

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-001

Jueves, 11 de enero de 2024



Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND – 001
Jueves 11 de enero de 2024**

1. Balance 2023

2. Variables del SIN

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

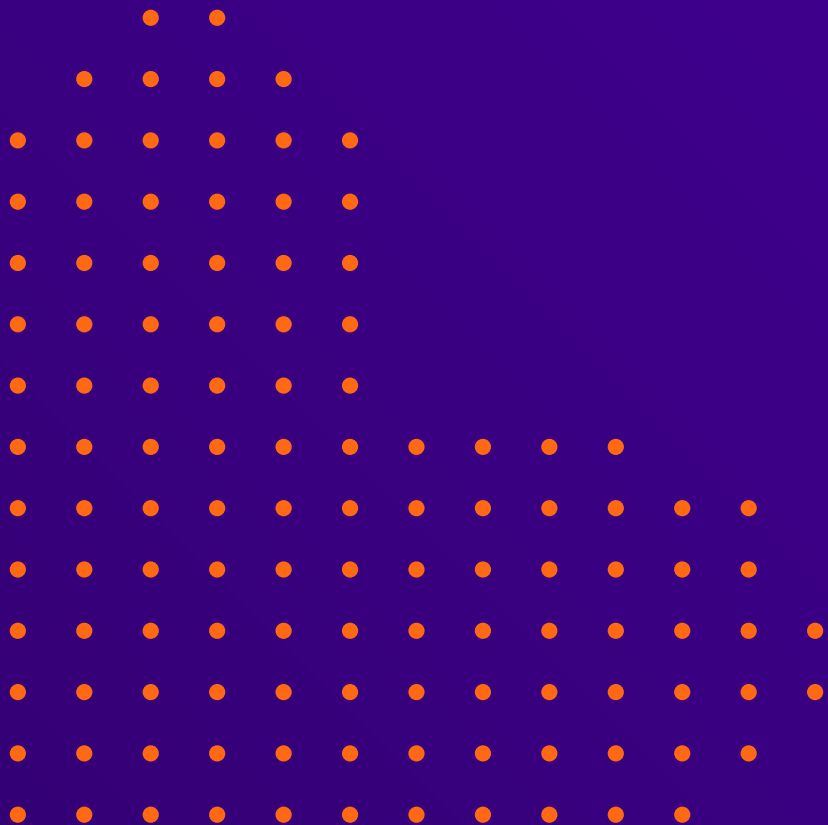
3. Expectativas Energéticas

- Información de supuestos
- Análisis energético de mediano plazo y sensibilidades
- Análisis energético de largo plazo

4. Situación Operativa

- Acuerdo CNO 696 – Radar de Proyectos
- Indicadores de operación
- Resumen IPOEMP
- Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

1. Balance 2023



Sumamos energía,
sumamos pasión

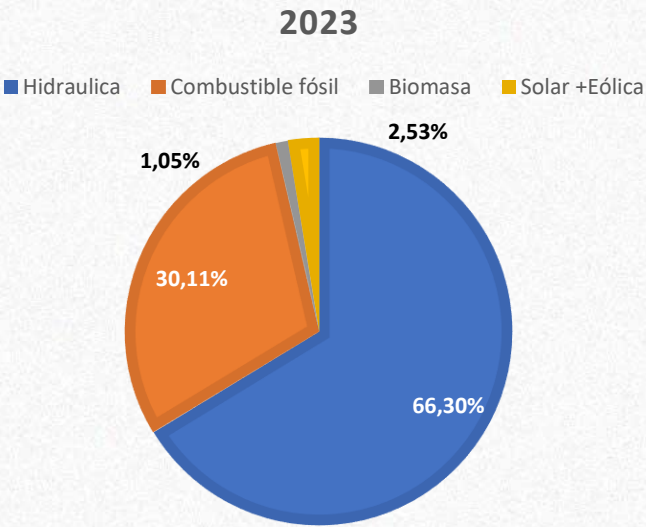
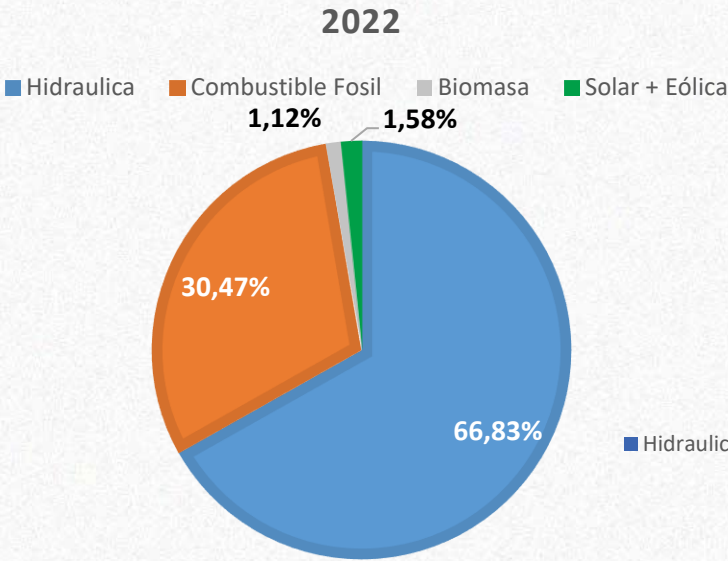
Balance 2023

Capacidad Efectiva Neta

Tipo fuente	2022(MW)	2023 (MW)	Variación
Hidraulica	12549,15	13206,17	↑ 5,23%
Térmico	5930,83	6207,83	↑ 4,62%
Eólica	18,42	18,42	→ 0,00%
Solar	278,66	486,26	↑ 74,5%
Total	18777,06	19918,68	

Variación Total (%)

6.08%



En 2023 la capacidad efectiva aumentó en 1,141.62 MW.

Se resalta que en los últimos 2 años la Capacidad Efectiva del SIN ha aumentado 12.16%

Adicionalmente al 31 de diciembre de 2023 se encontraban 1133 MW en pruebas.

Proyectos de generación 2023

Atlántico 0,996 MW

PARQUE SOLAR URUACO

Córdoba-Sucre 39,7 MW

Parque Fotovoltaico La Tolua 19,9
Parque Fotovoltaico Tierra Linda 9,9
PÉTALO DE CÓRDOBA II 9,9

Antioquia 604,9 MW

Autogenerador CIJEANS 1,392
Autogenerador Pintuco 1,406
GD1 Comunidad Solar El Salvador 0,0127
GD2 Comunidad Solar El Salvador 0,0037
Ituango Unidad 3 300
Ituango Unidad 4 300
PCH La Cascada de Granada 2,09

Valle 56,7 MW

Autogenerador Celsia Solar Buga 1 Solla 4,9
Autogenerador Celsia Solar Grasas 4
Autogenerador Solar Palmira 3 Amcor 4,9
Autogenerador Solar Palmira 3 Zona Franca 2,9
GRANJA SOLAR EL SALADO 0,0998
Planta Solar La Victoria 1 19,9
Planta Solar La Victoria 2 19,9

Cauca 50 MW

Incauca

Putumayo 2 MW

Autogeneración Gran Tierra Energy
– Campo Costayaco

GCM 18,9 MW

CAIMANCENAGUERO 1 9
Planta fotovoltaica Pétalo del Magdalena I 9,9

Bolívar 243 MW

PARQUE SOLAR ARENAL 1 2
TERMOCANDELARIA CC 241

Norte de Santander 9,5 MW

Parque Solar Fotovoltaico Los Girasoles

Santander 39,8 MW

PCH Oibita 19,9
PCH San Bartolomé 19,9

Bogotá 9,9 MW

Honda Solar 1 9,9

CQR 9,1 MW

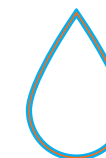
Planta fotovoltaica San Felipe 9,1

Huila-Tolima 58 MW

Planta fotovoltaica Dulima 19,9
Planta fotovoltaica Flandes 19,9
Planta fotovoltaica Lanceros 9,1
Planta fotovoltaica Yuma 9,1



SOLAR
207 MW



HIDRÁULICO
642 MW

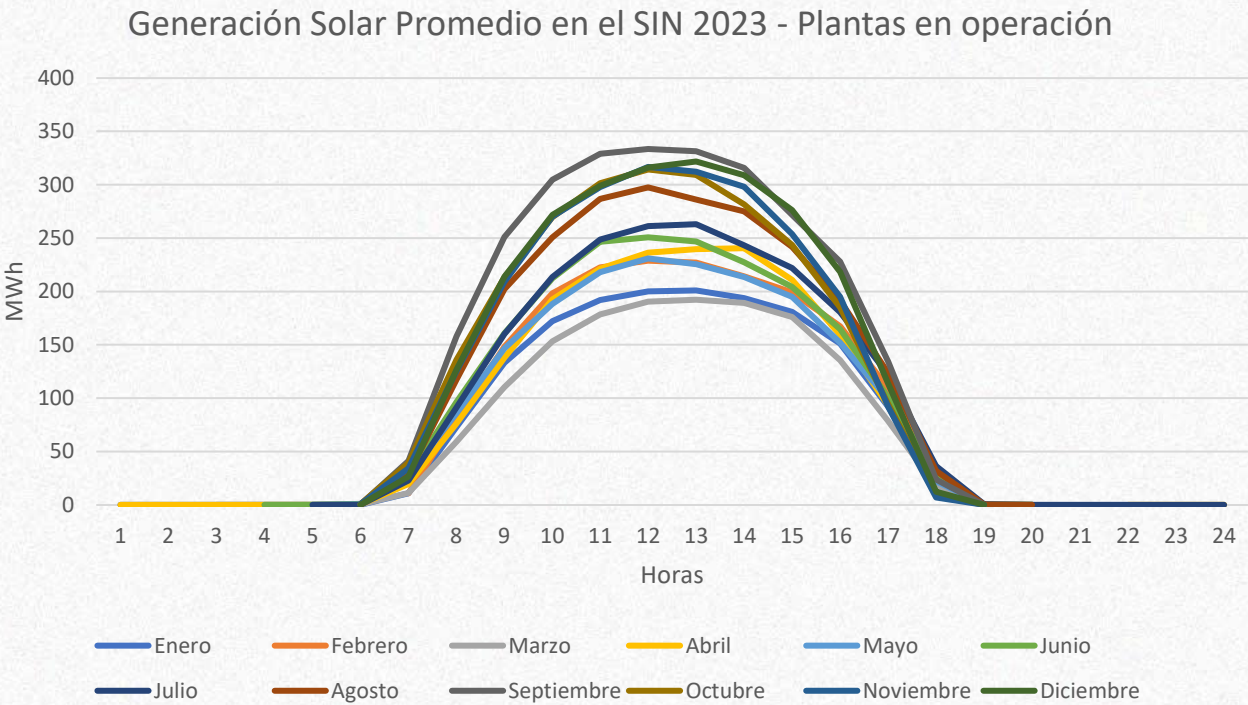


TÉRMICO
293 MW

En 2023 entraron
1142 MW de
proyectos de
generación al SIN.



Aumento generación solar



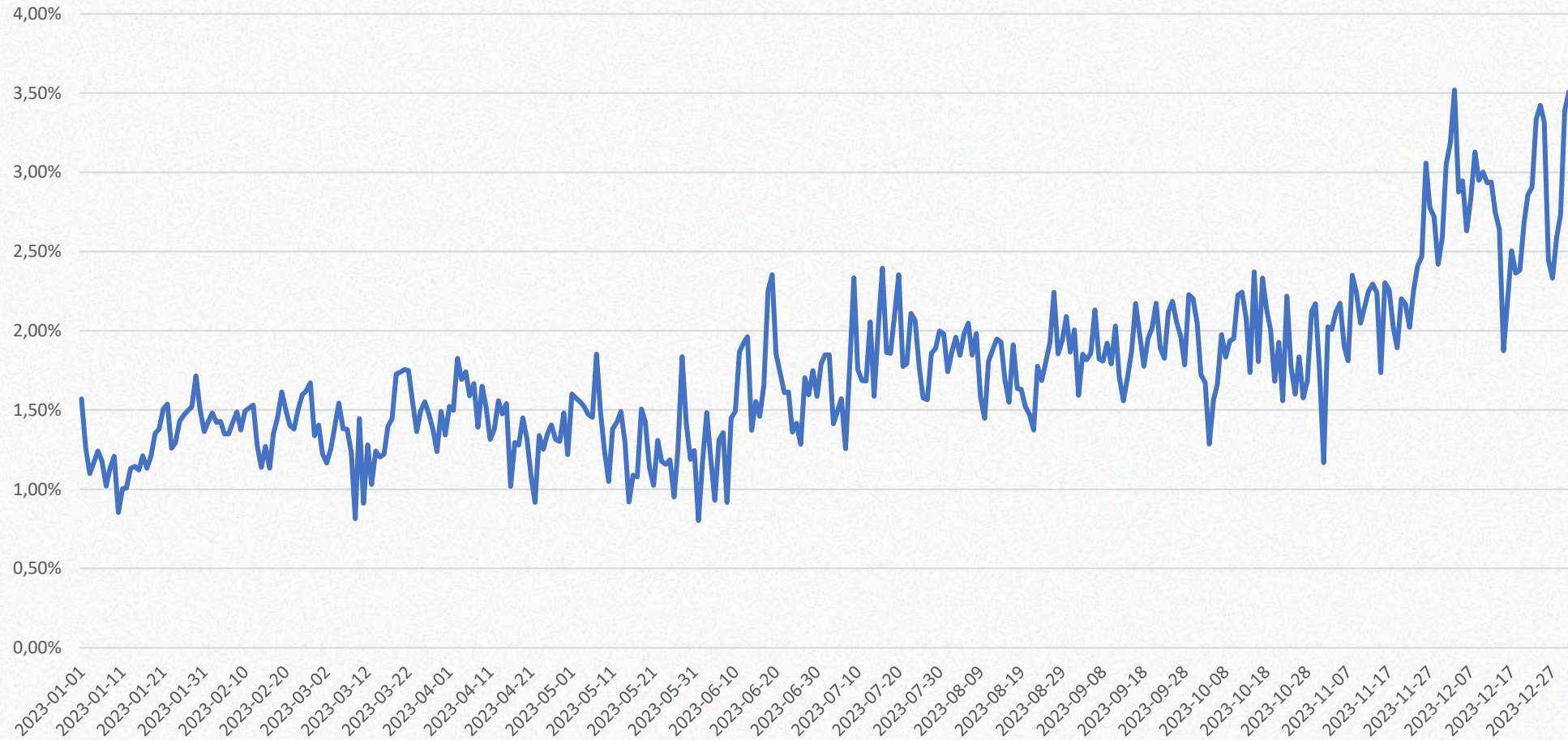
* Solo se consideran plantas en operación

Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	CEN [MW]
Planta fotovoltaica Lanceros	30-01-2023	9,1
Planta fotovoltaica San Felipe	30-01-2023	9,1
GD1 Comunidad Solar El Salvador	24-03-2023	0,0127
GD2 Comunidad Solar El Salvador	24-03-2023	0,0037
Planta fotovoltaica Yuma	27-03-2023	9,1
Planta fotovoltaica Dulima	27-03-2023	19,90
Planta fotovoltaica Flandes	27-03-2023	19,90
Parque Fotovoltaico La Tolua	04-04-2023	19,90
Parque Fotovoltaico Tierra Linda	04-04-2023	9,90
Autogenerador Celsia Solar Grasas	15-04-2023	4,00
Autogenerador Solar Palmira 3 Zona Franca	30-04-2023	2,90
Autogenerador Solar Palmira 3 Amcor	30-04-2023	4,90
Autogenerador Celsia Solar Buga 1 Solla	16-06-2023	4,90
Granja Solar El Salado	17-06-2023	0,0998
Parque Solar Uruaco	18-06-2023	0,996
Planta fotovoltaica Pétalo del Magdalena I	05-08-2023	9,90
Parque Solar Fotovoltaico Los Girasoles	05-08-2023	9,50
Autogenerador Pintuco	25-08-2023	1,406
Autogenerador CI JEANS	25-08-2023	1,392
Planta Solar La Victoria 1	30-08-2023	19,90
Planta Solar La Victoria 2	30-08-2023	19,90
Caiman Cienaguero 1	15-12-2023	9,00
Pétalo de Córdoba II	16-12-2023	9,90
Honda Solar 1	28-12-2023	9,90
Parque Solar Arenal 1	30-12-2023	2,00

Balance 2023



Porcentaje de participación de la Generación FNCER en el SIN



En 2023 el 1.75% de la generación total del SIN fue con FNCER.

- Información hasta el 2022-12-31
- Información actualizada el 2023-01-06

Balance 2023



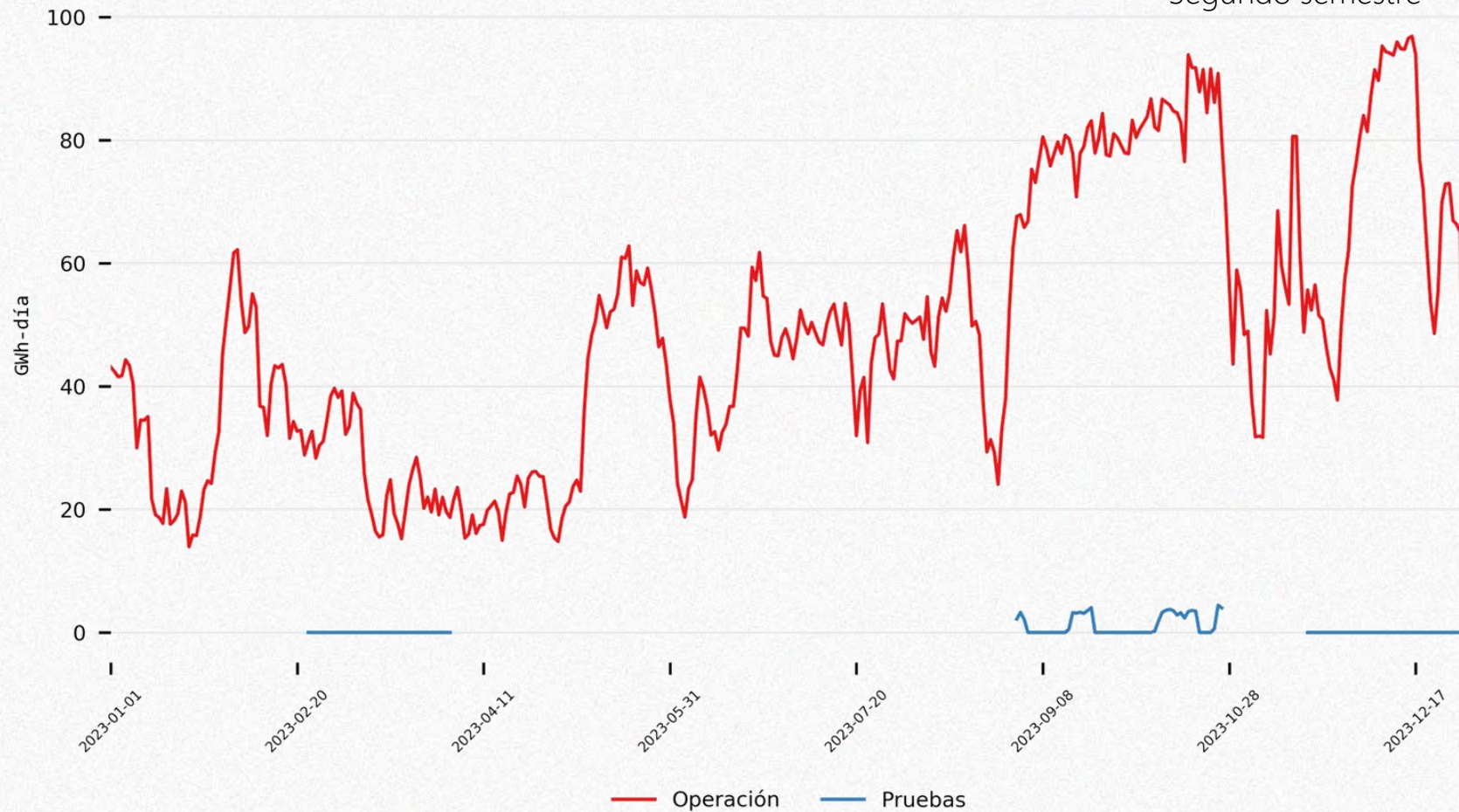
Generación Térmica Despachada Centralmente

Generación promedio

Año – 48.81 GWh/día

Primer semestre – 33.32 GWh/día

Segundo semestre – 64.05 GWh/día



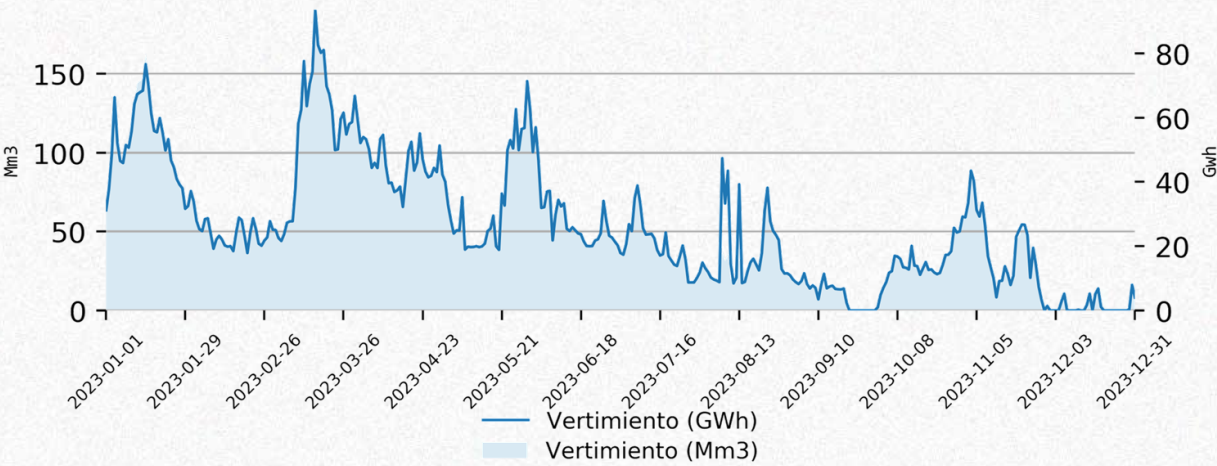
En 2023 el 23.13% de la generación total del SIN fue con generación térmica.

Balance 2023

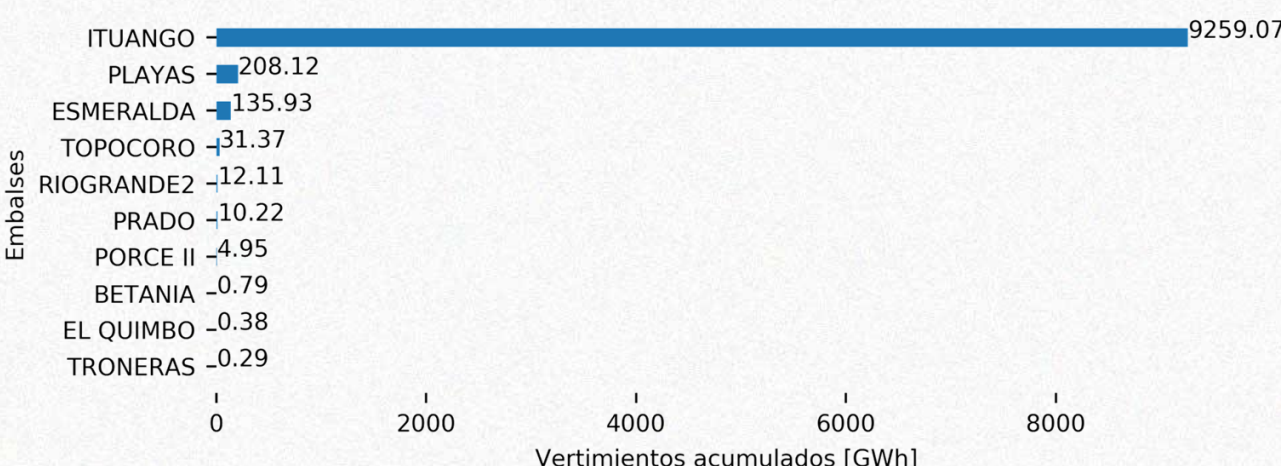


Vertimientos totales del SIN [GWh]	Generación promedio del SIN [GWh/día]	Días de generación promedio equivalente
9,664.10	221.06	43.72
*Días de generación equivalente = Vertimientos / Generación		

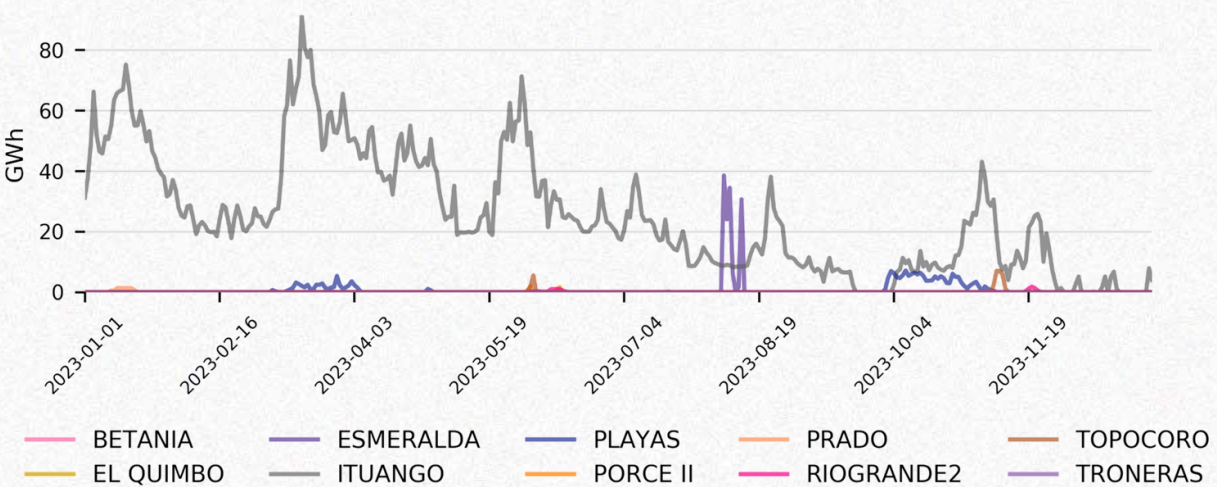
Vertimientos



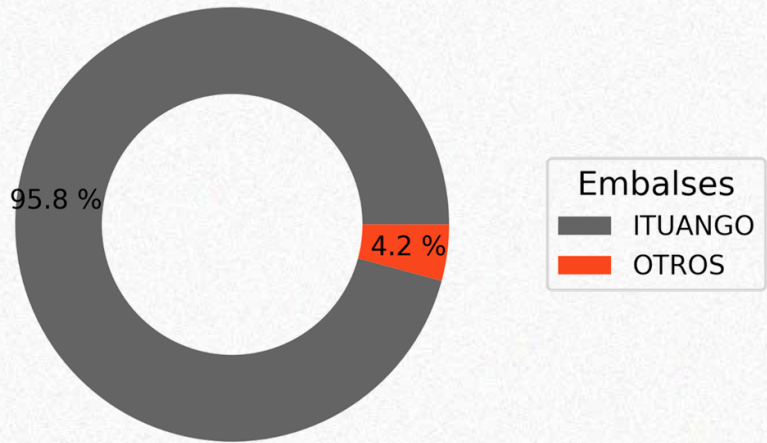
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse



- Información hasta el 2023-12-31
- Información actualizada el 2024-01-09

- Los vertimientos acumulados se consideran desde 2023-01-01 hasta 2023-12-31.
- OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Balance 2023

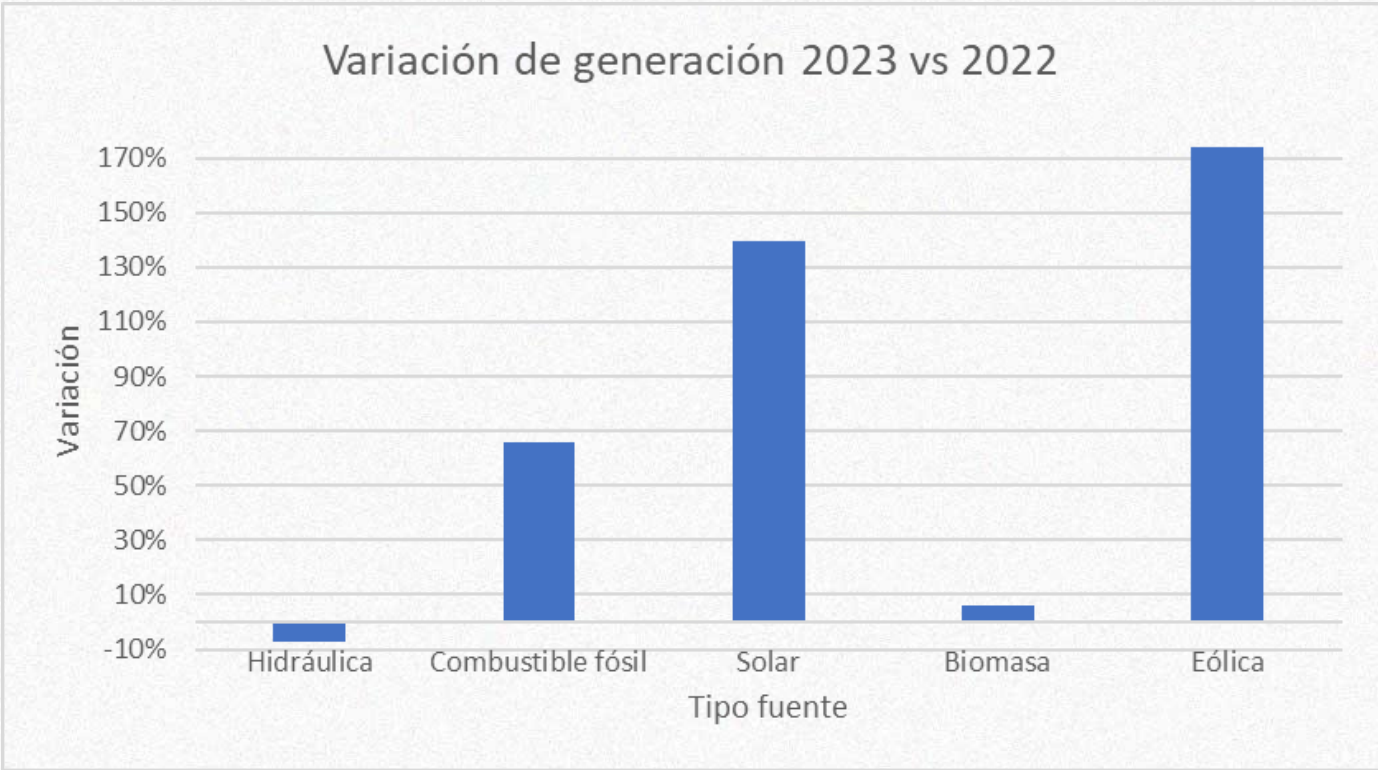


Generación total

Tipo fuente	2022 (GWh)	2023 (GWh)	Variación (%)
Hidráulica	64,337.29	59,833.32	↓ -7.00%
Combustible fósil	11,218.17	18,620.70	↑ 65.99%
Solar	502.31	1,204.48	↑ 139.79%
Biomasa	776.08	824.65	↑ 6.26%
Eólica	74.30	203.34	↑ 173.67%
Total	76,908.15	80,686.49	↑ 4.91%

Variación Total (%)

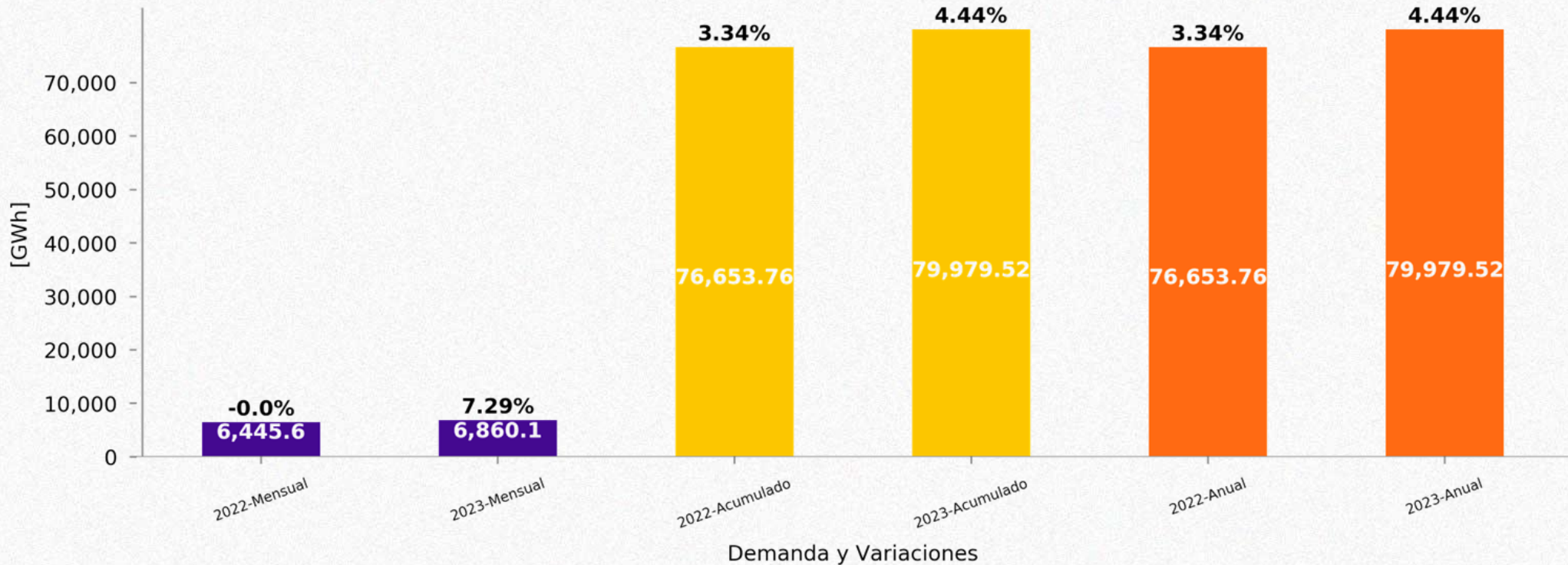
4.91%



*Se consideran los recursos de generación en operación y pruebas iniciales

Balance 2023

Demanda de energía del SIN - diciembre 2023



Tipo día	Demanda SIN [GWh] 2022-12	#días 2022-12	Demanda SIN Promedio [GWh] 2022-12	Variación [%] 2022 vs 2021	Demanda SIN [GWh] 2023-12	#días 2023-12	Demanda SIN Promedio [GWh] 2023-12	Variación [%] 2023 vs 2022
Comercial	4498.67	21	214.22	0.91%	4374.56	19	230.24	7.48%
Sabado	1006.81	5	201.36	-3.31%	1082.5	5	216.5	7.52%
Domingo y Festivo	940.12	5	188.02	-0.55%	1403.05	7	200.44	6.6%
Total	6445.6	31	207.92	-0.0%	6860.1	31	221.29	7.29%

* Demanda del SIN = Generación real + Importaciones – Exportaciones + Demanda no atendida

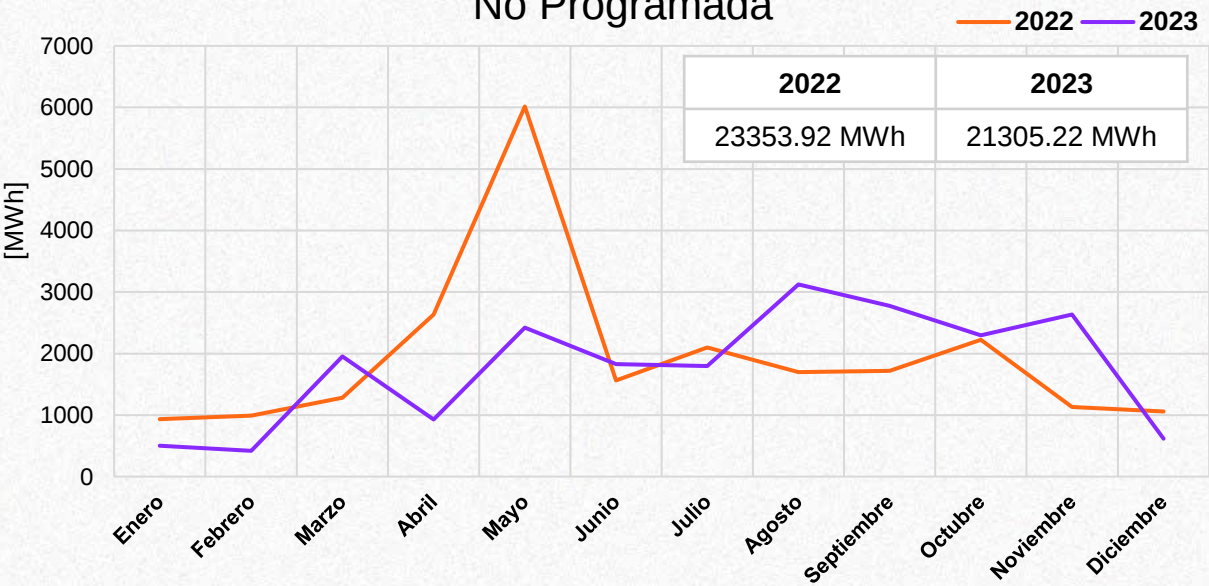
- Información hasta el 2023-12-31
- Información actualizada el 2024-01-09

Balance 2023

Demanda no atendida del SIN

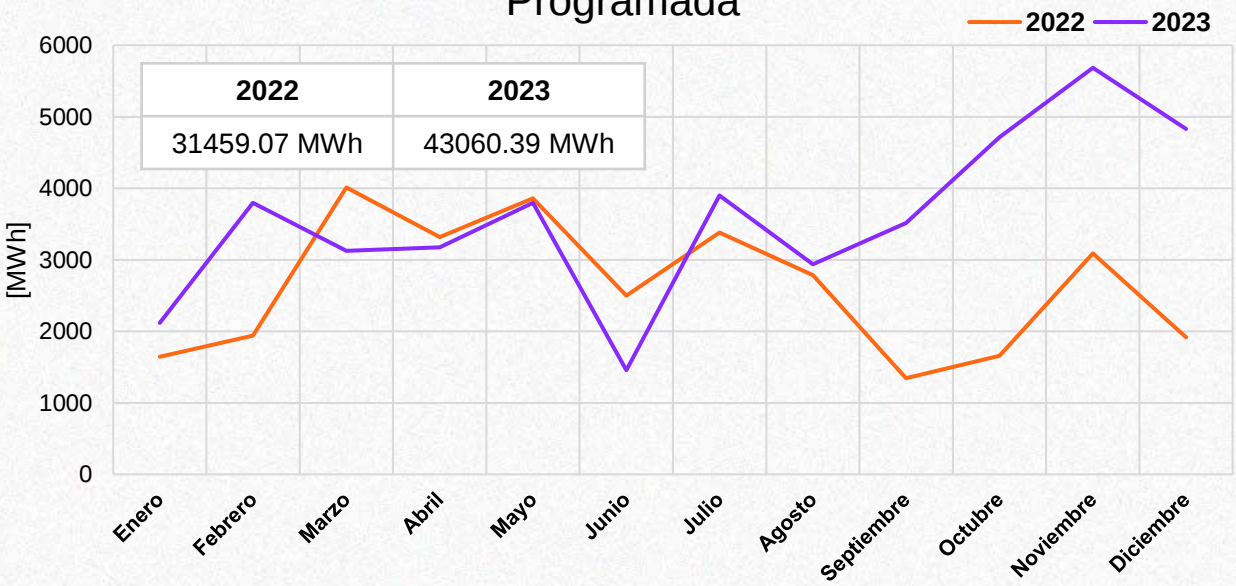


No Programada



La demanda no atendida no programada total en 2023 disminuyó respecto a 2022 en 8,77%

Programada



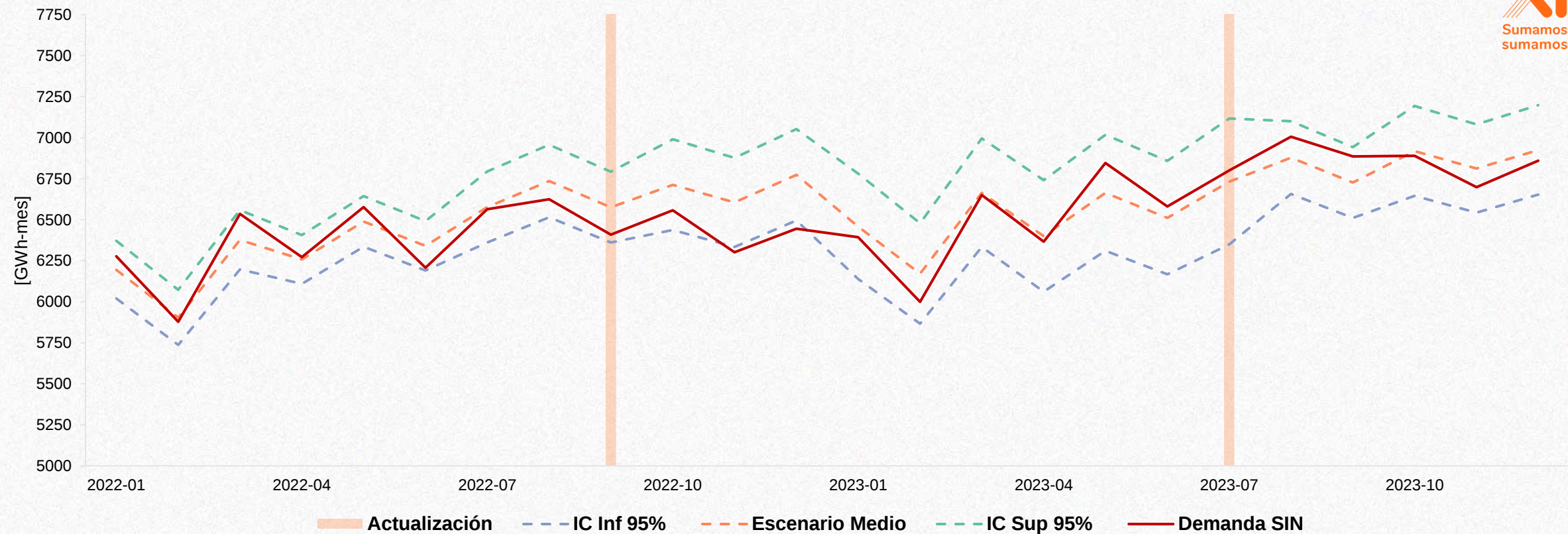
La demanda no atendida programada total en 2023 aumentó respecto a 2022 en 36,87%

2022	2023
54812.99 MWh	64365.61 MWh

La demanda no atendida total en 2023 aumentó respecto a 2022 en 17,42%

Balance 2023

Demanda del SIN y escenarios UPME 2023



Tipo de Demanda [GWh]	2022-01	2022-02	2022-03	2022-04	2022-05	2022-06	2022-07	2022-08	2022-09	2022-10	2022-11	2022-12	2023-01	2023-02	2023-03	2023-04	2023-05	2023-06	2023-07	2023-08	2023-09	2023-10	2023-11	2023-12
Demanda SIN	6278	5878	6535	6272	6578	6208	6565	6624	6410	6558	6302	6446	6393	6000	6651	6367	6846	6581	6801	7006	6886	6889	6699	6860
IC sup 95%	6372	6073	6559	6407	6644	6492	6794	6958	6793	6990	6878	7053	6781	6479	6995	6741	7018	6858	7118	7100	6943	7193	7081	7199
Escenario Medio	6195	5905	6377	6258	6490	6341	6577	6736	6576	6713	6605	6774	6459	6172	6664	6400	6663	6512	6732	6878	6727	6918	6812	6925
IC inf 95%	6020	5738	6197	6109	6335	6191	6361	6515	6361	6438	6334	6496	6139	5867	6334	6061	6311	6167	6350	6657	6511	6646	6544	6653

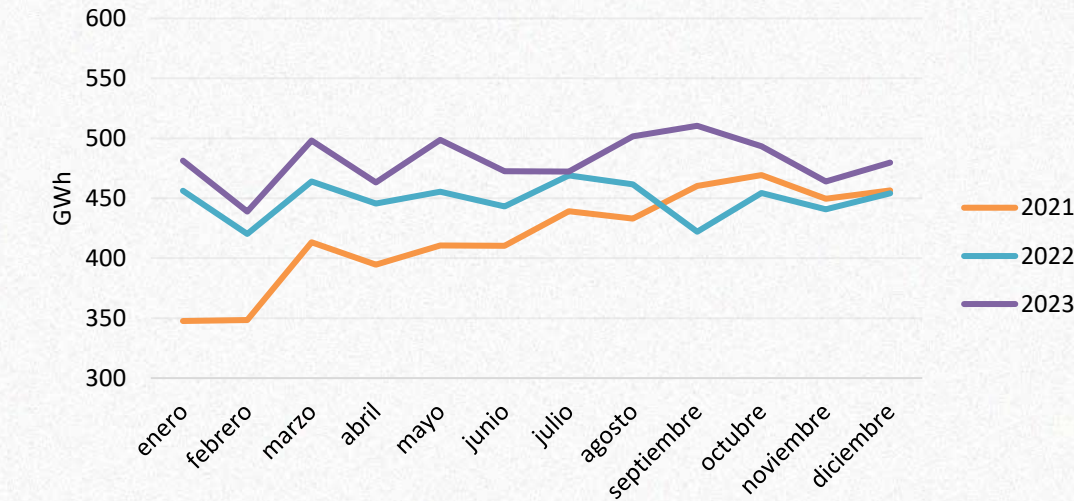
- *Desde enero del 2022 a Julio del 2023 IC sup 95% corresponde al escenario alto de la UPME e IC inf 95% corresponde al escenario bajo de la UPME.
- Información hasta el 2022-12-31
- Información actualizada el 2023-01-11

Balance 2023

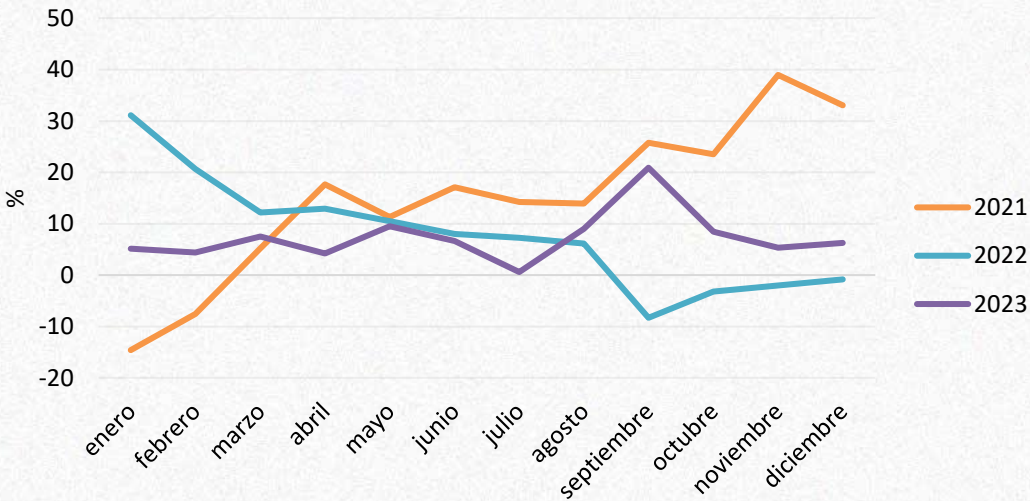


Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Caribe

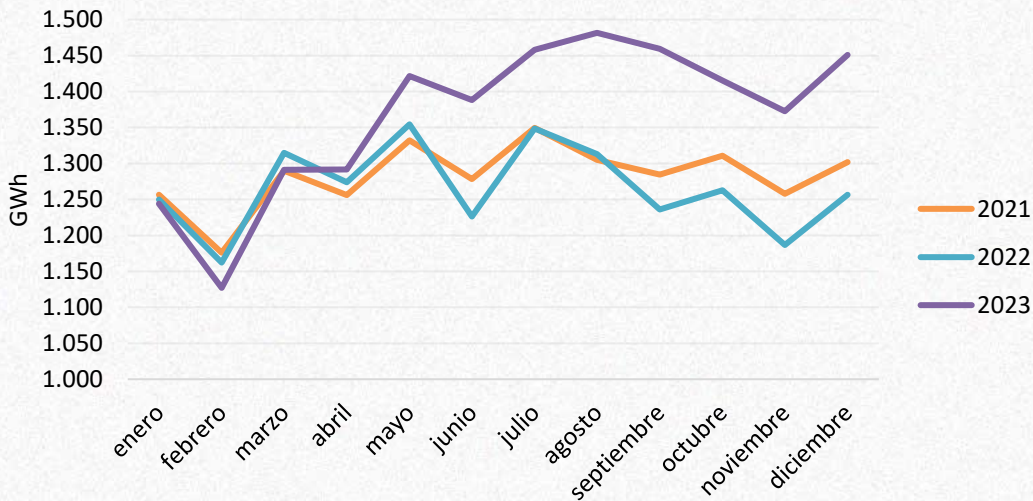
Demanda no regulada Caribe



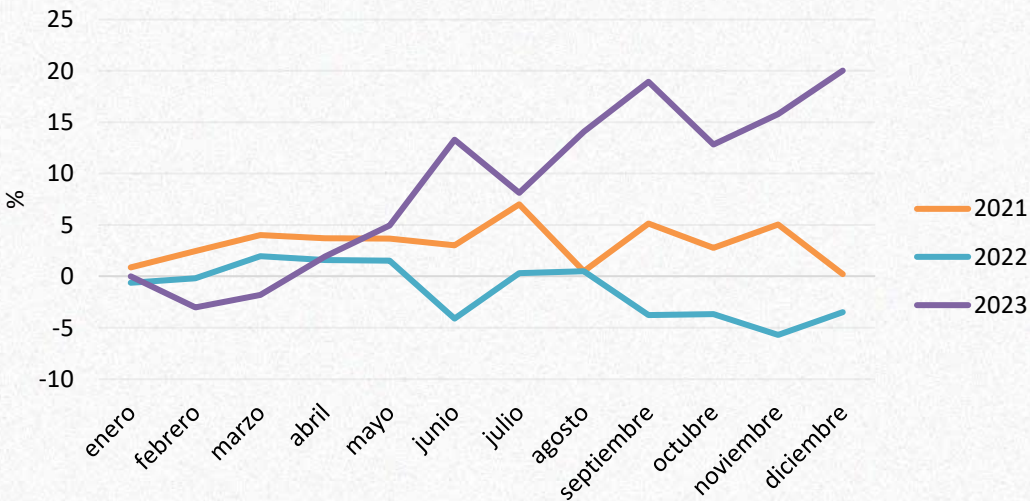
Crecimiento demanda no regulada Caribe



Demanda regulada Caribe



Crecimiento demanda regulada Caribe

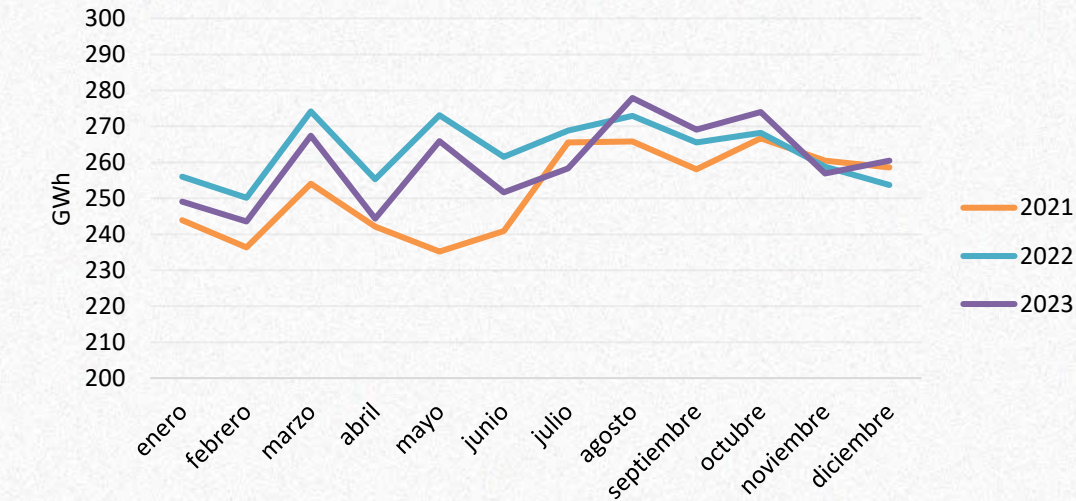


Balance 2023

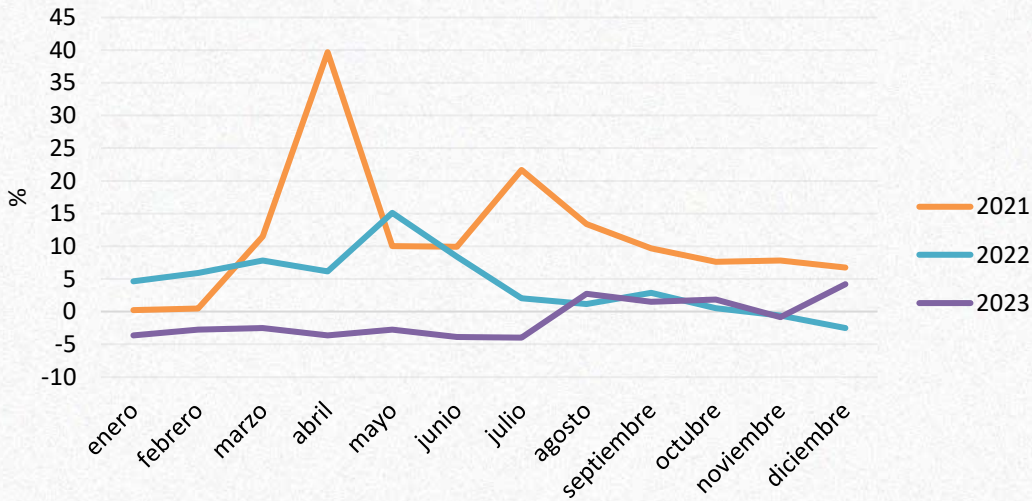
Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Antioquia



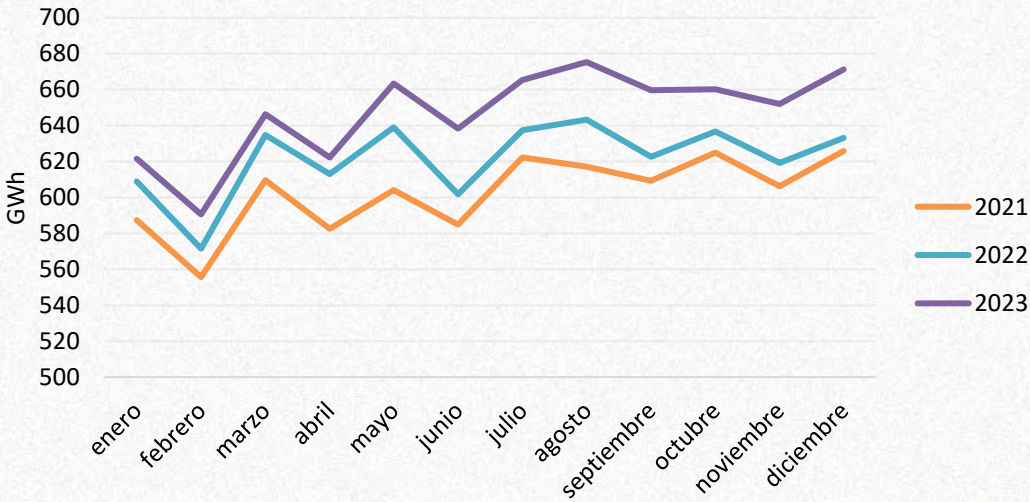
Demanda no regulada Antioquia



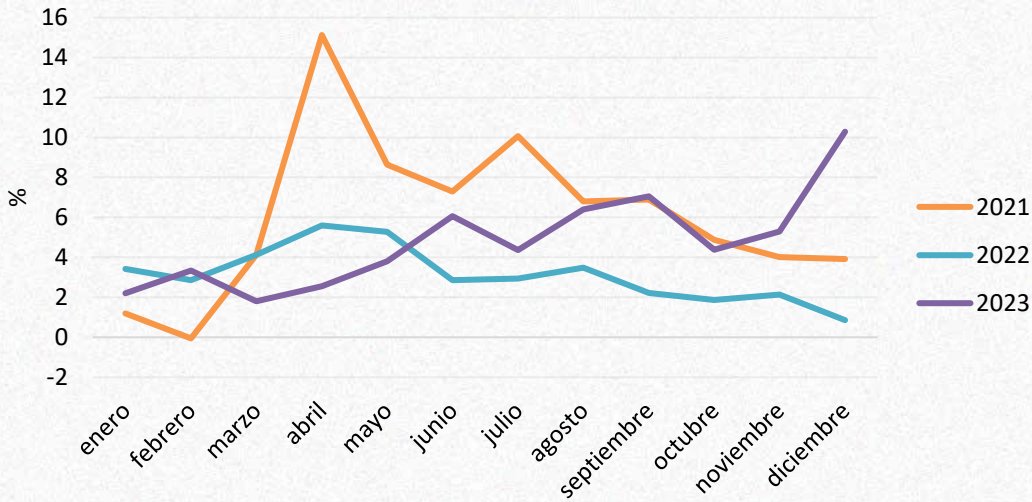
Crecimiento demanda no regulada Antioquia



