

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-012

Julio 4 de 2024



Sumamos energía,
sumamos pasión



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 – 012
Jueves 04 de Julio de 2024**

AGENDA

1- SEGUIMIENTO A VARIABLES

2- EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

3- SITUACIONES OPERATIVAS

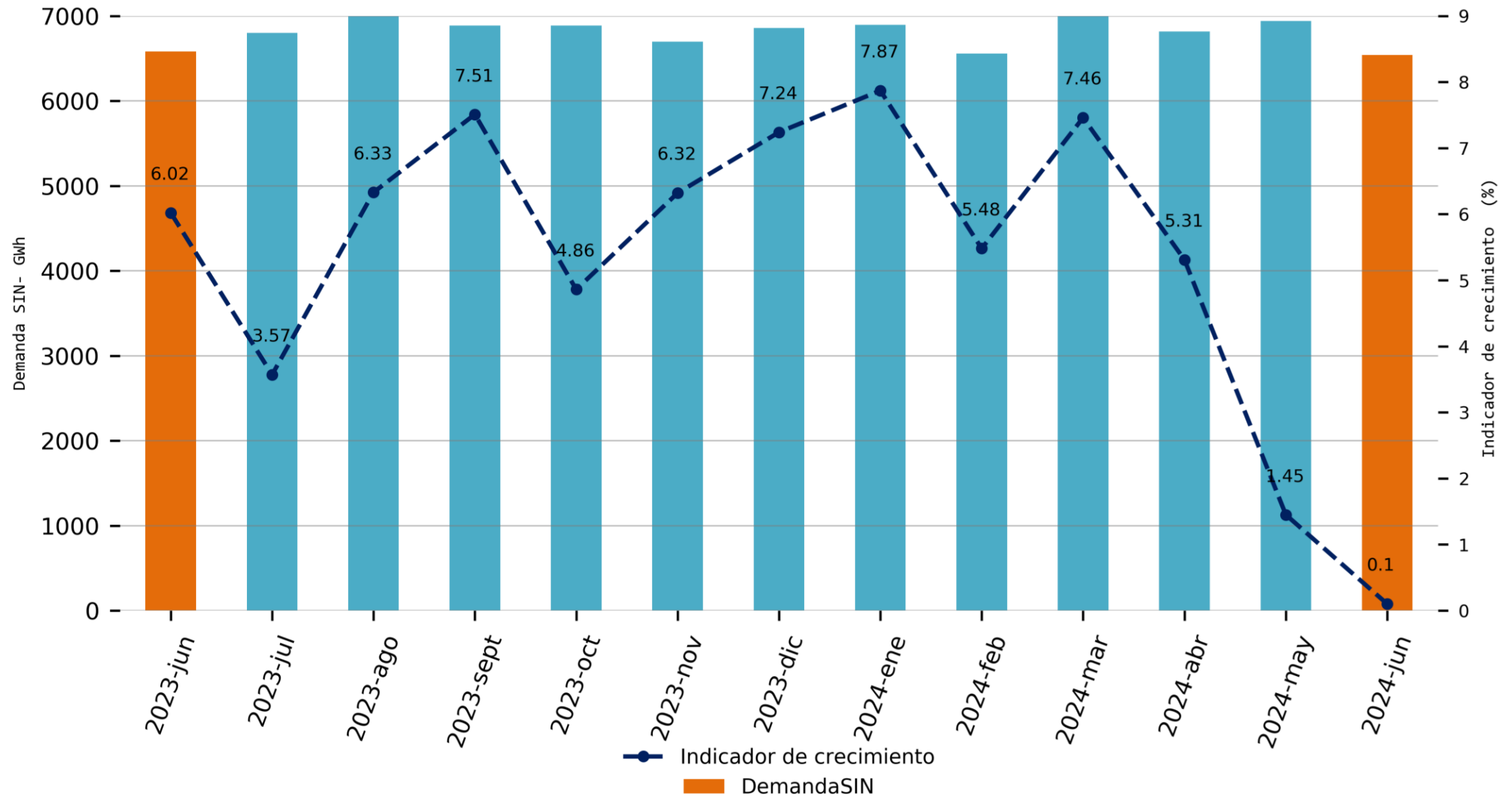
4- INDICADORES DE OPERACIÓN

1 – SEGUIMIENTO A VARIABLES

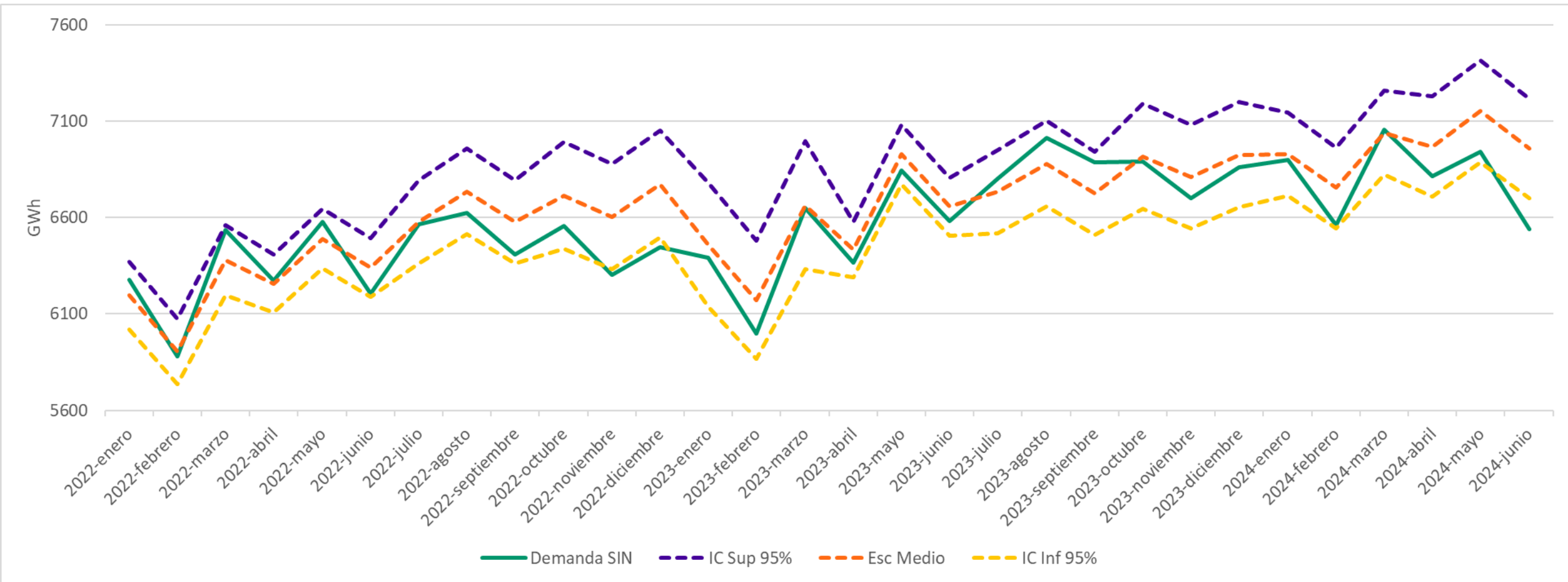


**¿Cómo ha venido
evolucionando la demanda
de energía?**

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



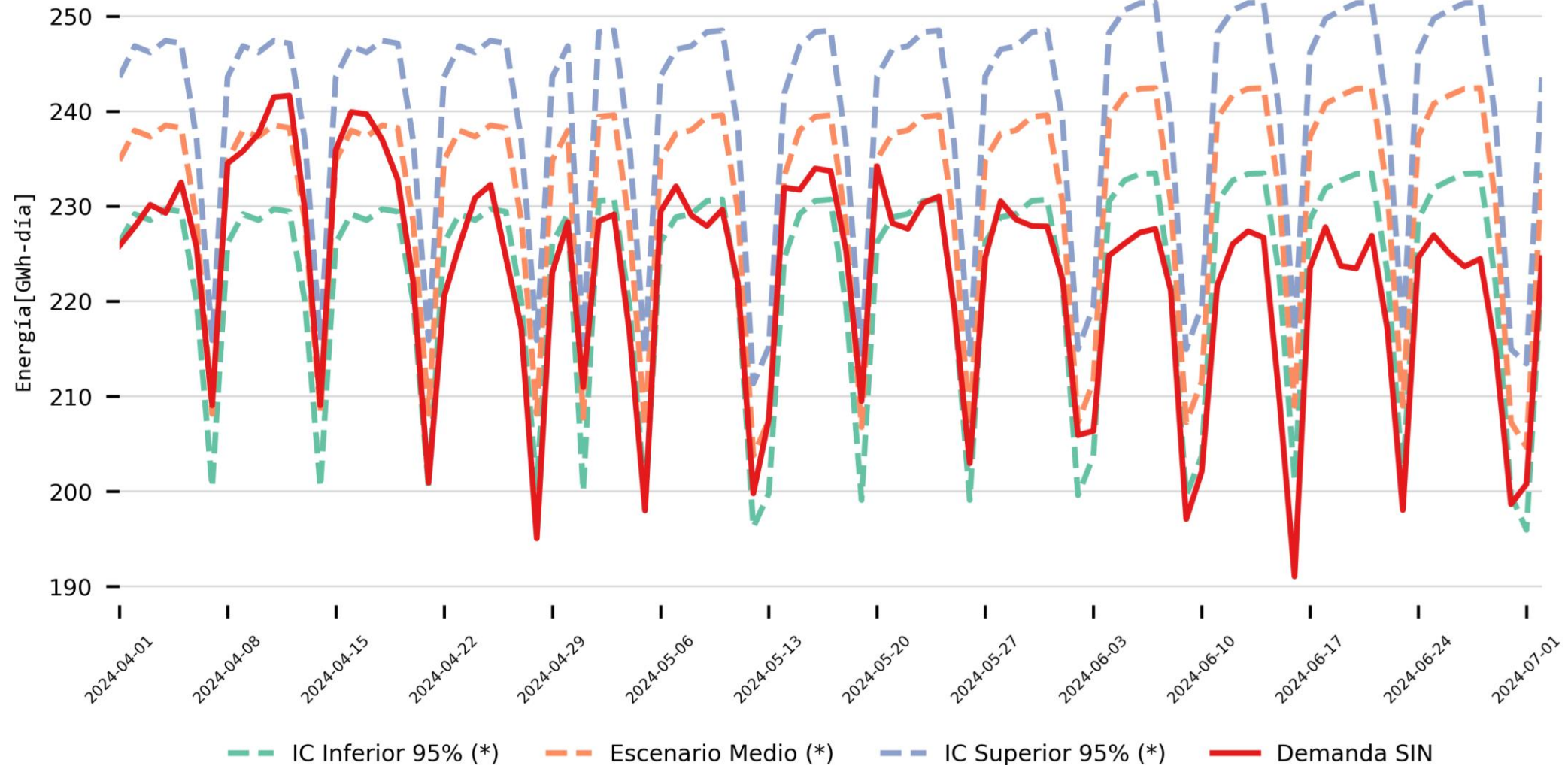
Seguimiento Mensual Demanda



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

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

Seguimiento Diario Demanda



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

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

Información hasta el 2024-07-02

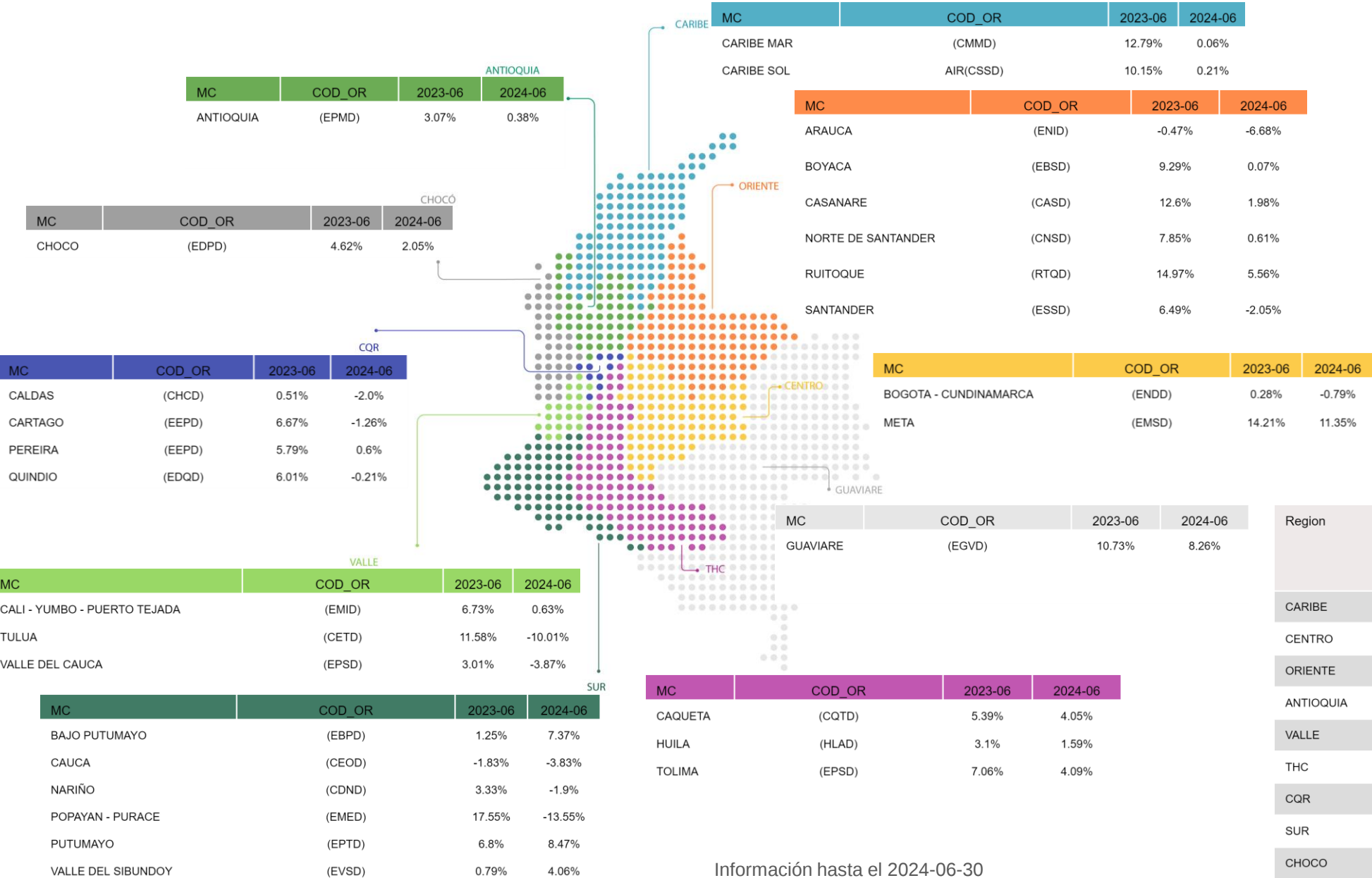
Información actualizada el 2024-07-04

Demanda comercial de energía del SIN - junio 2024



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

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



Region	Demanda Comercial [GWh] 2023-06	Demanda Comercial [GWh] 2024-06	Variación 2023-06	Variación 2024-06
CARIBE	1860.84	1855.99	11.53%	0.13%
CENTRO	1539.41	1539.39	1.98%	0.88%
ORIENTE	928.09	913.57	7.23%	-1.06%
ANTIOQUIA	889.91	885.01	3.07%	0.38%
VALLE	593.48	577.85	5.47%	-1.47%
THC	261.93	268.58	5.25%	3.08%
CQR	267.59	262.93	2.95%	-1.07%
SUR	177.05	172.32	0.84%	-2.01%
CHOCO	22.4	22.81	4.62%	2.05%
GUAVIARE	6.29	6.76	10.73%	8.26%

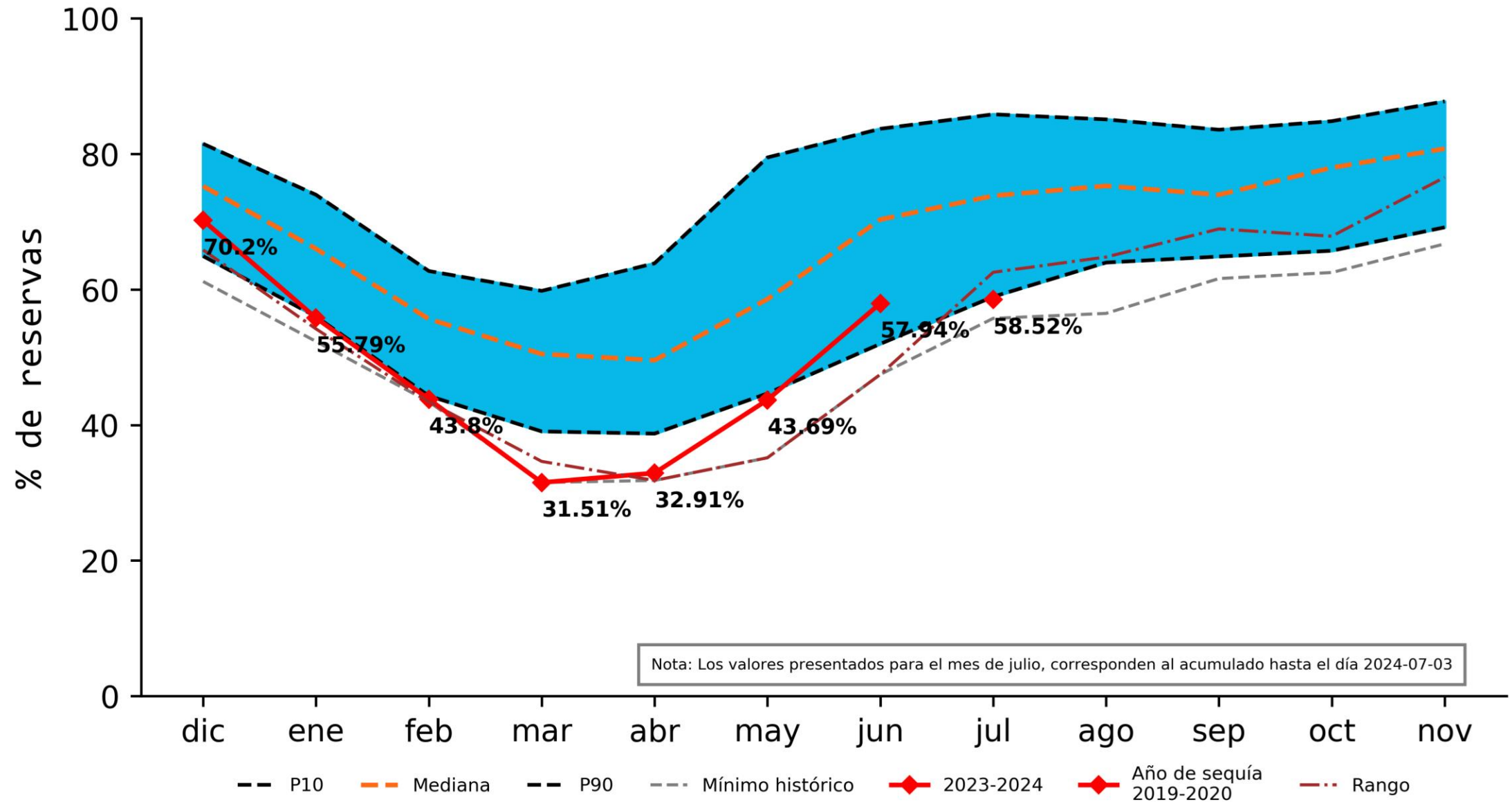
Información hasta el 2024-06-30

Información actualizada el 2024-07-04

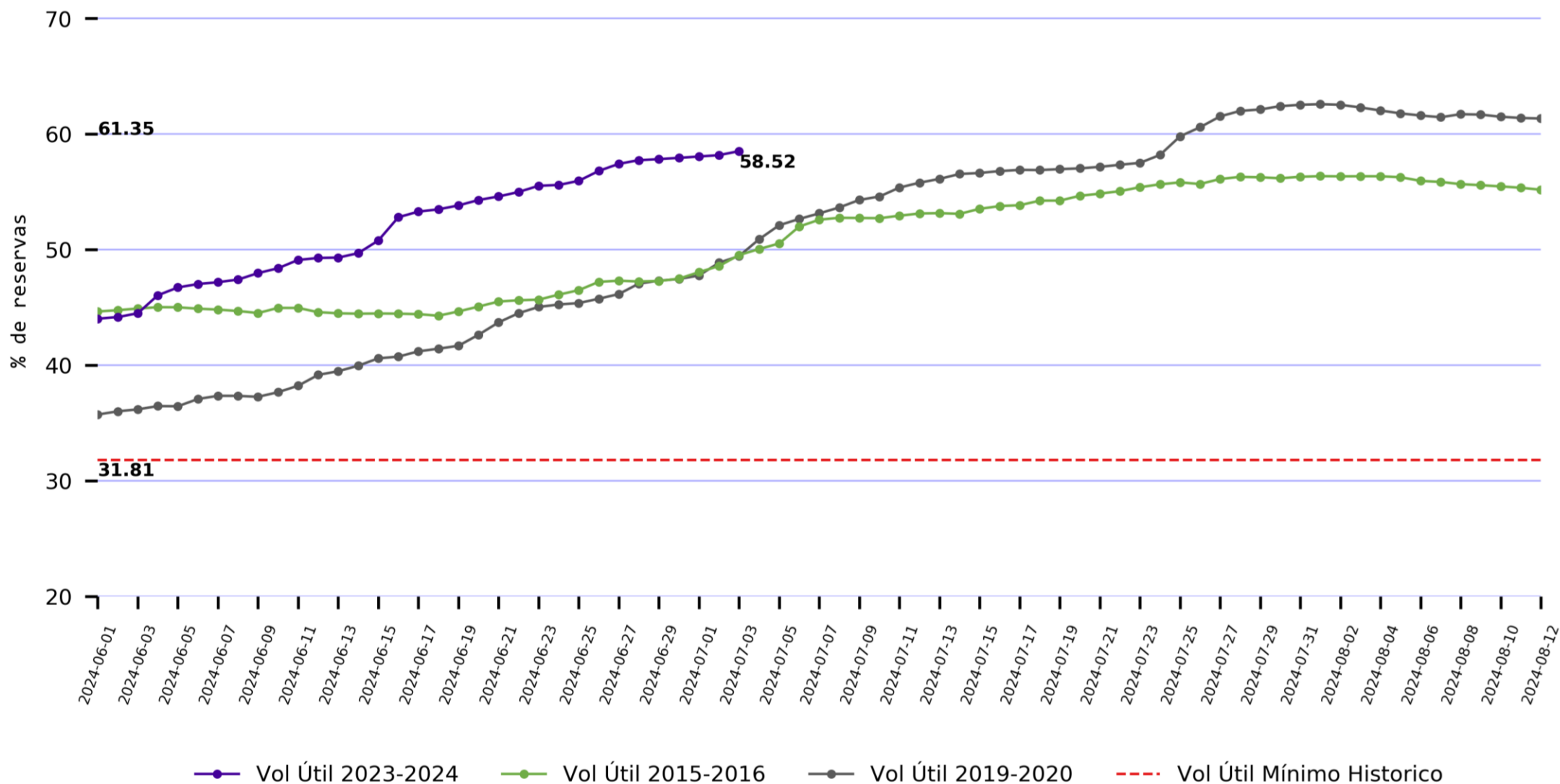
¿Cómo está la situación energética?



