

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-020

Jueves, 09 de noviembre de 2023



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 - 020
Jueves 9 de noviembre de 2023**

1. Variables del SIN

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

2. Expectativas Energéticas

- Información de supuestos
- Análisis energético de mediano y sensibilidades

3. Situación Operativa

- Informe Técnico de Restricciones
- Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo
- Agotamiento de red
- Restricciones actuales y futuras sin obra asignada
- Reporte de información EDAC
- Declaraciones de emergencia
- Indicadores de operación

1. Variables del SIN

Demanda del SIN

Hidrología

Generación

Restricciones

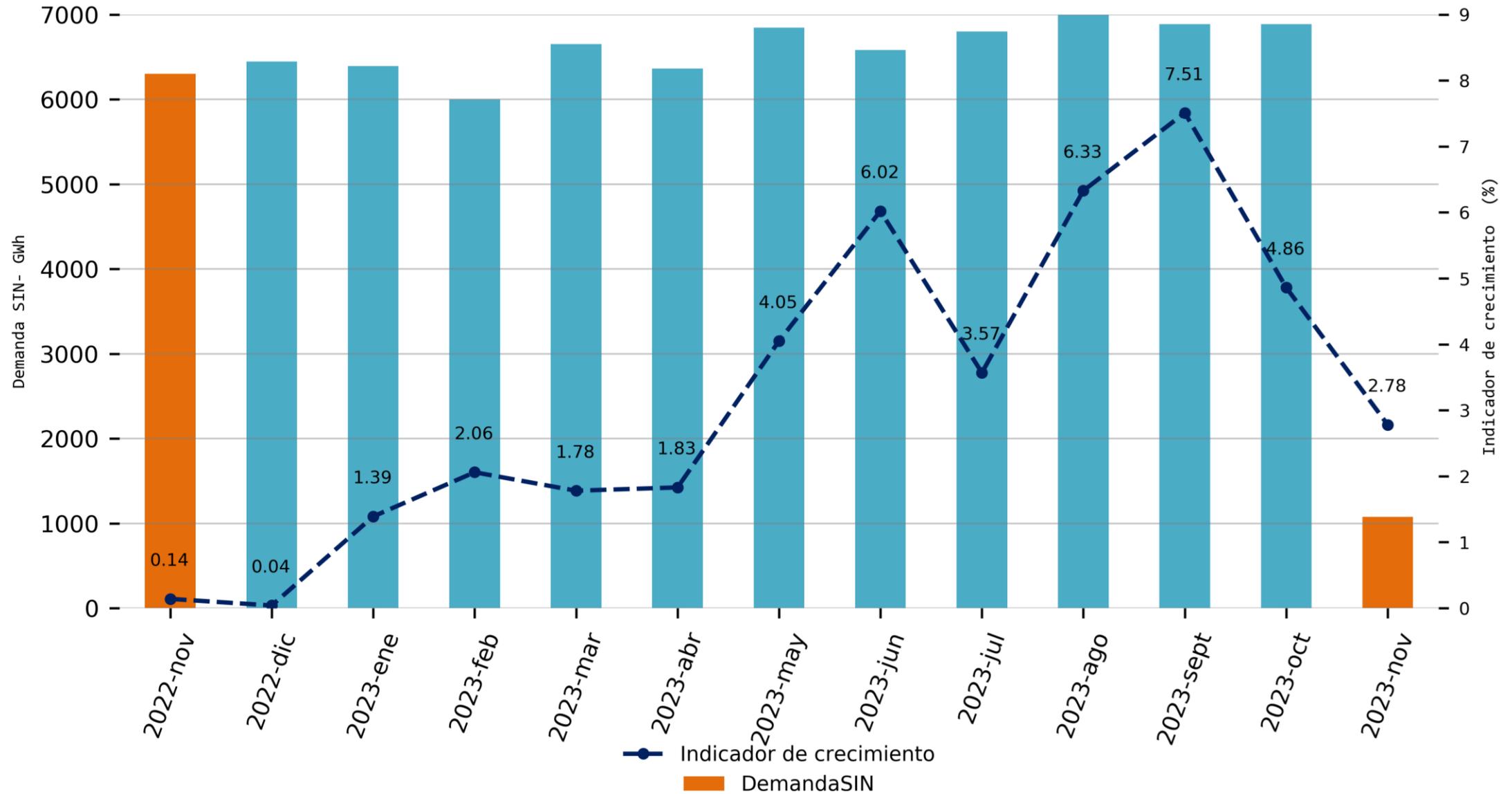
Seguimiento a la senda de referencia



Sumamos energía,
sumamos pasión

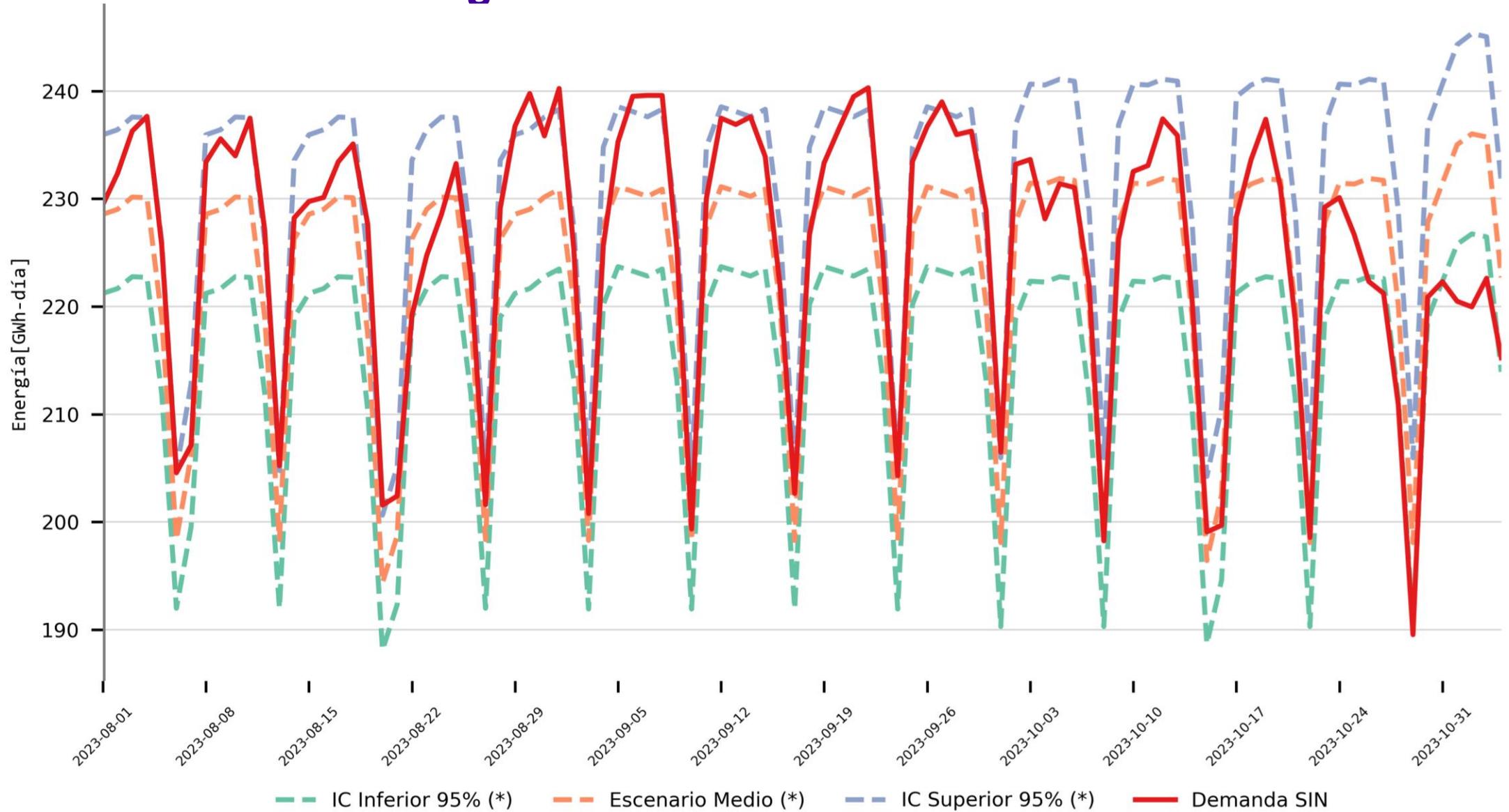
**¿Cómo ha venido
evolucionando la demanda
de energía?**

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2023-11-04
Información actualizada el 2023-11-07

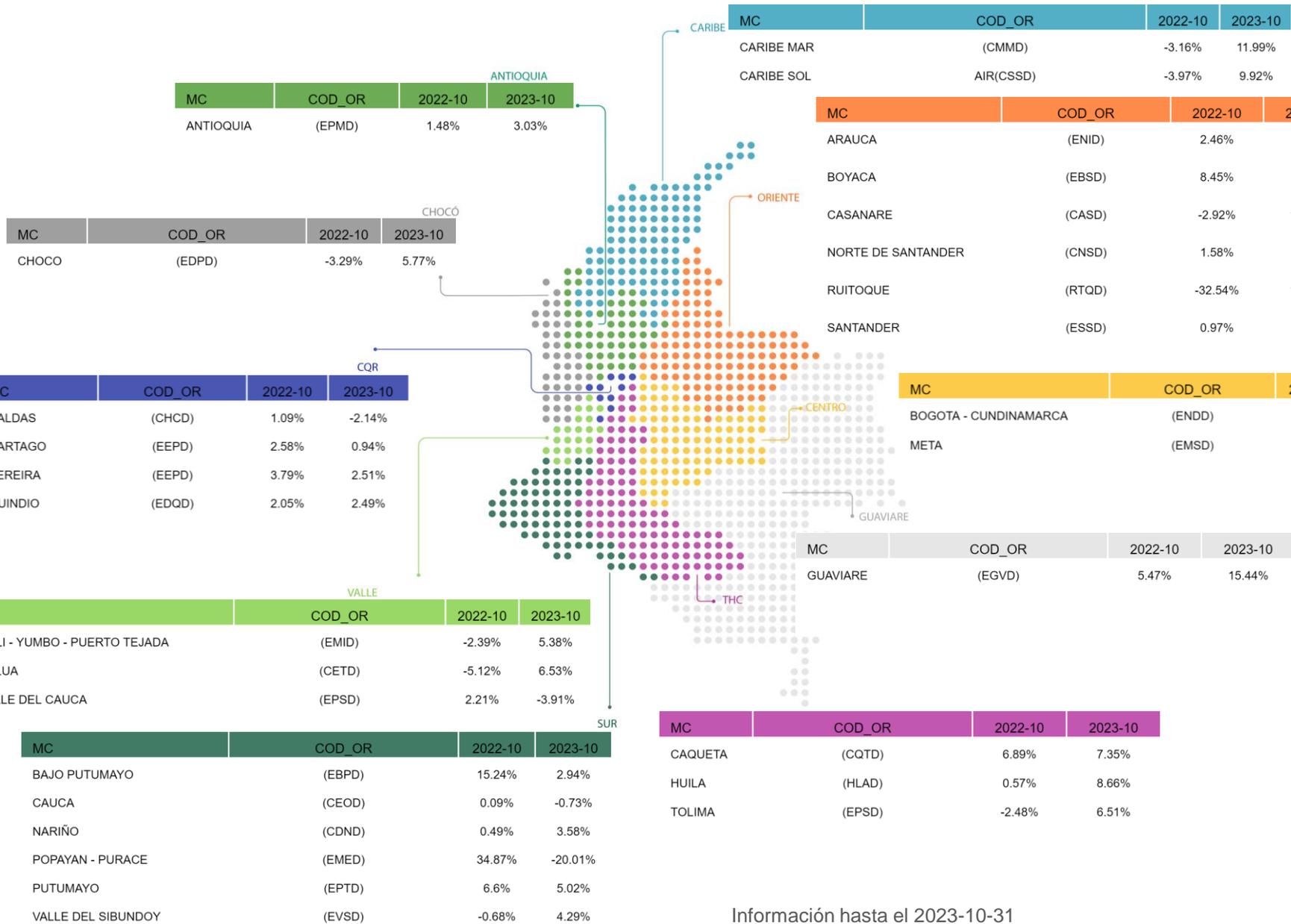
Seguimiento Diario Demanda



(*) 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 - octubre 2023



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

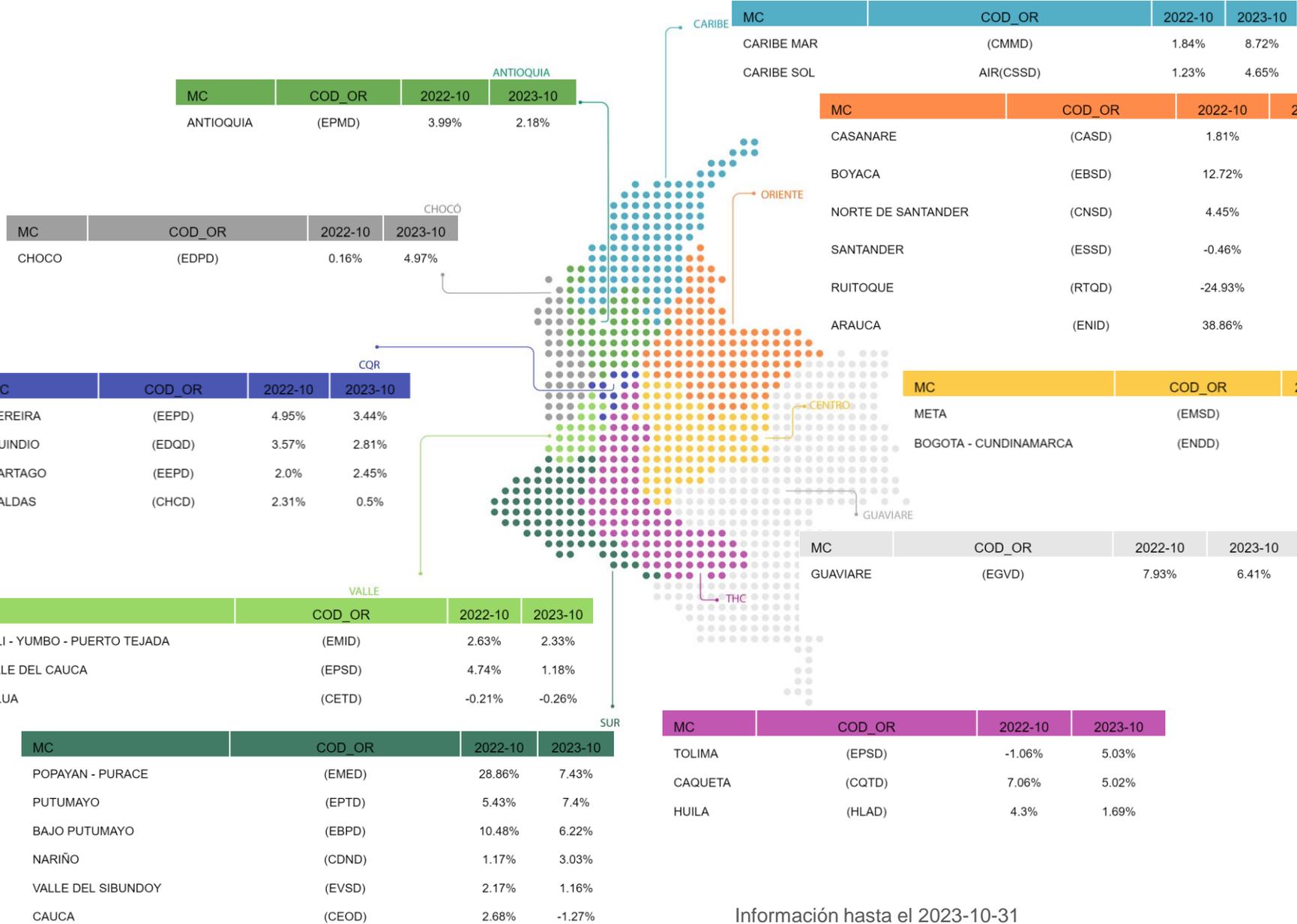
**No considera consumos propios
 ***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2022-10	Demanda Comercial [GWh] 2023-10	Variación 2022-10	Variación 2023-10
CARIBE	1716.88	1908.54	-3.55%	11.01%
CENTRO	1619.8	1635.05	5.49%	0.7%
ORIENTE	940.97	993.13	3.32%	5.39%
ANTIOQUIA	904.83	934.15	1.48%	3.03%
VALLE	591.93	604.09	-0.76%	1.84%
THC	263.16	283.37	-0.35%	7.47%
CQR	274.56	274.54	1.92%	-0.15%
SUR	182.93	185.72	1.23%	1.41%
CHOCO	21.75	23.04	-3.29%	5.77%
GUAVIARE	6.4	7.41	5.47%	15.44%

Información hasta el 2023-10-31

Información actualizada el 2023-11-07

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta octubre 2023



•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] 2022-10	Demanda Comercial [GWh] 2023-10	Variación 2022-10	Variación 2023-10
CARIBE	17233.57	18402.29	1.55%	6.79%
CENTRO	15384.49	15654.2	5.62%	1.81%
ORIENTE	8998.53	9542.06	7.72%	6.06%
ANTIOQUIA	8854.65	9043.57	3.99%	2.18%
VALLE	5865.52	5972.4	3.32%	1.81%
CQR	2653.39	2696.79	3.07%	1.66%
THC	2562.93	2656.16	1.84%	3.66%
SUR	1767.79	1788.98	2.54%	1.23%
CHOCO	216.29	227.02	0.16%	4.97%
GUAVIARE	61.51	65.43	7.93%	6.41%

Información hasta el 2023-10-31

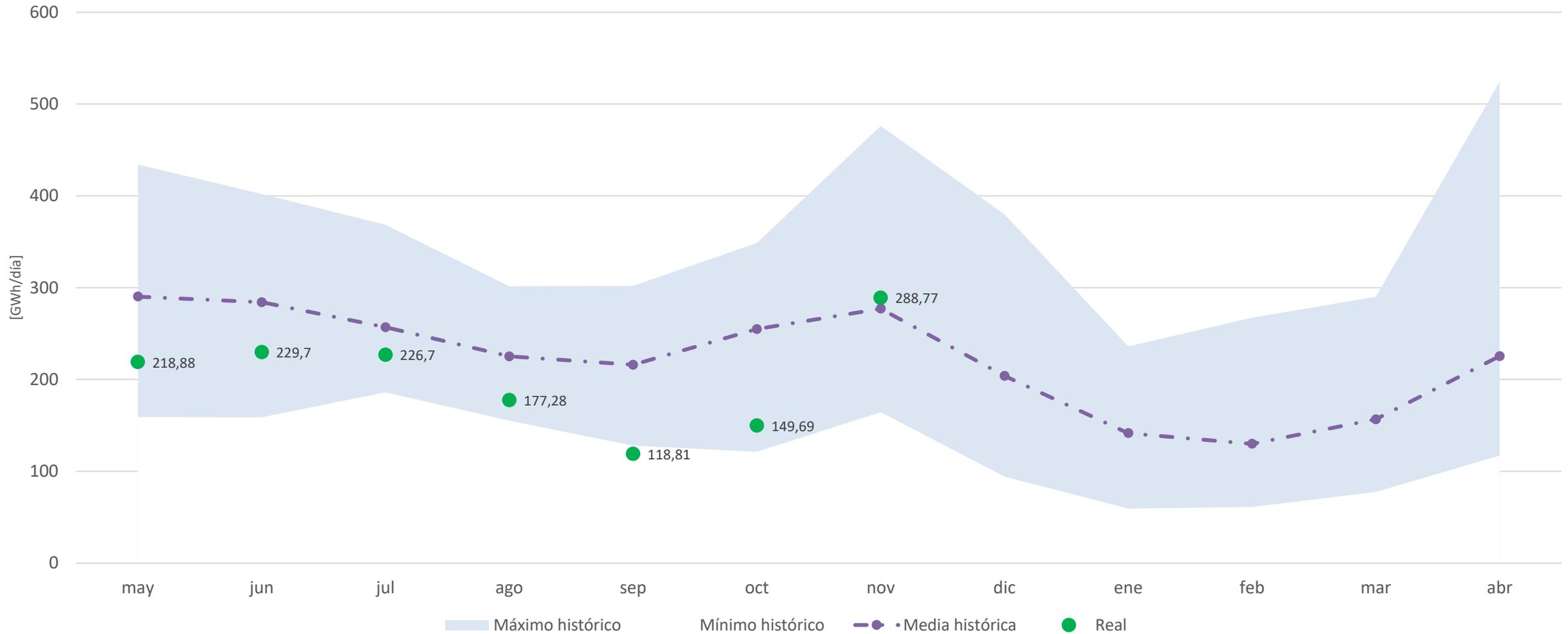
Información actualizada el 2023-11-07

¿Cómo está la situación energética?



Aportes hídricos históricos

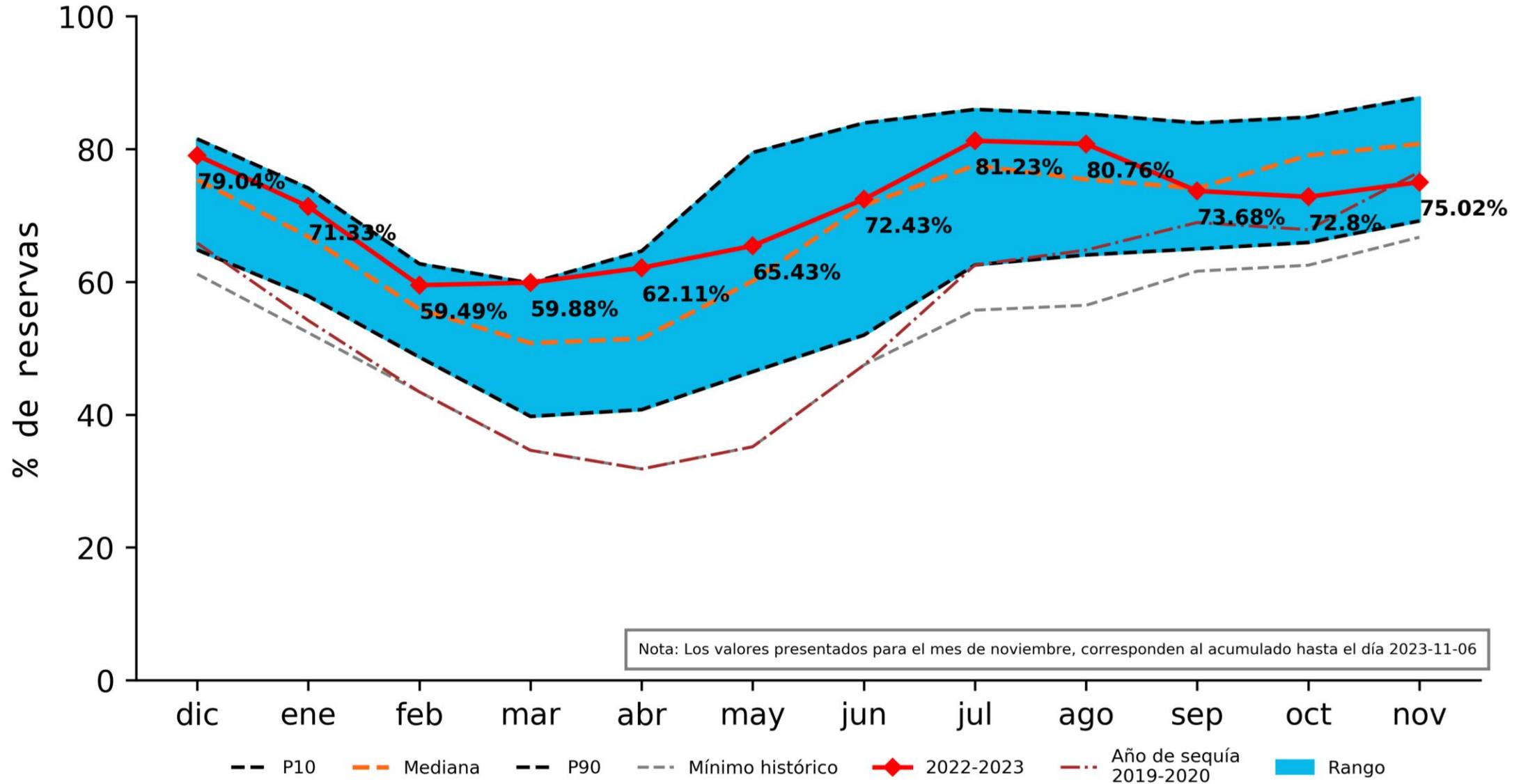
Aportes históricos (1982 a 2023) vs Aportes reales (2023-2024)



Información hasta el 2023-11-07

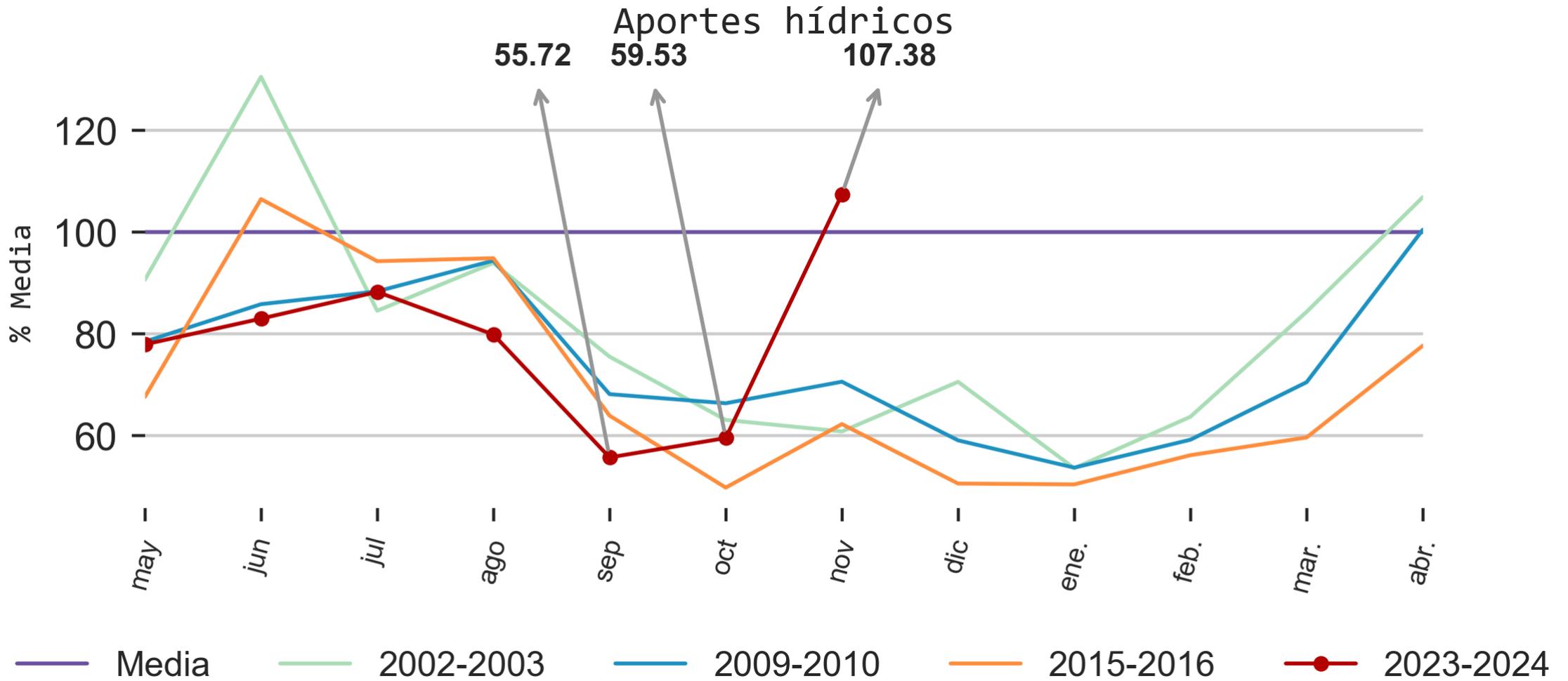
Información actualizada el 2023-11-08

Reservas hídricas

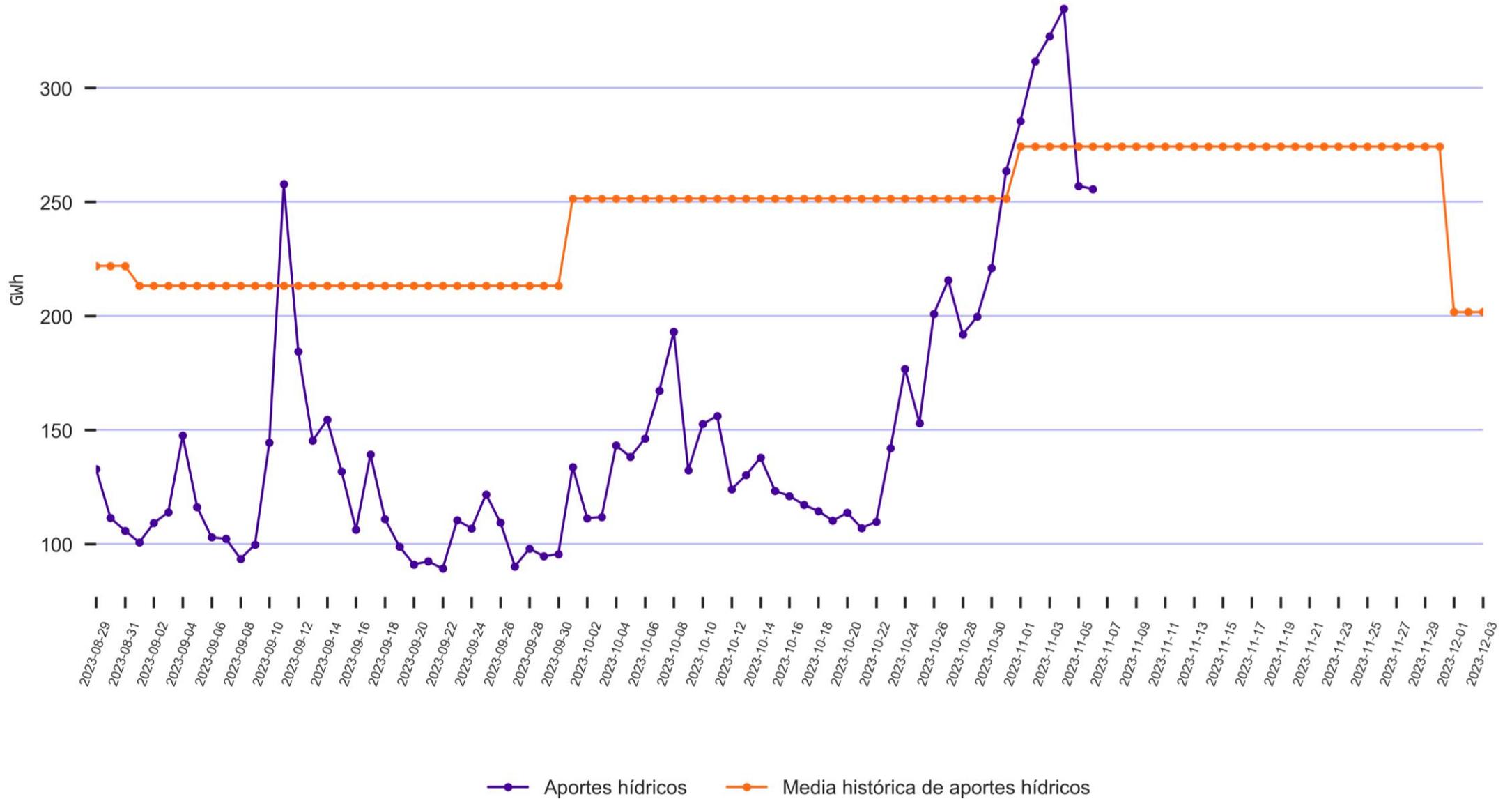


Información hasta el 2023-11-06
 Información actualizada el 2023-11-07

Aportes hídricos

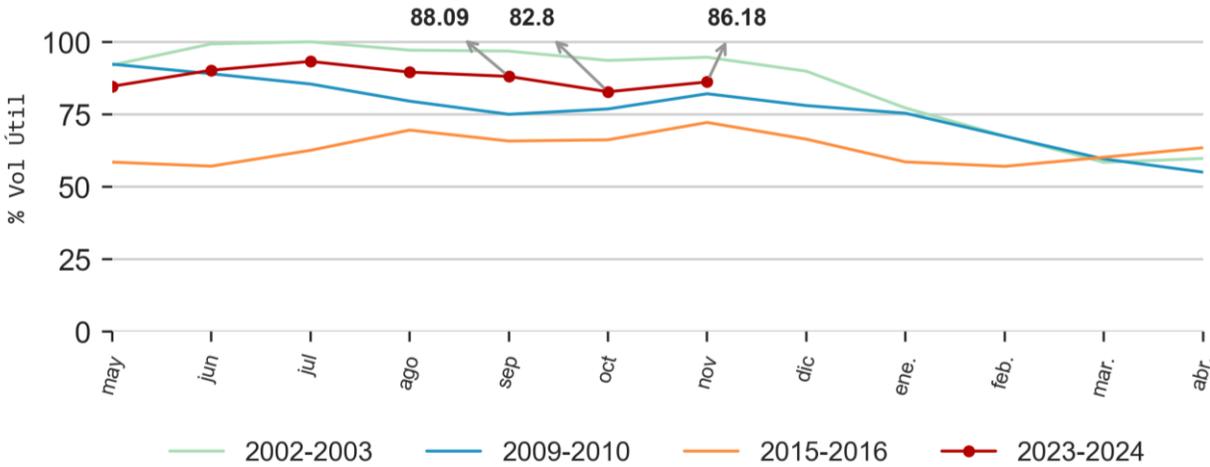


Aportes hídricos diarios

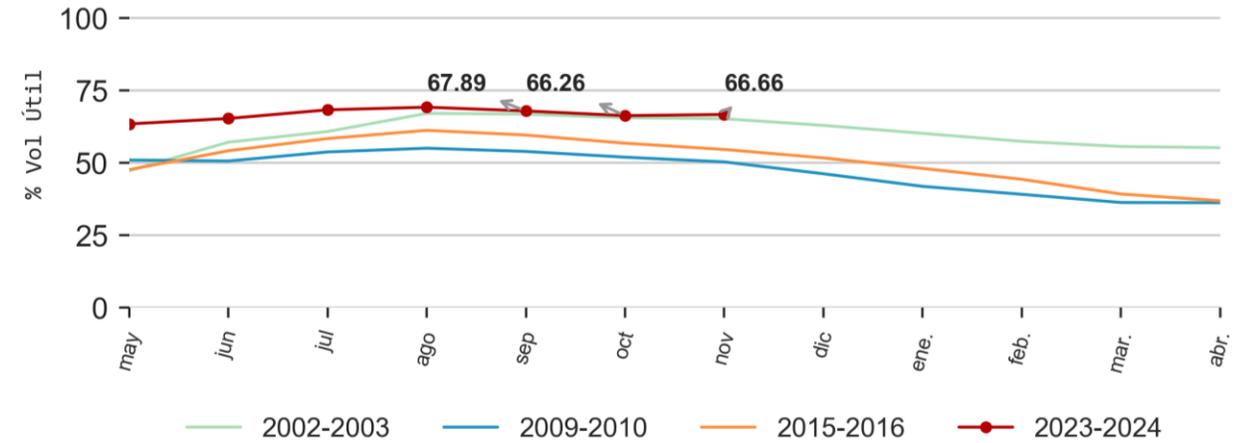


Evolución de principales embalses

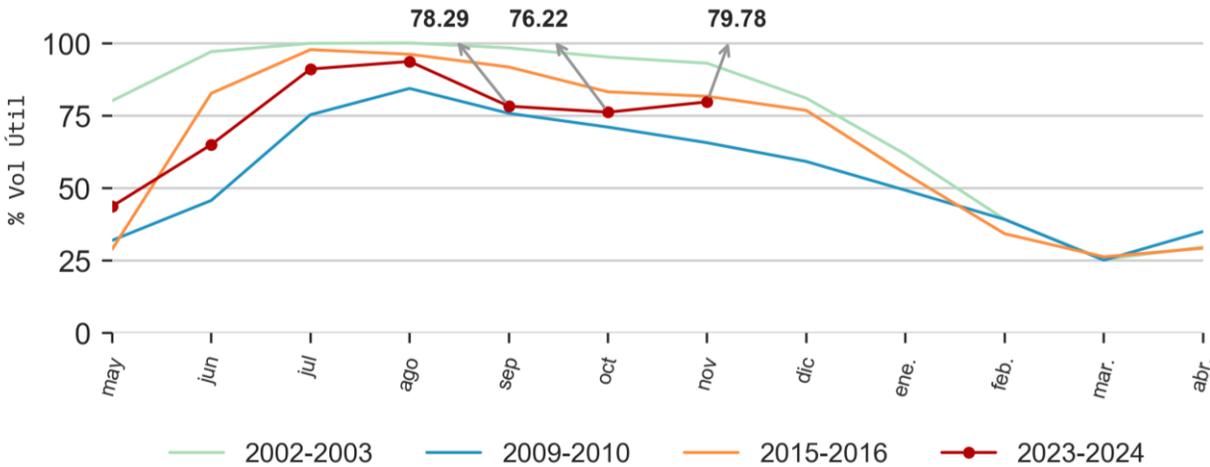
PENOL



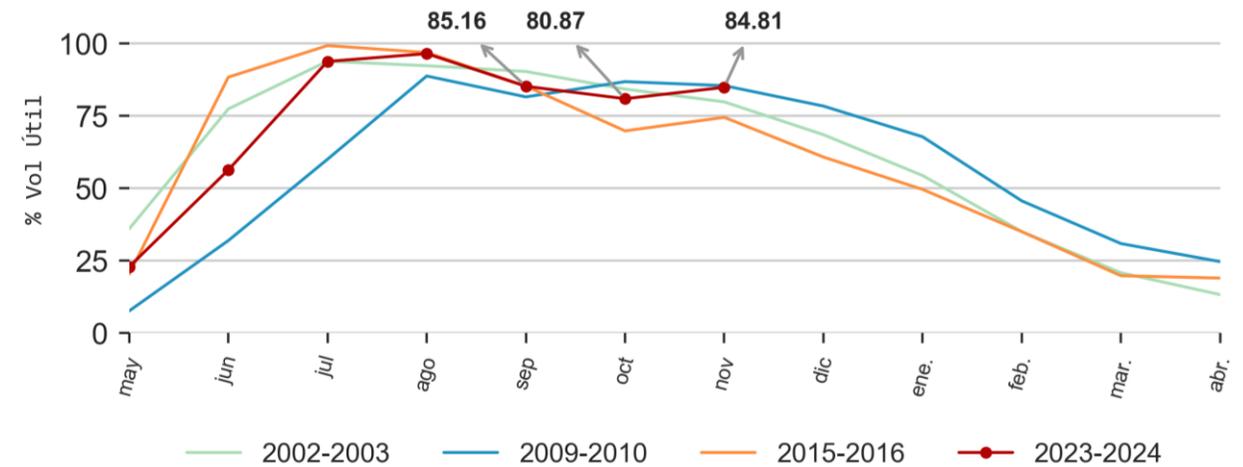
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



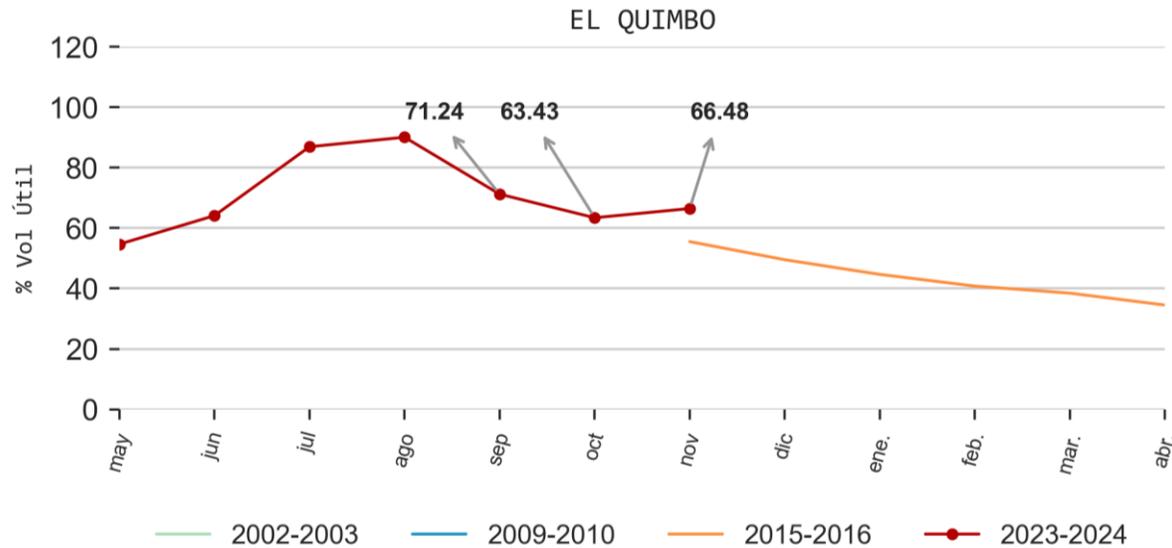
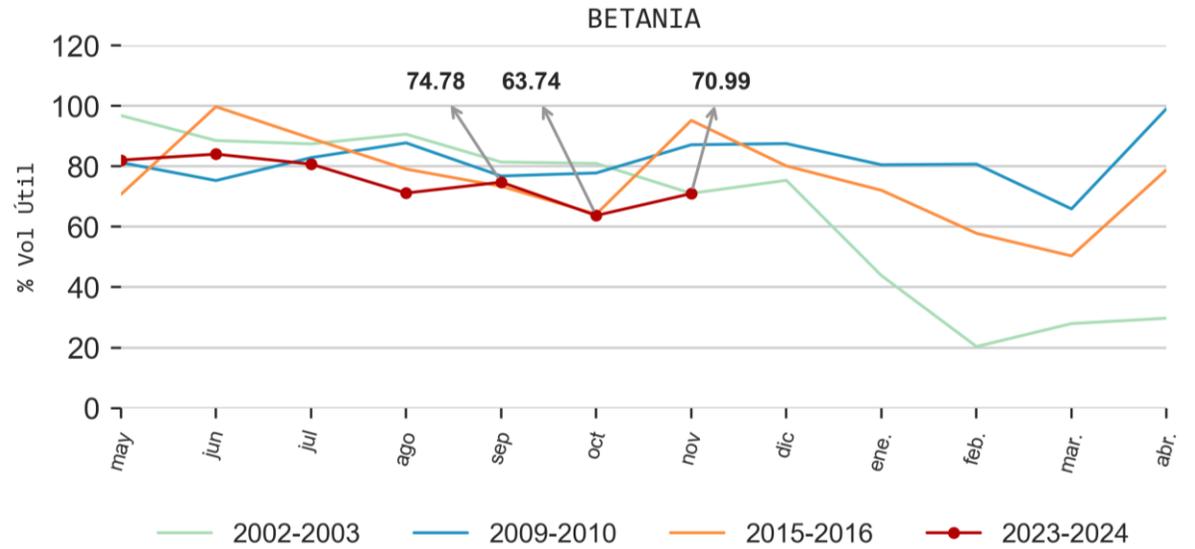
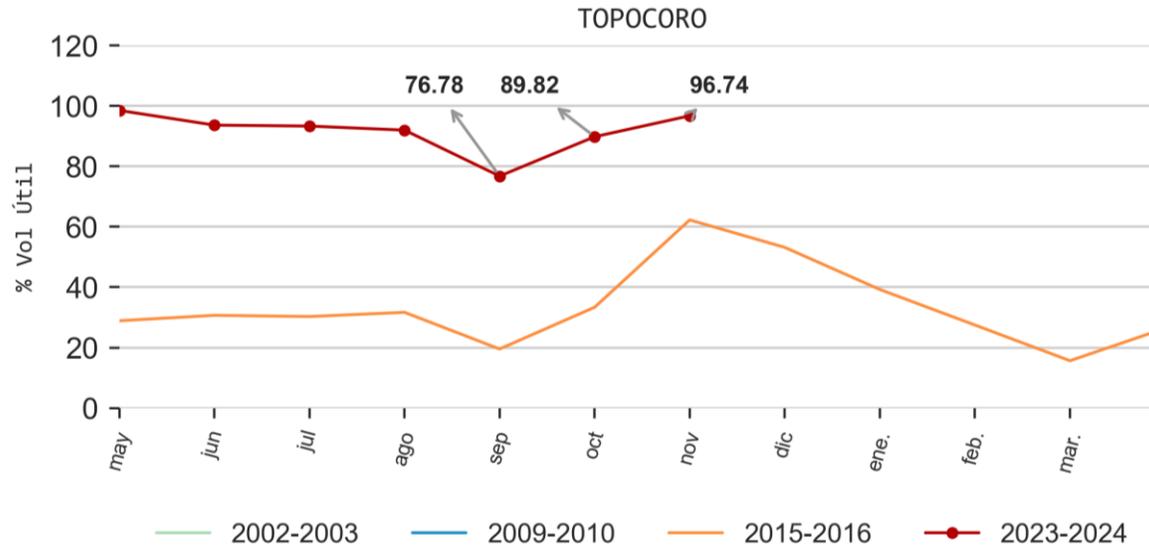
ESMERALDA



