



# INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-002  
Jueves, 2 de febrero de 2023



# Contenido

## 1. Variables del SIN

- Demanda SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones

## 2. Expectativas Energéticas

- Análisis energético de Mediano plazo
- Sensibilidades al análisis energético de mediano plazo.
- Seguimiento a la senda de referencia

## 3. Situación Operativa

- Oscilaciones en el SIN
- Resumen IPOEMP e ITR
- Indicadores de operación
- Seguimiento desviaciones PNDC

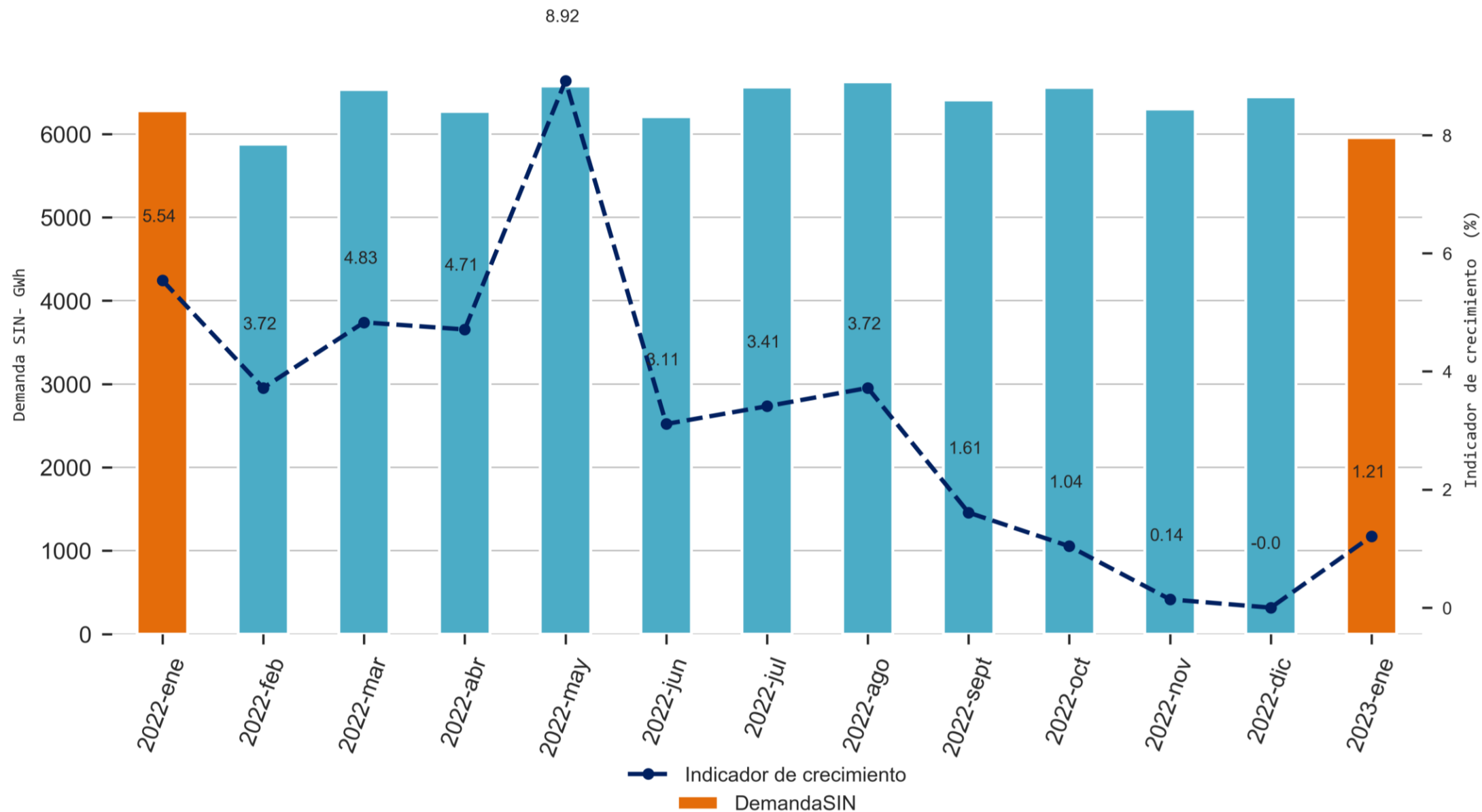
# 1. Variables del SIN

- Demanda del SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones



Sumamos energía,  
sumamos pasión

# Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

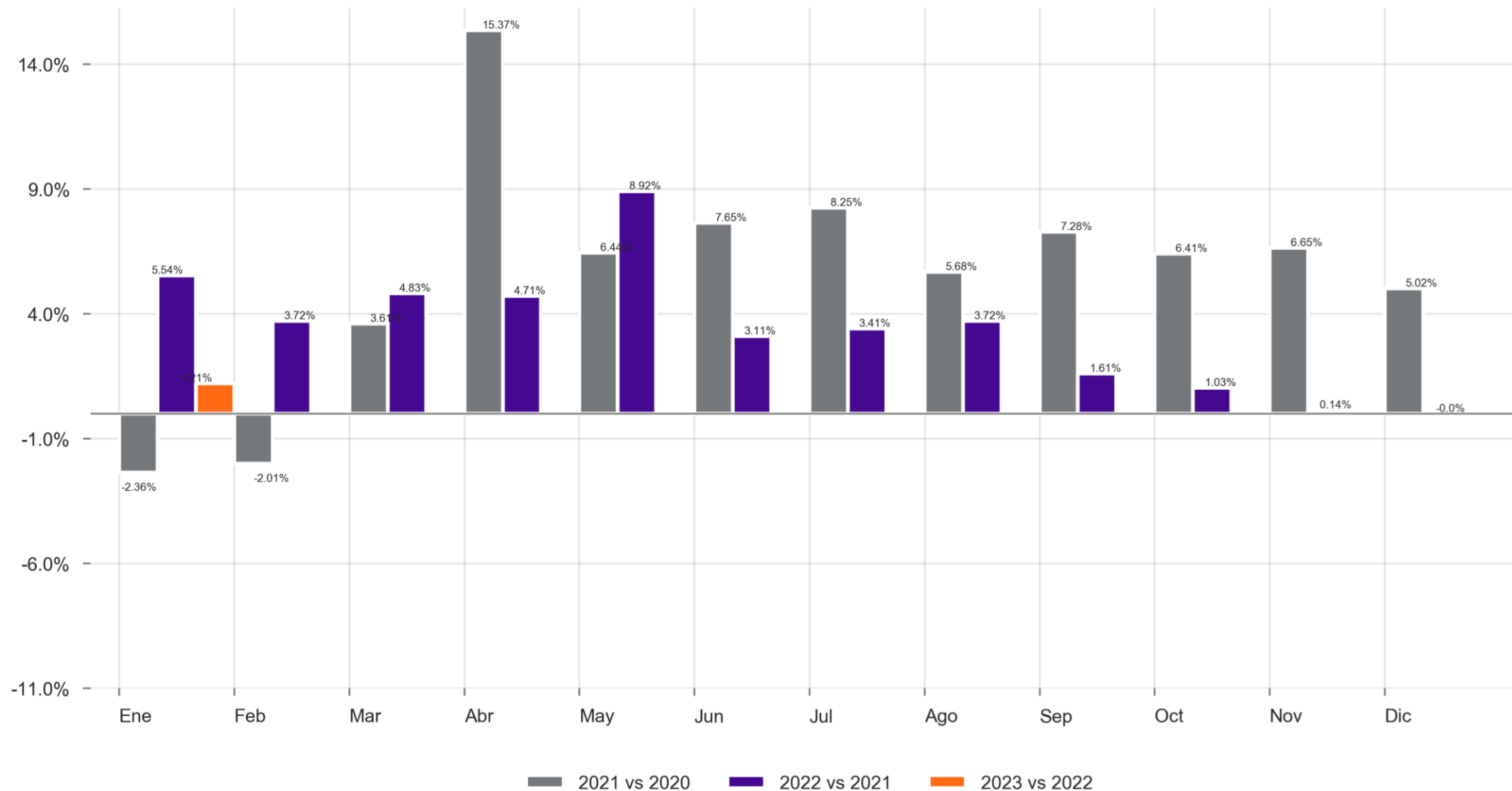




## Análisis evolución de demanda

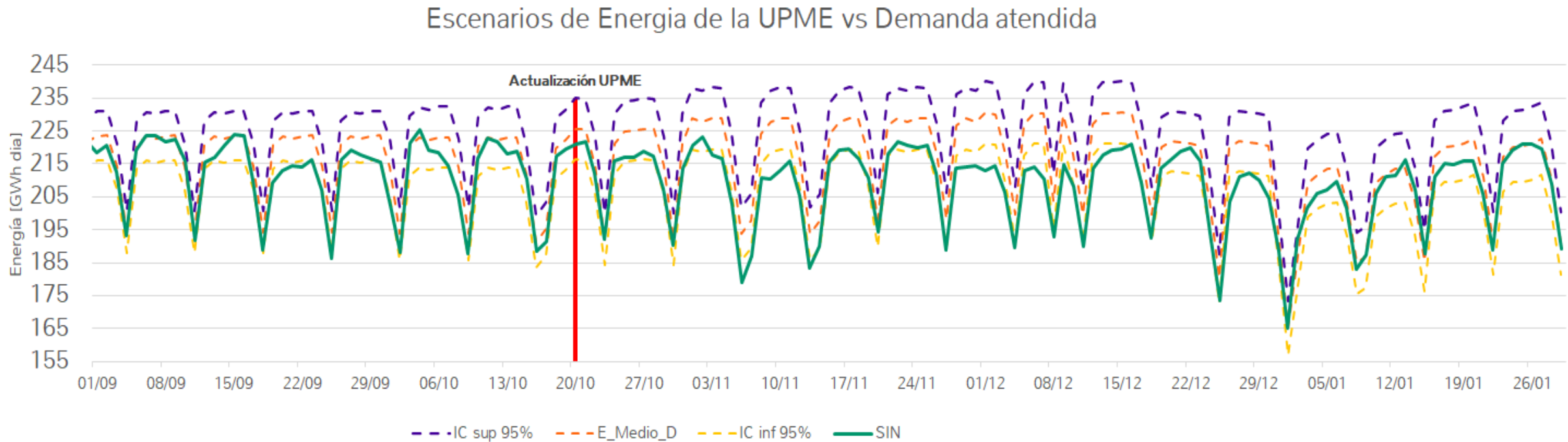
- Las causas que han identificado los agentes son:
  - Invierno más severo en los últimos 40 años en la Costa Atlántica.
  - Brisa.
  - Posible elasticidad de la demanda de campañas de estado de tarifas en medios de comunicación con mayor intensidad que en el pasado.
- Se esta coordinando con Air-e, AFINIA y Celsia, la creación de submercados de comercialización orientados a tener una muestra representativa de los efectos de penetración de generación distribuida en la evolución de la demanda.
- En la reunión ordinaria 291 del CD (24 de Ene) se acordó crear un grupo de trabajo de XM con AFINIA, AIR-E, CELSIA, ENEL COLOMBIA y EPM para analizar comportamiento de sus demandas y los resultados los compartirán en CD de 21 de Feb.

# Crecimiento Demanda del SIN



Información hasta el 2023-01-29  
Información actualizada el 2023-01-31

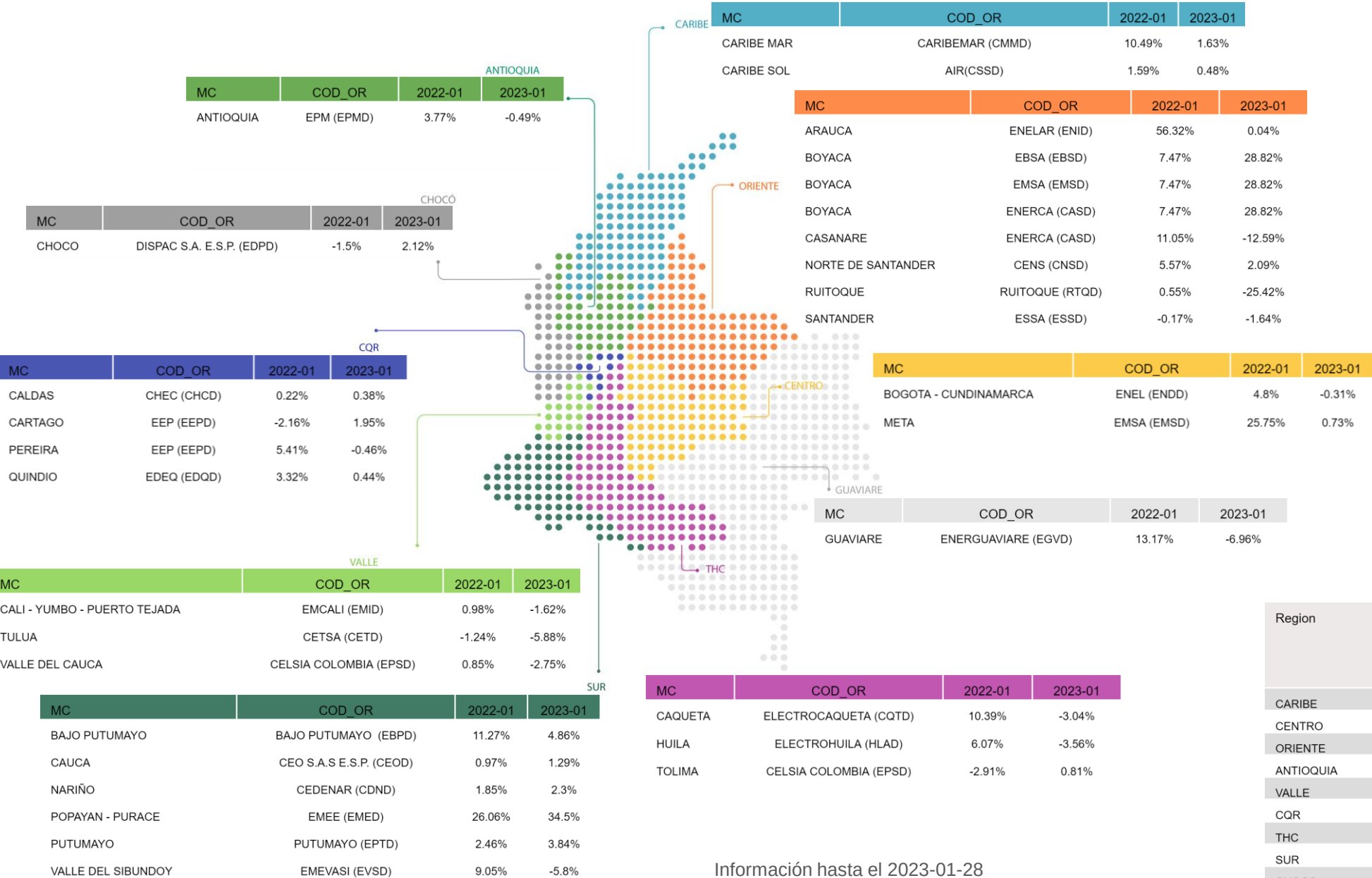
# Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN



Con la actualización de los escenarios de la UPME el mes de septiembre cerró con la demanda ubicada un 2% por debajo del escenario medio de la UPME; por otro lado, el mes de octubre cerró con la demanda del SIN un 2.0% por debajo del escenario medio y un 5.9% por debajo del escenario IC superior 95% de la UPME. Además, el mes de noviembre finalizó con una demanda un 4.7% por debajo del escenario medio y un 8.4% por debajo del escenario IC superior 95% de la UPME. Finalmente, la demanda en el mes de diciembre se ubicó un 4.9% y 0.8% por debajo de los escenarios medio e IC inferior 95% de la UPME, y además, en lo que va corrido del mes de enero la demanda se sitúa un 1.1% por debajo del escenario medio y un 4.1% por encima del escenario IC inferior 95% de la UPME.



Demanda comercial de energía del SIN - Enero 2023



•MC: Mercado de comercializ  
•OR: Operador de red

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

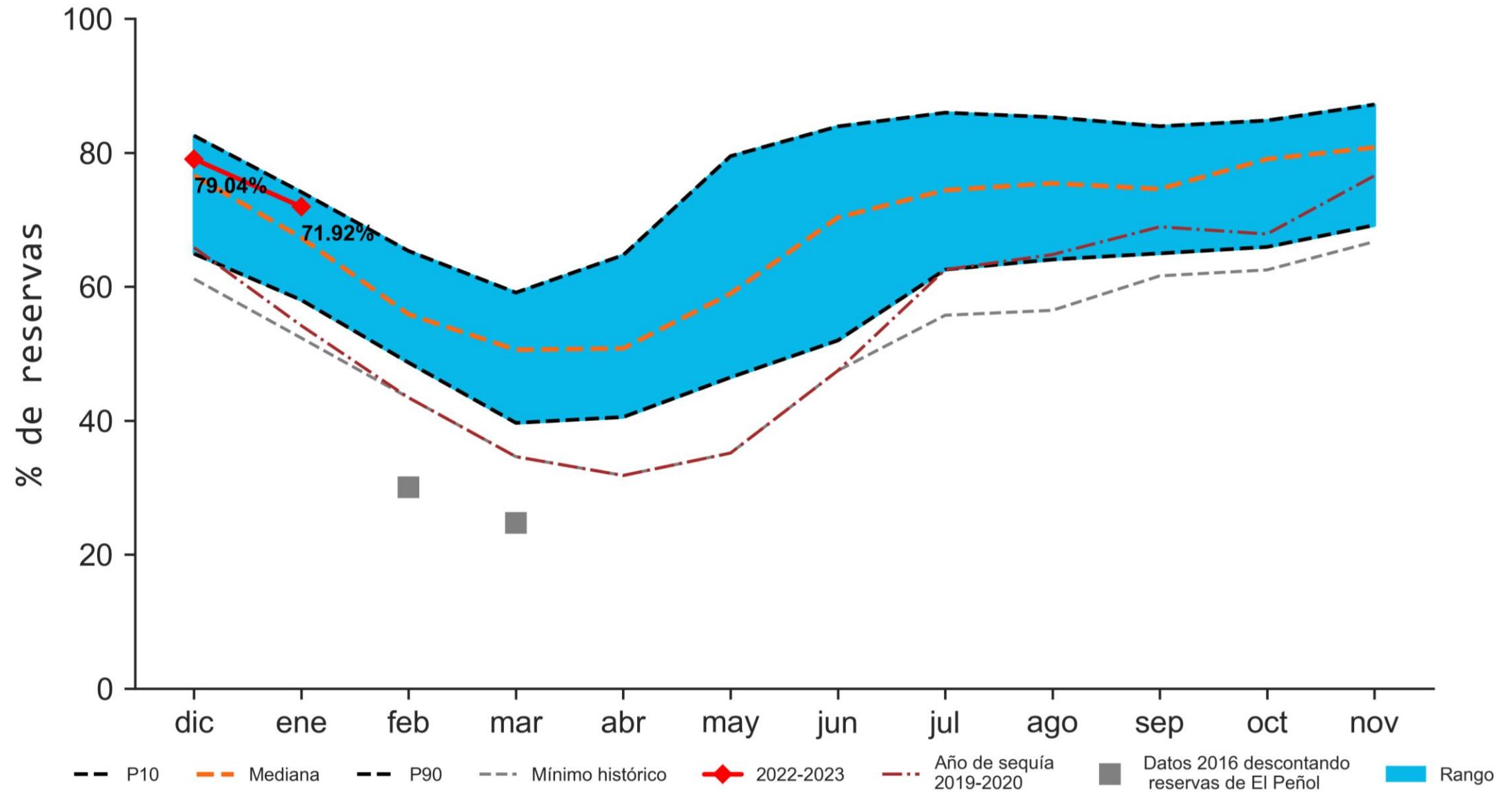
\*\*No considera consumos propios  
\*\*\*Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

| Region    | Demanda Comercial [GWh] 2022-01 | Demanda Comercial [GWh] 2023-01 | Variación 2022-01 | Variación 2023-01 |
|-----------|---------------------------------|---------------------------------|-------------------|-------------------|
| CARIBE    | 1705.99                         | 1562.81                         | 6.24%             | 1.1%              |
| CENTRO    | 1522.6                          | 1384.89                         | 7.38%             | -0.16%            |
| ORIENTE   | 854.16                          | 831.16                          | 8.08%             | 7.2%              |
| ANTIOQUIA | 864.94                          | 784.3                           | 3.77%             | -0.49%            |
| VALLE     | 573.75                          | 511.43                          | 0.85%             | -2.2%             |
| CQR       | 262.76                          | 240.01                          | 1.68%             | 0.31%             |
| THC       | 257.73                          | 230.37                          | 1.89%             | -1.39%            |
| SUR       | 175.18                          | 162.3                           | 1.86%             | 1.99%             |
| CHOCO     | 21.41                           | 19.82                           | -1.5%             | 2.12%             |
| GUAVIARE  | 6.51                            | 5.49                            | 13.17%            | -6.96%            |

Información hasta el 2023-01-28

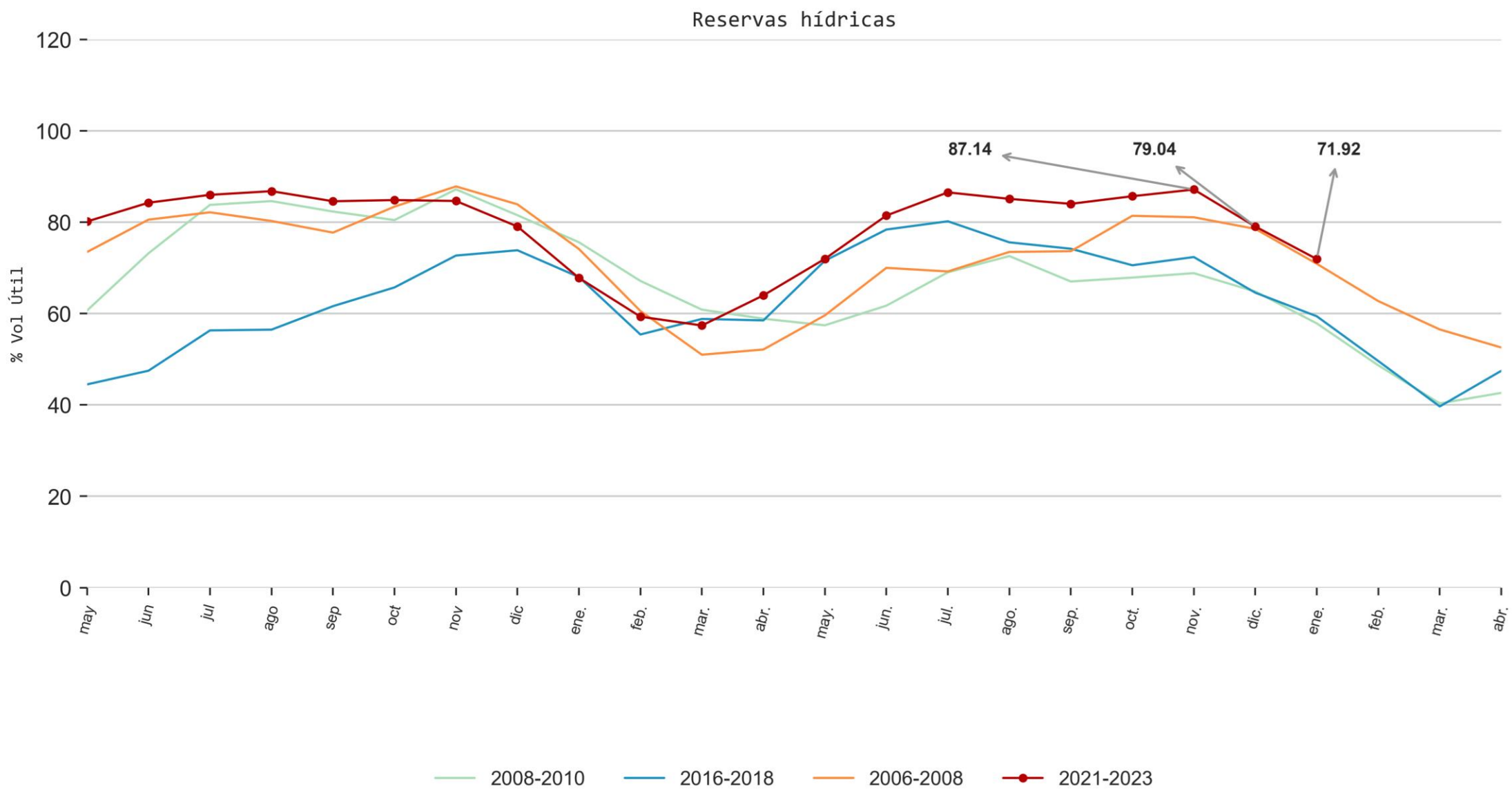
Información actualizada el 2023-01-31

# Reservas hídricas



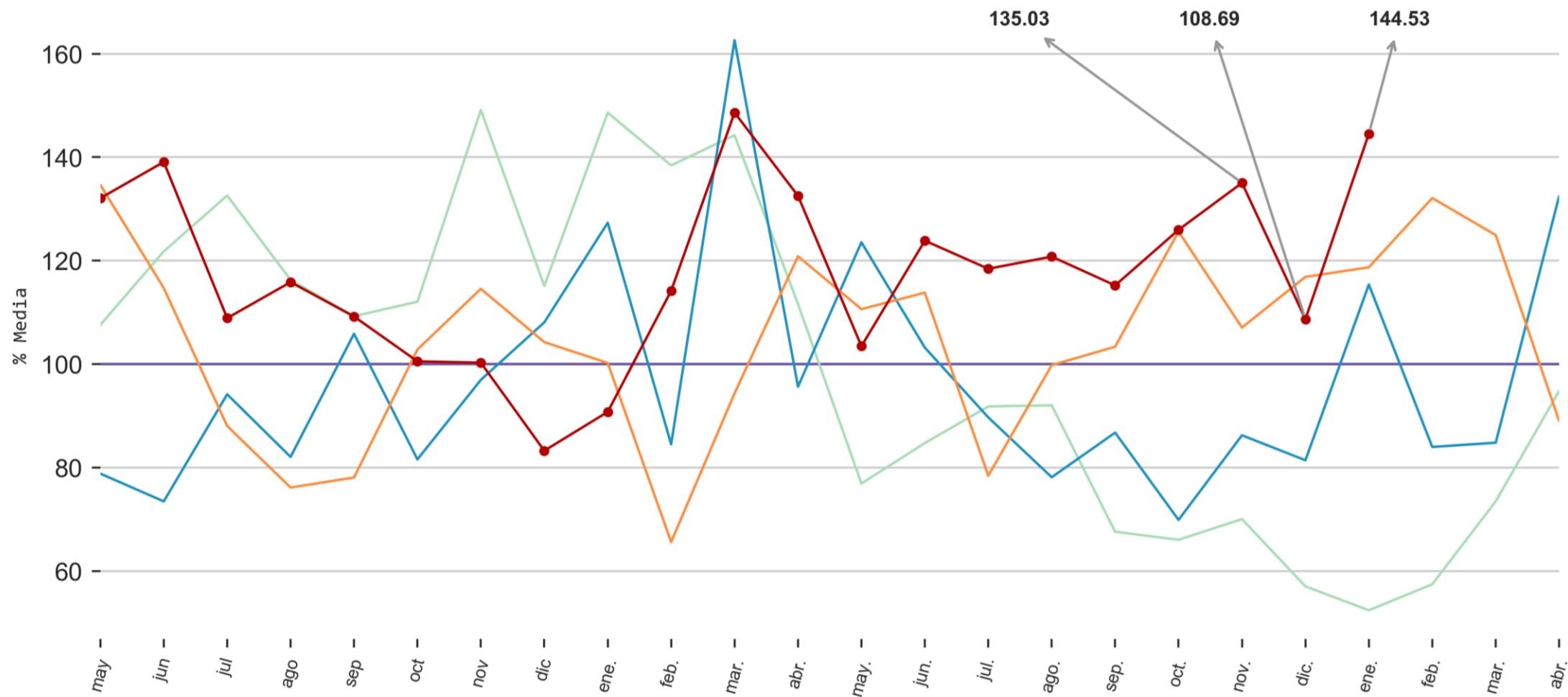
Información hasta el 2023-01-30  
Información actualizada el 2023-01-31

# ReservasHídricas



Información hasta el 2023-01-30  
Información actualizada el 2023-01-31

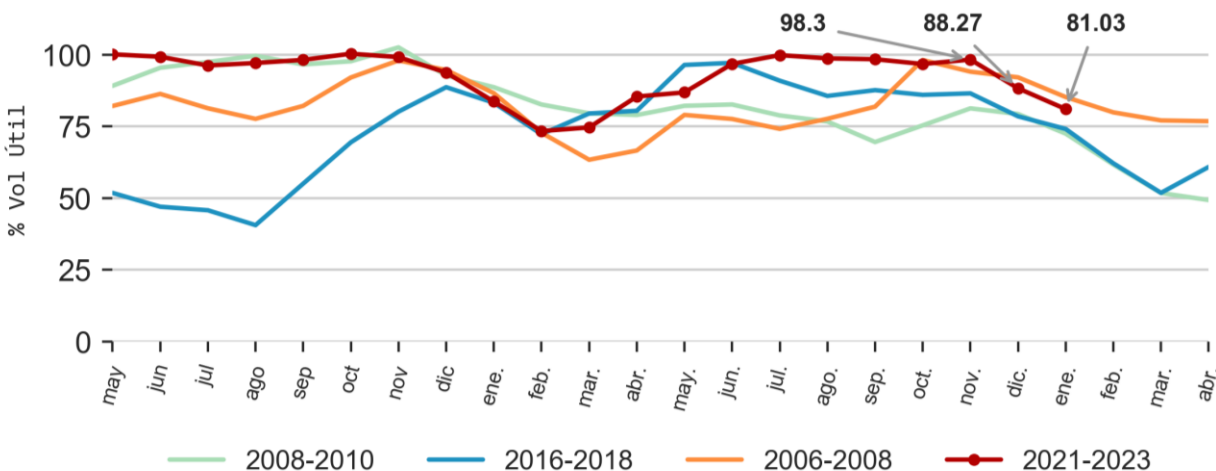
# Aportes hídricos



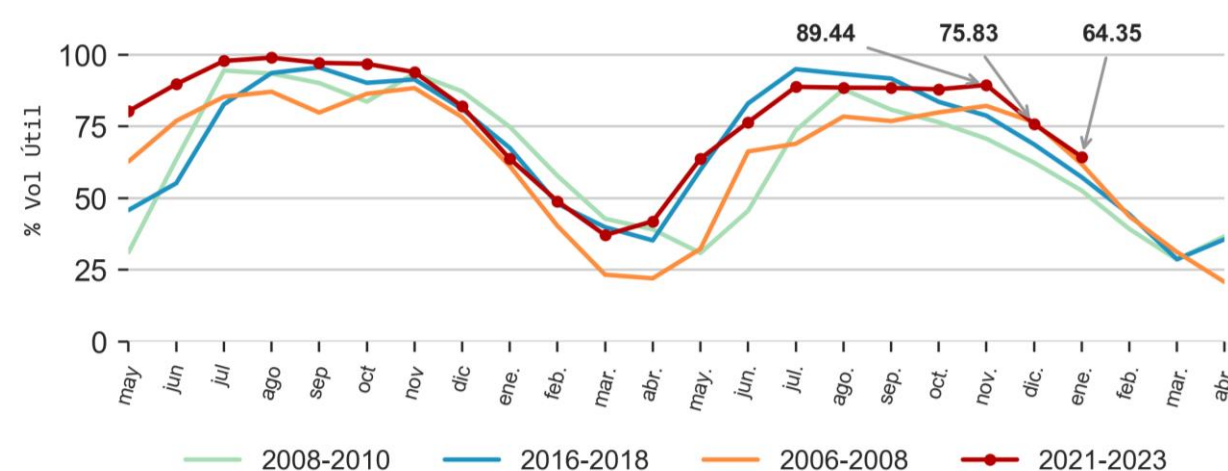
Información hasta el 2023-01-30  
Información actualizada el 2023-01-31

