

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-017

Jueves, 07 de septiembre de 2023



Sumamos energía,
sumamos pasión



1. Variables del SIN

- Demanda SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones
- Seguimiento a la senda de referencia

2. Expectativas Energéticas

- Análisis energético de mediano y sensibilidades

3. Situación Operativa

- Situación Operativa Actual
- Análisis Evento 05/08/2023 12:42 pm
- Mantenimiento de la planta de regasificación
- Radar de proyectos - Acuerdo CNO 696
- Indicadores de operación

1. Variables del SIN

Demanda del SIN

Hidrología

Generación

Restricciones

Seguimiento a la senda de referencia

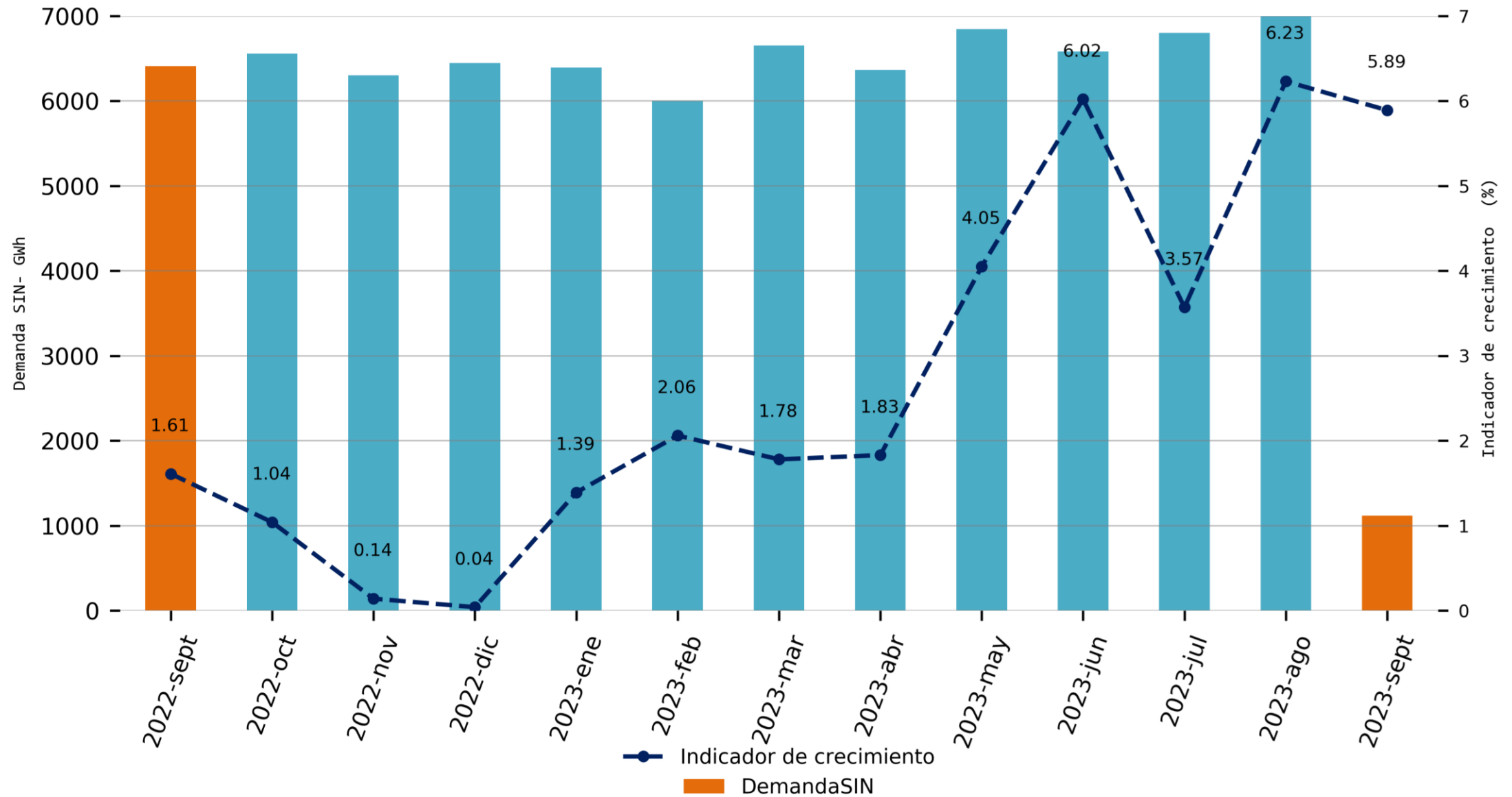


Sumamos energía,
sumamos pasión

¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

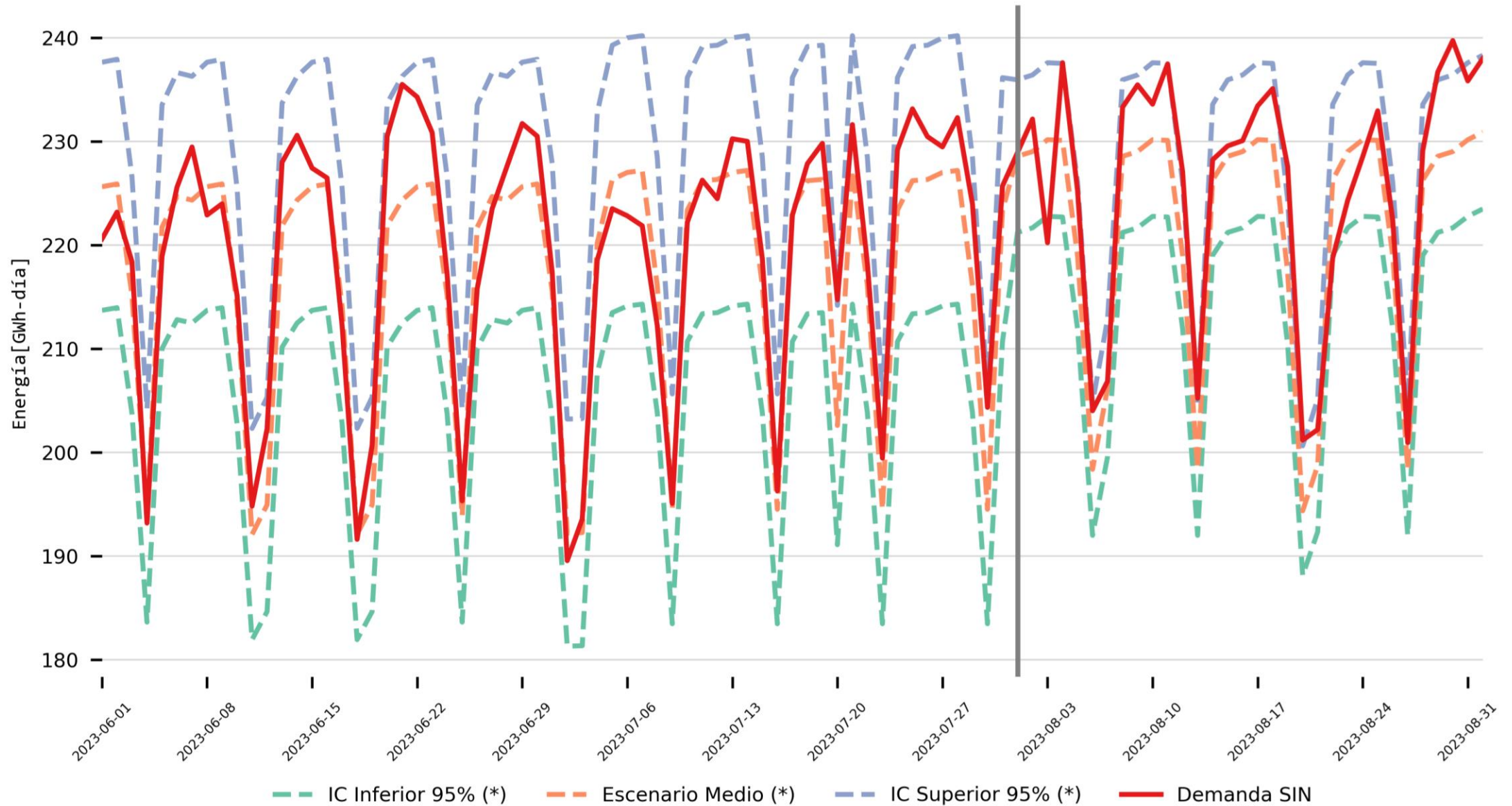


Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2023-09-03
Información actualizada el 2023-09-07

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 agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en septiembre de 2022 y para los valores posteriores al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME de julio de 2023.

Demanda comercial de energía del SIN - agosto 2023

MC	COD_OR	2022-08	2023-08
ANTIOQUIA	(EPMD)	2.78%	4.64%

MC	COD_OR	2022-08	2023-08
CHOCO	(EDPD)	1.86%	13.9%

MC	COD_OR	2022-08	2023-08
CALDAS	(CHCD)	3.05%	0.92%
CARTAGO	(EEPD)	3.47%	2.52%
PEREIRA	(EEPD)	4.54%	4.89%
QUINDIO	(EDQD)	4.82%	1.98%

MC	COD_OR	2022-08	2023-08
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	(EMID)	-0.35%	5.25%
TULUA	(CETD)	-1.77%	8.01%
VALLE DEL CAUCA	(EPSD)	0.71%	3.52%

MC	COD_OR	2022-08	2023-08
BAJO PUTUMAYO	(EBPD)	7.54%	10.38%
CAUCA	(CEOD)	0.98%	-0.5%
NARIÑO	(CDND)	0.75%	3.04%
POPAYAN - PURACE	(EMED)	26.59%	-1.8%
PUTUMAYO	(EPTD)	4.77%	14.58%
VALLE DEL SIBUNDOY	(EVSD)	0.67%	0.45%

MC	COD_OR	2022-08	2023-08
CARIBE MAR	(CMMD)	2.24%	13.96%
CARIBE SOL	AIR(CSSD)	1.58%	9.36%

MC	COD_OR	2022-08	2023-08
ARAUCA	(ENID)	39.37%	2.09%
BOYACA	(EBSD)	21.46%	3.01%
CASANARE	(CASD)	0.75%	11.98%
NORTE DE SANTANDER	(CNSD)	5.96%	7.48%
RUITOQUE	(RTQD)	-30.43%	16.93%
SANTANDER	(ESSD)	-0.08%	8.1%

MC	COD_OR	2022-08	2023-08
BOGOTA - CUNDINAMARCA	(ENDD)	0.0%	0.44%
META	(EMSD)	23.3%	15.5%

MC	COD_OR	2022-08	2023-08
GUAVIARE	(EGVD)	6.94%	12.46%

MC	COD_OR	2022-08	2023-08
CAQUETA	(CQTD)	4.1%	9.99%
HUILA	(HLAD)	3.86%	1.63%
TOLIMA	(EPSD)	-0.97%	5.12%

- MC: Mercado de comercialización
- OR: Operador de red

*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

**No considera consumos propios

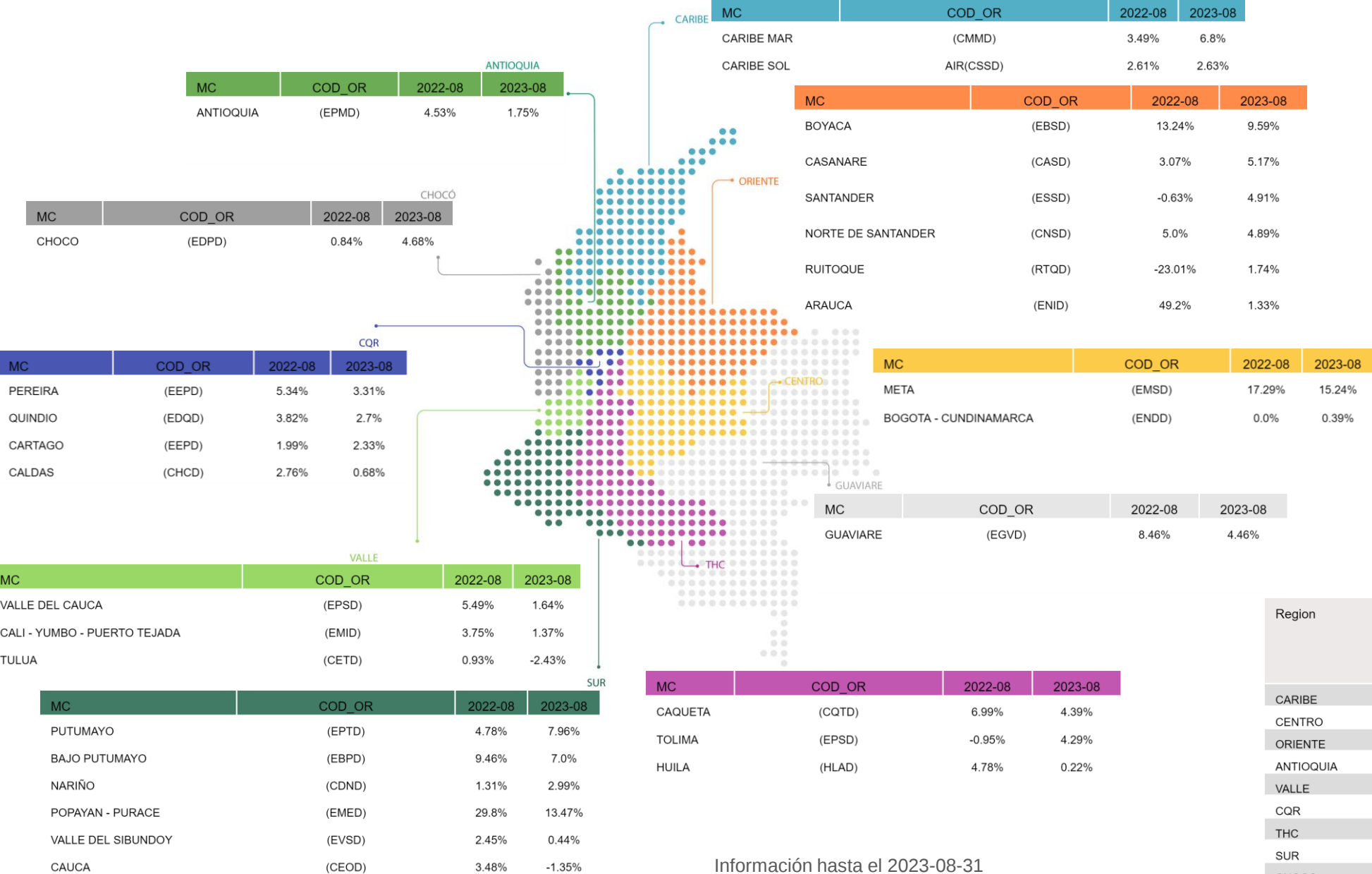
***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2022-08	Demanda Comercial [GWh] 2023-08	Variación 2022-08	Variación 2023-08
CARIBE	1774.59	1978.18	1.92%	11.75%
CENTRO	1594.89	1623.96	4.51%	2.42%
ORIENTE	951.47	1004.93	10.81%	5.89%
ANTIOQUIA	916.18	952.61	2.78%	4.64%
VALLE	607.53	632.16	0.01%	4.7%
CQR	275.5	279.83	3.7%	2.08%
THC	266.84	276.48	1.42%	4.13%
SUR	180.81	183.82	1.36%	2.08%
CHOCO	21.96	24.91	1.86%	13.9%
GUAVIARE	6.18	6.94	6.94%	12.46%

Información hasta el 2023-08-31

Información actualizada el 2023-09-04

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta agosto 2023



- MC: Mercado de comercialización
- OR: Operador de red

*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

**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] 2022-08	Demanda Comercial [GWh] 2023-08	Variación 2022-08	Variación 2023-08
CARIBE	13858.45	14524.43	3.07%	4.83%
CENTRO	12172.54	12430.64	5.48%	2.19%
ORIENTE	7135.97	7568.17	8.56%	6.08%
ANTIOQUIA	7061.67	7180.55	4.53%	1.75%
VALLE	4683.15	4746.3	4.3%	1.35%
CQR	2114.05	2149.21	3.45%	1.7%
THC	2040.78	2093.77	2.07%	2.63%
SUR	1407.41	1424.13	2.92%	1.23%
CHOCO	173.06	181.12	0.84%	4.68%
GUAVIARE	48.89	51.04	8.46%	4.46%

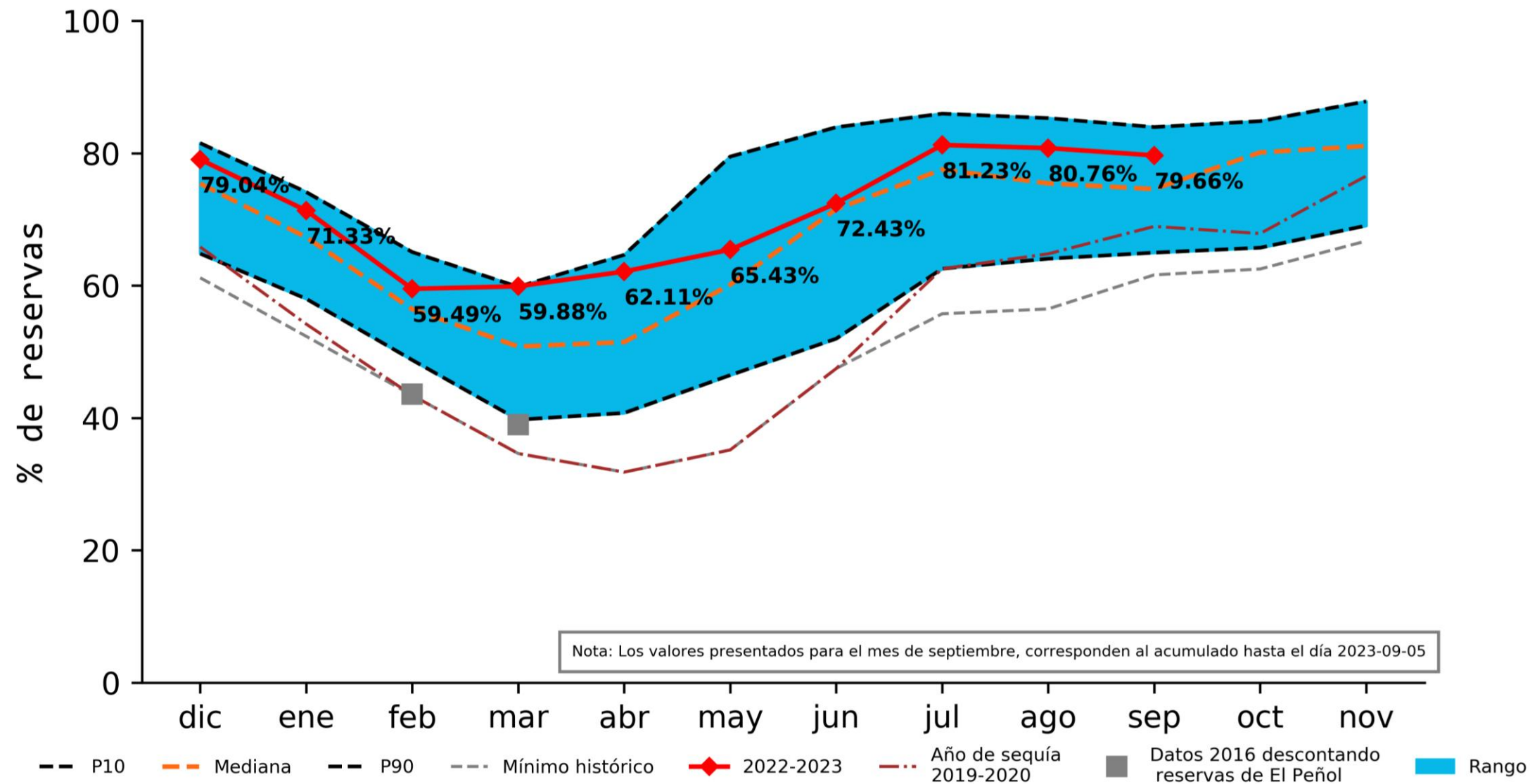
Información hasta el 2023-08-31

Información actualizada el 2023-09-04

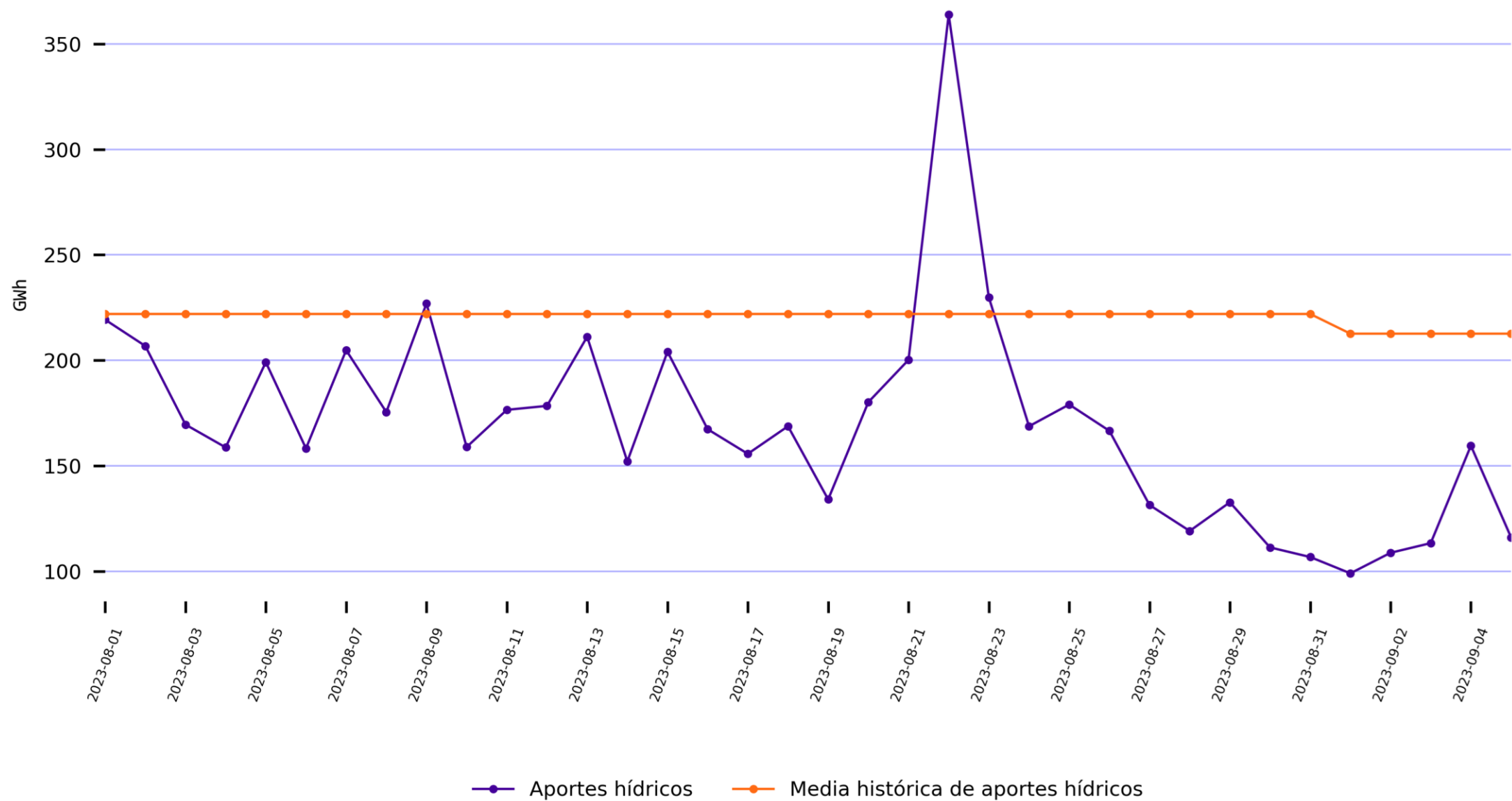
¿Cómo está la situación energética?



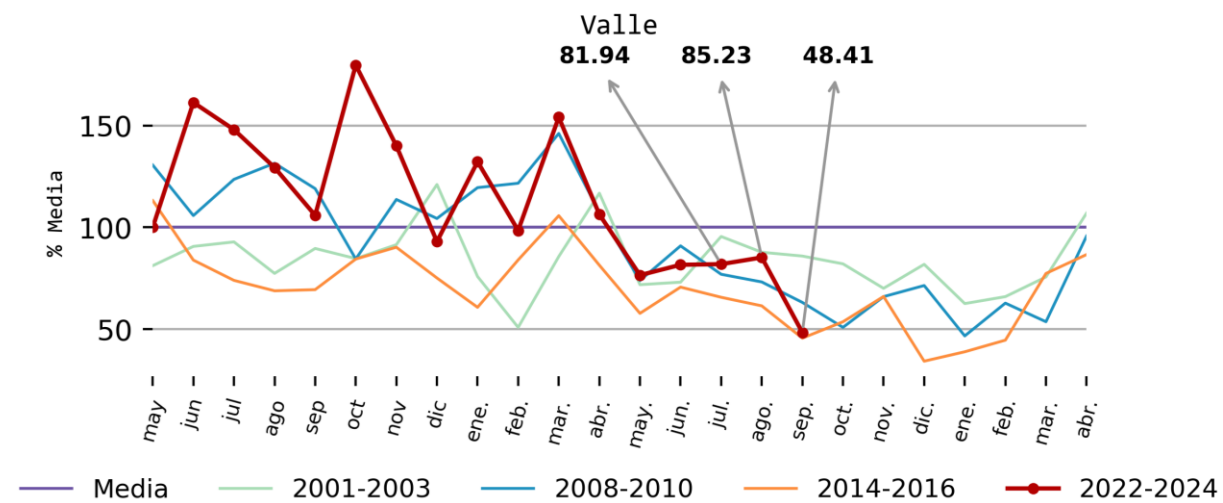
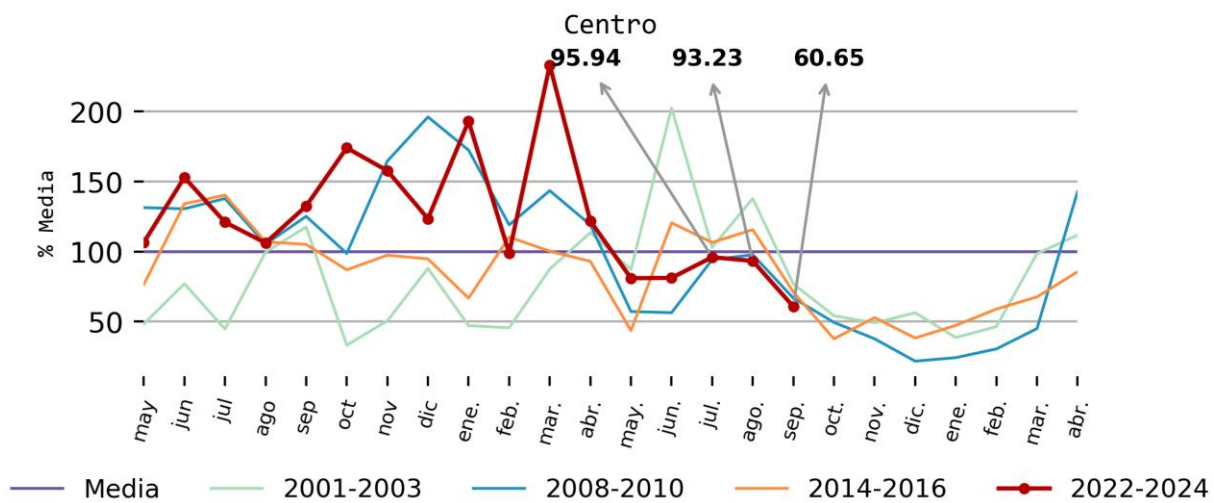
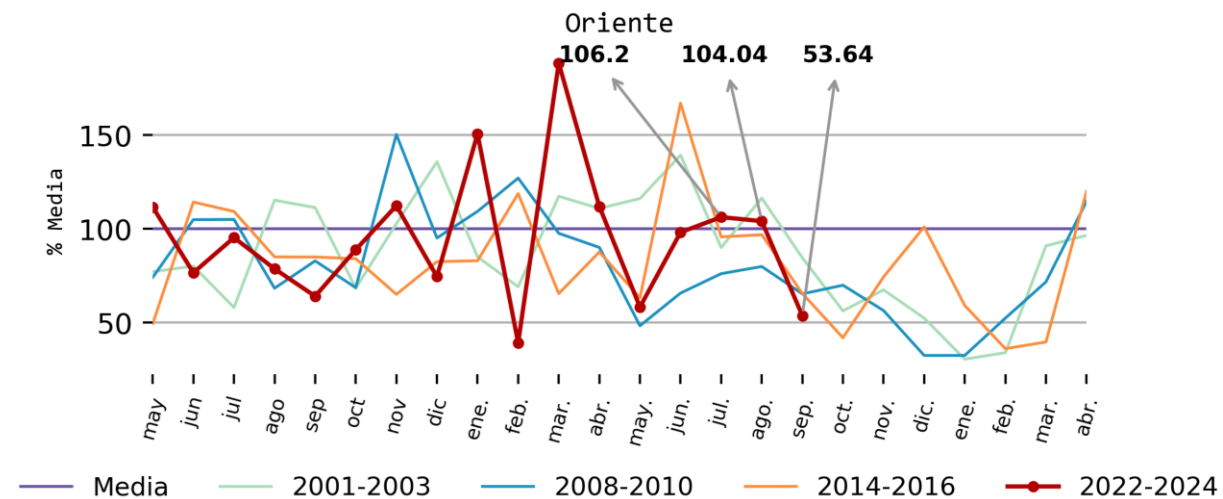
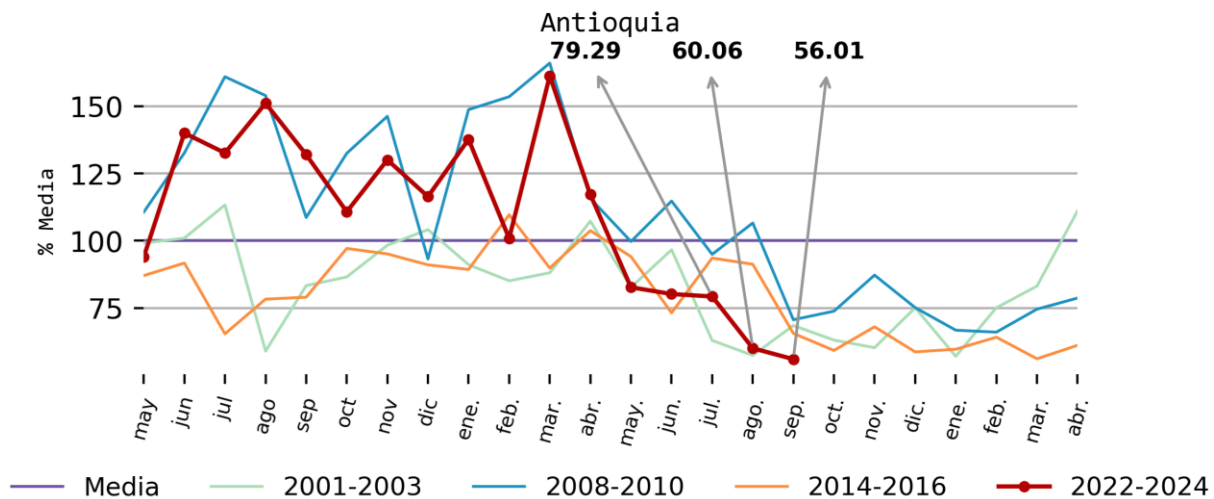
Reservas hídricas



Aportes hídricos diarios



Aportes por regiones



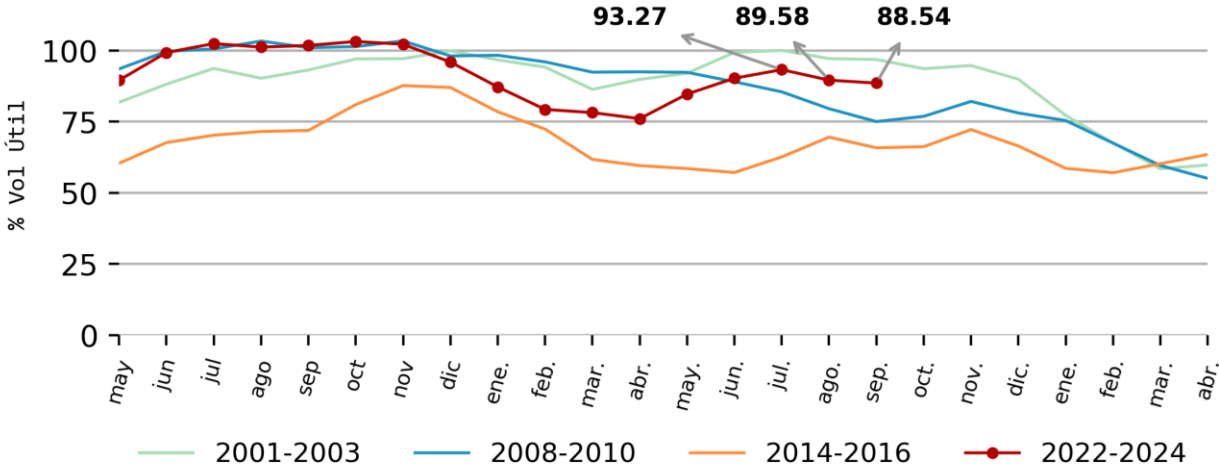
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2023-09-05

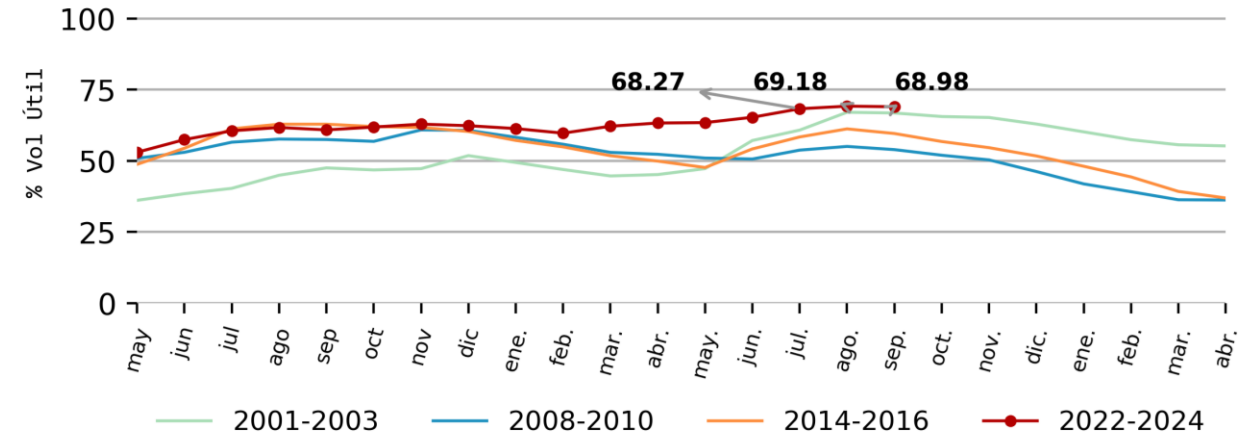
Información actualizada el 2023-09-06

Evolución de principales embalses

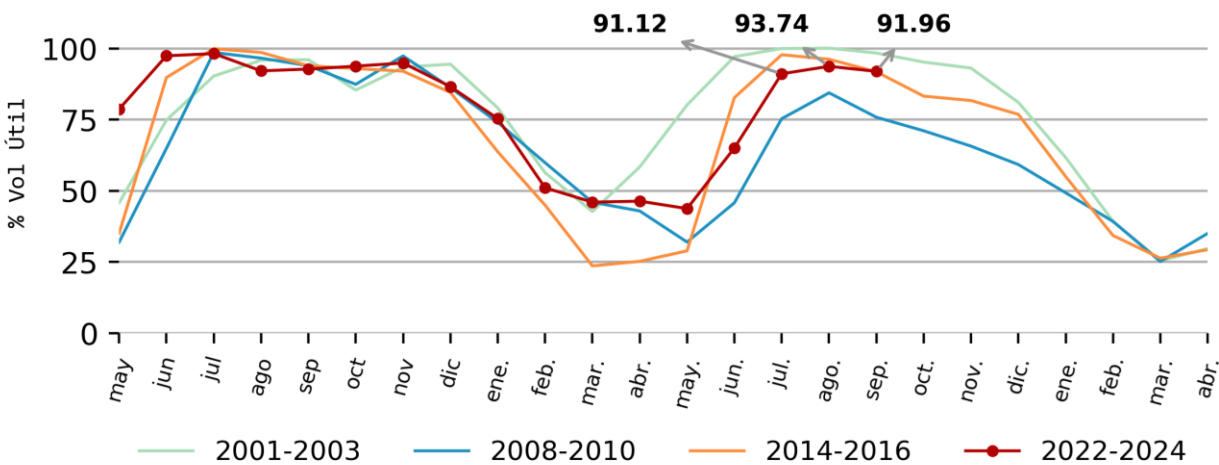
PENOL



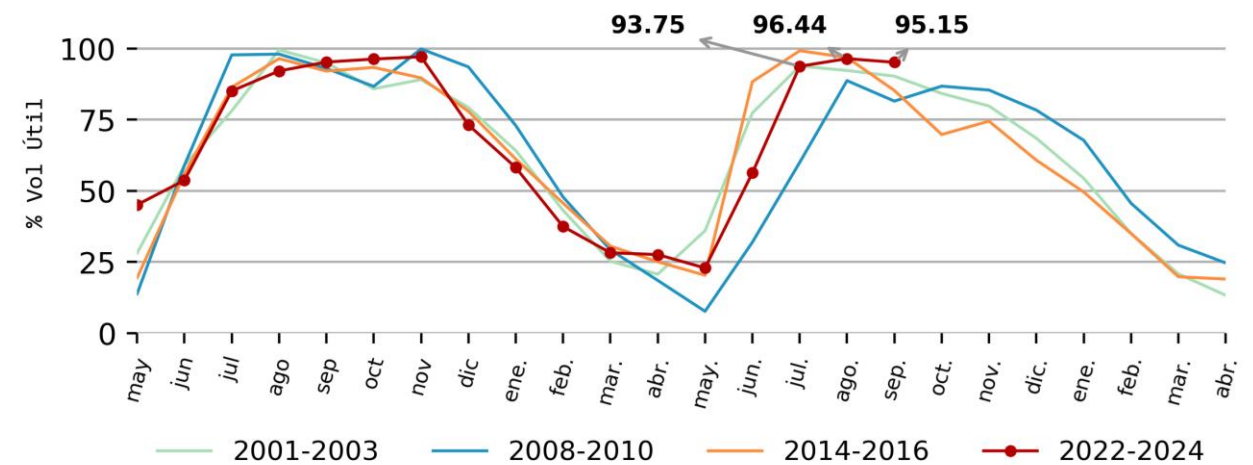
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