Información hasta el 2023-11-06

Información actualizada el 2023-11-07

Evolución de principales embalses

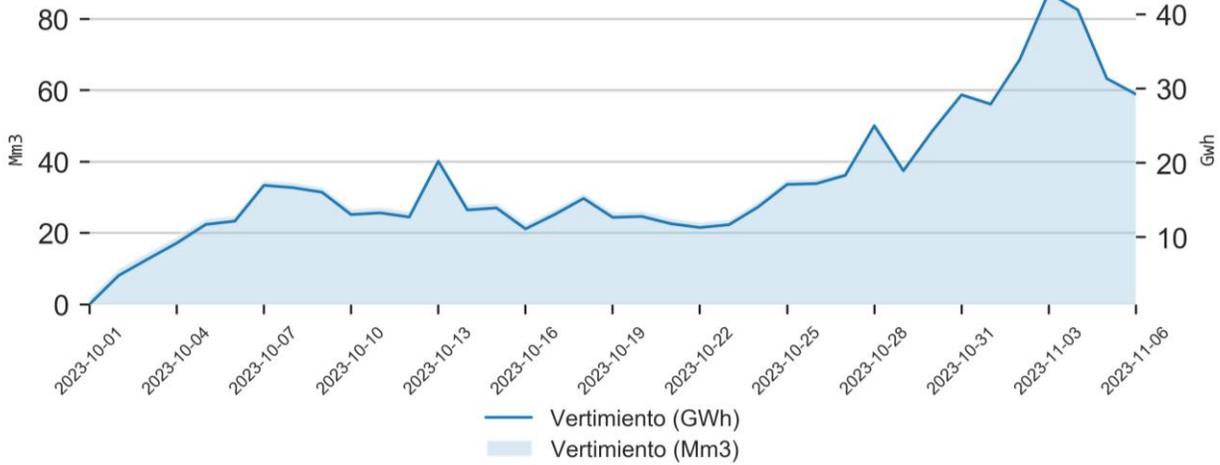


Información hasta el 2023-11-06

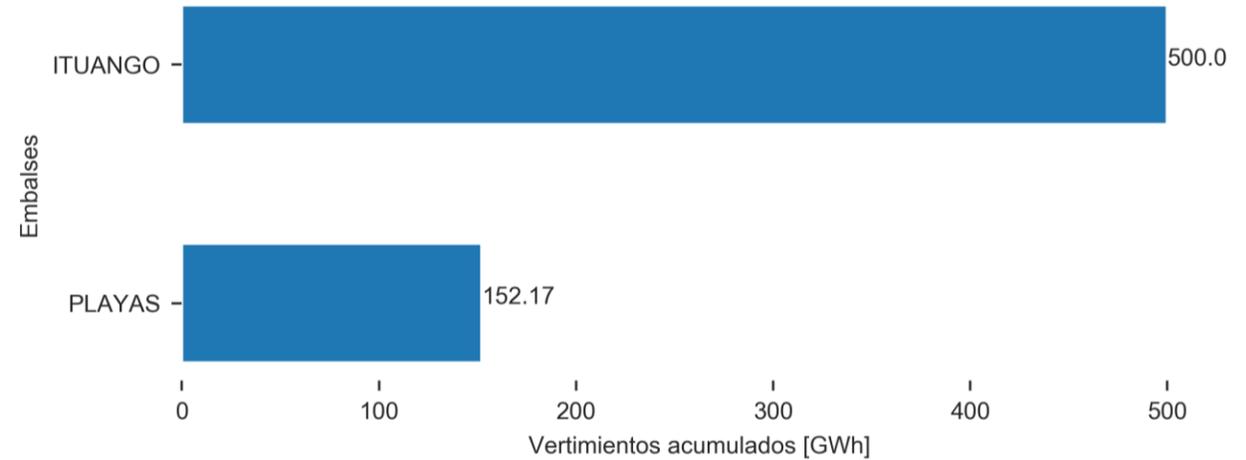
Información actualizada el 2023-11-07

Vertimientos del SIN

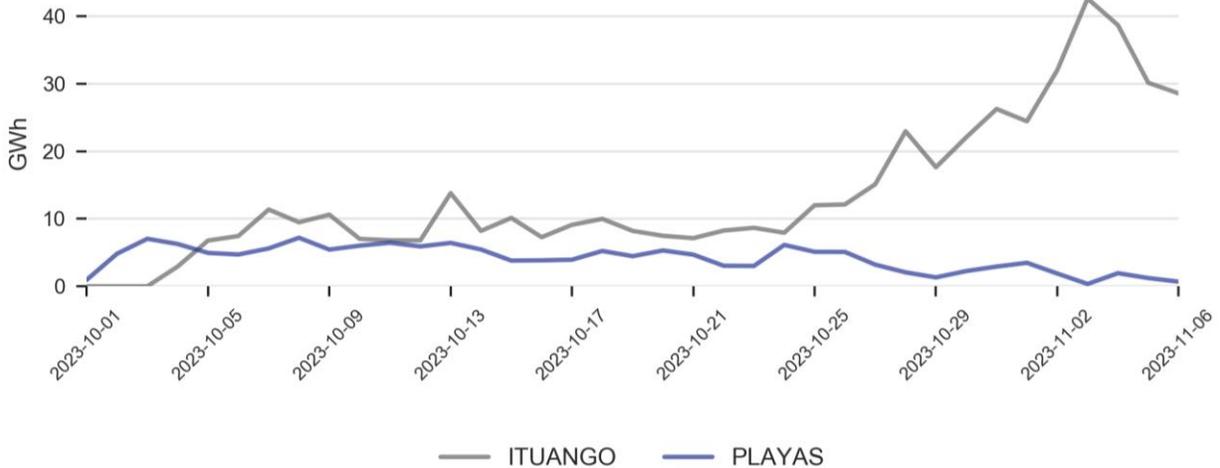
Vertimientos



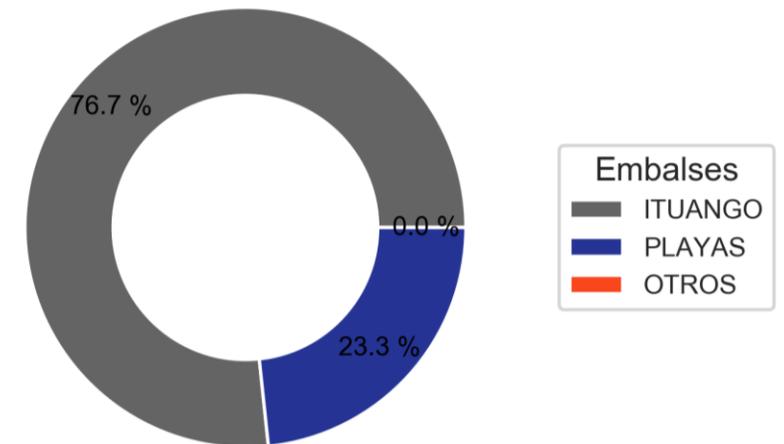
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse

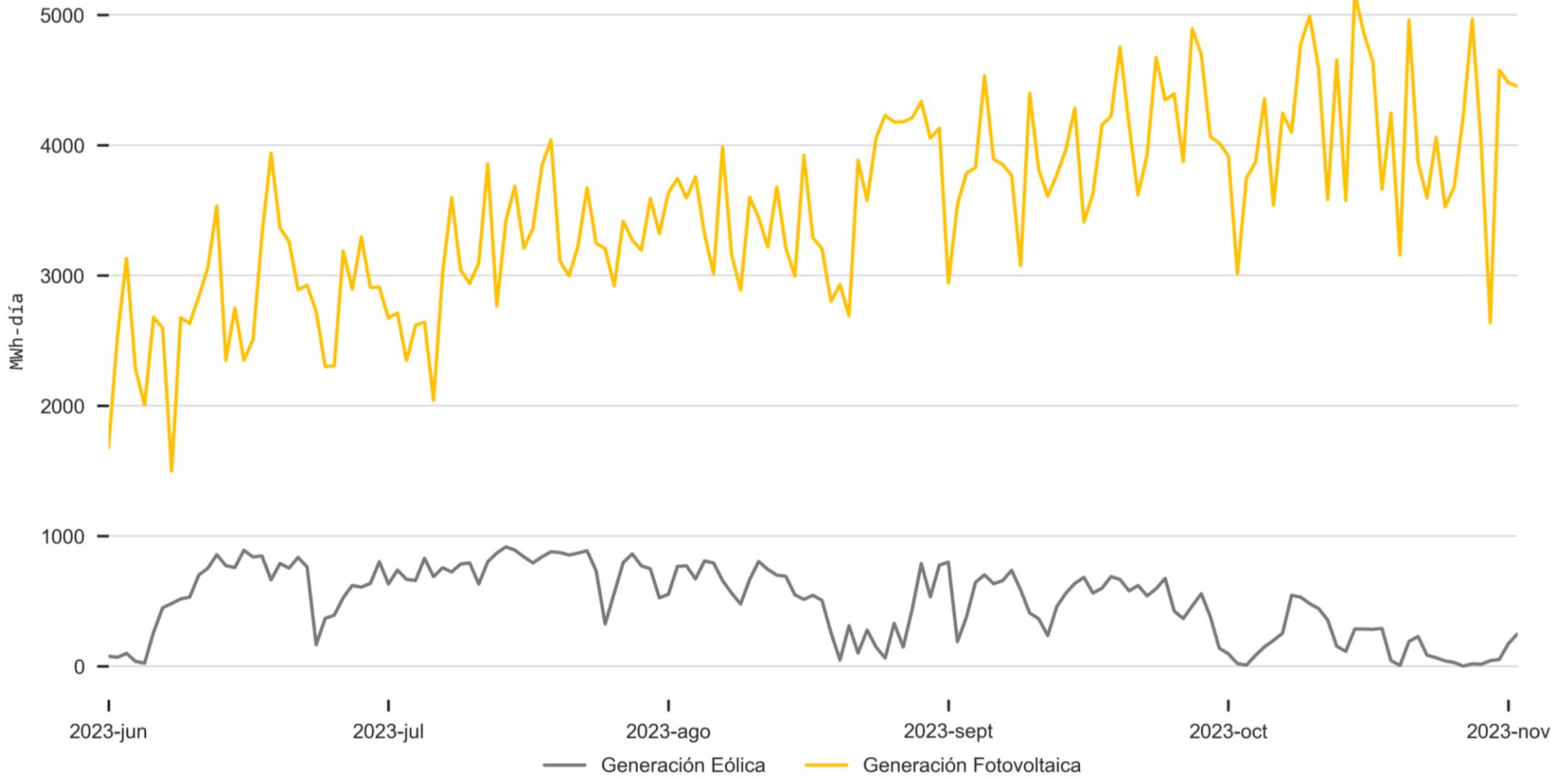


Información hasta el 2023-11-06
Información actualizada el 2023-11-07

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2023-10-01 hasta 2023-11-06.

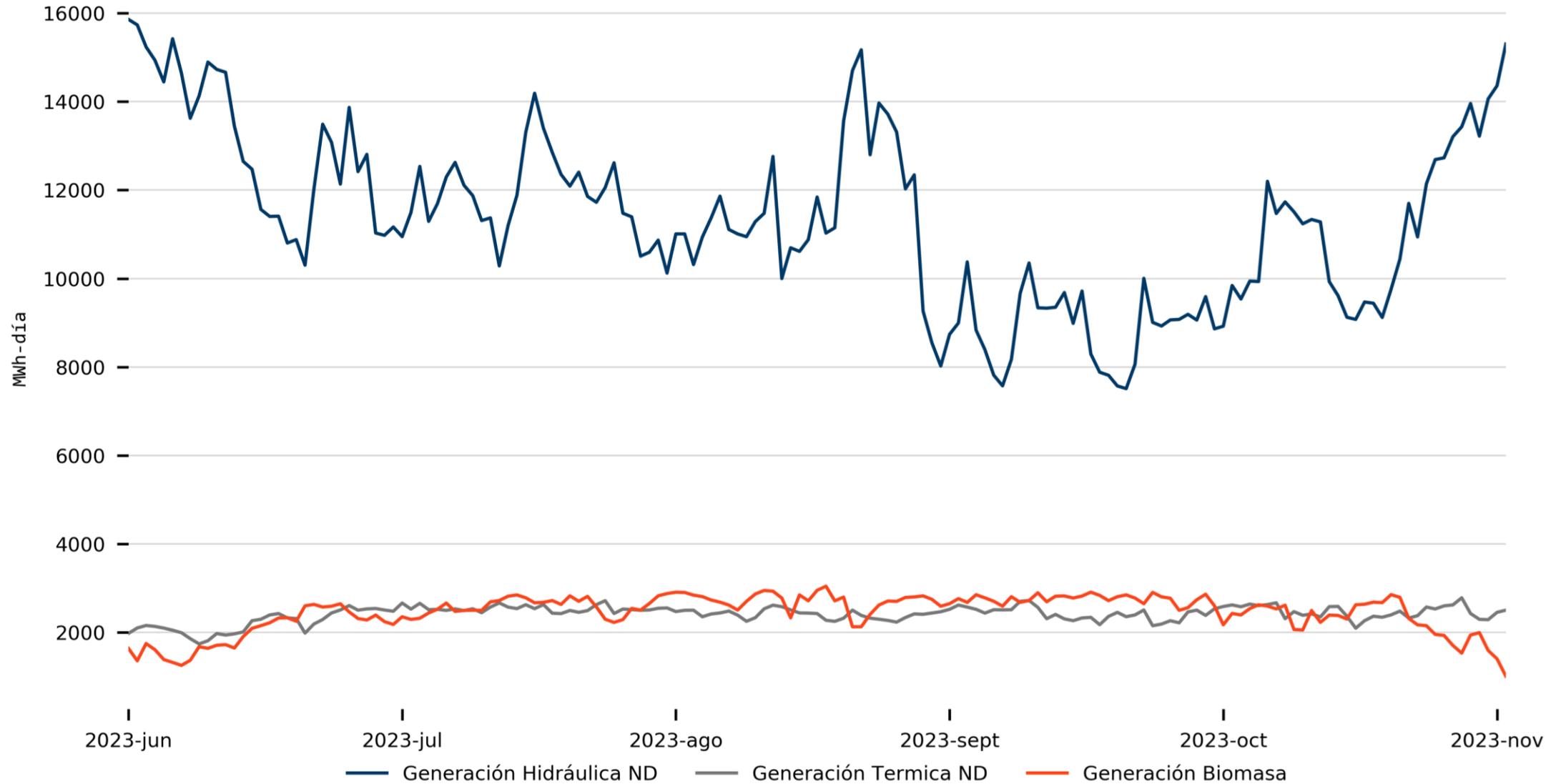
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Generación FERNC

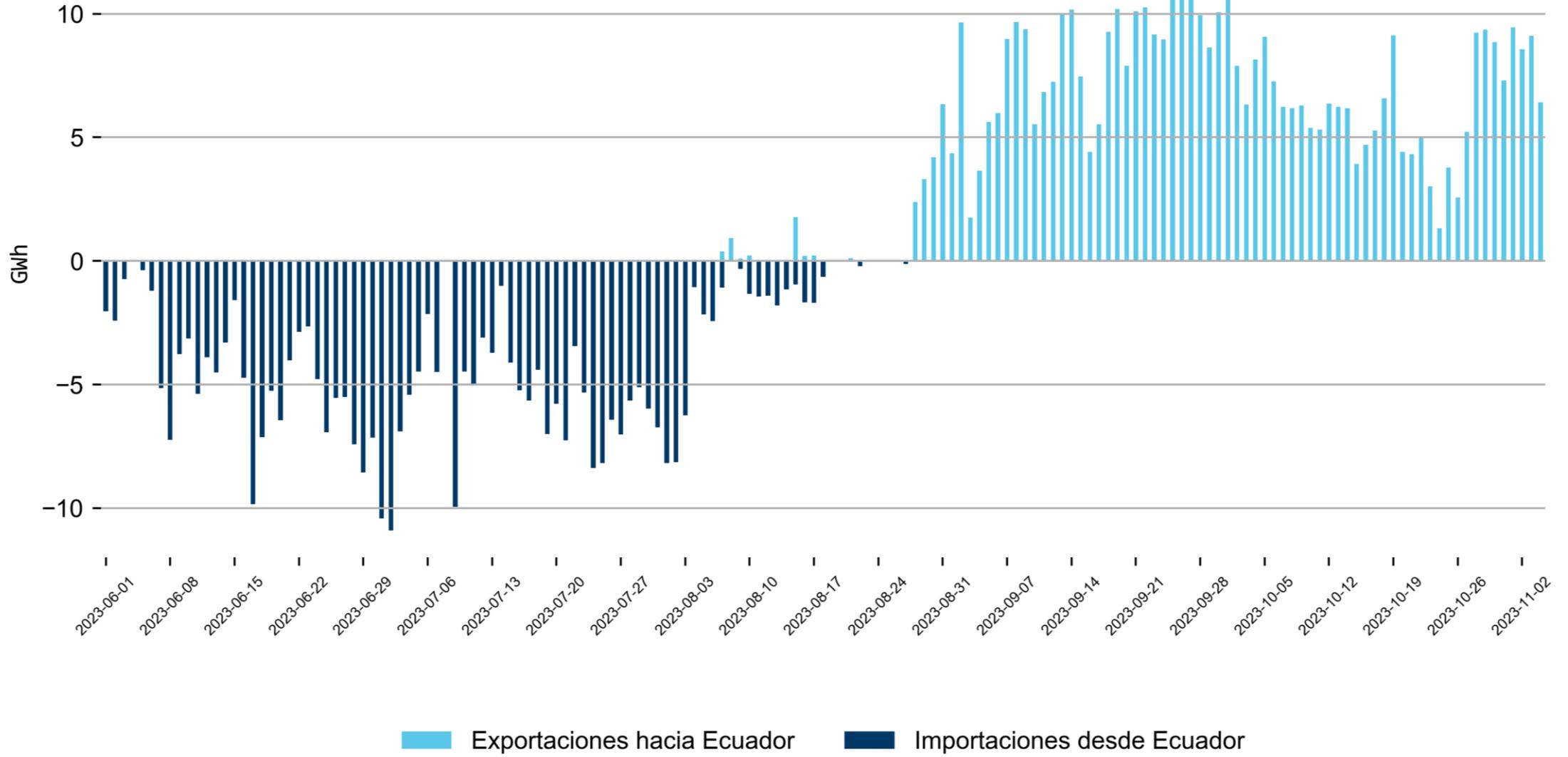


Contiene la generación de los recursos solares y eólicos que se encuentran en operación comercial y pruebas iniciales.

Generación plantas menores



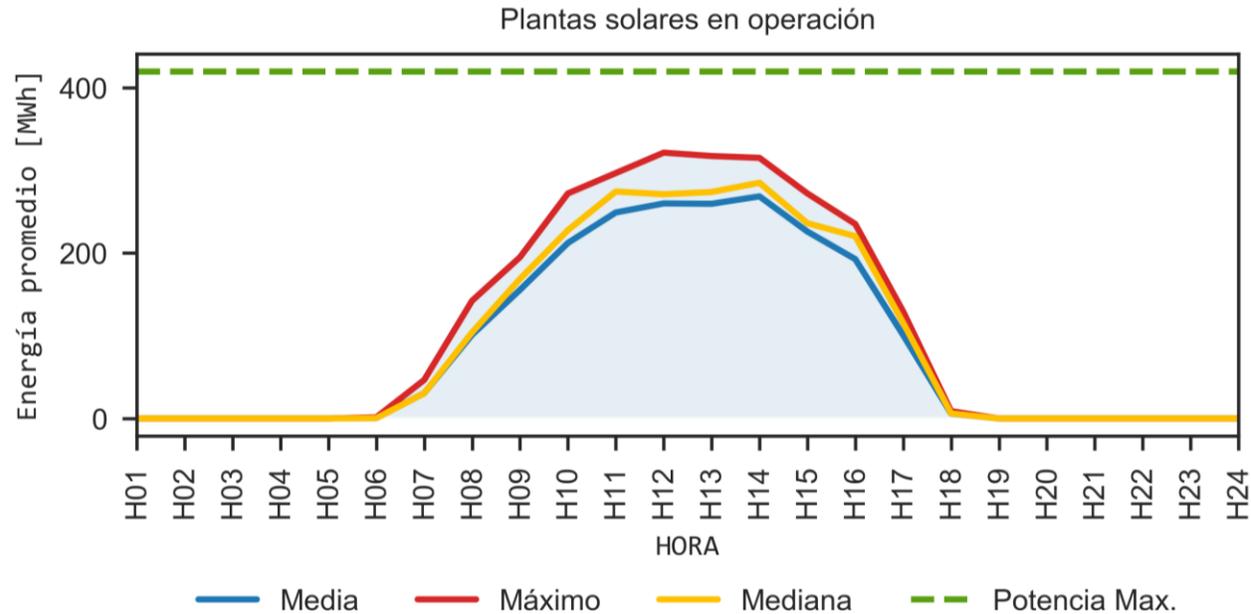
Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2023-11-04
Información actualizada el 2023-11-07

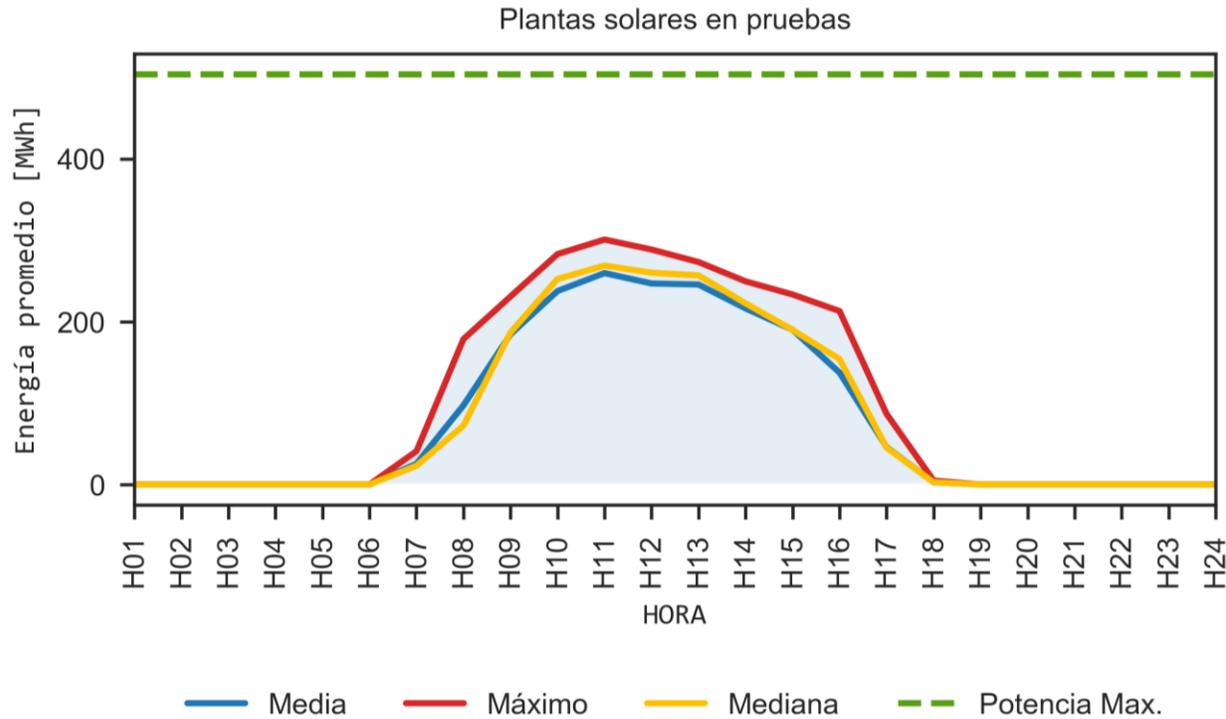
Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de noviembre de 2023 hasta el 04 de noviembre 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 [%]
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	128.53	26.9%
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	125.79	26.3%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	124.15	26.0%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	121.09	25.4%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	116.73	27.2%
LA SIERPE	19.9	103.22	21.6%
LA TOLUA	19.9	99.83	20.9%
GRANJA SOLAR FLANDES	19.9	94.21	19.7%
SINCE	18.5	92.92	20.9%
CELSIA SOLAR DULIMA	19.9	91.34	19.1%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	19.9	86.05	18.0%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	19.9	71.75	15.0%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9.1	61.66	28.2%
HELIOS I	16	61.51	16.0%
CERRITOS	9.9	61.41	25.8%
PETALO DEL MAGDALENA	9.9	59.98	25.2%
LOS CABALLEROS	9.9	55.36	23.3%
LA MEDINA	9.9	55.03	23.2%
MONTELIBANO	9.9	52.74	22.2%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	51.35	21.6%
TIERRA LINDA	9.9	49.46	20.8%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9.1	47.63	21.8%
GY SOLAR AURORA	9.9	42.96	18.1%
CELSIA SOLAR YUMA	9.1	42.22	19.3%
LOS GIRASOLES	9.5	38.69	17.0%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	35.76	15.1%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	33.25	17.2%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	24.35	20.1%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	12.86	5.4%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	12.54	5.3%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	8.62	3.7%
Total	420.02	2062.98	

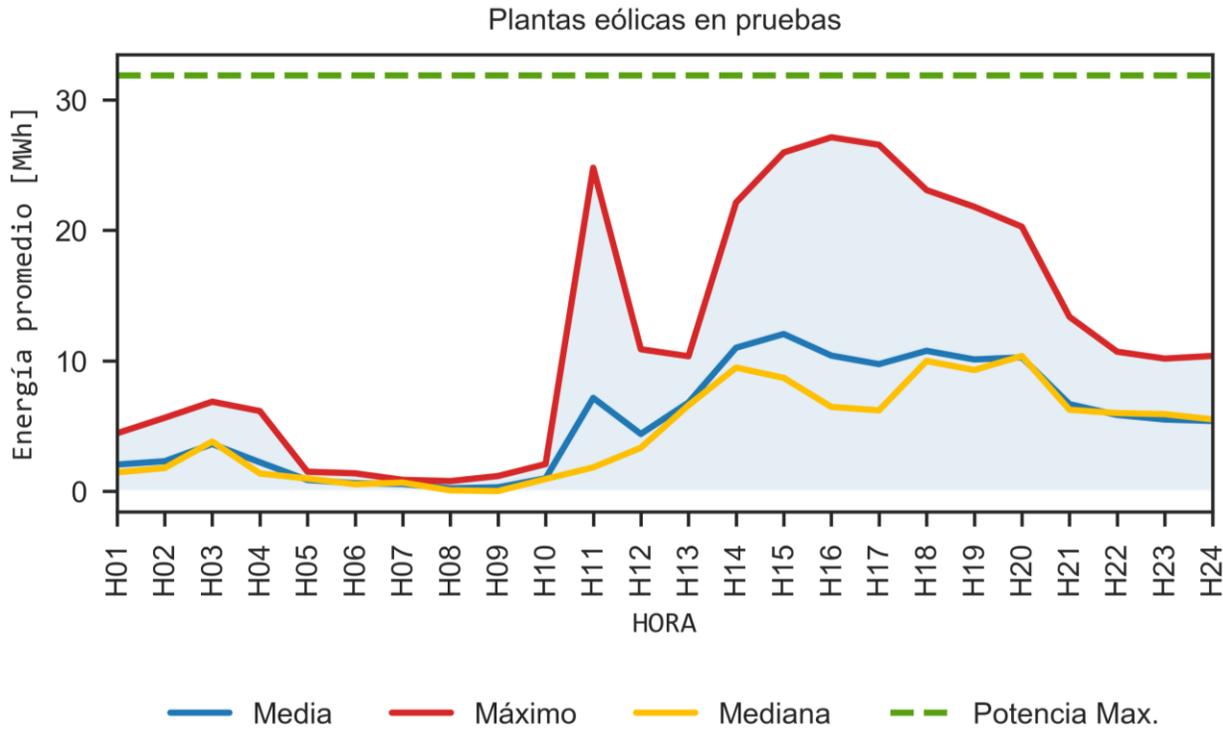
Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
LATAM SOLAR LA LOMA	150	699.98
FUNDACION	100	460.74
EL PASO	67	408.14
SUNNORTE	35	167.81
CARACOLI I	50	145.27
PORTON DEL SOL	102	7.08
Total	504	1889.03

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

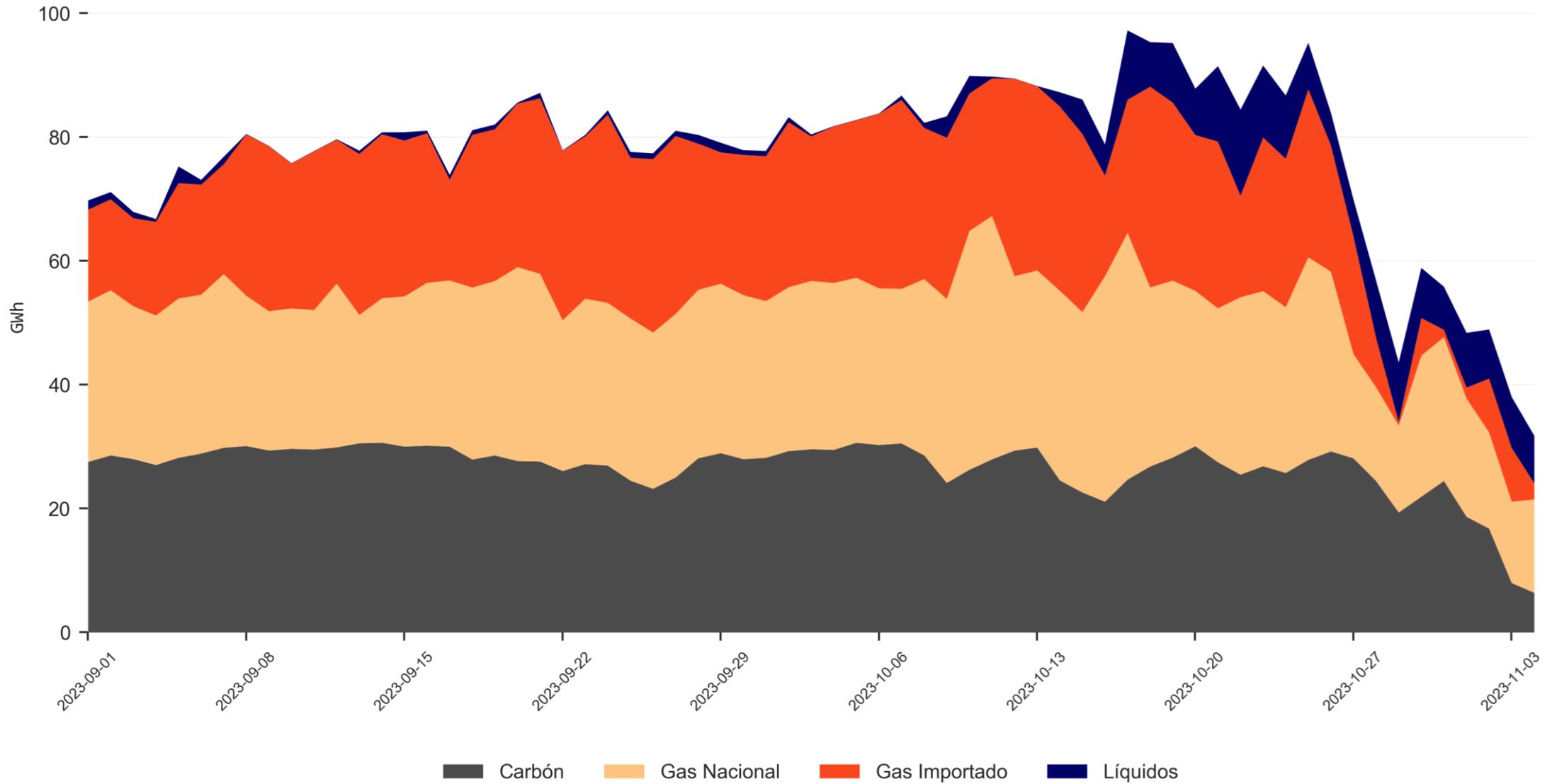
Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	70.74
PARQUE EOLICO WESP01	12	58.84
Total	31.9	129.58

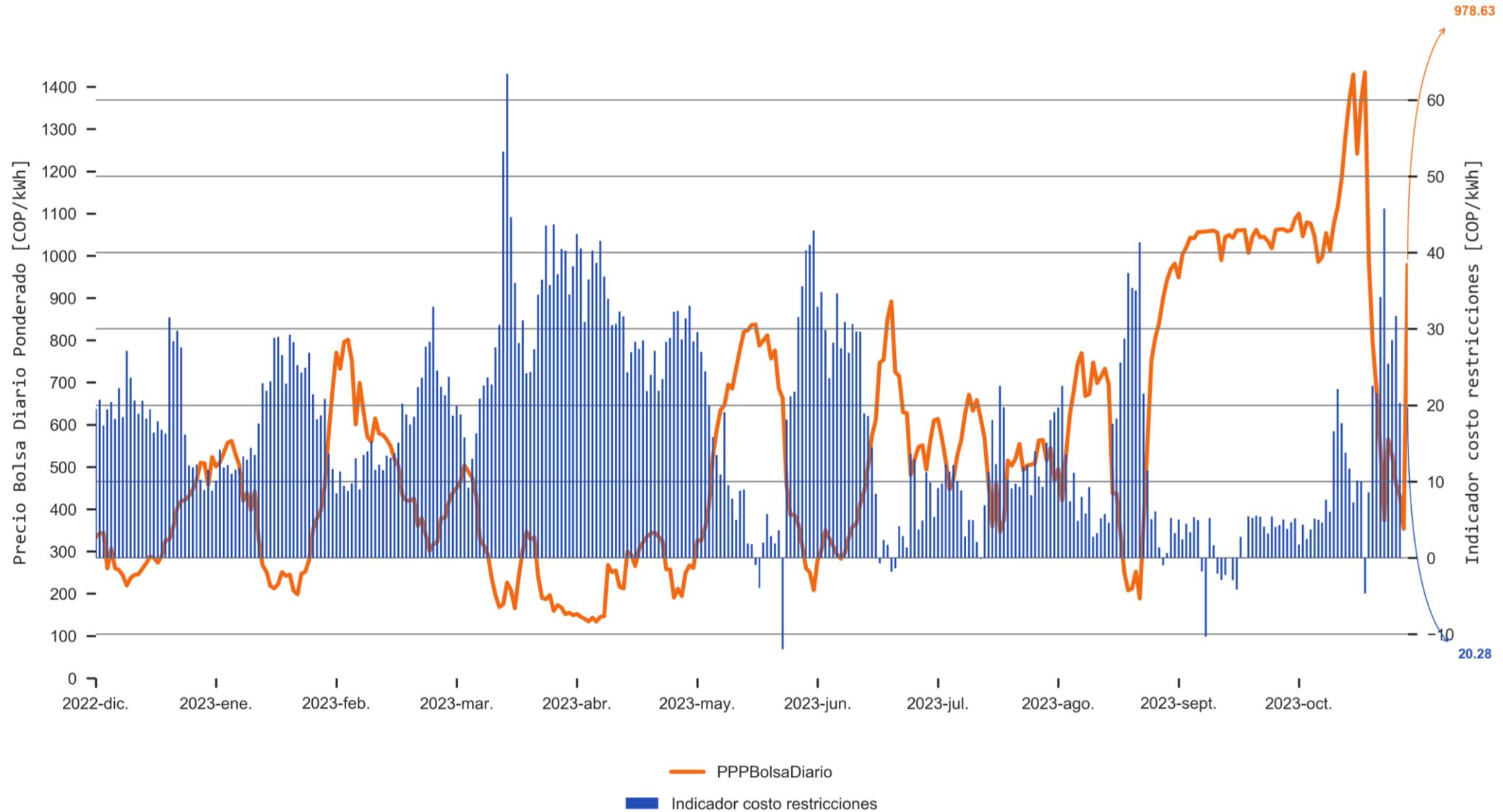
Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de noviembre de 2023 hasta el 04 de noviembre de 2023.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



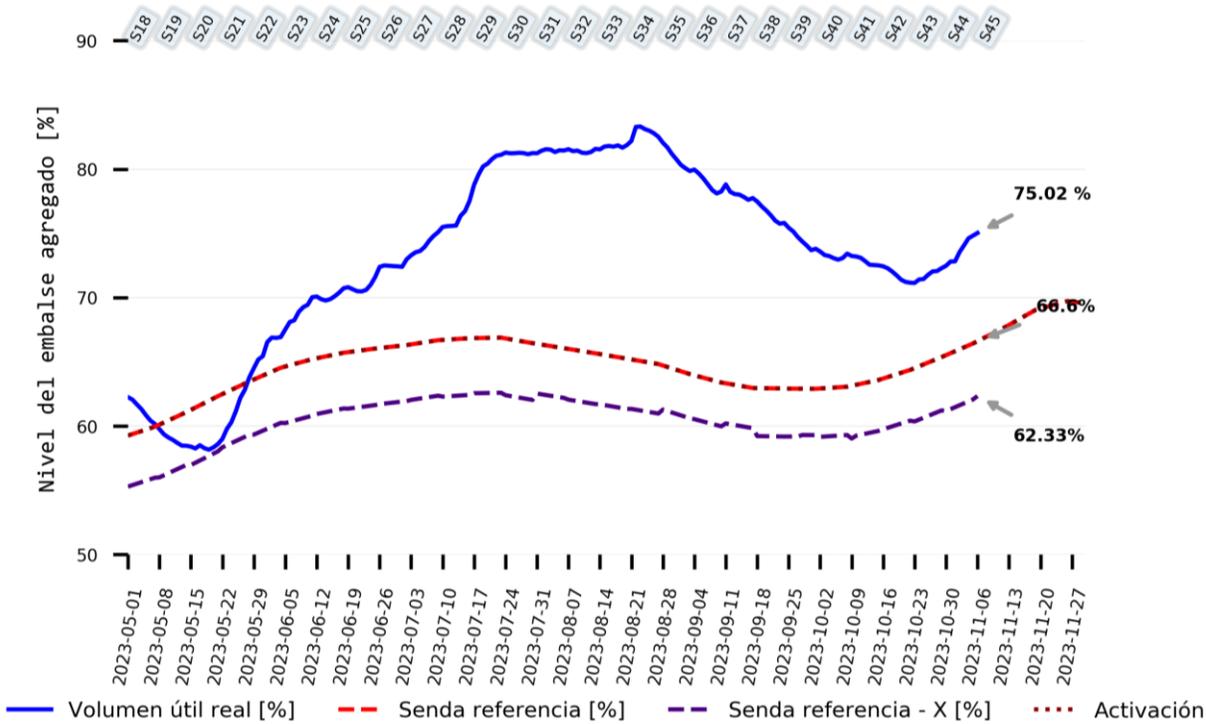
Información hasta el 2023-11-04
Información actualizada el 2023-11-07

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



Información hasta el 2023-11-04
Información actualizada el 2023-11-07

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Semana	Volumen útil real [%]	Senda referencia [%]	Senda referencia - X [%]
S38	77.47	62.94	59.21
S39	75.43	62.9	59.17
S40	73.57	62.91	59.15
S41	73.23	63.13	59.02
S42	72.43	63.69	59.74
S43	71.13	64.5	60.35
S44	72.47	65.51	61.15
S45	75.02	66.6	62.33

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.

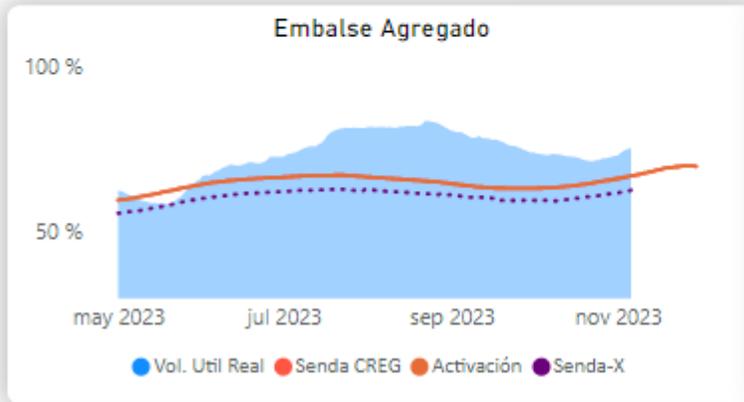
Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN

Rango de fechas

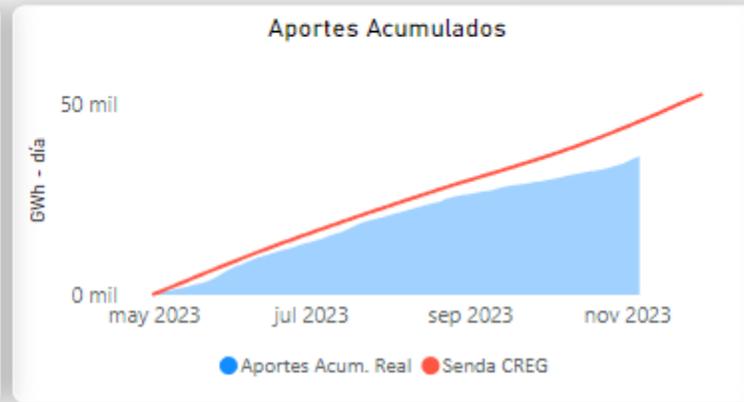
01/05/2023 30/11/2023

	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	8,43 %	-20,11 %	1,08 %	-21,56 %	222,49 %	24,63 %	
[GWh]	880,48	-9.148,30	453,43	-7.648,48	7.323,60	747,96	-20,85

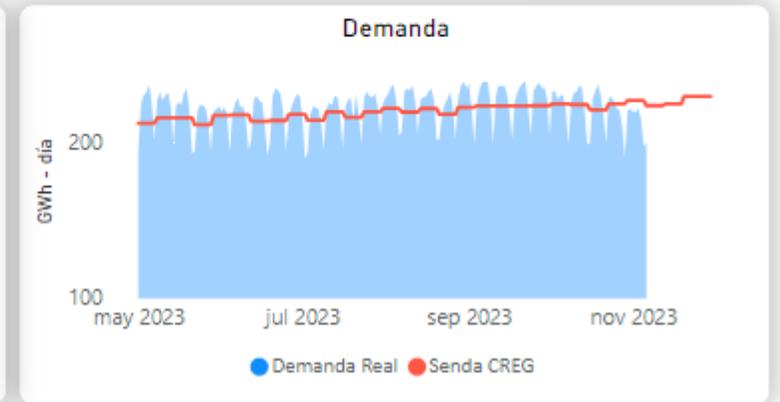
REFERENCIA CREG



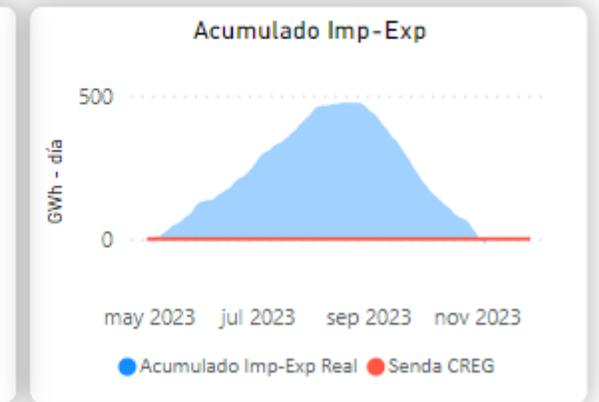
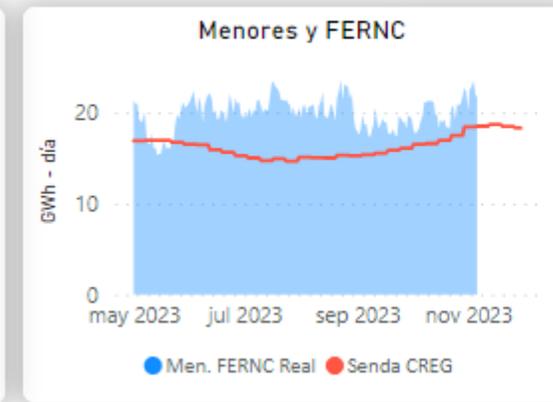
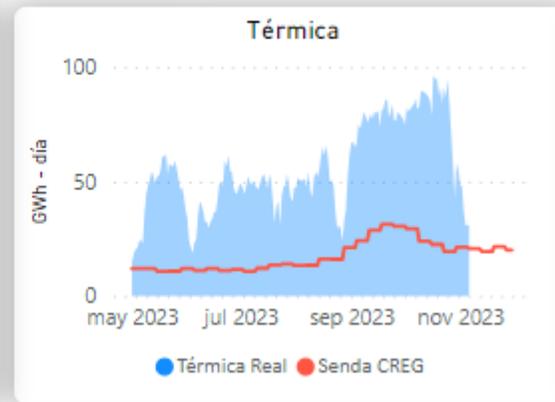
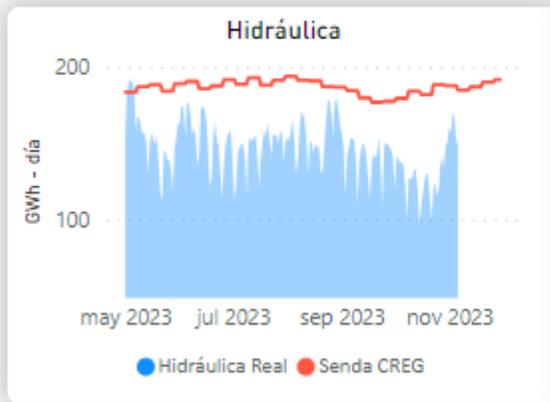
Información hasta el: 2023-11-06



Información hasta el: 2023-11-06

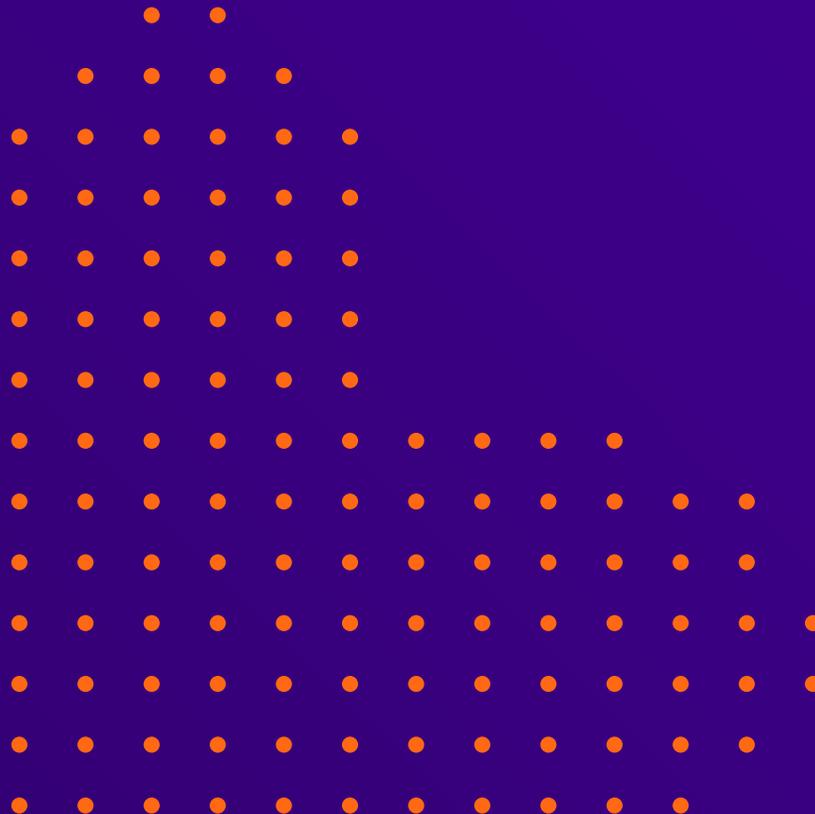


Información hasta el: 2023-11-06



Información hasta el 2023-10-06

Información actualizada el 2023-10-07



2. Expectativas Energéticas

Información de supuestos

Análisis energético de mediano plazo y sensibilidades



Sumamos energía,
sumamos pasión

Información de supuestos



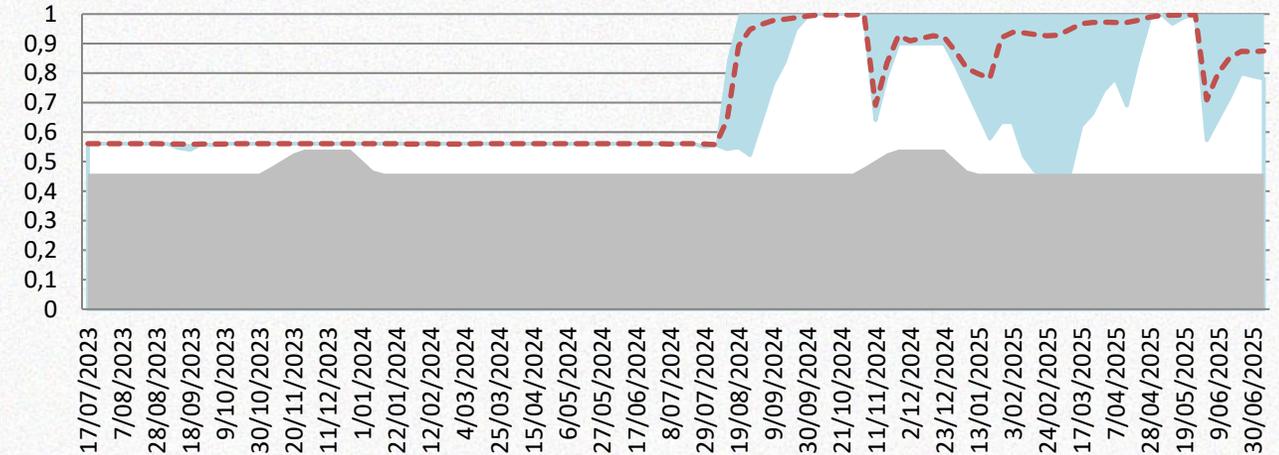
Restricciones actuales en la operación de los embalses



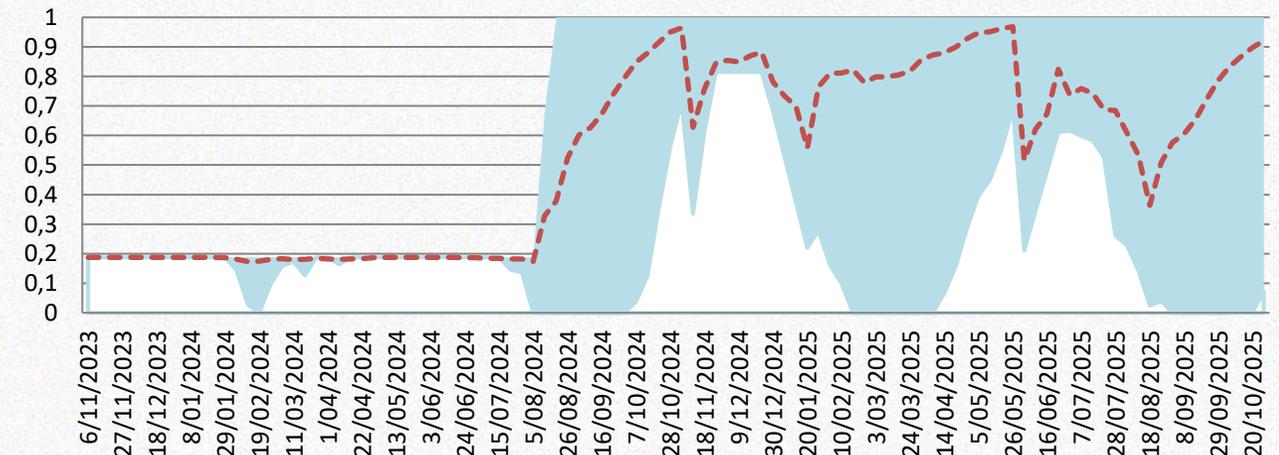
Volumen Max = 56.2% hasta el 13/08/2024
(riesgo destaponamiento túnel de desviación)
Volumen Min = 45.9% hasta el 6/02/2026
(habilitación de la descarga intermedia de la presa)

Información reportada por EPM 13 de julio de 2023

MP semana 29/2023



MP semana 45/2023



Se surtió cambio del parámetro Volumen Mínimo Técnico, de acuerdo a la restricción operativa mencionada previamente

La reducción del volumen útil representó 217.66 GWh (1.24 % del volumen útil agregado nacional)



Entrada en Operación Proyectos con OEF



EPM declaró en explotación comerciales las unidades 3 y 4 de Ituango.