# Evolución de reservas por regiones

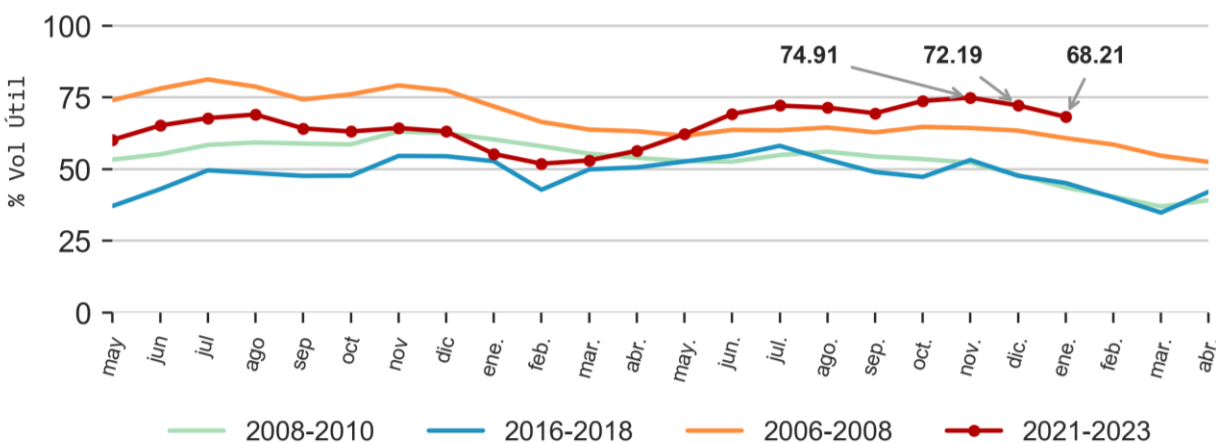
Antioquia



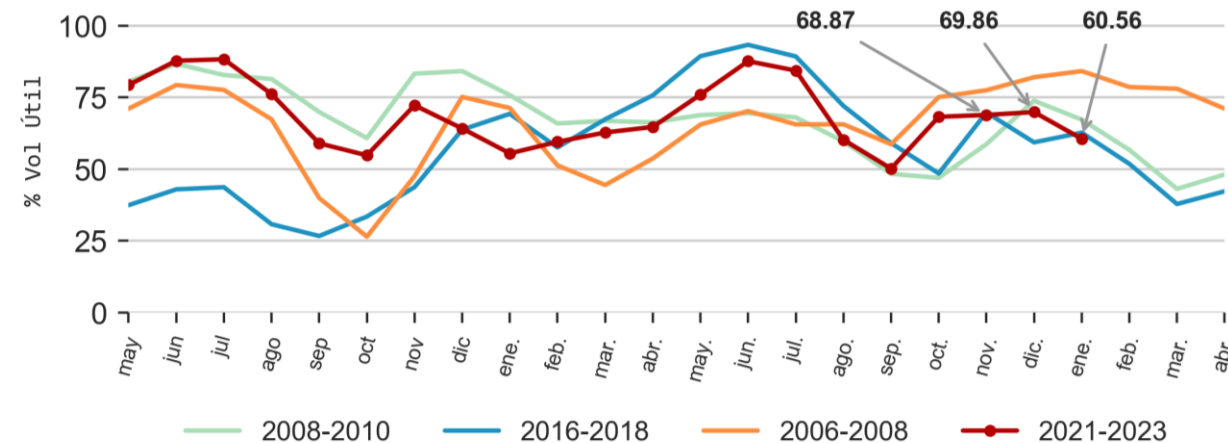
Oriente



Centro



Valle



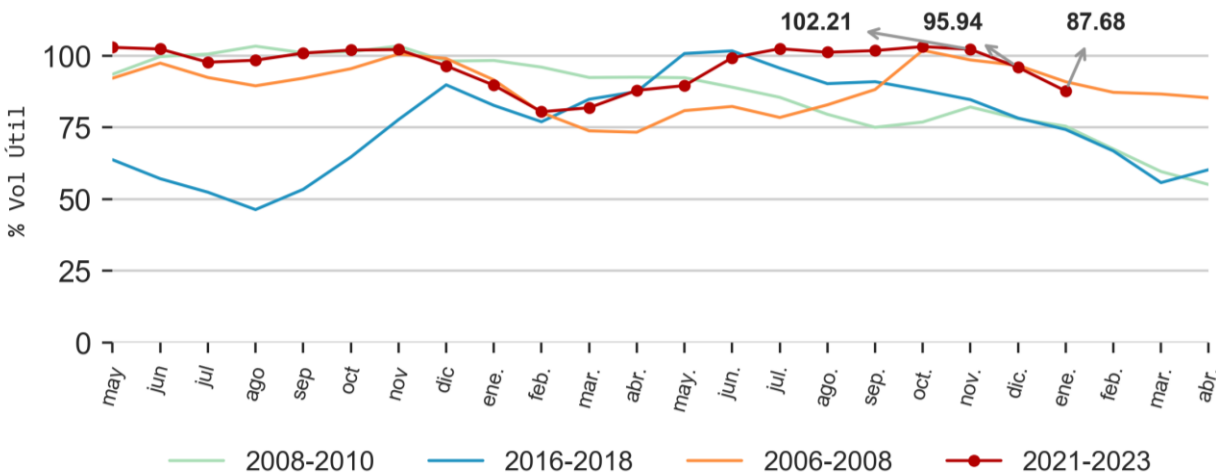
Información hasta el 2023-01-30

Información actualizada el 2023-01-31

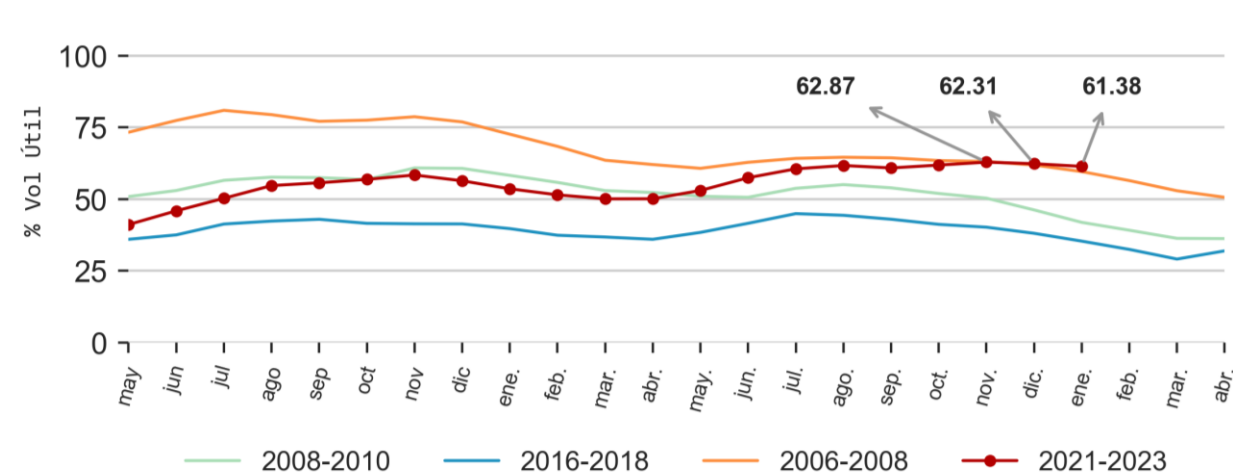


# Evolución de principales embalses

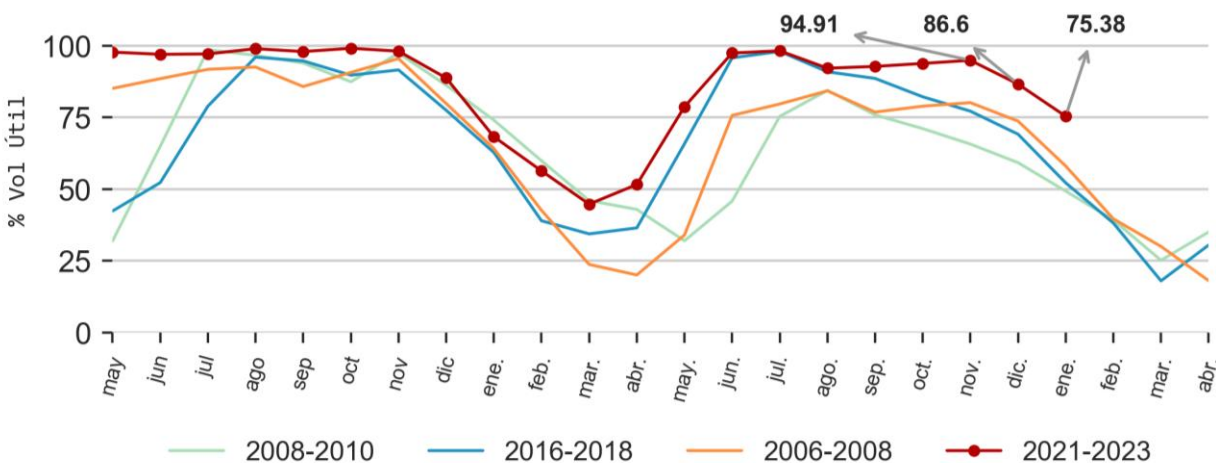
PENOL



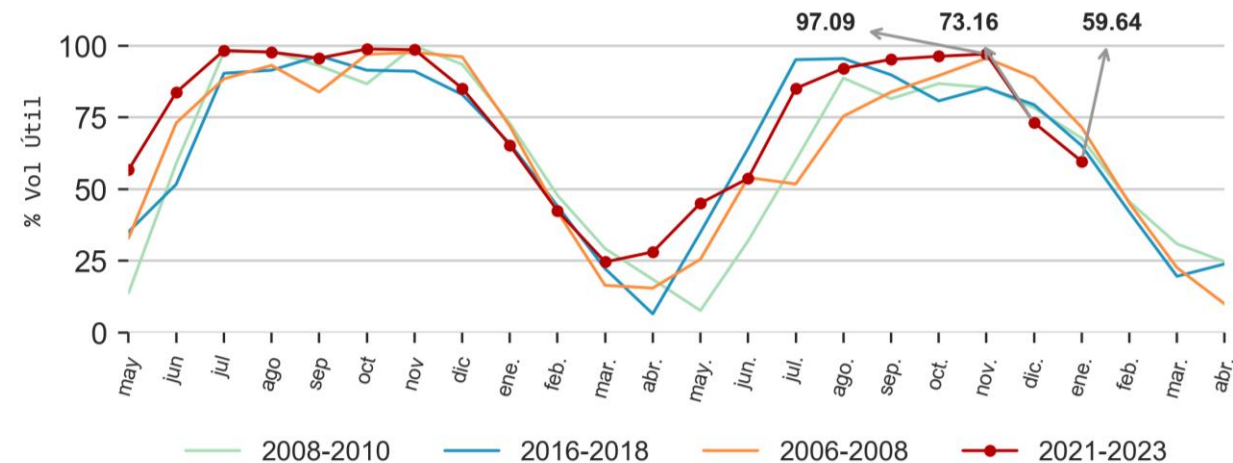
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



ESMERALDA

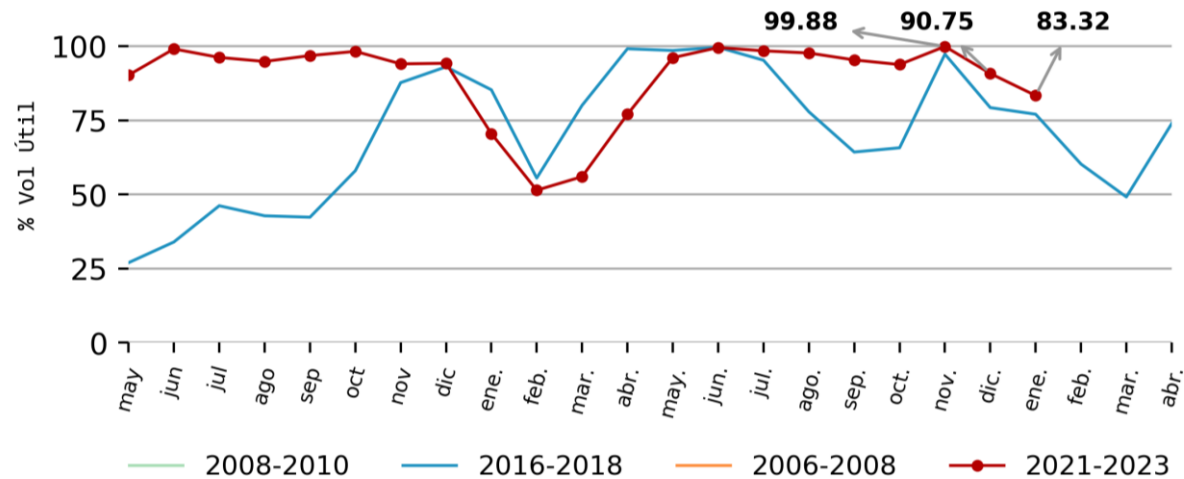


Información hasta el 2023-01-30

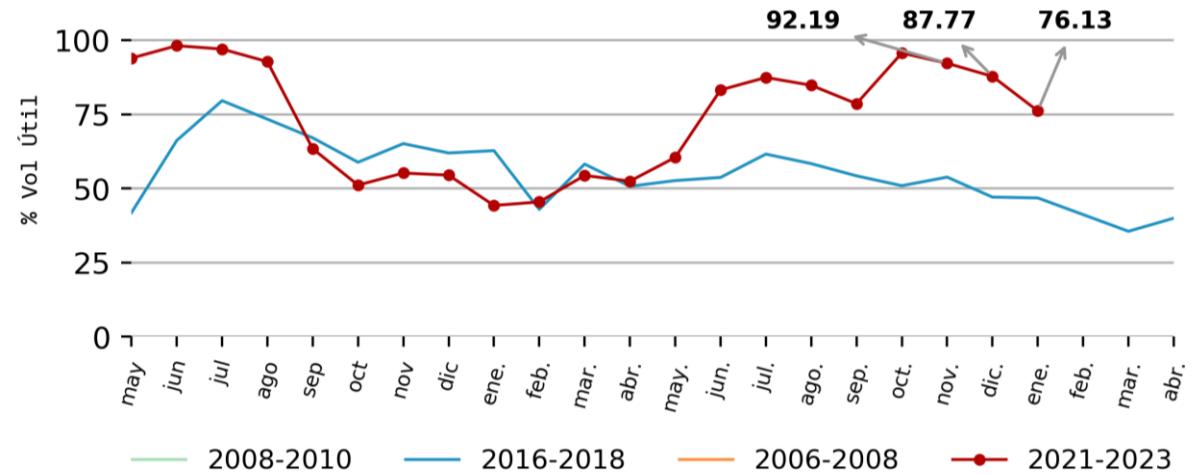
Información actualizada el 2023-01-31

# Evolución de principales embalses

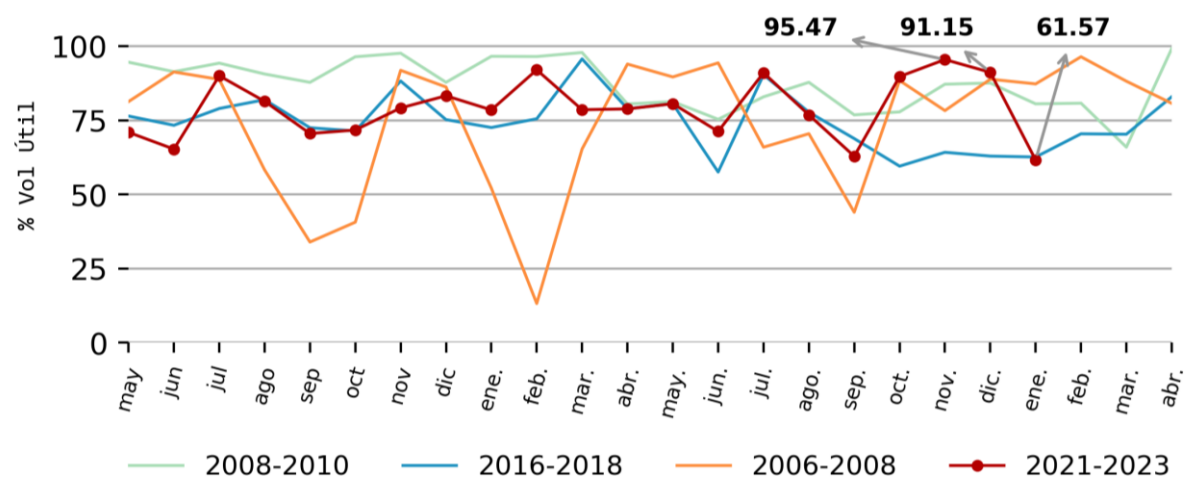
TOPOCORO



EL QUIMBO



BETANIA

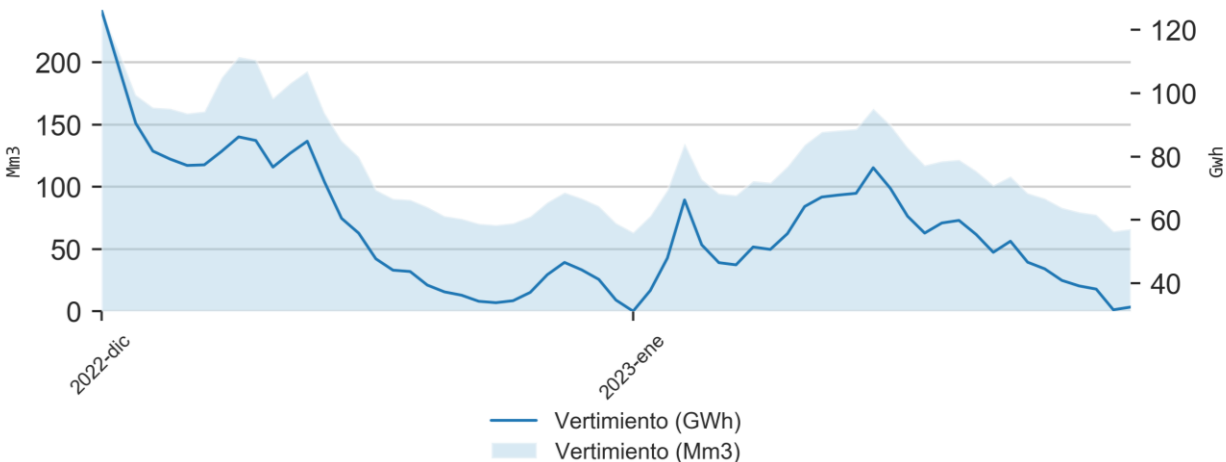


Información hasta el 2023-01-31

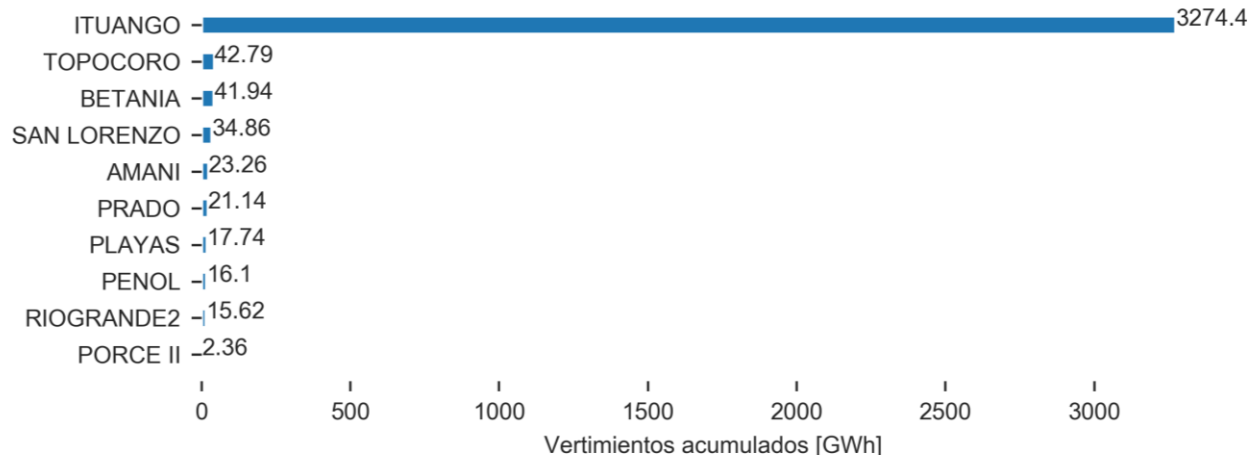
Información actualizada el 2023-02-01

# Vertimientos del SIN

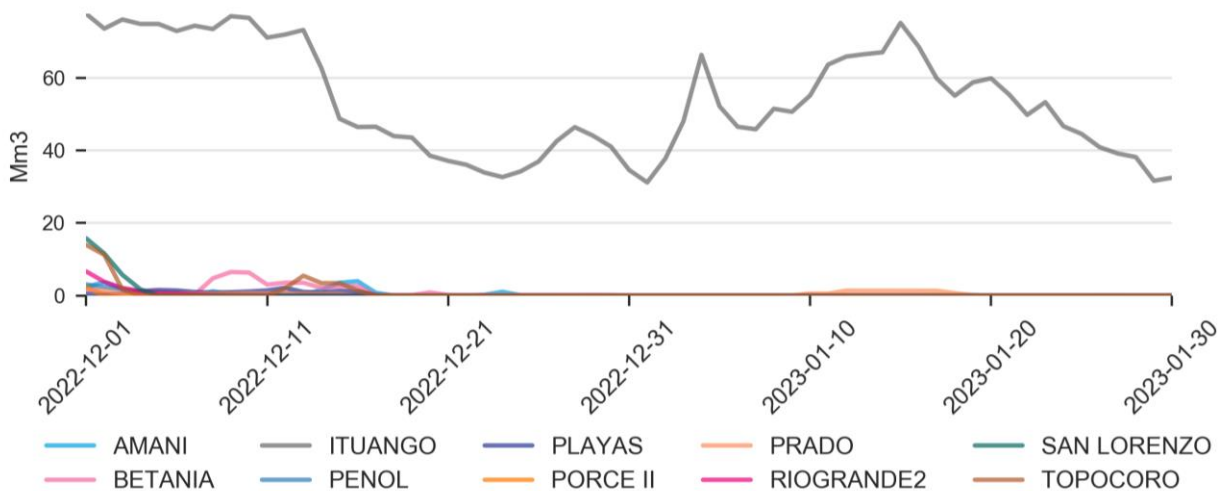
Vertimientos



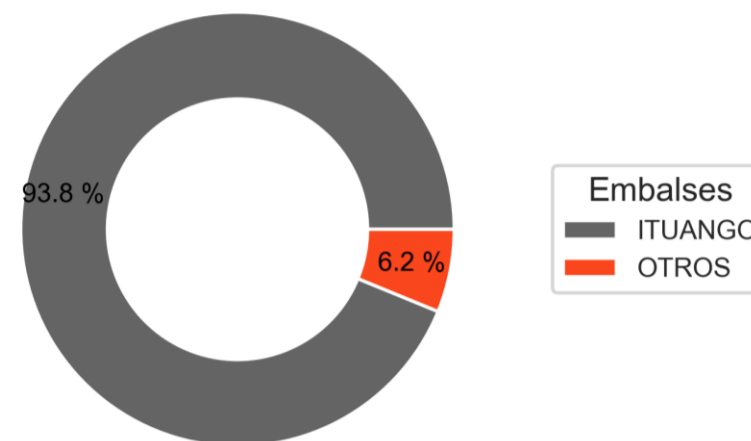
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse



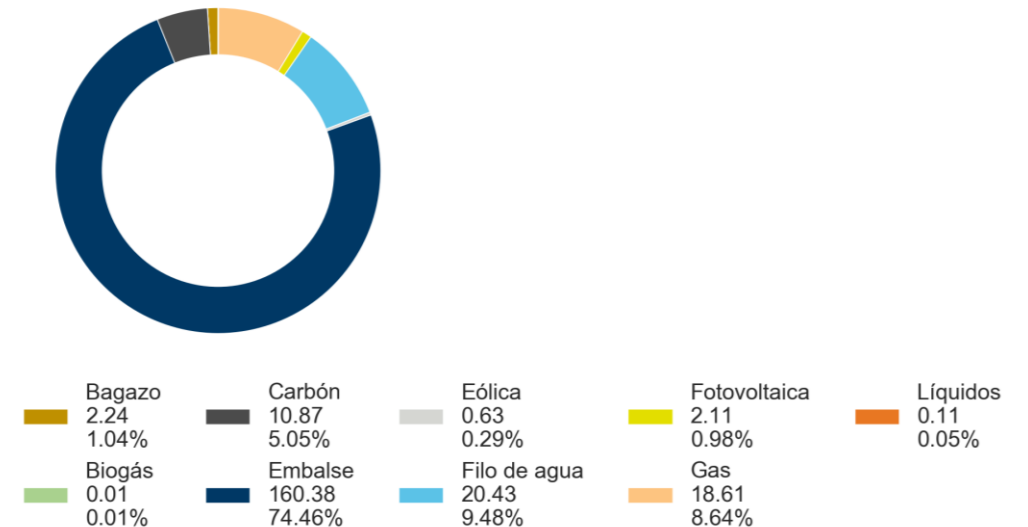
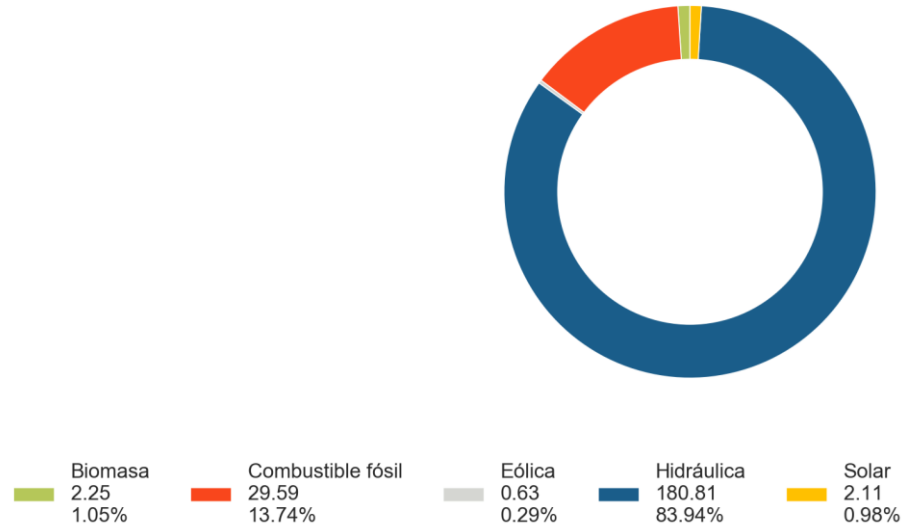
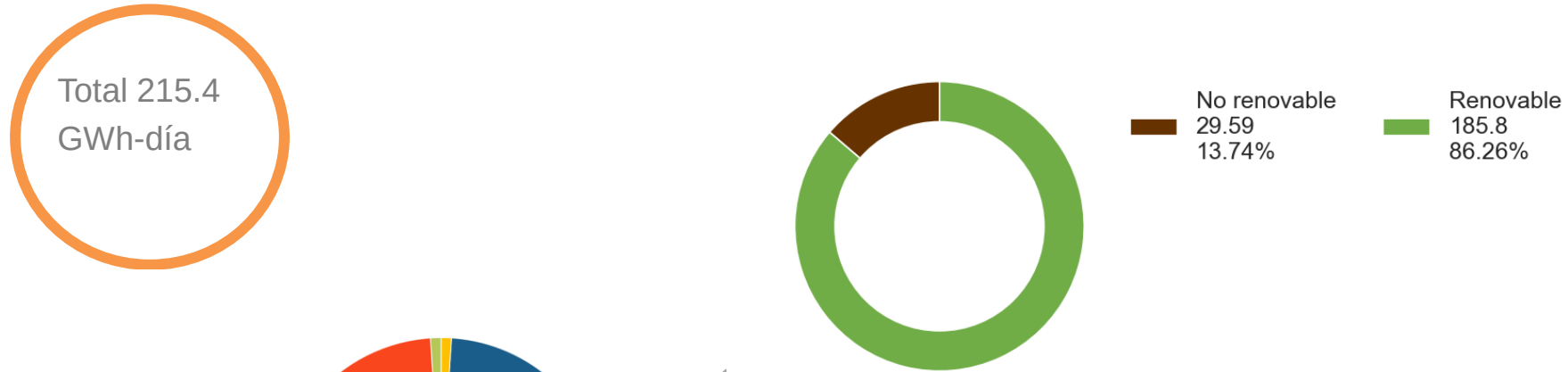
Información hasta el 2023-01-30

Información actualizada el 2023-01-31

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-12-01 hasta 2023-01-30.