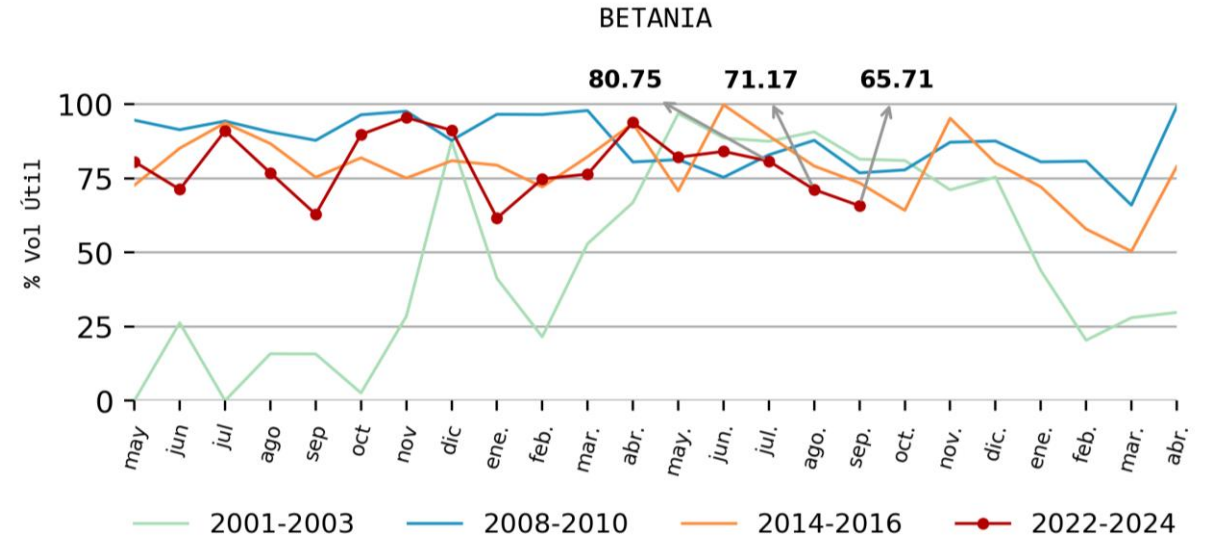
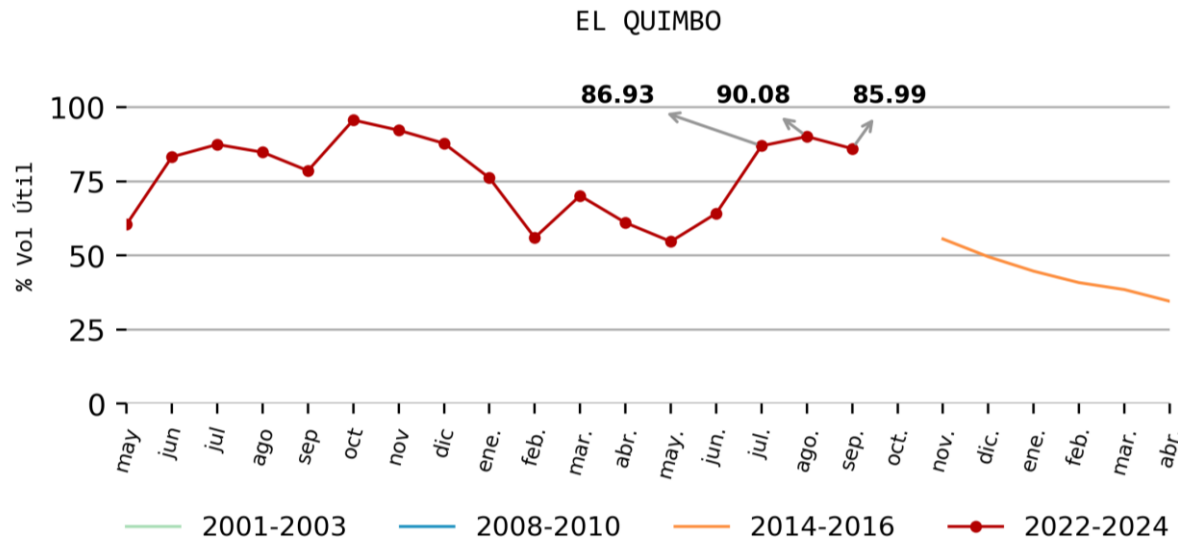
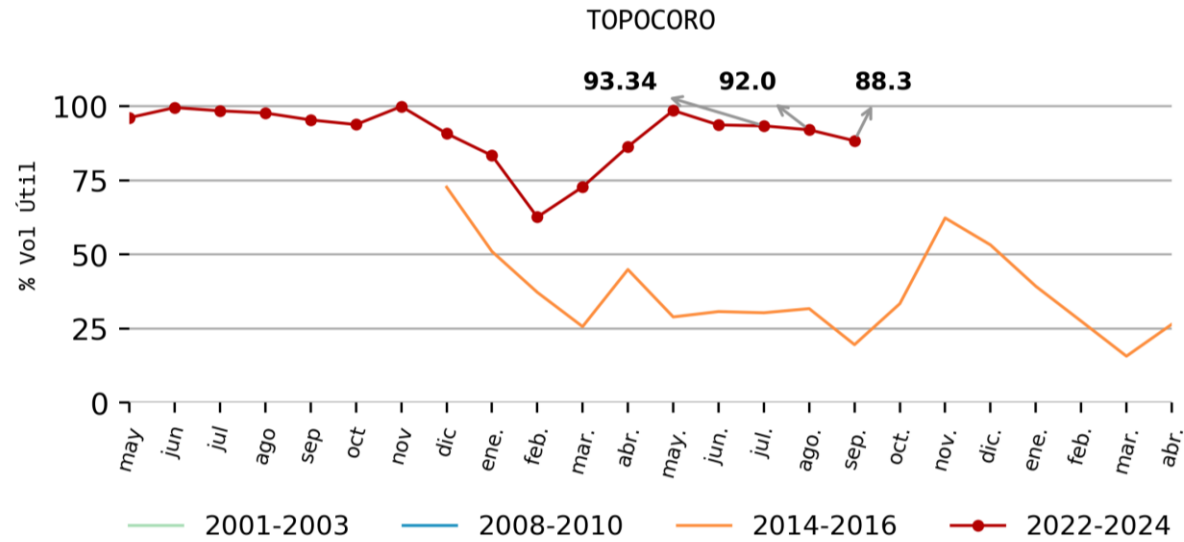
ESMERALDA



Información hasta el 2023-09-05

Información actualizada el 2023-09-06

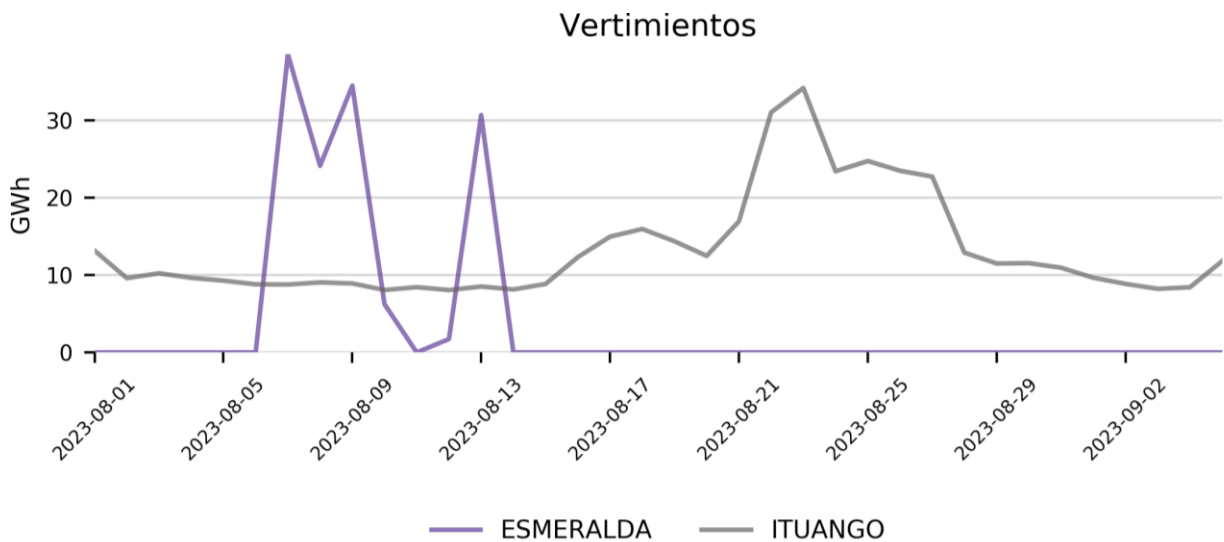
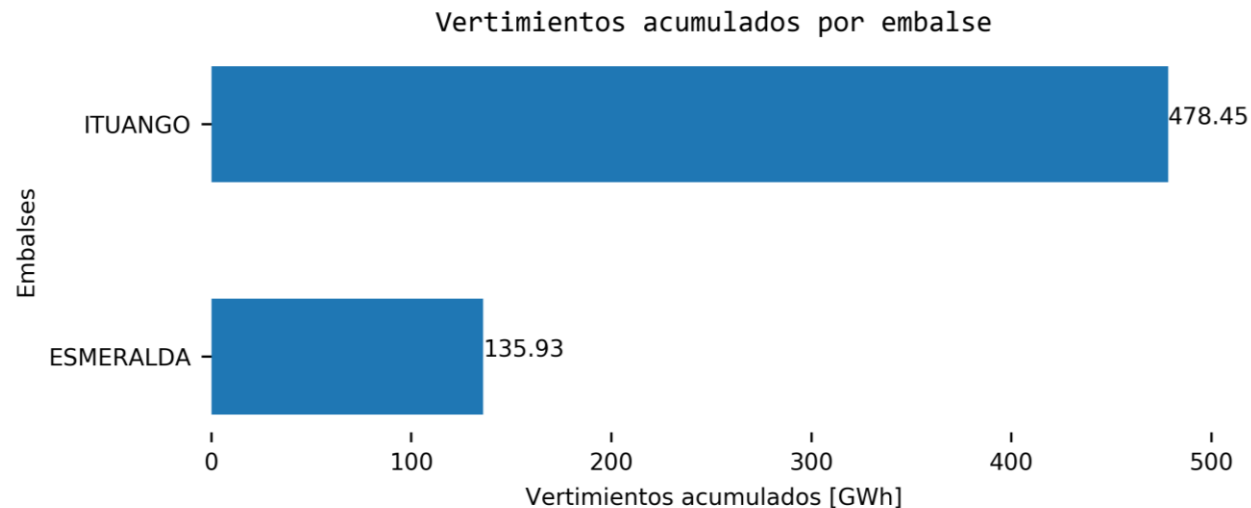
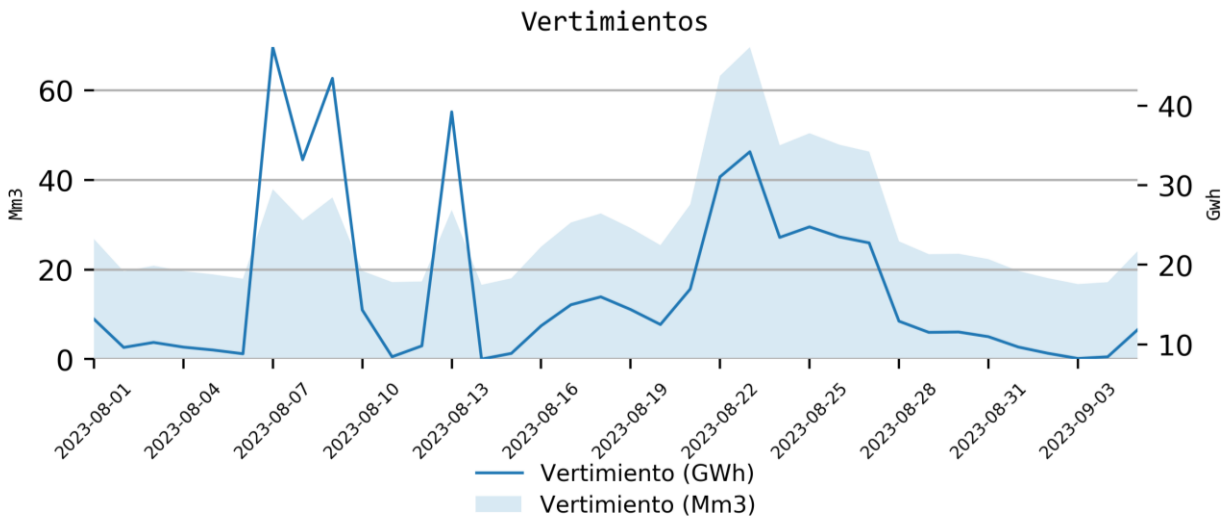
Evolución de principales embalses



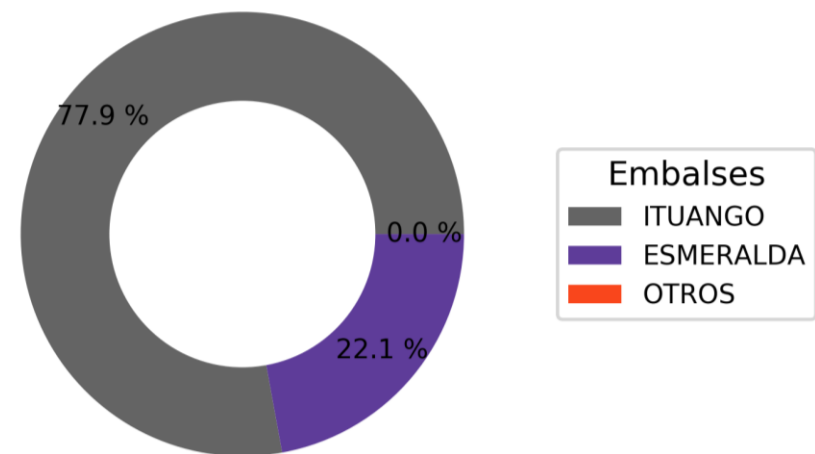
Información hasta el 2023-09-05

Información actualizada el 2023-09-06

Vertimientos del SIN



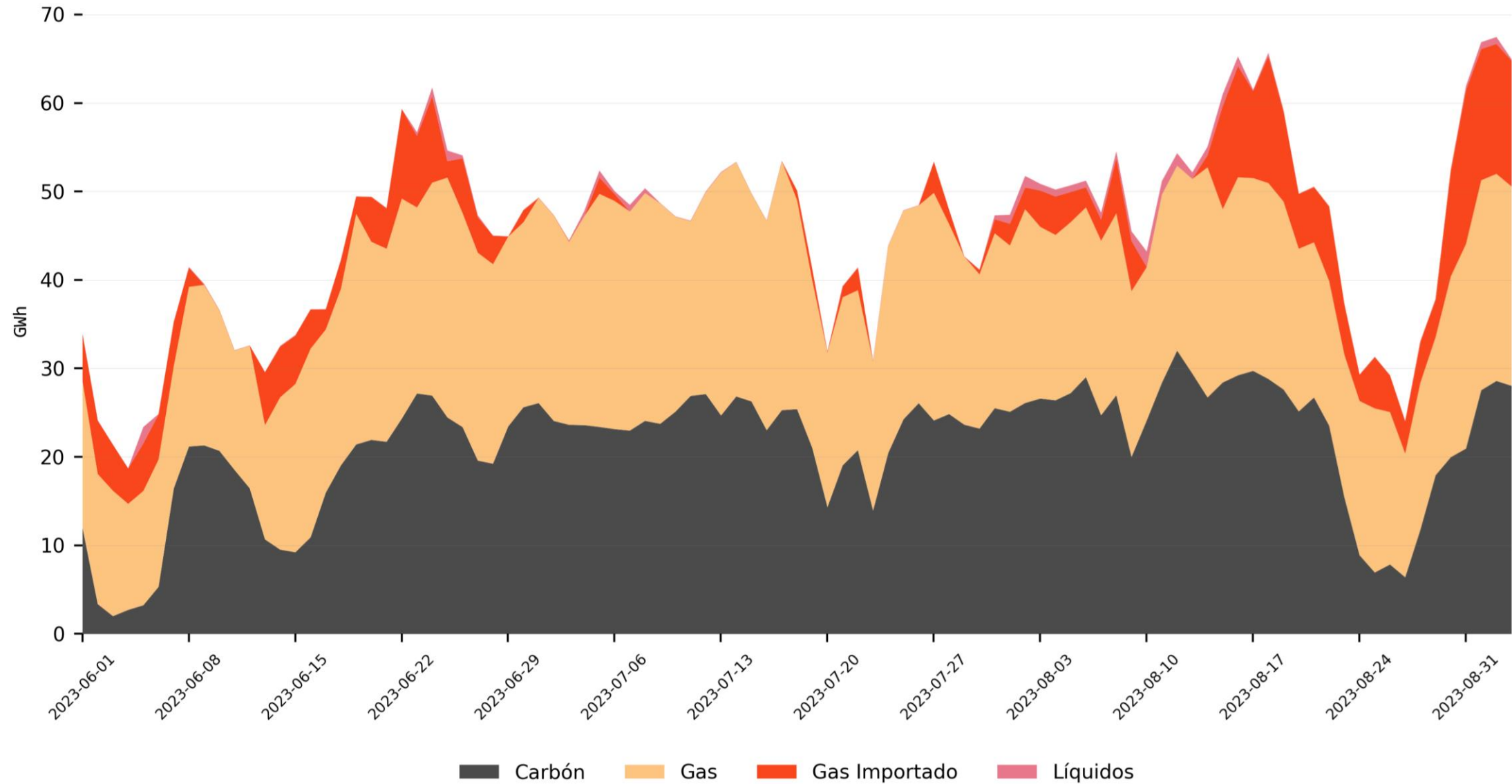
Participación vertimientos por embalse



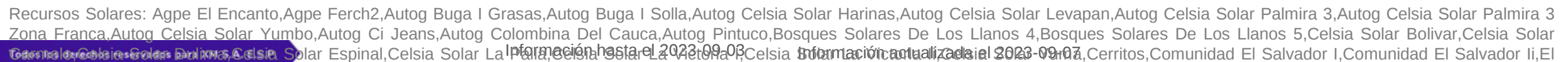
Información hasta el 2023-09-05
Información actualizada el 2023-09-07

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2023-08-01 hasta 2023-09-05.
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

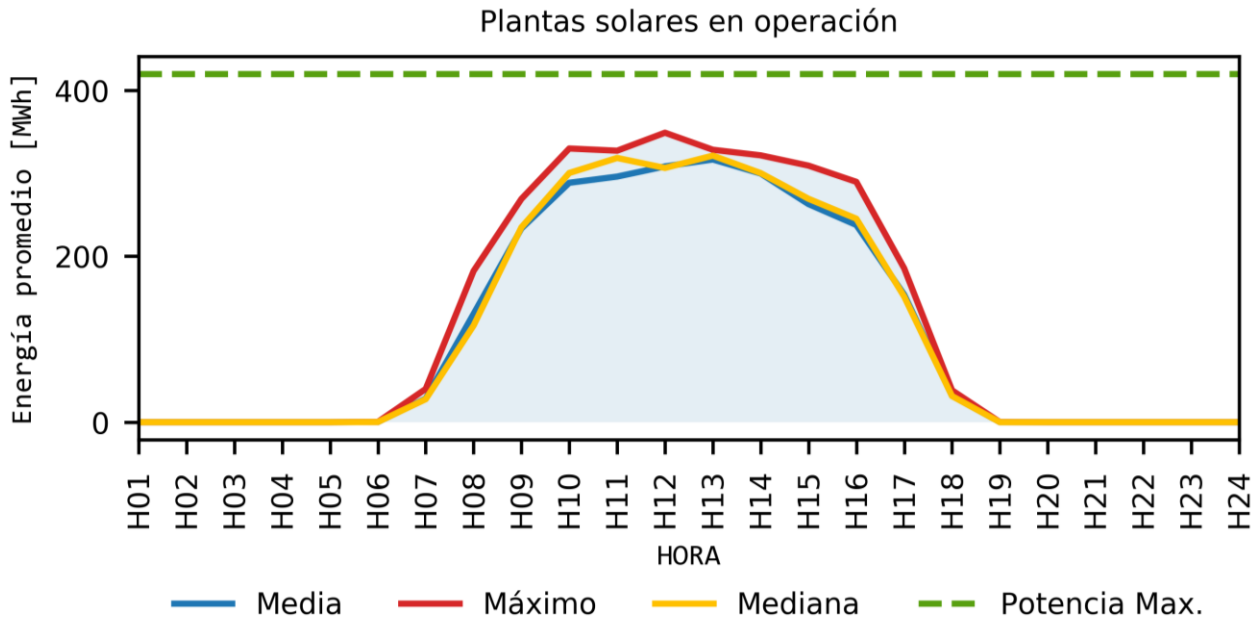
Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el 2023-09-03
Información actualizada el 2023-09-07



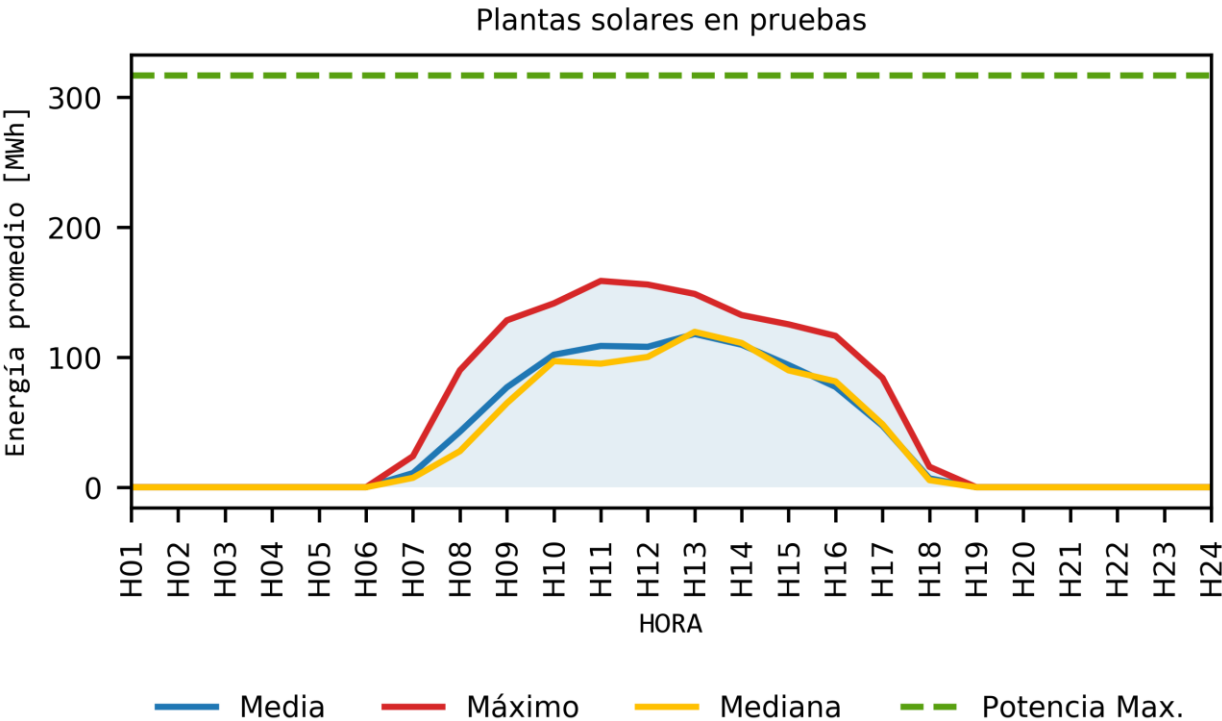
Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2023 hasta el 04 de septiembre de 2023. Adicionalmente se consideran las plantas en operación con capacidad efectiva mayor a 5 MW.

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
GRANJA SOLAR FLANDES	19,9	160,76	33.7%
CELSIA SOLAR DULIMA	19,9	159,46	33.4%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19,9	138,25	28.9%
TRINA-VATIA BSLIII	19,9	132,81	27.8%
TRINA-VATIA BSLII	19,9	131,76	27.6%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	19,9	131,71	27.6%
SINCE	18,5	130,59	29.4%
TRINA-VATIA BSLI	19,9	127,9	26.8%
LA TOLUA	19,9	125,37	26.2%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17,9	124,38	29.0%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	19,9	122,23	25.6%
LA SIERPE	19,9	119,37	25.0%
HELIOS I	16	82,66	21.5%
CERRITOS	9,9	77,35	32.6%
CELSIA SOLAR YUMA	9,1	74,51	34.1%
PETALO DEL MAGDALENA	9,9	69,34	29.2%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9,1	67,89	31.1%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9,1	63,47	29.1%
LOS CABALLEROS	9,9	62,67	26.4%
LA MEDINA	9,9	62,01	26.1%
TIERRA LINDA	9,9	59,14	24.9%
MONTELIBANO	9,9	54,21	22.8%
LOS GIRASOLES	9,5	53,33	23.4%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9,9	51,41	21.6%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9,9	47,01	19.8%
GY SOLAR AURORA	9,9	46,79	19.7%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8,06	37,09	19.2%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5,06	23,74	19.6%
CELSIA SOLAR CARMELO	9,9	17,81	7.5%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9,9	17,71	7.5%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9,8	14,57	6.2%
Total	420,02	2587,27	

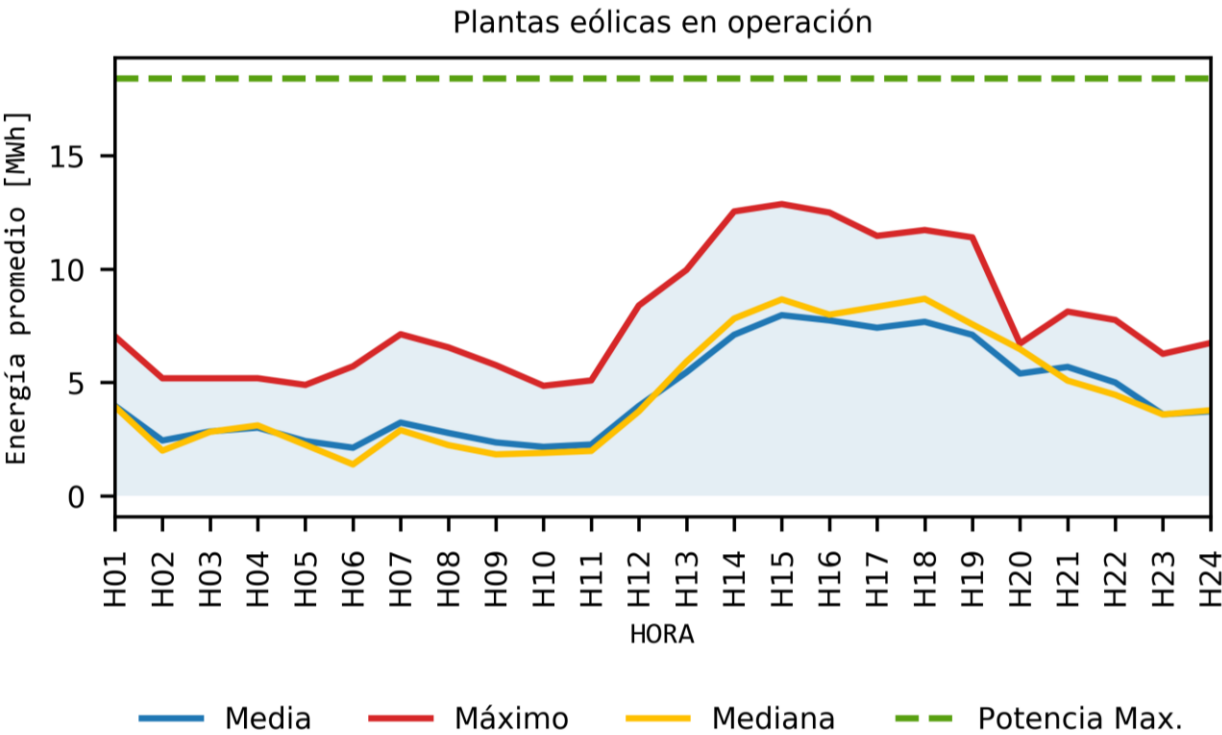
Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
LATAM SOLAR LA LOMA	150	455
EL PASO	67	274,05
FUNDACION	100	173,07
Total	317	902,12

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2023 hasta el 04 de septiembre de 2023 . Adicionalmente se consideran las plantas en pruebas con capacidad efectiva mayor a 5 MW.

Curva Generación Eólica - Plantas en Operación

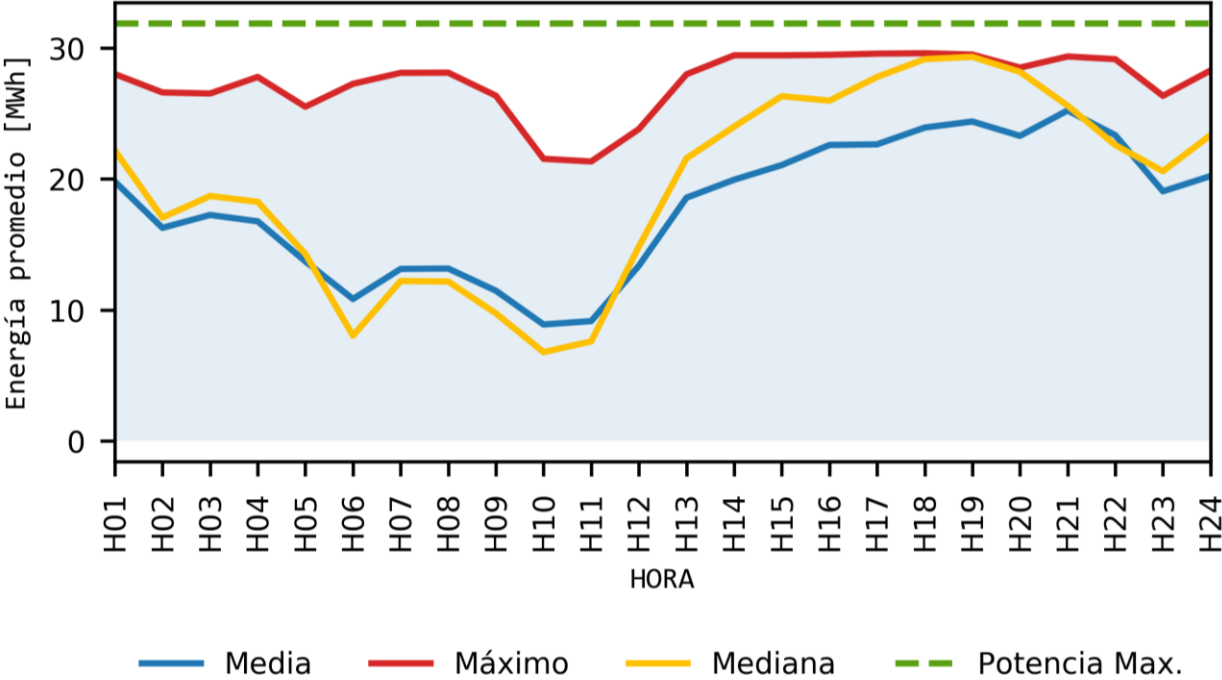


Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
JEPIRACHI 1 - 15	18,42	107,37	24.3%
Total	18,42	107,37	

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2023 hasta el 04 de septiembre de 2023.

Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas

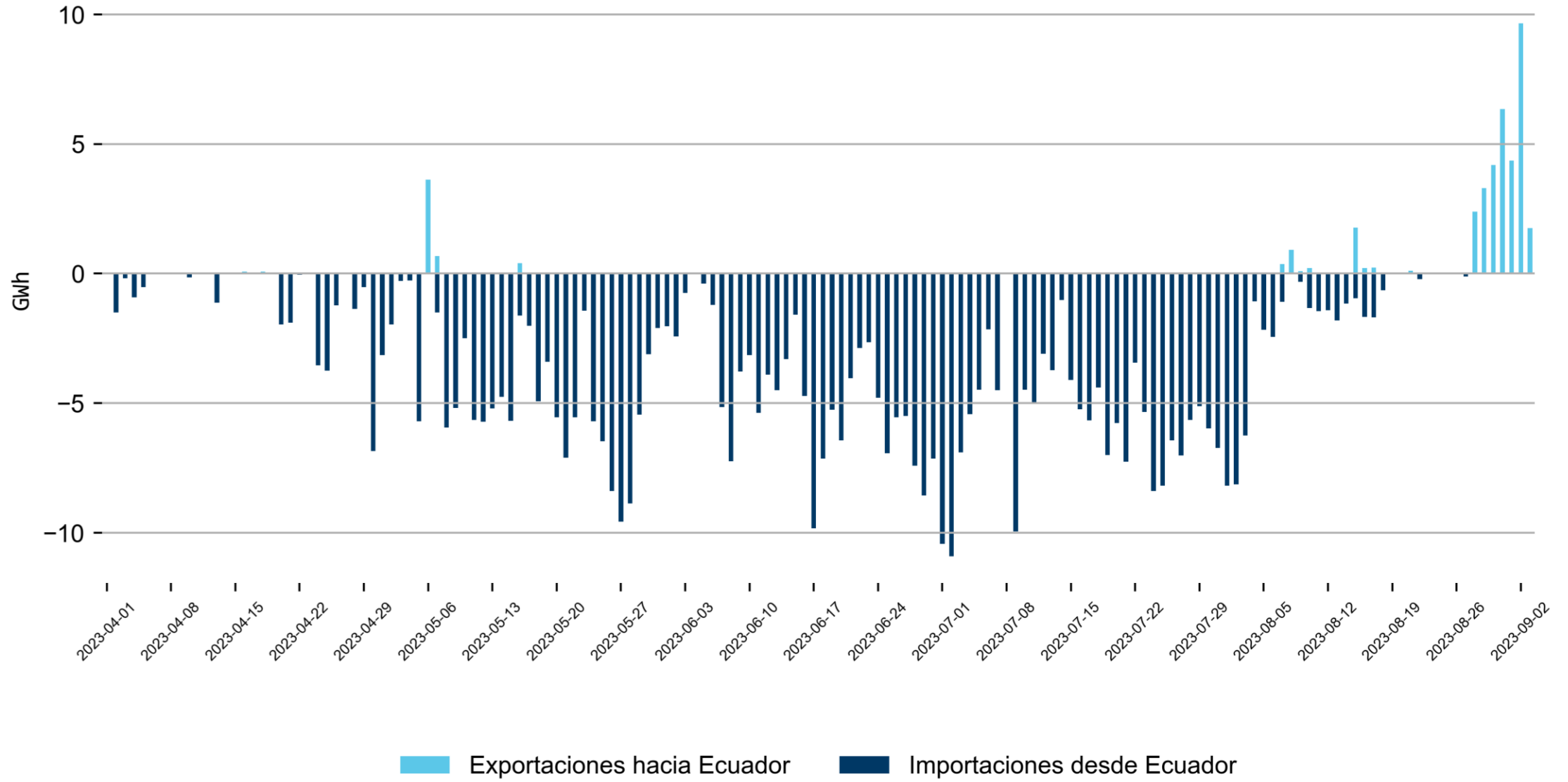
Plantas eólicas en pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19,9	247,93
PARQUE EOLICO WESP01	12	180,16
Total	31,9	428,09

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2023 hasta el 04 de septiembre de 2023.

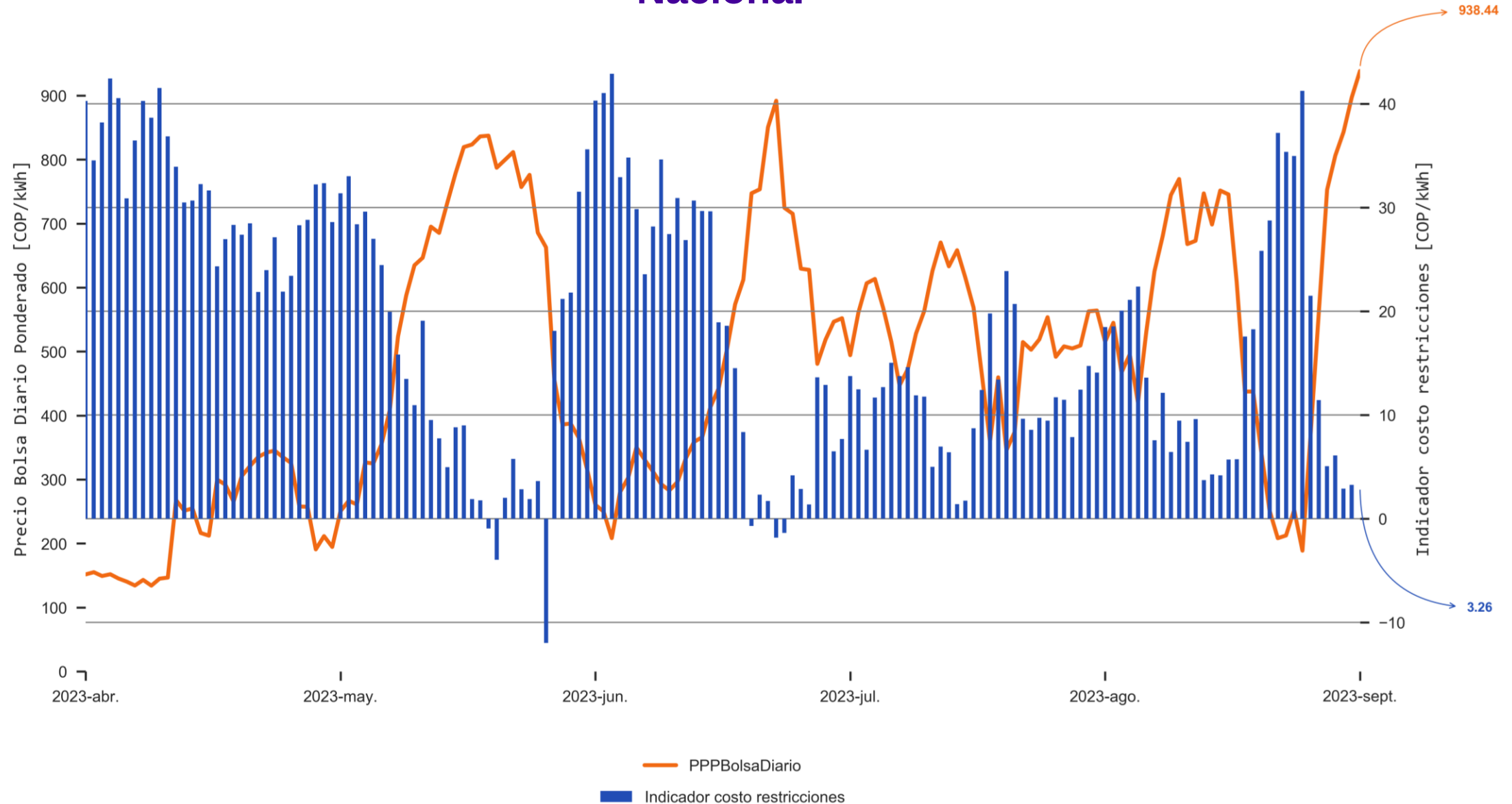
Importaciones y exportaciones de energía



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

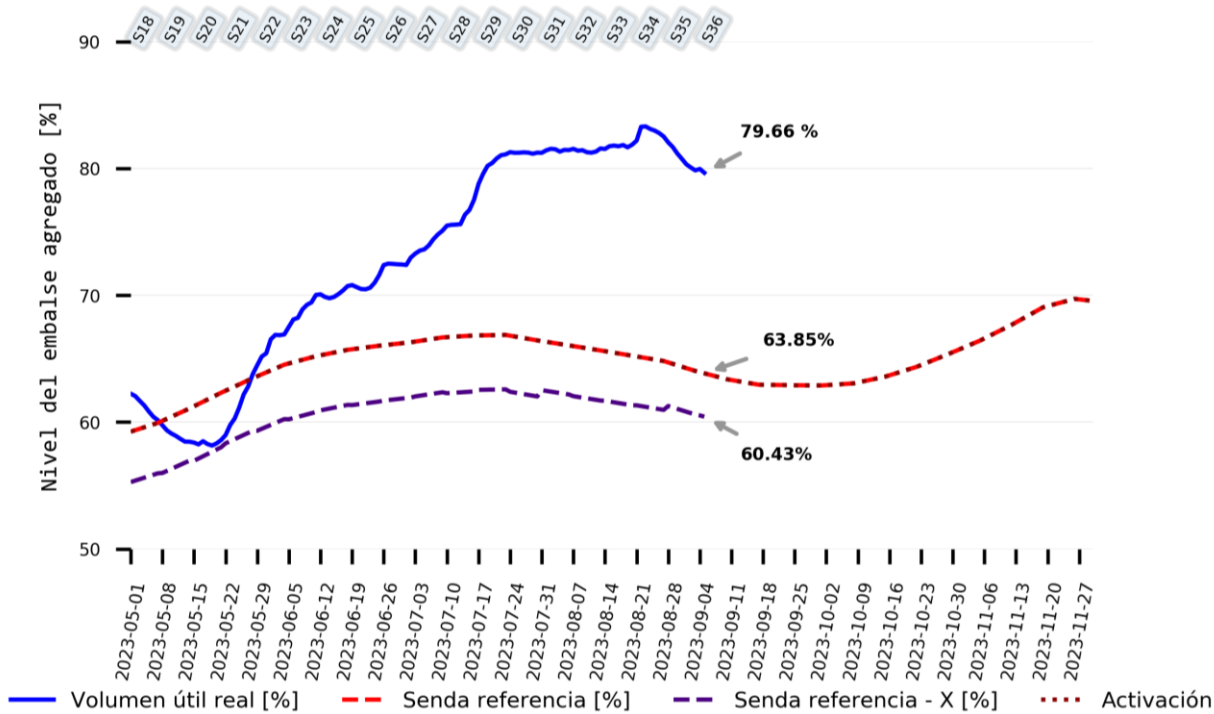
Información hasta el 2023-09-03
Información actualizada el 2023-09-07

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



Información hasta el 2023-09-03
Información actualizada el 2023-09-07

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Semana	Volumen útil real [%]	Senda referencia [%]	Senda referencia - X [%]
S18	62.24	59.25	55.27
S19	59.75	60.1	55.99
S20	58.39	61.25	56.95
S21	58.98	62.48	58.33
S22	64.49	63.61	59.32
S23	67.51	64.63	60.22
S24	70.07	65.27	60.93
S25	70.8	65.74	61.34
S26	72.38	66.06	61.7
S27	73.29	66.35	62.03
S28	75.49	66.7	62.28
S29	78.77	66.83	62.54
S30	81.28	66.81	62.39
S31	81.23	66.39	62.52

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.

