTAGENA - ZARAGOCILLA 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	CARTAGENA - MARINA 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	CARTAGENA - PROELECTRICA 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	PROELECTRICA - MAMONAL 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	COSPIQUE - MEMBRILLAL 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	CARTAGENA - PROELECTRICA 2 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	MEMBRILLAL - PROELECTRICA 1 66 kV	66 kV
CARIBE MAR DE LA COSTA SAS	BOLIVAR - VILLA ESTRELLA 1 66 kV	66 kV

Agentes que reportaron información de la circular

CNO 137

Fecha límite de respuesta: 23 de julio de 2024

**N° Total de
agentes que
respondieron a la
circular: 23**



Agente



Cantidad de
circuitos



Impacto
esperado

AIR- E S.A.S. E.S.P.

26

Reducción En La Ejecución De Actividades De MTTO

AURES BAJO S.A.S. E.S.P.

1

No tiene

CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.

43

Reducción de capacidad de elementos

CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.

43

Consecuencias de lesión o muerte de personas, consecuencias de daños físicos en la propia infraestructura...

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.

5

Fallas técnicas, muerte a personas, desestabilización del terreno (...)

Agentes que reportaron información de la circular CNO 137



Agente



Cantidad de
circuitos



Impacto
esperado

COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP

46

Apertura de la línea por contacto con vegetación y falla a tierra.

DISTASA S.A. E.S.P.

1

Restricciones operativas, como recierres automáticos y capacidad de transporte de emergencia.

ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P

3

No reportó

EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.

1

Falla en la línea con demanda no atendida

EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.

1

Retiro y Actualización o Remodelación.

EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.

1

Interferencia Física: Las construcciones en las servidumbres pueden obstruir el acceso a las líneas y equipos eléctricos, dificultando las tareas de mantenimiento y reparación.

Agentes que reportaron información de la circular CNO 137



Agente



Cantidad de
circuitos



Impacto
esperado

EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P.

1

Dificultad en el mantenimiento preventivo y correctivo de la red

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P..

4

Probable afectación a viviendas y habitantes. Deficiencia en el mantenimiento preventivo y correctivo. Bajos niveles de tensión

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.

30

Afectación al servicio, indisponibilidad de la línea de transmisión, accidente de tercero

ENEL COLOMBIA SA ESP

22

Accesibilidad para mantenimiento y riesgo a la vida por proximidad a la infraestructura.

GRUPO ENERGIA BOGOTA SA ESP

7

Recierres, Aperturas, Perdida de función de transmisión

ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

50

Riesgo para la vida de las personas, limitación en las actividades de mantenimiento, posibilidad de salida del circuito por fallas causadas por las personas invasoras o falta de actividades de mantenimiento (...)

Agentes que reportaron información de la circular CNO 137



ISAGEN S.A. E.S.P.	1	ISAGEN está evaluando la posibilidad de realizar una permuta del predio del cabildo Indígena por el predio La Dinastía de propiedad de ISAGEN, con el objetivo de retirar las construcciones de la servidumbre eléctrica(...)
PCH SAN BARTOLOME S.A.S. E.S.P.	1	Ninguno sobre la Operación. // Impacto social que debe realizar la atención de la reclamación.
PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.	1	Daño en banco de ductos y conductores, cierre extendido de vías de acceso importantes para la zona
TRANSELCA S.A. E.S.P.	25	Necesidad de apertura del circuito para garantizar la vida de personas y/o animales, Limitación de capacidad de transporte del circuito para garantizar la vida de personas y/o animales, Mayores tiempos de indisponibilidad por dificultades de accesos y para realización de tareas adicionales que mitiguen riesgo de accidentes (...)

Nota: ENERGIA DEL RIO PIEDRAS S.A. E.S.P. y ENERGIA DEL SUROESTE S.A. E.S.P. no tiene líneas de transmisión en el STR ni activos de conexión con nivel de tensión superior a 57,5 kV

Recomendaciones

» A TRANSELCA :

- Adelantar las gestiones necesarias para recuperar a la mayor brevedad posible los circuitos.
- Establecer planes de choque frente a situación de invasión de servidumbres

» A AFINIA:

- Adelantar las gestiones necesarias para recuperar a la mayor brevedad posible el circuito.
- Evaluar la posibilidad de traslados de carga que minimicen la cargabilidad de la red a 66 kV.
- Realizar análisis requeridos para garantizar la suficiencia de los esquemas actuales.
- Tener presente la condición operativa actual para los trabajos de repotenciación de Villa Estrella a Ternera 66 kV
- Establecer planes de choque frente a situación de invasión de servidumbres

» AI CNO:

- Realizar seguimiento al cronograma de recuperación de los circuitos indisponibles.
- Establecer plan de acción y seguimiento frente a circuitos con invasión de servidumbres

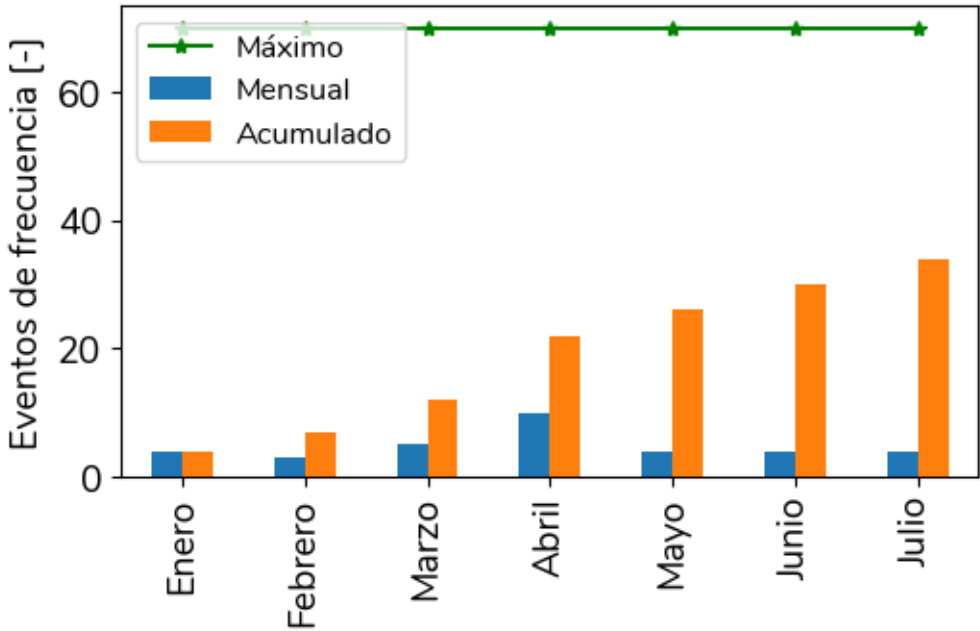
» AI MME:

- Coordinar mesas de trabajo con los agentes y autoridades para mitigar riesgos para la operación del SIN frente a la problemática de la invasión de servidumbres.

+ + + + + + + +

+ Indicadores de la Operación +

Eventos Transitorios de Frecuencia



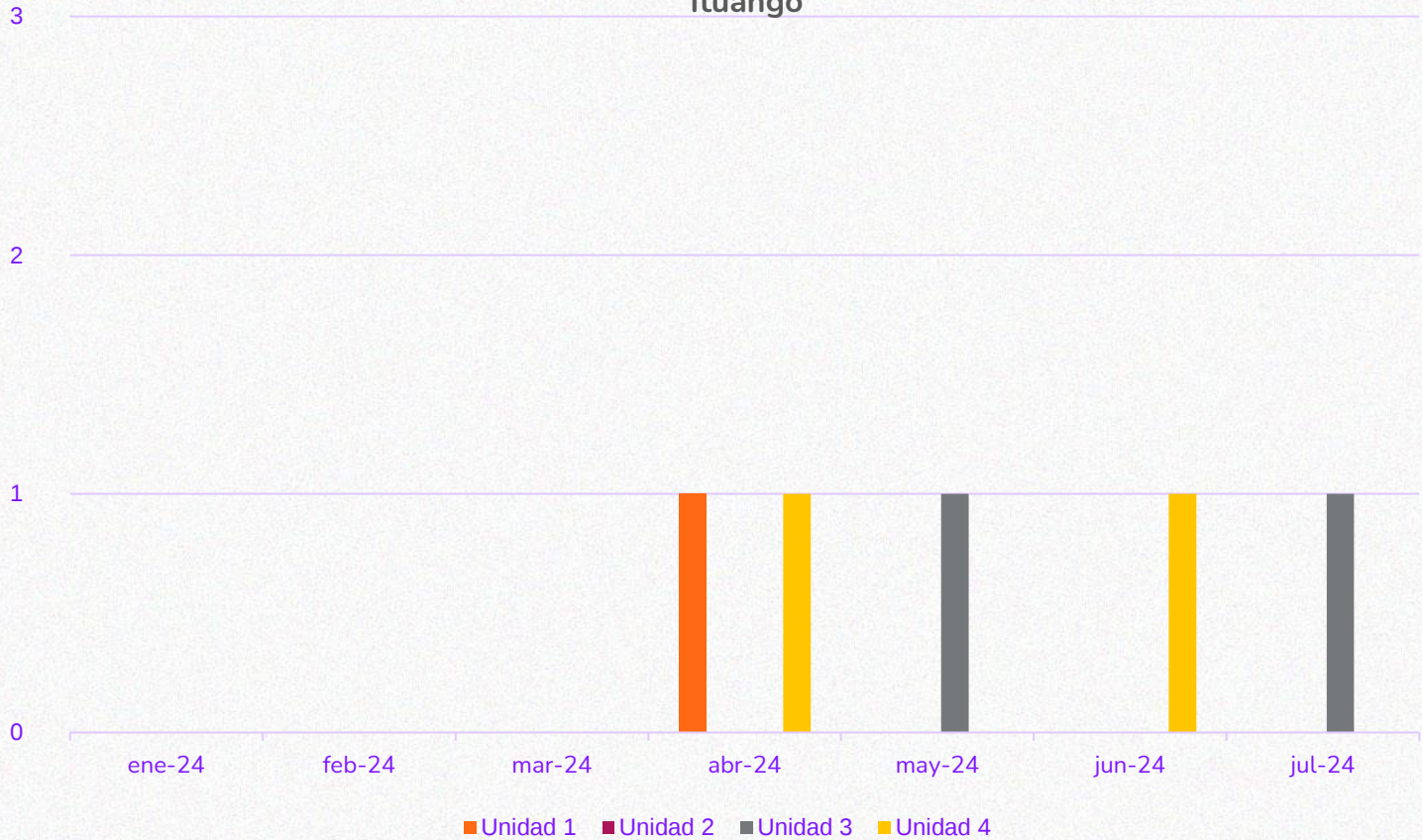
Durante el mes de julio de 2024 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2024-07-20 01:14	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 3 de ITUANGO con 300 MW. Se presentan oscilaciones de la frecuencia con 3 excursiones consecutivas por debajo de 59.8 Hz. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.66 Hz.	No
2024-07-05 12:19	3.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, dejando fuera de servicio las unidades de generación ALTO ANCHICAYA 1, 2 y 3 con 230 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,766 Hz. Nota: En el momento del evento el activo ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV se encontraba como elemento adicional de la consignación C2015005.	No
2024-07-18 00:00	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de las unidades 1 y 3 de TERMOCANDELARIA con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.774 Hz.	No
2024-07-08 15:03	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 3 de Betania con 162 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,797 Hz.	No

Eventos Transitorios de Frecuencia ocasionados por disparo de Unidades de Ituango



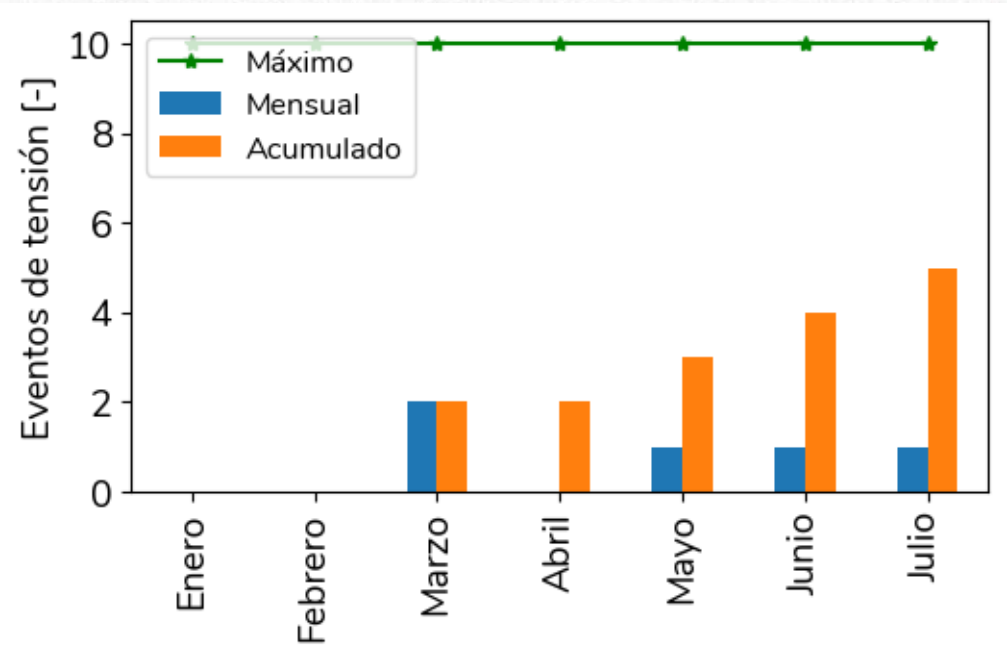
Eventos de frecuencia transitorios ocasionados por disparos Unidades de Ituango



Mes	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4
ene-24	0	0	0	0
feb-24	0	0	0	0
mar-24	0	0	0	0
abr-24	1	0	0	1
may-24	0	0	1	0
jun-24	0	0	0	1
jul-24	0	0	1	0

Durante el mes de Julio de 2024 se presentó sólo 1 eventos de frecuencia transitoria en el sistema a causa de los disparos de las unidades en ITUANGO.