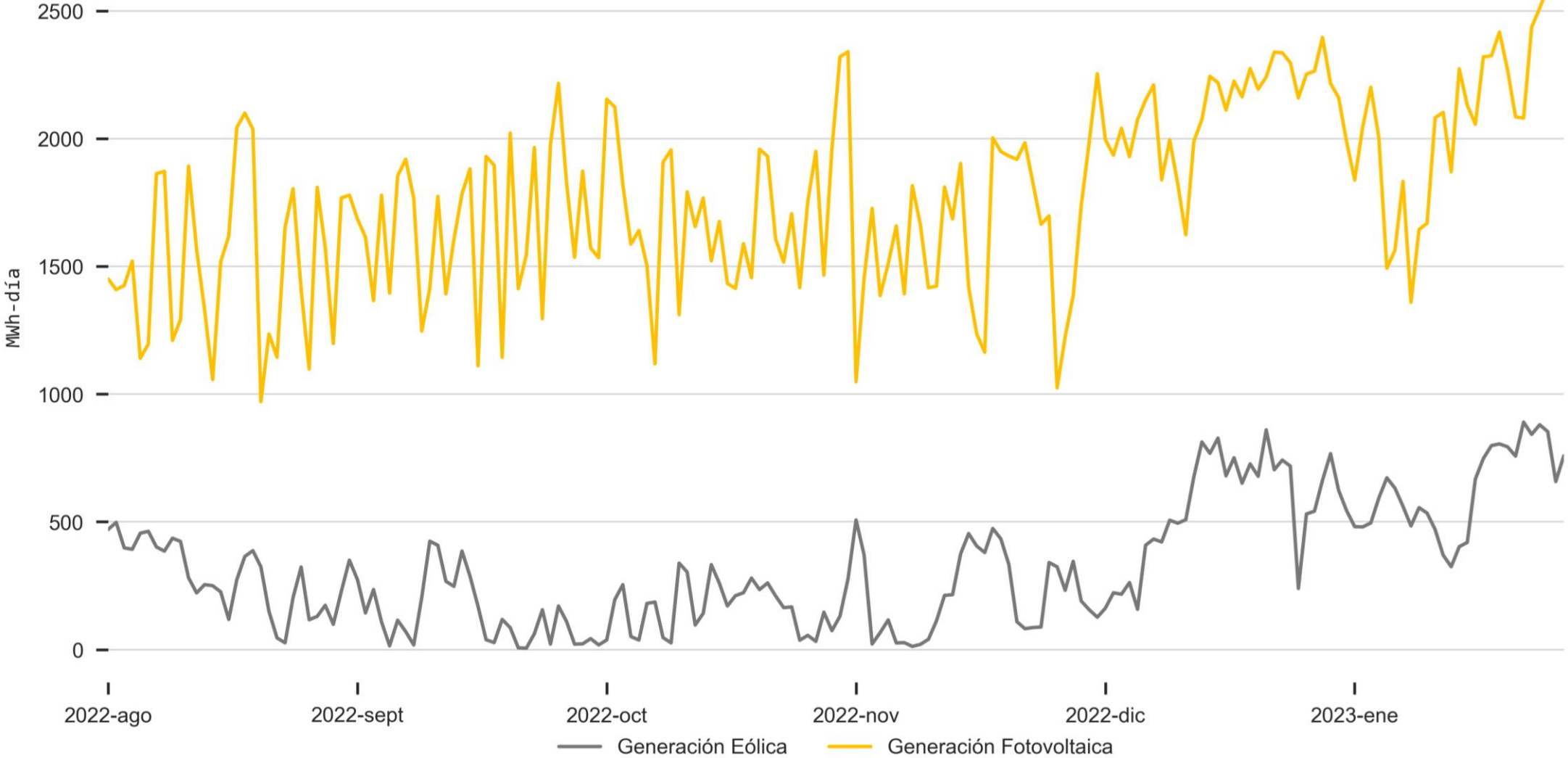
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

# Generación promedio diaria en GWh-día



La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-ene.-2023 hasta el 30-ene.-2023

# Generación FERNC

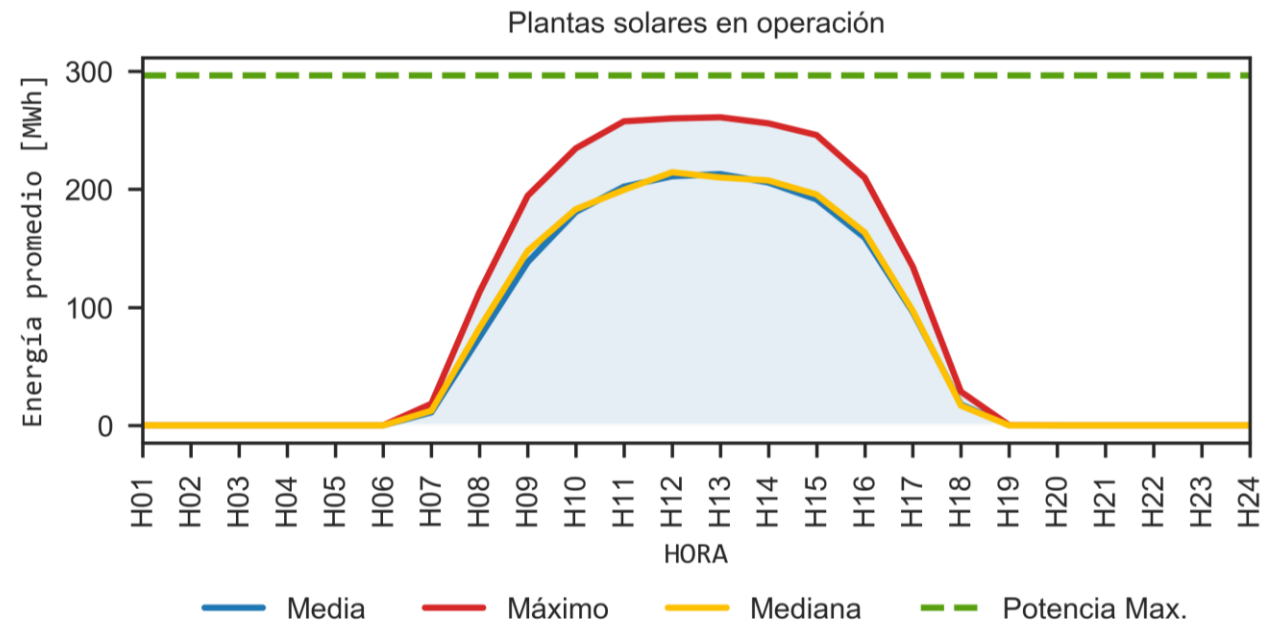


Recursos Eólicos: Jepirachi 1 - 15, Parque Eólico Guajira I, Parque Eólico Wesp01

Recursos Solares: Autog Celsia Solar Harinas, Autog Celsia Solar Levapan, Autog Celsia Solar Palmira 3, Autog Celsia Solar Yumbo, Autog Ci Jeans, Autog Colombina Del Cauca, Autog Pintuco, Bosques Solares De Los Llanos 4, Bosques Solares De Los Llanos 5, Celsia Solar Bolivar, Celsia Solar Carmelo, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar La Paila, Cerritos, El Paso, Gr Parque Solar Tucanes, Granja Solar Bolivar, Granja Solar El Sol, Granja Solar Lancers, Granja Solar San Felipe, Cy Solar Aurora, Helios, Informacion actualizada el 2023-01-29

Información actualizada el 2023-01-31

# Curva Generación Solar - Plantas en Operación

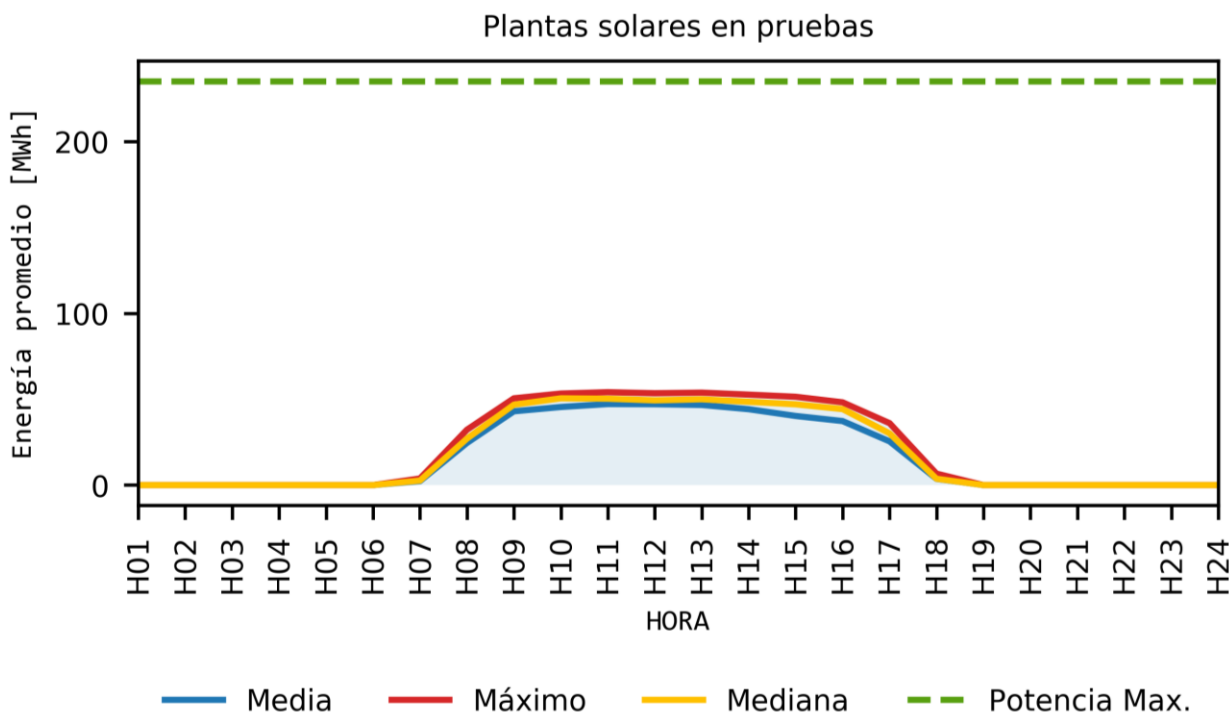


Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de enero de 2023 hasta el 30 de enero de 2023.

| Planta                          | Capacidad Efectiva Neta [MW] | Generación Promedio [MWh-día] | Factor de planta [%] |
|---------------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------|
| BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4 | 19.9                         | 151.39                        | 31.70%               |
| TRINA-VATIA BSLIII              | 19.9                         | 145.95                        | 30.60%               |
| TRINA-VATIA BSLII               | 19.9                         | 144.81                        | 30.30%               |
| TRINA-VATIA BSLI                | 19.9                         | 144.7                         | 30.30%               |
| SINCE                           | 18.5                         | 135.83                        | 30.60%               |
| BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5 | 17.9                         | 135.46                        | 31.50%               |
| LA SIERPE                       | 19.9                         | 116.56                        | 24.40%               |
| GR PARQUE SOLAR TUCANES         | 9.9                          | 70.76                         | 29.80%               |
| CERRITOS                        | 9.9                          | 61.89                         | 26.00%               |
| GRANJA SOLAR SAN FELIPE         | 9.1                          | 61.74                         | 28.30%               |
| LOS CABALLEROS                  | 9.9                          | 58.67                         | 24.70%               |
| LA MEDINA                       | 9.9                          | 57.02                         | 24.00%               |
| HELIOS I                        | 16                           | 56.48                         | 14.70%               |
| MONTELIBANO                     | 9.9                          | 55.71                         | 23.40%               |
| GY SOLAR AURORA                 | 9.9                          | 50.87                         | 21.40%               |
| CELSIA SOLAR BOLIVAR            | 8.06                         | 48.14                         | 24.90%               |
| GRANJA SOLAR LANCEROS           | 9.1                          | 42.72                         | 19.60%               |
| CELSIA SOLAR ESPINAL            | 9.9                          | 33.2                          | 14.00%               |
| GRANJA SOLAR BELMONTE           | 5.06                         | 21.37                         | 17.60%               |
| TERMOTASAJERO DOS SOLAR         | 4                            | 19.18                         | 20.00%               |
| CELSIA SOLAR LA PAILA           | 9.9                          | 18.79                         | 7.90%                |
| AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN      | 4.99                         | 17.02                         | 14.20%               |
| PLANTA SOLAR BAYUNCA I          | 3                            | 15.45                         | 21.50%               |
| CELSIA SOLAR CARMELO            | 9.9                          | 15.35                         | 6.50%                |
| AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO        | 9.8                          | 13.33                         | 5.70%                |
| AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS      | 2.45                         | 7.97                          | 13.50%               |
| AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA       | 0.3                          | 0.49                          | 6.90%                |
| Total                           | 296.86                       | 1700.85                       |                      |



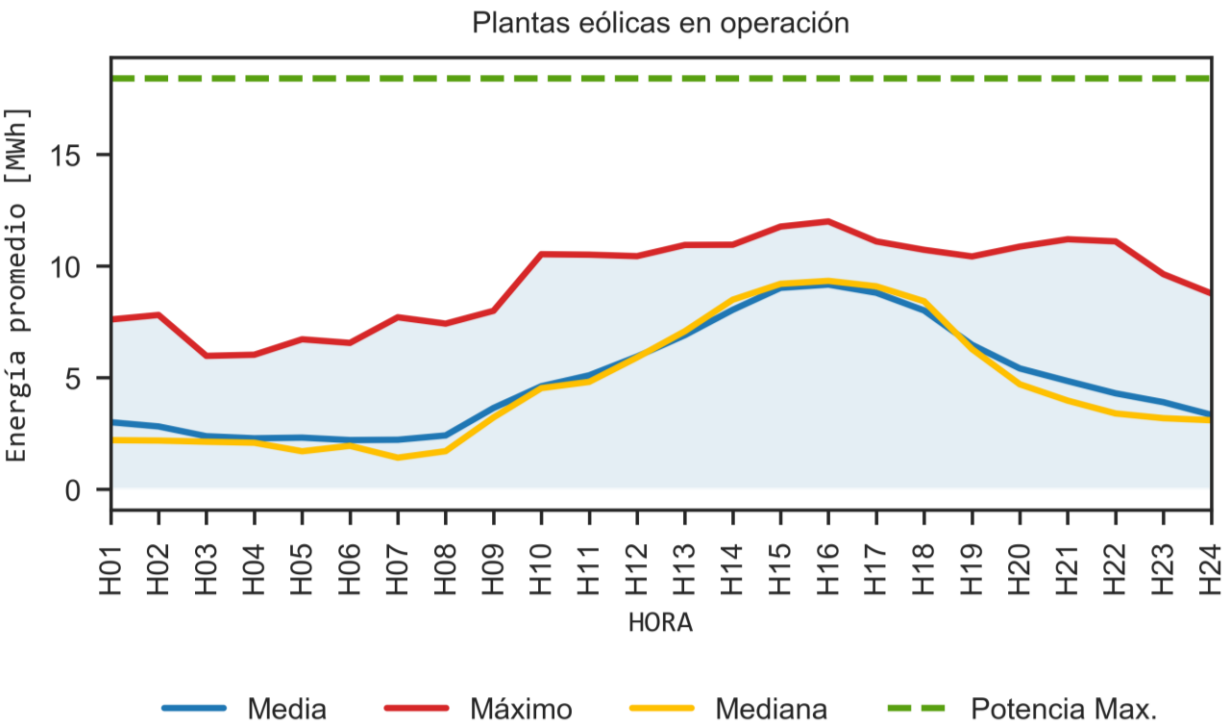
# Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas



| Planta                       | Capacidad Efectiva Neta [MW] | Generación Promedio [MWh-día] |
|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| EL PASO                      | 67                           | 406.64                        |
| AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3 | 4.99                         | 0.01                          |
| LATAM SOLAR LA LOMA          | 150                          | 0                             |
| AUTOG BUGA I GRASAS          | 4                            | 0                             |
| Total                        | 225.99                       | 406.65                        |

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de enero de 2023 hasta el 30 de enero de 2023.

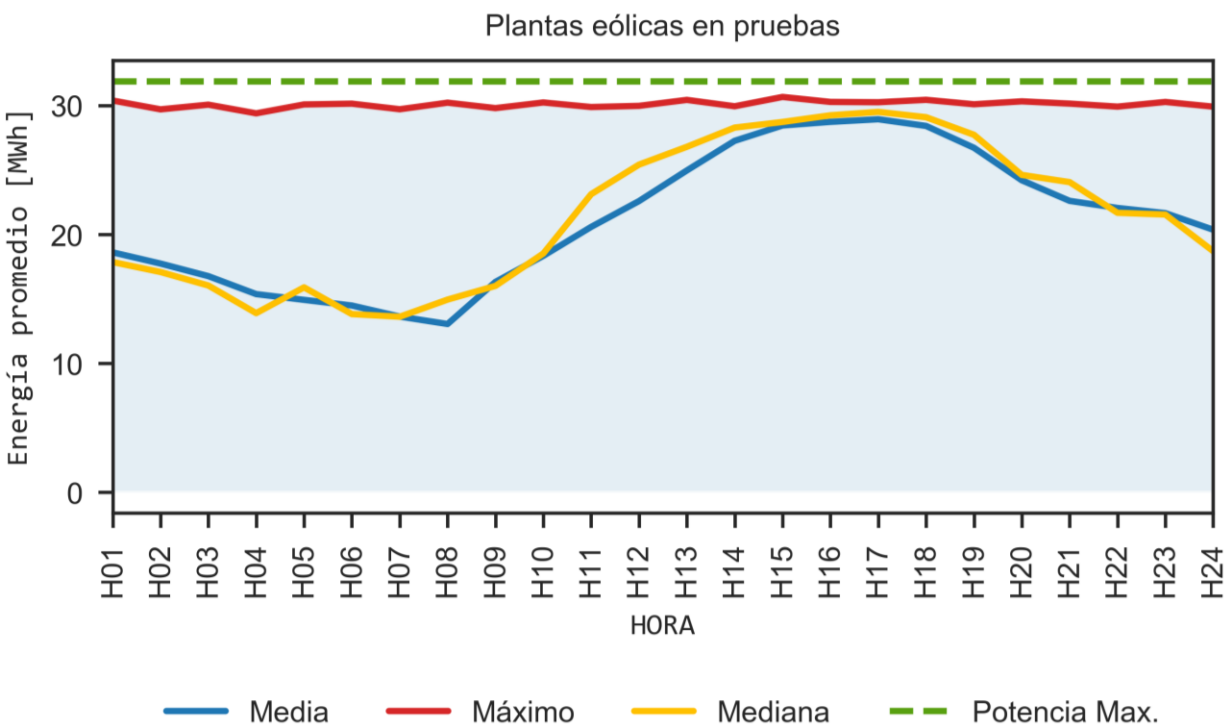
# Curva Generación Eólica - Plantas en Operación



| Planta           | Capacidad Efectiva Neta [MW] | Generación Promedio [MWh-día] | Factor de planta [%] |
|------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------|
| JEPIRACHI 1 - 15 | 18.42                        | 117.2                         | 26.5%                |
| Total            | 18.42                        | 117.2                         |                      |

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de enero de 2023 hasta el 29 de enero de 2023.

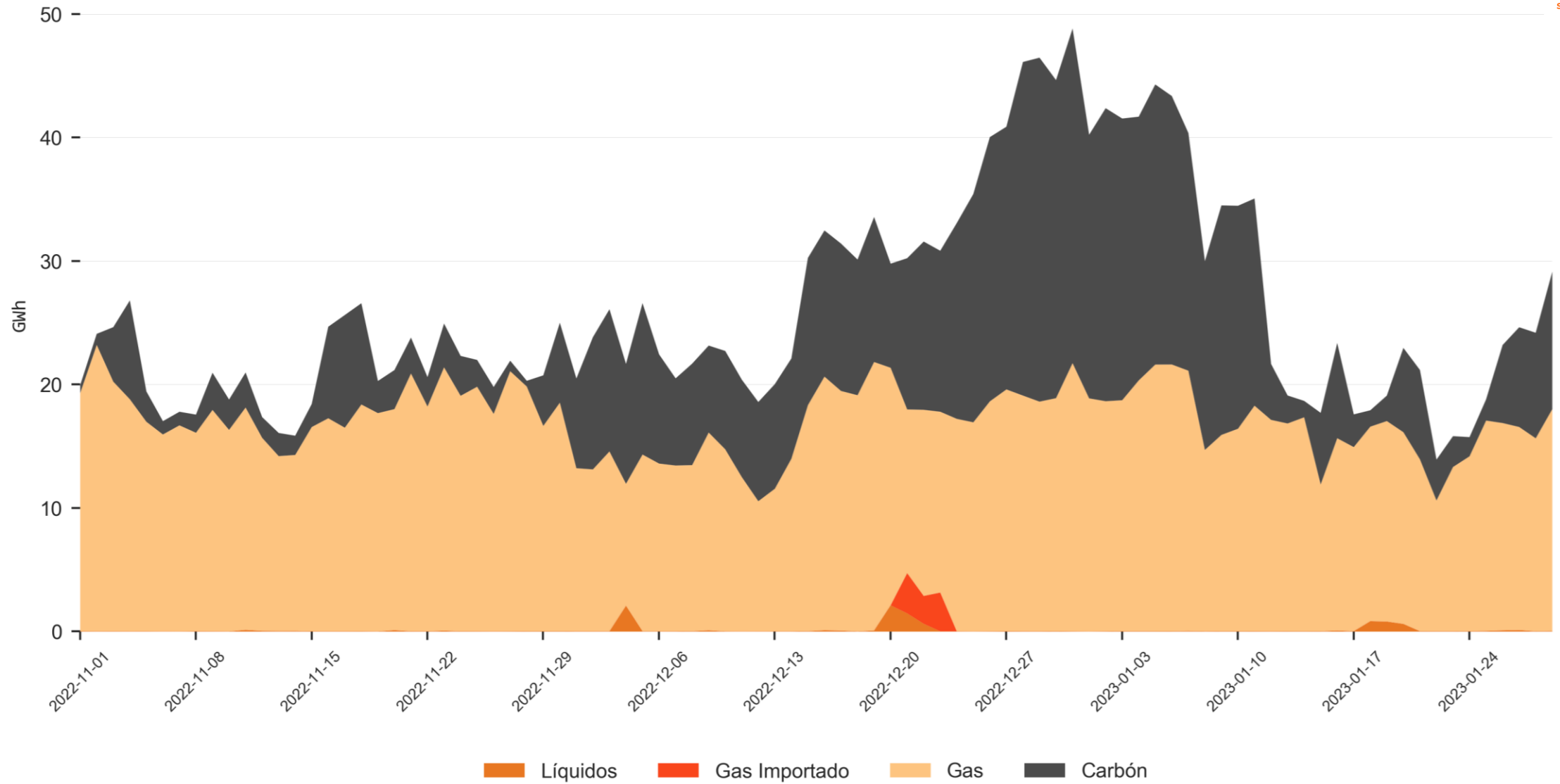
# Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas



| Planta                  | Capacidad Efectiva Neta [MW] | Generación Promedio [MWh-día] |
|-------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| PARQUE EOLICO GUAJIRA I | 19.9                         | 299.9                         |
| PARQUE EOLICO WESP01    | 12                           | 206.88                        |
| Total                   | 31.9                         | 506.78                        |

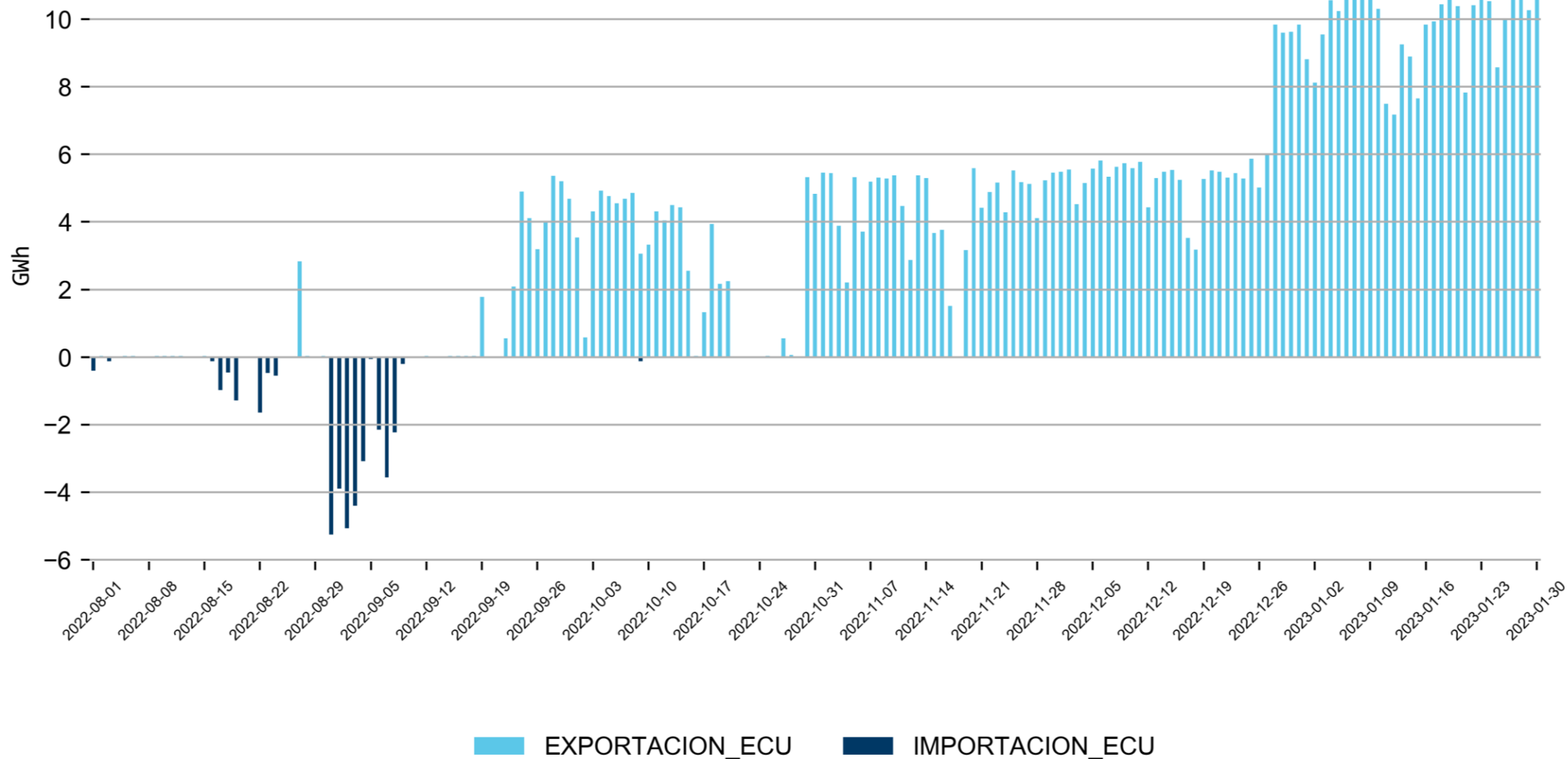
Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de enero de 2023 hasta el 29 de enero de 2023.

# Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el 2023-01-29  
Información actualizada el 2023-01-31

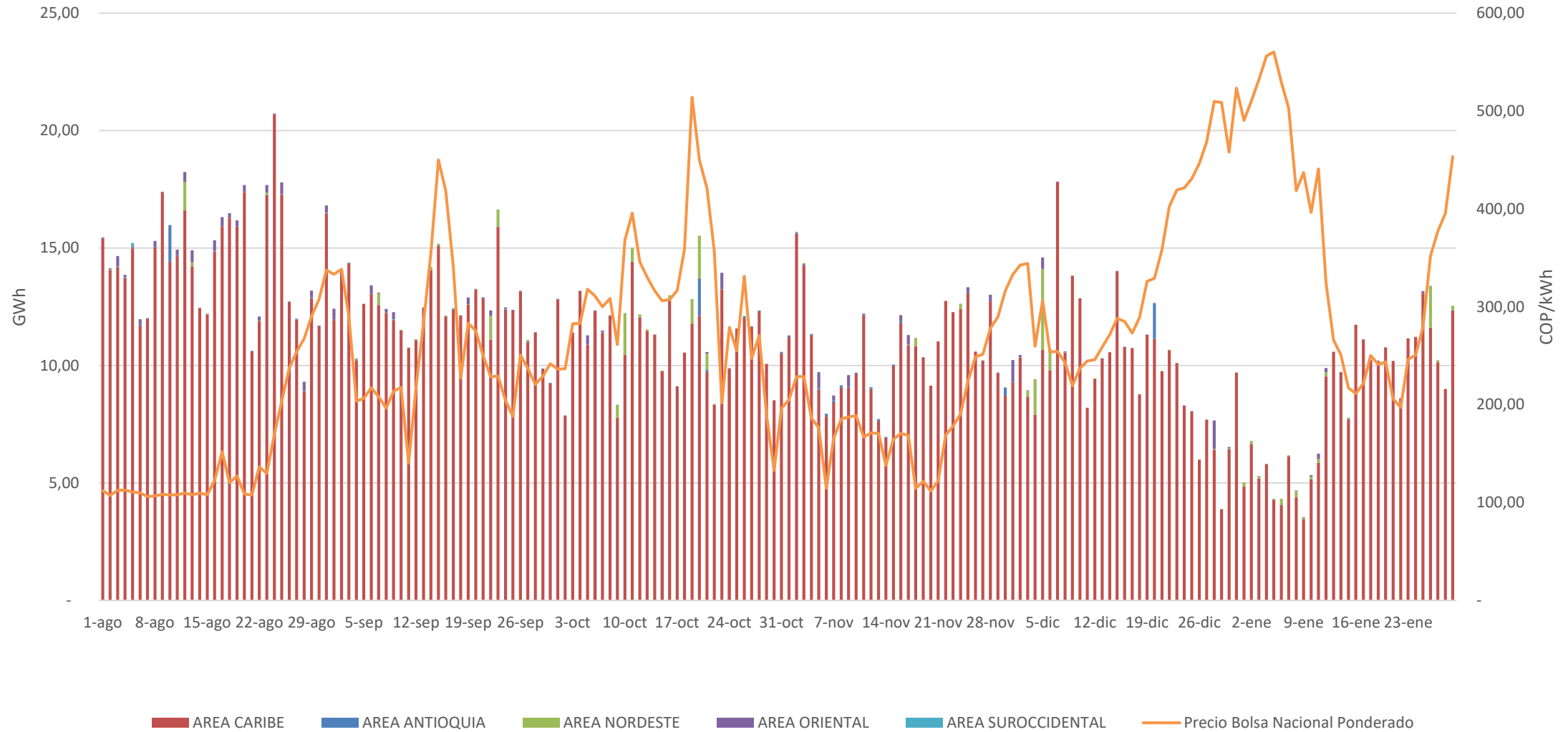
# Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2023-01-31  
Información actualizada el 2023-02-01

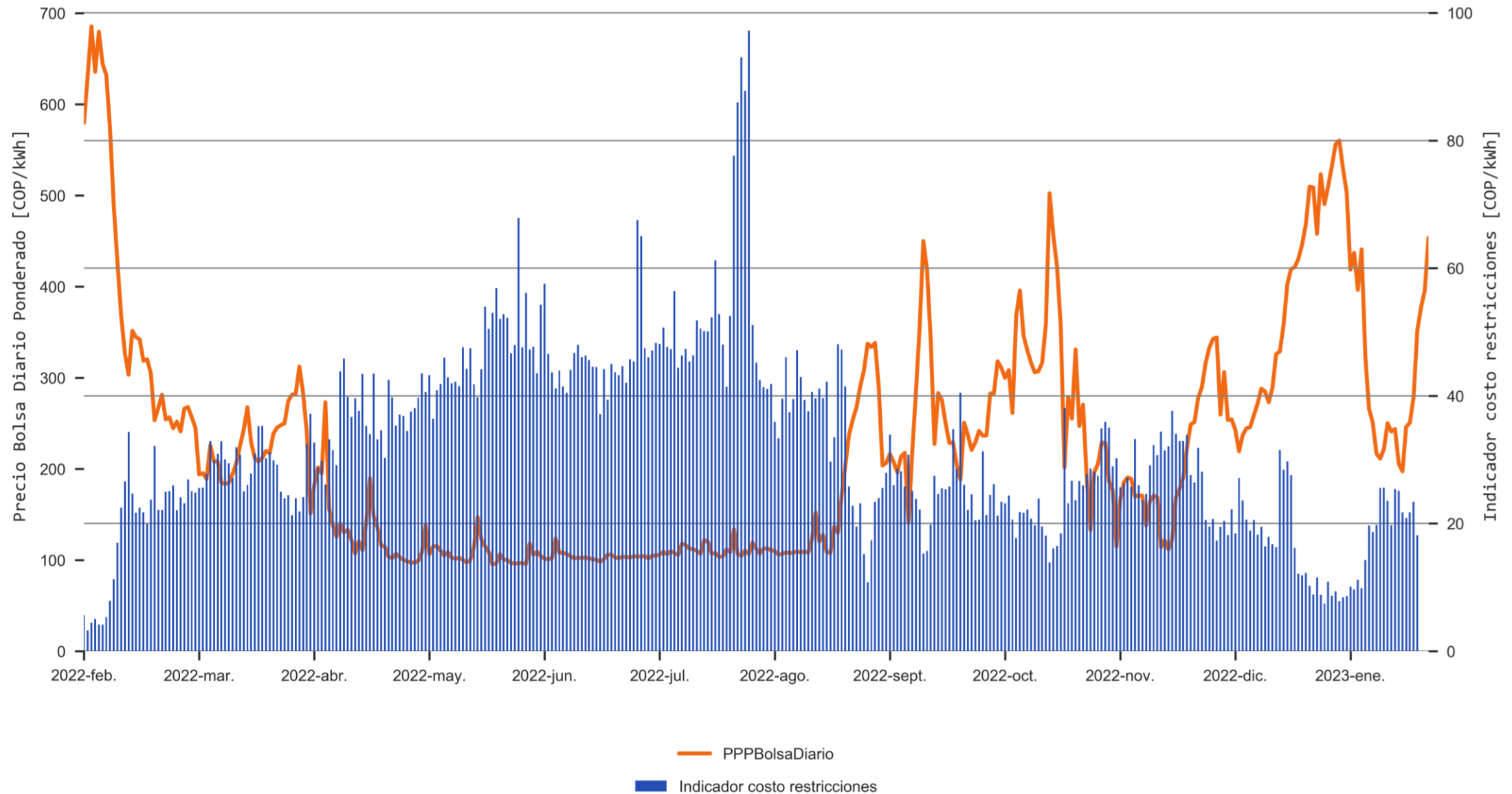
# Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa



Información hasta el 2023-01-29  
Información actualizada el 2023-01-31



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



Información hasta el 2023-01-30  
Información actualizada el 2023-01-31

## 2. Expectativas Energéticas



Sumamos energía,  
sumamos pasión

# Análisis Energético Mediano Plazo

## Horizonte 2 años



# Datos de entrada y supuestos considerados

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



## Condición Inicial Embalse



Ene 29, 72.50 %

## Intercambios Internacionales



No se consideran

## Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

## Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME para Enero 2022

## Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

## Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)  
Desbalances de 3.67 GWh/día promedio  
Se incluye Restricción CAR sistémica

## Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act. Dic/2021).  
Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.