Ituango 3 y 4 inicio pruebas el 22 y 25 de octubre de 2023

Ituango 3 declarada en explotación comercial el 28 de octubre de 2023

Ituango 4 declarada en explotación comercial el 31 de octubre de 2023



* Generación de las unidades declaradas en explotación comercial

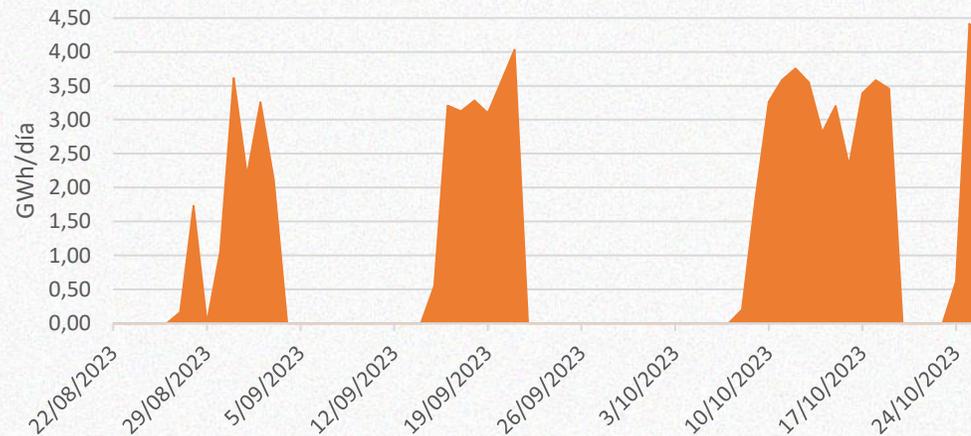


Entrada en Operación Proyectos con OEF



Termocandelaria declaró inicio de pruebas iniciales para poner en servicio el pasado 20 de agosto de 2023.

TermocandelariaCC pruebas desde el 20/08/2023



Declarada en explotación comercial el 27 de octubre de 2023

Fecha	CC Candelaria [GWh/día]
2023-10-27	11.073
2023-10-28	2.969
2023-10-29	0.020
2023-11-02	7.784
2023-11-03	8.683
2023-11-04	0.141

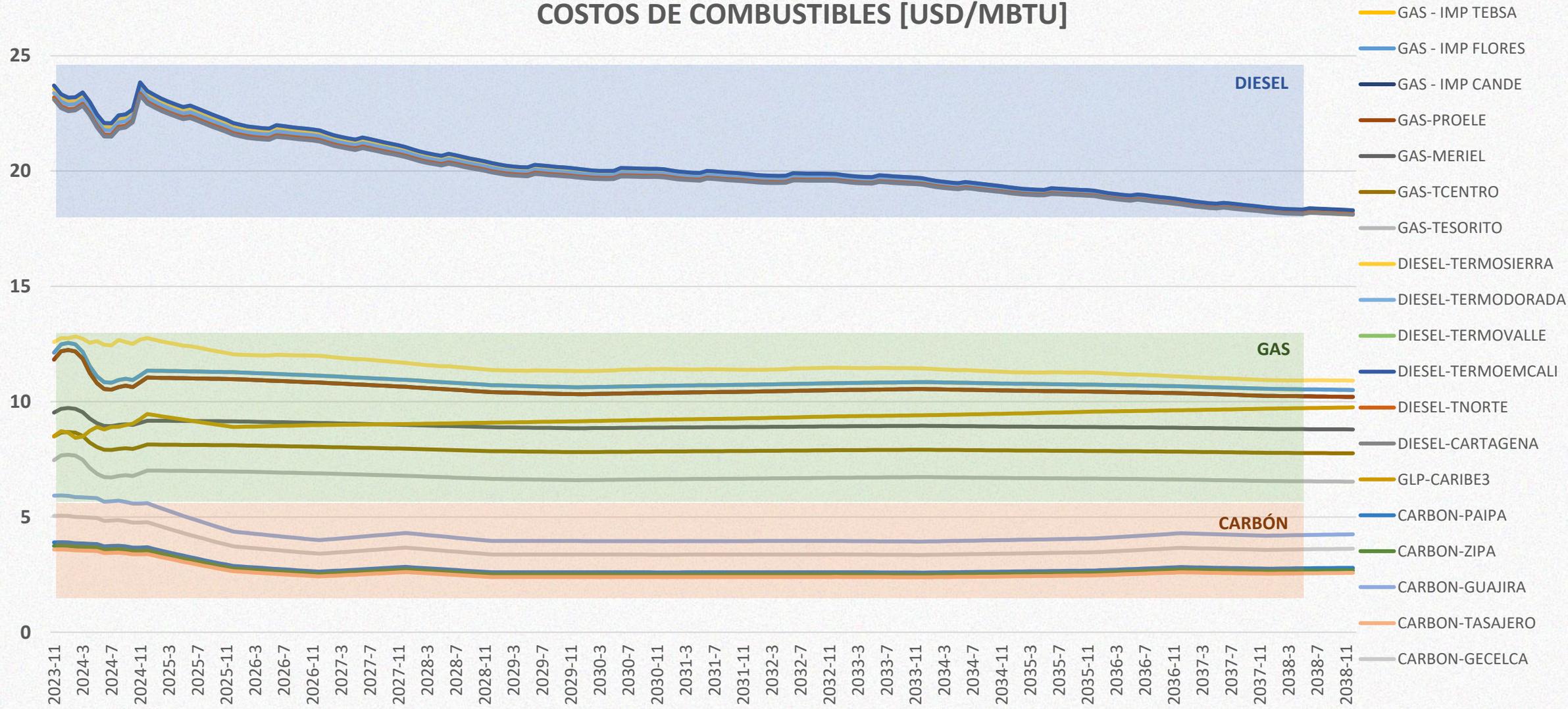


La fecha estimada de puesta en operación del proyecto Termocaribe 3 es el 30 de noviembre de 2023. A la fecha el cumplimiento de los requisitos por Acuerdo CNO 1670 es del 32%.



Proyección de Precios de Combustibles

COSTOS DE COMBUSTIBLES [USD/MBTU]





Seguimiento a la generación Térmica

Seguimiento a la oferta diaria

Recurso	CEN [MW]	Derrateo [MW]	Fecha Fin indicada
Guajira 2	145	130	-
Paipa 1	36	34	Nov 2023
Paipa2	72	66	Ago 2024
Paipa 3	70	63	May 2024
Zipa 2	36	30	Ago 2024
Zipa 3	64	56	-
Zipa 4	63	50	Dic 2023
Zipa 5	64	58	Jun 2024

Recursos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso	Fecha retiro indicada
Cartagena 1*	01/dic/2023
Cartagena 2*	01/dic/2023
Cartagena 3*	01/dic/2023
TermoEBR**	01/dic/2023
TermoProyectos**	01/dic/2023

* Cartagena 1, 2 y 3 no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por ENEL en el CNO 701 del 14 de abril de 2023

** TermoEBR y Termoproyecto no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a comunicados 202344020205-3 202344020206-3 (informando retiro)

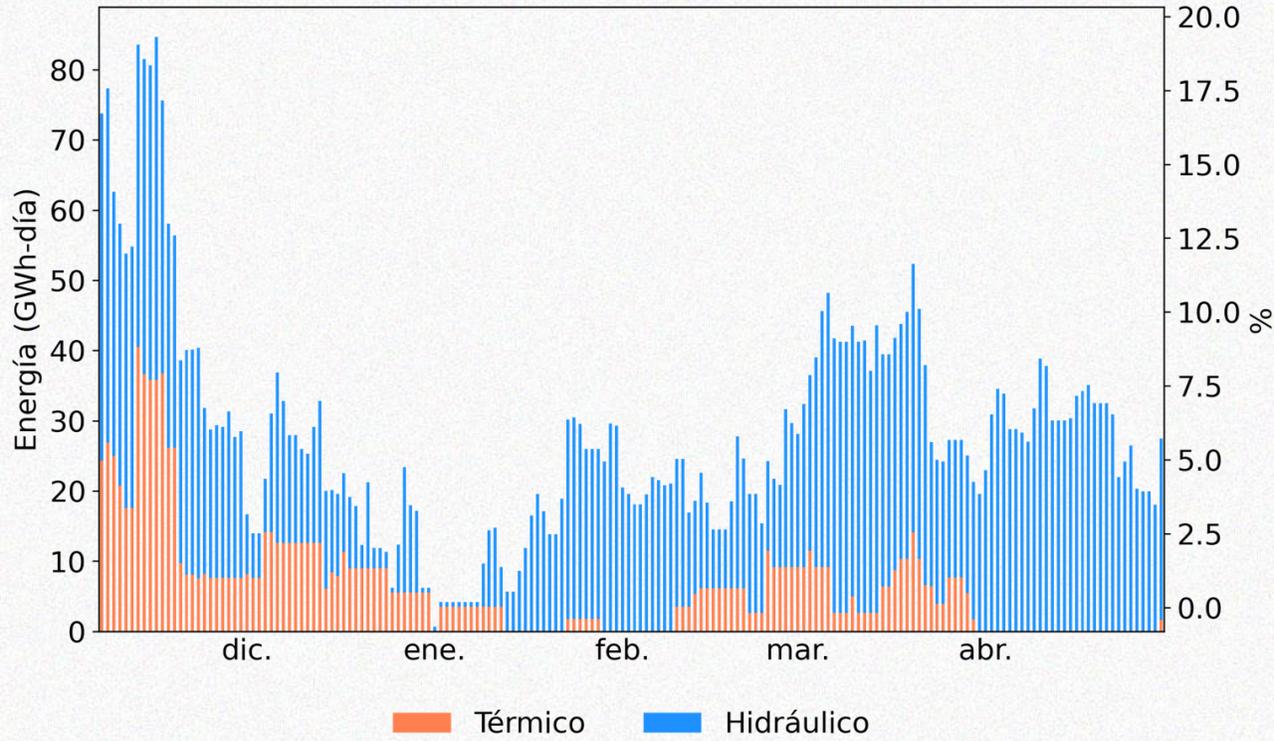
Para estos recursos se validan que los índices (IH e ICP) reflejen el derrateo indicado



Mantenimiento de recursos de generación

xm Reporte Mangen

Fecha de consulta: 07/11/2023 15:46



Consecutivo	Elemento	Fecha inicio	Fecha fin	Estado
C2005513	CARTAGENA 3	01/10/2023 00:00	30/11/2023 23:59	EnEjecucion
C2009364	CARTAGENA 3	01/12/2023 00:00	31/12/2023 23:59	Solicitada
C0225102	ZIPAEMG 4	01/11/2023 00:00	05/12/2023 23:59	EnEjecucion
C2006884	GECELCA 3	01/11/2023 00:00	31/12/2023 23:59	EnEjecucion
C2009411	TERMODORADA 1	07/11/2023 08:00	24/11/2023 17:00	Aprobada
C2005514	CARTAGENA 2	11/11/2023 00:00	14/11/2023 23:59	Aprobada
C2009839	GUAJIRA 2	13/11/2023 00:00	17/11/2023 23:59	Analisis CND
C2009940	GECELCA 32	13/11/2023 00:00	17/11/2023 23:59	Analisis CND
C2009933	CARTAGENA 1	17/11/2023 00:00	20/11/2023 23:59	Analisis CND
C2009557	TERMODORADA 1	24/11/2023 17:00	15/12/2023 23:59	Solicitada
C0222864	GECELCA 32	04/12/2023 00:00	13/12/2023 23:59	Solicitada
C2006879	GUAJIRA 2	17/12/2023 00:00	24/12/2023 23:59	Solicitada
C2006882	GUAJIRA 1	02/01/2024 00:00	12/01/2024 23:59	Solicitada
C2006883	GUAJIRA 2	10/02/2024 00:00	21/02/2024 23:59	Solicitada
C2009472	TERMOSIERRA 2	13/02/2024 07:00	23/03/2024 22:00	Solicitada
C2006881	GECELCA 32	25/02/2024 00:00	06/03/2024 23:59	Solicitada
C0225174	TERMOCANDELARIA CC 1	15/03/2024 00:00	20/03/2024 23:59	Solicitada
C2006880	GECELCA 3	18/03/2024 00:00	28/03/2024 23:59	Solicitada
C0224296	PAIPA 3	30/04/2024 00:00	29/06/2024 23:59	Solicitada



Mantenimiento de recursos de generación



Actualización de las fechas de las etapas del proyecto Extensión de Vida Útil de las Conducciones Chivor II y Chivor I,

Octubre 2024 - Mayo 2025	Fecha Inicio	Fecha Fin
Vaciado de conduccion Chivor II (salida de Unidades 5,6,7 y 8)	24/10/2024 07:00	31/05/2025 17:00
Octubre 2025 - Mayo 2026	Fecha Inicio	Fecha Fin
Vaciado de conduccion Chivor II (salida de unidades 5,6,7 y 8)	24/10/2025 07:00	31/05/2026 17:00
Octubre 2026 - Mayo 2027	Fecha Inicio	Fecha Fin
Vaciado de conduccion Chivor II (salida de Unidades 5,6, 7 y 8)	24/10/2026 07:00	31/05/2027 17:00
Octubre 2027 - Mayo 2028	Fecha Inicio	Fecha Fin
Vaciado de conduccion Chivor II (salida de unidades 5, 6, 7 y 8)	24/10/2027 07:00	31/05/2028 17:00
Octubre 2028 - Mayo 2029	Fecha Inicio	Fecha Fin
Vaciado de conducción Chivor I (salida de unidades 1,2,3,4)	01/11/2028 07:00	31/05/2029 17:00

Los trabajos no implicarán restricciones al embalse La Esmeralda

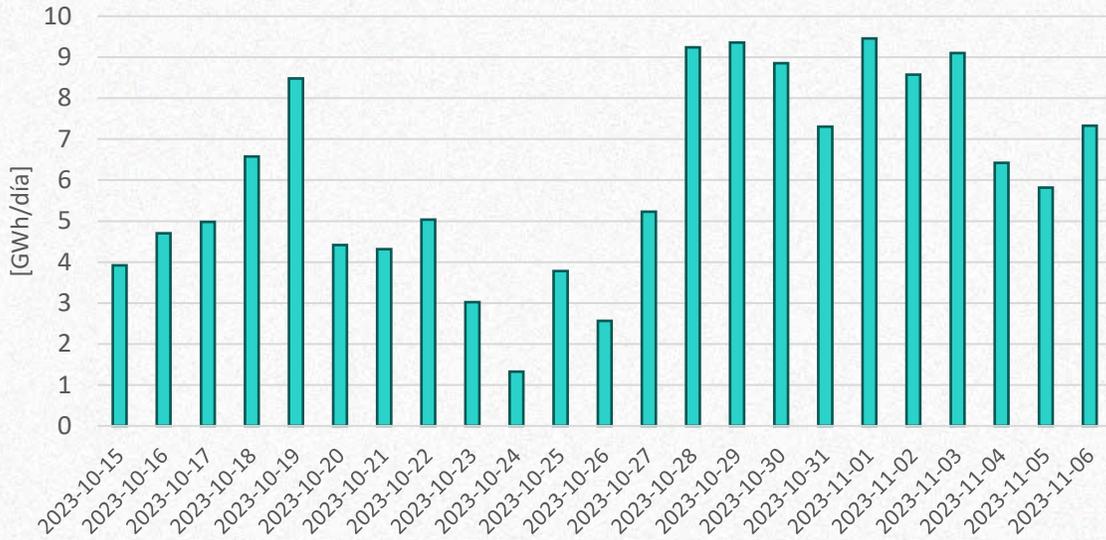


Se presentó el cronograma de trabajo asociado al mantenimiento de la subestación Paraíso 230 kV, durante todo el mes de julio del año 2025 con indisponibilidad de la generación de Guaca y Paraíso.

En revisión para inclusión en el planeamiento energético

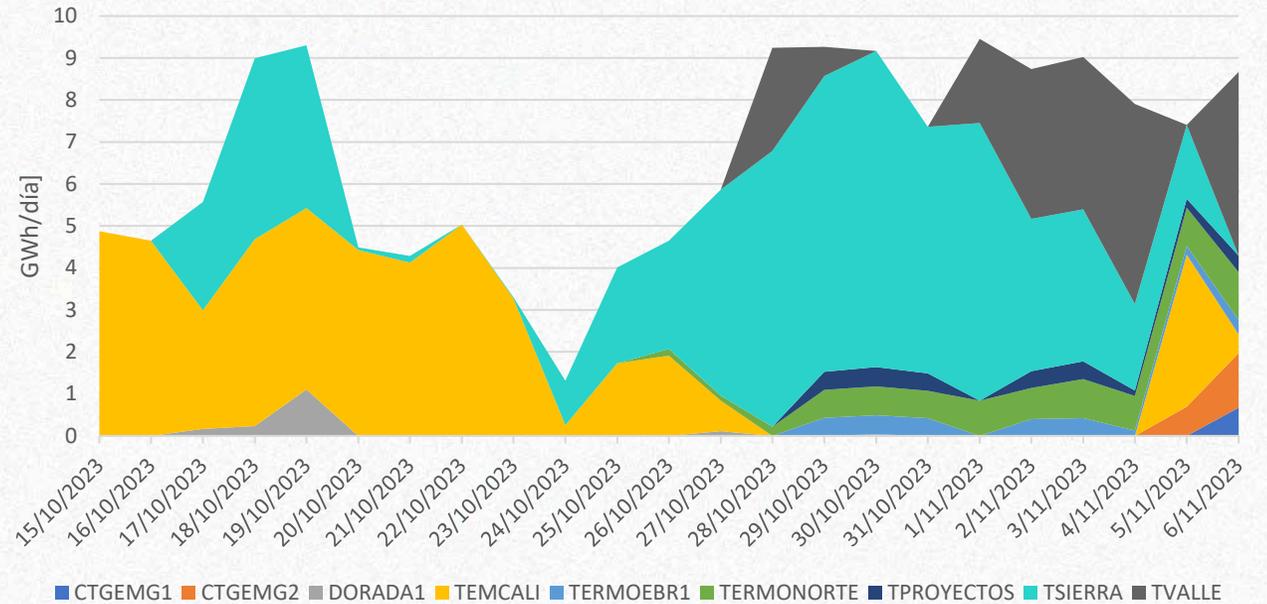


Exportación



* 5 y 6 de noviembre información a partir del IDO

Generación de Seguridad a líquidos Clasificada TIE*



* Información preliminar emitida por centro de control

Gestión sobre los límites de intercambios



A la fecha está en curso el de cambio de parámetros de circuitos de la red de CEDENAR los cuales tienen impacto sobre los límites de intercambio con el sistema Ecuatoriano asociado a sobrecarga de la red.



Entrada en Operación Proyectos con OEF

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Sunnorte	35.00	31/12/2023
S_Union	100.00	31/12/2023
S_LaMata	80.00	31/12/2023
S_LatamSolar	150.00	31/01/2024
S_Guayepo	400.00	31/05/2024
Total		765

A la espera de pronto inicio en pruebas:

- Unión 100 MW
- Planeta Rica 19.9 MW
- Pétalo de Córdoba II 9.9 MW



Proyectos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso

- Windpeshi*
- Acacias2**
- Camelias**

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

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

Análisis Energético Mediano Plazo

Horizonte 2 años

Datos de entrada y supuestos considerados

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

El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:
<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-largo-plazo.aspx>



Condición Inicial Embalse



Nov 05, 74.81%

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME para octubre 2023

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
 Desbalances de 9.71 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 garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.

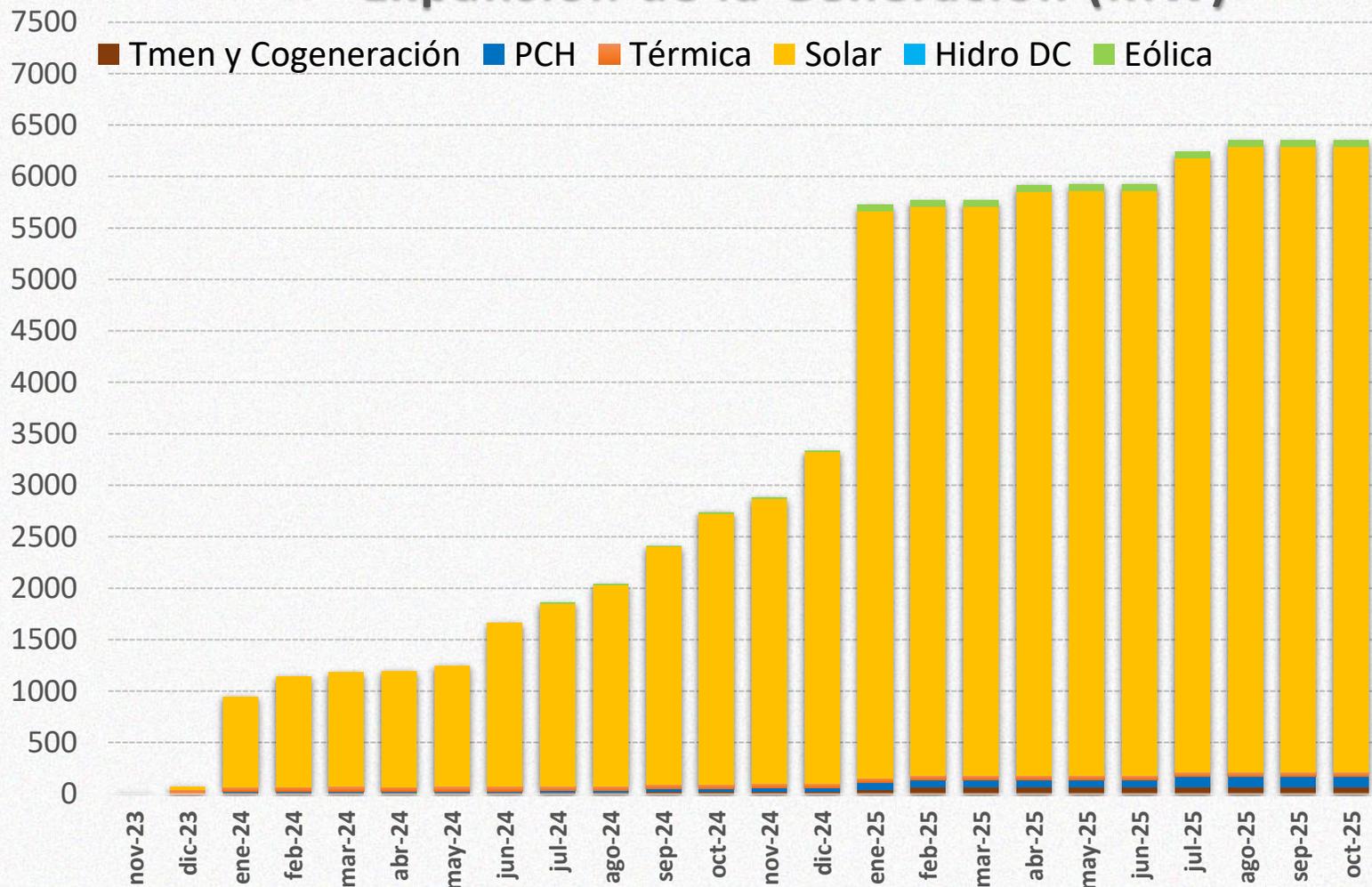
* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2022

* 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.

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



Total:
6363 MW

Fueron considerados los proyectos de generación que en el horizonte de análisis 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

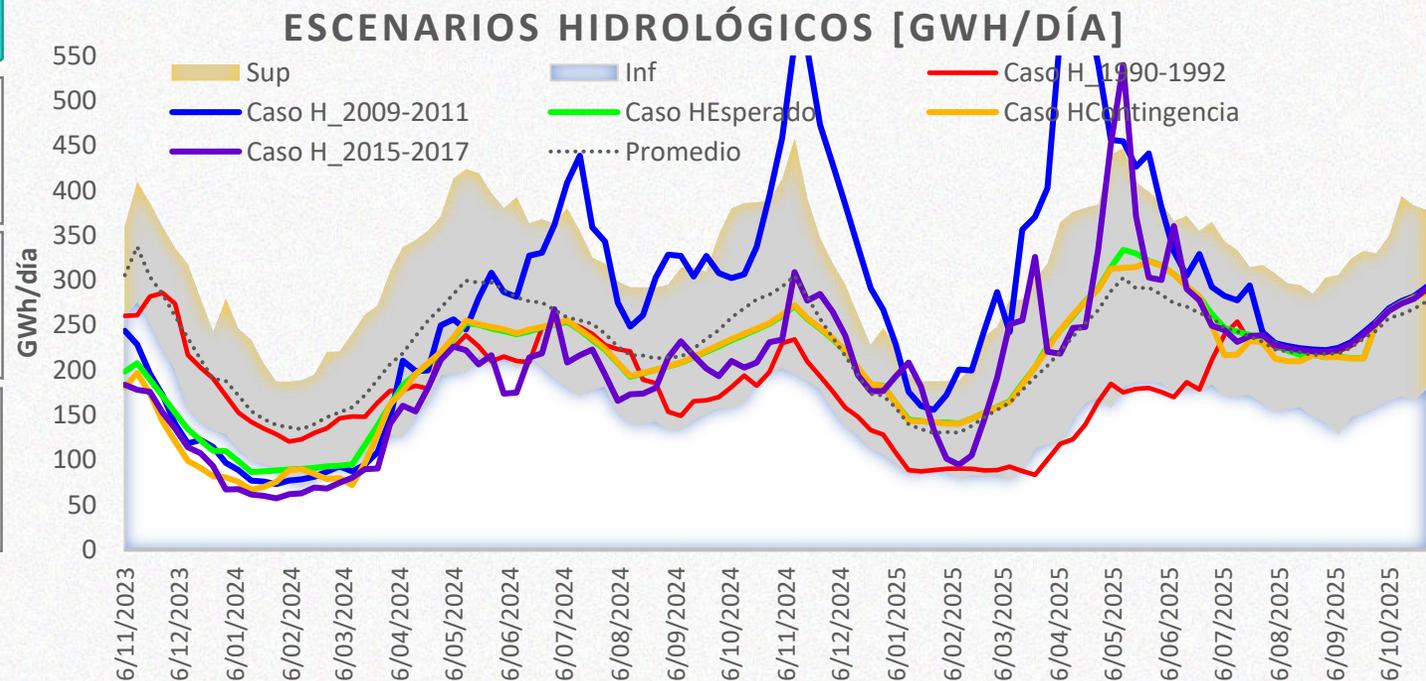
Demanda

Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Julio 2023) + 2% (hasta abril 2024)
 * cálculo por el CND a resolución semanal



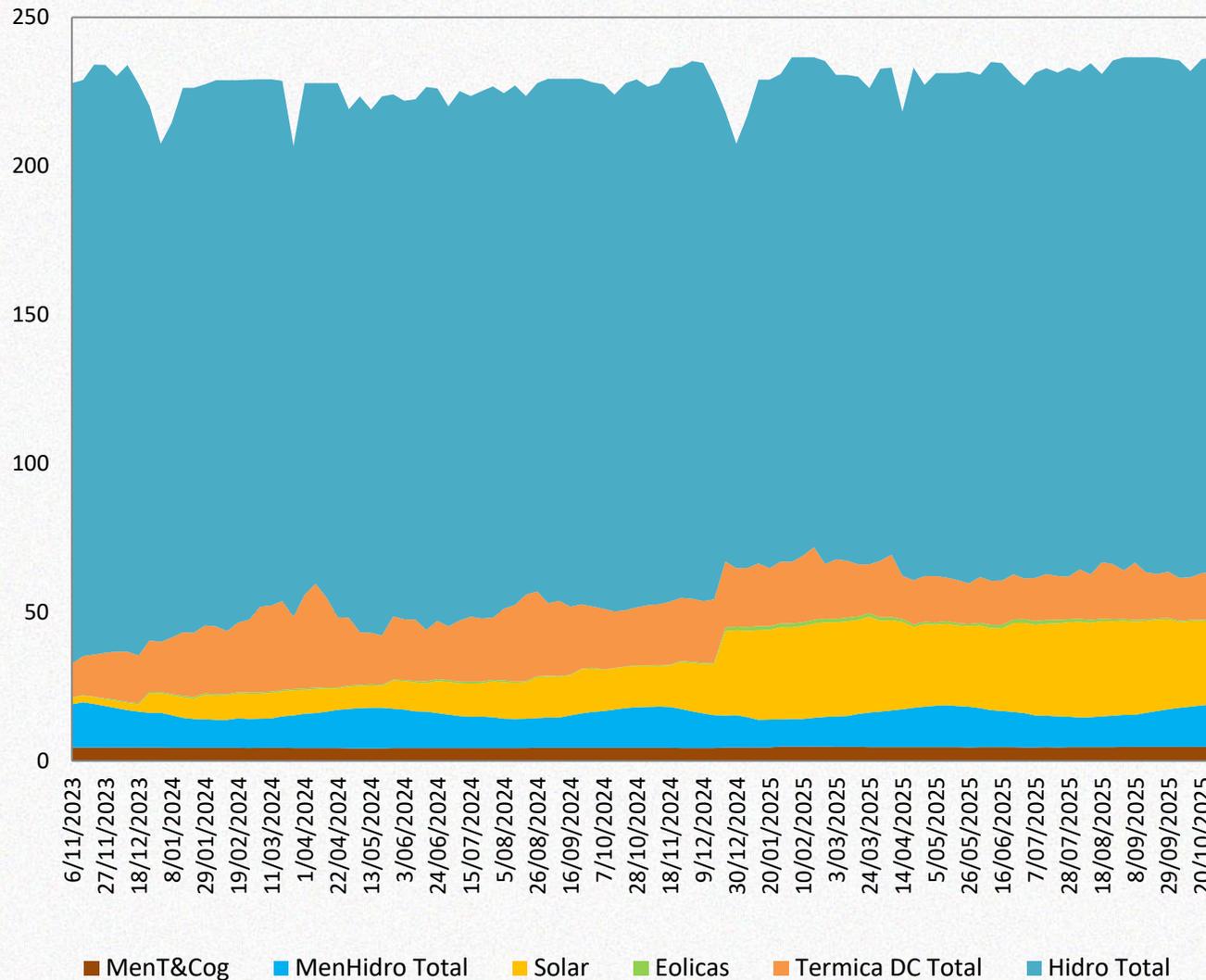
Hidrología

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

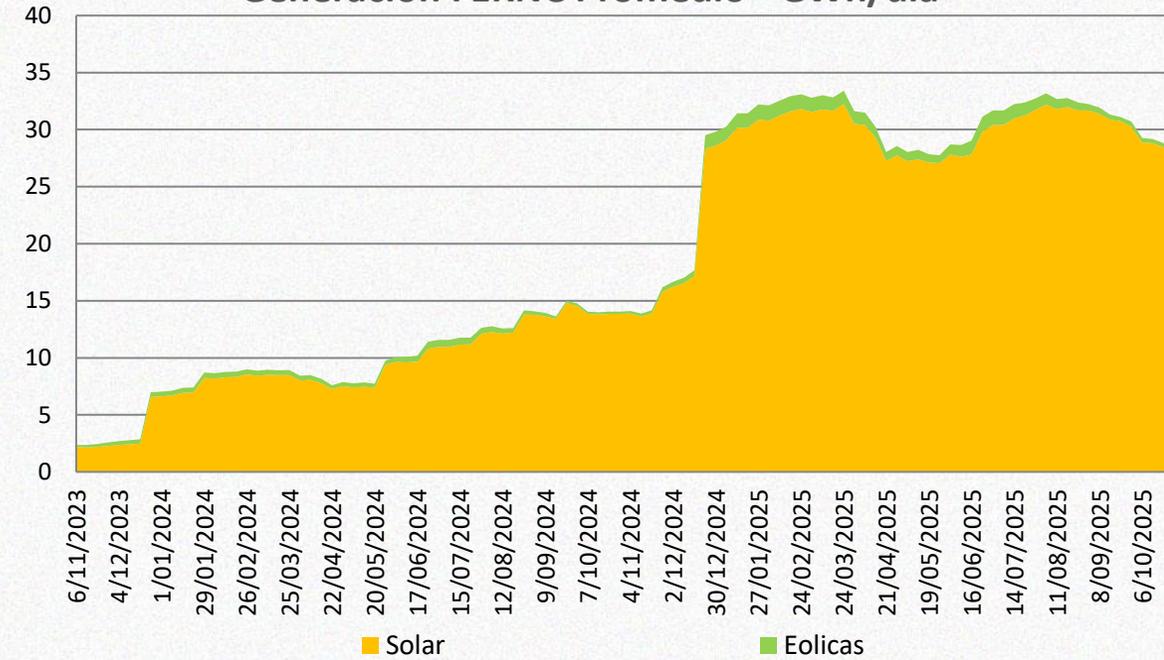


Resultados Estocástico

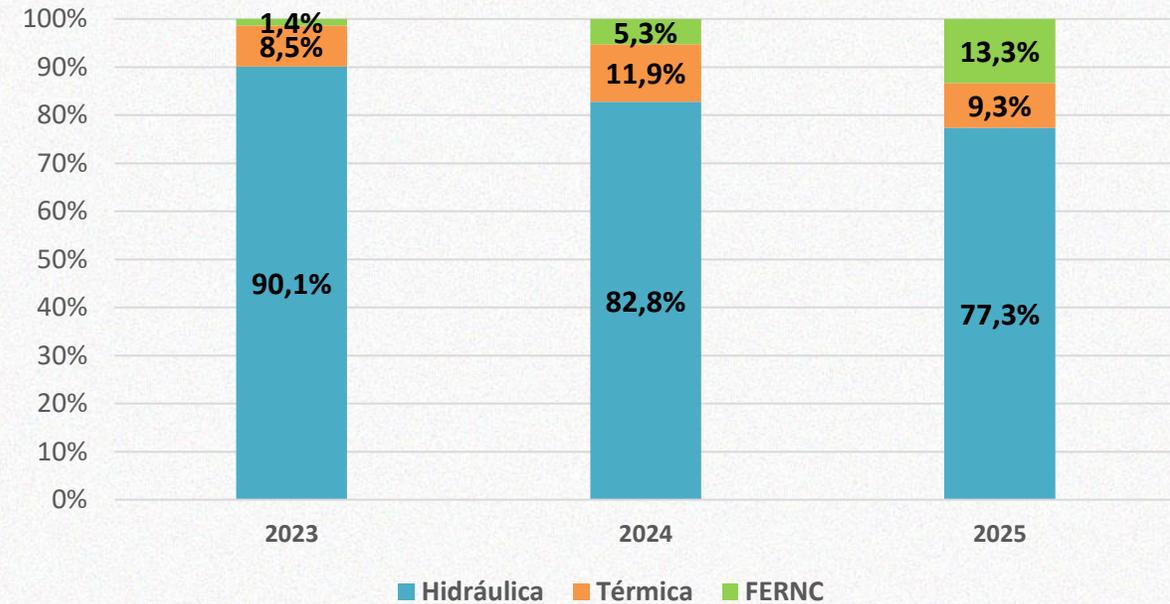
Generación Promedio - GWh/día



Generación FERNC Promedio - GWh/día



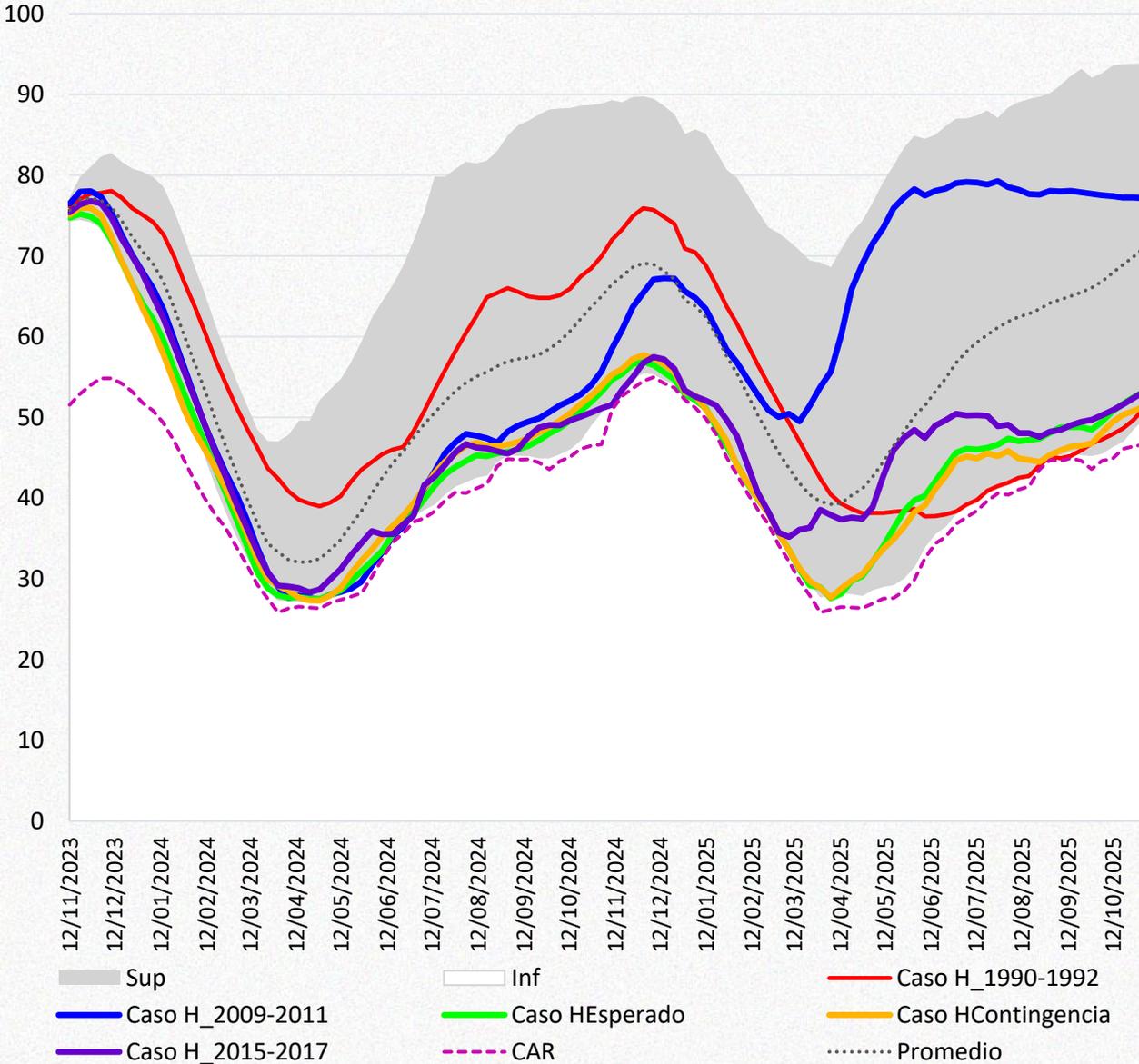
Participación de la generación en la atención de la demanda



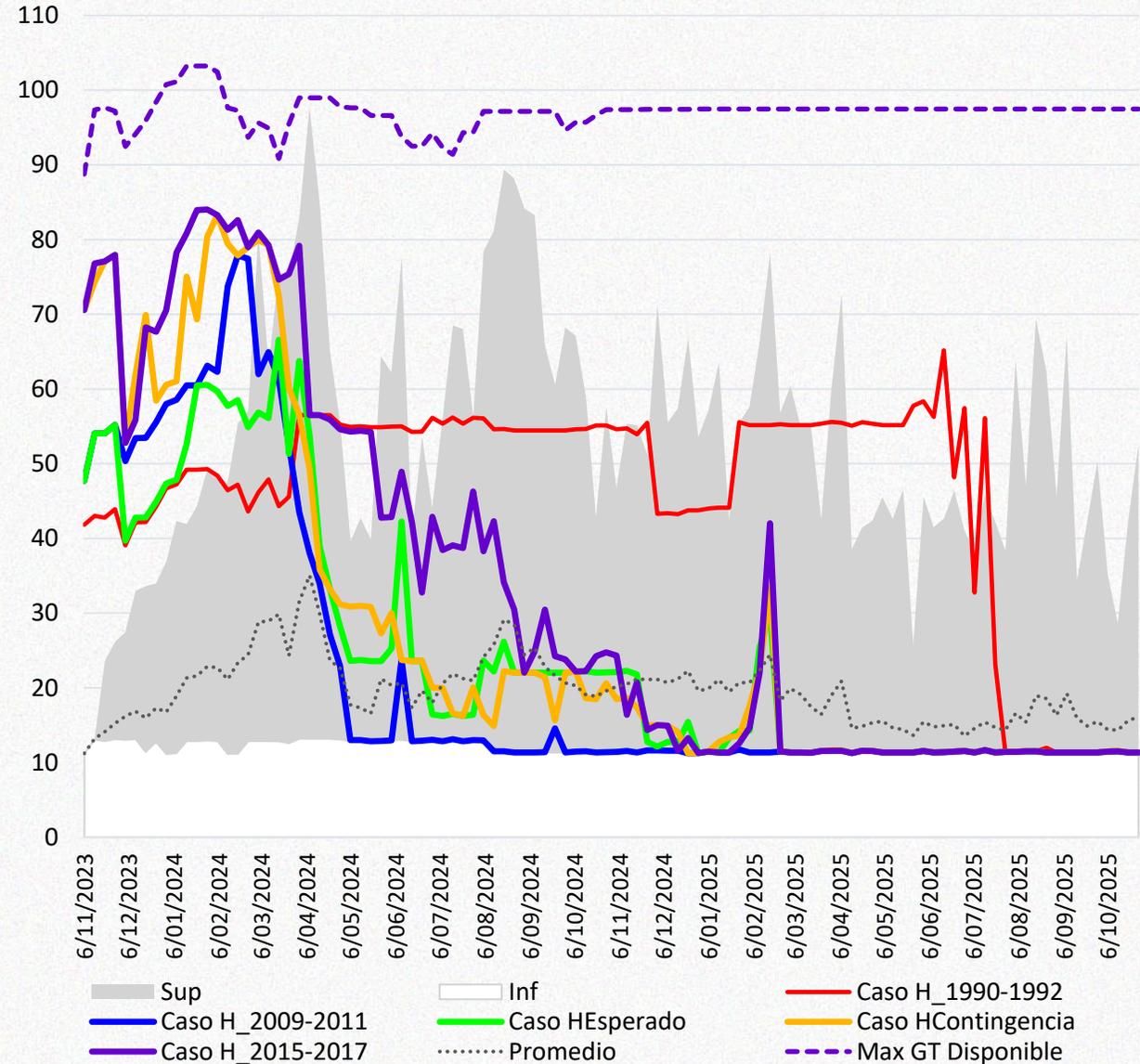
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Resultados Determinísticos