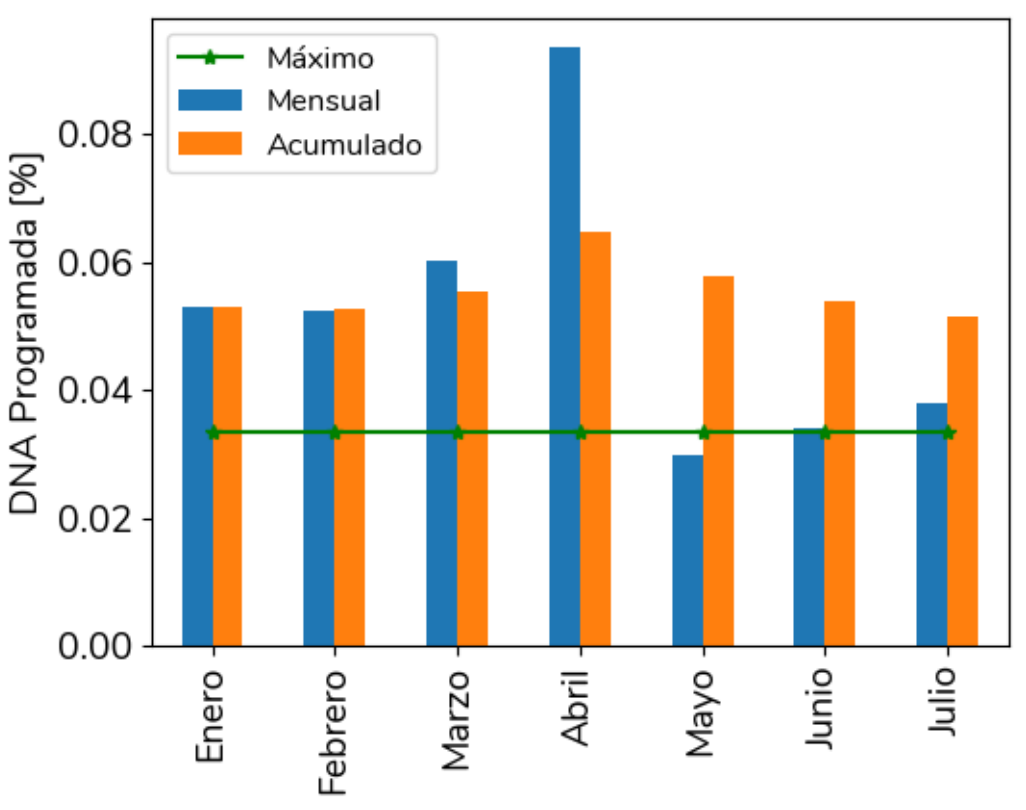
Eventos de Tensión Fuera de Rango



FechaIni	Descripcion	Causa
2024-07-05 12:19	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 1, 2 y 3 con 230 MW. En el momento del evento, el activo ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV se encontraba como elemento adicional de la consignación C2015005.	Evento STN

Durante el mes de julio de 2024 se presentó un evento de tensión en el sistema, sin afectar demanda

DNA Programada

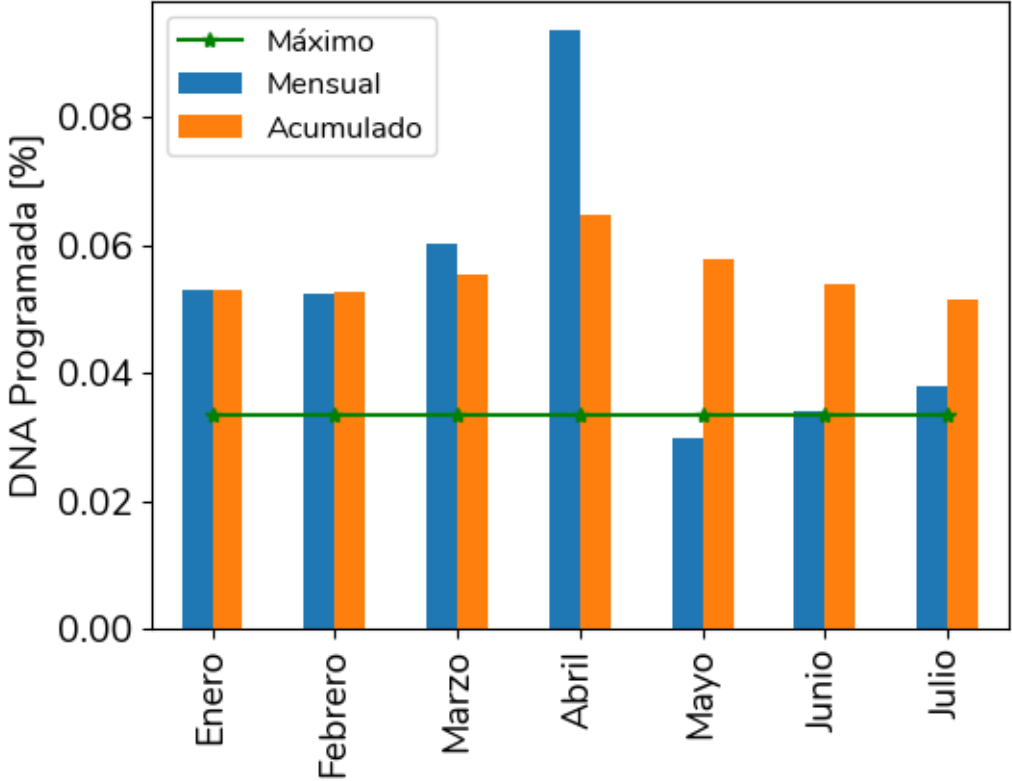


Por causas programadas se dejaron de atender 2.556 GWh en el mes de julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-07-07 07:01	380.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2020463 del activo VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV.
2024-07-07 07:49	358.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2020941, C2017113, C2017111 y C2017112 de los activos CHINU - SINCE 1 110 kV, MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV, MOMPOX 1 45 MVA 110/34.5/13.8 kV y BT MOMPOX 1 45 MVA 110 kV, respectivamente.
2024-07-27 07:20	318.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017106, C2017107, C2017108, C2017109, C2017110 y C2017139 de los activos GAMBOTE 1 20 MVA 66/13.8/4.2 kV, GAMBOTE 3 12 MVA 66/34.5/13.8 kV, BARRA GAMBOTE 66 KV, BT GAMBOTE 3 12 MVA 34.5 kV, TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV y GAMBOTE 2 20 MVA 66/13.8/(13.8) kV, respectivamente.
2024-07-07 03:41	296.3	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad asociada a los trabajos de la consignación C2015477 del activo CHINU 2 150 MVA 500/110/34.5 kV.
2024-07-17 05:05	219.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2021351 del activo SABANALARGA - SALAMINA (MAGDALENA) 1 110 kV.

DNA Programada

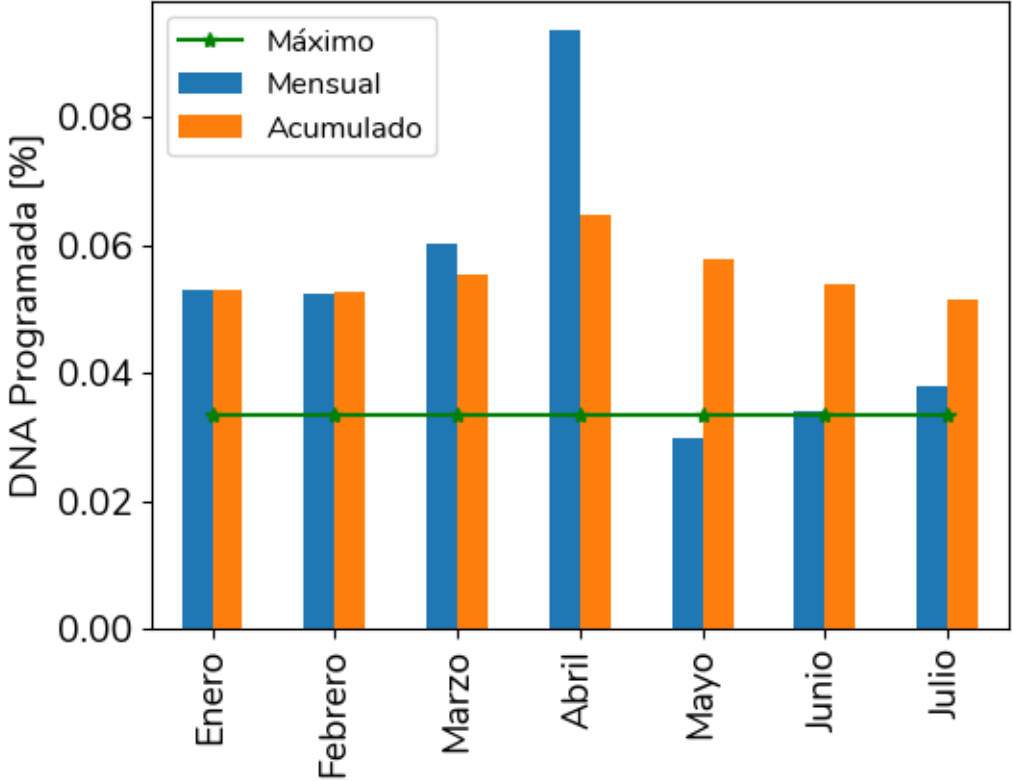
Por causas programadas se dejaron de atender 2.556 GWh en el mes de julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



FechaIni	Energia	Descripcion
2024-07-28 07:42	194.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017065, C2017066, C2017067, C2017068, C2017069, C2017070, C2017071, C2017072 y C2017073 de los activos MONTERIA - NUEVA MONTERIA 1 110 kV, MONTERIA - NUEVA MONTERIA 2 110 kV, BL1 MONTERIA A NUEVA MONTERIA 110 kV, BL2 MONTERIA A NUEVA MONTERIA 110 kV, BARRA MONTERIA 110 kV, BT MONTERIA 1 40 MVA 110 kV, BT MONTERIA 2 40 MVA 110 kV, MONTERIA 1 40 MVA 110/34.5/13.8 kV y MONTERIA 2 40 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2024-07-11 07:07	176.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2012640 del activo BARRA TIBU 115 kV.
2024-07-28 07:12	109.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2021506 del activo BARRA PANAMERICANA 115 kV.
2024-07-07 06:28	107.8	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad asociada a los trabajos de la consignación C2020811 del activo BT TERNERA 3 45 MVA 66 kV.
2024-07-21 08:03	90.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2021403 del activo BARRA PASTO 115 kV.

DNA Programada

Por causas programadas se dejaron de atender 2.556 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

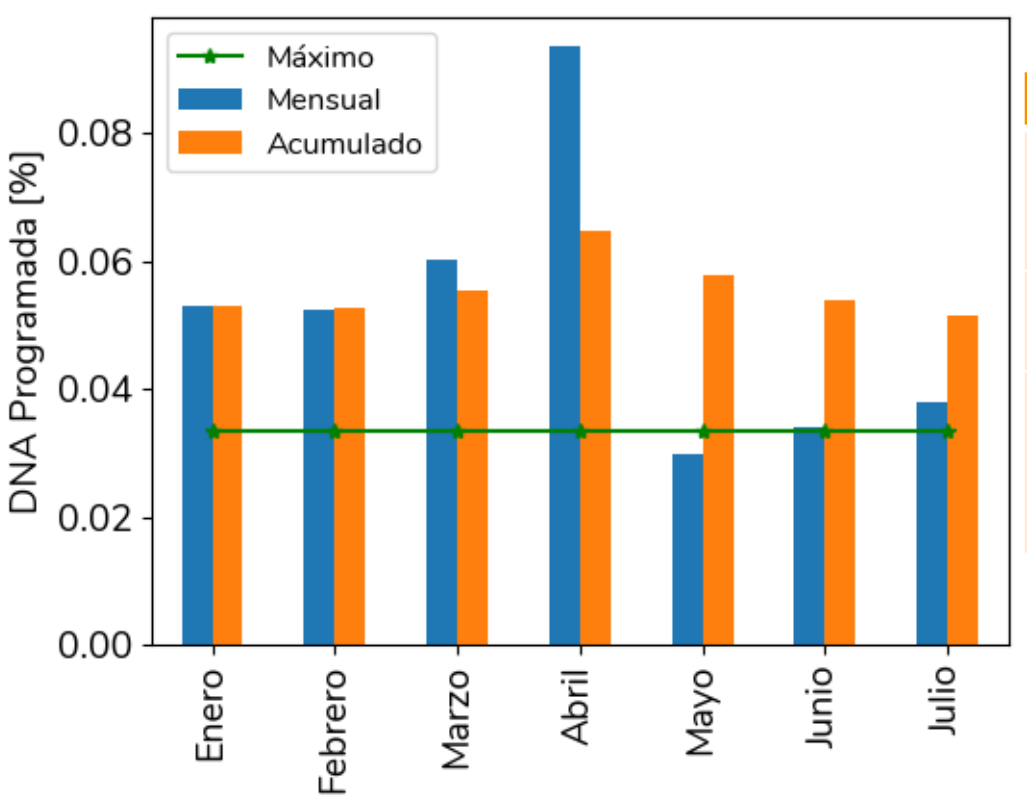


FechaIni	Energia	Descripcion
2024-07-31 07:00	53.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2014419 del activo VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110/13.8 kV.
2024-07-21 08:45	52.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2021016 del activo BL1 CERROMATOSO A PLANETA RICA 110 kV.
2024-07-07 05:23	52.7	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad asociada a los trabajos de las consignaciones C2015780 y C2020933 de los activos BL1 CHINU A BOSTON 110 kV y BOSTON - CHINU 1 110 kV, respectivamente.
2024-07-27 08:18	52.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017074 y C2017075 de los activos BT NUEVA MONTERIA 3 50 MVA 110 KV y NUEVA MONTERIA 3 50 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2024-07-15 08:48	41.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2015603 del activo EL BOTE - NATAGAIMA 1 115 kV.
2024-07-16 06:00	19.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2014849 del activo BT LIZAMA 1 20 MVA 115 kV.

DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 2.556 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

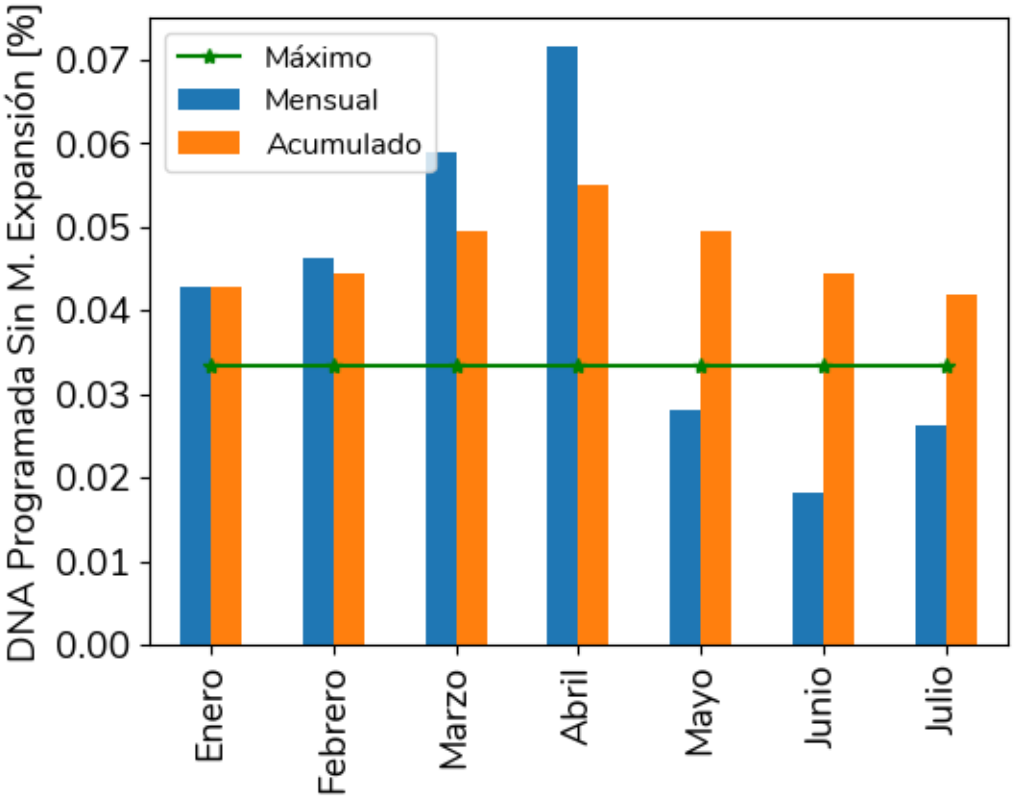


FechaIni	Energia	Descripcion
2024-07-15 07:39	14.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2017530 del activo BT RIO CORDOBA 4 100 MVA 110 KV.
2024-07-09 07:00	11.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2021082 del activo BT ZULIA 106 25 MVA 115 kV.
2024-07-14 04:35	8.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2020990 del activo BL1 PRINCIPAL (BUCARAMANGA) A TBOSCONIA 115 KV, dejando sin tensión la subestación radial BOSCONIA 115 kV.

DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.780 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

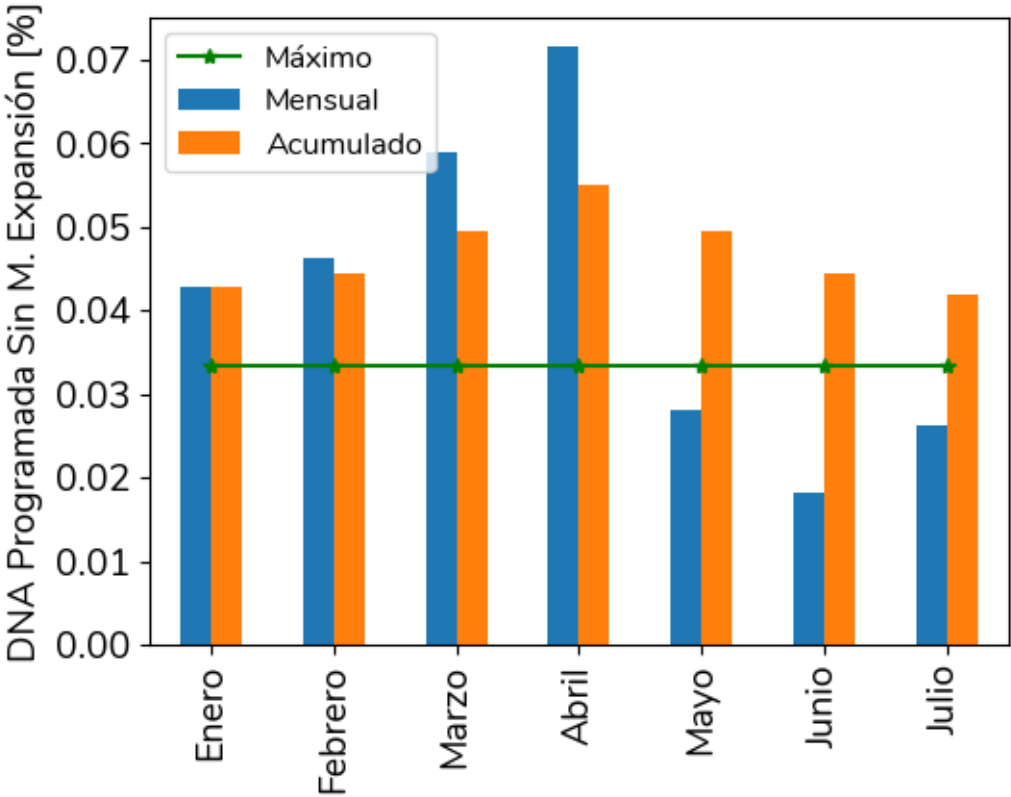


Fecha	Energía	Descripción
2024-07-07 07:49	358.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2020941, C2017113, C2017111 y C2017112 de los activos CHINU - SINCE 1 110 kV, MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV, MOMPOX 1 45 MVA 110/34.5/13.8 kV y BT MOMPOX 1 45 MVA 110 kV, respectivamente.
2024-07-27 07:20	318.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017106, C2017107, C2017108, C2017109, C2017110 y C2017139 de los activos GAMBOTE 1 20 MVA 66/13.8/4.2 kV, GAMBOTE 3 12 MVA 66/34.5/13.8 kV, BARRA GAMBOTE 66 kV, BT GAMBOTE 3 12 MVA 34.5 kV, TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV y GAMBOTE 2 20 MVA 66/13.8/(13.8) kV, respectivamente.
2024-07-07 03:41	296.3	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad asociada a los trabajos de la consignación C2015477 del activo CHINU 2 150 MVA 500/110/34.5 kV.
2024-07-28 07:42	194.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017065, C2017066, C2017067, C2017068, C2017069, C2017070, C2017071, C2017072 y C2017073 de los activos MONTERIA - NUEVA MONTERIA 1 110 kV, MONTERIA - NUEVA MONTERIA 2 110 kV, BL1 MONTERIA A NUEVA MONTERIA 110 kV, BL2 MONTERIA A NUEVA MONTERIA 110 kV, BARRA MONTERIA 110 kV, BT MONTERIA 1 40 MVA 110 kV, BT MONTERIA 2 40 MVA 110 kV, MONTERIA 1 40 MVA 110/34.5/13.8 kV y MONTERIA 2 40 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.

DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.780 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

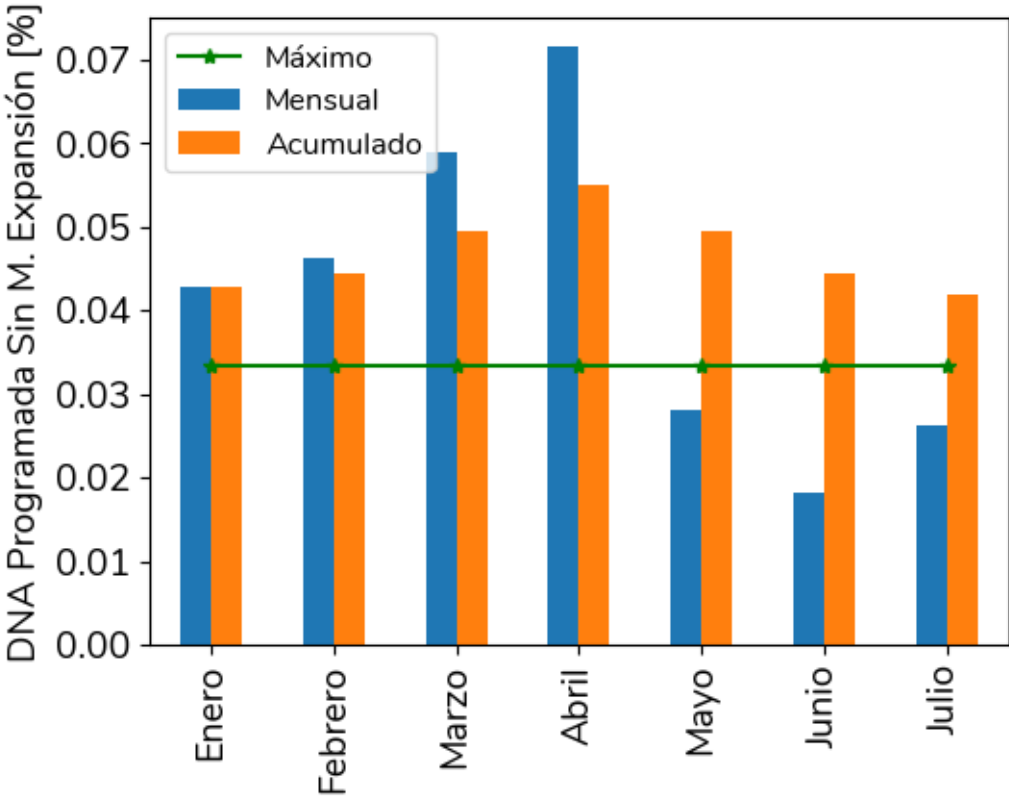


FechaIni	Energia	Descripcion
2024-07-28 07:12	109.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2021506 del activo BARRA PANAMERICANA 115 kV.
2024-07-07 06:28	107.8	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad asociada a los trabajos de la consignación C2020811 del activo BT TERNERA 3 45 MVA 66 kV.
2024-07-21 08:03	90.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2021403 del activo BARRA PASTO 115 kV.
2024-07-31 07:00	53.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2014419 del activo VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110/13.8 kV.
2024-07-21 08:45	52.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2021016 del activo BL1 CERROMATOSO A PLANETA RICA 110 kV.
2024-07-07 05:23	52.7	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad asociada a los trabajos de las consignaciones C2015780 y C2020933 de los activos BL1 CHINU A BOSTON 110 kV y BOSTON - CHINU 1 110 kV, respectivamente.

DNA Programada sin M. Expansión



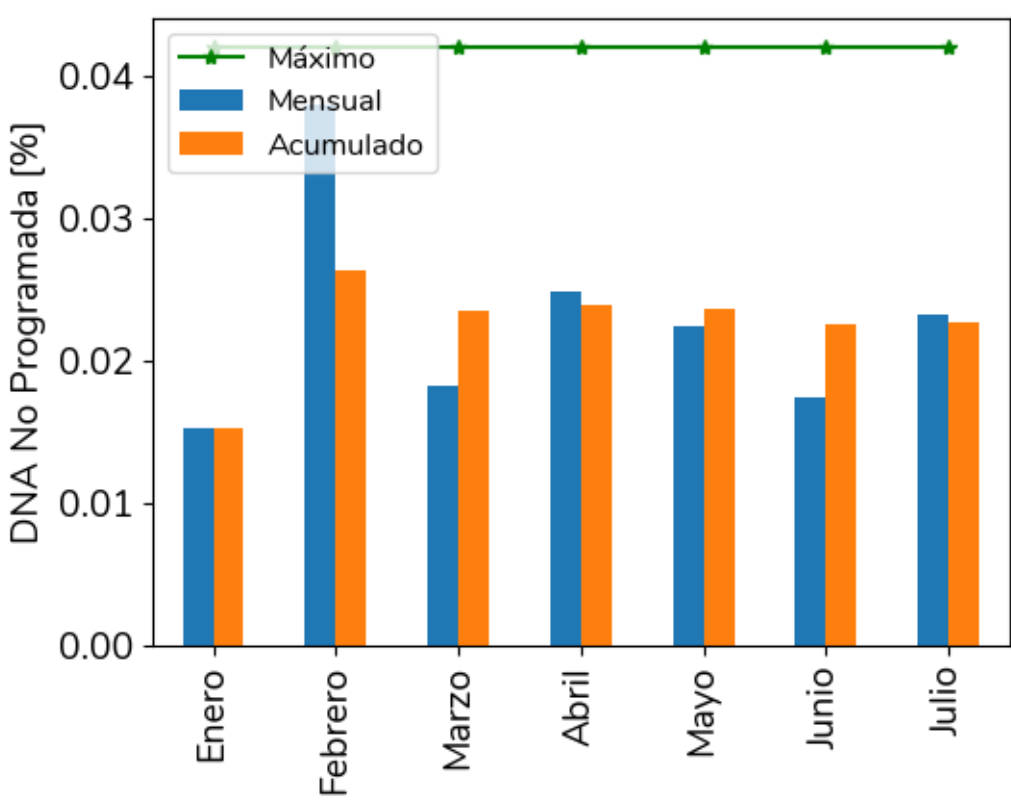
Por causas programadas se dejaron de atender 1.780 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



FechaIni	Energia	Descripcion
2024-07-27 08:18	52.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017074 y C2017075 de los activos BT NUEVA MONTERIA 3 50 MVA 110 KV y NUEVA MONTERIA 3 50 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2024-07-15 08:48	41.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2015603 del activo EL BOTE - NATAGAIMA 1 115 kV.
2024-07-16 06:00	19.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2014849 del activo BT LIZAMA 1 20 MVA 115 kV.
2024-07-15 07:39	14.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2017530 del activo BT RIO CORDOBA 4 100 MVA 110 KV.
2024-07-09 07:00	11.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2021082 del activo BT ZULIA 106 25 MVA 115 kV.
2024-07-14 04:35	8.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2020990 del activo BL1 PRINCIPAL (BUCARAMANGA) A TBOSCONIA 115 KV, dejando sin tensión la subestación radial BOSCONIA 115 kV.

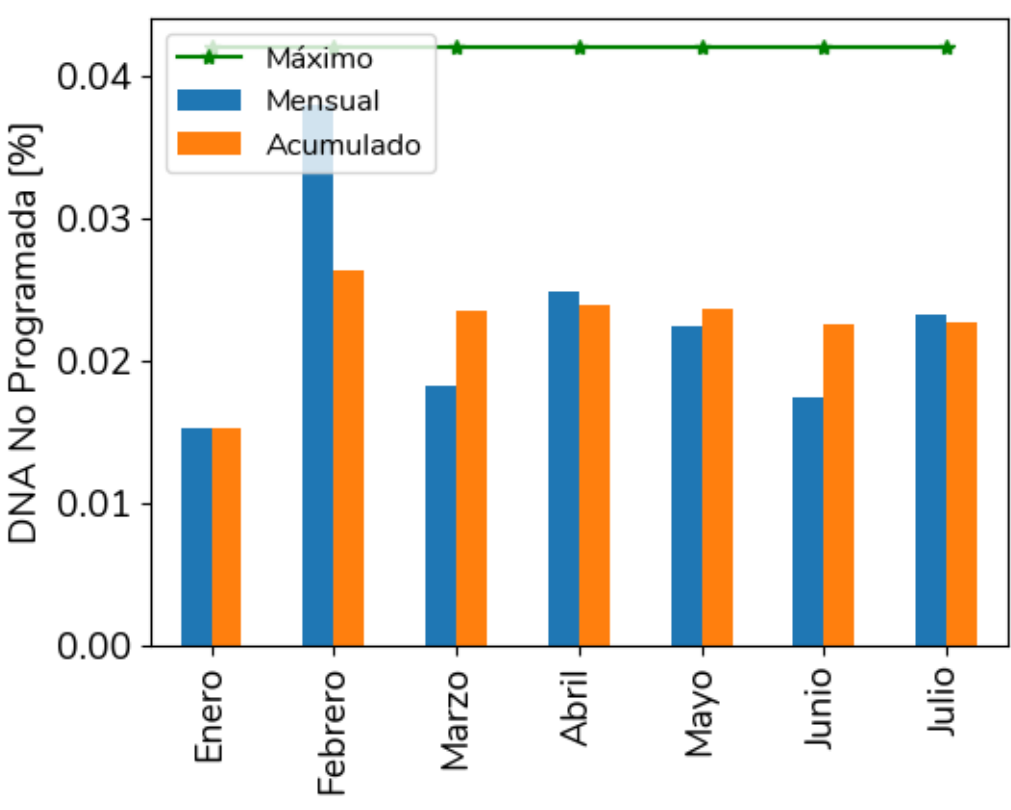
DNA No Programada

Por causas no programadas se dejaron de atender 1.570 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:



FechaIni	Energia	Descripcion
2024-07-25 08:00	289.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2022670 del activo BT GAIRA 1 60 MVA 110 kV.
2024-07-24 08:00	144.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2022666 del activo SAN JUAN 1 110 kV.
2024-07-25 03:56	140.1	Demanda no atendida por disparo del activo CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV y LA MOJANA 110 kV.
2024-07-31 00:00	131.9	Continúa demanda no atendida por disparo del activo GUAPI - SAN BERNARDINO 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
2024-07-26 08:00	119.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2022709 del activo BL1 CIENAGA A RIO CORDOBA 110 kV.
2024-07-30 10:08	76.2	Demanda no atendida por disparo del activo GUAPI - SAN BERNARDINO 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.