## Expansión Generación



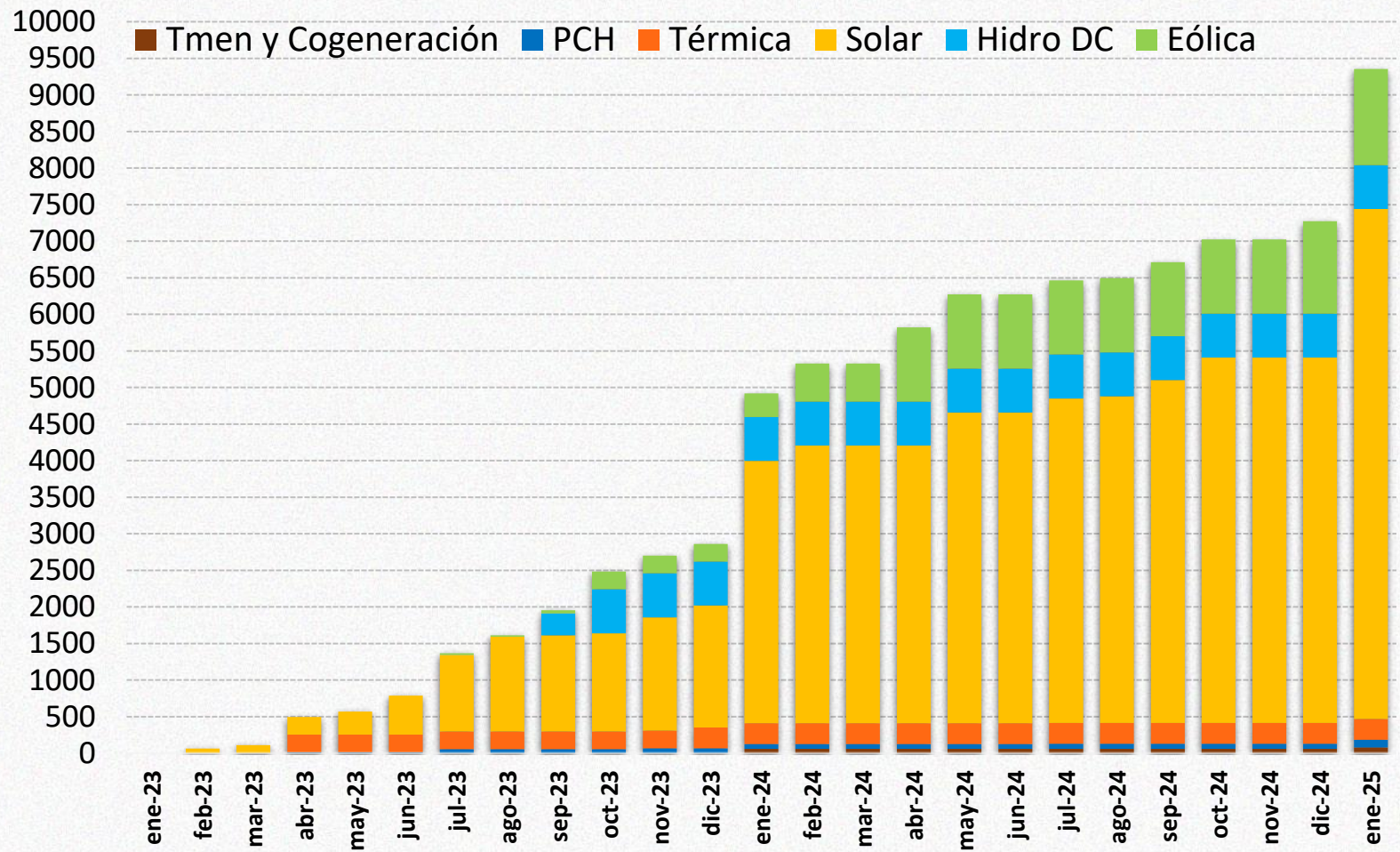
Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.



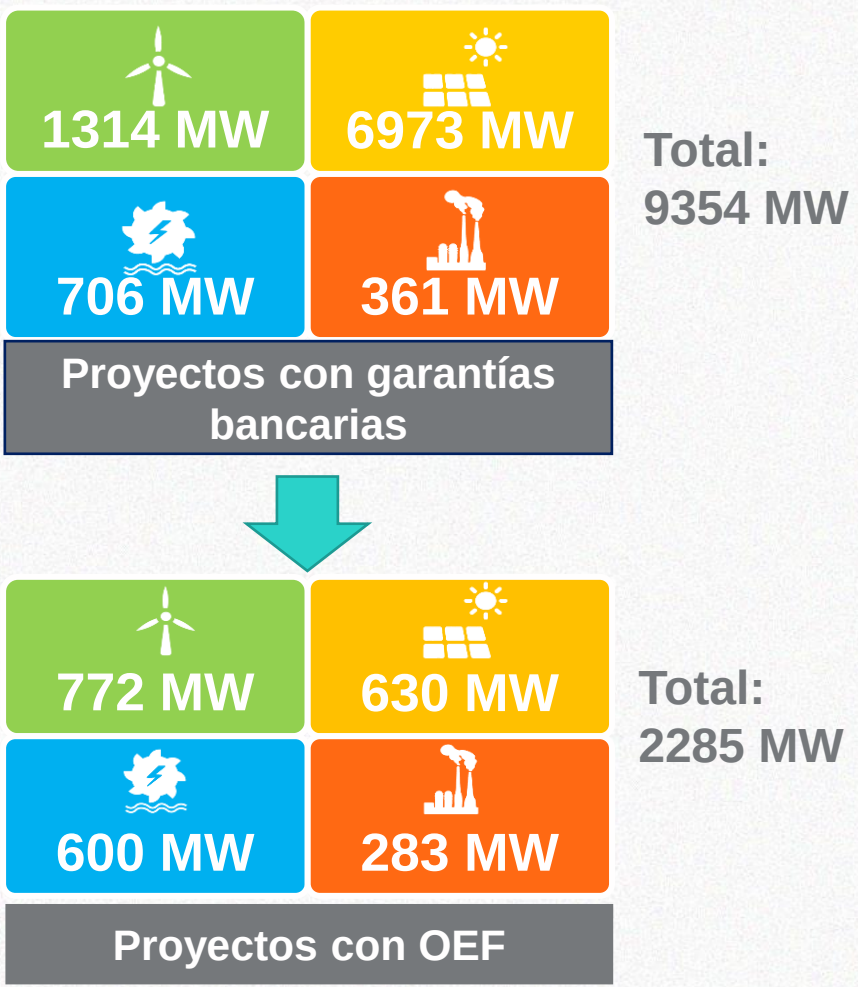
# Datos de entrada y supuestos considerados



Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



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

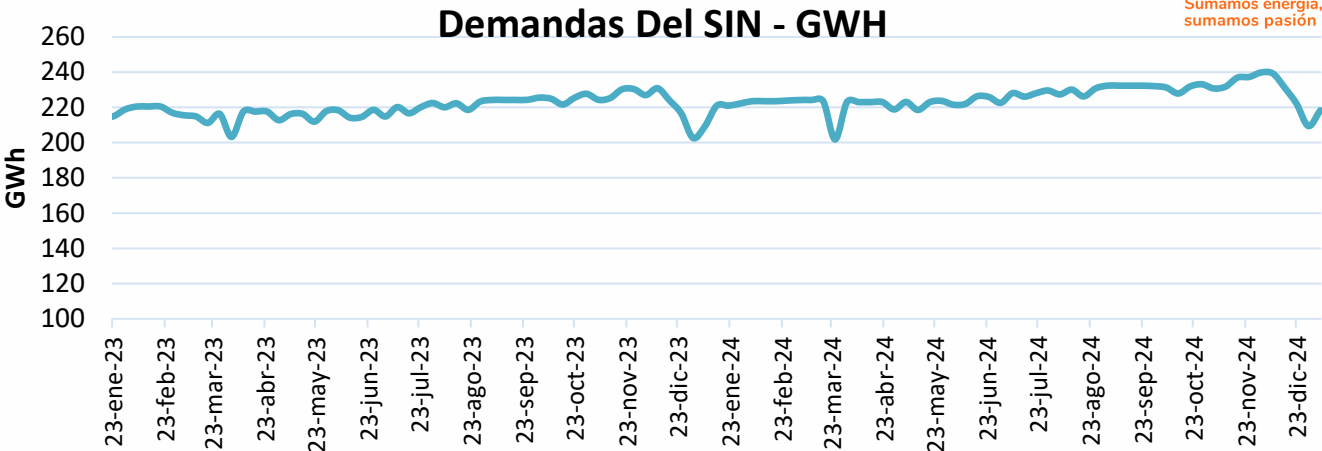
- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
- Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.

# Datos de entrada y supuestos considerados



## Demanda

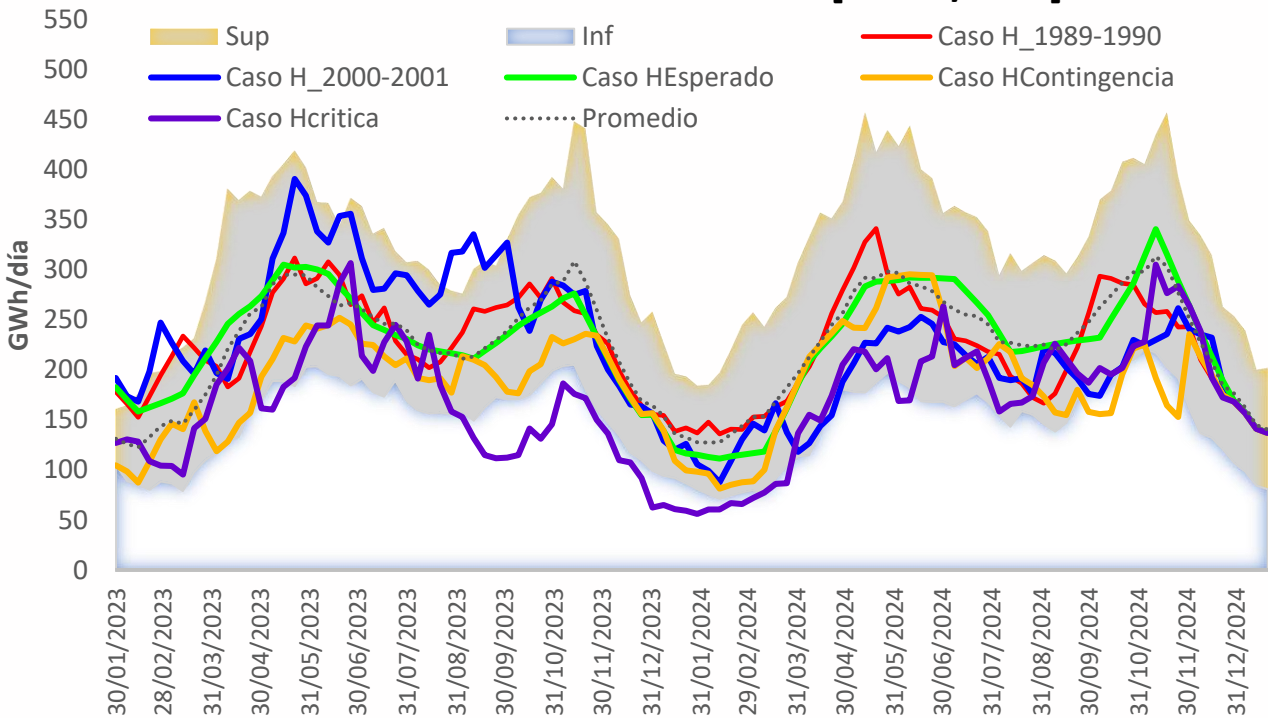
Escenario **medio** de la UPME (Actualización Octubre 2022)



## Hidrología

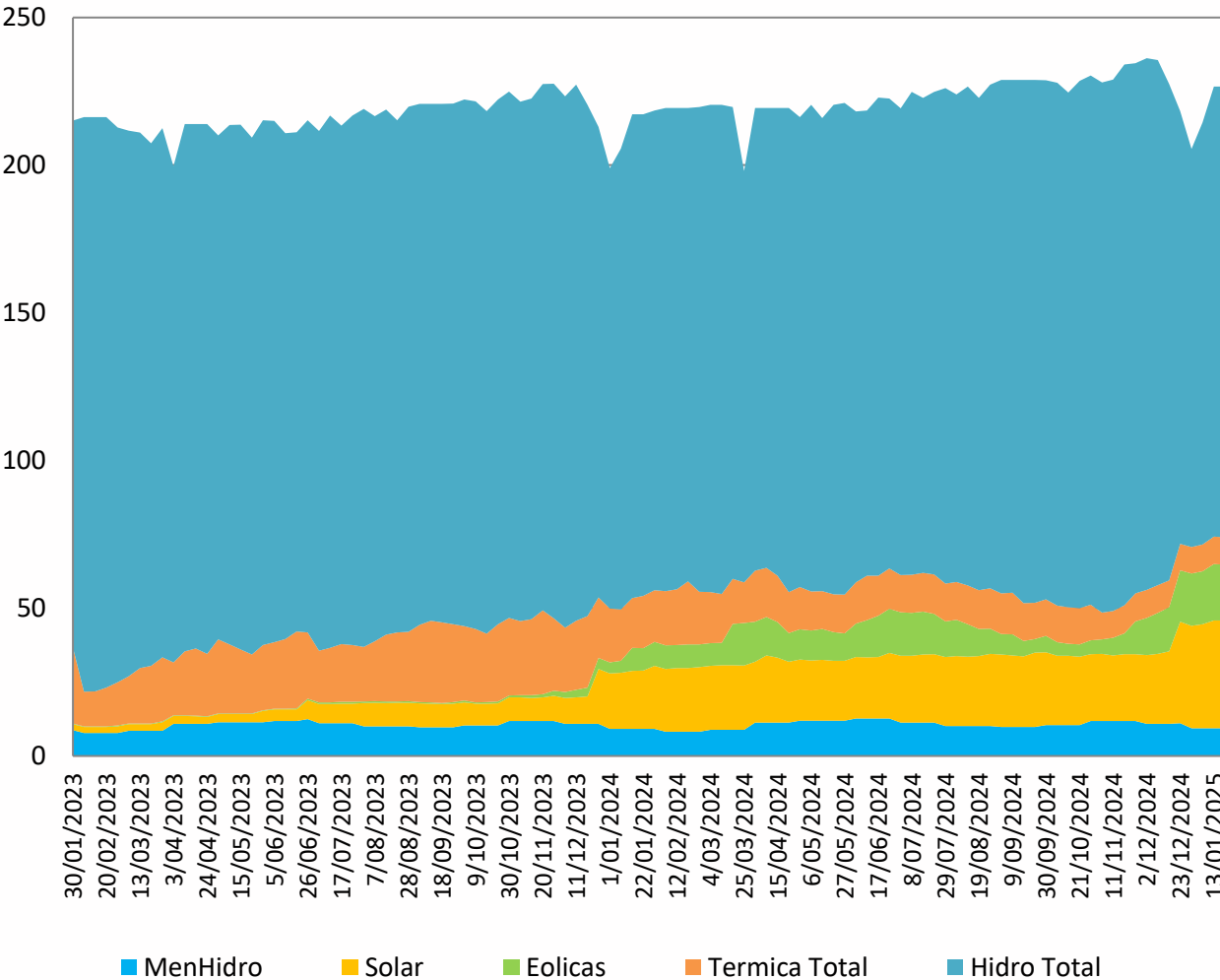
|   |                                                                                   |             |                                                                                      |
|---|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | <b>H 1989-1990:</b><br>hidrología histórica del periodo ene de 1989 a dic de 1990 | 4           | <b>Caso Contingencia CNO:</b><br>hidrología del escenario contingencia del CNO.      |
| 2 | <b>H 2000-2001:</b><br>hidrología histórica del periodo ene de 2000 a dic de 2001 | 5           | <b>Caso H Crítica :</b><br>Hidrología histórica del periodo ene 2015 a dic de 2016 . |
| 3 | <b>Caso Esperado CNO:</b><br>hidrología del escenario esperado del CNO.           | Estocástico | <b>100 Series Sintéticas:</b><br>Hidrología Histórica                                |

## ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWh/DÍA]

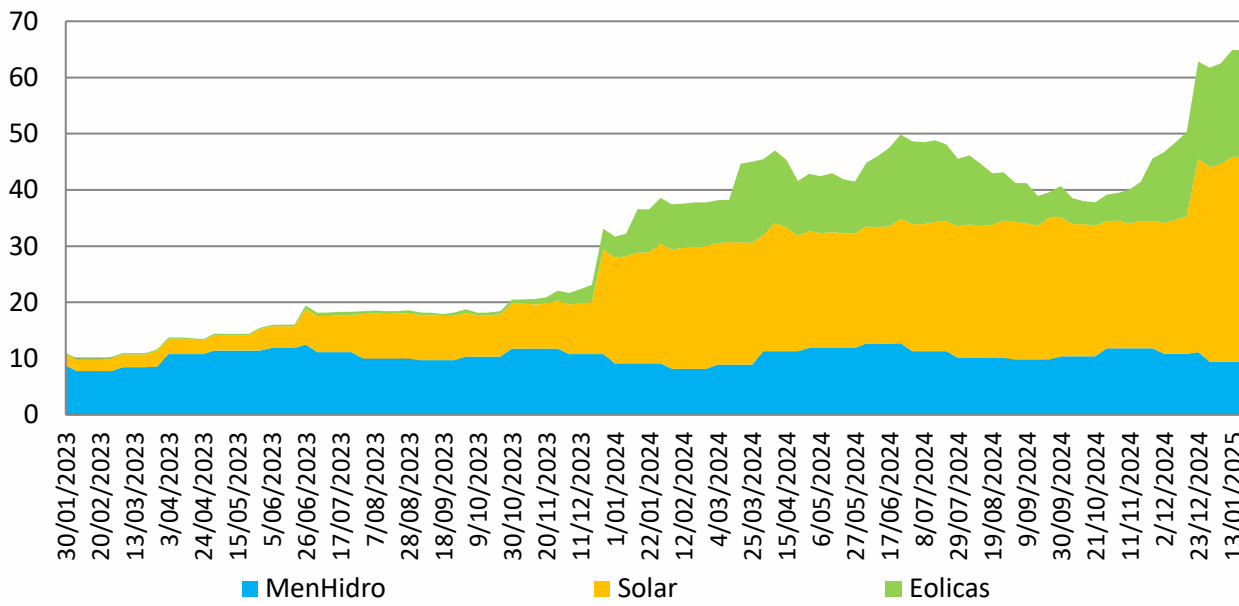


# Resultados Estocásticos

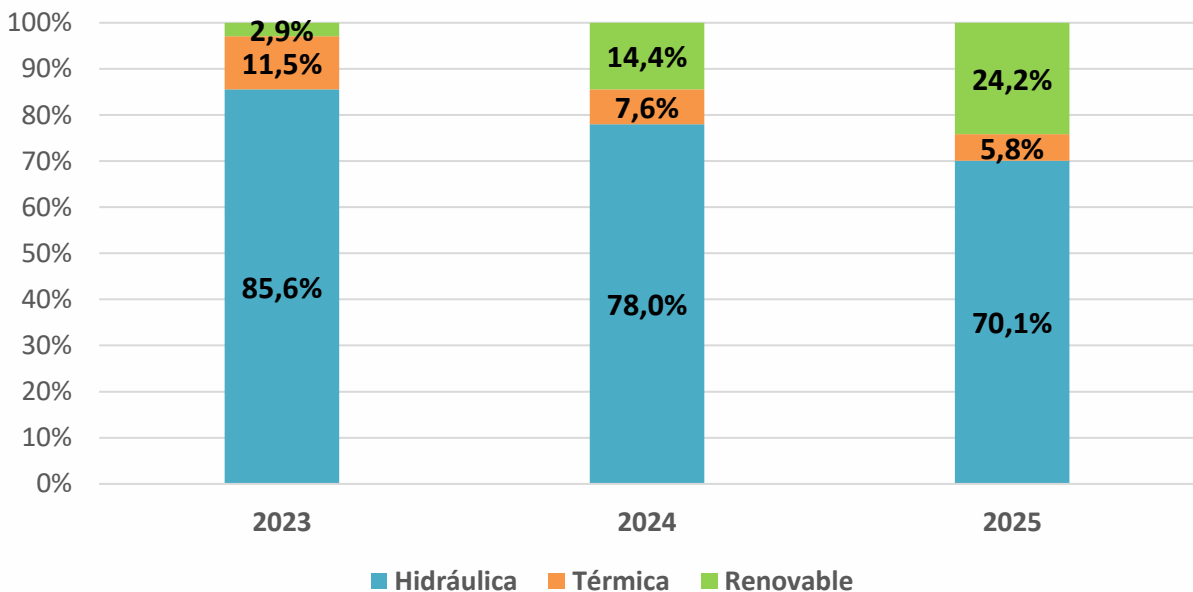
Generación Promedio - GWh/día



Generación Renovable Promedio - GWh/día



Participación de la generación en la atención de la demanda



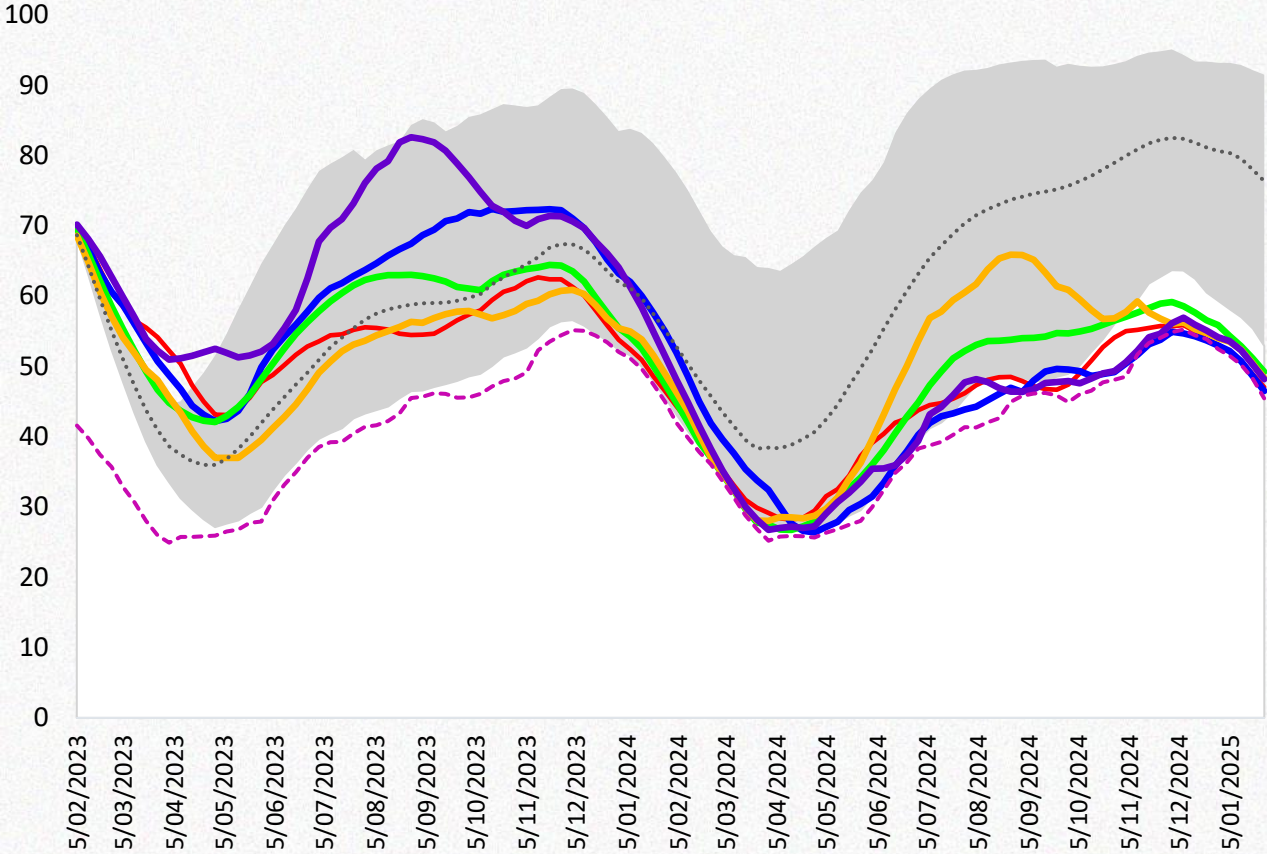
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.



# Resultados Determinísticos

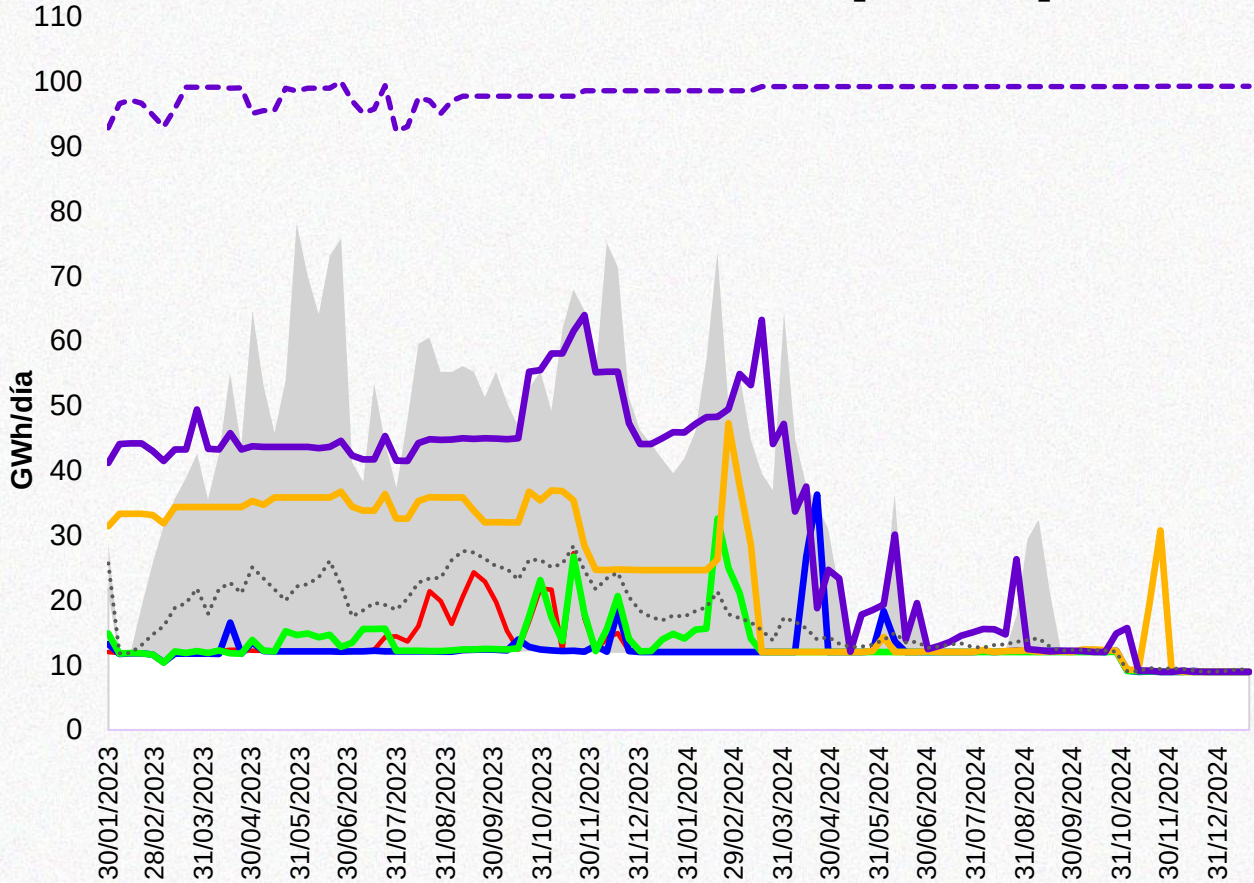


Embalse Agregado SIN %



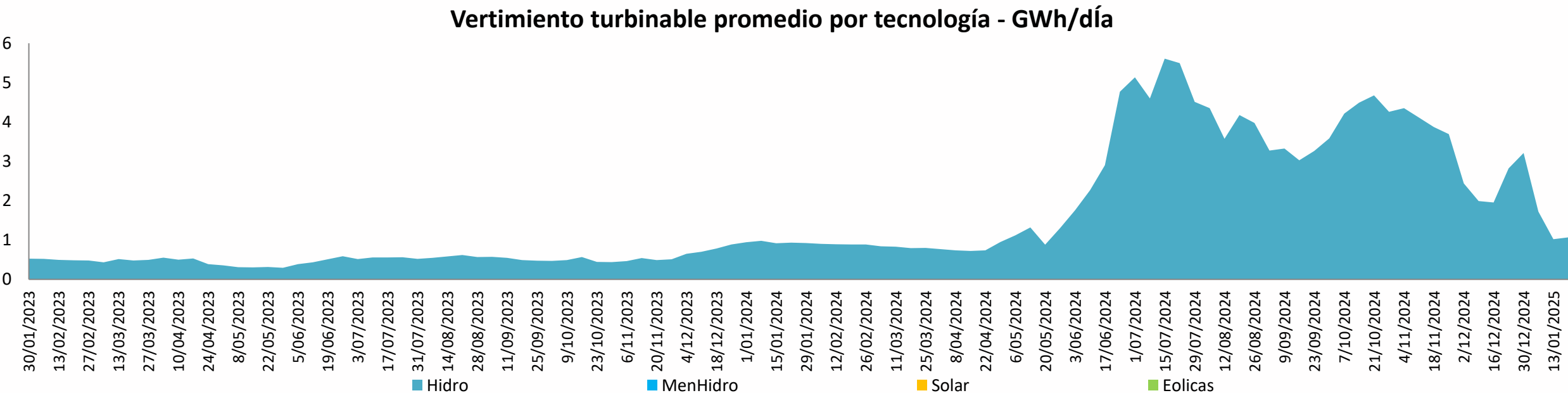
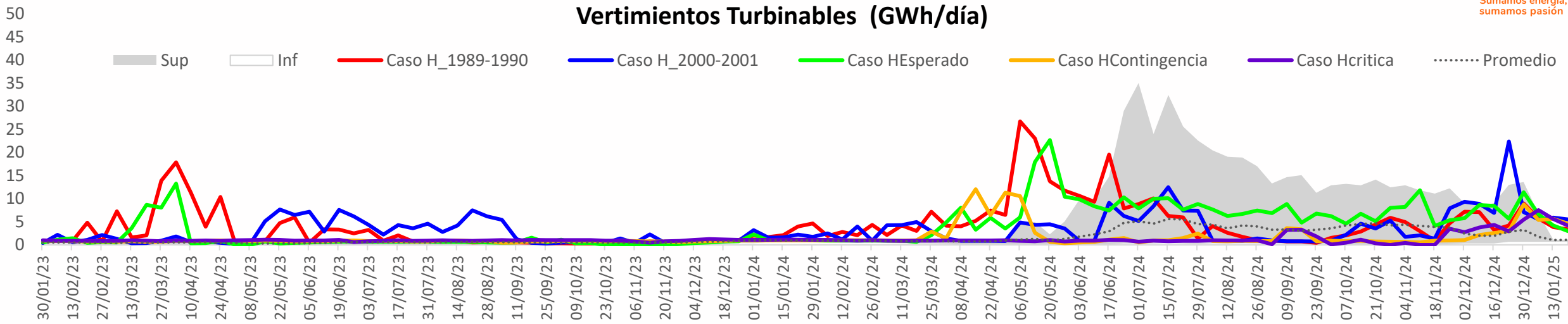
Sup  
Caso H\_2000-2001  
Caso Hcritica  
Inf  
Caso HEsperado  
CAR  
Caso H\_1989-1990  
Caso HContingencia  
Promedio

Generación Térmica [GWh/día]



Sup  
Caso H\_2000-2001  
Caso Hcritica  
Inf  
Caso HEsperado  
Promedio  
Caso H\_1989-1990  
Caso HContingencia  
Max GT Disponible