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN

REFERENCIA CREG

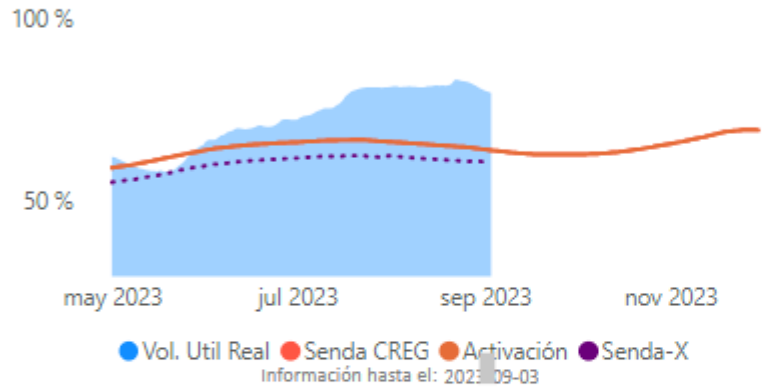
Rango de fechas

01/05/2023

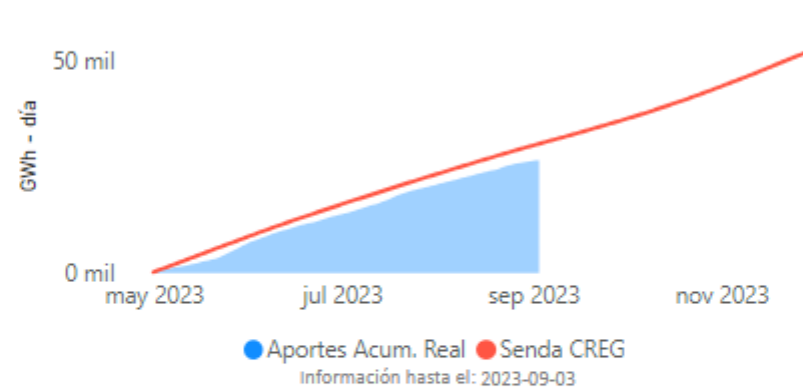
30/11/2023

	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Import.
[%]	15,81 %	-12,63 %	1,64 %	-19,53 %	248,15 %	28,04 %	
[GWh]	2.853,10	-3.859,32	450,55	-4.649,55	4.089,07	554,41	443,46

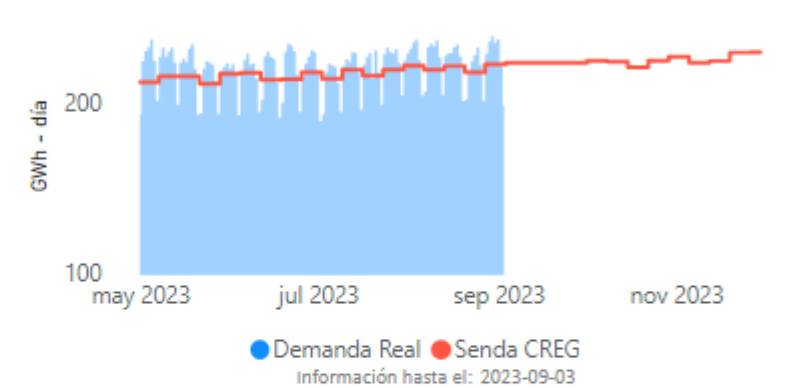
Embalse Agregado



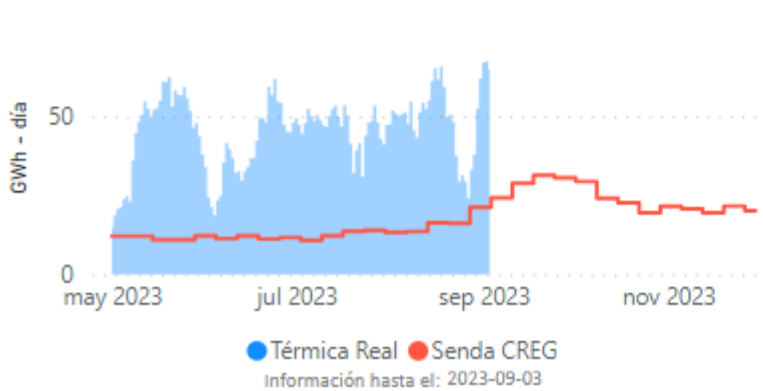
Aportes Acumulados



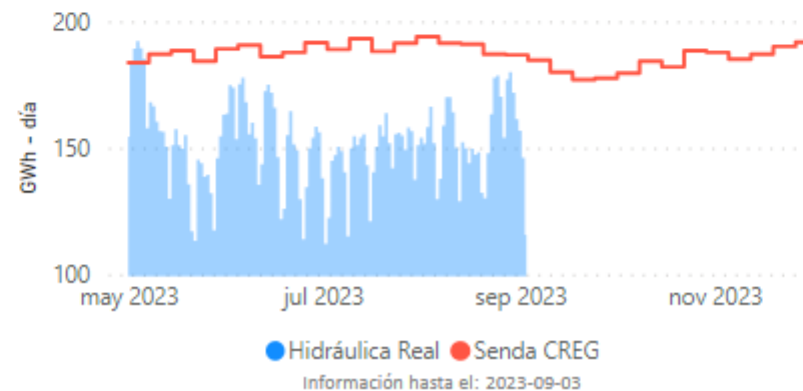
Demanda



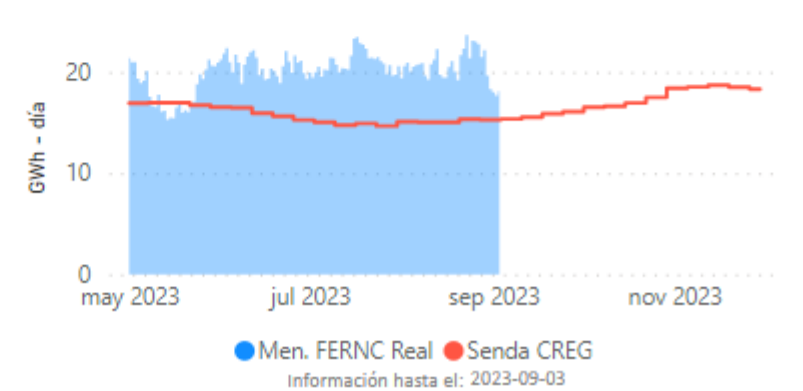
Térmica



Hidráulica

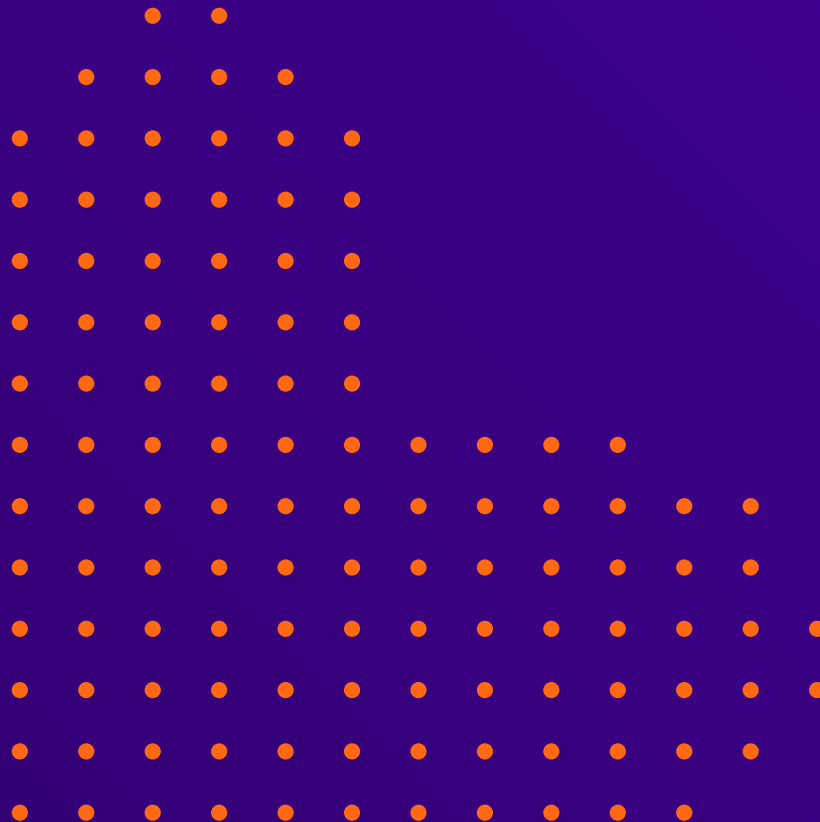


Menores y FERN



Información hasta el 2023-09-03

Información actualizada el 2023-09-04



2. Expectativas Energéticas

Información de supuestos

Análisis energético de mediano plazo y sensibilidades



Sumamos energía,
sumamos pasión

Análisis Energético Mediano Plazo

Horizonte 2 años

Datos de entrada y supuestos considerados

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

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

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



Condición Inicial Embalse



Sep 03, 79.85 %

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados,
solicitados y en
ejecución en el
horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME
para agosto 2023

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate +
15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 4.37 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica

Información combustibles



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

Expansión Generación



Proyectos con
garantía bancaria de
Res. CREG 075 de
2021.

* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022

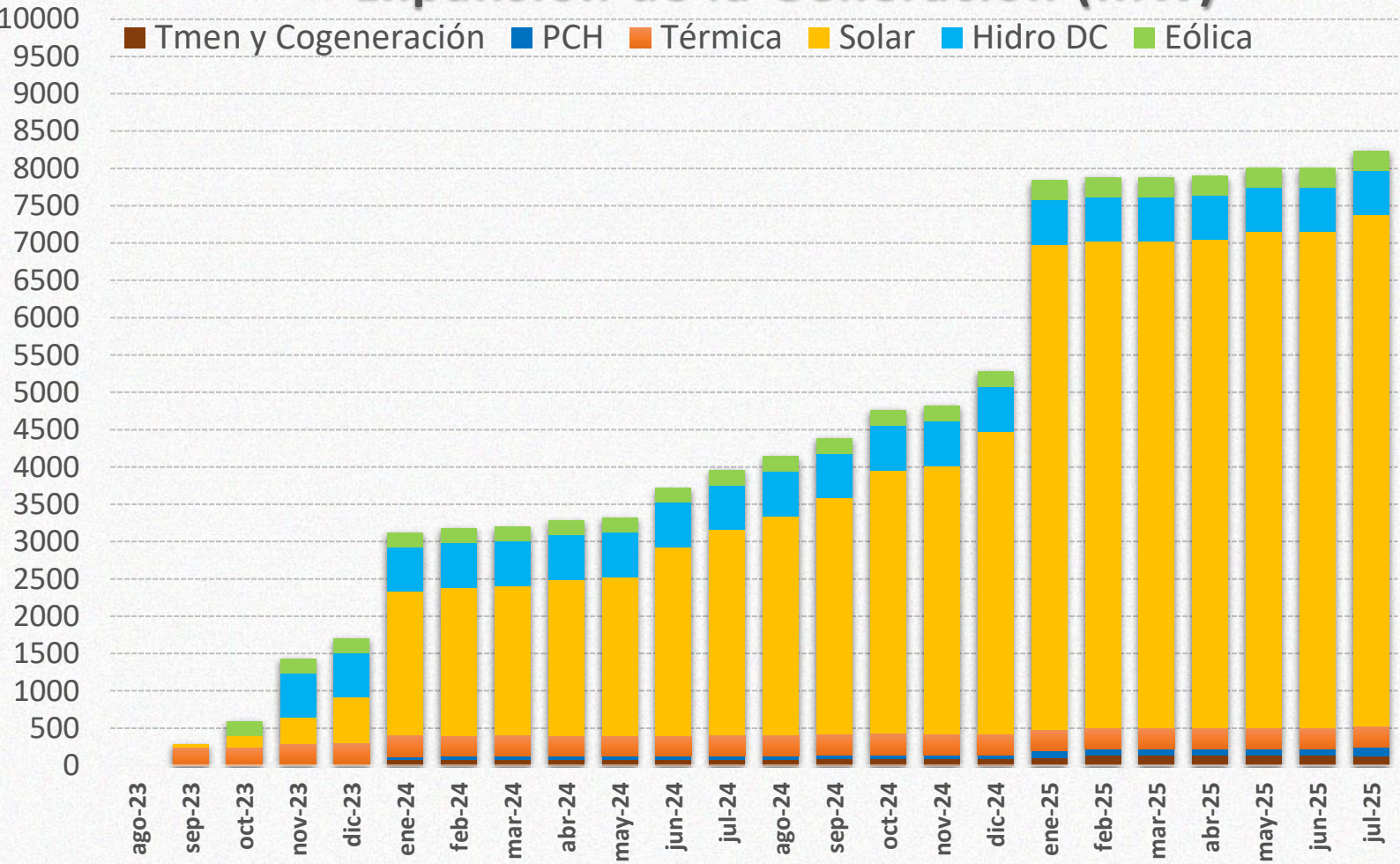
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio y 11 de abril de 2023 respectivamente.

* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo a información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023 y reunión del CNO 700 del 13 de abril de 2023.

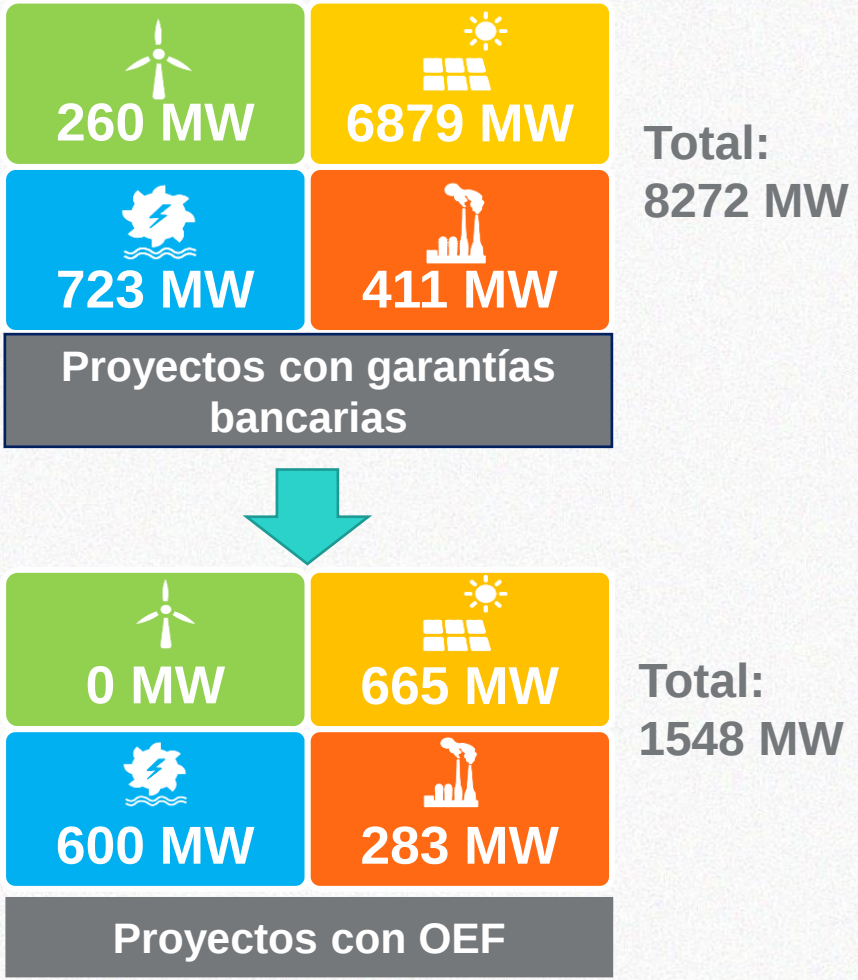
Datos de entrada y supuestos considerados



Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



Fueron considerados los proyectos de generación que en el horizonte de análisis que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021. En los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.

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

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Julio 2023)
* cálculo por el CND a resolución semanal

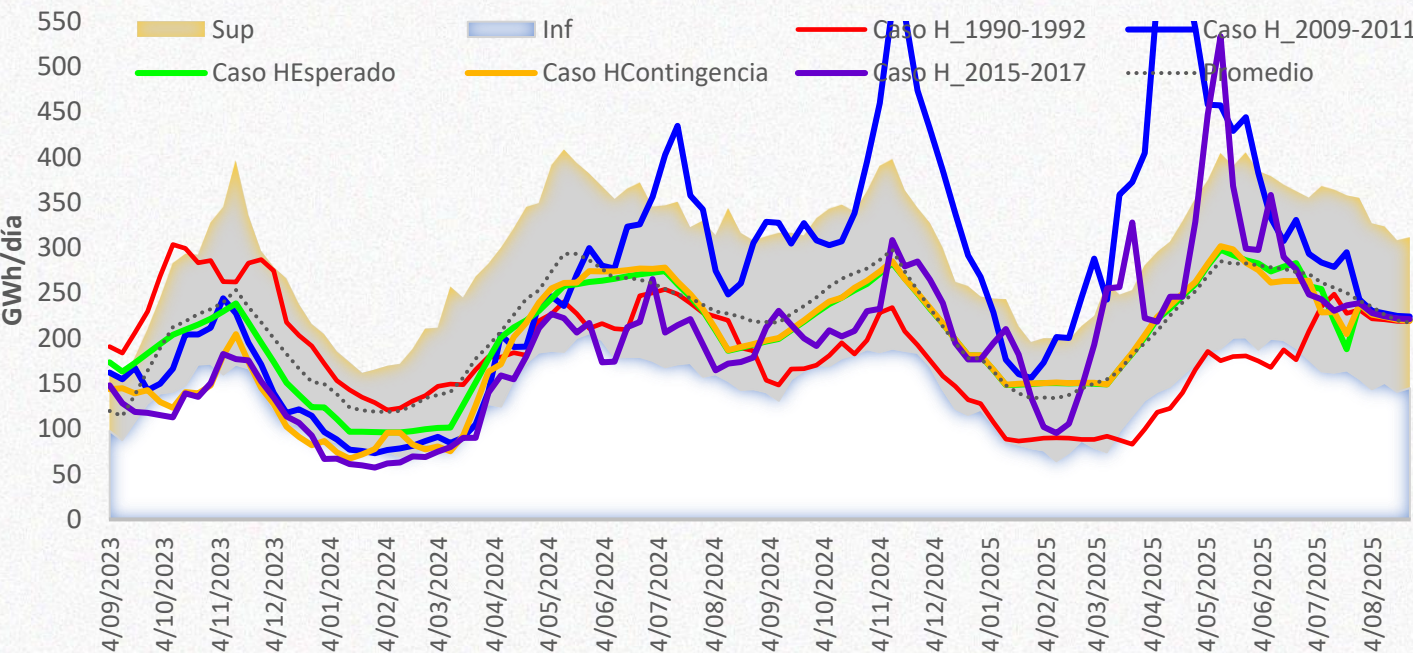
Demanda del SIN - GWh/día



Hidrología

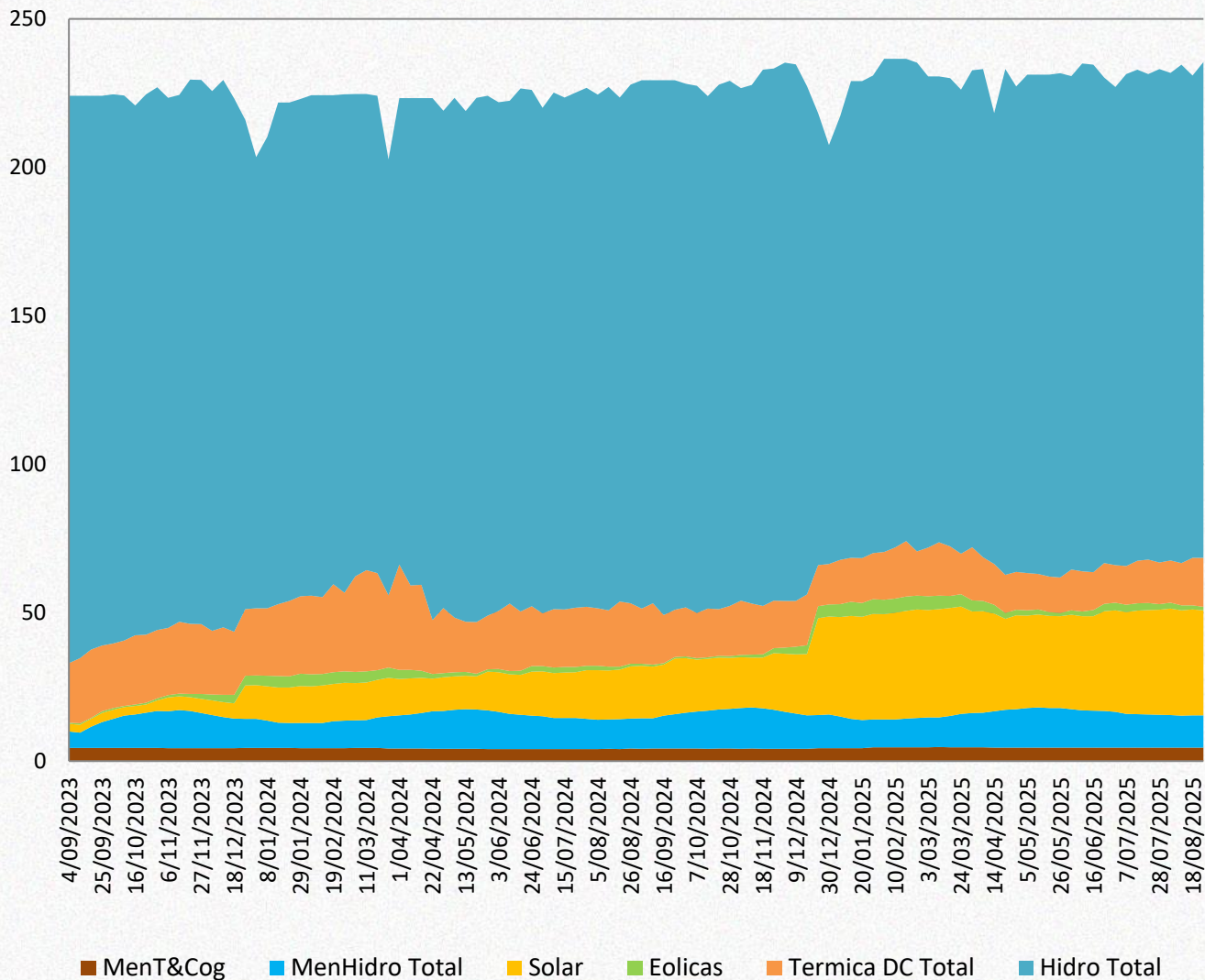
1	H 1990-1992: hidrología histórica del periodo sep de 1990 a ago de 1992	4	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
2	H 2009-2011: hidrología histórica del periodo sep de 2009 a ago de 2011	5	Caso H Crítica : Hidrología histórica del periodo sep 2015 a ago de 2017 .
3	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.	Estocástico 100 Series Sintéticas: A partir de hidrología Histórica	

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



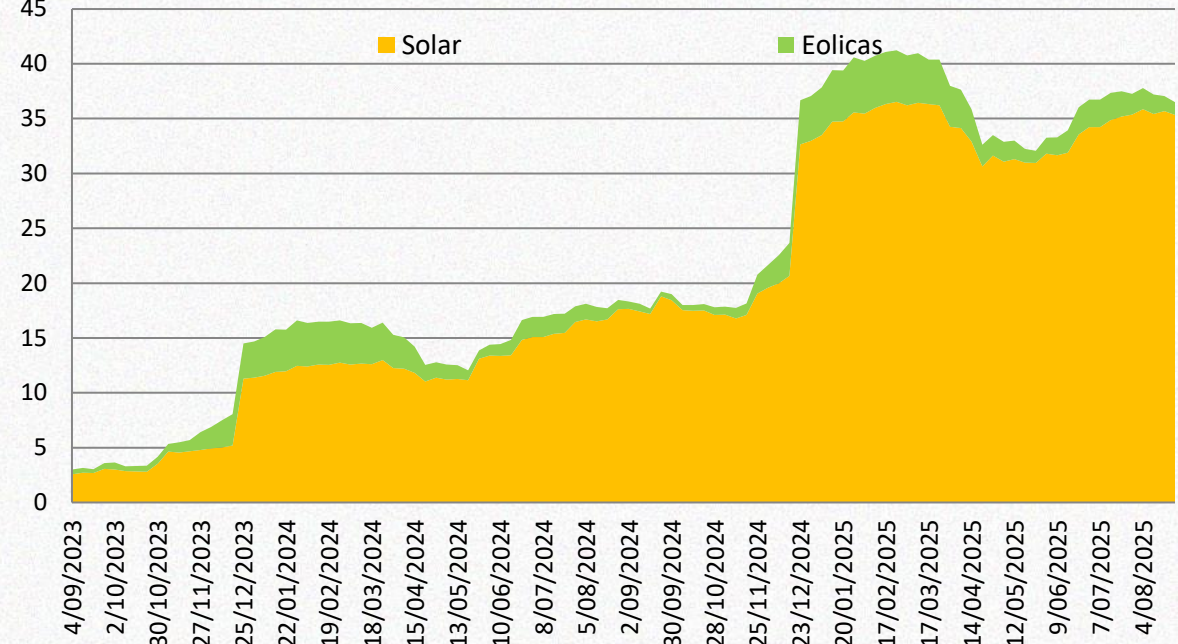
Resultados Estocástico

Generación Promedio - GWh/día

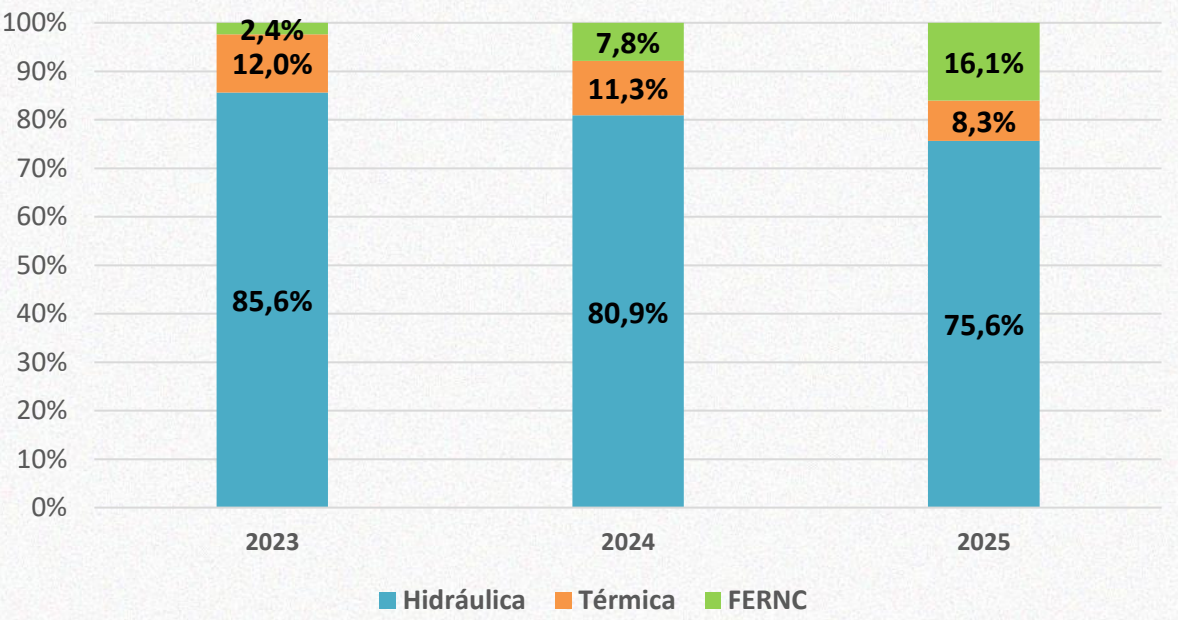


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación FERN C Promedio - GWh/día



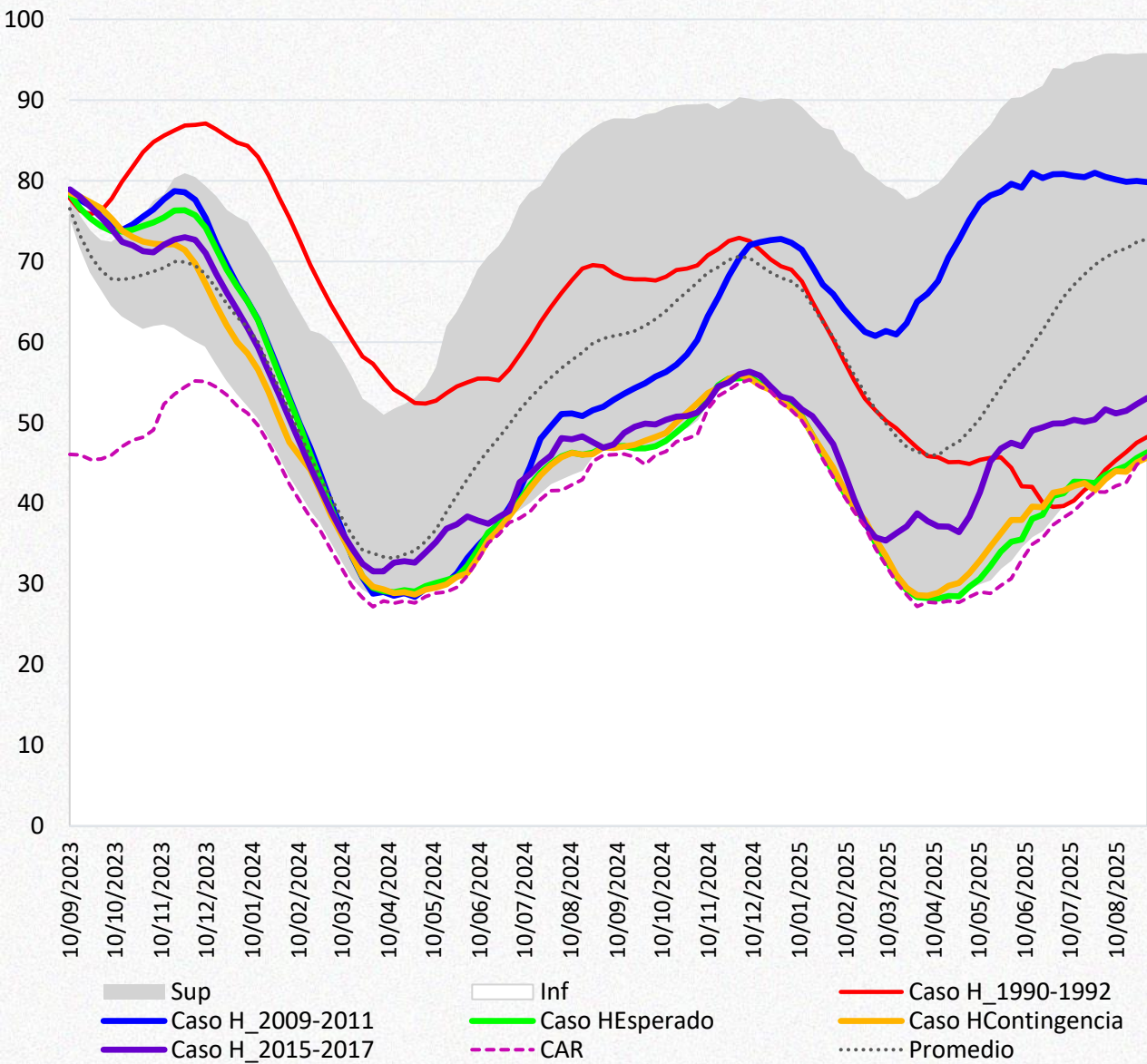
Participación de la generación en la atención de la demanda



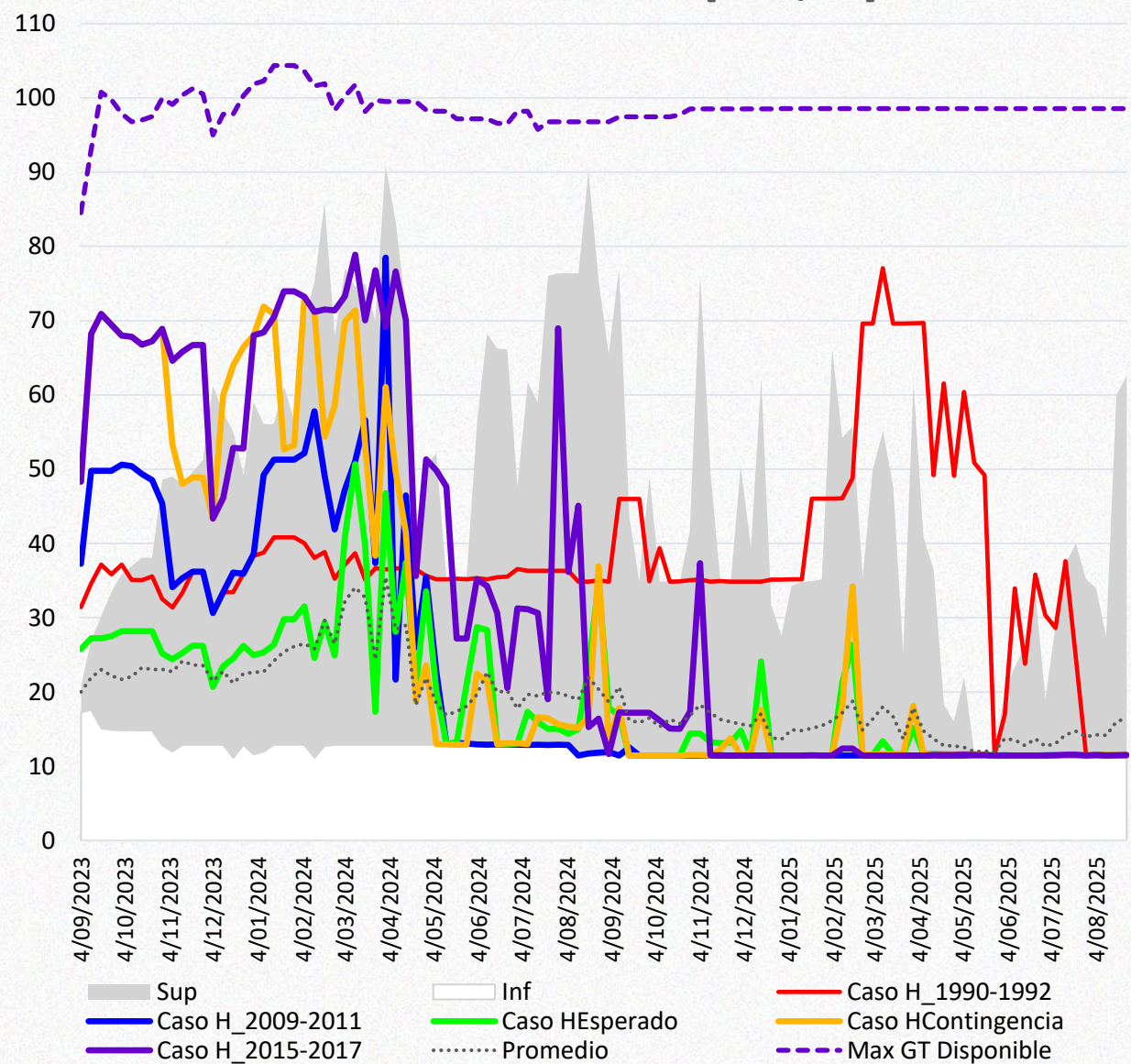
Resultados Determinísticos



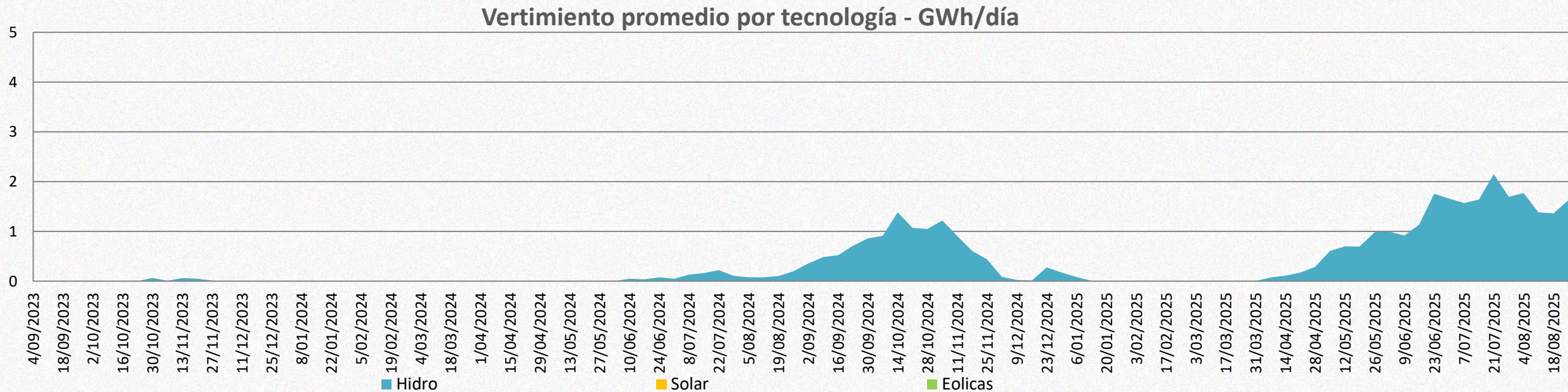
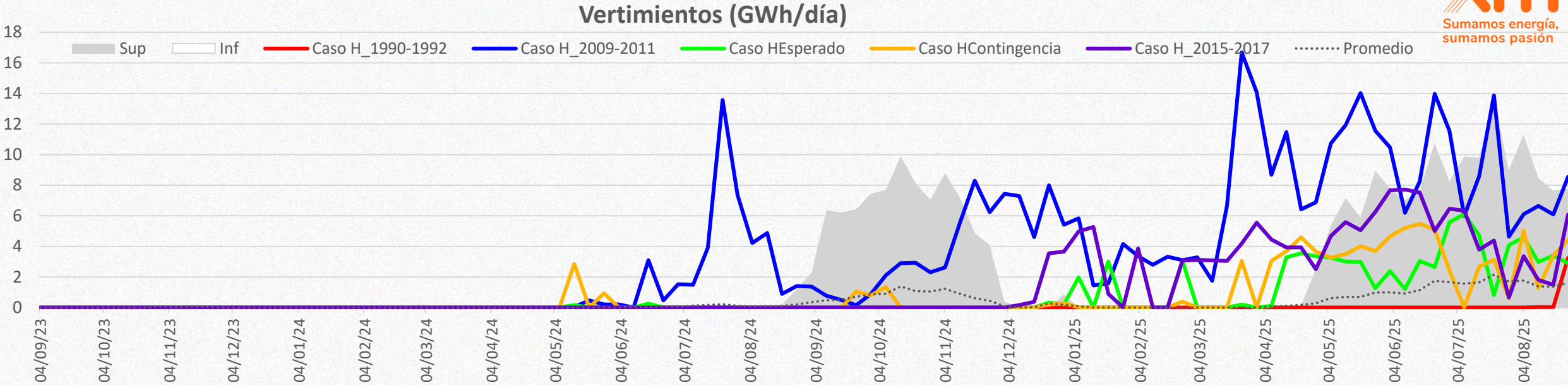
Embalse Agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



Resultados de Vertimientos



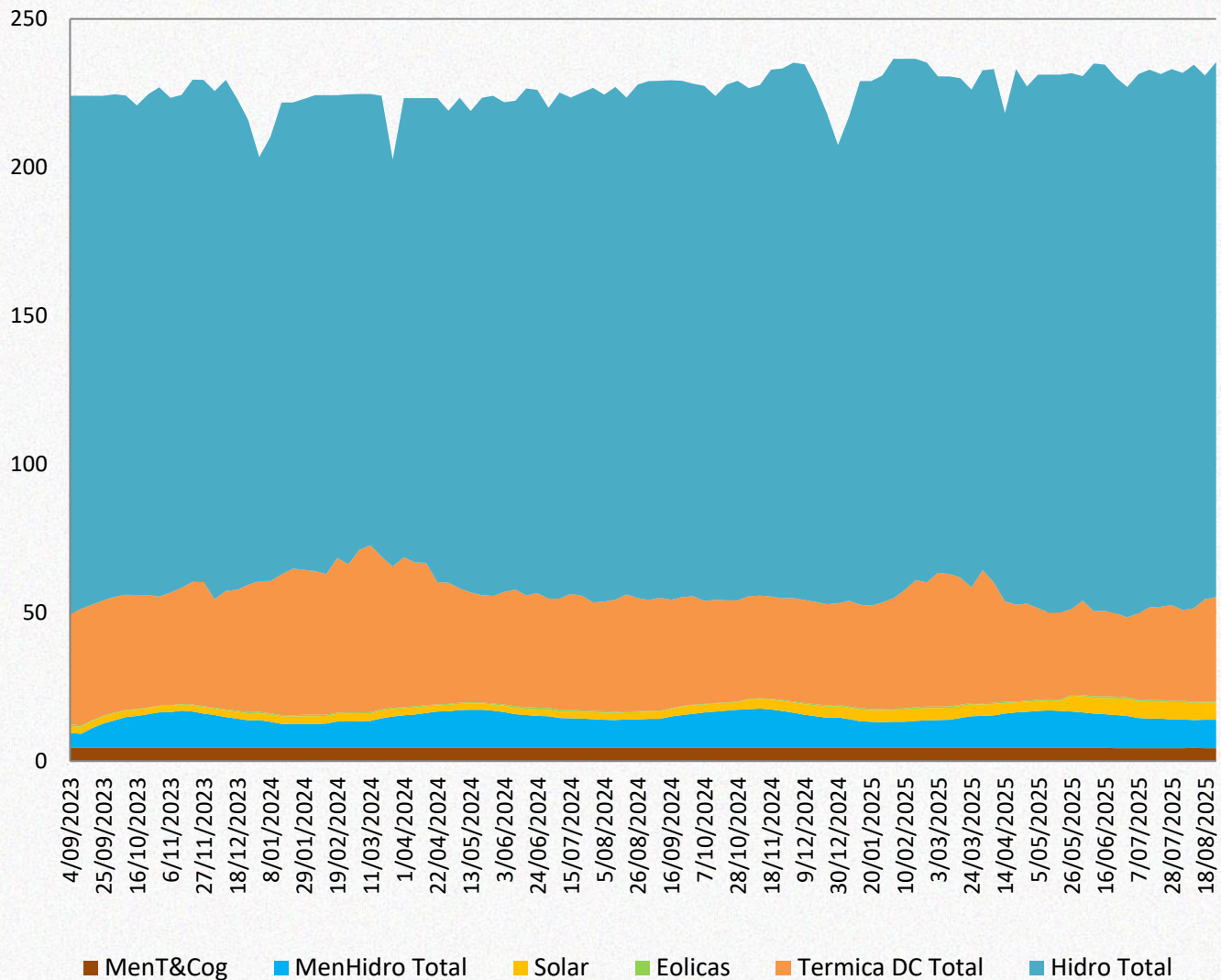
*Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

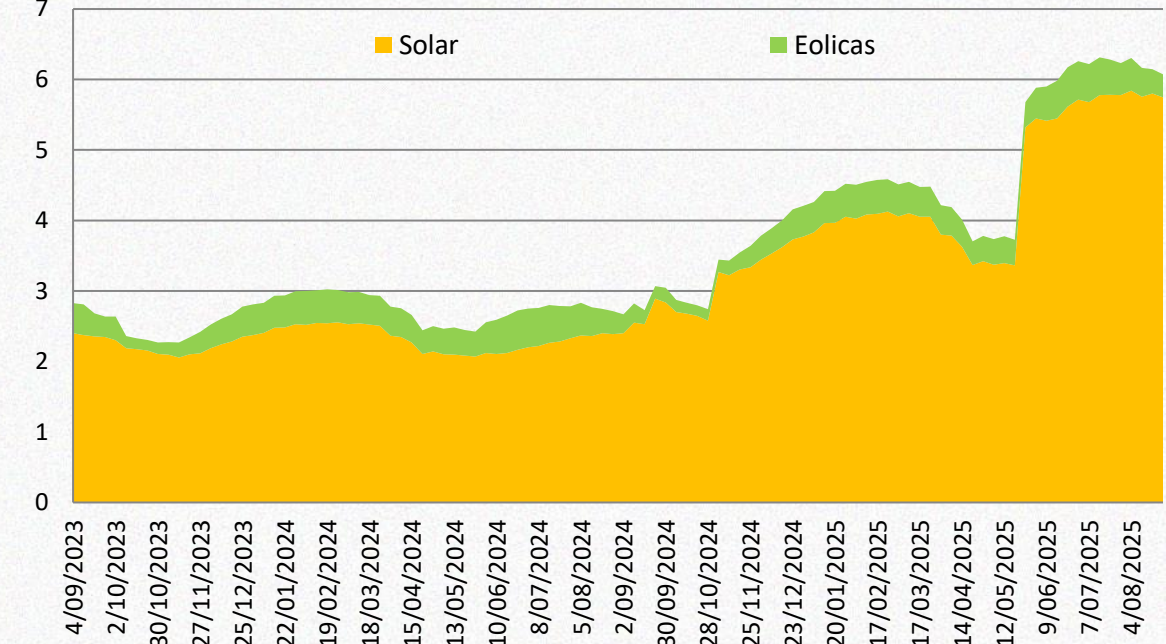
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico y series determinísticas deficitarias 1990-1992, 2009-2011, 2014-2016 y 2015-2017.