Demanda regulada Antioquia



Crecimiento demanda regulada Antioquia

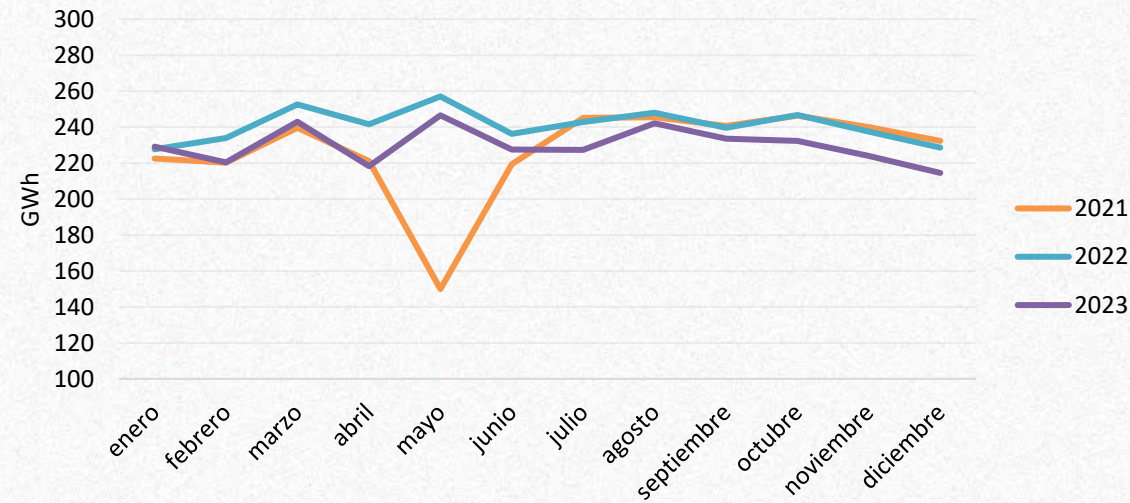


Balance 2023

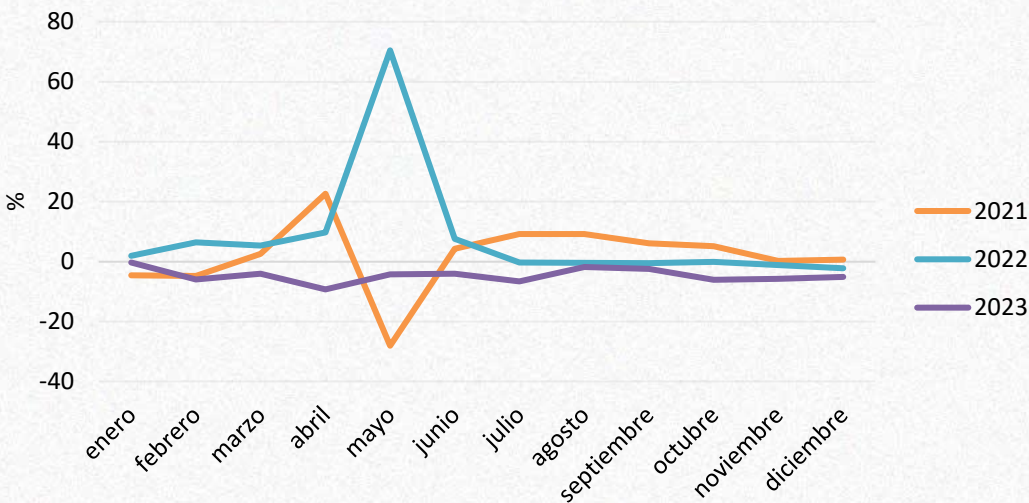


Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Valle

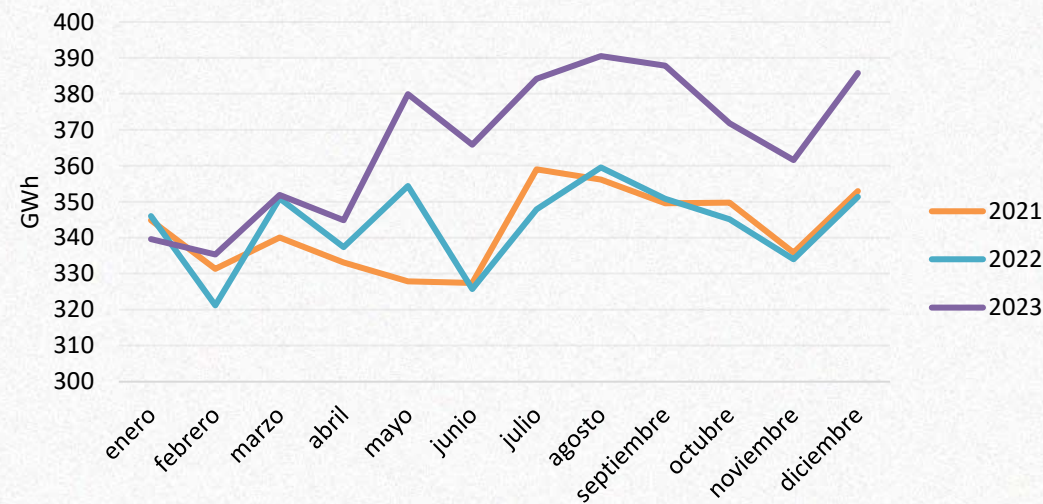
Demanda no regulada Valle



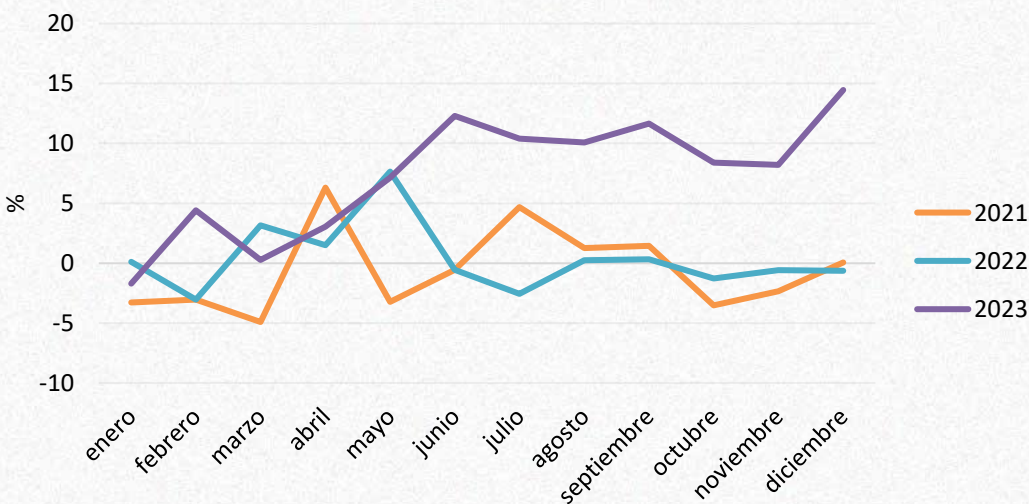
Crecimiento demanda no regulada Valle



Demanda regulada Valle



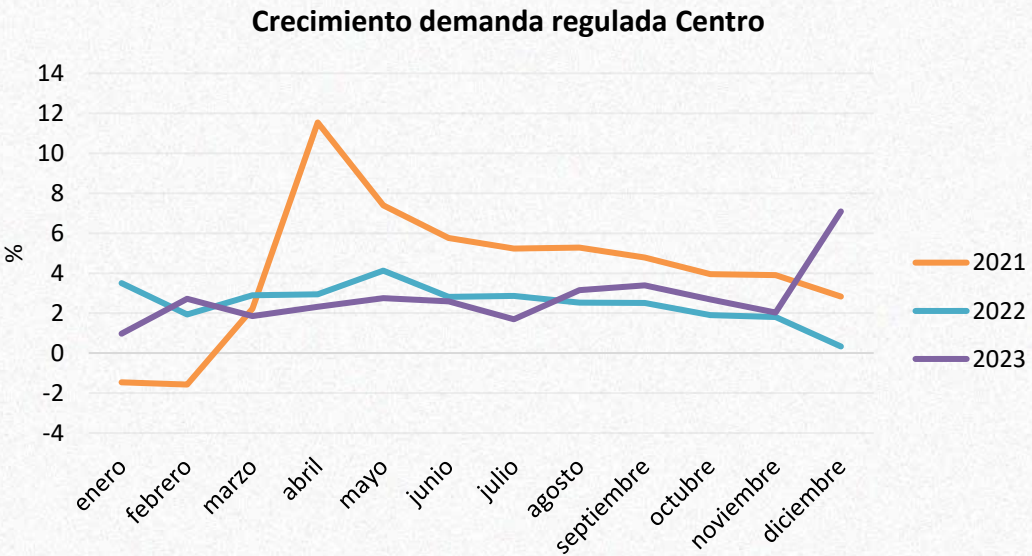
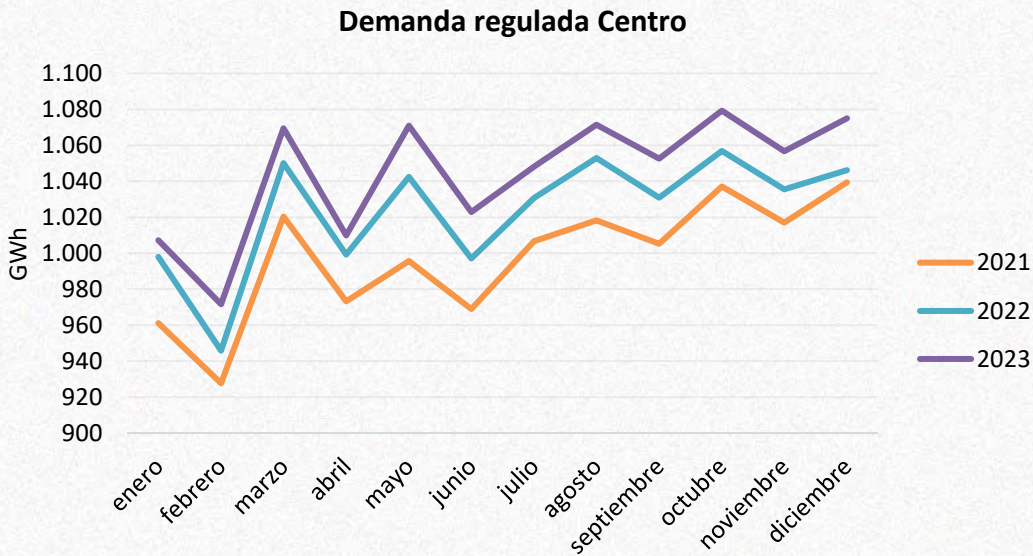
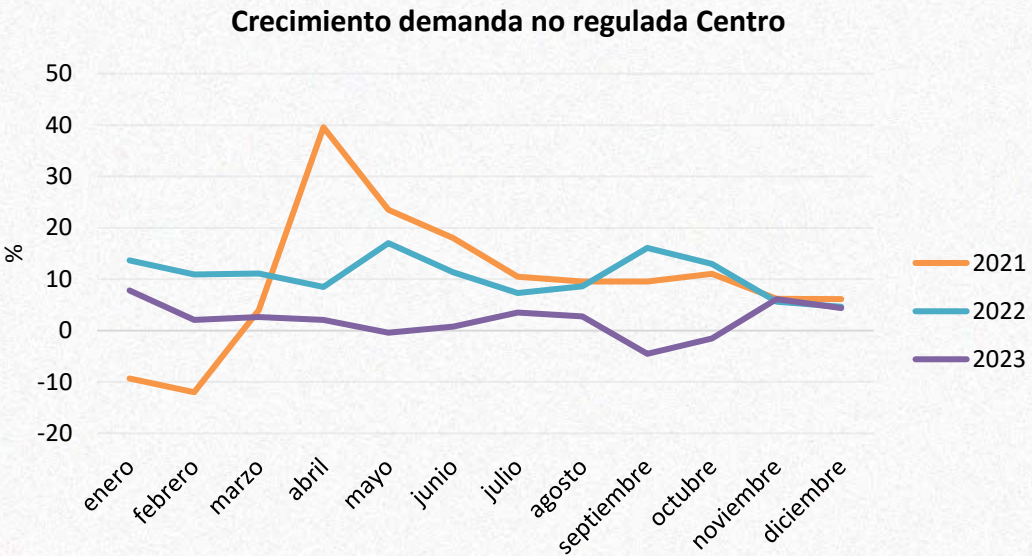
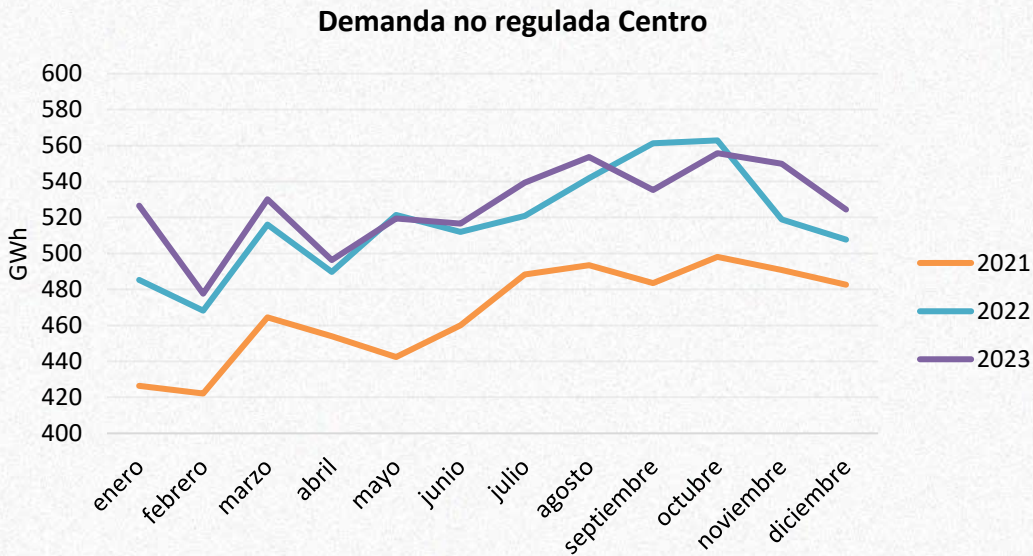
Crecimiento demanda regulada Valle



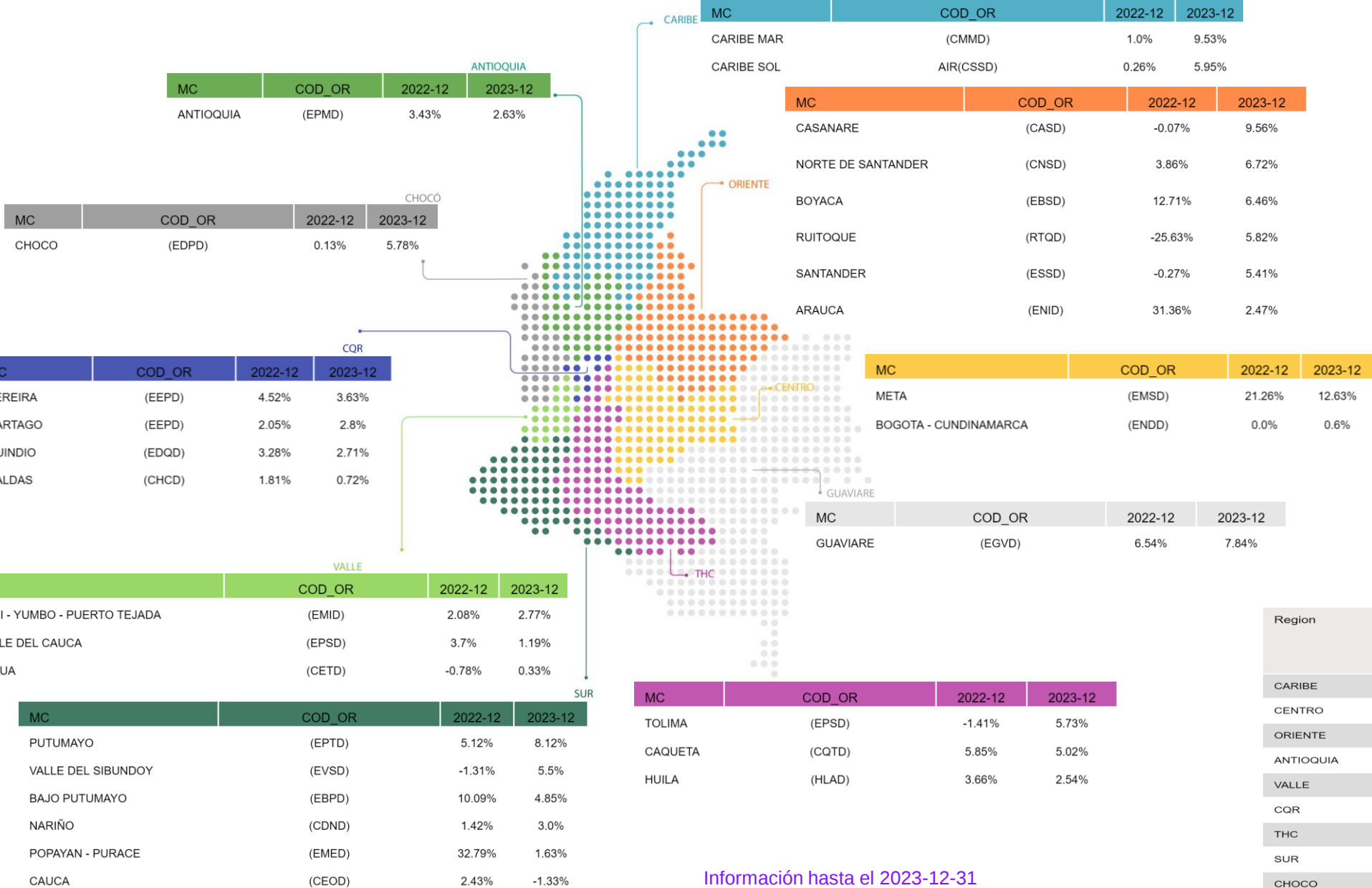
Balance 2023



Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Centro



Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta diciembre 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] 2022-12	Demanda Comercial [GWh] 2023-12	Variación 2022-12	Variación 2023-12
CARIBE	20571.75	22172.61	0.65%	7.84%
CENTRO	18492.81	18860.27	5.08%	2.13%
ORIENTE	10854.98	11491.96	7.11%	5.93%
ANTIOQUIA	10619.53	10884.03	3.43%	2.63%
VALLE	7016.89	7158.07	2.59%	2.1%
COR	3184.16	3239.38	2.66%	1.83%
THC	3080.68	3212.41	1.3%	4.35%
SUR	2128.94	2152.22	2.48%	1.18%
CHOCO	259.52	274.43	0.13%	5.78%
GUAVIARE	74.04	79.77	6.54%	7.84%

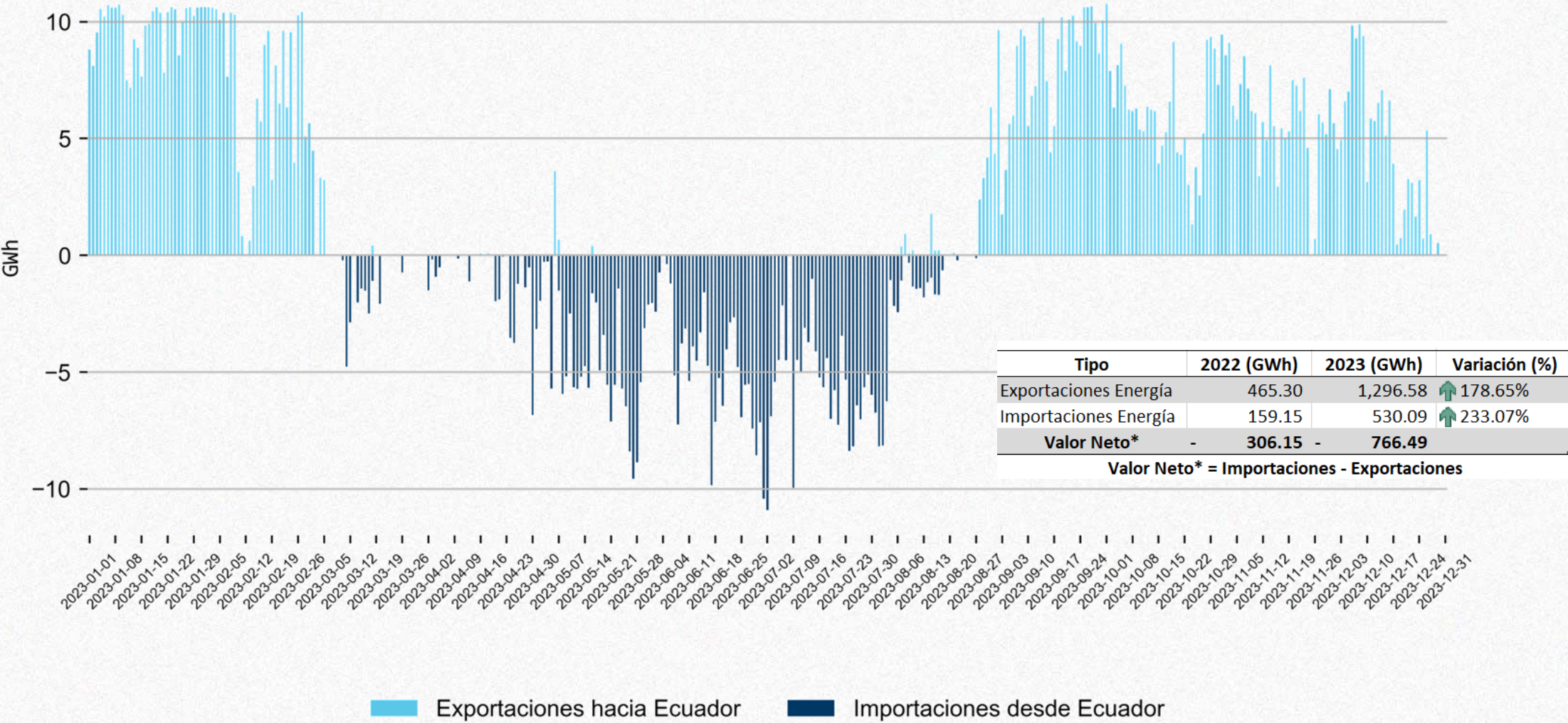
Información hasta el 2023-12-31

Información actualizada el 2024-01-09

Balance 2023



Importaciones y exportaciones de energía



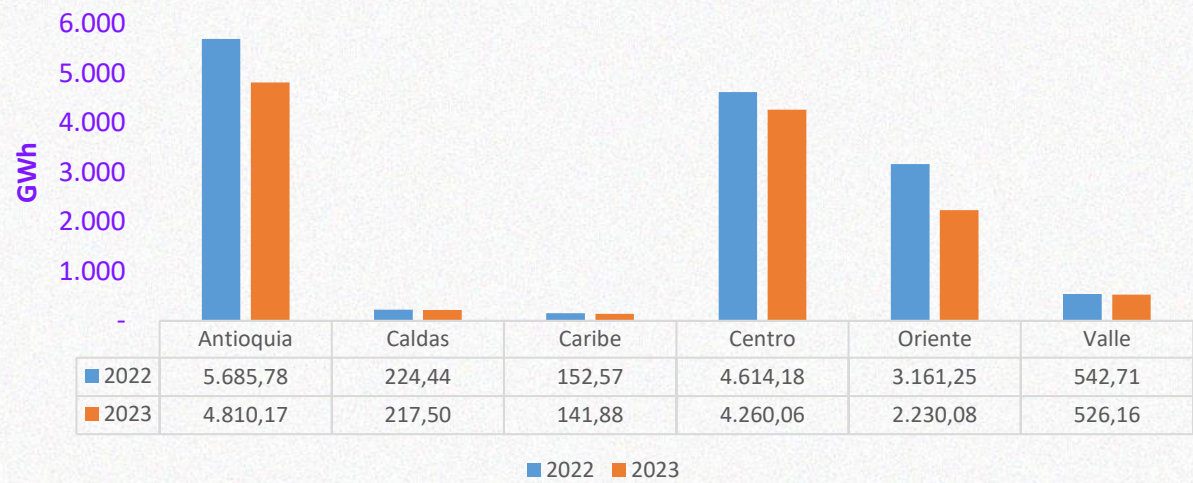
• Información hasta el 2023-12-31
• Información actualizada el 2024-01-09

Balance 2023

Reservas y Aportes hídricos por región

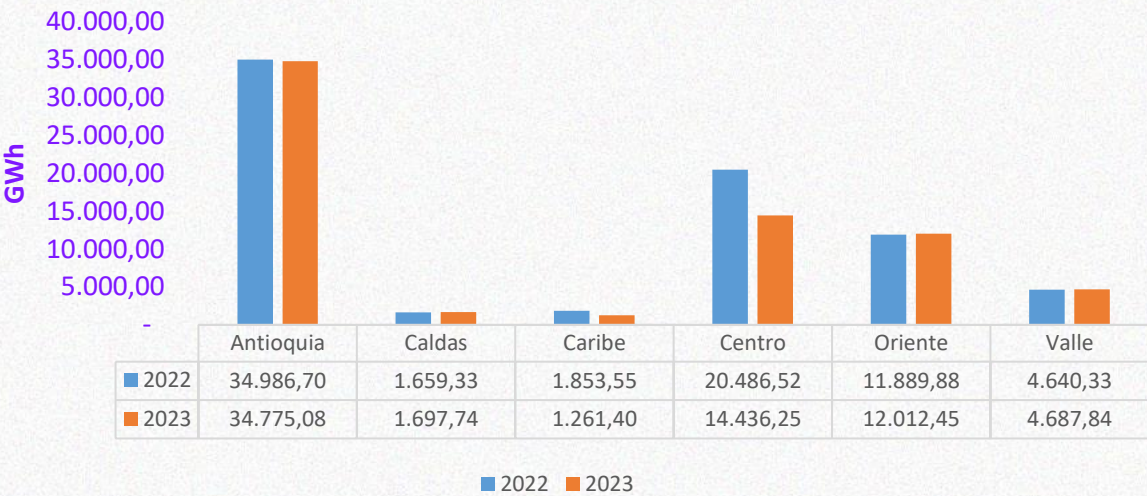


Reservas a 31 de diciembre



2022-12-31: 14,380.93 GWh
2023-12-31: 12,185.86 GWh

Distribución aportes por región



2022: 75,516.3 GWh
2023: 68,870.76 GWh

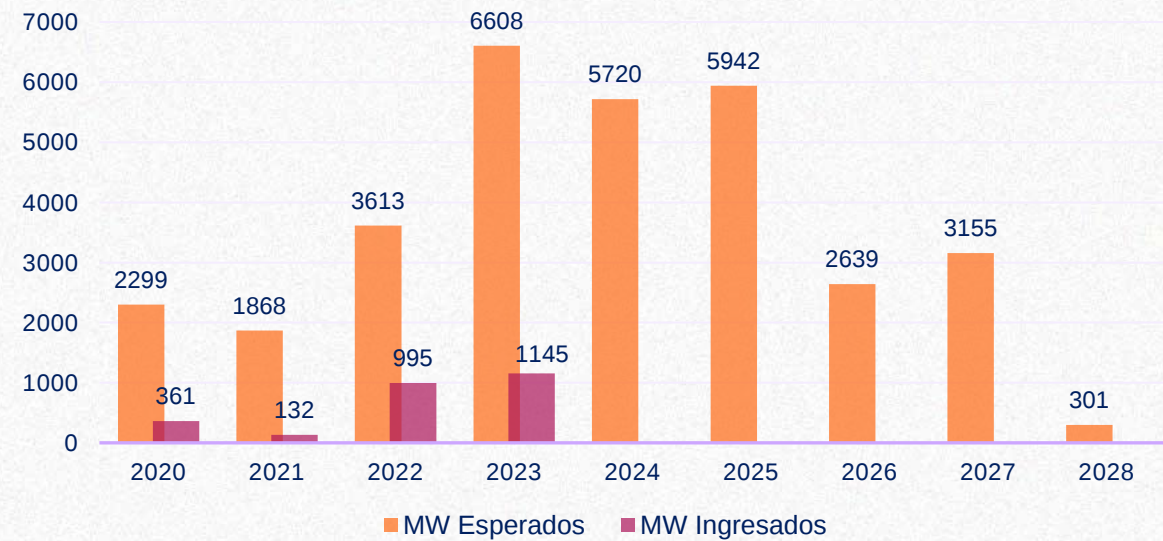
Las reservas hídricas con corte al 31 de diciembre del 2023 comparadas con el año anterior presentaron un decrecimiento de 15.26%. Respecto a los aportes hídricos, 2023 presentó unos aportes 8.80% inferiores frente a 2022.

Balance 2023

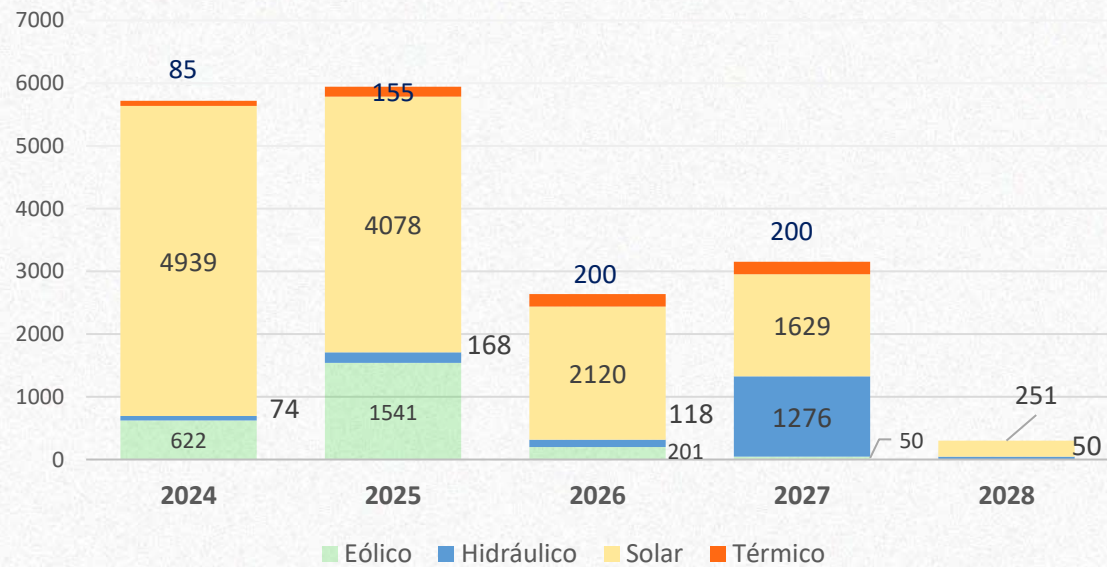
Proyectos de generación



CAPACIDAD ADICIONAL ESPERADA VS INGRESADA



CAPACIDAD ESPERADA



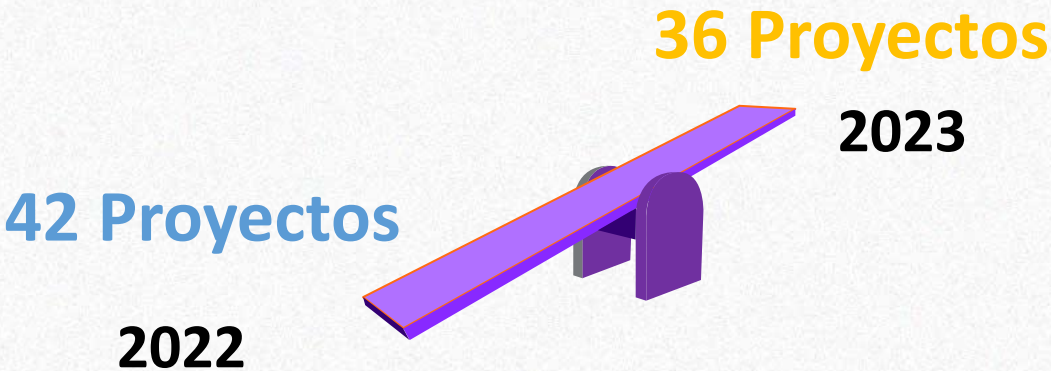
En los últimos 4 años ingresaron 2643 MW nuevos al Sistema. En 2023 ingresó el 17% de la nueva capacidad esperada. De acuerdo con los proyectos de generación que a la fecha tienen concepto y han cumplido con lo definido en la Resolución CREG 075 de 2021, se espera que 5720 MW ingresen nuevos al SIN en 2024*.

Balance 2023

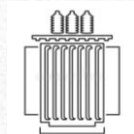
Proyectos de transmisión



Proyectos	2022	2023
Convocatorias STN	4	3
Otros STN	3	1
Convocatorias STR	0	4
Proyectos STR	23	17
Transformadores conectados al STR	13	11



Aumento activos de transmisión



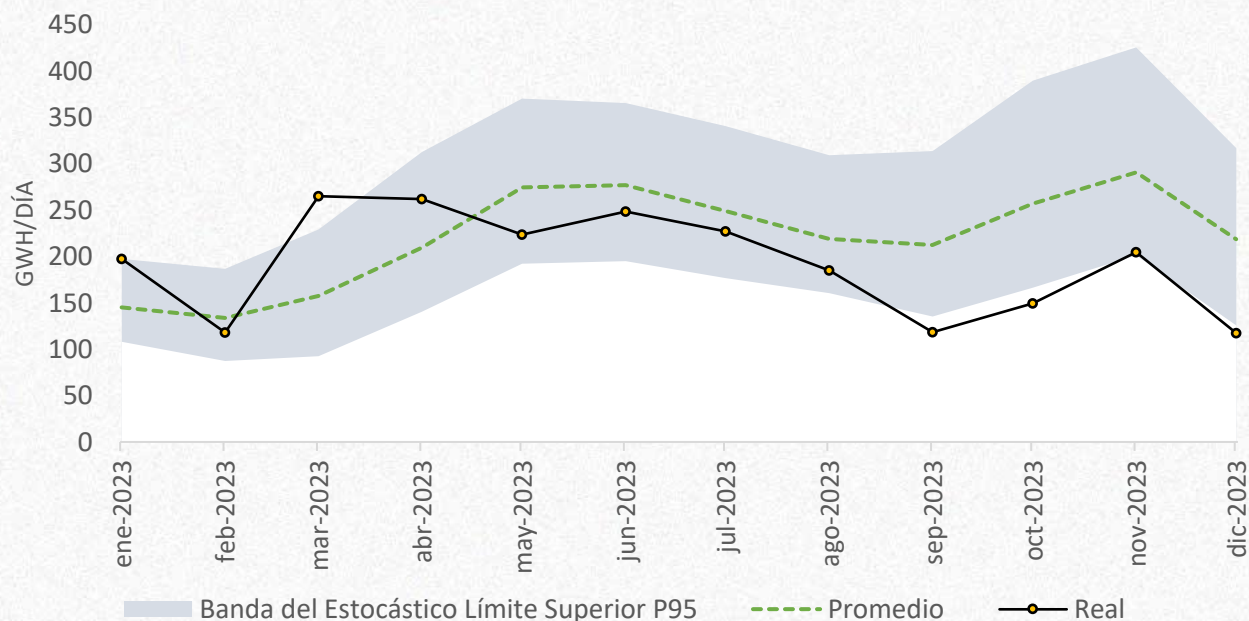
Activos de transmisión	2022	2023	Variación
Líneas de transmisión	29537,29 km	30234,871 km	2,3 %
Capacidad de transformación	72587 MVA	74301 MVA	2,4 %

Balance 2023

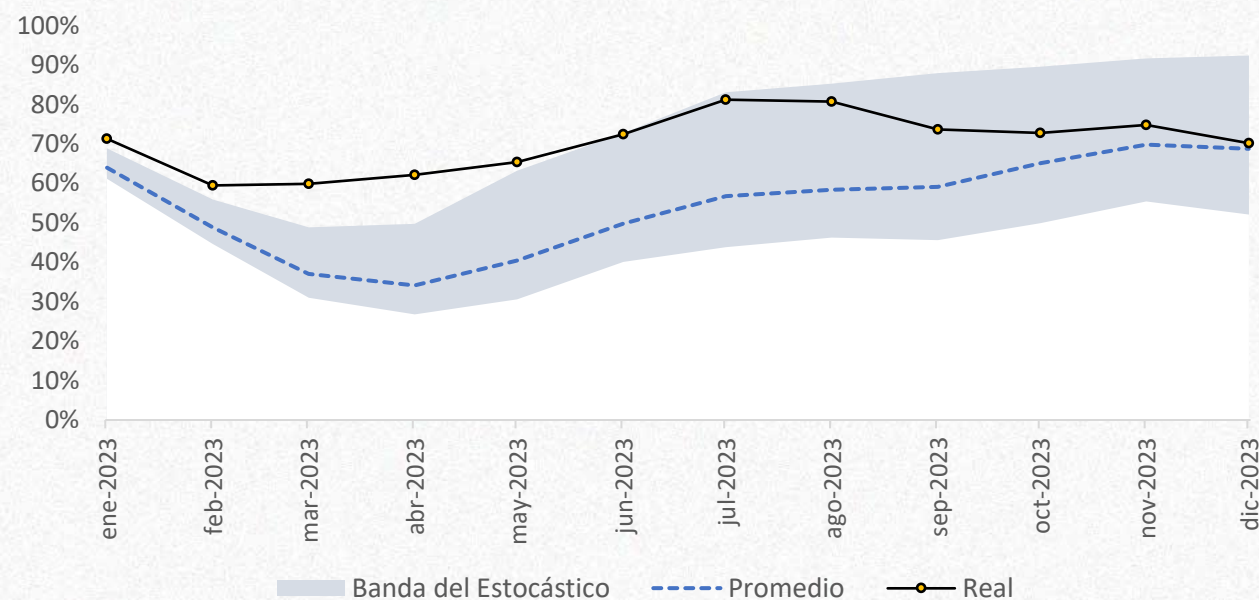
Retrospectiva Análisis Energético

Se tomaron los resultados del análisis energético estocástico de largo plazo del mes de enero y se compararon con la evolución real de las variables.

Aportes Hídricos [GWh/día]



Reservas del SIN [%]



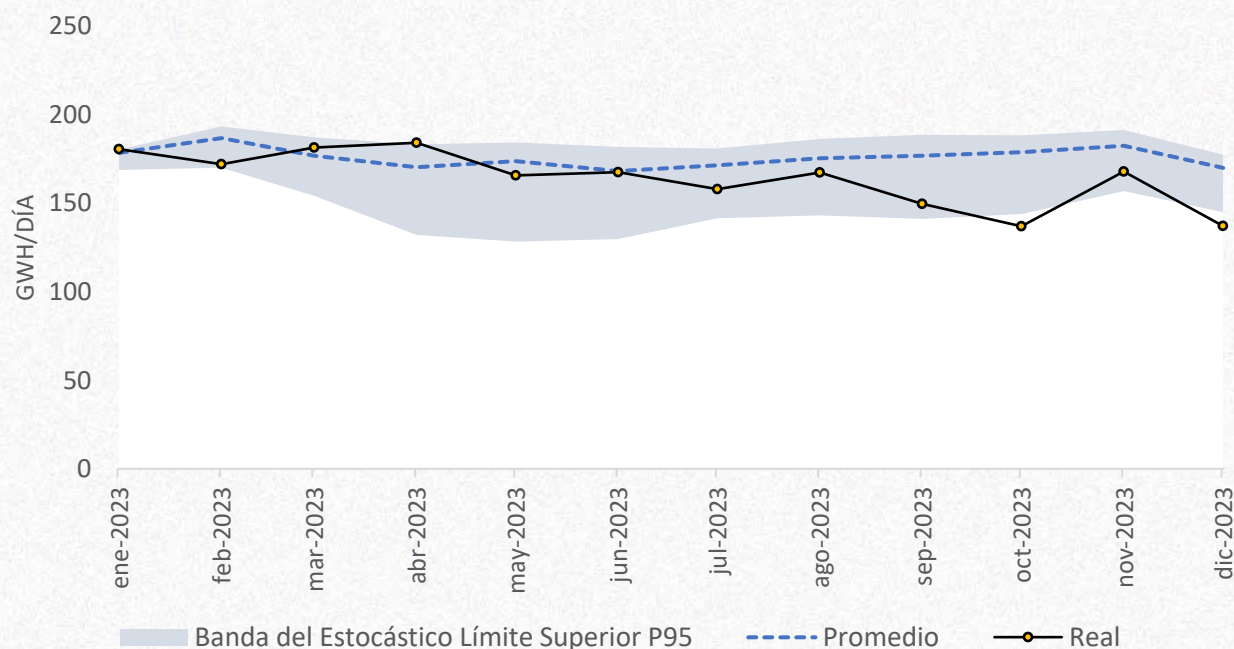
Los aportes reales del SIN estuvieron por encima del promedio del estocástico entre enero y abril, una vez consolidadas las condiciones del Fenómeno del Niño los aportes presentaron un comportamiento deficitario desde mayo hasta diciembre, llegando a valores por debajo del 5 PSS en septiembre, octubre y diciembre. La evolución real del embalse agregado del SIN estuvo por fuera de la banda del caso estocástico de largo plazo o cercana al percentil 95 PSS durante el primer semestre del 2023, dados los altos aportes de marzo y abril. Una vez materializadas las condiciones de este Fenómeno, el embalse entra en condiciones dentro de la banda del modelo energético de Largo Plazo hasta finalizar con un embalse cercano al promedio del análisis energético.

Balance 2023

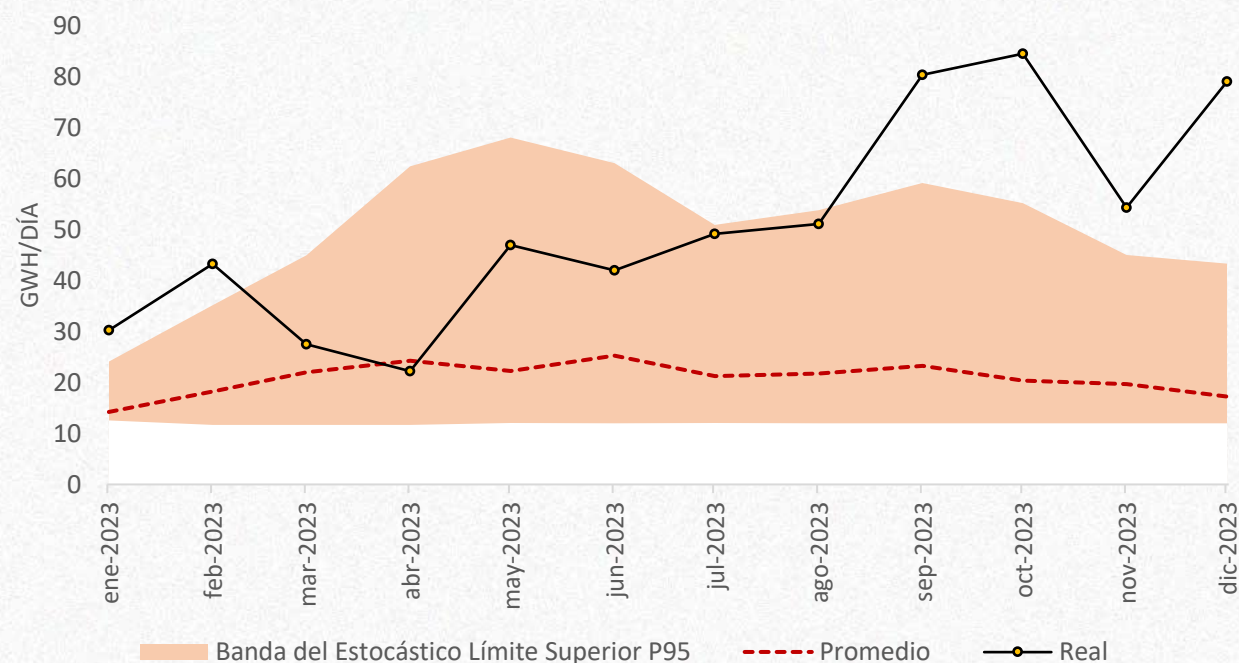
Retrospectiva Análisis Energético

Se tomaron los resultados del análisis energético estocástico de largo plazo del mes de enero y se compararon con la evolución real de las variables.

Generación hidráulica [GWh/día]



Generación Térmica [GWh/día]



La variable de generación hidráulica tuvo un comportamiento cercano al valor medio de estocástico hasta el mes de agosto de 2023, mes desde el cual se observan valores inferiores a dicha valor medio; el déficit de aportes es reemplazado con generación térmica el cual desde mayo de 2023 tiene valores superiores del valor medio de manera consistente y siendo superiores al 95PSS a partir del mes de septiembre de 2023.

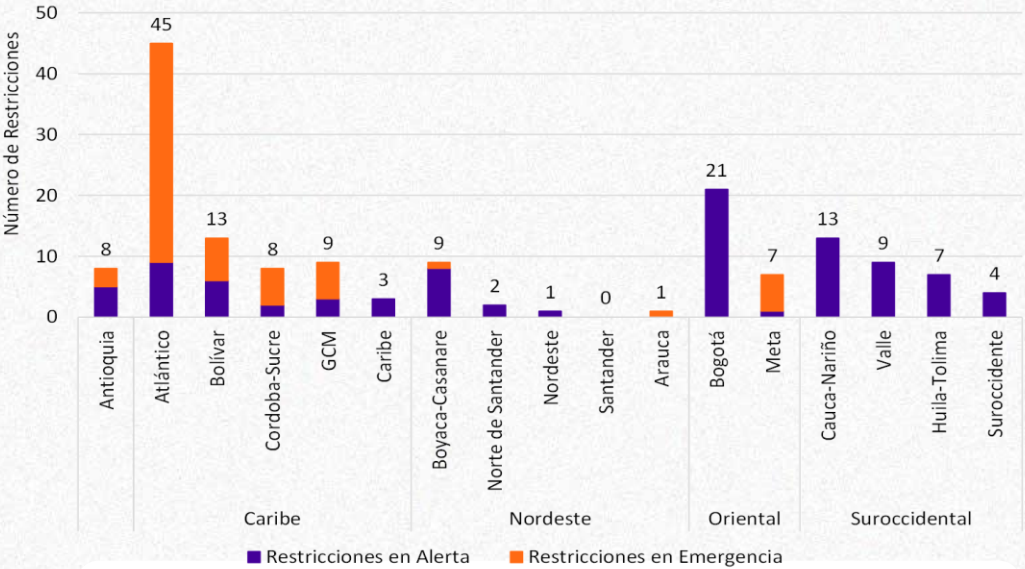
Balance 2023

Estado de la restricciones



Enero 2023

Estado de cortes del SIN



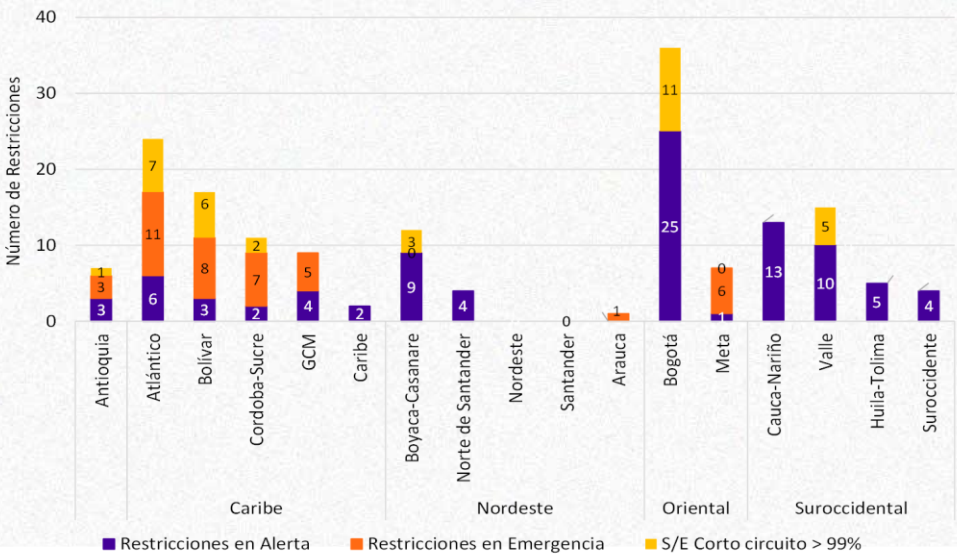
Cortes alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

**Corte: Flujo de potencia por un conjunto de elementos para evitar sobrecargas en la red*

160

Cortes en alerta: 94
Cortes en emergencia: 66

Enero 2024



Cortes Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

167

Cortes en alerta: 91
Cortes en emergencia: 41
Corto circuito: 35

El comparativo muestra un leve aumento en las restricciones, esto debido a la consideración de las subestaciones con nivel de cortocircuito cerca de su límite. Se destaca la disminución en las restricciones de Atlántico (-28) debido a la entrada de “UPME STR 02 – 2019 Atlántico 110 kV” en sus 5 etapas.

2. Variables del SIN

Demanda del SIN

Hidrología

Generación

Restricciones

Seguimiento a la senda de referencia

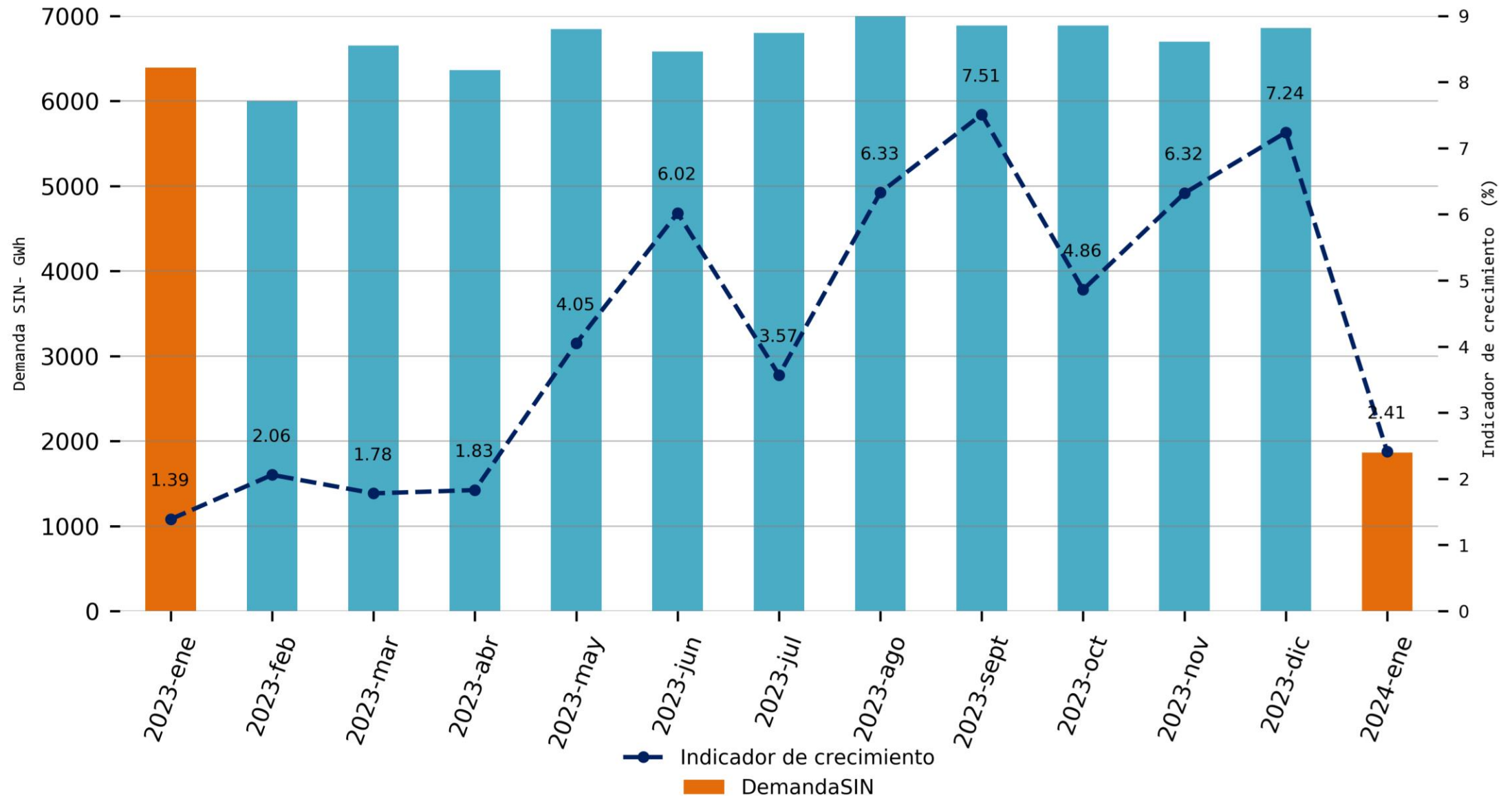


Sumamos energía,
sumamos pasión

¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?



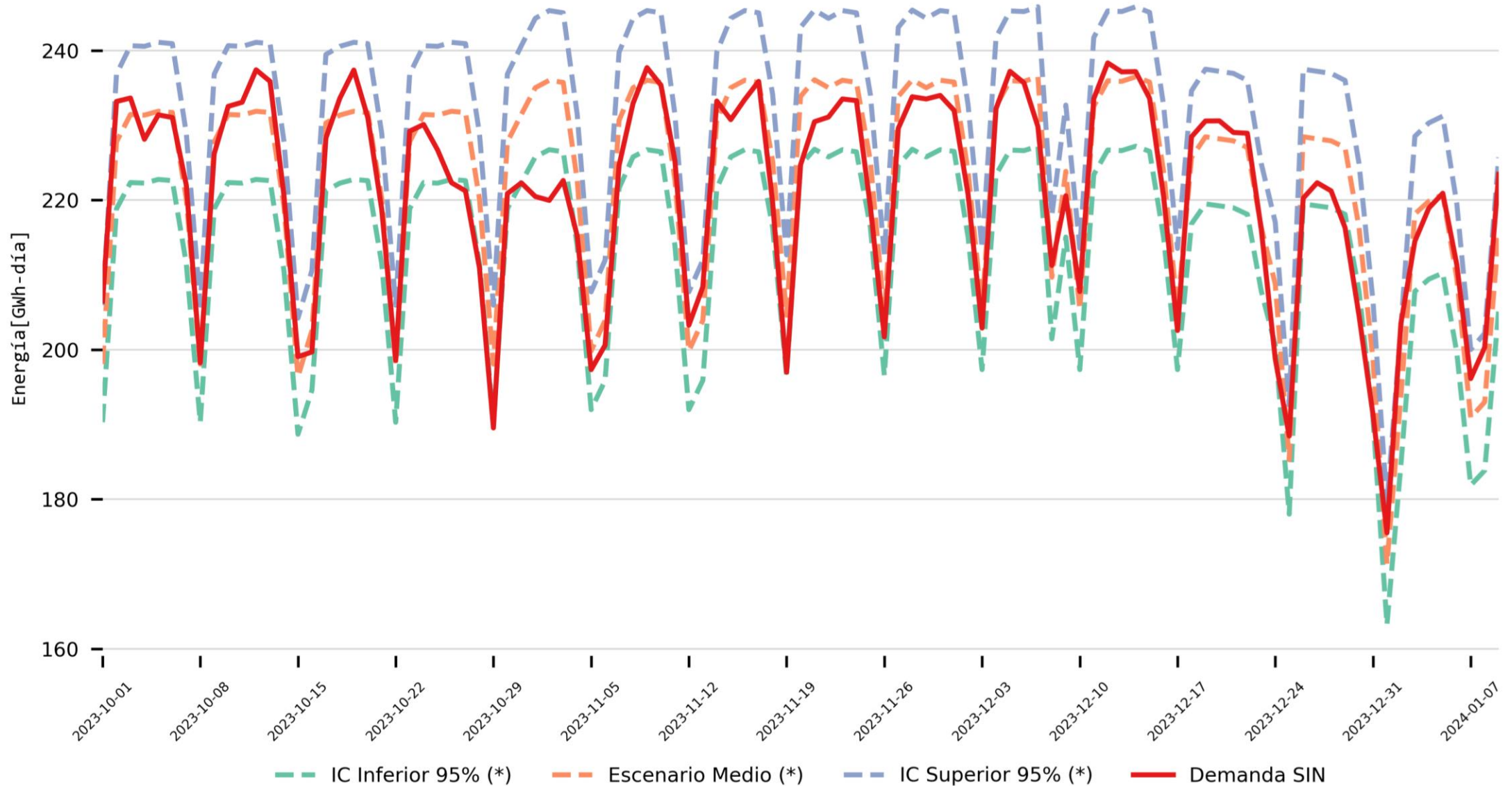
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2024-01-08

Información actualizada el 2024-01-11

Seguimiento Diario Demanda



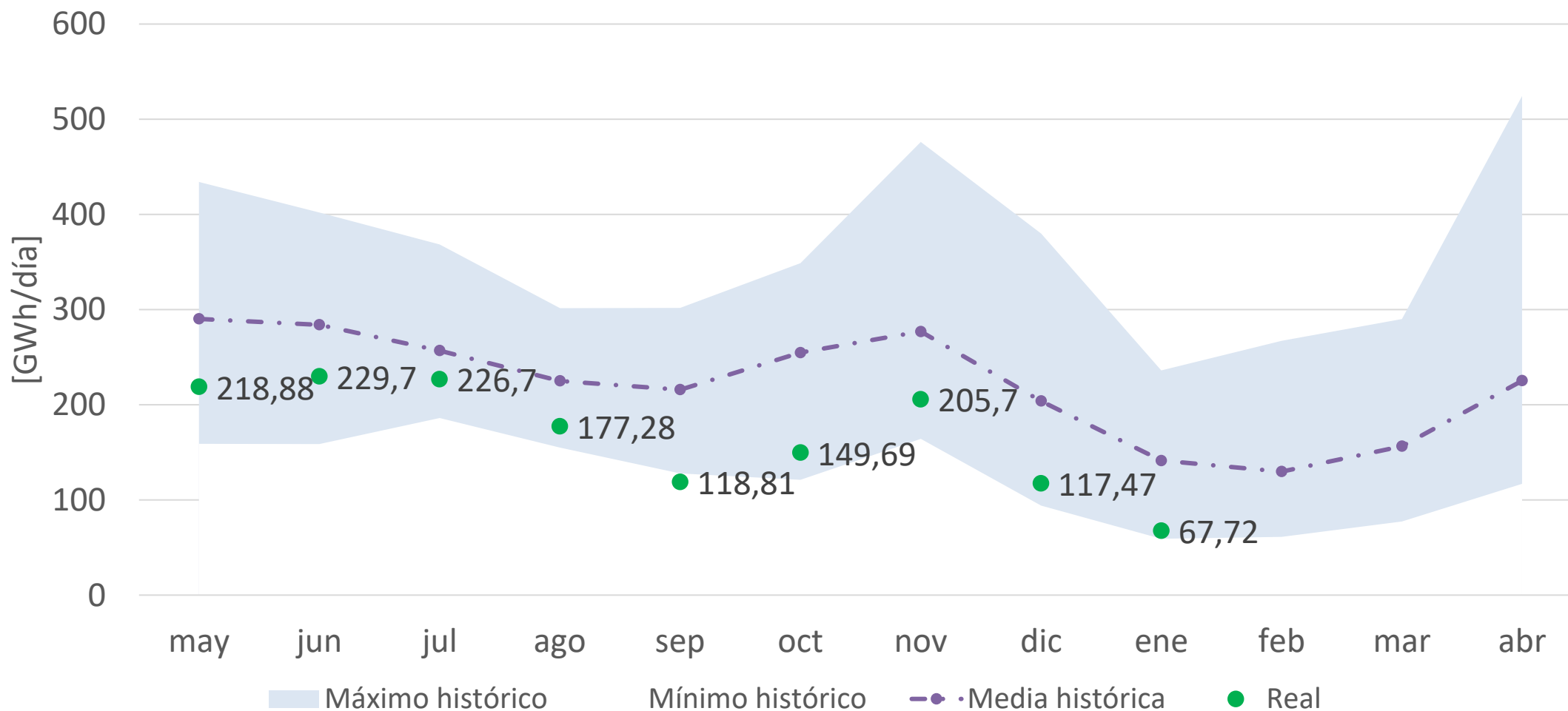
(*) IC inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME.

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.

¿Cómo está la situación energética?