# Resultados de Vertimientos Turbinables







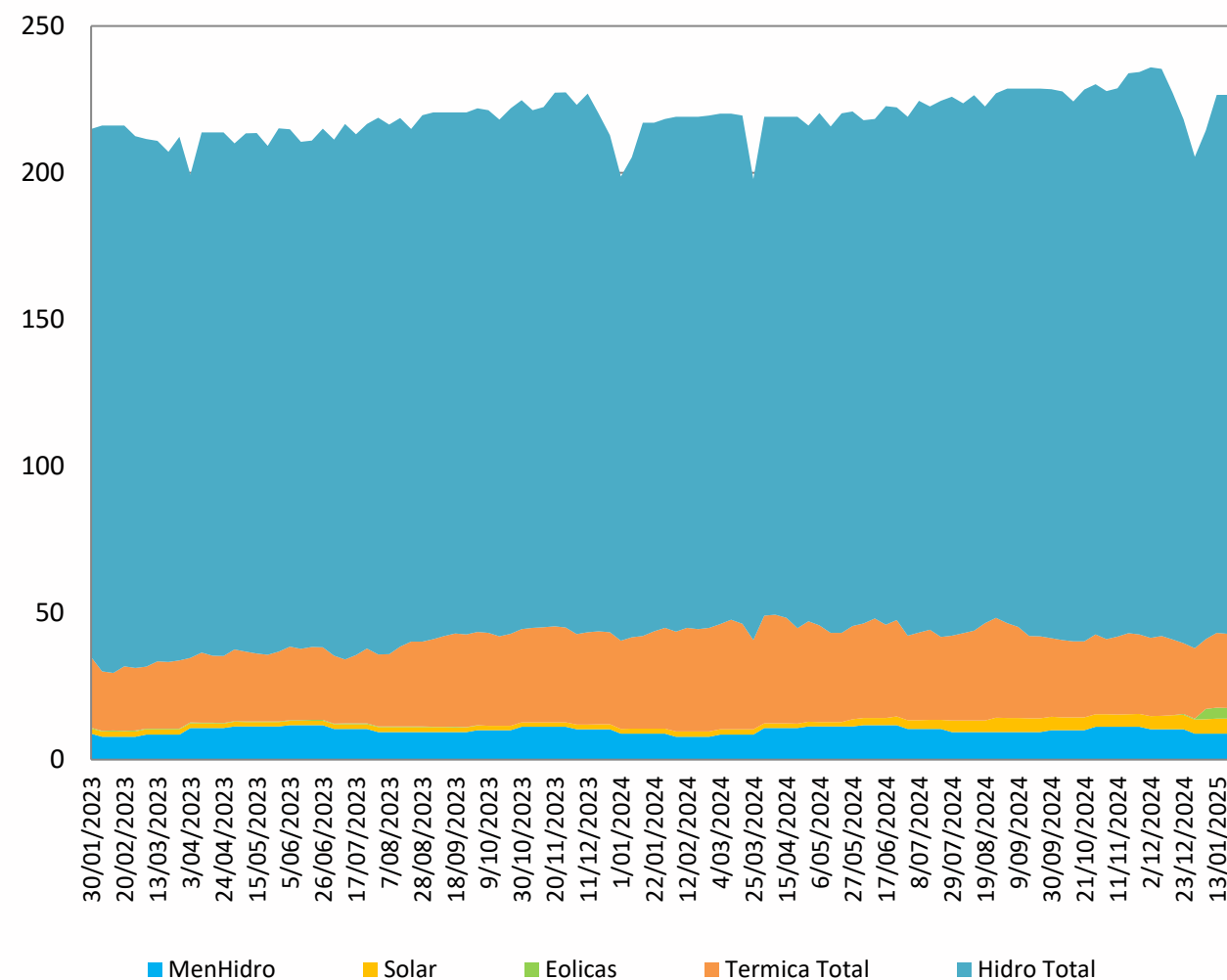
## » PANORAMA ENERGÉTICO DE MEDIANO PLAZO

### Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

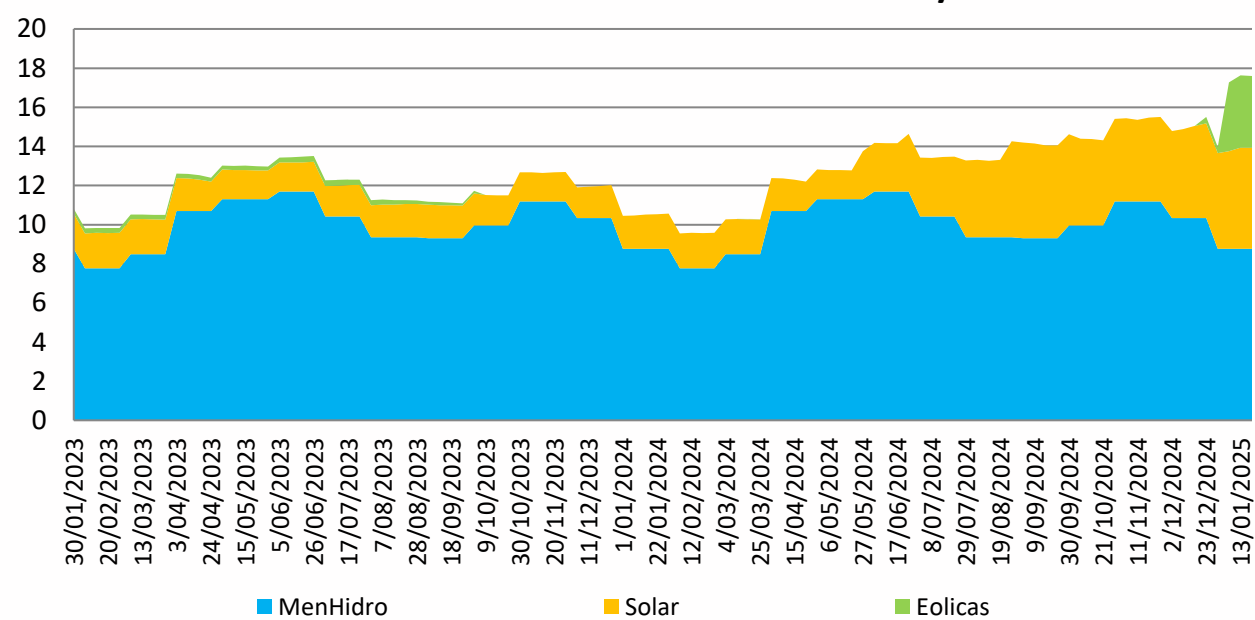
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico.

# Resultados Estocásticos

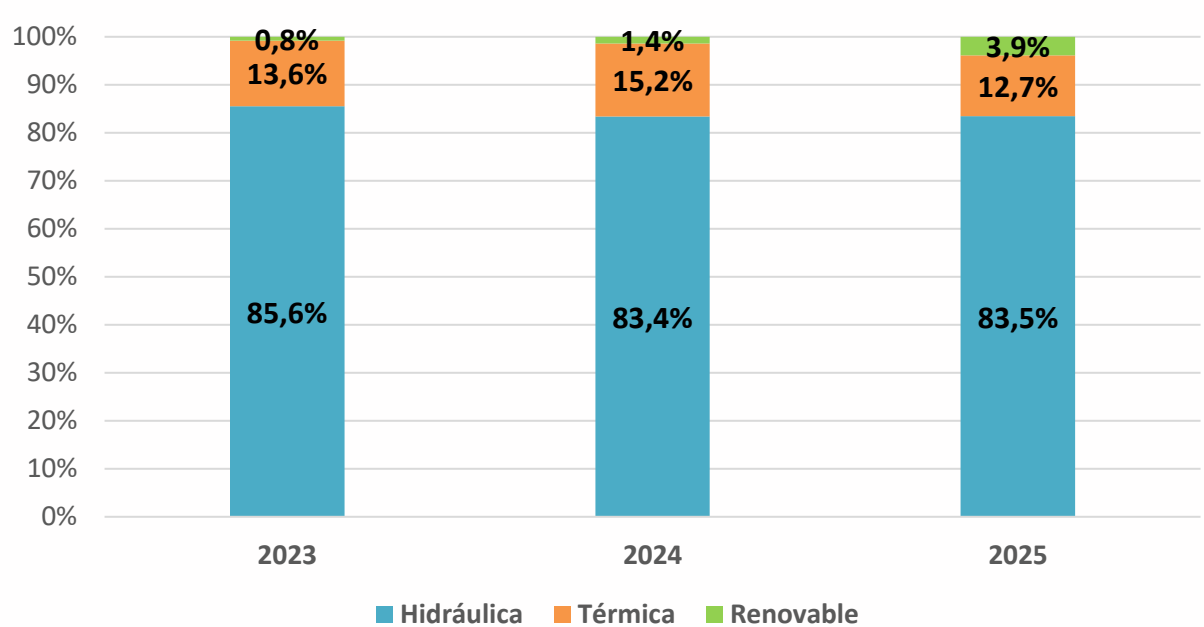
Generación Promedio - GWh/día



Generación Renovable Promedio - GWh/día

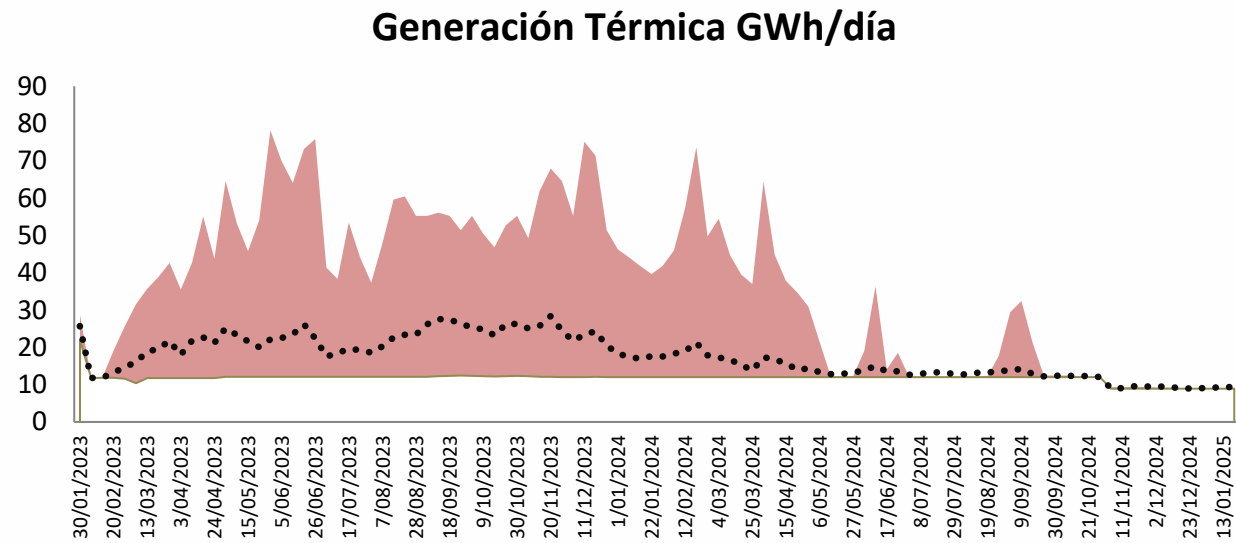
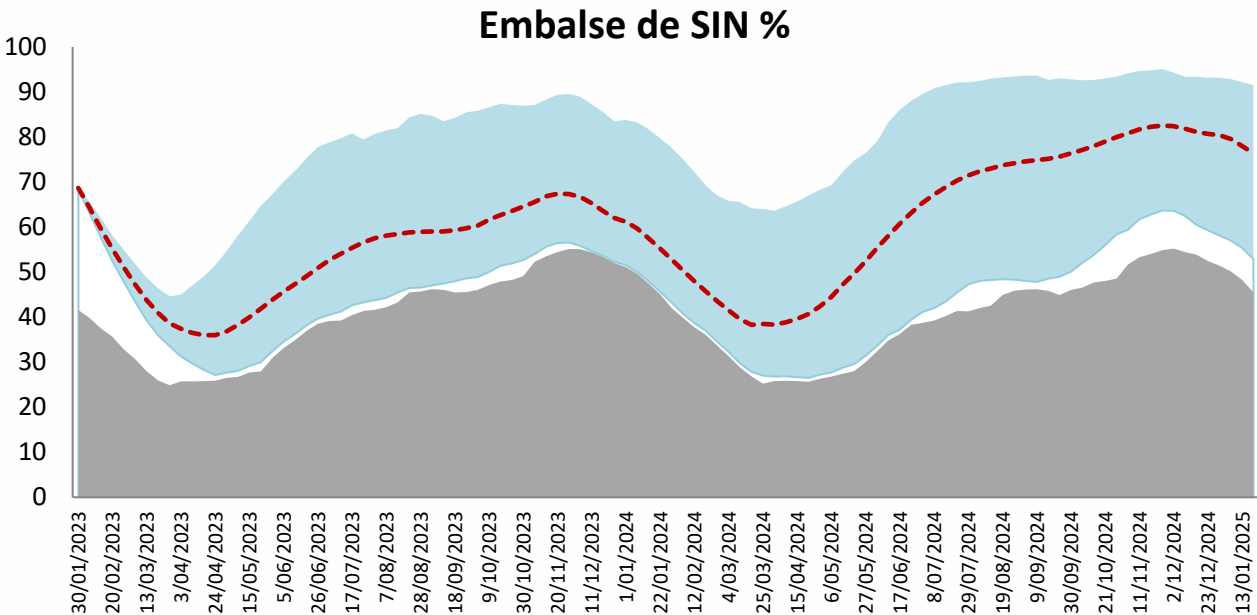


Participación de la generación en la atención de la demanda

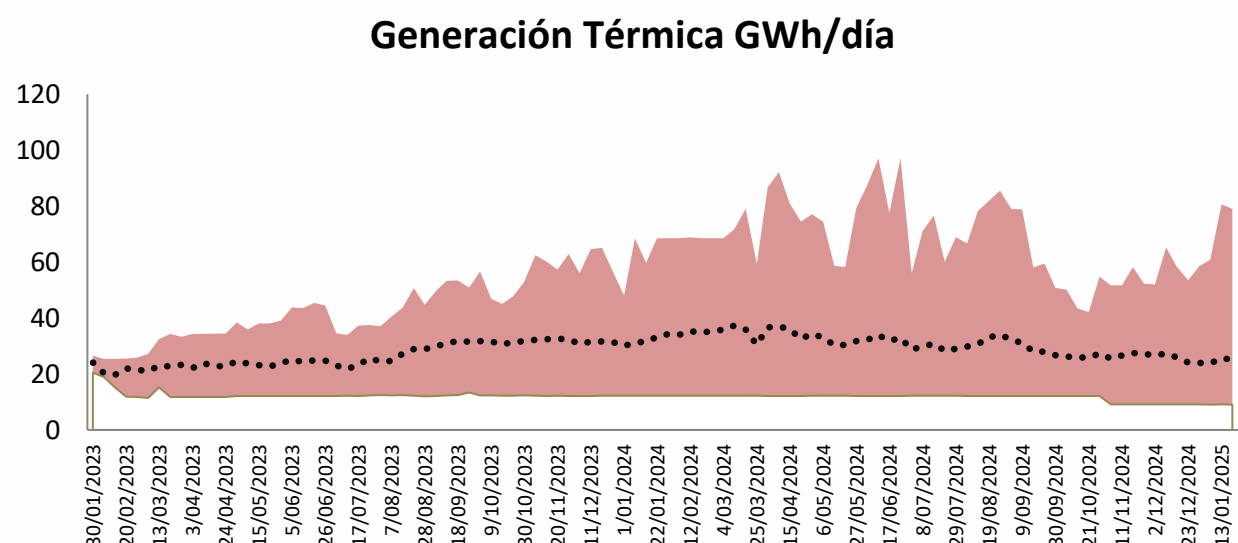
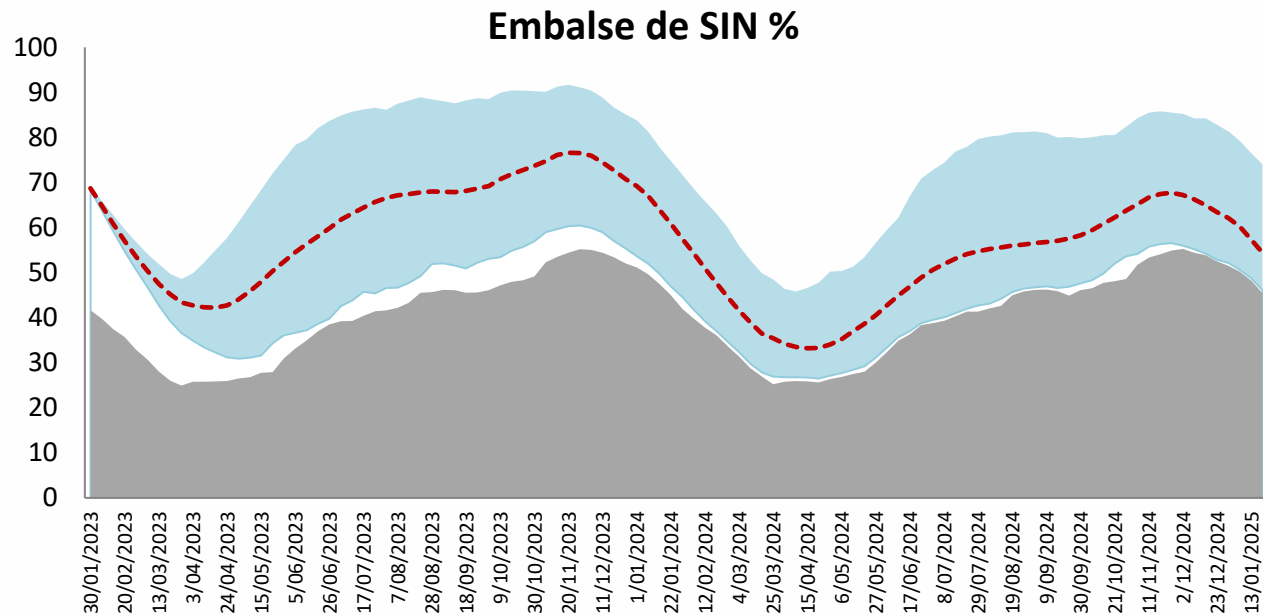


# Comparación resultados

Resultados – Todos los proyectos



Resultados – Proyectos OEF atrasados





## » PANORAMA ENERGÉTICO DE MEDIANO PLAZO

### Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO – Escenario determinístico

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre un escenario determinístico crítico:

- Hidrología Ene 2015 – Dic 2016

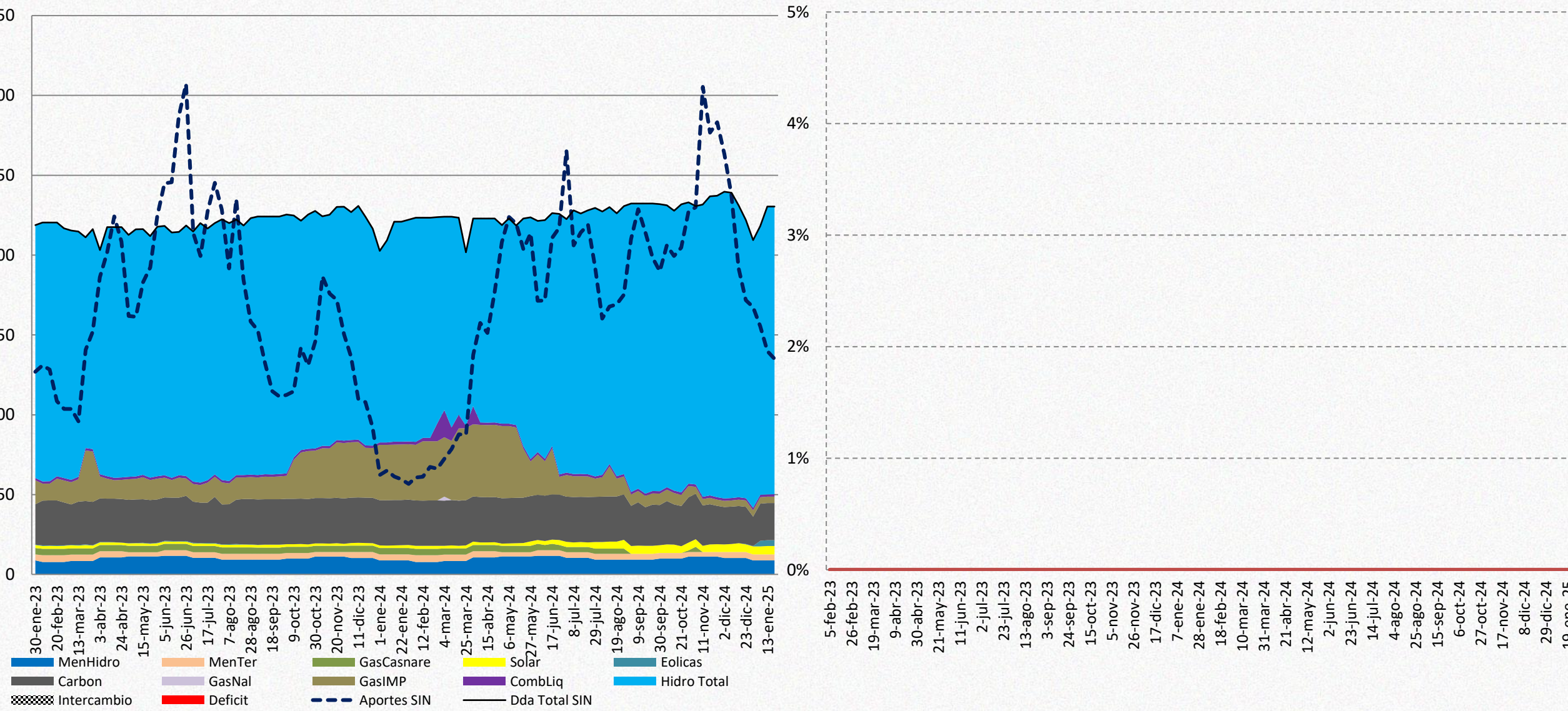


# Resultados



Balance del SIN - GWh/dia

Déficit de SIN %

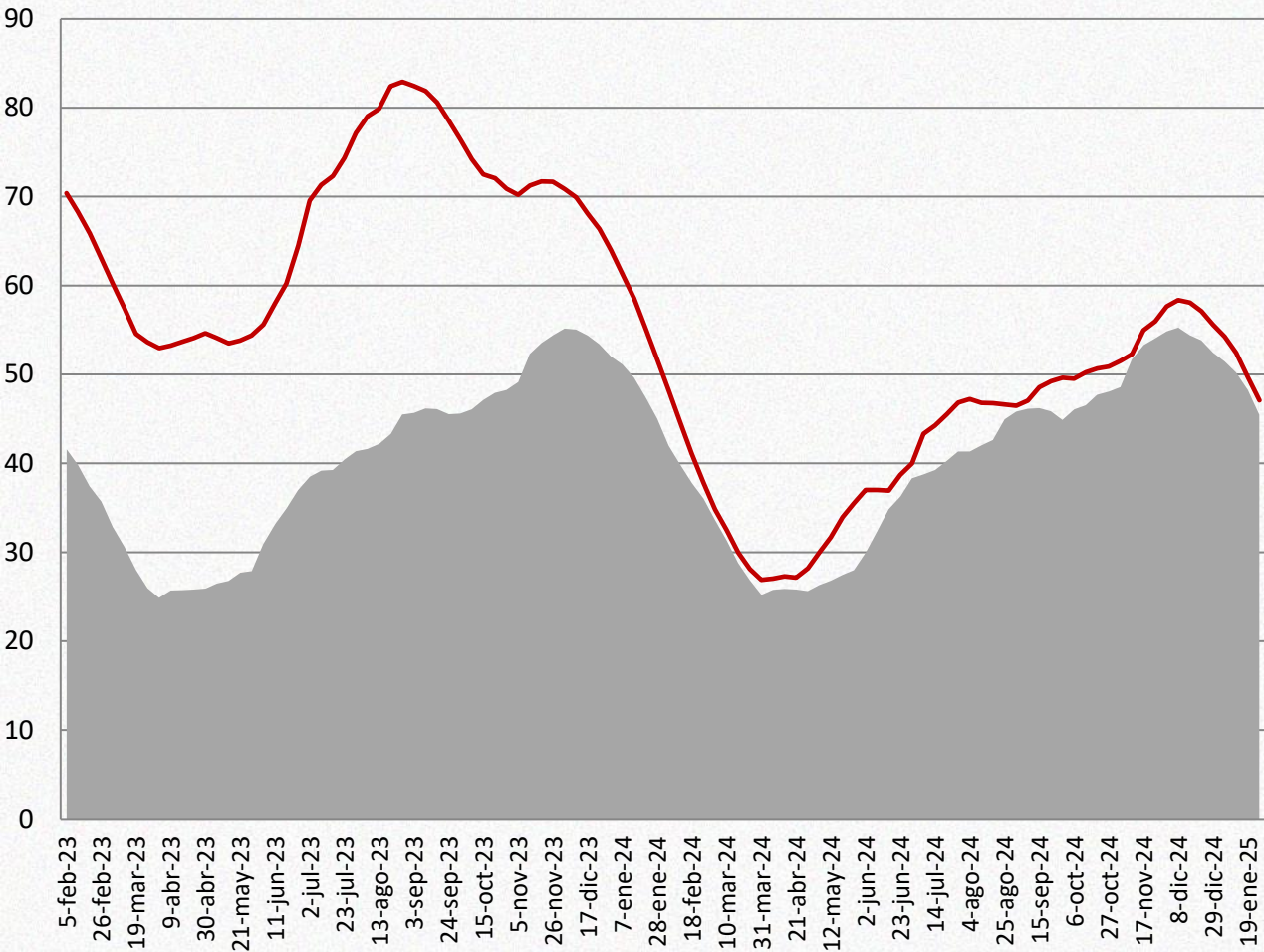




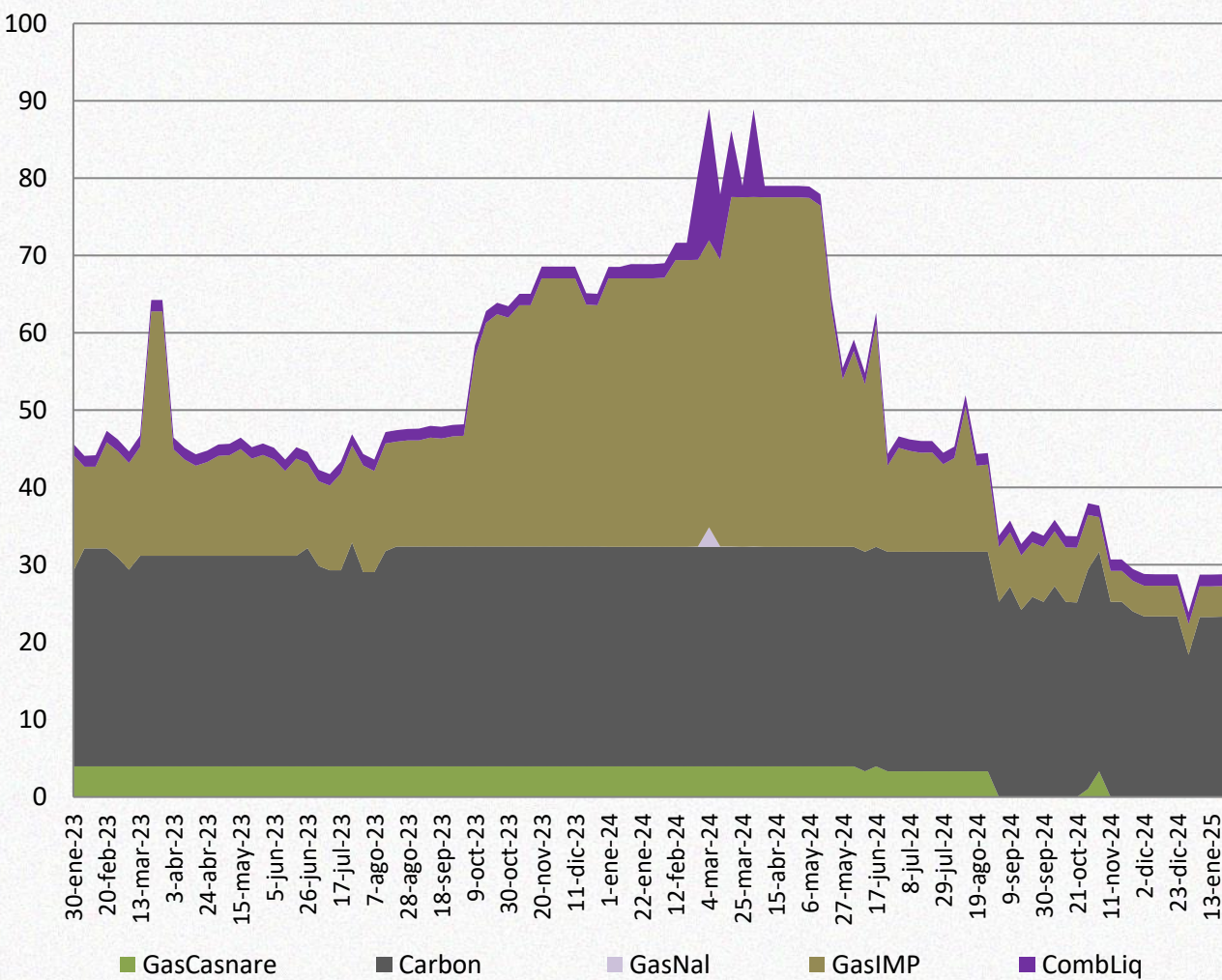
# Resultados



Embalse de SIN %



Generación Termica - GWh/dia



# Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados, y bajo todas las sensibilidades expuestas, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.



De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 2.9% al inicio del horizonte del estudio a 24.2% al final del mismo.



Bajo el escenario de solo proyectos con OEF y considerando un atraso de un año en su fecha de puesta en operación, se tiene un incremento en todo el horizonte de estudio de la generación térmica respecto al caso sin atraso. Ante un eventual atraso de proyectos OEF es necesario un seguimiento continuo de las reservas del SIN en 2023 para afrontar el verano 23-24 ante un posible evento seco tipo fenómeno El Niño en dicho 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.