Resultados Estocástico

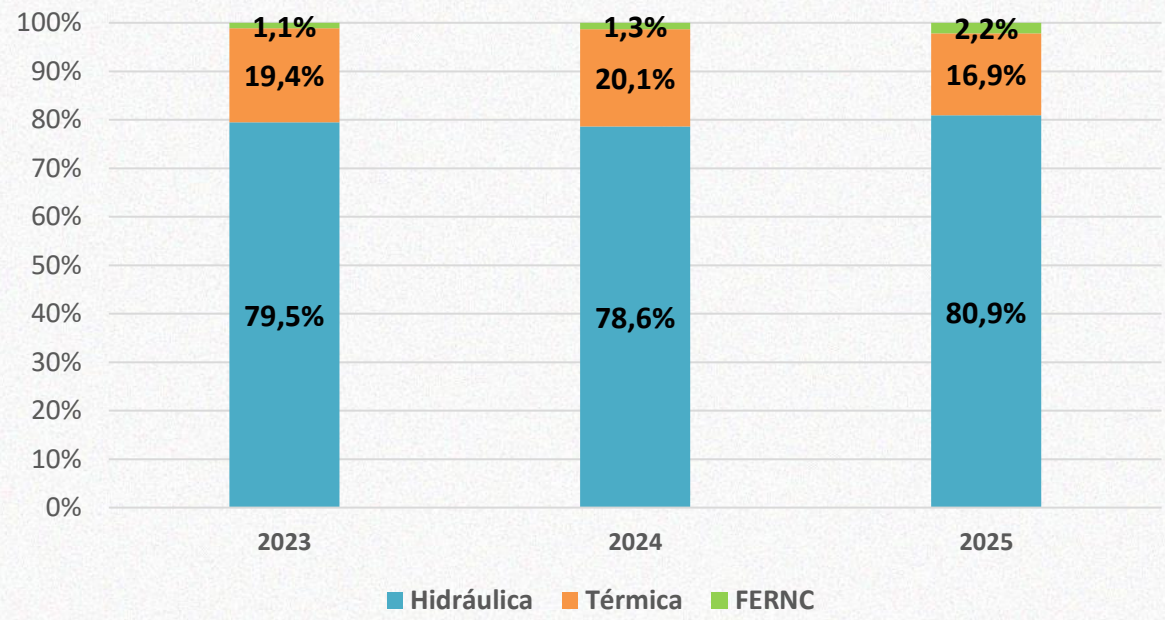
Generación Promedio - GWh/día



Generación FERN C Promedio - GWh/día



Participación de la generación en la atención de la demanda

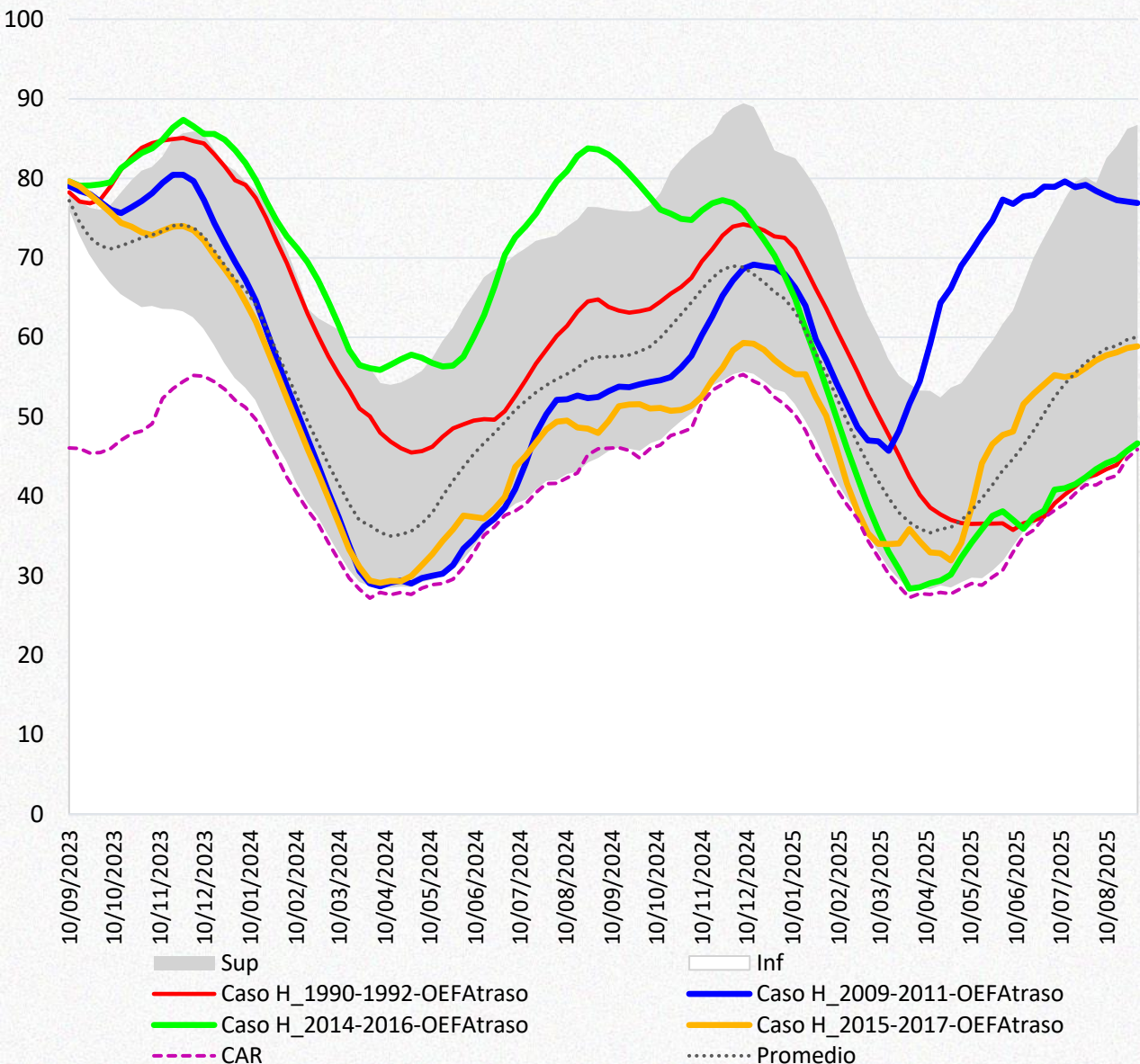


Para los 100 escenarios considerados, en dos (2) escenarios no se cumplen con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación para un periodo particular.

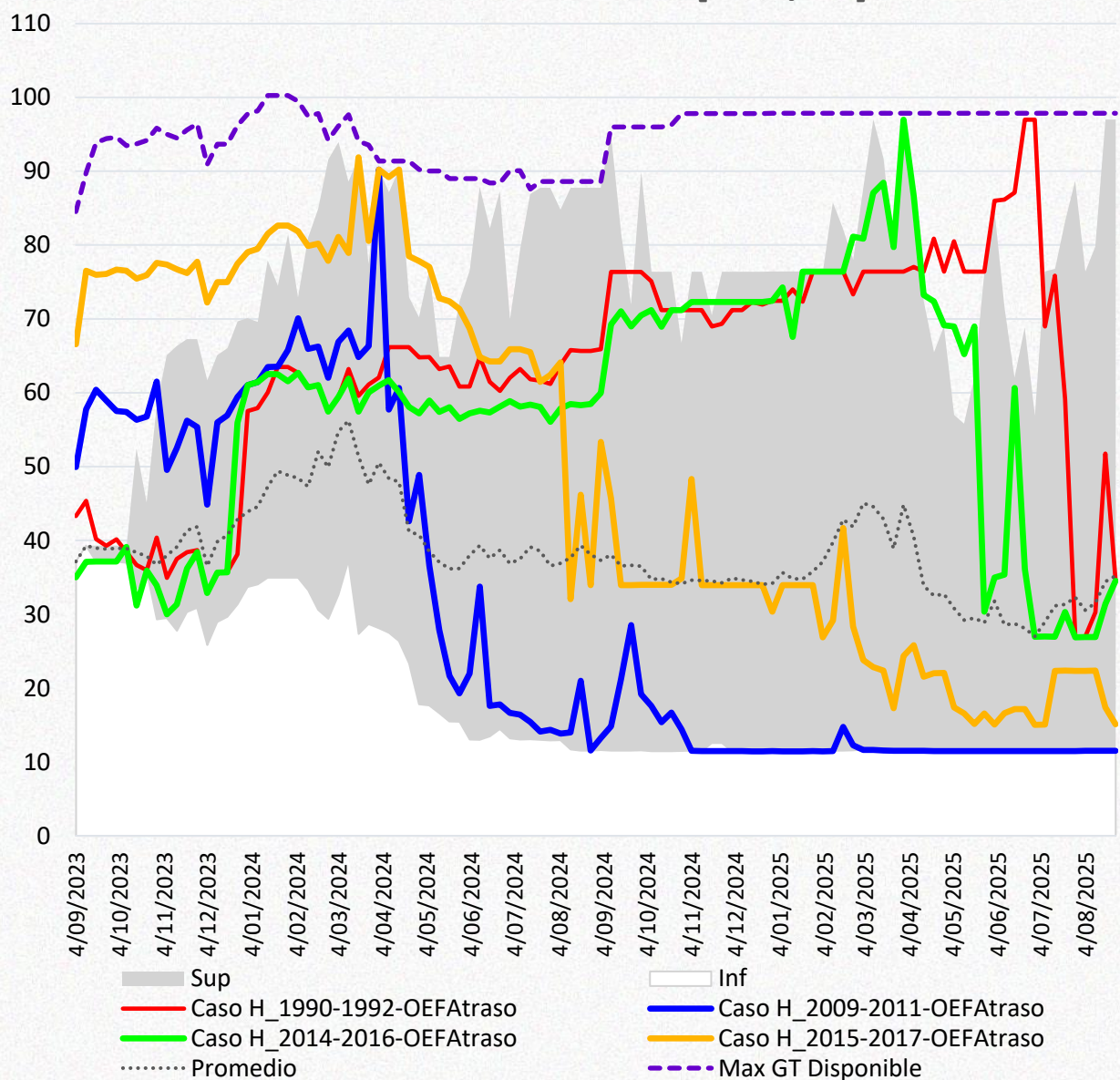
Resultados Determinísticos



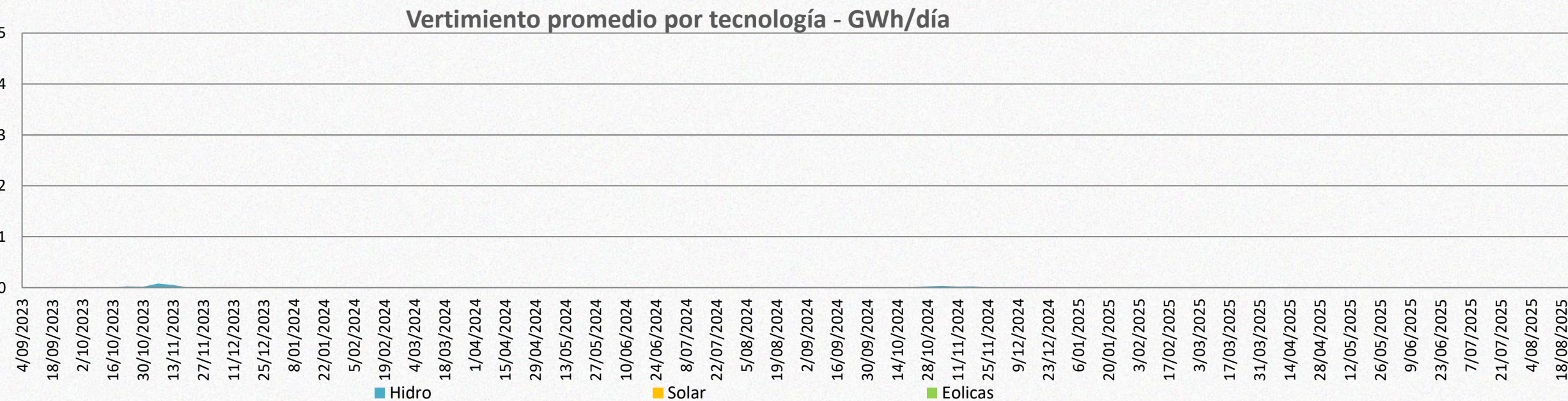
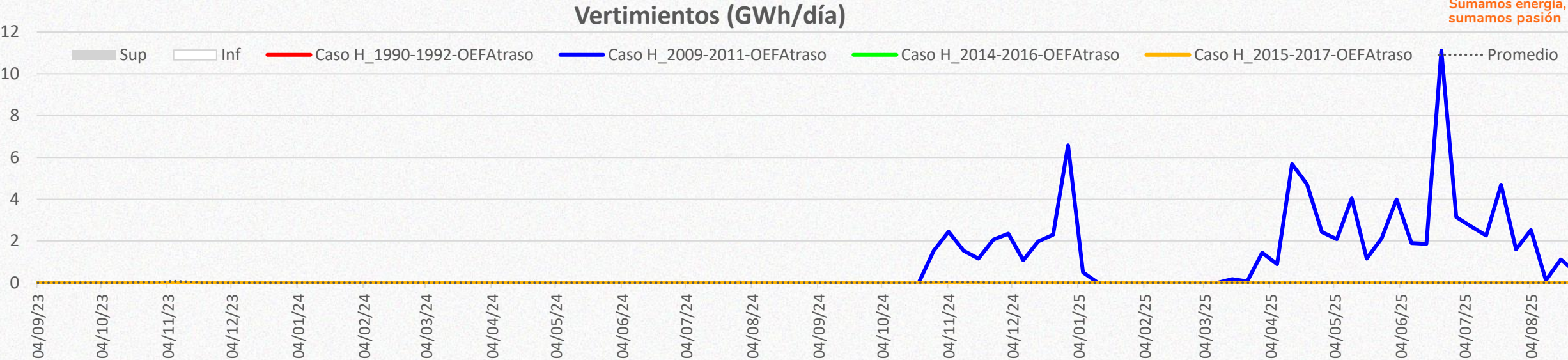
Embalse Agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



Resultados de Vertimientos



Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO – Sensibilidad a escenarios de demanda

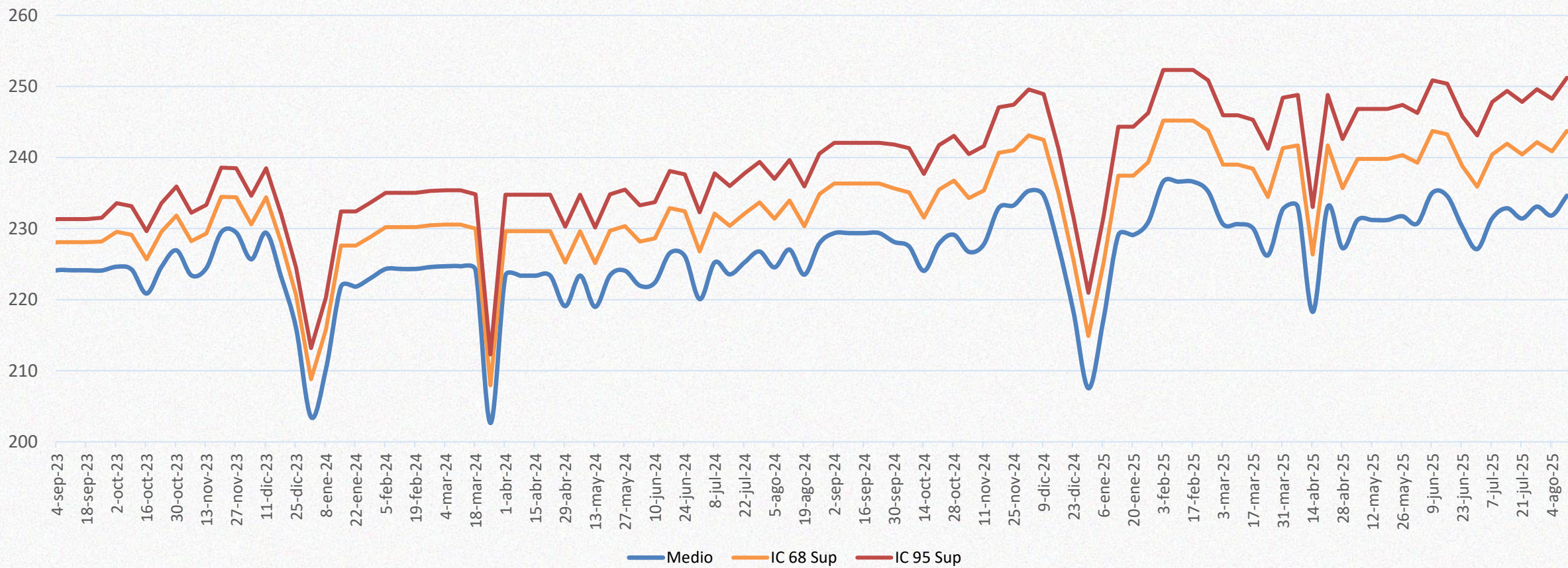
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico y la hidrología determinística 2015-2017 considerando la demanda IC68 superior y IC95 superior de las proyecciones UPME

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Julio 2023)
Escenario **IC68 Superior*** de la UPME (Actualización Julio 2023)
Escenario **IC95 Superior*** de la UPME (Actualización Julio 2023)
* cálculo por el CND a resolución semanal

Demanda del SIN - GWh/día

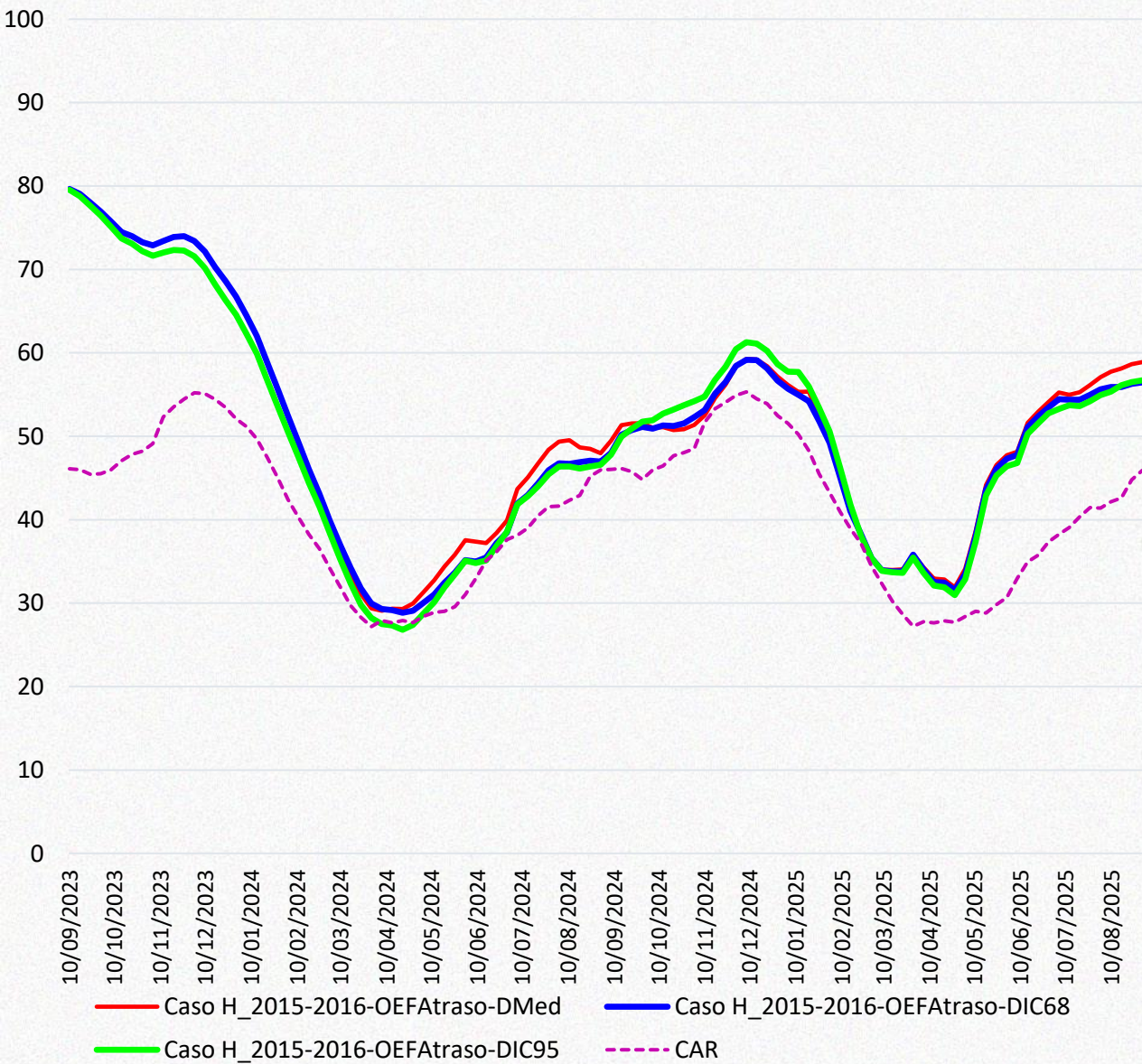


Resultados Determinísticos

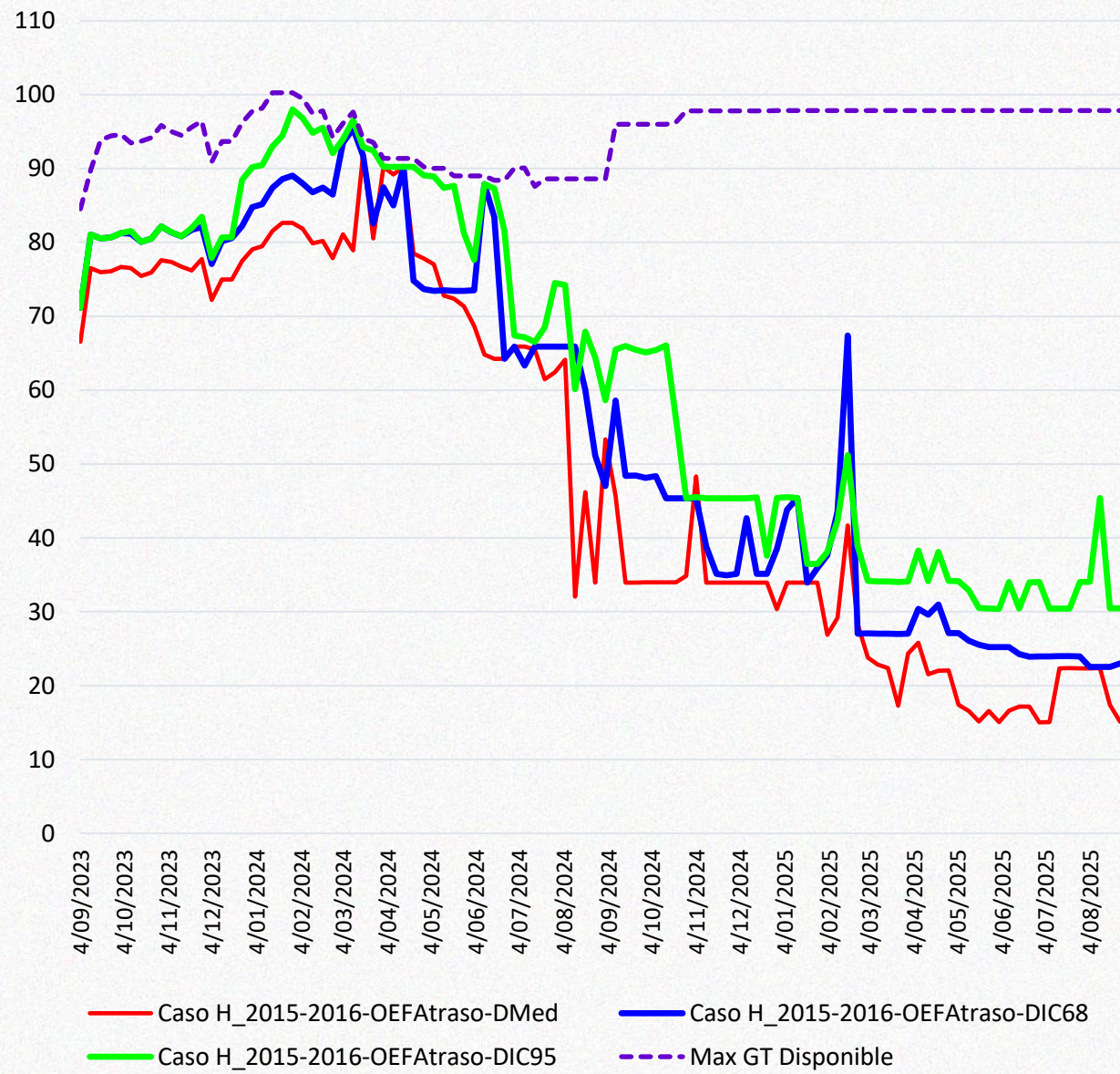
Se cumplen criterios de confiabilidad



Embalse Agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 años, 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.



De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 2.4% al inicio del horizonte del estudio a 16.1% al final del mismo.



Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación se observa que ante series determinísticas deficitarias una participación de la generación térmica anticipativa al verano y sostenida en este, lo que permite la gestión adecuada del recurso hídrico previo y durante este periodo. De igual se observa dicha necesidad ante la serie determinística 2015-2017 cuando se hacen sensibilidades ante incremento de demanda.



La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son 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 impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

3. Situación Operativa

- Situación Operativa Actual
- Análisis Evento 05/08/2023 12:42 pm
- Mantenimiento de la planta de regasificación
- Radar de proyectos - Acuerdo CNO 696
- Indicadores de operación



Sumamos energía,
sumamos pasión

Situación Operativa Actual

Situación operativa eléctrica actual

Agotamiento de la red, debido a la no entrada y/o no definición de proyectos de expansión a nivel de STR y crecimiento continuo de la demanda.

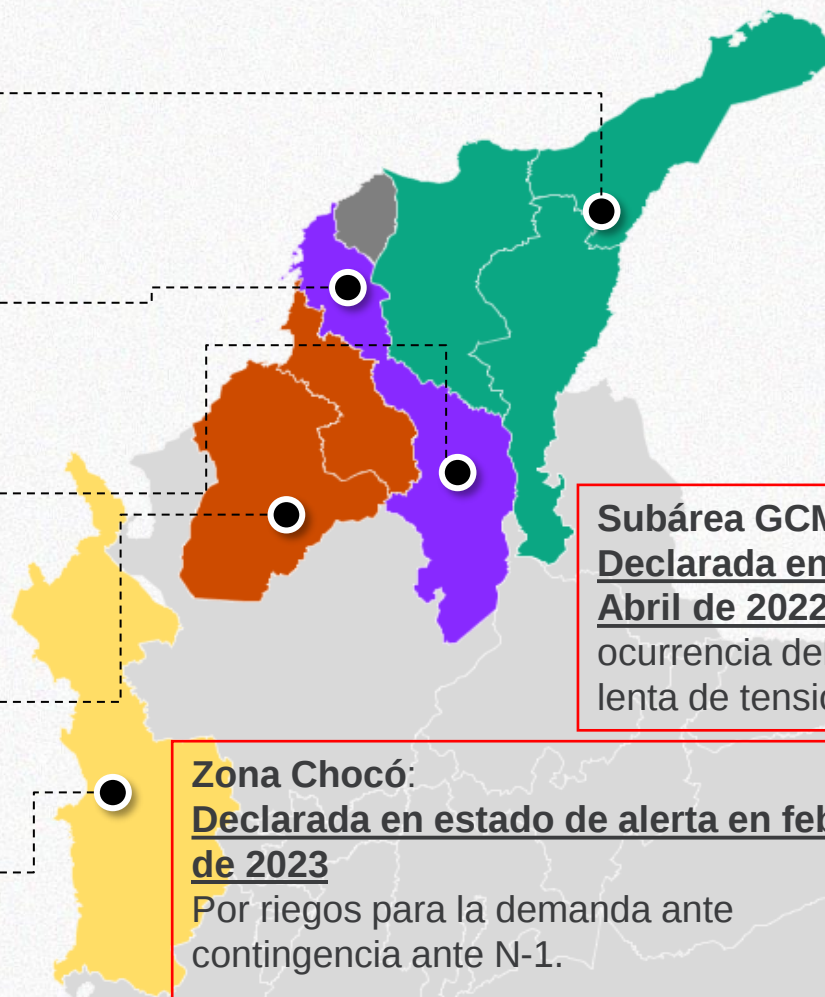
Subárea GCM: DNA en el Banco (baja tensión) y alta dependencia de generación de Guajiras para control de límite de importación. Fenómeno FIDVR.

Subárea Bolívar: DNA en el Gambote 66 kV (baja tensión y sobrecarga de Ternera – Gambote 66 kV).

Subárea Bolívar: DNA por baja tensión en nodos a 66 kV Carmen, Zambrano, Calamar, San Jacinto y alto valor de carga del Carmen 110/66 kV

Subárea Córdoba – Sucre: DNA por Sobrecarga estado estacionario Chinú – Sincé 110 kV y bajas tensiones en Mompox.

Departamento del Chocó: DNA por Contingencias N-1.

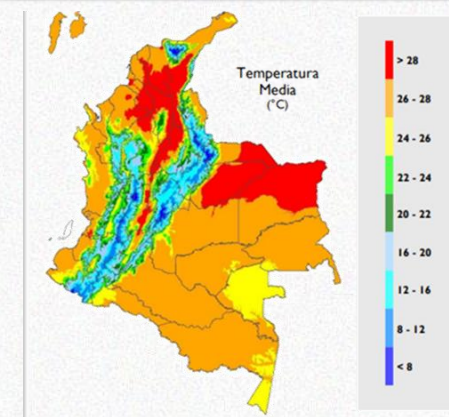
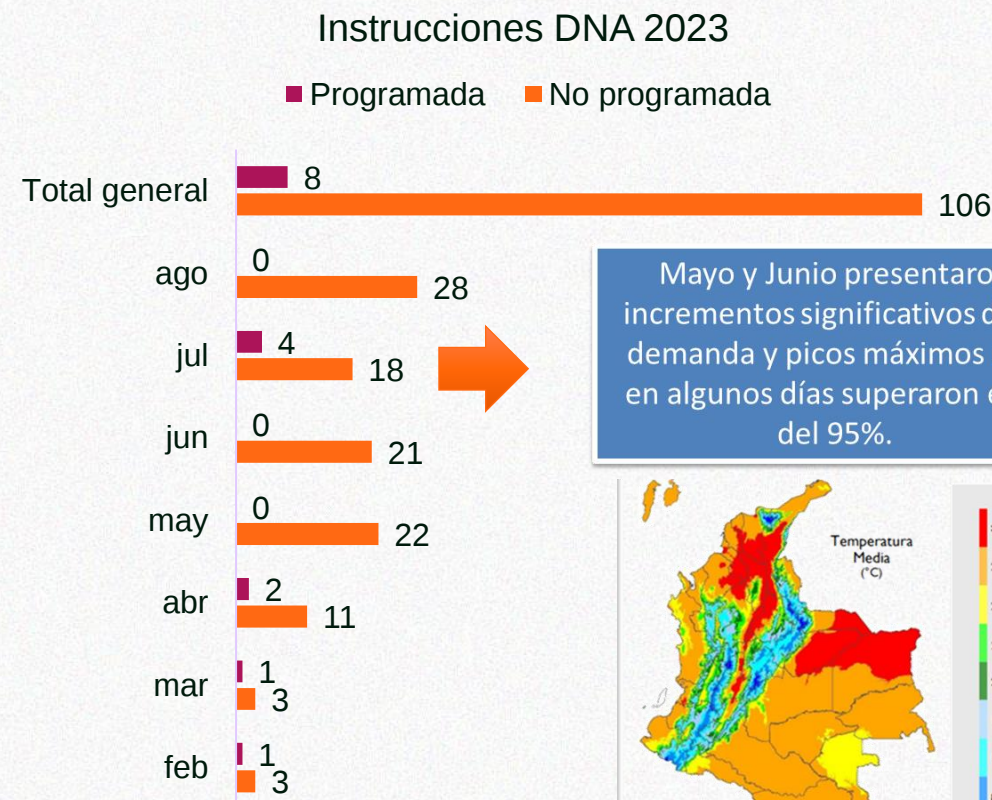
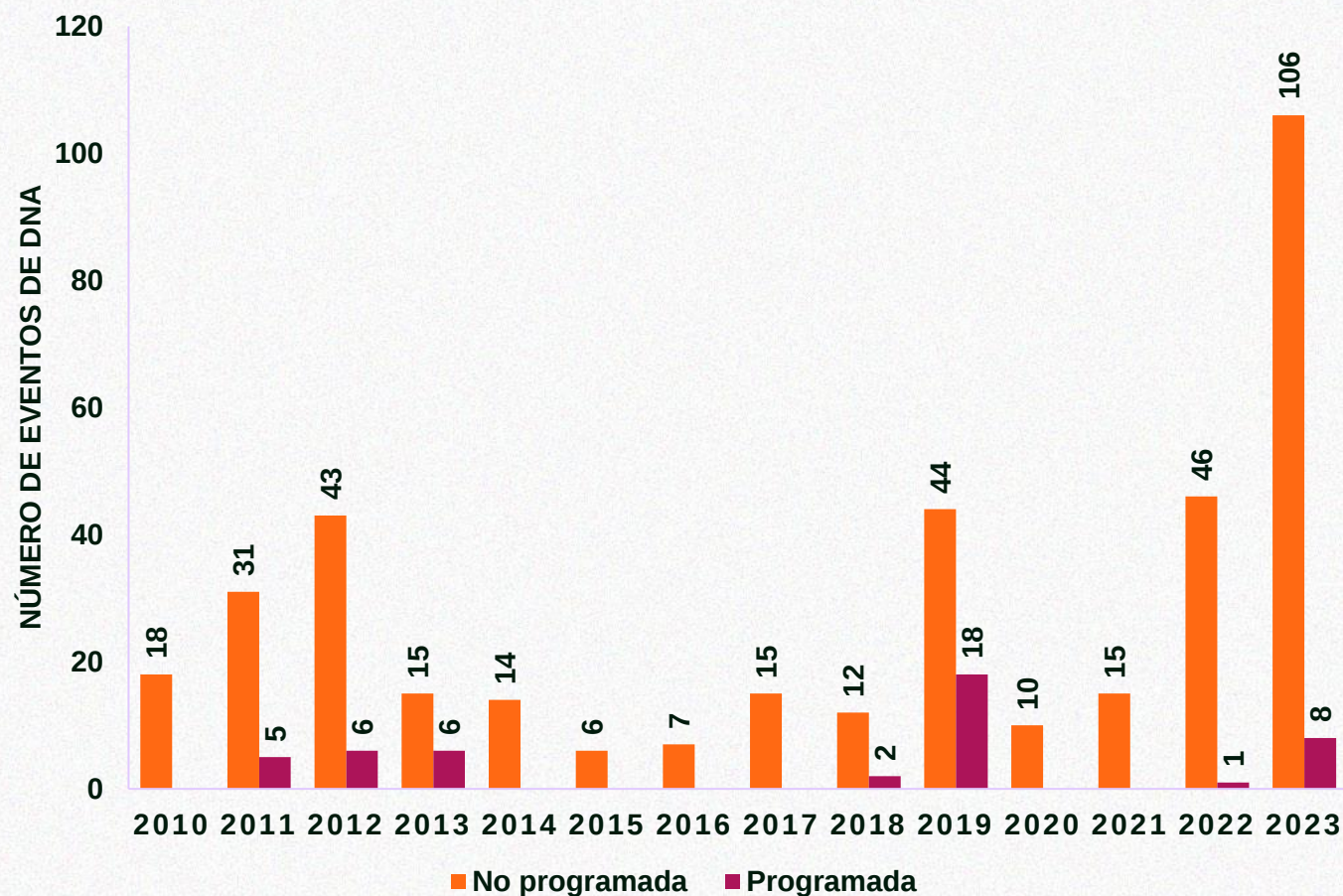


Subárea GCM:
Declarada en estado de emergencia en Abril de 2022 por susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de Recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR).

Zona Chocó:
Declarada en estado de alerta en febrero de 2023
Por riegos para la demanda ante contingencia ante N-1.

Subárea Bolívar, Córdoba Sucre, y GCM:
Declarada en estado de emergencia en Junio de 2023
Nodos puntuales por bajas tensiones y recuperación de tensión en las cargas radiales.

Evolución eventos de DNA por agotamiento



Aumento de temperatura

“Instrucciones de Demanda No Atendida (DNA): Instrucción de desconexión de carga desde el Centro de Control del CND al operador del área para cumplir los criterios de confiabilidad y seguridad de la operación del sistema en cumplimiento del Código de POperación.

Declaraciones de emergencia

Área Oriental

- **Agosto 9,11,31 y septiembre 1,4,5,6:** Emergencia en subestaciones Tenjo 115 kV, Chía 115 kV, El Sol 115 kV, Diaco 115 kV, Gran Sabana 115 kV, Leona-Agafano 115 kV, Zipa 115 kV, Zipaquirá 115 kV, Peldar 115 kV, Ubaté 115 kV y Simijaca 115 kV en el área Bogotá, **por la indisponibilidad de la línea Noroeste – Tenjo 115 kV e indisponibilidad de unidades de Termo Zipa.**

Área Caribe

- **Agosto 20,** Emergencia en subestaciones Coveñas 110 kV, Sierra Flor 110 kV, Toluviejo kV, El Carmen 110 kV, Zambrano 66 kV, San Jacinto kV y Calamar 66 kV, en la subárea Bolívar, por recomendación operativa de mantenimientos.
- **Agosto 21 y septiembre 1 y 3,** Emergencia en Silencio 110 kV, Unión 110 kV, Magdalena 34.5 kV, El Rio 34.5 kV en la subárea Atlántico, por recomendación operativa de mantenimientos.