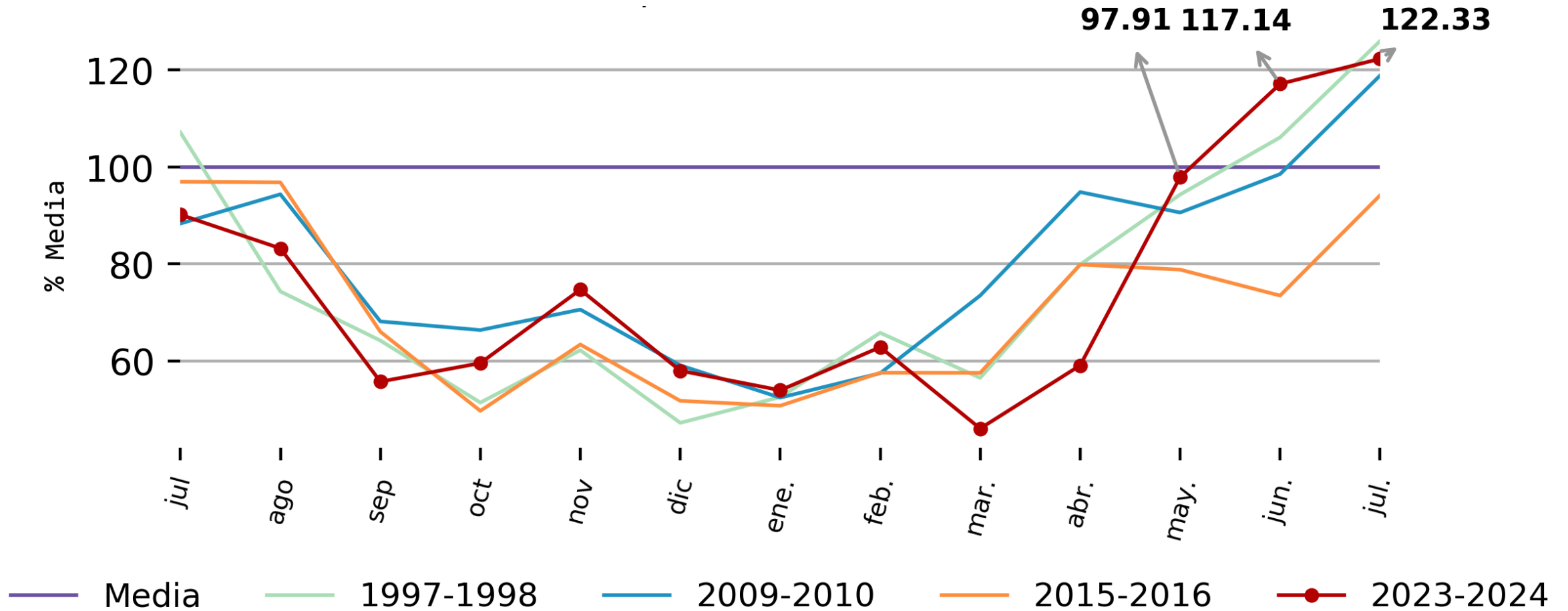
Reservas hídricas



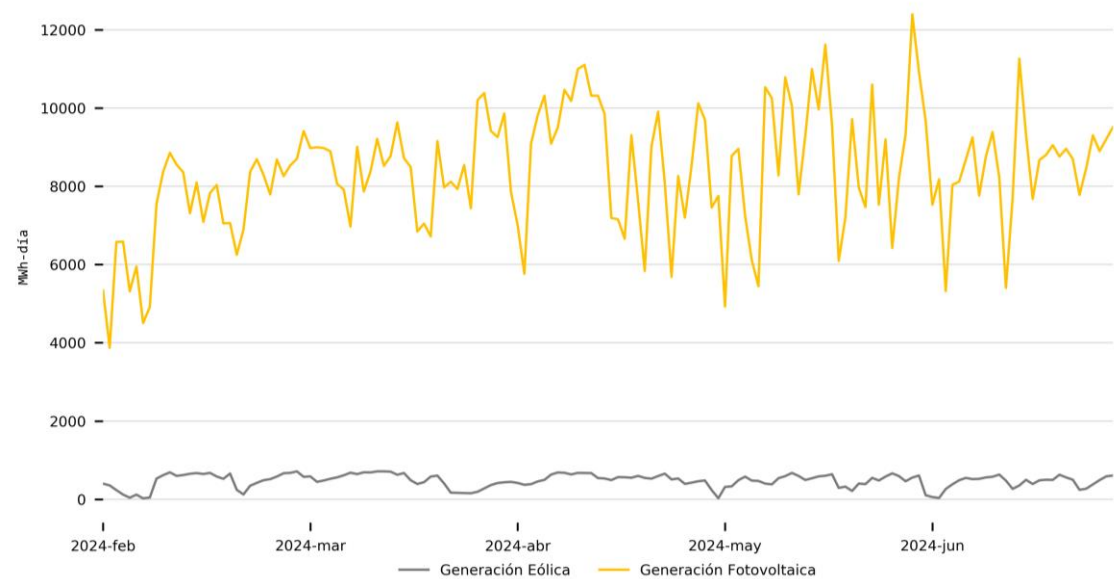
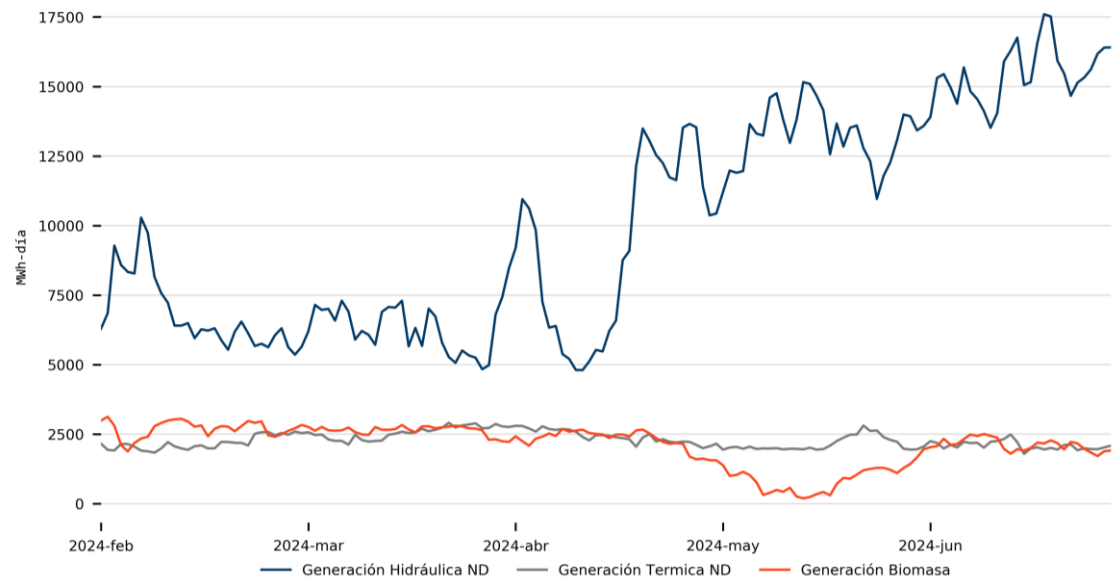
Reservas hídricas diarias



Aportes hídricos



Generación plantas menores y FERNC

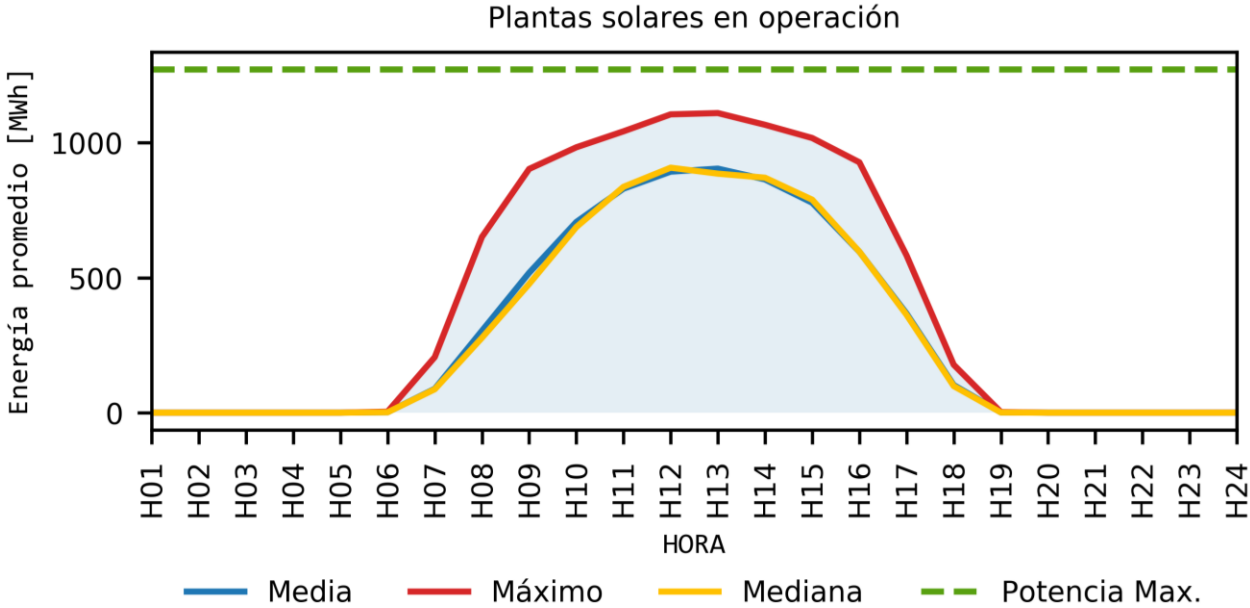


Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
feb-24	6.90	2.15	2.69	11.74
mar-24	6.18	2.55	2.67	11.40
abr-24	9.03	2.47	2.37	13.87
may-24	12.96	2.15	0.88	15.99
jun-24	15.24	2.08	2.09	19.41
jul-24	16.41	2.09	1.92	20.41

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	9.5	0.6	10.1

A la fecha se tienen 1273.03 MW de Plantas solares en operación comercial y 598.67 MW en etapa de pruebas y 32 MW de plantas eólicas en pruebas.

Curva Generación Solar - Plantas en Operación



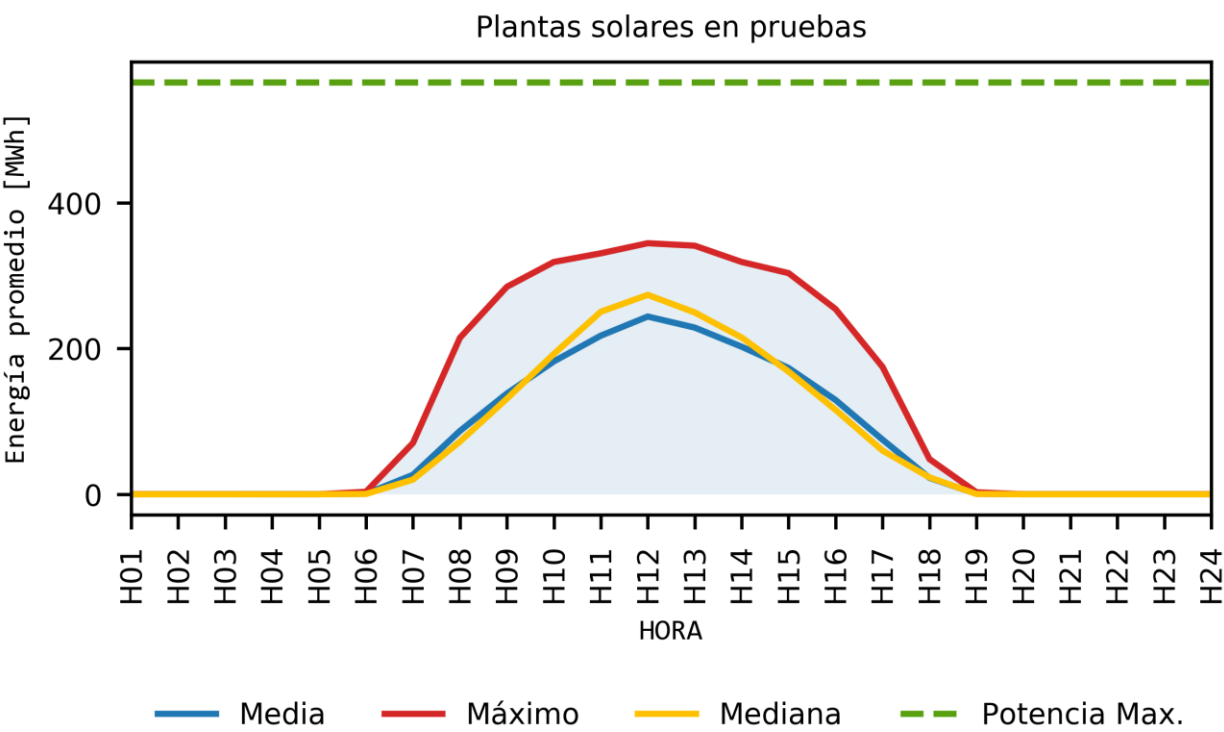
Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de junio de 2024 hasta el 30 de junio de 2024. Adicionalmente, al 30 de junio de 2024 se cuentan con 29 plantas solares en operación con CEN menor a 5 MW.

Información actualizada el 2024-07-04

Información hasta el 2024-06-30

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh día]	Factor de planta [%]
LATAM SOLAR LA LOMA	150	911.96	25.3%
PARQUE SOLAR LA UNION	100	616.83	25.7%
FUNDACION	90	579.06	26.8%
PARQUE SOLAR TEPUY	83	524.64	26.3%
PORTON DEL SOL	102	513.9	21.0%
LA MATA	80	441.83	23.0%
EL PASO	68	430.04	26.4%
CELSIA SOLAR DULIMA	21.9	130.23	24.8%
GRANJA SOLAR FLANDES	21.9	123.76	23.5%
LA SIERPE	19.9	123.27	25.8%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	21.9	119.41	22.7%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	118.43	24.8%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	21.9	118.23	22.5%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	112.72	23.6%
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	112.69	23.6%
LA TOLUA	19.9	110.56	23.1%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	110.04	23.0%
SINCE	18.5	108.54	24.4%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	107.3	25.0%
SOLAR PLANETA RICA	19.9	100.41	21.0%
CERRITOS	11.5	68.67	24.9%
HELIOS I	16	64.44	16.8%
CAIMAN CIENAGUERO	9	63.21	29.3%
PETALO DEL MAGDALENA	11.5	59.48	21.5%
PARQUE SOLAR HONDA I	9.9	59.19	24.9%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9.1	58.56	26.8%
SOLAR ALEJANDRIA	9.4	56.09	24.9%
PARQUE SOLAR VERSALLES	9	55.55	25.7%
PARQUE SOLAR LA MENA	9	55.3	25.6%
LOS GIRASOLES	9.5	55.26	24.2%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9.1	54.71	25.1%
PETALO DE CORDOBA II	9.9	53.64	22.6%
LA MEDINA	11.5	53.48	19.4%
LOS CABALLEROS	11.5	53.39	19.3%
TIERRA LINDA	11.4	53.22	19.5%
CELSIA SOLAR YUMA	9.1	52.38	24.0%
PARQUE SOLAR DINAMARCA	9	52.19	24.2%
MONTELIBANO	9.9	50.61	21.3%
GY SOLAR AURORA	9.9	50.15	21.1%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	43.8	18.4%
SOL Y CIELO I	9.9	41.83	17.6%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	33.27	17.2%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	31.8	13.4%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	18.57	15.3%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	13.11	5.5%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	12.06	5.1%
AUTOG BUGA I SOLLA	6.4	10.92	7.1%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	8.89	3.8%
AUTOG EL COPEY	6.6	7.42	4.7%
AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3	7.4	2.26	1.3%
Plantas menores a 5MW	48.71	145.36	
Total	1273.03	6952.66	

Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas

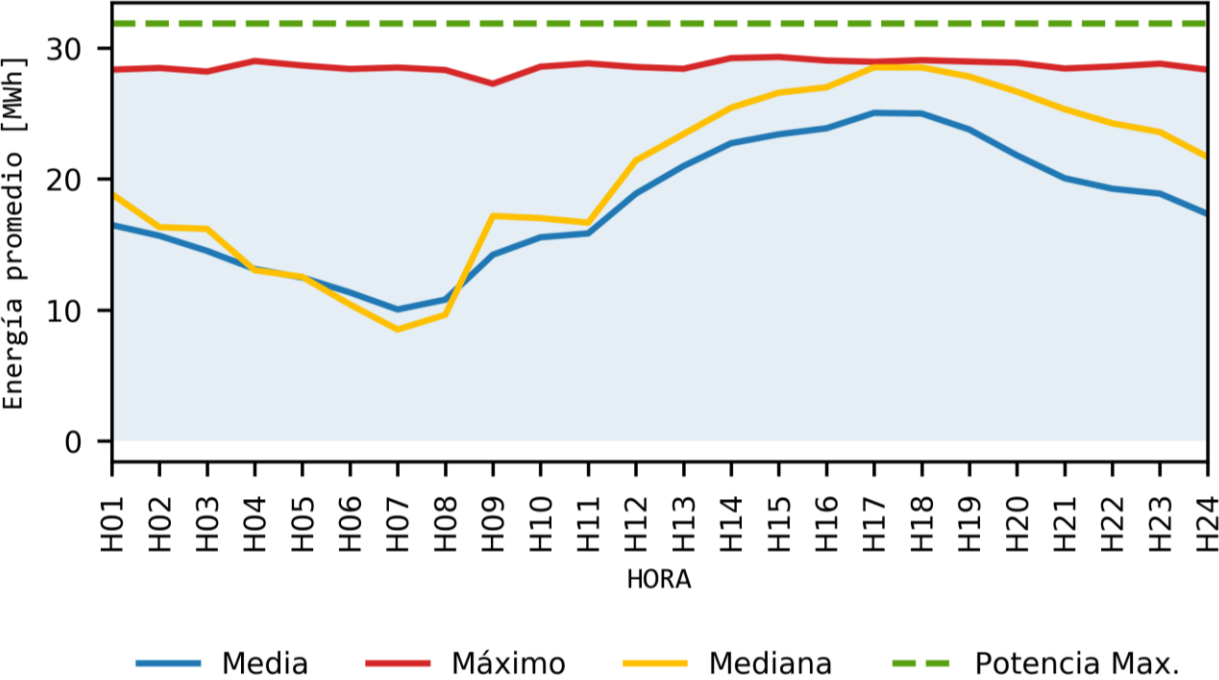


Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
GUAYEPO	370	1053.22
PARQUE SOLAR TEPUY	83	524.64
CARACOLI I	50	237.84
SUNNORTE	35	159.15
BSB 504	19.9	91.6
BSB 503	19.9	90.85
NUMBANA	9.9	50.38
GUAMO	9	42.12
Plantas menores a 5MW	1.97	2.22
Total	598.67	2252.03

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 30 de junio de 2024. Adicionalmente, al 30 de junio de 2024 se cuentan con 2 plantas solares en pruebas con CEN menor a 5 MW.

Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas

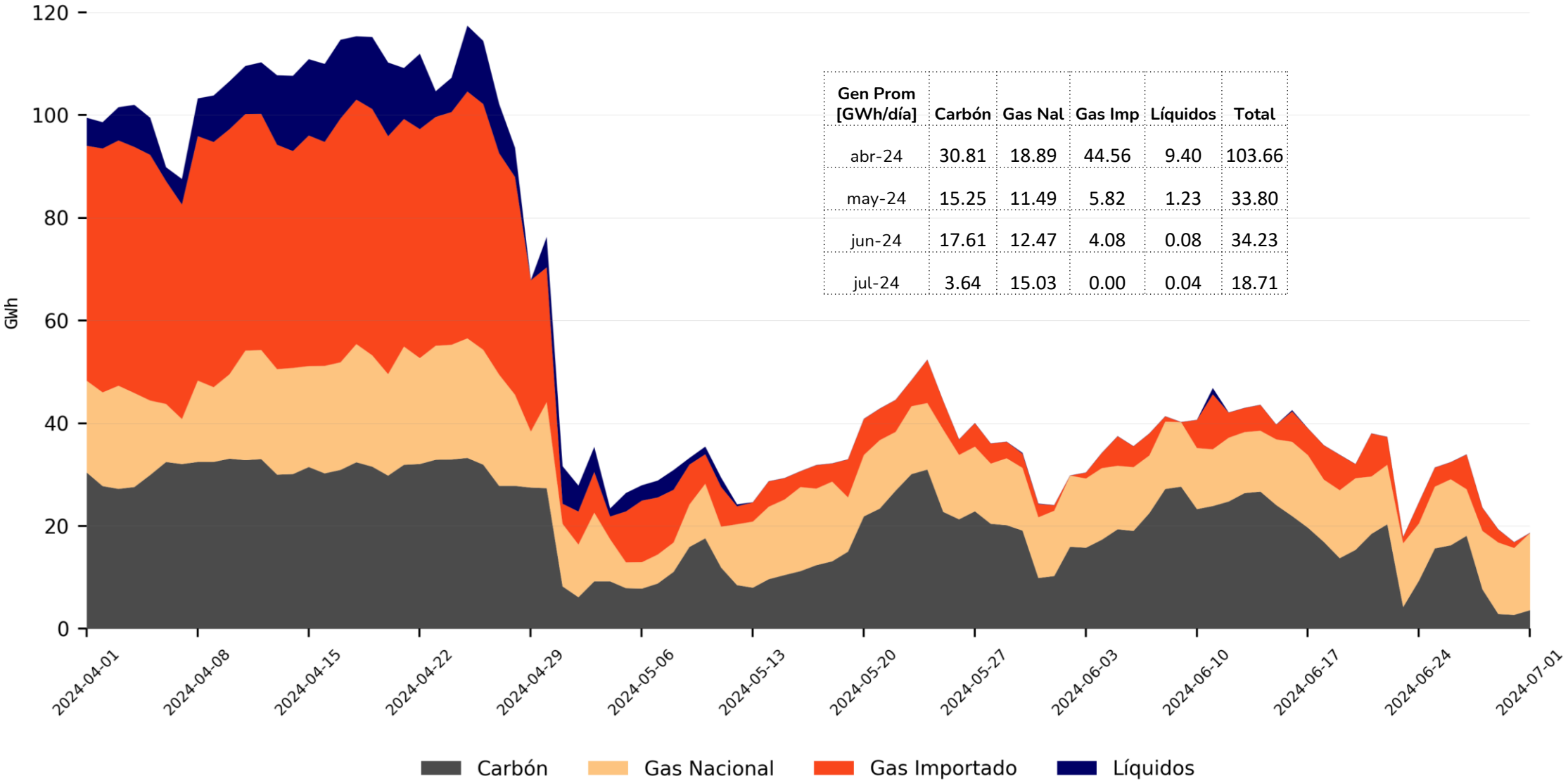
Plantas eólicas en pruebas



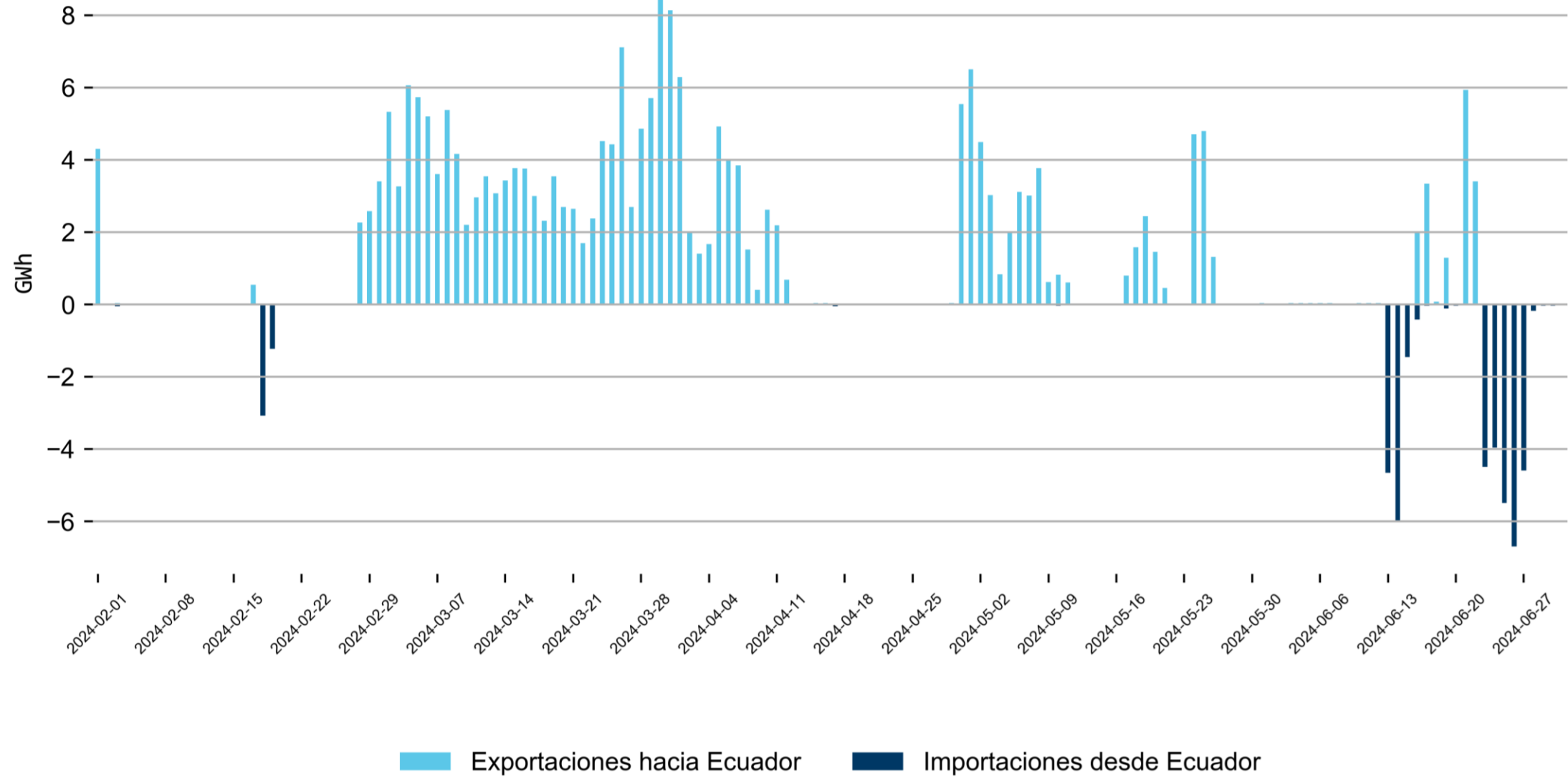
Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	242.48
PARQUE EOLICO WESP01	12	188.56
Total	31.9	431.04

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 30 de junio de 2024.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente

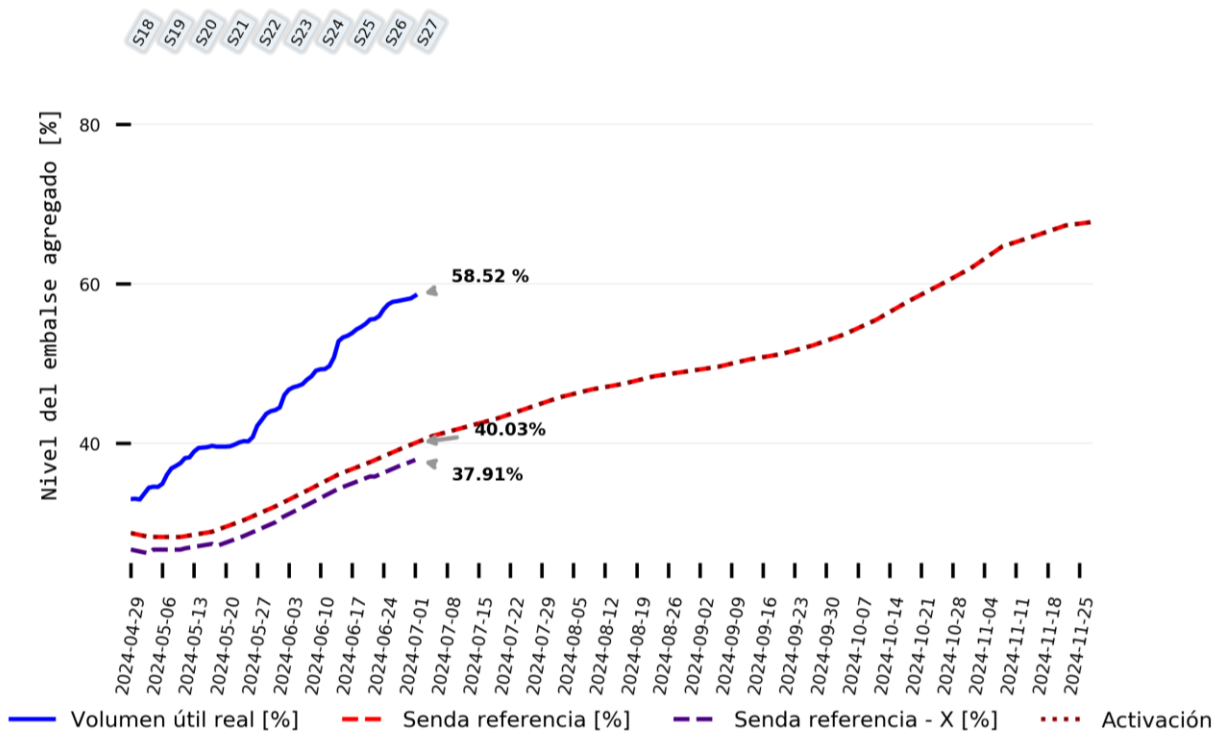


Importaciones y exportaciones de energía



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

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2024-06-15	35.8	50.79	14.99	0.29	1.09
2024-06-16	36.09	52.8	16.71	0.29	2.01
2024-06-17	36.31	53.29	16.98	0.22	0.49
2024-06-18	36.53	53.49	16.96	0.22	0.2
2024-06-19	36.75	53.82	17.07	0.22	0.34
2024-06-20	36.97	54.29	17.32	0.22	0.47
2024-06-21	37.19	54.6	17.41	0.22	0.3
2024-06-22	37.41	54.99	17.58	0.22	0.39
2024-06-23	37.63	55.52	17.89	0.22	0.54
2024-06-24	37.88	55.59	17.72	0.25	0.07
2024-06-25	38.12	55.95	17.83	0.25	0.36
2024-06-26	38.37	56.81	18.44	0.25	0.86
2024-06-27	38.61	57.42	18.81	0.25	0.61
2024-06-28	38.86	57.74	18.88	0.25	0.32
2024-06-29	39.11	57.83	18.72	0.25	0.09
2024-06-30	39.35	57.94	18.59	0.25	0.11
2024-07-01	39.58	58.06	18.48	0.23	0.11
2024-07-02	39.81	58.18	18.37	0.23	0.12
2024-07-03	40.03	58.52	18.49	0.23	0.35

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.