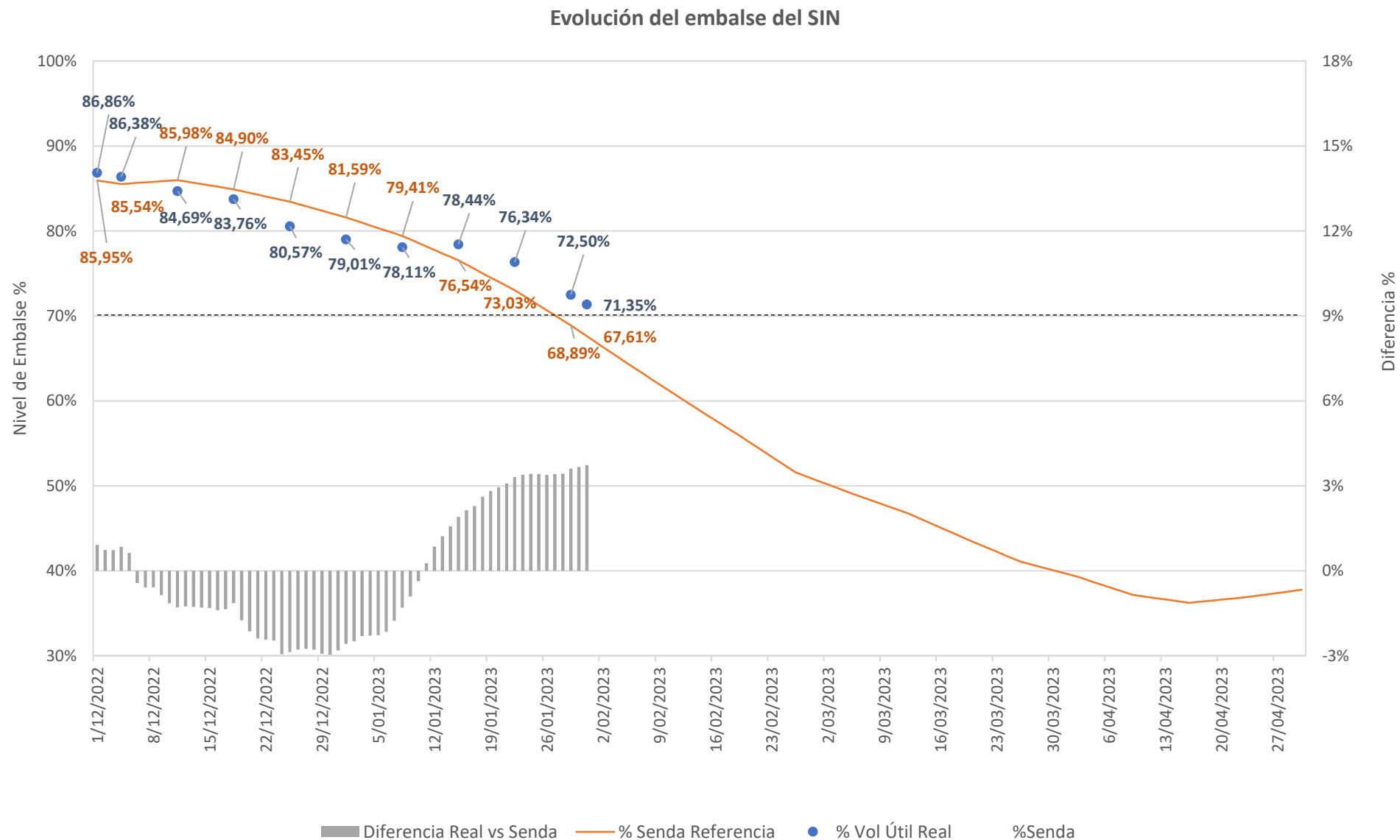
El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector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

# Seguimiento a la Senda de Referencia

## Verano 2022-2023



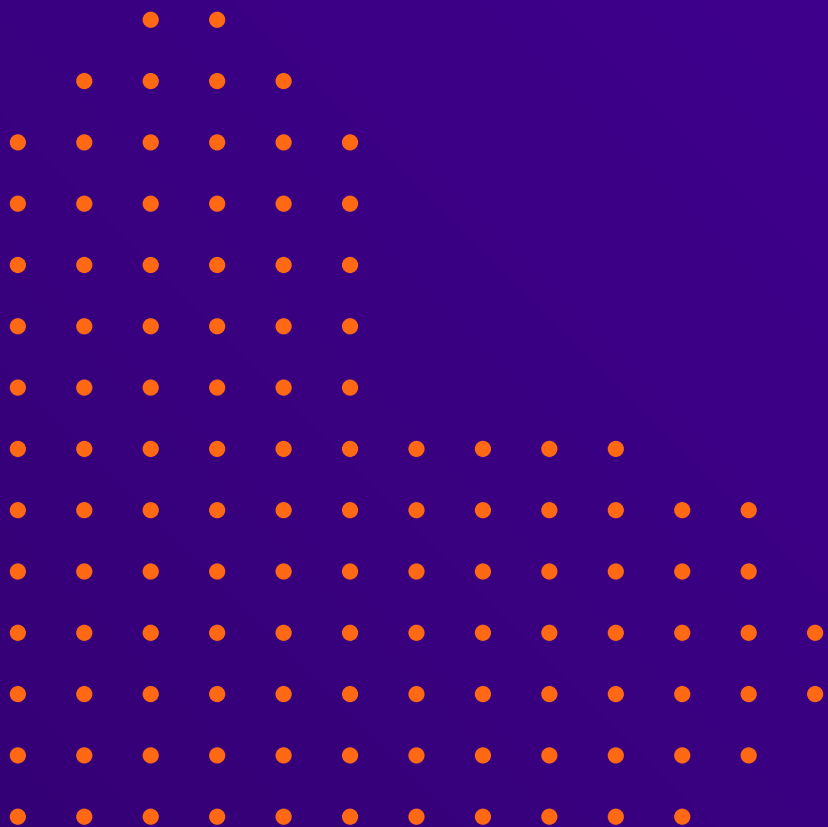
# Seguimiento a la senda de referencia Verano 22-23



Información hasta el 2023-01-31  
Información actualizada el 2023-02-01

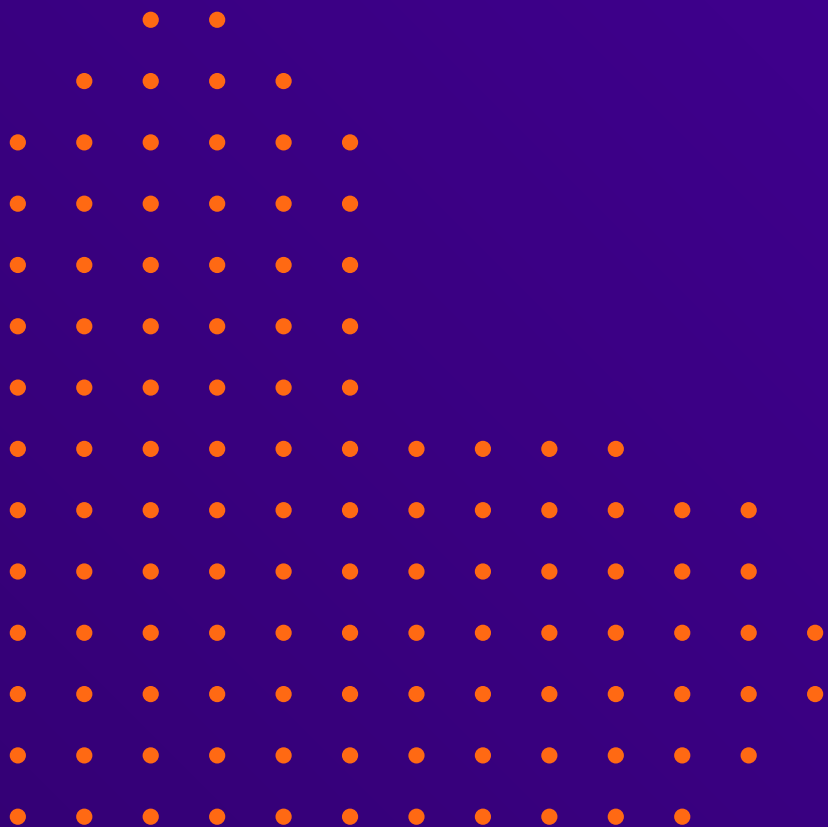


# 3. Situación Operativa



Sumamos energía,  
sumamos pasión

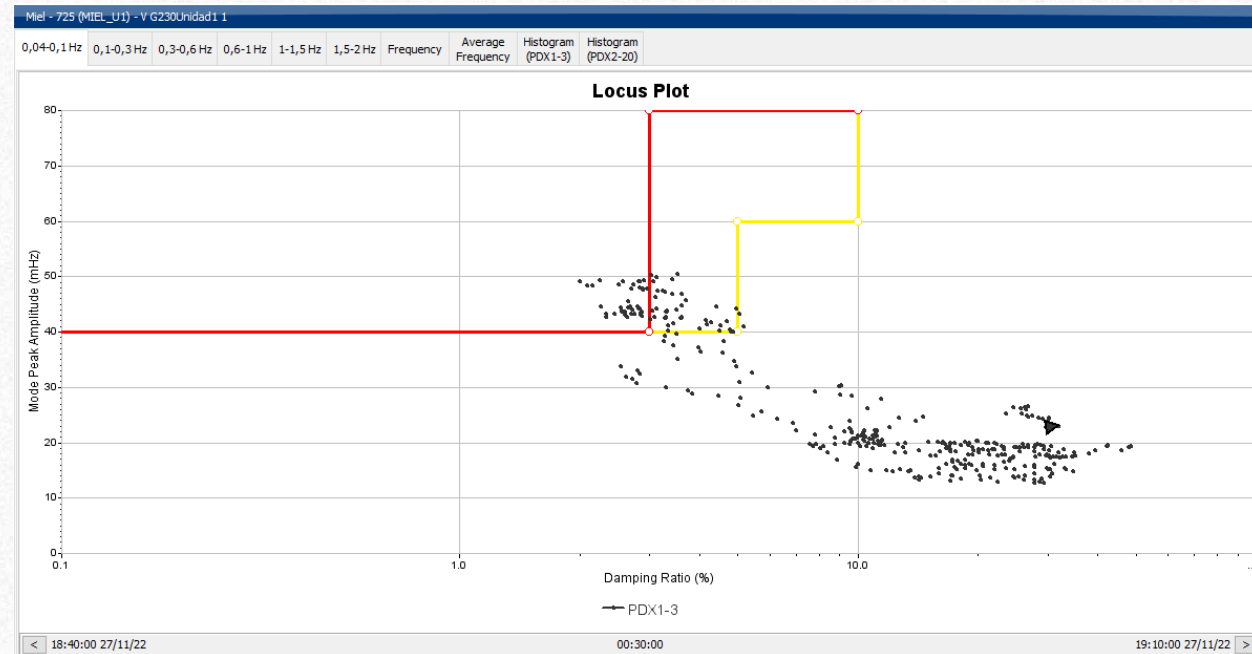
# Oscilaciones en el SIN



Sumamos energía,  
sumamos pasión



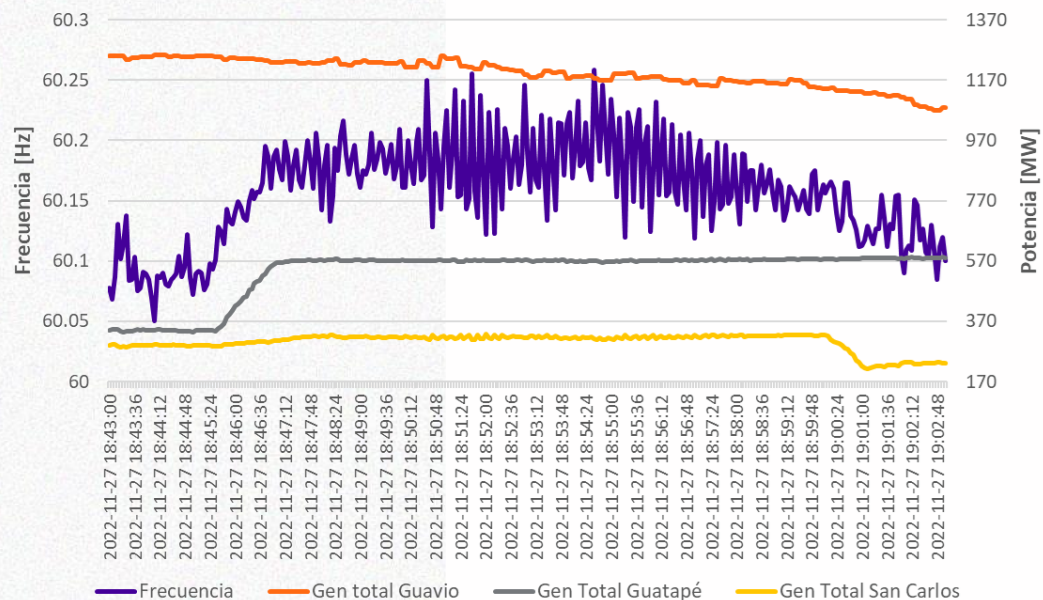
**18:46 horas**



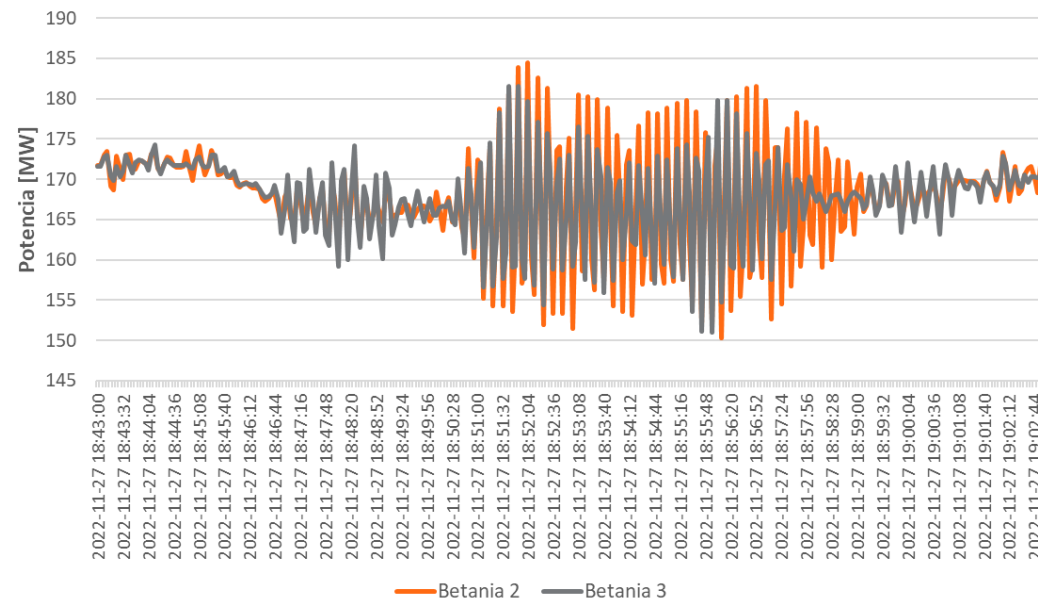
Máxima amplitud:  
50,46 mHz

Térmica 10%

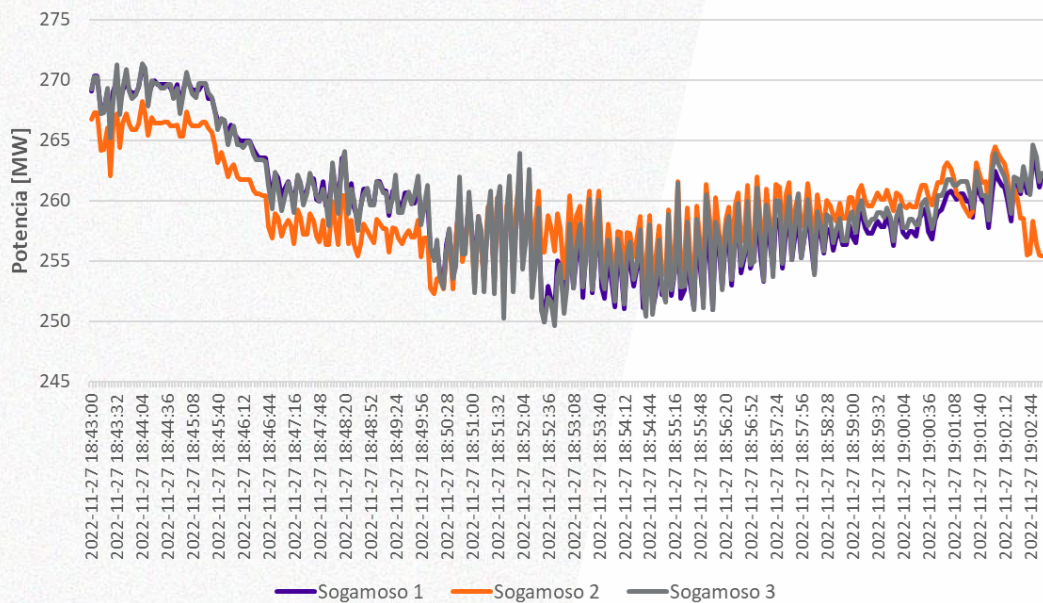
## Frecuencia



## Betania



## Sogamoso



**Unidades que presentaron  
oscilación con amplitud (pico a pico)  
superior a 10 MW:**

Betania 2. Amp: 30.30 MW

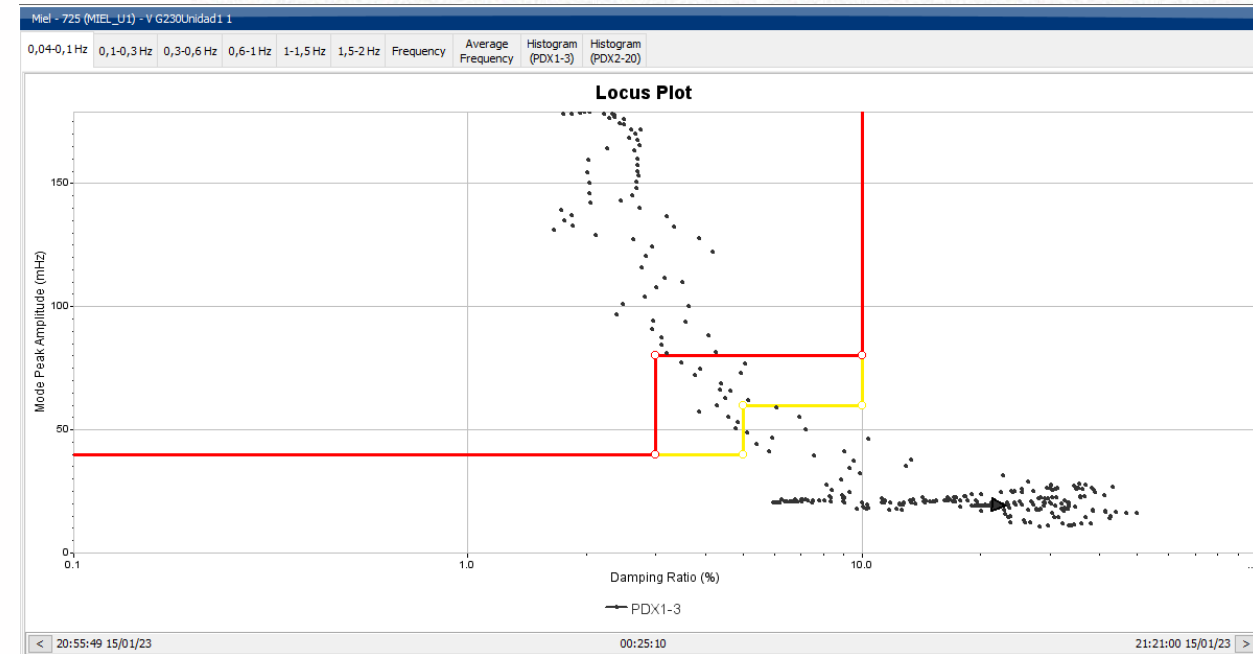
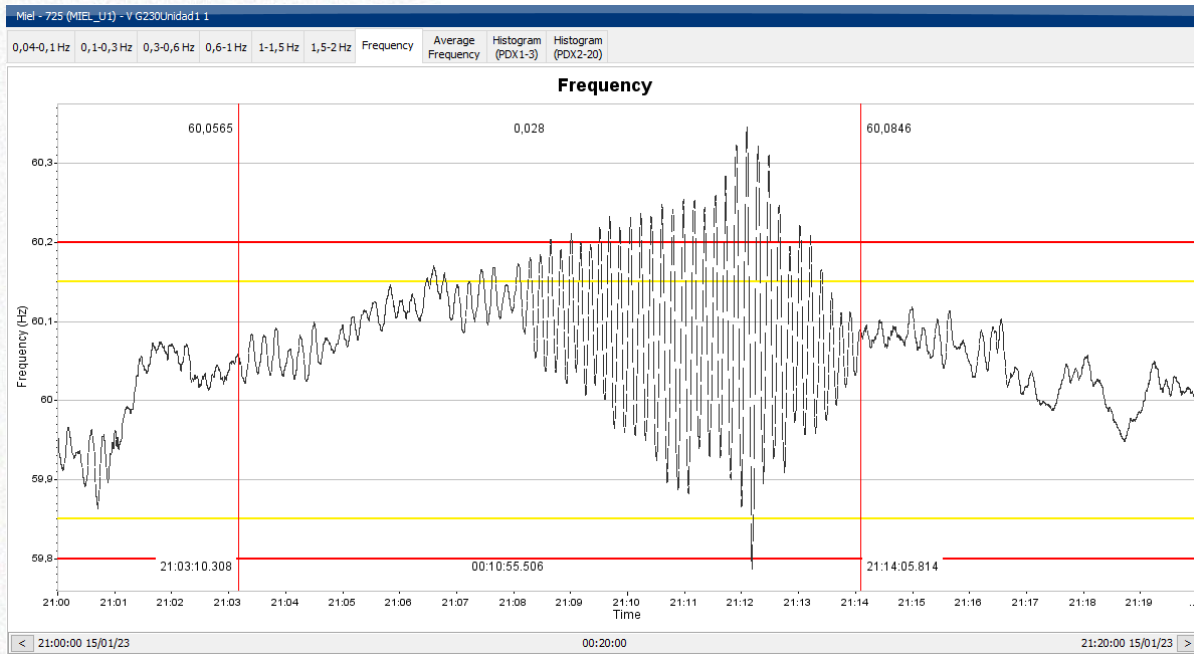
Betania 3. Amp: 31.24 MW

Sogamoso 3. Amp: 12.51



# Oscilación 15/01/2023

## 21:03 horas



Duración:  
10:55 minutos

Frecuencia  
Oscilación:  
0,09 Hz

Mínimo  
Amortiguamiento:  
1,78 %

Máxima amplitud:  
178,8 mHz

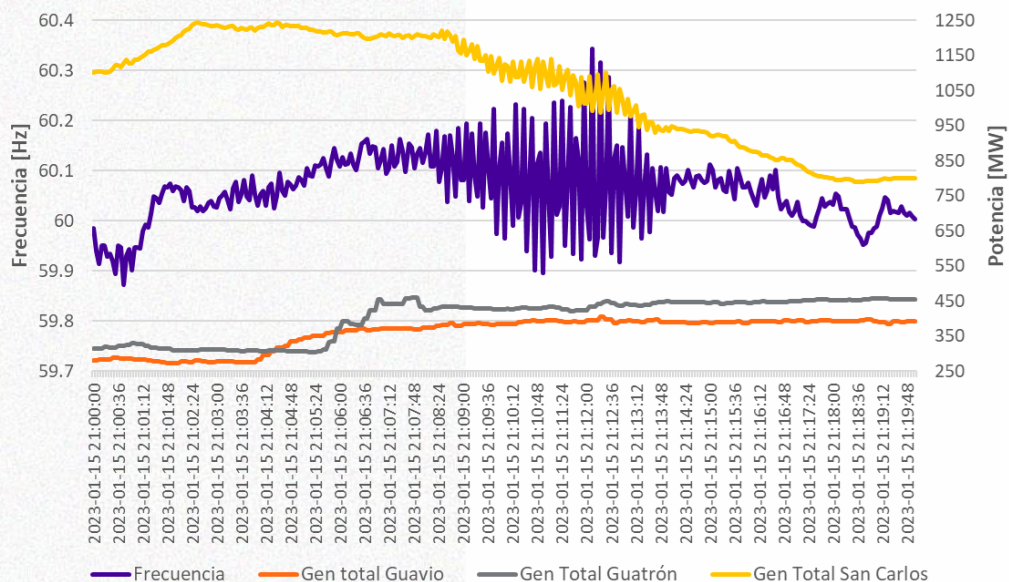
|            |     |
|------------|-----|
| Hidráulica | 87% |
| Térmica    | 12% |



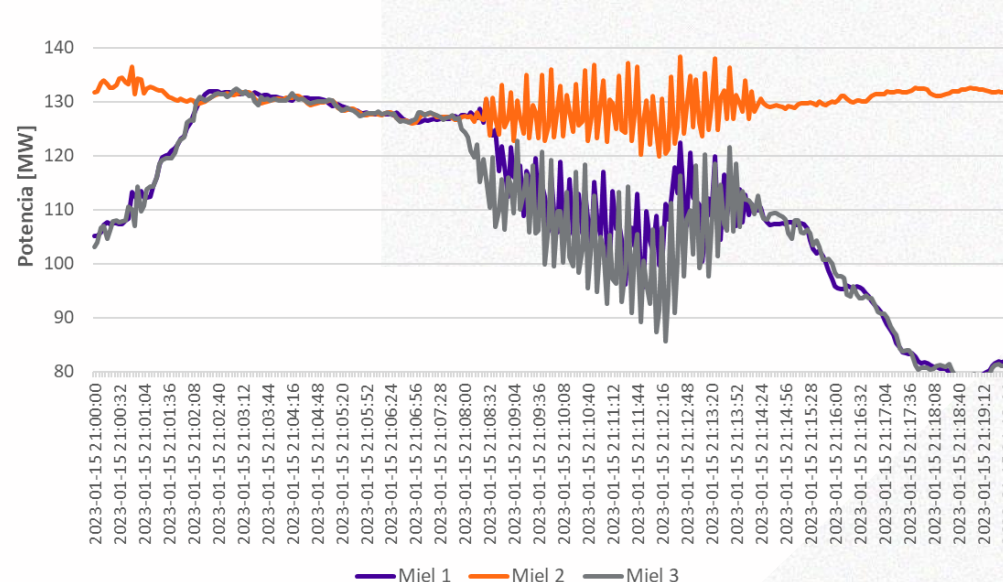
Unidades que presentaron  
oscilación con amplitud  
(pico a pico) superior a 10  
MW:

Betania 1. Amp: 16.19 MW  
Betania 2. Amp: 36.19 MW  
Betania 3. Amp: 34.63 MW  
Sogamoso 1. Amp: 24.40 MW  
Sogamoso 2. Amp: 22.15 MW  
Sogamoso 3. Amp: 25.82 MW  
Miel 2. Amp: 18.87 MW  
Miel 3. Amp: 22.77 MW  
San Carlos 1. Amp: 21.49 MW  
San Carlos 2. Amp: 13.24 MW  
San Carlos 3. Amp: 18.23 MW  
San Carlos 4. Amp: 21.42 MW  
San Carlos 5. Amp: 15.98 MW  
San Carlos 6. Amp: 13.92 MW  
San Carlos 7. Amp: 11.79 MW  
San Carlos 8. Amp: 14.86 MW  
Porce2 1. Amp: 18.87 MW  
Porce2 2. Amp: 17.64 MW  
Porce2 3. Amp: 17.92 MW  
Porce3 1. Amp: 14.18 MW  
Porce3 2. Amp: 15.80 MW  
Porce3 3. Amp: 14.63 MW

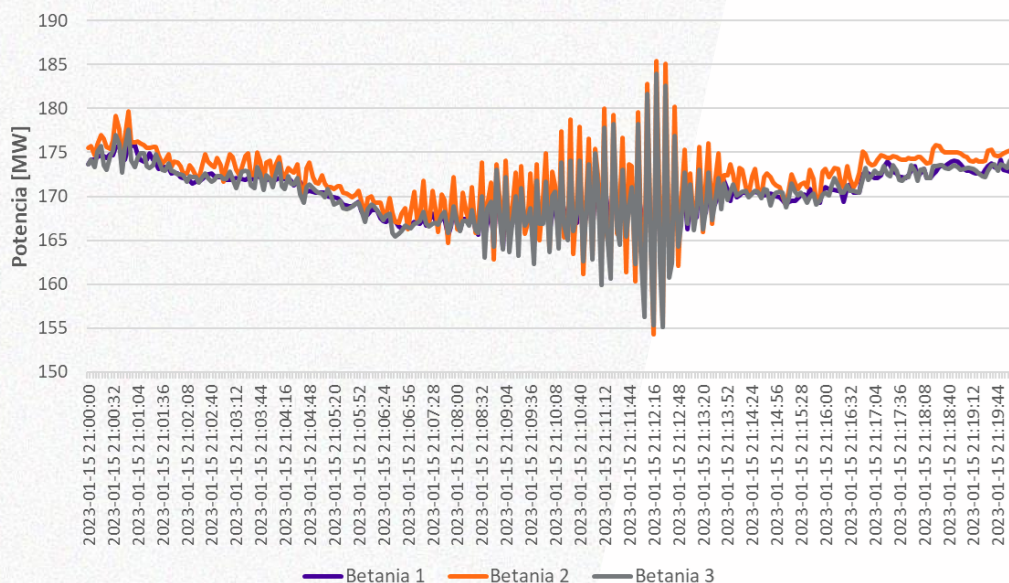
Frecuencia



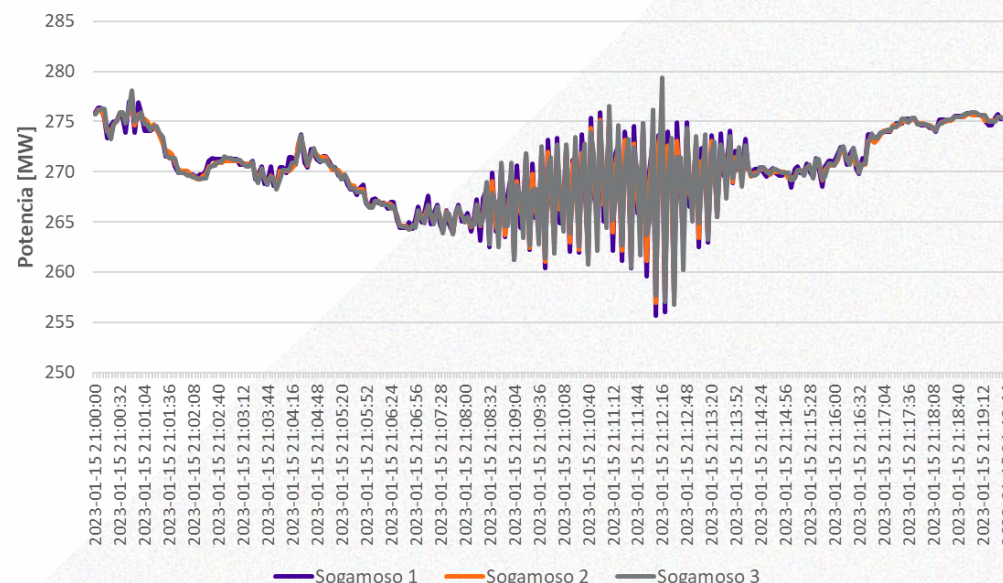
Miel



Betania



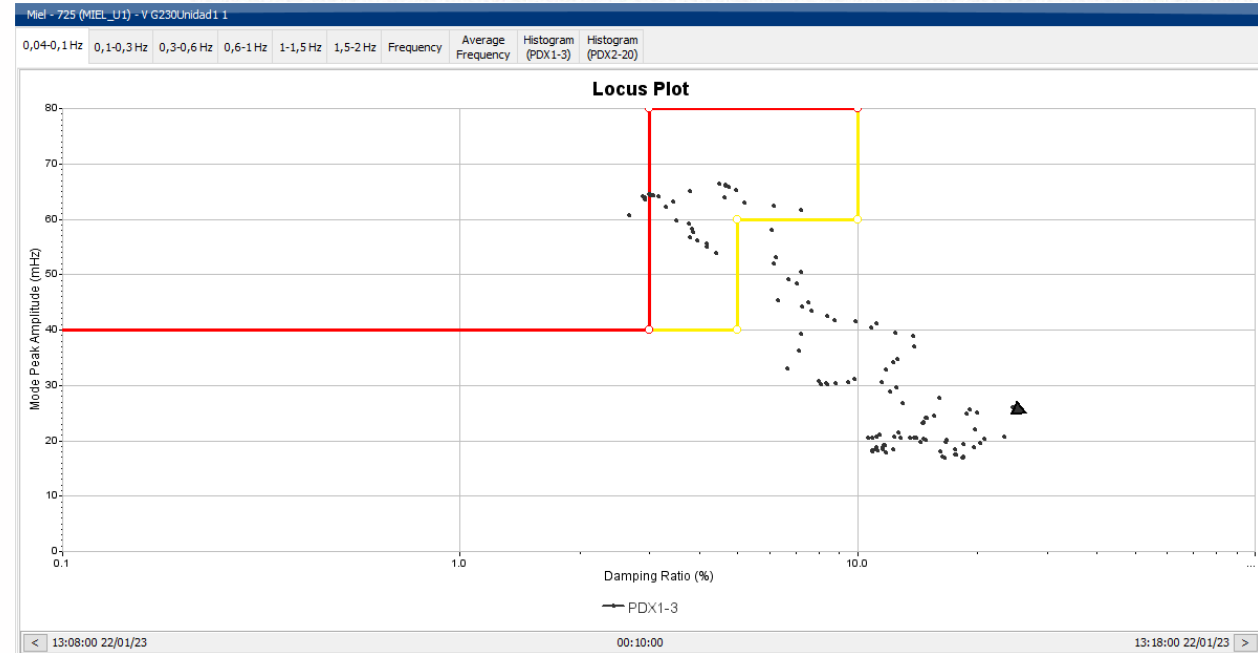
Sogamoso







Sumamos energía,  
sumamos pasión

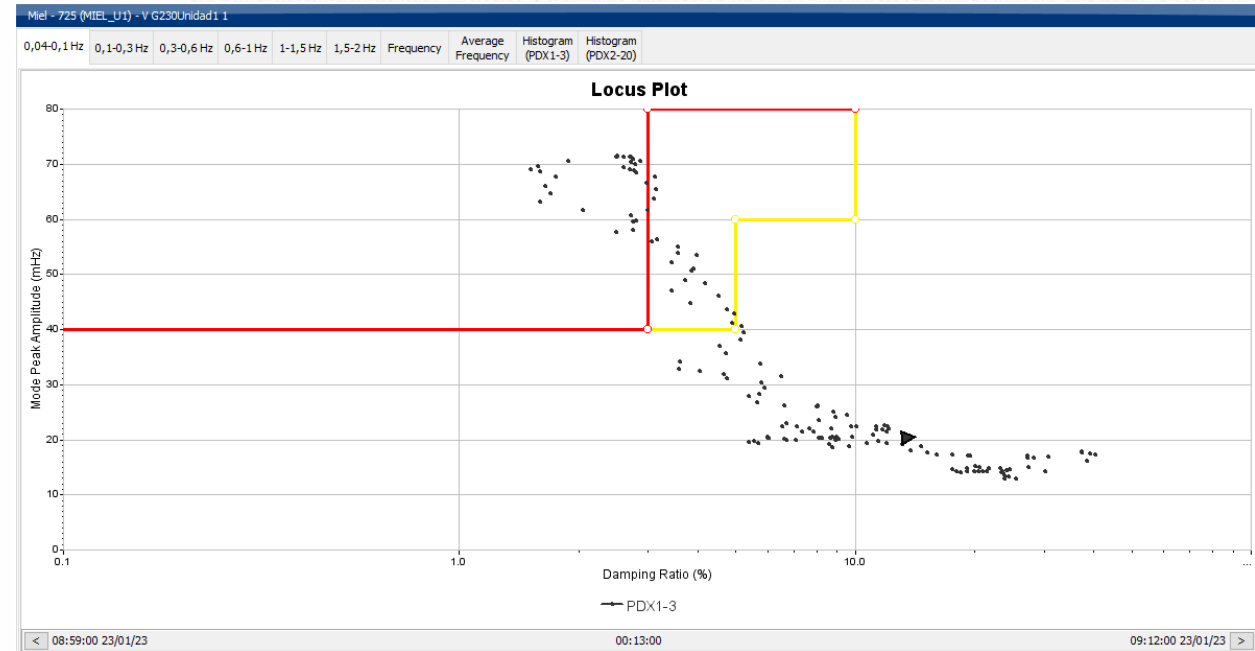


Máxima amplitud:  
66,26 mHz

|            |     |
|------------|-----|
| Hidráulica | 90% |
| Térmica    | 6%  |
| Solar      | 3%  |