DNA No Programada

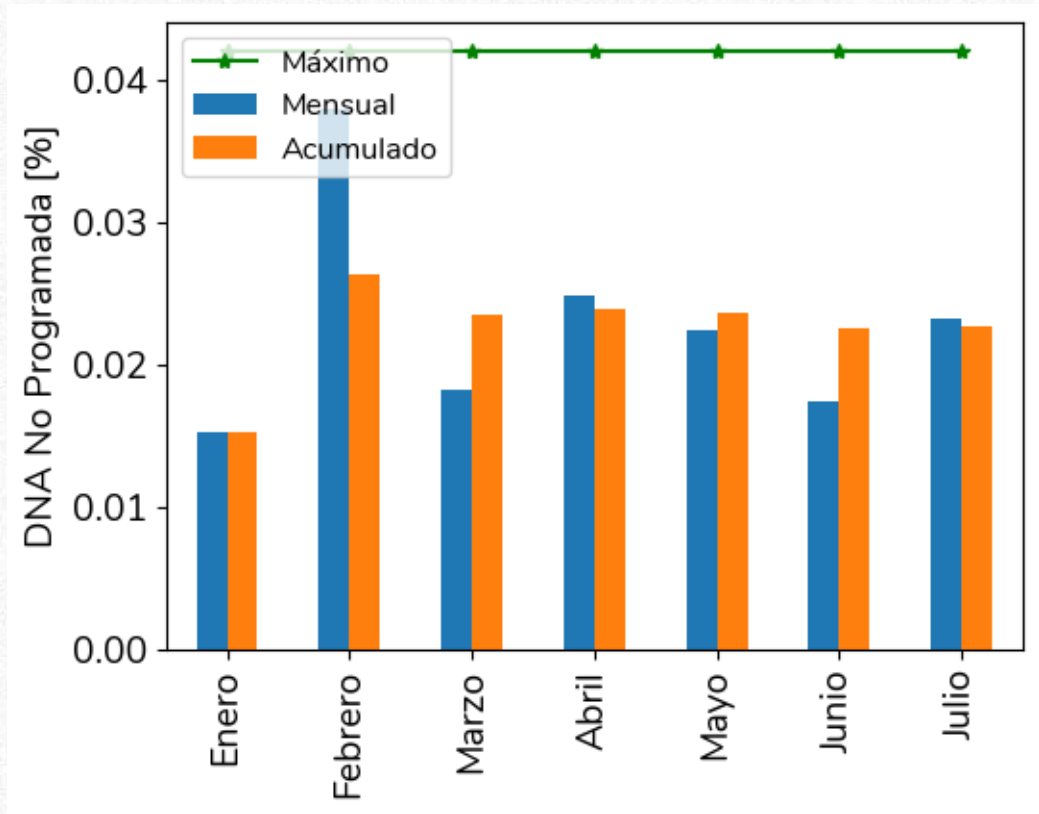


Por causas no programadas se dejaron de atender 1.570 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripcion
2024-07-18 14:05	69.9	Demanda no atendida por disparo del activo LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación radial LIBERTADOR 110 kV.
2024-07-02 16:17	46.7	Demanda no atendida por disparo del activo EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV y EL COPEY 5 100 MVA 220/110/34.5 kV.
2024-07-02 08:03	39.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2021131 del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV.
2024-07-05 05:05	38.1	Demanda no atendida por disparo del activo LA YOPALOSA - YOPAL 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales LA YOPALOSA 115 kV, PAZ DE ARIPORO 115 kV, SAN LUIS DE PALENQUE 115 kV y SANTA ROSALIA 115 kV.
2024-07-15 15:32	35.7	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 CERTEGUI A QUIBDO 1 115 kV dejando sin tensión la subestación QUIBDO 115 kV, la cual se encontraba radial por disparo previo del activo EL SIETE - QUIBDO 1 110 kV.

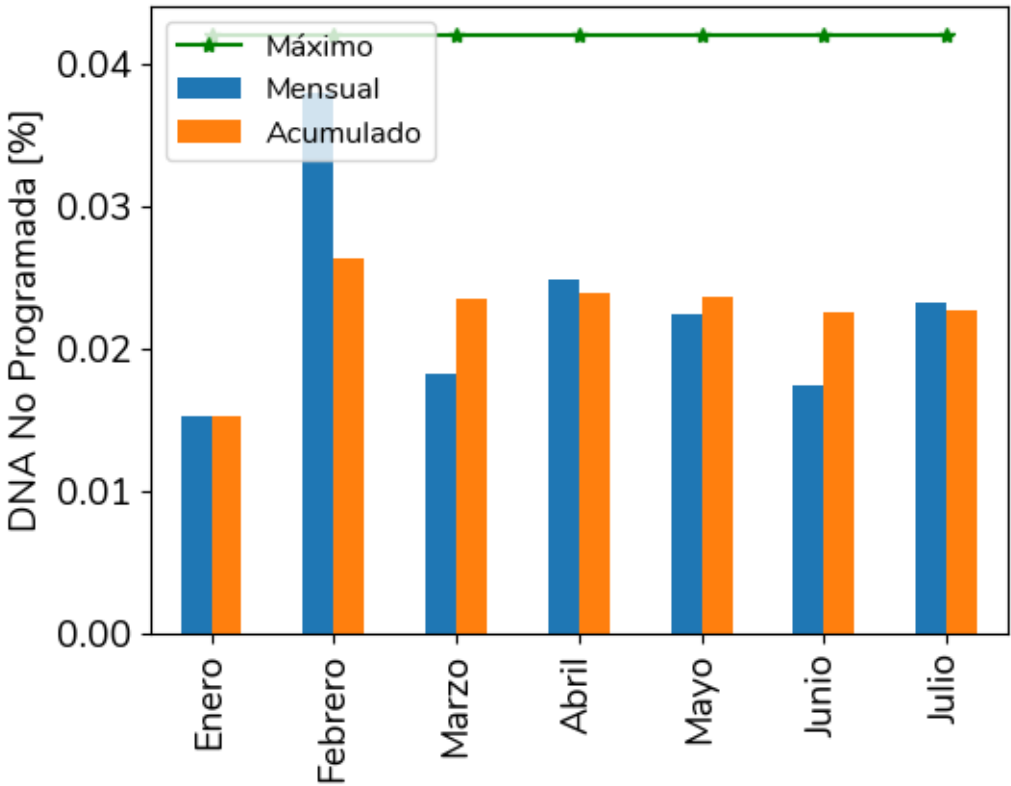
DNA No Programada

Por causas no programadas se dejaron de atender 1.570 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:



Fecha/h	Energía	Descripcion
2024-07-05 09:35	35.6	Demanda no atendida por disparo 2 del activo CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial RIOHACHA 110 kV. Simultaneamente se encontraba en ejecución la C2017331 del activo CUESTECITAS - RIOHACHA 2 110 kV
2024-07-05 11:56	35.1	Demanda no atendida por disparo 3 del activo CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial RIOHACHA 110 kV. Simultaneamente se encontraba en ejecución la C2017331 del activo CUESTECITAS - RIOHACHA 2 110 kV
2024-07-09 12:51	33.9	Demanda no atendida por disparo del activo BANADIA - TAME 1 115 kV, dejando sin tensión la subestación TAME 115 kV.
2024-07-09 04:06	29.8	Demanda no atendida por disparo del activo GUAPI - OLAYA HERRERA 1 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial OLAYA HERRERA 115 kV.
2024-07-11 08:00	28.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2021519 del activo BL1 ISTMINA A CERTEGUI (CHOCO) 115 kV.

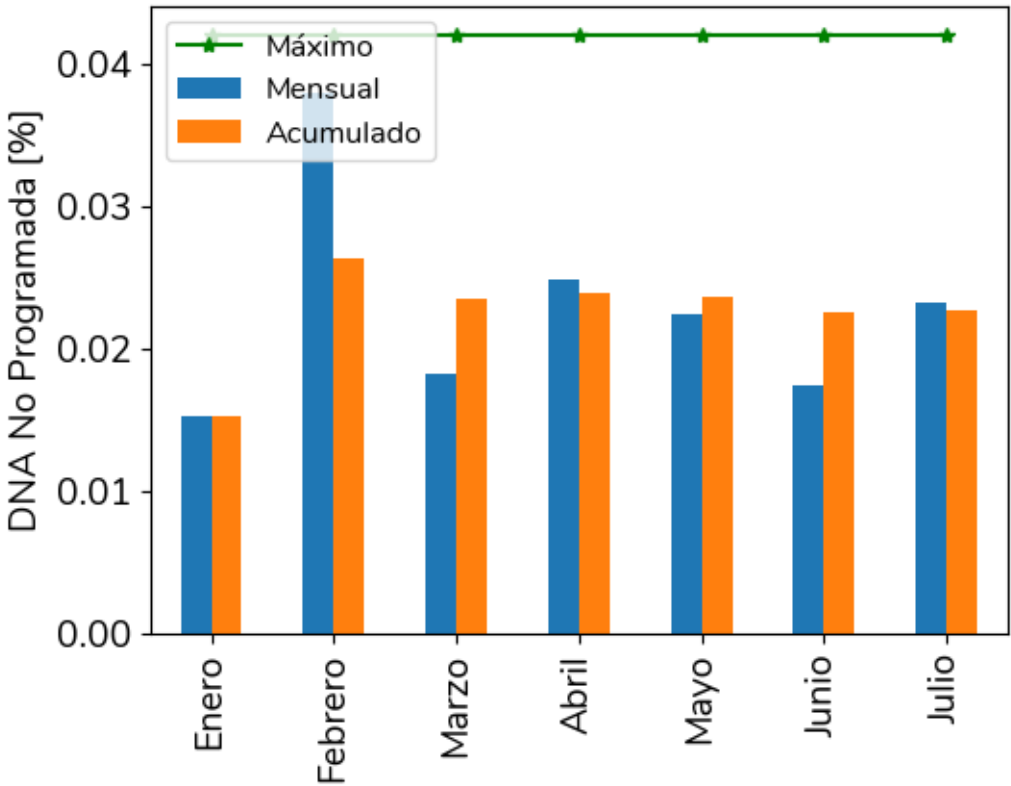
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.570 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-07-10 00:00	27.8	Continúa demanda no atendida por disparo del activo GUAPI - OLAYA HERRERA 1 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial OLAYA HERRERA 115 kV.
2024-07-05 08:09	26.1	Demanda no atendida por disparo 1 del activo CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial RIOHACHA 110 kV. Simultaneamente se encontraba en ejecución la C2017331 del activo CUESTECITAS - RIOHACHA 2 110 kV
2024-07-05 08:22	21.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2021289 del activo EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial ZAMBRANO 66 kV.
2024-07-06 00:00	15.2	Continua demanda no atendida por disparo del activo BL1 SAN LUIS DE PALENQUE A LA YOPALOSA 115 KV, dejando sin tensión las subestaciones SAN LUIS DE PALENQUE 115 kV y SANTA ROSALIA 115 kV.
2024-07-29 09:33	15.1	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.

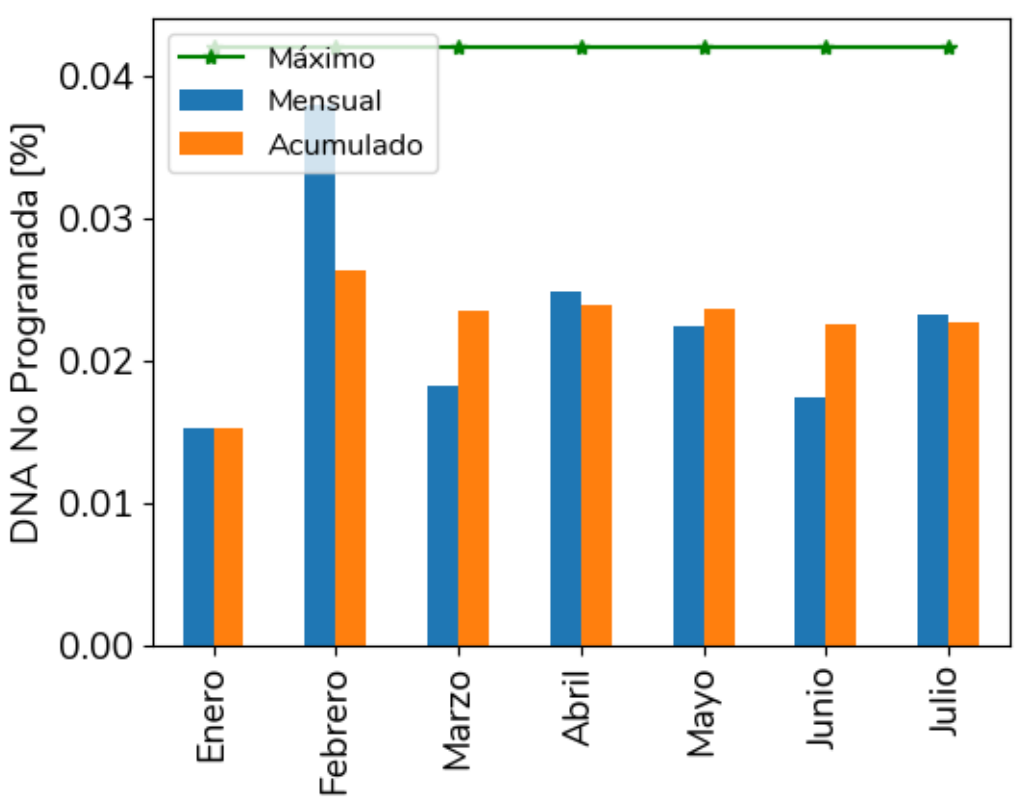
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.570 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha	Energía	Descripción
2024-07-30 16:51	13.5	Demanda no atendida por disparo del activo EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV.
2024-07-29 20:21	13.5	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad en la subestación VILLA ESTRELLA 66 kV.
2024-07-19 11:51	12.7	Demanda no atendida por disparo del activo BT VALLEDUPAR 12 60MVA 34.5 KV en la subestación VALLEDUPAR 110 KV. El Agente reporta materialización de riesgo de disparo de la consignación C2021225.
2024-07-03 18:14	12.4	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 SINCE A MAGANGUE 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV.
2024-07-04 10:11	11.5	Demanda no atendida por disparo del activo EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial SAN JACINTO 13.8 kV.

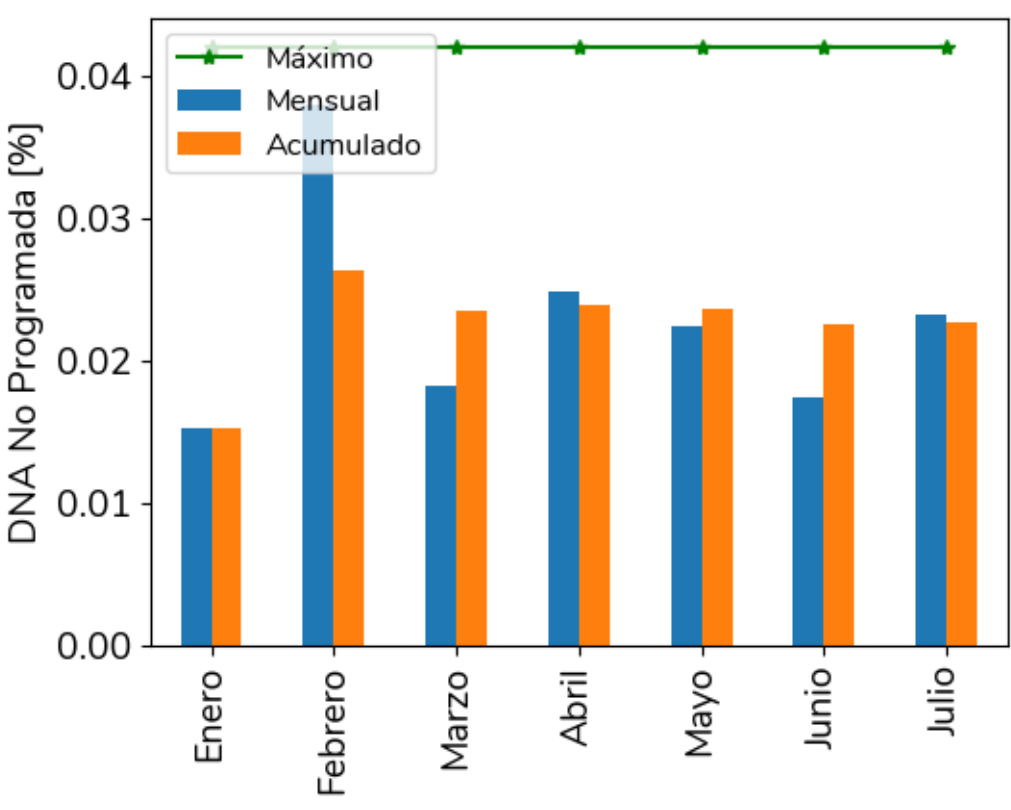
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.570 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripcion
2024-07-04 11:04	10.5	Demanda no atendida por disparo del activo SABANALARGA - SALAMINA (MAGDALENA) 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación radial SALAMINA (MAGDALENA) 110 kV.
2024-07-10 00:41	8.9	Demanda no atendida por disparo del activo MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación radial MOMPOX 110 kV.
2024-07-03 10:03	6.9	Demanda no atendida por disparo del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación radial EL BANCO 110 kV.
2024-07-05 13:56	6.7	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 MAGANGUE A SINCE 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV.
2024-07-05 21:59	6.7	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 SAN LUIS DE PALENQUE A LA YOPALOSA 115 KV, dejando sin tensión las subestaciones SAN LUIS DE PALENQUE 115 kV y SANTA ROSALIA 115 kV.