2 – EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS



Datos de entrada y supuestos considerados

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

El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:

<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-largo-plazo.aspx>



Condición Inicial Embalse



Jun 30 57.94%

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo umbral UPME, para junio 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

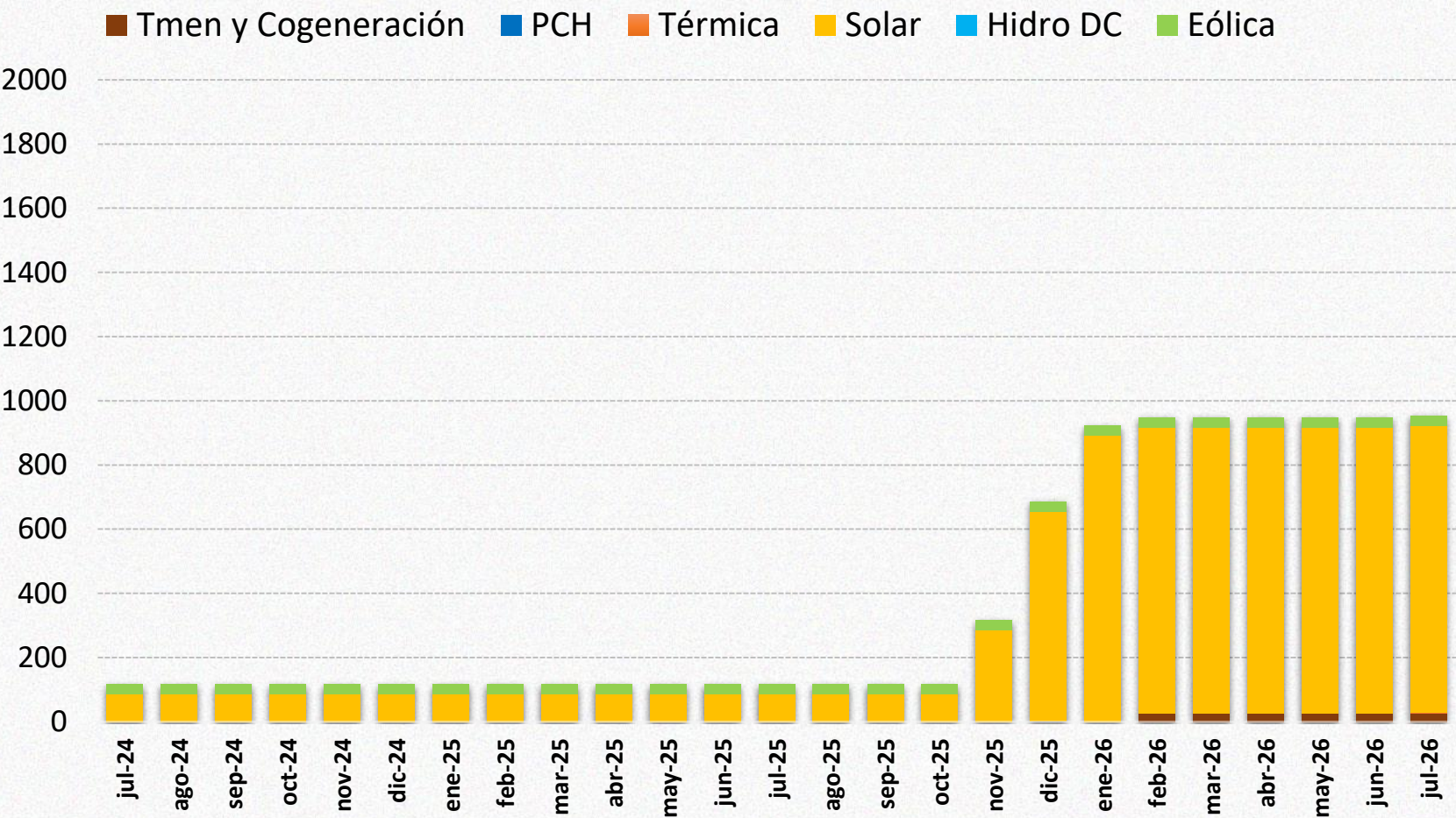
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio de 2023 y 21 de febrero de 2024 respectivamente.

* 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

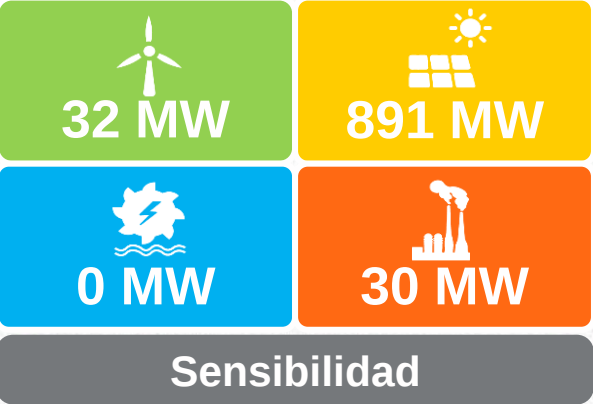


Expansión de la Generación (MW)



Detalle proyectos de generación:

Total:
953 MW



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

*Plantas sin OEF.

- Los proyectos considerados se presentan en la siguiente diapositiva.
- Las plantas solares Latam Solar (150MW) y Fundación (100 MW), se declararon en operación comercial el 24 de junio de 2024
- La planta solar La Mata (80MW) se declaró en operación comercial el 27 de junio de 2024
- 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.

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
Total	31.90		

Termicas			
Proyecto	CEN	Fecha	
T_DonJuanall	5.00	30/06/2025	
T_Villanueva	25.00	1/02/2025	
Total	30.00		

Solar			
Proyecto	CEN	Fecha	En Pruebas
S_Caracoli	50.00	23/10/2024	SI
S_Sunnorte	35.00	30/04/2024	SI
S_AtlanPhoto	199.50	13/10/2024	
S_Guayepo	370.00	30/11/2024	SI
S_Shangrila	160.00	31/12/2024	
S_ParqueUrra	19.90	31/12/2024	
S_Primavera	57.00	31/12/2024	
Total	891.40		

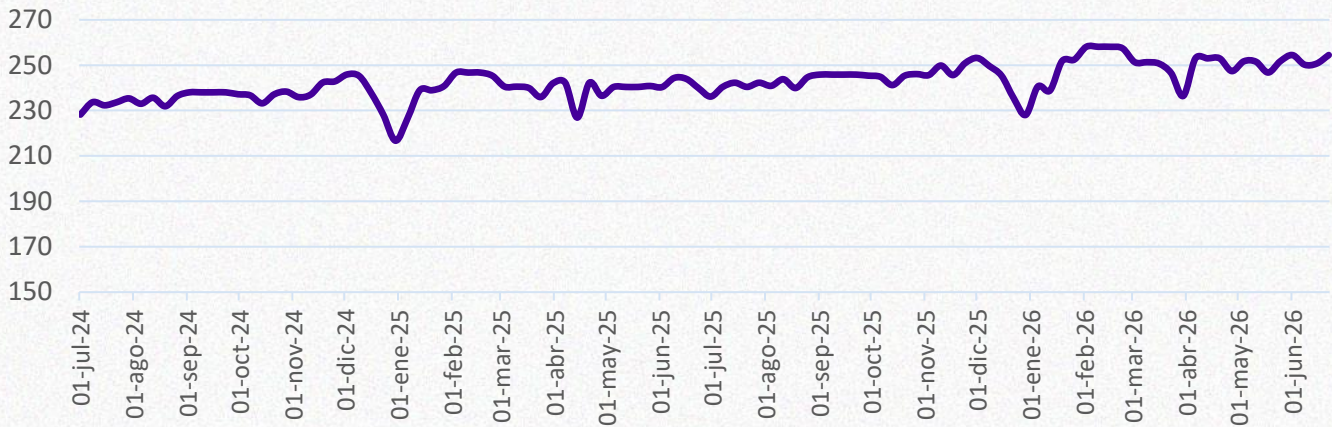
- Cartagena 3 y Termocentro no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo con información entregada por NitroEnergy el 13 de diciembre de 2023 a través de comunicado 202344034305-3, y generadora Termocentro en sus comunicados del 7 y 12 de 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), Sunnorte y Caracolí son considerados operativos dado el comportamiento de su generación en pruebas

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

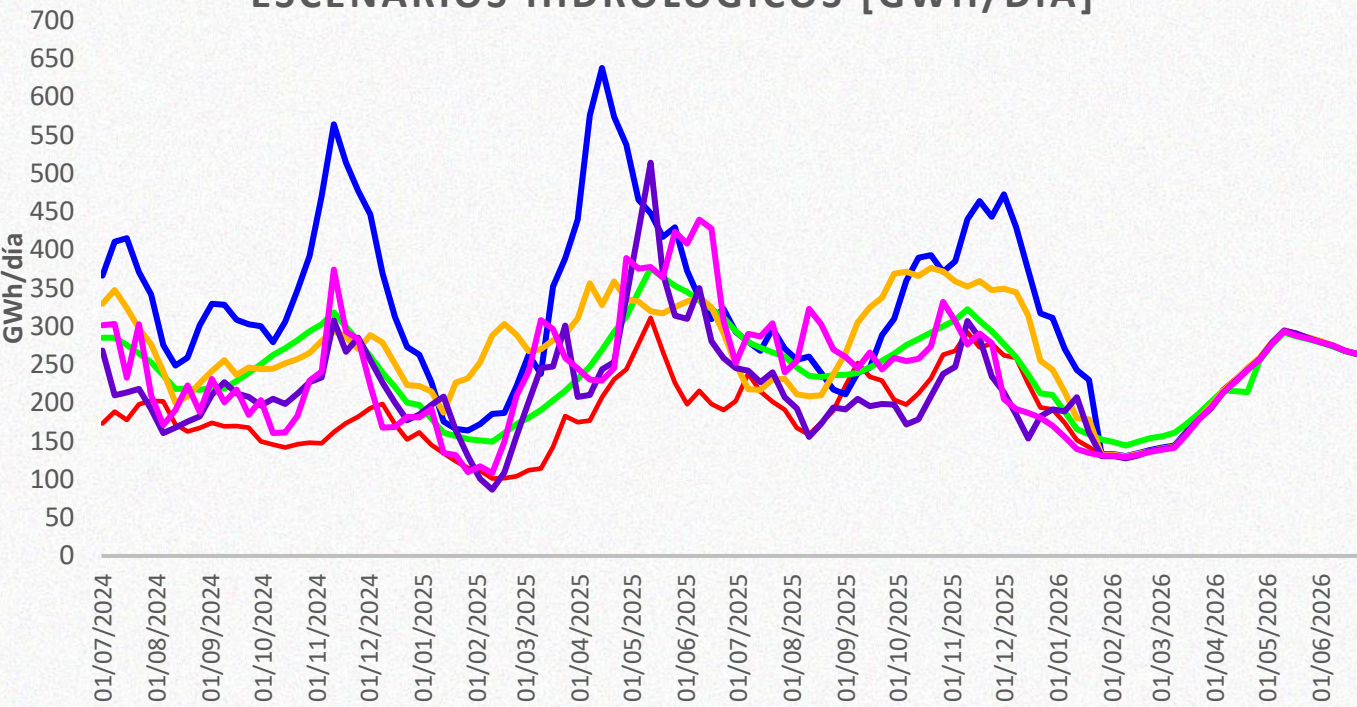
Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Ene 2024)
* cálculo por el CND a resolución semanal

Demanda total del SIN - [GWh/día]



Hidrología

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

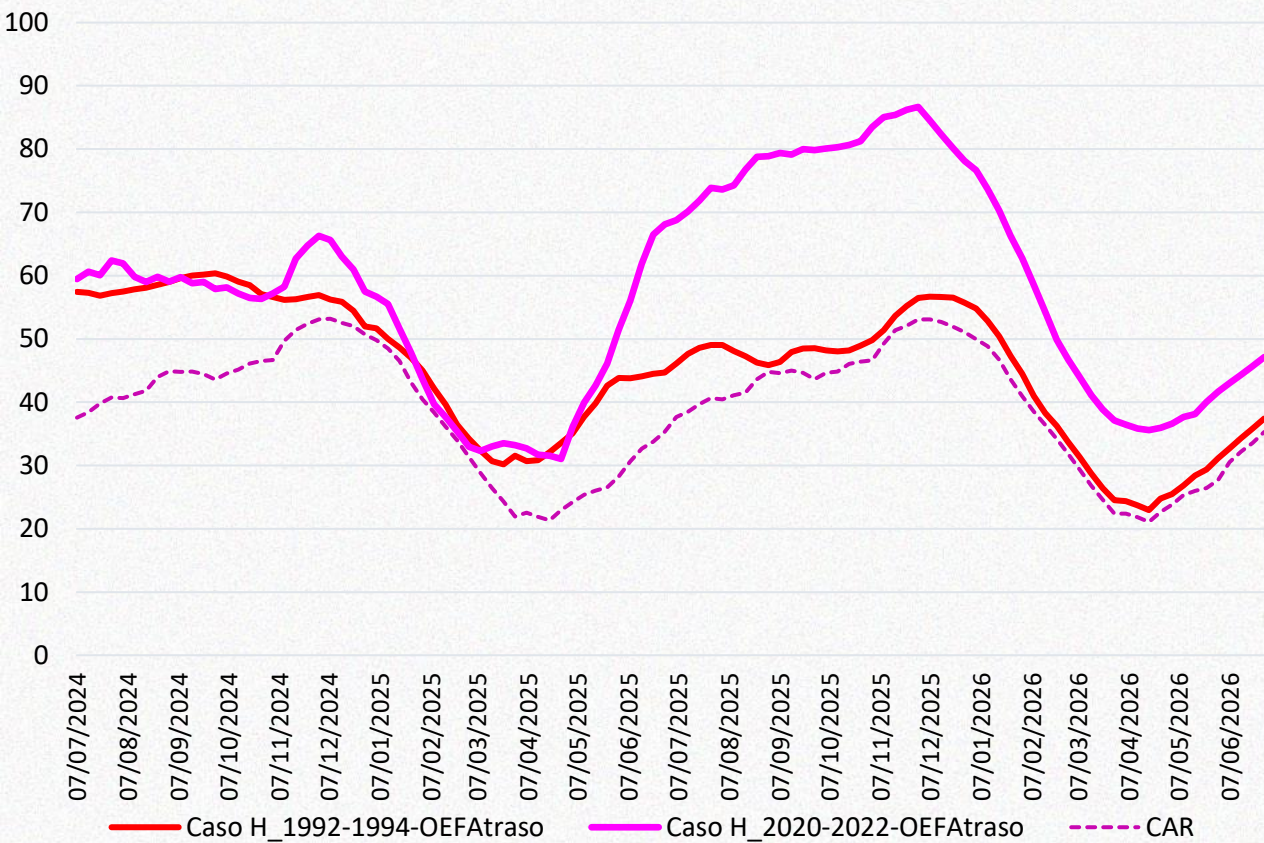


1	H 1992-1994: hidrología histórica del periodo 1992 a 1994	4	H 1998-2000: hidrología histórica del periodo 1998 a 2000
2	H 2010-2012: hidrología histórica del periodo 2010 a 2012	5	H 2016-2018: hidrología histórica del periodo 2016 a 2018
3	H Surer Esperado: hidrología esperada Surer 19 abril 2024	6	H 2020-2022: hidrología histórica del periodo 2020 a 2022

Resultados Determinísticos



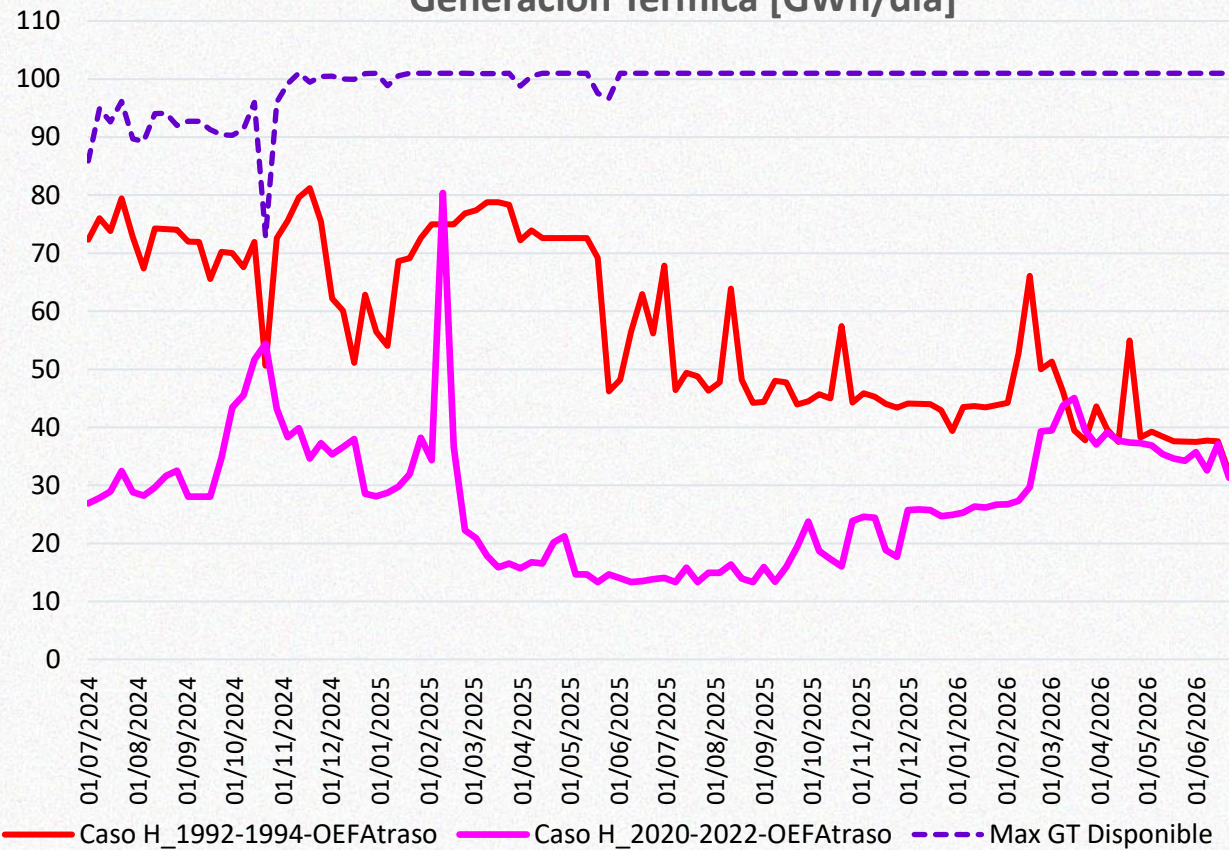
Embalse Agregado SIN %



Aportes promedio (% de la media)

Caso	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1992-1994	84.97	90.89	83.01	59.91	61.01
2020-2022	109.89	86.38	97.49	72.04	105.73

Generación Térmica [GWh/día]



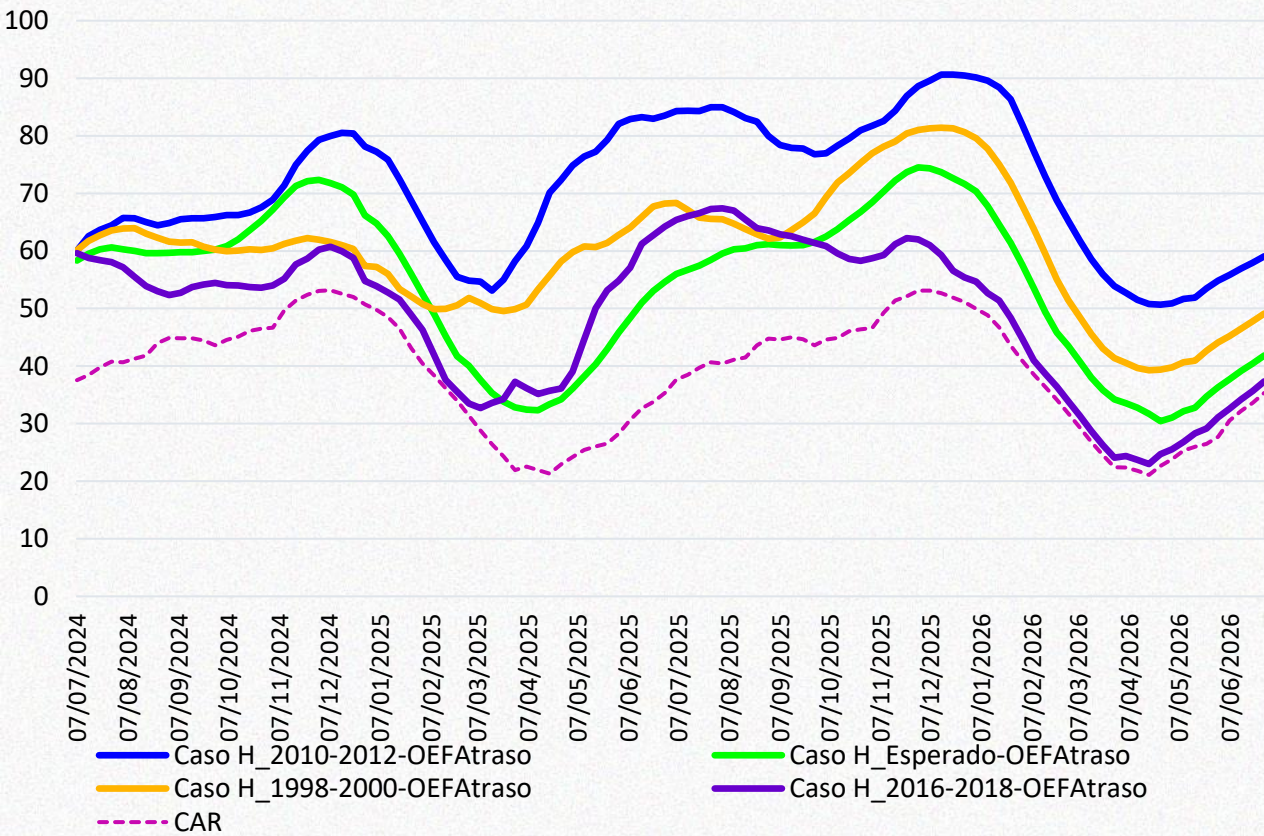
Generación térmica Promedio (GWh/día)

Caso	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1992-1994-OEFAtraso	74.9	72.5	70.0	65.7	78.0
2020-2022-OEFAtraso	29.0	30.5	32.5	48.7	37.5

Resultados Determinísticos



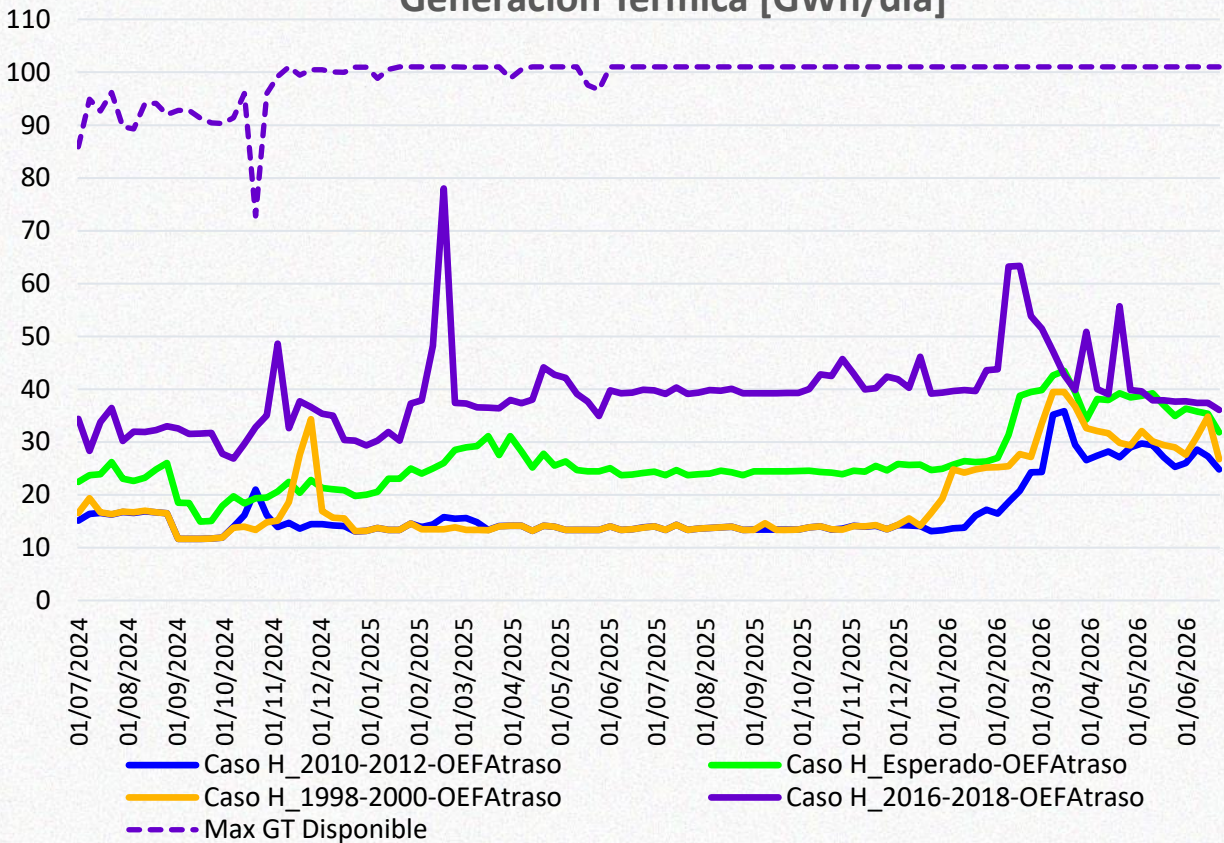
Embalse Agregado SIN %



Aportes promedio (% de la media)

Caso	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
2010-2012	146.41	120.8	141.72	119.27	175.37
1998-2000	124.51	99.25	109.83	97.16	100.14
2016-2018	88.07	75.56	98.86	80.55	96
Caso Esperado	100.6	93.4	100.1	99.9	104.4

Generación Térmica [GWh/día]



Generación térmica Promedio (GWh/día)

Caso	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1998-2000-OEFAtroso	17.2	16.7	11.7	14.0	23.9
2010-2012-OEFAtroso	16.2	16.6	11.7	16.8	14.2
2016-2018-OEFAtroso	32.6	32.3	31.0	31.1	38.9
Caso Esperado-OEFAtroso	23.9	24.2	17.0	19.2	21.6

Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 años, y con los supuestos considerados como escenario base, las simulaciones muestran que la **demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad** establecidos en la regulación vigente.