Embalse Agregado SIN %



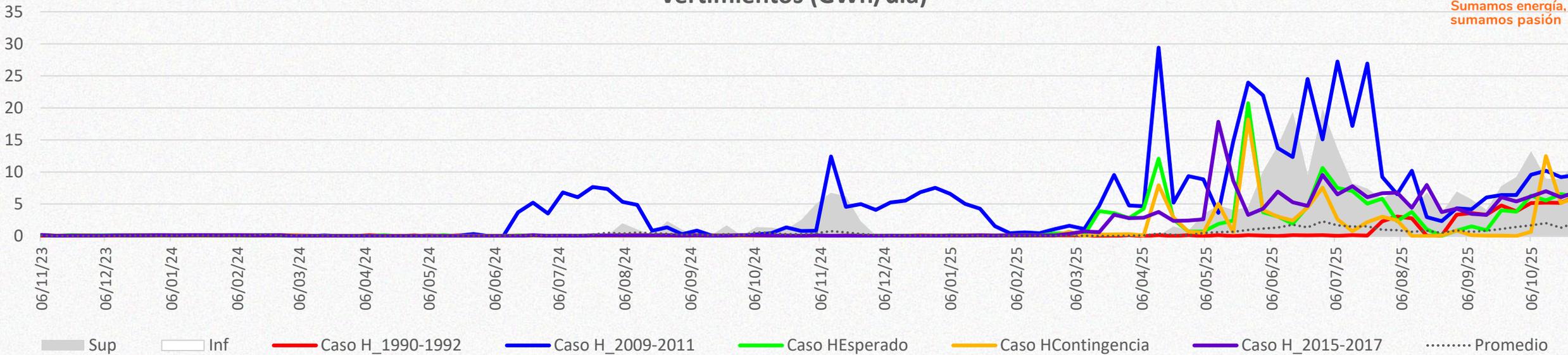
Generación Térmica [GWh/día]



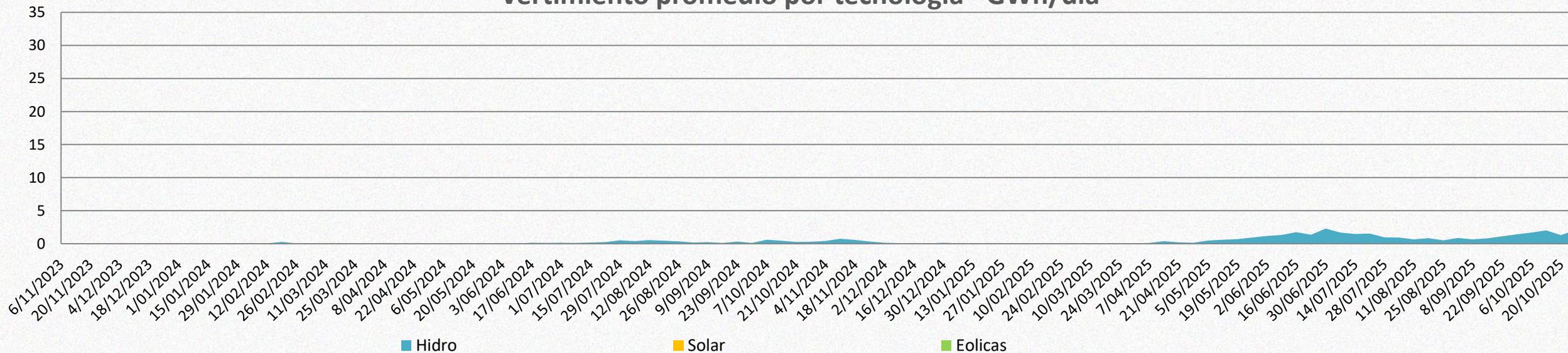
Resultados de Vertimientos



Vertimientos (GWh/día)



Vertimiento promedio por tecnología - GWh/día



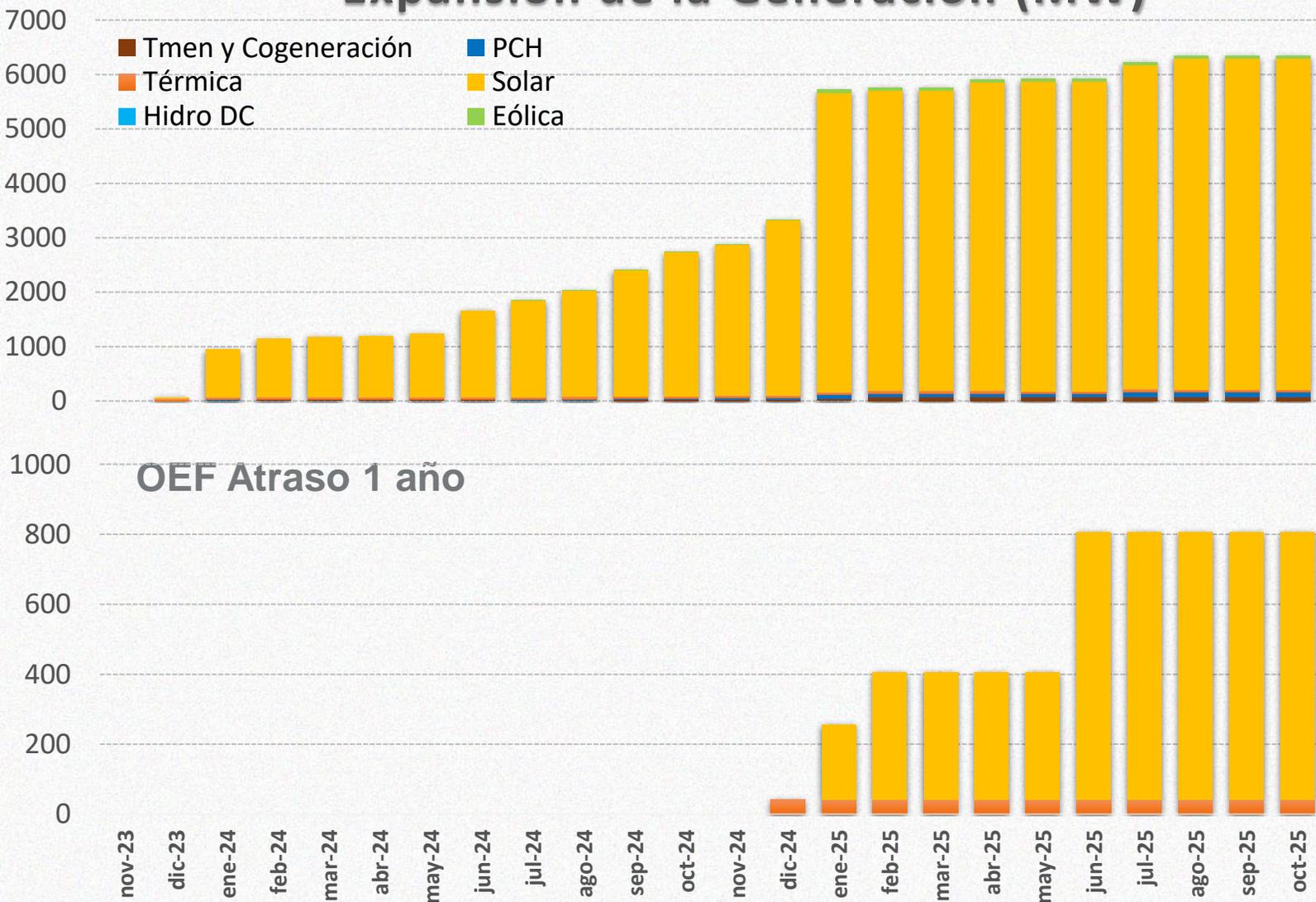
*Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

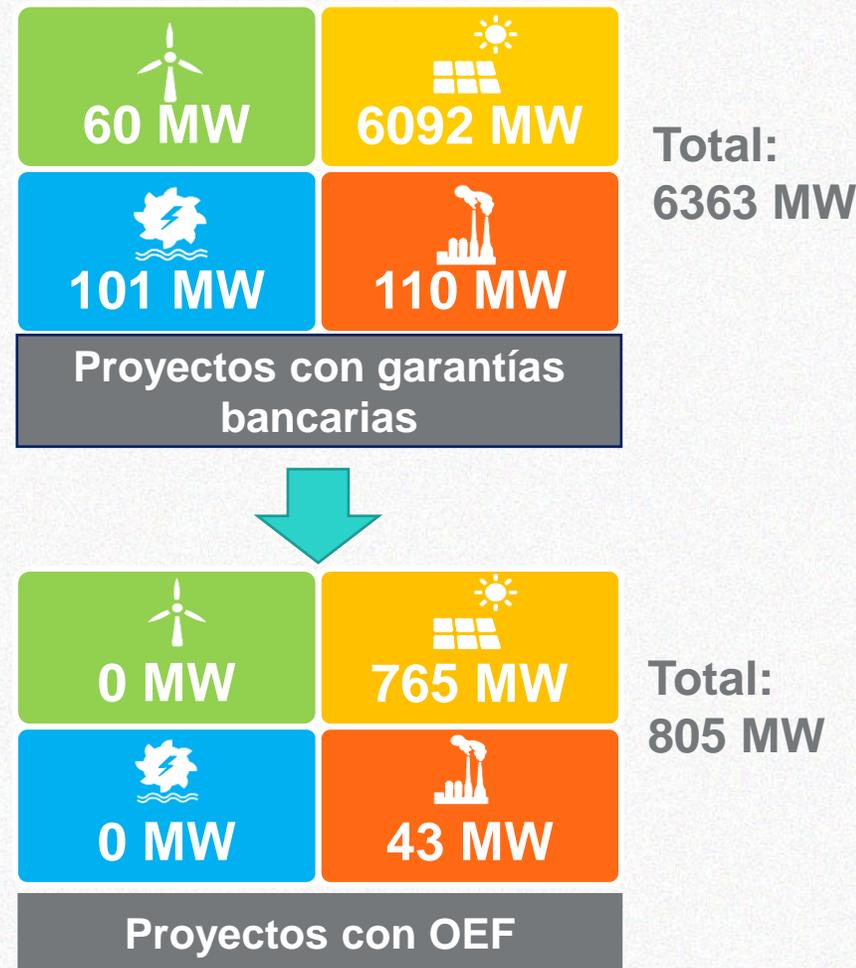
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico y series determinísticas deficitarias 1990-1992, 1997-1999, 2009-2011, 2014-2016 y 2015-2017.

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



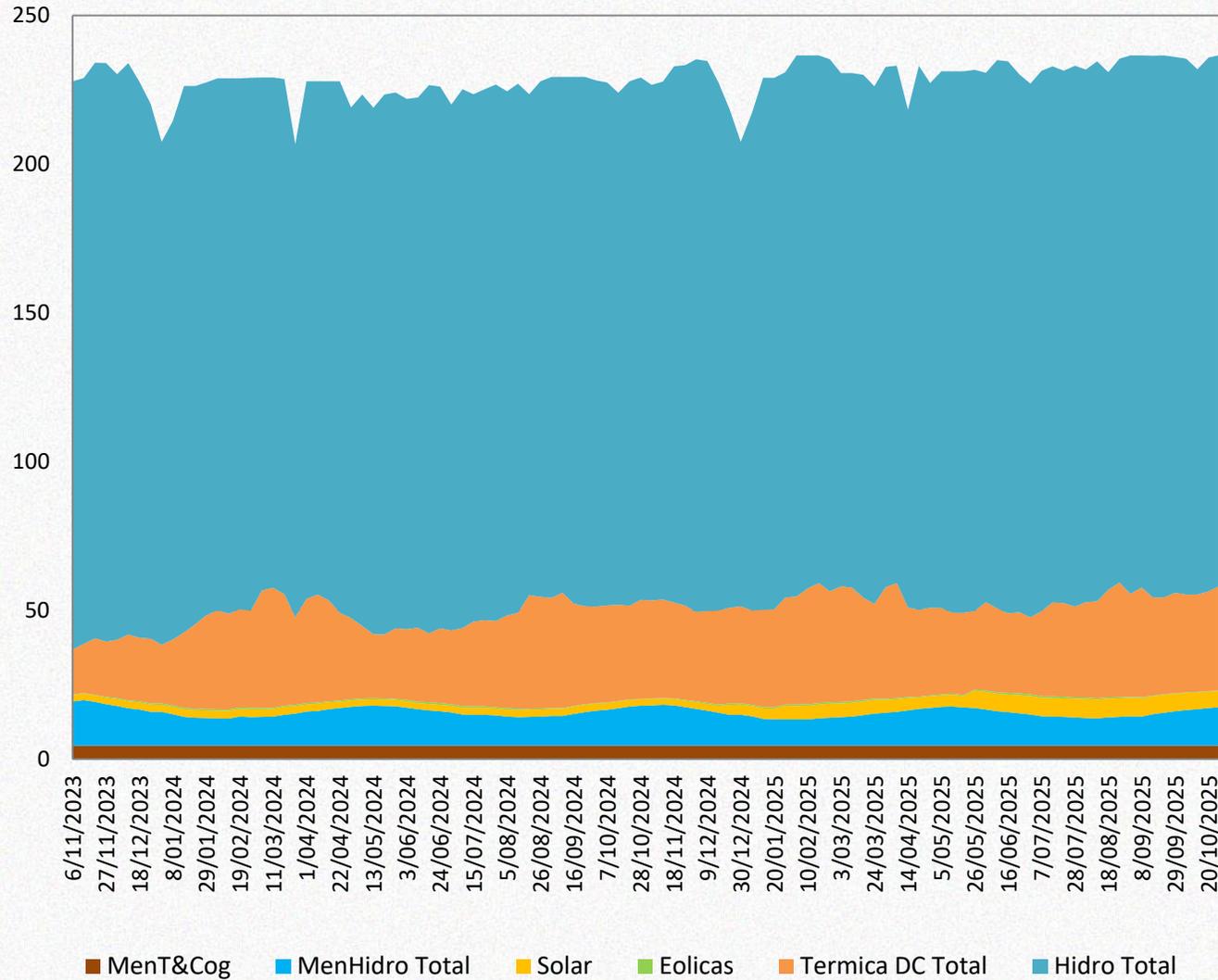
Detalle de proyectos de generación:



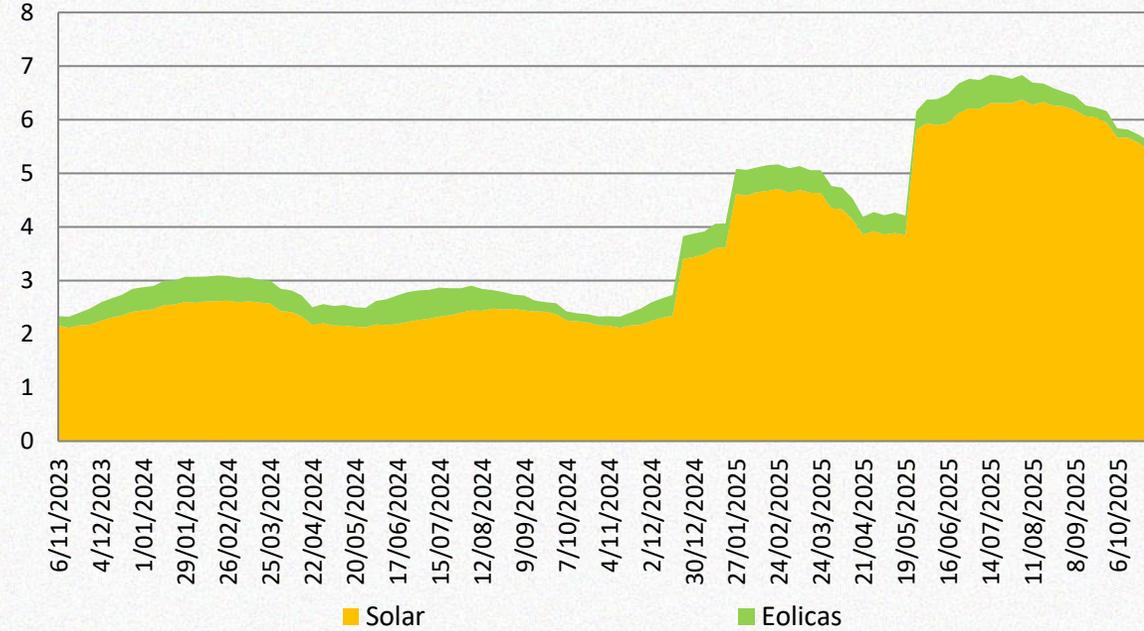
* Ver detalle de proyectos considerados en el Anexo - Proyectos considerados

Resultados Estocástico

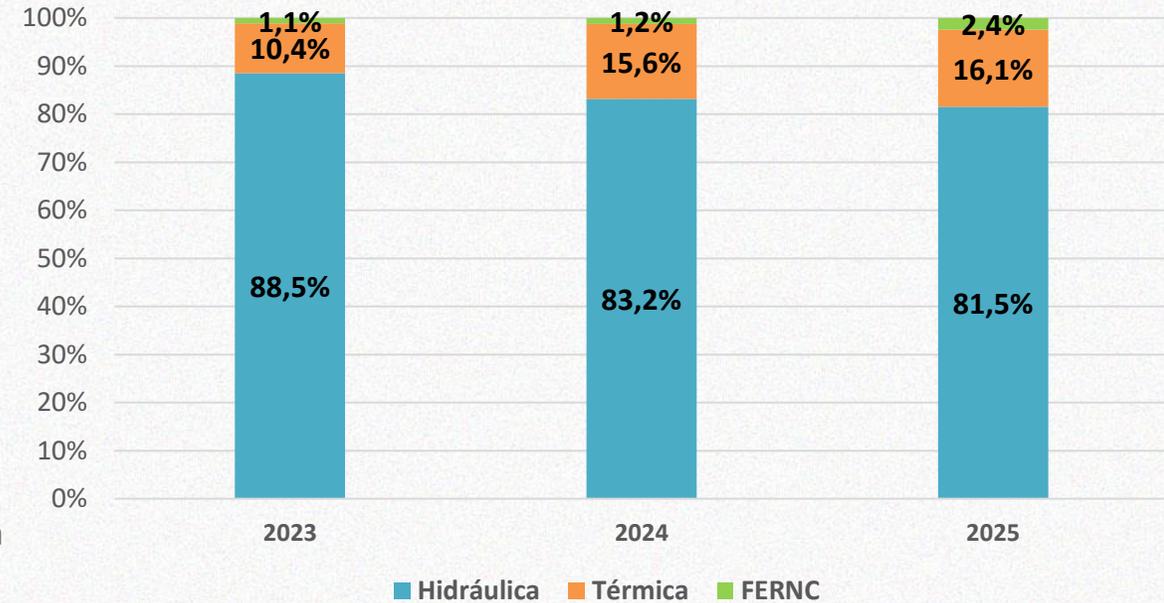
Generación Promedio - GWh/día



Generación FERNC Promedio - GWh/día



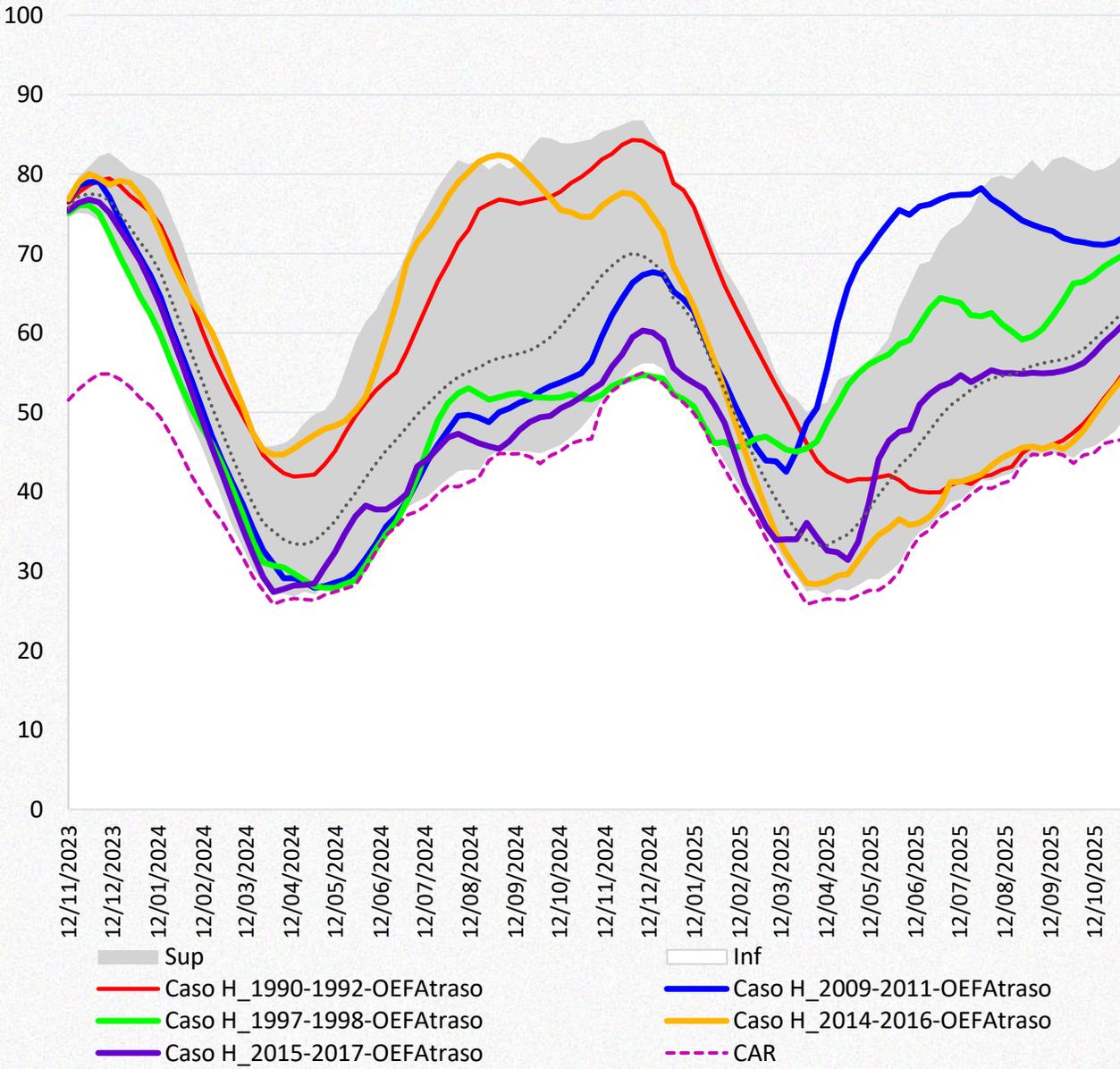
Participación de la generación en la atención de la demanda



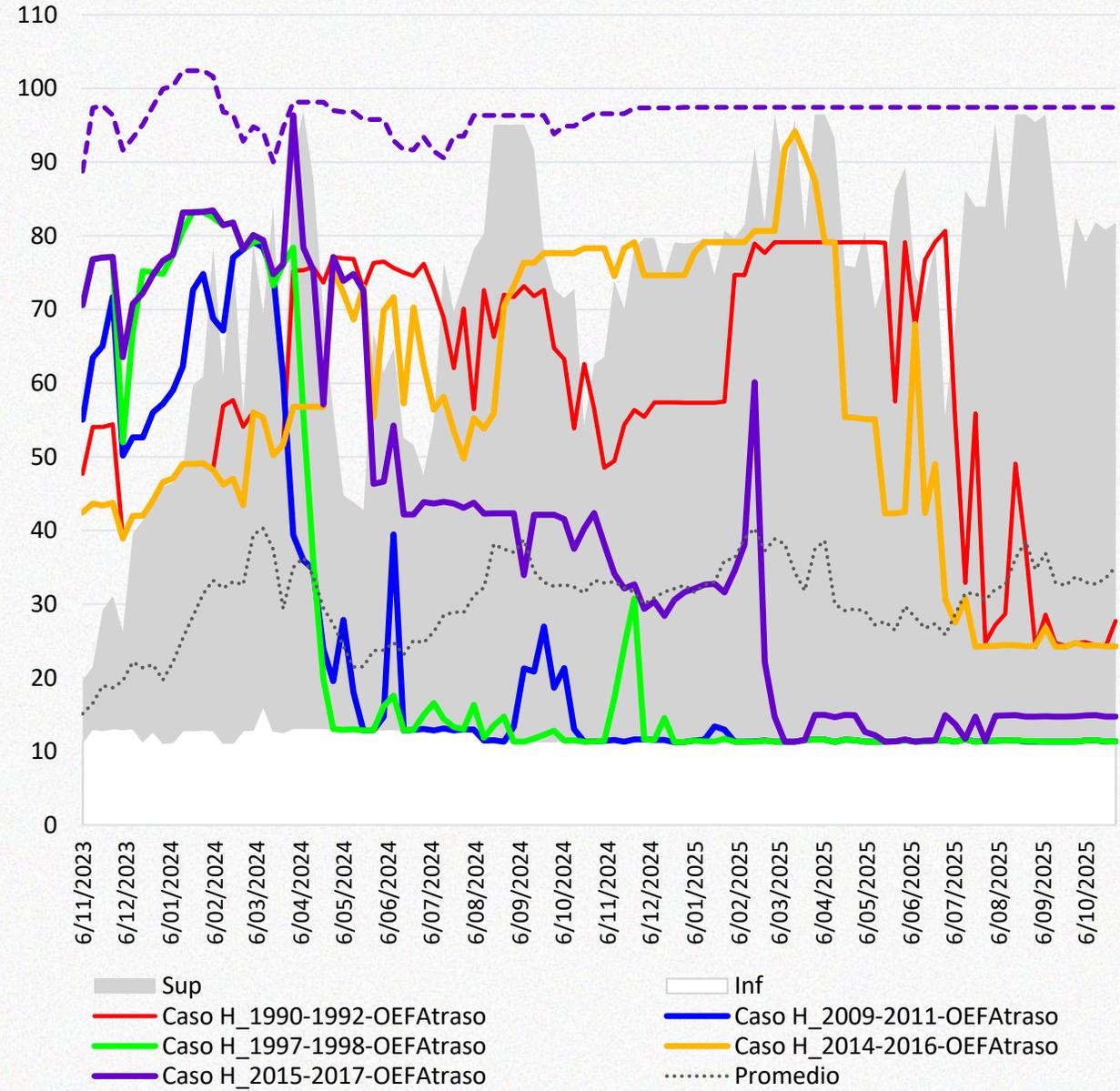
Para los 100 escenarios considerados en el verano 2023-2024 se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Resultados Determinísticos

Embalse Agregado SIN %



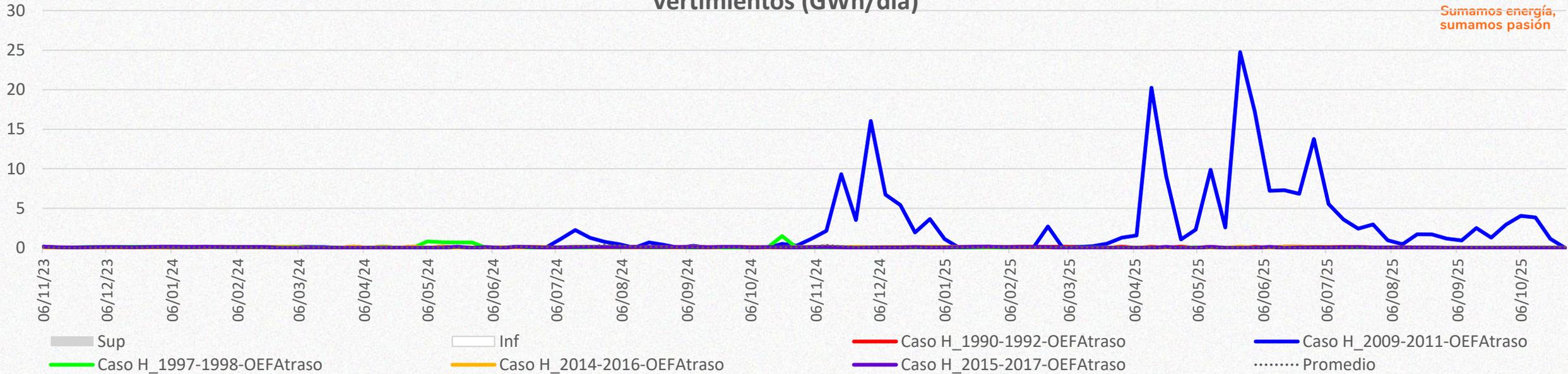
Generación Térmica [GWh/día]



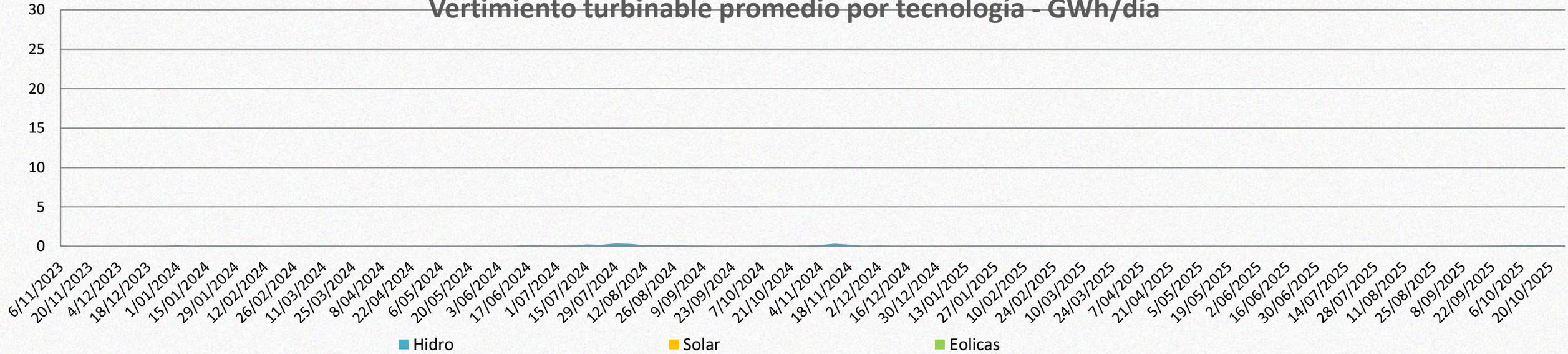
Resultados de Vertimientos



Vertimientos (GWh/día)



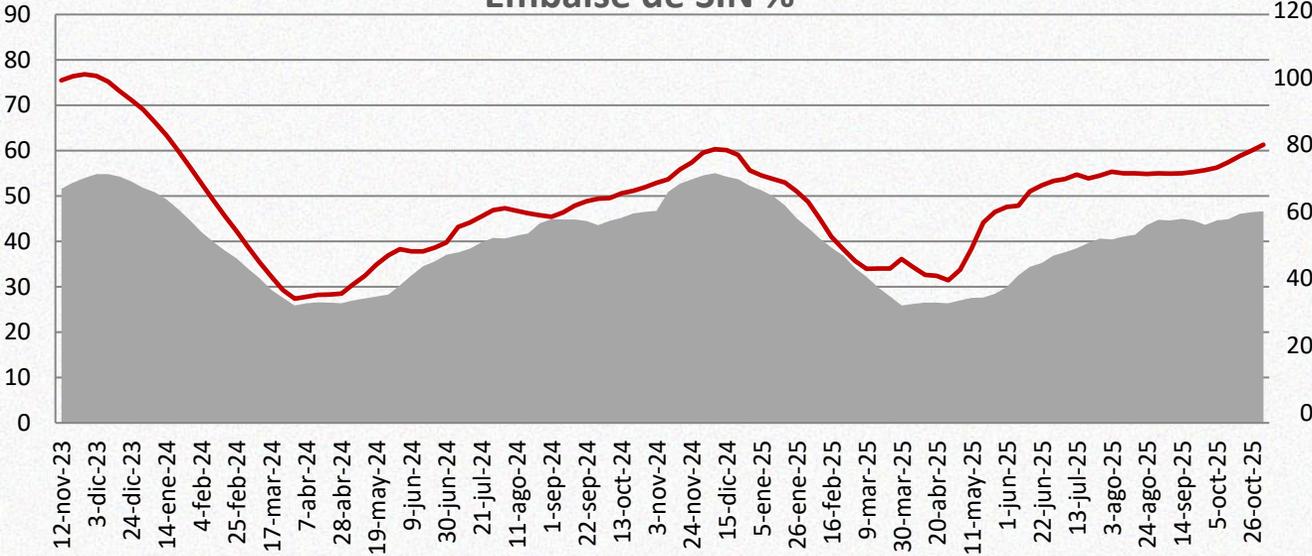
Vertimiento turbinable promedio por tecnología - GWh/día



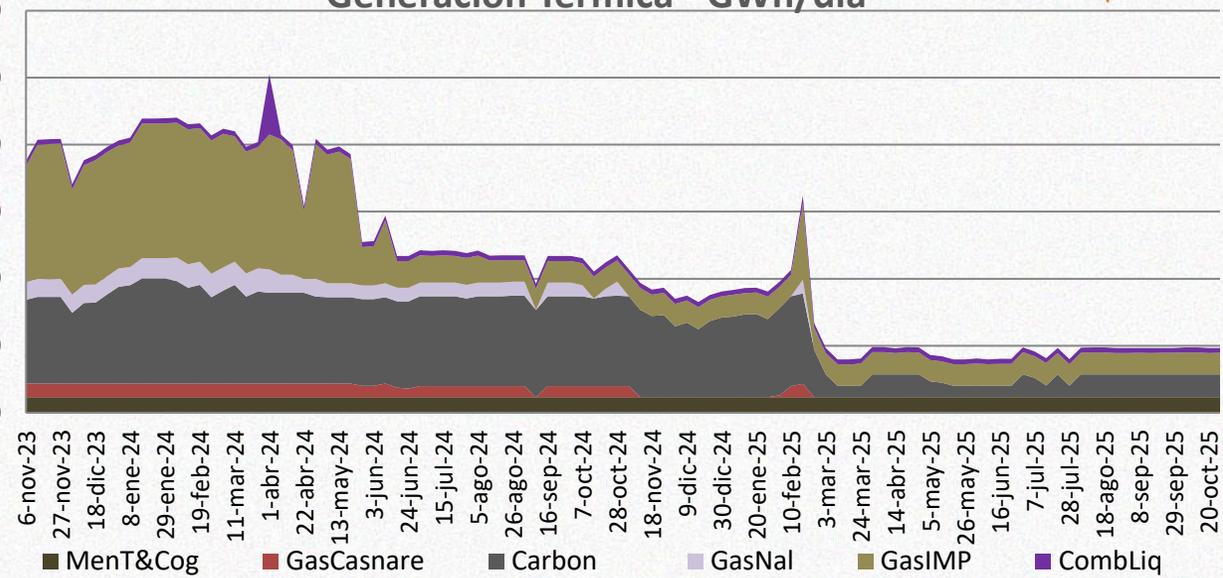
*Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

Resultados Determístico H2015-2017

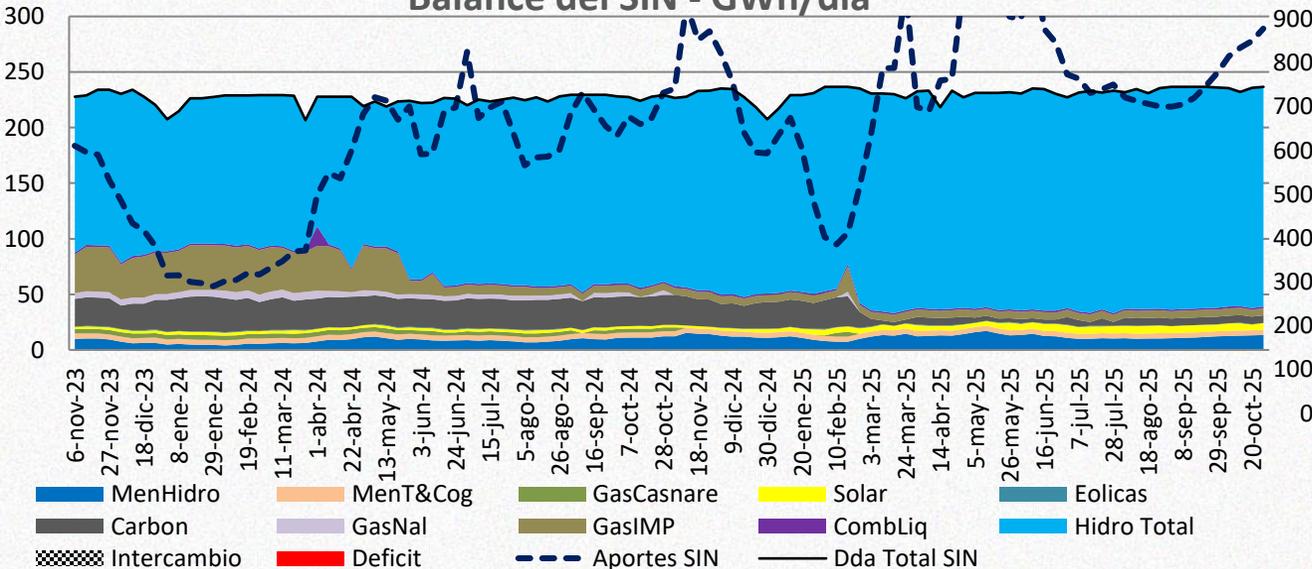
Embalse de SIN %



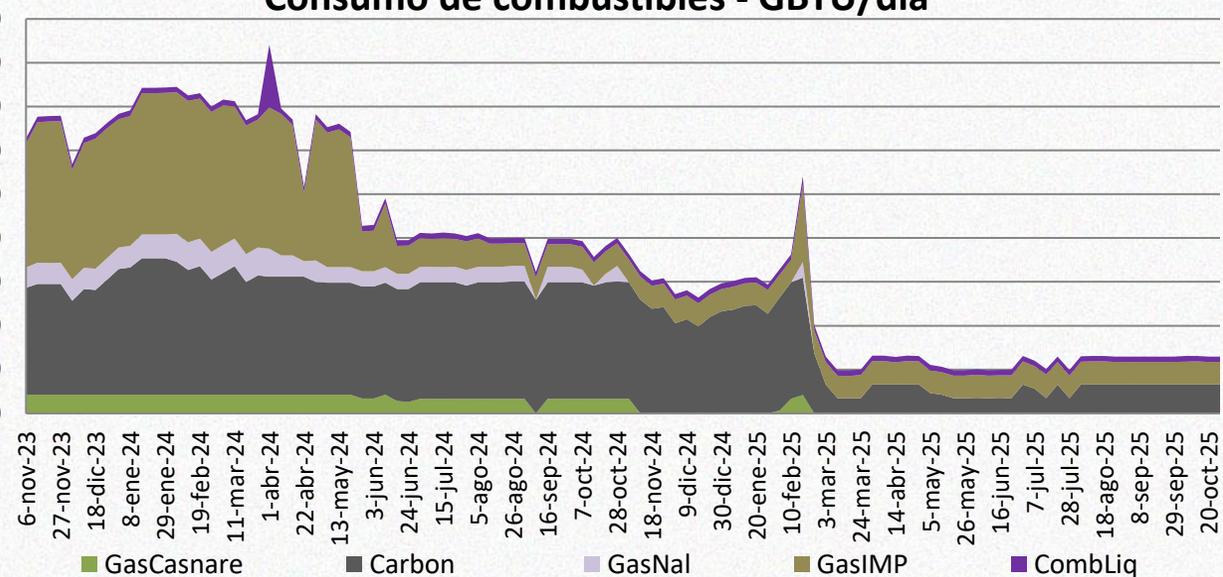
Generación Térmica - GWh/día



Balace del SIN - GWh/día



Consumo de combustibles - GBTU/dia



Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO - Escenario Estocástico con incertidumbre reducida en la hidrología (verano 2023-2024)

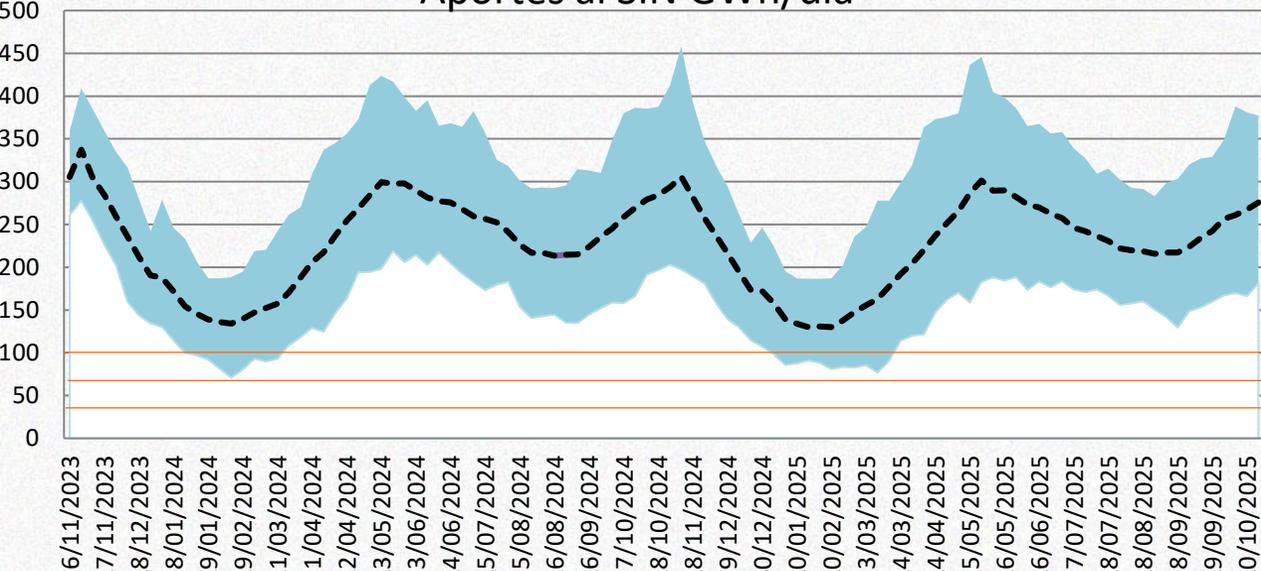
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico con incertidumbre reducida en la hidrología (verano 2023-2024).