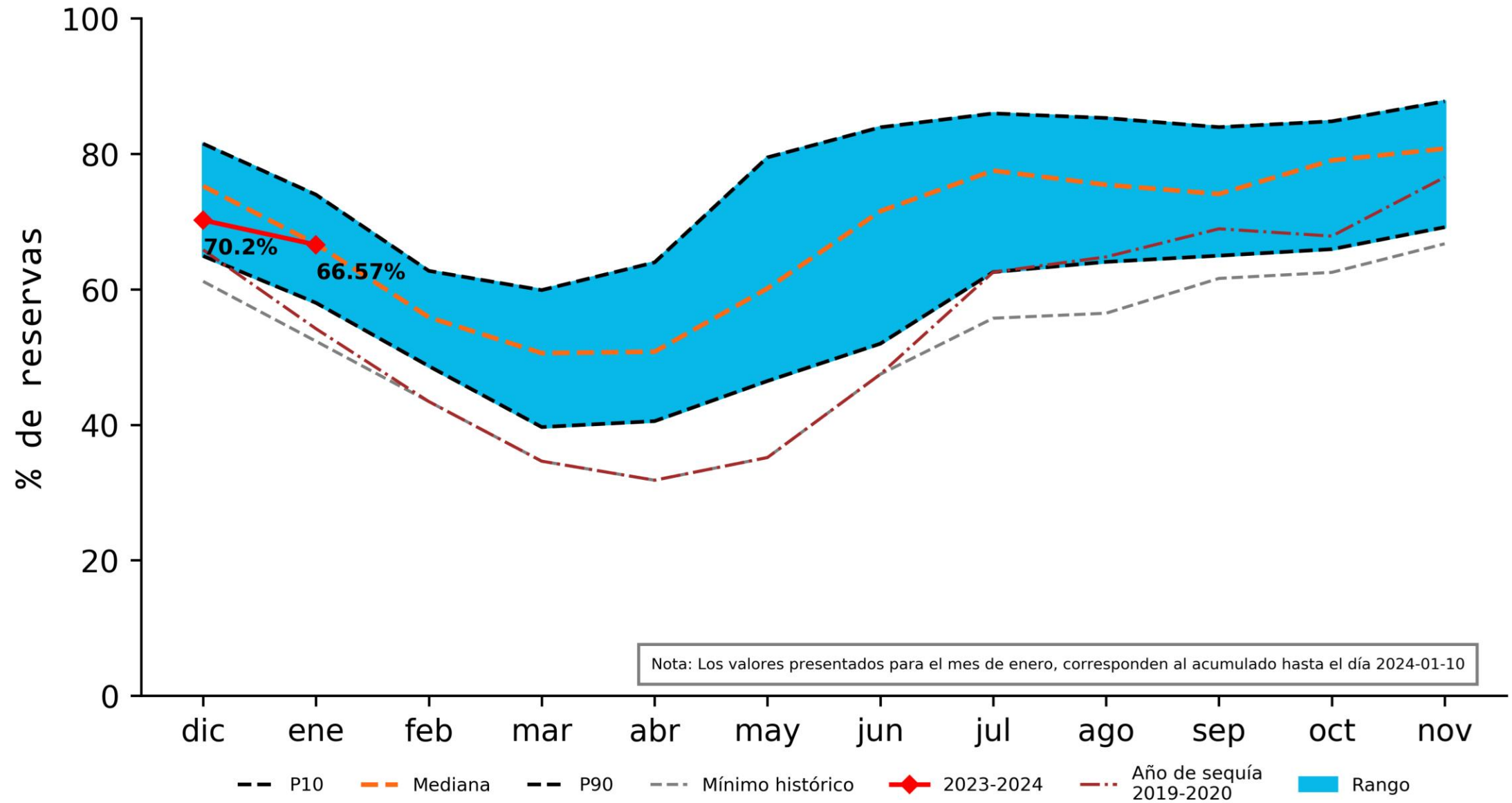
Aportes históricos (1982 a 2023) vs Aportes reales (2023-2024)



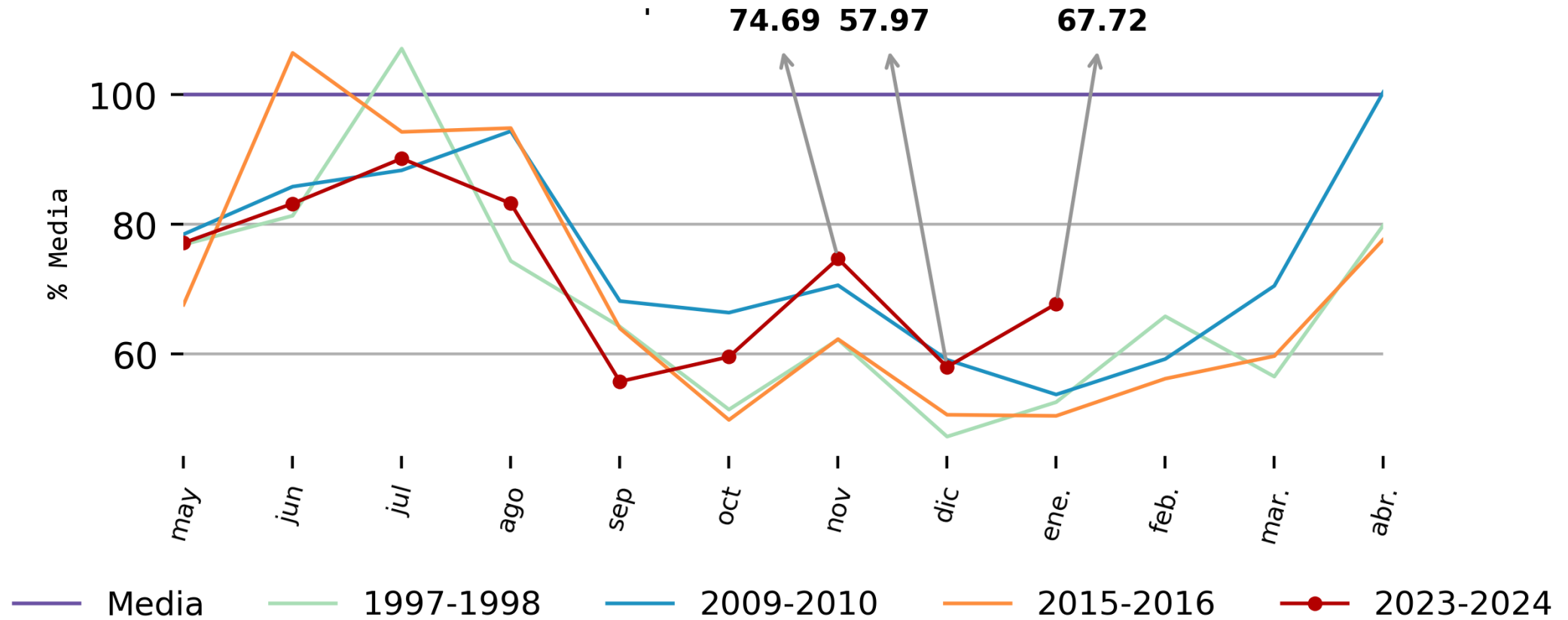
Información hasta el 2024-01-10

Información actualizada el 2024-01-11

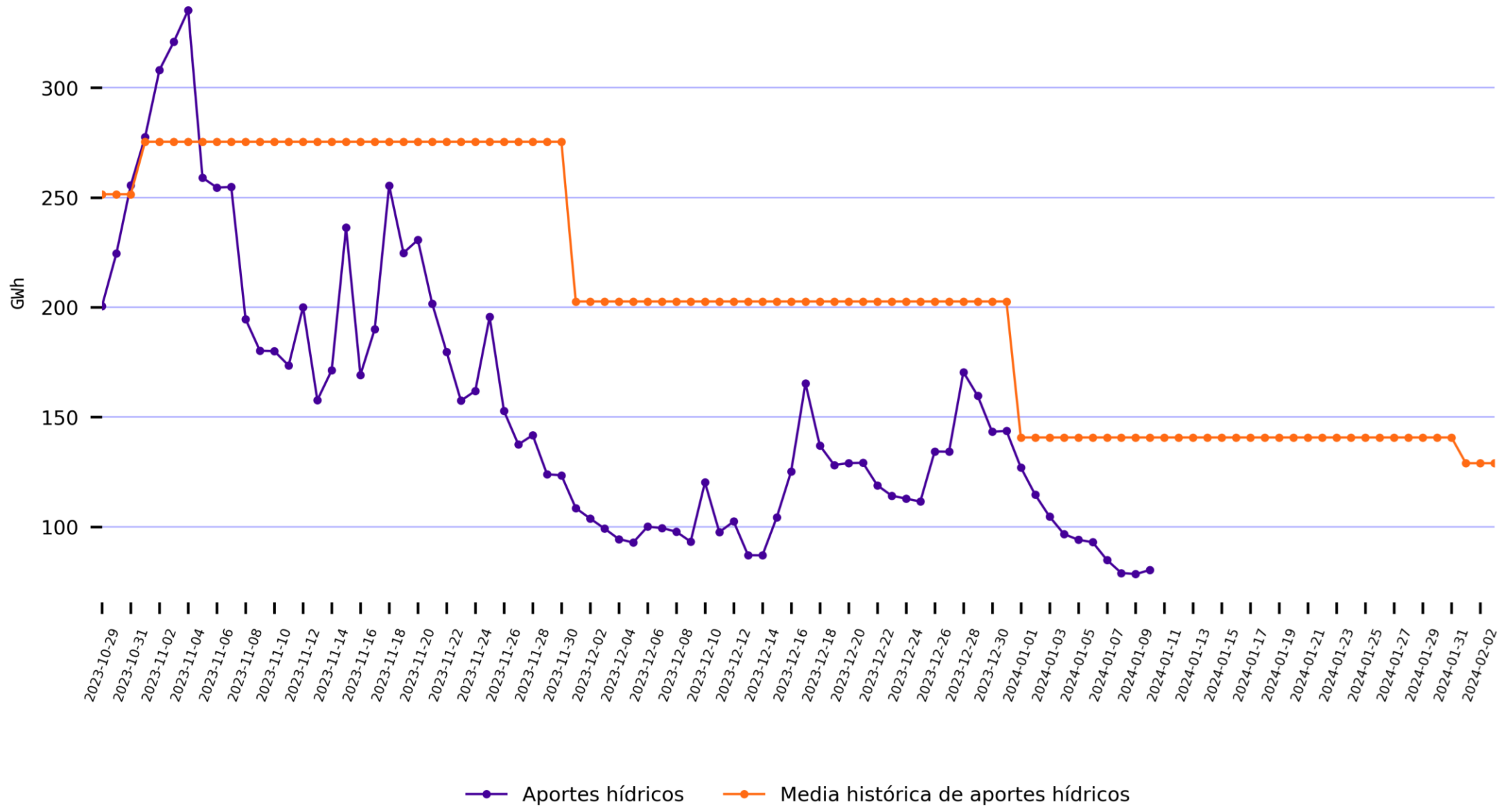
Reservas hídricas



Aportes hídricos

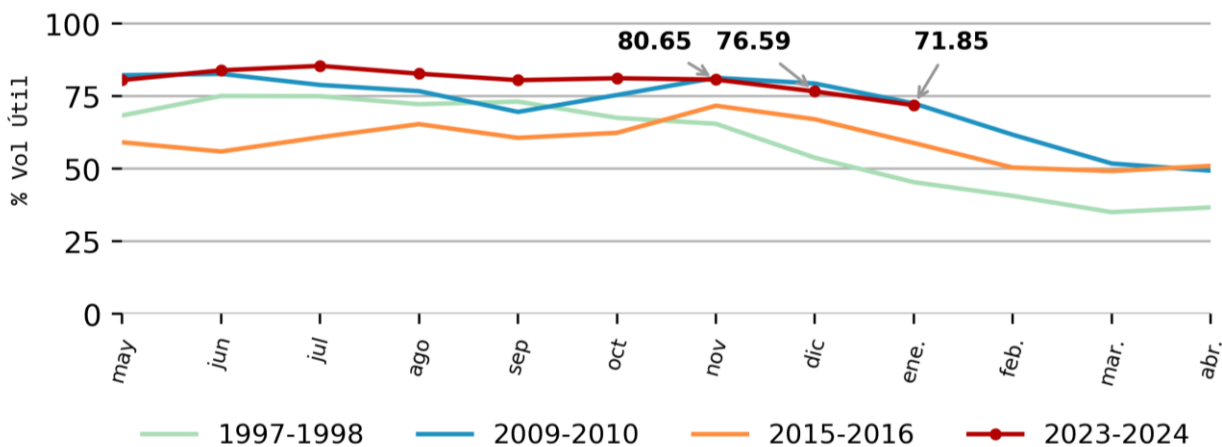


Aportes hídricos diarios

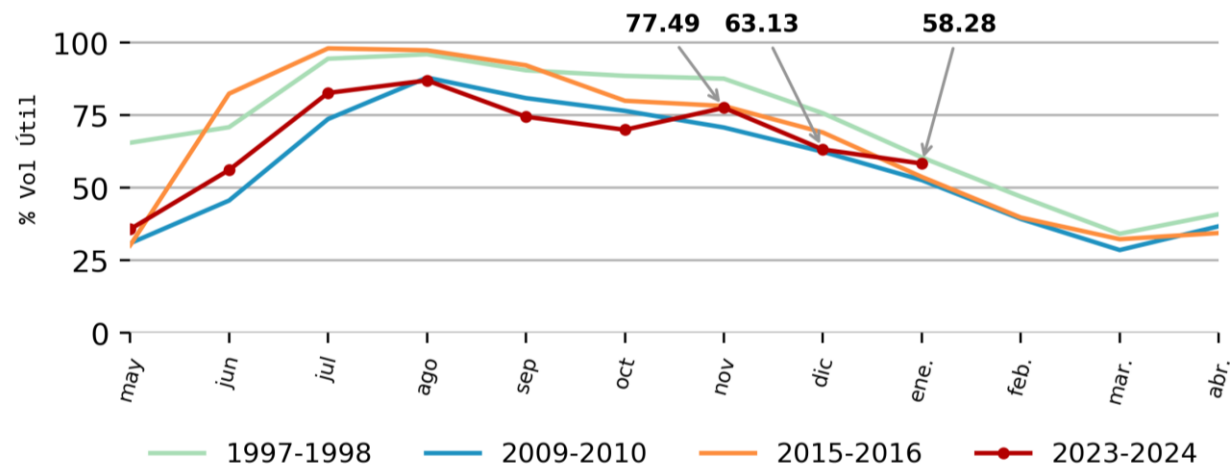


Evolución de reservas por regiones

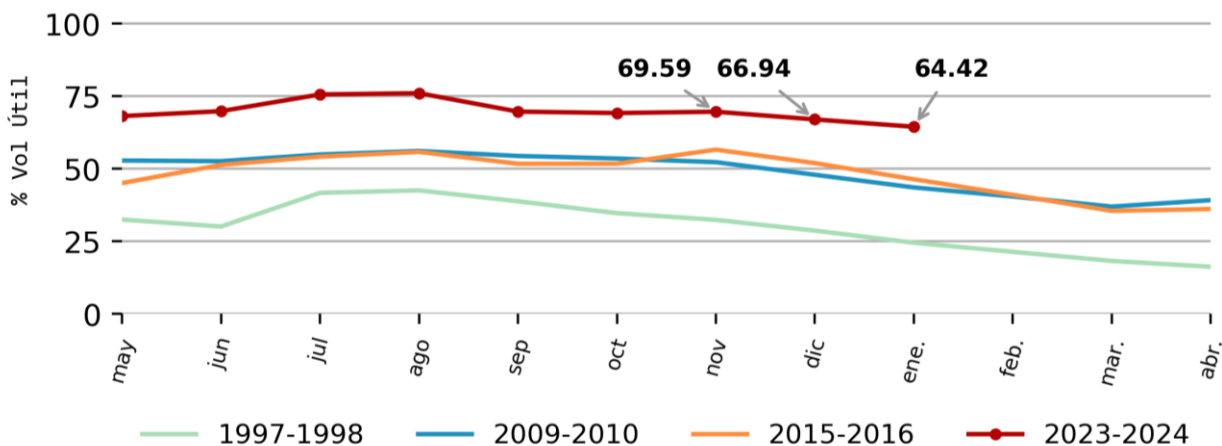
Antioquia 39.04%



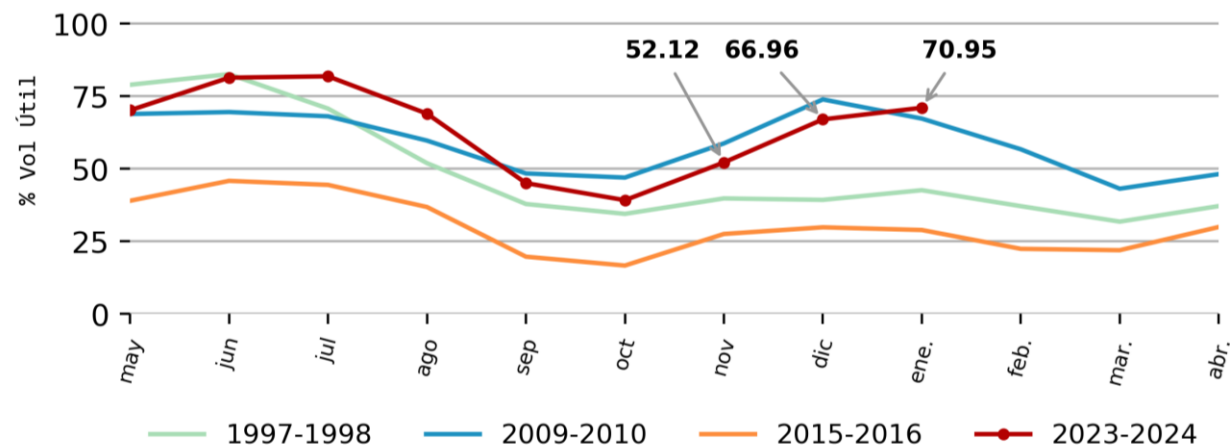
Oriente 17.81%



Centro 35.48%



Valle 4.82%



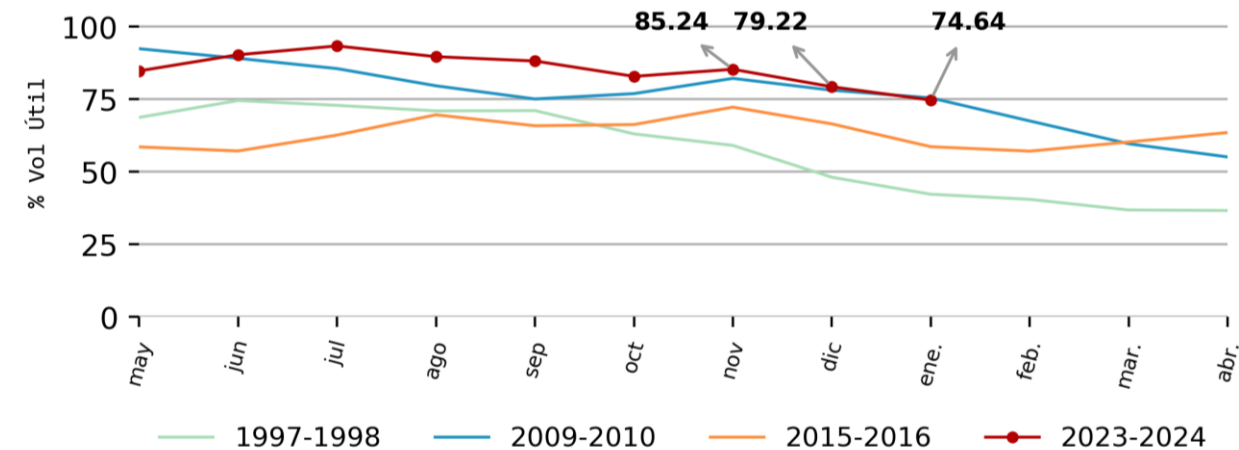
Información hasta el 2024-01-10

Información actualizada el 2024-01-11

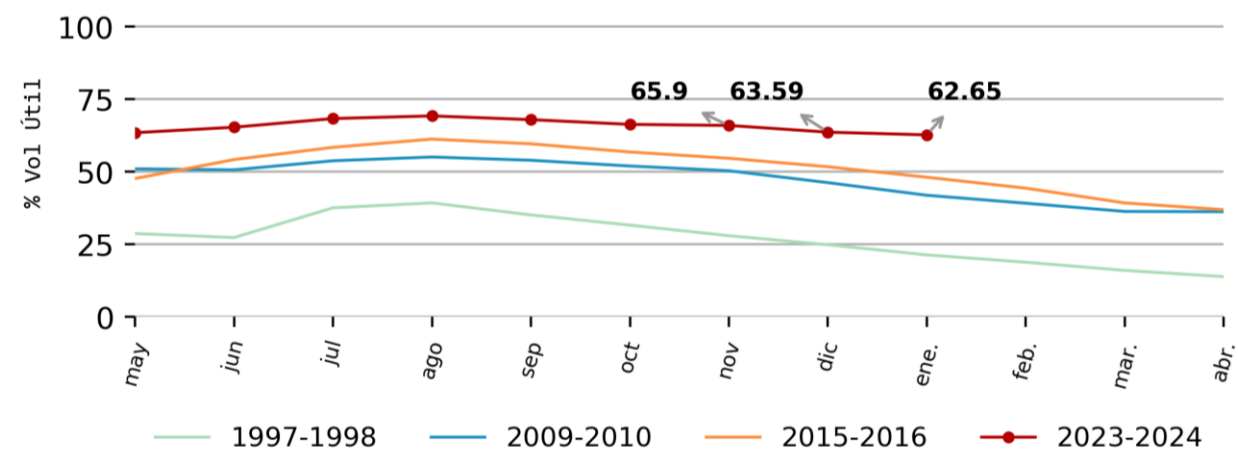
Los porcentajes que acompañan el título de cada gráfica representan la participación en reservas de cada región respecto al total del país para la fecha 2024-01-10

Evolución de principales embalses

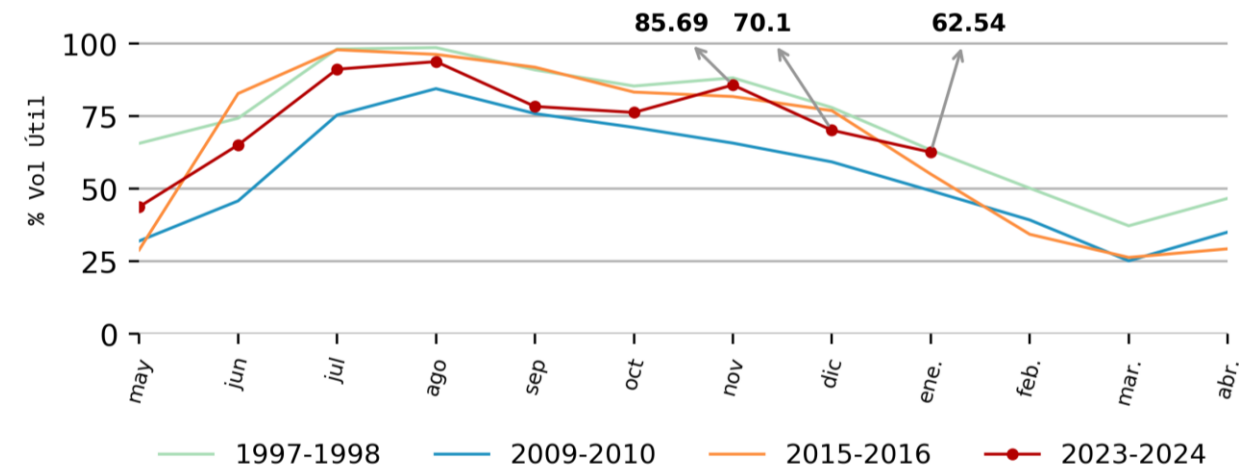
PENOL



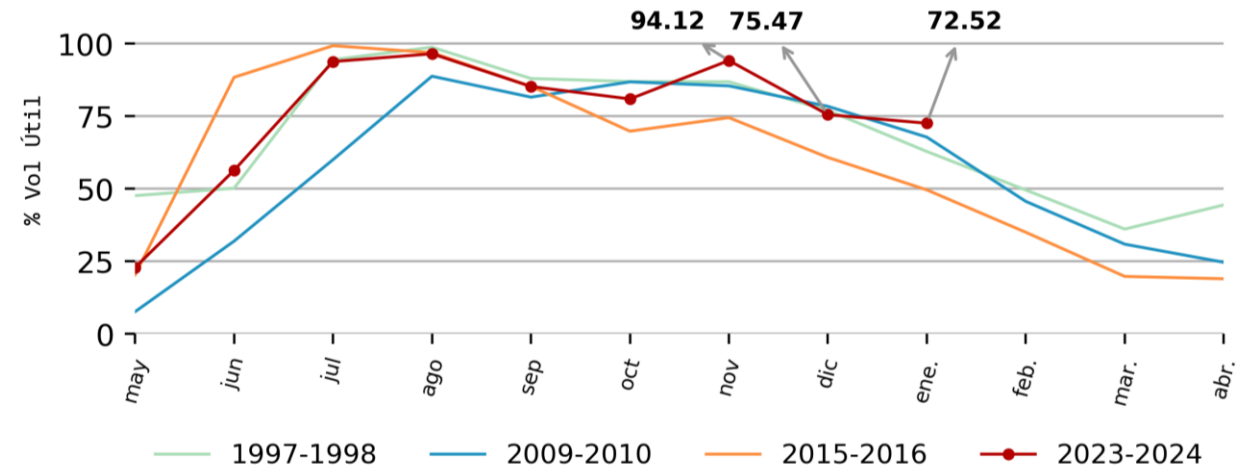
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



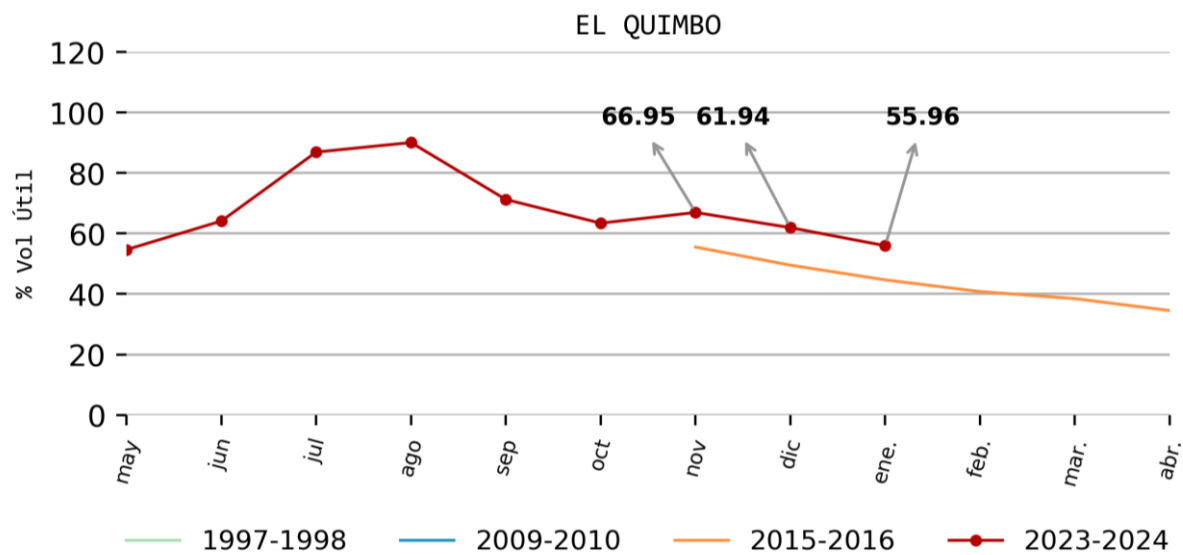
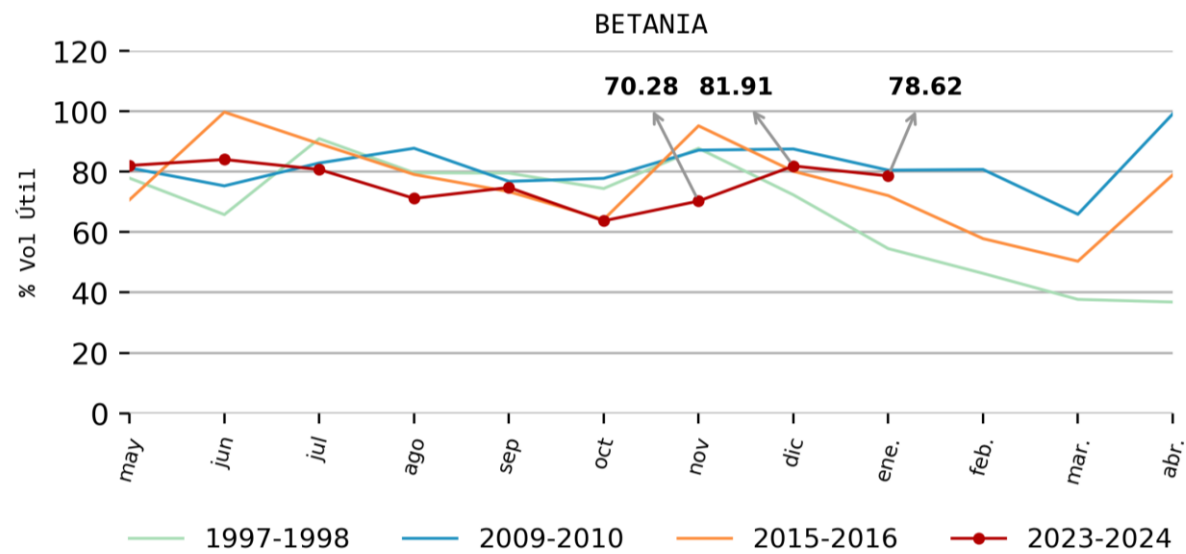
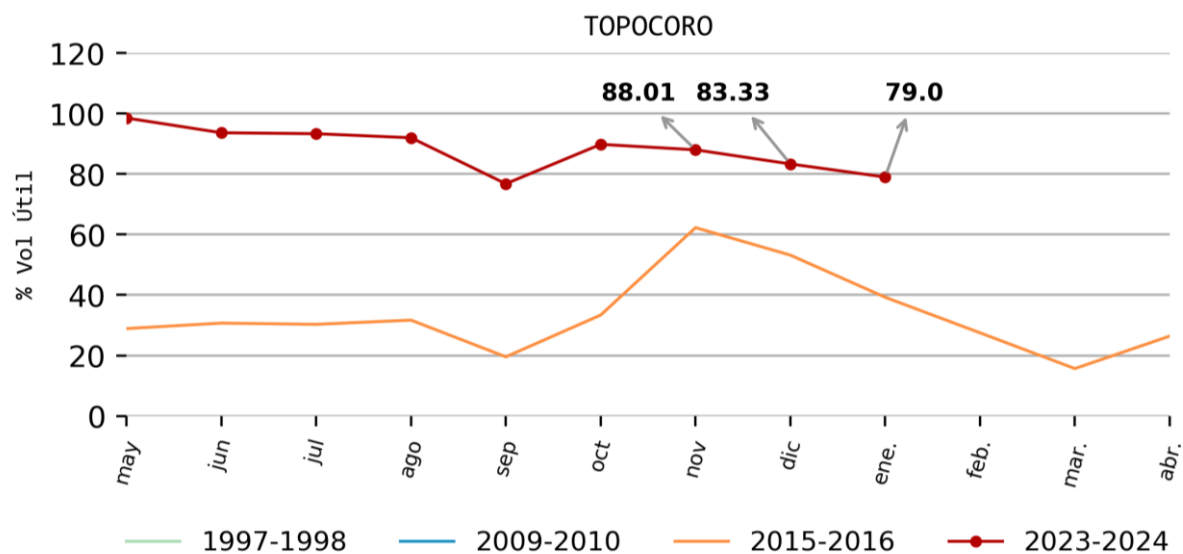
ESMERALDA



Información hasta el 2024-01-10

Información actualizada el 2024-01-11

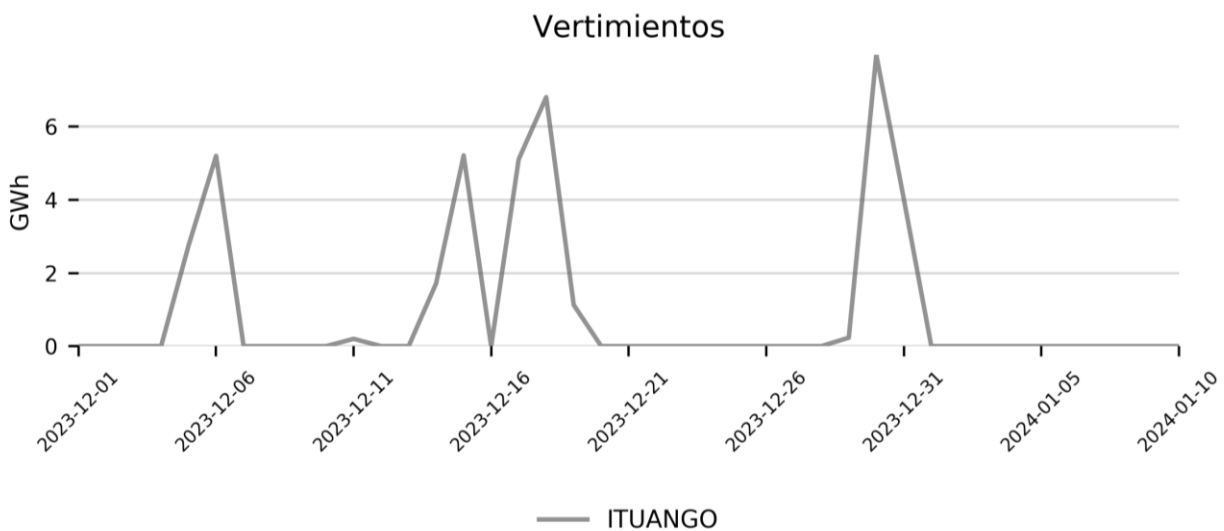
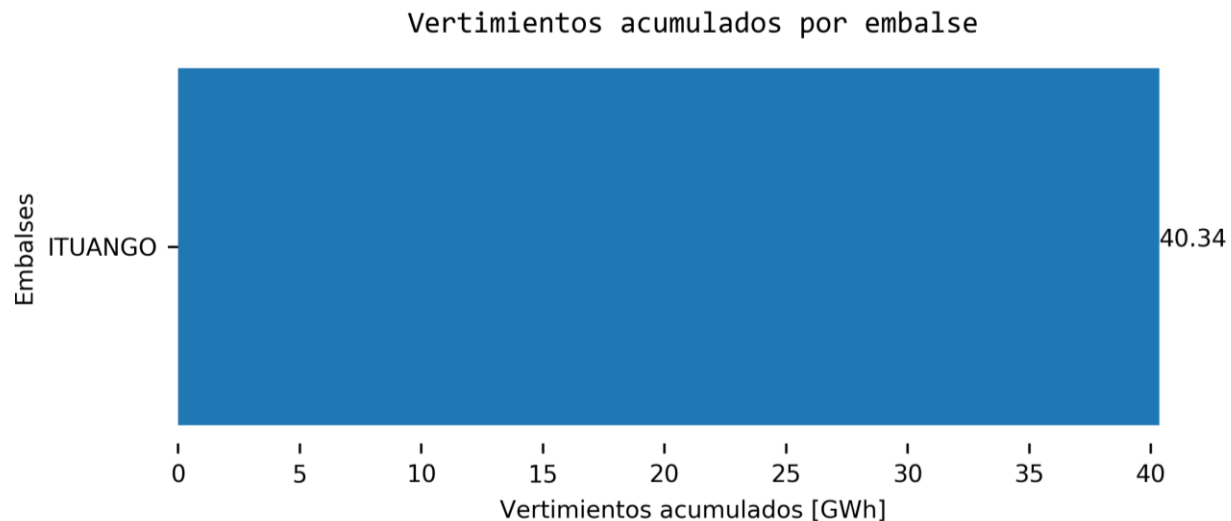
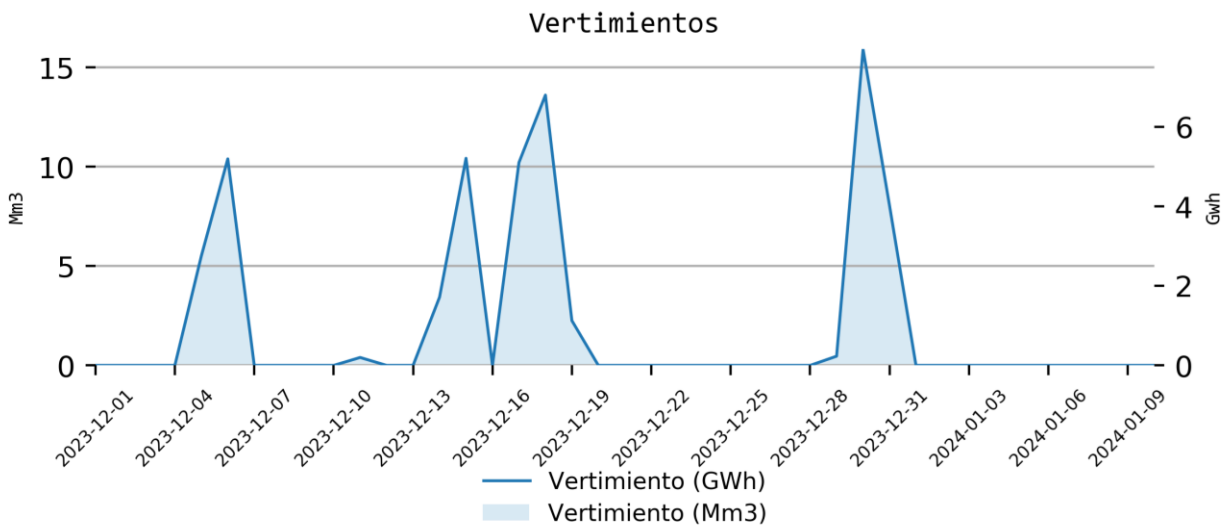
Evolución de principales embalses



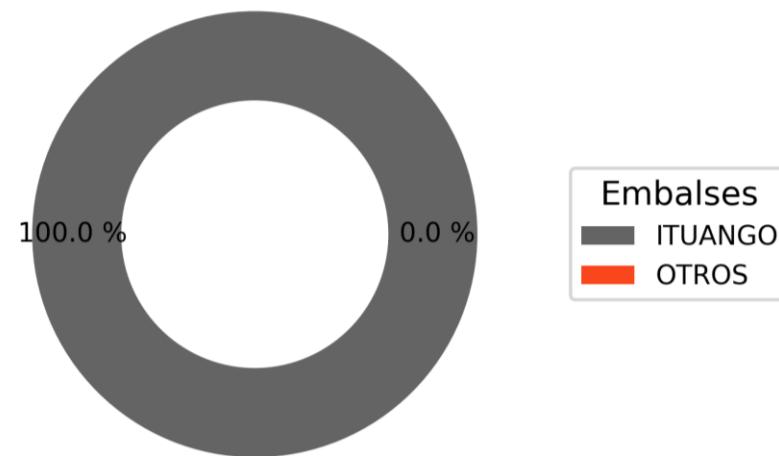
Información hasta el 2024-01-10

Información actualizada el 2024-01-11

Vertimientos del SIN



Participación vertimientos por embalse



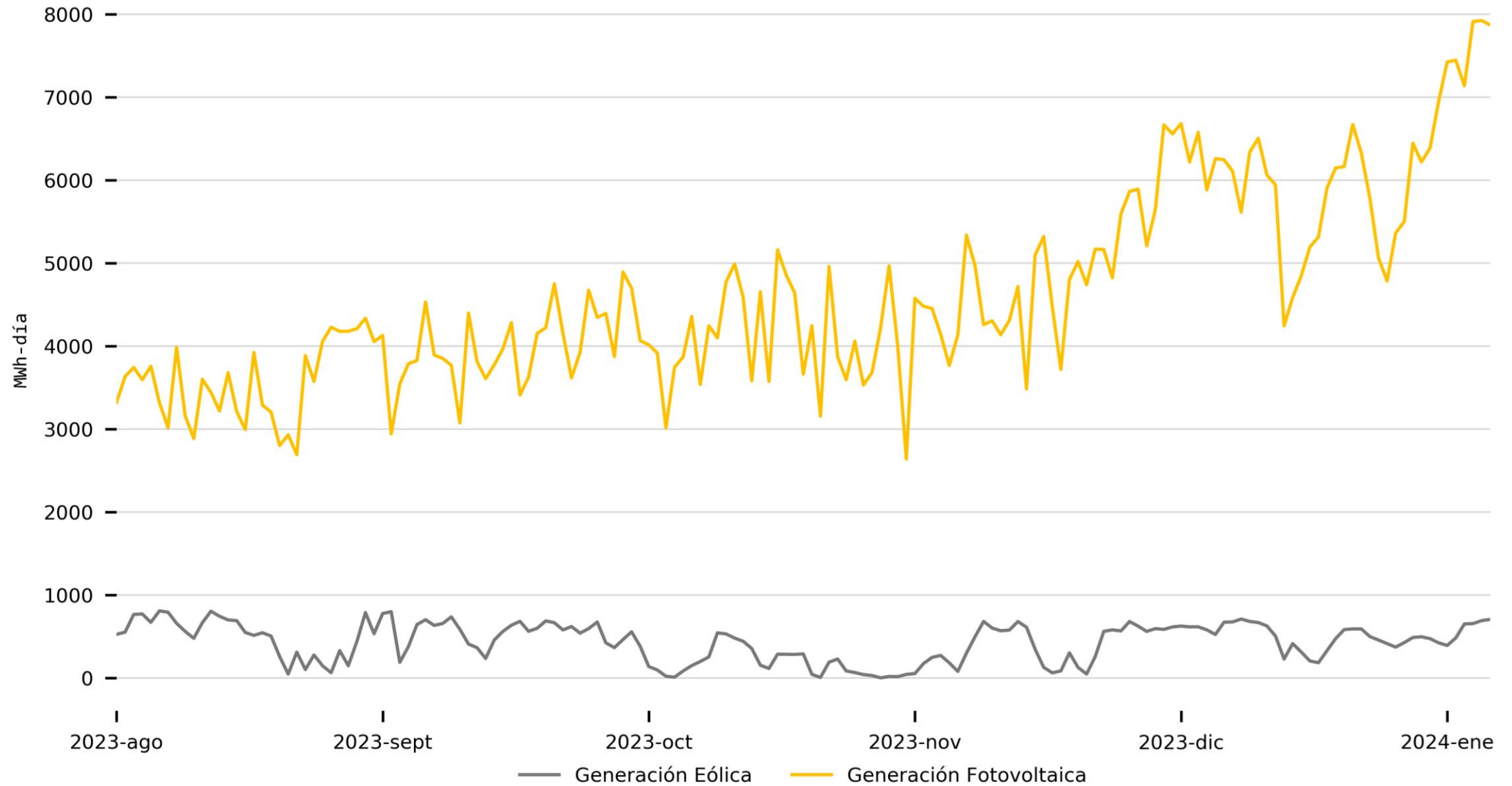
Información hasta el 2024-01-10

Información actualizada el 2024-01-11

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2023-12-01 hasta 2024-01-10.

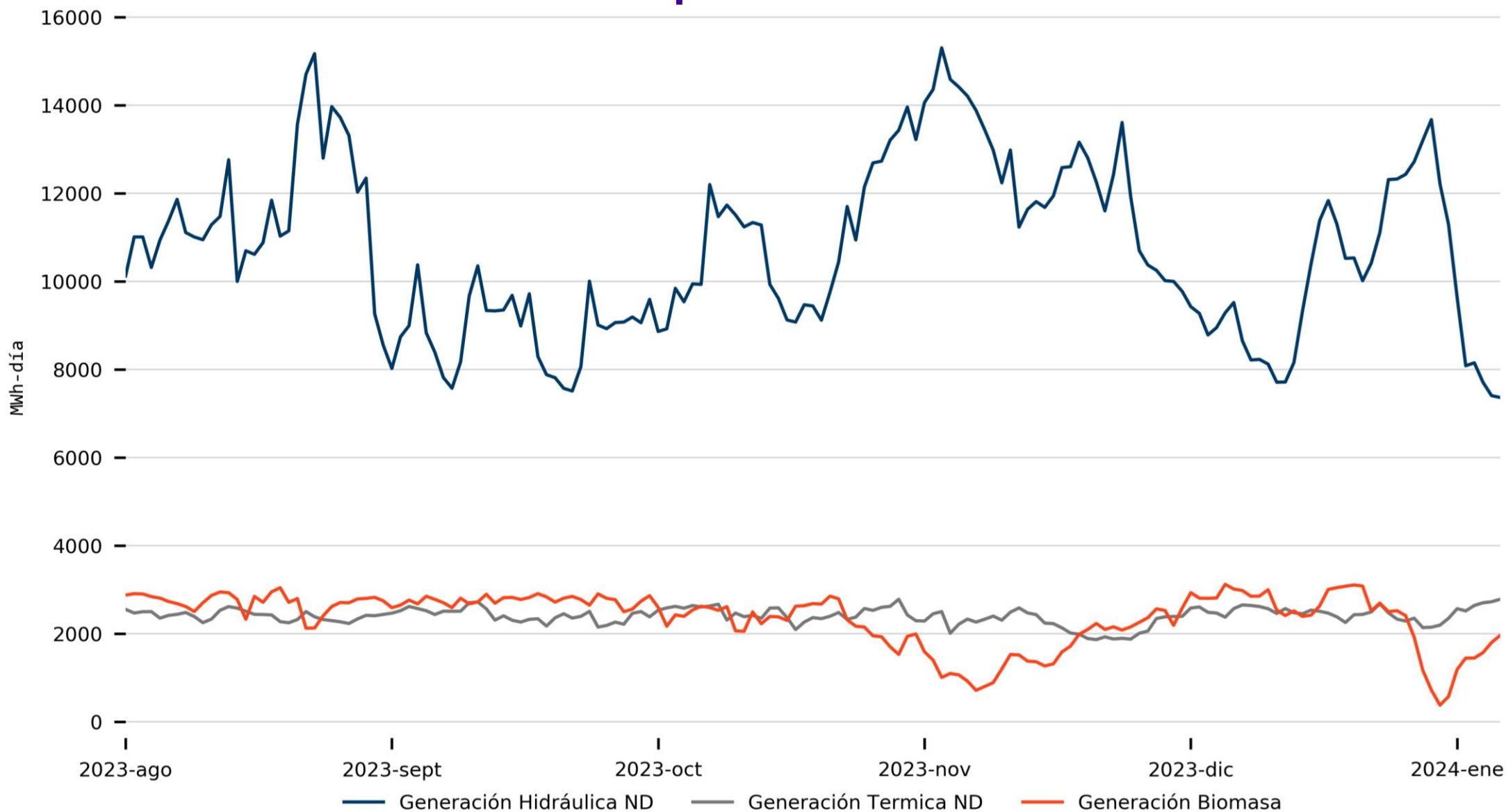
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Generación FERNC

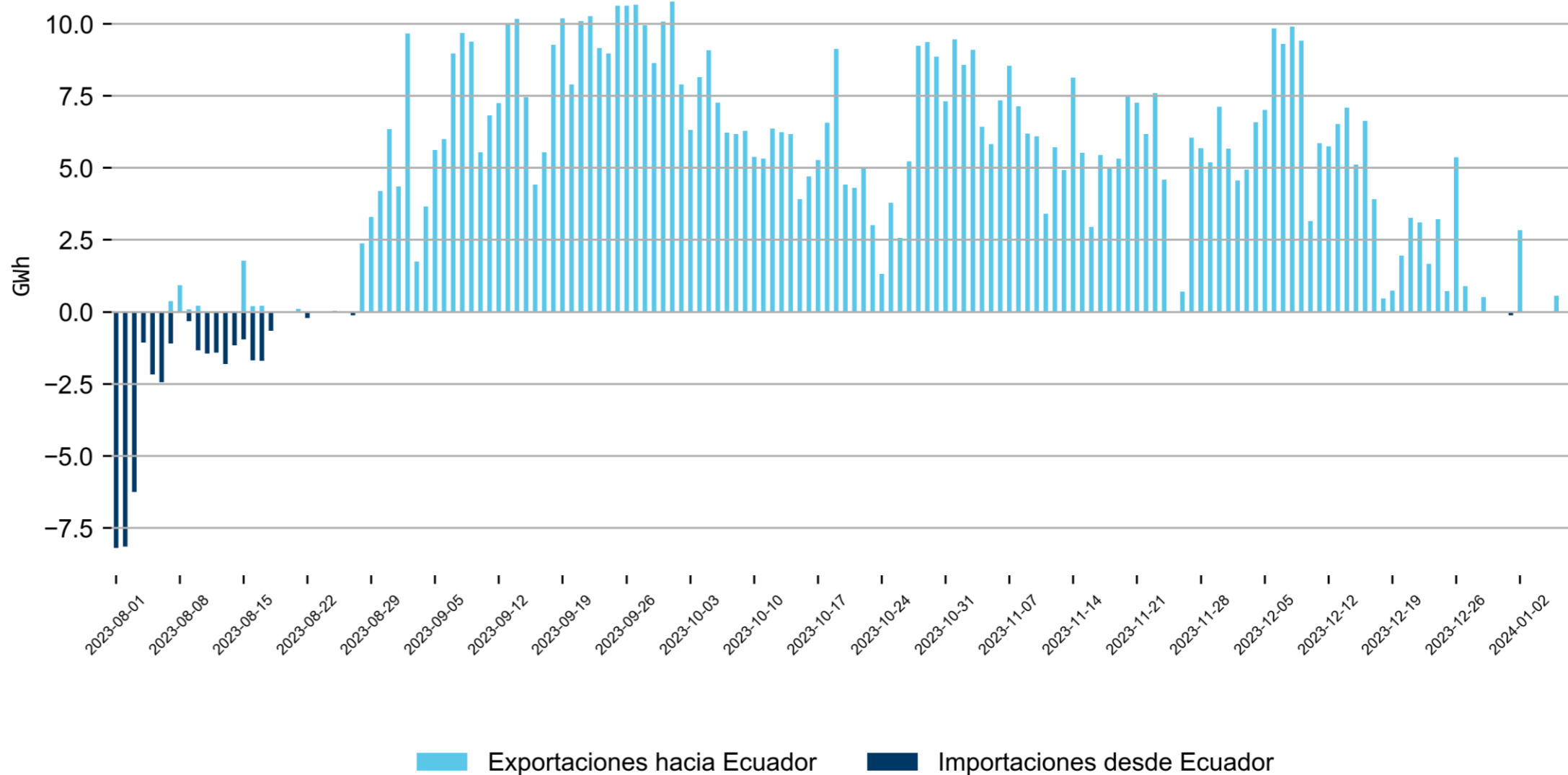


Contiene la generación de los recursos FERNC en operación comercial y en pruebas iniciales.

Generación plantas menores



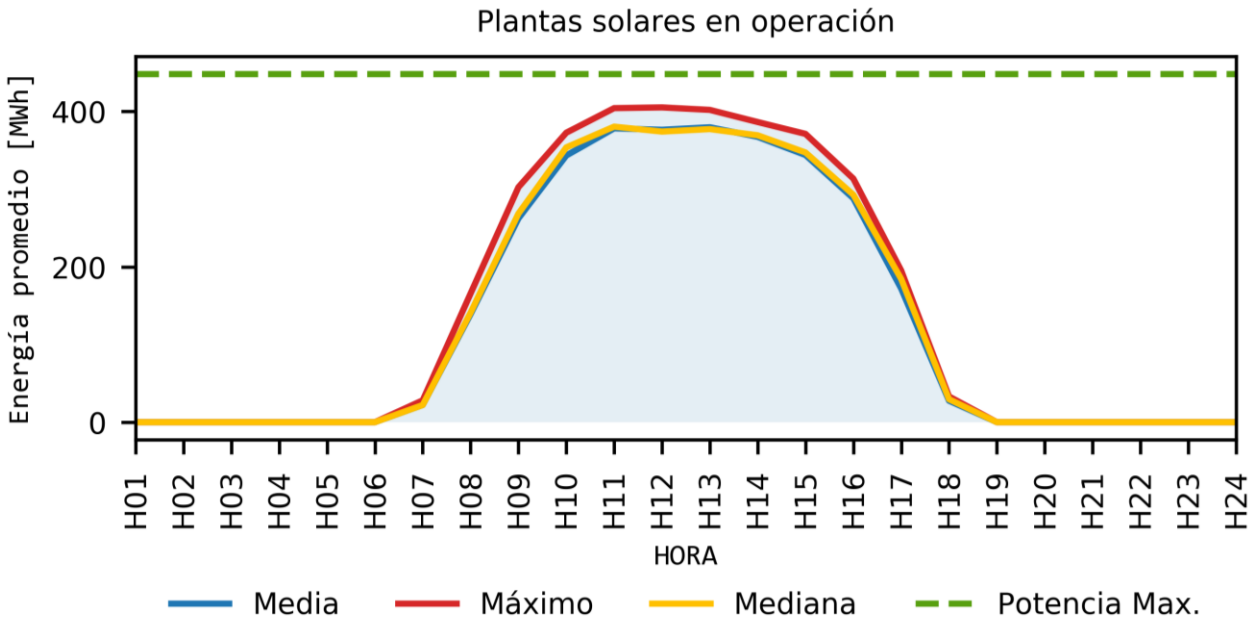
Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2024-01-08
Información actualizada el 2024-01-11

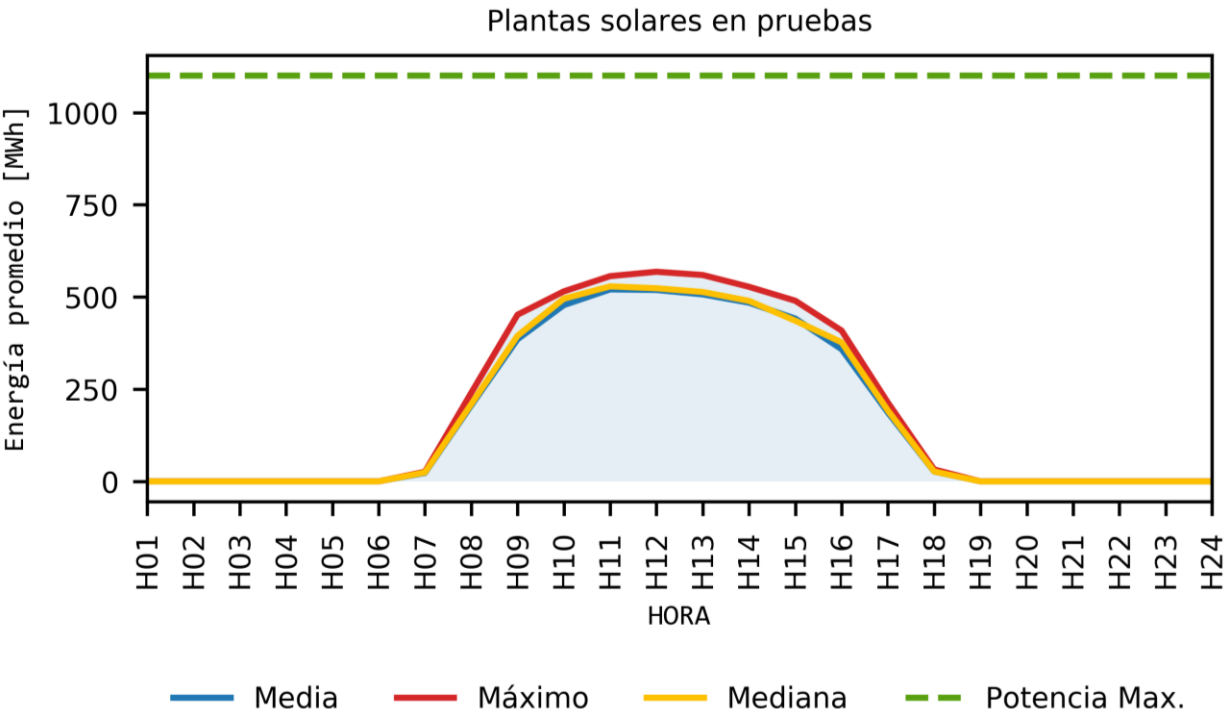
Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de enero de 2024 hasta el 08 de enero de 2024. 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	173.13	36.3%
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	171.79	36.0%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	169.87	35.6%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	166.26	34.8%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	155.15	36.1%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	19.9	153.09	32.1%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	19.9	152.06	31.8%
GRANJA SOLAR FLANDES	19.9	151.79	31.8%
CELSIA SOLAR DULIMA	19.9	149.9	31.4%
SINCE	18.5	148.62	33.5%
LA TOLUA	19.9	133.74	28.0%
LA SIERPE	19.9	118.85	24.9%
HELIOS I	16	84.11	21.9%
CAIMAN CIENAGUERO	9	78.57	36.4%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	75.2	31.7%
PETALO DEL MAGDALENA	9.9	74.25	31.3%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9.1	71.78	32.9%
CERRITOS	9.9	71.09	29.9%
CELSIA SOLAR YUMA	9.1	69.46	31.8%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9.1	67.49	30.9%
LA MEDINA	9.9	67.29	28.3%
TIERRA LINDA	9.9	66.56	28.0%
LOS CABALLEROS	9.9	66.47	28.0%
PETALO DE CORDOBA II	9.9	65.01	27.4%
LOS GIRASOLES	9.5	64.2	28.2%
MONTELIBANO	9.9	51.86	21.8%
GY SOLAR AURORA	9.9	51.07	21.5%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	46.9	24.2%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	45.07	19.0%
PARQUE SOLAR HONDA I	9.9	39.44	16.6%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	37.85	15.9%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	27.79	22.9%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	21.24	8.9%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	13.74	5.8%
Total	448.82	3100.71	

Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas

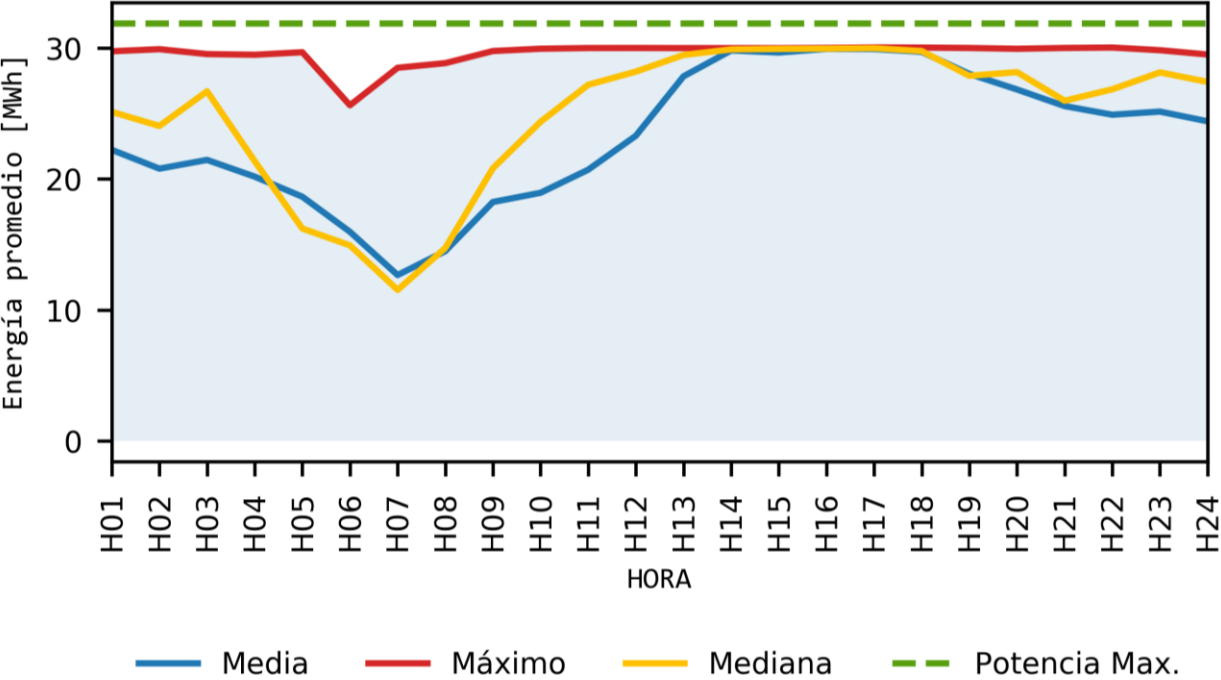


Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
LATAM SOLAR LA LOMA	150	928.65
FUNDACION	100	664.67
GUAYEPO	370	543.69
EL PASO	67	536.92
PORTON DEL SOL	102	470.21
PARQUE SOLAR LA UNION	100	311.72
CARACOLI I	50	242.67
SUNNORTE	35	176.02
LA MATA	80	105.75
SOLAR PLANETA RICA	19.9	92.04
PARQUE SOLAR VERSALLES	9	36.03
PARQUE SOLAR DINAMARCA	9	28.43
PARQUE SOLAR LA MENA	9	0
Total	1100.9	4136.81

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de enero de 2024 hasta el 08 de enero de 2024 .
Adicionalmente se consideran las plantas en pruebas con capacidad efectiva mayor a 5 MW.

Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas

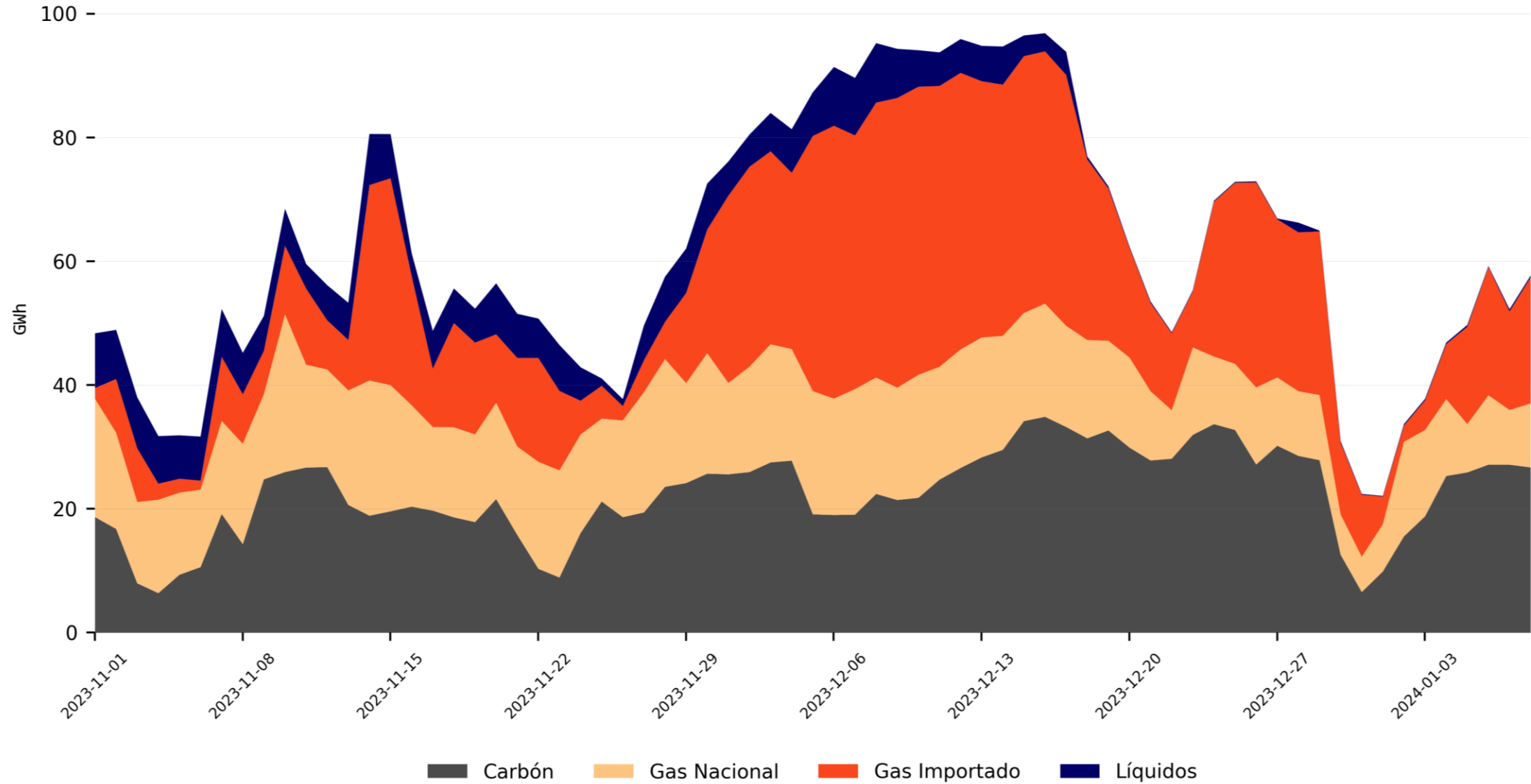
Plantas eólicas en pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	330.42
PARQUE EOLICO WESP01	12	228.98
Total	31.9	559.4

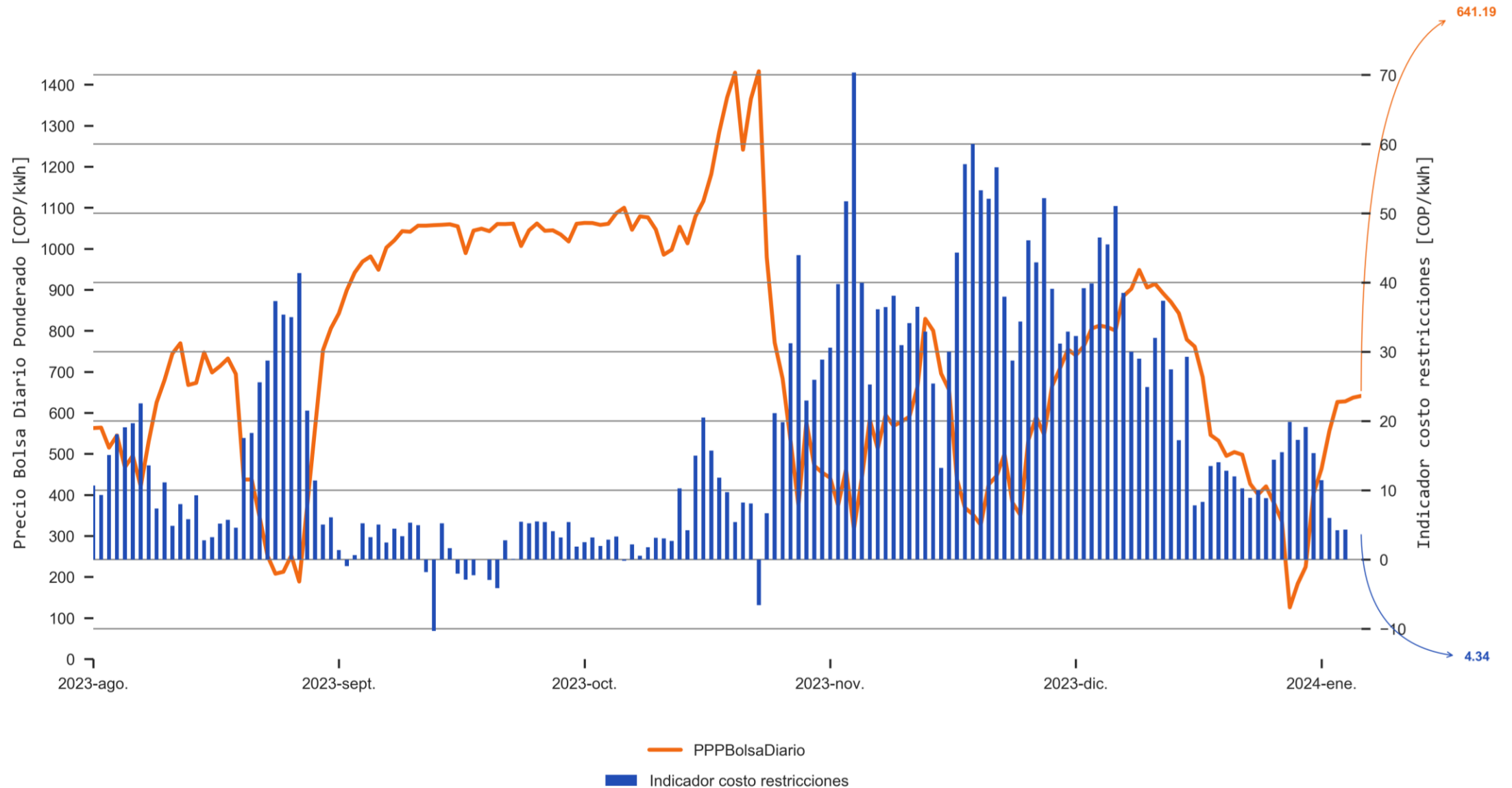
Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de enero de 2024 hasta el 08 de enero de 2024.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el 2024-01-08
Información actualizada el 2024-01-11

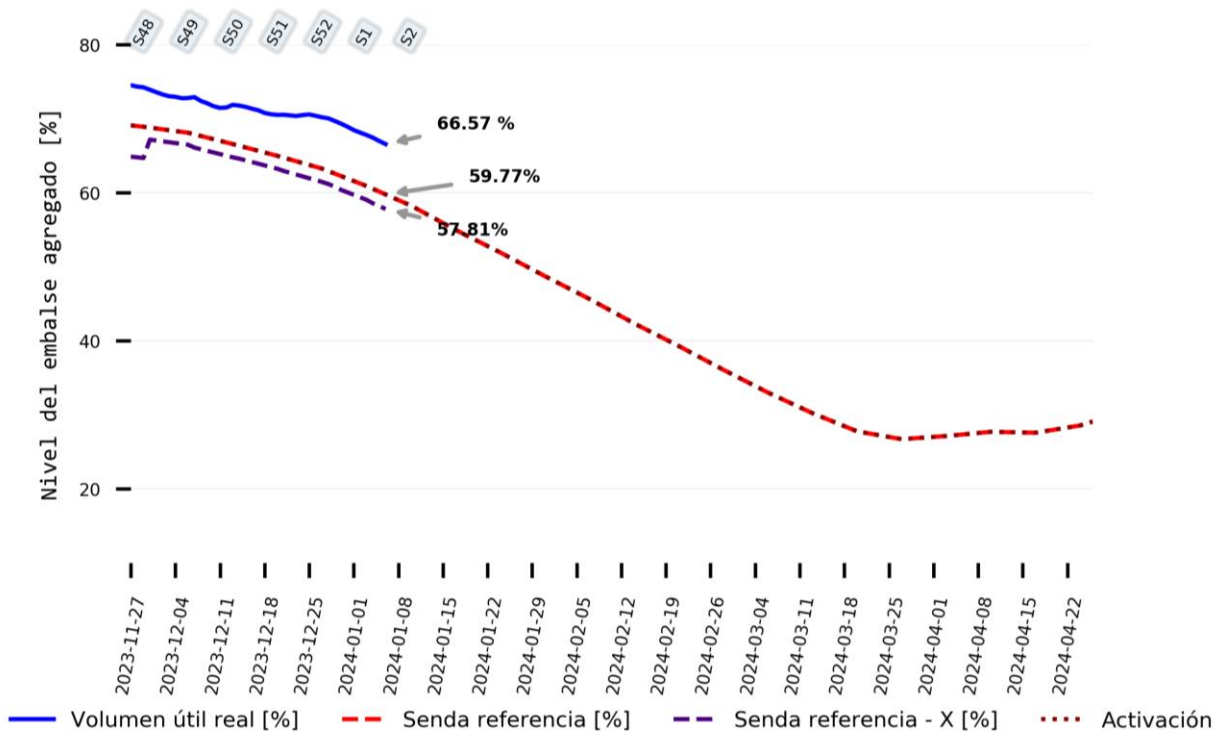
Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Información hasta el 2024-01-08
Información actualizada el 2024-01-11

Seguimiento a la Senda de Referencia

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Semana	Volumen útil real [%]	Senda referencia [%]	Senda referencia - X [%]
S49	73.92	68.8	67.18
S50	72.92	67.89	66.1
S51	71.78	66.35	64.61
S52	70.54	64.74	62.94
S1	70.06	62.93	61.18
S2	67.45	60.53	58.57

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.

Rango de fechas

01/12/2023

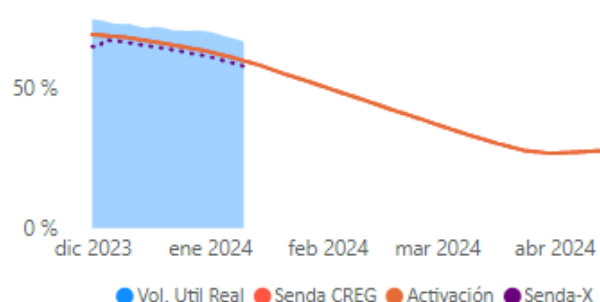
30/11/2024

REFERENCIA CREG

Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

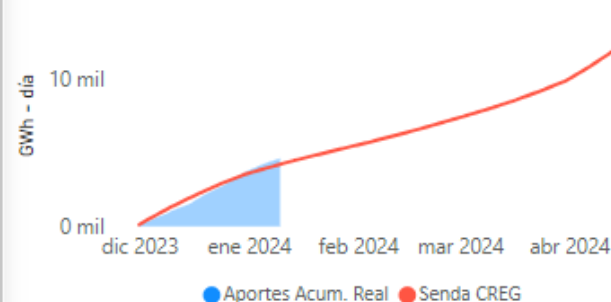
	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	6,80 %	9,67 %	-2,73 %	1,50 %	-15,42 %	59,02 %	
[GWh]	1.180,54	405,87	-245,13	74,52	-498,98	316,20	-136,32

Embalse Agregado



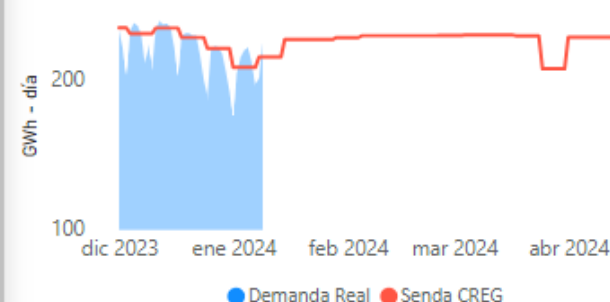
Información hasta el: 2024-01-10

Aportes Acumulados



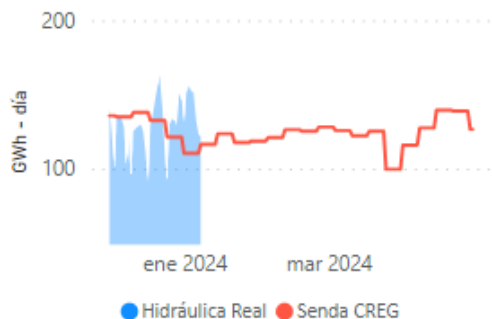
Información hasta el: 2024-01-10

Demanda



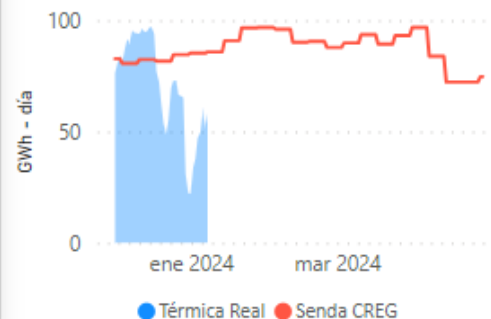
Información hasta el: 2024-01-09

Hidráulica

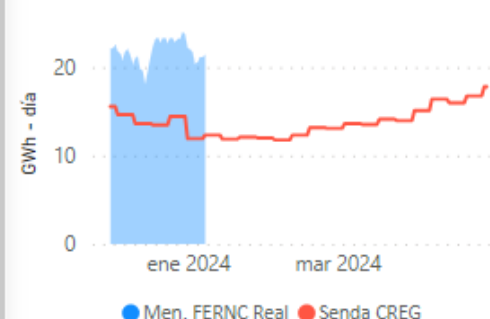


Información hasta el: 2024-01-08

Térmica

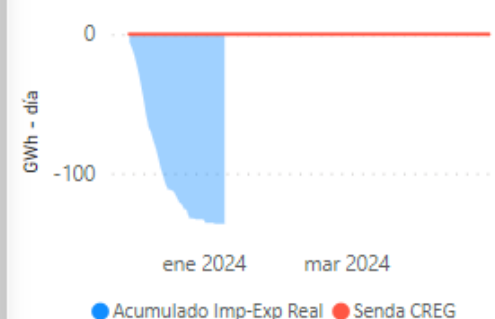


Menores y FERNC

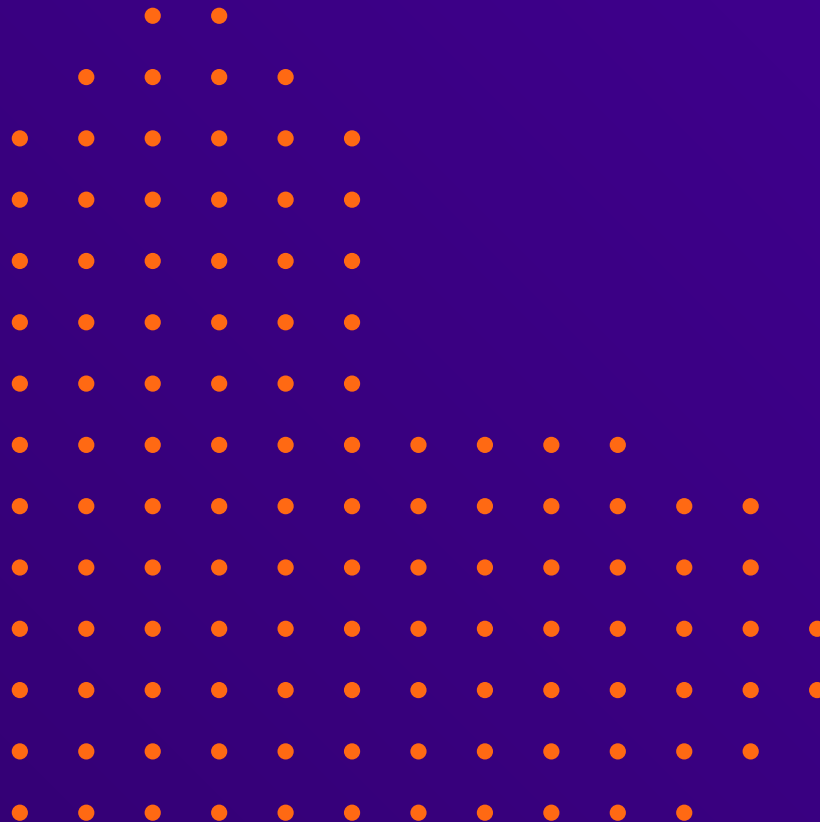


Información hasta el: 2024-01-09

Acumulado Imp-Exp



Información actualizada el: 2024-01-11 ⓘ



3. Expectativas Energéticas

Información de supuestos

Análisis energético de mediano plazo y sensibilidades

Análisis energético de largo plazo



Sumamos energía,
sumamos pasión

Información de supuestos



Seguimiento a la generación Térmica

Seguimiento a la oferta diaria

Recurso	CEN [MW]	Disp [MW]	Fecha Fin indicada
Guajira 2*	145	135	-
Paipa 1	36	0	12 / 01 / 2024
Paipa2*	72	64	Ene 2025
Paipa 3*	70	62	Ago 2024
Zipa 2*	36	26	Sep 2024
Zipa 3	64	0	11 / 01 / 2024
Zipa 4*	64	57	Sep 2024
Zipa 5*	64	58	Jun 2024
Yopal 4*	50	46	Sin respuesta agte
Yopal 5	50	0	Sin respuesta agte

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

Recurso	CEN [MW]	Disp [MW]	Fecha Fin indicada
Cartagena1*	52	40	Dic 2024
Cartagena2*	60	31	Dic 2024
*En estos recursos se considera el derrateo directamente en el planeamiento operativo			

Recursos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso	Fecha no consideración
Cartagena 3	01/dic/2023
Termocentro	12/dic/2023

Merilectrica y Tsierra con indisponibilidades / derrateos por mantenimiento el campo de producción de gas Cupiagua



Generación hidráulica y embalses



Generación Térmica

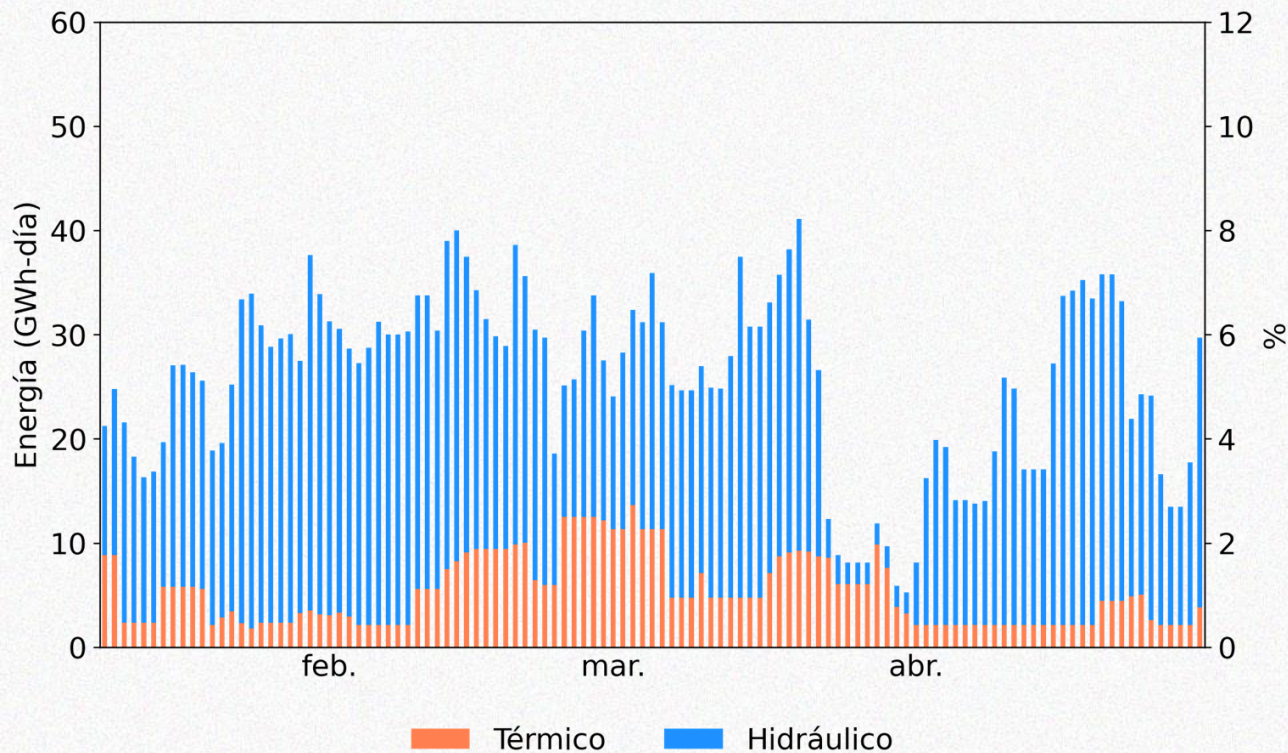


Mantenimiento de recursos de generación



Reporte Mangen

Fecha de consulta: 09/01/2024 15:46



Consecutivo	Elemento	Fecha inicio	Fecha fin	Estado	Duración (días)
C2011504	CARTAGENA 3	1/01/2024 0:00	31/03/2024 23:59	EnEjecucion	91
C2011503	TERMODORADA 1	1/01/2024 0:00	23/01/2024 7:00	EnEjecucion	22
C2011900	TERMODORADA 1	25/01/2024 0:00	20/02/2024 8:00	Solicitada	26
C2011901	TERMODORADA 1	20/02/2024 8:00	22/02/2024 17:00	Solicitada	2
C2011904	TERMODORADA 1	22/02/2024 17:00	19/03/2024 8:00	Solicitada	26
C2011907	TERMODORADA 1	19/03/2024 8:00	21/03/2024 17:00	Solicitada	2
C2011910	TERMODORADA 1	21/03/2024 17:00	23/04/2024 8:00	Solicitada	33
C2011913	TERMODORADA 1	23/04/2024 8:00	25/04/2024 17:00	Solicitada	2
C2011912	TERMODORADA 1	25/04/2024 17:00	26/08/2024 7:00	Solicitada	123
C2011795	CARTAGENA 1	4/01/2024 6:00	11/01/2024 23:59	EnEjecucion	8
C2011762	GECELCA 32	8/01/2024 0:00	10/01/2024 23:59	EnEjecucion	3
C2011742	TERMONORTE 4	9/01/2024 0:00	13/01/2024 23:59	Aprobada	5
C2011743	TERMONORTE 9	14/01/2024 0:00	18/01/2024 23:59	Aprobada	5
C2011939	GUAJIRA 2	15/01/2024 0:00	19/01/2024 23:59	Analisis CND	5
C2011569	PROELECTRICA 2	21/01/2024 8:00	23/01/2024 6:59	Analisis CND	2
C2011933	TERMONORTE 4	22/01/2024 0:00	26/01/2024 23:59	Solicitada	5
C2011934	TERMONORTE 9	27/01/2024 0:00	31/01/2024 23:59	Solicitada	5
C0220710	TERMOYOPAL G3	29/01/2024 5:30	31/01/2024 15:59	Solicitada	2
C0220718	TERMOYOPAL G4	1/02/2024 5:30	3/02/2024 15:59	Solicitada	2
C2006883	GUAJIRA 2	10/02/2024 0:00	21/02/2024 23:59	Solicitada	12
C2009472	TERMOSIERRA 2	13/02/2024 7:00	23/03/2024 22:00	Solicitada	40
C0220724	TERMOYOPAL G5	15/02/2024 7:00	29/02/2024 16:00	Solicitada	14
C2006881	GECELCA 32	25/02/2024 0:00	6/03/2024 23:59	Solicitada	11
C2006880	GECELCA 3	18/03/2024 0:00	28/03/2024 23:59	Solicitada	11
C2006449	TERMOCANDELARIA 2	28/03/2024 0:00	29/03/2024 23:00	Solicitada	2
C2011534	CARTAGENA 3	1/04/2024 0:00	30/06/2024 23:59	Solicitada	91
C2001634	TEBSA 13	20/04/2024 0:00	24/04/2024 23:59	Solicitada	5
C0224296	PAIPA 3	30/04/2024 0:00	29/06/2024 23:59	Solicitada	61



Generación Térmica



Generación de otras fuentes



Entrada en Operación Proyectos

TERMO
CARIBE

La fecha de puesta en operación del proyecto Termocaribe 3 a la fecha reportada es 31 de enero de 2024.

Solar con OEF		
Proyecto	CEN	Fecha
S_LatamSolar	150.00	29/02/2024
S_Union	100.00	31/03/2024
S_LaMata	80.00	15/04/2024
S_Sunnorte	35.00	30/04/2024
S_Guayepo	370.00	31/05/2024
Total	735	

A la espera de pronto inicio en pruebas (Solar sin OEF):

- Numbana 9.9 MW
- El guamo 9 MW



Genersol
Energy



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



Ene 07, 67.81%

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados,
solicitados y en
ejecución en el
horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME
para enero 2024

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate +
15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 10.02 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 2023

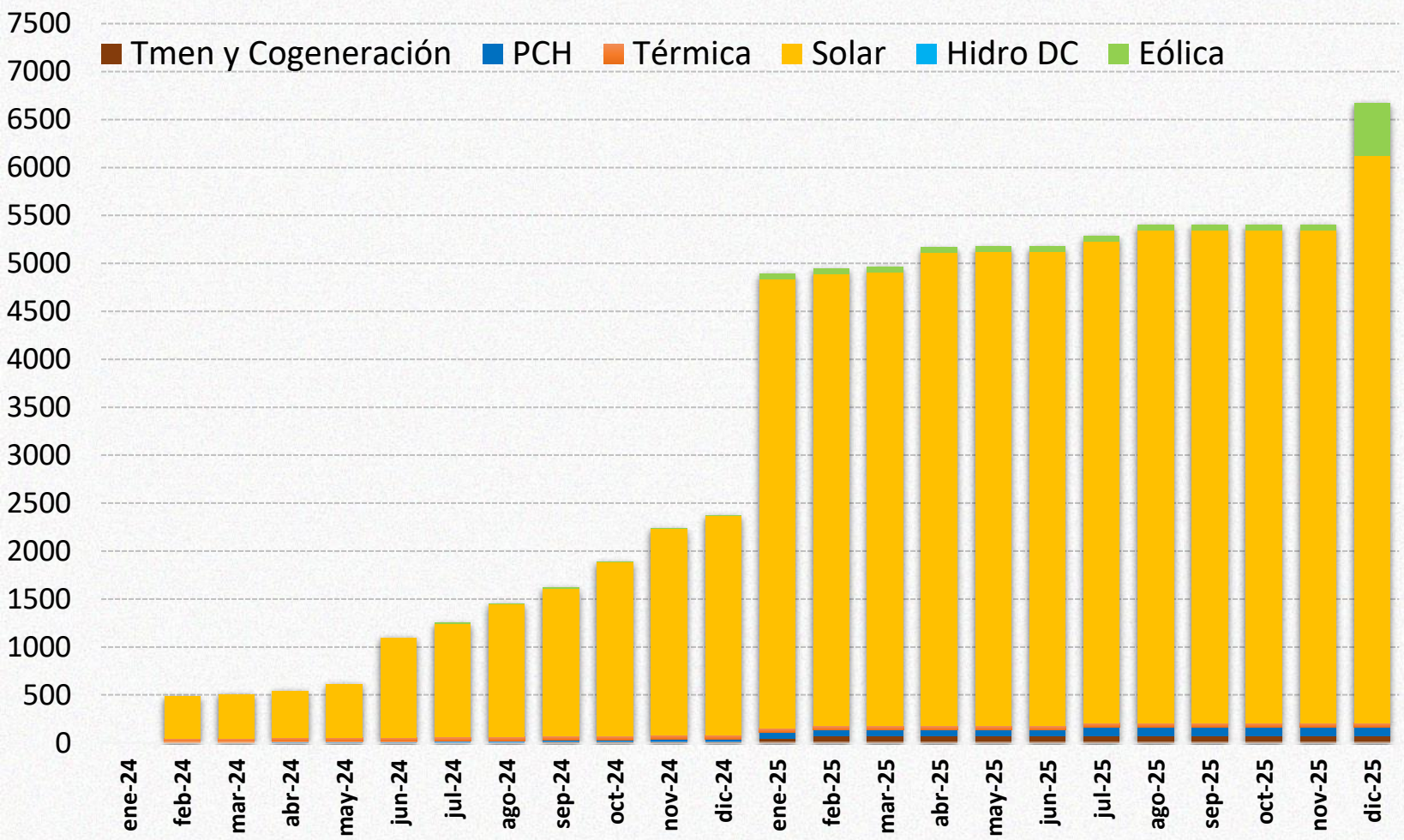
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio y 11 de abril de 2023 respectivamente.

* 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.

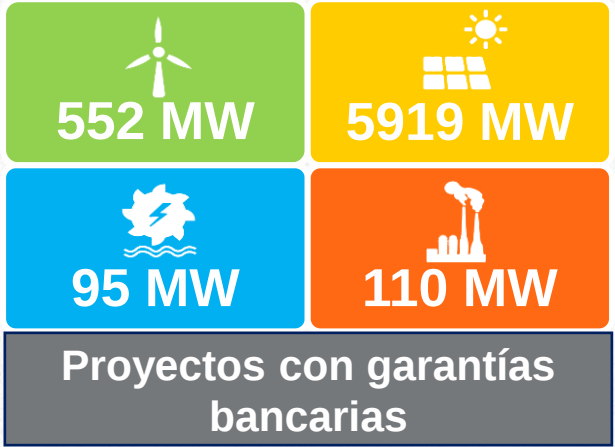
Datos de entrada y supuestos considerados



Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



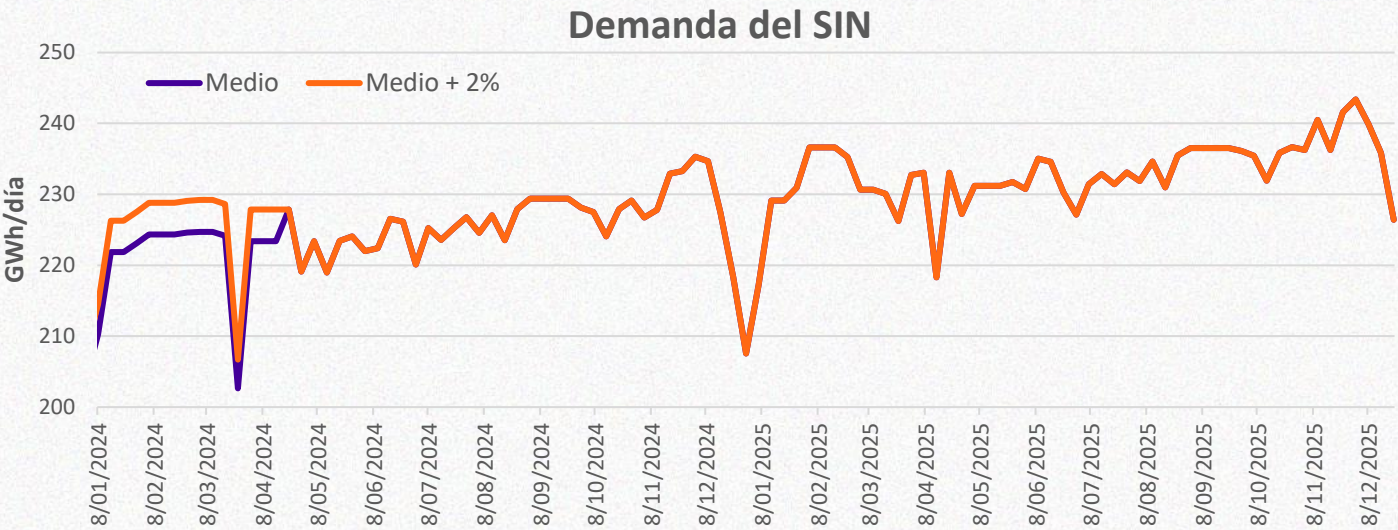
Total:
6675 MW

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

Datos de entrada y supuestos considerados

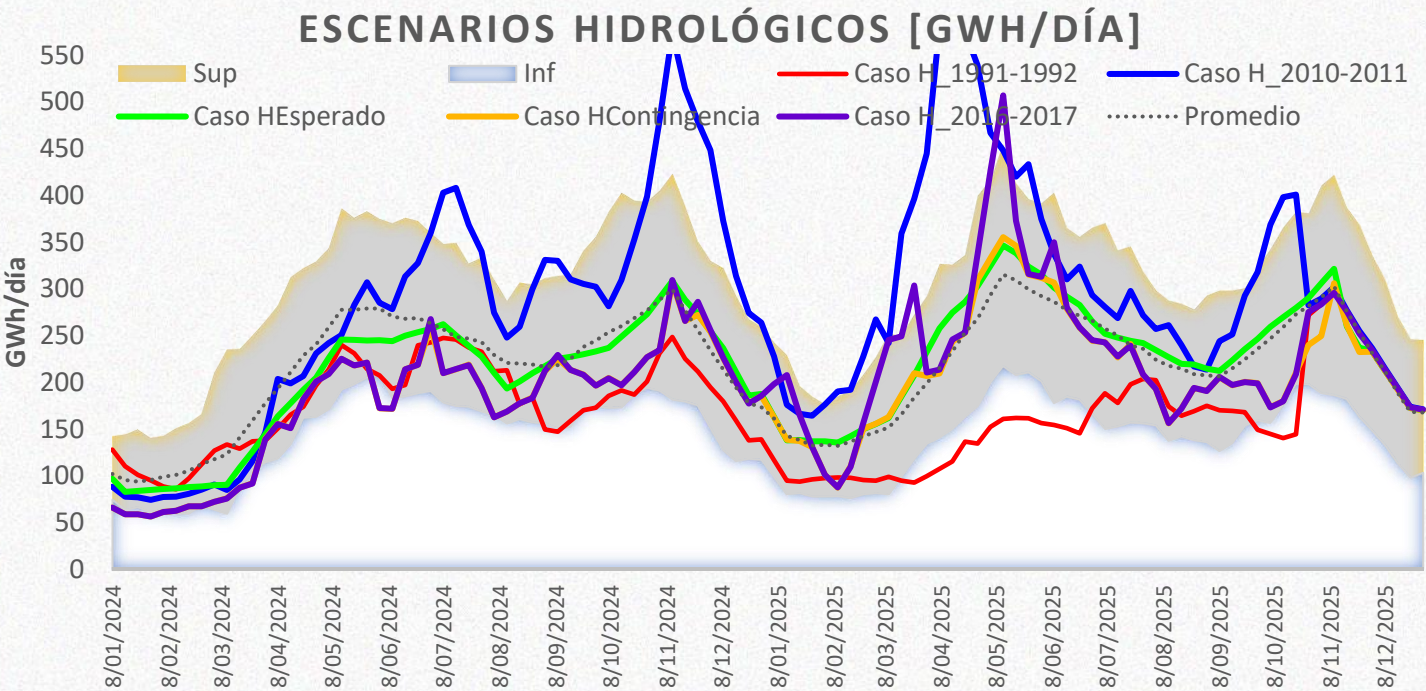
Demanda

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



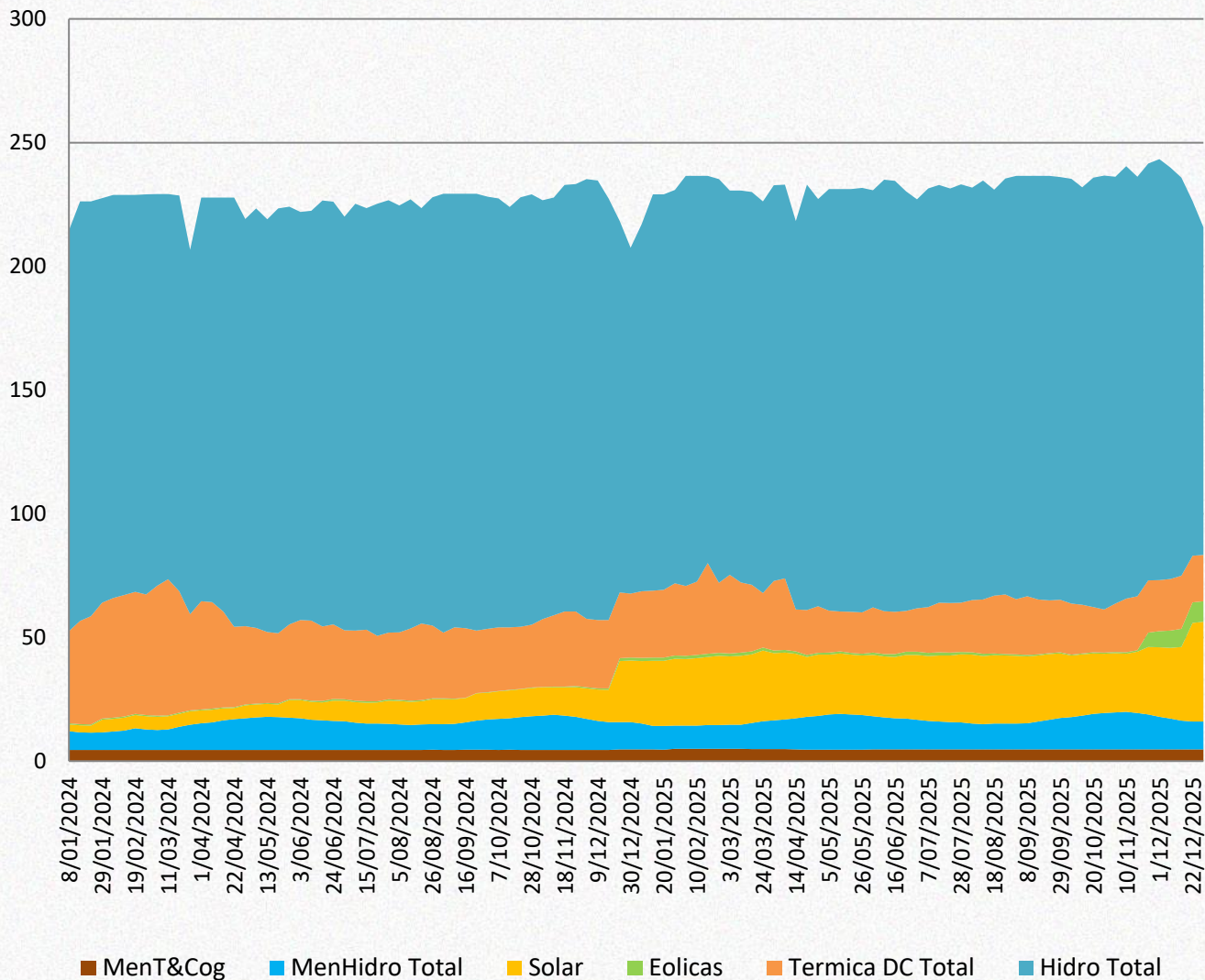
Hidrología

1	H 1991-1992: hidrología histórica del periodo ene de 1991 a dic de 1992	4	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
2	H 2010-2011: hidrología histórica del periodo ene de 2010 a dic de 2011	5	Caso H Crítica : Hidrología histórica del periodo ene 2016 a dic de 2017 .
3	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.	Estocástico 100 Series Sintéticas: A partir de hidrología Histórica	



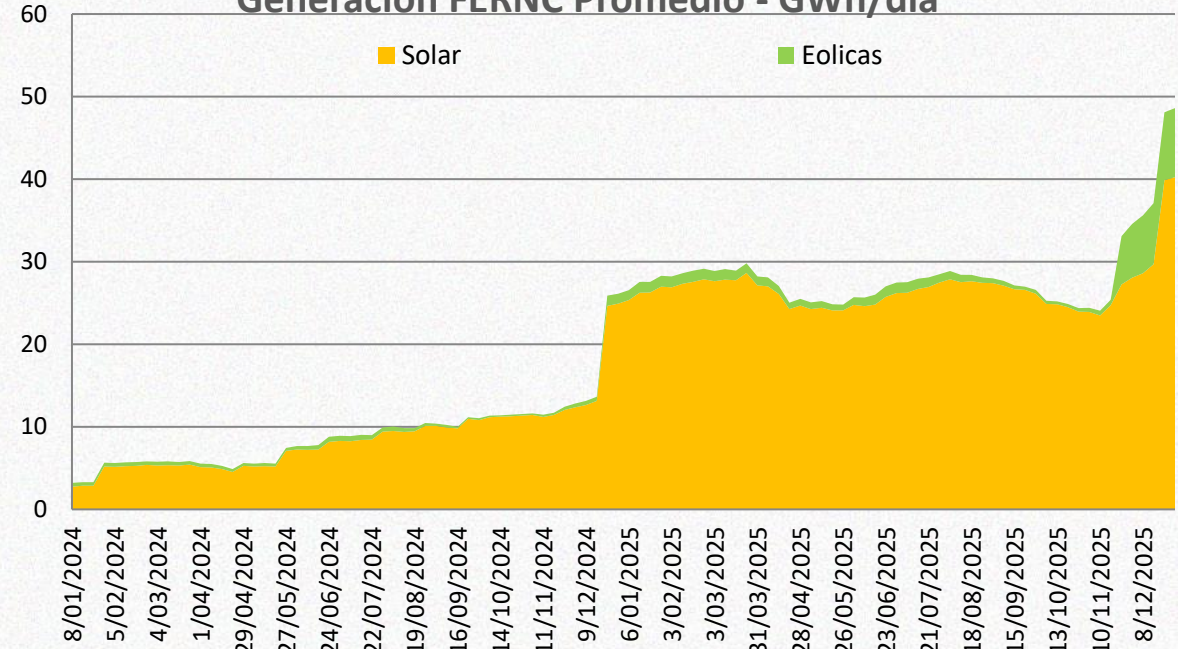
Resultados Estocástico

Generación Promedio - GWh/día

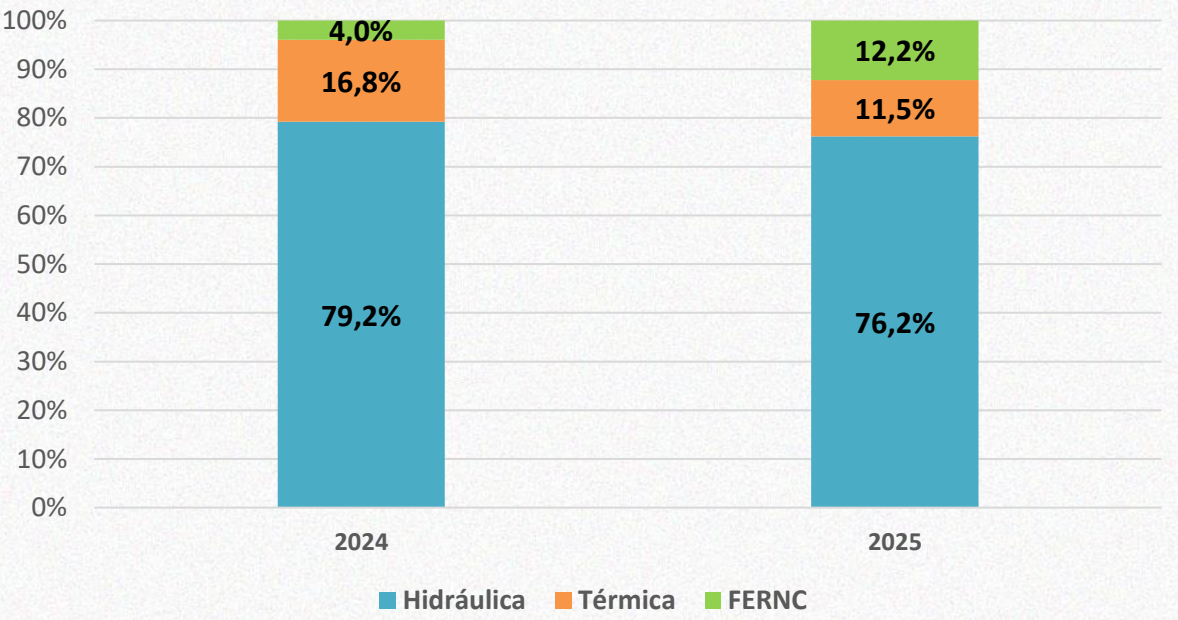


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación FERN C Promedio - GWh/día



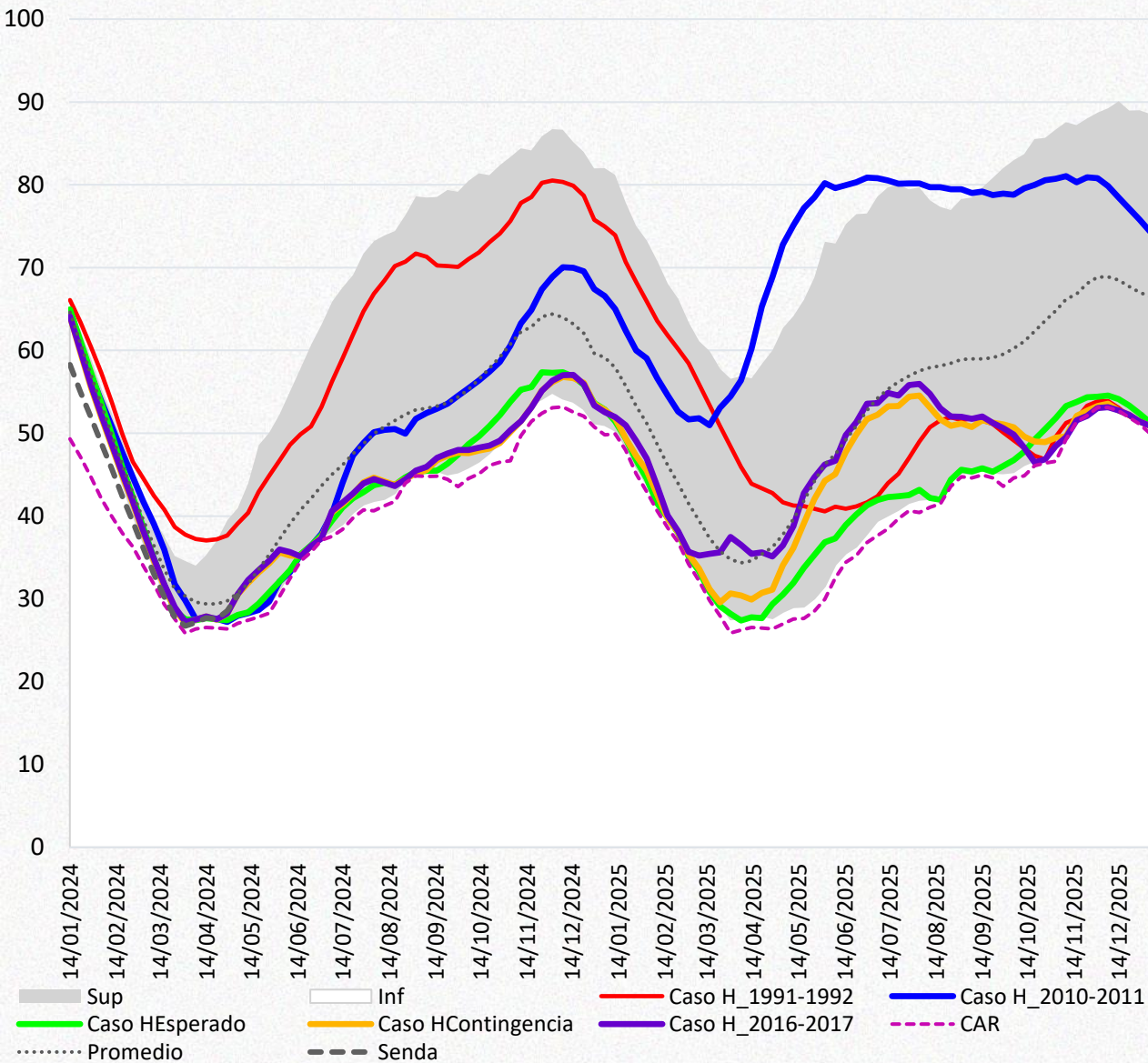
Participación de la generación en la atención de la demanda



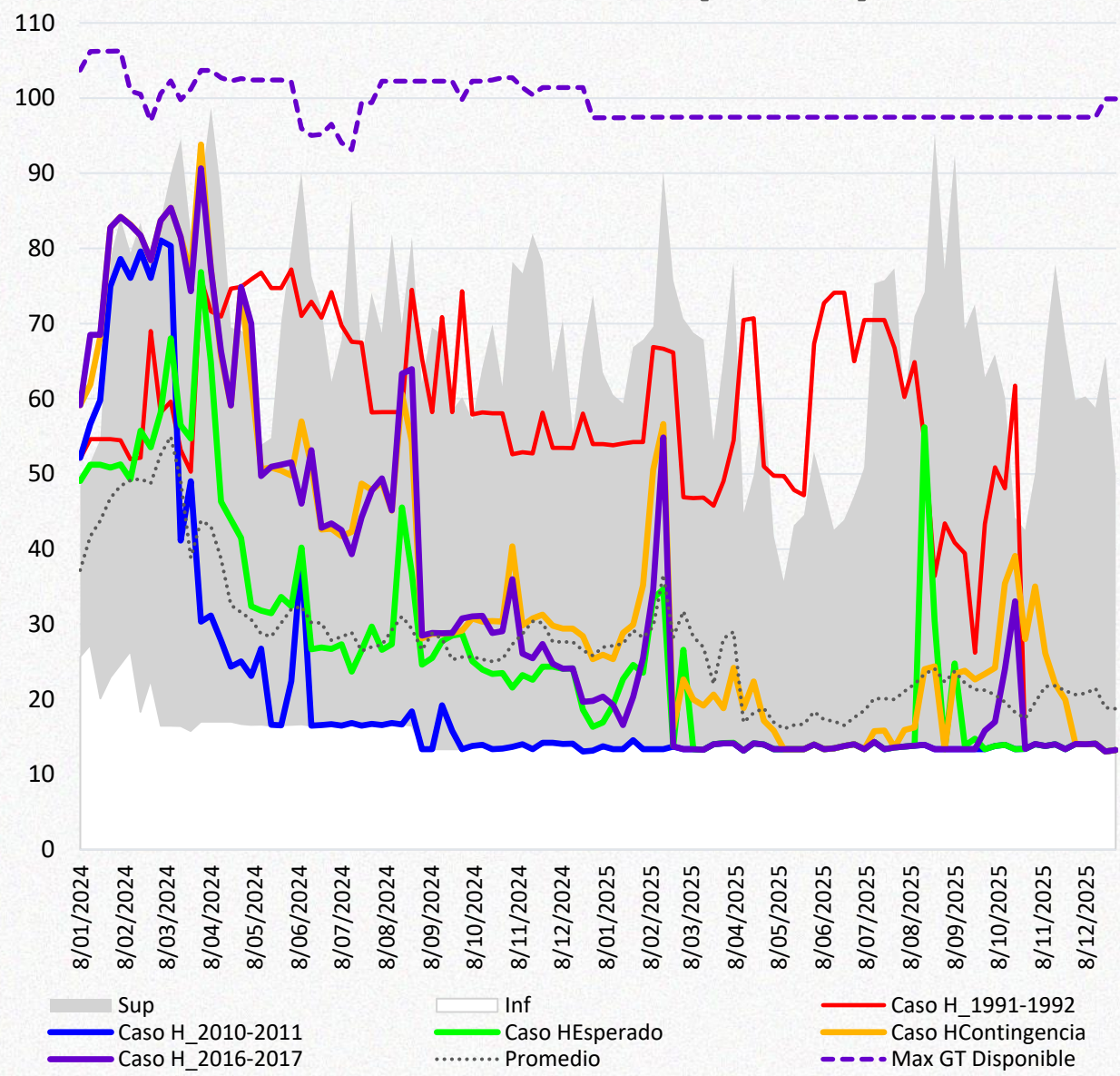
Resultados Determinísticos



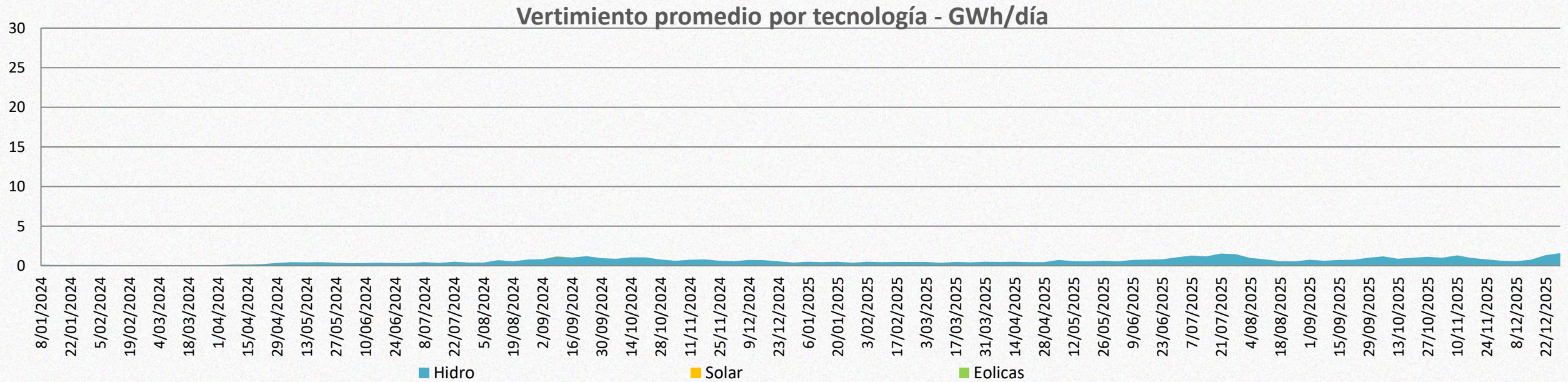
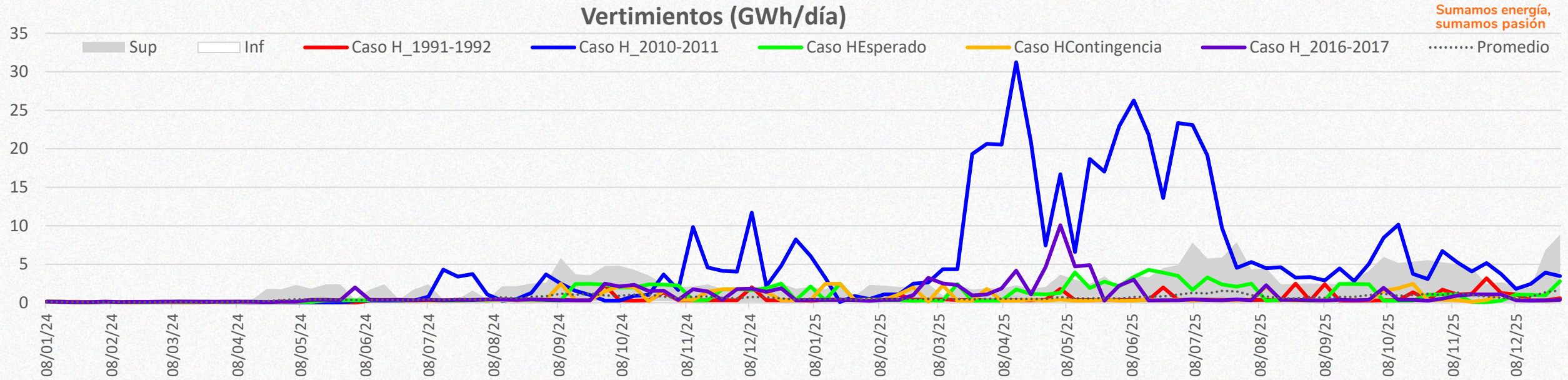
Embalse Agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



Resultados de Vertimientos



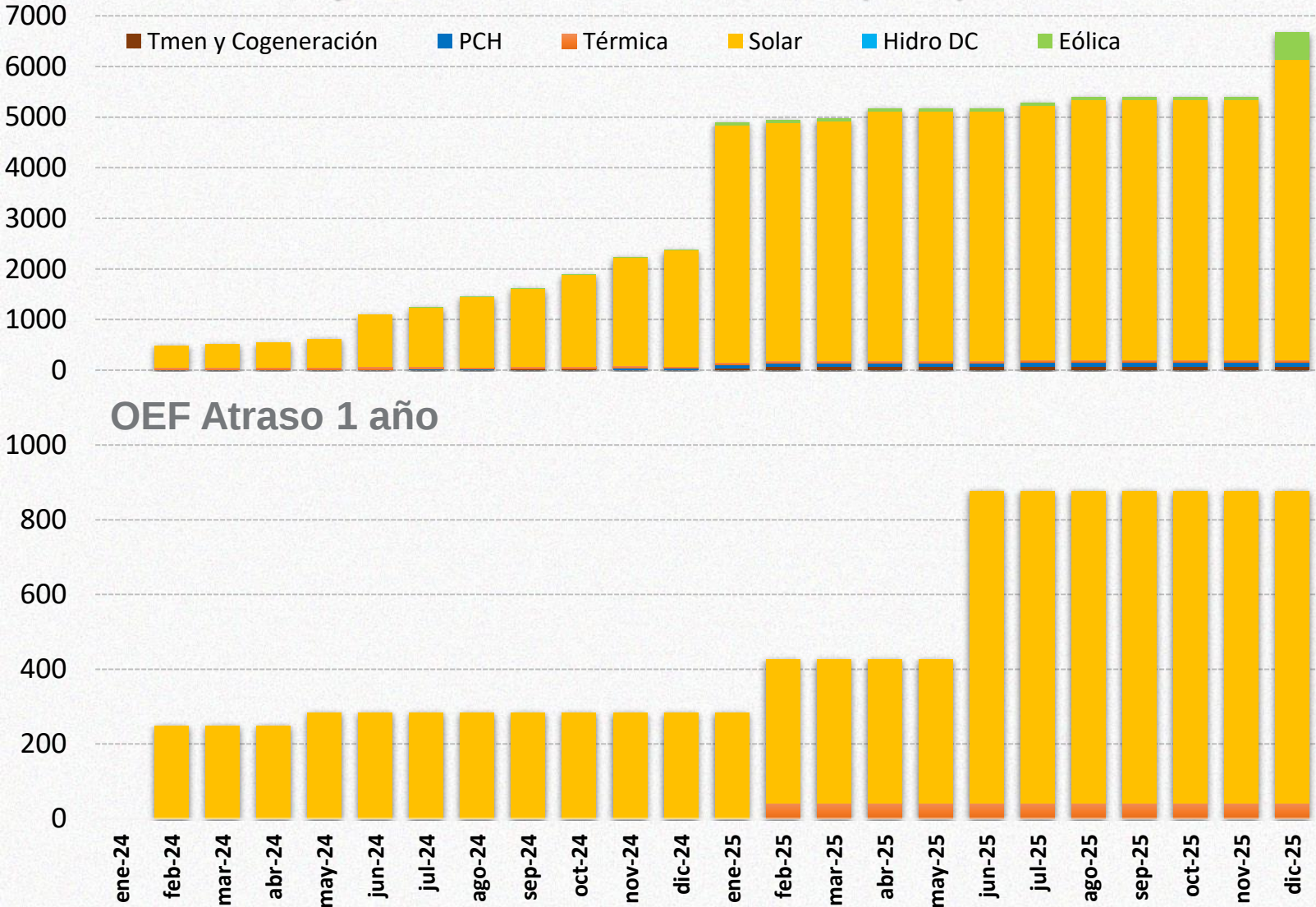
*Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

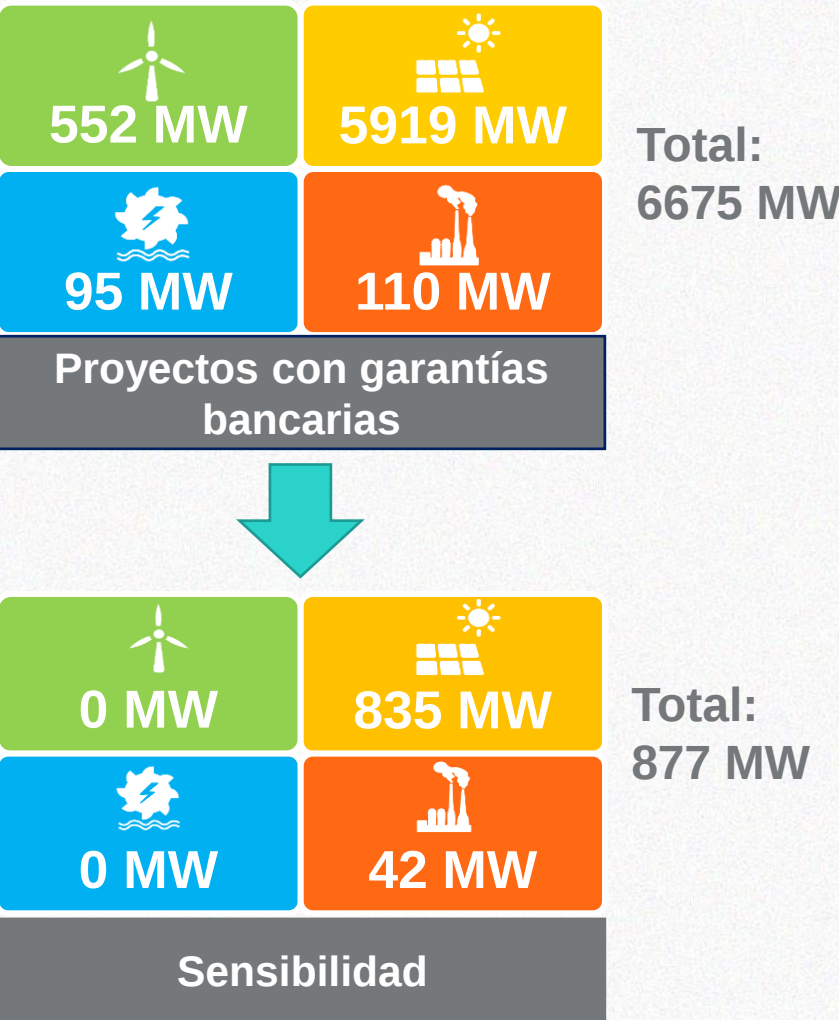
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre series determinísticas deficitarias 1991-1992, 1998-1999, 2010-2011, 2015-2016 y 2016-2017.