Bajo el escenario de expansión únicamente con proyectos con OEF, atrasados un año en su fecha de puesta en operación. Se observa que, ante series determinísticas deficitarias, se tiene participación importante de la **generación térmica durante los primeros meses de la estación de invierno 2024**, esto para lograr una recuperación de los embalses antes de la siguiente estación de verano.

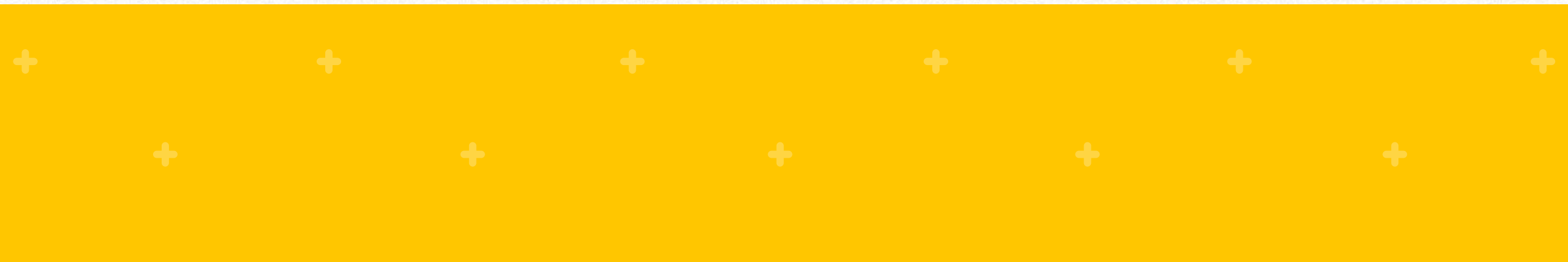


La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo con las fechas oficiales declaradas por los agentes, es de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.



El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impacta de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda **hacer seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de estos**, de manera tal, que permita dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

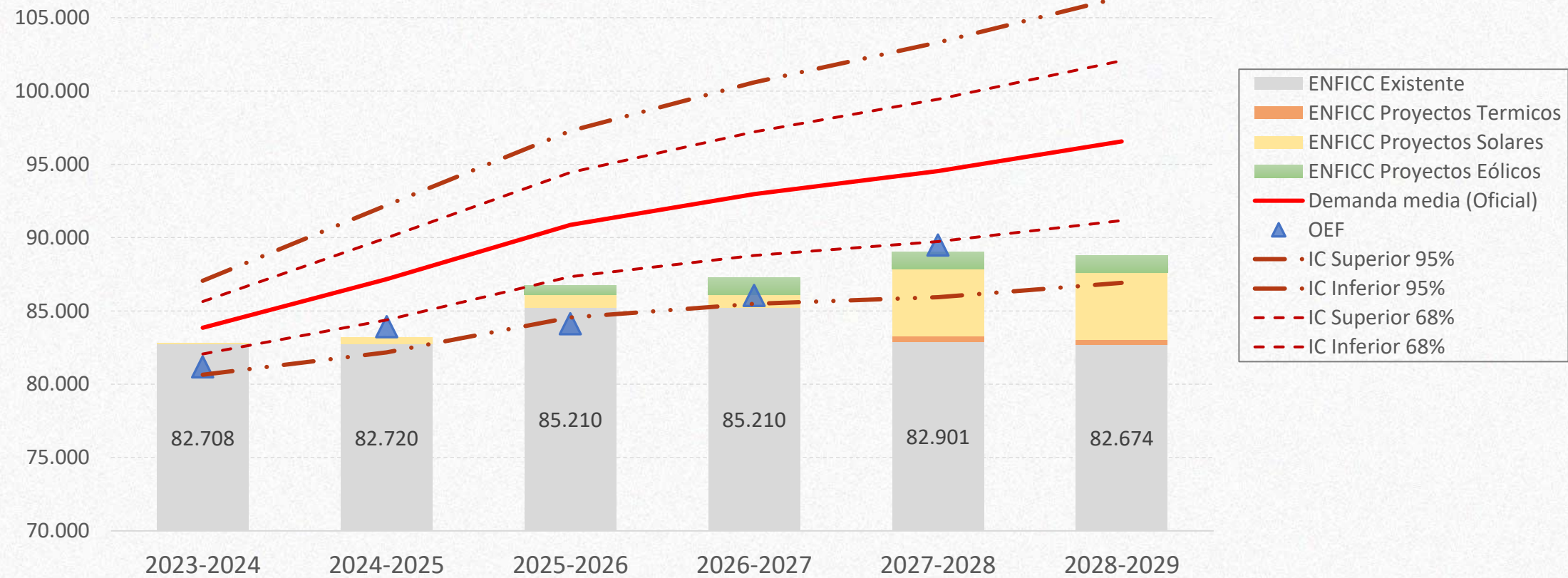
Balance ENFICC - Demanda



Balance ENFICC - Demanda



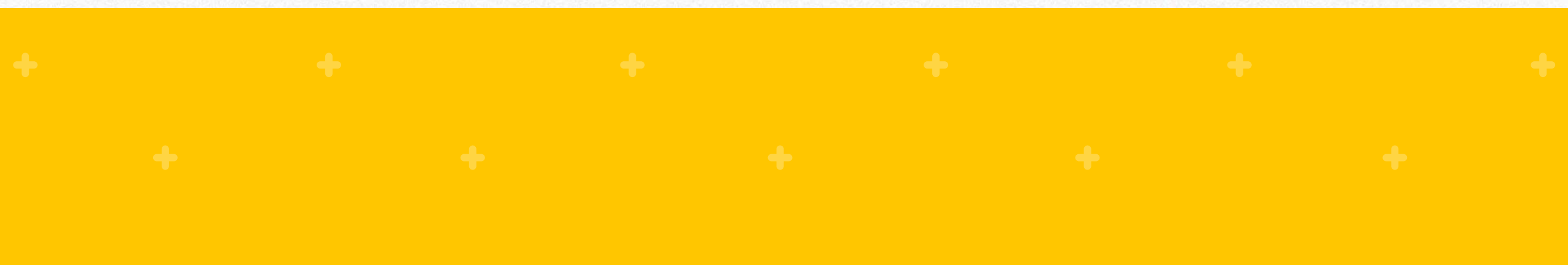
ENFICC vs Demanda [GWh/año]



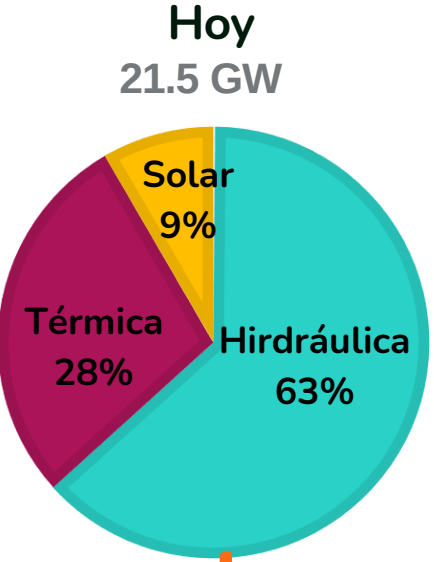
Consideraciones

- 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.

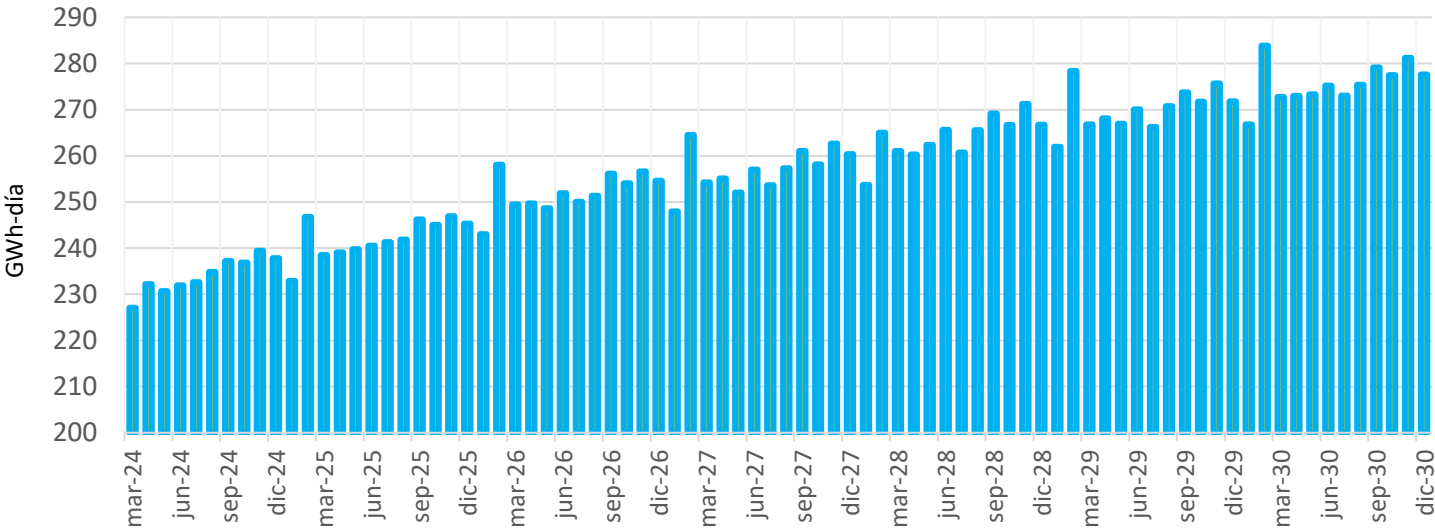
Escenarios de Operación Horizonte 2027-2028



Escenarios de la Operación – Horizonte 2027- 2028



Evolución de demanda del SIN

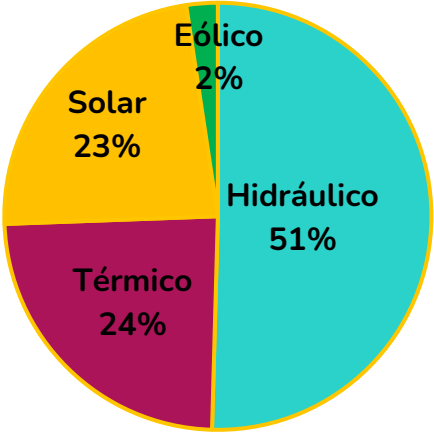


2028

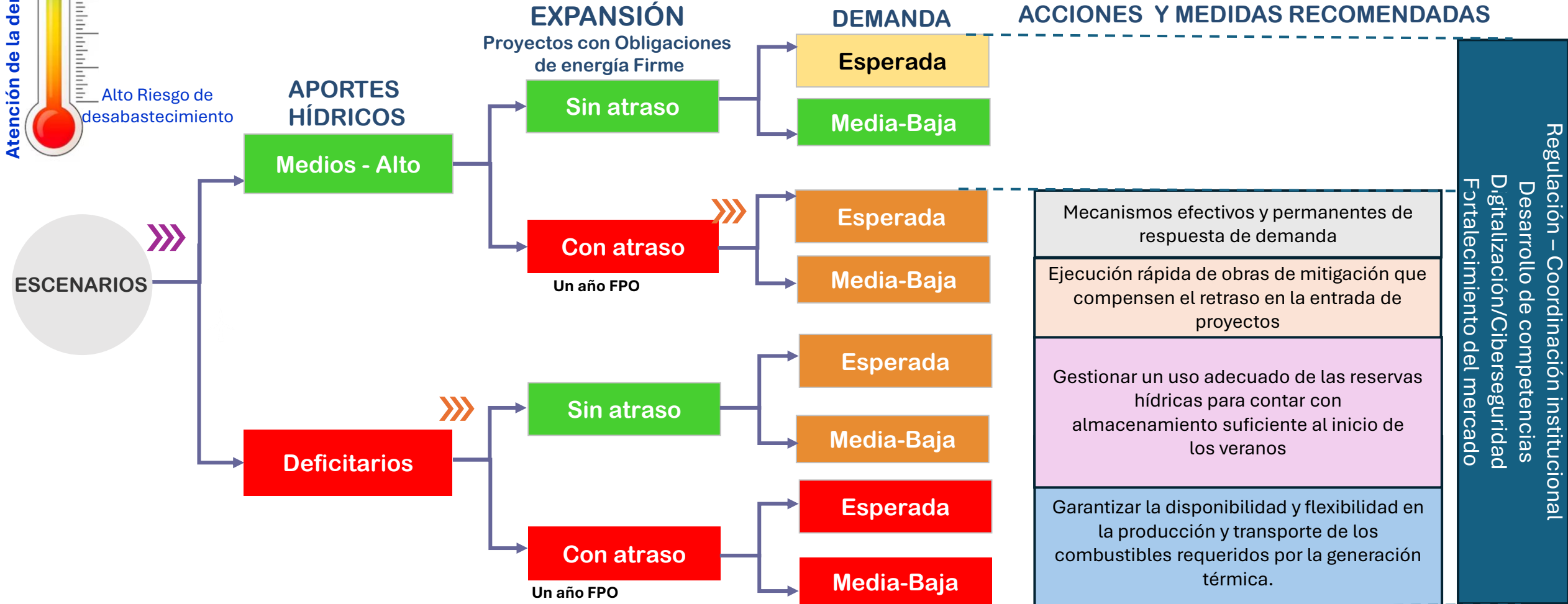
26.2 GW

Proyectos con OEF

6.2 GW FERNC



Escenarios de la Operación – Horizonte 2027-2028



- Se requiere flexibilidad de la red para gestionar los atrapamientos de generación y mitigar las restricciones eléctricas y mantener la flexibilidad del parque generador actual.
- Implementación de nuevas soluciones que incrementen la flexibilidad de la red.
- Se requiere generación térmica durante el verano cercana a la OEF por tiempos prolongados y adicionalmente se presentan desembalsamientos superiores a los históricos, lo que implica una alta generación térmica en el invierno para llegar con un nivel adecuado al inicio del verano.

Conclusiones

- » Ante los escenarios de operación con horizonte 2025 –2028, se requiere desarrollo de la red para gestionar los atrapamientos de generación, mitigar las restricciones eléctricas y mantener la flexibilidad del parque generador actual.
- » Se requiere la implementación de nuevas soluciones y proyectos que incrementen la flexibilidad y la suficiencia energética del sistema.
- » Bajo el escenario de aportes hídricos deficitarios o atrasos en la expansión de la red en los próximos veranos:
 - ✓ Se presentan desembalsamientos superiores a los históricos, lo cual implica una alta generación térmica en el invierno para llegar con un nivel adecuado al inicio del verano.
 - ✓ Se requiere generación térmica durante el verano cercana a la OEF por tiempos prolongados.
 - ✓ Para mantener la confiabilidad en la atención de la demanda del SIN, se requiere de una alta generación del parque térmico tanto en la estación de invierno como de verano, lo cual llevará a una alta exigencia sobre la cadena de suministro de combustibles fósiles como Carbón, gas y líquidos.

3 – SITUACIONES OPERATIVAS



Apagón nacional sistema ecuatoriano
Junio 19 de 2024
15:17 horas

Informe Preliminar

Apagón Total Ecuador 19 de junio de 2024

En Colombia en el SIN, no hubo afectación a demanda o a la topología.

¿Dónde inició?

Falla en línea Milagro – Zhoray 230 kV

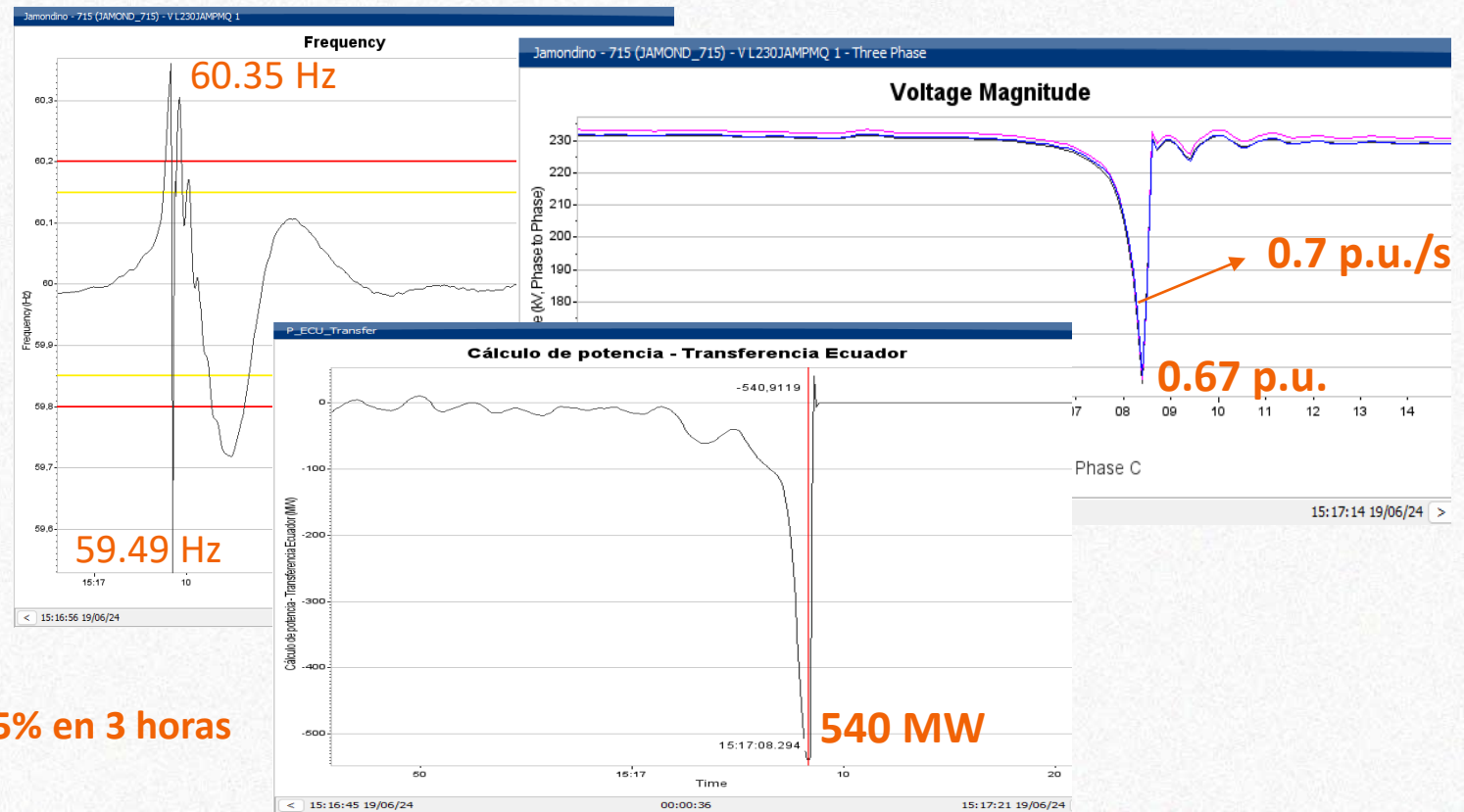


Lo indicado por el ministro de energía Ecuador (preliminar):

- Se produjo cascada ante la falla ocurrida.
- Indicó que hubo problemas de protecciones en centrales de generación
- Se produjo un delta significativo entre demanda y generación que colapsó el sistema.

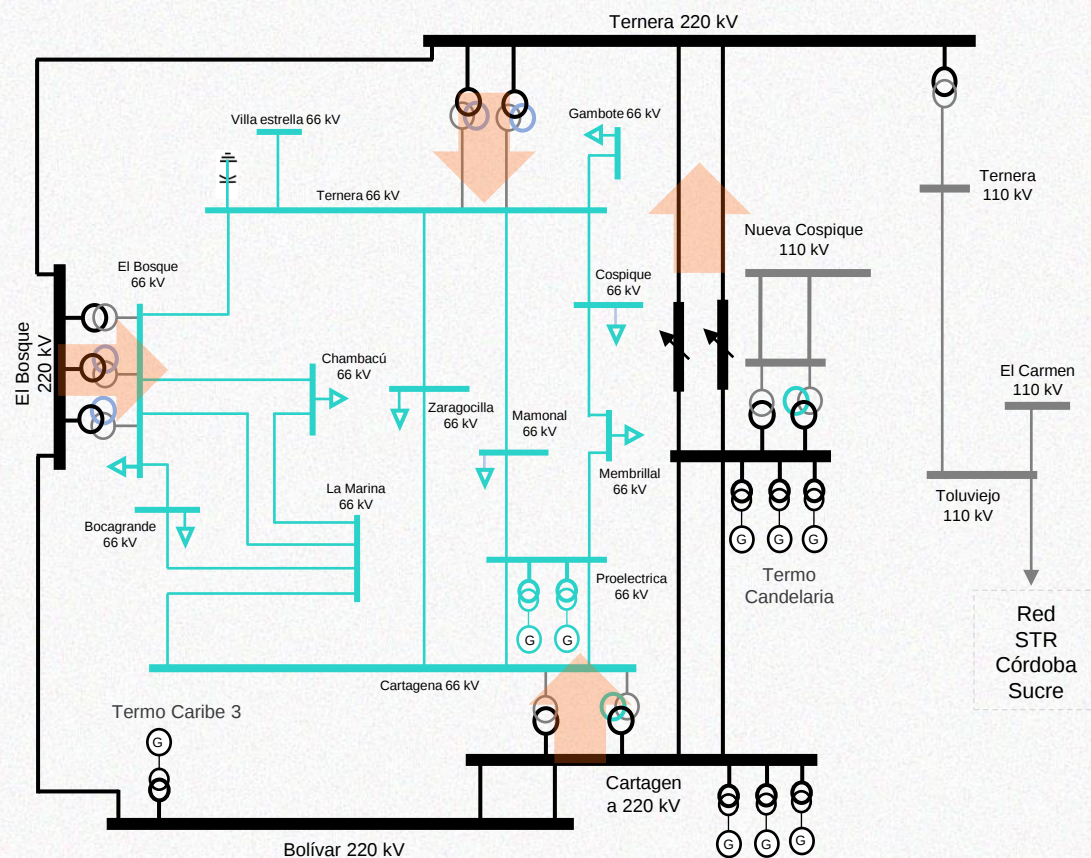
Cerca de 4400 MW apagados. Restablecimiento del 95% en 3 horas

- Delta de Potencia 0 a 540MW hacia Ecuador.
- Excursión de frecuencia 60.35Hz y 59.49 Hz.
- Operó el ESA (SEL 3555) por lógica combinada dv/dt + ANSI 27 supervisada por Impedancia, luego de 412ms de bajar la tensión de 0.9 p.u en Jamondino 230 kV.



Situación Bolívar:
Circuitos Ternera – Candelaria 230 kV

Impacto eléctrico en la subárea Bolívar ante el cambio de capacidad de los circuitos Ternera – Candelaria 220 kV



Antecedentes

Los circuitos Ternera – Candelaria 1 y 2 220 kV, son circuitos de 787 A que hacen parte del STN de la subárea Bolívar, propiedad de TRANSELCA, que permiten conectar la subestación Candelaria con Ternera 220 kV. En estos circuitos, para viabilizar el cierre de ciclo de candelaria y poder cubrir la sobrecarga de un circuito ante la salida del otro, se instalaron dispositivos SSSC operados por ENLAZA.

Declaración de TRANSELCA

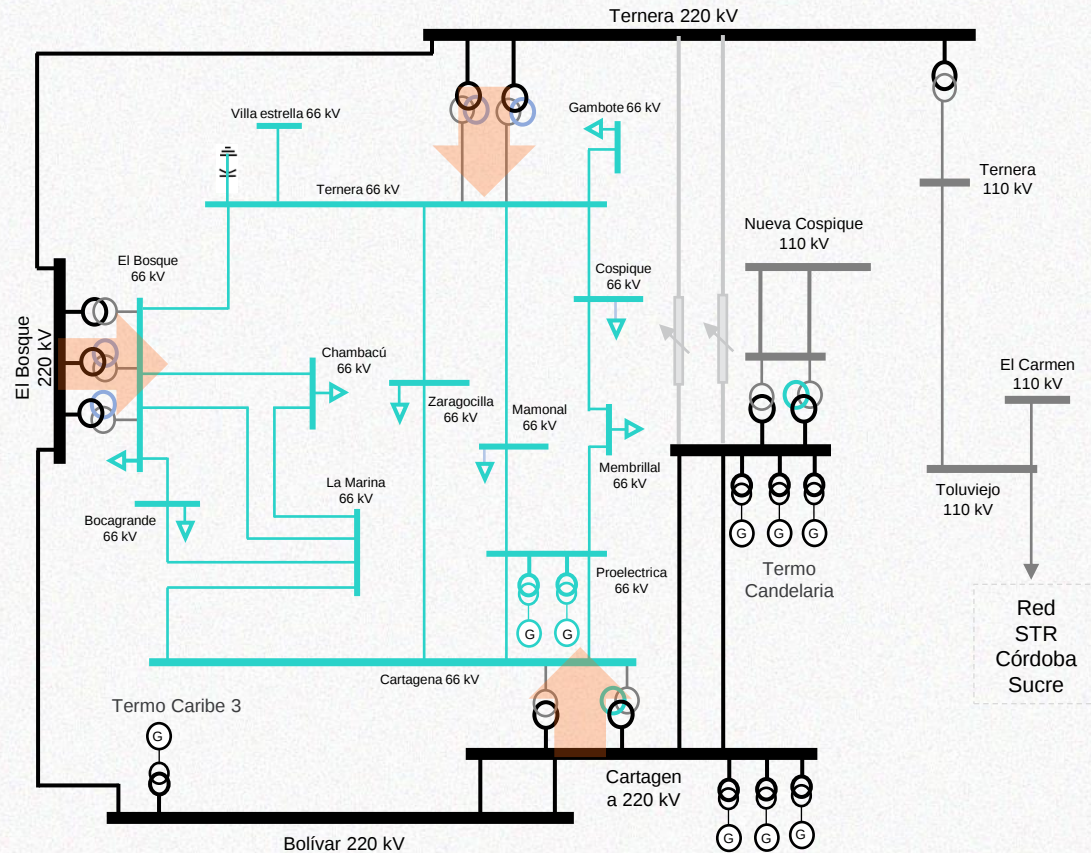
El 26 de junio de 2024, se declaró de emergencia la disminución de la capacidad nominal de los circuitos Ternera – Candelaria 1 y 2 220 kV a un valor de 160 A, equivalente al 20.3% de su capacidad nominal actual, invocando riesgo de vidas humanas por invasión en la servidumbre del circuito.