Resultados



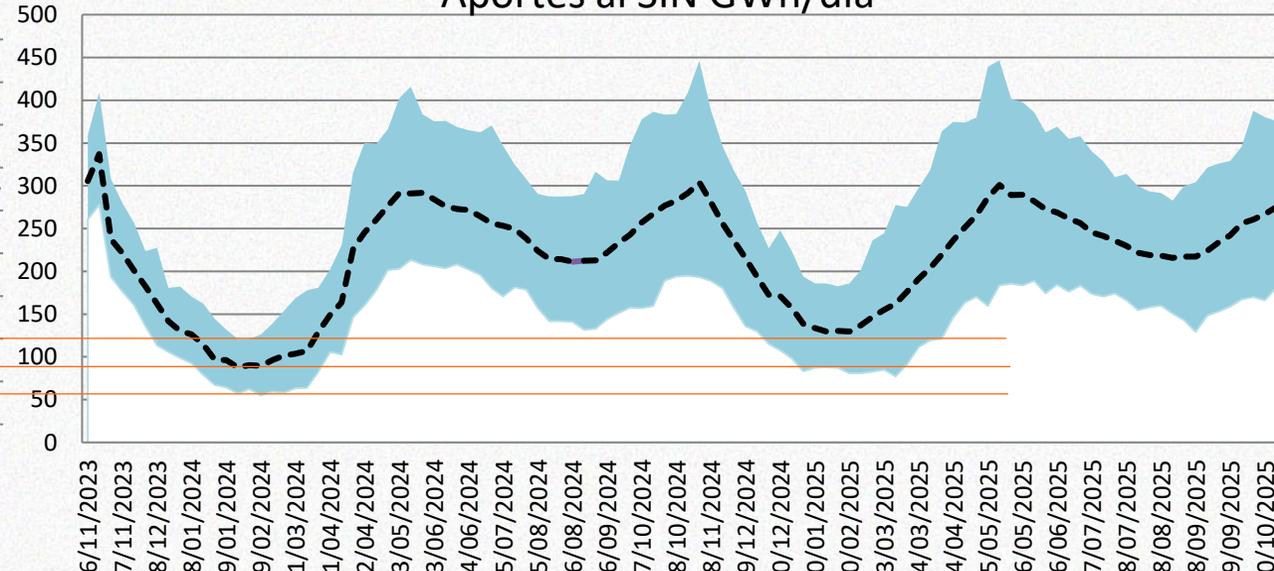
Hidrología estocástica

Aportes al SIN GWh/día



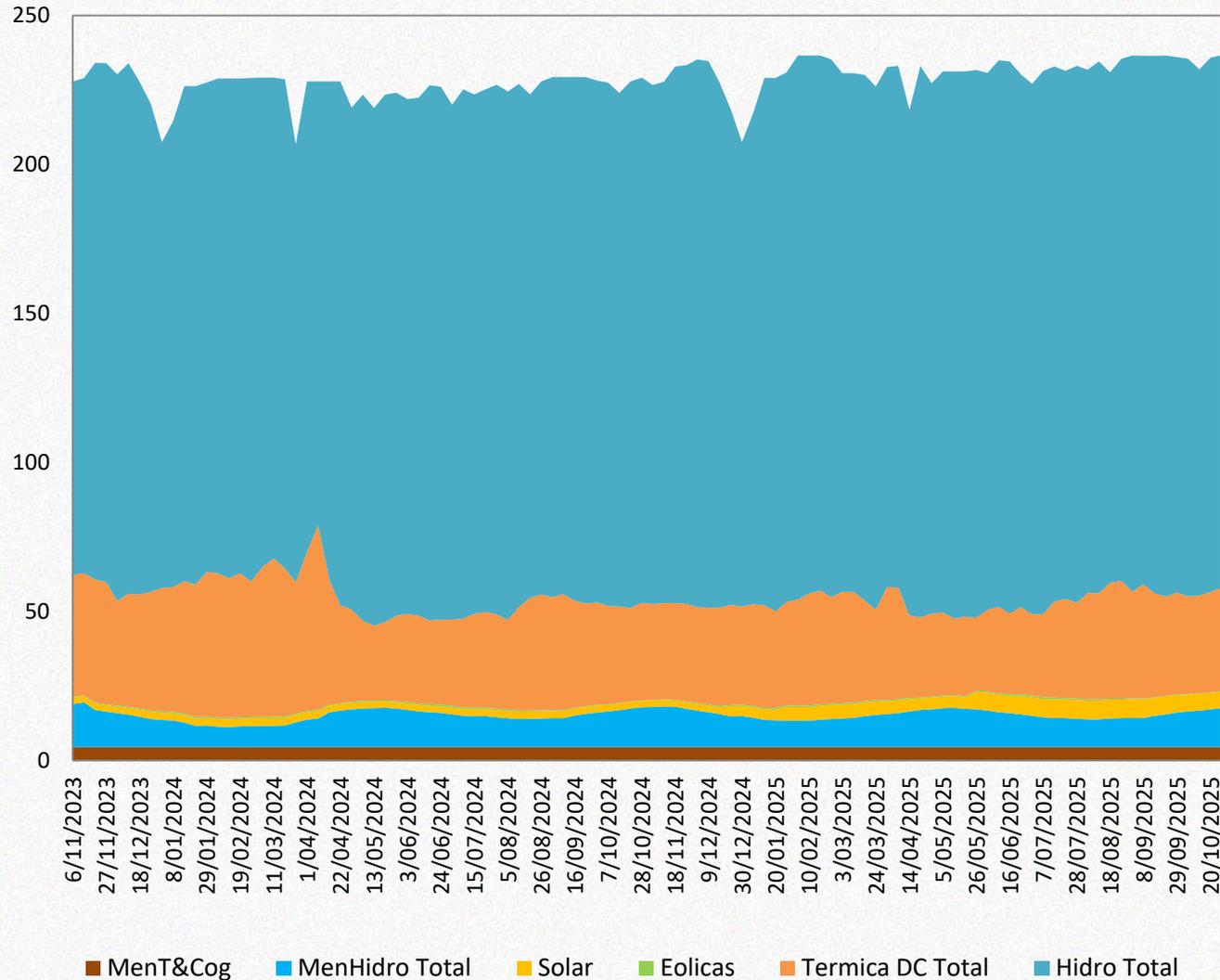
Hidrología estocástica Incertidumbre reducida

Aportes al SIN GWh/día



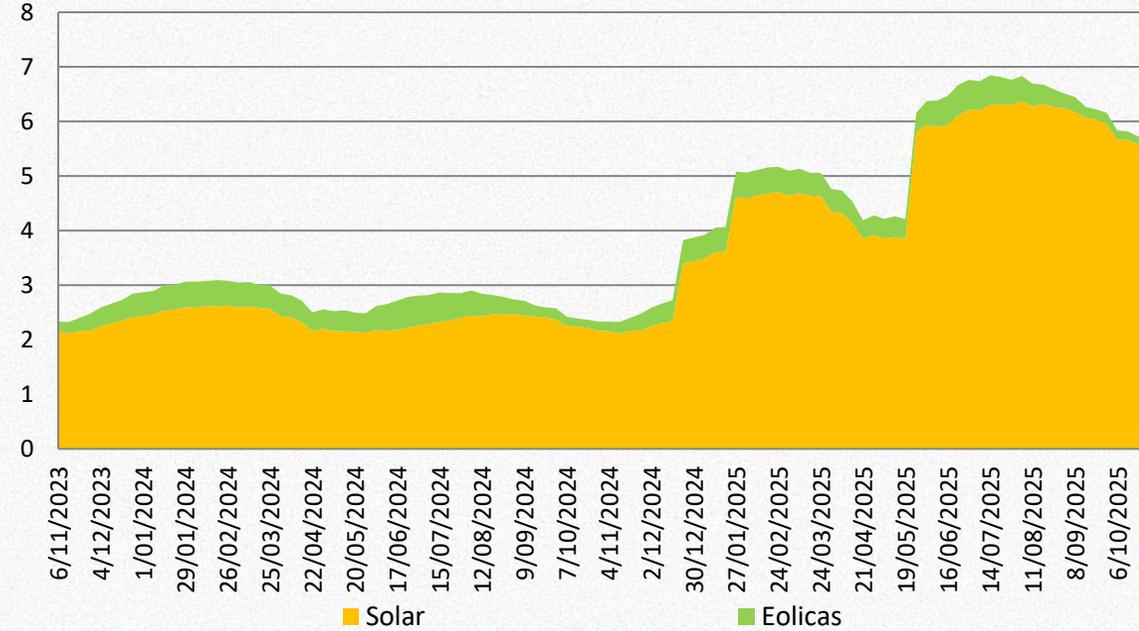
Resultados Estocástico

Generación Promedio - GWh/día

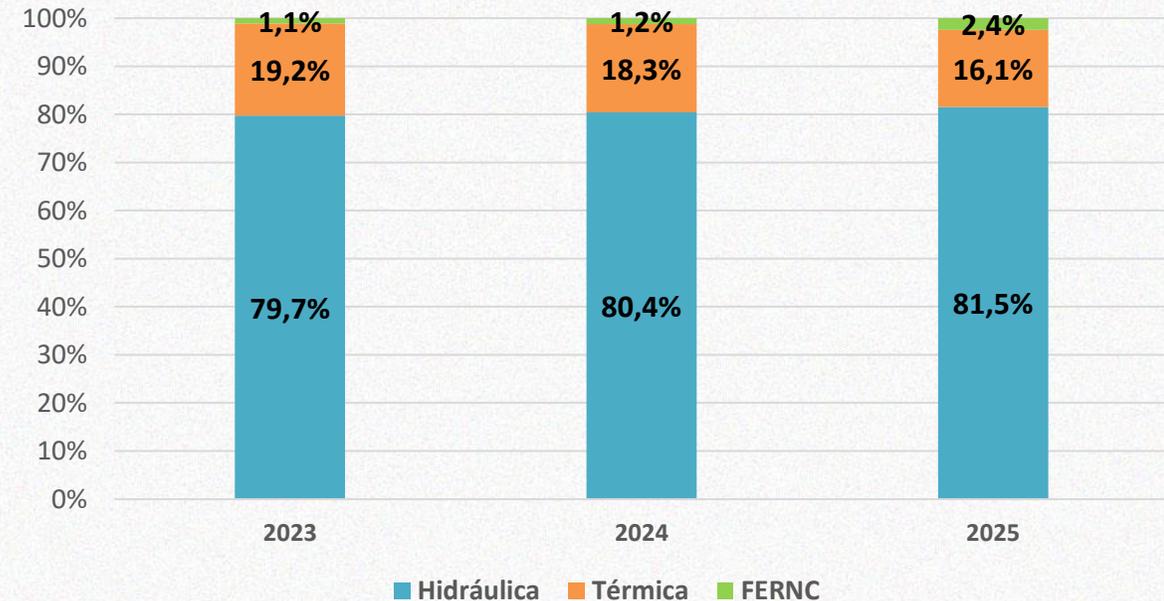


Para los 100 escenarios considerados, en el verano 2023-2024 se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación FERNC Promedio - GWh/día



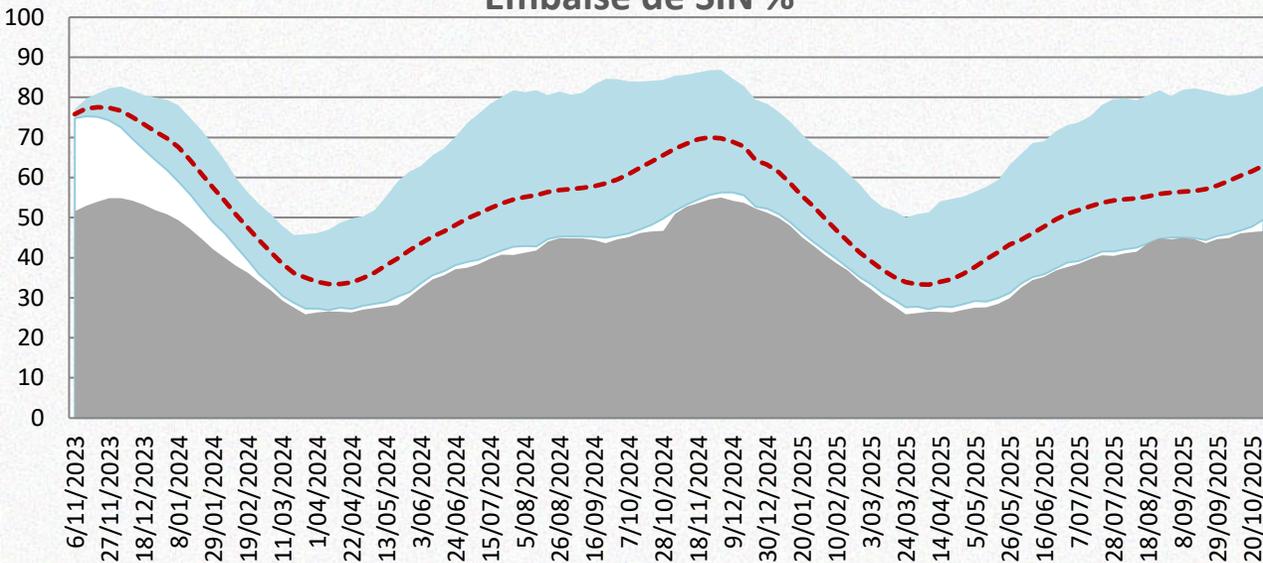
Participación de la generación en la atención de la demanda



Resultados Estocástico – OEF Atraso – Dmed+2%

Estocástico

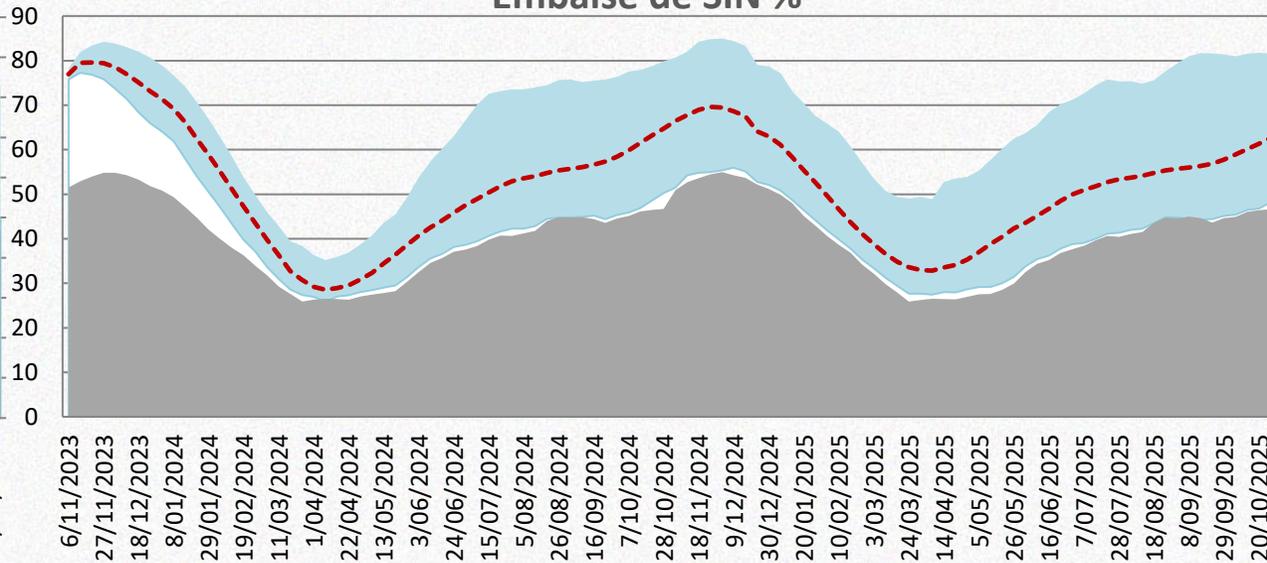
Embalse de SIN %



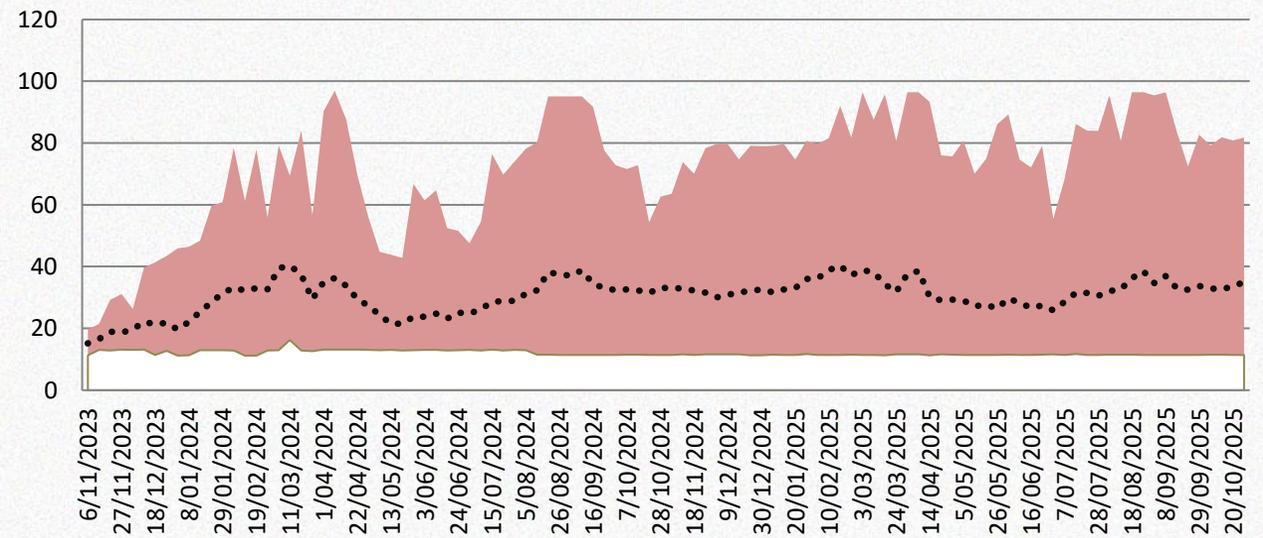
Estocástico

Incertidumbre reducida

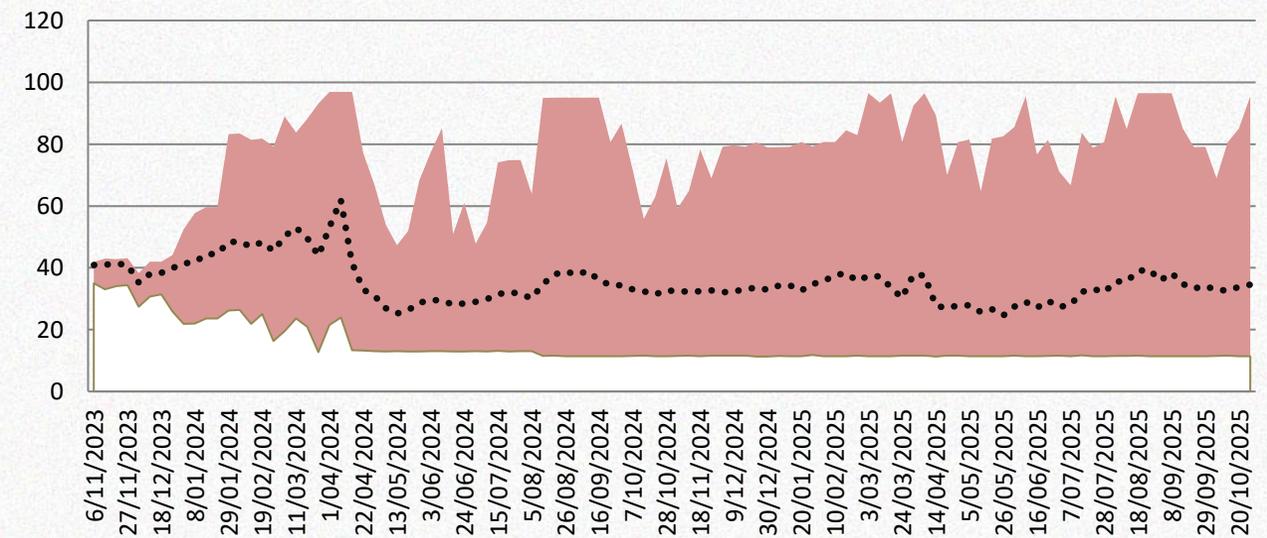
Embalse de SIN %



Generación Térmica GWh/día



Generación Térmica GWh/día



Resumen resultados escenarios de mediano plazo



Tipo de estudio	Expansión de generación (MW)	Escenario de Demanda	Hidrología	Gen Térmica prom invierno (GWh/día) (oct-nov 2023)	Nivel Embalse Agregado al inicio del verano (inicio dic 2023)	Gen Térmica prom verano (GWh/día) (dic-mar 2024)	Nivel Embalse Agregado al final del verano (inicio abril 2024)
Estocástico	OEF Atraso 1 año (805 MW) En el horizonte	Medio + 2%* * hasta abr/24	100 series	17.30 (valor medio)	77.38 % (valor medio)	28.79 (valor medio)	33.99 % (valor medio)
			Inc Reducida P10 – 300series	41.06 (valor medio)	79.41% (valor medio)	44.57 (valor medio)	29.22 % (valor medio)
Determinístico	OEF Atraso 1 año (805 MW) En el horizonte	Medio + 2%* * hasta abr/24	1990-1991	52.55	78.59 %	49.28	43.35 %
			2014-2015	43.31	80.03 %	47.41	44.68 %
			1997-1998	75.41	76.09 %	76.50	30.71 %
			2009-2010	63.81	79.01 %	65.99	30.92 %
			2015-2016	75.41	76.82 %	77.66	27.39 %

118.25 *
OEF térmica 22-23

112.5 *
OEF térmica 23-24

Los valores de exportación a Ecuador y de acuerdo con la Resolución del MME 40619 deberán ser atendidos con generación térmica a líquidos en la medida que estos no son requeridos para la atención de la demanda nacional.

* No se consideran las OEF de Termocaribe3

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 1.4% al inicio del horizonte del estudio a 13.3% 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.



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

- Informe Técnico de Restricciones
- Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo
- Agotamiento de red
- Restricciones actuales y futuras sin obra asignada
- Reporte de información EDAC
- Declaraciones de emergencia
- Indicadores de operación

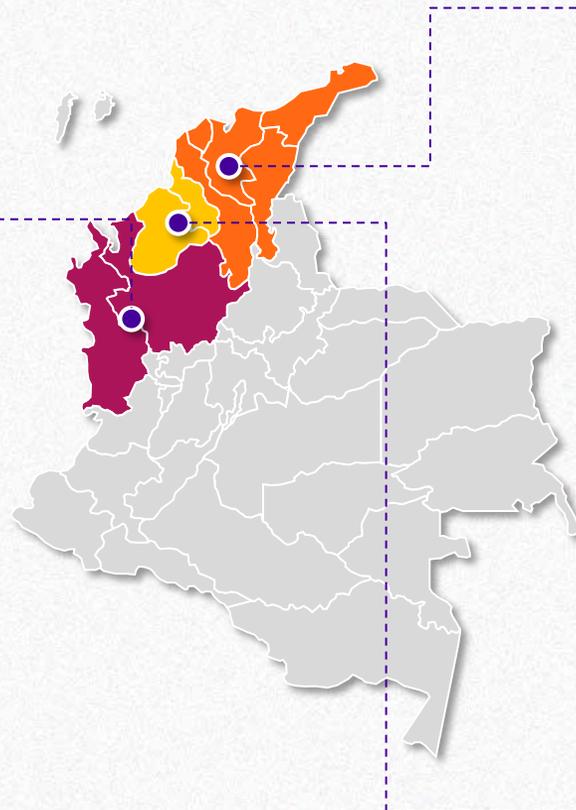
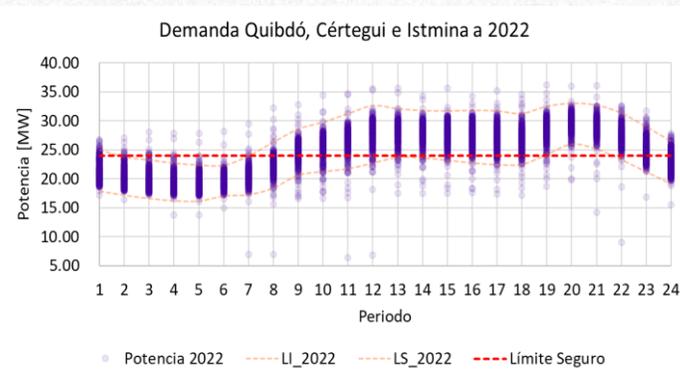


Informe Técnico de Restricciones

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.

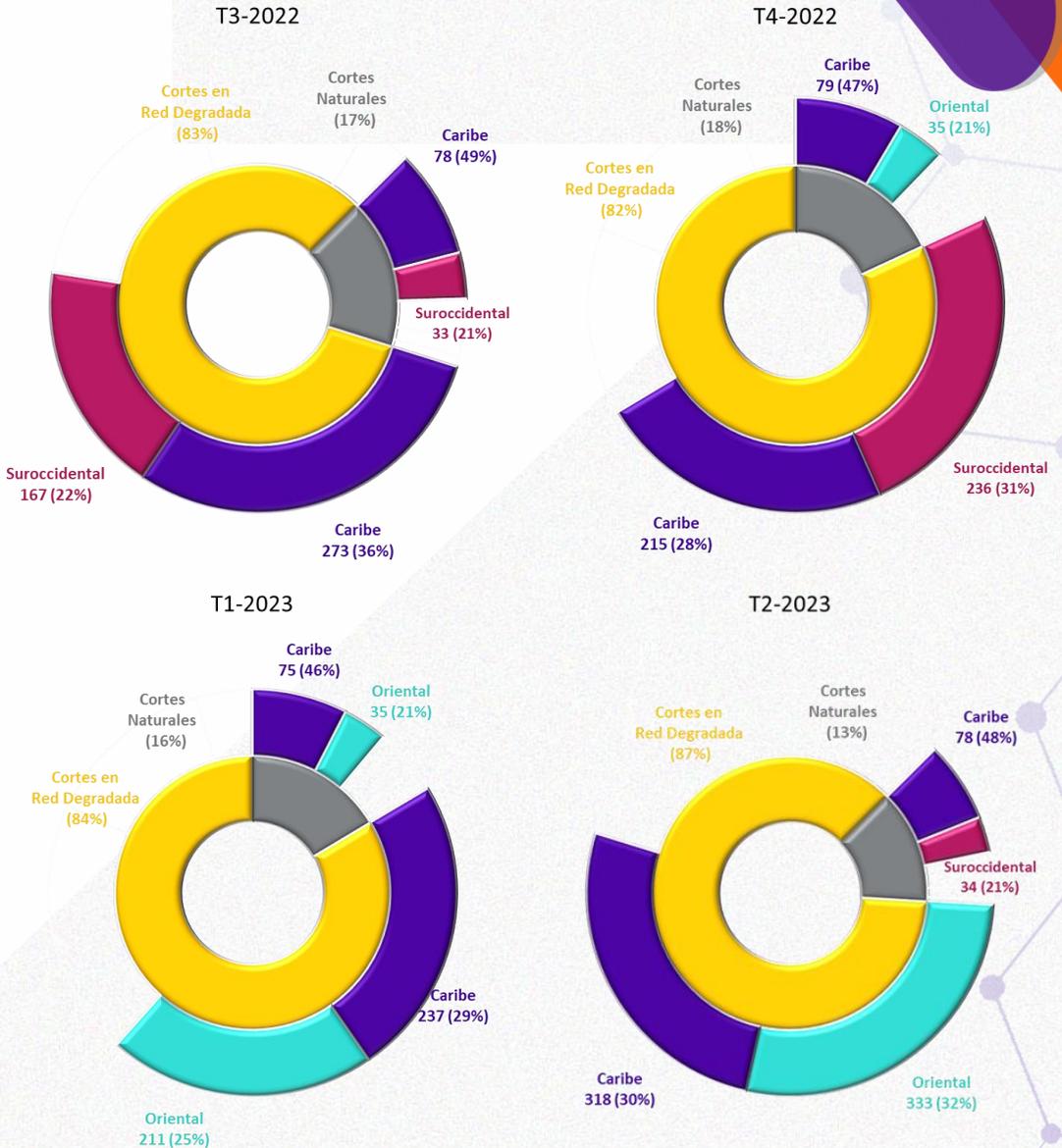
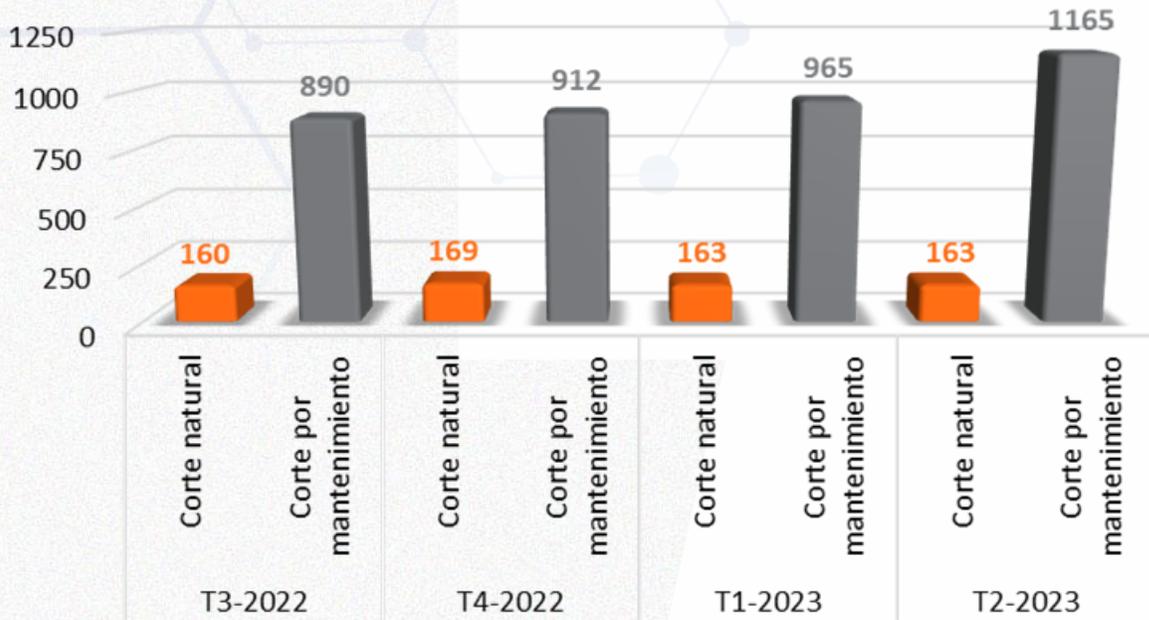


Condición de emergencia nodos en configuración radial del área Caribe
Agotamiento de red por crecimiento de la demanda y no entrada de proyectos de expansión, dificultad para cumplir en condición de red completa los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico, por lo que desde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

- **En la subárea GCM:** El Banco, La Jagua, 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.

Evolución restricciones activas en el SIN

Evolución de cortes SIN



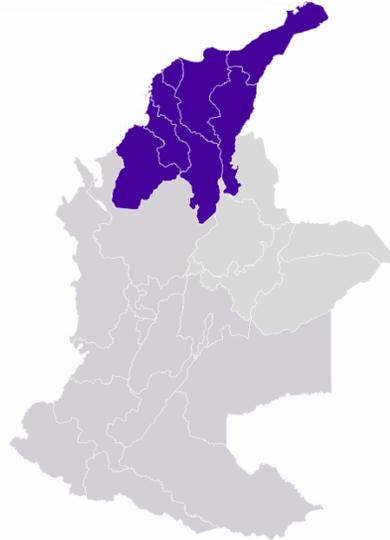
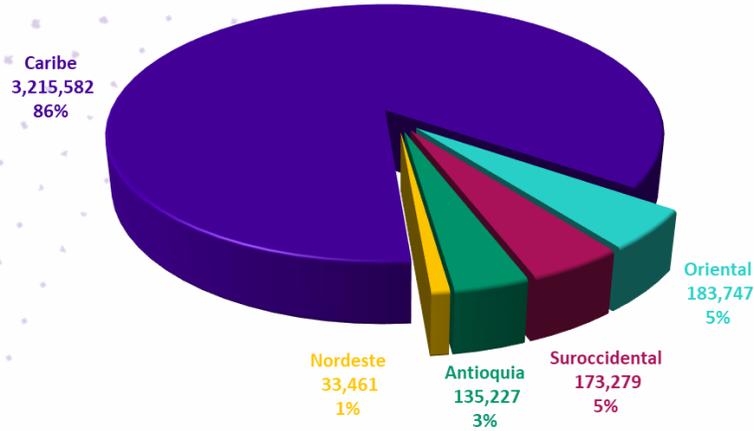


Sumamos energía,
sumamos pasión

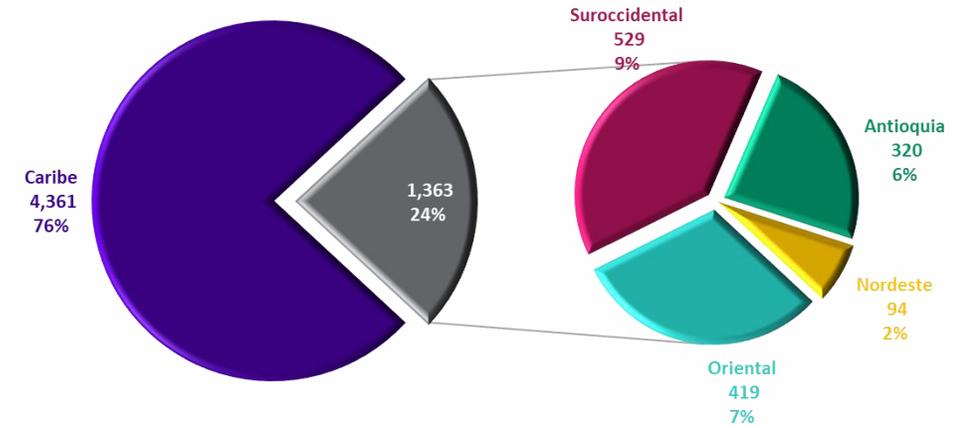
Evolución energía fuera de mérito



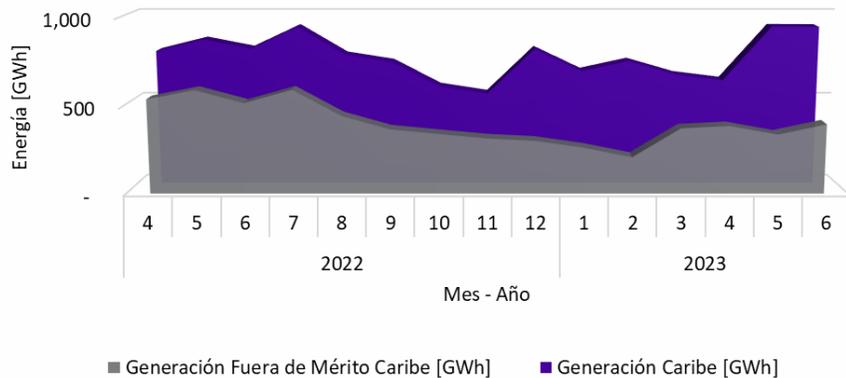
Distribución costo asociado a RECONPOS [MCOP]



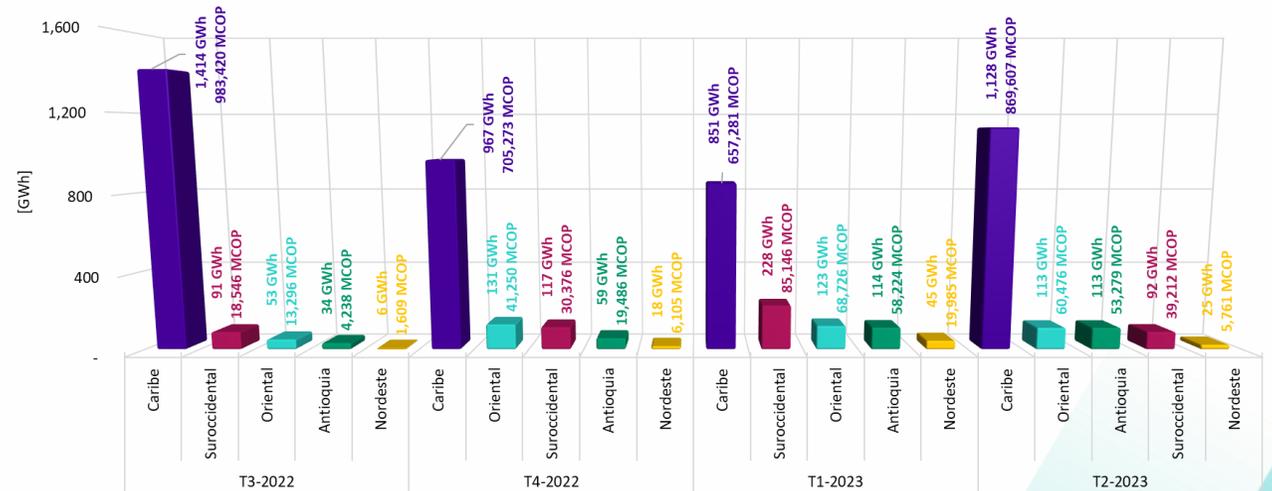
Distribución Energía asociada a RECONPOS [GWh]



Generación Área Caribe



Evolución trimestral RECONPOS [GWh] / [MCOP]



Caribe 14.9 GWh (59%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
GCM	6271	25%
Bolívar	5498	22%
Córdoba-Sucre	2358	9%
Atlántico	612	2%
Cerromatoso	136	1%

Antioquia 0.7 GWh (3%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
Antioquia	701	3%

Oriental 4.0 GWh (16%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
Meta	1978	8%
Bogotá	1991	8%

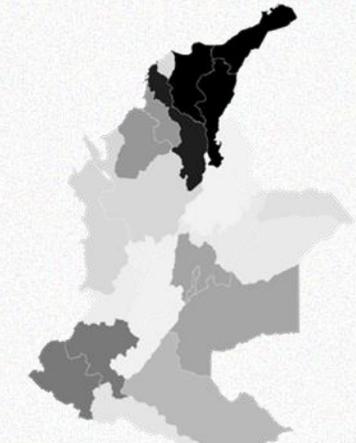
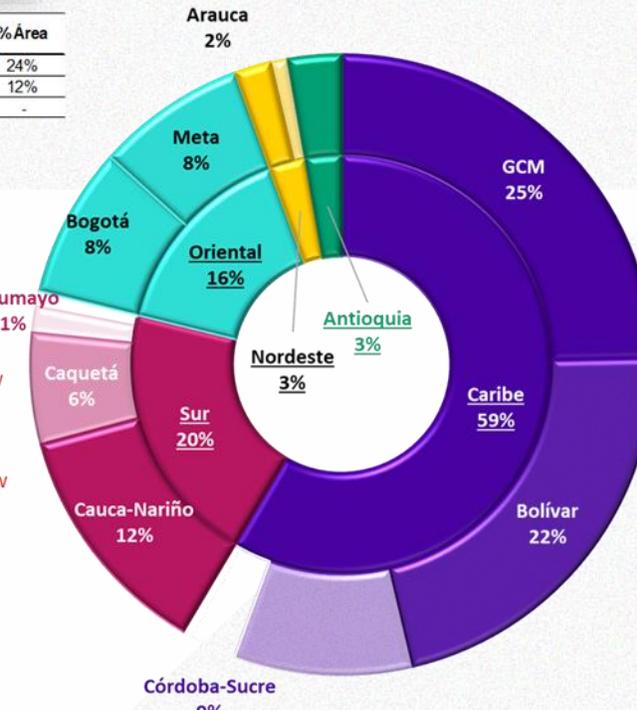
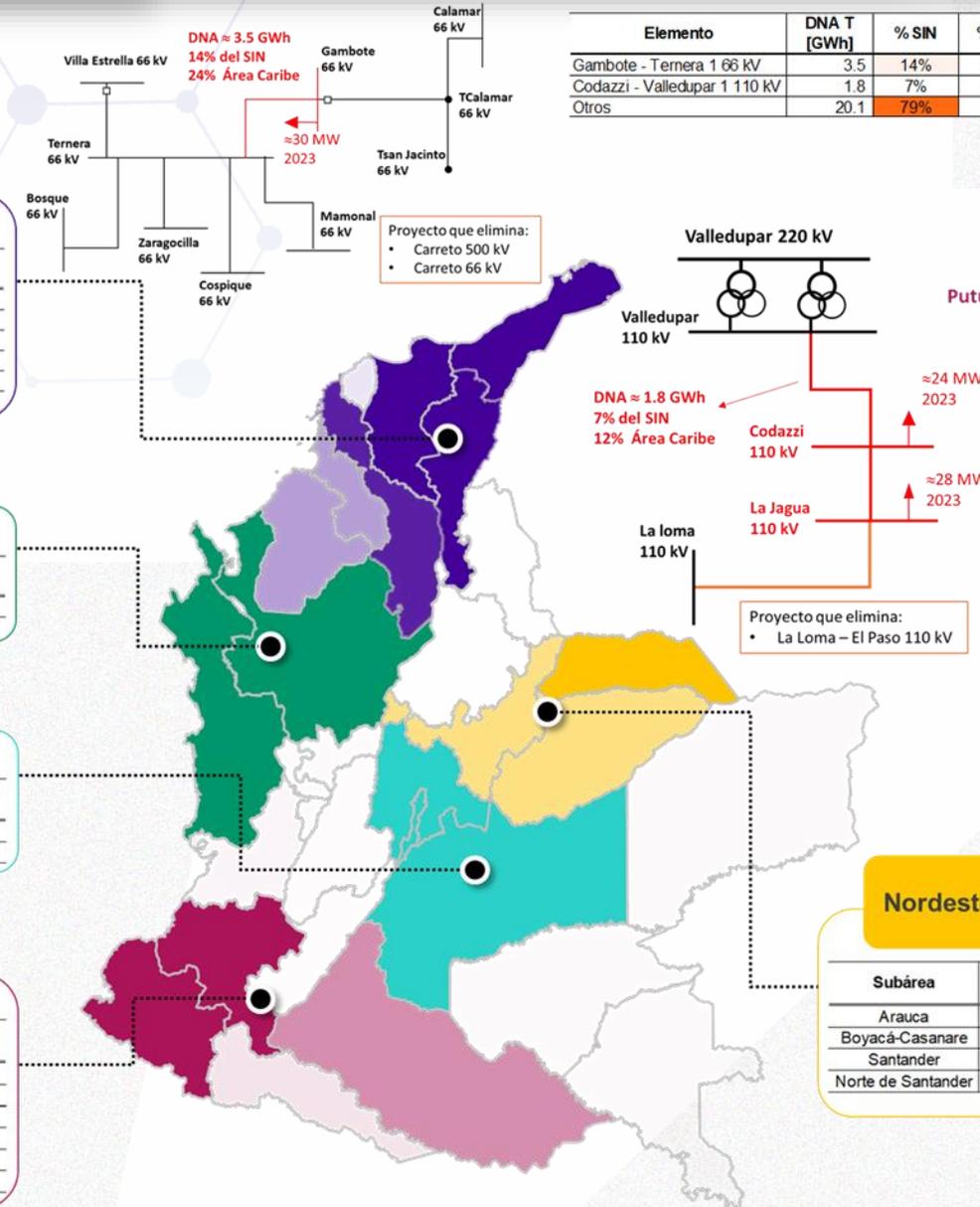
Sur 5.2 GWh (20%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
Cauca-Nariño	3133	12%
Caquetá	1471	6%
Putumayo	351	1%
Valle	121	0%
CQR	53	0%
Huila-Tolima	38	0%

Nordeste 0.7 GWh (3%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
Arauca	477	2%
Boyacá-Casanare	232	1%
Santander	0	0%
Norte de Santander	0	0%

Elemento	DNA T [GWh]	% SIN	% Área
Gambote - Ternera 1 66 kV	3.5	14%	24%
Codazzi - Valledupar 1 110 kV	1.8	7%	12%
Otros	20.1	79%	-



Obras propuestas en ITRs anteriores

Antioquia



Obra	ITR	Resultado B/C
Segundo corredor Cocorná – Pto Boyacá – Vasconia 110 kV	T3-2022	Propuesta
Segundo corredor Virginia – Certegui – Quibdó – El Siete – Barroso – Bolombolo 115(110) kV	T4-2022	[4.9 - 7.3]
Corredor en doble circuito Hispania – Quibdó 115 kV	T4-2022	[14.3 - 20.7]



Nordeste



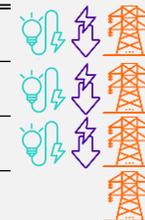
Obra	ITR	Resultado B/C
Compensación dinámica +/- 50 Mvar en Banadía 220 kV	T1-2023	Propuesta
Cuarto transformador 220/34.5 kV en Caño Limón	T3-2022	Propuesta



Caribe



Obra	ITR	Resultado B/C
Segundo corredor Chinú – Mompox 110 kV	T1-2023	[1.9 - 8.0]
Segundo corredor Chinú – La Mojana 110 kV	T1-2023	Propuesta
Sahagún 500/110 kV y Línea Sahagún - La Mojana 110 kV	T1-2023	Propuesta
Segundo circuito Chinú – Chinú Planta 110 kV	T3-2023	<1
Corredor Termoflores-Oasis-Centro 110 kV	T3-2022	Propuesta
Almacenamiento en Zaragocilla 66 kV y Chambacú 66 kV	T3-2022	Propuesta
Nuevos circuitos Ternera – Zaragocilla 66 kV y Bosque – Chambacú 66 kV	T3-2022	Propuesta
Segundo circuito Río Sinú – Nva Montería 110 kV	T3-2022	Propuesta
Cuarto transformador Santa Marta 220/110/34.5 kV y obras complementarias	T3-2022	Propuesta
Compensaciones sincrónicas en GCM para mitigar el fenómeno FIDVR	T4-2022	>1 En todos los casos analizados
Cuarto transformador Chinú 500/110 kV	T4-2022	[0.45 - 32.3]
Segundo transformador Cuestecitas 500/220 kV	T4-2022	Propuesta



Sobrecarga



Baja tensión



Radialidad



Oriental



Obra	ITR	Resultado B/C
Quinto transformador Balsillas 220/115 kV	T1-2023	Propuesta 
Repotenciación corredor Guavio – Mámbita 230/115 kV	T1-2023	Propuesta 
Tercer circuito Santa Helena – Ocoa 115 kV	T1-2023	Propuesta  
Segundo corredor Tren de Occidente – Facatativá – Villeta 115 kV	T3-2022	Propuesta 



Suroccidental

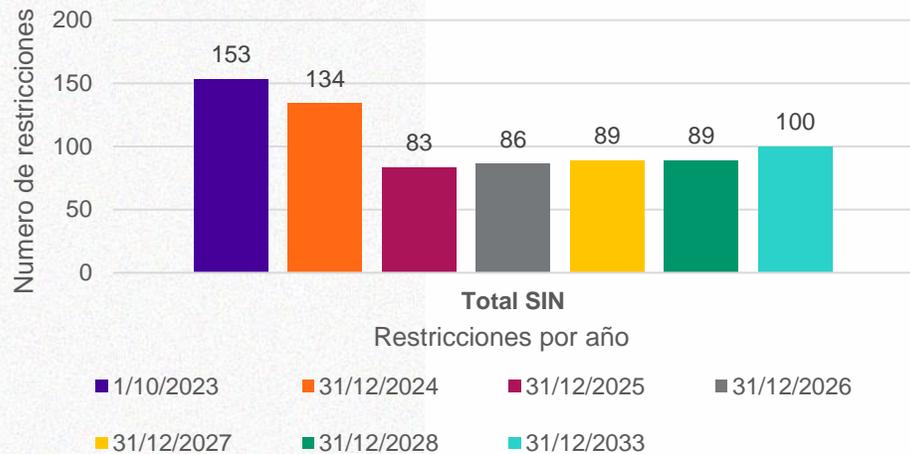


Obra	ITR	Resultado B/C
Segundo corredor Altamira – Florencia – Doncello 115 kV	T1-2023	[0.26 - 4.51]  
Segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV	T1-2023	[6.6 - 19.5]  
Refuerzo Corredor El Zaque – San Martín – Catambuco 115 kV	T3-2022	Propuesta 
Corredor Jamondino – Catambuco – Pasto 115 kV	T3-2022	Propuesta 
Tercer transformador Jamondino 220/115 kV	T3-2022	Propuesta 
Almacenamiento en Guapi y Olaya 115 kV	T3-2022	Propuesta 
Segundo corredor Jardinera – Tumaco 115 kV	T3-2022	Propuesta  
Repotenciación circuitos de la subárea Huila - Tolima	T3-2022	Propuesta 



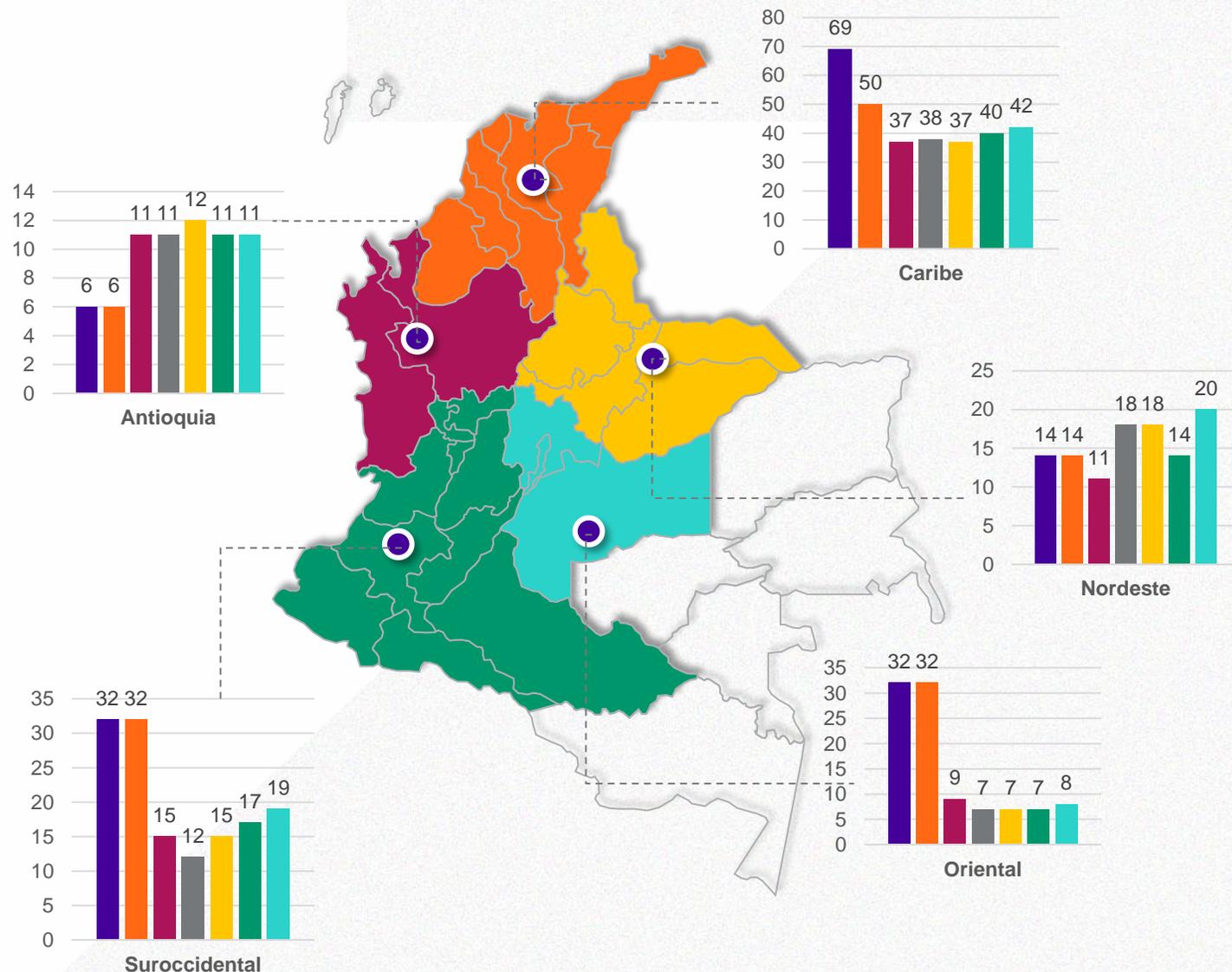
Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo

Evolución esperada restricciones por área Operativa



La evolución de restricciones es sujeta a:

- Los supuestos de los estudios del mediano y largo plazo (IPOEMP e IPOELP)
- Proyección de demanda por año y factores de distribución realizada por el CND a partir de los pronósticos de la UPME
- Materialización de la entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada
- Se consideró la mejor información de los traslados de carga a nuevas subestaciones o nuevas cargas.
- Esta diapositiva no incluye las restricciones por agotamiento de capacidad de corto circuito.