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



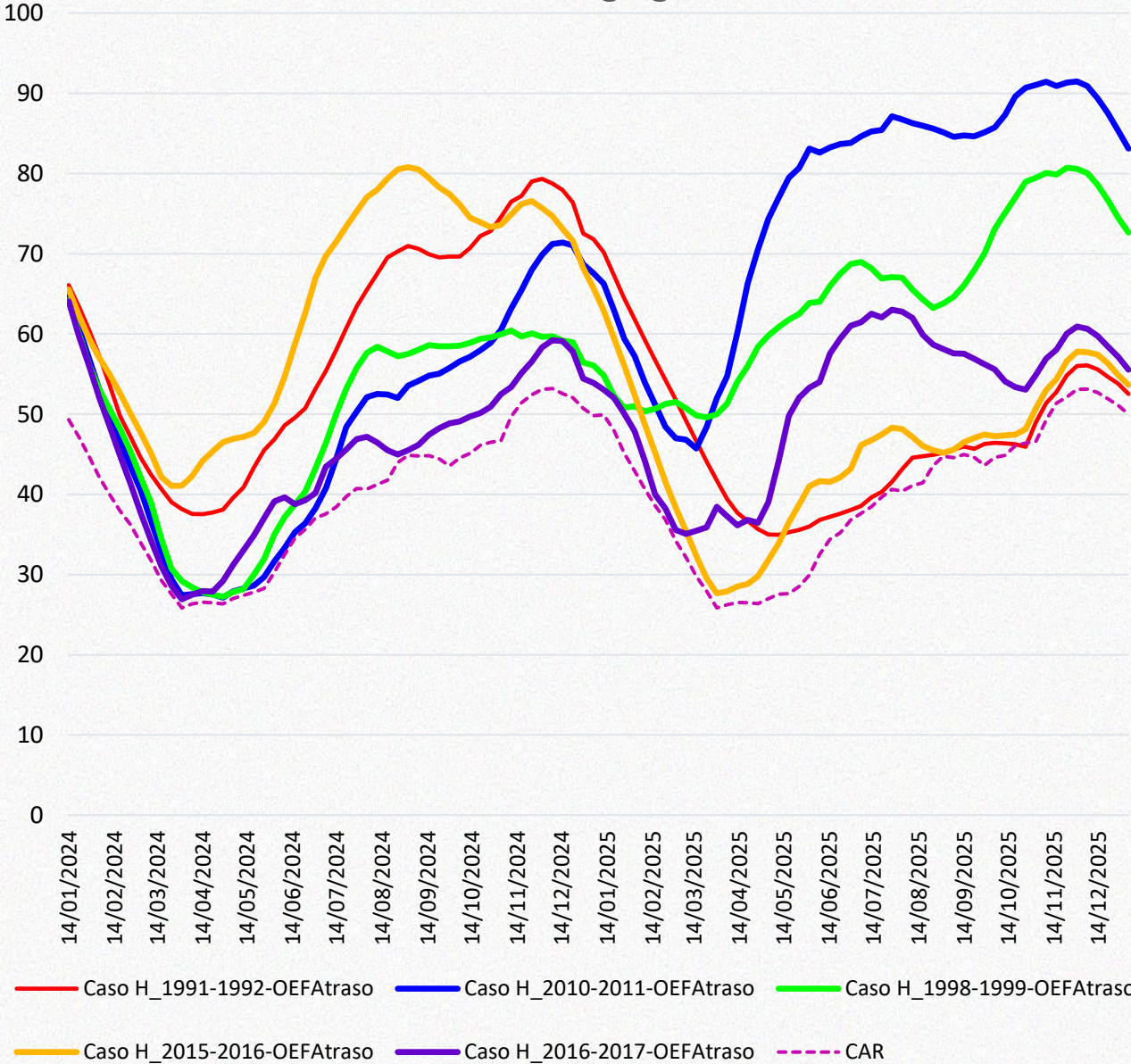
Los Proyectos Latam Solar (150MW), Sunnorte (35MW), Fundación (100 MW) considerados en sus FPO dado el comportamiento de su generación en pruebas

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

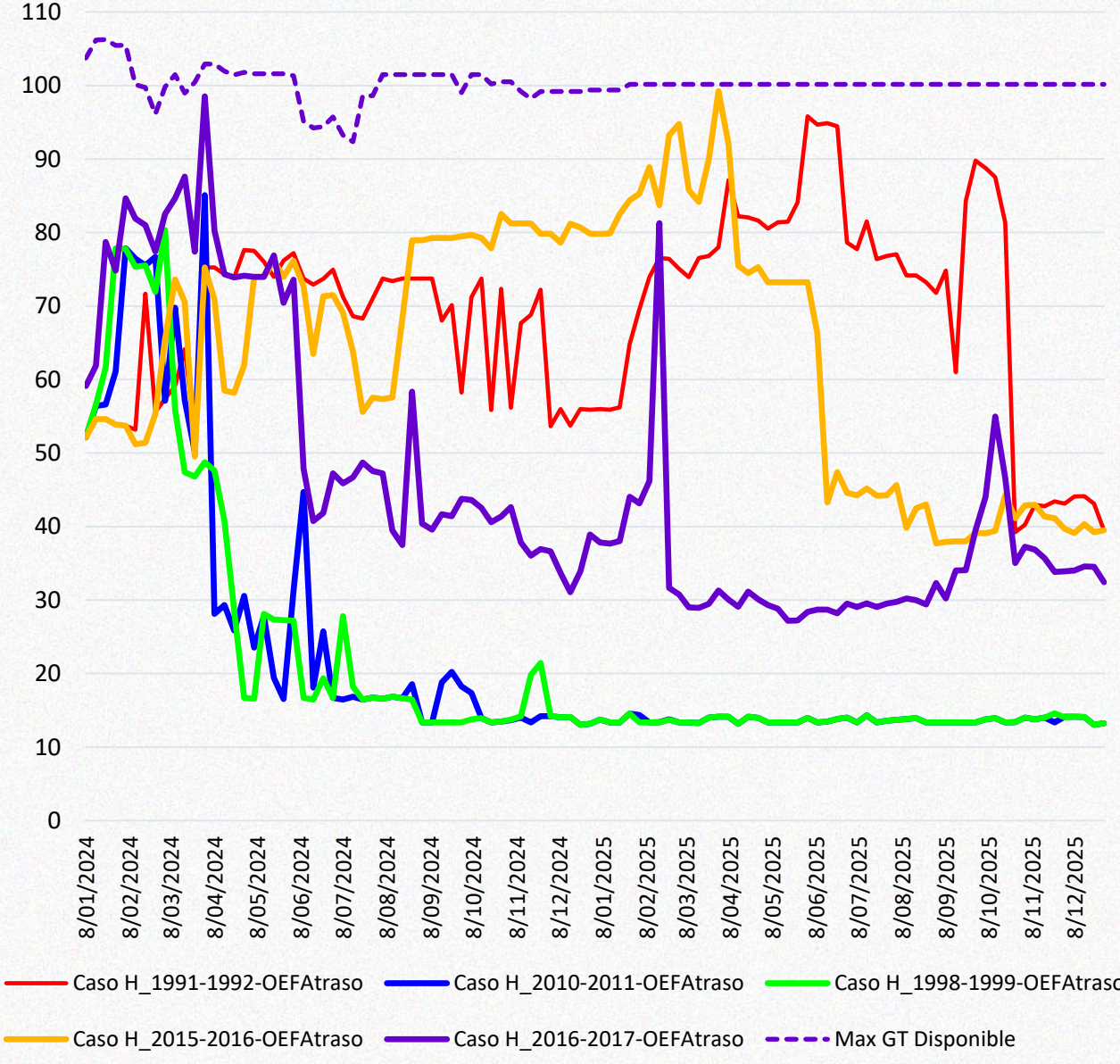
Resultados Determinísticos



Embalse Agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



Conclusiones y Recomendaciones



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



De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 4.8% en el 2024 a 13.5% en 2025.



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 sostenida en el verano 2023-2024, 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.

Análisis Energético Largo Plazo

Horizonte 5 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.

Tipo de simulación

Estocástico - 100 series

Horizonte del estudio

5 años

Condición Inicial Embalse



Diciembre 31 – 70.2%

Intercambios Internacionales



No se consideran
intercambios

Mantenimientos Generación



Aprobados,
solicitados y en
ejecución en el
horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME
para diciembre 2023

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate +
15% Plantas a Gas



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 10.02 GWh/día
promedio
Curva CAR sistémica

Información combustibles



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

Expansión Generación



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

Demanda del SIN



Escenario medio Proyección
UPME actualizada en Julio 2023
(2% adicional en verano 23-24)

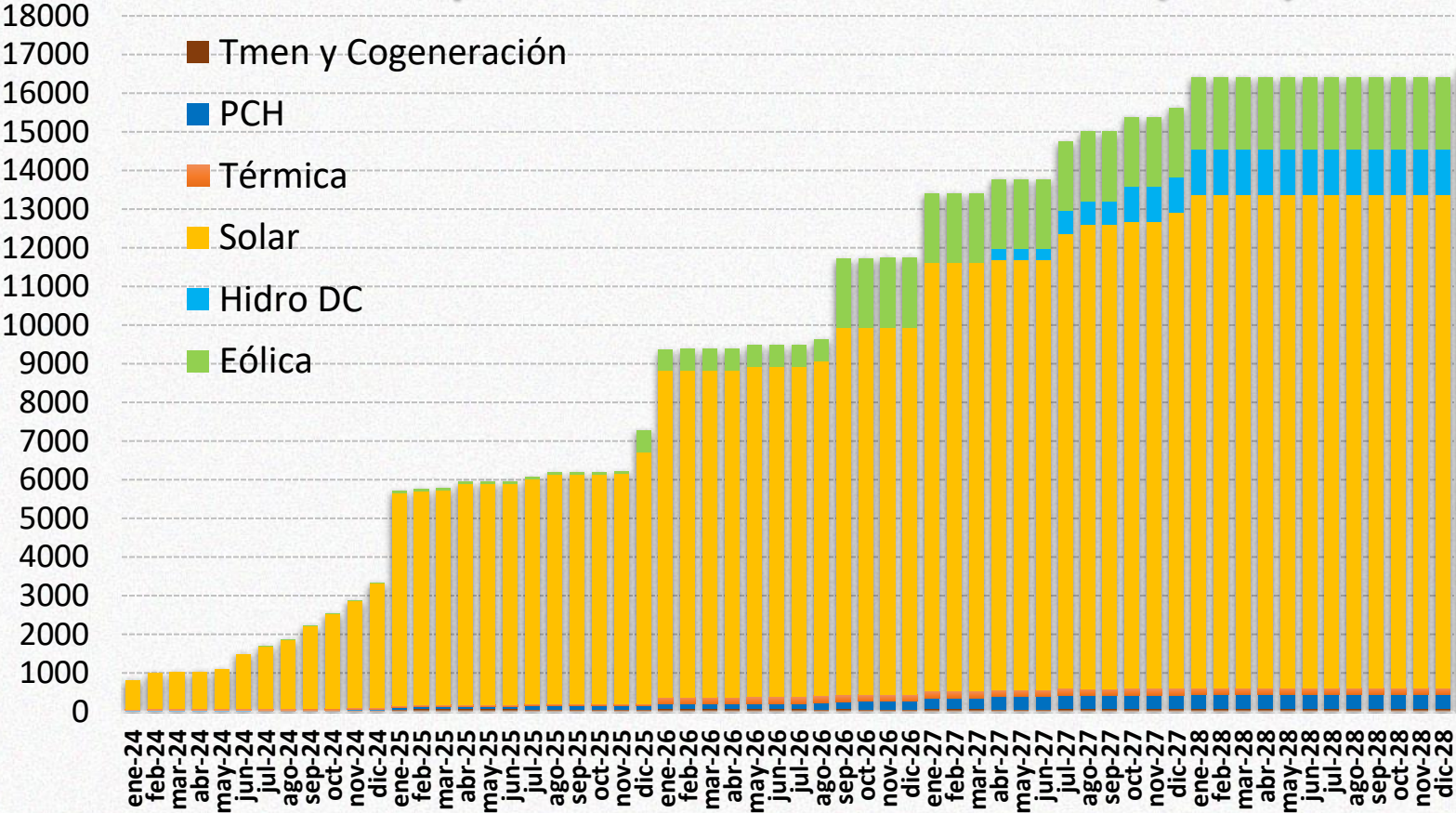
* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023

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

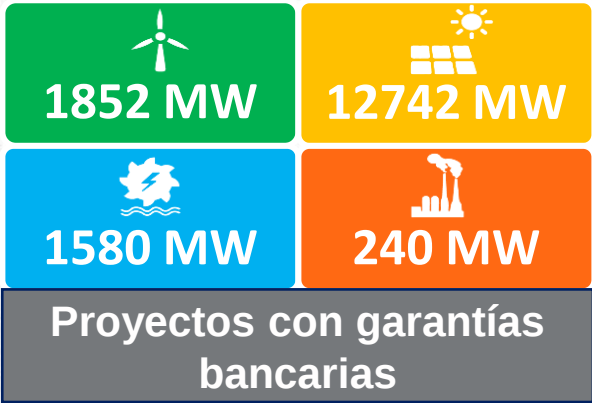
* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo a información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a diciembre del 2028:

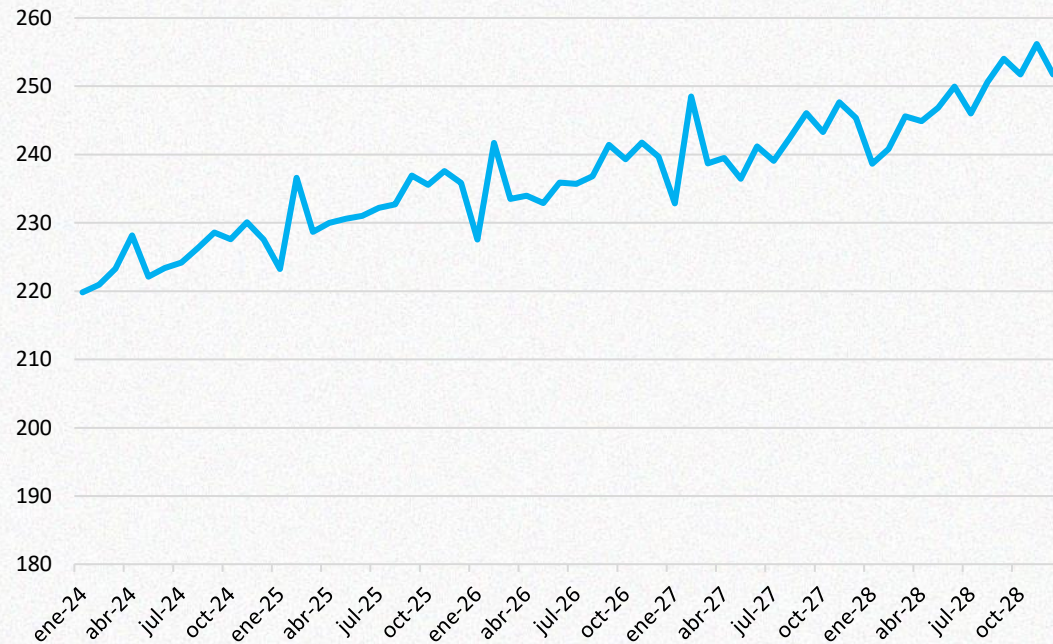


Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

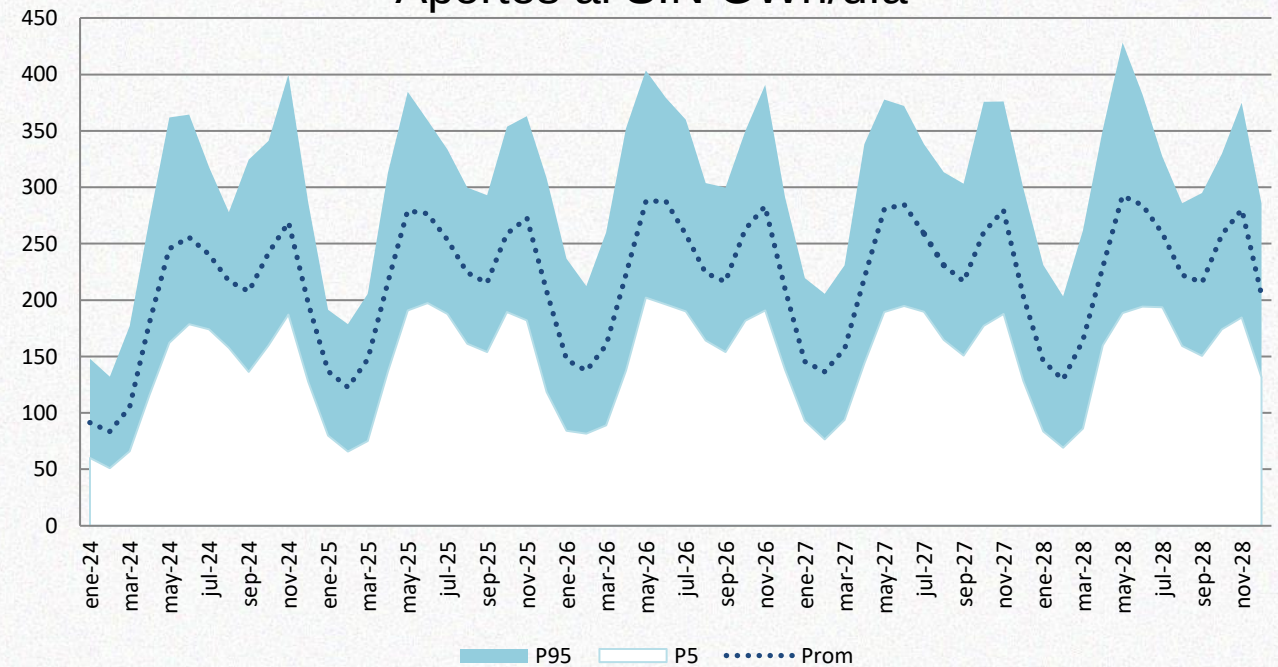
- Fueron considerados los proyectos de generación que en el horizonte de análisis cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
- Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.
- Cartagena 3 y Termocentro no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por Nitro Energy y Generadora Termocentro en comunicaciones de los días 13 de diciembre y 7y12 de diciembre de 2023 respectivamente.

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda del SIN - GWh/día



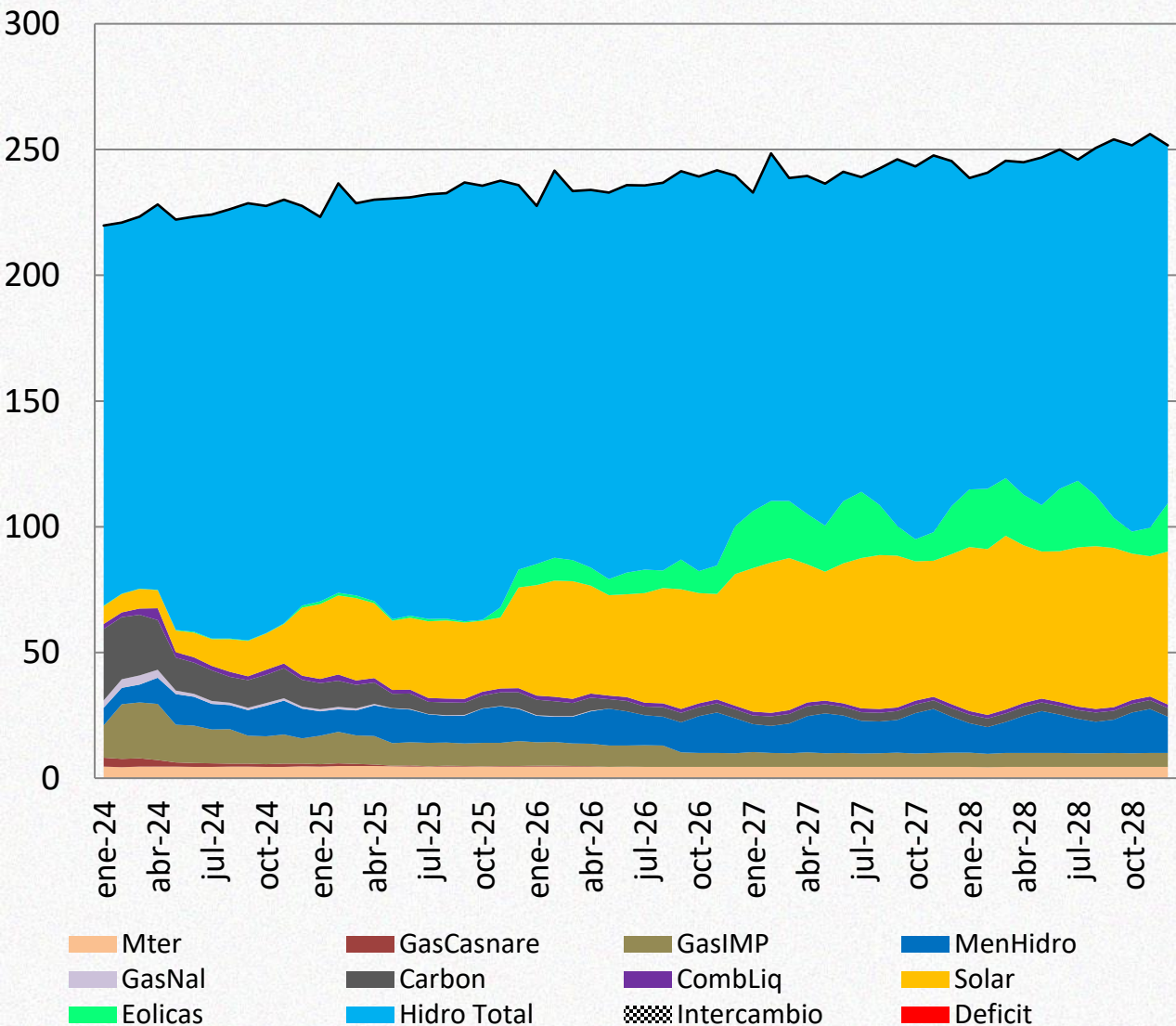
Aportes al SIN GWh/día



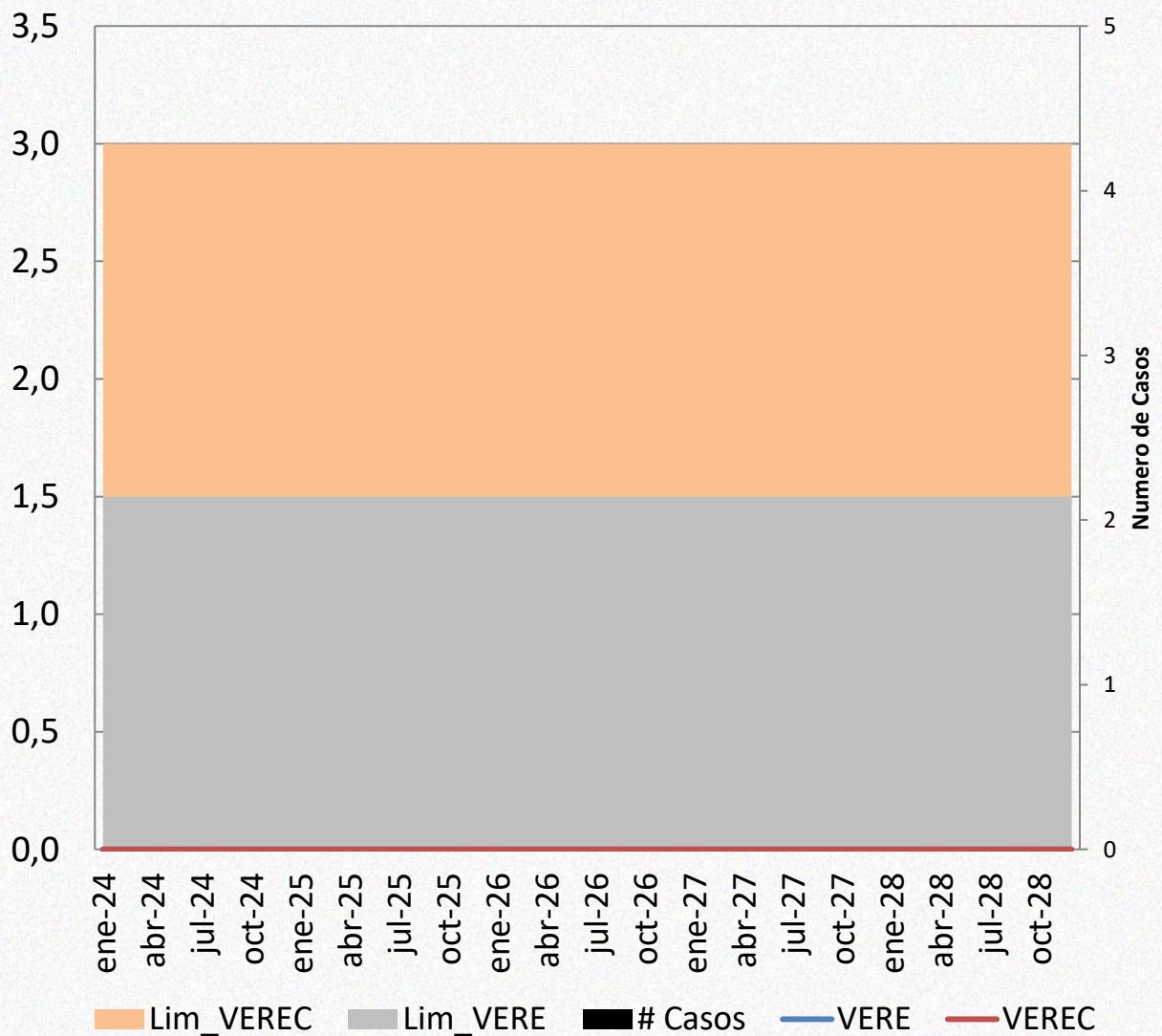
Resultados Largo Plazo – Estocástico



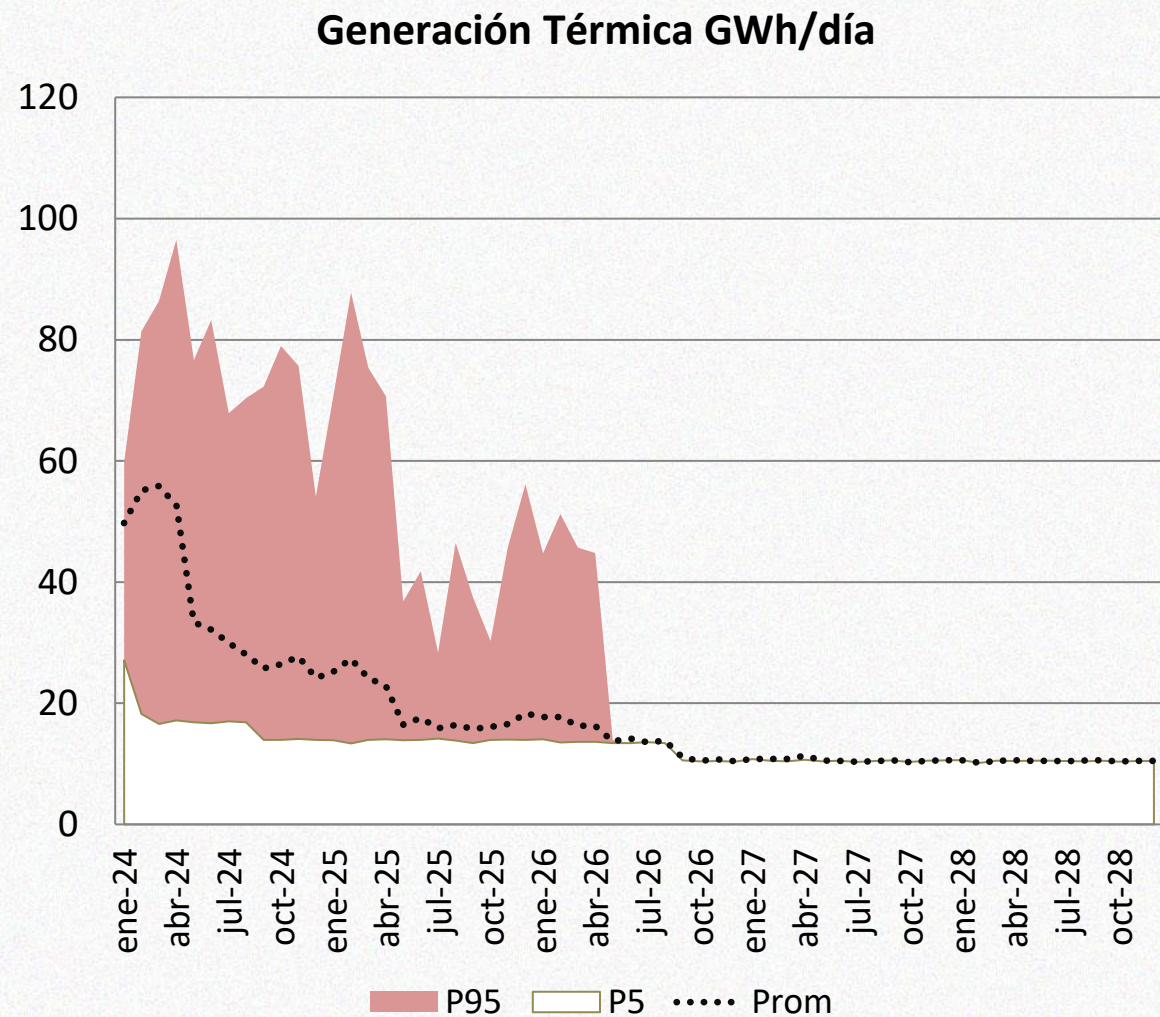
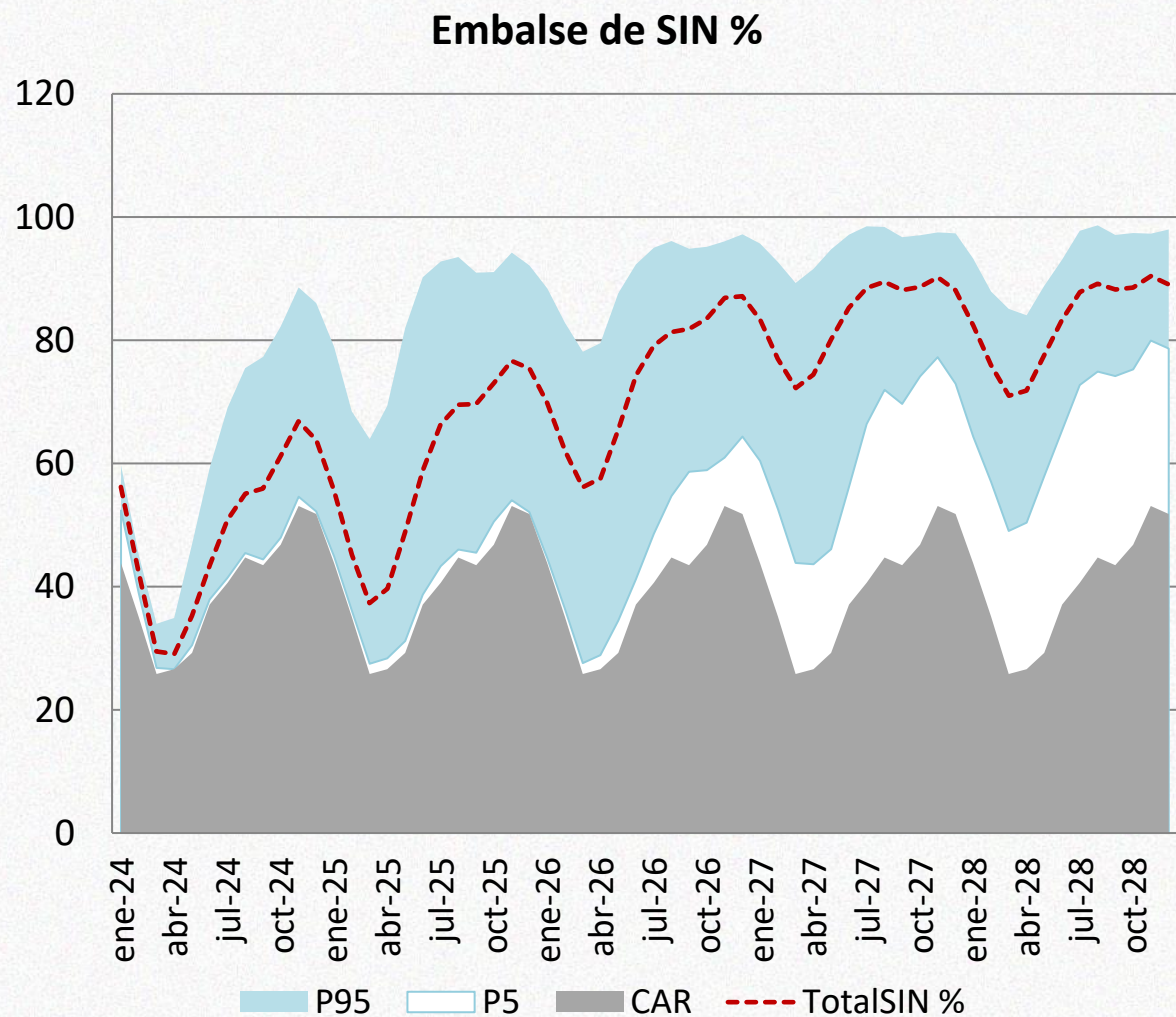
Balance del SIN - GWh/día



Índices de confiabilidad

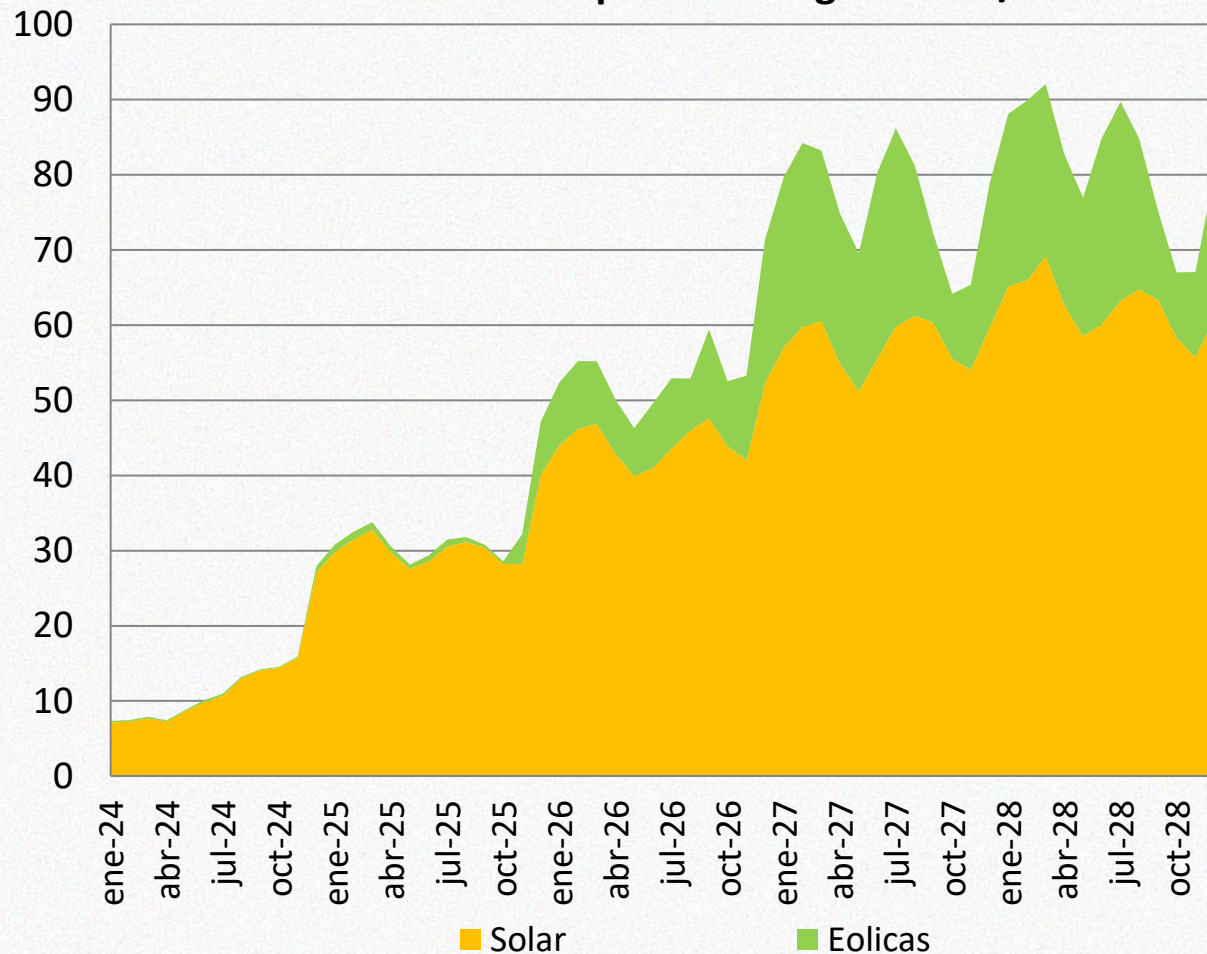


Resultados Largo Plazo – Estocástico

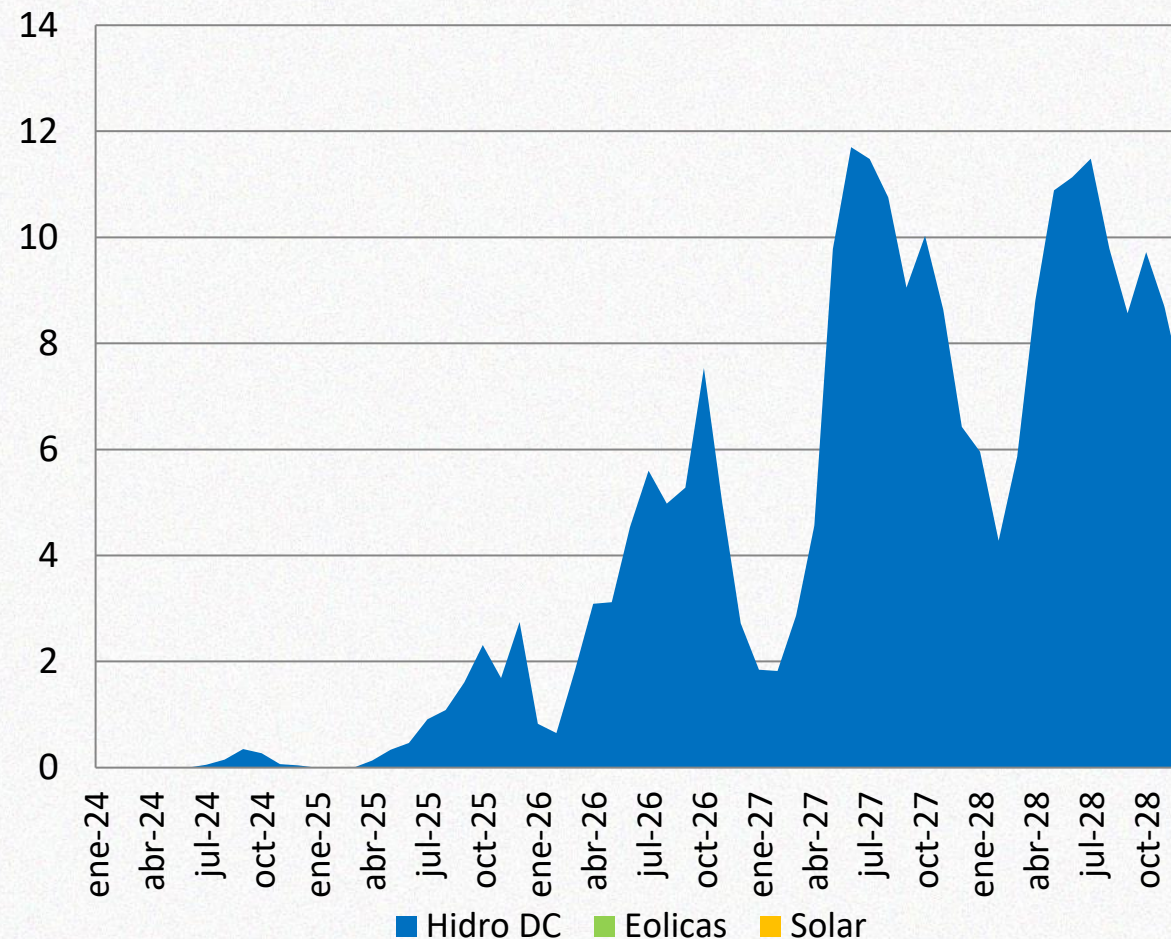


Resultados Largo Plazo – Estocástico

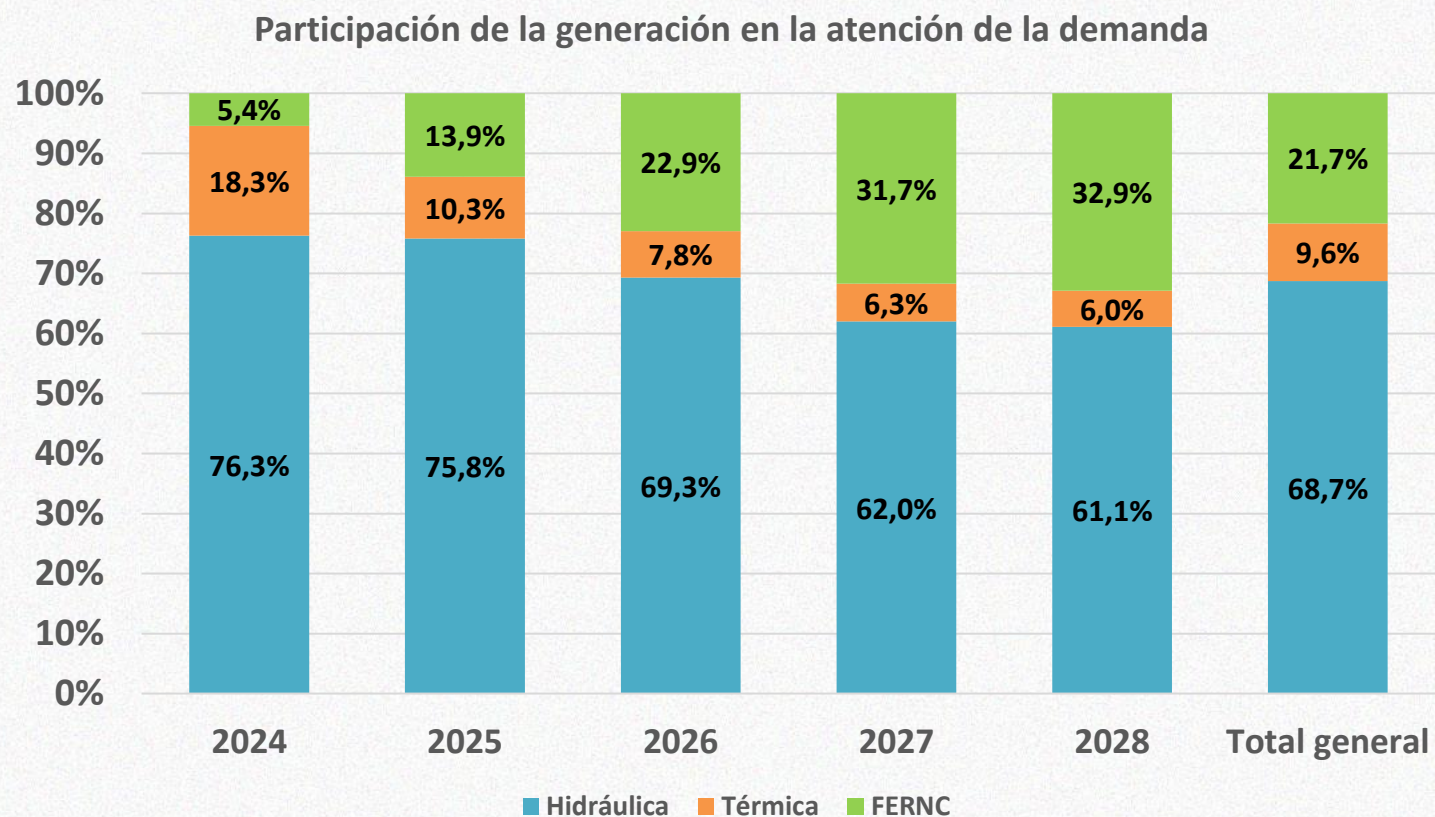
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



Resultados Largo Plazo – Estocástico



Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos considerados y suponiendo un cumplimiento de las fechas (FPO) de entrada de todos los proyectos de generación contemplados en la resolución CREG 075 de 2021, las simulaciones muestran atención satisfactoria de la demanda con cumplimiento de índices de confiabilidad.



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 no convencionales, las cuales pasan de un 5.4% al inicio del horizonte del estudio a 33 % en el año 2028.



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

- Acuerdo CNO 696 – Radar de Proyectos
- Indicadores de operación
- Resumen IPOEMP
- Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963



Sumamos energía,
sumamos pasión

Acuerdo CNO 696 Radar de Proyectos

Objetivo del Radar

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

Metodología

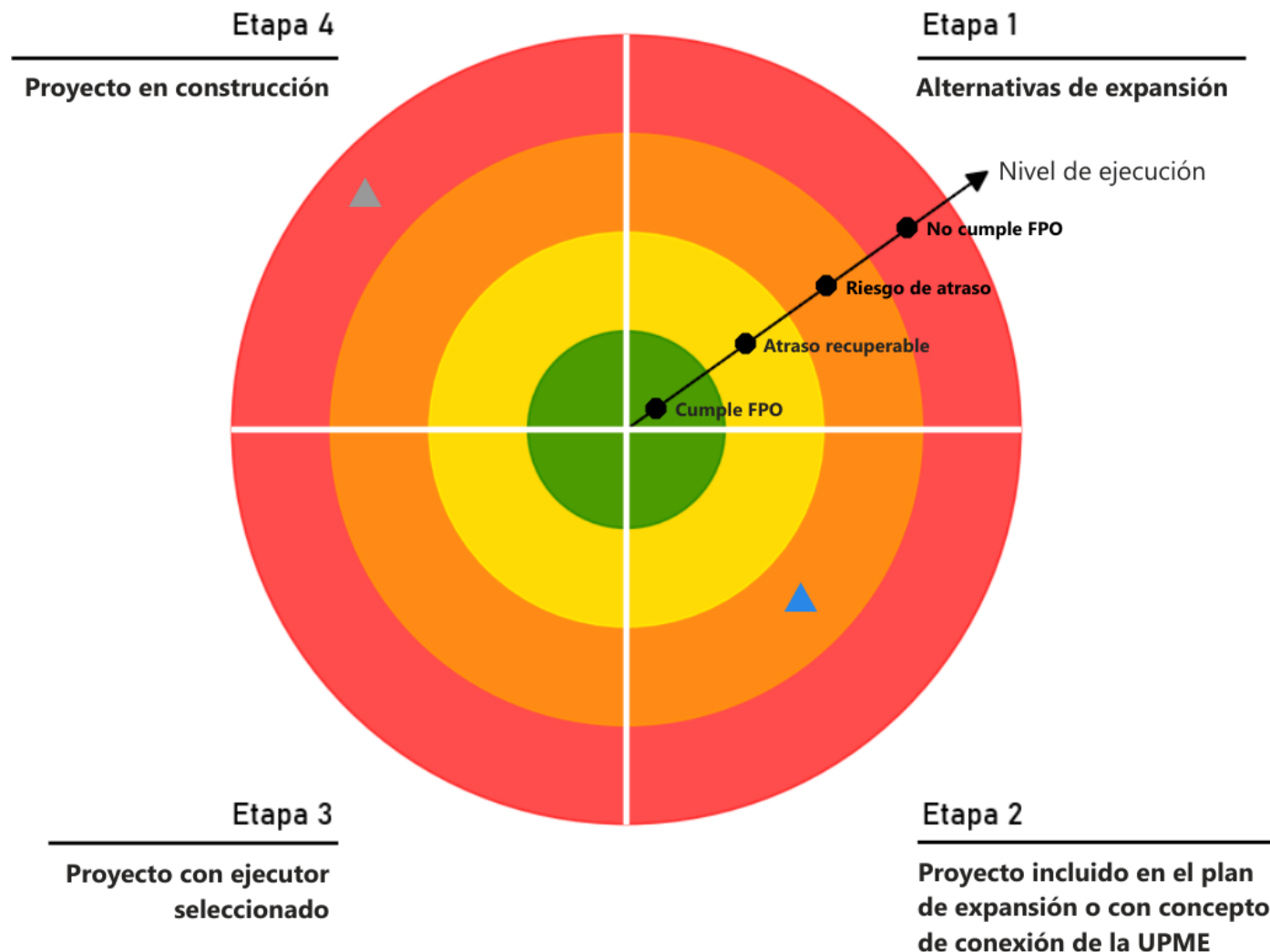
Los proyectos se clasifican por etapas, que indican cuan cerca se encuentra un proyecto específico de entrar en operación comercial.

Se deben monitorear:

- El **nivel** de ejecución de cada proyecto, que indica como se encuentra respecto al cumplimiento de su FPO.
- El **impacto** por la entrada o atraso del proyecto.

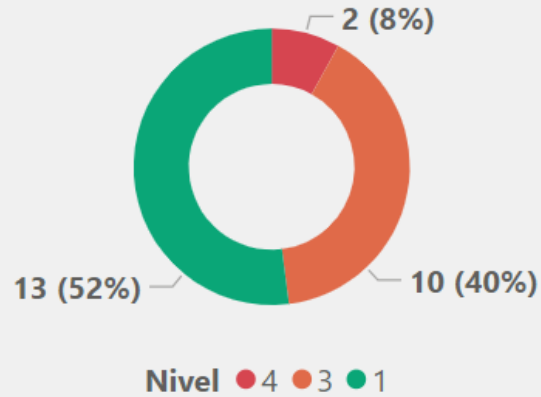
Impacto operativo

- ▲ - Aumento de confiabilidad
- ▲ - Disminución o eliminación de restricciones operativas
- ▲ - Disminución o eliminación de restricciones eléctricas
- ▲ - Disminución DNA

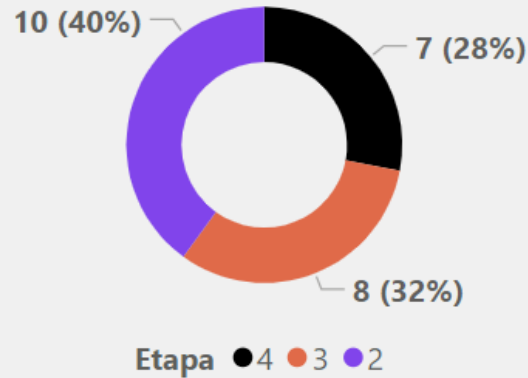


Proyectos del STN por convocatoria

Conteo proyectos STN por Nivel



Conteo proyectos STN por Etapa



* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

Actualmente se hace seguimiento a **25** proyectos en el nivel de STN, de los cuales **13** se encuentran con retrasos en su FPO.

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

Del total:

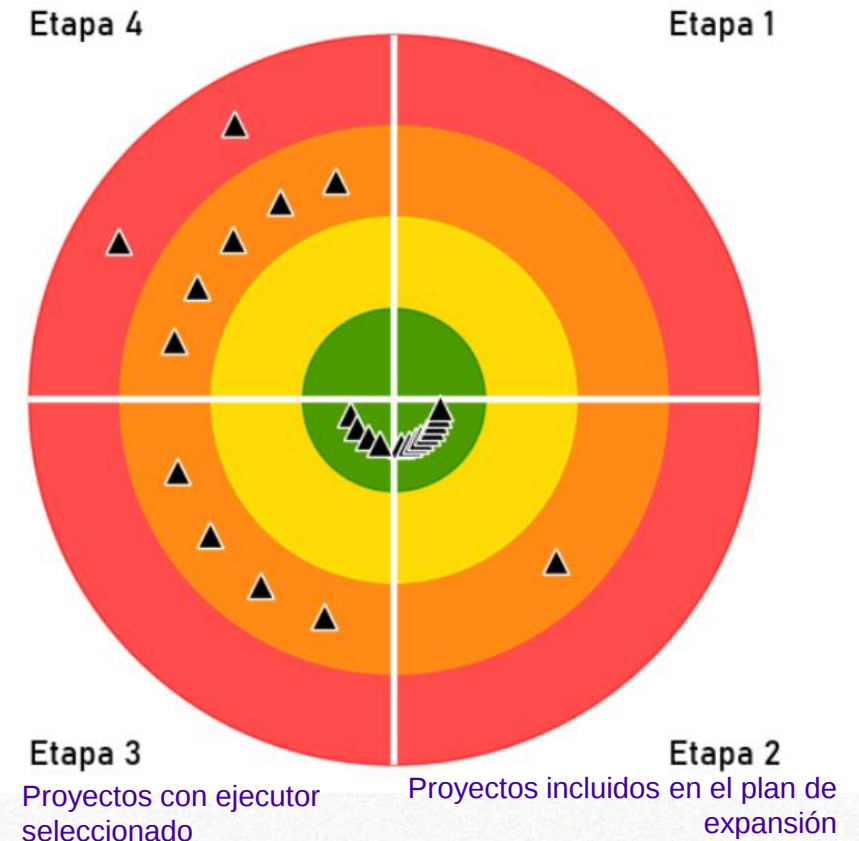
- **21** tienen proyectos de generación asociada al proyecto de transmisión.

Los meses de atraso promedio de los proyectos del STN son de **51,15** meses.

0 Proyectos entraron en **operación comercial** respecto al último radar.

Proyectos en construcción

Alternativas de expansión



Nota: 8 proyectos fueron reportados por la UPME en etapa 2. No obstante se tienen 20 proyectos aprobados mediante planes de expansión, que da en total 20 proyectos,

Proyectos del STN por convocatoria (continuación)

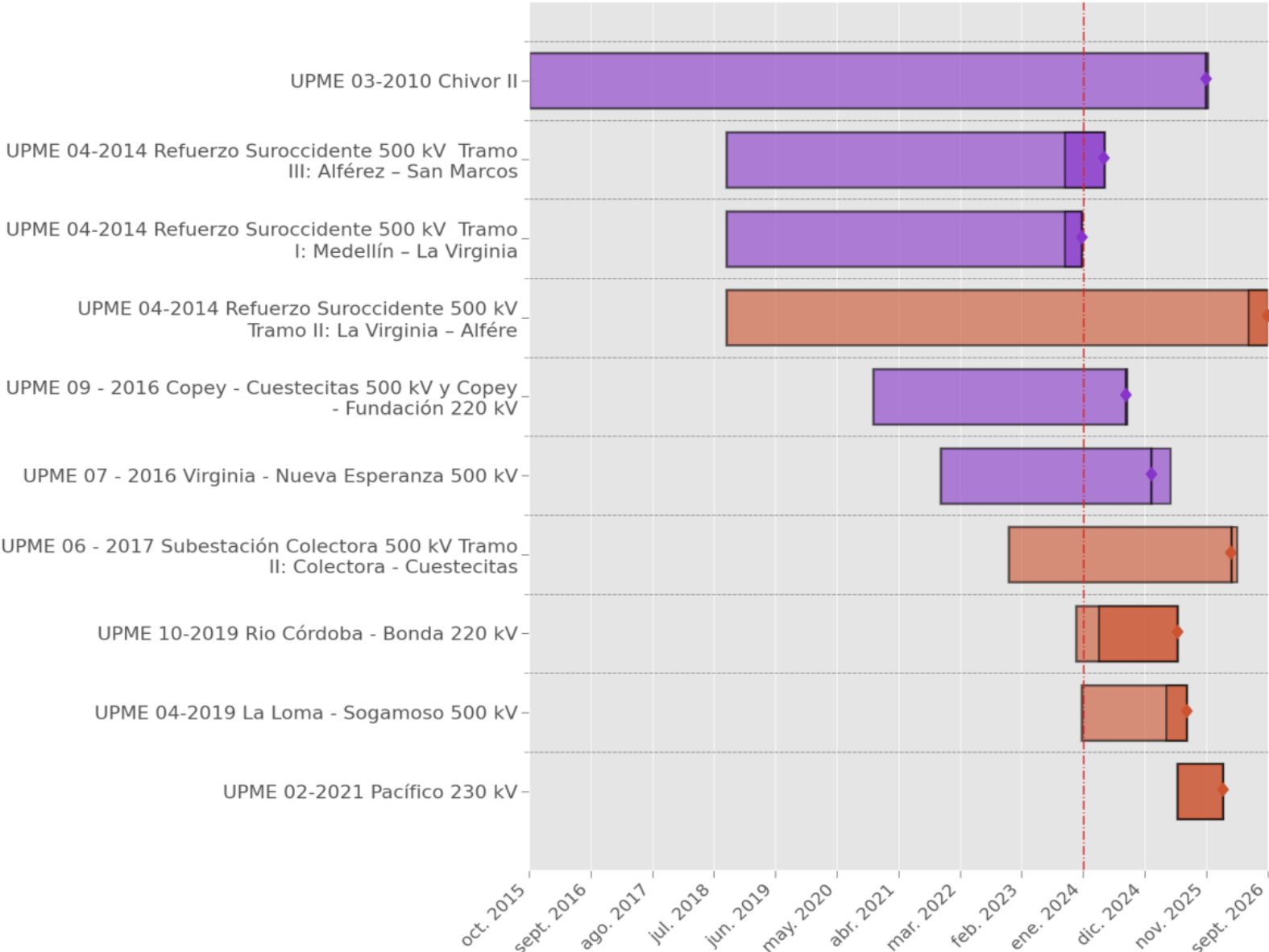


Proyectos STN

NOMBRE DEL PROYECTO	FPO primera resolución	FPO oficial	FPO prevista por ejecutor	Etap	Generación asociada	Nivel	Meses de atraso
UPME 03-2010 Chivor II	30/11/2013	02/06/2024	31/10/2025	4	SI	4.0	122
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	30/09/2017	15/12/2023	19/03/2026	4	SI	4.0	103
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo II: La Virginia – Alférez	30/09/2018	01/11/2023	30/09/2026	3.3	SI	3.0	97
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo III: Alférez – San Marcos	30/09/2018	01/11/2023	30/04/2024	4	SI	3.0	68
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo I: Medellín – La Virginia	30/09/2018	01/11/2023	31/12/2023	4	SI	3.0	64
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	30/11/2019	25/08/2024	25/08/2024	4	SI	3.0	46
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo II: Colectora - Cuestecitas	30/11/2022	22/07/2025	15/03/2026	3.3	SI	3.0	40
UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	30/09/2020	22/07/2024	10/01/2025	4	SI	3.0	38
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo I: Cuestecitas - La Loma	30/11/2022	22/07/2025	30/05/2025	3.3	SI	3.0	30
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV	31/12/2023	31/12/2023	20/07/2025	3.3	SI	1.0	19
UPME 10-2019 Río Córdoba - Bonda 220 kV	30/11/2023	30/11/2023	30/05/2025	3.3	SI	1.0	18
UPME 03-2021 Carriales 230 kV	30/11/2023	31/01/2025	31/01/2026	3.3	SI	1.0	12
UPME 02-2021 Pacífico 230 kV	30/11/2023	31/05/2025	31/01/2026	3.3	SI	1.0	8
UPME 01-2022 Huila 220 kV	31/08/2026			2.1b	SI	1.0	
UPME 01-2023 - 2do Transformador de Primavera 500/230 kV	30/06/2024	30/06/2024		2	NO	1.0	
UPME 02-2023 - 4to Transformador de Sogamoso 500/230 kV	30/06/2024	30/06/2024		2	NO	1.0	
UPME 03-2023 Bahía Nueva Esperanza 500 kV	30/12/2023			2.1b	NO	3.0	
UPME 05 -2021 Pasacaballos 220 kV	30/06/2024			2.1b	NO	1.0	
UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV Tramo I Chinú - Toluviejo	30/11/2020			4	SI	3.0	
UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV Tramo II - Toluviejo-Bolívar	30/11/2020			3.3	SI	3.0	
UPME 06 -2021 Carreto 500 kV	30/09/2024	31/03/2027		2.1b	SI	1.0	
UPME 07-2021 Alcaraván 230 kV	30/11/2021	31/07/2027		2.1b	SI	1.0	
UPME 08-2021 La Paz 230 kV	30/11/2021			2.1b	SI	1.0	
UPME 09- 2021 Cabrera 230 kV	31/12/2022			2.1b	SI	1.0	
UPME 10-2021 San Lorenzo 230 kV	30/11/2020			2.1b	SI	1.0	

Los meses de atraso se calculan como la diferencia entre la FPO del DSI y la FPO prevista por el ejecutor.