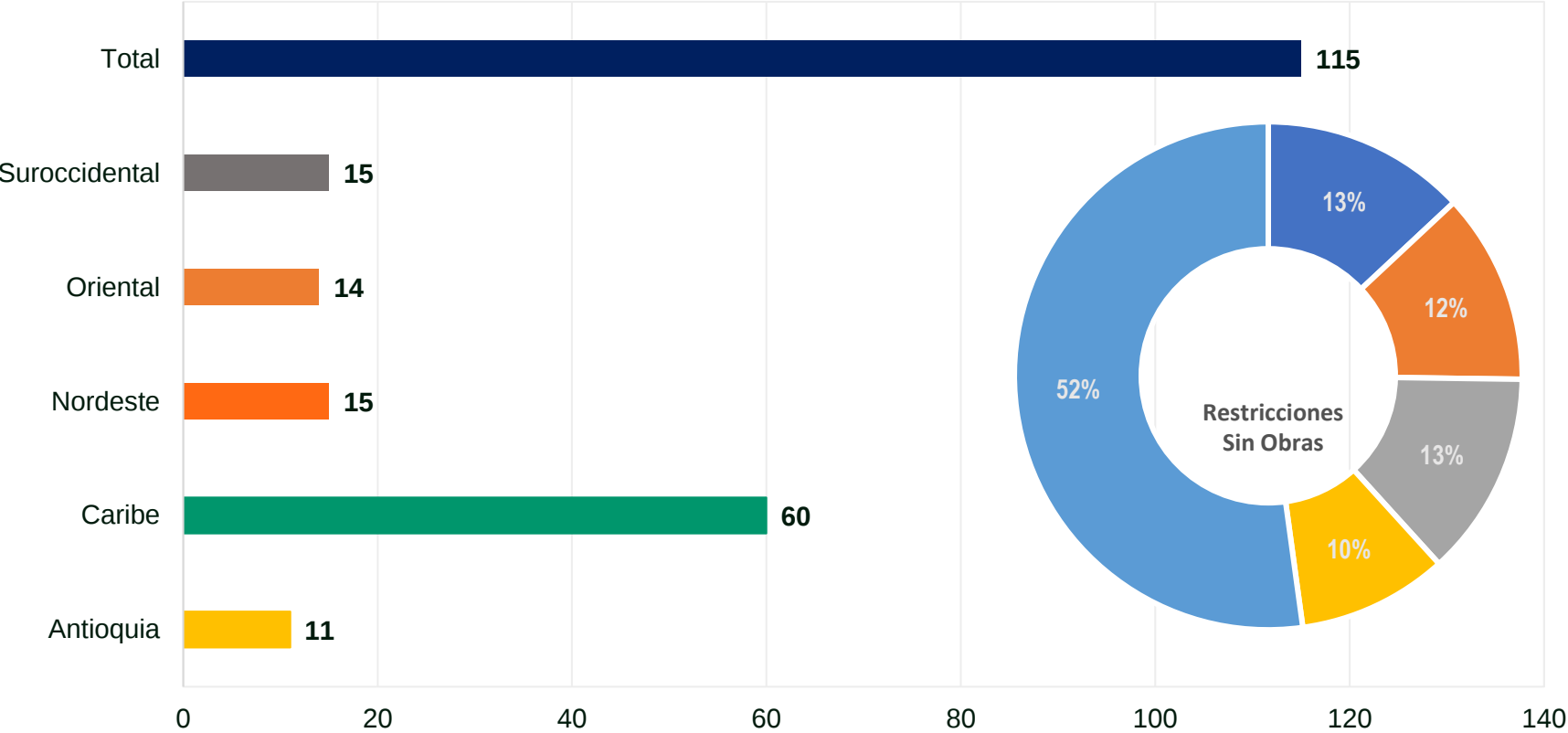
Declaraciones de emergencia

Área Nordeste :

- **Agosto 28**, Ocaña 115 kV, Buturama 115 kV, Ayacucho 115 kV, Aguachica 115 kV, Convención 115 kV, Tibú 115 kV y Zulia 115 kV en el Área Nordeste, por recomendación operativa de mantenimientos.

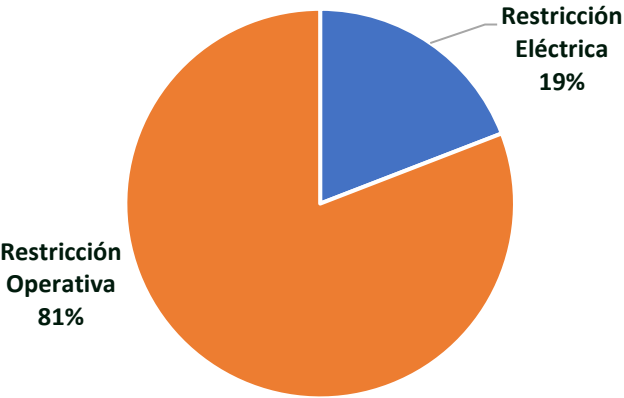
Resumen restricciones por área operativa sin obras de transmisión asociada (Largo Plazo)

Restricciones sin expansión definida por área operativa

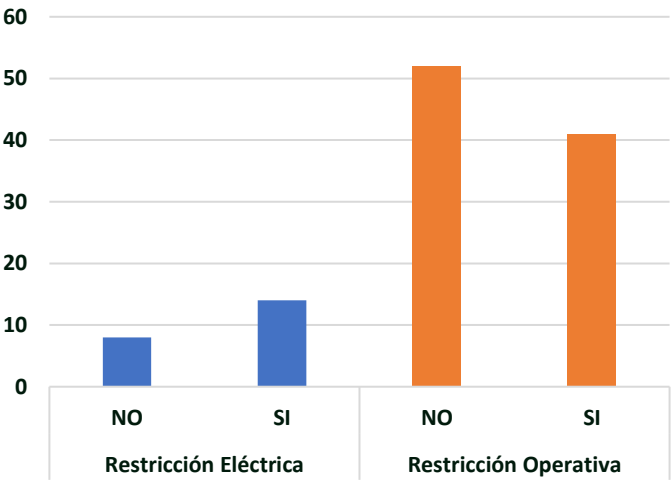


*Se considera en servicio todas las obras en construcción o prepublicación.
** No se incluyen obras propuestas por los OR no aprobadas por la UPME.
*** Algunas restricciones requieren traslados de carga que no han sido reportados al CND.

Clasificación Restricciones



Afectación de demanda (DNA)





Análisis Evento 05/08/2023 12:42 pm

Eventos de recuperación lenta inducida de tensión – Subárea GCM



“Desde los análisis de eventos que realiza el CND con el acompañamiento de los diferentes agentes que participan en la operación del área, se ha identificado que la subárea GCM es susceptible al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR por sus siglas en inglés). Lo anterior, ocasiona que ante algunas perturbaciones, se presenten riesgos para la operación segura de la red de transmisión, así como afectación en la calidad de la atención de la demanda. Dadas las particularidades de este fenómeno y su relación directa con los aportes de corriente de cortocircuito de las plantas de generación sincrónica, así como su recurrencia en los análisis post - operativos recientes, se definen las siguientes acciones para la operación:

Recomendaciones para la operación

- **Declarar en estado de emergencia la subárea GCM**, dada la posible ocurrencia del fenómeno de FIDVR.
- Con el propósito de mitigar el impacto y ocurrencia del fenómeno de FIDVR, en escenarios de demanda de la subárea GCM mayor a 590 MW, para contar con mayor nivel de corriente de cortocircuito, desde el despacho diario que realiza el CND se programaran al interior de la subárea GCM las unidades de generación disponibles o las que el CND considere necesarias.

Condiciones operativas

Operación CARIBE 05/08/2023 Periodo 13:

Generación Despachada Centralmente

- Flores 1 (2 unidades)
- Termoguajira (1 unidad)
- Termonorte (8 unidades)
- TEBSA (7 unidades)
- Proelectrica (1 unidad)
- Termocandelaria (**2 unidades pruebas**)

Mantenimientos

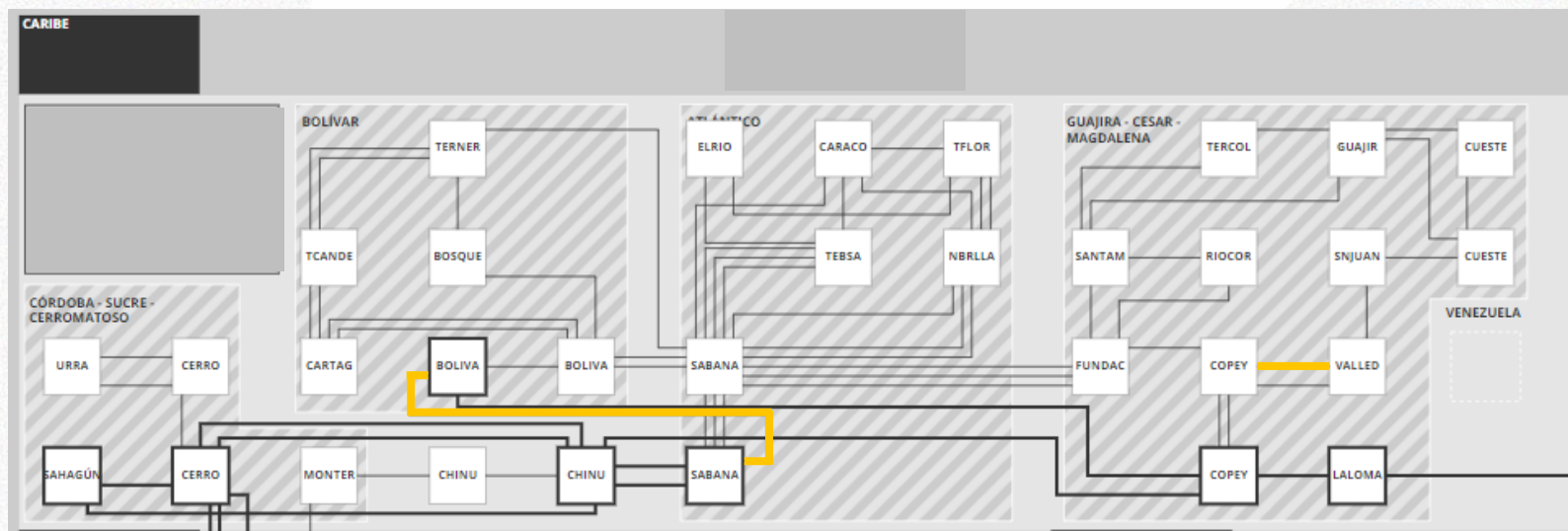
- Copey – Valledupar 1 220 kV*
- Bolívar – Sabanalarga 1 500 kV

SVC Chinú

- Modo QCM

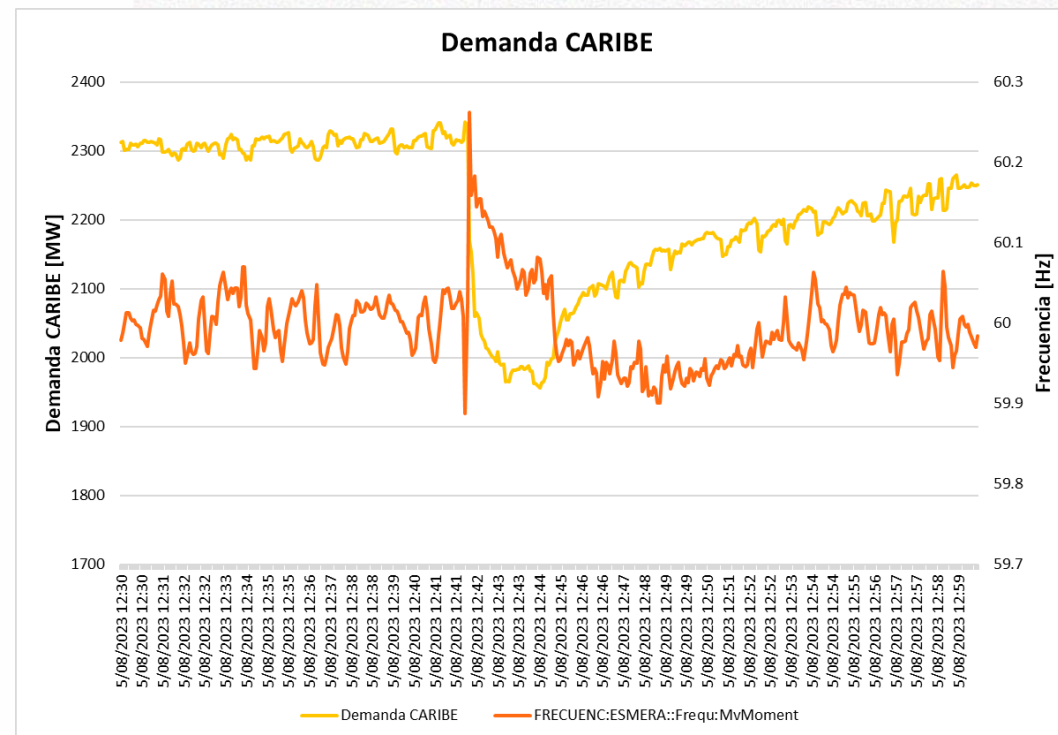
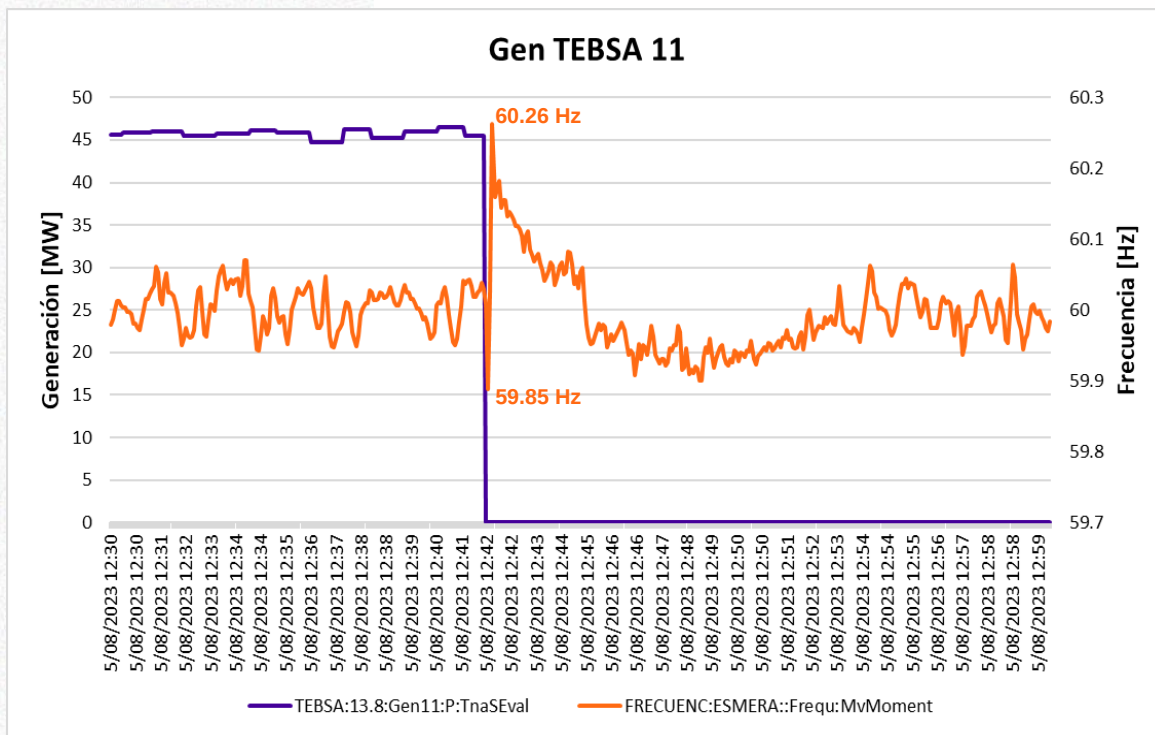
VQ de Cuestecitas

- Modo automático



*Para el despacho de ese día, no se cubrían las contingencias N-1 de las líneas Copey - Valledupar 2 220, San Juan - Valledupar 1 220 kV; y de los transformadores Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV, Valledupar 11 220/110 kV y Valledupar 12 220/34.5/13.8 kV.

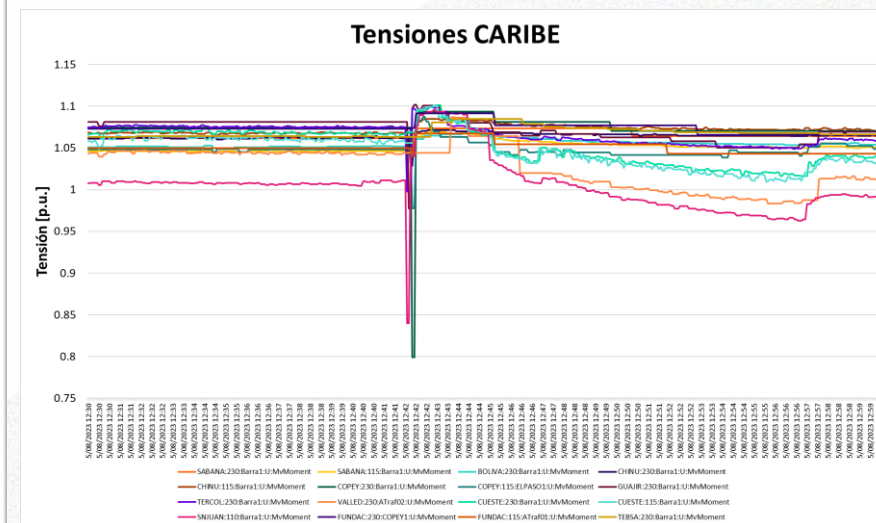
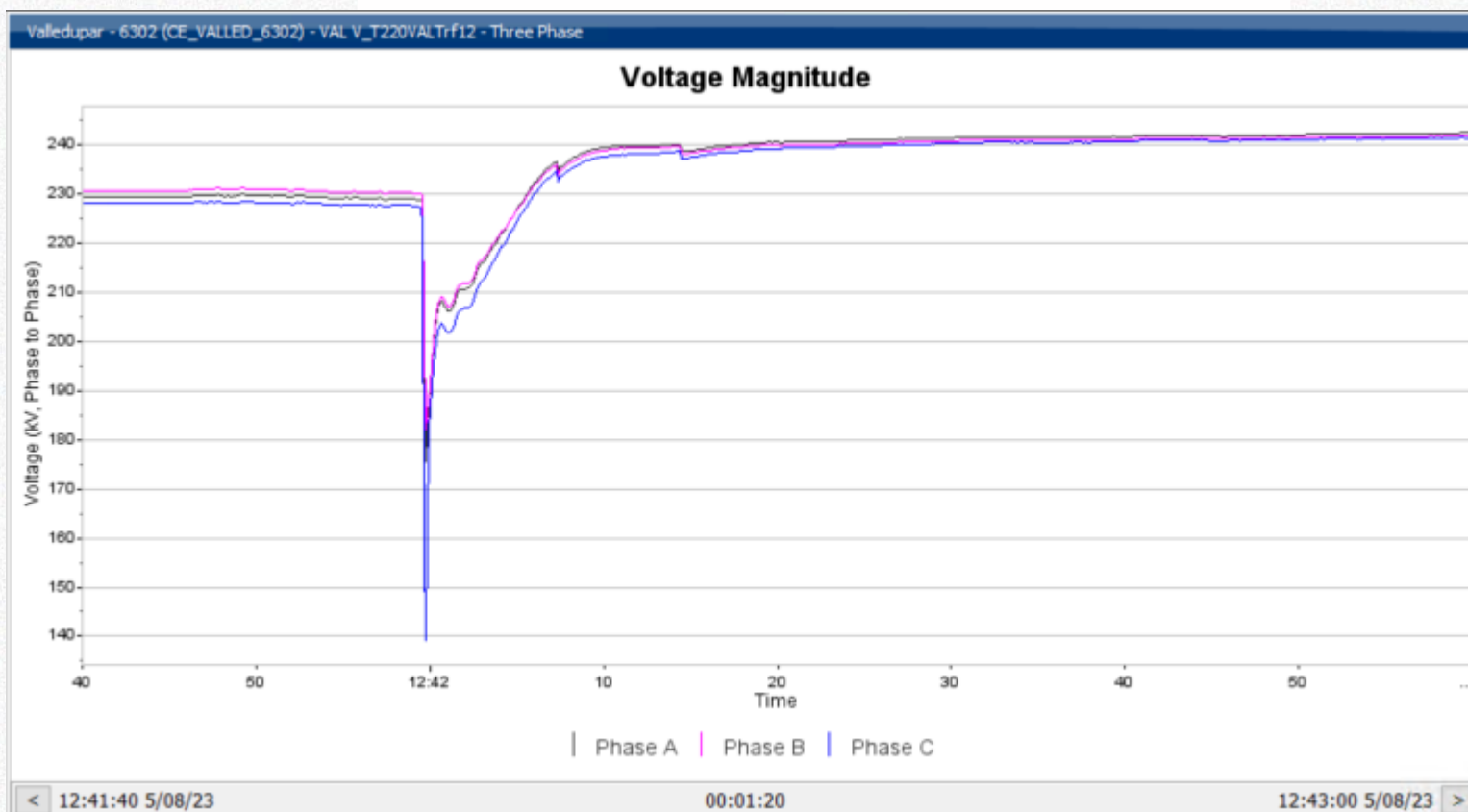
Evento en la unidad TEBSA 11



2023-08-05 12:41 – “Se presenta disparo del tramo de línea de la unidad GT11 en ambos extremos, por acción de la protección PL1 SEL751A, por el contacto de vegetación sobre la fase T de la línea” (fuente: informe de TEBSA)

Se identificó disminución transitoria de demanda en Caribe de aproximadamente 390 MW ante ocurrencia de fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (**FIDVR**, por sus siglas en inglés) en la subárea GCM, sin embargo, no se reportó DNA por parte de los agentes. La demanda se recupera en sus valores prefalla luego de 29 minutos.

Sobretensiones en CARIBE



Tensiones en CARIBE

Tensión Valledupar 220 kV: se evidencia fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (**FIDVR** por sus siglas en inglés).

Desconexión de elementos por sobretensión

Cuestecitas – Jouktai 110 kV

Jouktai – Jepírachi 110 kV

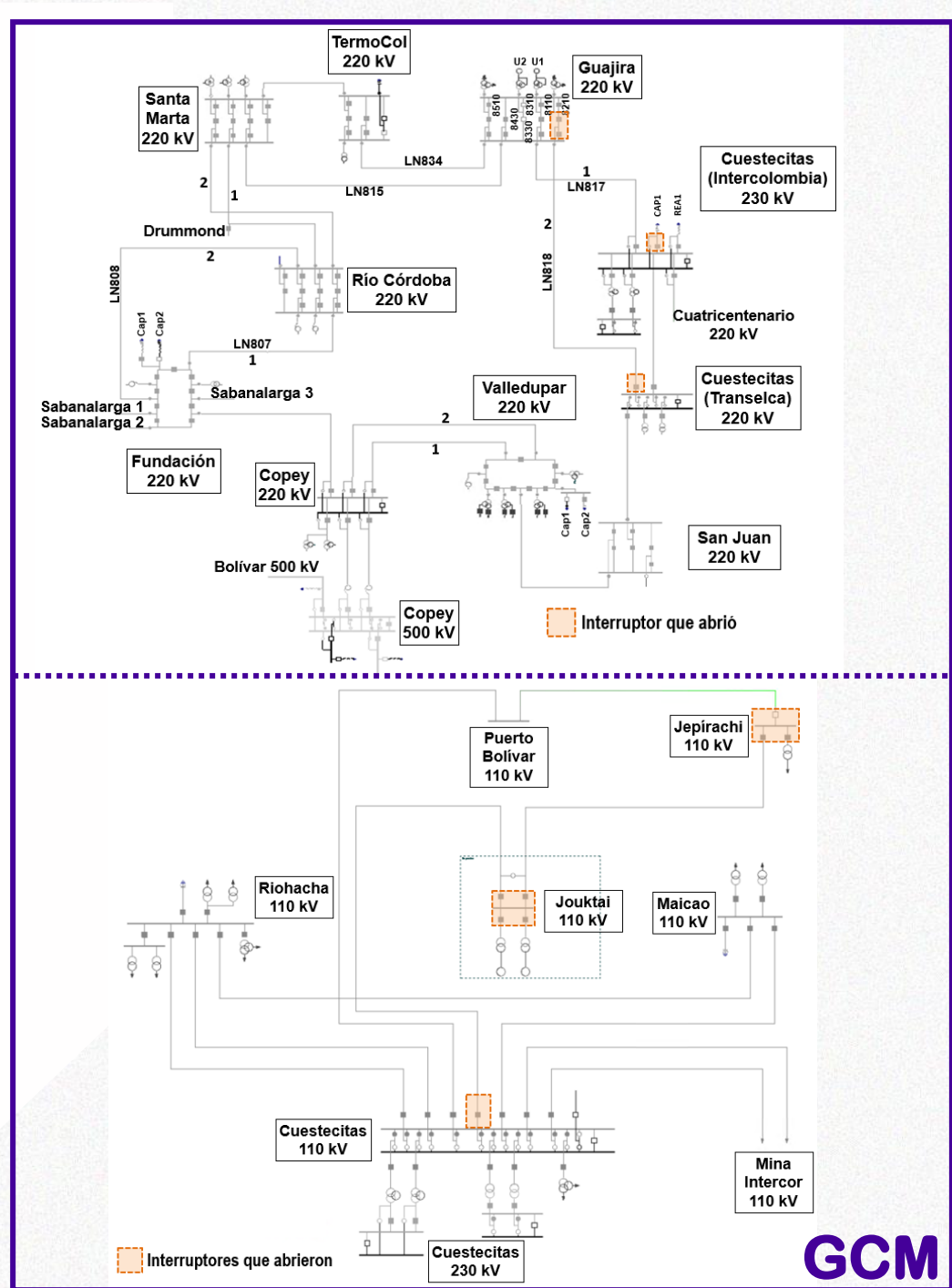
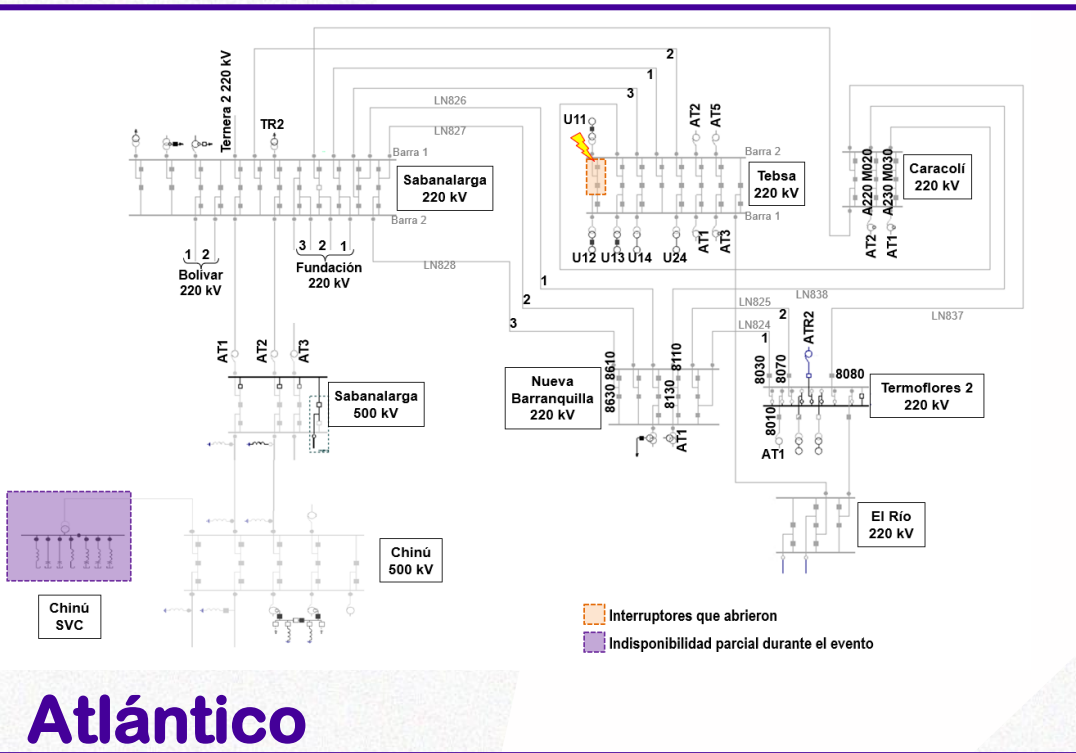
Jepírachi – Puerto Bolívar 110 kV

Generación Guajira 1 eólica

Generación Wesp eólica

Cuestecitas – Guajira 2 220 kV

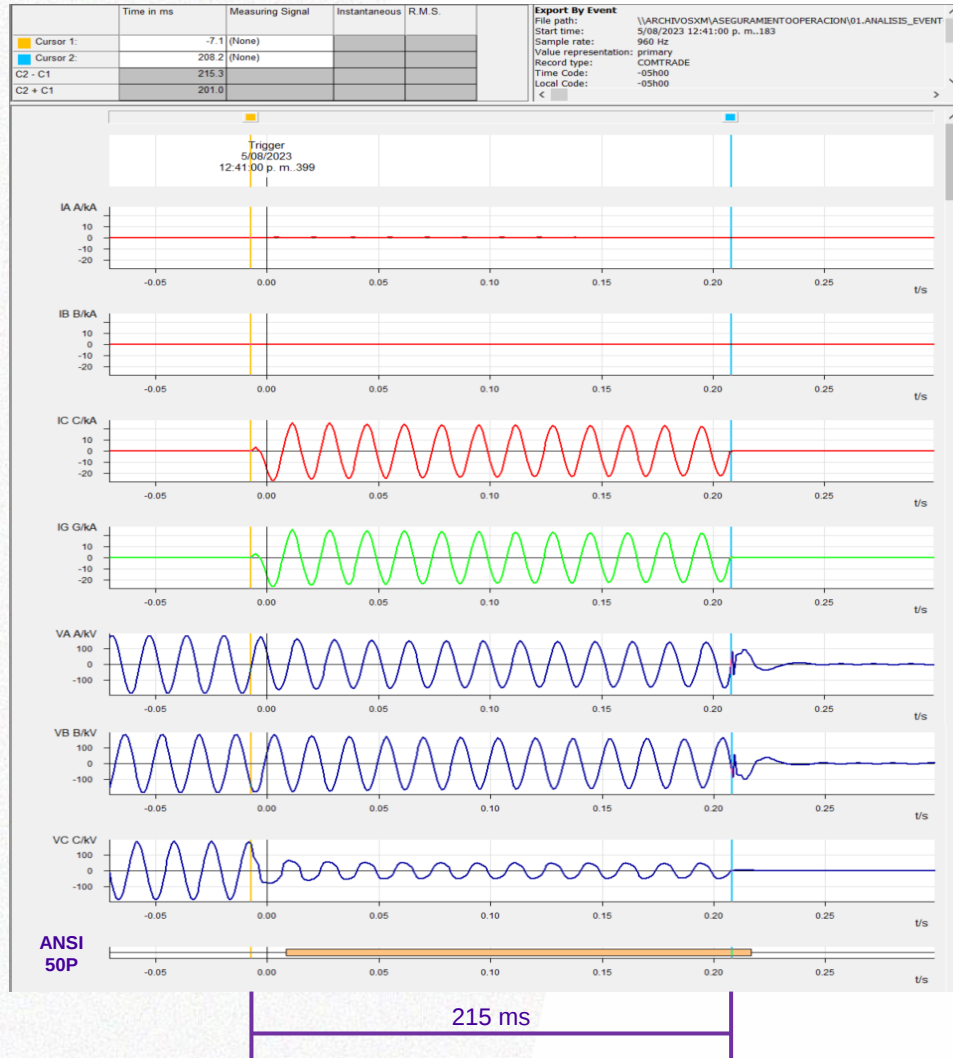
Bahía del banco capacitivo en Cuestecitas 220 kV



Análisis Postoperativos

Análisis	Operación	
Regulación Primaria de Frecuencia	Adecuada	
Controles de voltaje de unidades de generación	Adecuada	
Recursos basados inversores	Adecuado	
SVC Chinú	Hallazgo	
Operación de protecciones	Hallazgo	

Operación de protecciones

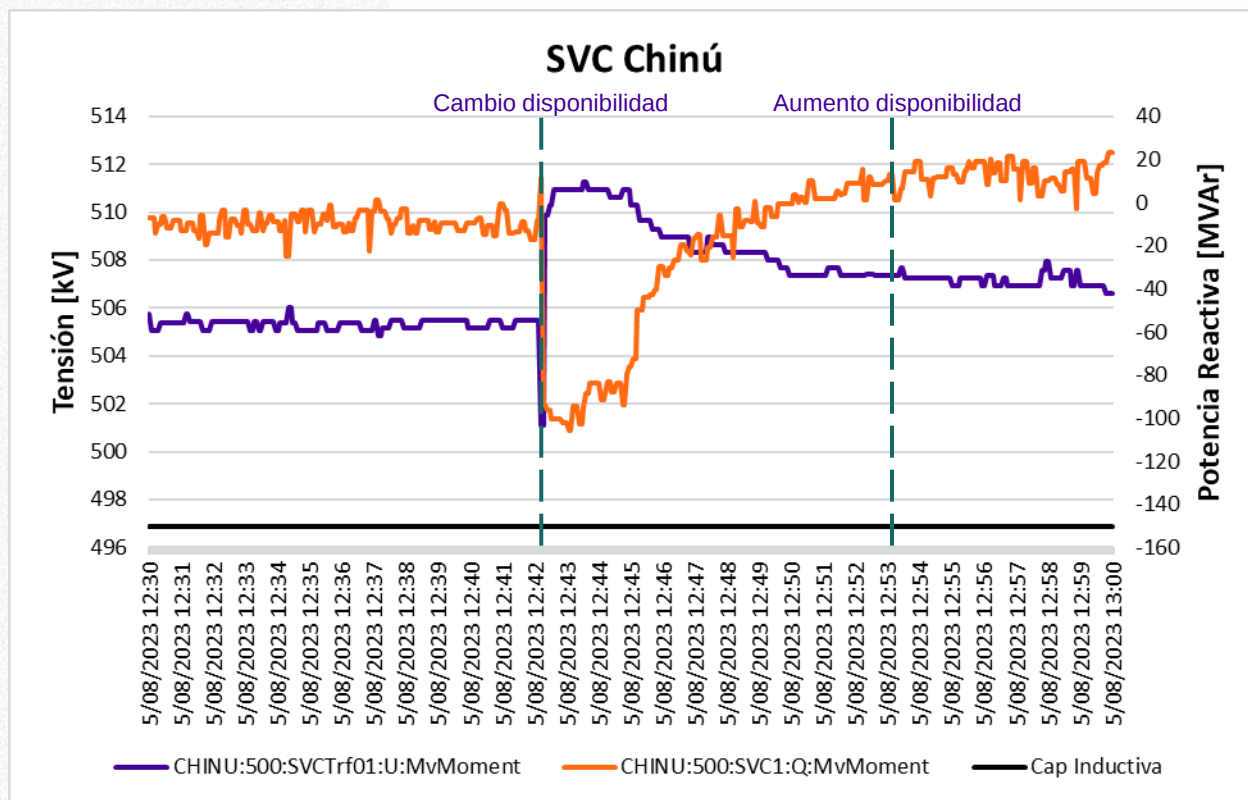


Dentro del informe del análisis del evento (acuerdo CNO 1617 de 2022), se propuso acción por ejecutar para **Tebsa** considerando los tiempos de despeje de falla a nivel de 220 kV:

*“Revisar y solucionar la causa por la cual el esquema de protección implementado en la unidad de generación **Tebsa 11** no despejó la falla (ocurrida en tramo de línea) en tiempos de protección principal (inferiores a 100 ms) acorde con lo indicado en el numeral 8.1.2. de la resolución CREG 025 de 1995. En caso de ser necesario, modificar los ajustes en los equipos de protección y realizar la actualización en la base de datos de protecciones StationWare. Fecha de implementación: 29 de septiembre de 2023”.*

Los demás sistemas de protección operados son coherentes con las condiciones de sobretensión presentadas en el SIN.

Desempeño SVC Chinú



Entre las 12:42 y las 12:53, **Isa Intercolombia** reportó cambio de disponibilidad del SVC de Chinú al 78% de su capacidad (aprox 109 MVAR), debido a una protección de los elementos electrónicos del SVC ante el cambio súbito en la reactiva por el evento.

Isa Intercolombia reportó acciones ejecutadas sobre el SVC mediante la consignación C2002991, así mismo, reportó:

“Con las actividades mencionadas (en el informe), el SVC quedó disponible al 100%”.

El **29/08/2023** se envió comunicación a **Isa Intercolombia** (Cítese XM 202344019175-1), en el cual se evidencian los cambios de disponibilidad en el SVC de Chinú por fuera de las ventanas de mantenimiento del equipo y se solicitó un informe detallado de las posibles causas que hayan establecido y el plan de trabajo que permita corregir las situaciones presentadas y que han afectado la respuesta esperada del SVC ante eventos en el SIN.

Aporte Termoguajira y termonorte a la seguridad de GCM



Las unidades síncronas de la subárea actualmente se requieren para tener una operación segura y confiable de la subárea GCM y prestan los servicios de:

- Control del límite de importación.
- Control dinámico de tensiones.
- **Aporte de cortocircuito para mitigar fenómenos de recuperación lenta de voltaje inducida por falla en la carga.**
- Aporte de inercia al sistema.
- Aporte energético ante escenarios de bajos aportes.

Para la operación segura y confiable del sistema, ante una alta penetración de FERNC, se requiere contar al interior de la subárea con plantas de generación o equipos que brinden:

- **Aporte de cortocircuito para mitigar fenómenos de recuperación lenta de voltaje inducida por falla en la carga.**
- **Aporte de inercia al sistema.**
- Control dinámico de tensiones.
- Control del límite de importación.
- Aporte energético ante escenarios de bajos aportes.

Para mantener la operación segura y confiable del área es indispensable contar, a la mayor brevedad posible, con equipos con aporte de cortocircuito e inercia (compensadores síncronos o aquellos que la UPME defina) en la subárea.

Eventos de recuperación lenta inducida de tensión – Subárea GCM



Adicionalmente se recomienda a la UPME:

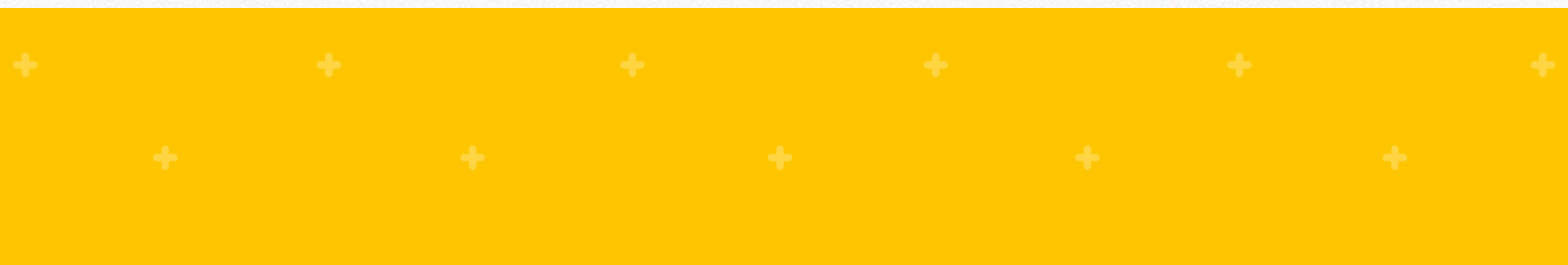
- Evaluar proyectos de expansión que mitiguen la ocurrencia de fenómenos FIDVR en la subárea GCM, como pueden ser la instalación de equipos de compensación síncrona, baterías con tecnología que aporten corriente de corto circuito u otros elementos, que brinden fortaleza a la red del STN y STR, desde el punto de vista de corriente de corto circuito.

Se recomienda a los agentes operadores de la subárea (AIR-E y AFINIA):

- Avanzar en la sintonización y reporte al CND de un modelo de carga que permita representar adecuadamente la dinámica evidenciada en los estudios post operativos, y proponer acciones de mitigación del mismo.
- Analizar en conjunto con el CND la instalación de PMUs en algunas barras que permitan caracterizar el fenómeno y aporten información adicional para el modelamiento de la carga.
- Considerar obras de expansión que mitiguen el impacto del fenómeno FIDVR en la definición de sus planes de expansión.

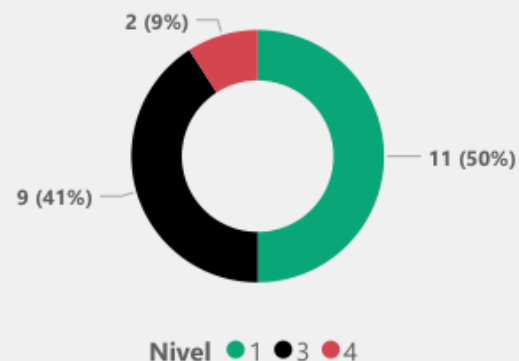
Reunión CNO 666
7 abril 2022

Radar de proyectos Acuerdo CNO 696

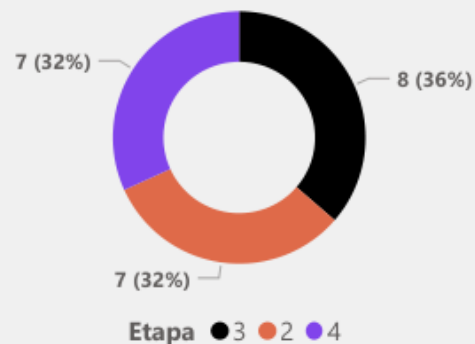


Proyectos del STN por convocatoria

Conteo de proyectos STN por Nivel



Conteo de proyectos STN por Etapa



* El conteo de proyectos con etapa o nivel 0 son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

Actualmente se hace seguimiento a **22** proyectos en el nivel de STN, de los cuales **14** se encuentran con retrasos en su FPO.