Resultado análisis de seguridad eléctrica

- Activación de las restricciones operativas por sobrecarga de un circuito Ternera – Candelaria 1 o 2 de 220 kV en caso de contingencia de uno de estos circuitos. Restricciones que no pueden ser gestionadas con balances de generación en los recursos del área.
- En operación los recursos de generación Candelaria y Cartagena agrava aún más la criticidad de dichas restricciones.

Ante esta condición operativa, fue necesario la apertura de dichos circuitos por instrucción del CND.

Impacto eléctrico en la subárea Bolívar ante el cambio de capacidad de los circuitos Ternera – Candelaria 220 kV



Impacto ante apertura de los circuitos Ternera – Candelaria 1 y 2 220 kV

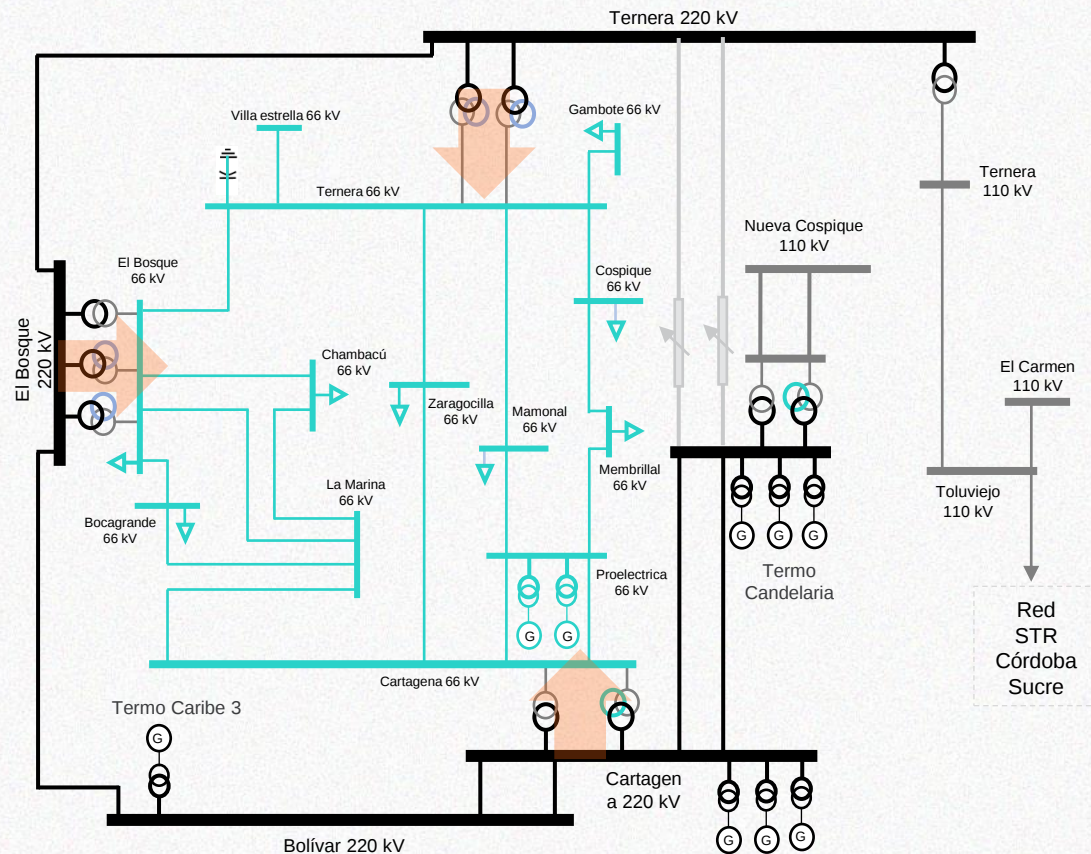
1. Activación de nuevas restricciones operativas en el área, y en consecuencia riesgos para la atención segura de la demanda. Las restricciones presentadas fueron:

- ✓ Bolívar – El Bosque 220 kV / Cartagena 4 220/66 kV
- ✓ Bolívar – El Bosque 220 kV / circuitos de la red 66 kV subárea Bolívar

2. Para garantizar la seguridad del sistema, se identificó la necesidad de limitar la generación de TermoCandelaria, TermoCartagena y en algunos periodos se requirió generación de seguridad con Proeléctrica.

Se declaró la subárea Bolívar en condición de emergencia dada la necesidad de desatender demanda para cumplir criterios de confiabilidad en la subárea.

Impacto eléctrico en la subárea Bolívar ante el cambio de capacidad de los circuitos Ternera – Candelaria 220 kV



Para mitigar el impacto generado con el cambio de capacidad de los circuitos del corredor Candelaria – Ternera 1 y 2 220 kV, TRANSELCA propuso las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Reconfigurar un circuito a partir de la infraestructura existente, quedando con los parámetros de uno de los circuitos originales (787 A),

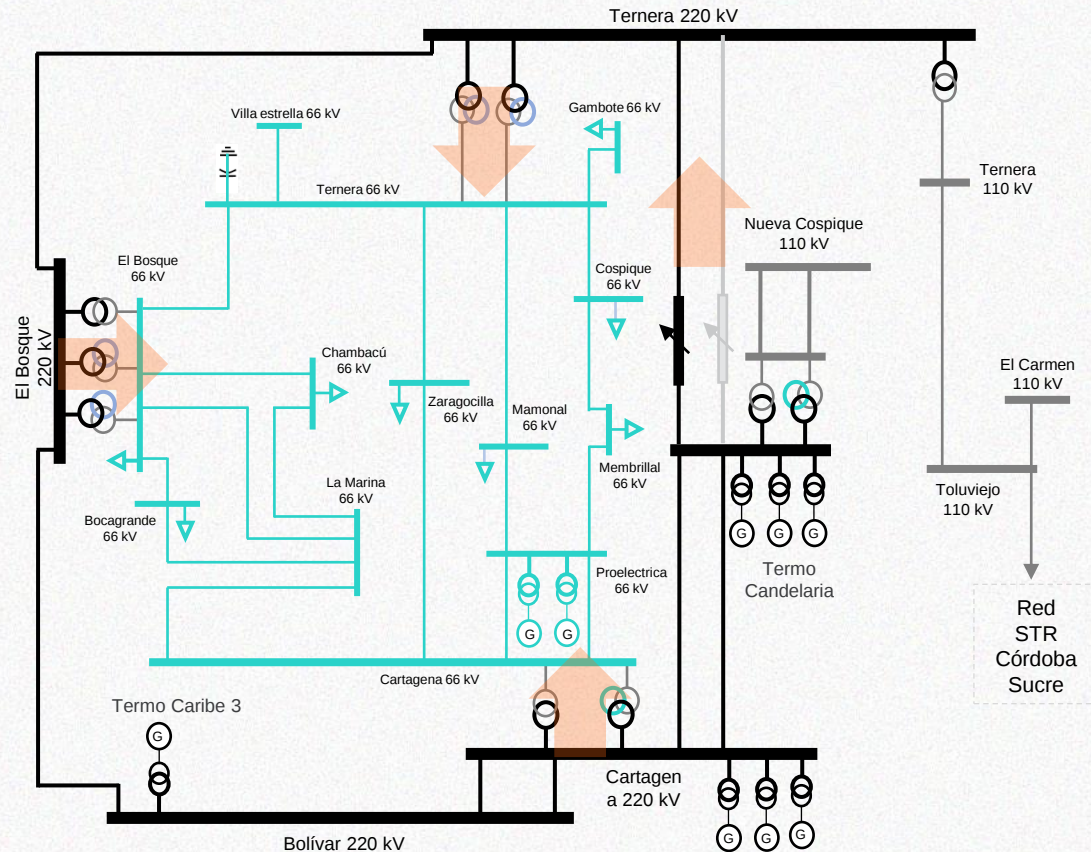
- Esta opción representa mayor confiabilidad para la atención de la demanda, al mitigar la probabilidad de activación de la restricción por sobrecarga del transformador 4 de Cartagena 220/66 kV ante la contingencia del circuito Bolívar Bosque 220 kV.
- Se identifica en algunos periodos de demanda máxima que puede activarse la restricción Bolívar – El Bosque 220 kV / Ternera – Candelaria 220 kV, la cual puede controlarse con balances de generación con recursos de la subárea.

Alternativa 2: Mantener la capacidad para los circuitos de 160 A y aumentar la capacidad de emergencia a 320 A.

- En estado estacionario se dificulta mantener los valores de corriente dentro de la capacidad declarada requiriendo limitar la generación en TermoCandelaria.
- Ante la evaluación de contingencias en la subárea, no se cubre el criterio de confiabilidad.

Luego de revisar las alternativas propuestas por TRANSELCA se acordó implementar la alternativa 1.

Impacto eléctrico en la subárea Bolívar ante el cambio de capacidad de los circuitos Ternera – Candelaria 220 kV



En operación del circuito temporal reconfigurado, se identifica la siguiente condición operativa:

- Para algunos escenarios operativos se presenta la necesidad de limitar la generación de TermoCandelaria y TermoCartagena.
- Bajo algunas condiciones, se requiere establecer generación mínima en las plantas Proelectrica 1 y 2.
- Ante contingencias sencillas, en algunos escenarios se presentan sobrecargas en periodos de alta demanda.
- Con esta alternativa se mitiga la sobrecarga del transformador 4 de Cartagena 220/66 kV ante la contingencia del circuito Bolívar - Bosque 220 kV eliminando el requerimiento de desatención de demanda para el control de esta restricción.

Se recomienda al CNO:

Solicitar y realizar seguimiento al cronograma de recuperación de la capacidad original de los circuitos. Luego de revisar las alternativas propuestas por TRANSELCA se acordó implementar la alternativa 1.

Recomendaciones

» Se recomienda a TRANSELCA:

- Adelantar las gestiones necesarias para recuperar a la mayor brevedad posible la capacidad de los circuitos 1 y 2 Ternera – Candelaria 220 kV.

» Se recomienda al CNO:

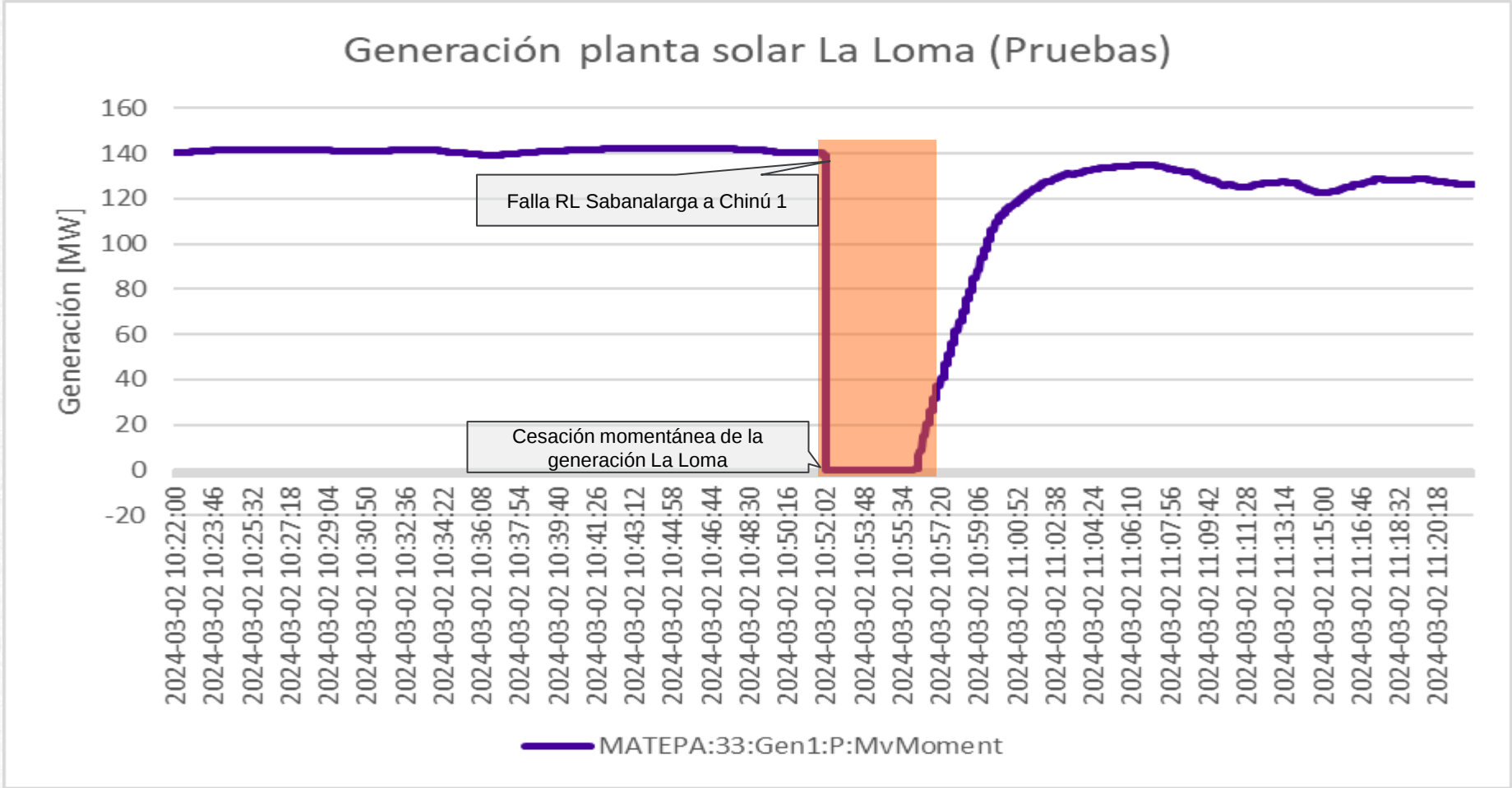
- Realizar seguimiento al cronograma de recuperación de la capacidad de los circuitos 1 y 2 Ternera – Candelaria 220 kV.
- Realizar levantamiento de posibles condiciones similares que se tengan en el sistema, de forma que se puedan realizar gestiones y acciones oportunas que permitan mitigar riesgos para la operación del sistema.

**Cesación momentánea de potencia y
RPF en FERNC**

Cesación momentánea en La Loma



El 2 de marzo de 2024, a las 10:51 horas, se presentó falla en el Reactor de Línea Sabanalarga a Chinú 01 84 Mvar 500 kV. Adicionalmente, se produjo la cesación total de potencia (0MW) de la planta solar La Loma (en pruebas). La planta estaba generando 140 MW antes del evento.

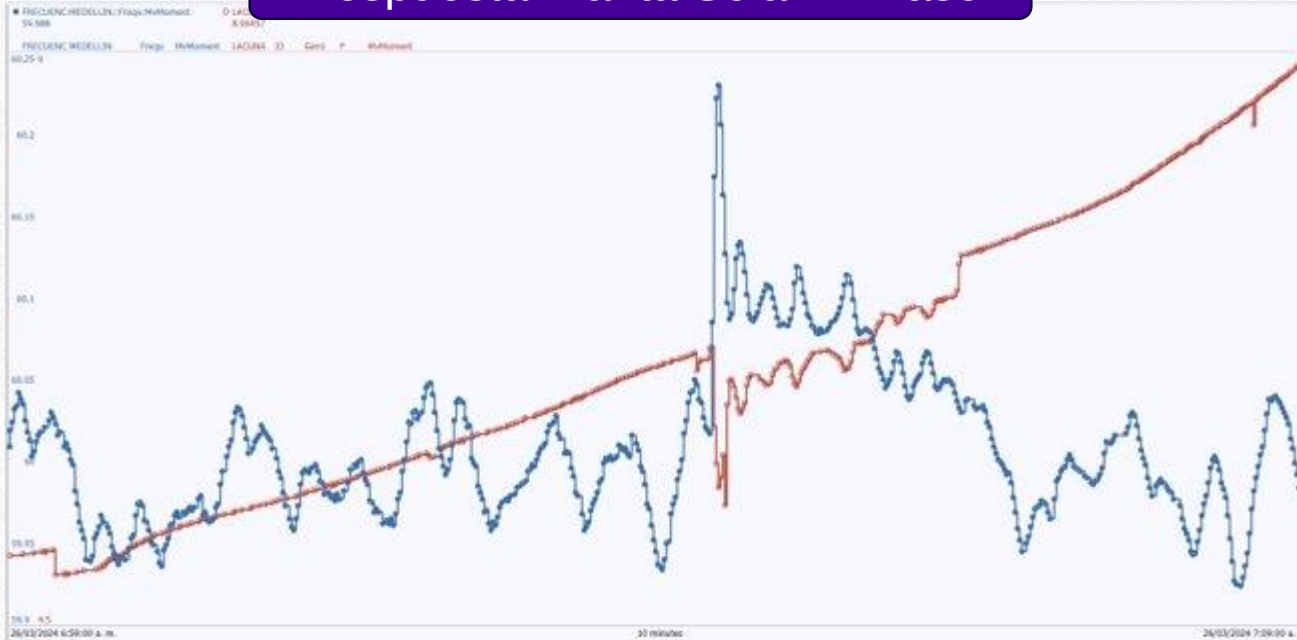


Se realizó reunión con ENEL para presentar los hallazgos asociados a este evento, y las correcciones necesarias para evitar una recurrencia se realizaron antes de que a planta entrará en explotación comercial.

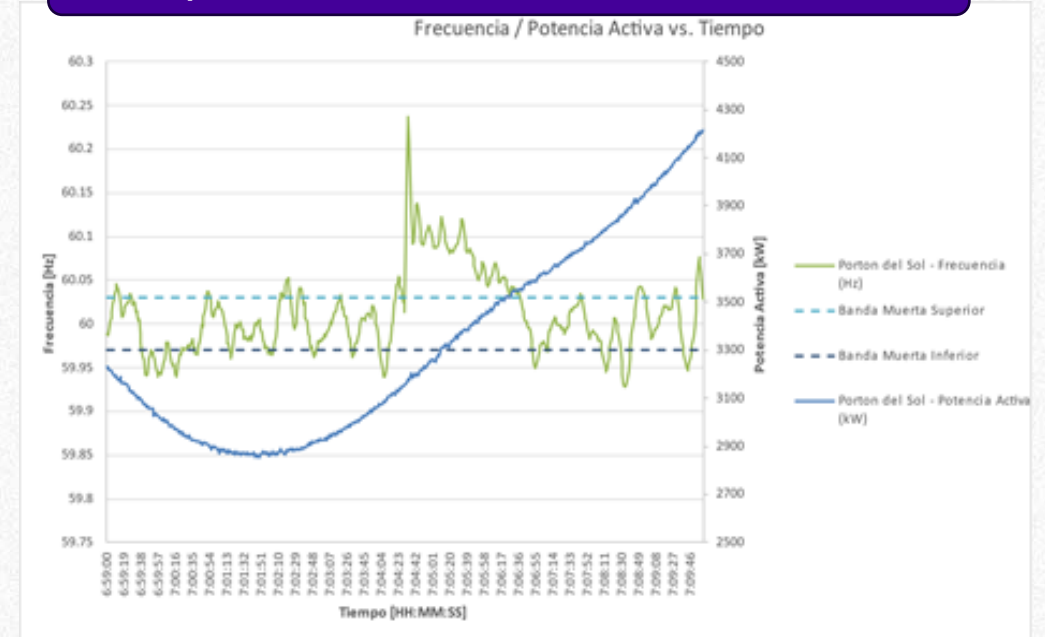
Seguimiento a regulación primaria de frecuencia FERNC

El 26 de marzo de 2024, se presentó evento de sobrefrecuencia

Respuesta Planta Solar El Paso



Respuesta Planta Solar Portón del Sol



Según lo descrito en la resolución CREG 060 de 2019, de manera transitoria, las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR están exentas de la obligatoriedad de prestar el servicio de respuesta primaria para eventos de subfrecuencia. **Sin embargo, sí deben prestar el servicio en eventos de sobrefrecuencia.**

**Reserva de RPF para eventos
de subfrecuencia
-52.38 MW**

Bolívar 23,94 MW

Celsia Solar Bolívar	8,06
GR parque solar tucanes	9,9
La Nenera	0,975
Parque Solar Arenal	2
Planta Solar Bayunca I	3

Sucre 60,29 MW

Baraya	0,996
La sierpe	19,9
La Tolua	19,9
Minigranja San Pedro	0,996
Sincé	18,5

Córdoba 180,3 MW

GY Solar Aurora	9,9
Montelíbano	9,9
Pétalo de Córdoba II	9,9
Solar Planeta Rica	19,9
Tierra Linda	11,4
Solar Alejandría	9,4
Sol y Cielo	9,9
La Unión	100

Antioquia 2,81 MW

Autog Ci jeans	1,392
Autog Pintuco	1,406
Comunidad el salvador I	0,0127
Comunidad el salvador II	0,0037

Valle 109,99 MW

Autog Buga I Grasas	4,00
Autog Buga I Solla	6,40
Autog Celsia Solar Harinas	2,45
Autog Celsia Solar Levapan	4,99
Autog Celsia Solar Palmira 3	7,4
Autog Celsia Solar Palmira 3 ZF	2,9
Autog Celsia Solar Yumbo	9,8
Celsia Solar Alúmina	1,971
Celsia Solar Carmelo	9,9
Celsia Solar La Paila	9,9
Celsia Solar La Victoria I	21,9
Celsia Solar La Victoria II	21,9
GD Alférez	0,6
GD Basílica	0,975
GD La Honda	0,975
GD La Uribe	0,6
Granja Solar El Salado	0,1
AGGE BIOS Contegral Cartago	3,225

Caldas 185 MW

Portón Del Sol	102
Tepuy	83

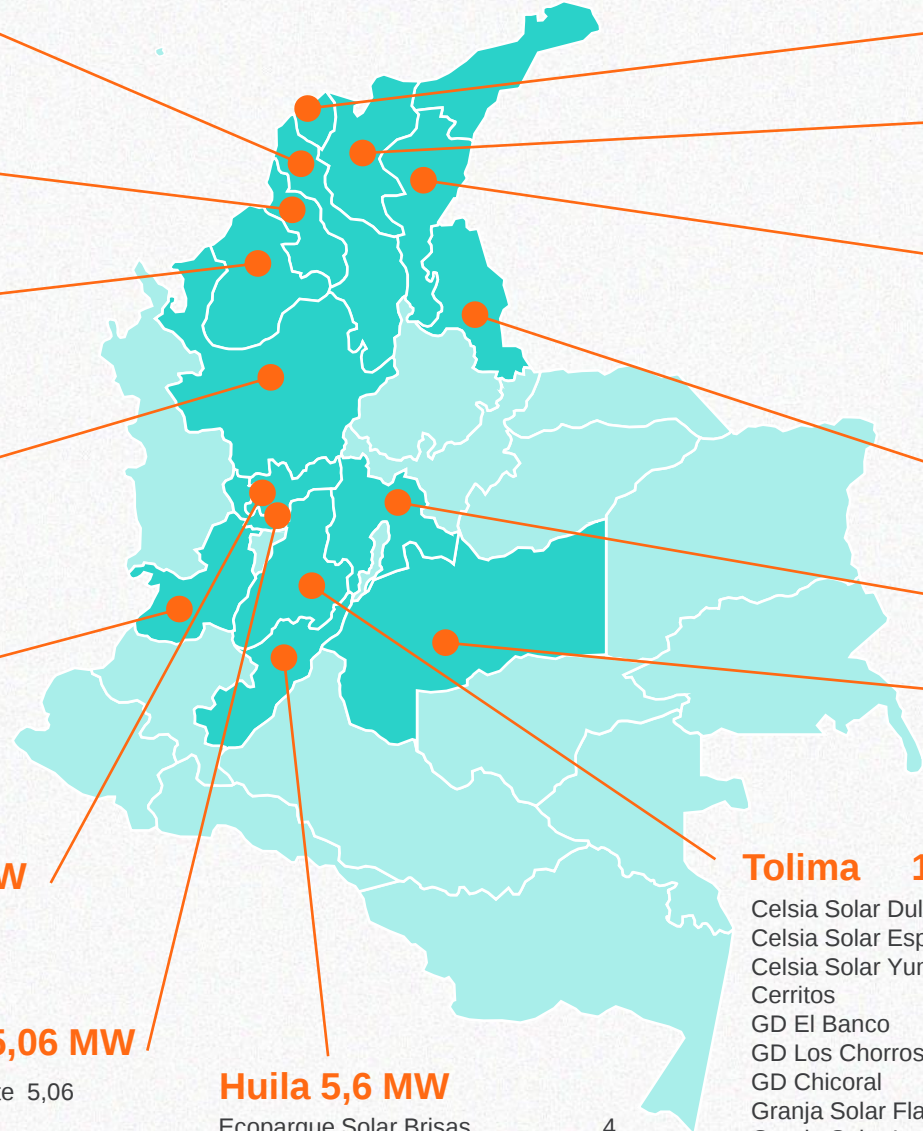
Risaralda 5,06 MW

Granja Solar Belmonte	5,06
-----------------------	------

Huila 5,6 MW

Ecoparque Solar Brisas	4
AGGE BIOS Contral Neiva	1,6

Plantas solares en operación



Atlántico 0,996 MW

Uruaco	0,996
--------	-------

Magdalena 110.5 MW

Caimán Cienaguero	9
Pétalo del Magdalena	11,5
Fundación	90

Cesar 306,59 MW

Canahuate	0,996
El paso	68
Gandalf	0,996
Cenit Copey	6,6
La Mata	80
La Loma	150

Norte de Santander 13,5 MW

Los Girasoles	9,50
Termotasajero Dos Solar	4

Cundinamarca 9,9 MW

Parque Solar Honda I	9,9
----------------------	-----

Meta 140,5 MW

Bosques Solares de los Llanos 4	19,9
Bosques solares de los llanos 5	17,9
Helios I	16
Parque Solar Dinamarca	9
Parque Solar La Mena	9
Parque Solar Versailles	9
Trina-Vatia BSLI	19,9
Trina-Vatia BSLII	19,9
Trina-Vatia BSLIII	19,9