Proyectos del STN por convocatoria (continuación)



Proyectos que presentan retrasos y cuya FPO prevista por el ejecutor cambió Proyectos STN Convocatorias

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO del DSI y la FPO prevista más reciente aportada por el ejecutor (indicada por el diamante). La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior si es que esta fue proporcionada.

■ Etapa 1 - ■ Etapa 2 - ■ Etapa 3 - ■ Etapa 4

* La línea roja vertical indica el día presente.

El diamante ♦ indica la FPO prevista actual.

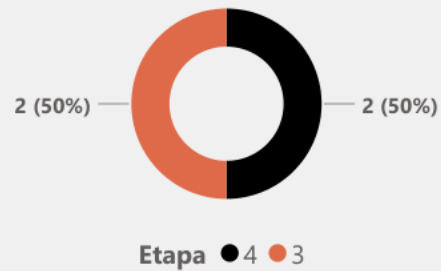
Proyectos con retraso que no cambiaron la FPO respecto al radar anterior:

- UPME 06-2017 Substación Colectora 500 kV
- UPME 03-2021 Subestación Carreiles 230 kV

Proyectos por ampliación

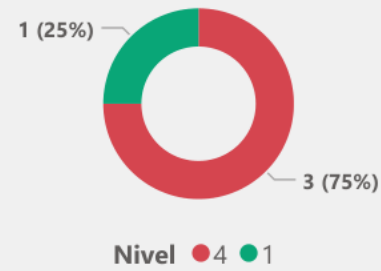
Conteo de proyectos por Etapa

Ampliaciones



Conteo de proyectos por Nivel

Ampliaciones

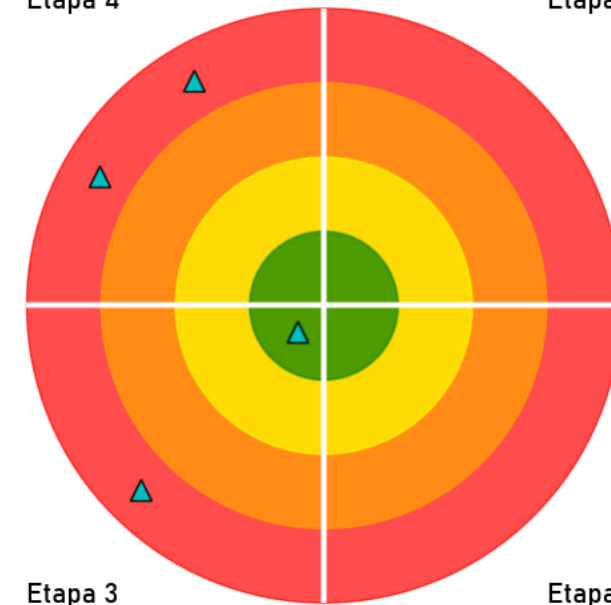


* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

Actualmente se hace seguimiento a **4** proyectos de ampliaciones, de los cuales **3** se encuentran con atrasos respecto a su FPO.

Etapa 4

Etapa 1



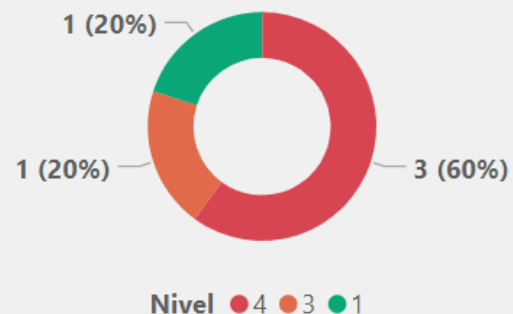
Radar Ampliaciones

NOVIEMBRE 2023

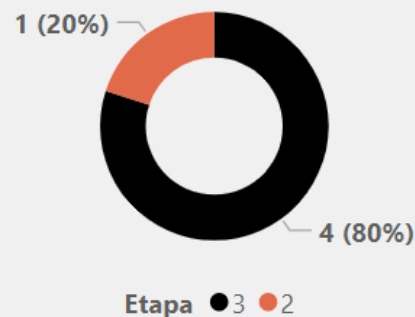
NOMBRE DEL PROYECTO	Meses de Atraso	FPO concepto UPME	FPO prevista por ejecutor	Etapa	Nivel	Transmisor
Ampliación. Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	32	30/12/2023	18/08/2026	3.3	4	ENLAZA-GEB
Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	27	31/08/2022	19/11/2024	4.0	4	INTERCOLOMBIA
FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Santa Marta – T...	22	31/07/2022	30/05/2024	4.0	4	TRANSELCA
FACTS serie SSSC en los circuitos Tebsa – Sabanalarga 1 y 2 a 2...	0	30/06/2024	30/06/2024	3.3	1	TRANSELCA

Proyectos del STR por convocatoria

Conteo proyectos STR por Nivel
Convocatorias

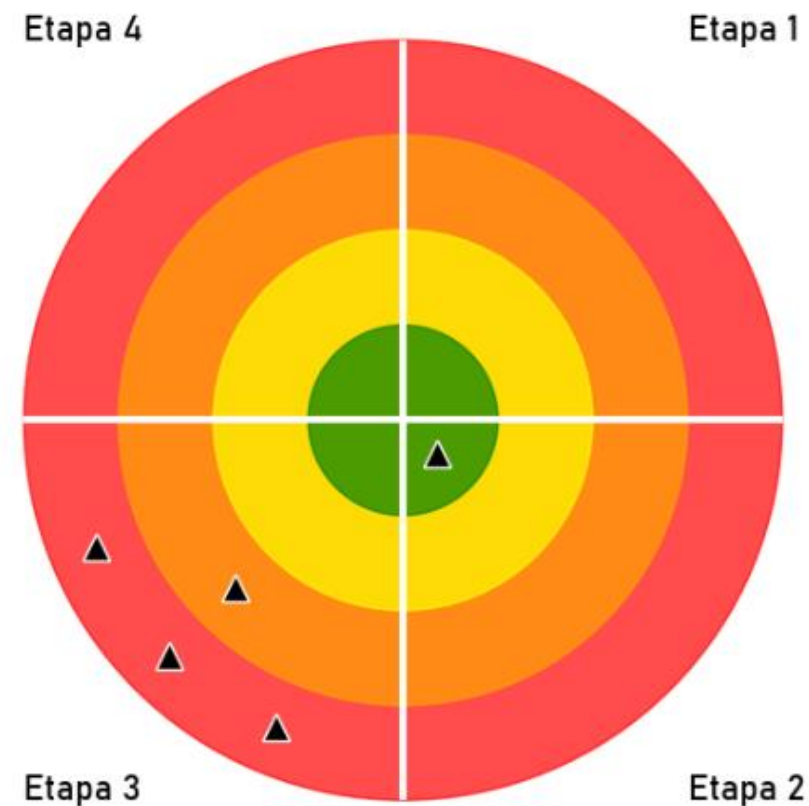


Conteo proyectos STR por Etapa
Convocatorias



* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

NOMBRE DEL PROYECTO	Meses de atraso reales	FPO DSI	FPO prevista por el ejecutor	Etapa	Nivel
UPME STR 10-2018 Guatapurí 110 kV	18	30/09/2022	31/03/2024	3.3	4.0
UPME STR 01 - 2021 SAEB (Baterías Atlántico)	16	30/06/2023	10/10/2024	3.3	4.0
UPME STR 03-2019 La Marina 110 kV		30/08/2023		3.3	3.0
UPME STR 11-2021 Alcavaran 110 kV				2.1b	1.0
UPME STR 13-2015 La Loma 110 kV		30/06/2018		3.3	4.0

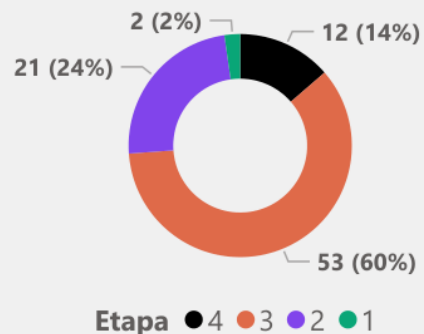


Radar STR Convocatorias
NOVIEMBRE 2023

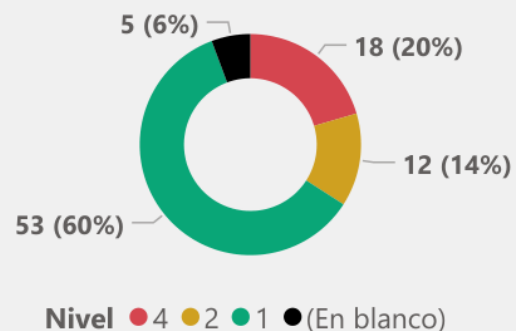
Actualmente se tienen **5** proyectos en la modalidad de convocatorias en el STR.

Proyectos del STR

Conteo de proyectos STR por Etapa



Conteo de proyectos STR por Nivel



* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

Actualmente se hace seguimiento a **88** proyectos en los STR, de los cuales **42** se encuentran con retrasos en su FPO.

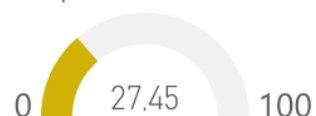
Del total:

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

Los meses de atraso promedio de los proyectos de los STR son de **43,0** meses.

Porcentaje de proyectos sin retrasos

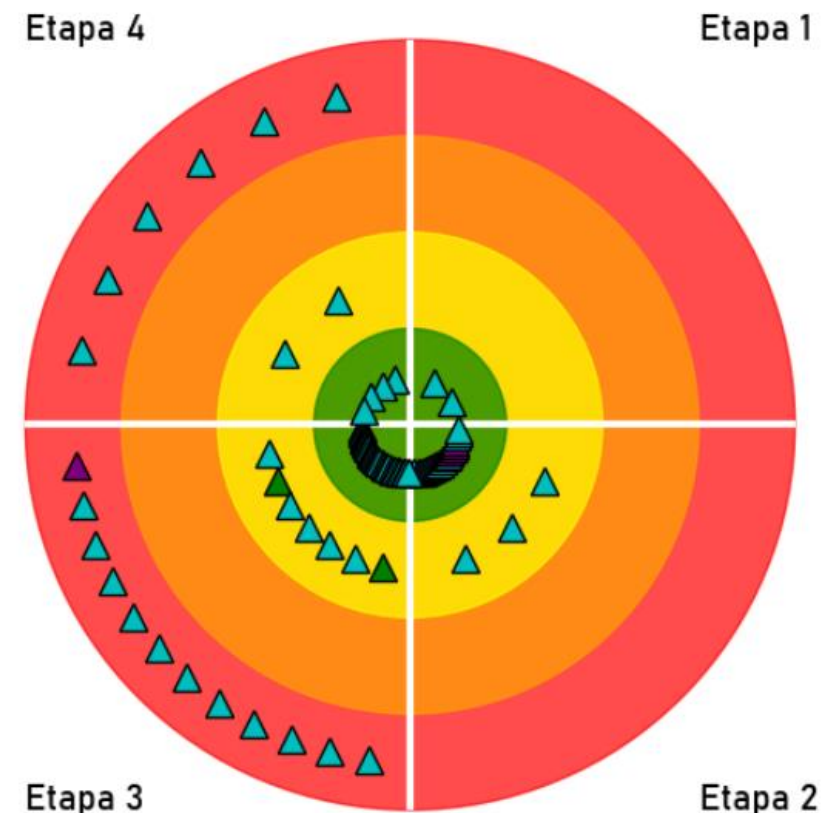
Sin contar repotenciaciones



10 Proyectos entraron en **operación comercial** respecto al último radar.

* Los proyectos que no tienen FPO por ejecutor para este informe no se contabilizan en los porcentajes de atrasos.

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



Radar Proyectos STR
NOVIEMBRE 2023

Proyectos del STR (continuación)

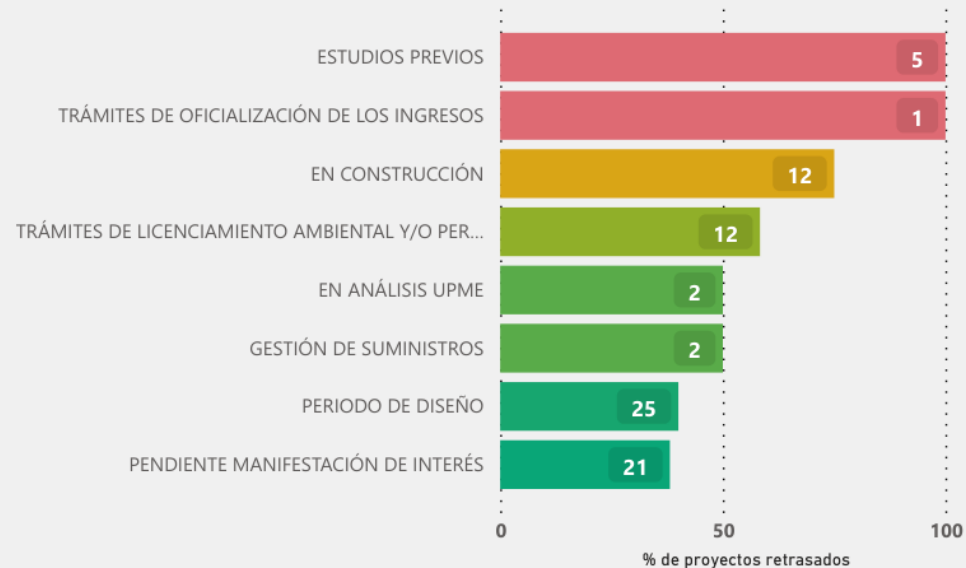


Proyectos que entraron en operación comercial | STR

Respecto al radar inmediatamente anterior.

NOMBRE DEL PROYECTO	OR	FPO concepto UPME
Ampliación Subestación El Cerrito 115 kV	CELSIA	2023-12-31
COMPENSACIÓN DE 16 MVAR EN LA SUBESTACIÓN MOMPOX 110 kV (2 PASOS DE 8 MVAR)	AFINIA	2020-12-31
Compensación en la subestación Ayacucho 115 kV 1x5 MVar	CENS	2016-05-31
Línea Jardinera - Ipiales (Panamericana) 115 kV	CEDENAR	2015-12-31
Línea Nueva Esperanza-Indumil 115 kV	ENEL COLOMBIA	2023-12-31
Reconfiguración de la Línea Guayabal - Ancón Sur 110 kV en Guayabal - Rodeo 110 kV y Rodeo - Ancón Sur 110 kV	EPM	2023-12-31
Repotenciación línea Codazzi – La Jagua (300A) (LN 620)	AFINIA	
Repotenciación red submarina Bocagrande - El Bosque (480A) LN 620	AFINIA	2018-12-31
Segundo Autotransformador 220/115kV Subestación San Felipe	CELSIA	2023-12-31
Subestación Santa Rosalia 115 kV 5 MVA, línea San Luis - Santa Rosalia 115 kV	ENERCA	2019-12-31

Porcentaje de proyectos retrasados por estado



Operadores de Red con mayor tasa de proyectos retrasados

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

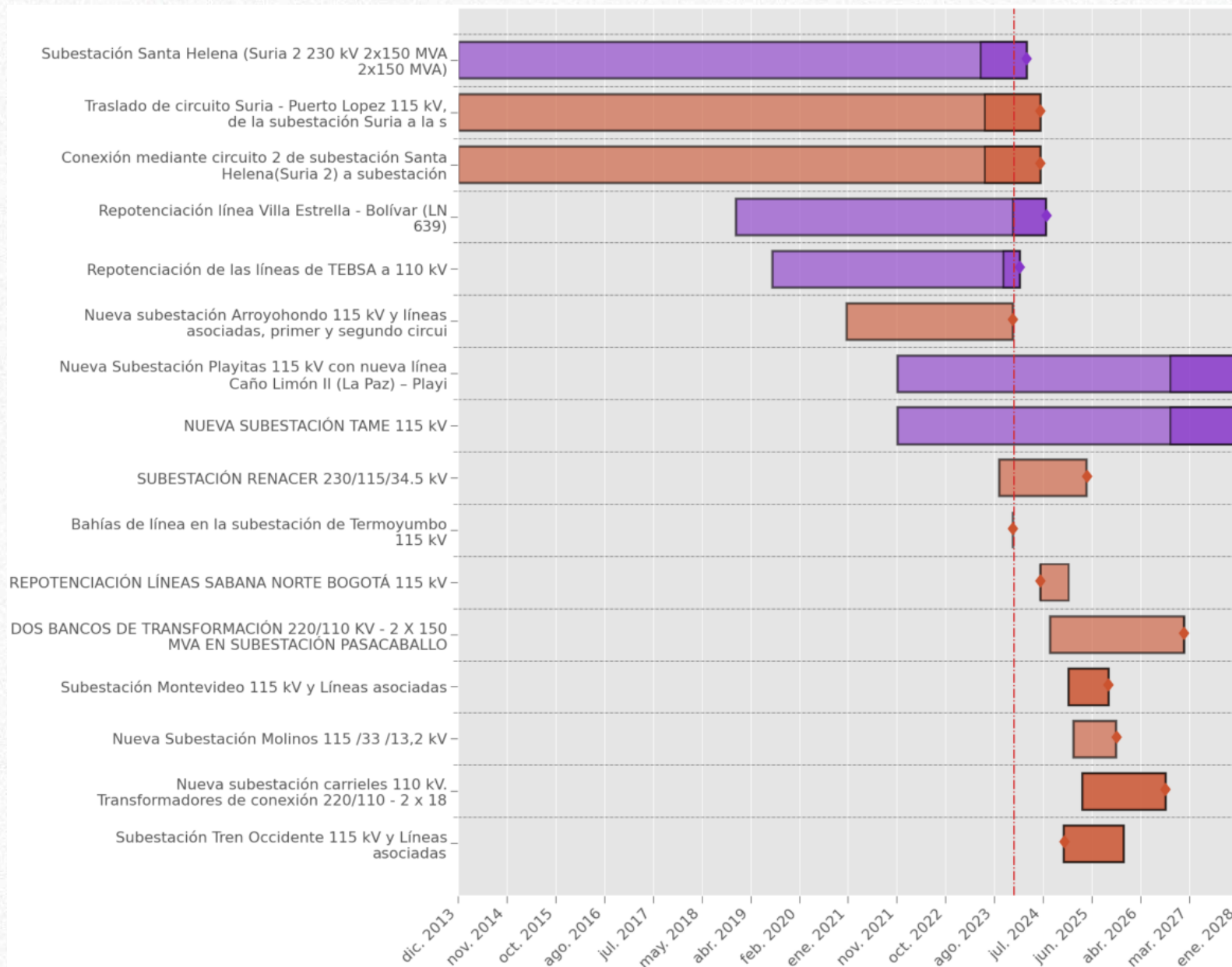


* Los números en las etiquetas indican el número de proyectos totales en cada categoría.

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

Radar Proyectos STR
NOVIEMBRE 2023

Proyectos del STR (continuación)



Proyectos que presentan retrasos y cuya FPO prevista por el ejecutor cambió

Proyectos STR

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO del concepto UPME y la FPO prevista más reciente aportada por el ejecutor (indicada por el diamante).

La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior si es que esta fue proporcionada.

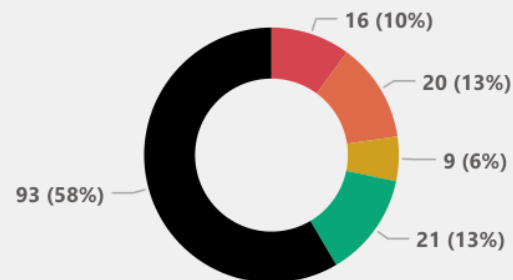
■ Etapa 1 - ■ Etapa 2 - ■ Etapa 3 - ■ Etapa 4

* La línea roja vertical indica el día presente.

El diamante ♦ indica la FPO prevista actual.

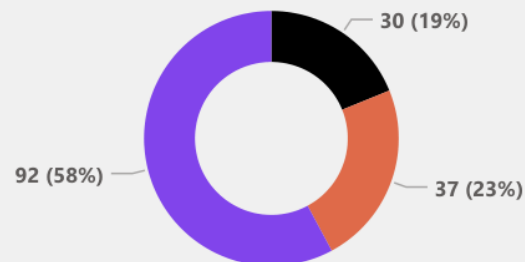
Proyectos de generación

Conteo de proyectos por Nivel



Nivel ● 4 ● 3 ● 2 ● 1 ● (En blanco)

Conteo de proyectos por Etapa



Etapa ● 2 ● 1 ● (En blanco)

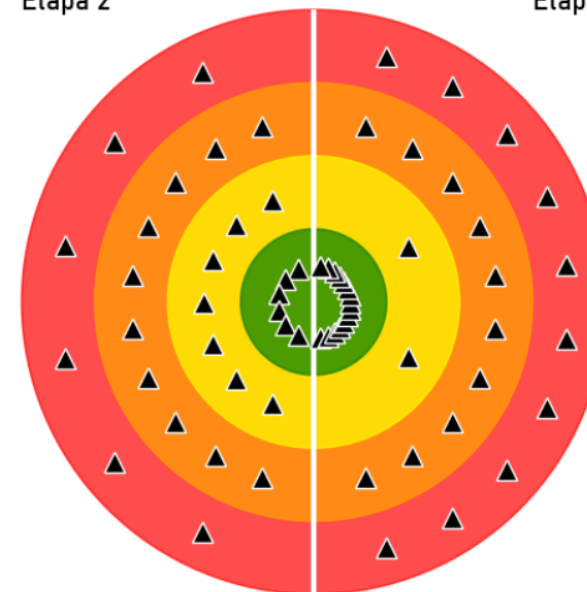
* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los ejecutores no suministraron información.

Se hace seguimiento de **159** proyectos de generación.

9 proyectos cambiaron a un nivel más crítico, mientras que, **4** proyectos avanzaron de etapa.

Etapa 2

Etapa 1



Proyectos que avanzaron de etapa

Proyecto	Etapa
Solar Escobal 1	2
Solar Escobal 2	2
Solar Escobal 3	2
Solar Escobal 5	2

Proyectos que avanzaron a un nivel más crítico

Proyecto	Nivel
Proyecto de cogeneración Incauca 60 MW en la subest...	4
Solar Chicamocha 1	4
Solar Chicamocha 2	4
Solar Chicamocha 3	4
Solar Chicamocha 4	3
Solar Escobal 6	3
Solar Polonuevo	3
Solar Puerto Tejada	2
Solar Sahagun	3

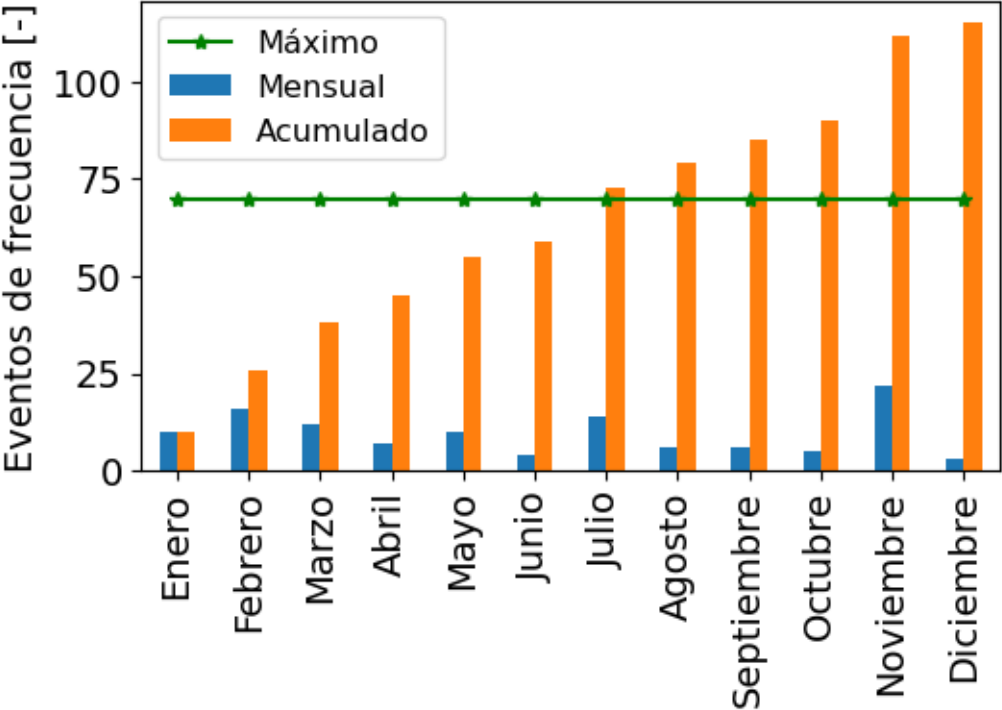
* Reporte creado con información del CNO a corte de **NOVIEMBRE** de **2023**.

Radar Proyectos de Generación
NOVIEMBRE 2023

+ + + + + + + +

+ **Indicadores de la Operación** +

Eventos Transitorios de Frecuencia



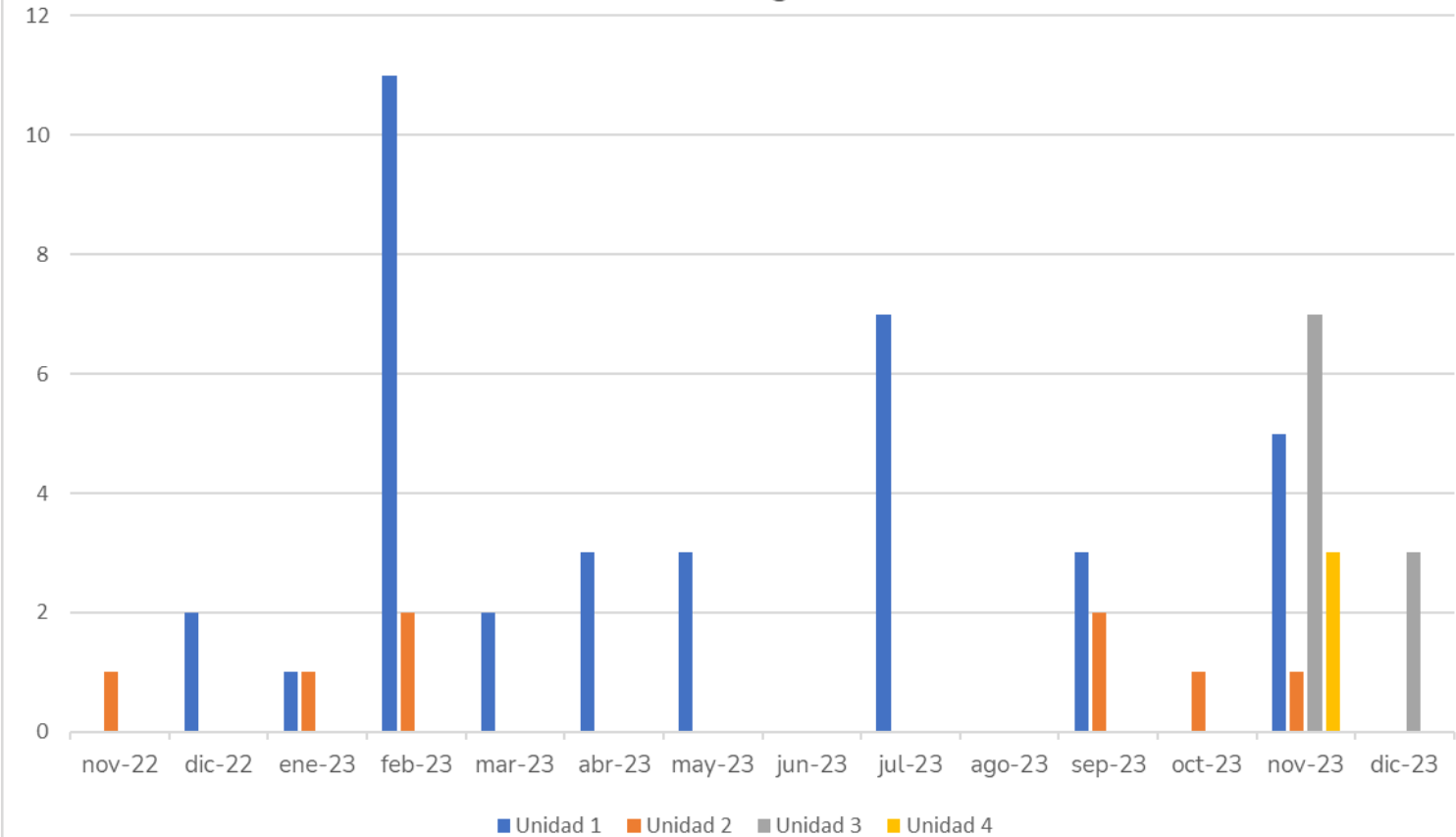
Durante el mes de Diciembre de 2023 se presentaron 3 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2023-12-24 04:55	1.0	58.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 3 con aproximadamente 215 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,75 Hz.	No
2023-12-24 03:55	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 3 con aproximadamente 215 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,76 Hz.	No
2023-12-19 04:07	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 3 de Ituango con 225 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,776 Hz.	No

Eventos Transitorios de Frecuencia ocasionados por disparos de Unidades de Ituango



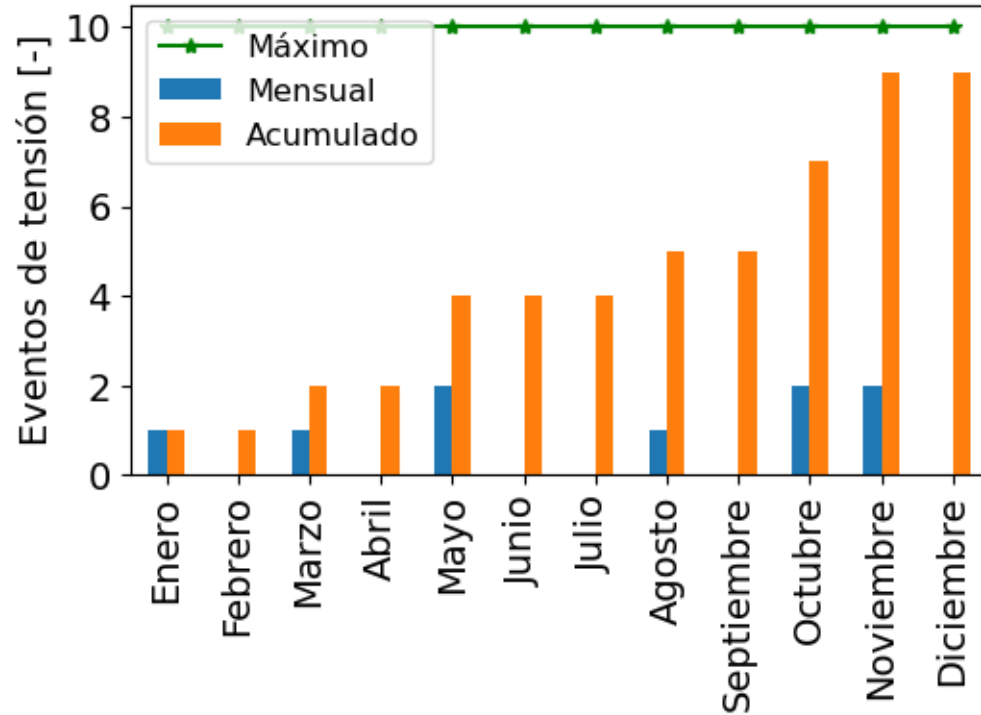
Eventos de frecuencia transitorios ocasionados por disparos Unidades de Ituango



Mes	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4
nov-22	0	1		
dic-22	2	0		
ene-23	1	1		
feb-23	11	2		
mar-23	2	0		
abr-23	3	0		
may-23	3	0		
jun-23	0	0		
jul-23	7	0		
ago-23	0	0		
sep-23	3	2		
oct-23	0	1	0	0
nov-23	5	1	7	3
dic-23			3	

Durante el mes de Diciembre de 2023 se presentaron 3 eventos de frecuencia transitoria en el sistema debido a la unidad 3 de ITUANGO.

Eventos de Tensión Fuera de Rango

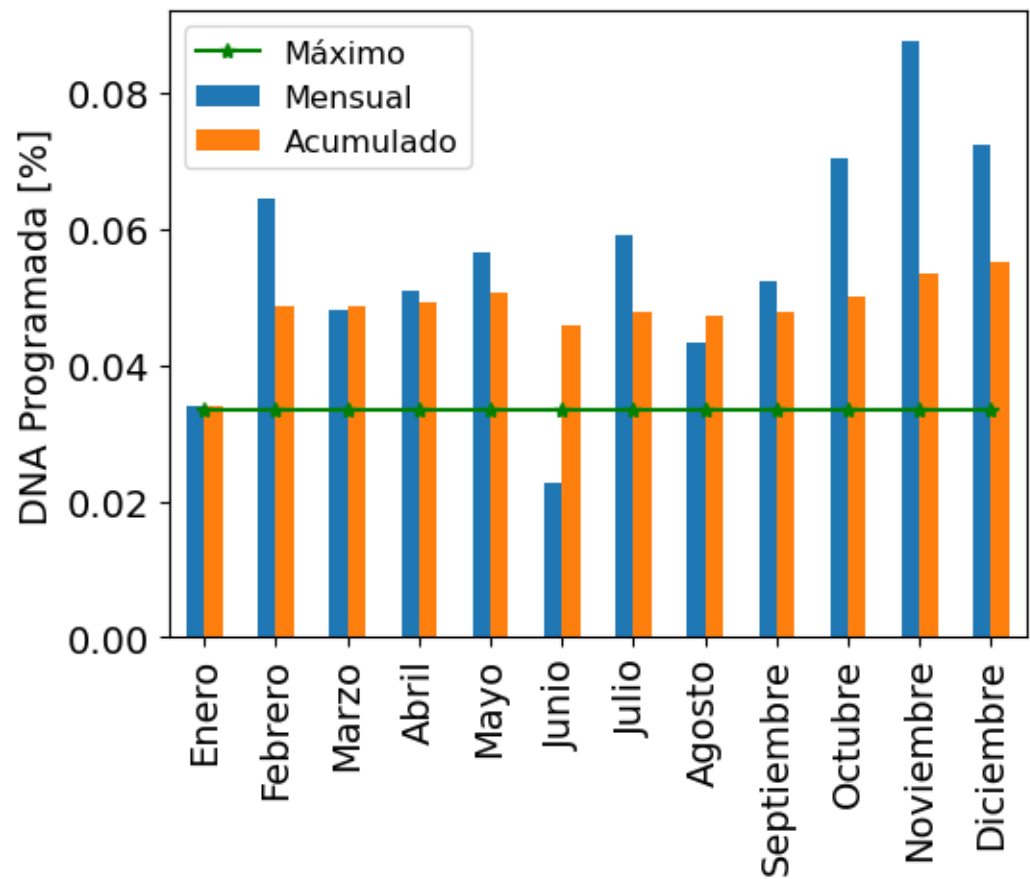


Durante el mes de Diciembre de 2023 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

DNA Programada

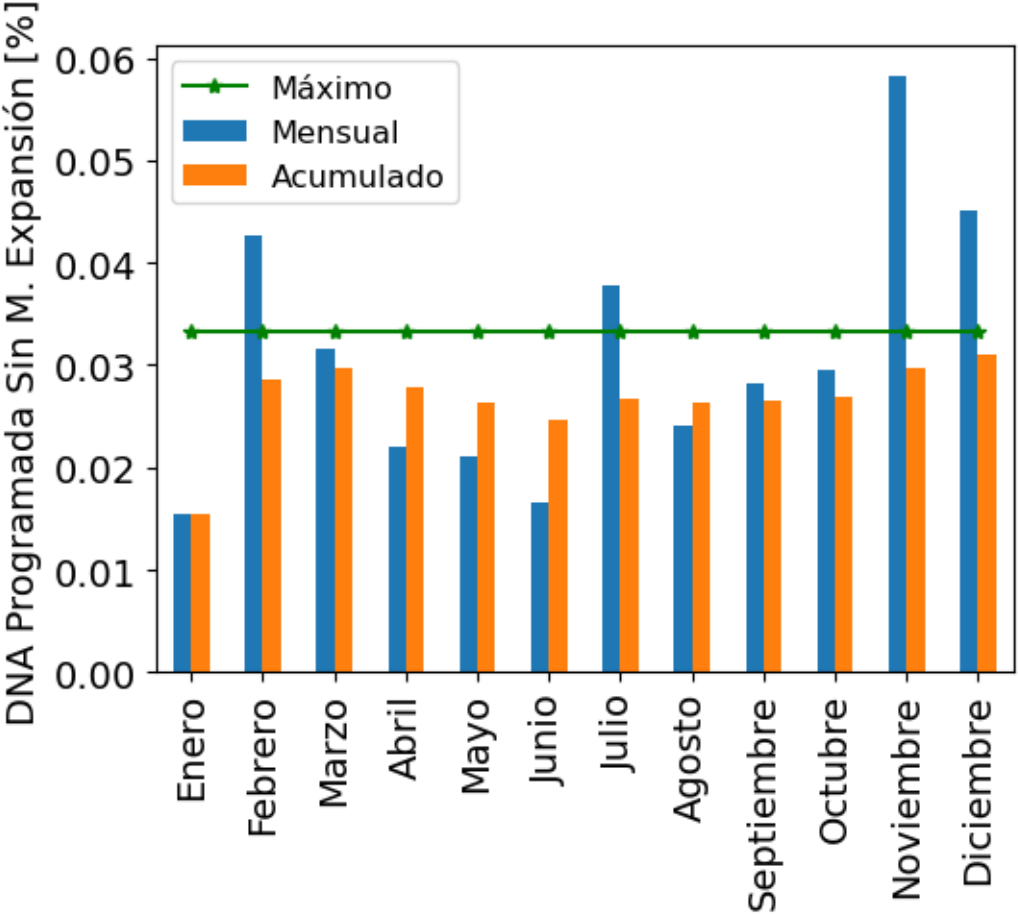


Por causas programadas se dejaron de atender 4.829 GWh en el mes de Diciembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



Fecha	Energía	Descripción
2023-12-21 08:04	618.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2011108 y C2011109 de los activos BL1 VEINTE DE JULIO A TEBSA 110 kV y BL2 VEINTE DE JULIO A TEBSA 110 kV, respectivamente.
2023-12-04 05:17	549.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216314, C0216316, C0216331 C0223699 y C2010922 de los activos CHINU - SINCE 1 110 kV, MAGANGUE - SINCE 1 110 kV, BARRA SINCE 110 KV, BL1 CHINU A SINCE 110 kV y MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV.
2023-12-17 06:02	446.4	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C2010620 sobre el activo BT CENTRO (FLORENCIA) 2 15 MVA 115 KV dejando sin tensión las subestaciones CENTRO (FLORENCIA) 115 kV y DONCELLO.
2023-12-04 08:00	429.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2010571 del activo BARRA RIOHACHA 110 kV.
2023-12-27 05:06	362.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0222995 y C2011417 de los activos EL PASO - EL BANCO 1 110 kV y BT EL BANCO 1 45 MVA 110 kV, respectivamente.
2023-12-19 05:11	247.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2008811 del activo MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV.
2023-12-18 08:00	235.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2011111 del activo BL1 CORDIALIDAD A CARACOLI 110 kV.

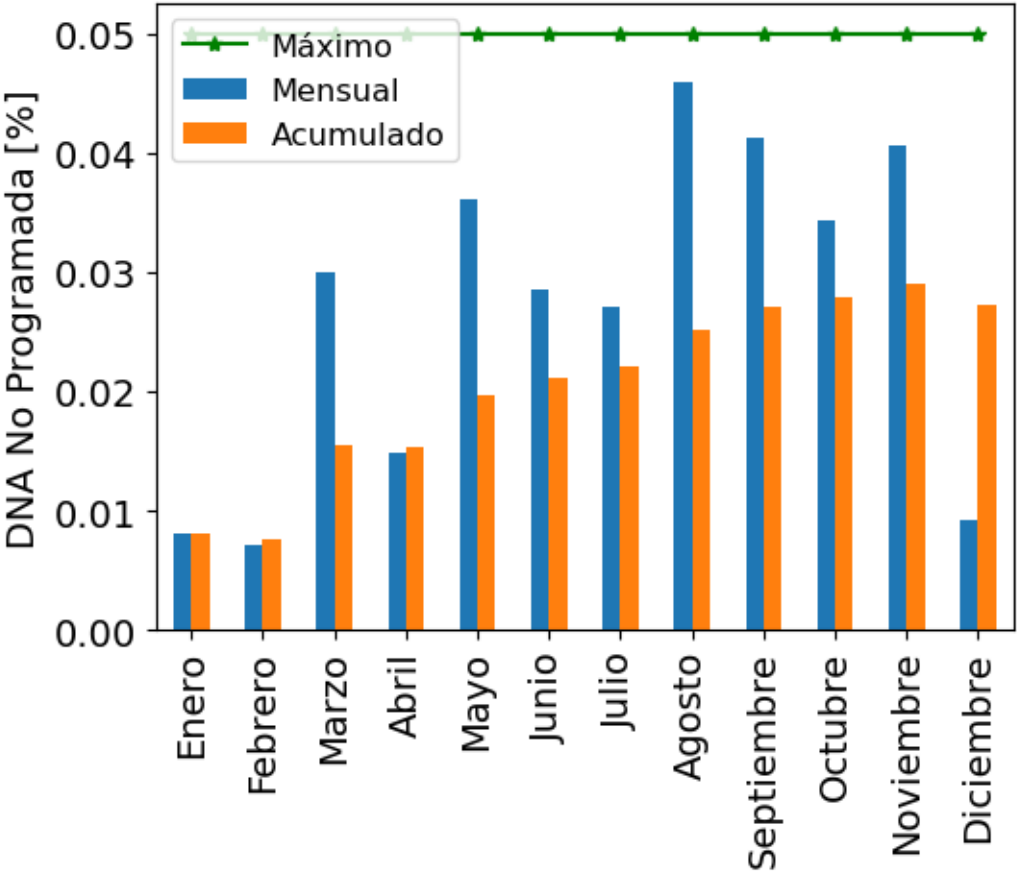
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 3.006 GWh en el mes de Diciembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripción
2023-12-21 08:04	618.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2011108 y C2011109 de los activos BL1 VEINTE DE JULIO A TEBSA 110 kV y BL2 VEINTE DE JULIO A TEBSA 110 kV, respectivamente.
2023-12-04 08:00	429.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2010571 del activo BARRA RIOHACHA 110 kV.
2023-12-27 05:06	362.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0222995 y C2011417 de los activos EL PASO - EL BANCO 1 110 kV y BT EL BANCO 1 45 MVA 110 kV, respectivamente.
2023-12-18 08:00	235.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2011111 del activo BL1 CORDIALIDAD A CARACOLI 110 kV.
2023-12-18 08:00	224.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2005006 y C2011280 de los activos BL1 CIENAGA A RIO CORDOBA 110 kV y CIENAGA 1 50 MVA 110/13.8/(6.9) kV.
2023-12-19 08:17	210.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2011093 del activo BL1 SAN JUAN A VALLEDUPAR 110 kV.
2023-12-02 07:14	193.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2007032, C2007033, C2007034, C2010426 de los activos CERETE - NUEVA MONTERIA 1 110 kV, CERETE 3 30 MVA 110/34.5/13.8 kV, CERETE 4 30 MVA 110/34.5/13.8 kV y CERETE - CHINU 1 110 kV.

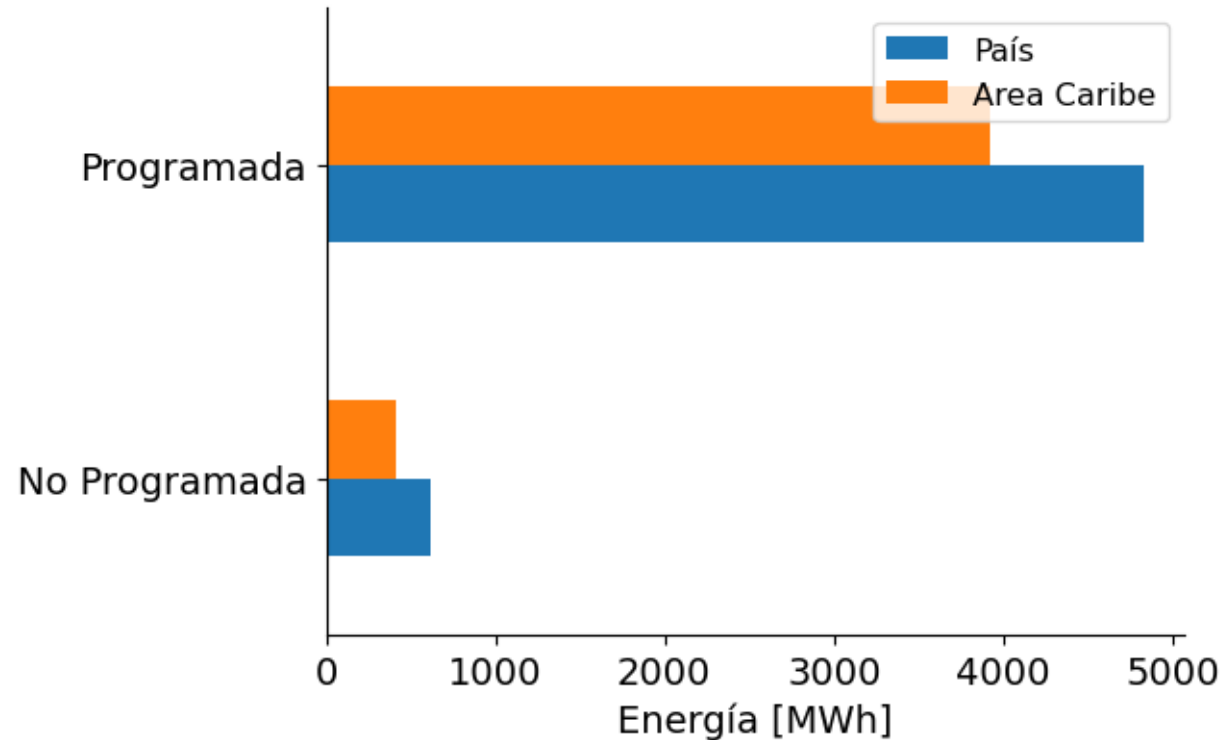
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 0.618 GWh en el mes de Diciembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha	Energía	Descripcion
2023-12-11 08:04	78.9	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 MAMONAL A TERNERA 66 kV, dejando sin tensión la subestación MAMONAL 66
2023-12-27 17:45	68.2	Demanda no atendida por apertura de emergencia en la subestación EL BANCO 34.5 kV. El agente reporta falla en el sistema de control.
2023-12-07 13:11	59.7	Demanda no atendida por disparo del activo BOCAGRANDE - CARTAGENA 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial BOCAGRANDE 66 kV.
2023-12-05 16:56	51.0	Demanda no atendida por apertura de emergencia de los activos EL BOSQUE - CHAMBACU 1 66 kV y CHAMBACU - LA MARINA 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial CHAMBACU 66 kV.
2023-12-21 09:25	50.6	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 NOROESTE A MOSQUERA 115 kV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial MOSQUERA 115 kV.
2023-12-16 10:01	49.8	Demanda no atendida por disparo del activo OCOA - SANTA HELENA 1 115 KV, dejando sin tensión las subestaciones temporalmente radiales SANTA HELENA 115 KV, SURIA 115 kV, PUERTO LOPEZ 115 KV, PUERTO GAITAN 115 kV y CAMPOBONITO 115 kV.
2023-12-13 06:44	44.1	Demanda no atendida por disparo del activo EL CARMEN 1 60 MVA 110/66/13.8 kV.

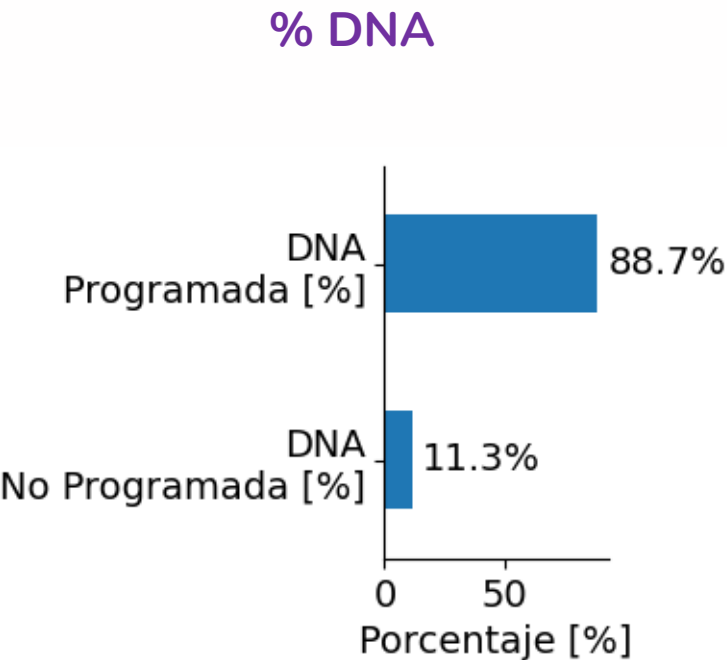
DNA Caribe vs. País



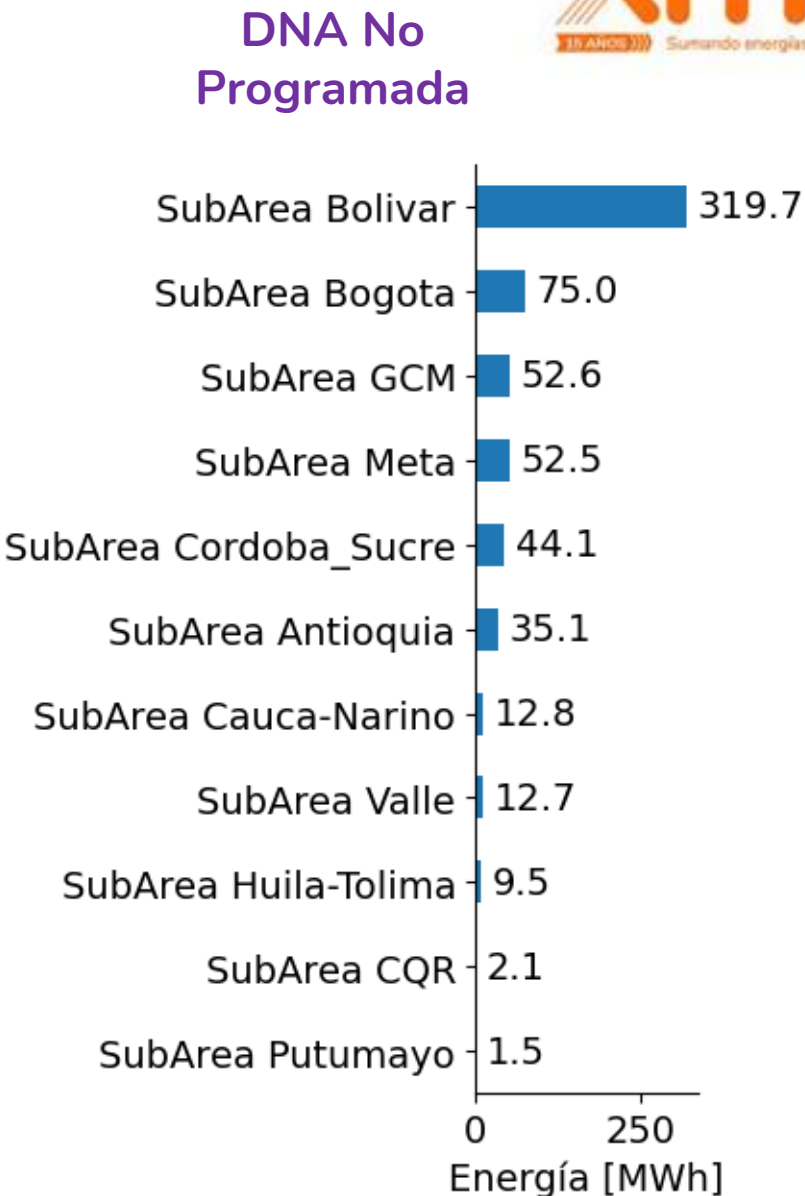
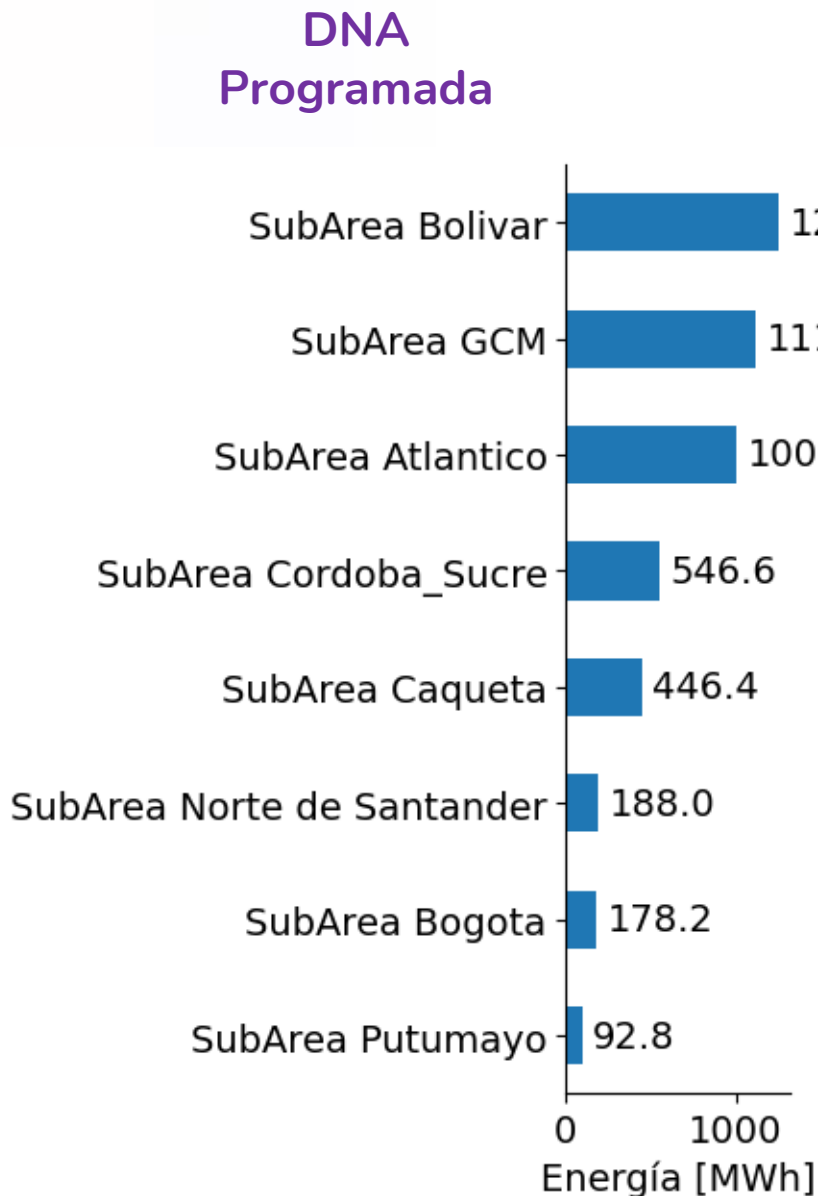
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 3.924 GWh, siendo un 81.25% de la demanda no atendida programada nacional (4.829 GWh) para el mes de Diciembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.416 GWh, siendo un 67.42% de la demanda no atendida no programada nacional (0.618 GWh) para el mes de Diciembre.