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

Del total:

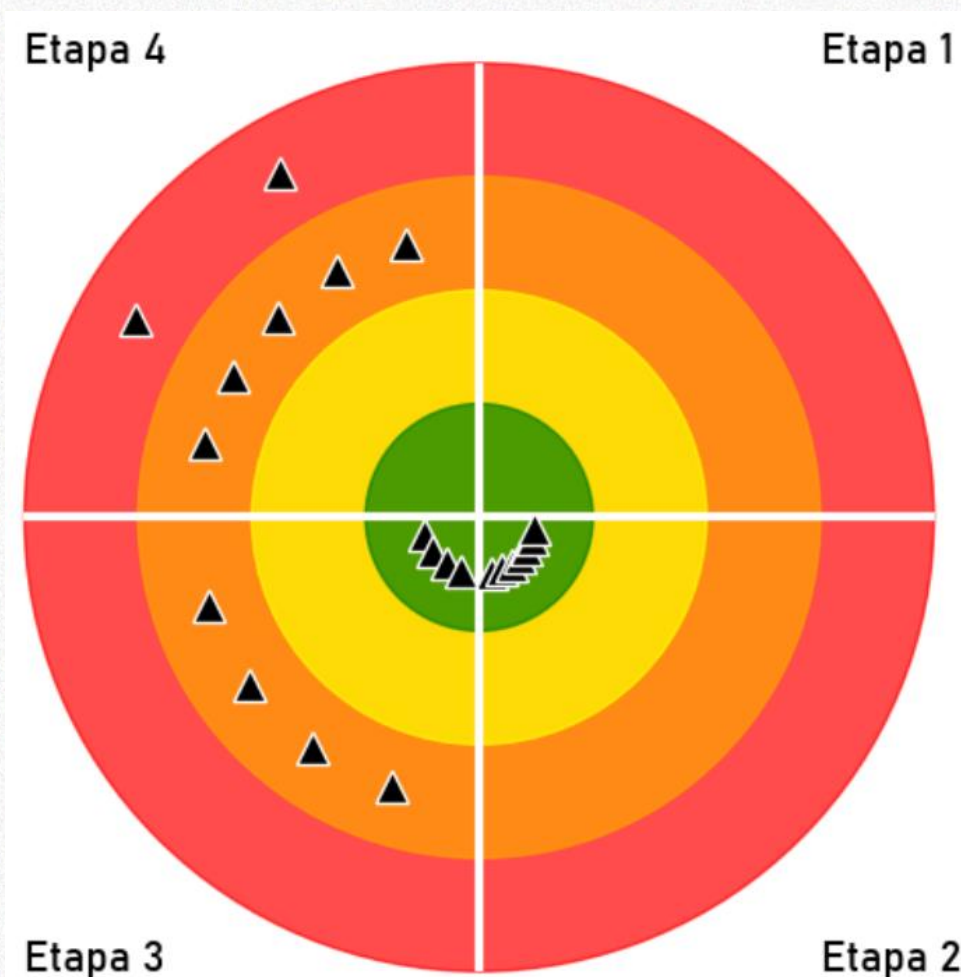
- **18** tienen proyectos de generación asociada al proyecto de transmisión.

Los meses de atraso promedio de los proyectos del STN son de **48,00** meses.

Proyectos STN que entraron en operación:

UPME 07-2017 Sabanalarga - Bolivar 500 kV

FPO: 26 de junio de 2023



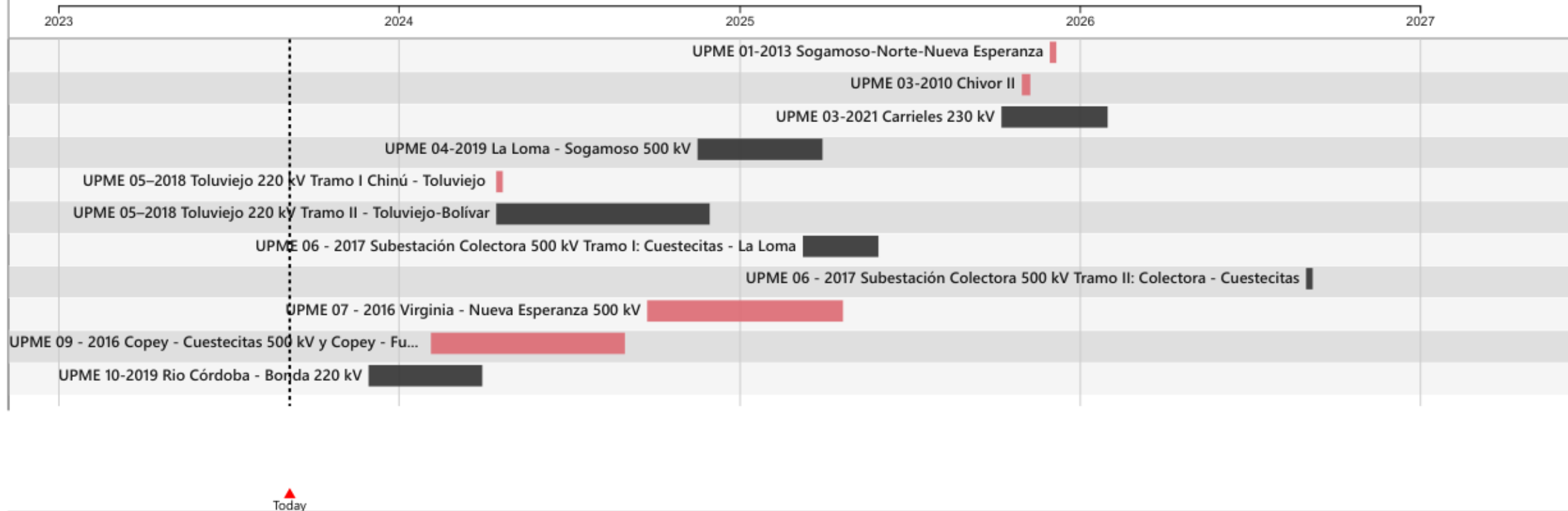
Proyectos del STN por convocatoria (continuación)

Proyectos con cambios en la FPO prevista por el ejecutor | Proyectos STN - Julio 2023

Diagrama de proyectos en los cuales el ejecutor cambió su FPO prevista

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO prevista por el ejecutor entre el informe actual y el inmediatamente anterior

Legend ● 3.3 ● 4



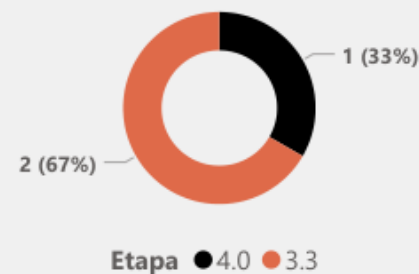
Proyectos del STN por convocatoria (continuación)

Proyectos STN

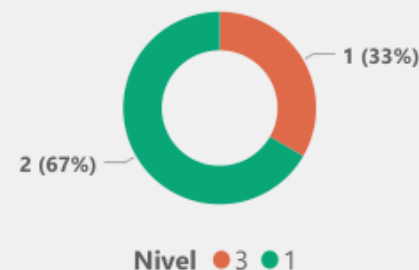
NOMBRE DEL PROYECTO	FPO primera resolución	FPO oficial	FPO prevista por ejecutor	Etapas	Nivel	Generación asociada	Meses de atraso
UPME 03-2010 Chivor II	30/11/2013	29/09/2023	09/11/2025	4	4	SI	122
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	30/09/2017	15/12/2023	28/11/2025	4	4	SI	99
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo II: La Virginia – Alférez	30/09/2018	01/11/2023	15/06/2026	3.3	3	SI	94
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo I: Medellín – La Virginia	30/09/2018	01/11/2023	01/10/2023	4	3	SI	61
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo III: Alférez – San Marcos	30/09/2018	01/11/2023	01/10/2023	4	3	SI	61
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	30/11/2019	31/08/2024	31/08/2024	4	3	SI	46
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo II: Colectora - Cuestecitas	30/11/2022	22/07/2025	15/04/2026	3.3	3	SI	41
UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	30/09/2020	22/07/2024	22/04/2025	4	3	NO	41
UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV Tramo II - Toluviejo-Bolívar	30/11/2020	10/11/2023	30/11/2024	3.3	3	SI	30
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo I: Cuestecitas - La Loma	30/11/2022	22/07/2025	30/05/2025	3.3	3	SI	30
UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV Tramo I Chinú - Toluviejo	30/11/2020	10/11/2023	31/10/2023	4	3	SI	16
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV	31/12/2023	31/12/2023	31/03/2025	3.3	1	NO	15
UPME 03-2021 Carrieles 230 kV	30/11/2023	31/01/2025	31/01/2026	3.3	1	SI	12
UPME 10-2019 Río Córdoba - Bonda 220 kV	30/11/2023	30/11/2023	31/03/2024	3.3	1	SI	4
UPME 02-2021 Pacífico 230 kV	30/11/2023	31/05/2025	31/05/2025	3.3	1	SI	0
UPME 01-2022 Huila 220 kV	31/08/2026			2.1b	1	SI	
UPME 05 -2021 Pasacaballo 220 kV	30/06/2024			2.1b	1	NO	
UPME 06 -2021 Carreto 500 kV	30/09/2024			2.1b	1	SI	
UPME 07-2021 Alcaraván 230 kV	30/11/2021			2.1b	1	NO	
UPME 08-2021 La Paz 230 kV	30/11/2021			2.1b	1	SI	
UPME 09- 2021 Cabrera 230 kV	31/12/2022			2.1b	1	SI	
UPME 10-2021 San Lorenzo 230 kV	30/11/2020			2.1b	1	SI	

Proyectos del STN por ampliación

Conteo de proyectos por Etapa
Ampliaciones



Conteo de proyectos por Nivel
Ampliaciones



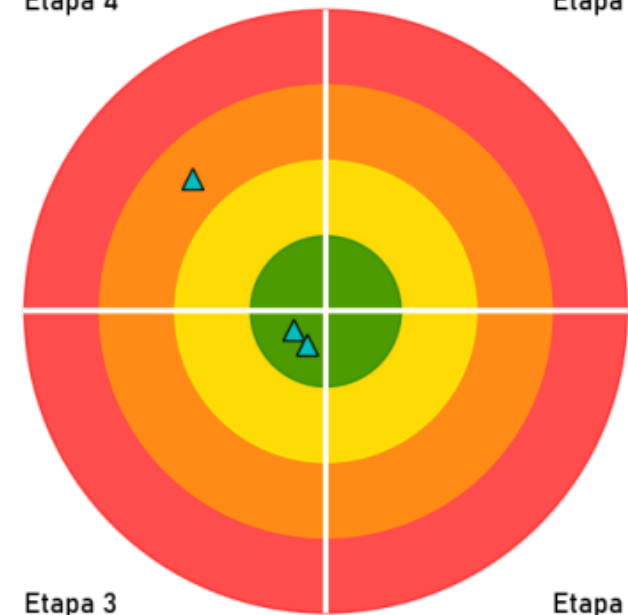
* El conteo de proyectos con etapa o nivel 0 son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

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

NOMBRE DEL PROYECTO	FPO concepto UPME	FPO prevista por ejecutor	Meses de Atraso	Etapa	Nivel	TRANSMISOR
Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	2022-08-31	2024-11-15	26,50	4.0	3	INTERCOLOMBIA
Ampliación. Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	2023-12-30	2025-05-30	17,00	3.3	1	ENLAZA-GEB
FACTS serie SSSC en los circuitos Tebsa – Sabanalarga 1 y 2 a 220 kV, Flores – Nueva Barranquilla 1 y 2 a 220 kV y Caracolí – Sabanalarga 220 kV	2024-06-30	2024-06-30	0,00	3.3	1	TRANSELCA

Etapa 4

Etapa 1



Etapa 3

Etapa 2

Radar Ampliaciones

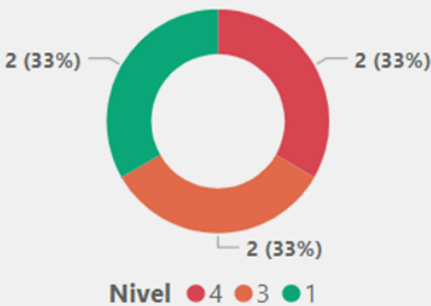
JULIO 2023

Proyectos que entraron en operación:

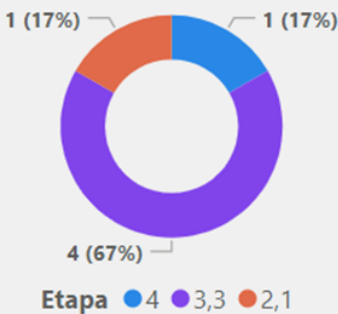
- FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Santa Marta – Termocol (Bonda) – Termoguajira 220 kV (Etapa 1)
- FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Santa Marta – Termocol (Bonda) – Termoguajira 220 kV (Etapa 2)

Proyectos del STR por convocatoria

Conteo proyectos STR por Nivel
Convocatorias

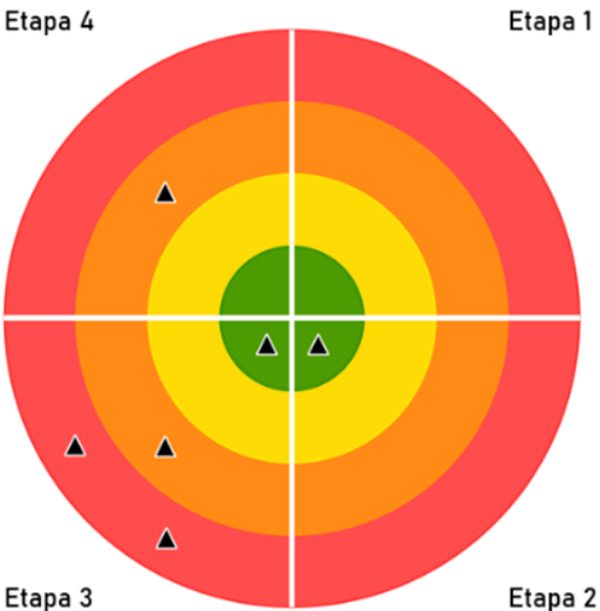


Conteo proyectos STR por Etapa
Convocatorias



* El conteo de proyectos con etapa o nivel 0 son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

NOMBRE DEL PROYECTO	Meses de atraso reales	FPO Oficial	FPO prevista por ejecutor	Etapa	Nivel
UPME STR 13-2015 La Loma 110 kV	64,20	2023-08-15	2023-11-06	3.3	4.0
UPME STR 10-2018 Guatapurí 110 kV	18,00	2023-09-03	2024-03-31	3.3	4.0
UPME STR 01 - 2021 SAEB (Baterías Atlántico)	13,00	2024-02-04	2024-07-31	3.3	1.0
UPME STR 03-2019 La Marina 110 kV	7,63	2023-08-30	2024-04-19	3.3	3.0
UPME STR 02 – 2019 Atlántico 110 kV	2,43	2023-10-30	2024-01-13	4	3.0
UPME STR 11-2021 Alcavaran 110 kV				2.1b	1.0



Actualmente se tienen **6** proyectos en la modalidad de convocatorias en el STR.

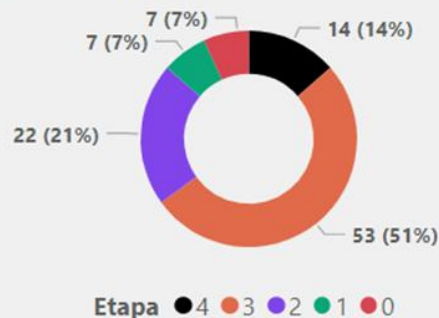
Radar STR Convocatorias

JULIO 2023

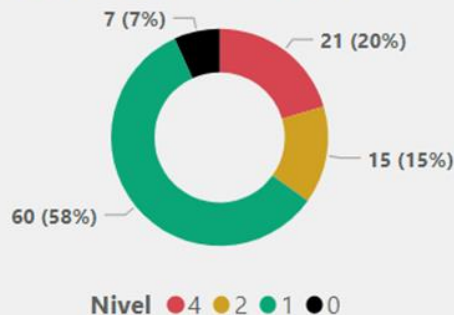
* Reporte creado con información de la UPME a corte de JULIO de 2023.

Proyectos del STR

Conteo de proyectos STR por Etapa



Conteo de proyectos STR por Nivel



* El conteo de proyectos con etapa o nivel 0 son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

Actualmente se hace seguimiento a **103** proyectos en los STR, de los cuales **50** se encuentran con retrasos en su FPO.

Del total:

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

Los meses de atraso promedio de los proyectos de los STR son de **43,5** meses.

Porcentaje de proyectos sin retrasos

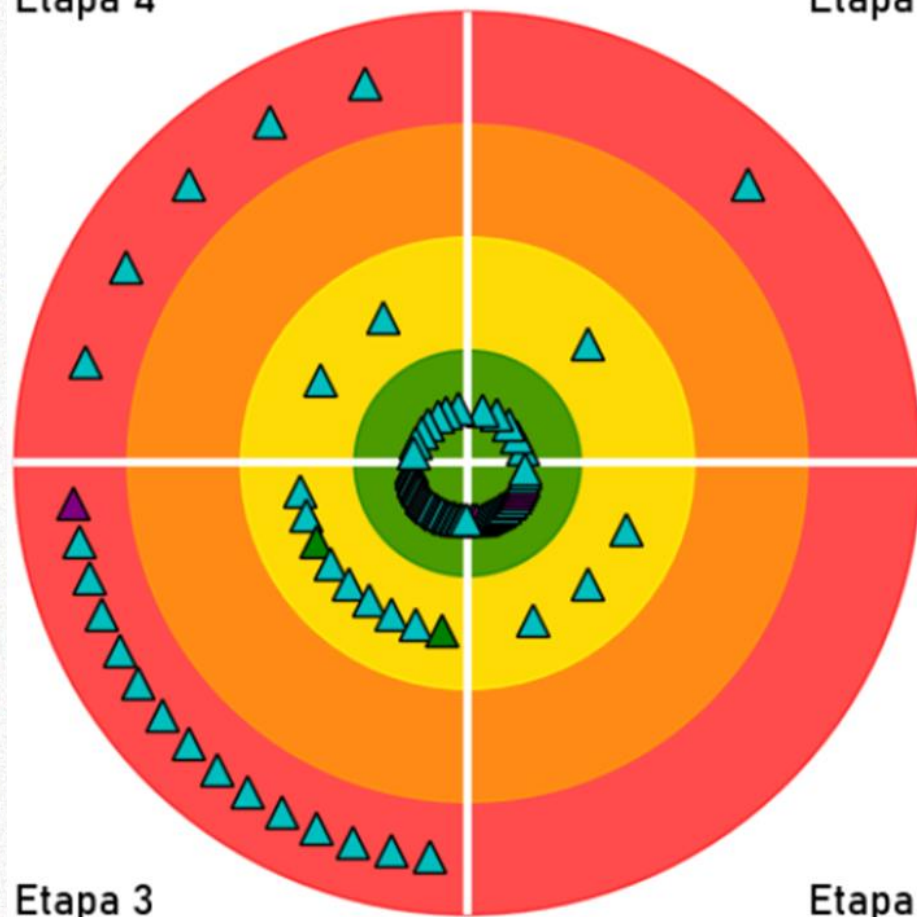
Sin contar repotenciones



* Reporte creado con información de la UPME a corte de JULIO de 2023.

Etapa 4

Etapa 1

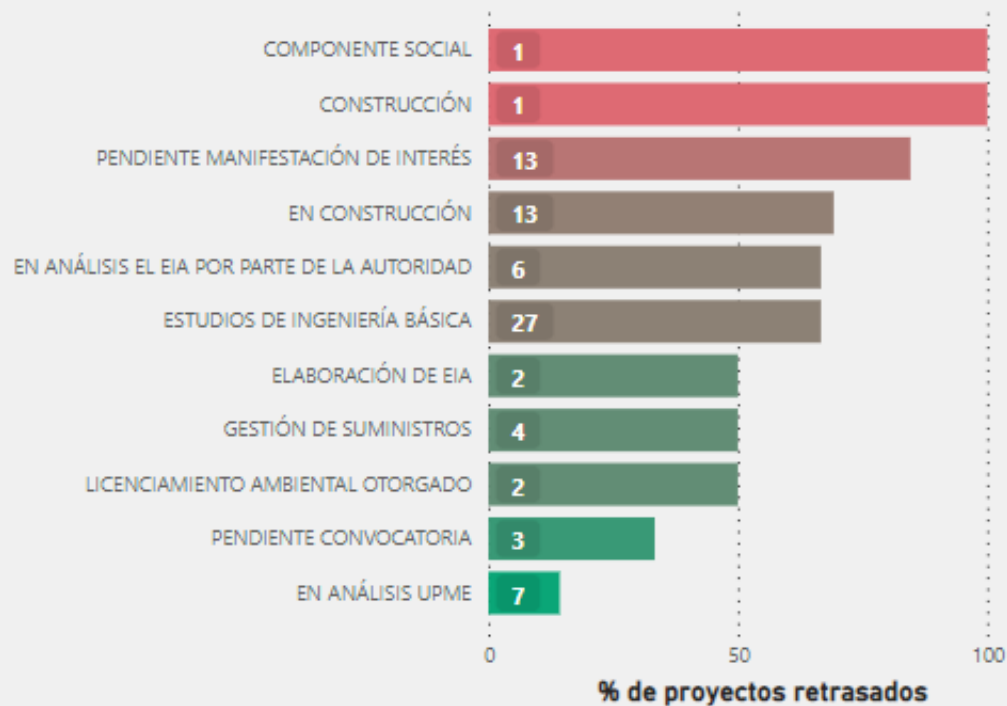


Etapa 3

Etapa 2

Proyectos del STR (continuación)

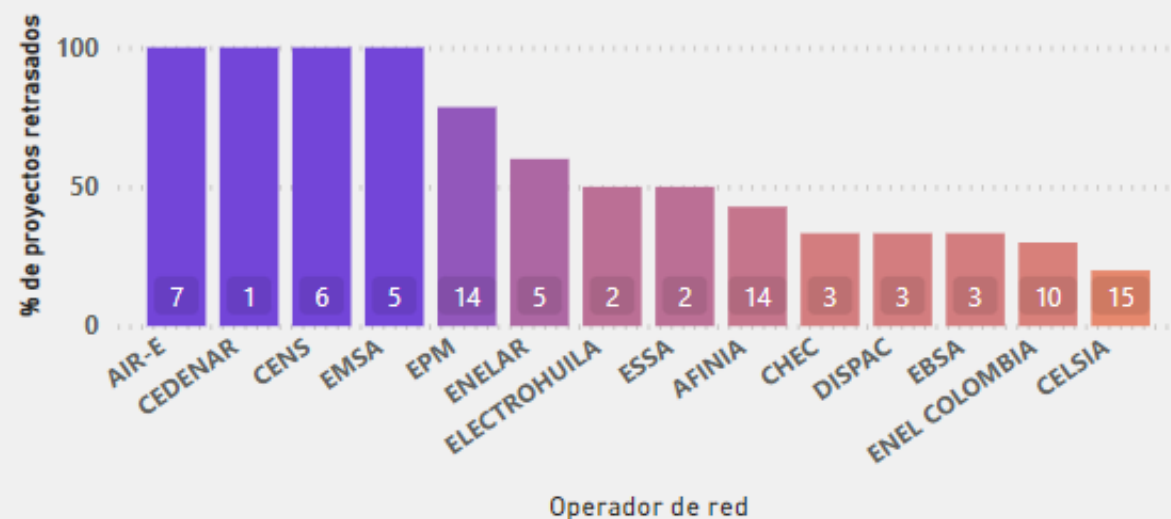
Porcentaje de proyectos retrasados por estado



La etiqueta numérica que aparece en la base de las barras indica la cantidad de proyectos que se encuentran en cada estado.

Operadores de Red con mayor tasa de proyectos retrasados

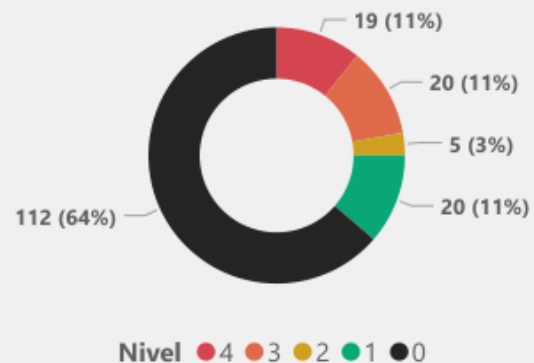
Relación entre proyectos retrasados del OR y el total de proyectos del OR



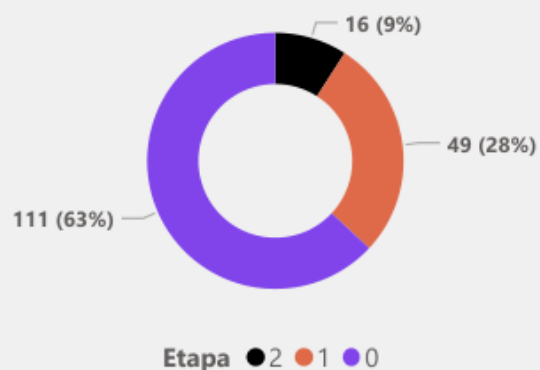
* Reporte creado con información de la UPME a corte de JULIO de 2023.

Proyectos de generación

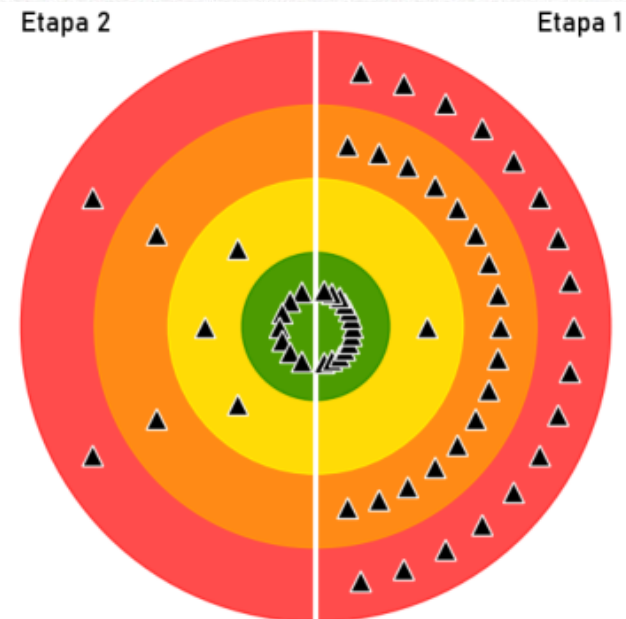
Conteo de proyectos por Nivel



Conteo de proyectos por Etapa



* El conteo de proyectos con etapa o nivel 0 son aquellos para los cuales las empresas no suministraron información.



Actualmente se hace seguimiento a **176** proyectos de generación, de los cuales **64** reportaron información para el radar.

Los proyectos que aparecen en el radar son los 64 de los que se recibió información.

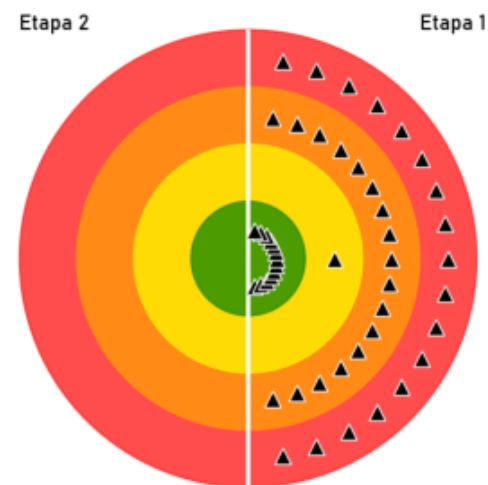
Radar Proyectos de Generación
JULIO 2023

Proyectos de generación - etapa 1

Proyecto	Nivel	Etap	Empresa	FPO
Bosques Solares de los Llanos 6	4	1	Bosques Solares de L...	2024-12-31
El Colibri	4	1	Castellana de Proye...	2023-09-30
El Guayacán	4	1	Castellana de Proye...	2024-03-31
El Tamarindo I	4	1	Castellana de Proye...	2024-06-30
El Tamarindo II	4	1	Castellana de Proye...	2024-06-30
La Ceiba	4	1	Castellana de Proye...	2024-02-28
La Filigrana	4	1	Castellana de Proye...	2024-01-31
La Prosperidad	4	1	Castellana de Proye...	2023-12-31
Los Colorados II	4	1	Castellana de Proye...	2023-11-30
Los Colorados III	4	1	Castellana de Proye...	2023-11-30
Los Morrosquillos I	4	1	Castellana de Proye...	2023-08-31
Los Morrosquillos II	4	1	Castellana de Proye...	2023-08-31
Los Morrosquillos III	4	1	Castellana de Proye...	2023-12-31
Proyecto Hidroeléctrico Santo Domingo	4	1	EPM ESP	2025-12-01
Proyecto solar Barranquita	4	1	EPM ESP	2023-12-01
Puerto Wilches	4	1	EPM ESP	2024-12-01
Acacias 2	3	1	Celsia	2024-07-31
Altamira	3	1	HBI Banca de inversi...	2026-03-31
Atlantico I	3	1	Celsia	2024-12-31
Autogeneración MILPA Samacá	3	1	roble	
Camelias	3	1	Celsia	2024-11-30
Parque fotovoltaico Sándalo II	3	1	Grenergy Colombia ...	2024-12-30
Proyecto eólico EO200i (Ipapure)	3	1	EPM ESP	2025-10-22
Santa Rosa	3	1	HBI Banca de inversi...	2025-08-31
Solar Chicamocha 1	3	1	Celsia	2030-12-31
Solar Chicamocha 2	3	1	Celsia	2030-12-31
Solar Chicamocha 3	3	1	Celsia	2030-12-31
Solar Escobal 1	3	1	Celsia	2024-08-30
Solar Escobal 2	3	1	Celsia	2024-08-30
Solar Escobal 3	3	1	Celsia	2024-08-30
Solar Escobal 5	3	1	Celsia	2024-08-30
Solar Malambo	3	1	Celsia	2024-06-30
Solar Picaleña (Escobal 4)	3	1	Celsia	2024-08-30
Solar Sahagun	2	1	Celsia	2024-12-31
JK1	1	1	AES CHIVOR Y CIA S...	2025-10-22
JK2	1	1	AES CHIVOR Y CIA S...	2025-10-22
JK3	1	1	AES CHIVOR Y CIA S...	2025-10-22
JK4	1	1	AES CHIVOR Y CIA S...	2025-10-22
Sabana de Torres	1	1	EPM ESP	2025-12-01
Solar Chicamocha 4	1	1	Celsia	2027-06-30
Solar el Lago 1 y 2	1	1	Celsia	2025-02-28
Solar Escobal 6	1	1	Celsia	2024-12-31
Solar Guachal 2	1	1	Celsia	2025-02-28
Solar Guachal 3	1	1	Celsia	2025-02-28
Solar Paloblanco 1	1	1	Celsia	2026-08-28
Solar Paloblanco 2	1	1	Celsia	2026-08-28
Solar Paloblanco 3	1	1	Celsia	2026-08-28

Proyecto	Nivel	Etap	Empresa	FPO
Barranquita	4	1	EPM ESP	2024-12-01
Puerto Wilches	4	1	EPM ESP	2024-12-01
Acacias 2	3	1	Celsia	2024-07-31
Altamira	3	1	HBI Banca de inversi...	2026-03-31
Atlantico I	3	1	Celsia	2024-12-31
Autogeneración MILPA Samacá	3	1	roble	
Camelias	3	1	Celsia	2024-11-30
Parque fotovoltaico Sándalo II	3	1	Grenergy Colombia ...	2024-12-30
Proyecto eólico EO200i (Ipapure)	3	1	EPM ESP	2025-10-22
Santa Rosa	3	1	HBI Banca de inversi...	2025-08-31
Solar Chicamocha 1	3	1	Celsia	2030-12-31
Solar Chicamocha 2	3	1	Celsia	2030-12-31
Solar Chicamocha 3	3	1	Celsia	2030-12-31
Solar Escobal 1	3	1	Celsia	2024-08-30
Solar Escobal 2	3	1	Celsia	2024-08-30
Solar Escobal 3	3	1	Celsia	2024-08-30
Solar Escobal 5	3	1	Celsia	2024-08-30
Solar Malambo	3	1	Celsia	2024-06-30
Solar Picaleña (Escobal 4)	3	1	Celsia	2024-08-30
Solar Sahagun	2	1	Celsia	2024-12-31
JK1	1	1	AES CHIVOR Y CIA S...	2025-10-22
JK2	1	1	AES CHIVOR Y CIA S...	2025-10-22
JK3	1	1	AES CHIVOR Y CIA S...	2025-10-22
JK4	1	1	AES CHIVOR Y CIA S...	2025-10-22
Sabana de Torres	1	1	EPM ESP	2025-12-01
Solar Chicamocha 4	1	1	Celsia	2027-06-30
Solar el Lago 1 y 2	1	1	Celsia	2025-02-28
Solar Escobal 6	1	1	Celsia	2024-12-31
Solar Guachal 2	1	1	Celsia	2025-02-28
Solar Guachal 3	1	1	Celsia	2025-02-28
Solar Paloblanco 1	1	1	Celsia	2026-08-28
Solar Paloblanco 2	1	1	Celsia	2026-08-28
Solar Paloblanco 3	1	1	Celsia	2026-08-28

Proyectos de Generación Etapa 1



* Reporte creado con información de la UPME a corte de JULIO de 2023.

Proyectos de generación - etapa 2

Proyecto	Nivel	Etap	Empresa	FPO
Ampliación a 566,15 MW	4	2	Termocandelaria	2023-08-20
Granja Solar Palmaseca	4	2	Energías renovables del Valle SAS ESP	2023-10-30
AS I Baranoa	3	2	TECHNOELITE GREEN ENERGY SAS	2023-12-30
Proyecto El Carreto	3	2	Celsia	2024-06-30
Hidroituango	2	2	EPM ESP	2023-10-18
Proyecto solar Tepuy	2	2	EPM ESP	2023-12-01
Solar Polonuevo	2	2	TECHNOELITE GREEN ENERGY SAS	2023-12-30
PCH Caracolí	1	2	EPM ESP	
Proyecto de cogeneración Incauca 60 MW en la subestación La Cabaña	1	2	INCAUCA SAS	2023-12-31
Solar Guachal 1 (Palmira 1)	1	2	Celsia	2025-02-28
Solar La Victoria 1	1	2	Celsia	2023-12-12
Solar La Victoria 2	1	2	Celsia	2023-12-12
Solar Puerto Tejada	1	2	Celsia	2024-04-11
Solar Bugalagrande (Andalucía)	0	2	Celsia	2023-12-31

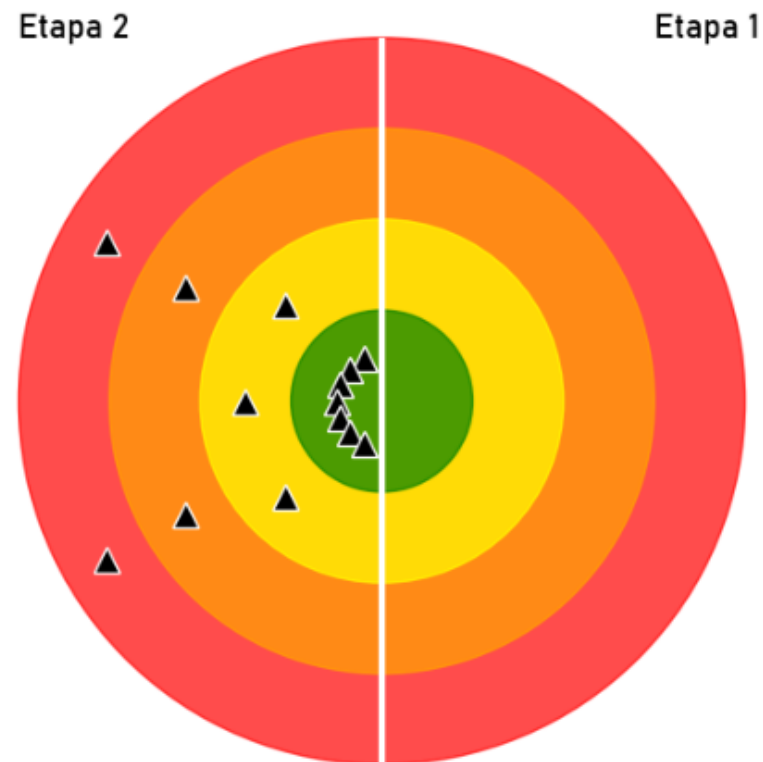
Las FPO de las unidades de Hidroituango son:

U3: 18 de octubre de 2023

U4: 28 de octubre de 2023

Proyectos de Generación

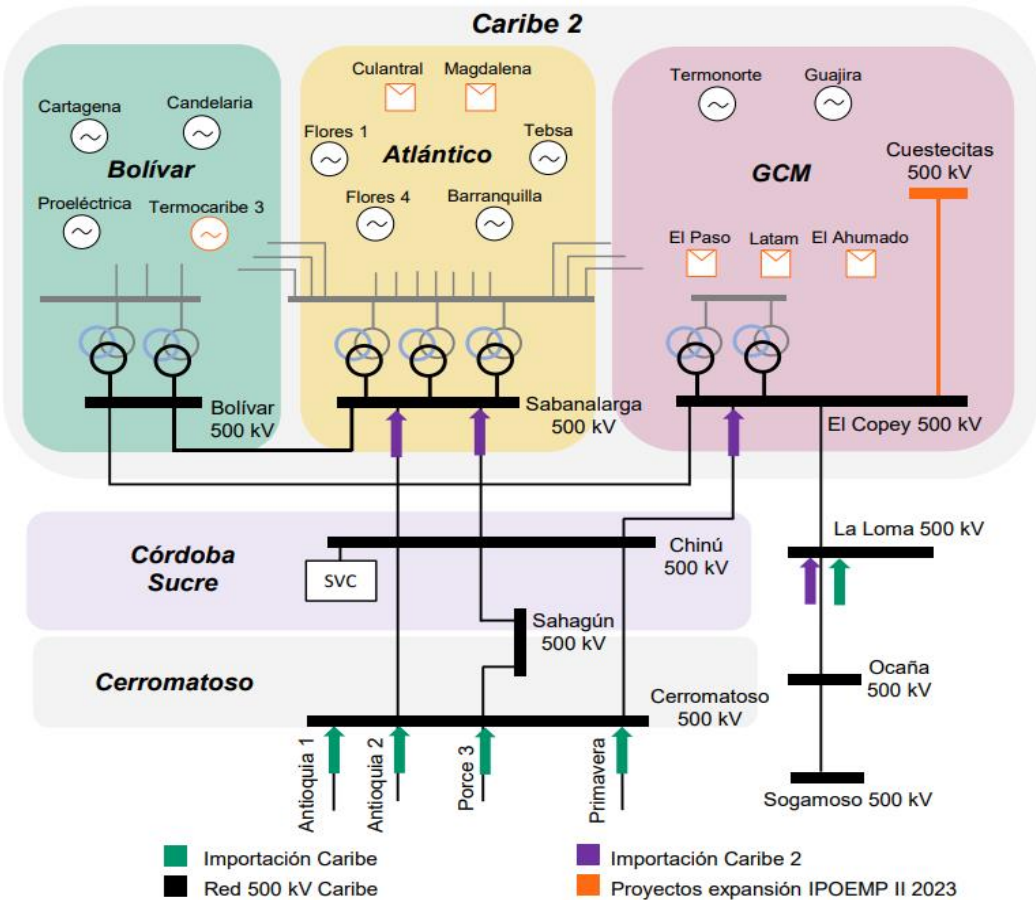
Etap 2



* Reporte creado con información de la UPME a corte de JULIO de 2023.

Mantenimiento de la Planta de Regasificación

Red áreas Caribe y Caribe 2 - Límites de importación



Área	Límite [MW]	Potencia a través de	Limitada por (N-1)
Caribe	2000	Antioquia – Cerromatoso 1 500 kV Antioquia – Cerromatoso 2 500 kV Porce 3 – Cerromatoso 500 kV Primavera – Cerromatoso 500 kV Ocaña – La Loma 500 kV	Respuesta segura de tensión en nodos del área ante contingencia sencilla de circuitos de 500 kV. Los casos más restrictivos son: Nodos en configuración radial de GCM 110 kV, (El Paso, El Banco, La Jagua), ante contingencia del circuito La Loma - El Copey 500 kV o Chinú – El Copey 500 kV
Caribe 2	1300 - 1400	Chinú – Sabanalarga 1 500 kV Chinú – Sabanalarga 2 500 kV Chinú – El Copey 500 kV Ocaña – La Loma 500 kV	Nodos en configuración radial de Bolívar 66 kV, (Gambote, Zambrano, Calamar, San Jacinto), ante contingencia de un circuito entre las S/E Chinú y Cerromatoso 500 kV y Chinú – Sahagún 500 kV

Tabla 3-4 Capacidad de importación de potencia área Caribe en red completa

Condición de red / Indisponibilidad	Contingencias críticas	Límite importación [MW]	
		Caribe	Caribe 2
Red completa	Circuitos red 500 kV, en especial: - El Copey – La Loma 500 kV - Chinú – El Copey 500 kV - Chinú – Cerromatoso 500 kV - Chinú – Sahagún 500 kV	2000	1300 - 1400
Chinú – El Copey 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: - El Copey – La Loma 500 kV - Chinú – Sahagún 500 kV - Chinú – Cerromatoso 500 kV	1800	1000 - 1100
Ocaña – La Loma 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: - Chinú – El Copey 500 kV - Chinú – Cerromatoso 500 kV - Chinú – Sahagún 500 kV	1650	900 – 1000
La Loma – El Copey 500 kV			
Chinú – Sabanalarga 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: Chinú – Sabanalarga 500 kV	1800 - 1900	1100 - 1200
Chinú – Cerromatoso 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: - Chinú – Cerromatoso 500 kV - Chinú – Sahagún 500 kV	1700 - 1800	1100 - 1200
Primavera – Cerromatoso 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: - Chinú – Sahagún 500 kV - Chinú – Cerromatoso 500 kV - Chinú – El Copey 500 kV - El Copey – La Loma 500 kV	1800 - 1900	1300 - 1400
Porce 3 – Cerromatoso 500 kV			
Antioquia - Cerromatoso 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: - Chinú – Sahagún 500 kV - Chinú – Cerromatoso 500 kV - Chinú – El Copey 500 kV - El Copey – La Loma 500 kV	1800 - 1900	1200 - 1400
Red Completa sin SVC de Chinú			

Balance Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena

Agosto 10 al 13 (Restricción 400 MPCD)



Acciones realizadas

- Socialización análisis de impacto del mantenimiento al CNO Eléctrico, CNO Gas, MME, SSPD y CREG.
- Solicitud a Tebsa, Candelaria y Prime Termoflores revisar posibilidad de aumentar la disponibilidad de generación para los días del mantenimiento (**TEBSA aumento su disponibilidad de 475 MW a 530 MW**).
- Solicitud responsables de pronósticos de la Demanda Regulada (**AFINIA – AIR-E**) y No regulada del área (**Cargas conectadas al STN**) para gestionar y ajustar los pronósticos.
- Restricción de los mantenimientos en la Red Eléctrica de las áreas Caribe y Caribe 2 con requerimientos de generación térmica a gas y pruebas autorizadas de generación.