Nivel de corto circuito en subestaciones del SIN cerca al nominal

A partir del análisis de red, en los horizontes del mediano y largo plazo, al considerar en operación los proyectos de expansión se identifica que en algunos nodos el nivel de corto circuito por el método IEC 60906 de 2016 (fallas monofásicas y trifásicas francas calculando la máxima corriente de cortocircuito) está cerca o supera de su capacidad nominal, ante un escenario de red completa en que todos los recursos de generación del área operativa estén en operación, en especial se destacan:

Área	Subestación STR
Antioquia	San Diego 110 kV
Antioquia	Central 110 kV
Antioquia	Guayabal 110 kV
Caribe	Bosque 66 kV
Caribe	Cospique 66 kV
Caribe	Cartagena 66 kV
Caribe	Membrillal 66 kV
Caribe	Chambacu 66 kV
Caribe	Termoflores 110 kV
Caribe	Cerromatoso 110 kV
Caribe	Las Flores 110 kV
Caribe	Caracolí 110 kV
Caribe	El Río 110 kV
Caribe	Oasis 110 kV
Caribe	Chinú 110 kV
Caribe	Silencio 110 kV
Caribe	Tebesa 110 kV
Caribe	Centro 110 kV
Caribe	Copey 110 kV
Nordeste	Paipa 115 kV
Nordeste	Sochagota 115 kV
Nordeste	San Antonio (Boyacá) 115 kV

Área	Subestación STR
Oriental	Gorgonzola 57.5 kV
Oriental	Concordia 57.5 kV
Oriental	San Facon 57.5 kV
Oriental	Veraguas 115 kV
Oriental	Salitre 115 kV
Oriental	Circo 115 kV
Oriental	Tunal 115 kV
Oriental	Techo 115 kV
Oriental	Torca 115 kV
Oriental	Balsillas 115 kV
Oriental	Noroeste 115 kV
Oriental	Mosquera 115 kV
Oriental	Sn Carlos EEB 115 kV
Oriental	Sn Jose del Guaviare 115 kV
Suroccidente	Juanchito 115 kV
Suroccidente	Termoyumbo 115 kV
Suroccidente	San Luis 115 kV
Suroccidente	Meléndez 115 kV
Suroccidente	Termovalle 115 kV
Suroccidente	Palmaseca 115 kV
Suroccidente	Esmeralda CQR 115 kV
Suroccidente	San Marcos 115 kV
Suroccidente	Guachal 115 kV

Área	Subestación STN
Antioquia	Guatapé 220 kV
Caribe	Tebesa 220 kV
Caribe	Sabanalarga 220 kV
Caribe	Flores 220 kV
Caribe	Cartagena 220 kV
Caribe	Copey 220 kV
Caribe	Bolívar 220 kV
Caribe	Nv Barranquilla 220 kV
Caribe	Tenera 220 kV
Caribe	Candelaria 220 kV
Caribe	Cuestecita 220 kV
Oriental	Mesa 220 kV
Oriental	Torca 220 kV
Oriental	Guavio Gen 220 kV
Oriental	Guavio 220 kV
Oriental	Chivor 220 kV
Suroccidente	Juanchito 220 (115) kV

- Se recomienda a los operadores de las subestaciones realizar estudios de detalle del nivel de cortocircuito y trabajar de forma conjunta con XM y la UPME en evaluar la posible pertinencia de aumentar su capacidad de cortocircuito.

Nota: tener presente los supuestos considerados en la realización de las simulaciones (Para más detalle ver el capítulo 7 del informe IPOEMP II 2023).

Nivel corto circuito durante la operación: lo que va de 2023

- Desde la programación diaria y la operación real se evalúa a través de análisis de corto circuito por el método completo (super posición) que no se superen los valores declarados de corto circuito en los nodos del SIN.
- De identificarse un punto de operación en que el nivel supera la capacidad nominal se evaluarán **alternativas topológicas o se limitará el número de unidades** eléctricamente cercanas para garantizar el cumplimiento de los criterios regulatorios de operación.

Subestaciones que han superado el 85% de su capacidad en al menos un periodo en 2023:

220 kV: Guatapé, Tebsa, Mesa y Juanchito

110 / 115 kV: TermoYumbo, Guachal, Chipichape, Juanchito, Termovalle, TermoFlores, Las Flores, Oasis, Salitre, Circo, Paipa, San Antonio (Boyaca)

Subestaciones con consignas operativas para mitigar el corto circuito:

TermoFlores 110 kV, Oasis 110 kV y Las Flores 110 kV: Apertura del seccionamiento de Termoflores 110 kV y apertura de la línea Las Flores – El Rio 110 kV, cuando se supere el nivel de corto.

TermoYumbo 115 kV, Guachal 115 kV y Chipichape 115 kV: Operan desacopladas debido al agotamiento de red y agotamiento de capacidad de corto circuito.

Paipa 115 kV: Apertura del seccionamiento y atención de Bavaria por sección 2, cuando se supere el nivel de corto, normalmente con dos unidades entre Paipa 1,2,3 y 4.

- Una falla en una subestación que supere su capacidad de corto circuito puede implicar riesgo de daño permanente a los equipos, adicionalmente, llevar a condiciones operativas extremas por las indisponibilidades causadas y su duración.
- Se hace seguimiento al nivel de corto circuito de las subestaciones y se están analizando nuevas acciones operativas, sin embargo, debe abordarse el tema de fondo con la repotenciación de los equipos y más aún con las necesidades futuras de contar con niveles SCR adecuados.

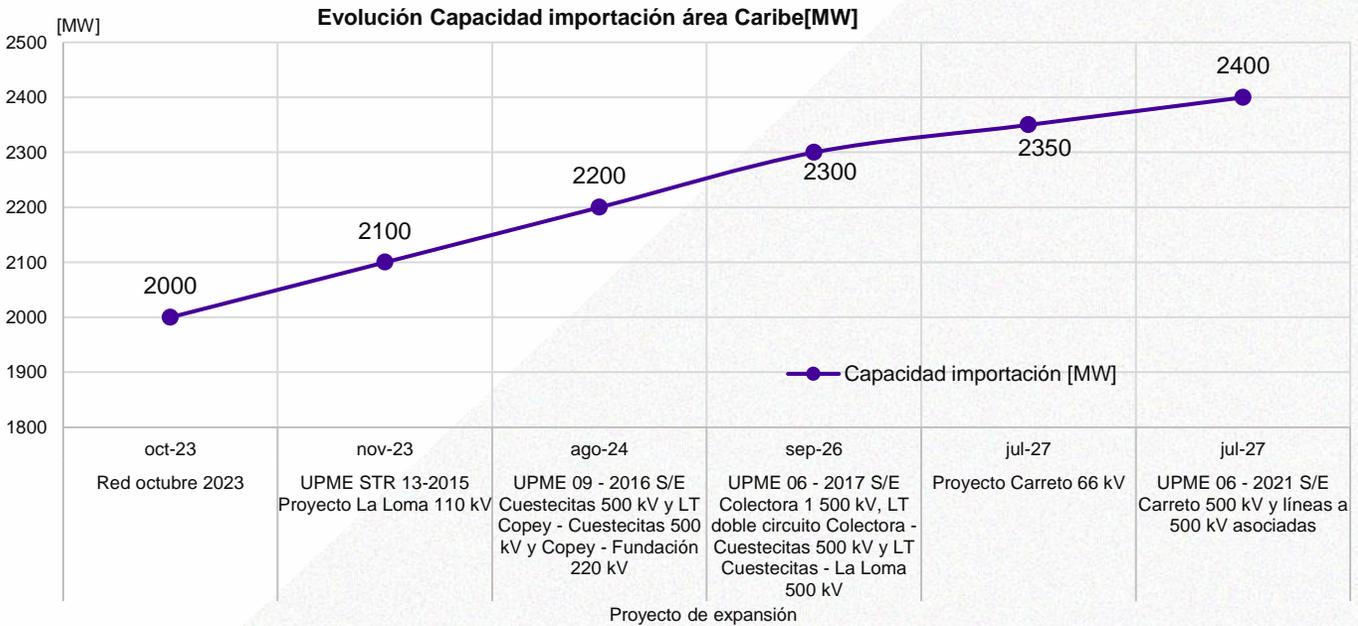
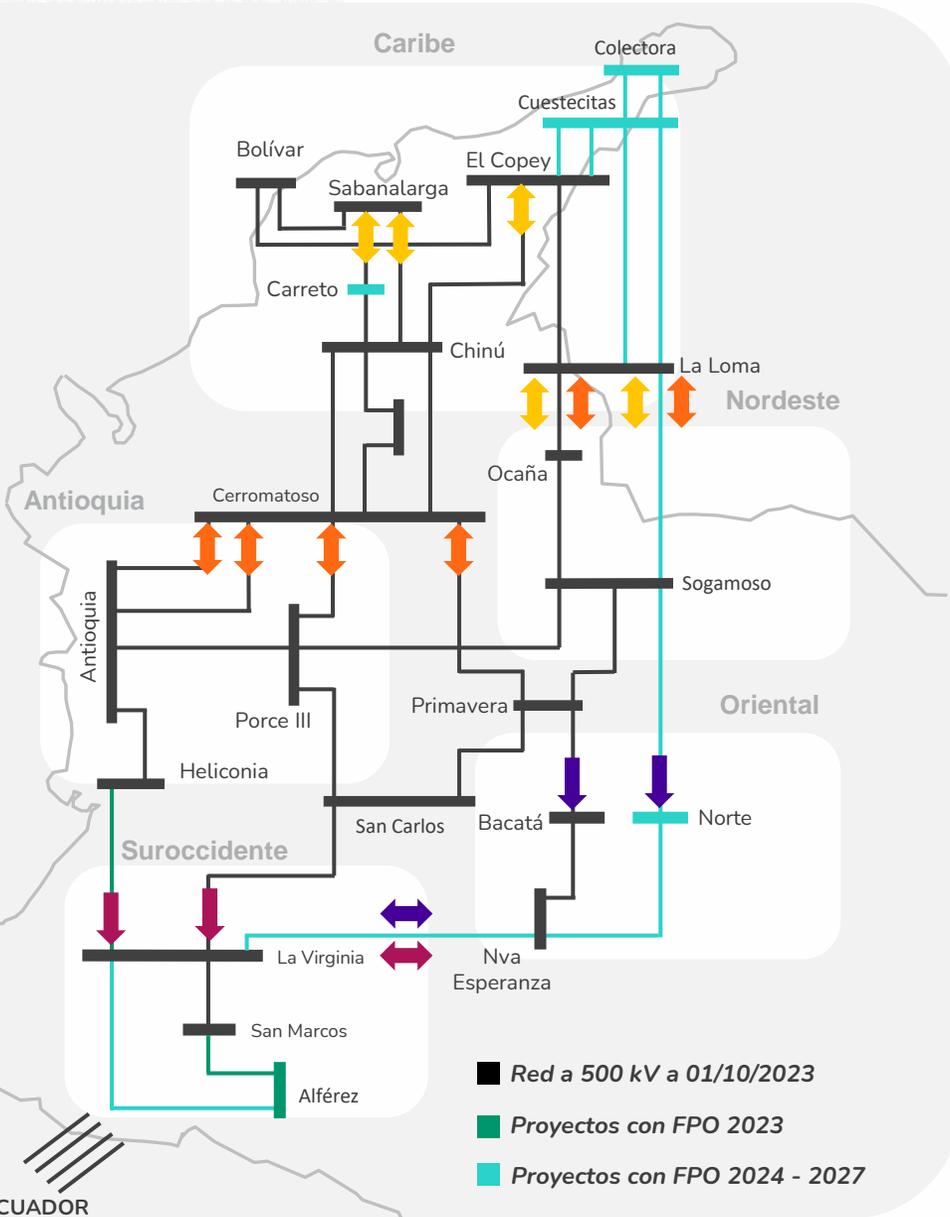
Evolución capacidad de importación de potencia área Caribe



Evolución capacidad de importación de potencia Área Caribe

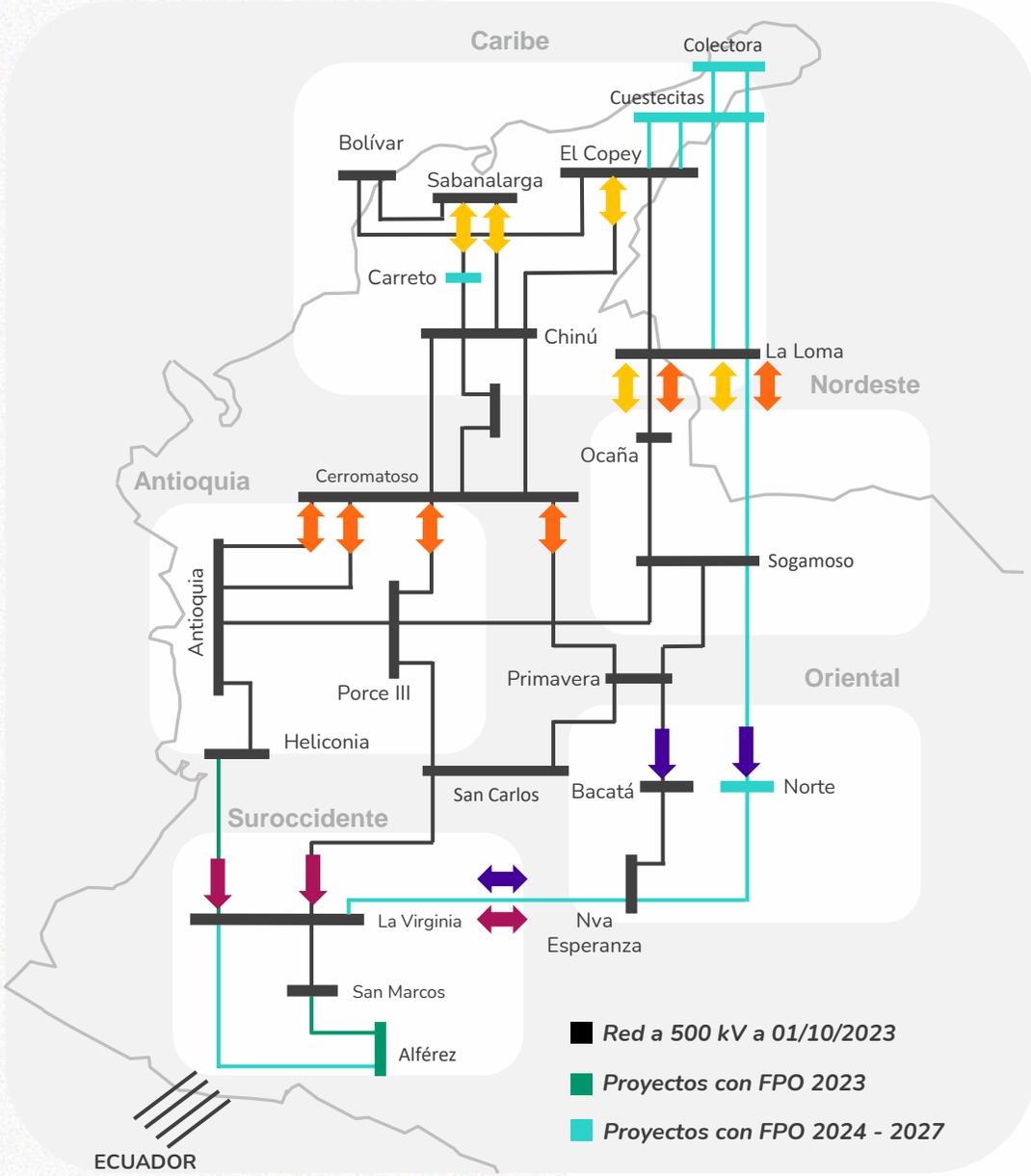
Se identifica alto incremento de tensión en nodos del área y en especial de GCM, se recomienda a la UPME evaluar un equipo con capacidad de control automático de potencia reactiva para gestionar requerimientos o excedentes según el caso.

Se resalta que el proyecto UPME 06-2021 Carreto 500 kV aún no tiene inversionista seleccionado.



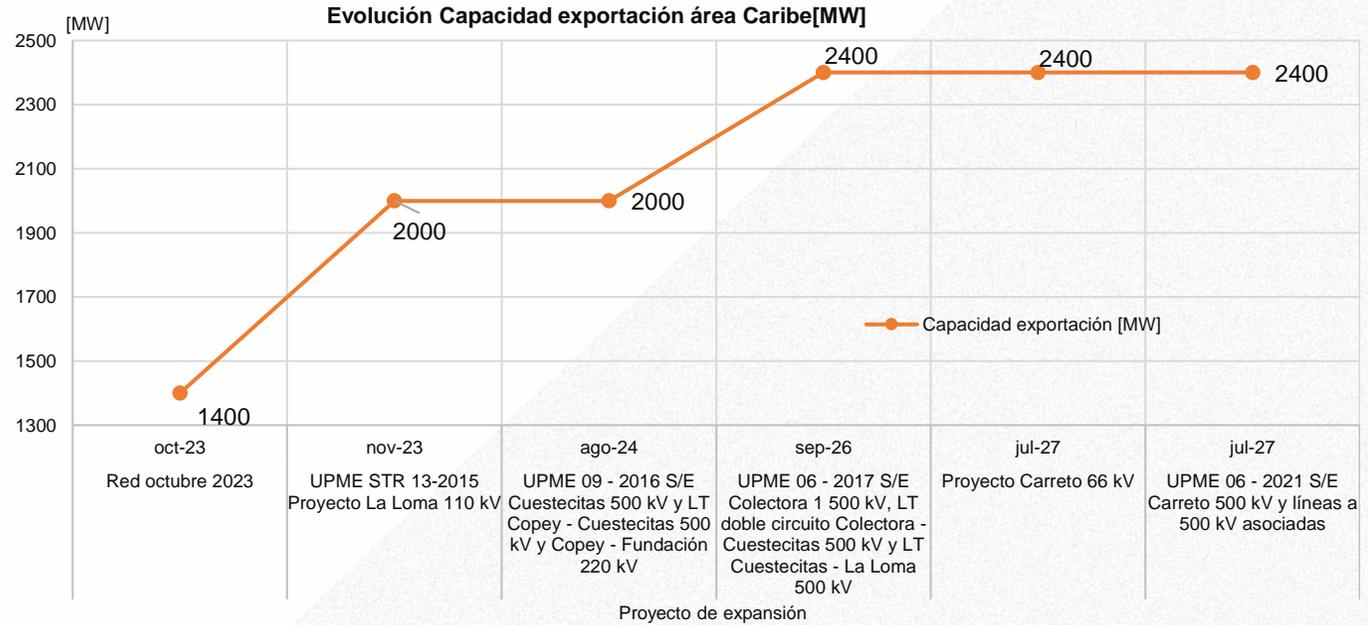
- Los valores presentados son referenciales e indicativos dado los supuestos de estudio y la consideración de entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.
- El bajo incremento en capacidad de importación de potencia del área caribe ante la entrada de proyectos se debe a restricciones asociada al cumplimiento de los criterios de tensión en nodos de Bolívar 66 kV ante contingencia sencilla. Se resalta la recomendación de un segundo ATR El Carmen 110/66 kV

Evolución capacidad de exportación de potencia área Caribe



Evolución capacidad de exportación de potencia Área Caribe

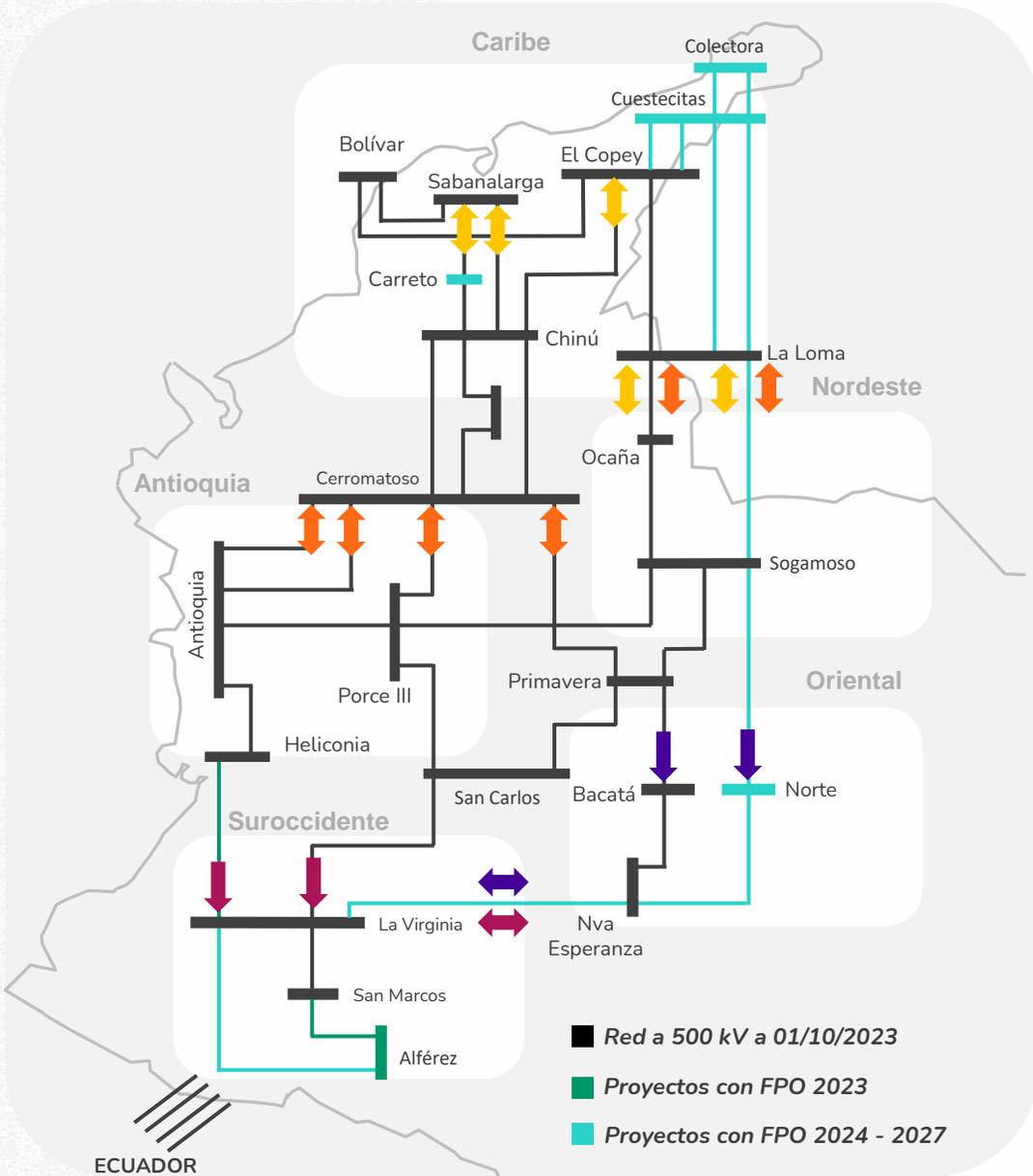
Se resalta la gran penetración esperada de recursos de generación en el área Caribe y la importancia de que se definan y materialicen proyectos que permitan aumentar la capacidad de exportación.



- Los valores presentados son referenciales e indicativos dado los supuestos de estudio y la consideración de entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.
- La capacidad de exportación para la red a 2027 y en adelante se presenta por el control de restricciones eléctricas y operativas y el control de tensión y potencia reactiva.

Se recomienda a la UPME adelantar proyectos que permita aumentar la capacidad de exportación del área Caribe, con lo que se dará un mayor aprovechamiento al gran potencial en recursos eólico y solar del área

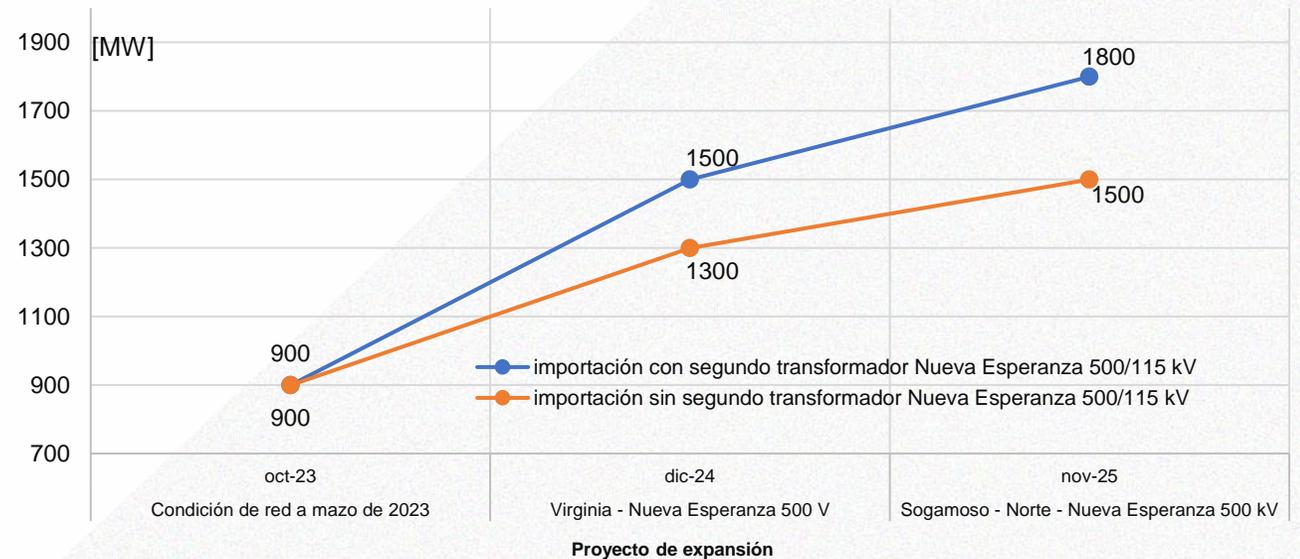
Evolución capacidad de importación de potencia área Oriental



Evolución capacidad de importación de potencia Área Oriental

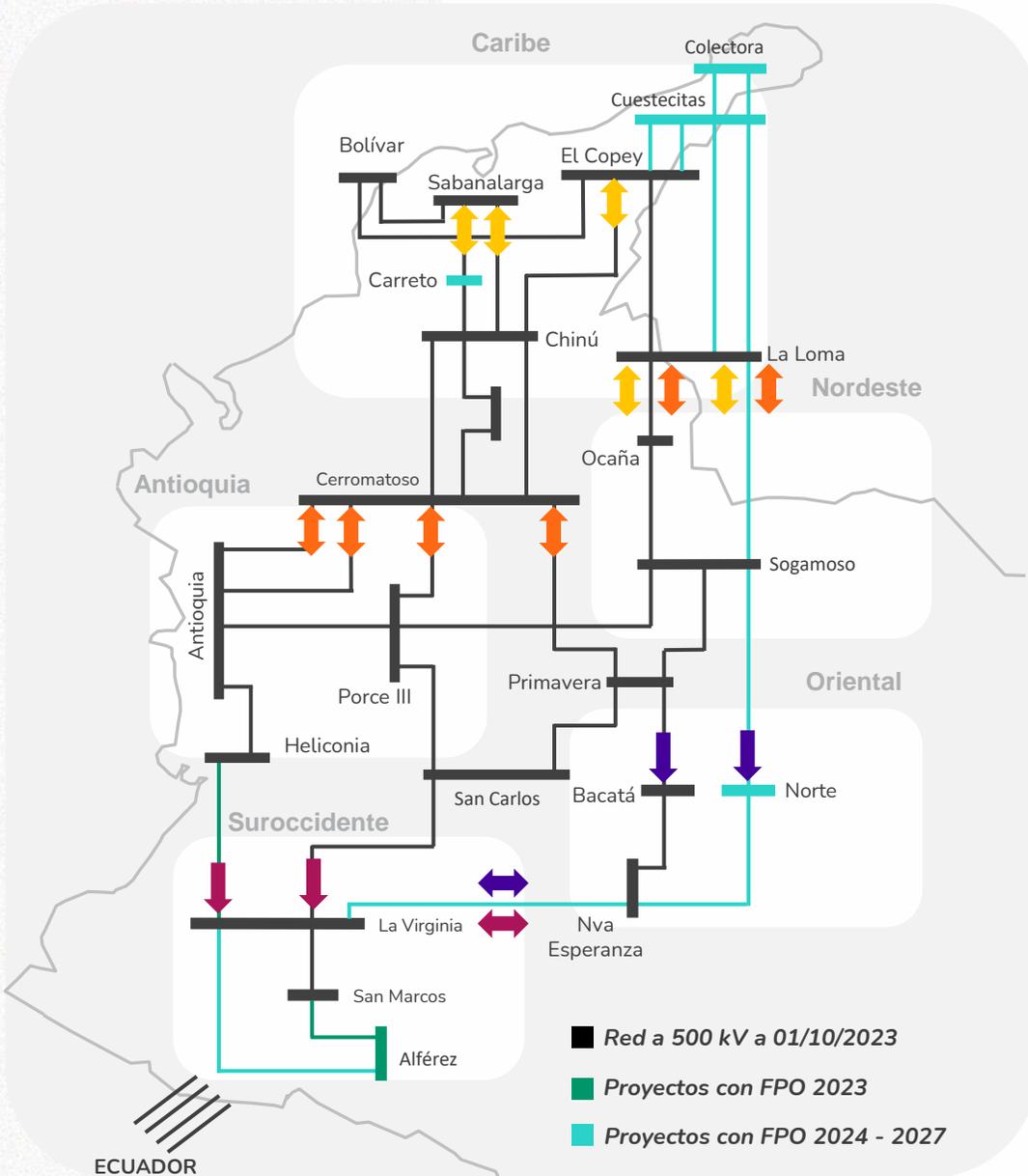
Con la entrada en operación de los proyectos de expansión, la capacidad de importación de potencia del área a través de la red 500 kV es de hasta 1800 MW, siendo la limitante la restricción por sobrecarga de un transformador de Nueva Esperanza 1 o 2 500/115 kV ante contingencia del otro. Por otra parte, con la entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada, es posible disminuir hasta en 8 el requerimiento unidades equivalentes para soporte de tensión en nodos del área.

Se resalta que el proyecto Bahía 500 kV del transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV aún no tiene inversionista seleccionado. De no entrar este proyecto, la capacidad de importación de potencia a través de la red 500 kV se vería limitada a 1300 MW para la condición de red a 2024 y a 1500 MW al final del horizonte.



Nota: Los valores presentados son referenciales e indicativos dado los supuestos de estudio y la consideración de entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.

Evolución capacidad de importación de potencia área Suroccidental

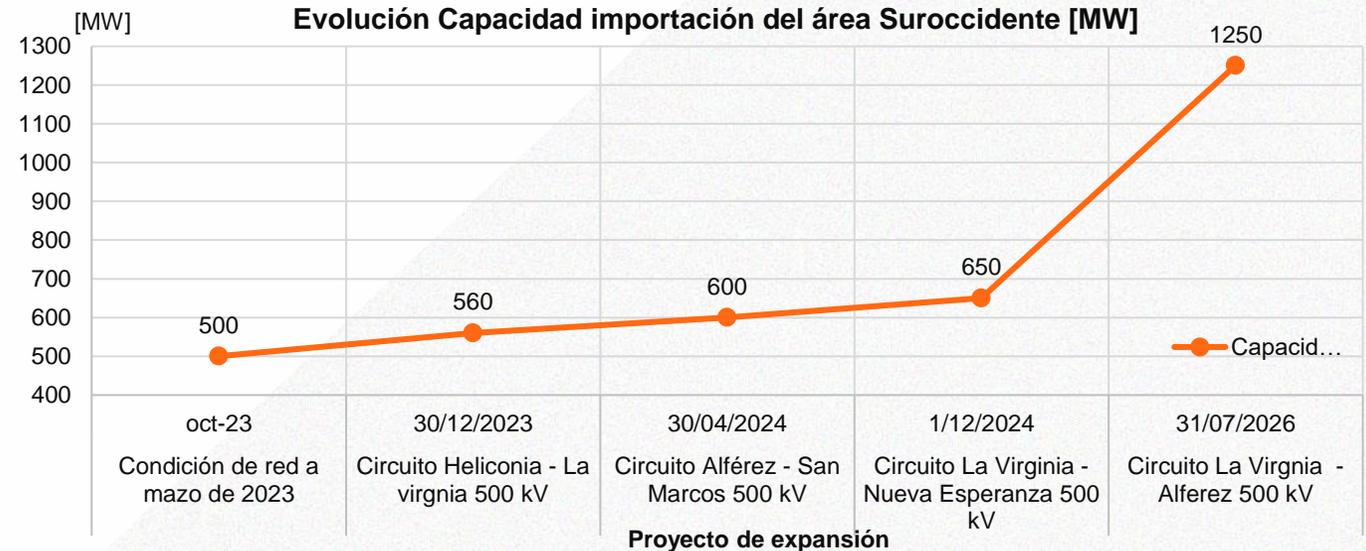


Evolución capacidad de importación de potencia Área Suroccidental

Luego la entrada en operación de los circuitos San Marcos – Alférez 500 kV y Heliconia – Virginia 500 kV, la contingencia que limita la importación de potencia por la red 500 kV, corresponde al enlace San Marcos – Virginia 500 kV, la cual ocasiona sobrecarga en el transformador Virginia 500/230 kV.

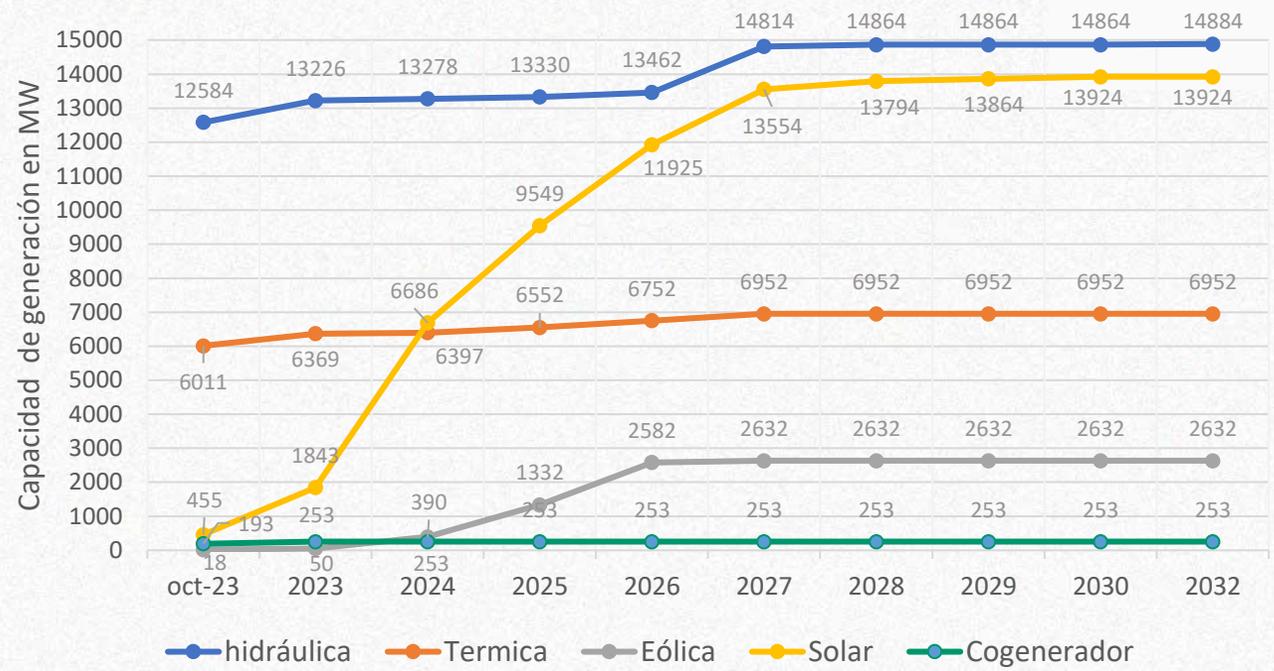
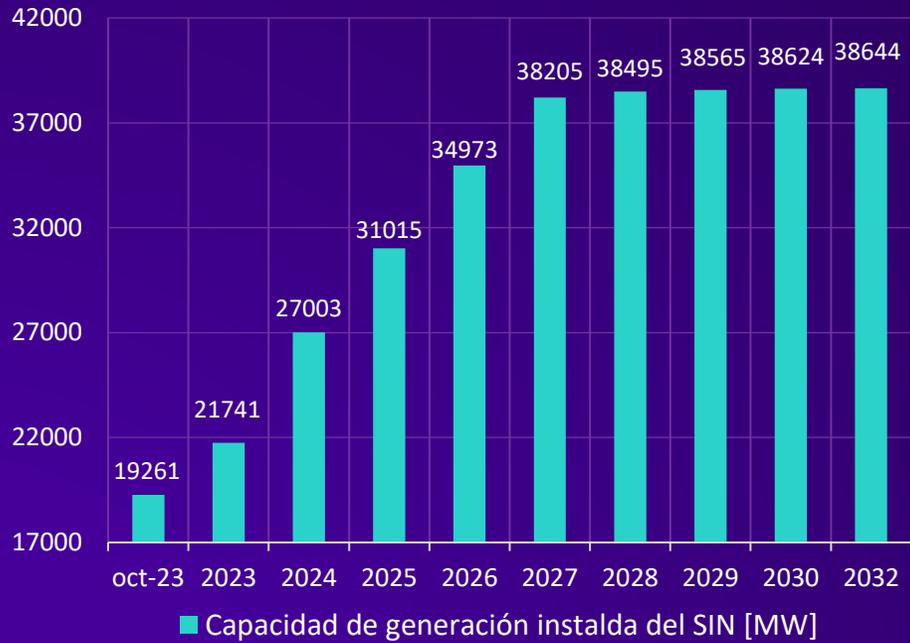
Posterior a la entrada del proyecto La Virginia – Alférez 500 kV, la restricción que limita la importación de potencia del área es sobrecarga de la transformación Alférez 1 y 2 500 / 230 kV ante contingencia del transformador de San Marcos 500/230 kV.

Con la evolución de proyectos, se evidencia alta tensión en nodos del área en especial en periodos de baja demanda, se resalta que el proyecto Reactor de 120 Mvar en SE San Marcos 500 kV no tiene promotor y está en prepublicación de pliegos de la UPME.



Nota: Los valores presentados son referenciales e indicativos dado los supuestos de estudio y la consideración de entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.

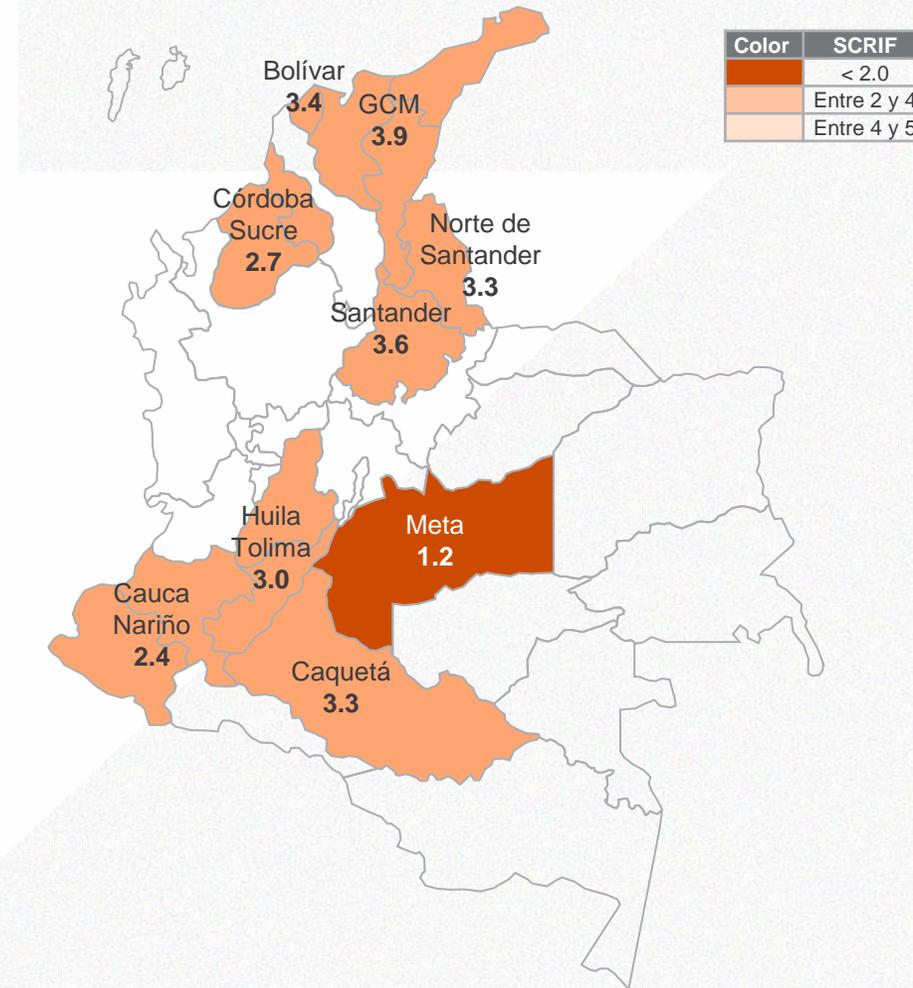
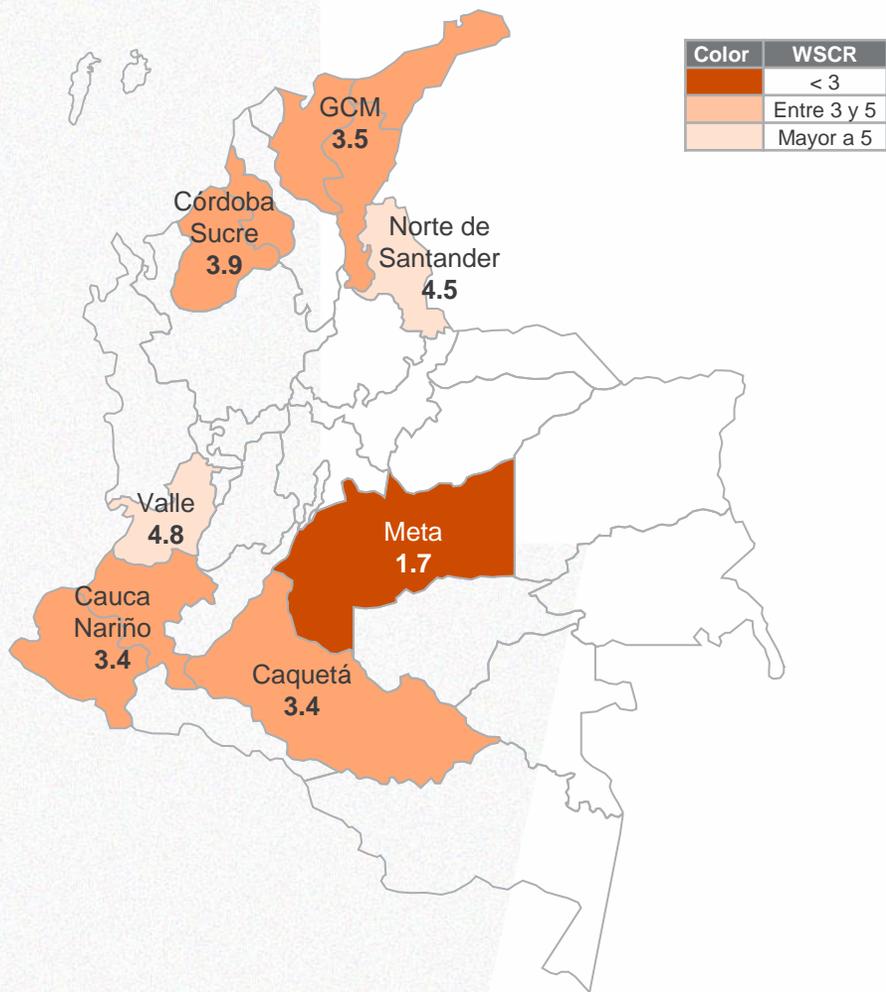
Evolución capacidad de generación del Sistema eléctrico colombiano



Considerando el cumplimiento de la totalidad de los requisitos de conexión exigidos en la Resolución CREG 060 de 2019, así como el estado actual y futuro de la red de transmisión, **se recomienda a la CREG definir valores límite de corto circuito o umbrales para la métrica SCR**. Los valores de la tabla a continuación corresponden a valores referenciales propuestos por el CND.

Índice:	Límite	Análisis especiales
SCR y GSCR	3	Entre 3 y 5, se recomienda a los promotores validar con estudios de detalle (EMT) la operación estable de la planta en la condición de red esperada
WSCR	1.5	Entre 1.5 y 5, se recomienda a los promotores validar con estudios de detalle (EMT) la operación estable de la planta en la condición de red esperada
SCRIF	1.5	Entre 1.5 y 5, se recomienda a los promotores validar con estudios de detalle (EMT) la operación estable de la planta en la condición de red esperada

Menores índices de fortaleza de red WSCR y SCRIF – condición de red a 2024



$$WSCR = \frac{\sum_j (S_j * P_j)}{(\sum_j P_j)^2}$$

S_j es la potencia de cortocircuito en MVA en el punto de conexión de la planta j
 P_j es la capacidad nominal en MW de la planta de generación j .

$$SCRIF_i = \frac{SCMVA_i}{P_i + \sum_j (IF_{ji} * P_j)}$$

$SCMVA_{POI}$ Es la potencia de cortocircuito en el nodo i
 P_i Potencia nominal del IBR que se conecta al nodo i
 P_j Potencia MW planta IBR en barra j asociada al factor de interacción IF_{ji}
 IF_{ji} Es el cambio en el voltaje del bus i (ΔV_i) por un cambio en el voltaje del bus j (ΔV_j)

Recomendaciones a la UPME - Fortaleza de Red

- Definir a la mayor brevedad posible obras para fortalecer el nivel de cortocircuito de la red en nodos con bajos valores de fortaleza de red, en especial de GCM que presenta además susceptibilidad a FIDVR.
- Realizar evaluaciones dinámicas integrales para garantizar la operación estable, segura y confiable del SIN y el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad establecidos en la regulación vigentes en condiciones de bajos niveles de Corto Circuito e Inercia. Incorporando análisis de red débil y propagación de huecos de tensión en el planeamiento de la expansión del sistema (STN, STR y SDL).
- Solicitar simulaciones RMS y EMT como parte de los estudios de conexión que consideren las condiciones esperadas de operación del punto de conexión y validación del nivel de fortaleza de red (SCRIF, WSCR y CSCR) para garantizar condiciones estables e instalación de equipos idóneos para las condiciones de operación esperadas.
- Revisar la incorporación de valores de SCR, CSCR, SCRIF, y WSCR, los cuales podrán disminuir ante la entrada de progresiva de proyectos de generación basada en inversores, de no acompañarse de equipos con aporte de corto circuito como pueden ser compensadores síncronos.
- Es de resaltar que, de no entrar en el mediano - largo plazo equipos que brinden fortaleza de red y aporte de corto circuito que no dependan del despacho de generación, podría ser necesario, aún ante alta disponibilidad de recursos basados en inversores, programar recursos síncronos para garantizar aportes de corto circuito y condiciones estables de operación o limitar la potencia inyectada por recursos FERNC.