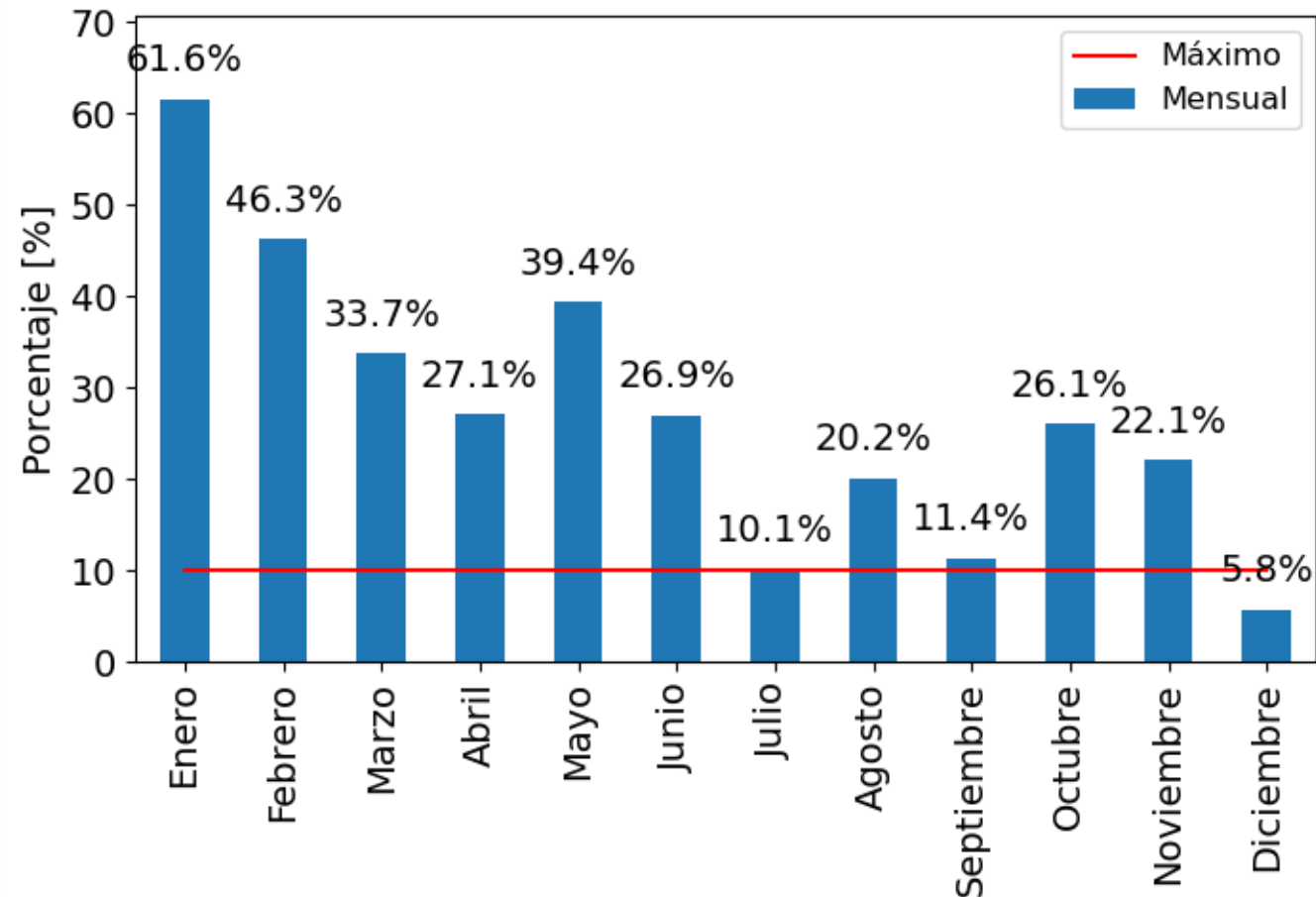
Resumen – Demanda no atendida



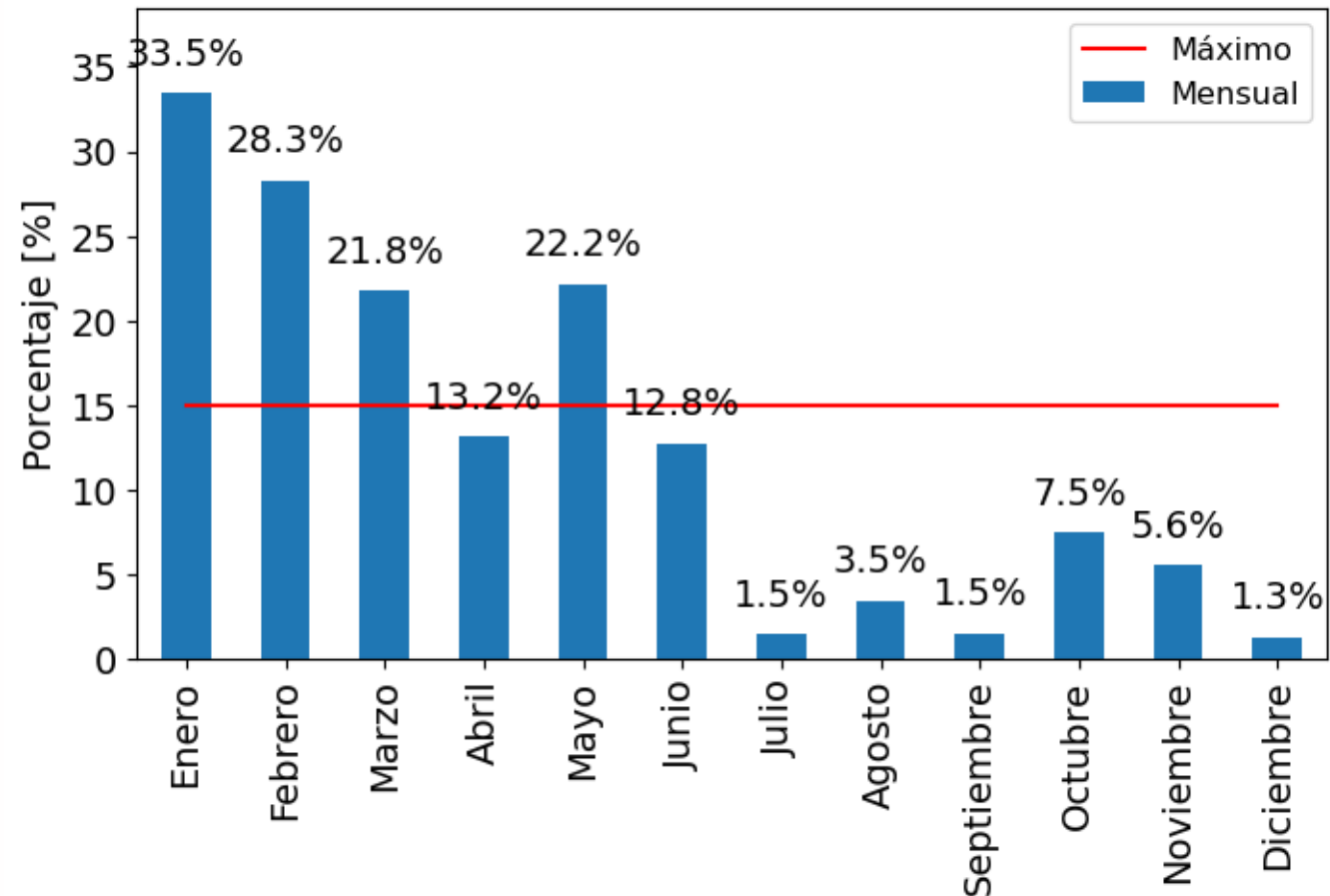
El total de demanda no atendida en Diciembre fue 5.45 GWh



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



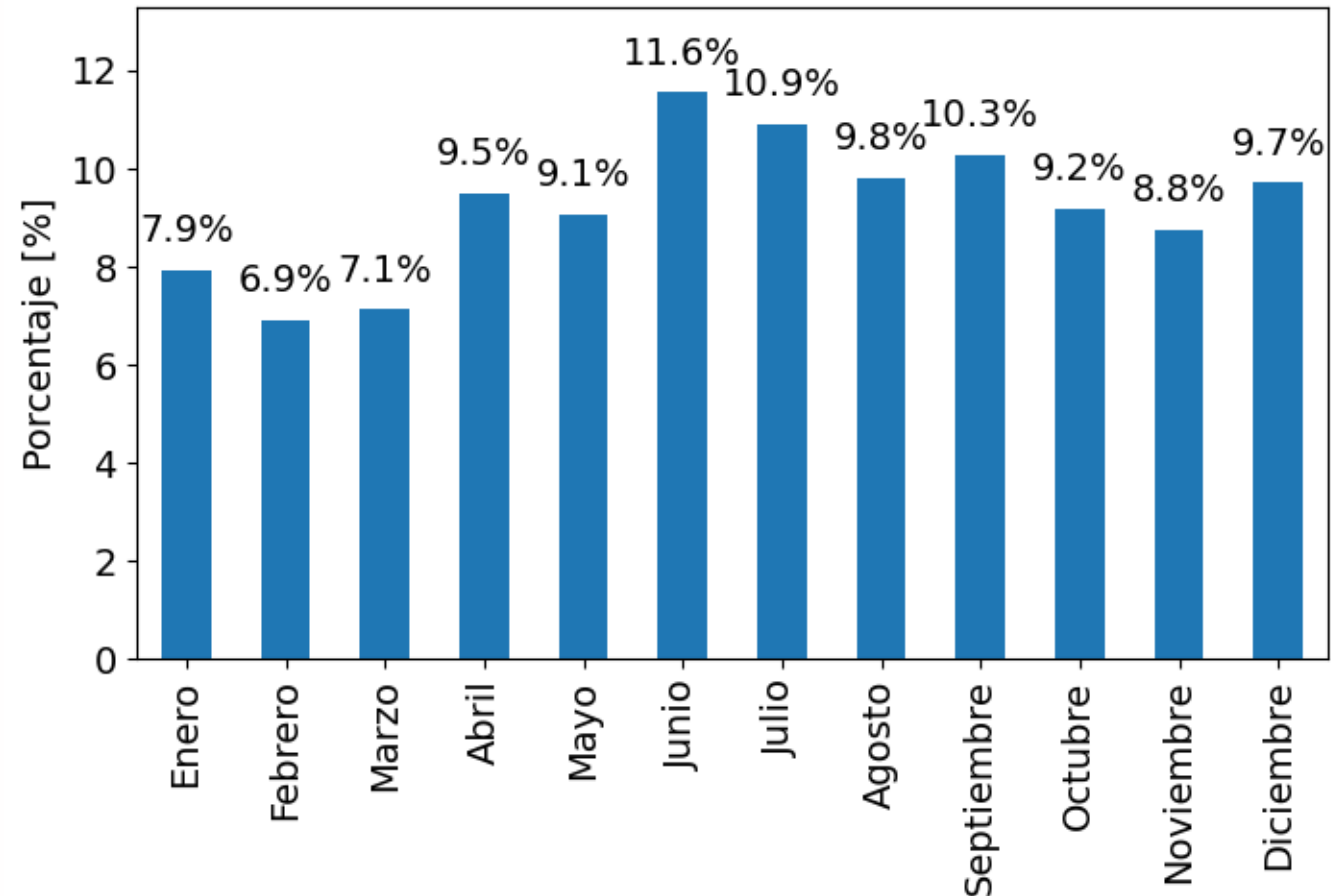
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN

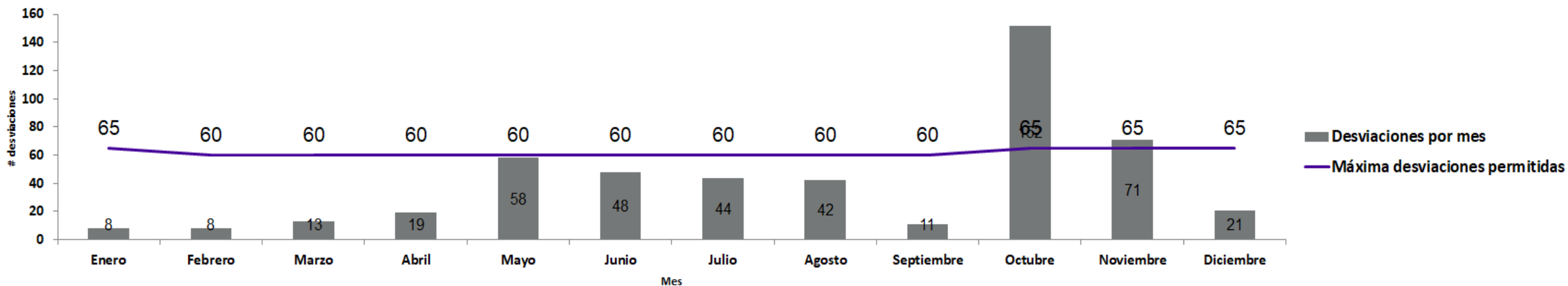


Participación PNDC en la generación total del SIN

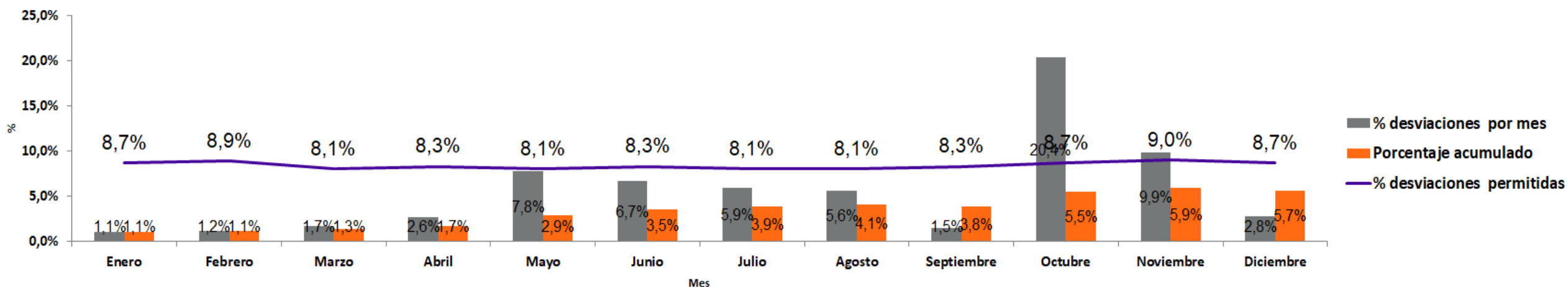


Indicador calidad del pronóstico

Número de desviaciones mayores al 5%

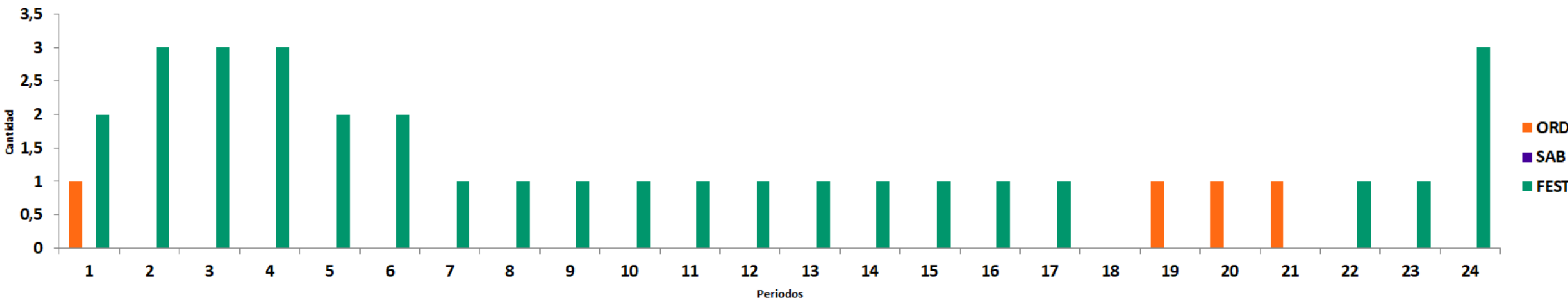


Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

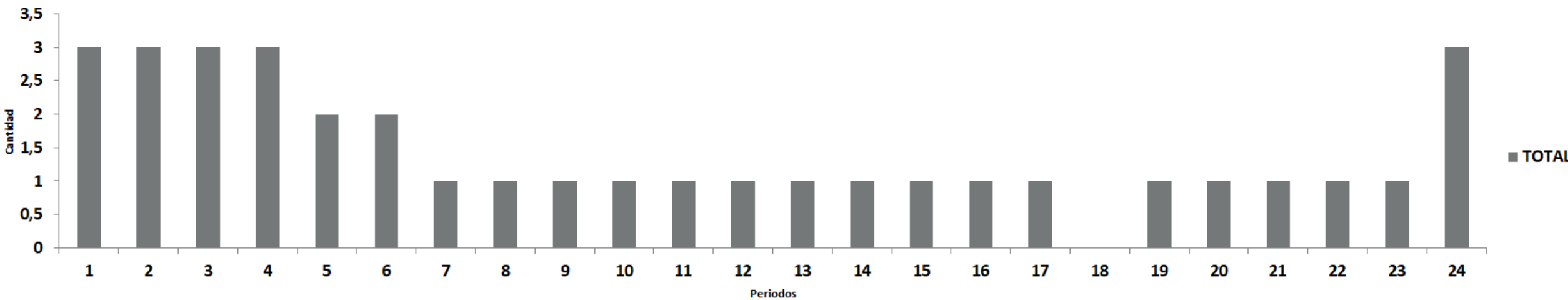


Indicador calidad del pronóstico

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

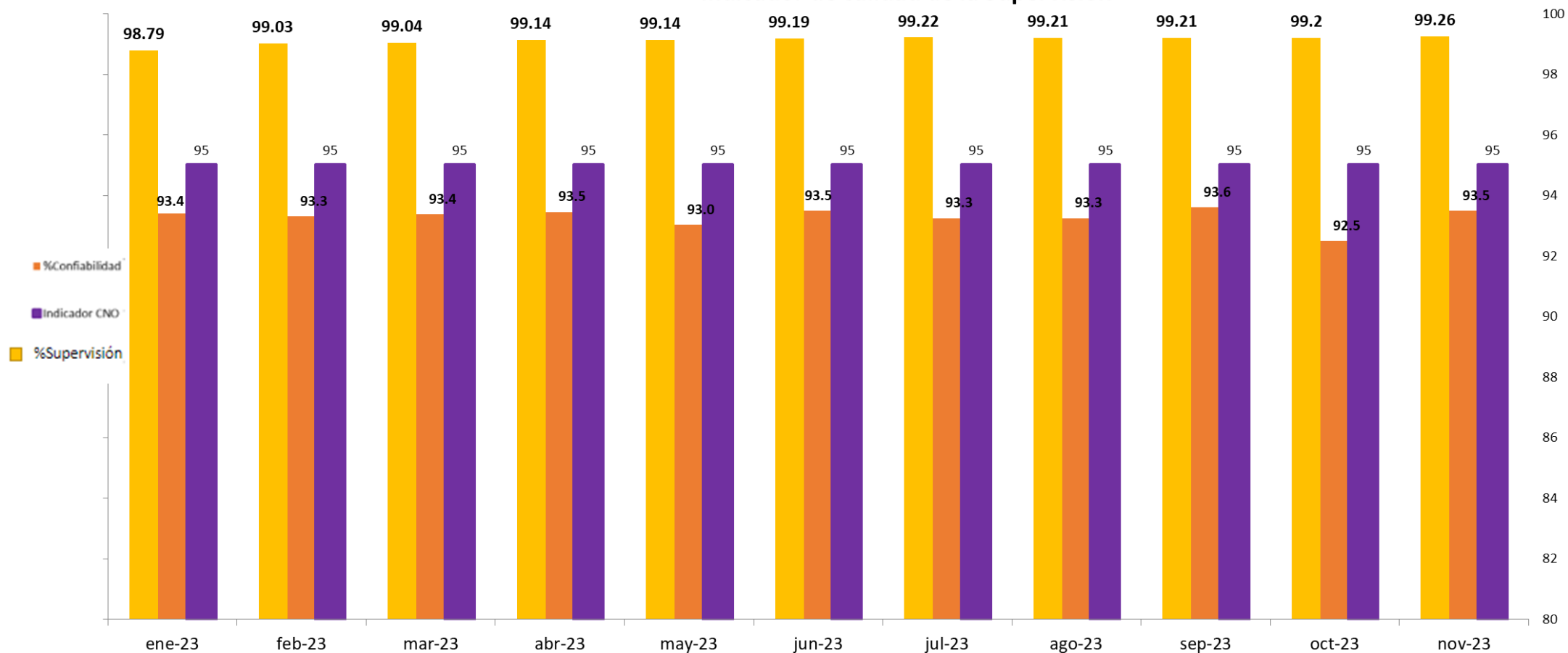


Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información actualizada el 05 de enero de 2023

Indicador de calidad de la Supervisión

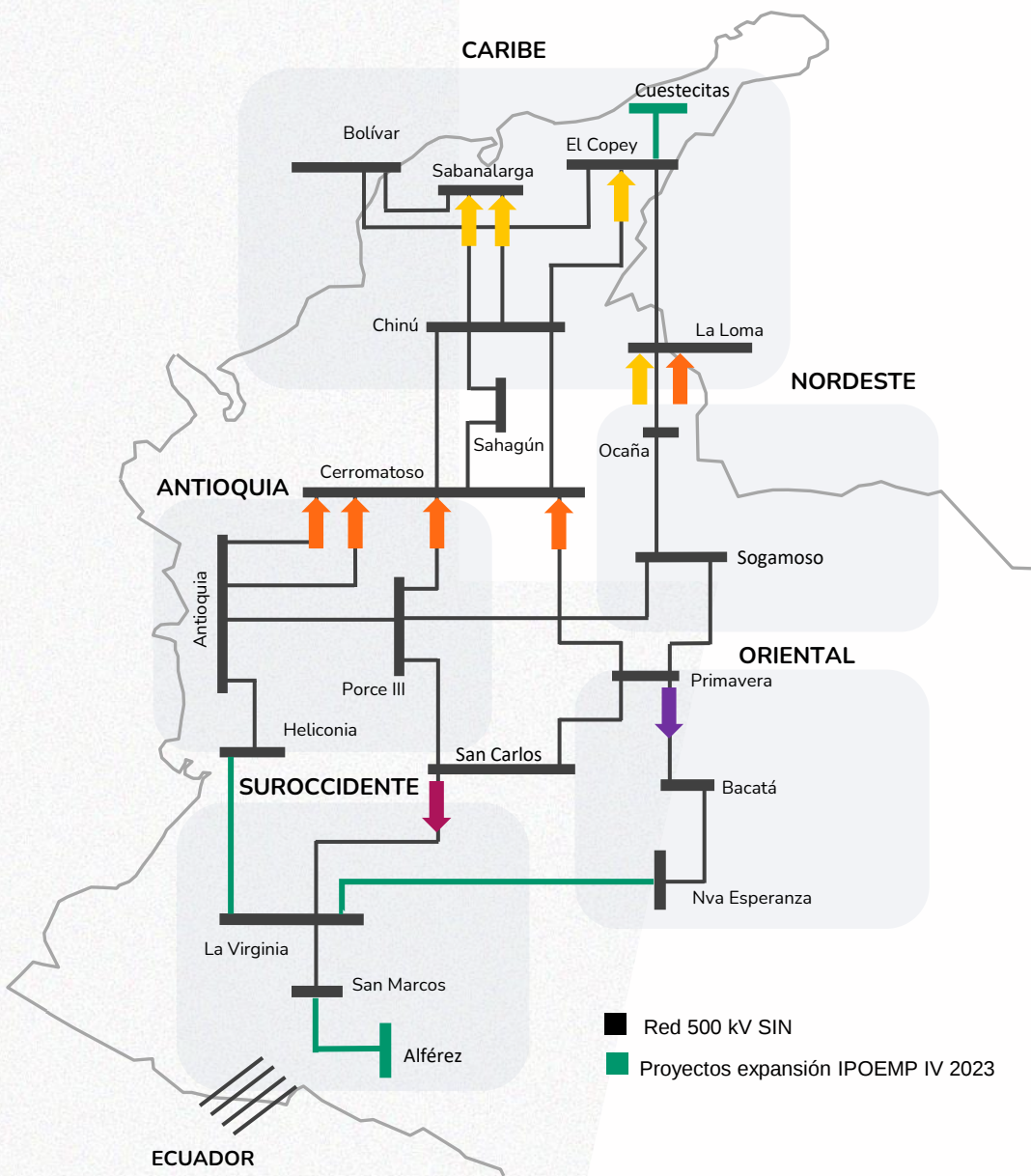


Indicador de calidad de la supervisión

*Información correspondiente al indicador del mes de noviembre de 2023

Resumen IPOEMP

Capacidad de importación de potencia por área - red diciembre 2023



La capacidad de importación de potencia y el requerimiento mínimo de unidades para soporte de tensión se define para cada condición particular, a partir de análisis de seguridad eléctrica en los que se valida la respuesta segura de las variables eléctricas del sistema y del cumplimiento de los criterios regulatorios de seguridad tanto en red completa como ante contingencia sencilla.

	Área	Capacidad [MW]	Restricciones que limitan la capacidad de importación del área
	Caribe	2000	Respuesta segura de tensión en nodos del área, ante contingencia sencilla de circuitos red a 500 kV. Los nodos más restrictivos son:
	Caribe 2	1300 – 1400	Aquellos en configuración radial de GCM en 110 kV (El Banco), ante contingencia de un circuito La Loma - El Copey 500 kV o Chinú – El Copey 500 kV. Nodos en configuración radial de Bolívar 66 kV (Gambote, Zambrano, Calamar, San Jacinto), ante contingencia de un circuito entre las subestaciones Chinú y Cerromatoso 500kV.
	Oriental	900	La capacidad segura de importación de potencia del área es alrededor de 2100 MW, sin embargo, es limitada en 900 MW por el circuito Primavera – Bacatá 500 kV, dado el impacto de la contingencia de este circuito en la gestión de potencia reactiva, la respuesta dinámica de la tensión en nodos del área y en la sobrecarga de los circuitos Purnio – Noreste 1 y 2 230 kV.
	Suroccidental	500	La máxima importación segura del área está entre 1500 y 1600 MW, sin embargo, es limitada en 500 MW a través de San Carlos – Virginia 500 kV, dado que con dicha importación por este, se activa la restricción por sobrecarga del ATR San Marcos 500/230 kV ante contingencia del transformador Virginia 500/230 kV y viceversa.
	Antioquia	Sin límite	No se evidencian restricciones que limiten la importación de potencia del área
	Nordeste	Sin límite	No se evidencian restricciones que limiten la importación de potencia del área

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.
	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 Sobrecarga	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027) proyecto sin promotor asignado. AFINIA evalúa la instalación de un transformador El Carmen 110/66 kV en paralelo.
	Calamar 66 kV					
	Zambrano 66 kV					
	El Carmen 66 kV					
	Zambrano 66 kV	El Carmen – Zambrano 66 kV	190	18	U < 0.9 p.u. Recuperación transitoria de tensión	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027) proyecto sin promotor asignado.
	Gambote 66 kV	Tenera – Gambote 66 kV	280	26	U < 0.9 p.u.	
Córdoba Sucre	Mompox 110 kV	Chinú-Sincé–Magangué-Mompox 110 kV (tensión 117 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.)

(*) Con la entrada del proyecto “UPME STR 13-2015 Proyecto La Loma 110 kV” el nodo la Jagua 110 kV se retira de la declaración de emergencia de GCM

Agotamiento de red en equipos del área Caribe

Cumplimiento criterio 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 Tolviejo 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	38	NO	No hay obra de expansión definida.
Circuito Ternera – Gambote 66 kV	32	NO	Carreto 66 kV (FPO: 30/03/2027) y Carreto 500 kV (FPO: 31/03/2027) 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: 31/12/2025). 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 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.)

Subestaciones con altos niveles de cortocircuito

A partir del análisis de red en el horizonte de mediano plazo, al considerar en operación los proyectos de expansión, se identifica que en algunos nodos el nivel de corto circuito, calculado mediante el método IEC 60906 de 2016 (fallas monofásicas y trifásicas francas calculando la máxima corriente de cortocircuito), está cerca o supera la capacidad nominal. En especial, se destacan:

Área	Subestación STR
Antioquia	Rodeo 110 kV
Antioquia	San Diego 110 kV
Antioquia	Guayabal 110 kV
Antioquia	Central 110 kV
Caribe	Las Flores 110 kV
Caribe	Oasis 110 kV
Caribe	Cerromatoso 110 kV
Caribe	Silencio 110 kV
Caribe	Centro 110 kV
Caribe	Tebsa 110 kV
Caribe	Bosque 66 kV
Caribe	Termoflores 110 kV
Caribe	Nva Magdalena 110 kV
Caribe	Tenera 66 kV
Caribe	Union 110 kV
Caribe	Chinu 110 kV
Caribe	Estadio 110 kV

Área	Subestación STR
Oriental	Gorgonzola 57.5 kV
Oriental	Concordia 57.5 kV
Oriental	Sn Jose del Guaviare 115 kV
Oriental	Veraguas 57.5 kV
Oriental	Salitre 57.5 kV
Oriental	Salitre 115 kV
Oriental	Veraguas 115 kV
Oriental	Circo 115 kV
Oriental	Tunal 115 kV
Oriental	San Facon 57.5 kV
Oriental	Nva Esperanza 115 kV
Oriental	Mosquera 115 kV
Oriental	Techo 115 kV
Oriental	Balsillas 115 kV
Suroccidente	Noroeste 115 kV
Suroccidente	Torca 115 kV
Nordeste	Paipa 115 kV

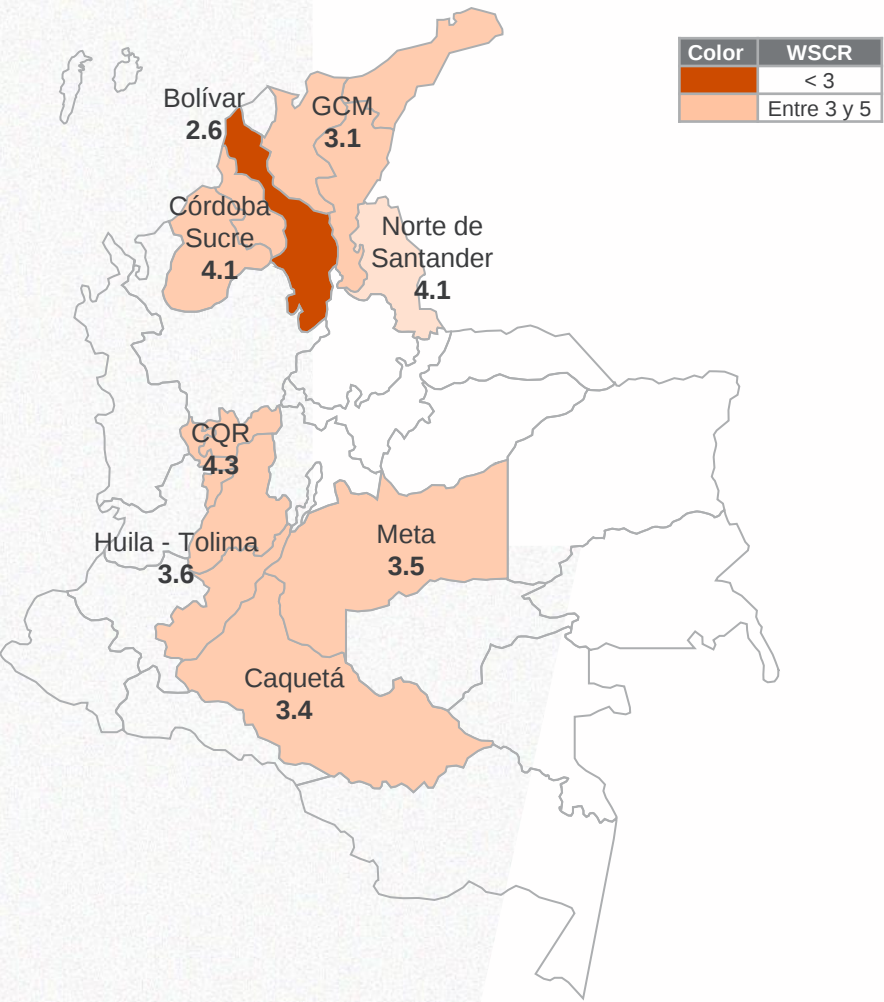
Área	Subestación STN
Antioquia	Guatapé 220 kV kV
Caribe	Tebsa 220 kV
Caribe	Flores 220 kV
Caribe	Sabanalarga 220 kV
Caribe	Cartagena 220 kV
Caribe	Nv Barranquilla 220 kV
Caribe	Tenera 220 kV
Oriental	Mesa 220 kV
Oriental	Torca 220 kV
Oriental	Guavio 220 kV
Nordeste	Sogamoso 220 kV

*Cálculos considerando red completa y todos los recursos de generación en operación

- 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.

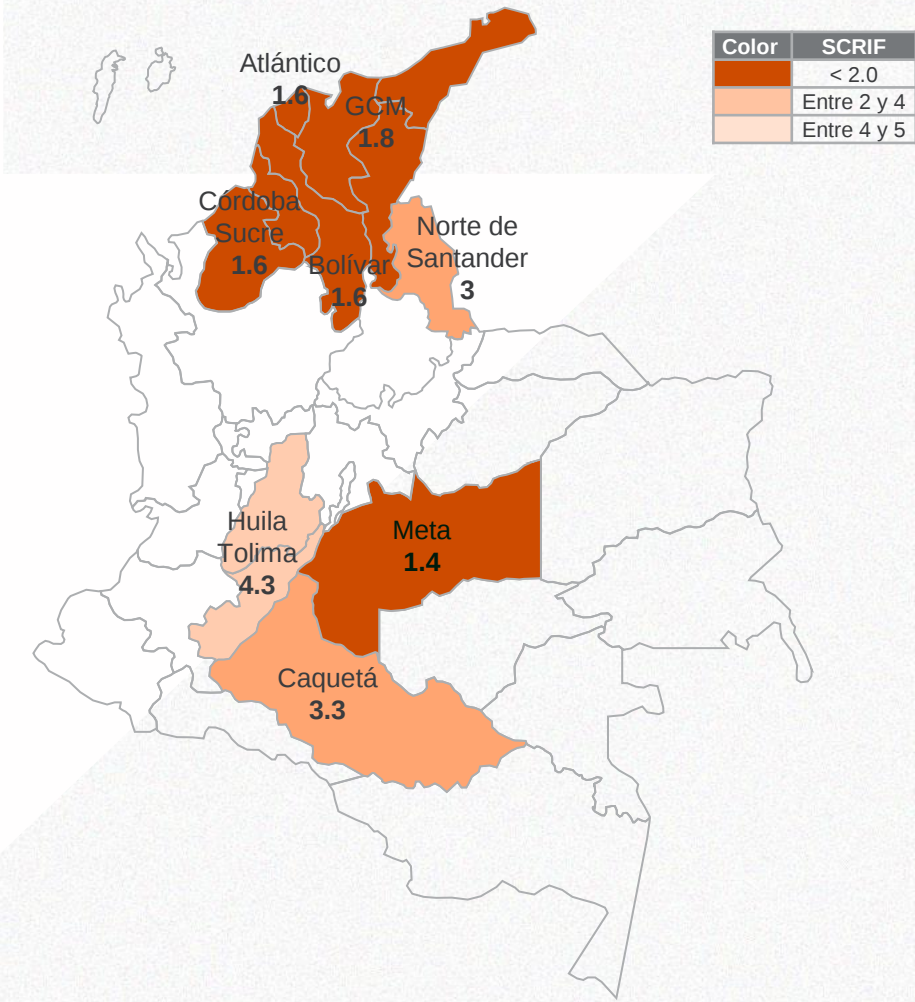
Nota: tener presente los supuestos considerados en la realización de las simulaciones (para más detalle ver el capítulo 7 del informe IPOEMP IV 2023).

Indices 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 .



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

$SCMVA_{POI}$ 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 en nodos con bajos valores de fortaleza de red, en especial de GCM que presenta, además, susceptibilidad al FIDVR.
- Incorporar análisis de red débil y limitación de la propagación de huecos de tensión en el planeamiento de la expansión del sistema (STN, STR y SDL) de forma que se puedan cumplir los criterios de confiabilidad y seguridad de la regulación vigente.
- Tener presente que los valores de SCR, CSCR, SCRIF, y WSCR 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.
- Evaluar el hacer uso de métricas para evaluación de fortaleza de red, como pueden ser las métricas SCR al momento de aprobar nuevos puntos de conexión. Así mismo, realizar análisis integrales de la red del STN y STR, considerando todos los proyectos de generación previamente aprobados, para definir nuevas obras.
- 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.
- 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 FERN.

Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

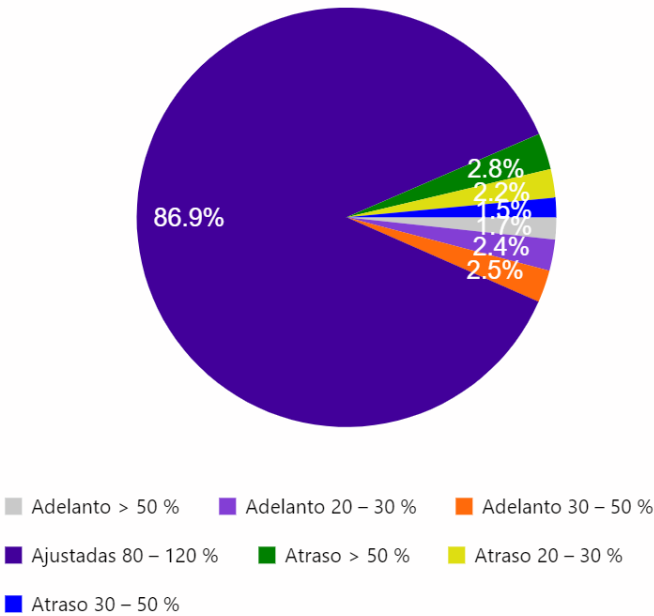
(Seguimiento Semestral Julio 1 – Diciembre 31 de 2023)

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



Desde 01/07/2023

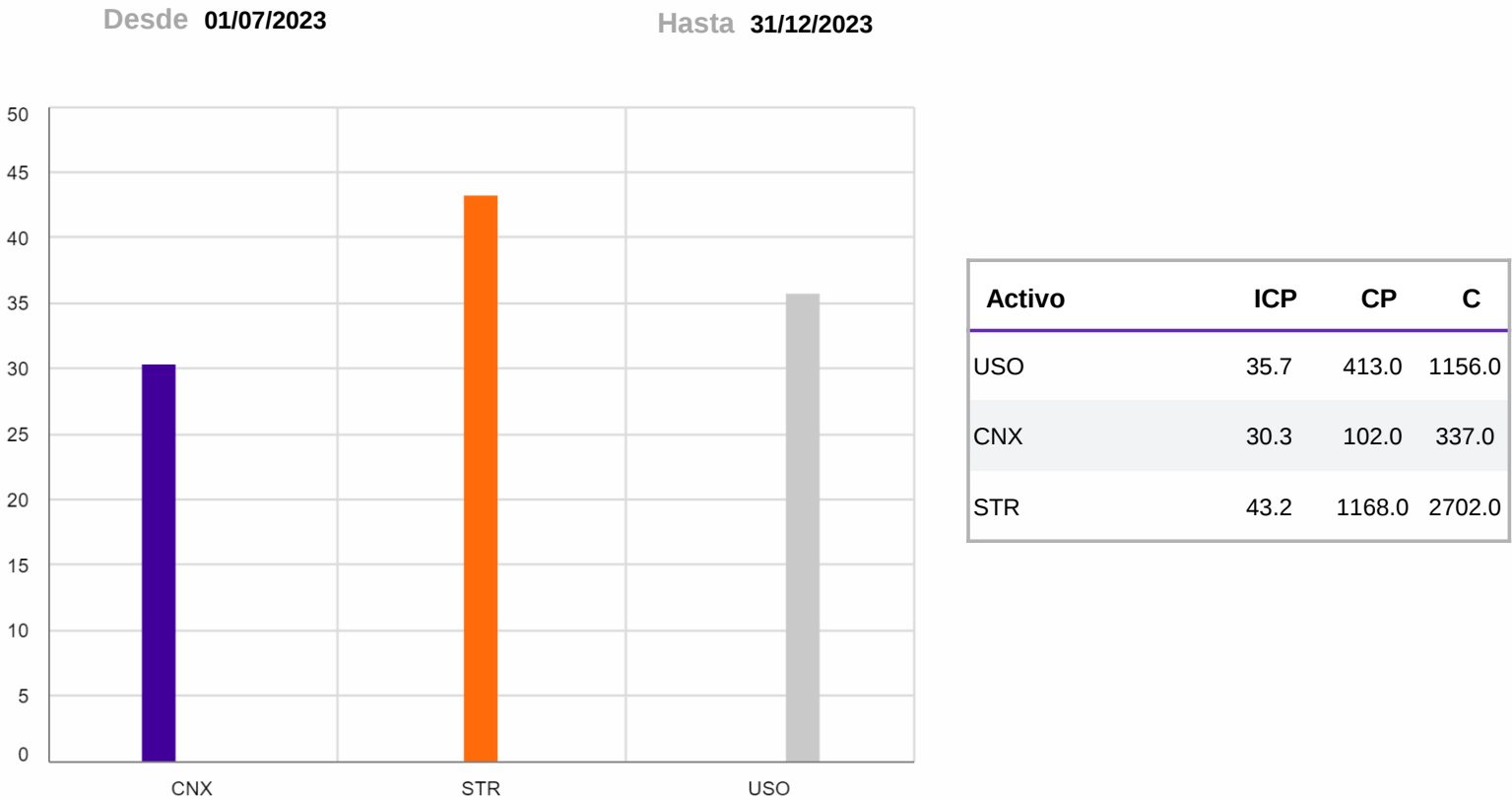
Hasta 31/12/2023



Rangos	Valor %
Adelanto mayor al 50%	1.7
Adelanto entre el 30% y el 50%	2.5
Adelanto entre el 20% y el 30%	2.4
Ajustadas entre el 80% y el 120%	86.9
Atraso entre el 20% y el 30%	2.2
Atraso entre el 30% y el 50%	1.5
Atraso mayor al 50%	2.8

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

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

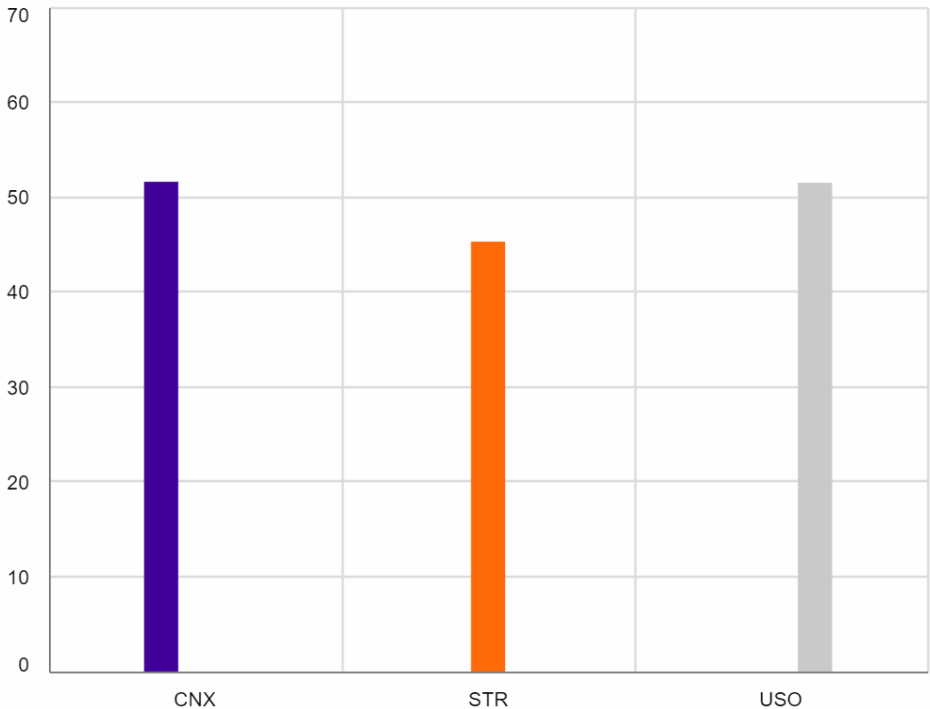


El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice del porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera del programa de mantenimiento



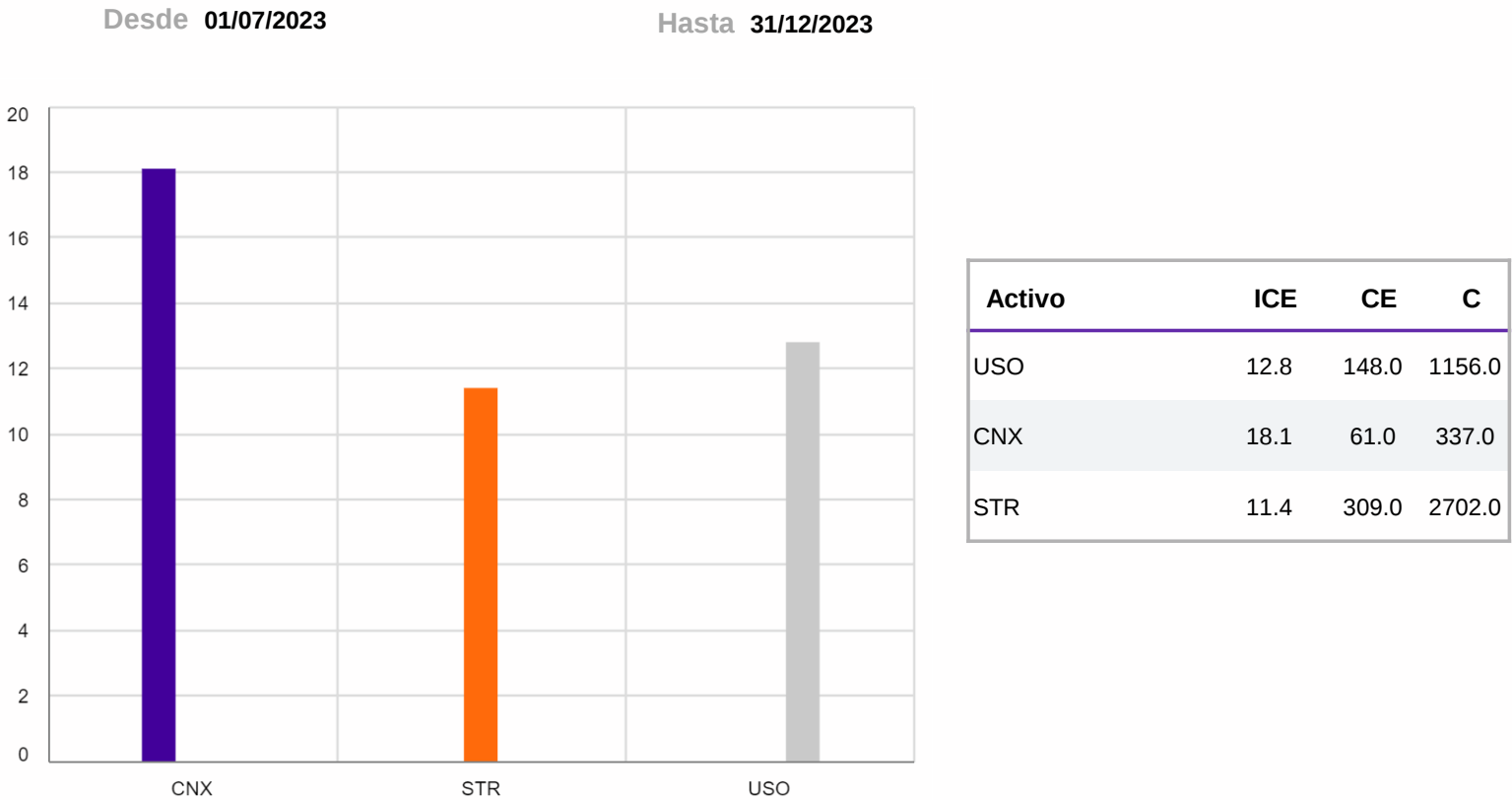
Desde 01/07/2023 Hasta 31/12/2023



Activo	ICFP	CFP	C
USO	51.5	595.0	1156.0
CNX	51.6	174.0	337.0
STR	45.3	1225.0	2702.0

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice del porcentaje de consignaciones de emergencia

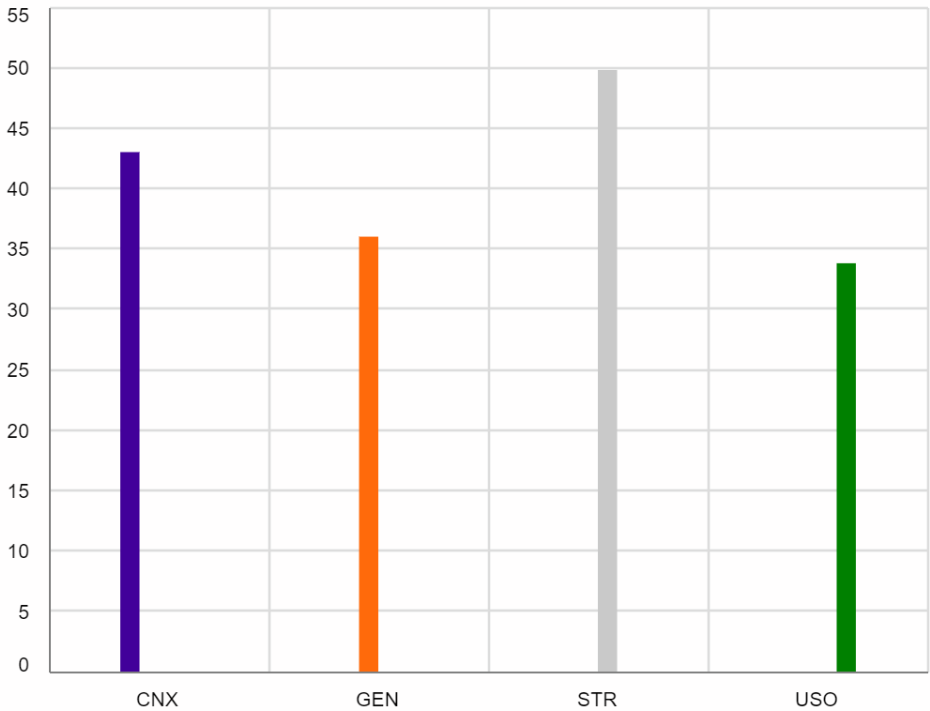


El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice de porcentaje de cumplimiento del programa de mantenimiento



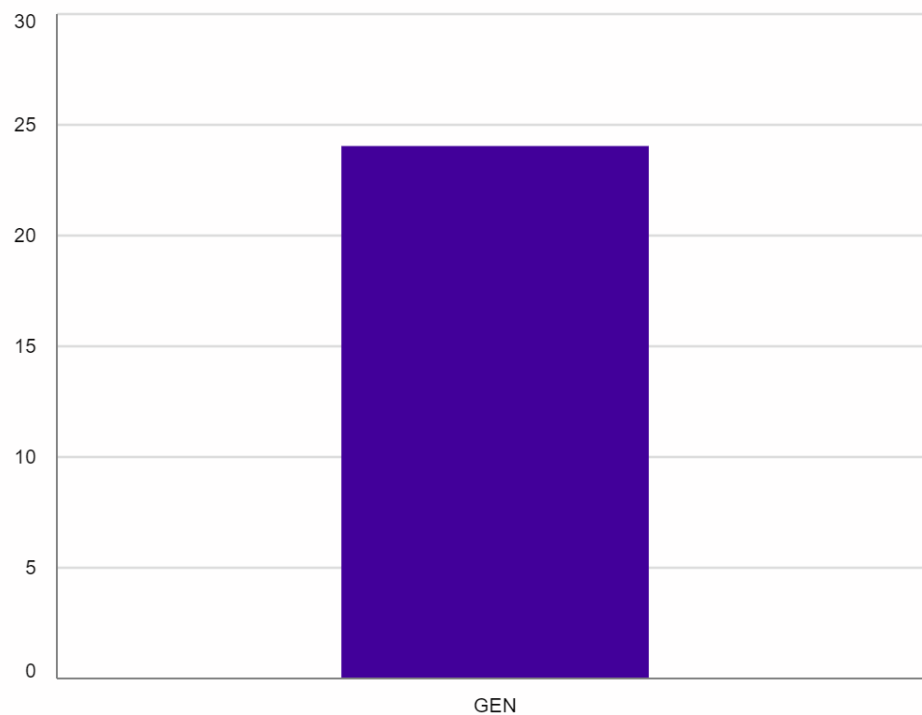
Desde 01/07/2023 Hasta 31/12/2023



Activo	Valor (%)	Consig. ejecutadas	Consig. programadas
USO	33.8	149.0	441.0
CNX	43.0	49.0	114.0
STR	49.8	562.0	1128.0
GEN	36.0	89.0	247.0

Desde 01/07/2023

Hasta 31/12/2023

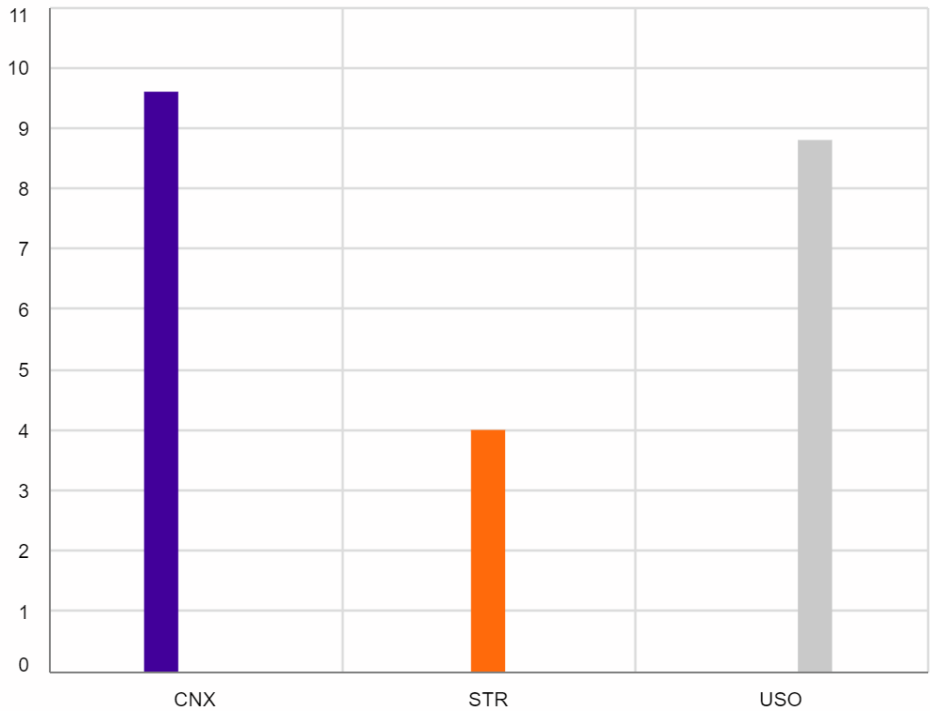


Activo	ICHC	HME	HMP
GEN	24.0	9191.5	38229.8

Índices de porcentaje de modificaciones al programa de mantenimiento por solicitud del CND



Desde 01/07/2023 Hasta 31/12/2023

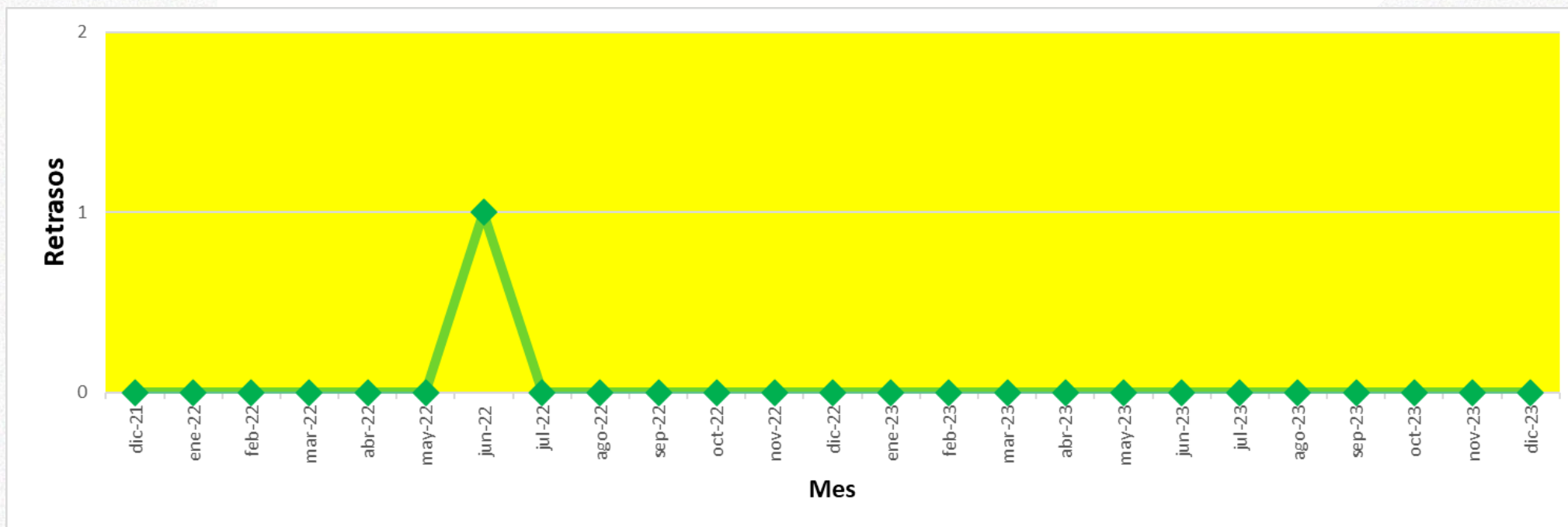


Activo	IMPCND	CPMCND	CPS
USO	8.8	39.0	441.0
CNX	9.6	11.0	114.0
STR	4.0	45.0	1128.0

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

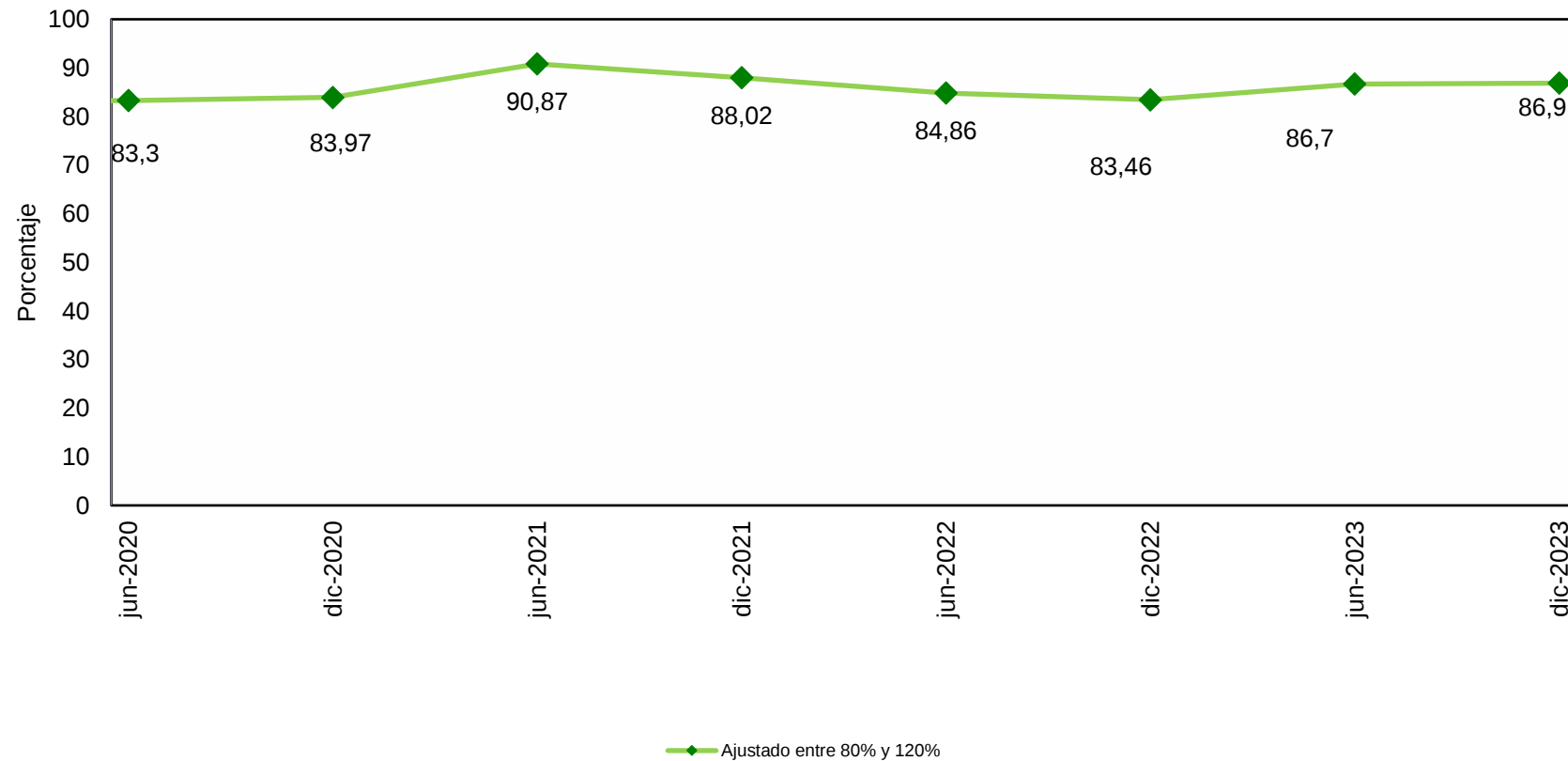
Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.