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena

Agosto 10 al 13 (Restricción 400 MPCD)



- Balances energéticos diarios en el Despacho económico y de acuerdo a los riesgos identificados se realizó declaración del estado de la operación de las áreas Caribe y Caribe 2 según lo establecido en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995-Codigó de Operación.
- Teleconferencias diarias de seguimiento (CNO-Gas y Eléctrico).
- Se conservó la topología de la Red de las áreas Caribe y Caribe 2.
- **El 10 de agosto se presentó indisponibilidad de la unidad 1 de Proelectrica, disminución de la disponibilidad de Termonorte a 71 MW por redespacho, desconexiones de la unidad 1 de Cartagena y Tebsa 14, lo que ocasionó DNA en el área Caribe 2.**
- **Los trabajos en la planta de regasificación de GNL finalizaron el 12 de agosto de 2023 a las 20:00 horas (Un día antes de lo programado).**

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena

Agosto 10

Balance energético área Caribe 2 – agosto 10

			(4) Enlaces Disponibles		(3) Enlaces Disponibles	
Límite de Intercambio Interior-Costa [MW]			1400		920	
Demanda [MW] (Periodo Demanda Máx.)			2459			
Requerimiento 4 Enlaces [MW]			1059			
Requerimiento 3 Enlaces [MW]			1539			
PERIODO	DISPONIBILIDAD TOTAL	DEMANDA CARIBE2	Requerimiento (4) enlaces	Balance (4) enlaces	Requerimiento (3) enlaces	Balance (3) enlaces
P01	958	2145	745	213	1225	-267
P02	958	2085	685	273	1165	-207
P03	958	2028	628	330	1108	-150
P04	958	1979	579	379	1059	-101
P05	958	1932	532	426	1012	-54
P06	958	1850	450	508	930	28
P07	958	1780	380	578	860	98
P08	958	1852	452	506	932	26
P09	958	1955	555	403	1035	-77
P10	958	2029	629	329	1109	-151
P11	958	2100	700	258	1180	-222
P12	958	2163	763	195	1243	-285
P13	958	2170	770	188	1250	-292
P14	958	2261	861	97	1341	-383
P15	958	2323	923	35	1403	-445
P16	958	2312	912	46	1392	-434
P17	958	2206	806	152	1286	-328
P18	958	2084	684	274	1164	-206
P19	958	2324	924	34	1404	-446
P20	958	2398	998	-40	1478	-520
P21	958	2459	1059	-101	1539	-581
P22	958	2325	925	33	1405	-447
P23	958	2315	915	43	1395	-437
P24	958	2251	851	107	1331	-373

Redespachos:

- Proelectrica 1 a 0 MW – periodos 1 al 24.
- Termonorte disminución disponibilidad a 71 MW – periodos 1 al 24.

Topología de la Red: Normal.

Estado operación área Caribe 2: Alerta.

Riesgos:

- En los periodos 20 y 21 no se tenía margen para cubrir contingencias en la generación y desviaciones de la demanda de energía.
- Indisponibilidad de uno de los enlaces a 500 kV área Caribe 2

Evento durante el Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena

Agosto 10

Indisponibilidades

18:09 – Unidad 1 de Cartagena (Líquidos) por bajo nivel de domo.

18:58 - Unidad TEBSA14 (VAPOR) por pérdida de señal de temperatura .

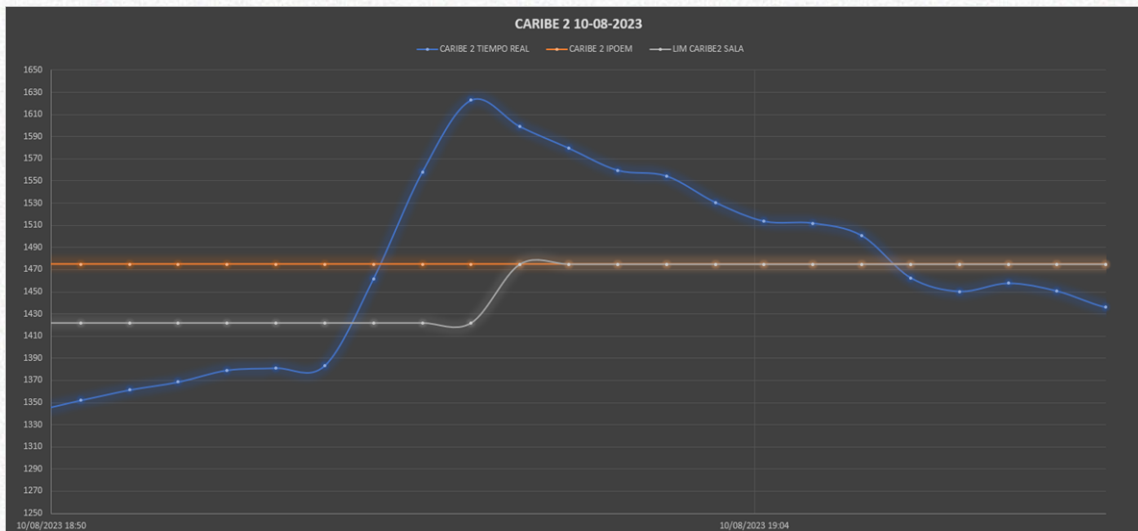
Para dar cumplimiento a lo establecido en el reglamento de operación y garantizar la seguridad y confiabilidad del Sistema, particularmente en los límites Caribe y Caribe 2, XM dio instrucciones a los operadores de red Afinia y Air-e para desconectar carga entre las **19:05 y 22:50** mientras se superaba la situación de emergencia en el área.

Resumen DNA reportada por los agentes:

DNA Afina = 177.1 MWh

DNA Air-e = 215.43 MWh

DNA Total = 392,53 MWh

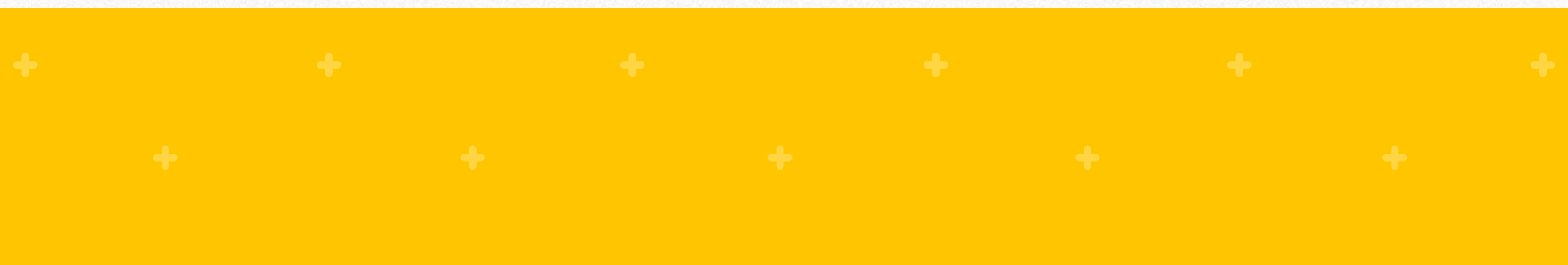


Recuperación de unidades:

TEBSA14: Se reincorpora a la operación a las 20:39

CARTAGENA1: A las 21:55 se recupera la unidad

Información Portal Indicadores



Portal de Indicadores

El portal de Indicadores constituye la sección de nuestro sitio web de XM que proporciona información actualizada sobre las principales variables del mercado, la cual ha venido siendo complementada con las variables publicadas en SINERGOX.

Este portal ha presentado algunas fallas e interrupciones en algunas de las variables, y se están adelantando las siguientes acciones:

Acciones



Corto Plazo: Deshabilitar las variables que presentan inconsistencias y que estén disponibles en SINERGOX.



Mediano Plazo: Se están evaluando las siguientes opciones a nivel tecnológico:

1. Realizar una actualización tecnológica de la plataforma.
2. Unificar la consulta de la información en SINERGOX.

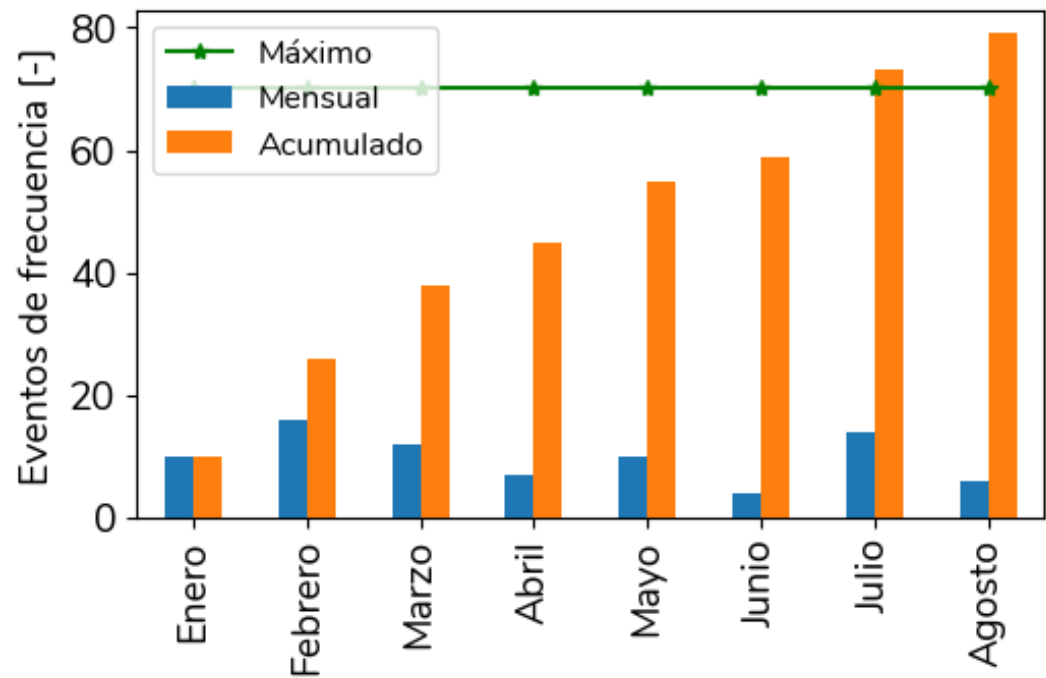
Variables disponibles actualmente en SINERGOX

Sección del Portal de Indicadores	Nombre reporte Portal de indicadores	Sección del Portal Sinergox	Nombre reporte Portal de Sinergox
Oferta	Consumo de Combustibles	Oferta y Generación (Ir a Históricos)	No tiene reporte visual, pero está en la sección de históricos en Oferta y Generación/Ir a históricos/Consumo_De_Combustible_(MBTU)_YYYY.xlsx y en la carpeta Combustible
Oferta	Generación SIN (GWh)	Oferta y Generación	Generación Real del SIN
Oferta	Capacidad SIN (MW)	Oferta y Generación	CEN por tipo fuente natural y despacho
Demanda	Demanda por regiones y ORs	Demandas y Fronteras	Evolución de la Demanda Comercial por Región
Demanda	Comportamiento de la demanda de energía del SIN	Demandas y Fronteras	Demanda de energía del SIN y DNA
Demanda	Demanda y crecimiento de la demanda	Demandas y Fronteras	Variación de la Demanda de Energía del SIN
Transacciones	Precio y volumen transacciones	Transacciones y Precios	Precios en contratos por tipo de mercado
Transacciones	Precio y volumen transacciones	Transacciones y Precios	Precio Promedio Ponderado de Bolsa Horario
Transacciones	Precio de escasez y precio máximo de Bolsa	Transacciones y Precios	Precio Promedio Ponderado de Bolsa
Transacciones	Volatilidad		Volatilidad del Precio de Bolsa
Transacciones	Restricciones	Transacciones y Precios	Balance Restricciones
Transacciones	Delta ingresos CAP y precio de bolsa		No está en Sinergox
Intercambios	Exportación (GWh/mes)	Intercambios Internacionales	Transacciones Internacionales en Energía
Intercambios	Importación (GWh/mes)	Intercambios Internacionales	Transacciones Internacionales en Energía
Intercambios	Precio liquidación TIE (\$/kWh)	Intercambios Internacionales	Transacciones Internacionales en Moneda
Intercambios	Precio liquidación TIE (USD/kWh)		No está en Sinergox
Intercambios	Gráfico Interconexiones internacionales	Intercambios Internacionales	Transacciones Internacionales en Energía

+ + + + + + + +

Indicadores operación + +

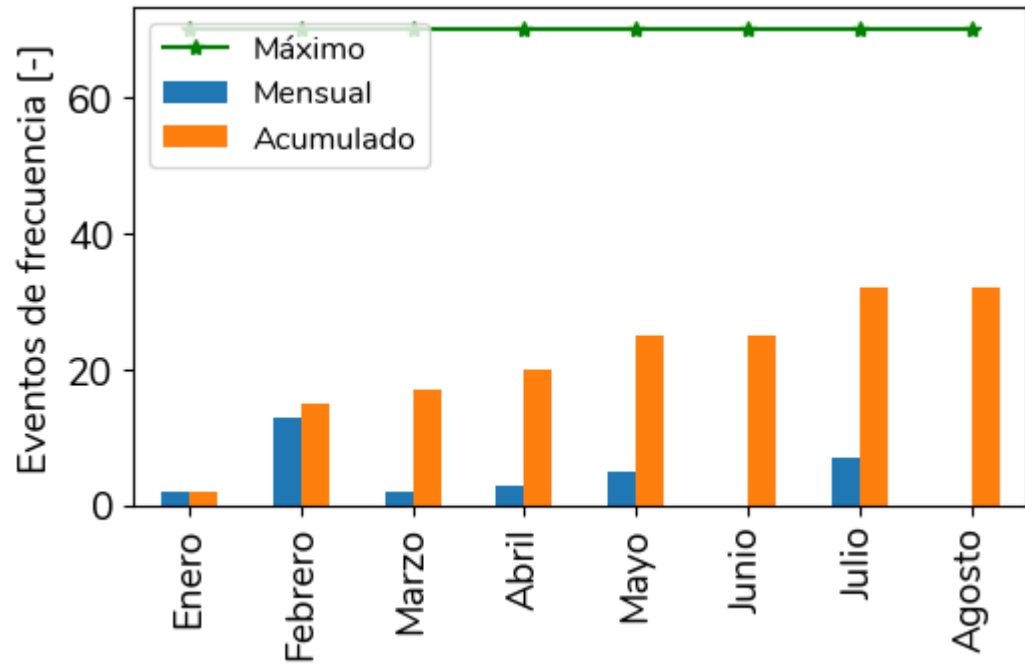
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Agosto de 2023 se presentaron 6 eventos de frecuencia transitoria en el sistema. Durante el año se han presentado 79 eventos.

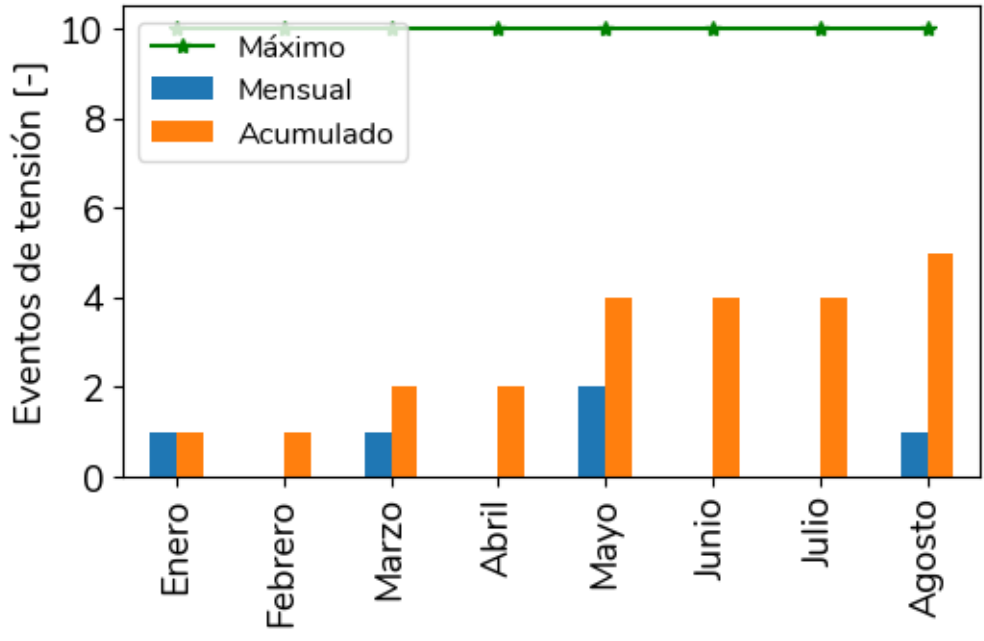
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2023-08-28 20:41	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo secuencial de las unidades TERMOCANDELARIA 1 con 170 MW, seguidamente TERMOCANDELARIA 2 con 170 MW y, posteriormente, se presenta pérdida de 123 MW de TERMOCANDELARIA CC para un total de 463 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.724 Hz.	No
2023-08-07 10:25	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 5 de Guavio con aproximadamente 250 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.74 Hz.	No
2023-08-01 13:23	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de las unidades 3, 4, 5 y 6 de GUATAPE con 280 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.762 Hz.	No
2023-08-20 14:39	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad TERMOCANDELARIA 1 con aproximadamente 157 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.785 Hz.	No

Eventos Transitorios de Frecuencia asociados a Ituango



Durante el mes de Agosto de 2023 no se presentaron eventos de frecuencia transitoria en las unidades de ITUANGO. En total estas unidades llevan 32 eventos este año.

Eventos de Tensión Fuera de Rango

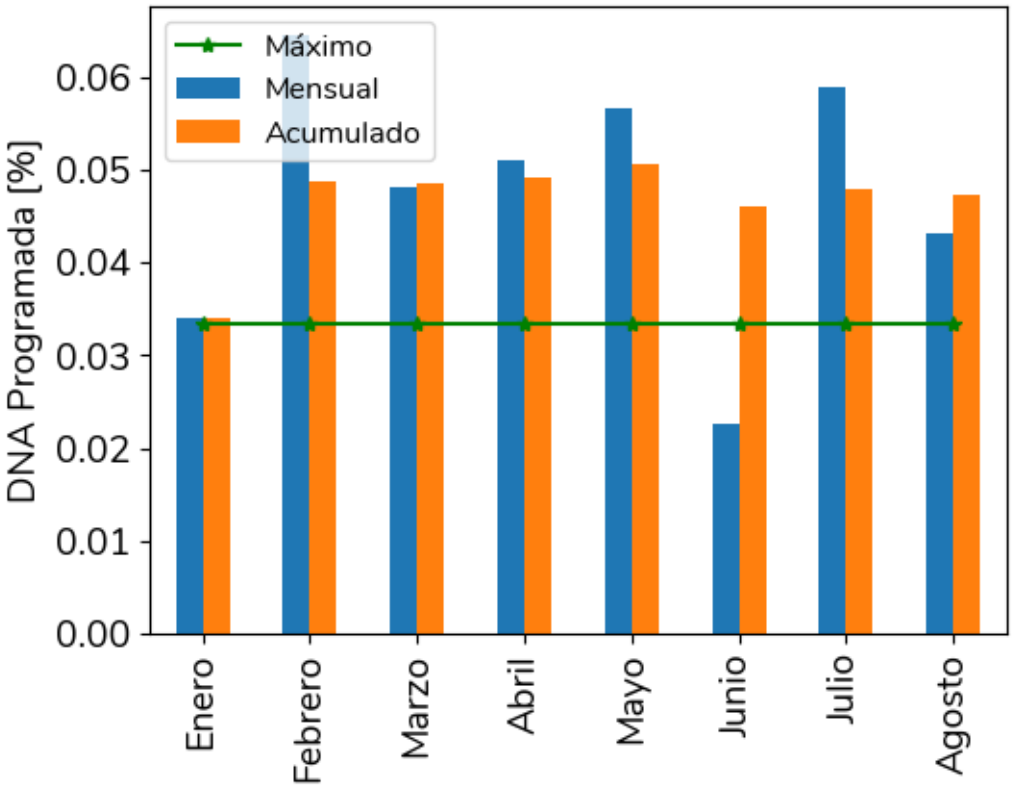


Detalle de eventos por tensión fuera de rango en el mes de Agosto:

Fecha	Descripción	Causa
2023-08-09 07:15	Evento de tensión en S/E SAHAGÚN 500 kV por disparo del circuito CHINU - SAHAGUN 1 500 kV en ambos extremos incluyendo sus cortes centrales SAHAGUN CAMPO M040 500 KV y CHINU CAMPO M020 500 kV, en el mismo momento se presenta disparo de BL1 SAHAGUN A CERROMATOSO 500 KV y su corte central asociado SAHAGUN CAMPO M030 500 KV.	Evento STN

Durante el mes de Agosto de 2023 se presentó un evento de tensión en el sistema

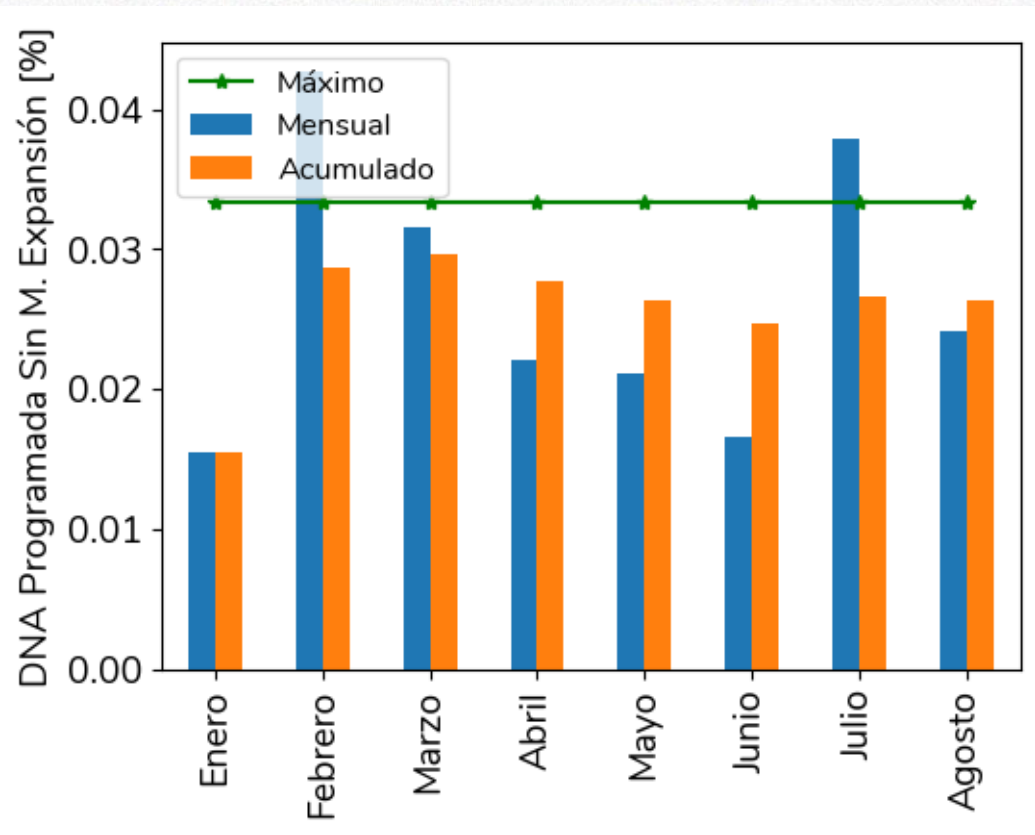
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 2.940 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2023-08-05 07:00	425.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2002233, C2002233, C2002244, C2002245, C2002246, C2002247 y C2002248 de los activos BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV, BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV, BARRA LIBERTADOR 110 kV, BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV, LIBERTADOR 1 30 MVA 110/13.8 kV, BT LIBERTADOR 2 30 MVA 110 kV y LIBERTADOR 2 30 MVA 110/13.8 kV, respectivamente.
2023-08-06 06:02	272.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2001997, C2001999, C2001998, C0222222 y C2002000 de los activos, RIOHACHA 2 20 MVA 110/34.5/13.8 kV, BT RIOHACHA 3 20 MVA 110 kV, RIOHACHA 3 20 MVA 110/34.5/(13.8) kV, BT RIOHACHA 2 20 MVA 110 kV, BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV, BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV, BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV, BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV y BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV. Respectivamente.
2023-08-26 04:30	263.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2003058 y C2003059 de los activos EL RIO 5 125 MVA 110/34.5 kV y BARRA EL RIO 110 kV, respectivamente.

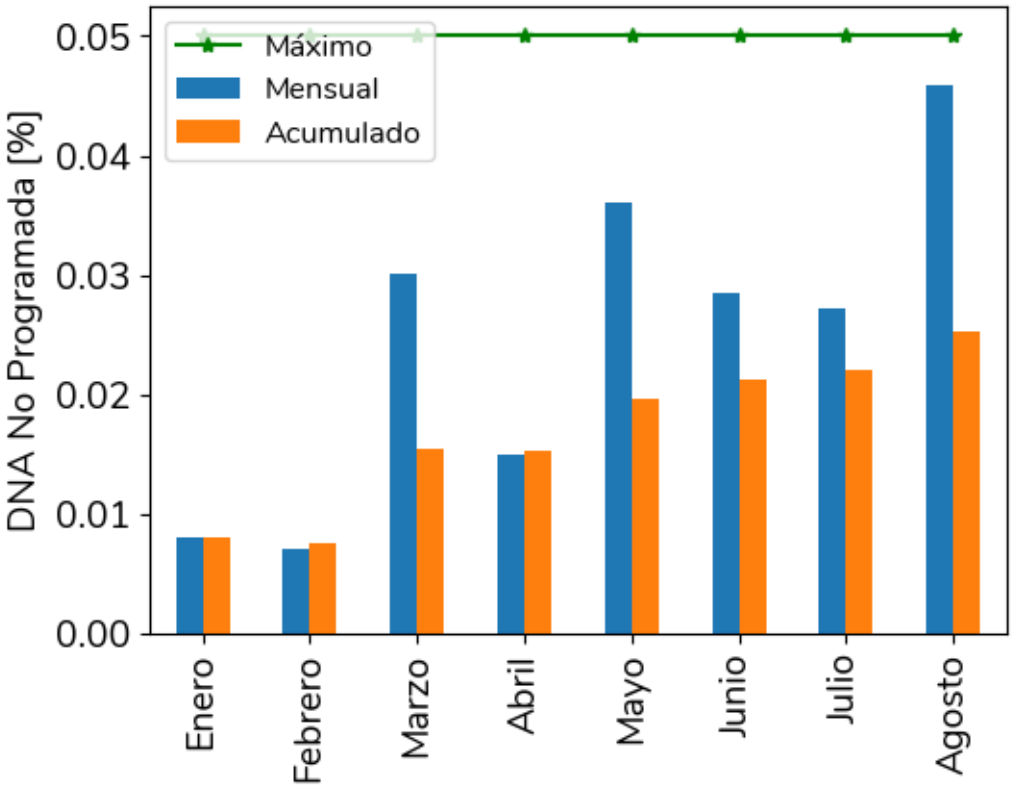
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.644 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2023-08-05 07:00	425.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2002233, C2002233, C2002244, C2002245, C2002246, C2002247 y C2002248 de los activos BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV, BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV, BARRA LIBERTADOR 110 kV, BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV, LIBERTADOR 1 30 MVA 110/13.8 kV, BT LIBERTADOR 2 30 MVA 110 kV y LIBERTADOR 2 30 MVA 110/13.8 kV, respectivamente.
2023-08-06 06:02	272.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2001997, C2001999, C2001998, C0222222 y C2002000 de los activos, RIOHACHA 2 20 MVA 110/34.5/13.8 kV, BT RIOHACHA 3 20 MVA 110 kV, RIOHACHA 3 20 MVA 110/34.5/(13.8) kV, BT RIOHACHA 2 20 MVA 110 kV, BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV, BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV, BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV, BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV y BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV. Respectivamente.
2023-08-26 04:30	263.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2003058 y C2003059 de los activos EL RIO 5 125 MVA 110/34.5 kV y BARRA EL RIO 110 kV, respectivamente.

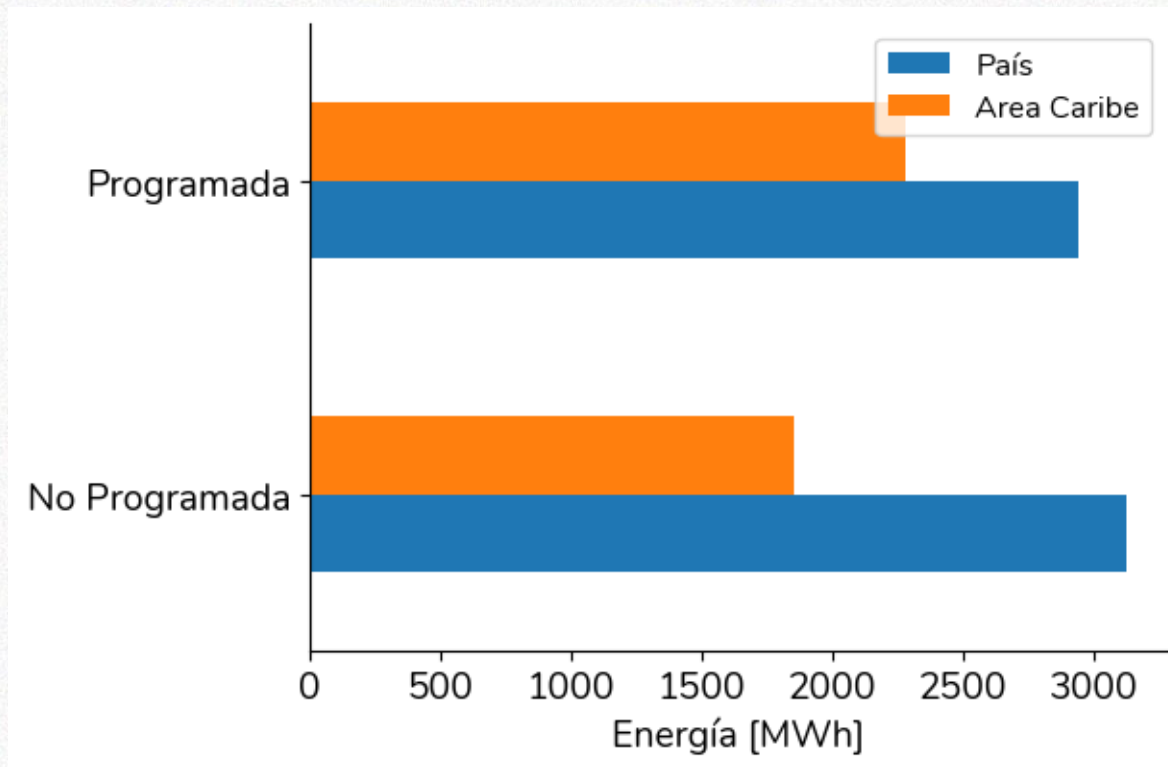
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 3.126 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2023-08-22 07:08	360.0	Demanda no atendida por disparo del activo TPELDAR - ZIPAQUIRA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales UBATE 115 kV y SIMIJACA 115 kV.
2023-08-10 19:05	277.4	Demanda no atendida en la subárea GCM por instrucción del CND por criterios de confiabilidad.
2023-08-01 16:09	274.9	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 115 kV.
2023-08-07 19:13	259.0	Demanda no atendida por disparo de los activos BL1 CORDIALIDAD A CARACOLI 110 kV, BL1 SILENCIO A CARACOLI 110 kV, BL2 SILENCIO A CARACOLI 110 kV, INTERRUPTOR 7030 MALAMBO 110 kV, INTERRUPTOR 7040 MALAMBO 110 kV, INTERRUPTOR 7070 MALAMBO 110 kV, CARACOLI 1 150 MVA 220/110/13.8 kV, CARACOLI 2 150 MVA 220/110/13.8 kV y BL1 SABANALARGA A BARANOA 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones CARACOLI 110 kV, MALAMBO 110 kV y BARANOA 110 kV.

DNA Caribe vs. País

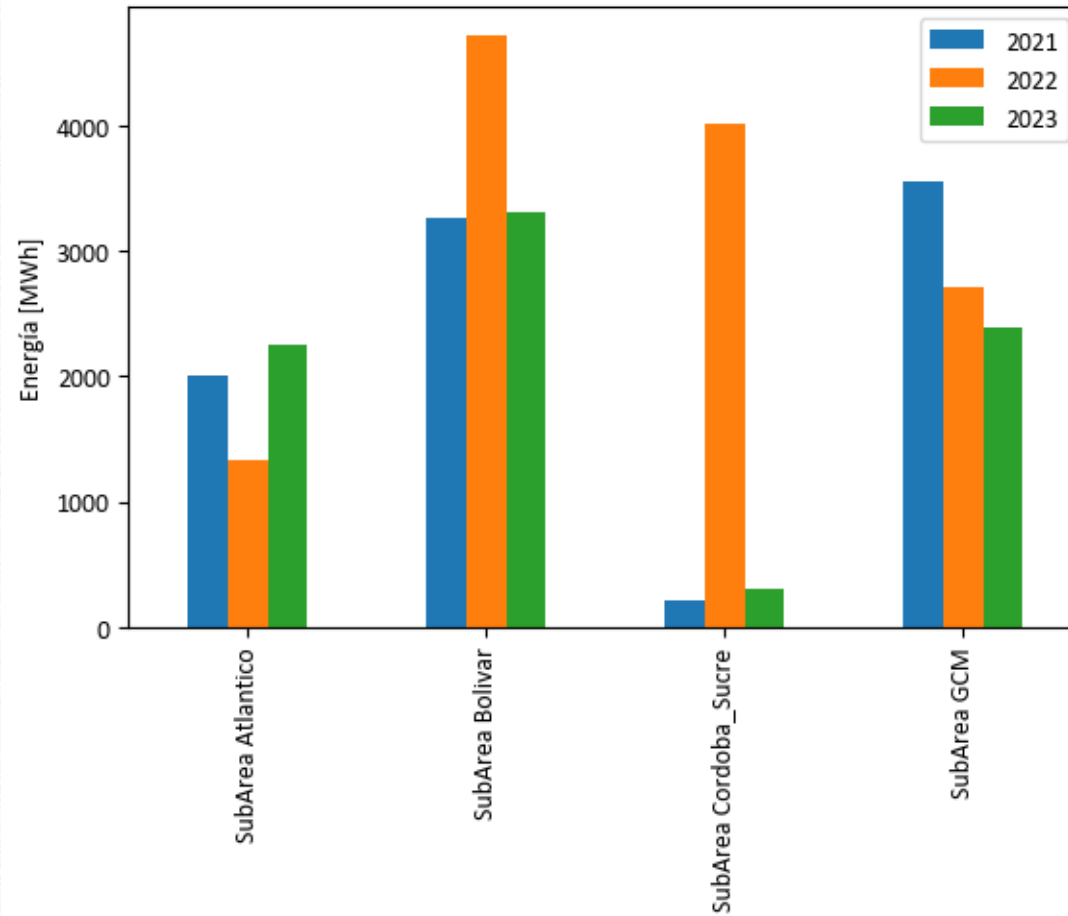


La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.282 GWh, siendo un 77.62% de la demanda no atendida programada nacional (2.940 GWh) para el mes de Agosto.

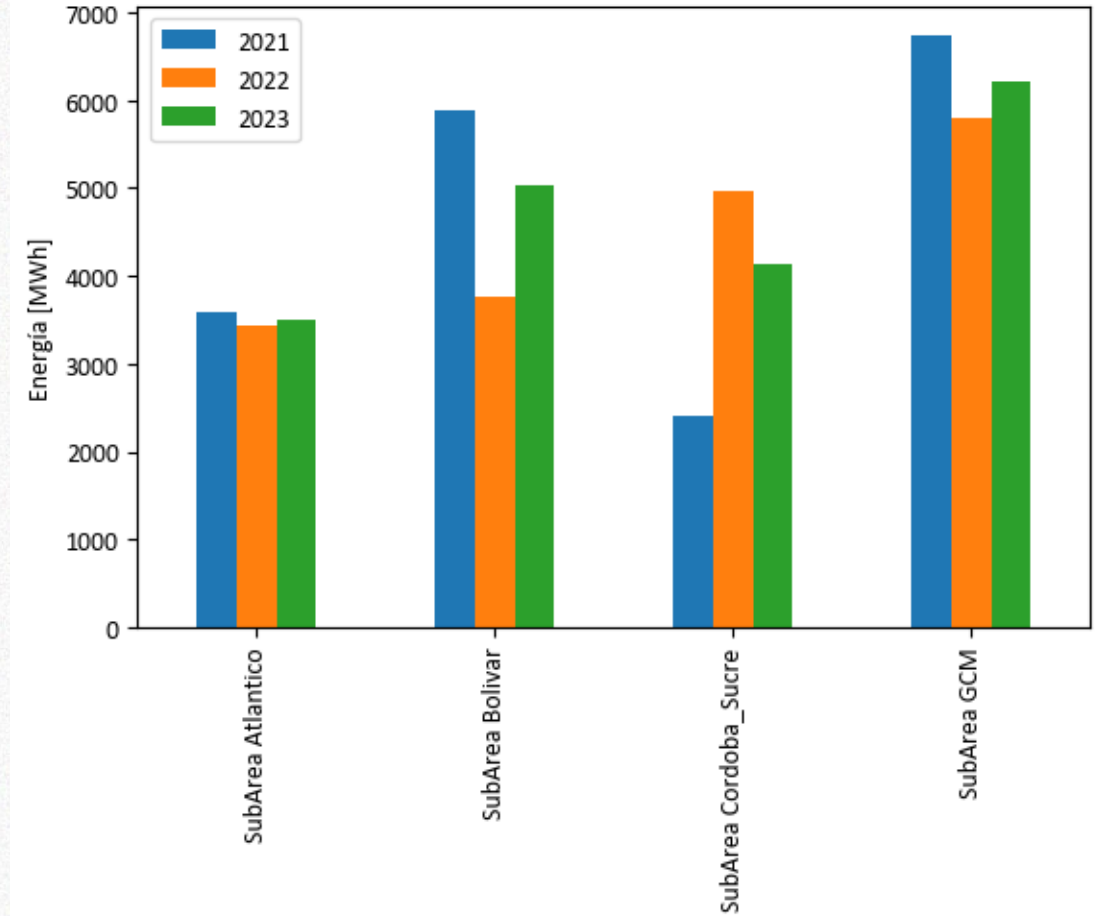
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 1.855 GWh, siendo un 59.35% de la demanda no atendida no programada nacional (3.126 GWh) para el mes de Agosto.