Tolima 118,05 MW

Celsia Solar Dulima	21,9
Celsia Solar Espinal	9,9
Celsia Solar Yuma	9,1
Cerritos	11,5
GD El Banco	0,975
GD Los Chorros	0,6
GD Chicoral	0,975
Granja Solar Flandes	21,9
Granja Solar Lanceros	9,1
Granja Solar San Felipe	9,1
La Medina	11,5
Los Caballeros	11,5



1.273 MW



Plantas solares en pruebas

Atlántico 459,80 MW

BSB 503	19,9
BSB 504	19,9
Caracolí I	50
Guayepo	370

Norte de Santander 35 MW

Sunnorte	35
Autogenerador Solar Ayacucho	0,00

Tolima 19,875 MW

Guamo	9
Numbana	9,9
GD Palermo	0,975

Cundinamarca 9,9 MW

Parque Solar Jeques	9,9
---------------------	-----

Valle 0 MW

Autogenerador Solar Palmira	0,00
-----------------------------	------



525 MW

Cesación momentánea de potencia en FERNC



- De presentarse el fenómeno de cesación momentánea de potencia en FERNC de forma simultánea, ante falla en un activo de la red de transmisión, se podrían generar eventos de frecuencia que incluso ocasionen activación del EDAC.
- El impacto de un evento de este tipo aumentaría en la medida que se incrementa el ingreso de FERNC al SIN

Atlántico 459,80 MW

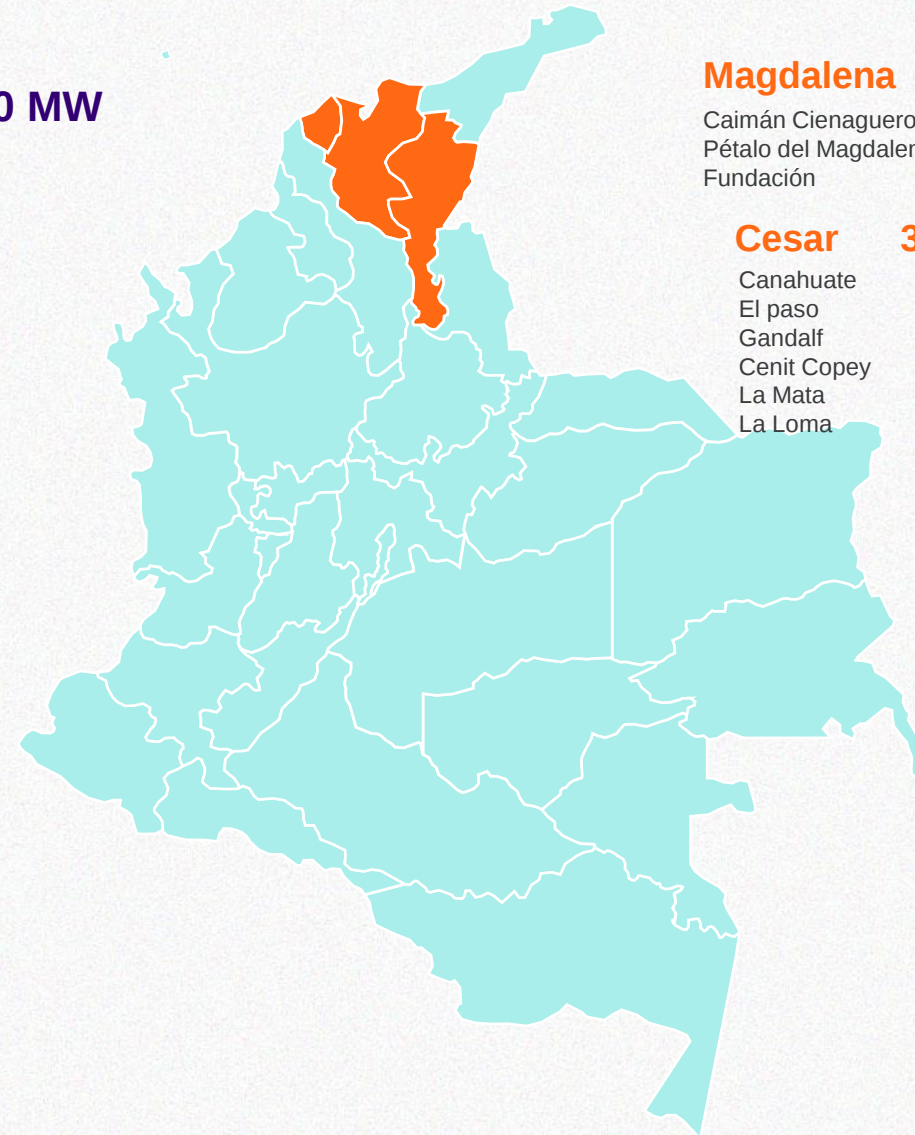
BSB 503	19,9
BSB 504	19,9
Caracolí I	50
Guayepo	370

Magdalena 110,5 MW

Caimán Cienaguero	9
Pétalo del Magdalena	11,5
Fundación	90

Cesar 306,59 MW

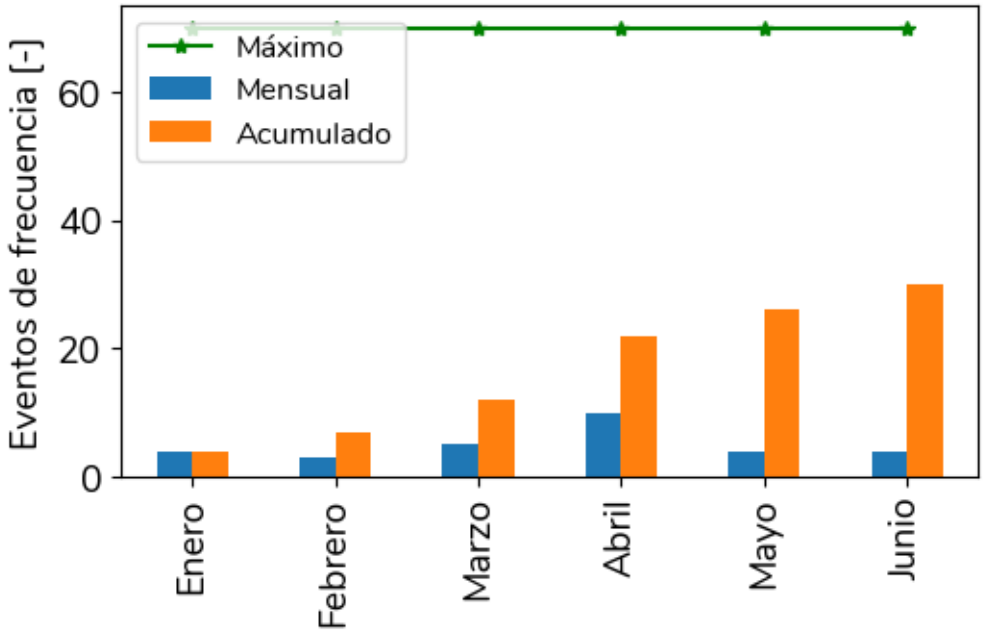
Canahuate	0,996
El paso	68
Gandalf	0,996
Cenit Copey	6,6
La Mata	80
La Loma	150



A magnifying glass is positioned over a bar chart. The chart displays data for four quarters: Q1, Q2, Q3, and Q4. Each quarter has two bars, one blue and one green. The blue bars are consistently taller than the green bars. The magnifying glass is centered over the Q3 and Q4 data. The text '4 - INDICADORES DE LA OPERACIÓN' is overlaid in the center of the image.

4 – INDICADORES DE LA OPERACIÓN

Eventos Transitorios de Frecuencia

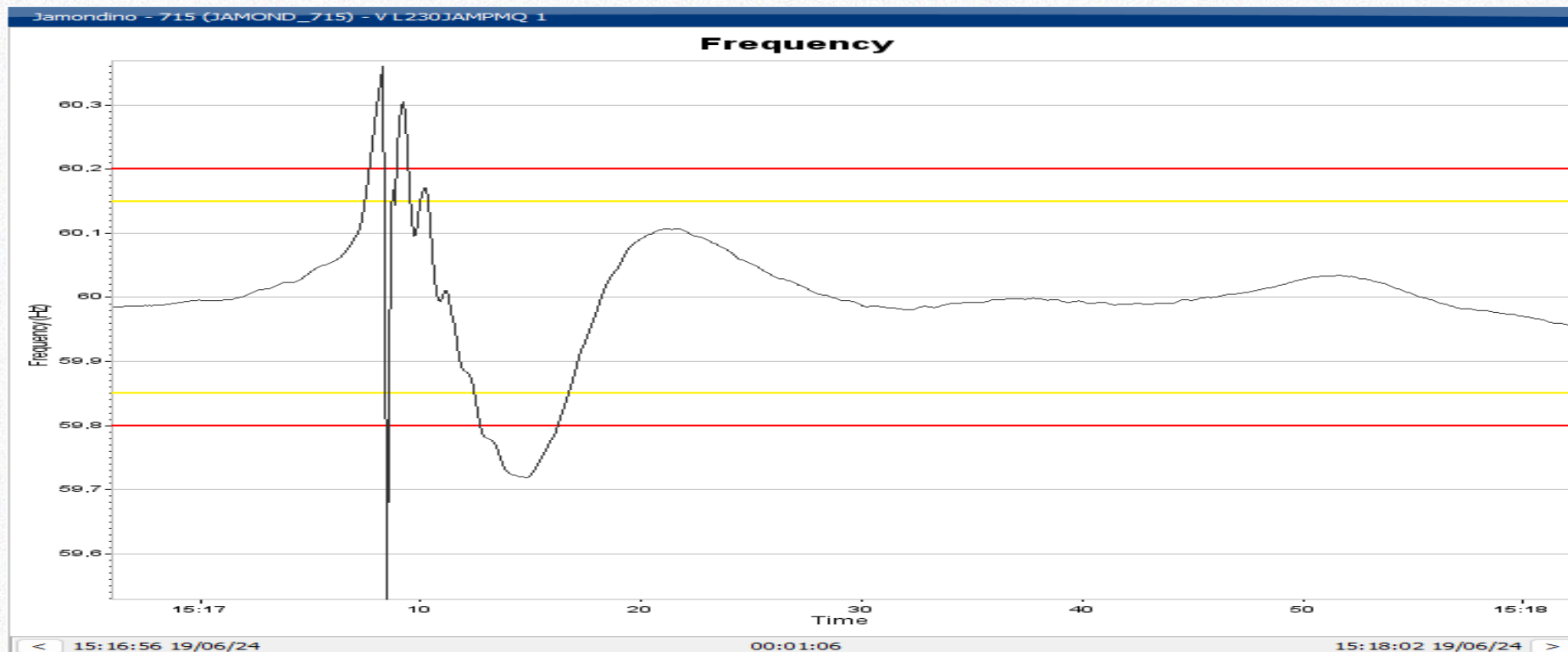


Durante el mes de Junio de 2024 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

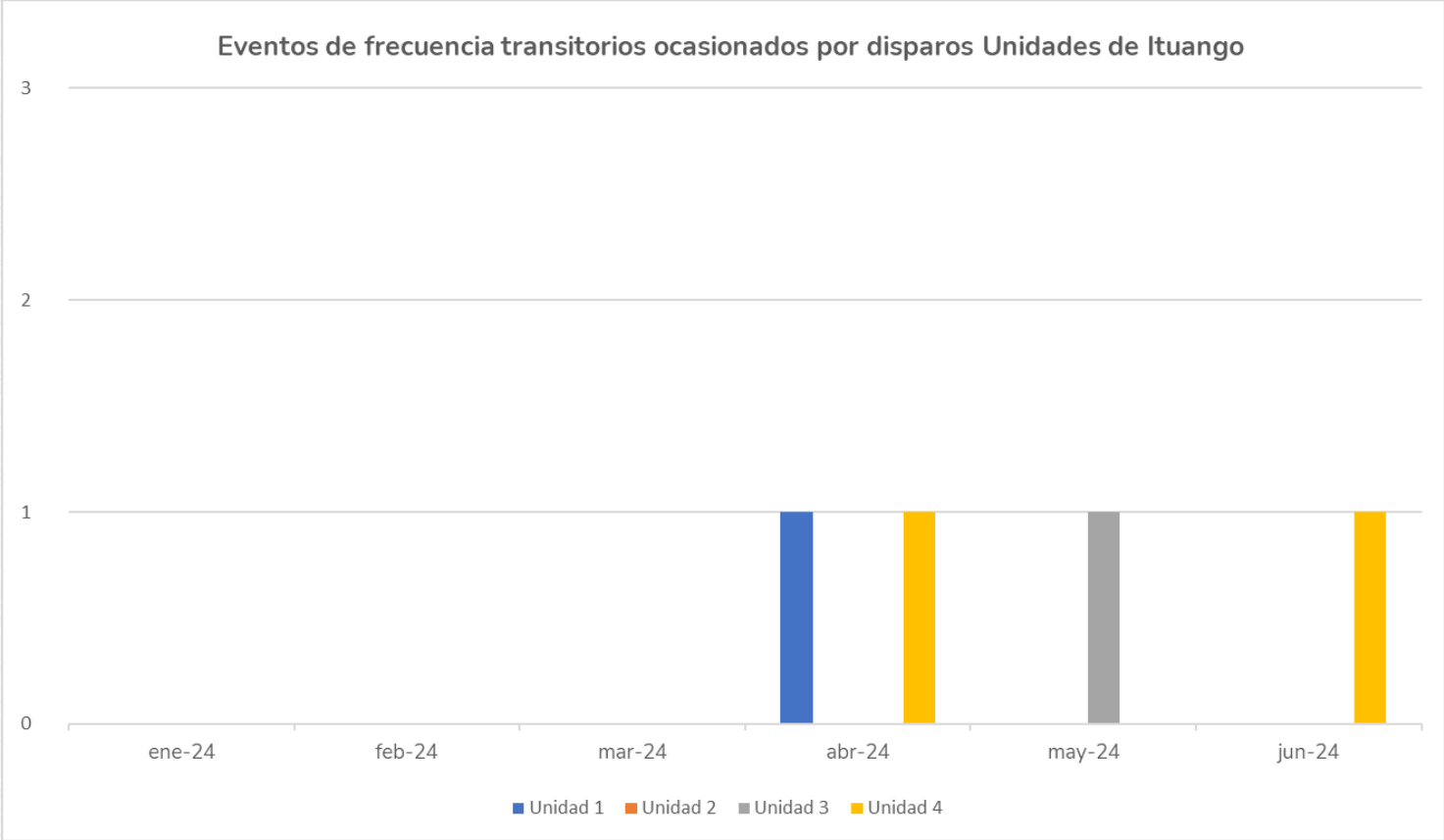
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2024-06-19 15:17	1.0	59.5	Durante el evento en Ecuador actúa el Esquema de Separación de Áreas entre los sistemas de Colombia y Ecuador, disparando los circuitos JAMONDINO - PIMAMPIRO 1, 2, 3 y 4 230 KV; la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,54 Hz. En el instante del evento no había intercambio programado de potencia entre Colombia y Ecuador.	No
2024-06-10 08:13	1.0	59.7	Eventos de frecuencia por disparo de la unidad GECELCA 3.2 con 270 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.66 Hz.	No
2024-06-16 11:45	6.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 4 de Ituango con 300 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,68 Hz.	No
2024-06-19 15:17	1.0	60.4	Evento de frecuencia por pérdida de carga en el sistema eléctrico de Ecuador alcanzando un valor máximo de 60,36 Hz	No

Eventos Lentos de Frecuencia

El 19 de junio se presenta un evento de frecuencia lento durante el restablecimiento en el sistema ecuatoriano. La frecuencia del sistema estuvo alrededor de los 59.74 Hz por 1 minuto y 20 segundos.



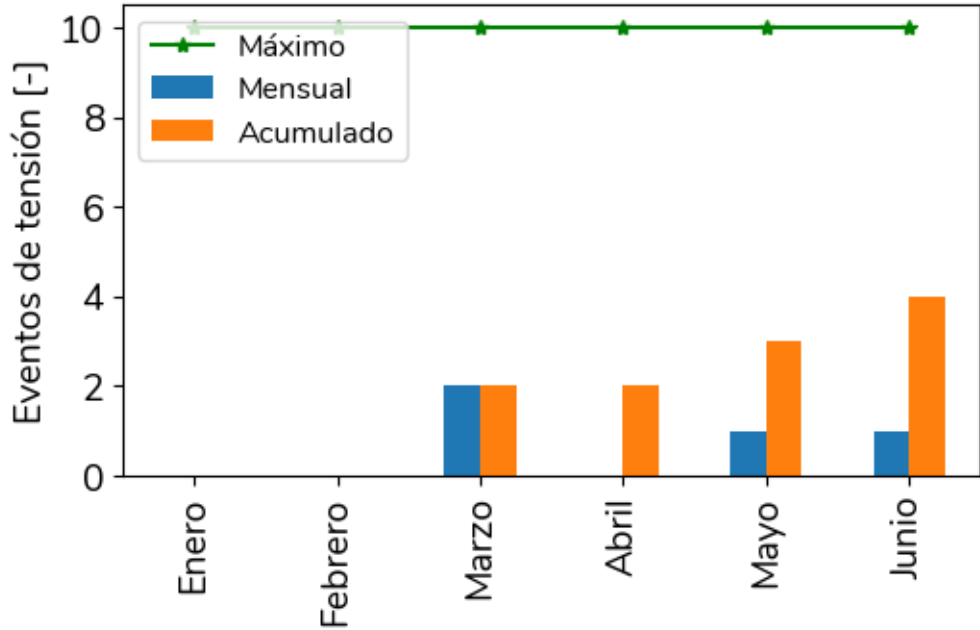
Eventos Transitorios de Frecuencia ocasionados por disparo de Unidades de Ituango



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

Durante el mes de Junio de 2024 se presentó un evento de frecuencia transitoria en el sistema a causa de los disparos de las unidades en ITUANGO.

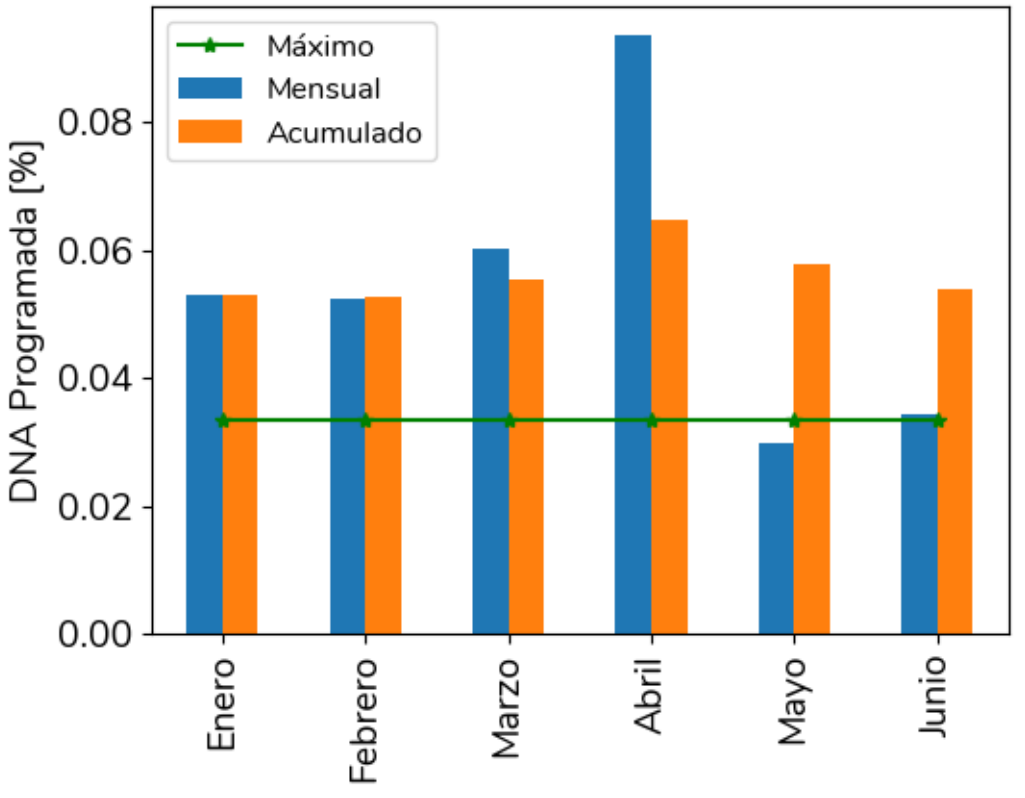
Eventos de Tensión Fuera de Rango



Fecha	Descripción	Causa
2024-06-20 23:06	Evento de tensión por el disparo de todas las bahías asociadas a la ENVIGADO 230 kV, dejando sin tensión la subestación ENVIGADO 230 kV.	Evento STN

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

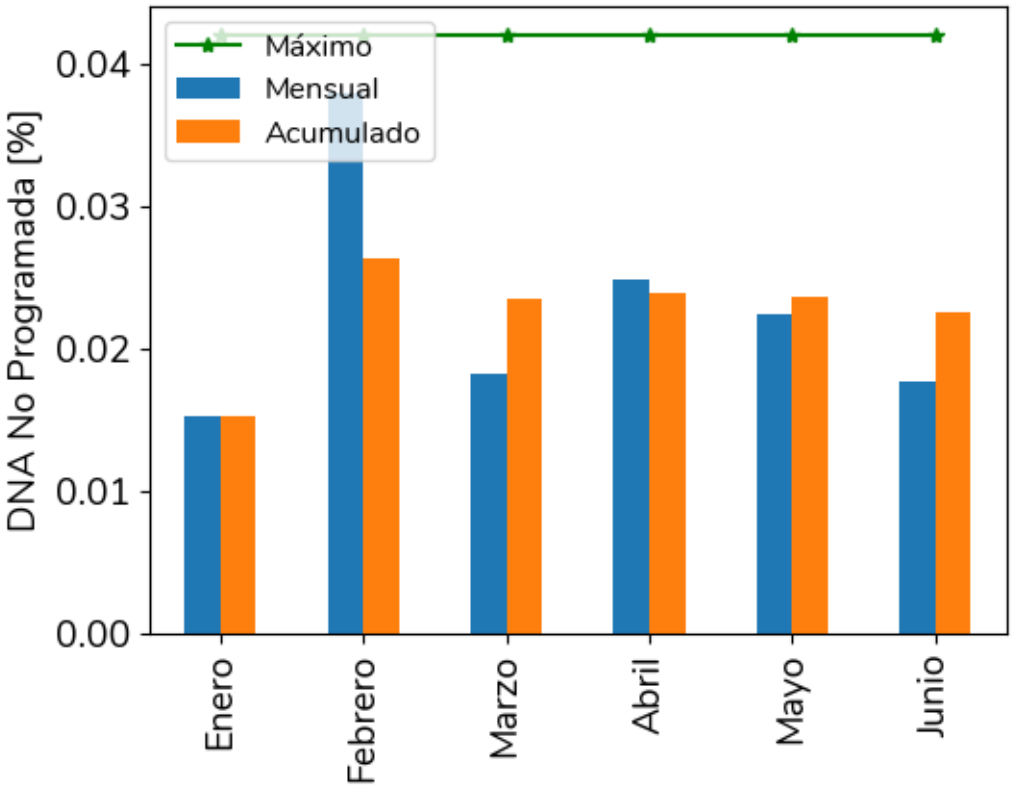
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 2.176 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-06-30 05:05	399.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2019307, C2019308 y C2021083 de los activos BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV y BT EL COPEY 15 100 MVA 220 kV, respectivamente.
2024-06-02 06:42	332.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2019398 del activo VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV.
2024-06-04 07:06	200.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2019818 del activo BT SABANALARGA 2 60 MVA 34.5 kV.
2024-06-02 06:00	178.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017162, C2017164, C2017165 y C2017166 de los activos BT CODAZZI (CESAR) 1 25 MVA 110 kV, CODAZZI (CESAR) 1 25 MVA 110/34.5/13.8 kV, CODAZZI (CESAR) 2 25 MVA 110/34.5/13.8 KV y BT CODAZZI(CESAR) 2 25 MVA 110 KV, respectivamente.
2024-06-09 08:00	141.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2019796 del activo CERROMATOSO 30 MVA 110/34.5 kV.

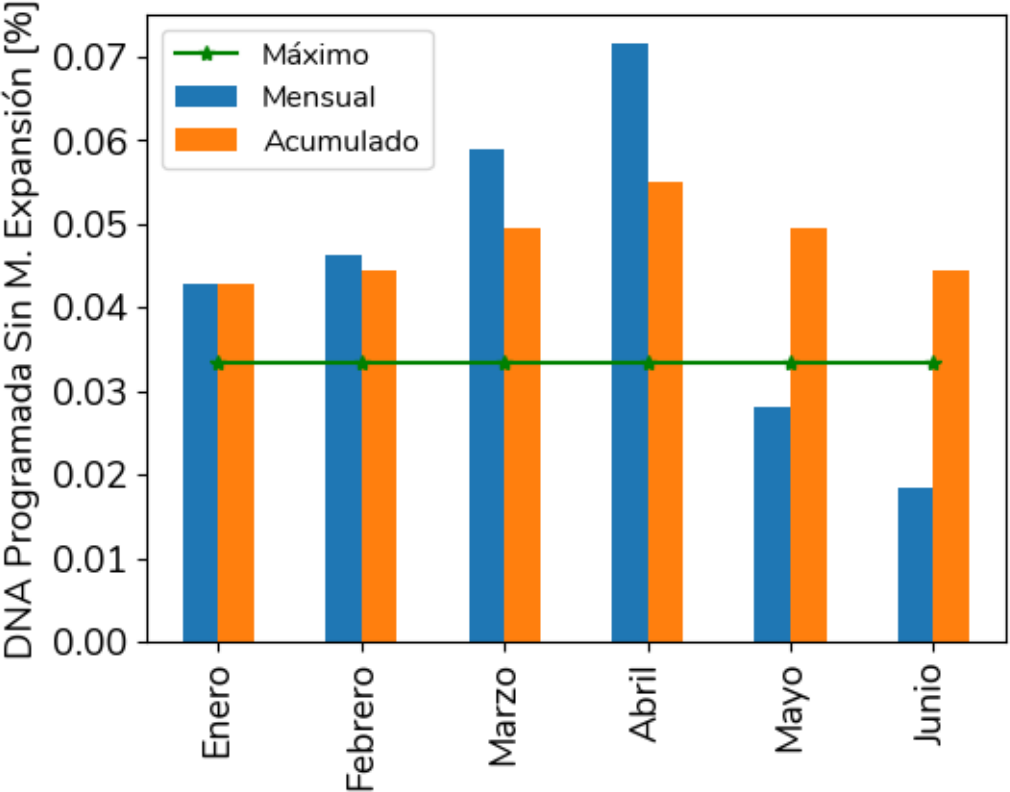
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.120 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-06-17 05:10	229.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2020677 del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV dejando sin tensión la subestación radial EL BANCO 110 KV.
2024-06-19 19:04	126.7	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 kV.
2024-06-23 04:10	117.4	Demanda no atendida por recierre del activo BANADIA - SAMORE 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones TAME 115 kV y CAÑO LIMON 34.5 kV.
2024-06-30 21:42	100.1	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 MAGANGUE A MOMPOX 110 kV, dejando sin tensión la subestación MOMPOX 110 kV y MAGANGUE 110 kV, esta última por alistamiento de la instalación para su energización.
2024-06-20 06:53	83.6	Demanda no atendida por disparo de todos los activos en la subestación CAÑO LIMON 34.5 kV.
2024-06-21 16:18	70.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2020876 del activo BL1 TOLUVIEJO A EL CARMEN 110 kV.