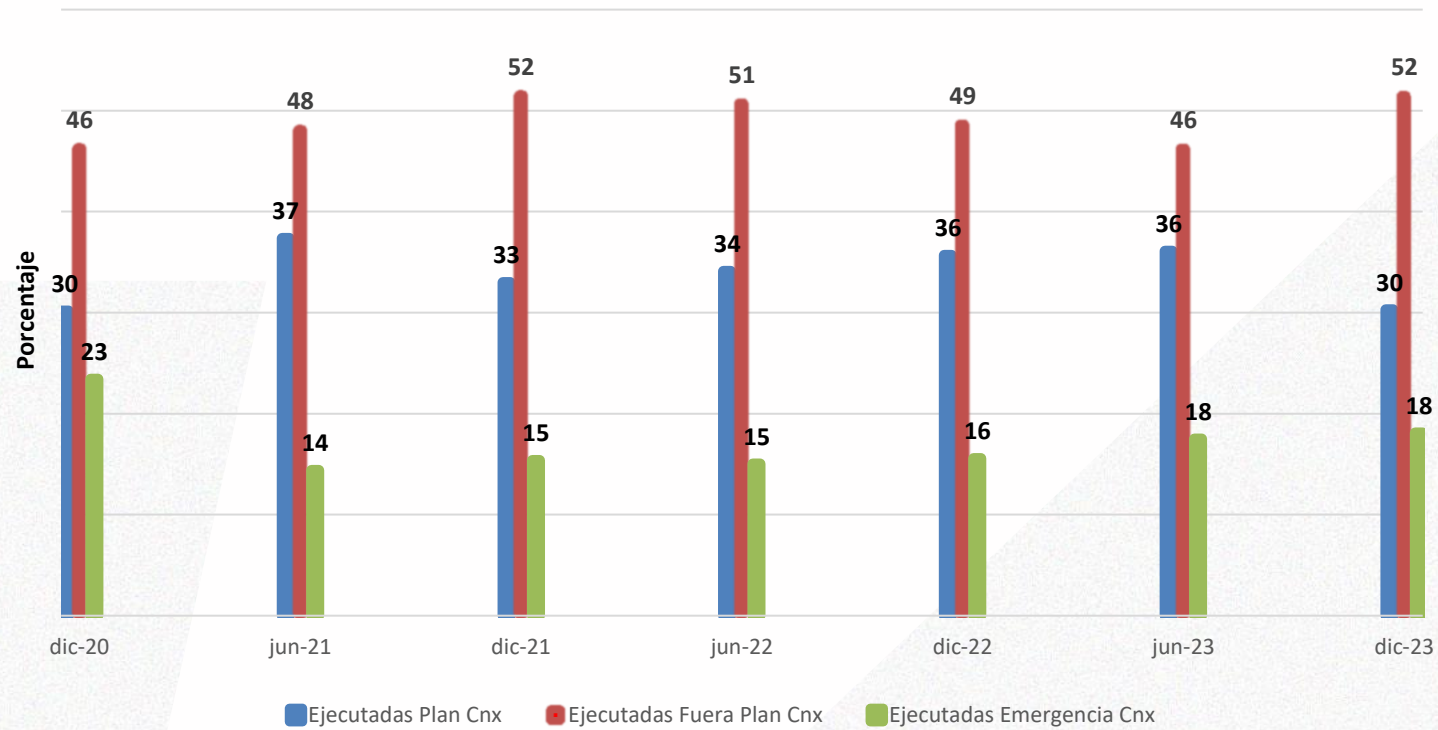
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Cuando la duración de la desconexión esta entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas



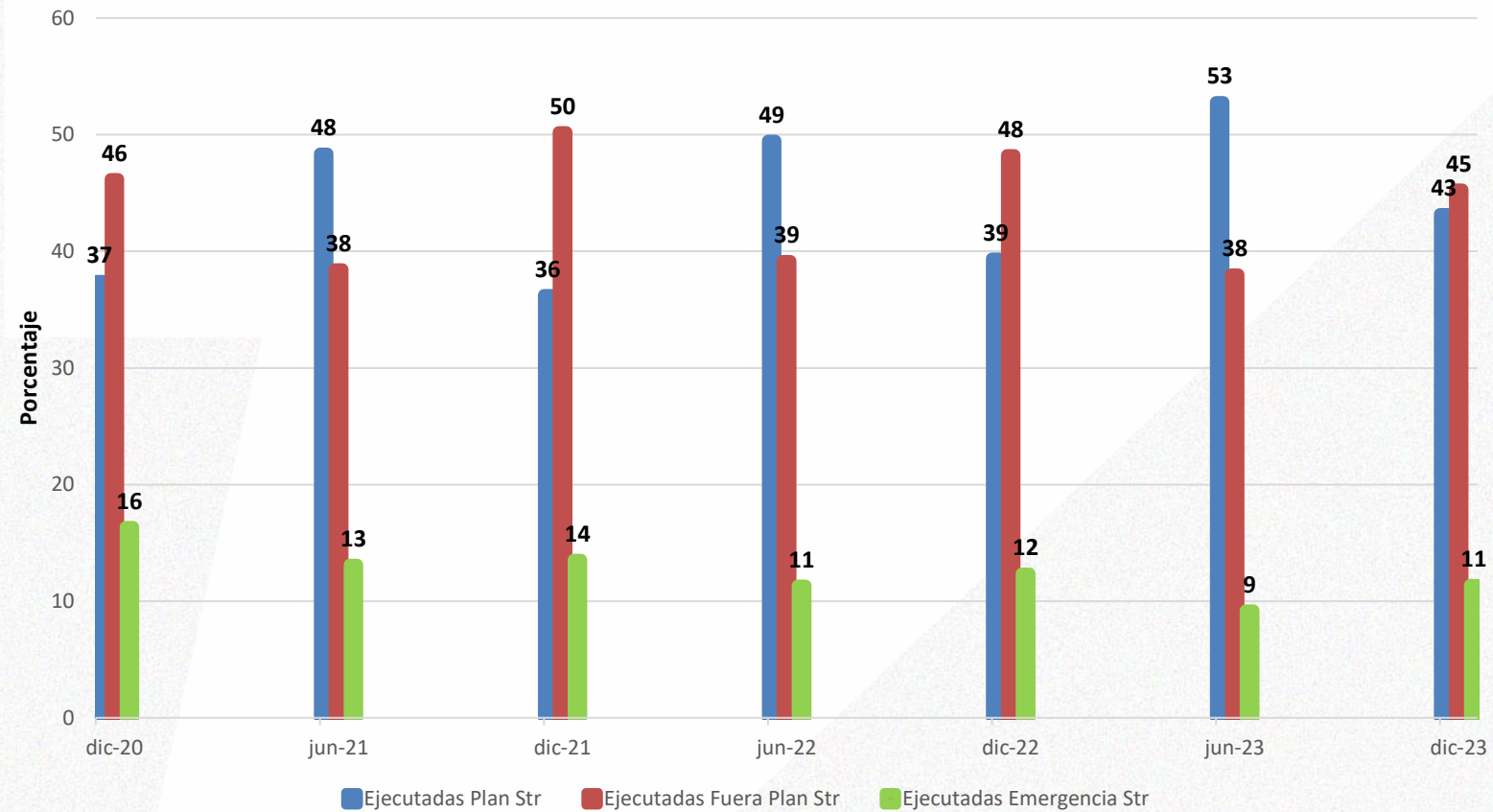
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



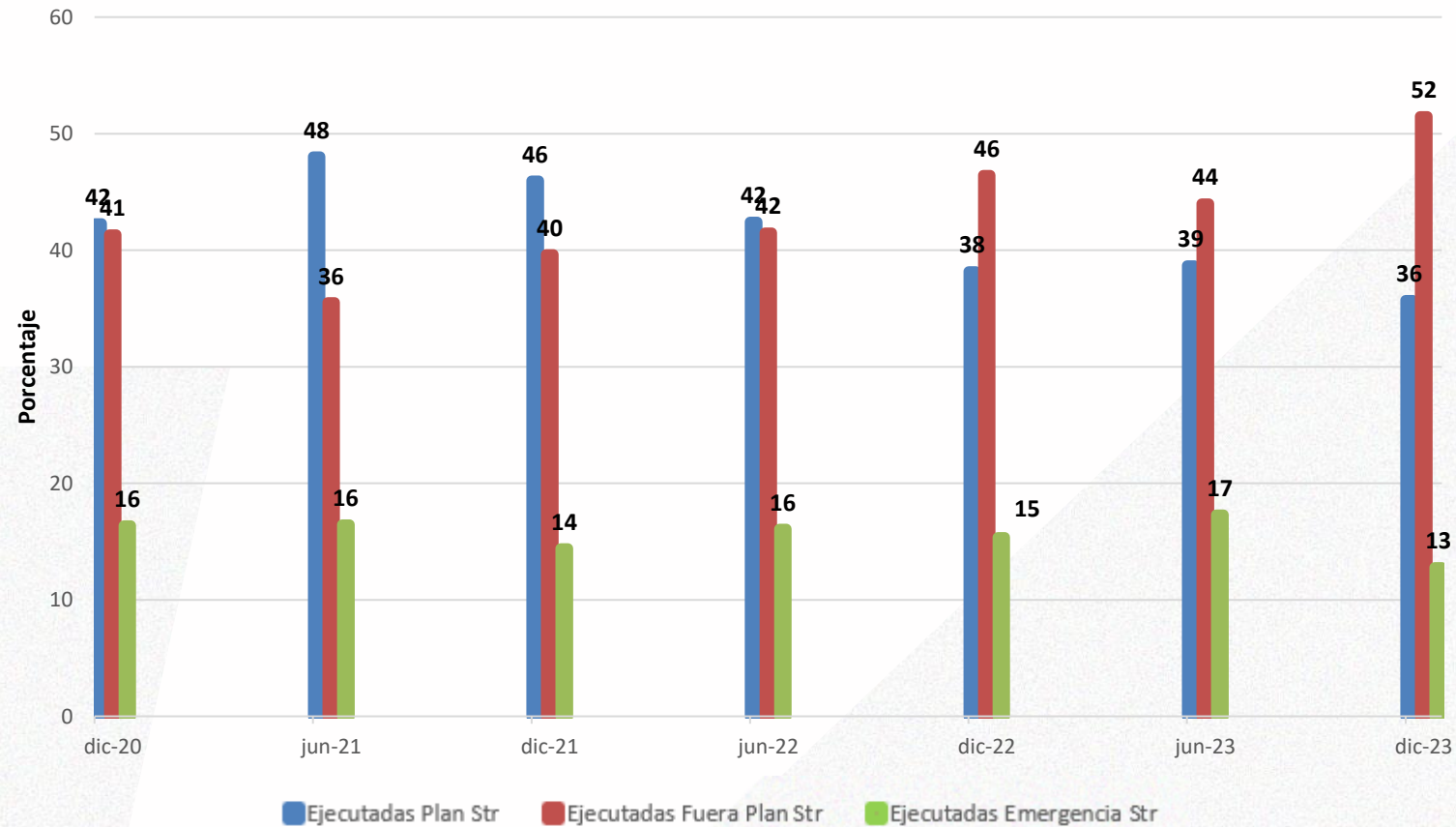
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Indicadores Acuerdo CNO 963

En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de **adelanto y atraso** de las desconexiones para el rango ajustado se encuentra en un 86.90%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 86.70%, evidenciándose que se **aumentó** en el porcentaje, el indicador se mantiene en el rango en el cual se considera que las duraciones de las desconexiones estuvieron ajustadas.
- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso**, el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **plan** corresponde a 30,30%, 43,20% y 35,70% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 36,10%, 52,80% y 38,70%, evidenciándose una **disminución** en los activos de **conexión, STR y de Uso**.
- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso** el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **fuera de plan** corresponde a 51,60%, 45,30% y 51,50% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 46,40%, 38,00% y 44,00%. evidenciándose un **aumento** para los activos de **conexión, STR y Uso**.

Indicadores Acuerdo CNO 963

- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso** el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **Emergencia** corresponde a 18,10%, 11,40% y 12,80% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 17,50%, 9,20% y 17,30% evidenciándose un **aumento** para los activos de **conexión y STR** y una **disminución** para los activos de **Uso**.
- ✓ El índice de porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango de 4 % y 9,60 % dependiendo del tipo de activo. Los valores de este indicador en el anterior semestre estuvieron en el rango de 0,60 % y 2,70 %, por lo tanto, se aprecia un aumento en este indicador.
- ✓ Con respecto a las **4195** consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia una disminución importante con respecto a las **4719** consignaciones ejecutadas en el semestre anterior. En porcentaje esta disminución fue del **11.10%**.

Declaraciones de emergencia

Área Nordeste

- **Diciembre 17:** Subestaciones Tibú, Zulía e Insula 115 kV.

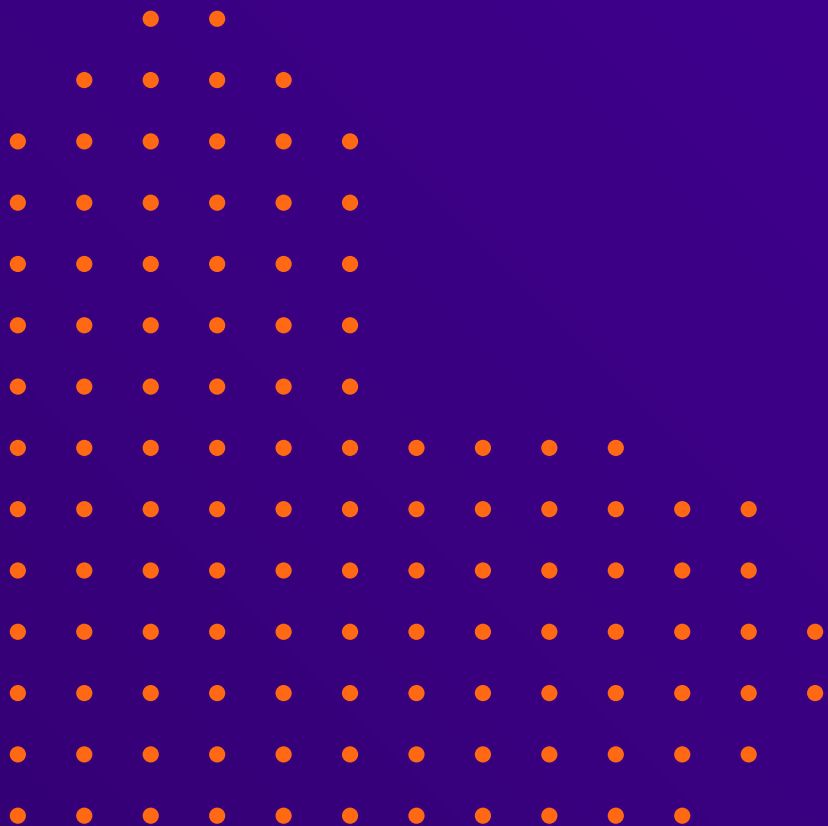
Área Caribe

- **Diciembre 10:** Subestación Silencio 34,5 kV.
- **Noviembre 10:** Subestaciones Membrillal, Cospique, Gambote, Zaragocilla 66 kV y Ternera 13.8 kV.

Declaraciones de emergencia vigentes

Área Caribe :

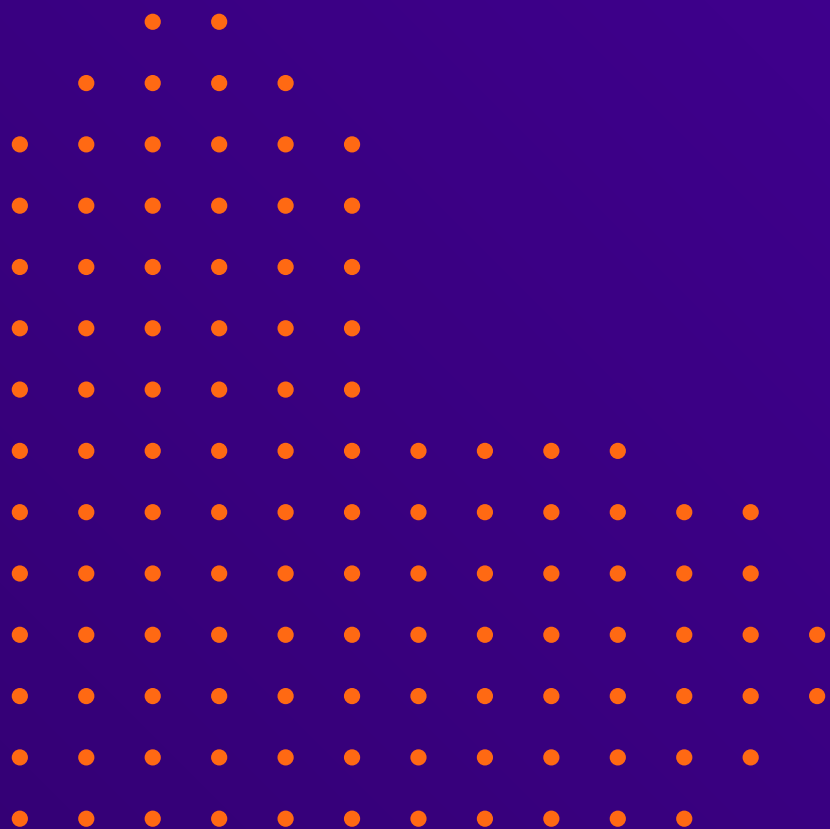
- Desde abril 01 de 2022: Subárea GCM, debido al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión.
- Desde junio 24 de 2023, nodos de Caribe por recuperación transitoria de tensión:
 - Subárea GCM: El Banco 110 kV, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV.
 - Subárea Bolívar: San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen 66 kV y El Plato 34.5 kV.
 - Subárea Córdoba Sucre: Mompox 110 kV.
- Desde septiembre 6 de 2023, en El Carmen 110 kV en la subárea Bolívar por recuperación transitoria de tensión.
- El 2 de enero de 2024 se retiró en emergencia La Jagua 110 kV por entrada DE UPME STR 13-2015 Proyecto La Loma 110 kV.



Gracias



Sumamos energía,
sumamos pasión

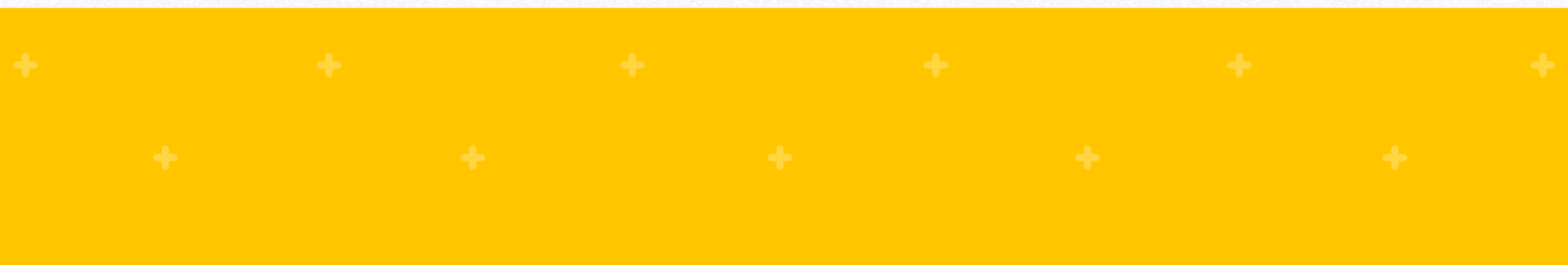


Anexos

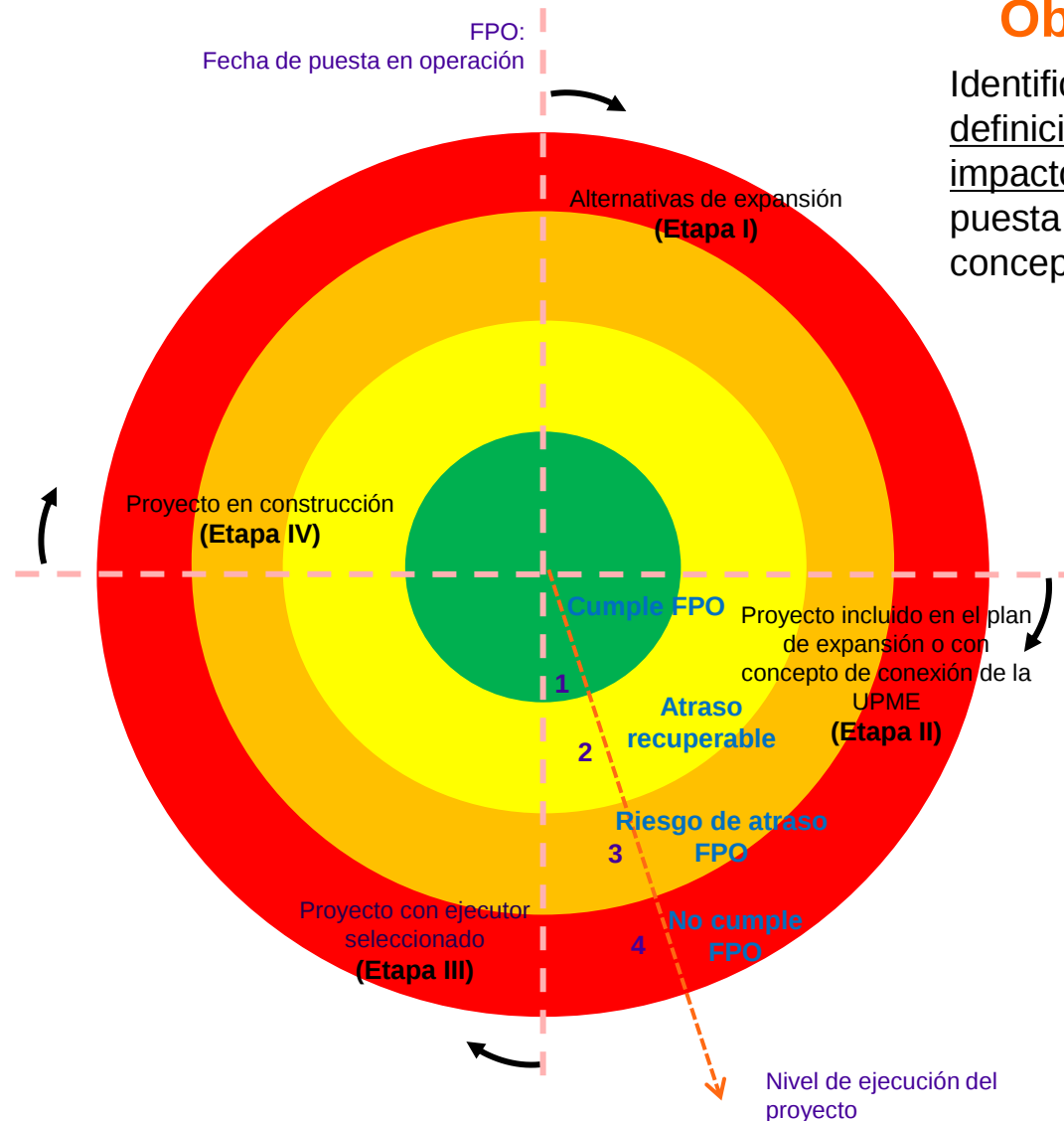


Sumamos energía,
sumamos pasión

Radar de proyectos Acuerdo CNO 696



Radar de seguimiento de proyectos de expansión



Objetivo

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

Metodología

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

Impacto Operativo

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

Proyectos del STN en etapa I

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

Proyectos del STN en etapa II

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

Proyectos del STN en etapa II

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO plan expansión	Reportado por la UPME
11	UPME 01-2022 Subestación Huila 230 kV	ago-26	Si
12	UPME 08-2021 La Paz 230 kV	jun-28	Si
13	UPME 09- 2021 S/E Cabrera (Nueva Granada) 230 kV	mar-27	Si
14	Subestación Salamina 230 kV	may-27	
15	Subestación Estambul 230 kV	ago-26	
16	Reactor 120 MVAR en San Marcos 500 kV	jun-24	
17	UPME 02-2023 Cuarto Transformador Sogamoso 500/230 kV – 450 MVA	jun-24	
18	UPME 01-2023 Segundo Transformador Primavera 500/230 kV – 450 MVA	jun-24	
19	UPME 03-2023 Bahía de alta del segundo transformador 500/115 kV en subestación Nueva Esperanza	dic-23	Si
20	Fase 2.B Renovables: Colectora 3 en 500 kV en AC, Colectora 2 en 500 kV en AC, Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV, Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV	Por definir	

Proyectos de generación (continuación)



Proyectos de generación con avance en porcentaje de cumplimiento de FPO

Se muestran los proyectos que cambiaron su porcentaje de avance de cumplimiento de la FPO respecto al radar anterior.

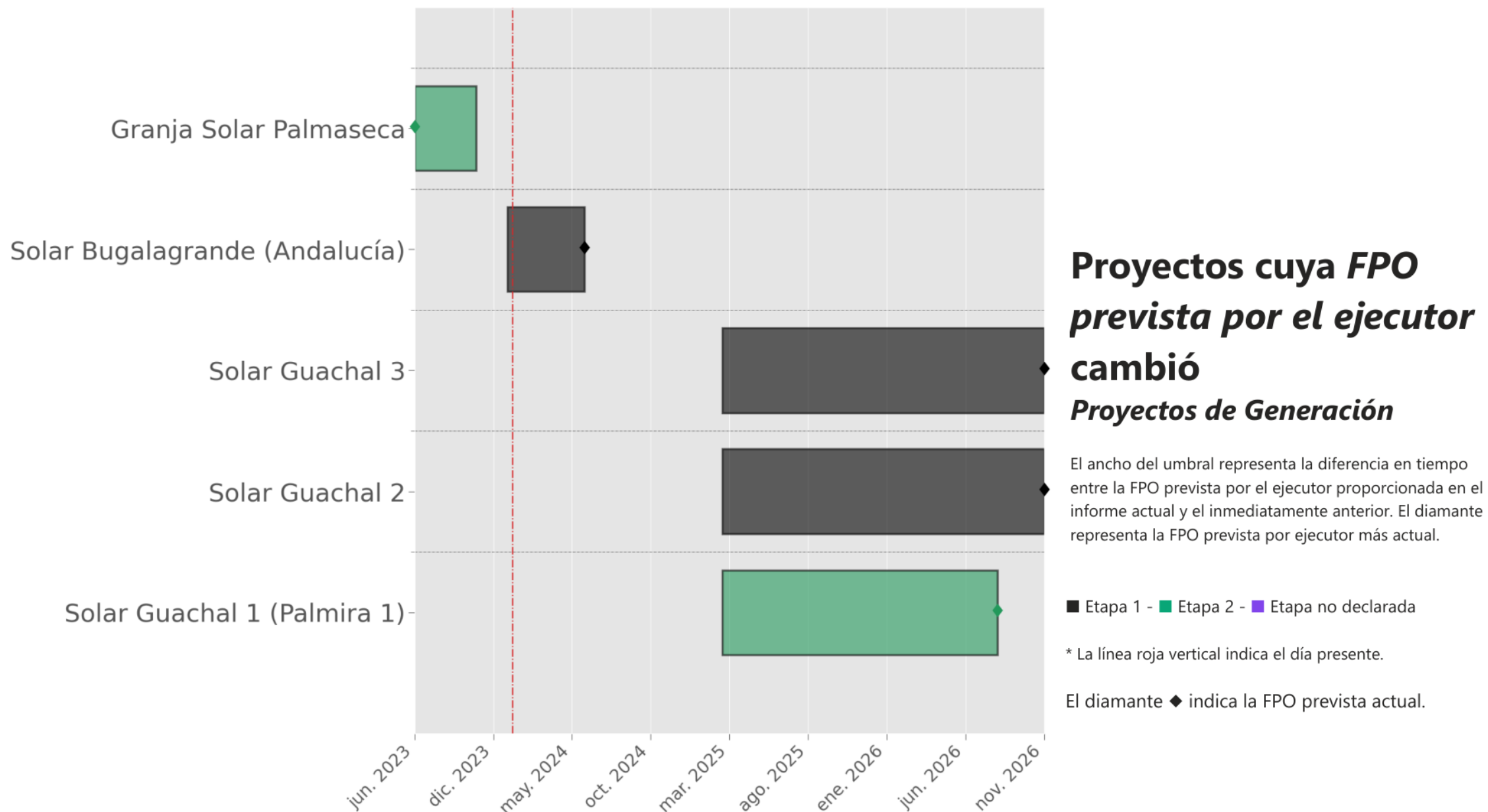
Proyecto	Empresa	Avance actual	Cambio en porcentaje de avance
Solar Polonuevo	TECHNOELITE GREEN ENERG...	75,00 %	40,00 %
Solar Escobal 1	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	63,00 %	35,00 %
Solar Escobal 2	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	63,00 %	35,00 %
Solar Escobal 3	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	63,00 %	35,00 %
Solar Escobal 5	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	63,00 %	35,00 %
Solar Malambo	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	42,00 %	34,00 %
AS I Baranoa	TECHNOELITE GREEN ENERG...	61,00 %	33,00 %
Solar Guachal 1 (Palmira 1)	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	50,00 %	20,00 %
JK3	AES CHIVOR Y CIA SCA ESP	36,00 %	15,00 %
JK1	AES CHIVOR Y CIA SCA ESP	36,00 %	14,00 %
JK2	AES CHIVOR Y CIA SCA ESP	36,00 %	13,00 %
Solar Bugalagrande (Andalucía)	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	68,00 %	8,00 %
Solar Puerto Tejada	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	48,00 %	7,00 %
Solar Escobal 6	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	26,00 %	3,00 %
Atlantico I	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	17,00 %	2,00 %
Proyecto El Carreto	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	67,00 %	2,00 %
Solar Sahagun	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	14,00 %	2,00 %

Proyectos de generación con retroceso en porcentaje de cumplimiento de FPO

Se muestran los proyectos que cambiaron su porcentaje de avance de cumplimiento de la FPO respecto al radar anterior.

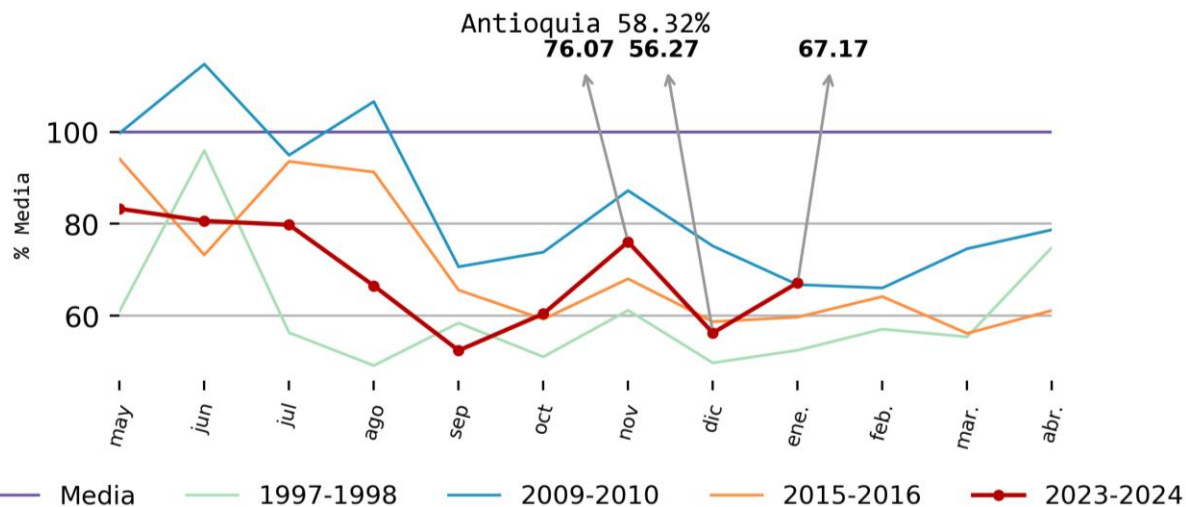
Proyecto	Empresa	Avance actual	Cambio en porcentaje de avance
Granja Solar Palmaseca	Energías renovables del Valle...	90,00 %	-4,00 %

Proyectos de generación (continuación)

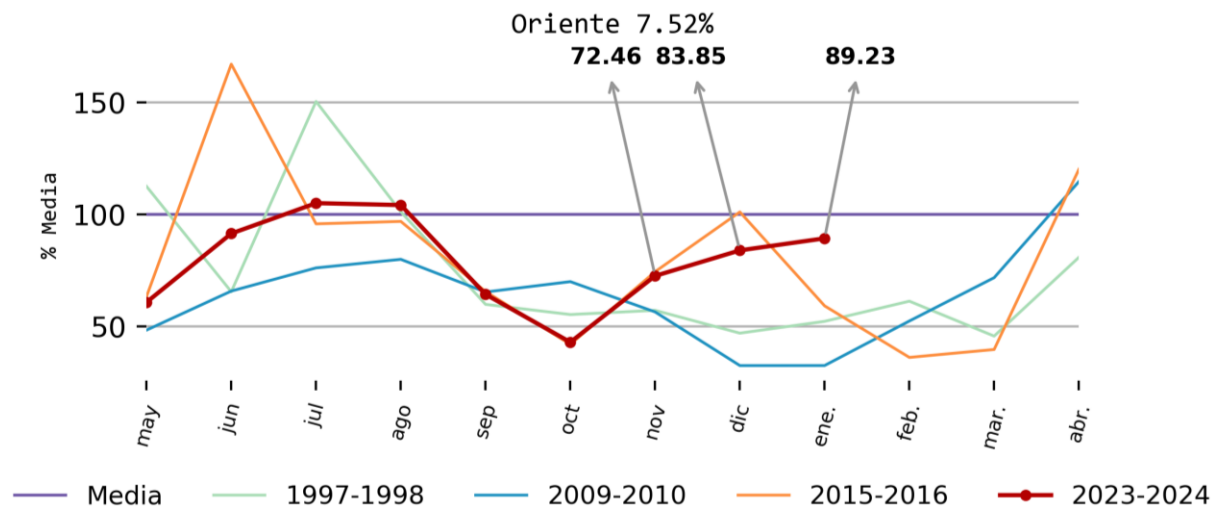


Aportes por regiones

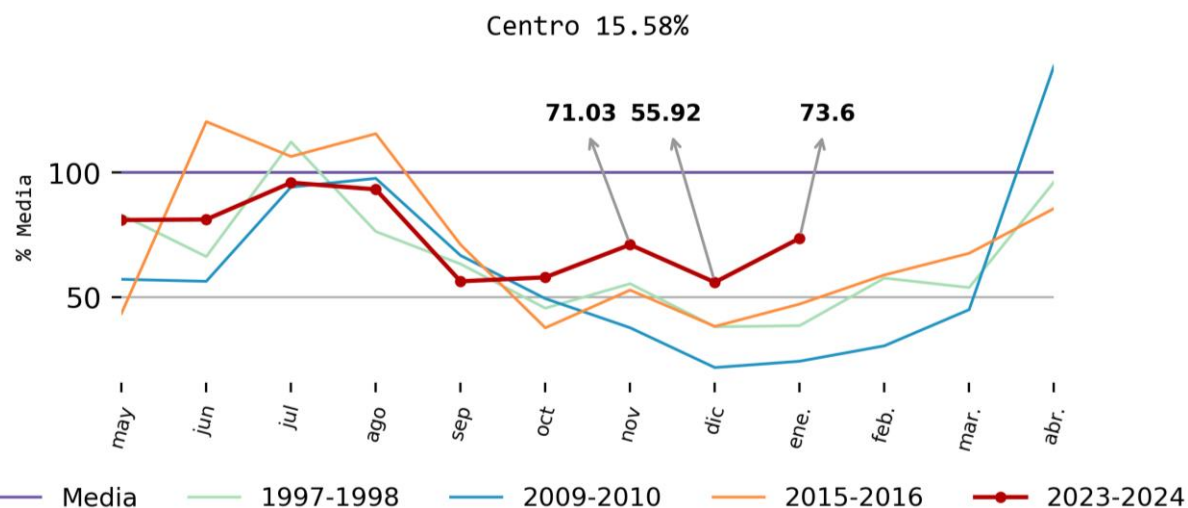
Antioquia 58.32%



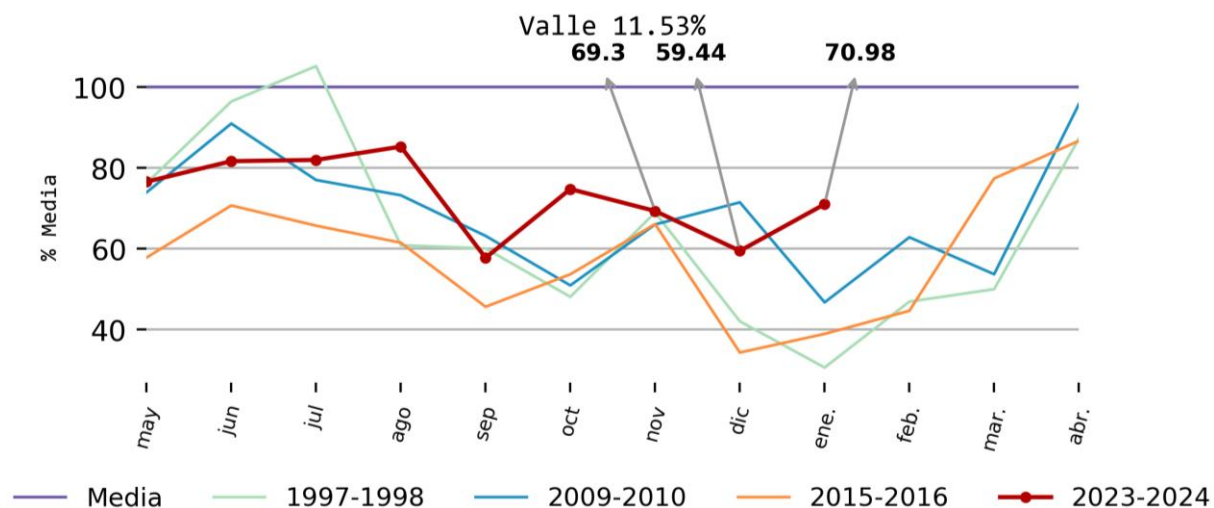
Oriente 7.52%



Centro 15.58%



Valle 11.53%



Información hasta el 2024-01-09

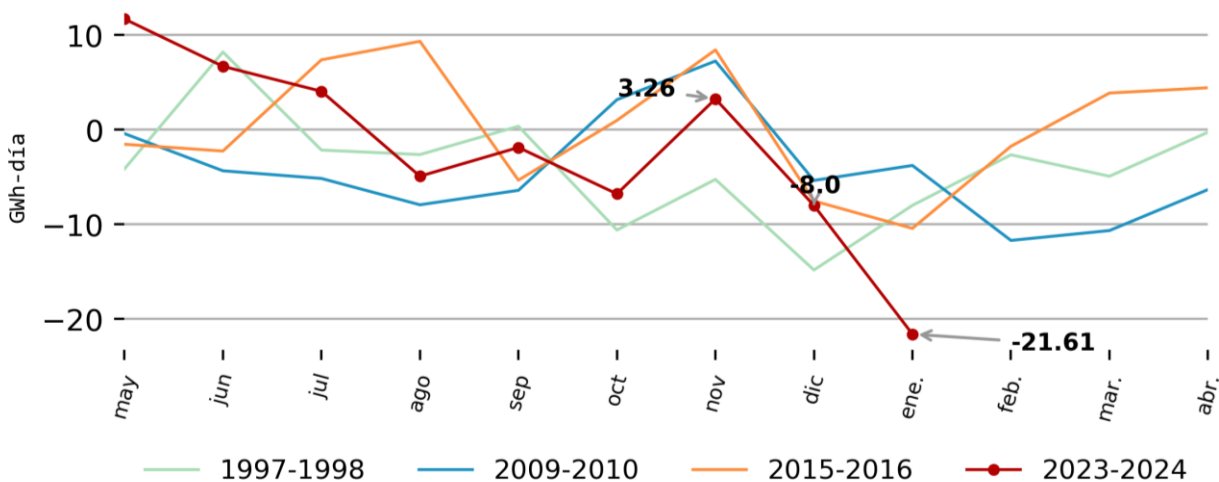
Información actualizada el 2024-01-10

Los porcentajes que acompañan el título de cada gráfica representan la participación en reservas de cada región respecto al total del país para la fecha 2024-01-09

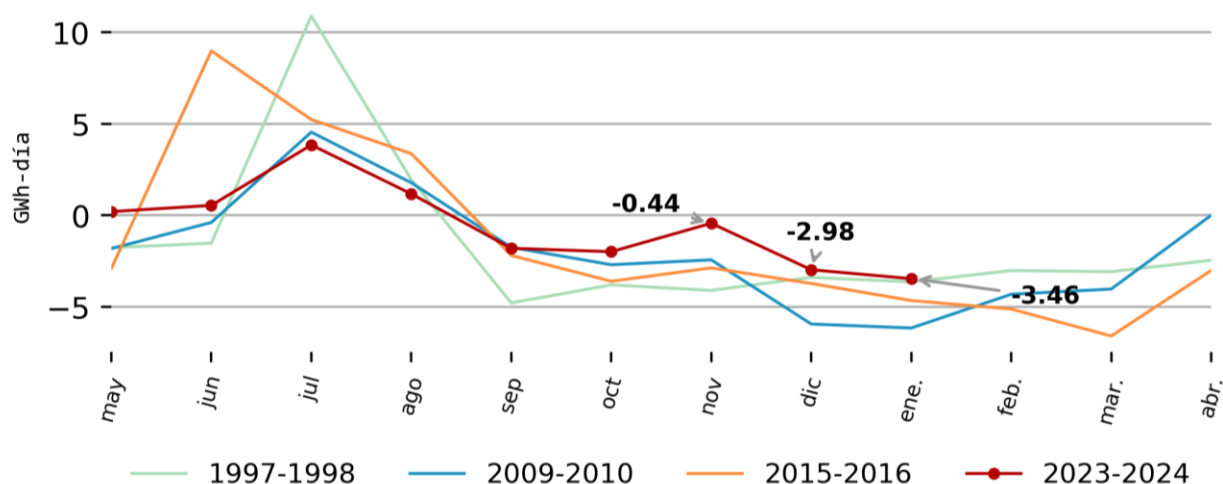
Similitud ENSO e hidrología

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

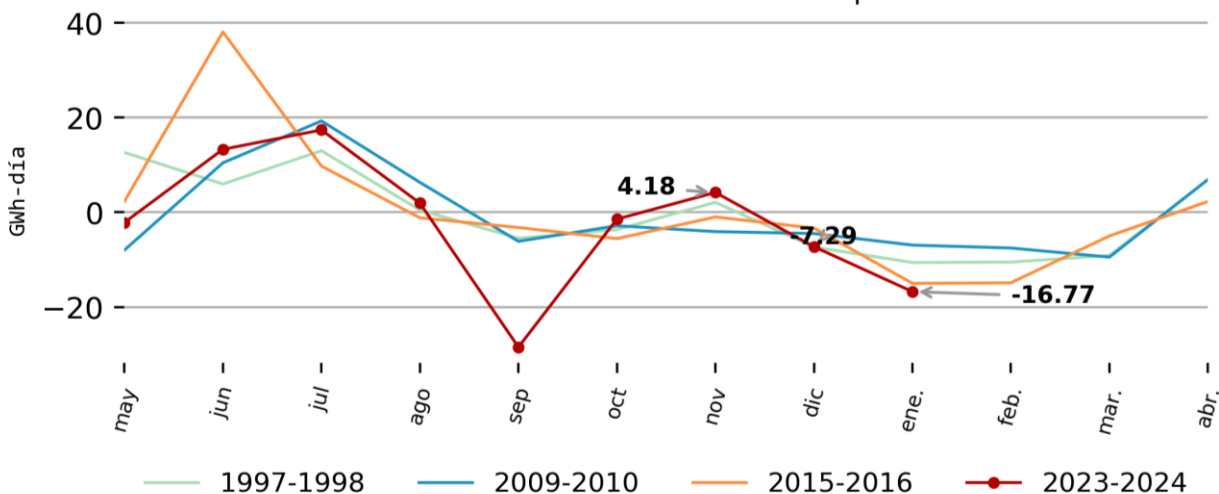
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



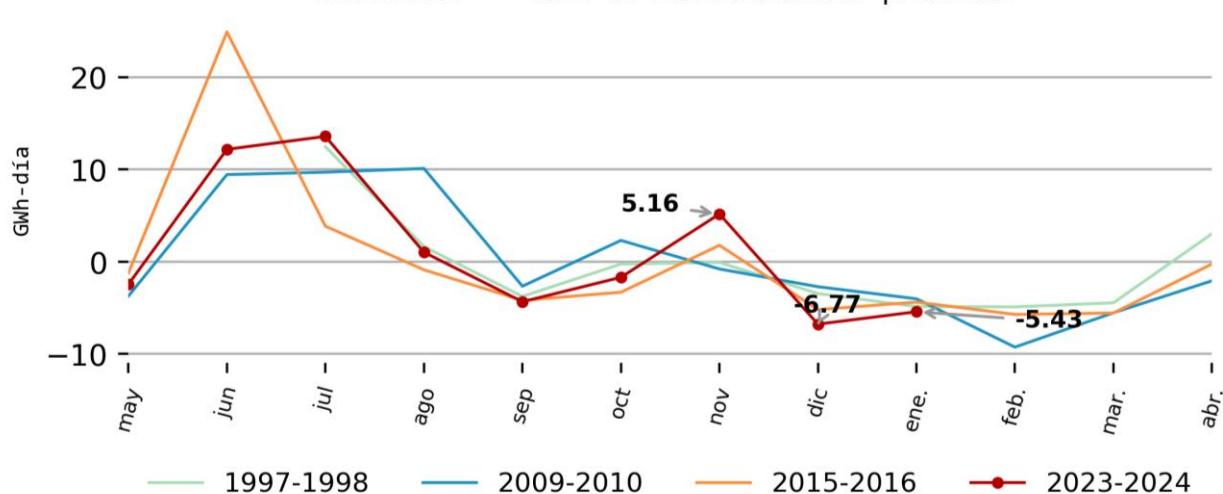
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



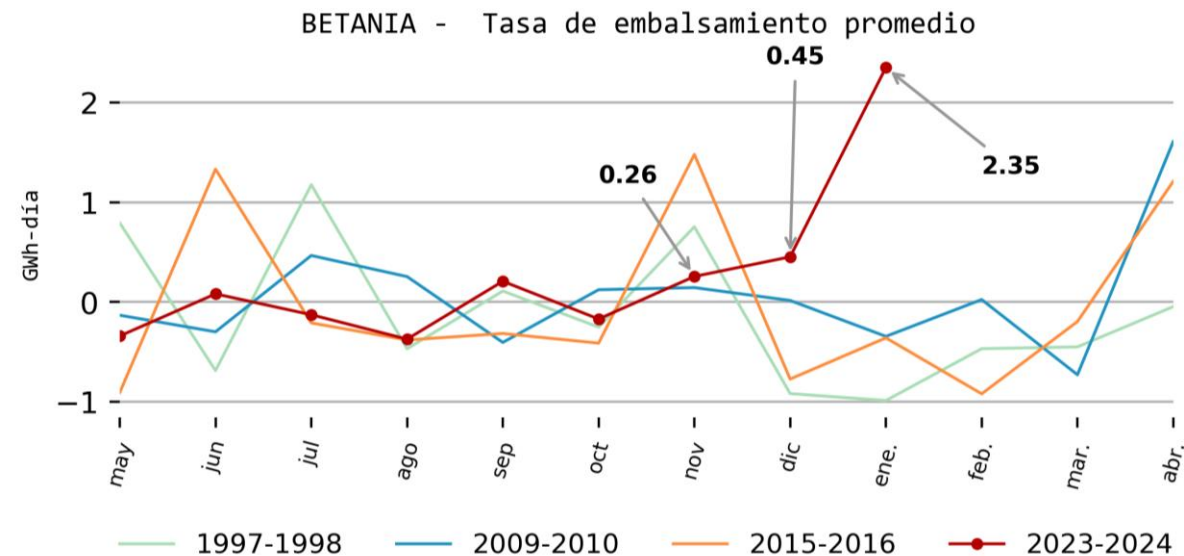
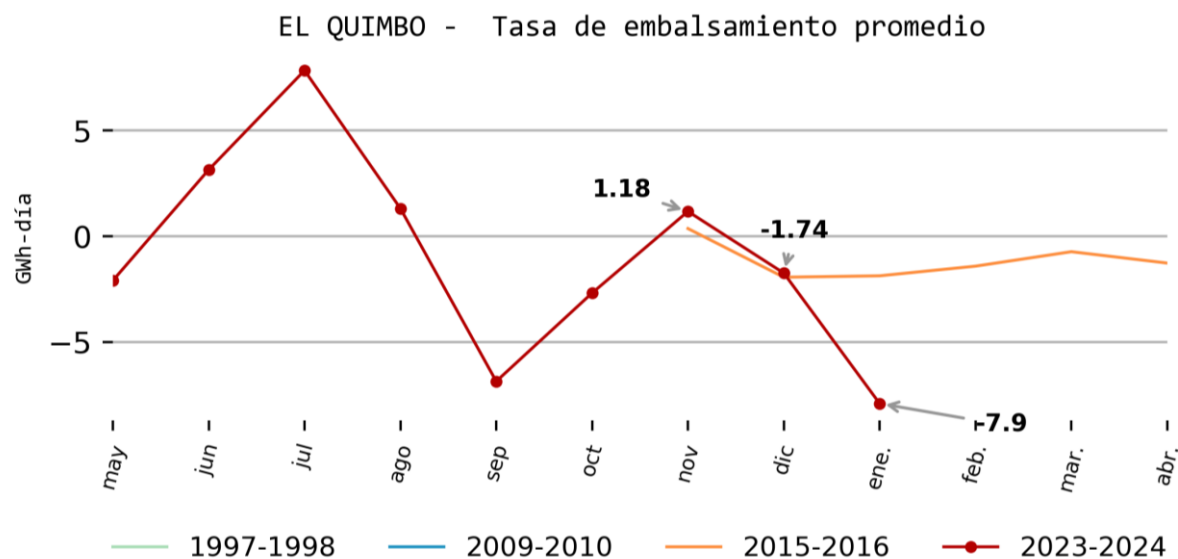
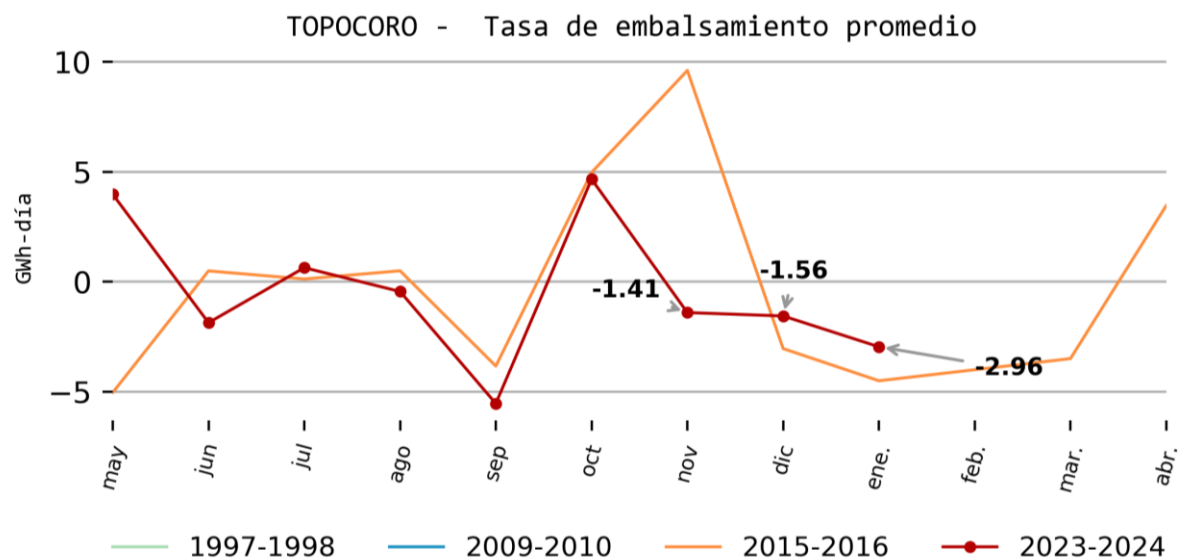
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2024-01-09

Información actualizada el 2024-01-10

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses



Información hasta el 2024-01-09

Información actualizada el 2024-01-10

Anexo – Proyectos considerados Res CREG 075/21

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
TERMOCARIBE3	42.00	31/01/2024
Total	42	

Térmicas Menores y Cogeneración		
Proyecto	CEN	Fecha
T_AutoSogamo	15.00	30/12/2024
T_TCasanare1	9.90	31/08/2024
T_MilpaSamac	18.00	31/12/2024
T_Villanueva	25.00	1/02/2025
Total	67.90	

PCH		
Proyecto	CEN	Fecha
H_Quinchia	2.40	31/01/2024
H_TZII	10.50	30/03/2024
H_LaFlorida	3.20	30/06/2024
H_Chilsa	2.07	31/07/2024
H_CHLaNoque	9.90	31/10/2024
H_Sirgua	10.00	30/12/2024
H_Conde	3.52	31/12/2024
H_RioMultat1	9.23	31/12/2024
H_AurraSucia	14.00	31/12/2024
H_Nare	19.80	30/06/2025
H_RioVerde	9.90	30/06/2025
Total	94.52	

Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E_Carreto	10.00	30/06/2024
E_Ahumado	50.00	31/12/2024
E_ParqueAlph	212.00	30/11/2025
E_ParqueBeta	280.00	30/11/2025
Total	552.00	

- Cartagena 3 y Termocentro no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por NitroEnergy el 13 de diciembre de 2023 a través de comunicado 202344034305-3, y generadora Termocentro en sus comunicados del 7 y 12 de diciembre a través de los comunicados 202344033964-3 y 202344034336-3.
- * El proyecto Windpeshi no es considerado de acuerdo con comunicación de ENEL COLOMBIA radicada en XM con el número 202344015301-3 del 24 de mayo de 2023
- Los proyectos Acacias2 y Camelias no son considerados en el planeamiento energético de acuerdo a lo indicado por CELSIA a través de comunicación 202344017732 del 20 de junio de 2023
- El proyecto solar El Paso, los proyectos eólicos Guajira I y WESP01 (Wayuu), son considerados como operativos en el análisis, debido a su aporte constante de energía al SIN durante su estado de pruebas vigente

Anexo – Proyectos considerados Res CREG 075/21

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Dinamarca	9.90	7/01/2024
S_Versalles	9.90	7/01/2024
S_LaMena	9.90	10/01/2024
S_PoloNuevo2	9.90	30/01/2024
S_Baranoa	19.30	30/01/2024
S_Fundacion	99.90	30/01/2024
S_LatamSolar	150.00	31/01/2024
S_Union	100.00	31/01/2024
S_Filigrana	9.90	31/01/2024
S_PlanetaRic	19.90	31/01/2024
S_Ceiba	8.00	28/02/2024
S_CenitCopey	6.60	29/02/2024
S_Palermo	9.90	1/03/2024
S_Guayacan	8.00	31/03/2024
S_Numbana	9.90	31/03/2024
S_ElGuamo	9.00	31/03/2024
S_PSFBaranoa	19.90	30/04/2024
S_Zambranoll	15.50	30/04/2024
S_Sunnorte	35.00	30/04/2024
S_LaMata	80.00	3/05/2024
S_Guayepo	370.00	31/05/2024
S_Bugalagr	9.90	31/05/2024
S_PtoTejada	19.90	31/05/2024
S_PetaloCesa	9.90	30/06/2024
S_TamarindI	9.90	30/06/2024
S_TamarindII	9.90	30/06/2024
S_Zapatoca	15.50	30/06/2024
S_JuanMina	19.90	30/06/2024
S_Malambol	50.00	30/06/2024
S_HondaSol2	9.90	30/06/2024
S_LaMartina	9.90	30/06/2024
S_SolyCielo1	9.90	30/06/2024
S_SanIsidro	19.09	30/07/2024
S_Alejandria	9.90	31/07/2024
S_ParqueUrra	19.90	31/07/2024
S_Uraba1	9.90	31/07/2024
S_Uraba2	19.90	31/07/2024
S_Fotosfera	9.90	31/07/2024
S_SanFelipe	90.00	1/08/2024
S_TERR	19.90	1/08/2024
S_Escobal1	19.90	30/08/2024
S_Escobal2	19.90	30/08/2024

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Escobal3	19.90	30/08/2024
S_Escobal4	19.90	30/08/2024
S_Escobal5	19.90	30/08/2024
S_Morrosqll1	19.50	31/08/2024
S_Morrosqll2	19.50	31/08/2024
S_ElColibri	19.90	31/08/2024
S_Ligustrol	99.90	30/09/2024
S_Santander	40.00	30/09/2024
S_SFPWilches	19.90	30/09/2024
S_LaFortuna	9.90	30/09/2024
S_Charcos	99.90	30/09/2024
S_AtlanPhoto	199.50	13/10/2024
S_AutMalambo	9.90	18/10/2024
S_Caracoli	50.00	23/10/2024
S_Lalguana	19.50	31/10/2024
S_Jumi	9.90	31/10/2024
S_CRLI	9.90	31/10/2024
S_PN1	9.90	31/10/2024
S_SGD	9.90	31/10/2024
S_JuanaMaria	9.40	31/10/2024
S_ParqueOLDT	9.90	31/10/2024
S_Apbaql	4.20	31/10/2024
S_Colorados	9.90	30/11/2024
S_Colorados2	9.90	30/11/2024
S_Andromeda	100.00	30/11/2024
S_CgOrquidea	4.95	30/11/2024
S_CogCatleya	9.90	30/11/2024
S_Pradera	40.00	30/12/2024
S_Sandaloll	9.90	30/12/2024
S_Proserpida	19.50	31/12/2024
S_BSBolvr500	19.90	31/12/2024
S_PortonSol	102.00	31/12/2024
S_Tepuy	83.00	31/12/2024
S_LaCayena	19.90	31/12/2024
S_Atlantico1	30.00	31/12/2024
S_BSBolvr503	19.90	31/12/2024
S_BSBolvr504	19.90	31/12/2024
S_yariguies	200.00	31/12/2024
S_Andes	85.00	31/12/2024
S_PetaloSucr	9.90	31/12/2024
S_PetaCesall	19.90	31/12/2024
S_Badell	8.60	31/12/2024

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Shangrila	160.00	31/12/2024
S_AtlanticIV	19.90	31/12/2024
S_PtrWilches	15.00	31/12/2024
S_ElTrozepozon	9.90	31/12/2024
S_Sincerin	9.90	31/12/2024
S_Alma2	9.80	31/12/2024
S_BSBolvr501	19.90	31/12/2024
S_BSBolvr502	19.90	31/12/2024
S_Chinu	350.00	31/12/2024
S_ElRoble	19.50	31/12/2024
S_Suarez	8.00	31/12/2024
S_Sahagun200	200.00	31/12/2024
S_Ligustroll	99.90	31/12/2024
S_Domenica	19.90	31/12/2024
S_ApuloSol1	9.90	31/12/2024
S_SoldeMarII	9.90	31/12/2024
S_TolimaNort	50.00	31/12/2024
S_Morrosqll3	19.90	31/12/2024
S_PSCondor	9.90	31/12/2024
S_Carare	200.00	31/12/2024
S_Hatogrande	9.90	31/12/2024
S_Morichal	9.90	31/12/2024
S_Sue1	9.90	31/12/2024
S_PSMinero	9.90	31/12/2024
S_Ardobelal	9.90	31/12/2024
S_Pacande	50.00	31/12/2024
S_PSRovira	3.20	31/12/2024
S_PSRockra	9.90	31/12/2024
S_PSlèques	9.90	31/12/2024
S_Ardobelall	9.90	31/12/2024
S_ElArbolito	9.90	31/12/2024
S_Chinchina	19.90	31/12/2024
S_BrisaSol3	9.90	31/12/2024
S_Laguna	9.90	31/12/2024
S_Novillero	9.90	31/12/2024
S_Natagaima	5.00	31/12/2024
S_Purificac	2.00	31/12/2024
S_Ternera	9.90	31/12/2024
S_Primavera	57.00	31/12/2024
S_LaMina	9.90	31/12/2024
S_LaTabla	9.90	31/12/2024
S_Inti	9.90	31/12/2024

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Mariquita	5.10	31/12/2024
S_PSSolek	9.90	31/12/2024
S_ZainoSolar	9.90	31/12/2024
S_PSChenche	9.90	31/12/2024
S_SabanaSol	9.90	31/12/2024
S_Nobsa	9.90	31/12/2024
S_LosVenados	15.00	31/12/2024
S_Palermo2	9.90	31/12/2024
S_Coyaimall	9.90	31/12/2024
S_LaIndia	43.00	31/12/2024
S_Campoalegr	9.90	31/12/2024
S_PSEncanto	9.90	31/12/2024
S_Oicata	9.90	3/01/2025
S_Buenavista	9.90	31/01/2025
S_SanOro	2.50	31/01/2025
S_ElBongo	2.50	31/01/2025
S_SanPelayo	2.50	31/01/2025
S_SanSerapio	2.50	31/01/2025
S_Guanacaste	9.90	28/02/2025
S_Torrealba	4.99	28/02/2025
S_Azaharl	4.99	28/02/2025
S_Gualanday	19.90	31/03/2025
S_Piojol	9.90	31/03/2025
S_Piojoll	9.90	31/03/2025
S_PiojollI	9.90	31/03/2025
S_Tangara	99.90	31/03/2025
S_CentroSola	9.90	31/03/2025
S_FVLizama	40.00	31/03/2025
S_Zawady	9.90	30/04/2025
S_Wimke	76.00	30/06/2025
S_DonaJuana	4.30	30/06/2025
S_Zuba2	60.00	31/07/2025
S_Zuba1	19.90	31/07/2025
S_Paraiso	7.00	31/07/2025
S_Miraflores	9.90	31/07/2025
S_Rodas	19.90	31/07/2025
S_Summall	200.00	21/11/2025
S_Turpiales	278.60	30/11/2025
S_SabanaLarg	200.00	1/12/2025
S_AESSolar3	100.00	1/12/2025
S_LaPaz	9.90	3/12/2025
Total	5919	

Anexo – Proyectos considerados con OEF y con FIPPS iniciado

Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
Total	0.00	

Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E_ParqueAlph	212.00	30/11/2025
E_ParqueBeta	280.00	30/11/2025
Total	0.00	

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
TERMOCARIBE3	42.00	31/01/2024
Total	42	

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Fundacion	99.90	31/01/2024
S_Union	100.00	31/01/2024
S_LatamSolar	150.00	31/01/2024
S_Sunnorte	35.00	30/04/2024
S_LaMata	80.00	03/05/2024
S_Guayepo	370.00	31/05/2024
Total	835	