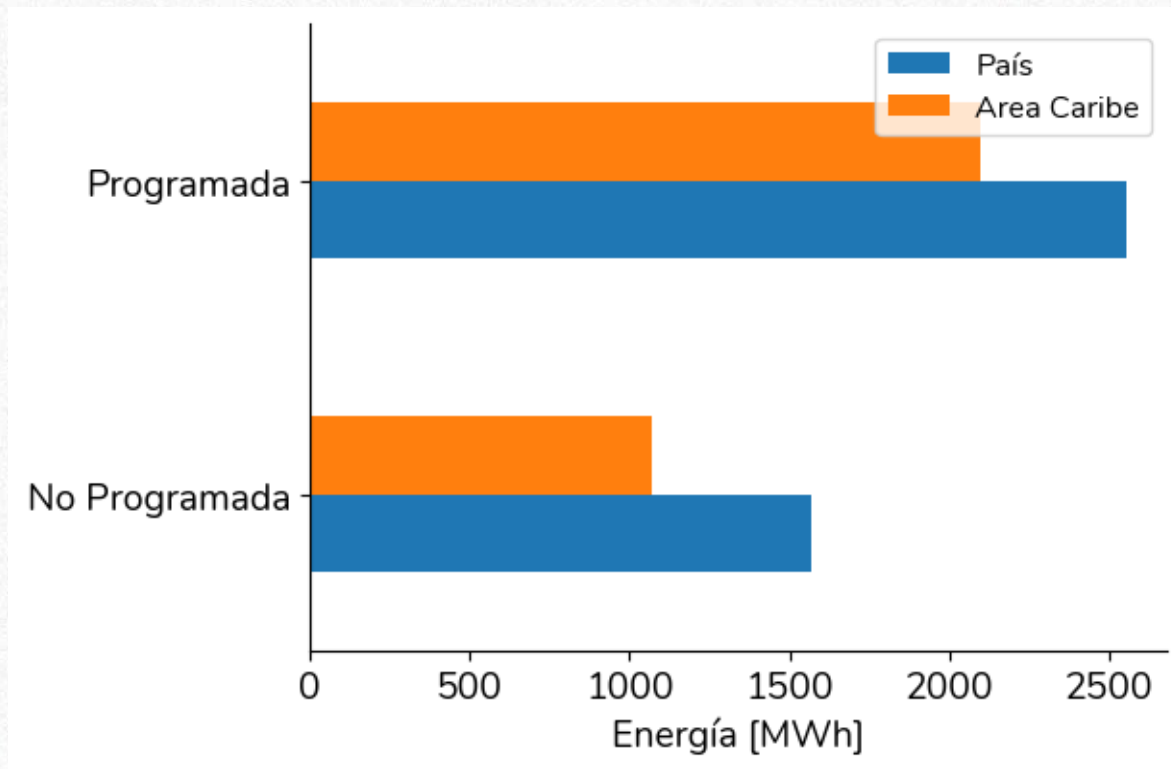
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.570 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-07-27 13:17	6.5	Demanda no atendida por disparo simultaneo de los activos BL1 PANAMERICANA A JARDINERA 115 kV y BT PANAMERICANA 4 40 MVA 34.5 kV, dejando sin tensión la subestación PANAMERICANA 34.5 kV. Agente reporta: La falla se presenta en el circuito Córdoba a nivel de 34.5 kV por descargas atmosféricas.
2024-07-04 13:16	6.1	Demanda no atendida por disparo del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial BUCHELY 115 kV.
2024-07-11 18:36	6.0	Demanda no atendida por disparo del activo TIBU - ZULIA 1 115 kV dejando sin tensión la subestación temporalmente radial TIBÚ 115 kV.
2024-07-06 20:27	4.6	Demanda no atendida por disparo del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación radial EL BANCO 110 kV.
2024-07-24 16:40	4.3	Demanda no atendida por disparo del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial BUCHELY 115 KV.

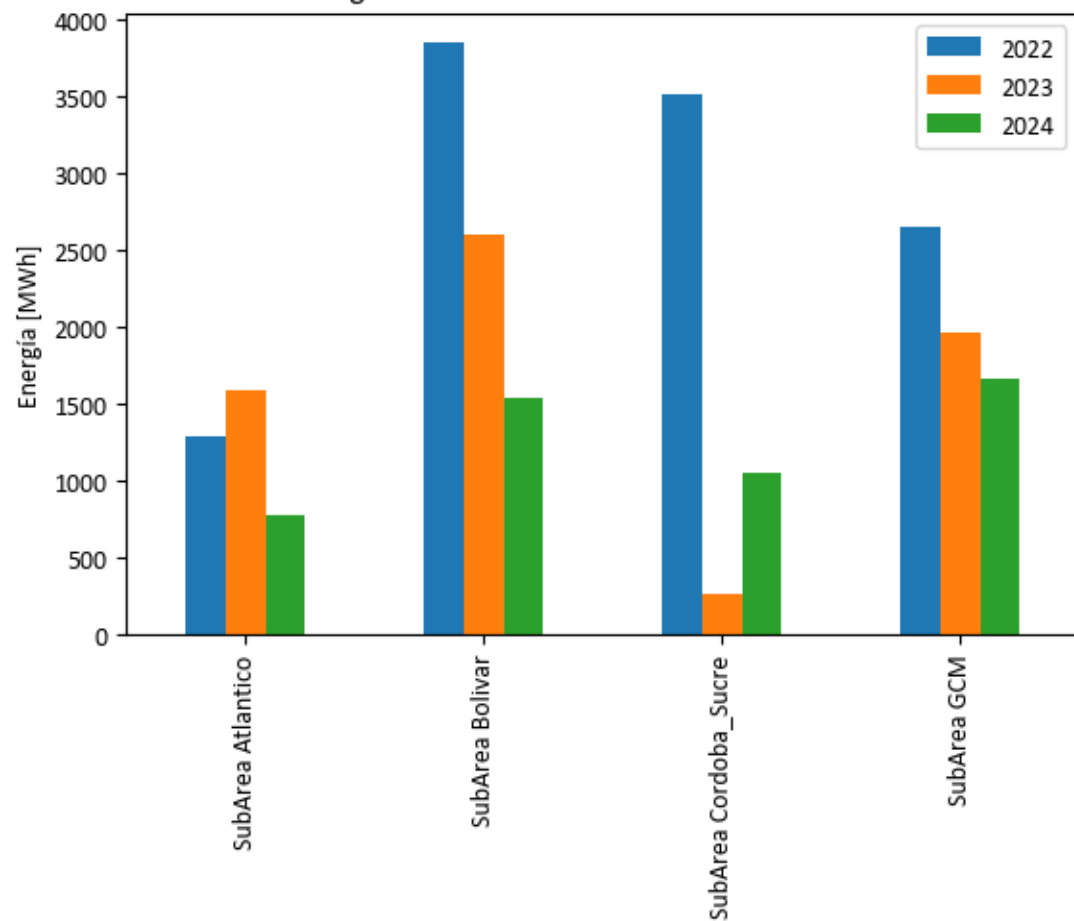
DNA Caribe vs. País



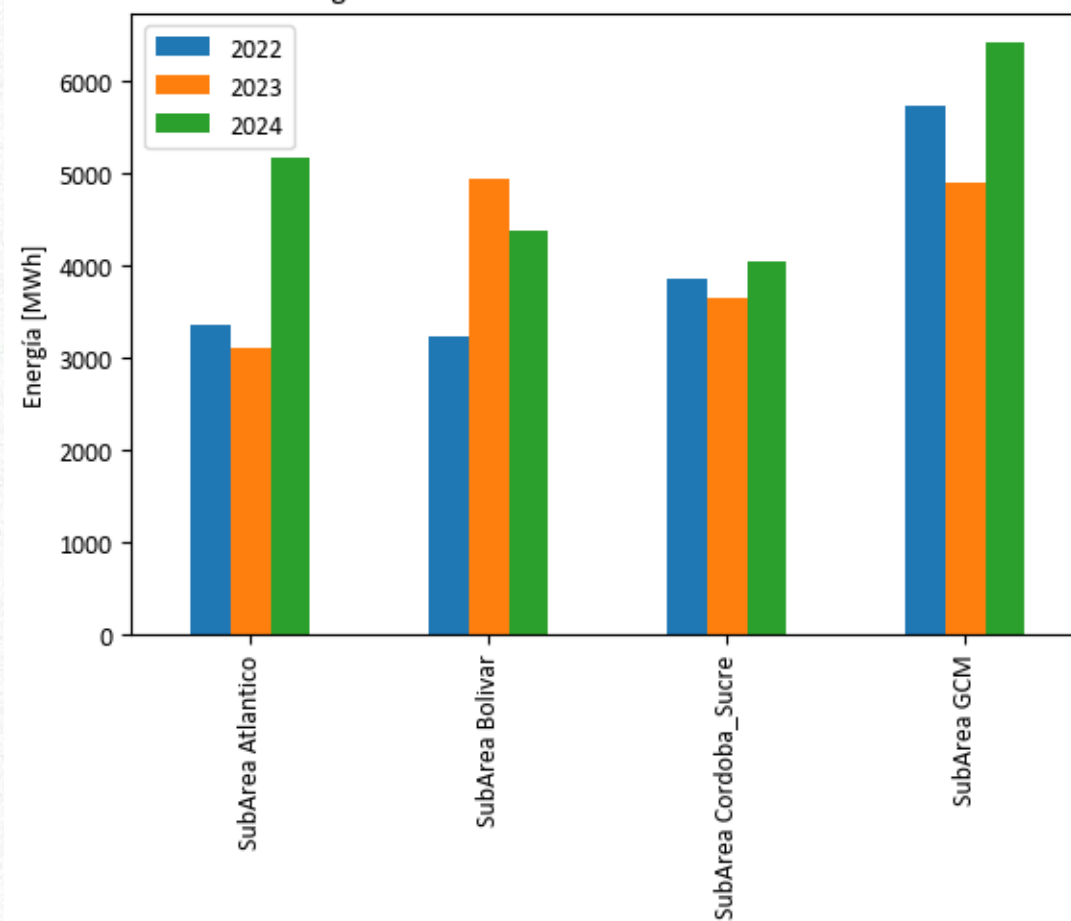
La demanda no atendida programada para el área caribe fue de 2.100 GWh, siendo un 82.17% de la demanda no atendida programada nacional (2.556 GWh) para el mes de julio.

La demanda no atendida no programada para el área caribe fue de 1.068 GWh, siendo un 68.04% de la demanda no atendida no programada nacional (1.570 GWh) para el mes de julio.

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



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



Demanda no atendida

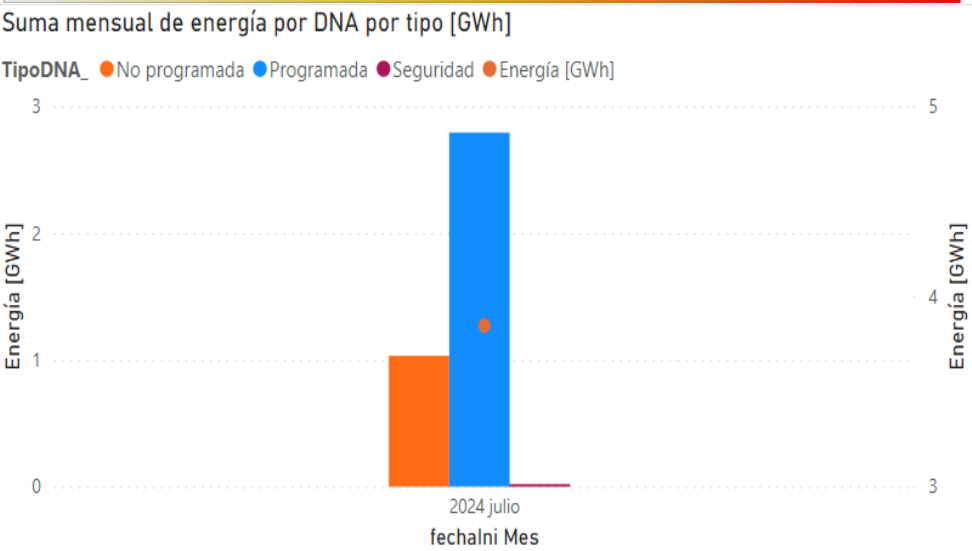
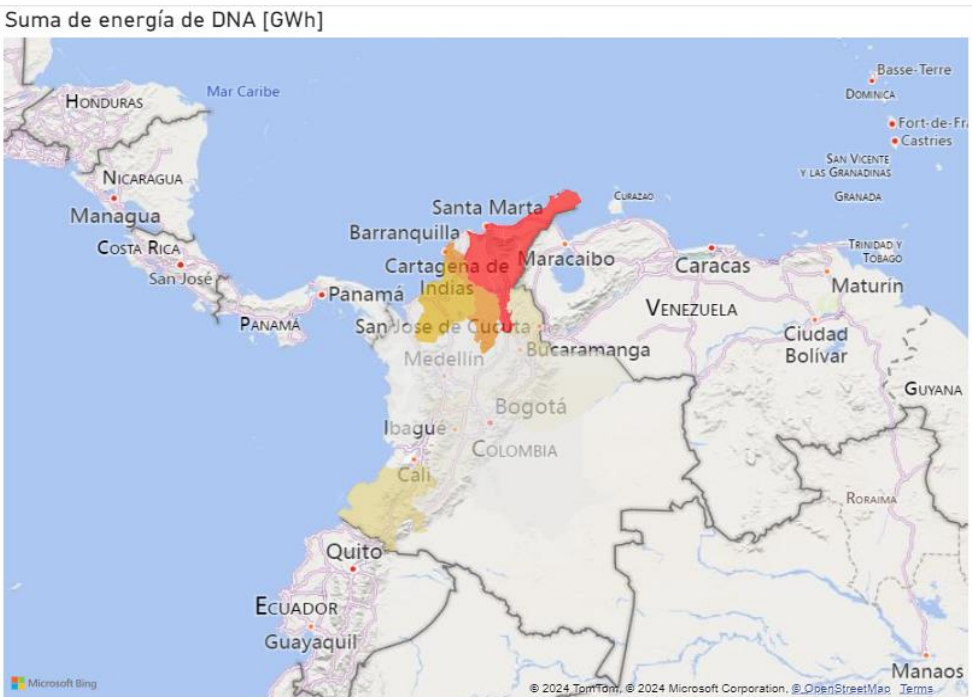
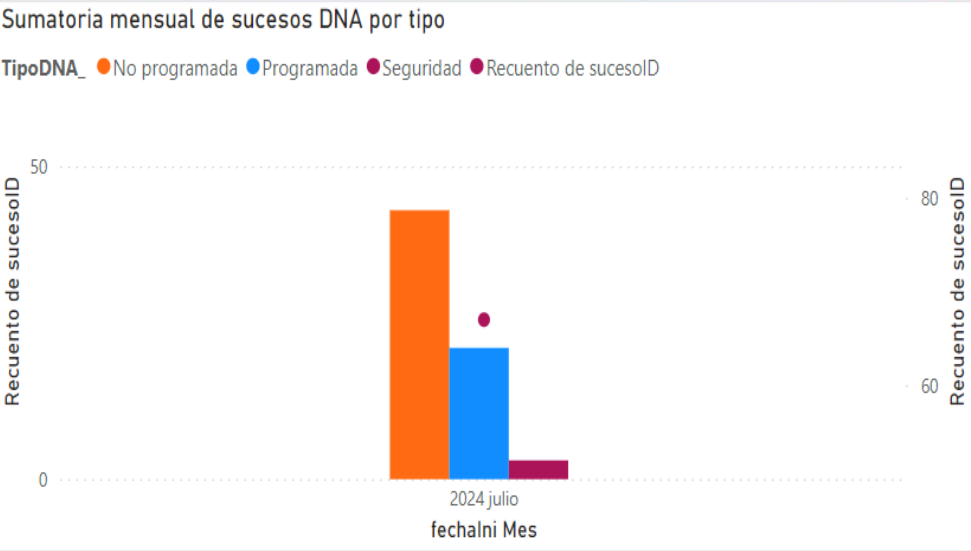
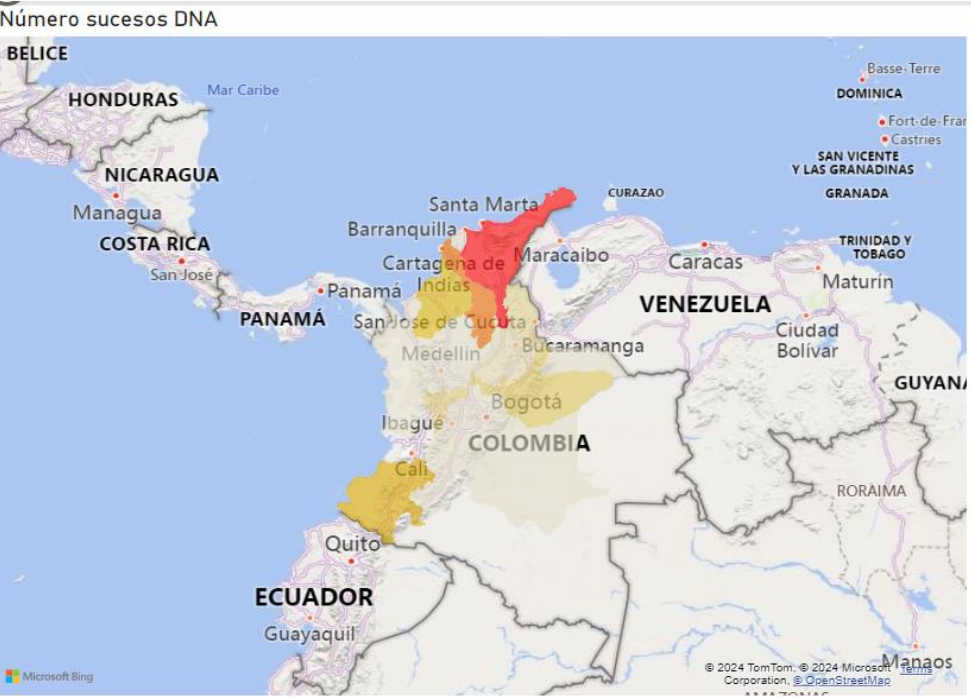