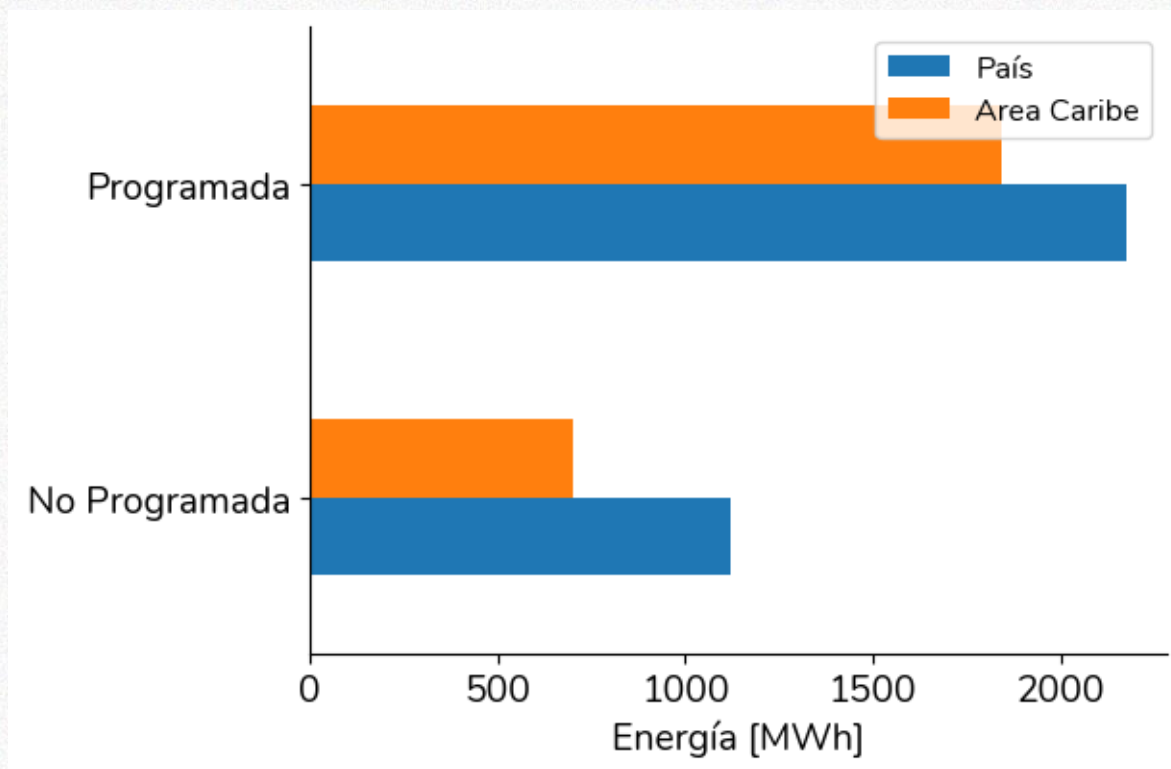
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.165 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2024-06-02 06:00	178.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017162, C2017164, C2017165 y C2017166 de los activos BT CODAZZI (CESAR) 1 25 MVA 110 kV, CODAZZI (CESAR) 1 25 MVA 110/34.5/13.8 kV, CODAZZI (CESAR) 2 25 MVA 110/34.5/13.8 KV y BT CODAZZI(CESAR) 2 25 MVA 110 KV, respectivamente.
2024-06-09 08:00	141.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2019796 del activo CERROMATOSO 30 MVA 110/34.5 kV.
2024-06-09 07:11	137.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017103 y C2017104 de los activos EL BOSQUE 2 33 MVA 66/13.8/7.89 kV y BT EL BOSQUE 2 33 MVA 66 kV, respectivamente.
2024-06-02 08:00	136.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2019968 del activo BT SIERRA FLOR 1 60 MVA 110 kV.
2024-06-03 07:47	132.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017064, C2017096, C2017131, C2017098 y C2017097 de los activos BL1 TOLUVIEJO A EL CARMEN 110 kV, BARRA EL CARMEN 66 KV, EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV, ZAMBRANO 1 48 MVA 66/34.5/13.8 kV y EL CARMEN 1 60 MVA 110/66/13.8 kV, respectivamente.

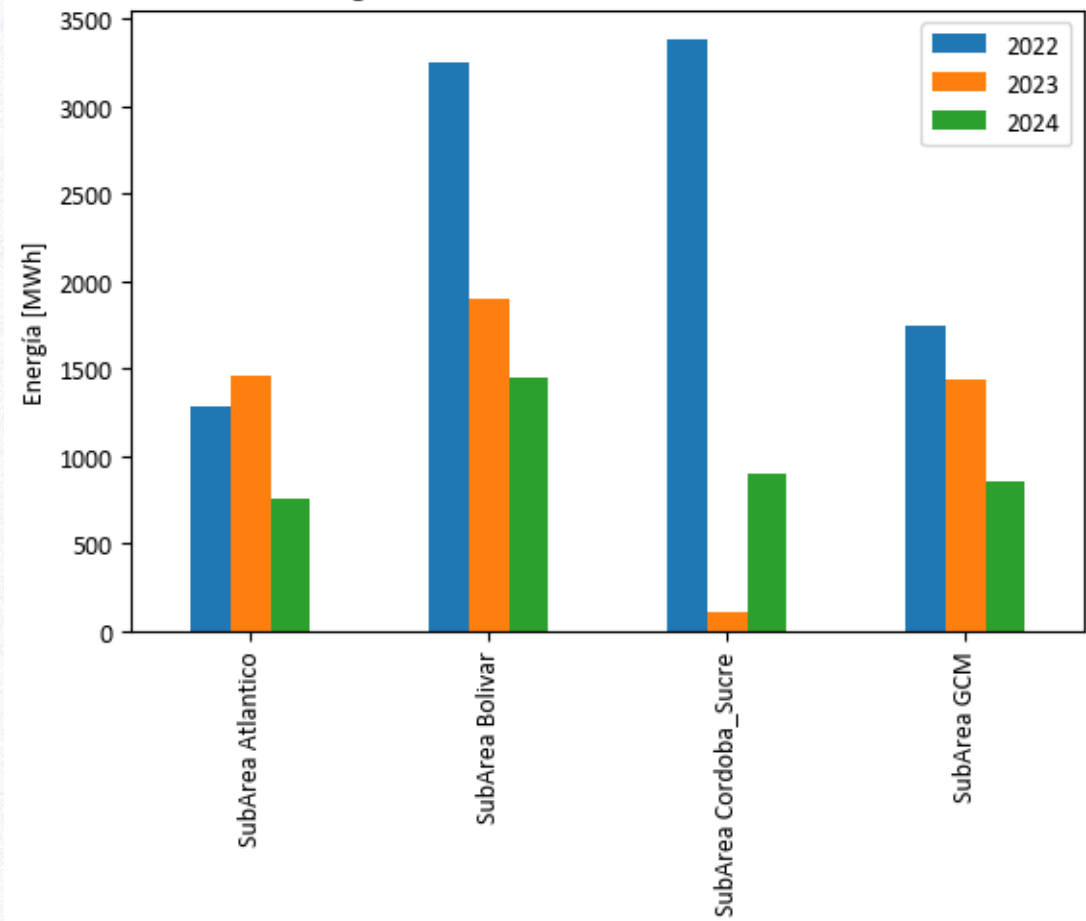
DNA Caribe vs. País



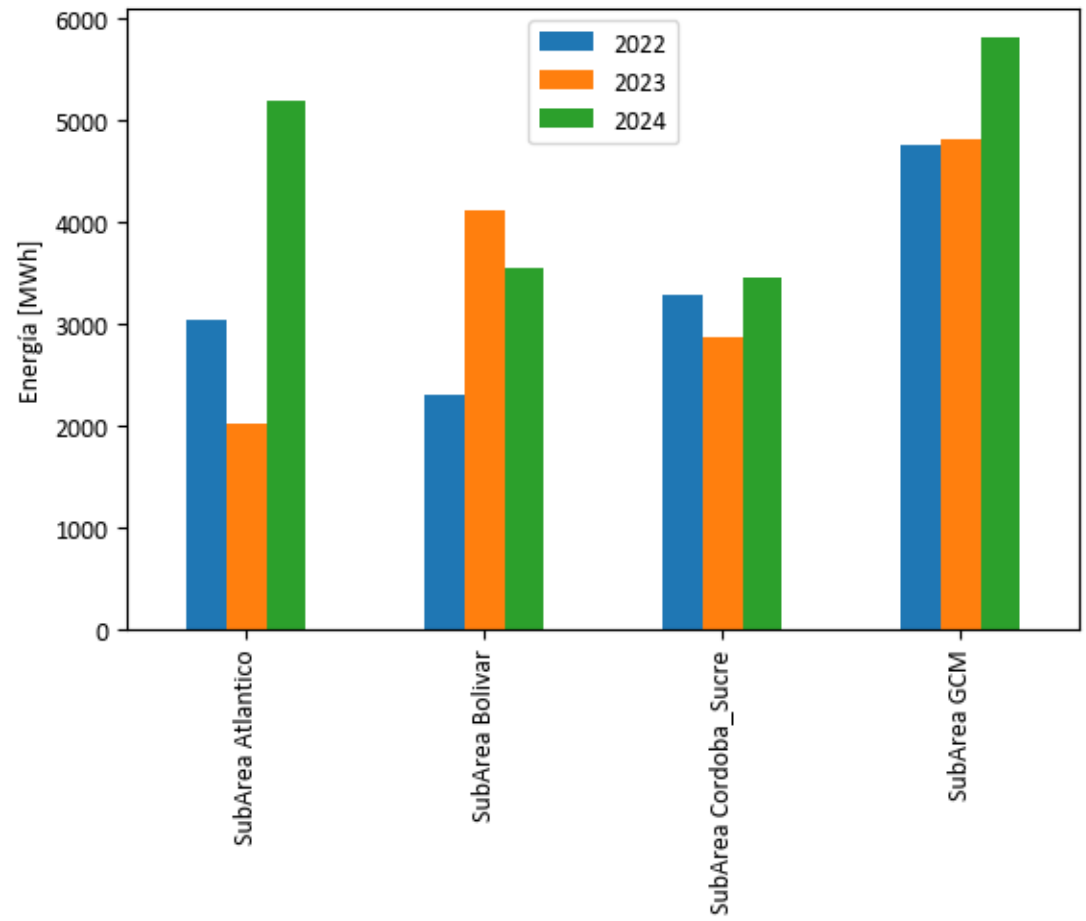
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 1.840 GWh, siendo un 84.57% de la demanda no atendida programada nacional (2.176 GWh) para el mes de Junio.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.699 GWh, siendo un 62.42% de la demanda no atendida no programada nacional (1.120 GWh) para el mes de Junio.

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

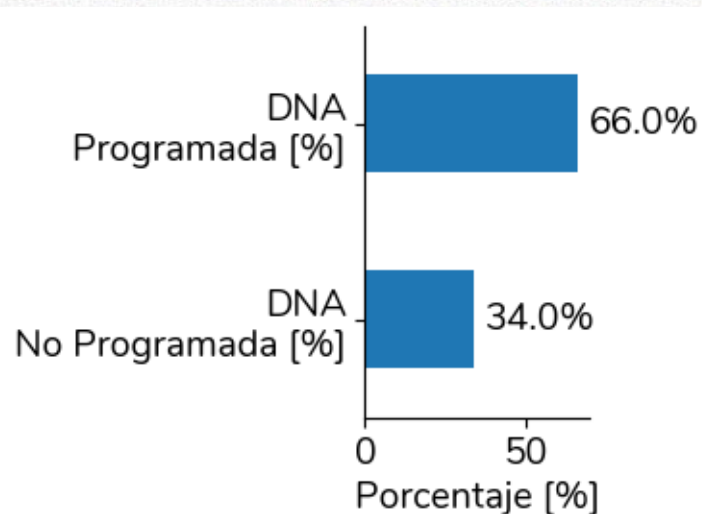


DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Junio



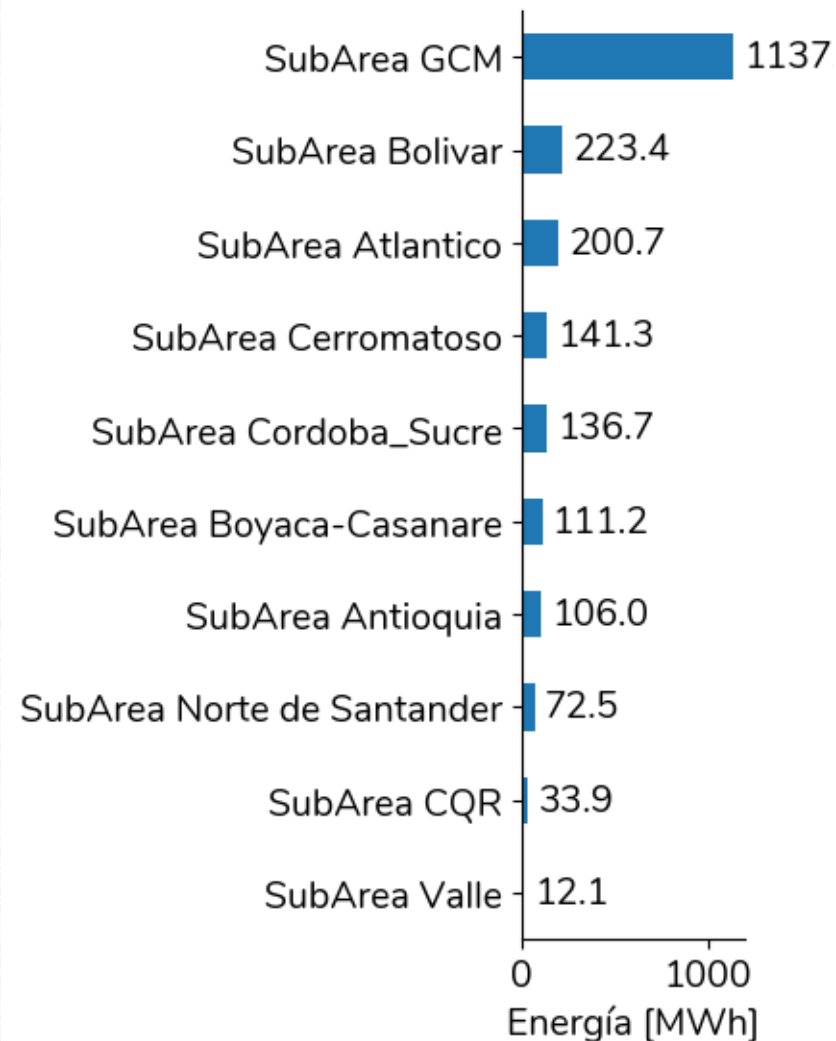
Resumen – Demanda no atendida

% DNA

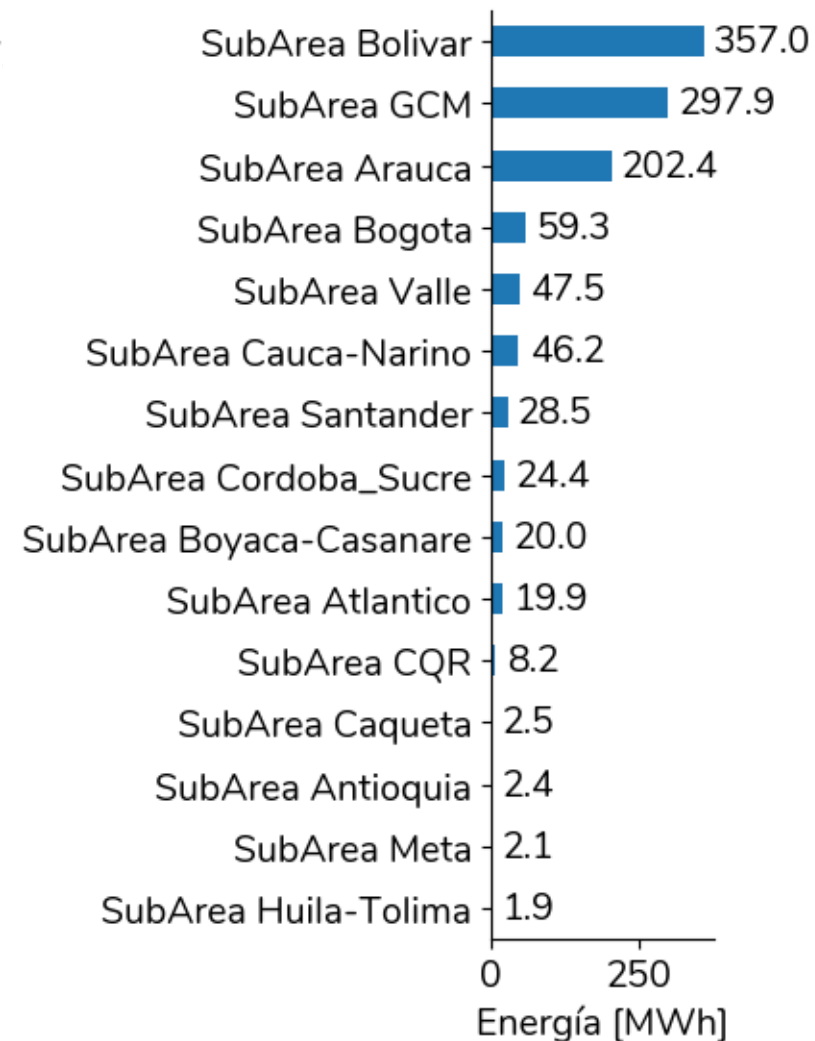


El total de demanda no atendida en Junio fue 3.3 GWh

DNA Programada

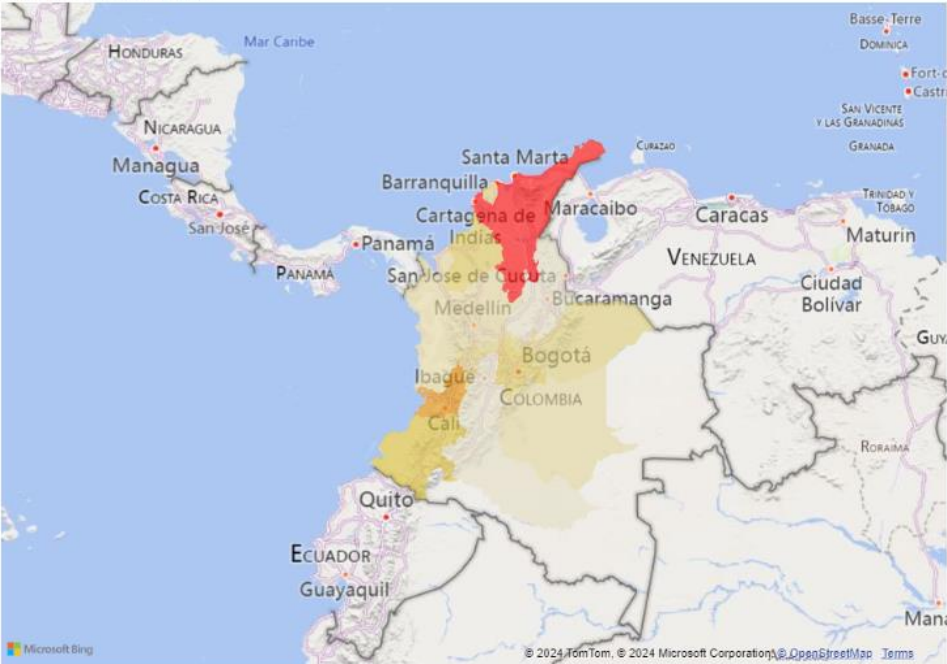


DNA No Programada

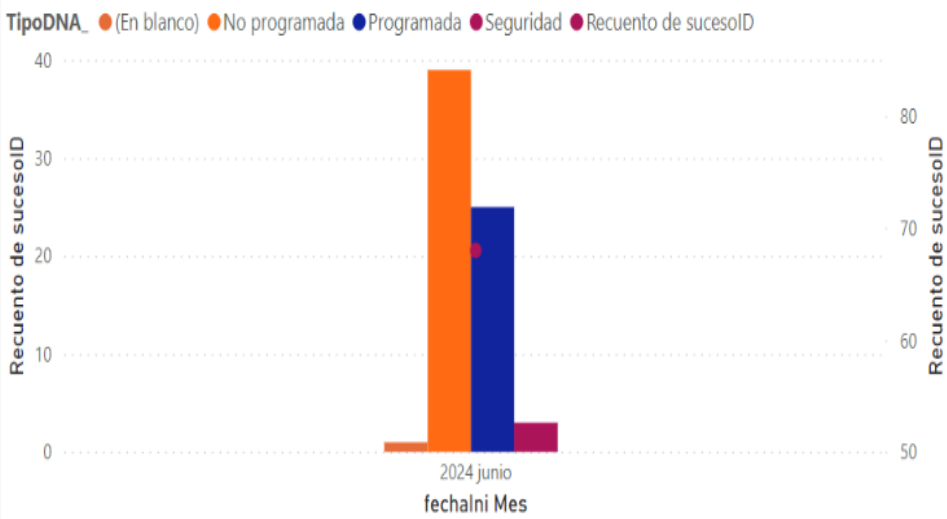


Demanda no atendida

Número sucesos DNA



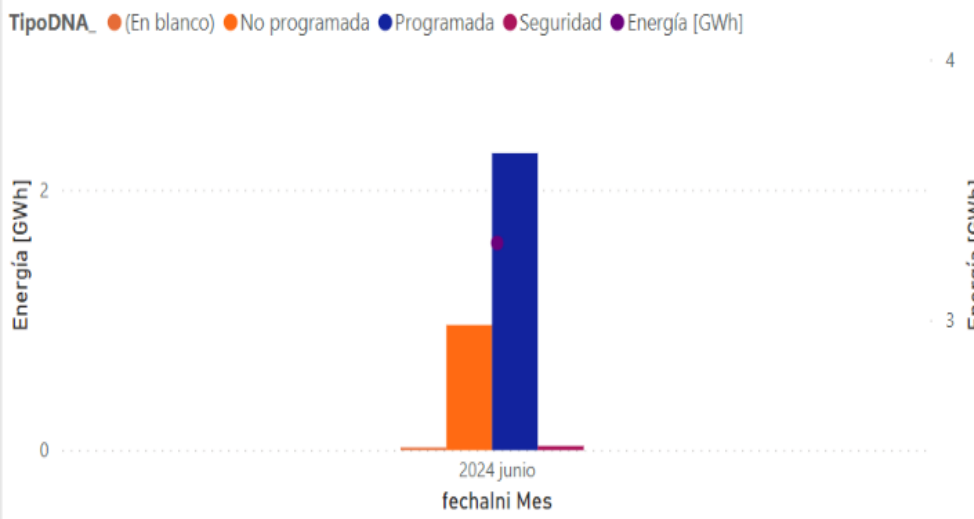
Sumatoria mensual de sucesos DNA por tipo



Suma de energía de DNA [GWh]



Suma mensual de energía por DNA por tipo [GWh]



68
Eventos de
DNA

3,33 GWh

Suma de
energía de DNA

Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 1803

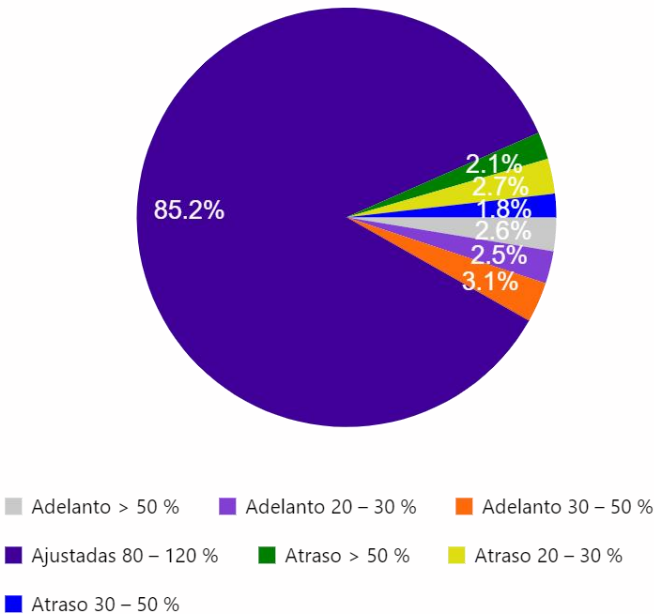
(Seguimiento Semestral Enero 1 – Junio 30 de 2024)

Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan



Desde 01/01/2024

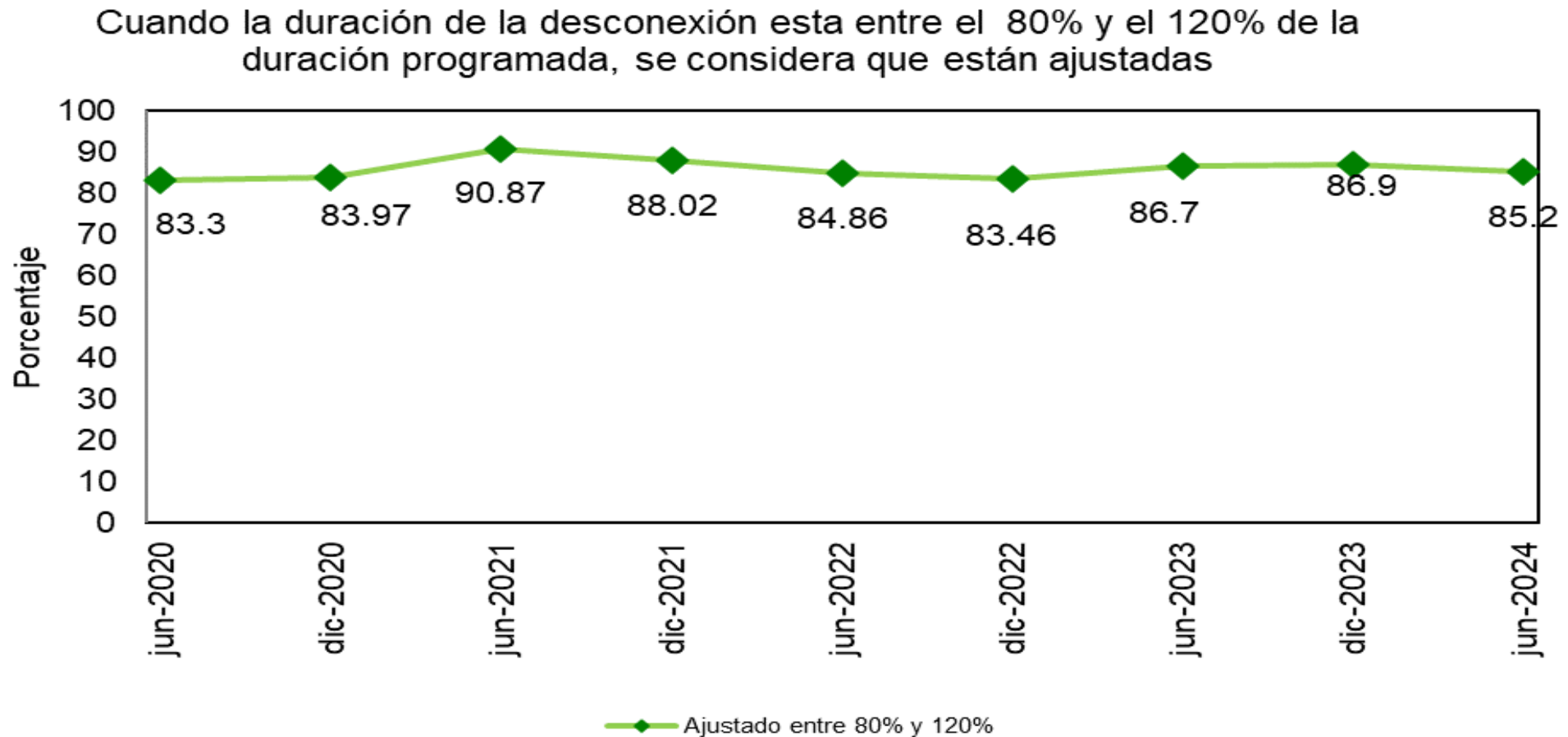
Hasta 30/06/2024



Rangos	Valor %
Adelanto mayor al 50%	2.6
Adelanto entre el 30% y el 50%	3.1
Adelanto entre el 20% y el 30%	2.5
Ajustadas entre el 80% y el 120%	85.2
Atraso entre el 20% y el 30%	2.7
Atraso entre el 30% y el 50%	1.8
Atraso mayor al 50%	2.1

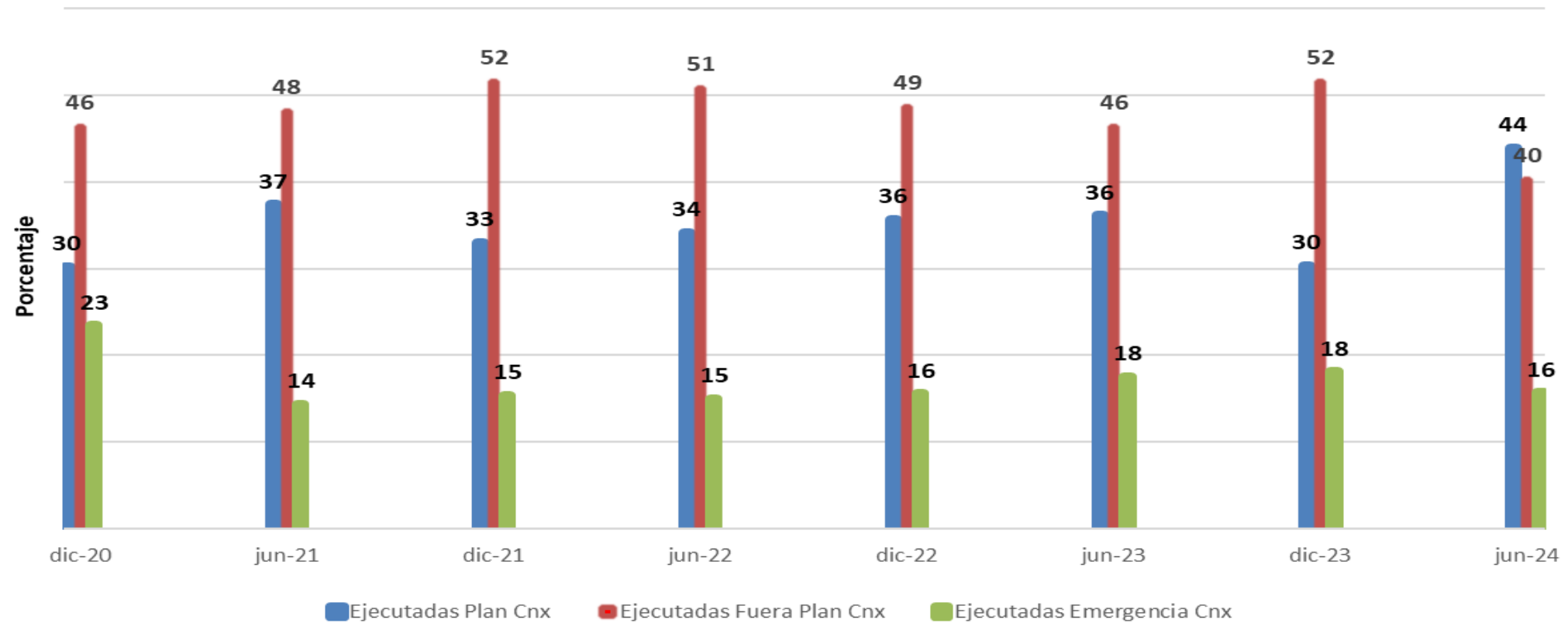
Cuando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas. Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada. Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.

Historia Indicadores Acuerdo CNO 1803

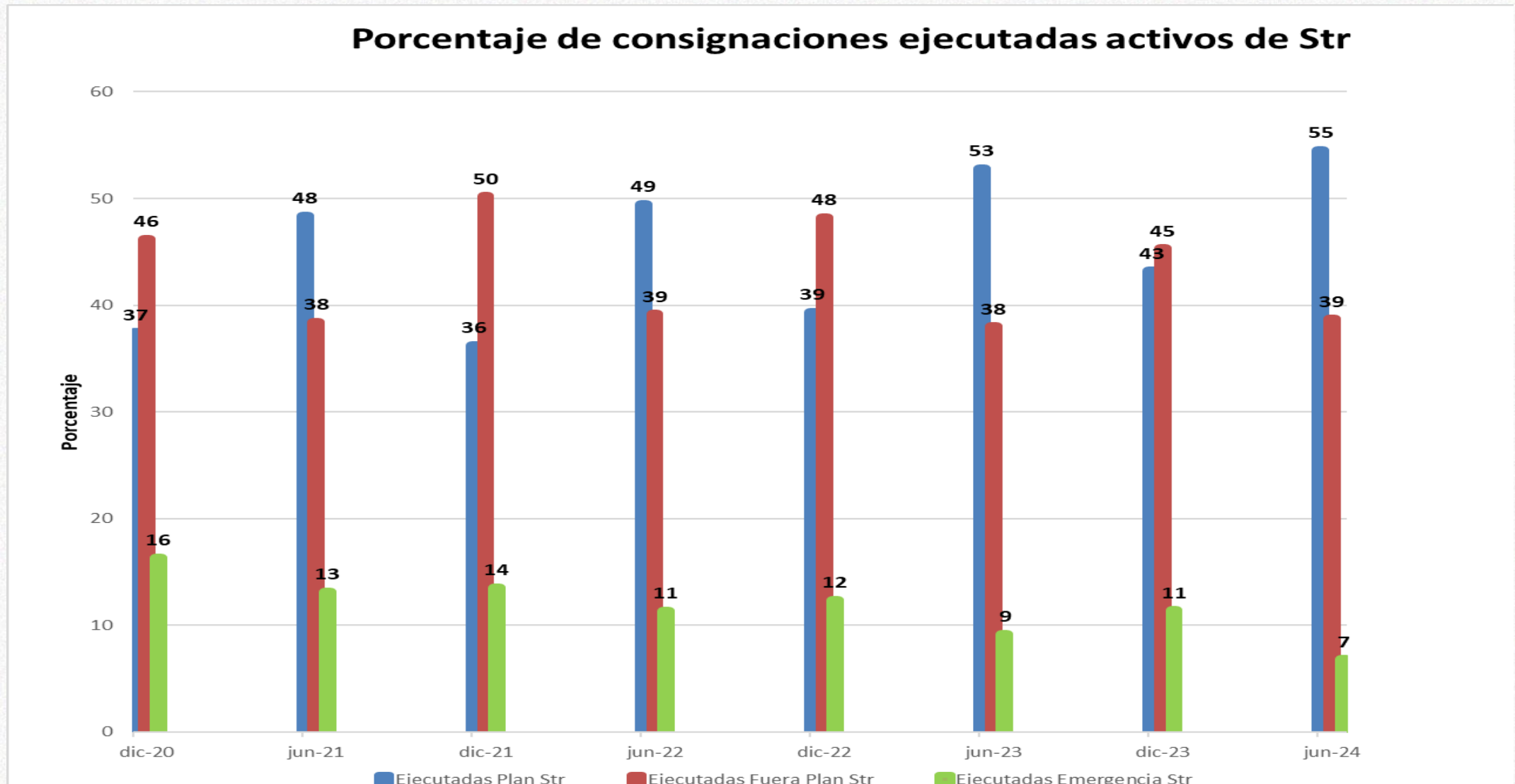


Historia Indicadores Acuerdo CNO 1803

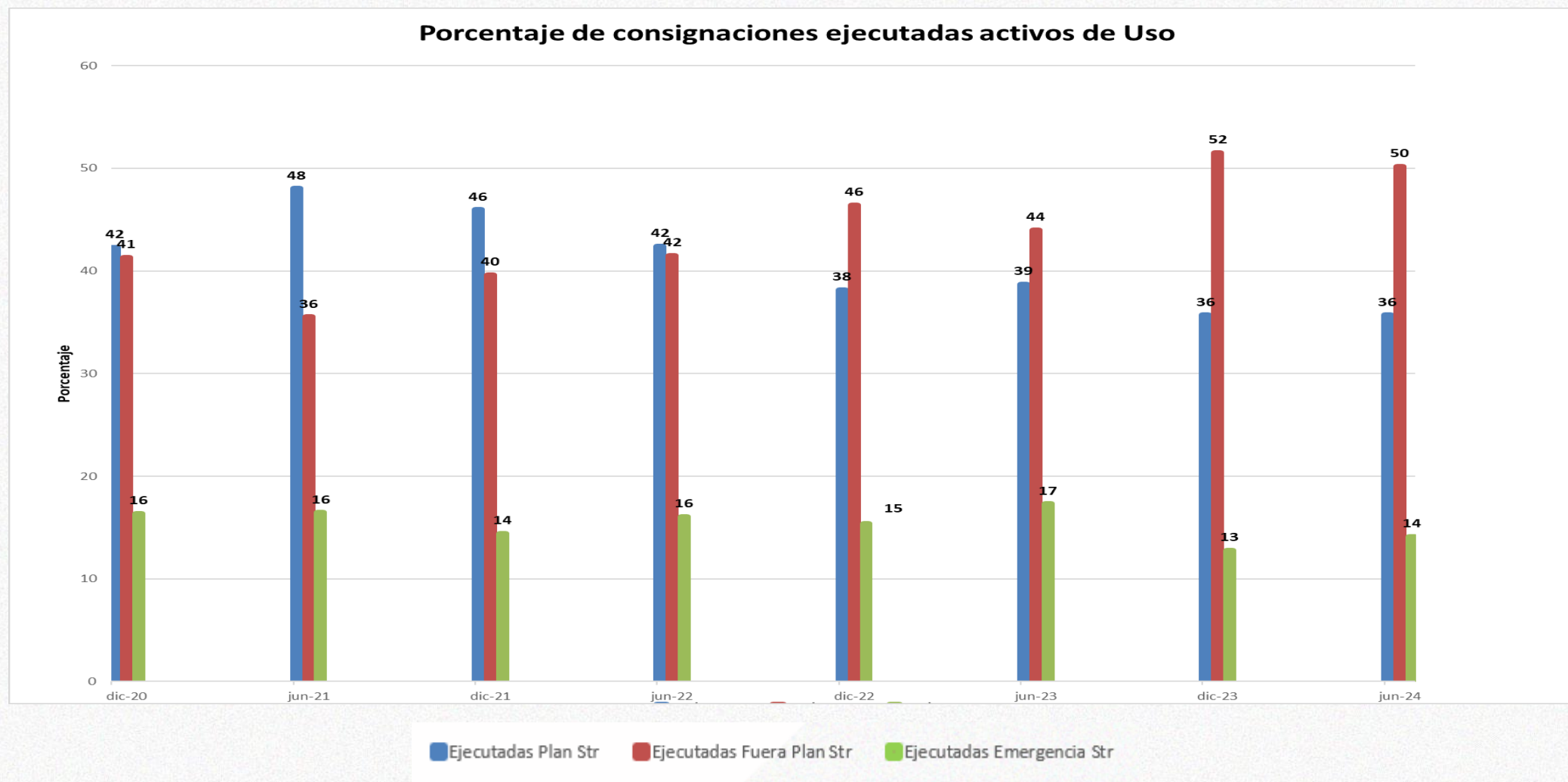
Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



Historia Indicadores Acuerdo CNO 1803



Historia Indicadores Acuerdo CNO 1803



Indicadores Acuerdo CNO 1803

En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de **adelanto y atraso** de las desconexiones para el rango ajustado se encuentra en un 85.2%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 86.9%, evidenciándose que se **disminuyó** en el porcentaje, el indicador se mantiene en el rango en el cual se considera que las duraciones de las desconexiones estuvieron ajustadas.
- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso**, el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **plan** corresponde a 43,9%, 54,5% y 35,7% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 30,3%, 43,2% y 35,7%, evidenciándose un **aumento** en los activos de **conexión y STR** y para los activos de uso el índice se mantiene en el mismo valor.
- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso** el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **fuera de plan** corresponde a 40,4%, 38,7% y 50,2% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 51,6%, 45,3% y 51,5%. evidenciándose una **disminución** para los activos de **conexión, STR y Uso**.

Indicadores Acuerdo CNO 1803

- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso** el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **Emergencia** corresponde a 15,7%, 6,8% y 14,1% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 18,1%, 11,4% y 12,8% evidenciándose una **disminución** para los activos de **conexión y STR** y un aumento en los activos de uso.
- ✓ El índice de porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango de 1.7 % y 5,1 % dependiendo del tipo de activo. Los valores de este indicador en el anterior semestre estuvieron en el rango de 4 % y 9,6 %, por lo tanto, se aprecia una disminución en este indicador.
- ✓ Con respecto a las **4676** consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia un aumento importante con respecto a las **4195** consignaciones ejecutadas en el semestre anterior. En porcentaje este aumento fue del **10.28%**.

Estados de emergencia y alerta en el SIN

Definiciones

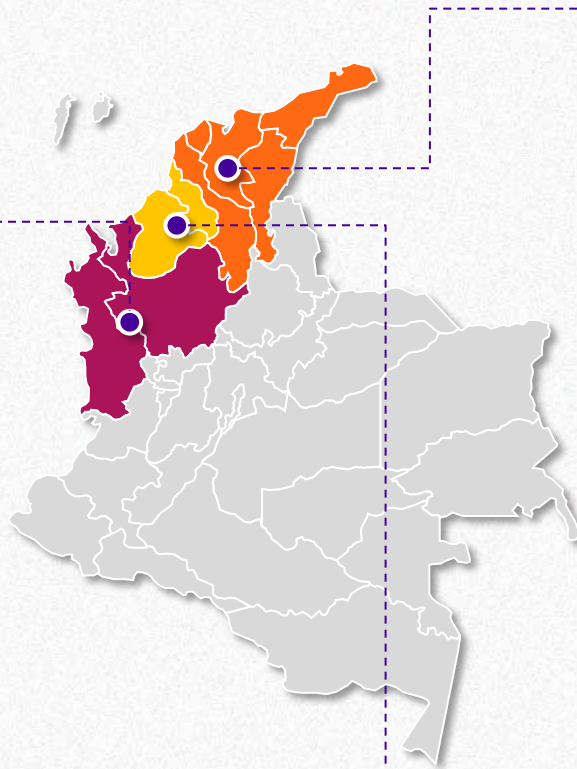
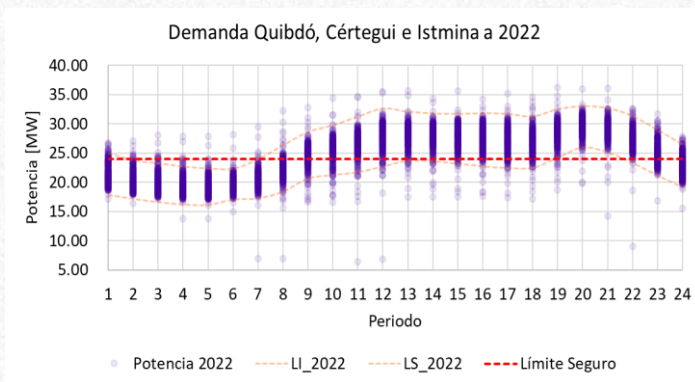
Estado de Alerta: Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia.

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

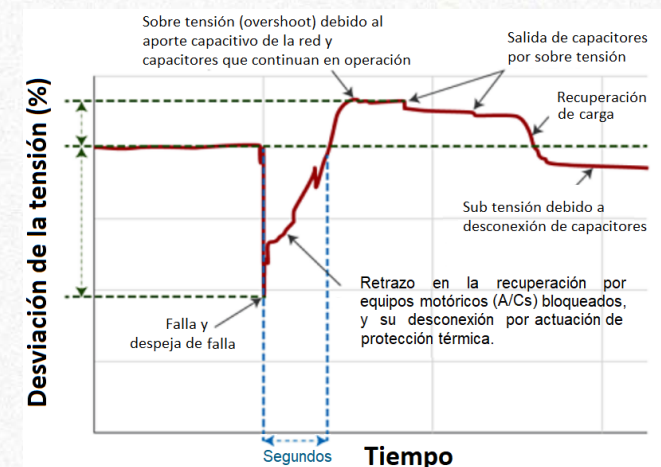
Restricciones con declaración de alerta/emergencia a 2023

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

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



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



Condición de emergencia nodos en configuración radial del área Caribe
Agotamiento de red por crecimiento de la demanda y no entrada de proyectos de expansión, dificultad para cumplir en condición de red completa los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico, por lo que desde **junio de 2023 fueron declarados en condición de emergencia** los nodos:

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

Declaraciones de alerta / emergencia



Área Caribe

Junio 16:

- Subestaciones Cuestecitas 110 kV, Riohacha 110 kV, Maicao 110 kV y Mina Inter 110 kV.
- Subestaciones Unión 110 kV, Magdalena 34.5 kV, El Río 34.5 kV.

Junio 28:

- Subárea Bolívar ante cambio de parámetros de los circuitos 1 y 2 TERMOCANDELARIA – TERNERA 220 kV.

Subáreas Huila y Caqueta.

Junio 13 -14:

- Subestaciones Betania 115 kV, Hobo 115 kV, Seboruco 115 kV, El Bote 115 kV, Sur 115 kV, Oriente 115 kV, Tenay 115 kV, Prado 115 kV, Natagaima 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV.

Junio 16:

- Subestaciones Hobo 115 kV, Altamira 115 kV, Segovianas 115 kV, Pitalito 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV.

Declaraciones de alerta / emergencia



Áreas Antioquia y Choco

Junio 2 – 3:

- Subestaciones Amagá 110 kV, Bolombolo 110 kV, Hispania 115 kV, El Siete 110 kV, Quibdó 115 kV, Certegui 115 kV, Itsmina 115kV.

Subárea Nordeste

Junio 29 a Julio 2:

- Subestaciones San Gil 115 kV, Mesa del Sol 115 kV, Piedecuesta 115 kV y Rio Frio 115 kV.

Declaraciones de alerta / emergencia



Subárea Atlántico. Junio 11 de 2024

Restricción	ESPS	Proyecto	Estado
El Río 110/34.5 kV / Unión- Magdalena 34.5 kV + Unión - El Río 1 34.5 kV	No	Sin Proyecto	Emergencia
Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV	No	Sin Proyecto	Emergencia
Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV	No	Sin Proyecto	Emergencia
Silencio 5N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5	No	Sin Proyecto	Emergencia
Silencio 4N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5	No	Sin Proyecto	Emergencia
Tebesa - Cordialidad 110 kV / Caracolí – Cordialidad 110 kV	No	Nueva subestación Galapa 110 kV (FPO:2025)	Emergencia

Declaraciones de alerta / emergencia



Subárea Bolívar.
Junio 11 de 2024

Restricción	ESPS	Proyecto	Estado
Tenera 3 66/13.8/6.9 kV / Tenera 5 66/13.8/6.9 kV	Sí	Sin Proyecto	Alerta
Sobrecarga en red completa de Tenera – Gambote 66 kV	No	Carreto 500 kV, Carreto 66 kV (FPO:2027)	Emergencia
La Marina - Chambacu - 1 66 kV / Bosque - Chambacú 1 66 kV	Sí	Sin Proyecto	Alerta
Bosque - Chambacú 1 66 kV / La Marina - Chambacu - 1 66 kV	Sí	Sin Proyecto	Alerta
Tenera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Sí	Sin Proyecto	Alerta
Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Tenera - Zaragocilla 66 kV	Sí	Sin Proyecto	Alerta
Sobrecarga en red completa de Bolívar - Villa Estrella 66 kV	No	Proyecto AFINIA: aumentar capacidad de corriente (FPO: sin definir)	Emergencia

Declaraciones de alerta / emergencia

Subárea Córdoba Sucre.

Junio 11 de 2024

Restricción	ESPS	Proyecto	Estado
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	Alerta
Chinú - Boston 1 110 kV / Chinú - Boston 2 110 kV	Sí	Nueva Toluviejo 220/110 kV	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 500/110 kV (FPO:2025)	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 Toluviejo 220/110 kV (FPO:2025)	Alerta
Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 1 110 kV	Sí	Nueva Toluviejo 220/110 kV (FPO: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 Toluviejo 220/110 kV (FPO:2025)	Alerta
Urrá - Urabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV	Sí	Propuesta ITR – Refuerzo Montería	Alerta

Declaraciones de alerta / emergencia



Subárea GCM.
Junio 11 de 2024

Restricción	ESPS	Proyecto	Estado
Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV	Sí	Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026)	Emergencia
Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV	Sí	Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026)	Emergencia
Valledupar – Guatapurí 34,5 kV LN599 / Valledupar – Guatapurí 34,5 kV LN 513	Sí	Guatapurí 110 kV y Nueva San Juan 110 kV (FPO: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	Emergencia
Santa Marta 1 220/110/34,5 kV / Santa Marta 9 220/110/34,5 kV	Sí	Bureche 110 kV (FPO:2026)	Alerta

Declaraciones de alerta / emergencia

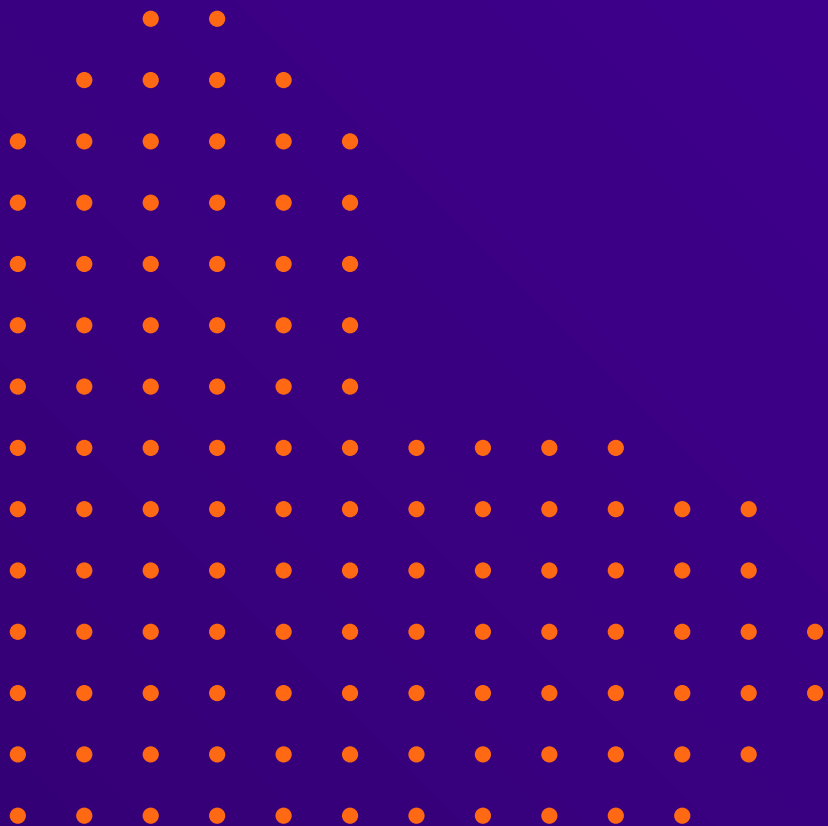


Subárea Cauca – Nariño
Junio 11 de 2024

Restricción	ESPS	Proyecto	Estado
Jamondino - Jardinera 115 kV / Bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV	No	Propuesta ITR – segundo corredor	Alerta

Subárea Norte Santander.
Junio 11 de 2024

Restricción	ESPS	Proyecto	Estado
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



Gracias



Sumamos energía,
sumamos pasión