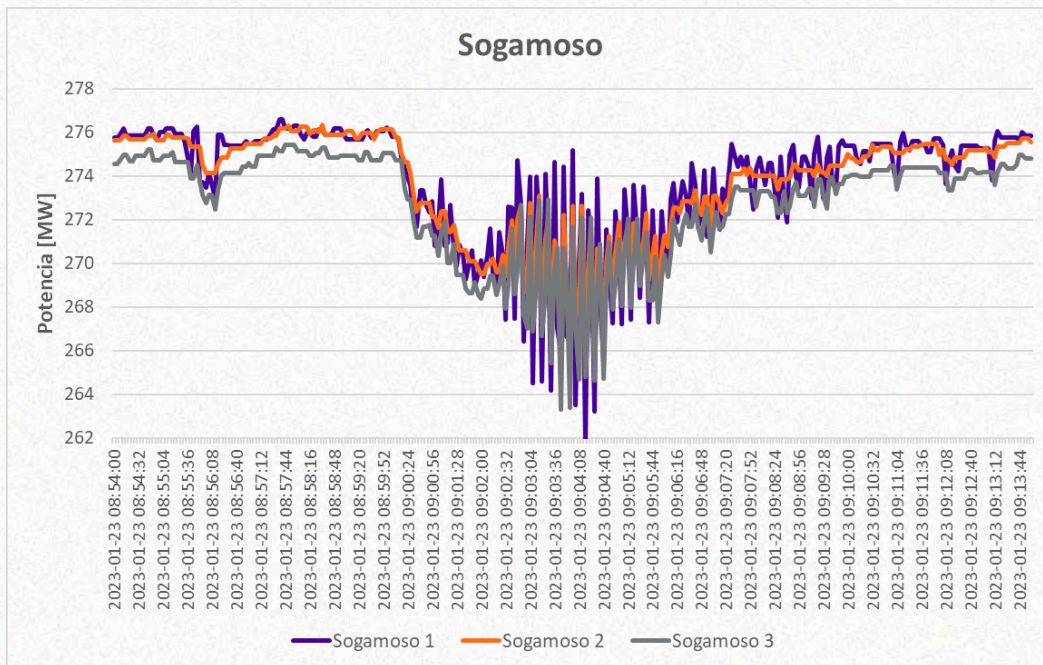
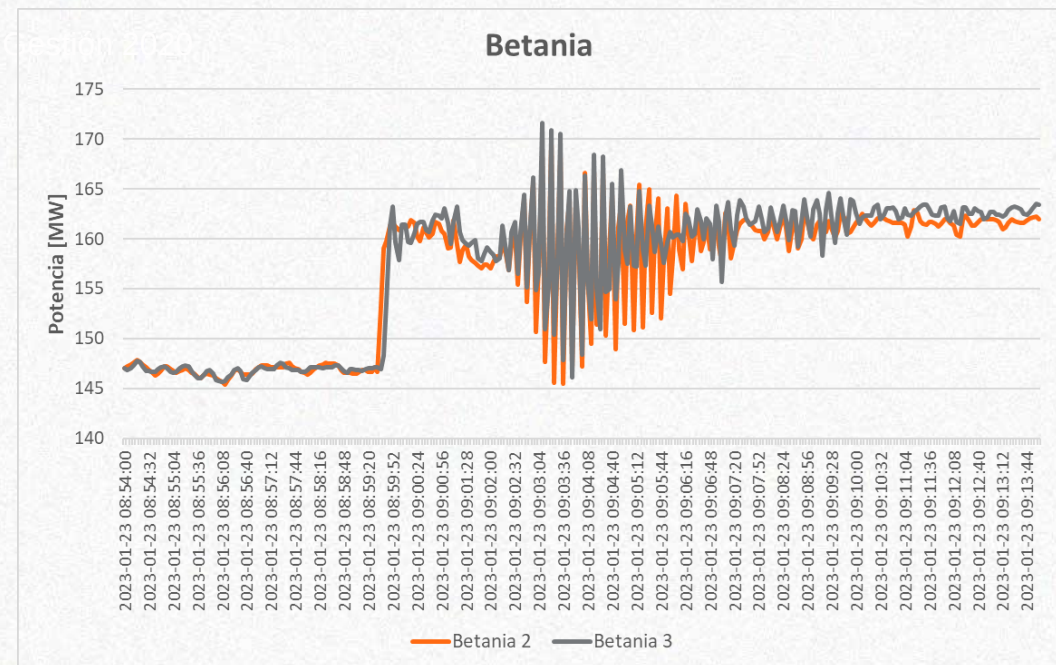
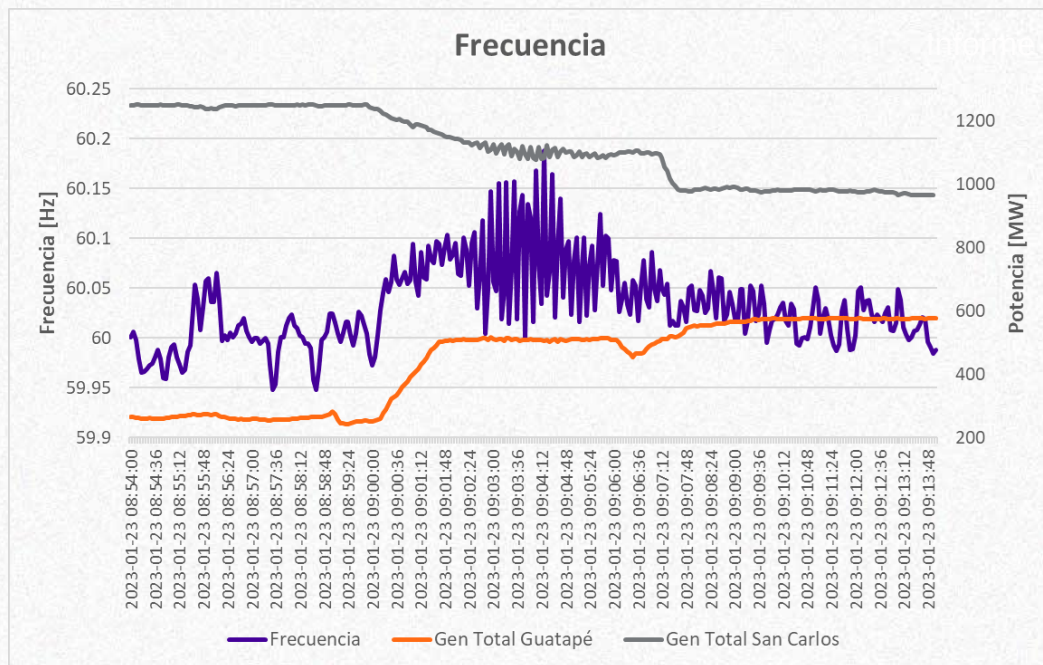
Sumamos energía,  
sumamos pasión



Máxima amplitud:  
71,46 mHz

|            |     |
|------------|-----|
| Hidráulica | 89% |
| Térmica    | 7%  |
| Solar      | 3%  |





**Unidades que presentaron  
oscilación con amplitud (pico  
a pico) superior a 10 MW:**

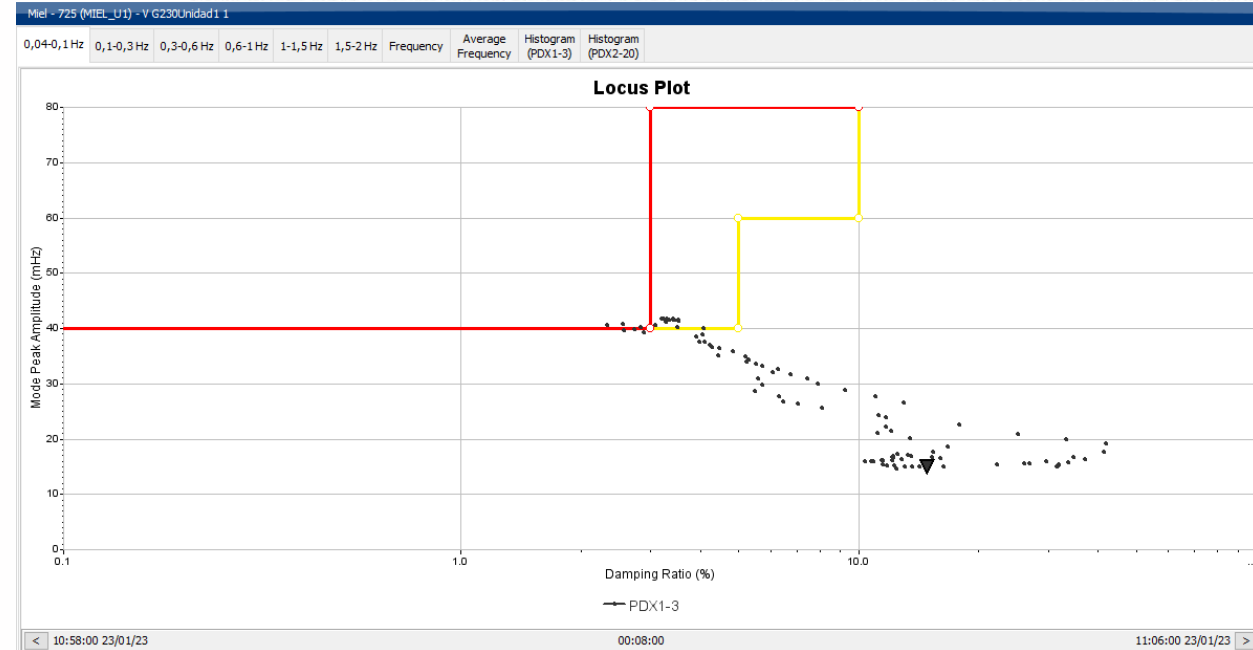
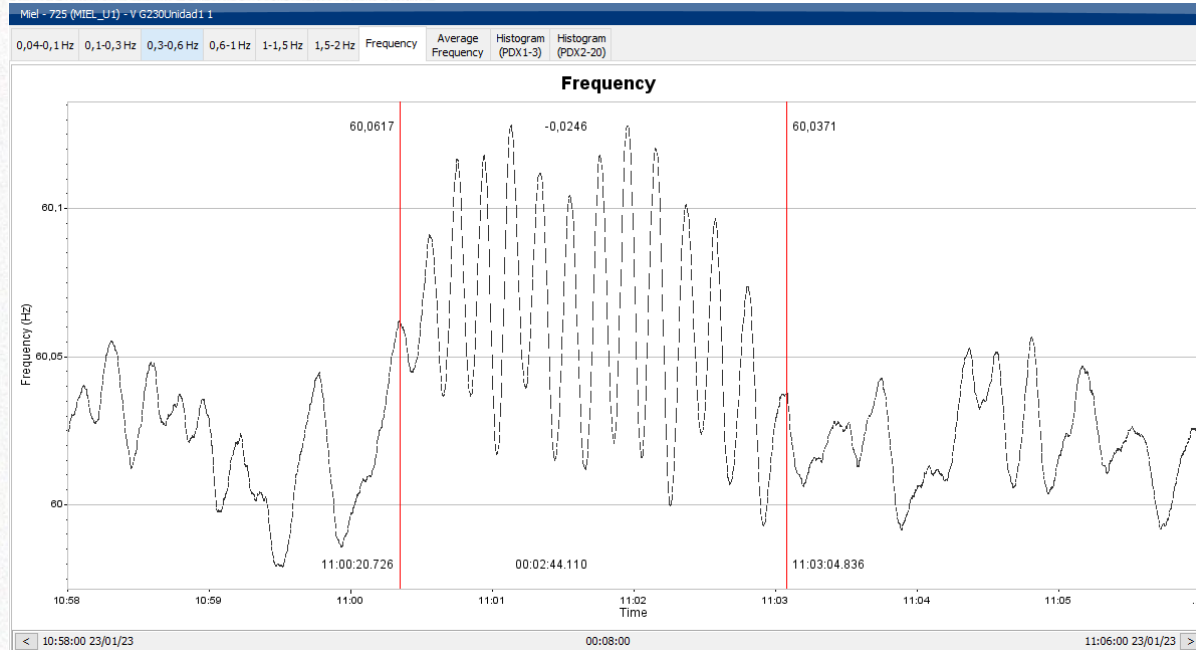
Betania 2. Amp: 27.93 MW

Betania 3. Amp: 24.05 MW

Sogamoso 1. Amp: 13.64 MW

# Oscilación 23/01/2023

## 11:00 horas



Duración:  
2:44 minutos

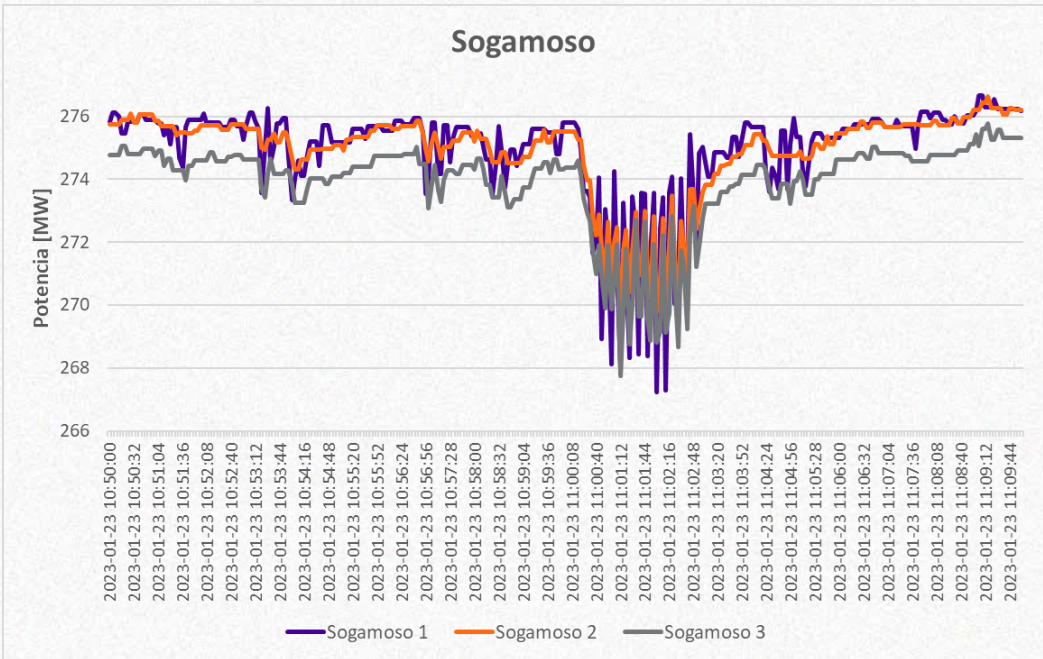
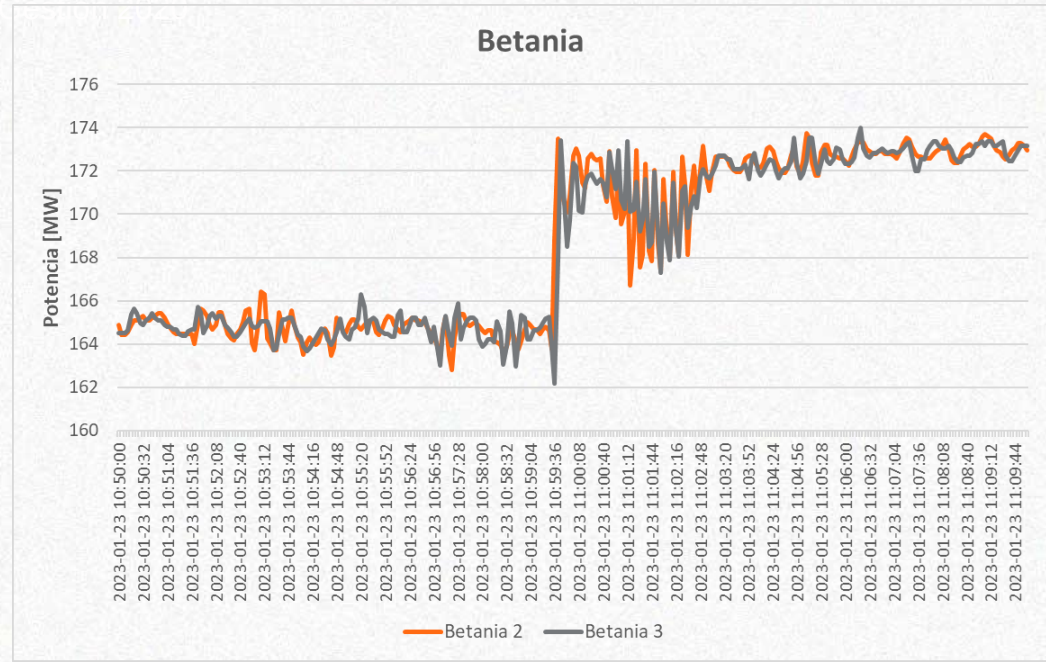
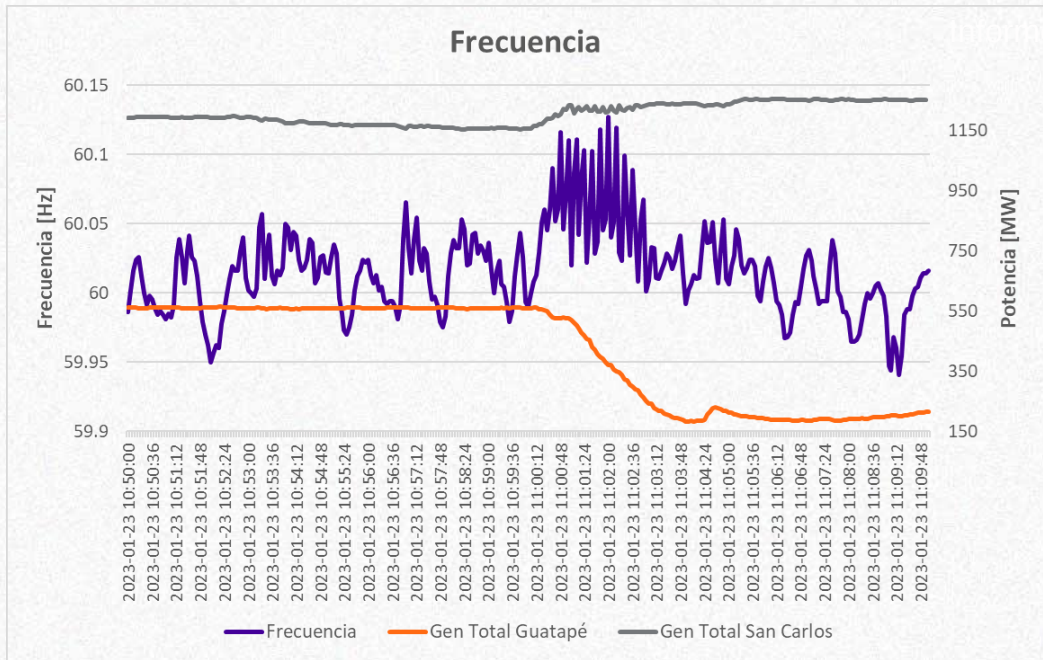
Frecuencia  
Oscilación:  
0,08 Hz

Mínimo  
Amortiguamiento:  
2,35 %

Máxima amplitud:  
41,66 mHz

|            |     |
|------------|-----|
| Hidráulica | 90% |
| Térmica    | 7%  |
| Solar      | 2%  |







# Balance seguimiento modelos



Se han realizado 4 seguimientos semestrales



Se han elaborado 35 informes de seguimiento



No se cuenta con plan de trabajo para caso de incumplimiento para unidades de ENEL y Urrá

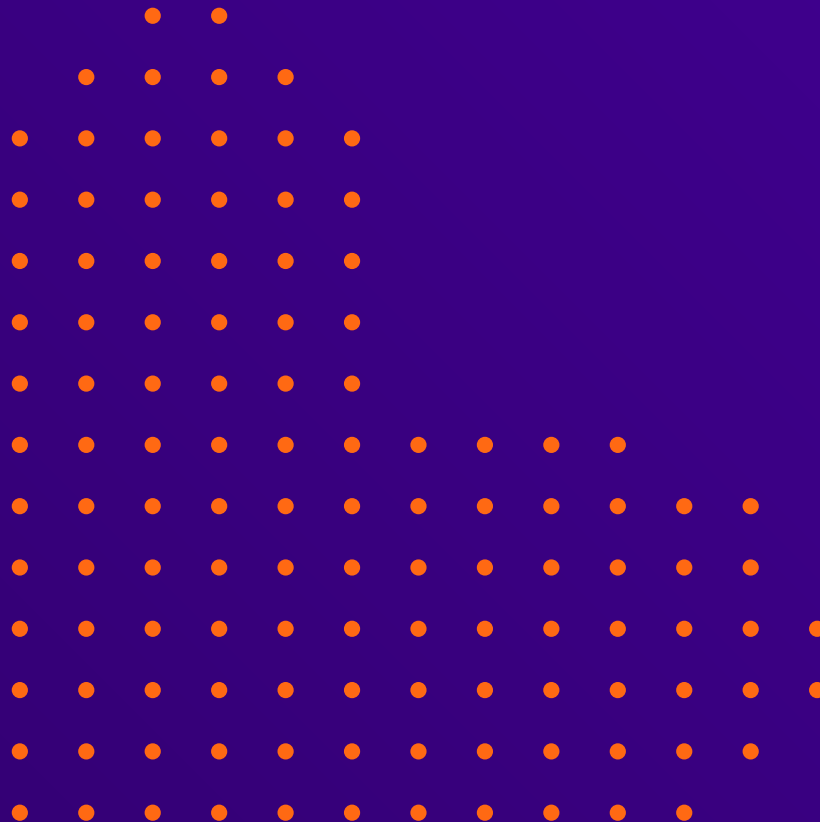


Si bien en la mayoría de los casos se recibe plan de ajuste, es necesario agilizar los procesos para que los cambios correspondientes se reflejen en la BD del SIN



# Plan de trabajo

| Actividad                                                                                                                                                                        | Responsable                                                                                   |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Buscar posibilidad de agilizar ajuste de PSSs para las unidades que más aportan en amplitud al modo de oscilación                                                                | Agentes generadores. Se priorizan los PSSs de Betania, La Miel, Sogamoso, San Carlos, Ituango |
| Realizar revisiones del estado de avance en el ajuste de PSSs                                                                                                                    | XM                                                                                            |
| Realizar análisis para determinar posibles causas de la oscilación                                                                                                               | XM                                                                                            |
| Definir y cumplir con planes de ajuste de modelos                                                                                                                                | Agentes generadores                                                                           |
| Reportar de forma oportuna intervenciones que se realicen en reguladores de velocidad y PSSs, y coordinación de los mismos                                                       | Agentes generadores                                                                           |
| Avanzar con la validación de modelos de unidades que se encuentran pendientes                                                                                                    | Agentes generadores                                                                           |
| Ante ajustes en los reguladores de velocidad revisar cumplimiento de estabilidad en simulación de red aislada                                                                    | Agentes generadores                                                                           |
| Realizar seguimiento constante al modo de oscilación, informar sobre medidas que requieran aplicarse e invitar a reuniones para tomar acciones urgentes en caso de ser necesario | XM                                                                                            |



# Cuarto Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo

Vigencia a partir del 1 de febrero de 2023

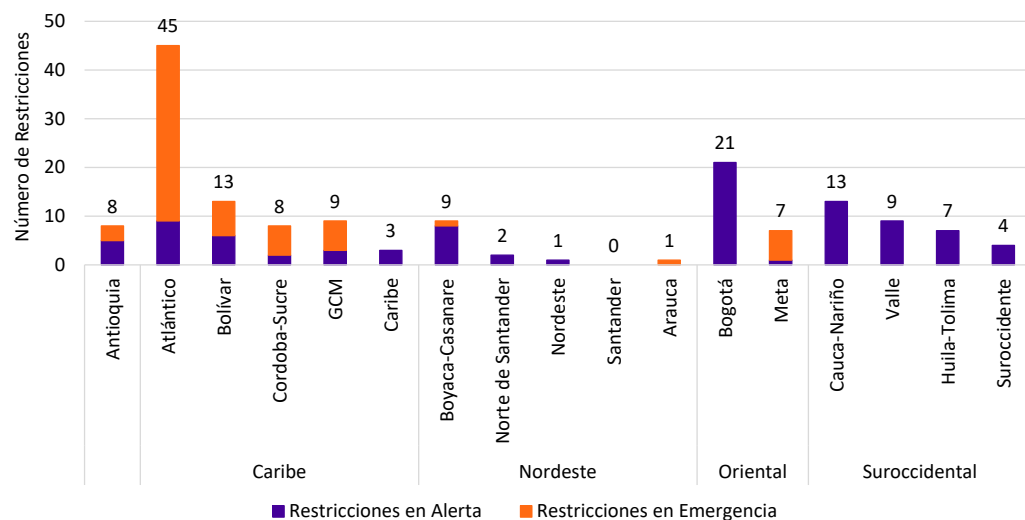
Alcance condición de red e impacto proyectos a FPO 31/12/2023



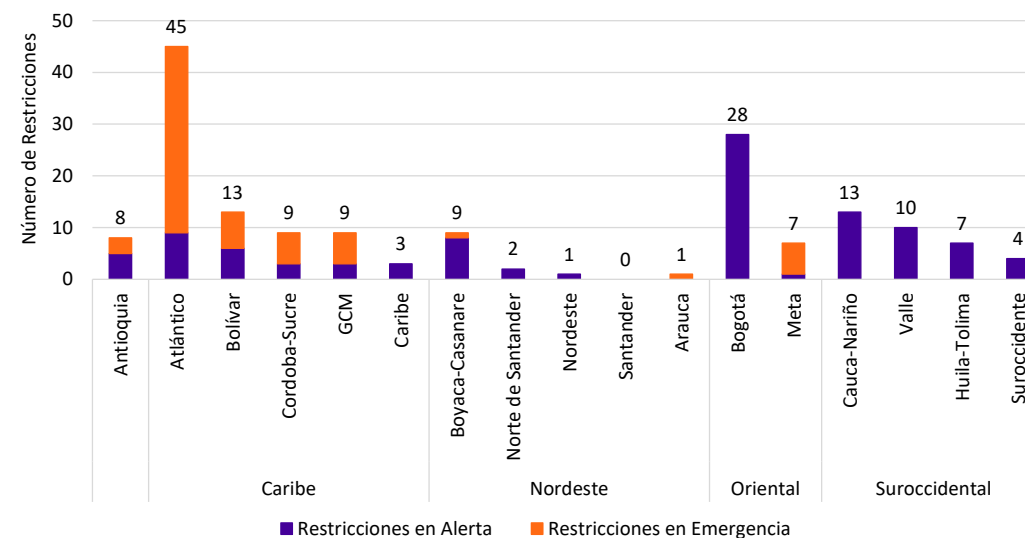
Sumamos energía,  
sumamos pasión

# Estado de las restricciones

Estado de cortes del SIN



Estado de cortes del SIN



Estado de las restricciones IPOEMP III 2022

160

Cortes en alerta: 94  
Cortes en emergencia: 66

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

Estado de las restricciones IPOEMP IV 2022

169

Cortes en alerta: 103  
Cortes en emergencia: 66

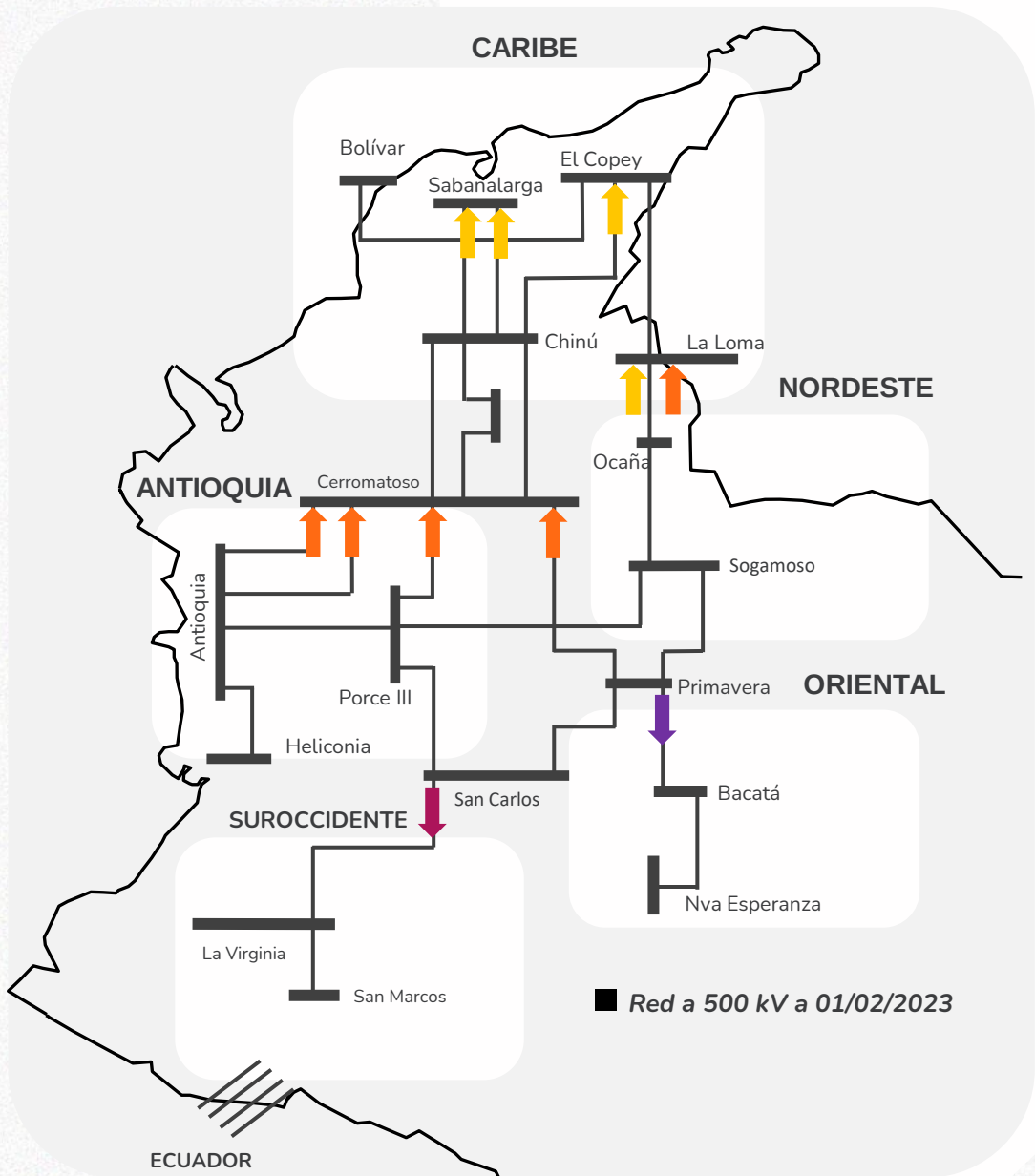
**Cortes Emergencia:** Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).