67
Eventos de
DNA

3,85 GWh

Suma de
energía de DNA

Información del 01 al 29 de julio

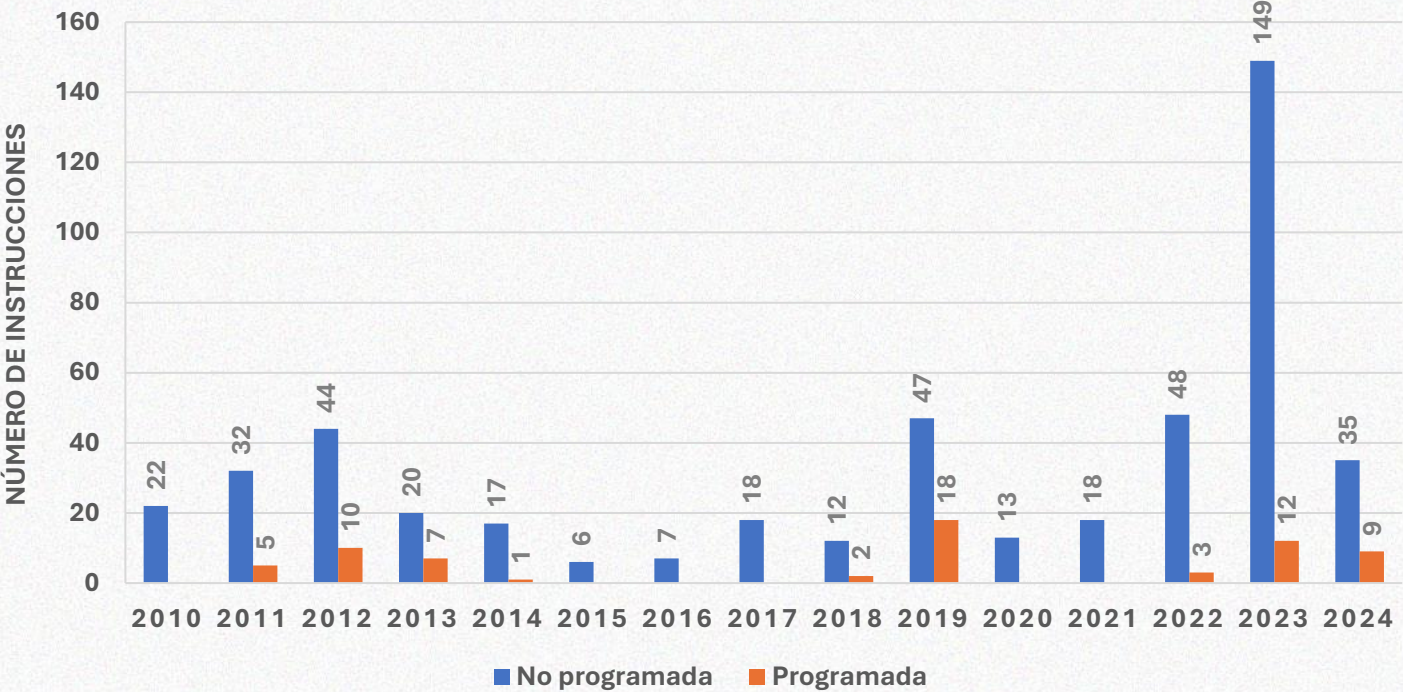


Evolución eventos de DNA por agotamiento

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

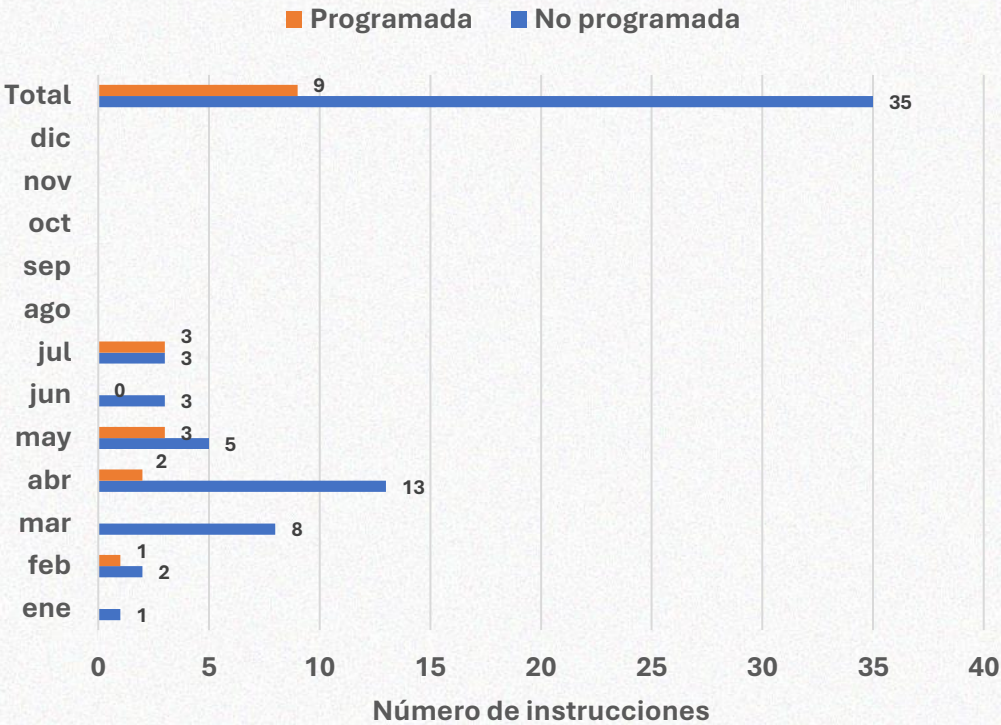


EVOLUCIÓN HISTÓRICA INSTRUCCIONES DE DNA



* Corte a 29 de Julio de 2024 – Información HEROPE

Instrucciones DNA 2024

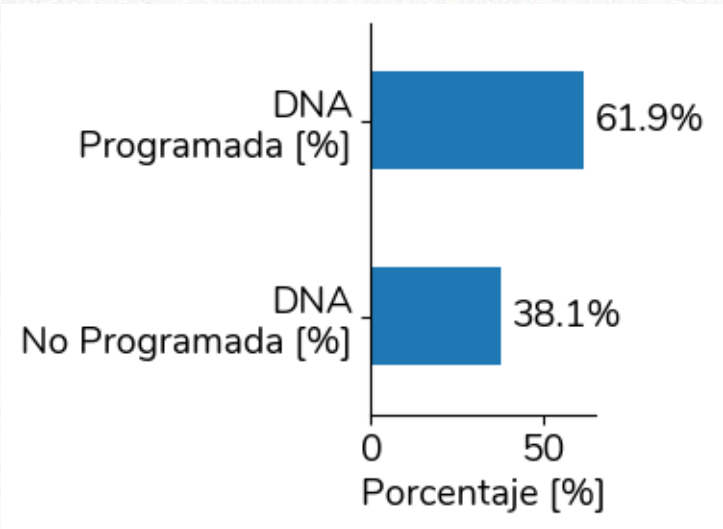


Caribe	7/07/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad asociada a los trabajos de las consignaciones C2015780 y C2020933 de los activos BL1 CHINU A BOSTON 110 kV y BOSTON - CHINU 1 110 kV, respectivamente.
Caribe	7/07/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad asociada a los trabajos de la consignación C2015477 del activo CHINU 2 150 MVA 500/110/34.5 kV.
Caribe	7/07/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad asociada a los trabajos de la consignación C2020811 del activo BT TERNERA 3 45 MVA 66 kV.

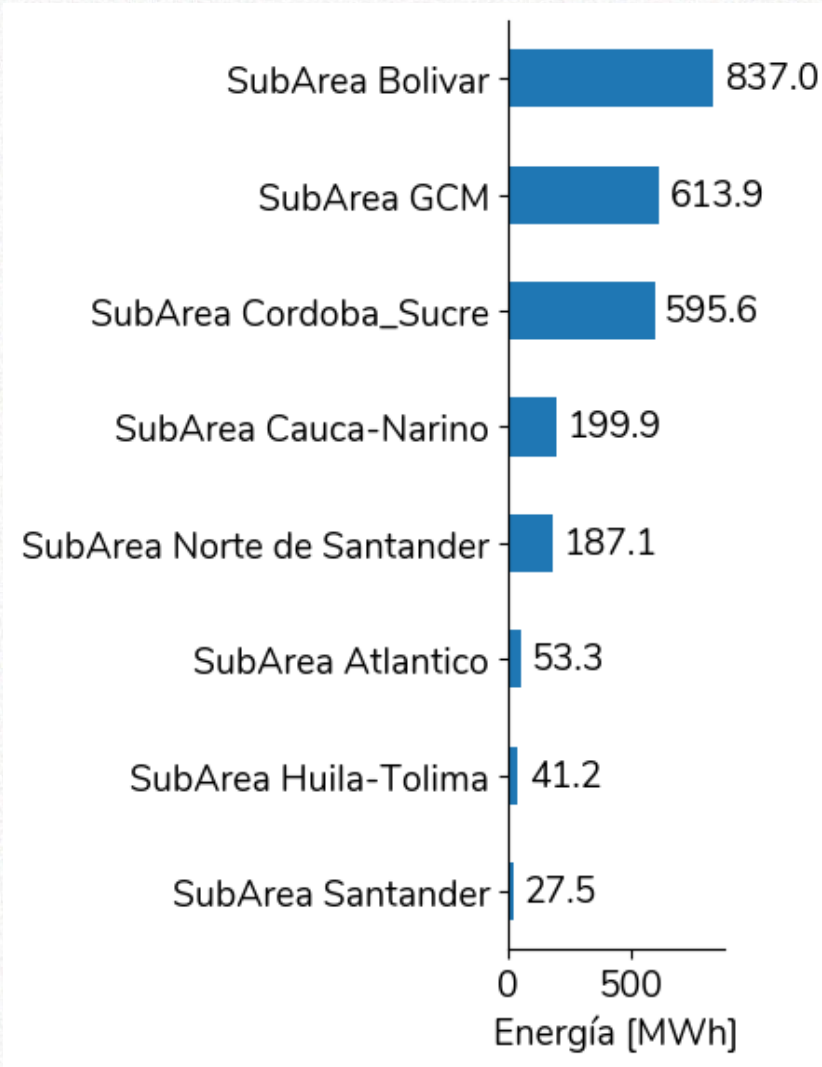
Caribe	23/07/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea GCM.
Caribe	23/07/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	29/07/2024	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad en la subestación VILLA ESTRELLA 66 kV.