Evolución de requerimiento de fortaleza de red y del control de Mvar

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

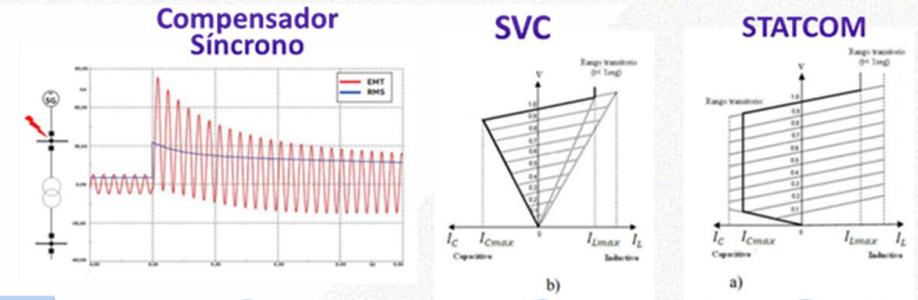
Dada la evidencia en algunos nodos del área Caribe, especialmente en los nodos de la subárea GCM y Bolívar, los cuales son vulnerables a la propagación de huecos de tensión y al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR), es importante tener en cuenta que el fortalecimiento de la red contribuye a mitigar las condiciones propicias para la ocurrencia de dicho fenómeno, al reducir tanto la caída de tensión como su duración.

Fortaleza de red – Índices con métricas SCR

Con la previsión de una mayor incorporación de fuentes de generación renovable en el futuro, los análisis de fortaleza de la red en los horizontes de mediano y largo plazo revelan valores preocupantes en las métricas SCR (SCRIF, WSCR) que indican la posibilidad de condiciones relacionadas con la inestabilidad en los controladores.

Control de Mvar y tensión

Ante la entrada de los proyectos de transmisión en los horizontes de mediano y largo plazo, se anticipa una alta contribución de reactivos inherentes a la transmisión, lo cual se traducirá en un aumento de la tensión en nodos del área Caribe. Por lo tanto, se sugiere a UPME tener en cuenta esta situación y evaluar la posibilidad de conectar equipos con capacidad de respuesta dinámica para la regulación reactiva. Entre las opciones de equipos adecuados para este propósito, se recomienda considerar aquellos que pueden aportar inercia y capacidad de cortocircuito, como los compensadores síncronos u otras tecnologías de aporte similar.



Aporte de reactiva	●	●	●
Control dinámico	●	●	●
Operación en bajos voltajes	●	●	●
Potencia de Corto Circuito	●	●	●
Sobrecarga temporal	●	●	●
Inercia	●	●	●

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

Agotamiento de red

Condición a octubre 2023

Potencia segura atendible en nodos en configuración radial

Cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión



Subárea	Nodo	Corredor	I [A] a tensión nominal	P [MW]	Restricción	Proyecto que elimina la restricción
GCM	El Banco 110 kV	El Paso – El Banco 110 kV	220	38	U < 0.9 p.u. Recuperación transitoria de tensión	No hay obra de expansión definida.
	La Jagua 110 kV	Valledupar–Codazzi–La Jagua 110 kV	260	45	U < 0.9 p.u. Recuperación transitoria de tensión	La Loma – La Jagua (FPO 11/2023).
	San Juan 110 kV	Valledupar–San Juan 110 kV	350	57	U < 0.9 p.u.	Nueva San Juan 220/110 kV (FPO: 31/12/2025).
Bolívar	San Jacinto 66 kV	El Carmen 110/66/13.8 kV	310	37 devanado 66 kV	Recuperación transitoria de tensión	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027) proyecto sin promotor asignado. Con el segundo transformador 19/10/2023 se mitigó la restricción más no se elimina
	Calamar 66 kV					
	Zambrano 66 kV					
	El Carmen 66 kV					
	Zambrano 66 kV	El Carmen – Zambrano 66 kV	190	18	Sobrecarga U < 0.9 p.u.	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027) proyecto sin promotor asignado.
Gambote 66 kV	Ternerera – Gambote 66 kV	280	26	U < 0.9 p.u.	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027) proyecto sin promotor asignado.	
Córdoba Sucre	Mompox 110 kV	Chinú-Sincé–Magangué–Mompox 110 kV	430 (*)	75 (*)	U < 0.9 p.u. Sobrecarga	No hay obra de expansión definida.

(*) Capacidad de demanda con tensión de operación en Chinú de 117 kV. A tensión nominal del nodo el valor de demanda atendible es del orden de 56 MW.

El valor presentado fue calculado a partir de las siguientes consideraciones

- Demanda máxima atendible calculada con la tensión nominal en el nodo al inicio del corredor. Es de resaltar que la tensión de operación debe ser la mayor dentro lo posible, ya que permite disminuir carga de los equipos y favorecer la recuperación de tensión.
- Cumplimiento en los nodos de los criterios regulatorios de tensión en estado estacionario y de recuperación transitoria de tensión ante falla.
- Cumplimiento capacidad nominal declarada de los equipos que componen el corredor (línea de transmisión, transformador).
- Estabilidad de tensión a partir de evaluación por curvas PV en el nodo frontera.

El valor de máxima carga atendible es indicativo y referencial, depende del punto de operación (tensión en los nodos) y características de carga (F.P.)

Agotamiento de red en equipos del área Caribe

Cumplimiento criterios de operación dentro capacidad declarada [A]



Equipos que en red completa presentan carga cercana a su capacidad nominal. La capacidad segura presentada en MW es indicativa, calculada a tensión nominal y validando el cumplimiento de los criterios asociados a carga de equipos y respuesta segura ante contingencia sencilla.



Equipo	P [MW]	ESPS	Proyecto que elimina la restricción
Transformadores Chinú 1, 2 y 3 500/110 kV	270	SI	PTRA05304 Toluviéjo 220/110 kV (FPO 31/12/2025). Mitiga, pero no elimina la restricción
Circuito Chinú – Sincé 110 kV	75	NO	No hay obra de expansión definida.
Circuito Chinú – San Marcos 110 kV	34	NO	No hay obra de expansión definida.
Circuito Ternera – Gambote 66 kV (su principal restricción es tensión)	32	NO	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027) proyecto sin promotor asignado.
Devanado 34.5 kV transformadores Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV	30	SI	PTRA05302 Nueva San Juan 220/110 kV (FPO: 31/12/2026). Traslado de carga y anillamiento por 34.5 kV
Devanado 13.8 kV transformadores Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV	30	SI	
Transformador Valledupar 9 220/110 kV	37	NO	
Circuito Tebsa – Unión 110 kV (en configuración radial)	110	NO	PTRA00669 - UPME STR 02 Atlántico etapa 5 (noviembre 2023) elimina esta restricción.
Circuito Tebsa – Unión 110 kV (en condición de red completa)	80	NO	
Circuito Bolívar – Villa Estrella 66 kV	31	NO	AFINIA tiene proyectado aumento de capacidad del circuito
Transformador Cerromatoso 110/34.5 kV 30 MVA.	27	NO	No hay obra de expansión definida. Se recomienda instalar un transformador en paralelo.

El valor de máxima carga atendible es indicativo y referencial, depende del punto de operación (tensión en los nodos) y características de carga (F.P.)

Restricciones actuales y futuras sin obra asignada

Horizonte de operación a 2033

Restricciones sin obras activas en el 2023



Área	Restricción sin obra de expansión definida	Año estimado en que se evidencia
Caribe	Baja tensión en nodos de la red de Atlántico 110 kV (Requerimiento de unidades al interior de la subárea)	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa del corredor Silencio – Riomar - Las Flores 110/34.5 kV	2023
Caribe	Sabana 9 220/110 kV / Sabana 1 220/110 kV	2023
Caribe	Termoflores - Las Flores 2 110 kV / Termoflores - Las Flores 1 110 kV	2023
Caribe	Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Ternera - Zaragocilla 66 kV	2023
Caribe	Ternera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV	2023
Caribe	Ternera 3 66/13.8/6.9 kV / Ternera 5 66/13.8/6.9 kV	2023
Caribe	Baja tensión en la red de Bolívar 66 kV (Requerimiento de unidades)	2023
Caribe	Susceptibilidad a FIDVR (Gambote, El Carmen, San Jacinto, Zambrano, Calamar 66 kV)	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa del circuito Chinú - San Marcos 110 kV	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa del circuito Chinú - Sincé 110 kV / Sincé - Magangué 110 kV y baja tensión en Mompox 110 kV	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa del circuito Chinú – Chinú Planta 110 kV	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa del circuito Chinú – San Marcos 110 kV	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa de ATR de Cerromatoso 110/34.5 kV	2023
Caribe	Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Baja tensión en Río Sinú 110 kV	2023
Caribe	Sobrecarga en transformación Chinú 1,2,3 500/110 kV ante salida de un transformador	2023
Caribe	Sobrecarga un circuito Chinú - Boston 1 y 2 110 kV ante la contingencia del otro	2023
Caribe	Indisponibilidad de Chinú – Montería 220 kV o el ATR de Chinú 500/220 kV, genera riesgos para la atención de la demanda de la Sub Área Córdoba – Sucre.	2023
Caribe	Río Sinú – Tierra Alta 110 kV / Alta tensión en Urrá 110 kV y Tierra Alta 110 kV	2023
Caribe	Sobrecarga en la transformación Santa Marta 1,2,9 220/110/34.5 kV ante contingencia de uno de ellos y baja tensión en nodos de Santa Marta	2023
Caribe	Baja tensión ante contingencias de Copey - La Loma 500 kV, Copey - Chinú 500 kV (Requerimiento de unidades).	2023
Caribe	Sobrecarga en estado estable del ATR 9 110/34.5 de Valledupar	2023
Caribe	Fenómeno de recuperación lenta de voltaje inducida por falla	2023
Caribe	Baja tensión en el nodo El Banco 110 kV en red completa	2023
Caribe	Contingencia La Loma – El Paso 110 kV o Copey – El Paso 110 kV, bajas tensiones en El Banco 110 kV	2023

Área	Restricción sin obra de expansión definida	Año estimado en que se evidencia
Antioquia	Bolombolo - Barroso 110 kV, Barroso - El Siete 115 kV, Quibdó - El Siete 115 kV, Certegui - Virginia 1 115 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac	2023
Antioquia	Sobrecarga en estado estable de Barbosa - Girardota 1 110 kV	2023
Antioquia	Barbosa - La Tasajera 1 220 kV / Barbosa - Girardota 1 110 kV	2023
Nordeste	Caño Limón 1 230/34.5 kV / Caño Limón 2 230/34.5 kV	2023
Nordeste	Unidades en Yopal + Villanueva (bajas tensiones en red normal y ante contingencias en Aguacalara – Chivor 115 kV, San Antonio – Yopal 115 kV o San Antonio - Toquilla – Yopal 115 kV)	2023
Oriental	Chivor - Guavio 2 230 kV / Chivor - Guavio 1 230 kV	2023
Oriental	Chivor - Guavio 1 230 kV / Chivor - Guavio 2 230 kV	2023
Oriental	Chivor 1 150 MVA 230/115/13.8 kV / Guavio - Mambita 1 115 kV	2023
Oriental	Chivor 1 150 MVA 230/115/13.8 kV / Guavio 1 40 MVA 230/115/13.8 kV	2023
Oriental	Sobrecarga en estado estable de Guateque - Tunjita 115 kV y Guateque – Sesquilé 115 kV (Con guateque – Sesquilé cerrado)	2023
Oriental	Puerto López - Suria 1 115 kV / Puerto López - Suria 2 115 kV	2023
Oriental	Suria - Santa Helena 1 115 kV / Suria - Santa Helena 2 115 kV	2023
Oriental	Santa Helena - Catama 115 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV	2023
Oriental	Problemas de recuperación de tensión ante contingencia en la red de Sabana Norte (Contingencia Bacatá – Primavera 500 kV) - Unidades	2023
Suroccidente	Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV	2023
Suroccidente	El Zaque - Popayán 1 115 kV / El Zaque - San Martin 1 115 kV	2023
Suroccidente	Pasto - San Martin 1 115 kV / -Catambuco - San Martin 1 115 kV	2023
Suroccidente	Popayán - Río Mayo 1 115 kV / El Zaque - San Martin 1 115 kV	2023
Suroccidente	Catambuco - Jamondino 1 115 kV / Jamondino - Pasto 1 115 kV	2023
Suroccidente	Jamundí - Pance 1 115 kV / Páez 220/115 kV	2023
Suroccidente	Altamira – Florencia + Florencia – Doncello 115 kV.	2023
Suroccidente	Betania - El Bote 1 115 kV / Betania - TSeboruco 1 115 kV	2023
Suroccidente	Natagaima - Prado 1 115 kV / El Bote - Tenay 1 115 kV	2023
Suroccidente	Betania - TSeboruco 1 115 kV / Betania - El Bote 1 115 kV	2023
Suroccidente	Aguablanca - Alférez II 1 115 kV / Alférez II - Meléndez 1 115 kV	2023
Suroccidente	Estambul - Juanchito 2 115 kV / Estambul - Juanchito 1 115 kV (Uno respecto al otro)	2023
Suroccidente	Buga - San Marcos 1 115kV / San Marcos - Vijes 1 115 kV (Uno respecto al otro)	2023

Estas restricciones serán revisadas con el OR y la UPME para identificar alternativas de mitigación y solución.

Restricciones sin obras

Área	Operador de Red-OR / UPME	Restricción sin obra de expansión definida	Año estimado en que se evidencia
Caribe	AIR-E	Caracolí - Malambo 1 110 kV / Caracolí - Malambo 2 110 kV	2024
Caribe	AFINIA	Bosque - Chambacú 66 kV / Chambacú - La Marina 66 kV	2024
Caribe	AFINIA	Chambacú - La Marina 66 kV / Bosque - Chambacú 66 kV	2024
Caribe	AFINIA	Cartagena - La Marina 66 kV / Bosque - Chambacú 66 kV	2024
Caribe	AFINIA	Bosque - Bocagrande 66 kV / Cartagena - La Marina 66 kV	2024
Caribe	AFINIA	Sobrecarga de un transformador Nueva Montería 1 y 2 220/110 kV ante la contingencia de uno de ellos.	2024
Caribe	AFINIA-UPME	Urrá - Urabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV	2024
Caribe	AIRE-AFINIA-UPME	Contingencia transformador Cuestecitas 500/220 kV – Baja tensión en nodos de GCM	2025
Caribe	AIRE-AFINIA-UPME	Alta tensión en nodos del GCM en condición de red completa	2025
Caribe	AIR-E	Santa Marta – Manzanares 110 kV / Santa Marta - Libertador 110 kV	2026
Caribe	AIR-E	Santa Marta Libertador 110 kV / Santa Marta – Manzanares 110 kV	2026
Caribe	AFINIA	El Carmen 110/66 kV / Carreto – San Jacinto 66 kV y Baja tensión en nodos de la red 66 kV	2027
Caribe	AFINIA	El Carmen - Nvo Tolúviejo 1 110 / Carreto – San Jacinto 66 kV y Baja tensión en nodos de la red 66 kV	2027
Caribe	AFINIA	Carreto – Gambote 66 kV / Tenera – Gambote 66 kV y Baja tensión en Gambote 66 kV	2027
Caribe	AFINIA-UPME	Carreto - Sabana 500 kV / Tenera - Gambote 66 kV	2027
Caribe	UPME	Sobrecarga en red completa ATR Cuestecitas 500/220 kV	2027
Caribe	AIR-E	Cuestecitas 6 220/110-100MVA / Cuestecitas 7 220/110-40MVA	2030+
Caribe	AIR-E	Baja tensión en Maicao 110 kV ante contingencia sencilla	2030+
Caribe	AIR-E	Transformador de San Juan 220 /110 kV / Valledupar – Guatapurí 110 kV	2030+
Caribe	AIR-E	San Juan – Valledupar 220 kV / Guatapurí - Valledupar 110 kV	2030+
Caribe	AIR-E	Baja tensión en Guatapurí 110 kV y San Juan 110 kV ante contingencia del transformador San Juan 220/110kV	2030+
Caribe	AFINIA	Baja tensión en Codazzi 110kV ante contingencia Codazzi - Valledupar 1 110 kV	2030+
Caribe	AFINIA	La Jagua - La Loma 1 110/ Codazzi - Valledupar 1 110 kV	2030+
Caribe	AIR-E-UPME	San Juan – Valledupar 220 kV / Nueva San Juan – Guatapurí 110 kV	2030+

Estas restricciones serán revisadas con el OR y la UPME para identificar alternativas de mitigación y solución.

Restricciones sin obras

Área	Operador de Red-OR / UPME	Restricción sin obra de expansión definida	Año estimado en que se evidencia
Antioquia	EPM-UPME	Sobrecarga en estado estable de Barbosa – Guatapé 220 kV	2024
Antioquia	EPM-UPME	Guatapé - Miraflores 230 kV / Guatapé – Barbosa 230 kV	2024
Antioquia	EPM-UPME	Sobrecarga en estado estable Sierra – San Carlos 220 kV	2025
Antioquia	EPM-UPME	Sierra – Primavera 230 kV / Sierra - San Carlos 230 kV	2025
Antioquia	EPM-DISPAC-UPME	Antioquia - Medellín 500 kV / Baja tensión red 110 kV de Antioquia, Recuperación de tensión en la red de Choco. Demandas del área superiores a 1800 MW.	2030+
Nordeste	EBSA	Suamox -Belencito 1 115 kV / Suamox - San Antonio 1 115 kV	2026
Nordeste	EBSA	Sochagota - San Antonio 1 115 kV / Suamox - San Antonio 1 115 kV	2026
Nordeste	CENS-UPME	Unidades en Paipa + Tasajero (bajas tensiones en red normal y ante contingencias en San Mateo – Sevilla 1 115 kV, Ocaña – San Mateo 1 230 kV y Belén 230/115 kV, demandas superiores a 300 MW en Convención, Cúcuta, Don Juana, Ínsula, Sevilla, San Mateo, Tibú, Tonchalá y Zulía)	2026
Nordeste	CENS	Belén 230/115 kV / San Mateo - Sevilla 115 kV	2026
Nordeste	CENS	Belén 230/115 kV / San Mateo 1 y 2 230/115 kV	2026
Nordeste	CENS	San Mateo - Sevilla 115 kV / Belén 230/115 kV	2026
Nordeste	CENS	San Mateo - Sevilla 115 kV / Belén - Tonchalá 115 kV	2026
Nordeste	CENS	San Mateo 1 230/115 kV / San Mateo 2 230/115 kV y viceversa	2026
Nordeste	CENS	Ínsula - Sevilla 1 115/ Cucuta 230/115	2026
Nordeste	ESSA-UPME	Cabrera - Guatiguará 1 o 2 230 kV / Mesa del Sol - Piedecuesta 1 115 kV	2026
Nordeste	ENELAR-UPME	Palos - Toledo 230 kV o Toledo Samoré 230 kV o Samoré – Banadía 230 kV / Bajas tensiones en Arauca	2028
Nordeste	ENELAR-UPME	Caño Limón - La Paz 230 kV / Altas tensiones en subestaciones de Arauca	2028
Nordeste	EBSA	Sobrecarga en estado estable Suamox – San Antonio 115 kV	2029
Oriental	EMSA-UPME	Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV	2024
Oriental	ENEL	Balsillas 1 230/115 kV / Balsillas 3 230/115 kV	2025
Oriental	ENEL	Nueva Esperanza 1 500/115 kV en estado normal de operación	2025
Oriental	ENEL	Nueva Esperanza 1 500/115 kV / Nueva Esperanza 2 500/115 kV si entra el segundo trafo	2025
Oriental	EMSA	Ocoa - Granda 115 kV, Ocoa – Guamal 115 kV / Bajas tensiones en Granada y Guaviare 115 kV	2027
Suroccidente	ELECTROHUILA	Huila - Oriente 1 115 kV / El Bote - Huila 1 115 kV	2026
Suroccidente	ELECTROHUILA	El Bote - Huila 1 115 kV / Huila - Oriente 1 115 kV	2026

Estas restricciones serán revisadas con el OR y la UPME para identificar alternativas de mitigación y solución.

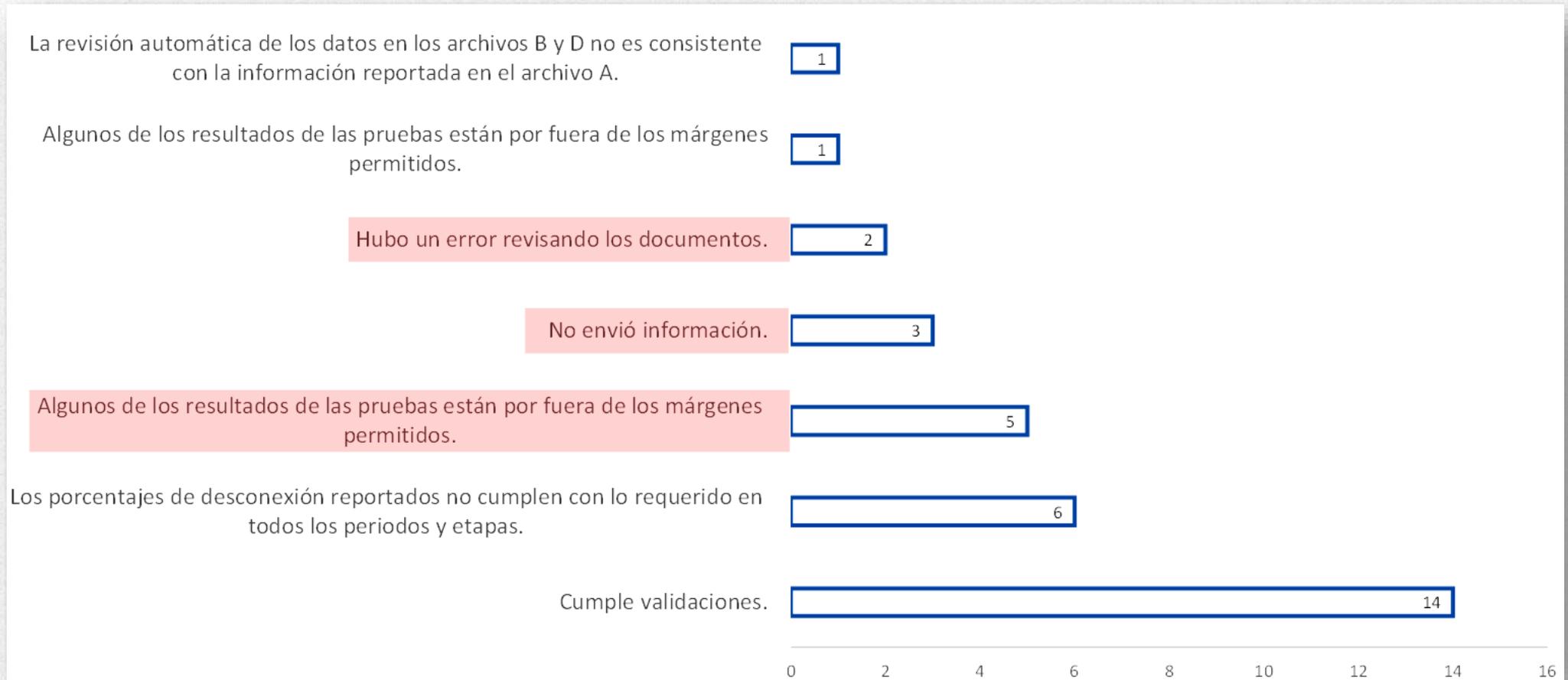
Reporte de información EDAC

Revisión anual del EDAC - Año 2023

Acuerdo CNO 1059 del 2018

Art 12 - En las reuniones del CNO, del Comité de Operación, del Comité de Distribución y del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica posteriores al 1 de noviembre de cada año, el CND presentará un informe de la verificación de la información del EDAC reportada por los operadores de red y el resultado de las pruebas a las etapas.

Informe de la verificación de la información del EDAC reportada



Informe de la verificación de la información del EDAC reportada

Cumple validaciones.	
AIR- E S.A.S. E.S.P.	MC-Atlantico
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	MC-Bolivar
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	MC-Cesar
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	MC-CordobaSucre
AIR- E S.A.S. E.S.P.	MC-GM
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	MC-Arauca
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	MC-Boyaca
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	MC-Santander
CODENSA S.A. E.S.P.	MC-Codensa
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	MC-Meta
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	MC-Cartago
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	MC-Cauca
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	MC-Nariño
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	MC-Quindio

No envió información.	
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DPTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	MC-Guaviare
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	MC-Cali
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	MC-Emec
Hubo un error revisando los documentos.	
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	MC-Casanare
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	MC-Pereira
Algunos de los resultados de las pruebas están por fuera de los márgenes permitidos.	
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	MC-Antioquia
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	MC-Choco
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	MC-Planeta
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	MC-BajoPutumayo
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	MC-Caqueta
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	MC-Putumayo
Los porcentajes de desconexión no cumplen en todos los periodos y etapas.	
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	MC-Antioquia
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	MC-NorSantander
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	MC-Caldas
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	MC-Celsia
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	MC-Tolima
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	MC-Tulua
Los archivos B y D no son consistentes con la información reportada en el archivo A.	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	MC-Huila

 Error df/dt
 Sin etapa 7
 Sin etapa 8

Recomendación

- A los agentes realizar los ajustes requeridos de acuerdo al resultado de las pruebas.
- Al CNO, enviar comunicado a las empresas que no reportaron información en los plazos del Acuerdo 1059
- Al CNO y los agentes convocar y participar activamente en el grupo de trabajo del EDAC, en el que se revisaran los ajustes requeridos en este esquema ante la entrada masiva de renovables y fuentes distribuidas.

Declaraciones de emergencia

Declaraciones de emergencia

Área Oriental

- **Octubre 2 al 6 y del 9 al 11:** 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

- **Octubre 2:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por consignaciones BL1 TERMOFLORES A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV y BL1 OASIS A EL RIO 110 kV.
- **Octubre 3:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por indisponibilidad de Flores 1 e indisponibilidad de unidad Tebsa 21.
- **Octubre 5:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por consignaciones BL1 OASIS A EL RIO 110 kV, EL RIO - OASIS 1 110 kV, BARRA TERMOFLORES 110 kV y FLORES 1 GAS.

Declaraciones de emergencia

Área Caribe

Octubre 2 al 24: Emergencia en Unión 110 kV, Magdalena 34.5 kV, El Río 34.5 kV en la subárea Atlántico, por consignaciones EL RIO - OASIS 1 110 kV y BL1 OASIS A EL RIO 110 kV.

Octubre 3 al 5: Emergencia en Silencio 34.5 kV, Riomar 34.5 kV, Las Flores 34.5 kV en la subárea Atlántico, por consignaciones Flores-TFlores 110 kV, Flores 1 110/34.5 kV, Flores 2 110/34.5 kV, Flores-Riomar 1 34.5 kV, Flores-Riomar 2 34.5 kV, Silencio 5 110/34.5 kV.

Octubre 8: Emergencia en San Juan 110 kV, Codazzi 110 kV, La Jagua 110 kV, Guatiguará 34.5 kV, Valledupar 34.5 kV y Valledupar 13.8 kV en la subarea GCM, por consignaciones en la BL1 VALLEDUPAR A SAN JUAN (GEB) 220 kV.

Octubre 15: Emergencia en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena, por consignaciones en la línea GUAJIRA – CUESTECITAS 1 220 KV.

Octubre 21 al 24: Emergencia en Silencio 34.5 kV, Riomar 34.5 kV y Las Flores 34.5 kV, en la subárea Atlántico, por consignaciones en la BARRA OASIS 110 kV.

Área Nordeste

Octubre 2 al 24: Emergencia en Tibú, Zulia e Insula 115 kV, en la subárea Nordeste, por consignaciones en la línea LA ÍNSULA (CUCUTA) - BELEN (CUCUTA) 1 115 KV.

Octubre 5 al 7: Emergencia en Convención, Ayacucho, Buturama, Aguachica, Ocaña, Tibú y Zulia 115 kV, en la subárea Nordeste, por consignaciones en la línea BARRA OCAÑA 115 kV.

Octubre 7 al 8: Emergencia en Tibú 115 kV, Zulia 115 kV, Ínsula 115 kV, Sevilla 115 kV y Belén 115 kV, en la subárea Nordeste, por consignaciones en la línea LA INSULA (CUCUTA) - BELEN (CUCUTA) 1 115 KV.

Octubre 7 al 8: Emergencia en Tibú 115 kV, Zulia 115 kV e Ínsula 115 kV, en la subárea Nordeste, por consignaciones en la BL1 LA ÍNSULA A BELEN (CUCUTA) 115 kV.

Declaraciones de emergencia vigentes

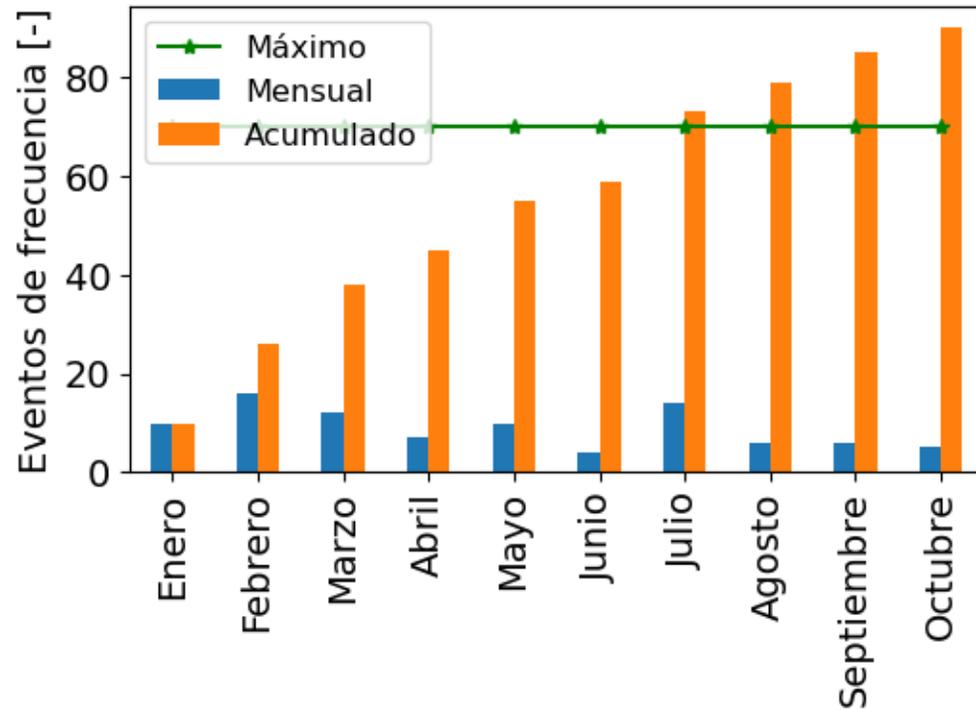
Área Caribe :

- Desde abril 01 de 2022: Subárea GCM, debido al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión.
- Desde junio 24 de 2023, nodos de Caribe por recuperación transitoria de tensión:
 - Subárea GCM: El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV.
 - Subárea Bolívar: San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen 66 kV y El Plato 34.5 kV.
 - Subarea Córdoba Sucre: Mompox 110 kV.
- Desde septiembre 6 de 2023, en El Carmen 110 kV en la subárea Bolívar por recuperación transitoria de tensión.

+ + + + + + + + + + +

Indicadores operación + +

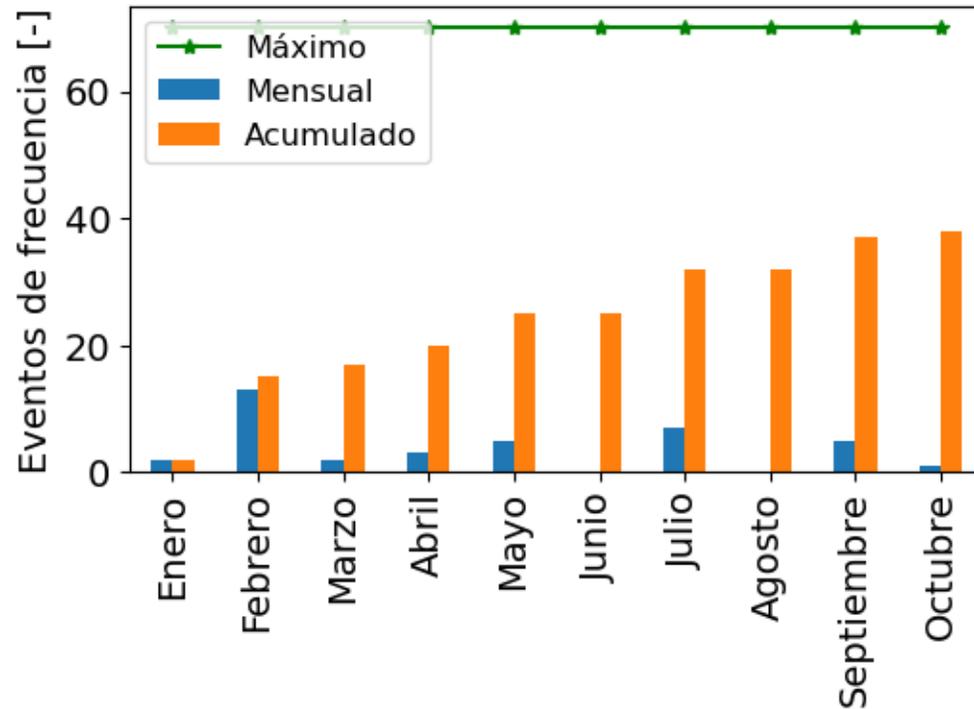
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Octubre de 2023 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitoria en el sistema.

| Fecha | Duracion | Frecuencia | Descripcion | EDAC |
|------------------|----------|------------|--|------|
| 2023-10-24 05:03 | 3.0 | 59.7 | 05:03 Se presenta disparo de las unidades de generación de Termovalle y Termoemcali se encontraban generando aproximadamente 239 MW y 180 MW, respectivamente. La frecuencia alcanza un valor de 59.68 Hz. | No |
| 2023-10-03 05:08 | 1.0 | 59.7 | Evento de frecuencia por disparo de las Unidades TEBSA 14 y TEBSA 24 con aproximadamente 320 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.711 Hz. | No |
| 2023-10-24 01:59 | 4.0 | 59.7 | Se presenta disparo de la unidad de generación GECELCA 32 que se encontraba generando 273 MW, la frecuencia alcanza un valor de 59.74 HZ. | No |
| 2023-10-23 22:12 | 4.0 | 59.8 | Se presenta disparo de la unidad de generación ITUANGO 2 que se encontraba generando 300 MW, la frecuencia alcanza un valor de 59.746 HZ. | No |
| 2023-10-08 19:26 | 1.0 | 59.8 | Se presenta disparo de todas las unidades de Flores IV que se encontraban generando aproximadamente 445MW, la frecuencia alcanza un valor de 59.7965 HZ. | No |

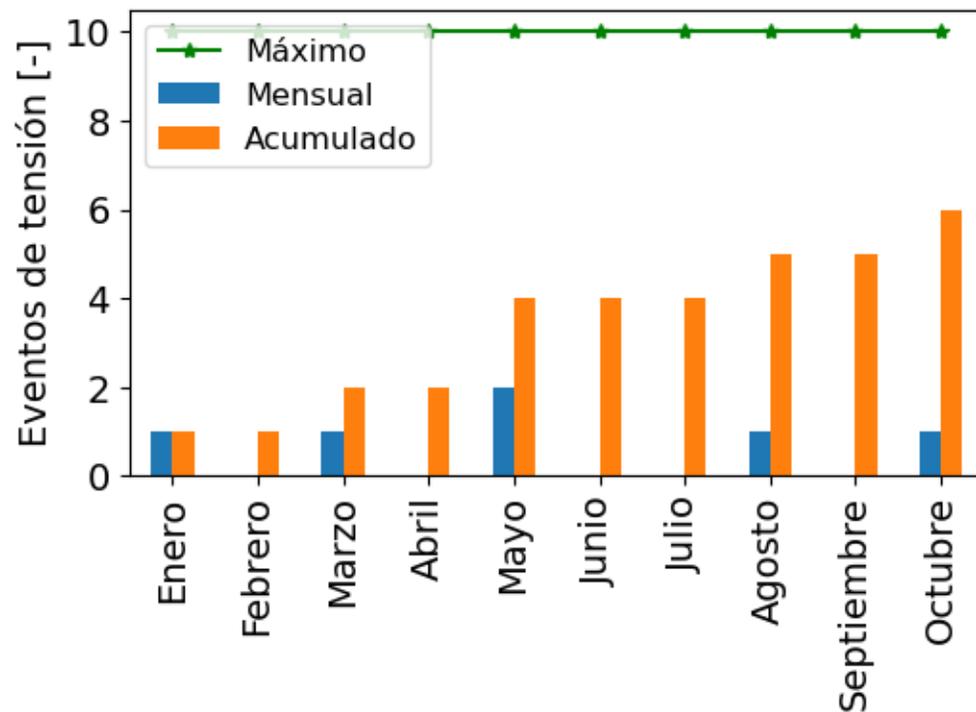
Eventos Transitorios de Frecuencia Ituango



Durante el mes de Octubre de 2023 se presentó un evento de frecuencia transitoria en el sistema debido a unidades de ITUANGO.

| Fecha | Duracion | Frecuencia | Descripcion | EDAC |
|------------------|----------|------------|---|------|
| 2023-10-23 22:12 | 4.0 | 59.8 | Se presenta disparo de la unidad de generación ITUANGO 2 que se encontraba generando 300 MW, la frecuencia alcanza un valor de 59.746 HZ. | No |

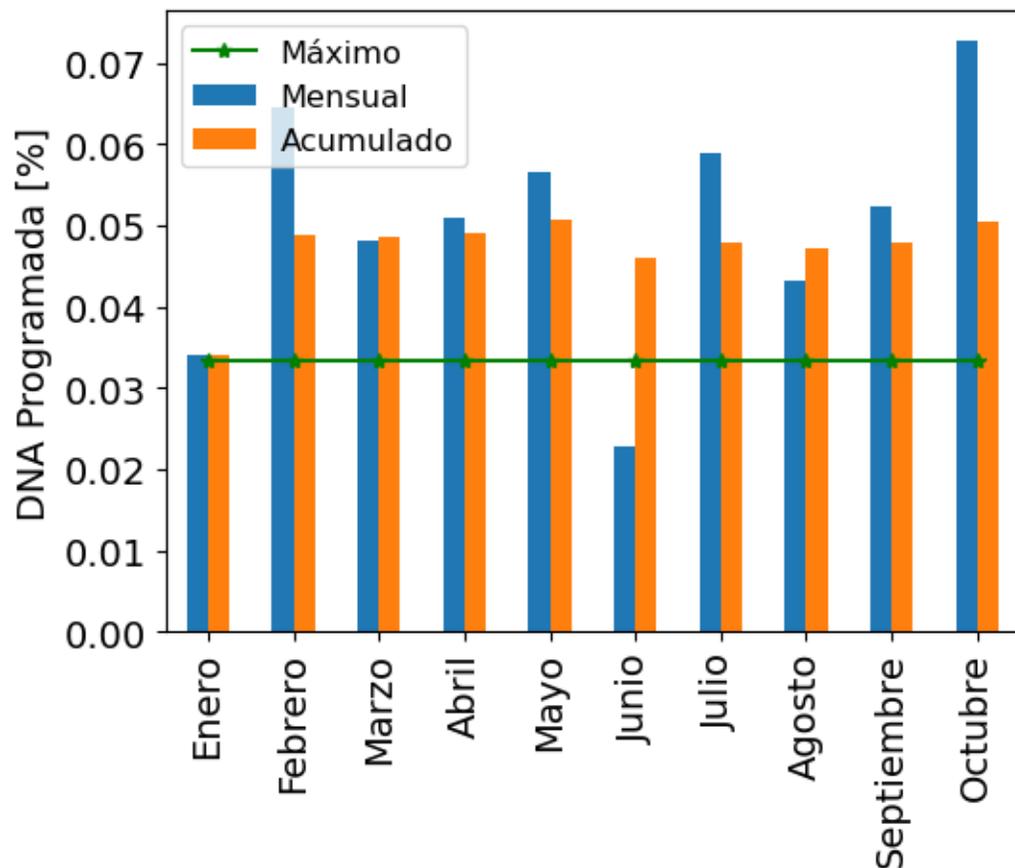
Eventos de Tensión Fuera de Rango



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

| Fecha | Descripción | Causa |
|------------------|--|------------|
| 2023-10-02 18:35 | Evento de tensión por el disparo de todas las bahías asociadas a la BARRA ENVIGADO 220 kV, dejando sin tensión la subestación ENVIGADO 220 kV. | Evento STN |

DNA Programada

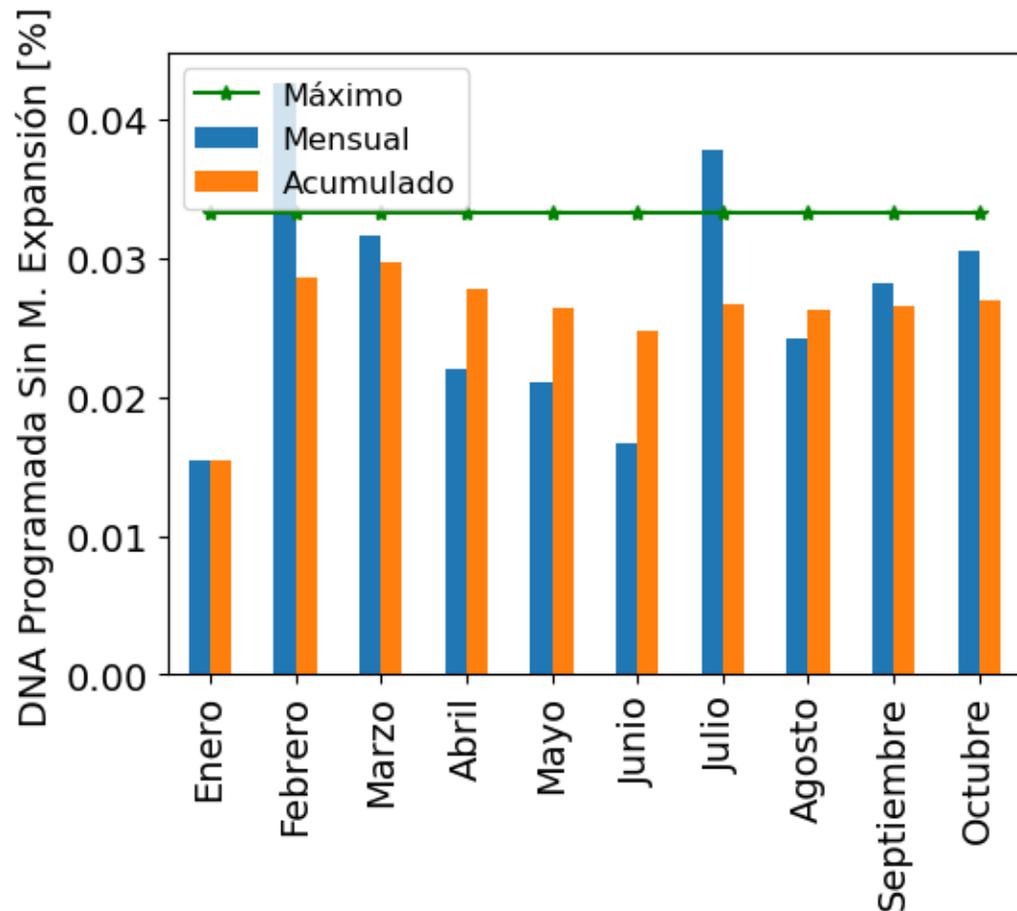


Por causas programadas se dejaron de atender 4.714 GWh en el mes de Octubre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

| Fecha/h | Energía | Descripcion |
|------------------|---------|---|
| 2023-10-08 06:42 | 540.7 | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0222944, C0222952 , C2007035 y C2007036 de los activos EL BOSQUE - CHAMBACU 1 66 kV, CHAMBACU 1 50 MVA 66/13.8/4.61 kV, CHAMBACU 2 50 MVA 66/13.8/7.6 kV y EL BOSQUE - CHAMBACU 2 66 kV. |
| 2023-10-19 05:25 | 454.7 | Demanda no atendida en la subárea Bolívar por trabajos en las consignaciones C0222955, C2008660, C2008771, C2008809, C2008810 de los activos BARRA CALAMAR 66 kV, BL1 TOLUVIEJO A EL CARMEN 110 kV, EL CARMEN 1 60 MVA 110/66/13.8 kV, EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV y GAMBOTE - TCALAMAR 1 66 kV. |
| 2023-10-22 06:11 | 442.9 | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2007221, C2007224, C2008891 y C2008781 de los activos VALLEDUPAR 3 120 MVA 220/34.5/13.8 KV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 13.8 kV, VALLEDUPAR 1 - SEC 2 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 34.5 kV, respectivamente. |
| 2023-10-22 06:58 | 396.4 | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2007039 y C2007038 de los activos EL PASO - EL COPEY 1 110 kV y EL PASO - EL BANCO 1 110 kV. |
| 2023-10-01 05:03 | 320.4 | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2008173 y C2007226 de los activos TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV y BL 1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV. |