DNA Caribe

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

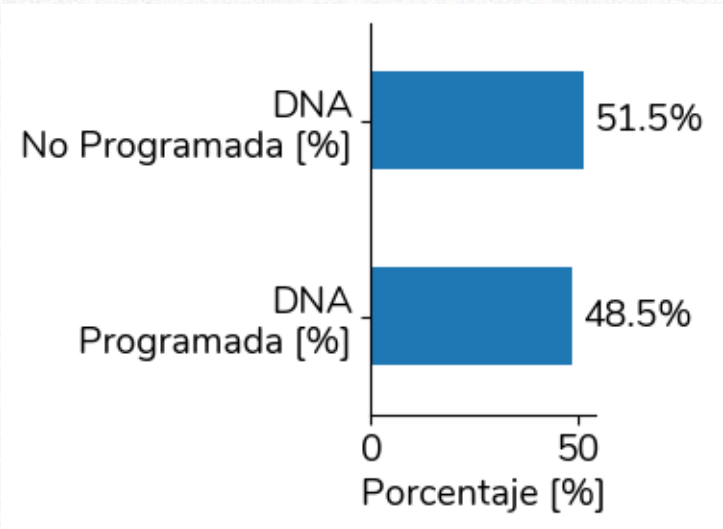


DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Agosto



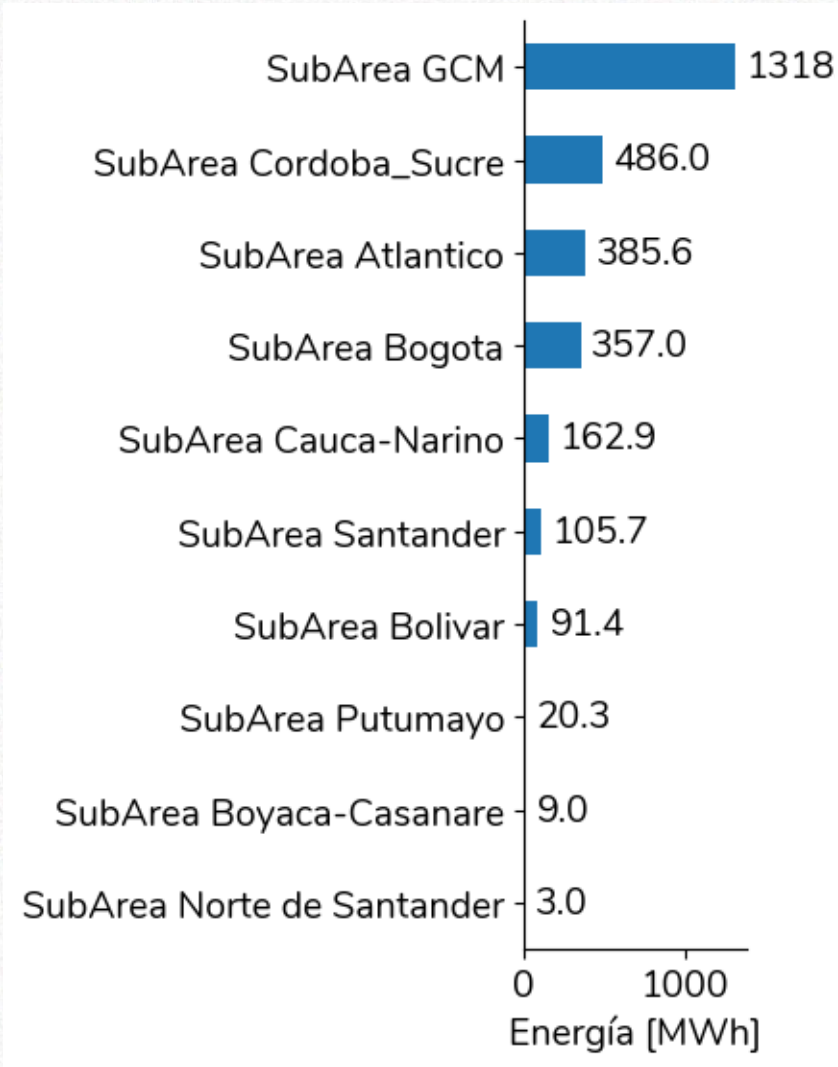
Resumen – Demanda no atendida

% DNA

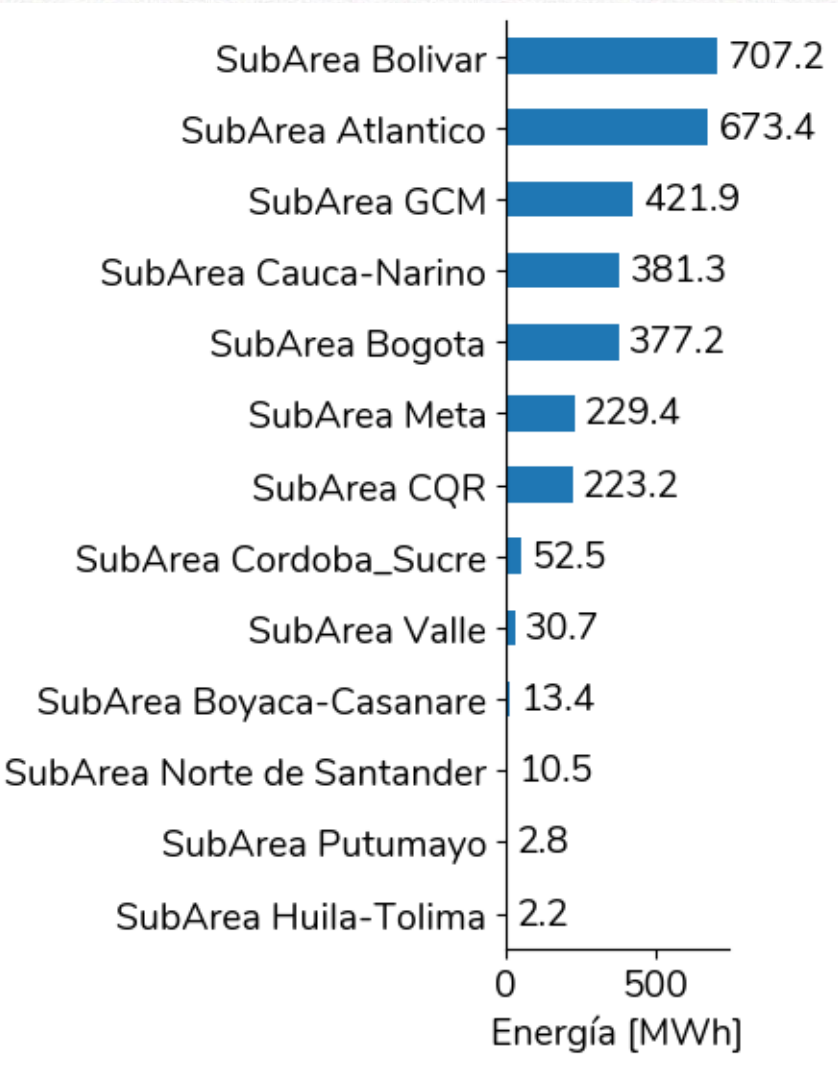


El total de demanda no atendida en Agosto fue 6.07 GWh

DNA Programada

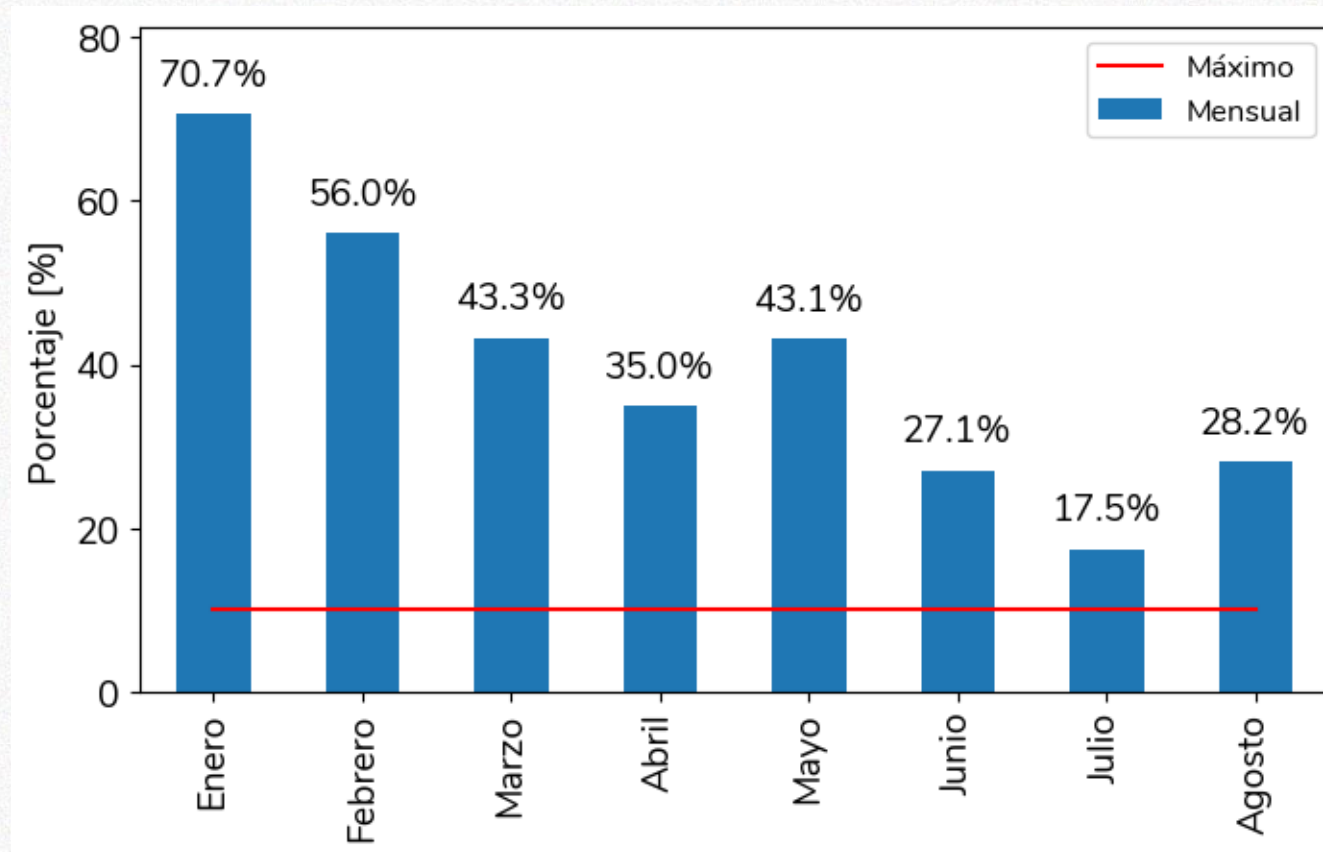


DNA No Programada



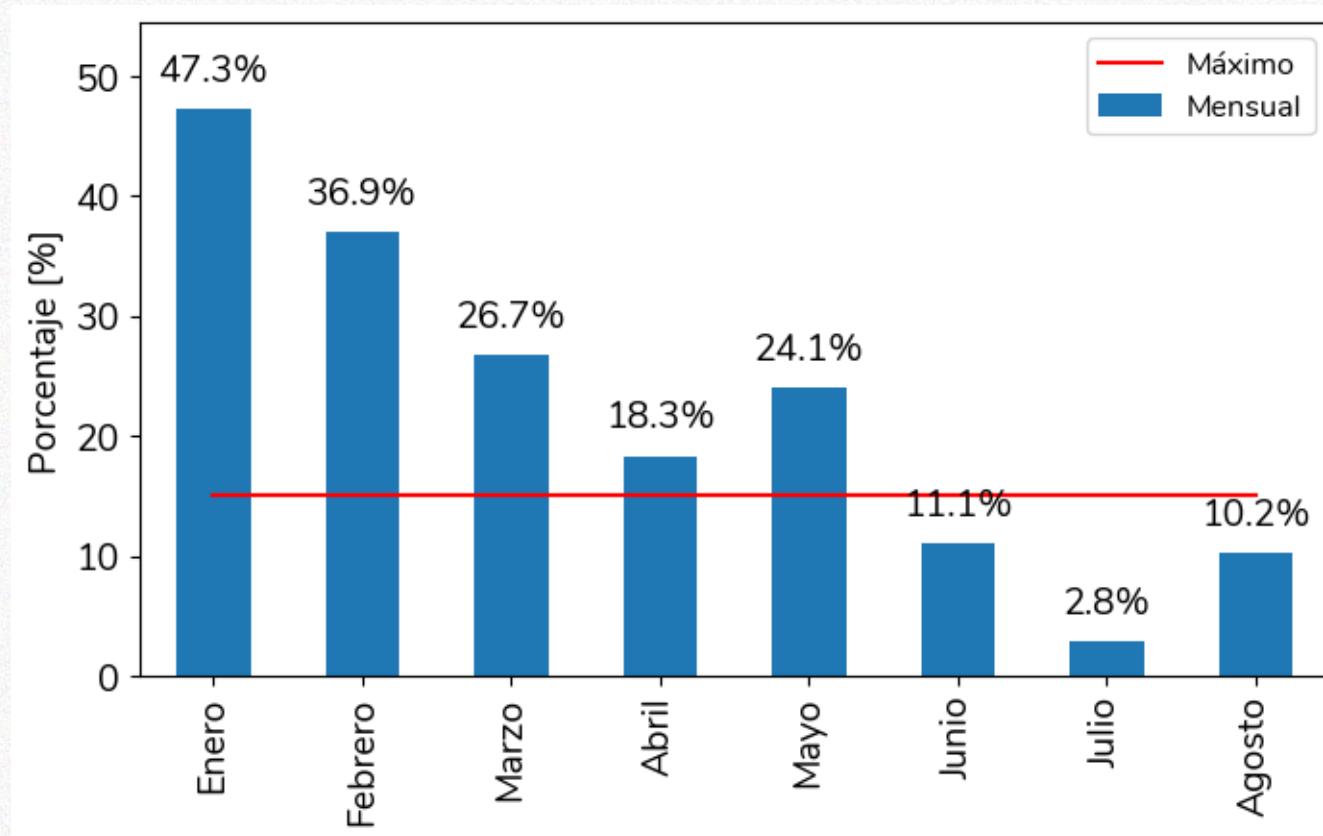
Desviación Plantas Menores

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



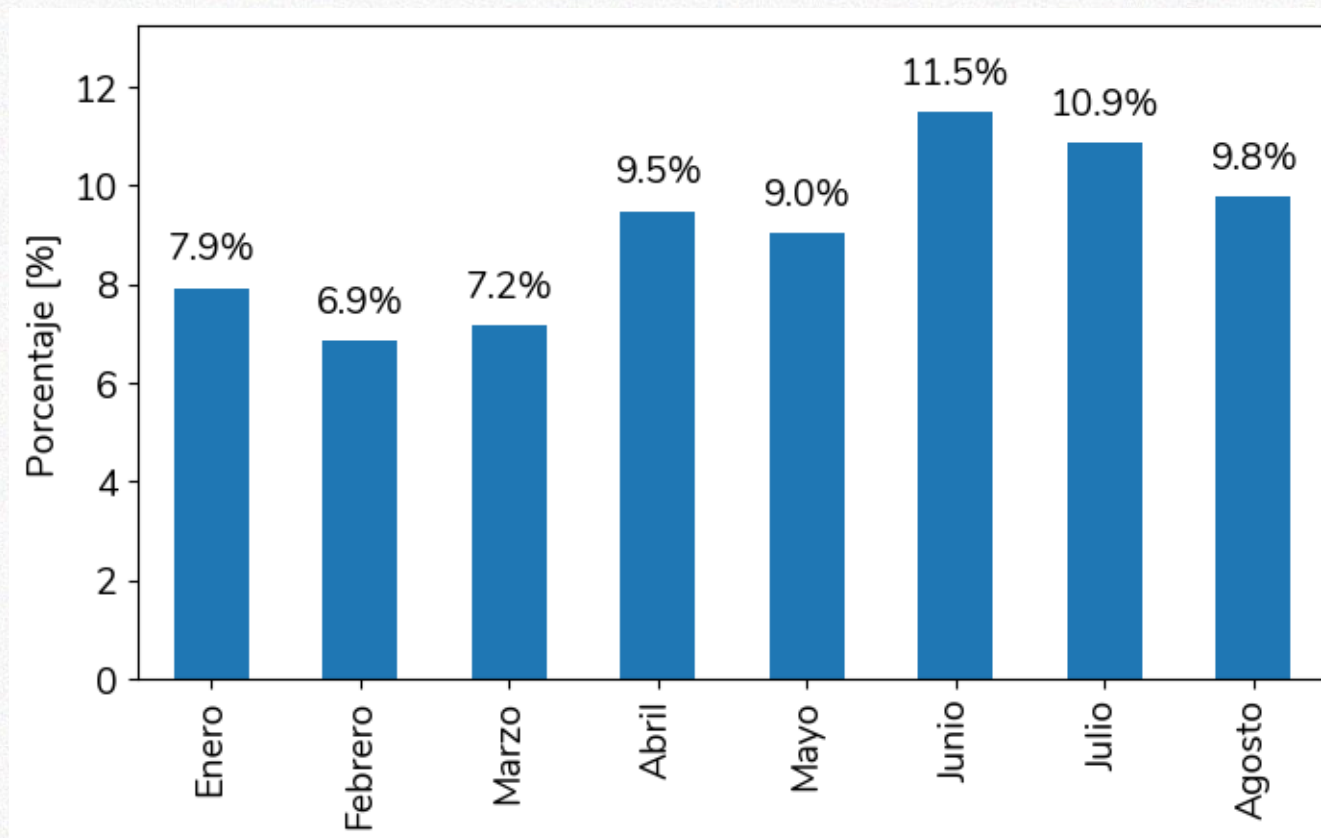
Desviación Plantas Menores

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



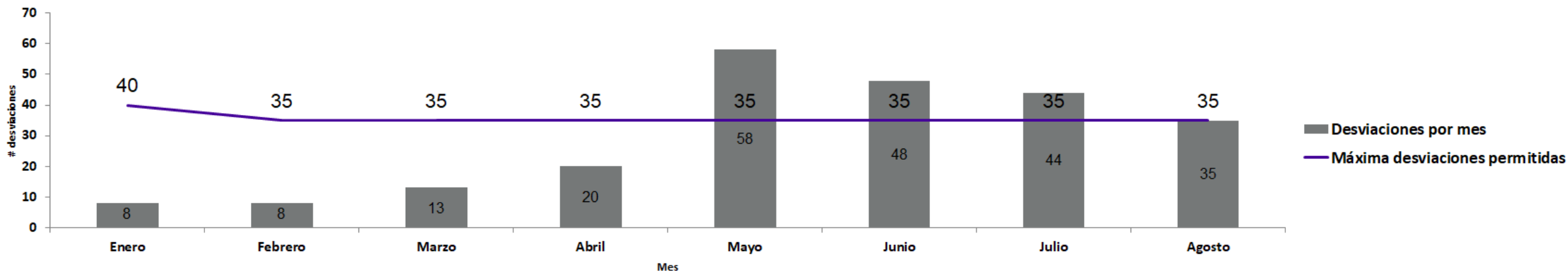
Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

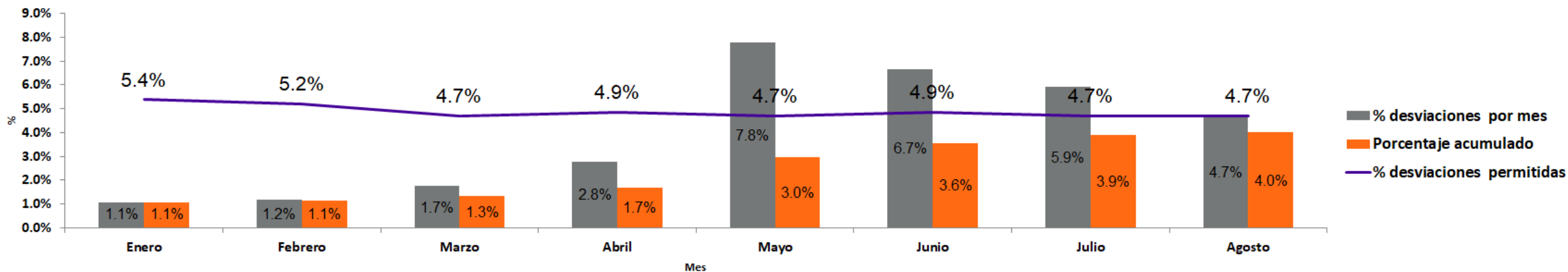


Indicador de calidad del pronóstico oficial agosto 2023

Número de desviaciones mayores al 5%

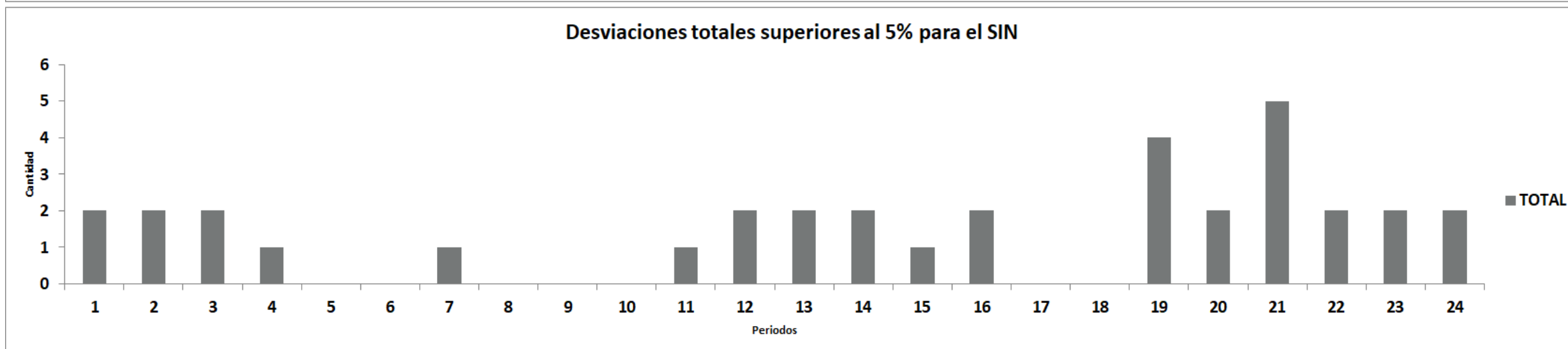
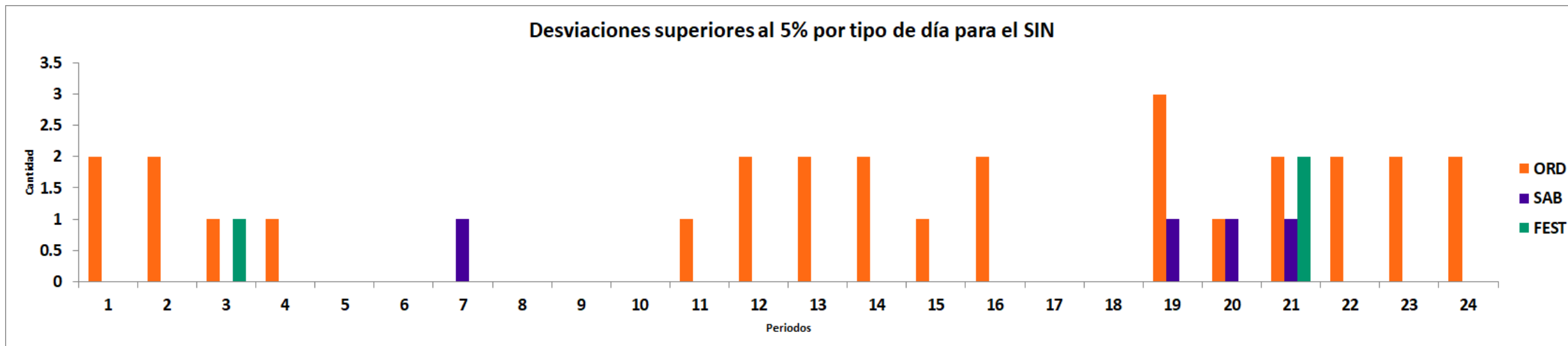


Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

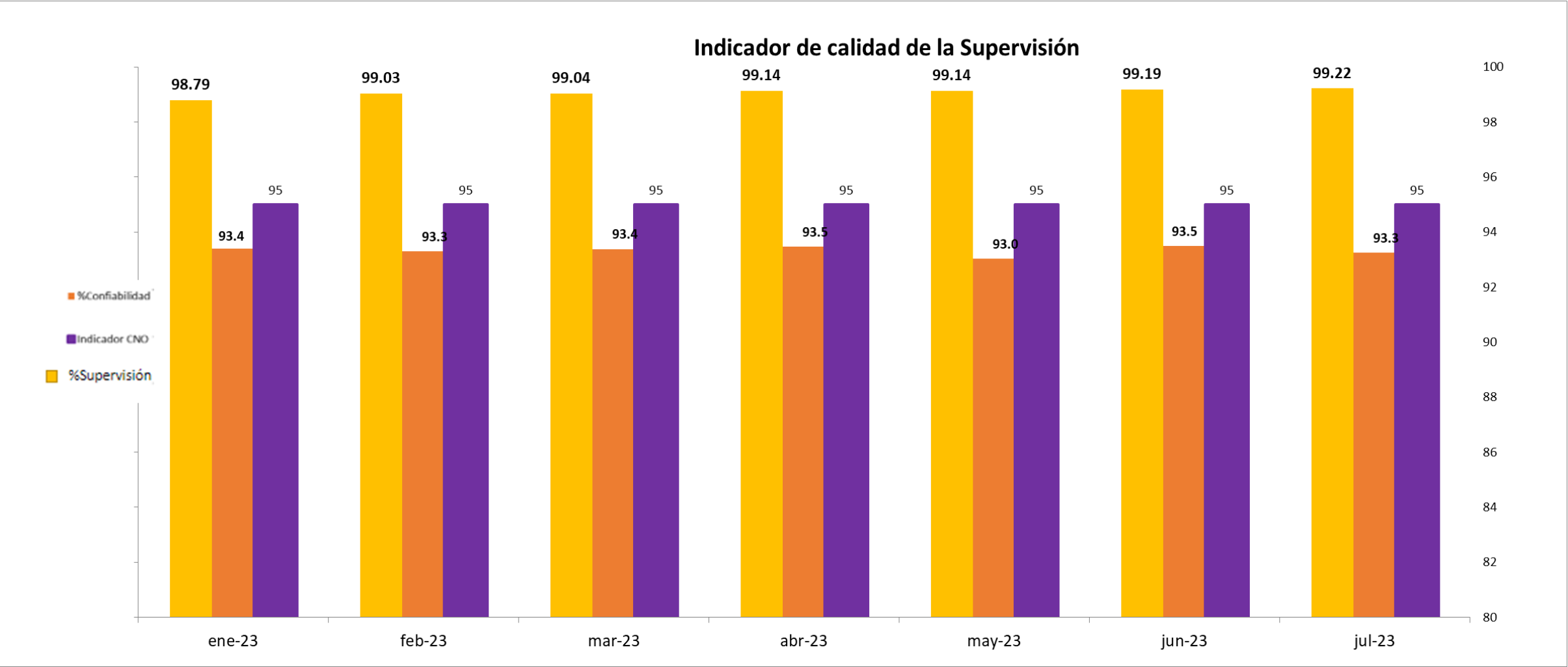


*Información actualizada el 01 de septiembre de 2023

Indicador de calidad del pronóstico oficial agosto 2023



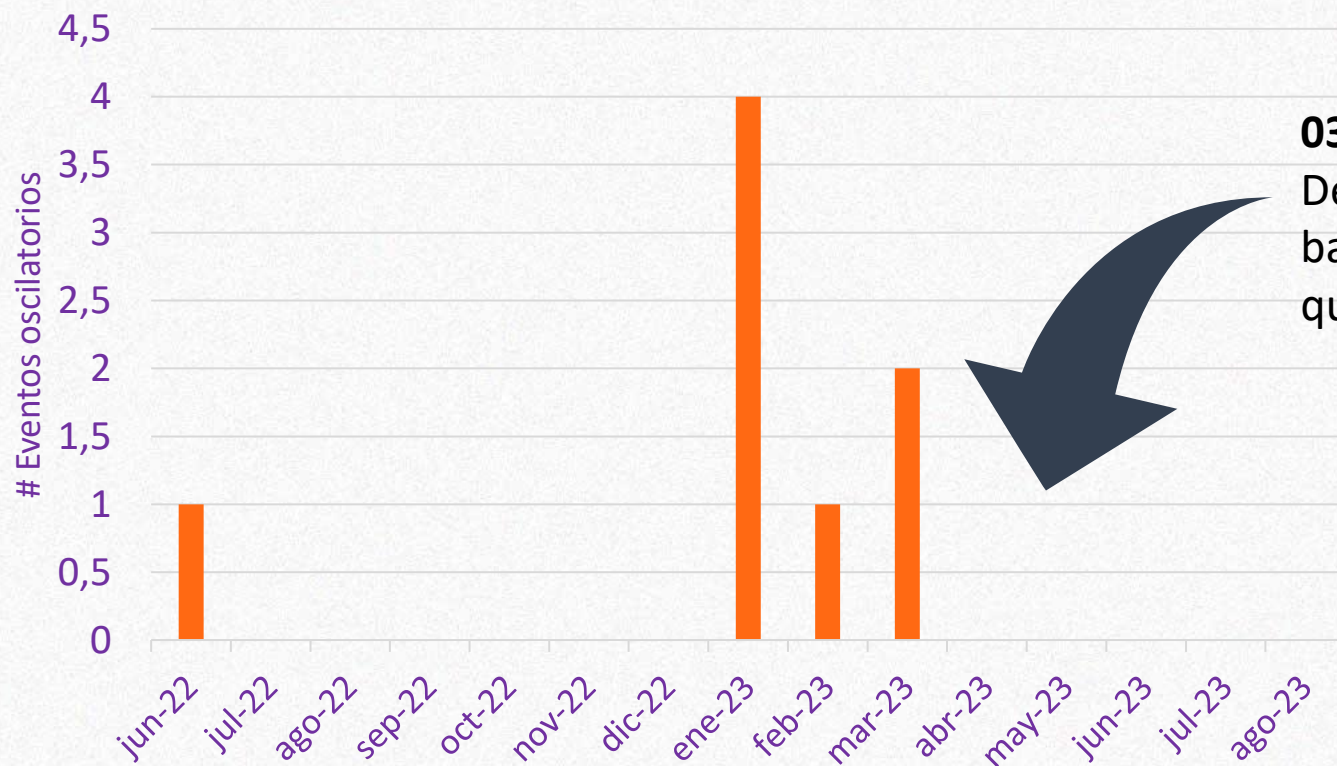
Indicador de calidad de la supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de julio de 2023

Indicador propuesto (2023)

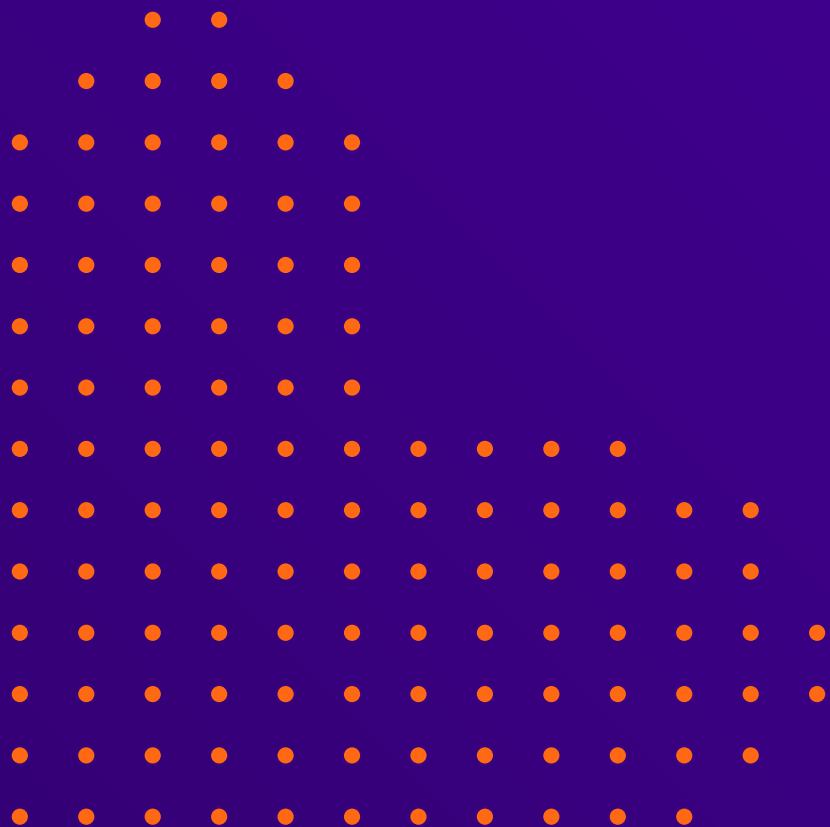
Indicador oscilaciones baja frecuencia



03 Abril de 2023:

Debido a respuesta oscilatoria, se aumenta la banda muerta de Betania, unidades 2 y 3, hasta que ajusten los PSS.

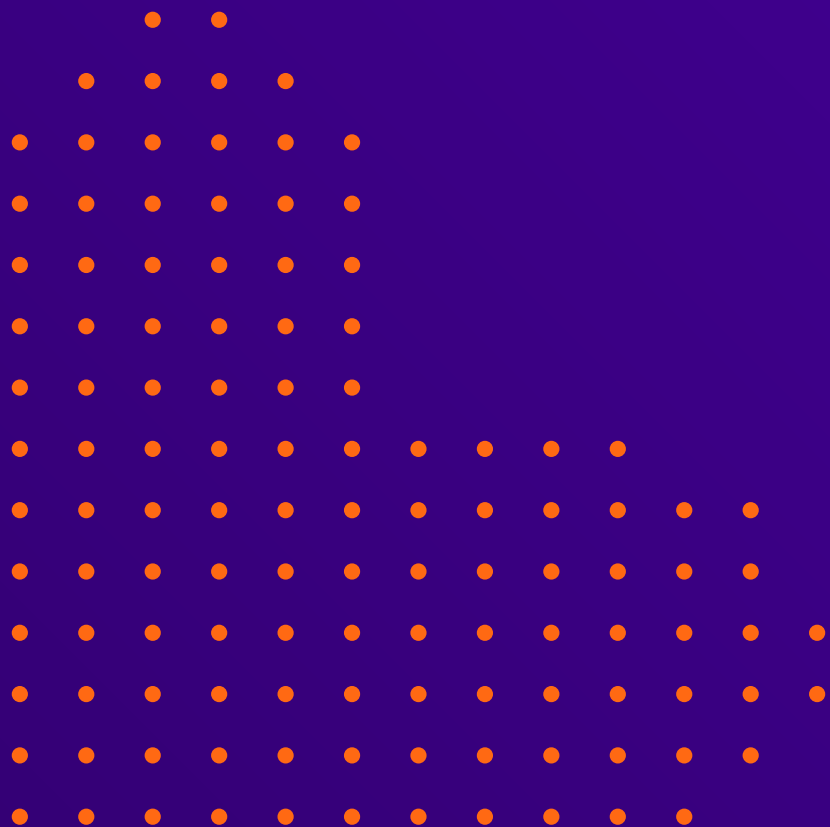
Definición: Cantidad de eventos oscilatorios con duración mayor a un minuto, amplitud mayor o igual a 60 mHz, y amortiguamiento menor o igual a 5% del modo de baja frecuencia (0.05 Hz a 0.1 Hz).



GRACIAS



Sumamos energía,
sumamos pasión

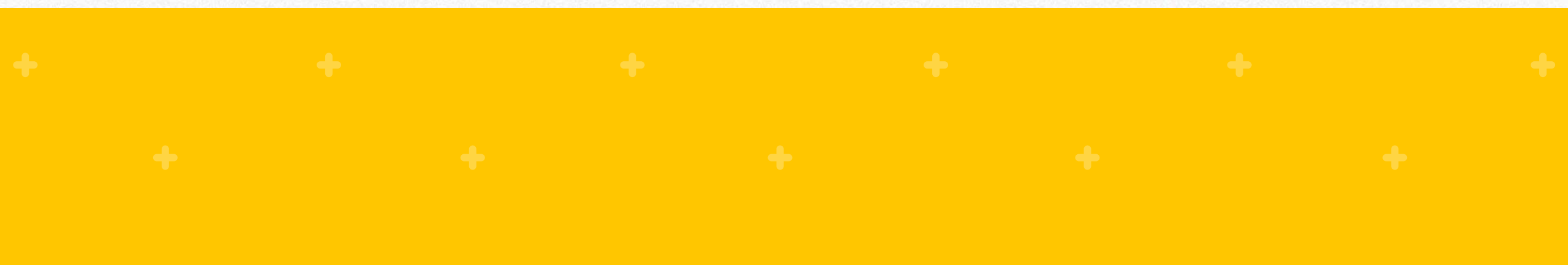


Anexos

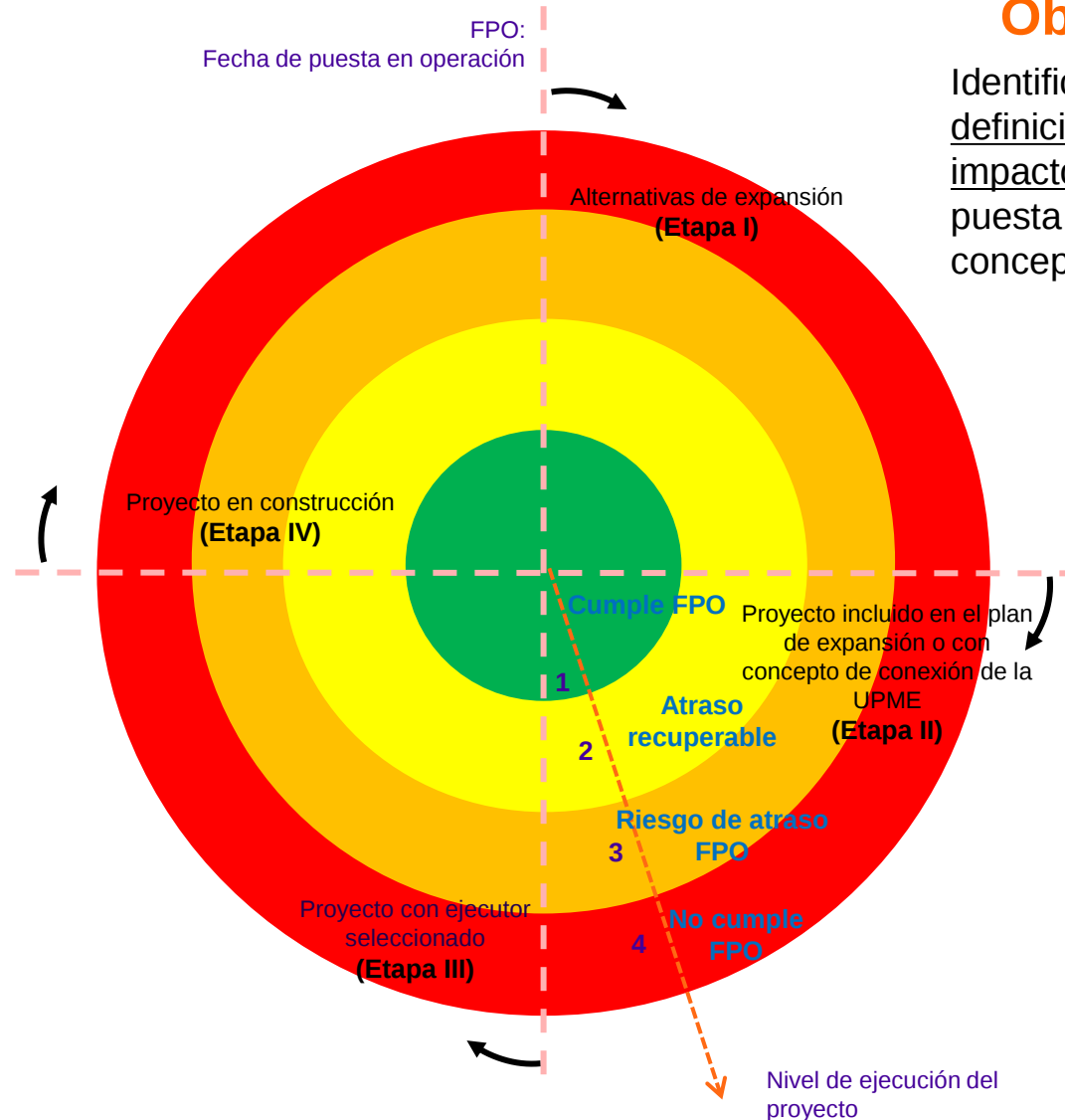


Sumamos energía,
sumamos pasión

Anexo: Radar de proyectos Acuerdo CNO 696



Radar de seguimiento de proyectos de expansión



Objetivo

Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos y el impacto de los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

Metodología

a Clasificación proyectos: en etapas
Variables a monitorear: Nivel de ejecución del proyecto respecto al cronograma establecido e Impacto por la entrada o atraso del proyecto.

Impacto Operativo

-  Aumento de Confiabilidad - A
-  Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B
-  Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C
-  Disminución DNA - D

Proyectos del STN en etapa I

ÁREA / SUB ÁREA	RESTRICCIÓN	ETAPA	ESTADO	OBSERVACIONES	Fecha preliminar (Estimada)
Antioquia	Atención radial de la demanda desde el ATR Urabá 220/110 kV	1.1	Pendiente aclaración por parte OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2017
Casanare	Agotamiento en la red a 115 kV	1.2	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2015
Arauca	Atención radial de la demanda	1.1	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2017
Suroccidental - Valle	Sobrecargas en estado estacionario; se observan sobrecargas del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV	1.1	Analizado por la UPME. Pendiente aclaraciones por parte del OR		2017
Nariño	Agotamiento de la red a 115 kV de Cauca - Nariño	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2015
	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Cauca	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Tolima – Huila - Caquetá	Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda	1.1	En análisis UPME		2017
Putumayo	Atención Radial de la demanda	1.1	Conceptuado 2 TRF Mocoa 220/115 kV - 50 MVA		2017
Meta	Atención radial de la demanda San José del Guaviare.	1.2	Conceptuado eliminación de radialidad hasta Granada		2017
	Sobrecarga circuito Ocoa - Barzal 115 kV ante N-1 Reforma - Barzal 115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	-

Proyectos del STN en etapa II

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO - anterior	FPO – actual
1	Segundo circuito Cerromatoso-Sahagún-Chinú		jun-26
2	Corte central diámetro 1 subestación Chinú 220 kV		nov-24
3	Bahía de compensación, con corte central para el nuevo diámetro y bahía de transformación en diámetro 2 en la subestación San Marcos 500 kV		nov-24
4	Tercer transformador en Bolívar 500/220 kV		jun-26
5	Segundo transformador Virginia 500/220 kV		dic-24
6	Reconfiguración subestación Banadía 230 kV de barra sencilla a barra principal más transferencia		nov-25
7	UPME 05-2021 Subestación Pasacaballos 220 kV	ene-27	ene-27
8	UPME 06 -2021 Carreto 500 kV	mar-27	mar-27
9	UPME 10-2021 Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	mar-27	mar-27
10	UPME 07-2021 Alcaraván 230 kV	jul-27	jul-27

Proyectos del STN en etapa II

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO - anterior	FPO – actual
11	UPME 01-2022 Subestación Huila 230 kV	ago-26	ago-26
12	UPME 08-2021 La Paz 230 kV	jun-28	jun-28
13	UPME 09- 2021 S/E Cabrera (Nueva Granada) 230 kV	mar-27	mar.-27
14	Subestación Salamina 230 kV	may-27	may-27
15	Subestación Estambul 230 kV	ago-26	ago-26
16	Reactor 120 MVAR en San Marcos 500 kV	jun-24	jun-24
17	UPME 02-2023 Cuarto Transformador Sogamoso 500/230 kV – 450 MVA	jun-24	jun-24
18	UPME 01-2023 Segundo Transformador Primavera 500/230 kV – 450 MVA	jun-24	jun-24
19	Bahía de alta del segundo transformador 500/115 kV en subestación Nueva Esperanza	dic-23	dic-23
20	Fase 2.B Renovables: Colectora 3 en 500 kV en AC, Colectora 2 en 500 kV en AC, Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV, Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV	Por definir	