Resumen – Demanda no atendida

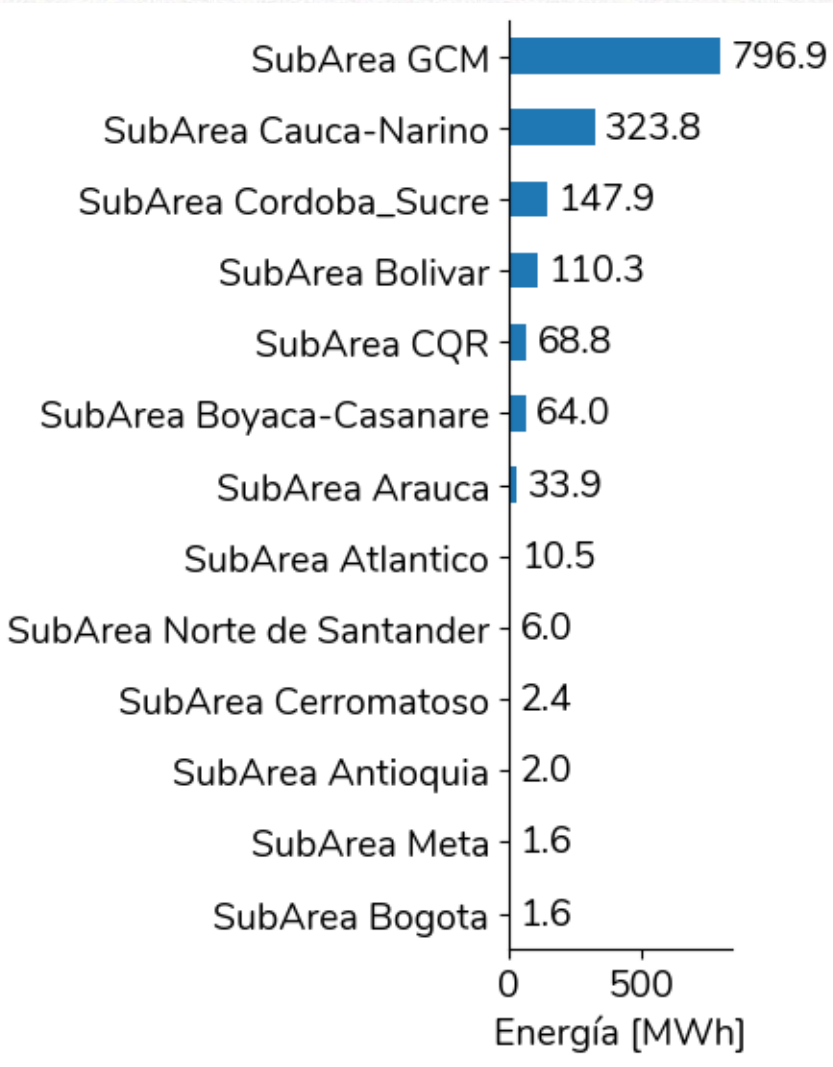
% DNA



DNA Programada



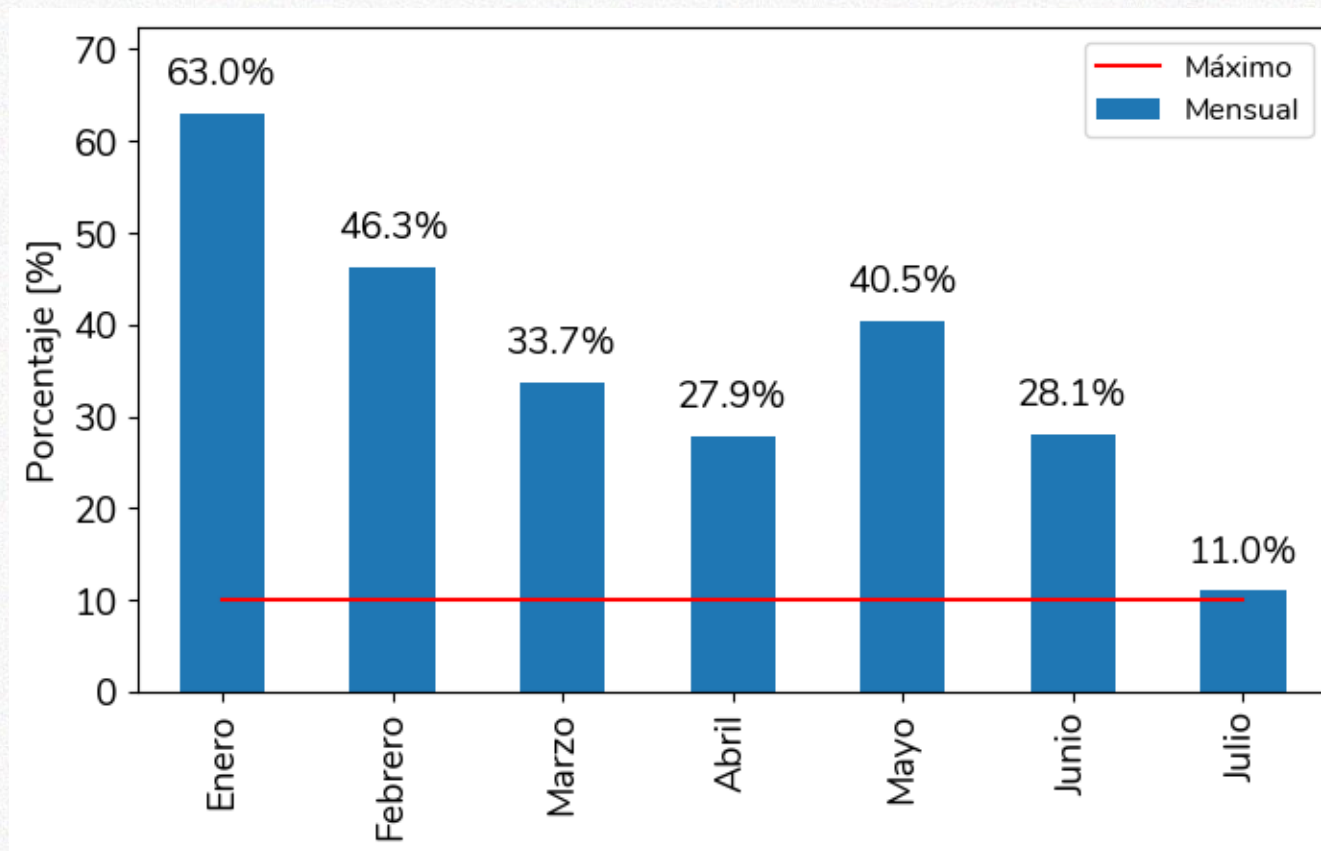
DNA No Programada



El total de demanda no atendida en julio fue 4.13 GWh

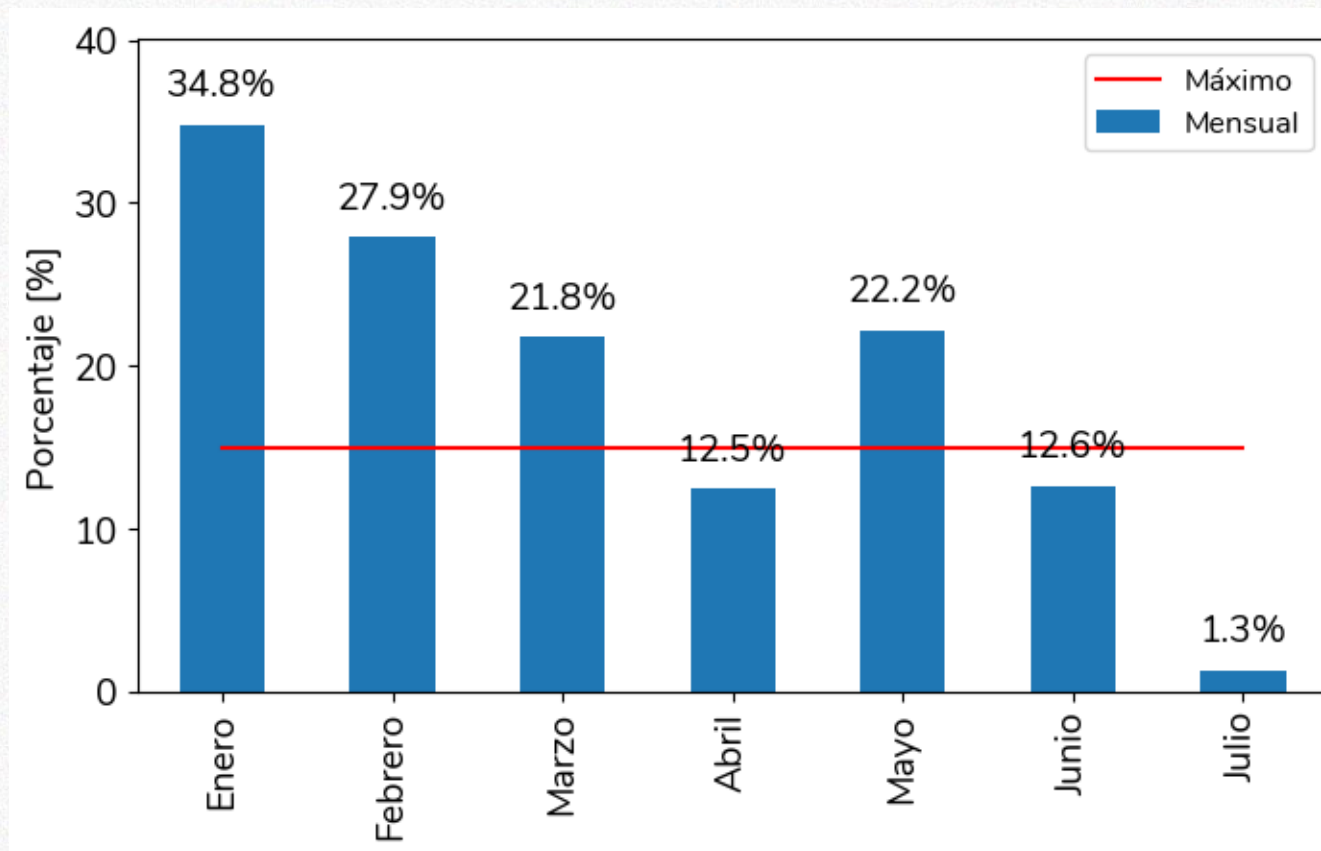
Desviación Plantas Menores

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



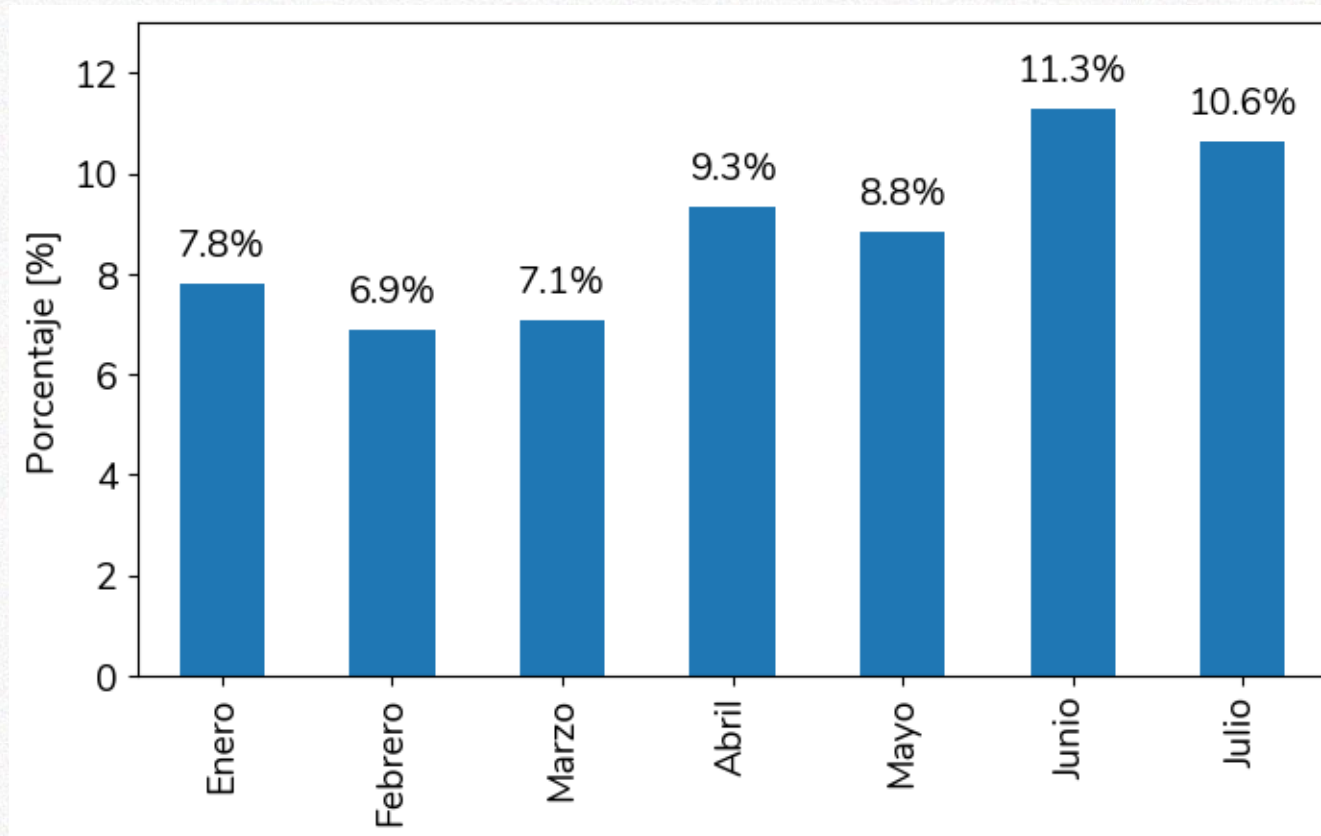
Desviación Plantas Menores

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



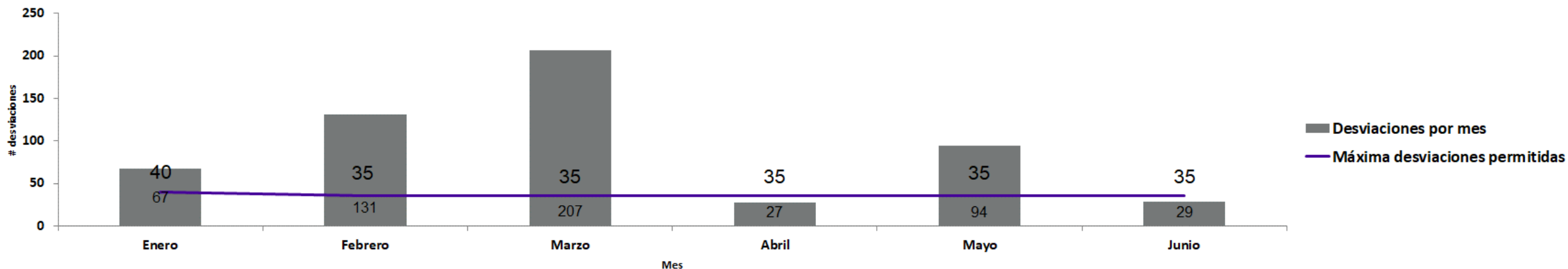
Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

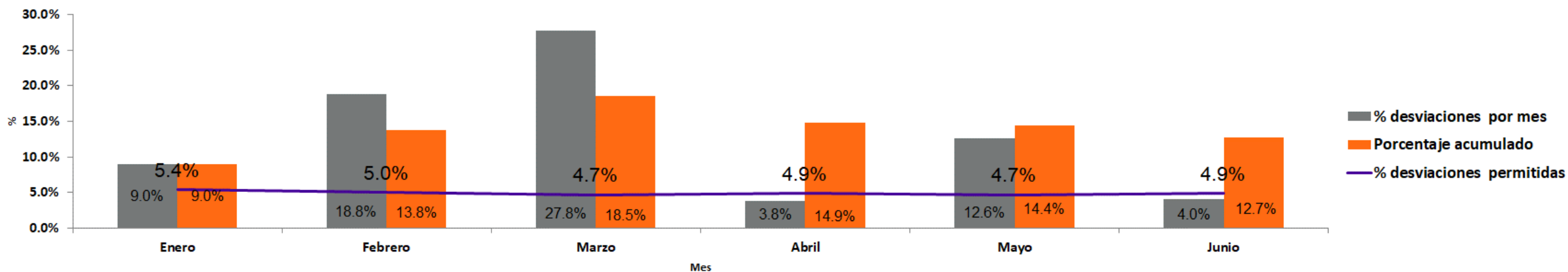


Indicador calidad del pronóstico

Número de desviaciones mayores al 5%



Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



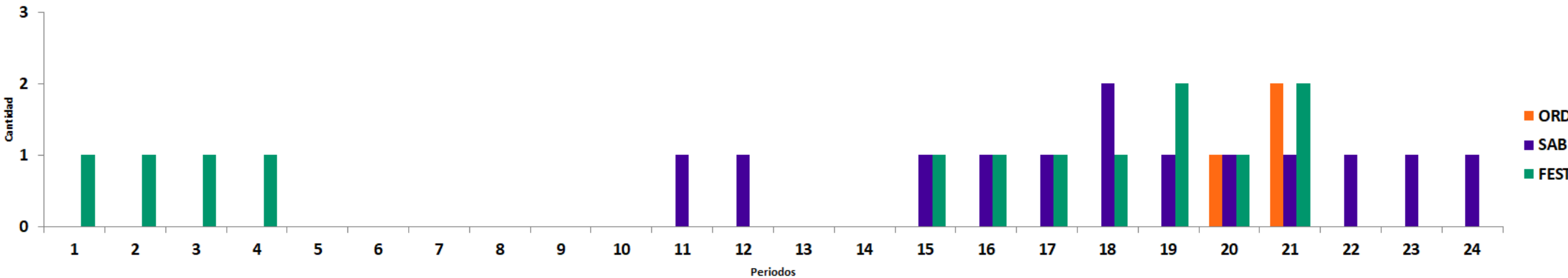
*Información actualizada el 30 de julio de 2024

*Información hasta el 30 de junio de 2024

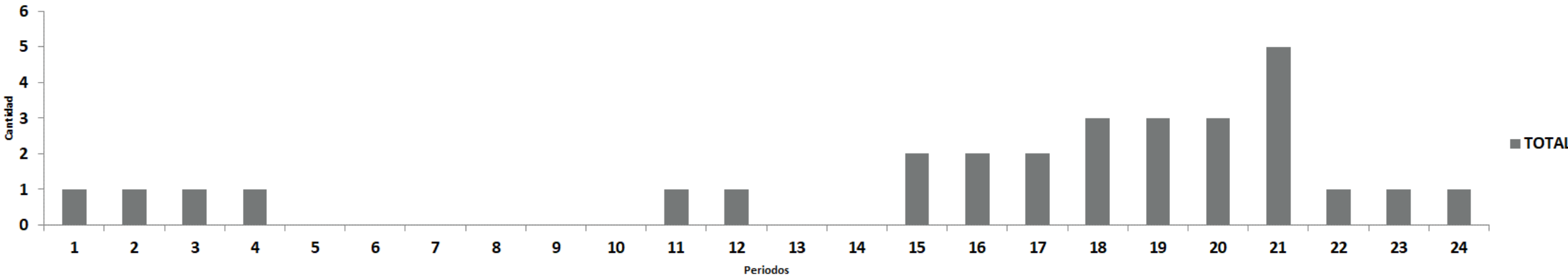
Indicador calidad del pronóstico



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



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información actualizada el 30 de julio de 2024