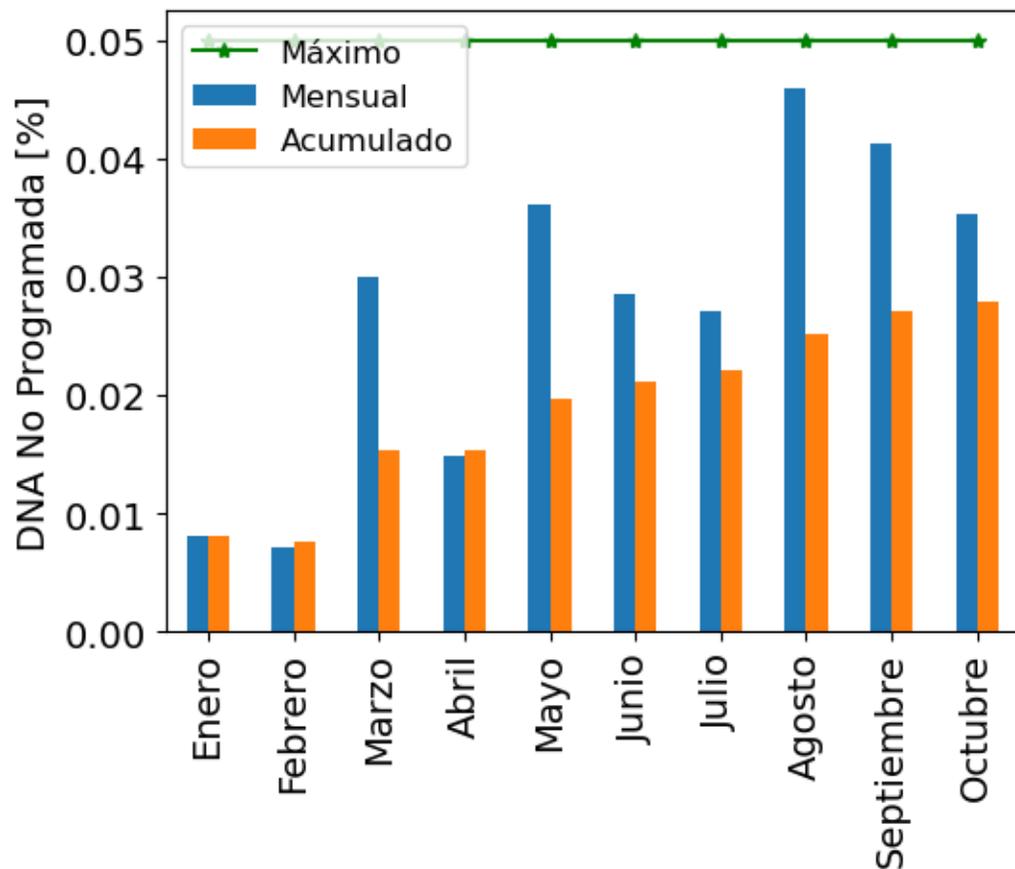
DNA Programada sin M. Expansión

Por causas programadas se dejaron de atender 1.974 GWh en el mes de Octubre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



| Fecha/hni | Energía | Descripcion |
|------------------|---------|--|
| 2023-10-22 06:11 | 442.9 | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2007221, C2007224, C2008891 y C2008781 de los activos VALLEDUPAR 3 120 MVA 220/34.5/13.8 KV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 13.8 kV, VALLEDUPAR 1 - SEC 2 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 34.5 kV, respectivamente. |
| 2023-10-22 06:58 | 396.4 | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2007039 y C2007038 de los activos EL PASO - EL COPEY 1 110 kV y EL PASO - EL BANCO 1 110 kV. |
| 2023-10-03 05:53 | 311.3 | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2004901, C2004900, C2004899 y C2004898 de los activos BL1 GAIRA A SANTA MARTA 1 110 kV, GAIRA 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV, BT GAIRA 1 60 MVA 110 kV y BT GAIRA 1 60 MVA 34.5 kV respectivamente. |
| 2023-10-25 06:32 | 172.7 | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2008743 y C2008744 de los activos BL1 BARANOA A SABANALARGA 110 kV y BARANOA 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente. |
| 2023-10-25 07:58 | 171.1 | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2008768, C2006843 y C2006841 de los activos BARRA BANADIA 34.5 kV, BT BANADIA 1 50 MVA 34.5 kV y BANADIA 1 50 MVA 230/115/34.5 kV, respectivamente. |

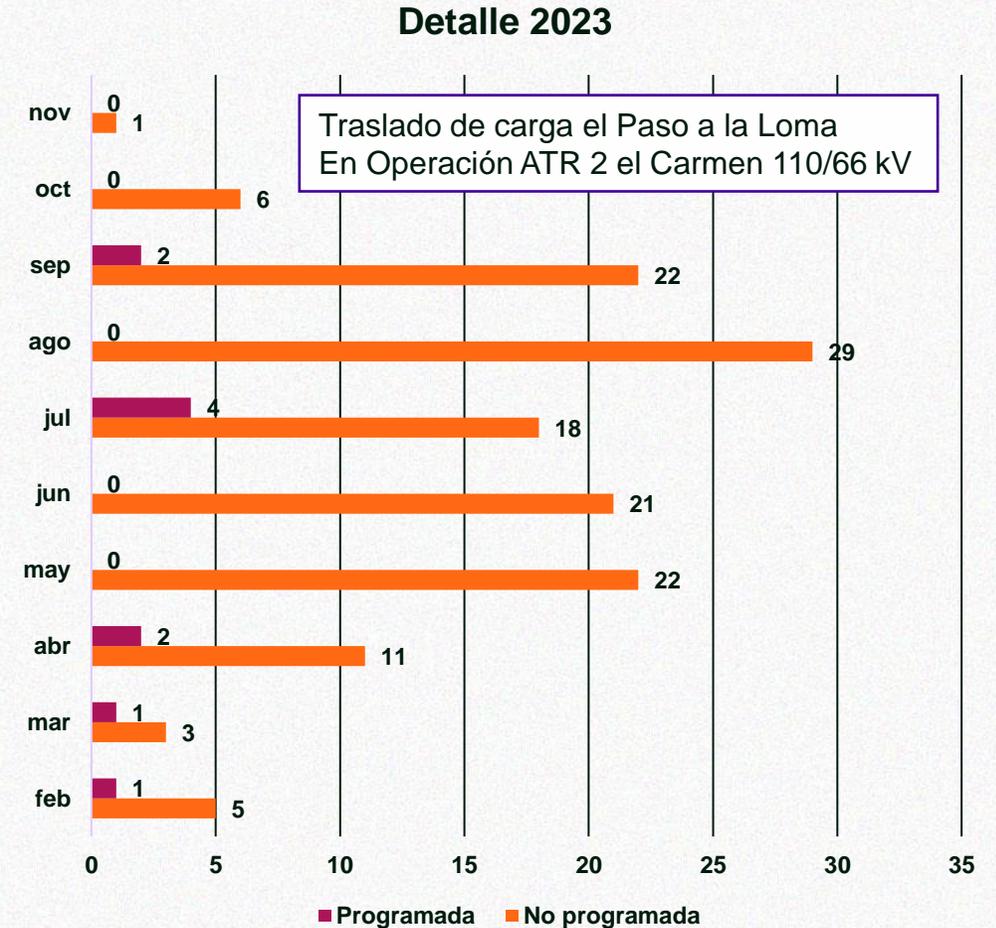
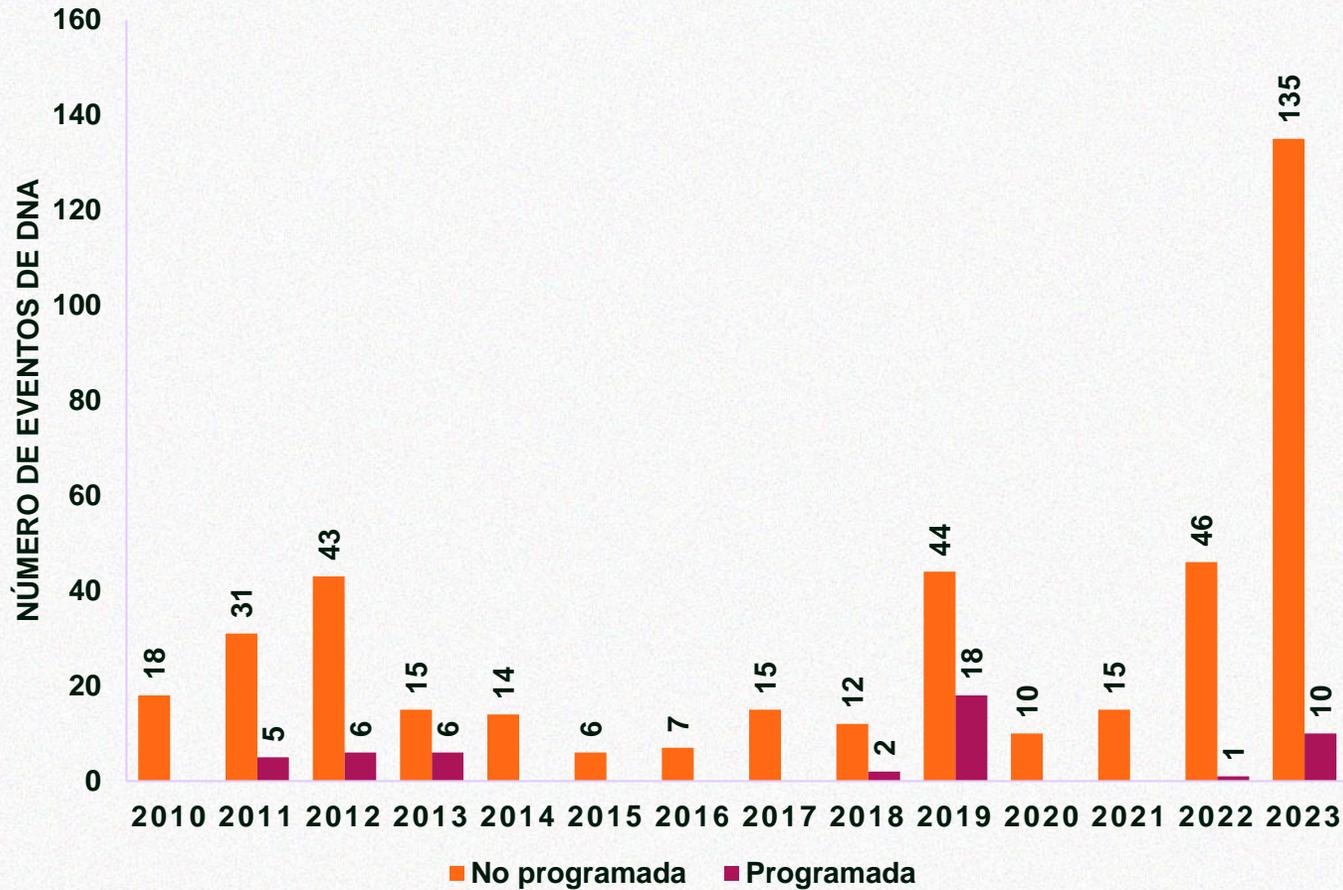
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 2.286 GWh en el mes de Octubre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

| Fecha/hni | Energía | Descripcion |
|------------------|---------|--|
| 2023-10-06 00:00 | 455.0 | Continua Demanda no atendida por disparo del activo GRANADA - OCOA 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GRANADA 115 kV y SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV. |
| 2023-10-05 20:15 | 194.1 | Demanda no atendida por disparo del activo GRANADA - OCOA 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GRANADA 115 kV y SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV. |
| 2023-10-20 00:00 | 178.4 | Continúa demanda no atendida por disparo del activo MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación radial MOMPOX 110 kV. |
| 2023-10-25 18:25 | 167.4 | Demanda no atendida por disparo del activo BL1 ZIPAQUIRA A TPELDAR 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales PELDAR 115 kV, UBATE 115 kV y SIMIJACA 115 kV. Agente declara indisponible circuito TPELDAR - ZIPAQUIRA 1 115 kV y TPELDAR - UBATE 1 115 kV. |
| 2023-10-19 13:17 | 143.4 | Demanda no atendida por disparo del activo MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación radial MOMPOX 110 kV. |
| 2023-10-01 15:45 | 120.2 | Demanda no atendida por disparo de BT FUNDACION 2 42 MVA 110 kV asociados al INTERRUPTOR 7030 FUNDACION 110 kV y al INTERRUPTOR 7020 FUNDACION 110 kV (en |

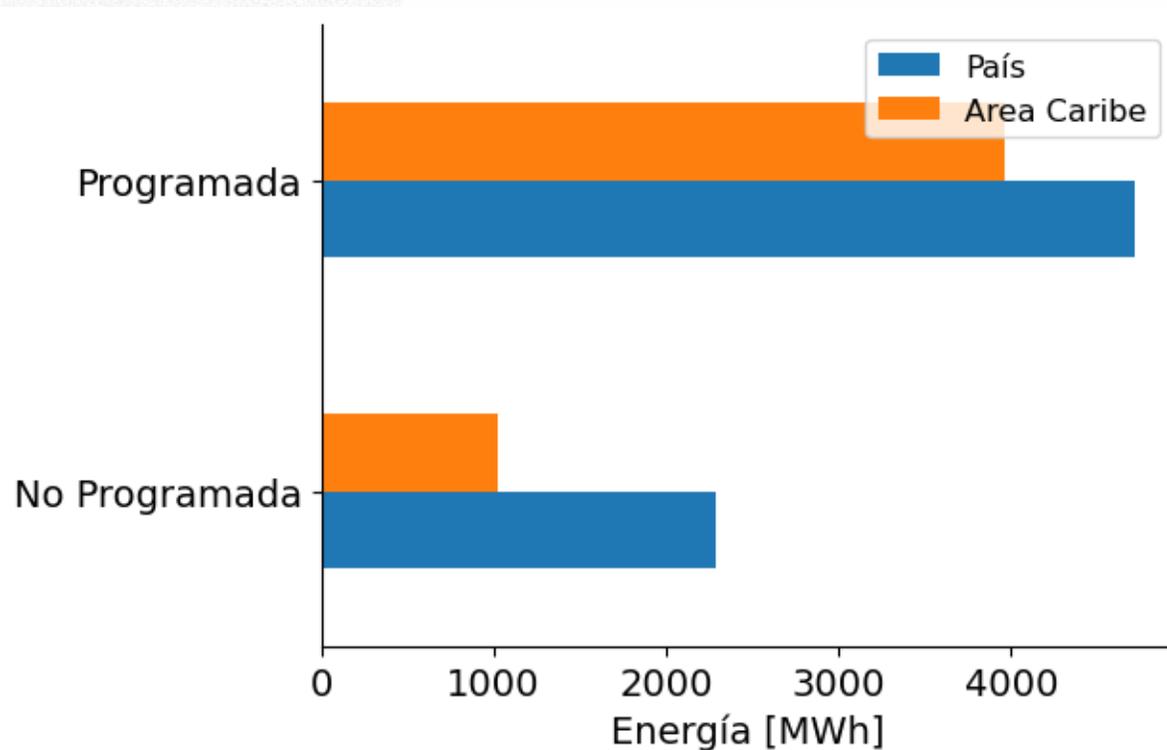
Evolución eventos de DNA por seguridad y confiabilidad del sistema en el área Caribe



*Corte a 7 de Noviembre de 2023

“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 Operación.

DNA Caribe vs. País

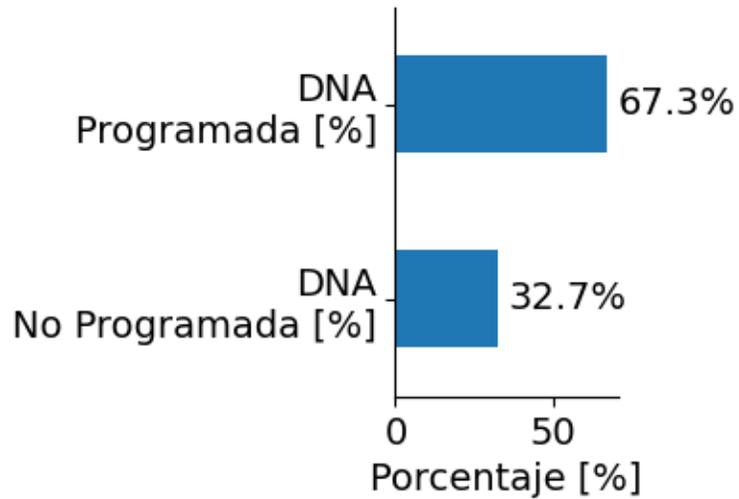


La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 3.966 GWh, siendo un 84.14% de la demanda no atendida programada nacional (4.714 GWh) para el mes de Octubre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 1.022 GWh, siendo un 44.71% de la demanda no atendida no programada nacional (2.286 GWh) para el mes de Octubre.

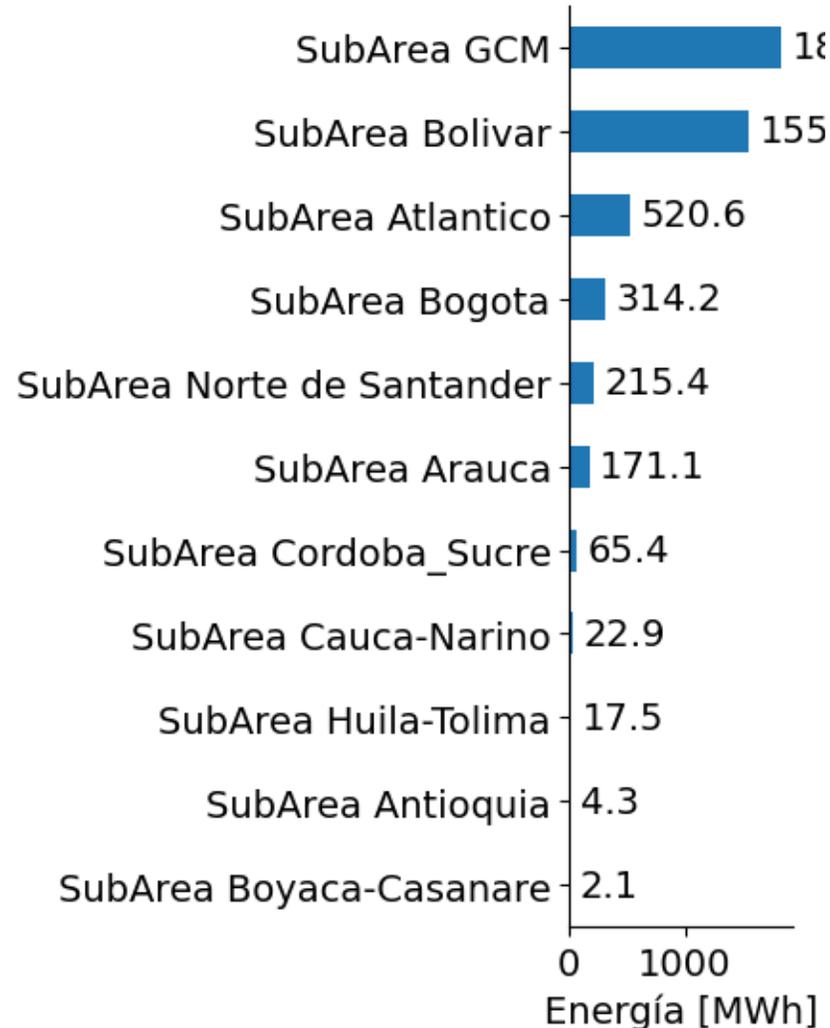
Resumen – Demanda no atendida

% DNA

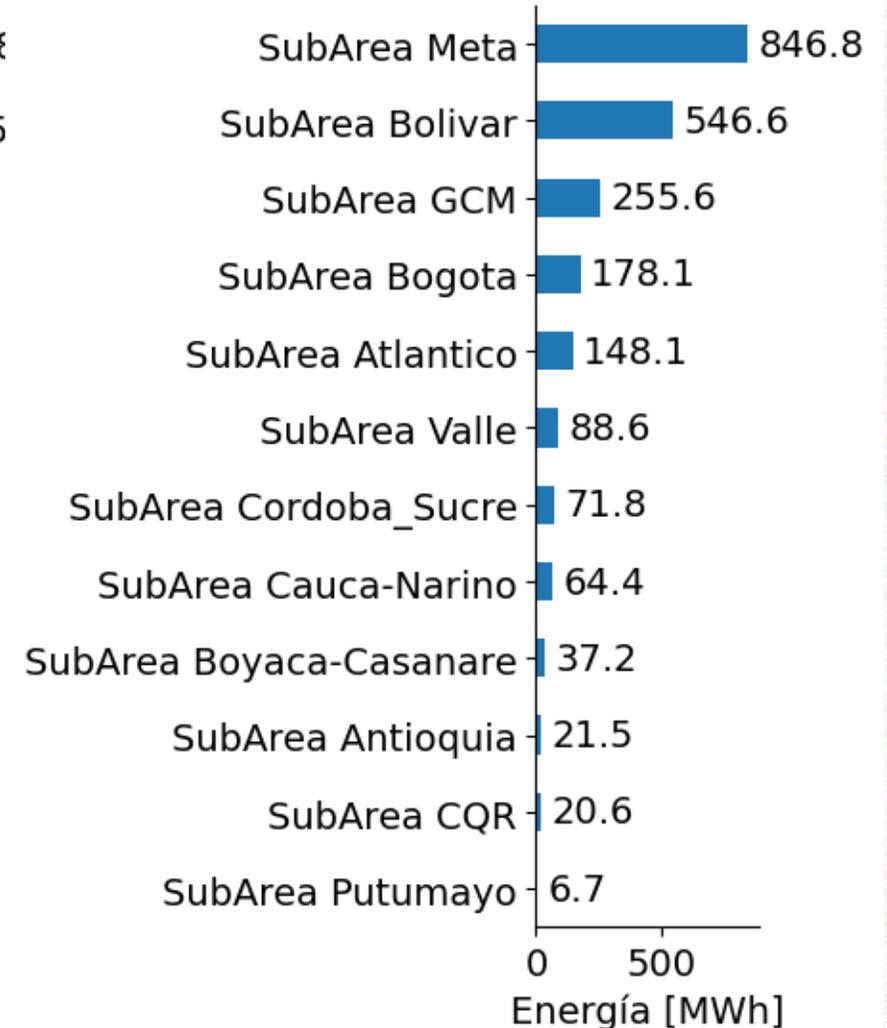


El total de demanda no atendida en Octubre fue 7.0 GWh

DNA Programada

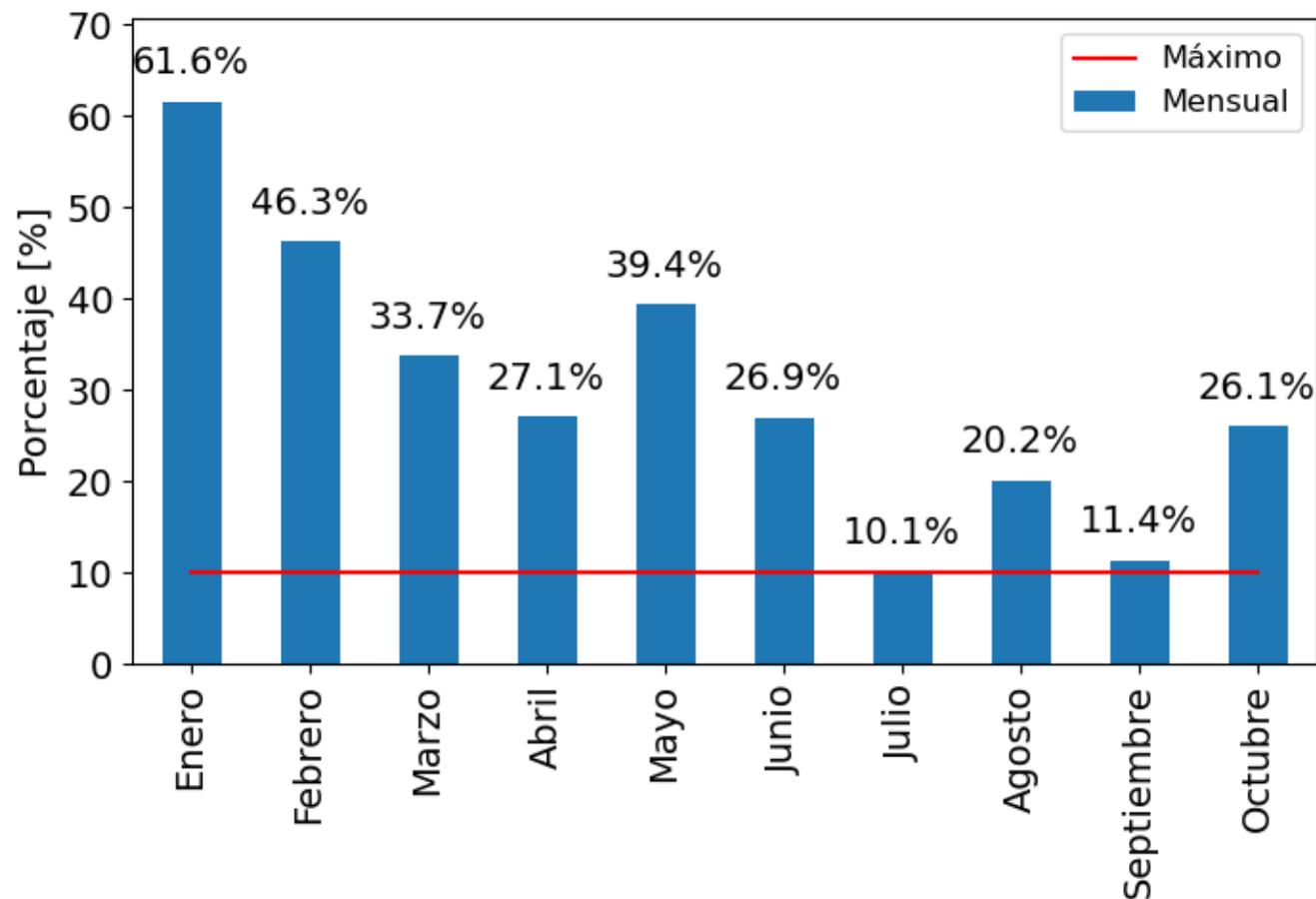


DNA No Programada



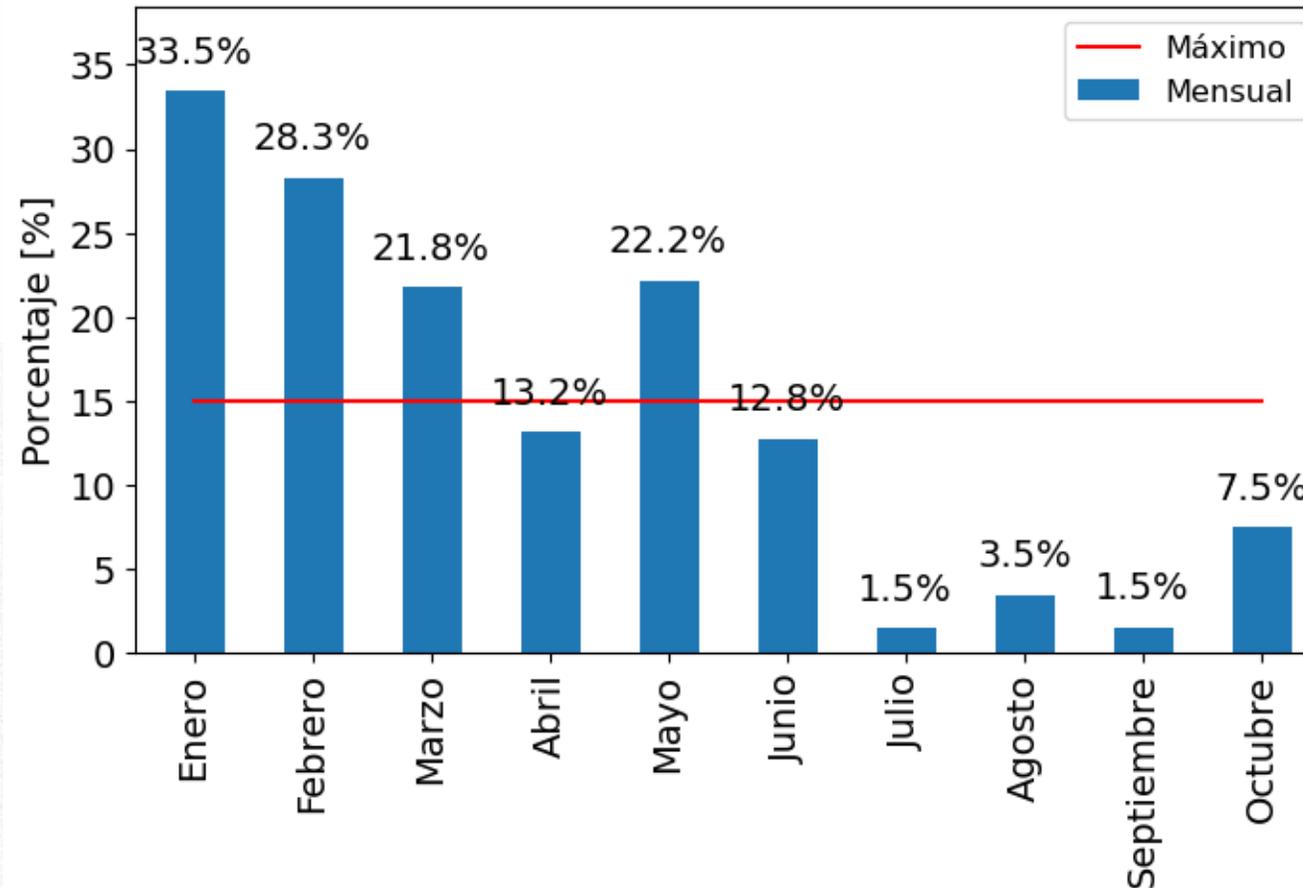
Desviación Plantas Menores

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



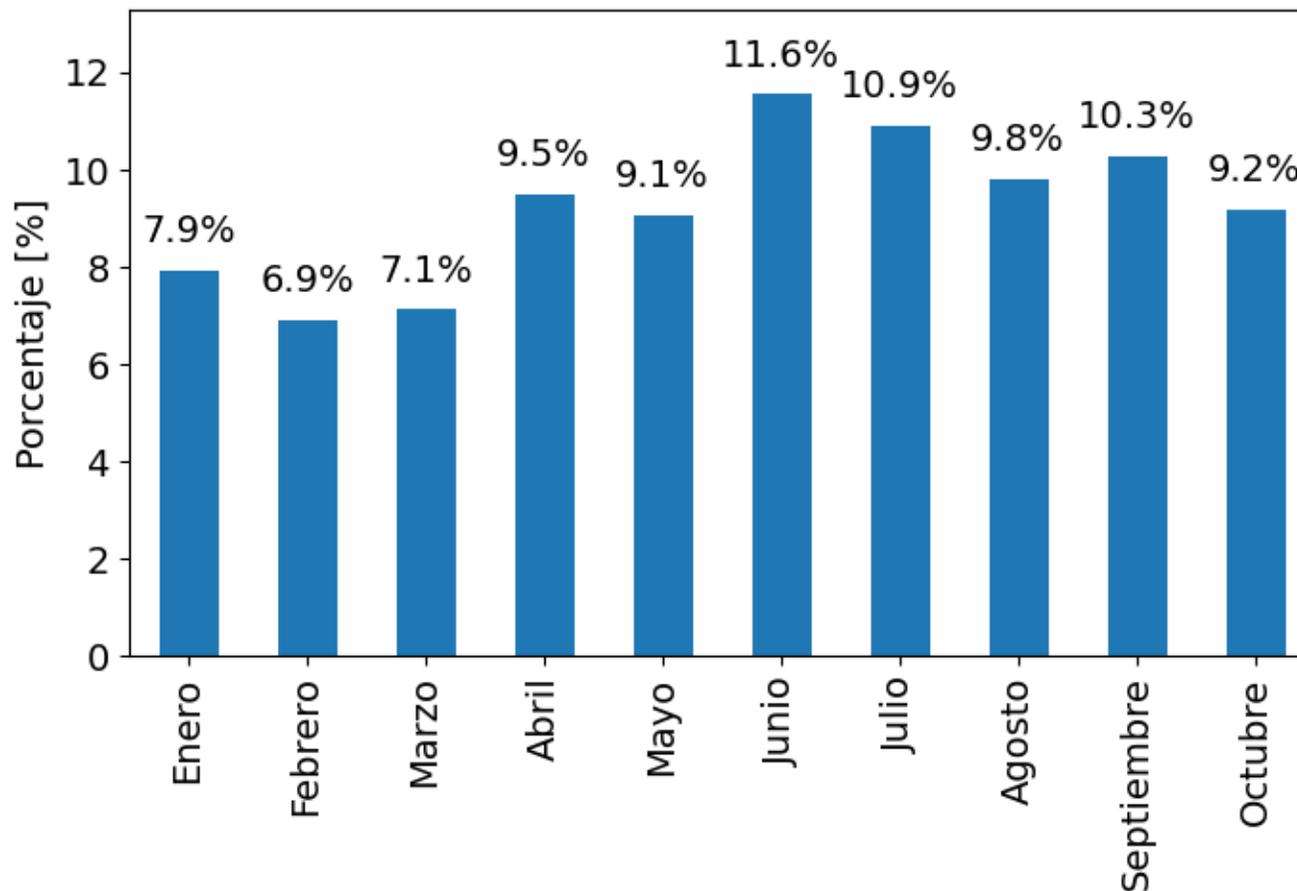
Desviación Plantas Menores

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

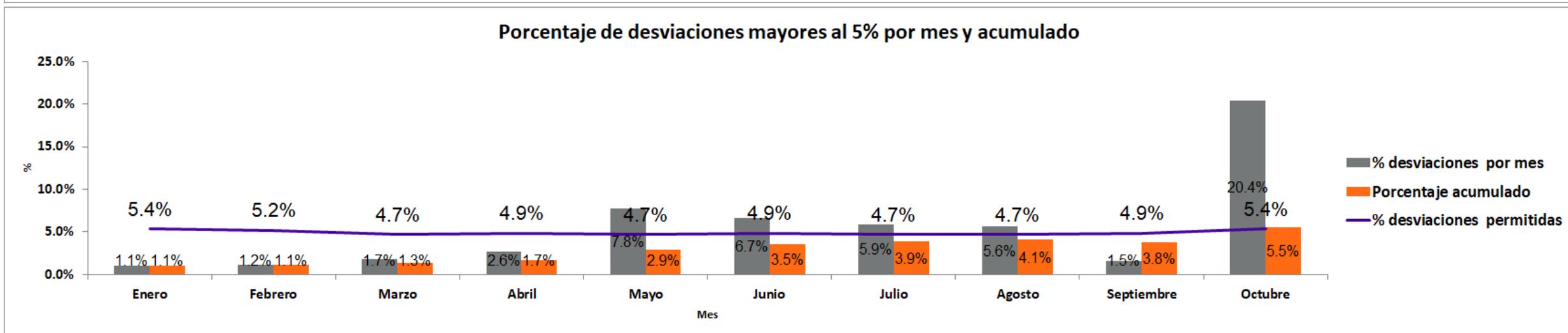
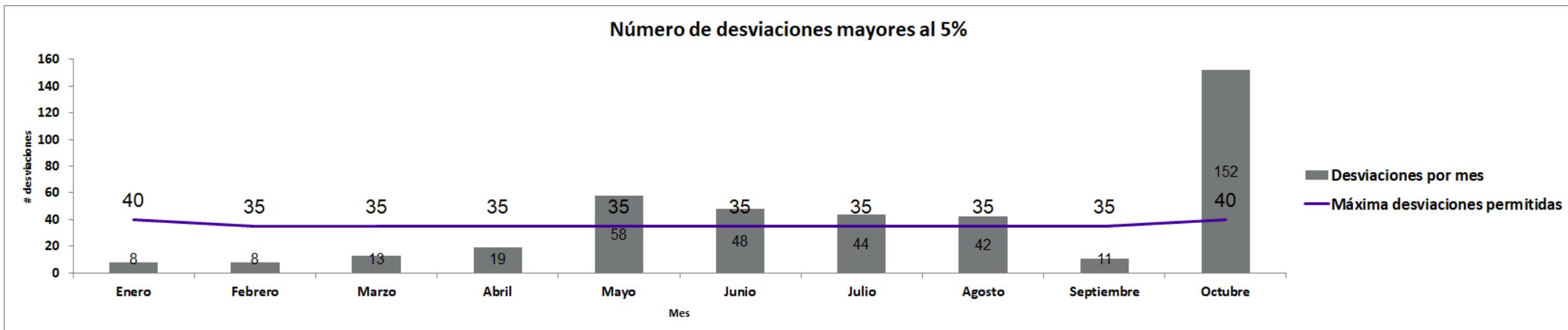


Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

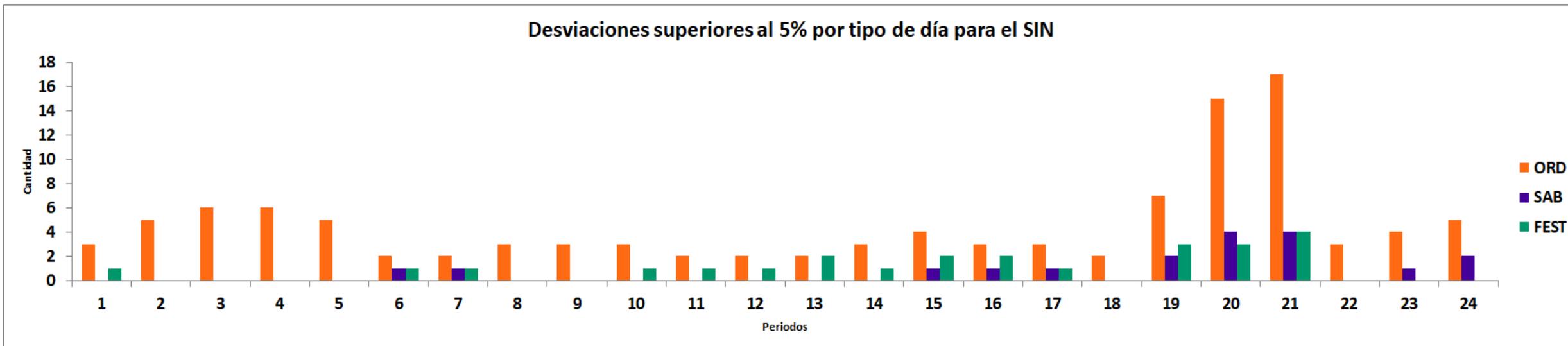


Indicador de calidad del pronóstico oficial octubre 2023

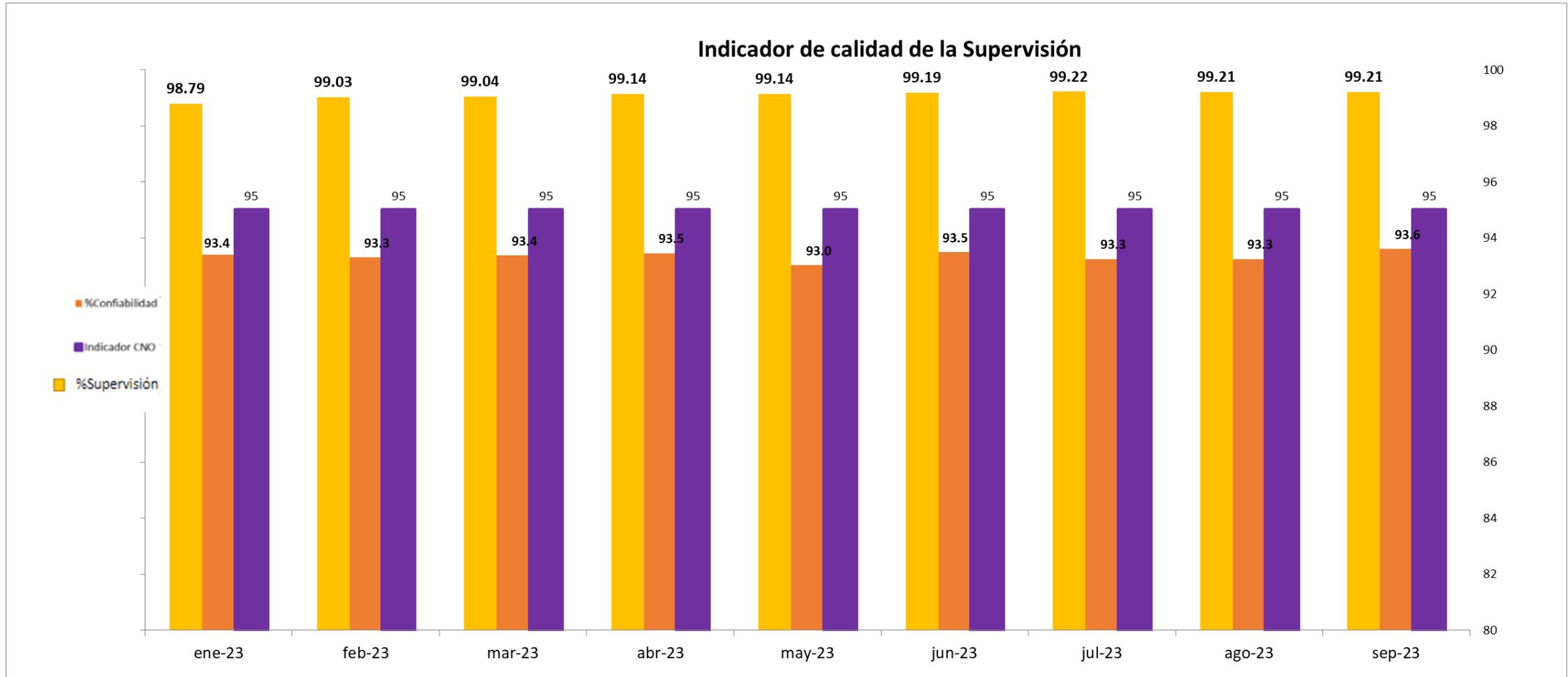


*Información actualizada el 06 de noviembre de 2023

Indicador de calidad del pronóstico oficial octubre 2023



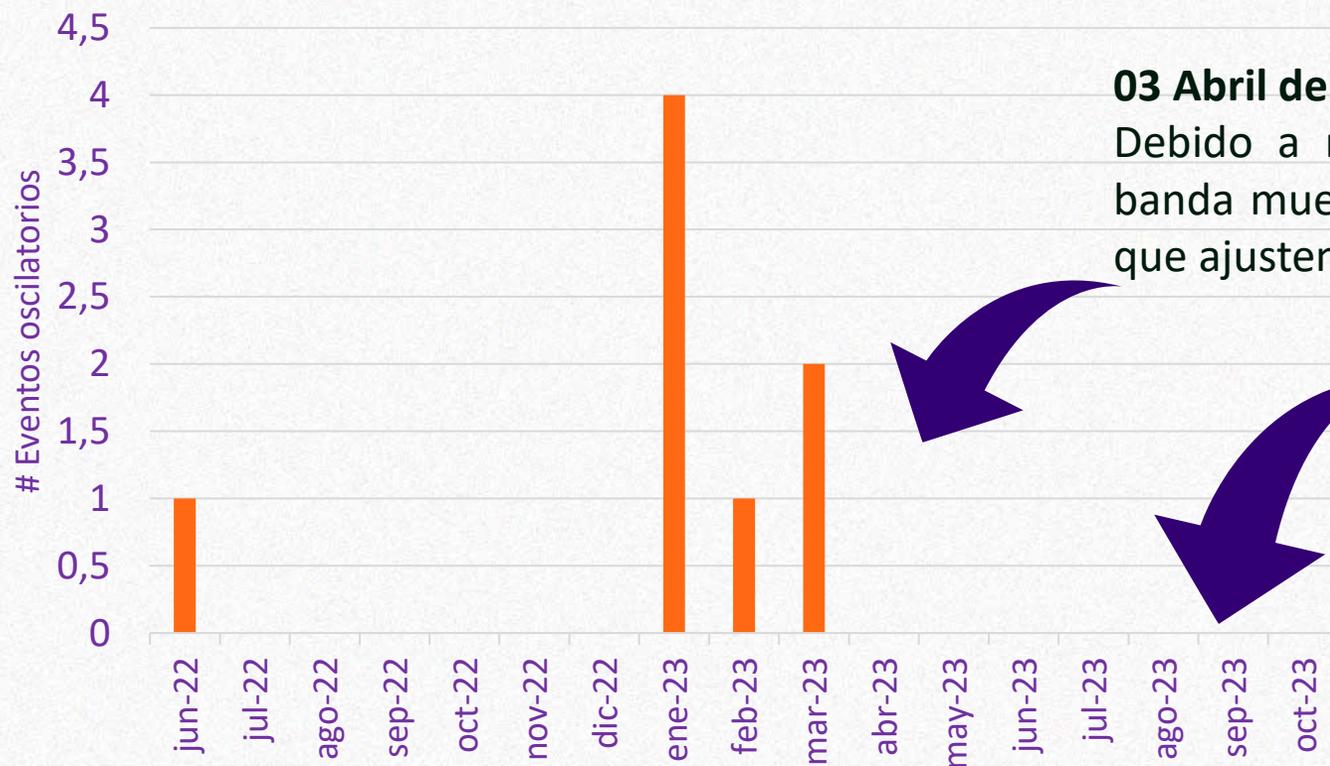
Indicador de calidad de la supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de septiembre de 2023

Indicador propuesto (2023)

Indicador oscilaciones baja frecuencia



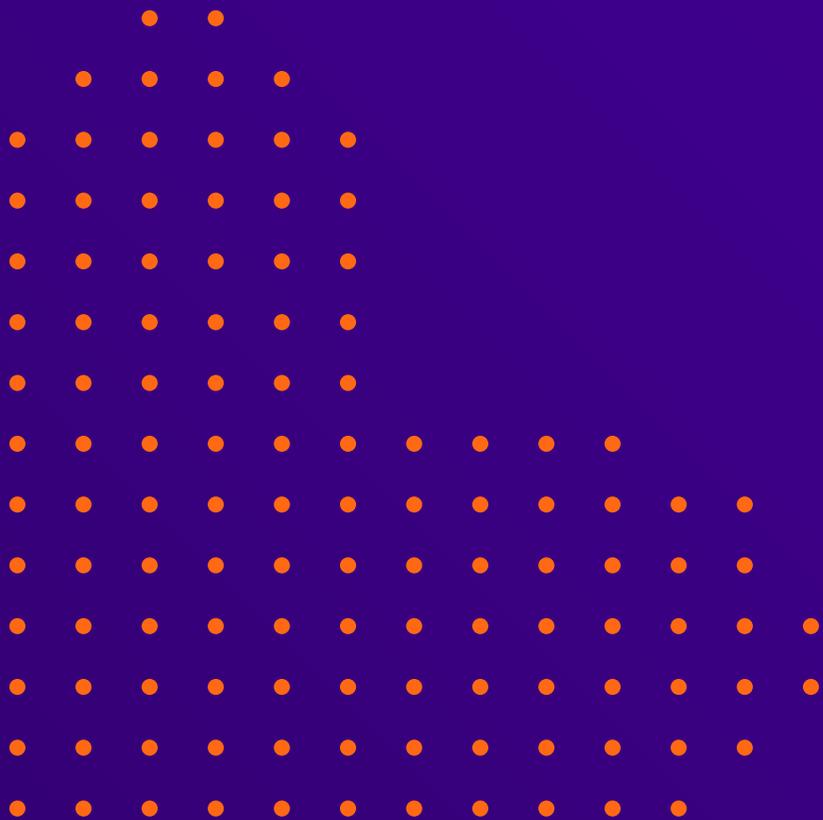
03 Abril de 2023:

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

17-20 Septiembre de 2023:

Ajuste de controles de regulación de velocidad de Betania unidades 2 y 3.

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