*Información hasta el 30 de junio de 2024

Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo

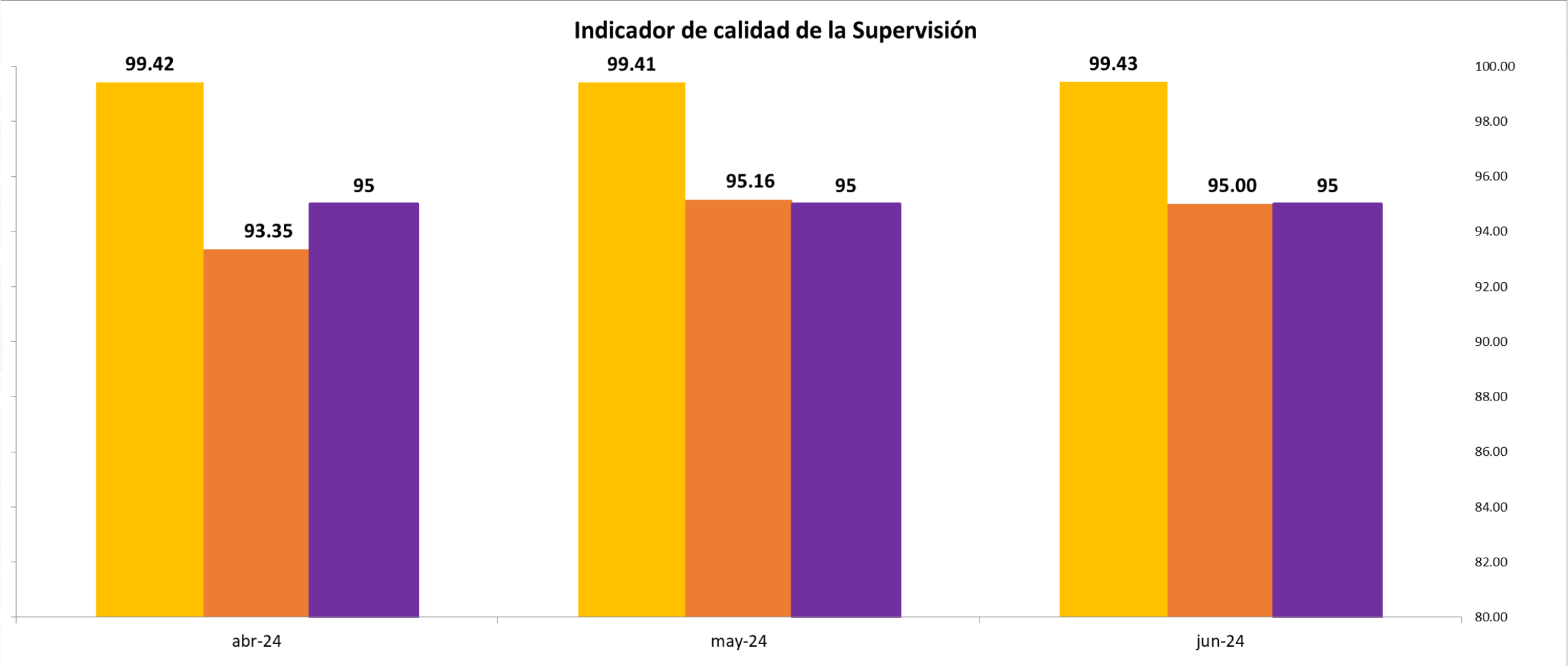
MC	# Dias	Máxima desviaciones permitidas	% desviaciones permitidas	% desviaciones Abril	% desviaciones Mayo	% desviaciones Junio	Desviaciones Junio	# Dias acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Centro	30	60	8.3%	0.8%	0.9%	0.3%	2	182	60	1.4%
MC-Rubiales	30	60	8.3%	21.7%	11.6%	1.4%	10	182	874	20.0%
MC-Nariño	30	60	8.3%	9.3%	10.9%	6.3%	45	182	434	9.9%
MC-Pereira	30	60	8.3%	36.0%	17.7%	14.4%	104	182	961	22.0%
MC-Antioquia	30	60	8.3%	29.0%	16.0%	14.9%	107	182	948	21.7%
MC-Meta	30	60	8.3%	41.4%	34.4%	16.3%	117	182	1228	28.1%
MC-Caldas	30	60	8.3%	17.4%	14.1%	17.1%	123	182	729	16.7%
MC-Quindio	30	60	8.3%	23.2%	14.4%	19.3%	139	182	915	20.9%
MC-NorSantander	30	60	8.3%	35.4%	16.4%	20.8%	150	182	1033	23.6%
MC-Cali	30	60	8.3%	38.9%	20.4%	23.8%	171	182	1282	29.3%
MC-Oxy	30	60	8.3%	5.6%	10.1%	24.7%	178	182	542	12.4%
MC-Santander	30	60	8.3%	35.0%	30.6%	26.3%	189	182	1417	32.4%
MC-Bolivar	30	60	8.3%	22.4%	46.0%	26.4%	190	182	1685	38.6%
MC-CirInfanta	30	60	8.3%	59.4%	38.2%	27.6%	199	182	1686	38.6%
MC-Casanare	30	60	8.3%	47.4%	44.4%	27.9%	201	182	1681	38.5%
MC-Caqueta	30	60	8.3%	39.3%	46.0%	28.9%	208	182	1667	38.2%
MC-Boyaca	30	60	8.3%	47.1%	28.5%	30.7%	221	182	1844	42.2%
MC-Celsia	30	60	8.3%	62.9%	37.6%	34.7%	250	182	1862	42.6%
MC-Putumayo	30	60	8.3%	34.4%	59.7%	37.1%	267	182	1883	43.1%
MC-Choco	30	60	8.3%	41.7%	27.2%	37.8%	272	182	1633	37.4%
MC-SanFernando	30	60	8.3%	55.7%	40.7%	38.2%	275	182	2196	50.3%
MC-Planeta	30	60	8.3%	46.4%	52.4%	38.9%	280	182	1696	38.8%
MC-Tulua	30	60	8.3%	41.1%	34.1%	39.2%	282	182	1690	38.7%
MC-Atlantico	30	60	8.3%	20.3%	48.0%	40.0%	288	182	1696	38.8%
MC-Cartago	30	60	8.3%	53.6%	42.9%	40.8%	294	182	2192	50.2%
MC-Huila	30	60	8.3%	45.0%	31.5%	41.5%	299	182	2081	47.6%
MC-CordobaSucre	30	60	8.3%	43.1%	50.1%	42.5%	306	182	1767	40.5%
MC-Tolima	30	60	8.3%	44.9%	40.6%	43.8%	315	182	1675	38.3%
MC-Guaviare	30	60	8.3%	57.2%	53.4%	43.9%	316	182	2215	50.7%
MC-Arauca	30	60	8.3%	56.0%	59.7%	44.0%	317	182	1981	45.4%
MC-Cesar	30	60	8.3%	53.8%	64.8%	44.0%	317	182	2540	58.2%
MC-GM	30	60	8.3%	48.5%	62.4%	45.6%	328	182	2263	51.8%
MC-Cerromatoso	30	60	8.3%	47.6%	43.1%	50.0%	360	182	2213	50.7%
MC-BajoPutumayo	30	60	8.3%	56.7%	57.4%	50.1%	361	182	2422	55.4%
MC-Cauca	30	60	8.3%	46.5%	31.6%	60.3%	434	182	1571	36.0%
MC-MagdalenaEcop	30	60	8.3%	0.0%	0.0%	65.8%	474	182	474	10.9%
MC-Intercor	30	60	8.3%	82.8%	85.3%	80.8%	582	182	3591	82.2%
MC-Ternium	30	60	8.3%	90.0%	80.2%	84.2%	606	182	2937	67.2%
MC-Emec	30	60	8.3%	78.9%	82.1%	84.4%	608	182	3535	80.9%
MC-TubosCaribe	30	60	8.3%	81.9%	84.0%	86.3%	621	182	3726	85.3%
MC-DrummondLoma	30	60	8.3%	85.6%	90.1%	88.5%	637	182	3593	82.3%
MC-Drummond	30	60	8.3%	71.3%	81.3%	91.4%	658	182	3432	78.6%

*Información actualizada el 30 de julio de 2024

Indicador de calidad de la supervisión



■ %Supervisión ■ %Confiabilidad ■ %Indicador CND



*Información correspondiente al indicador del mes de junio de 2024

Estados de emergencia y alerta en el SIN

Definiciones de los estados de alerta y emergencia

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.

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

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

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

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

- Valledupar 1 y 12 220/34,5/13,8 kV / demanda en Valledupar 34.5 y 13.8 kV y Guatapurí 34.5 kV.
- Tolviejo – Sierra Flor, Boston - Sierra Flor, Chinú – Coveñas, Coveñas–Tolviejo 110 kV / Baja tensión en nodos de Córdoba – Sucre y Bolívar.

Red de DISPAC - Chocó:

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

Condición de emergencia nodos en configuración radial del área Caribe

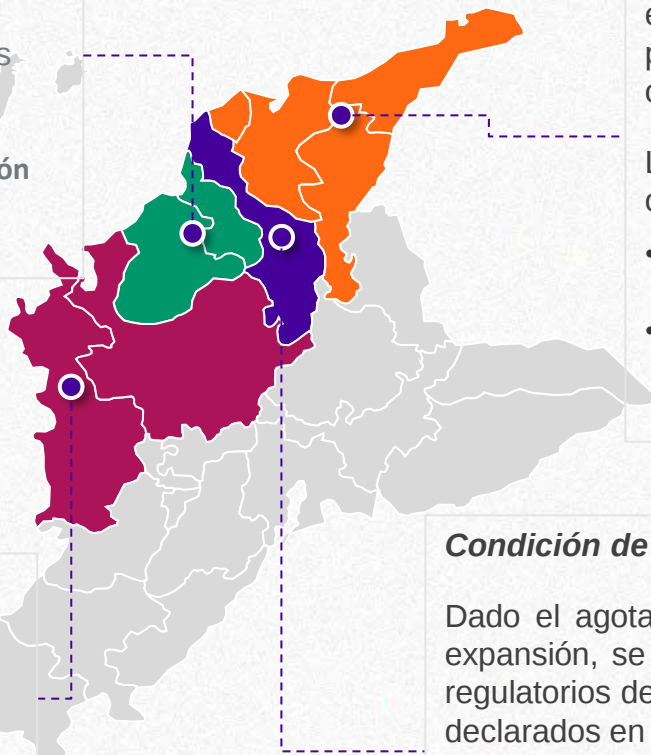
Dado el agotamiento de red, el crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión, se ha identificado dificultad para cumplir en condición de red completa los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico, por lo que desde junio de 2023 fueron declarados en condición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

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

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

Córdoba Sucre: Mompox 110 kV.

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



Entrada Sistema Integrado de Operación

Sistema Integrado de Operación SIO

¿Qué es el sistema integrado de operación SIO?

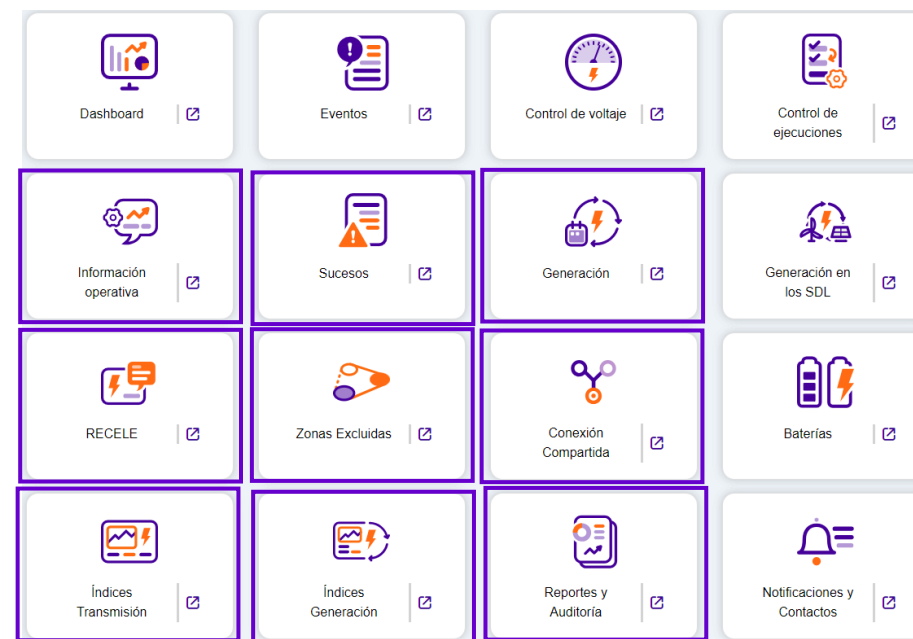
Es un sistema integrado de información, que soporta las actividades de registro y gestión de consignaciones, coordinación de la operación y registro/validación de información operativa.

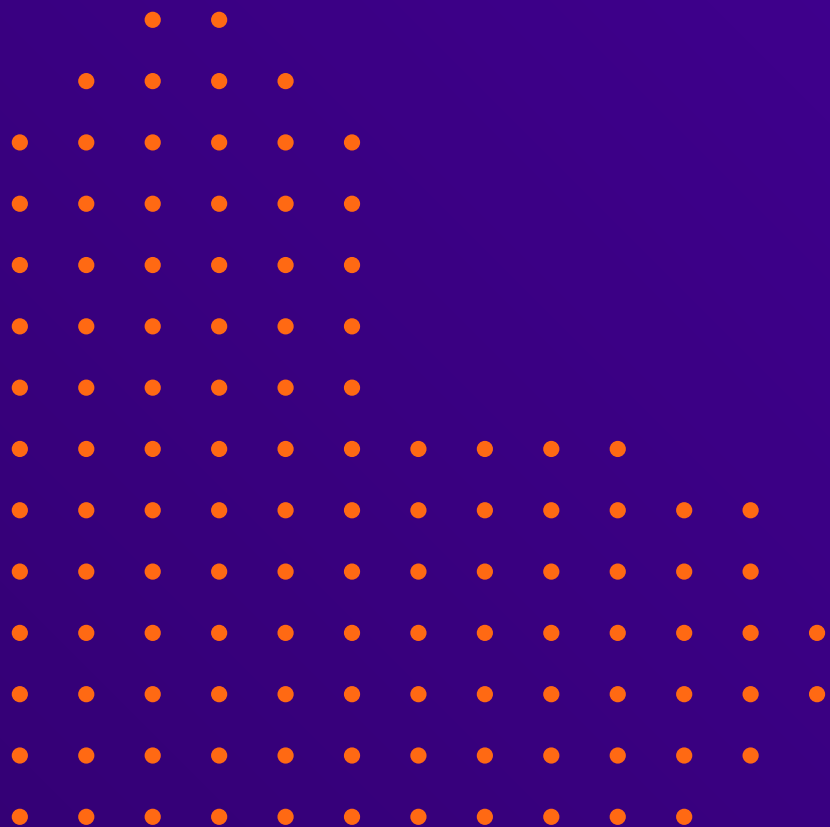
Fechas de capacitaciones previas:

- Julio 2023
- Marzo 2024
- Julio 2024

Entrada a
producción
Agosto –
Septiembre
2024

Módulos que entran a producción





Gracias



Sumamos energía,
sumamos pasión