Capacidad de importación de potencia por área 01/02/2023



Sumamos energía,  
sumamos pasión

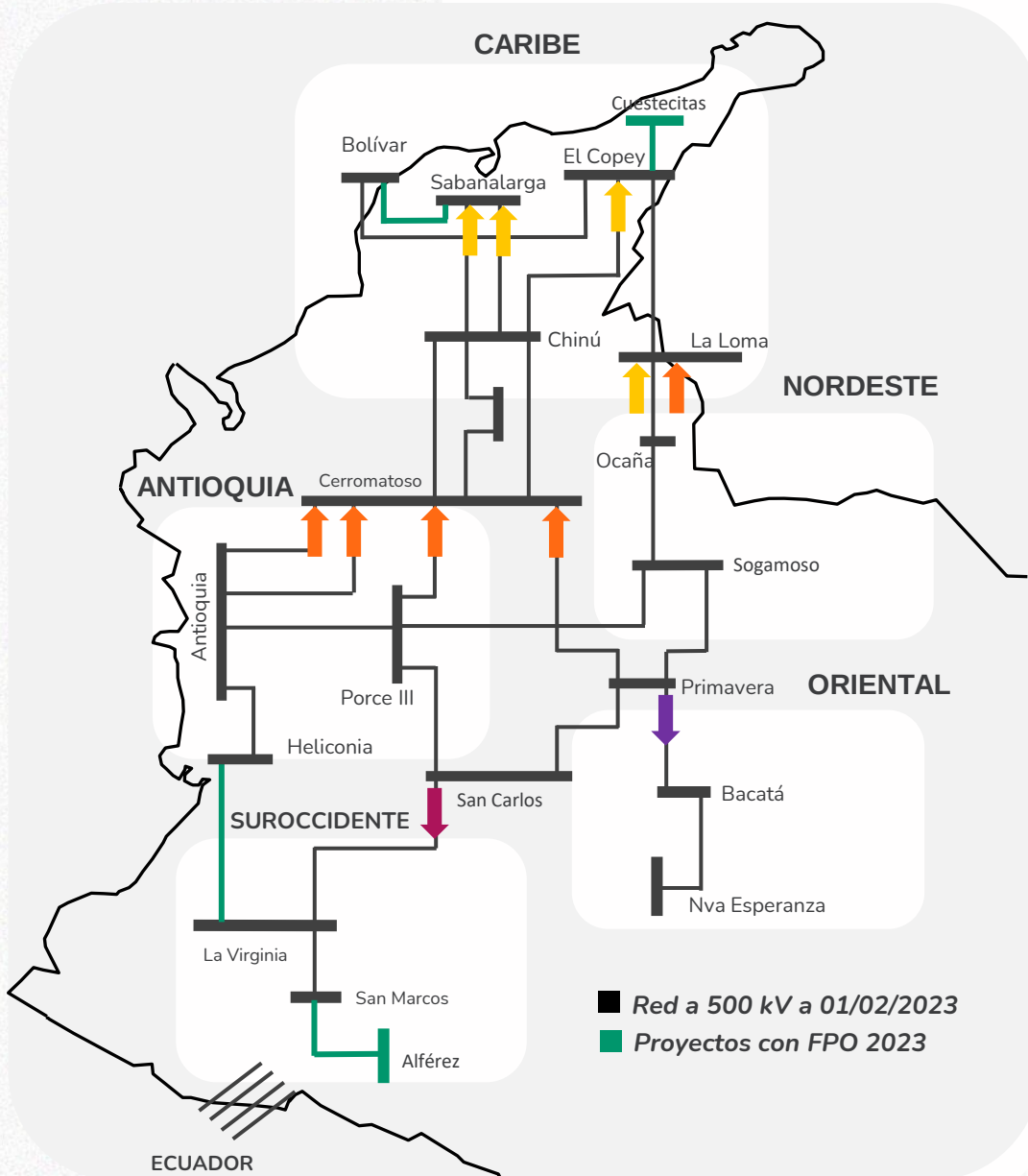


En los análisis de seguridad eléctrica de las áreas, la capacidad de importación de potencia y el requerimiento mínimo de unidades para soporte de tensión se define para cada condición particular, a partir de la respuesta segura de las variables eléctricas del sistema y del cumplimiento de los criterios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

|  | Área          | Límite [MW] |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|--|---------------|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  | Caribe        | 2000        | La Loma - El Copey 500 kV, Chinú – El Copey 500 kV                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|  | Caribe 2      | 1300 – 1400 | Los más restrictivos, son los nodos del STR en configuración radial (El Paso, El Banco, La Jagua a 110 kV y Gambote, Zambrano, Calamar, San Jacinto a 66 kV.)                                                                                                                                                                                                                       |
|  | GCM           | 580         | Respuesta segura en tensión en nodos del área y en carga de elementos del sistema ante contingencia sencilla, en especial de circuitos El Copey – Valledupar 2 220 kV, Chinú – El Copey 500 kV, El Copey – La Loma 500 kV o de Ocaña – La Loma 500 kV.                                                                                                                              |
|  | Oriental      | 900         | La capacidad segura de importación de potencia del área es alrededor de 2100 MW, siendo el circuito Primavera – Bacatá 500 kV con una transferencia máxima de 900 MW la contingencia crítica a cubrir, con el fin de evitar que la contingencia de este circuito genere bajas tensiones en los nodos de la sabana norte y sobrecarga de los circuitos Purnio – Noreste 1 y 2 230 kV |
|  | Suroccidental | 500         | La máxima importación segura del área esta entre 1500 y 1600 MW, siendo la contingencia crítica San Carlos – Virginia 500 kV con una transferencia máxima de 500 MW.                                                                                                                                                                                                                |
|  | Antioquia     | Sin límite  | A diciembre de 2023 no se evidencian restricciones que limiten la importación de potencia del área                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|  | Suroccidental | Sin límite  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |



# Proyectos en red 500 kV – IPOEMP IV 2022



## Circuitos en la red 500 kV con FPO a 31/12/2023

| Proyecto                        | L km | FPO (IPOEMP IV 2022) | FPO (actualizada) |
|---------------------------------|------|----------------------|-------------------|
| Sabanalarga – Bolívar 500 kV    | 64   | 10/03/2023           | 10/03/2023        |
| El Copey – Cuestecitas I 500 kV | 215  | 31/12/2023           | 31/12/2023        |
| Heliconia – La Virginia 500 kV  | 158  | 28/02/2023           | 31/07/2023        |
| San Marcos – Alférez 500 kV     | 35   | 30/04/2023           | 15/11/2023        |

*FPO considerada en el IPOEMP IV 2022 y la presente en el MDC de XM a 31/01/2023*

- **Sabanalarga – Bolívar 500 kV**, brinda confiabilidad a la atención de la demanda de la subárea Bolívar, en el área Caribe permite disminuir el requerimiento de unidades equivalentes para soporte de tensión y aumenta la capacidad de importación de potencia hasta 2050 MW. Con el cierre de este circuito se recomienda el cierre de un (1) reactor de Sabanalarga a Chinú 500 kV.
- **El Copey Cuestecitas 500 kV**, Representa un enlace importante tanto para la importación como para la exportación de potencia de la subárea GCM. Permite aumentar la capacidad de importación de potencia del área Caribe y Caribe 2 en 50 MW; por otro lado, **se evidencia altos valores de tensión en algunos nodos del área y en especial de GCM**, por lo que entre otras acciones operativas, se recomienda la conexión del segundo reactor de línea en Sabanalarga a Chinú 500 kV, y a la Unidad **evaluar equipos para el control de los excedentes de potencia reactiva**, que cuente con respuesta dinámica y aporte de corto circuito.
- **Heliconia – La Virginia 500 kV**, aumenta el límite de importación de potencia del área Suroccidente (a través de la red de 500 kV) de 500 MW a **560 MW**, además de disminuir el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión.
- **San Marcos – Alférez 500 kV**, la capacidad segura de importación del área Suroccidente por la red 500 kV aumentará de 560 MW a **600 MW**, siendo la limitante sobrecarga en la transformación San Marcos o La Virginia 500/220 kV ante contingencia sencilla.



## Proyectos Área Caribe



La FPO de los proyectos corresponde a la fecha considerada en la realización del IPOEMP IV 2022, la fecha esta sujeta a cambios, consultar su actualización en el MDC de XM

### **PROG02097 - Almacenamiento de Energía con Baterías – SAEB FPO: 20/06/2023 (FPO en el MDC: 10/07/2024)**

Estos dispositivos podrán operar de forma automática y remota desde el CND, este equipo identificará sobrecarga en elementos determinados de la subárea Atlántico ante contingencia de otros, e inyectará potencia en el nodo de Silencio 34.5 kV, ayudando a mitigar o eliminará el impacto de la contingencia presentada

### **PTRA00669 - UPME STR 02 – 2019 Atlántico 110 kV FPO: 06/07/2023**

Con los circuitos del proyecto UPME STR 02 – 2019, aumenta la confiabilidad de la subárea Atlántico, al eliminar un gran número de sus restricciones ante contingencia sencilla, pasando de 45 restricciones a 26, disminuyendo así la necesidad de balances entre recursos de generación. (en el IPOEMP IV 2022 se presenta una sensibilidad, entrando primero el proyecto Atlántico que el proyecto SAEB, y una propuesta a lógica que permite ajustarse a dicha condición de red)

### **PTRA00636 - Línea Bonda - Río Córdoba 230 kV FPO: 30/11/2023**

Aumenta el enmallamiento de la red 220 kV de la subárea GCM, brindando mayor fortaleza de red y facilitando la realización de mantenimientos con menos restricciones. Con la entrada de este circuito se eliminan las posibles restricciones que se presentarían en los circuitos Termonorte – Santa Marta 220 kV o Guajira - Santa Marta 220 kV ante contingencia del otro, ante escenarios de alta exportación de potencia de la subárea GCM al resto del SIN.

### **PTRA03865 - FACT serie SSSC Guajira - Santamarta 220 kV y Termocol (Bonda) - Santamarta 220 kV FPO: 31/07/2023**

Ante la alta cantidad de recursos de generación esperados para la subárea GCM y la posibilidad de escenarios de exportación de potencia de la subárea, se conceptuó la conexión de dispositivos FACT serie SSSC en dos etapas:

**Primera etapa:** Ubicación Guajira - Santamarta 220 kV y Termocol - Santamarta 220 kV. Dada que la FPO los proyectos El Ahumado (50 MW) y Windpeshi (200 MW) entrarían antes que el circuito Bonda (Termocol) - Río Córdoba 230 kV.

**Segunda etapa:** Traslado del dispositivo SSSC de Termocol - Santamarta 220 kV a Guajira - Termocol 220 kV, posterior a la entrada del circuito Bonda (Termocol) - Río Córdoba 230 kV. Sin embargo, dada la FPO reportada por ENEL a XM en la reunión de inicio del proyecto Windpeshi (FPO: Mayo de 2024), se recomienda evaluar la instalación de estos dispositivos desde un inicio en ubicación de la etapa 2.

### **PTRA00203 - La Loma – El Paso y La Loma - La Jagua a 110 kV FPO: 31/07/2023**

Elimina la condición radial de las barras de La Jagua y el Paso 110 kV, aumenta la fortaleza y tensión en nodos del área, elimina la restricción de baja tensión en red completa de los nodos de El Banco y La Jagua 110 kV. Disminuye el requerimiento de unidades para el soporte de tensión del área Caribe hasta (1.5) y para la subárea GCM hasta en (0.5). Aumenta la capacidad de importación de potencia del área Caribe hasta 2150 MW y de Caribe 2 a un valor de hasta 1500 MW. Por otro lado, ante algunos escenarios se identifica la restricción: sobrecarga de La Jagua – Codazzi 110 kV ante contingencia de EL Copey – La Loma 500 kV



## Proyectos Área Antioquia



### **PROG00114** - Generación Ituango - Unidades 3 y 4 **FPO:** 10/09/2023

Con la entrada de las unidades de generación hidráulica 3 y 4 de Ituango, desde los análisis eléctricos de seguridad del área se ha identificado que, ante algunos escenarios de generación y demanda, se presenta sobrecarga del circuito Barbosa - Guatapé 220 kV en condición de red completa, por lo que se recomienda a la Unidad plantear obras o acciones en conjunto con el agente EPM que permitan evita dicha restricción.

### **Recomendación área Antioquia**

En la red de DISPAC se ha identificado que en la mayoría de periodos que ante contingencias sencillas o indisponibilidad de elementos de red se presenta en los nodos de la red 110 kV valores de tensión por fuera del limite inferior regulatorio 0.9 p.u. Se recomienda a la UPME y DISPAC tener presente esta condición.

## Proyectos Área Suroccidente



### **PROG01668** - Planta Solar Las Marías **FPO:** 31/12/2023

Generación fotovoltaica de 99.5 MW a conectar en El Zaque 115 kV, para la operación segura y confiable se requiere que por parte de CEDENAR previo a la entrada de este proyecto realice el proyecto **PTRA01774**

### **PTRA01774** - Aumento capacidad TC's de 300/5 a 600/5 A circuitos entre Pasto, Catambuco, San Martín, Rio Mayo y El Zaque 115 kV **FPO:** 01/12/2023

El aumento en la capacidad de transporte de estos circuitos eliminaría en el horizonte del mediano plazo las restricciones asociadas a sobrecarga por contingencia sencilla en los circuitos entre las subestaciones Pasto, Catambuco, San Martín, Rio Mayo y El Zaque a 115 kV, evitando que restricciones de generación al proyecto **PROG01668**



## Proyectos Área Oriental



La FPO de los proyectos corresponde a la fecha considerada en la realización del IPOEMP IV 2022, la fecha esta sujeta a cambios, consultar su actualización en el MDC de XM

### **PTRA00301** – S/E Catama 115 kV **FPO:** 31/12/2023 [\(FPO en el MDC: 30/06/2023\)](#)

Al proporcionar un camino alternativo entre las subestaciones Santa Helena 115 kV y Ocoa 15 kV, mitiga las restricciones por sobrecarga del circuito Santa Helena – Ocoa 115 kV ante contingencia sencilla, principalmente ante la salida del circuito Reforma - Suria 230 kV.

### **PTRA00623** - Transformadores Santa Helena 1 y 2 230 kV **FPO:** 31/12/2023 [\(FPO en el MDC: 30/06/2023\)](#)

Permite eliminar las restricciones asociadas a la importación de potencia de la subárea Meta, además permite mejora el control de tensión en nodos de la subárea, con lo que se reduce la necesidad y el uso de los bancos capacitivos en la red de 115 kV.

### **PTRA02651** Transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV **FPO:** 31/12/2023

Mejora el soporte de tensión en la red de Bogotá 115 kV, sin embargo, no se observan cambios significativos en el límite de importación ni en las unidades del área

### **Recomendación área Oriental** . [\(Pendiente definir promotor bahía 500 kV\)](#)

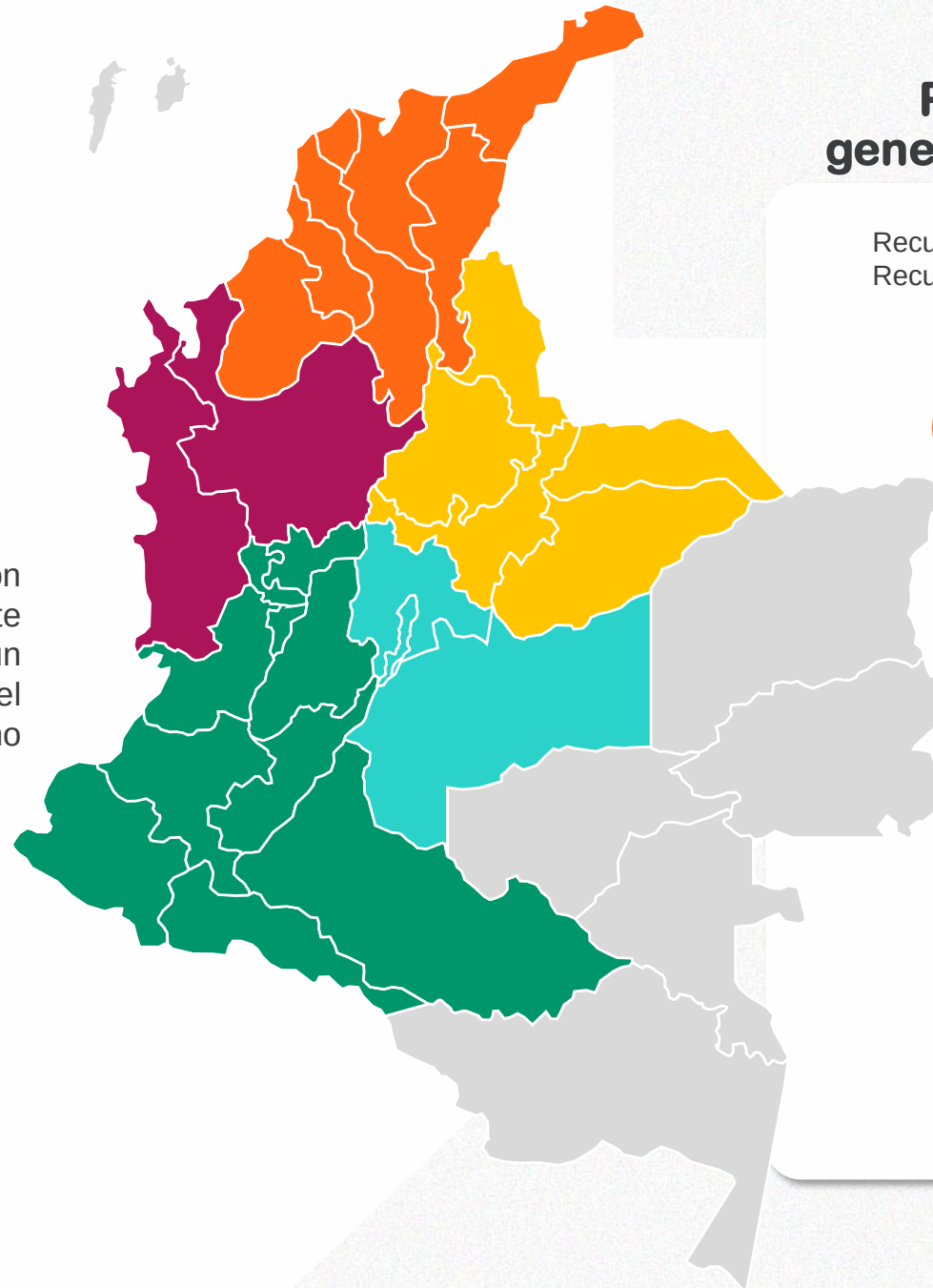
El proyecto **PTRA03872**, bahía de alta del segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV, en el Modelo de Datos Común de XM tiene reportada como FPO: 31/12/2023, sin embargo, este proyecto no ha sido adjudicado por parte de la UPME a ningún promotor. Se resalta que la entrada en operación de esta bahía supedita la entrada del transformador 2 Nueva Esperanza 500/115kV.



# Capacidad de generación del Sistema eléctrico colombiano

A enero de 2023 la capacidad de generación instalada en Colombia es aproximadamente 17.8 GW, de los cuales, aproximadamente un 67% corresponde a recursos hidráulicos, el 31% a térmicos y 1.4 % a recursos no convencionales de energía (solar y eólica).

- **Recursos Hidráulicos** 11974 MW (67%)
- **Recursos Térmicos** 5575 MW (31%)
- **Recursos Eólicos** 18 MW (0.1 %)
- **Recursos Solares** 232 MW (1.3%)



## Proyectos de generación FPO 2023

Recursos CEN > 20 MW: 4629 MW  
Recursos CEN < 20 MW: 1006 MW



**Recursos Hidráulicos**  
600 MW



**Recursos Térmicos**  
343 MW



**Recursos Eólicos**  
771.8 MW



**Recursos Solares**  
2914 MW

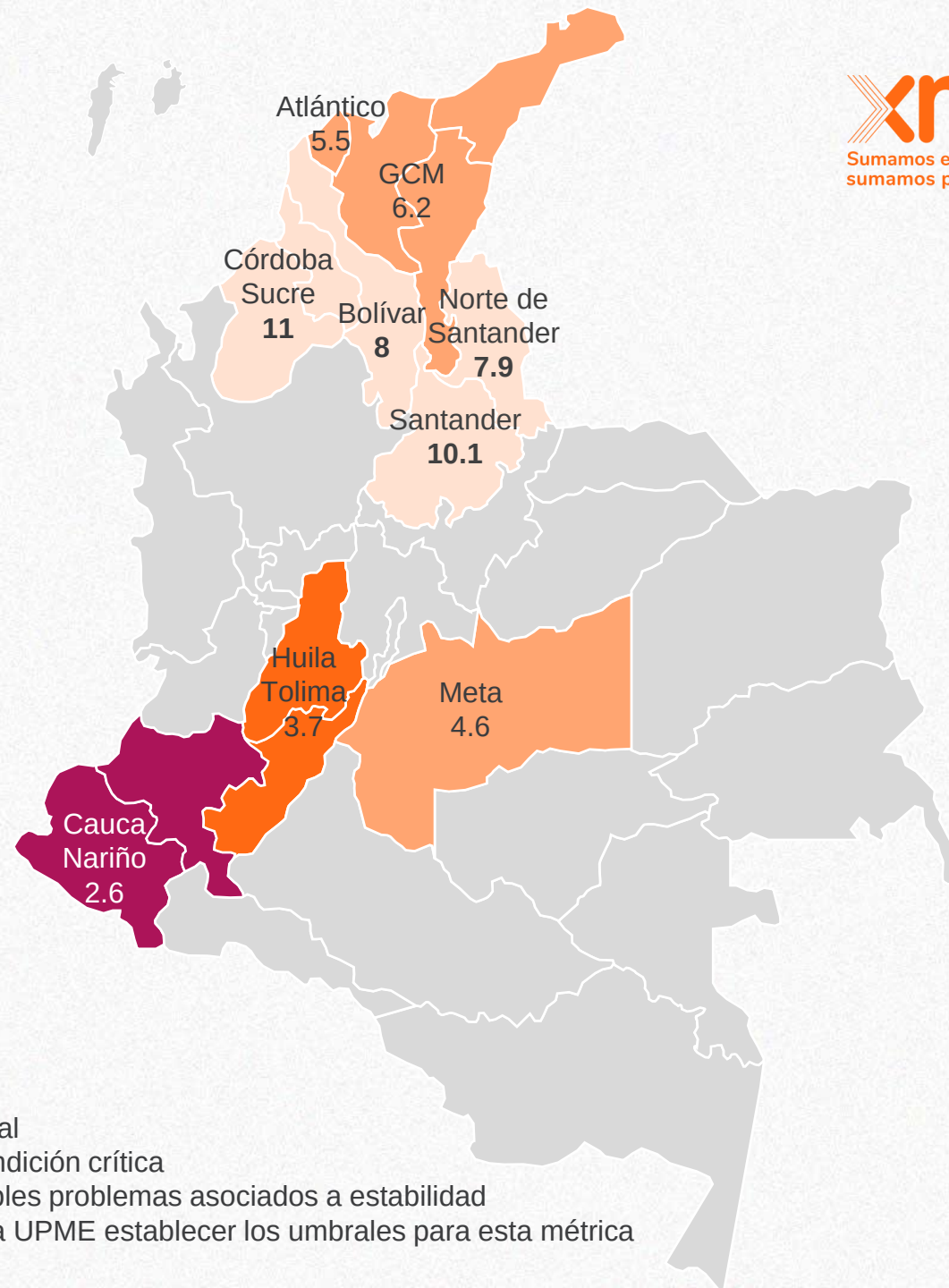
# Fortaleza de red con métricas SCR

Los valores de SCR y WSCR son un indicador de la fortaleza de la red para los nodos en los que se conectarán recursos de generación basados en inversores

Los valores de SCR, CSCR y WSCR no son valores fijos, ya que representan una condición particular de red (topología, recursos con aporte de corto circuito, inyección en MW de recursos FERNC).

El cálculo de las métricas SCR se hizo con la condición esperada de red a diciembre de 2023

Los resultados obtenidos para las métricas SCR son indicativos, y deberán ser validados por los agentes promotores de proyectos FERNC a través de estudios de detalle (simulaciones EMT)



De forma referencial

- WSCR < 1.5 condición crítica
- WSCR < 5 posibles problemas asociados a estabilidad

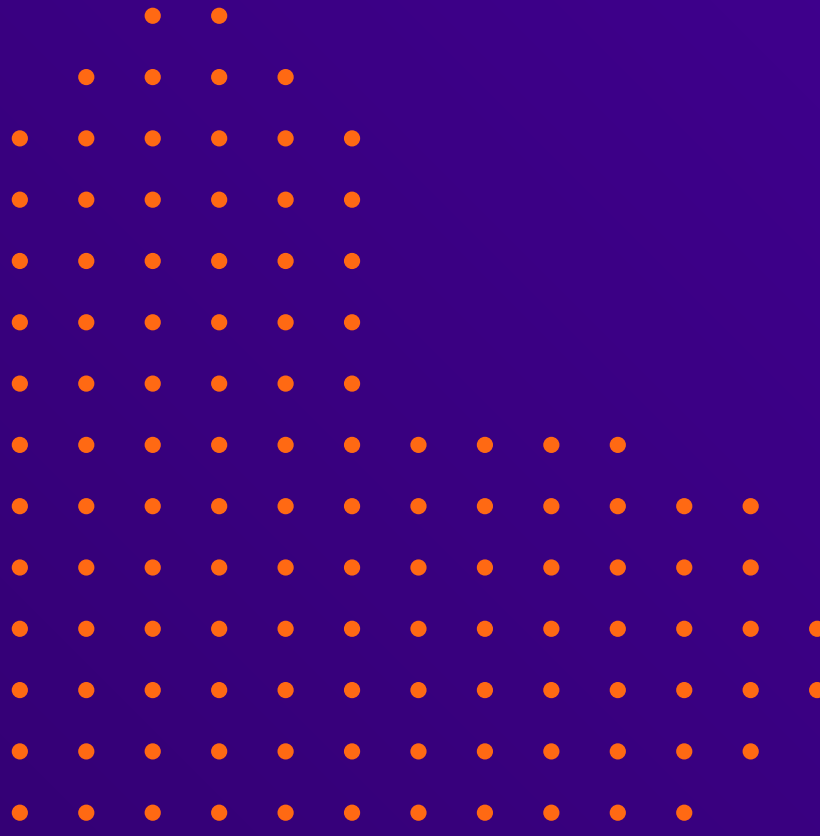
Se recomienda a la UPME establecer los umbrales para esta métrica



# Recomendaciones a la UPME - Fortaleza de Red

- Los valores presentados de SCR, CSCR, SCRIF, y WSCR, no son fijos, al ser dependientes de la potencia (MW) inyectada por recursos FERNC y los aportes de corto circuito de la red, es decir, que podrán disminuir ante la entrada progresiva de proyectos de expansión y de recursos de generación basada en inversores, por lo que es crucial para mantener condiciones seguras y estables de operación que la alta incursión esperada de recursos FERNC se acompañe de recursos con aporte de corto circuito.
- Considerar métricas de fortaleza de red para la aprobación de futuros puntos de conexión en la subárea y estudiar alternativas de nuevas obras que permitan fortalecer los nodos en mención y minimizar riesgos para la atención segura y confiable de la demanda.
- Establecer umbrales mínimos para las métricas de SCR (SCR, SCRIF, WSCR) de esta forma brindar herramientas para los estudios de planeamiento operativo para identificar recomendaciones más certeras de la necesidad de equipos con aporte de corto circuito o la capacidad admisible de recursos FERNC por zona de influencia eléctrica.
- Priorizar proyectos de expansión, que permitan aumentar la fortaleza de red, en las subáreas que presentan bajos niveles de WSCR, y nodos con bajo SCR o SCRIF como pueden ser: compensación síncrona, entre otros.
- Tener presente que para la operación mantener una operación segura y confiable con alta penetración de recursos FERNC, el sistema requiere de cierto grado de fortaleza de red (corto circuito), de no contar con dispositivos que brinden esta función que sean independientes del despacho de generación, se tendrá la necesidad de programar unidades síncronas por seguridad, generando desplazamiento de energía disponible de recursos eólicos o solares.





# Cuarto Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones

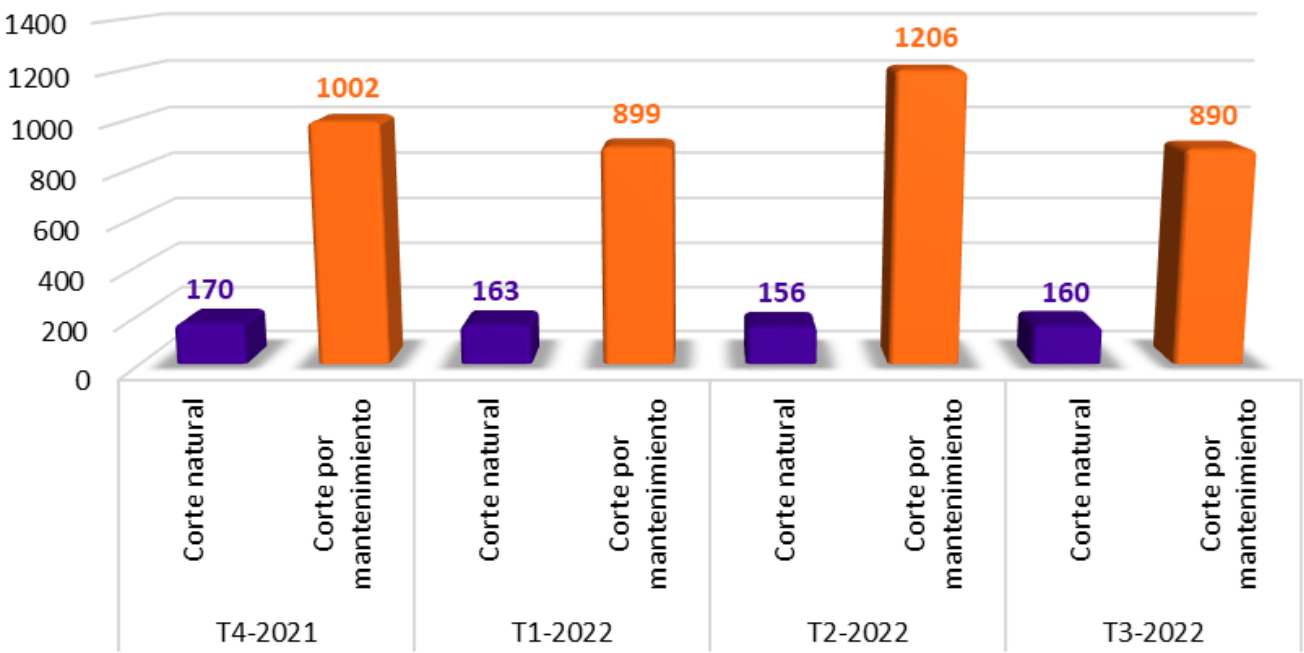
---



Sumamos energía,  
sumamos pasión

# Evolución cortes en el SIN

Evolución de cortes SIN

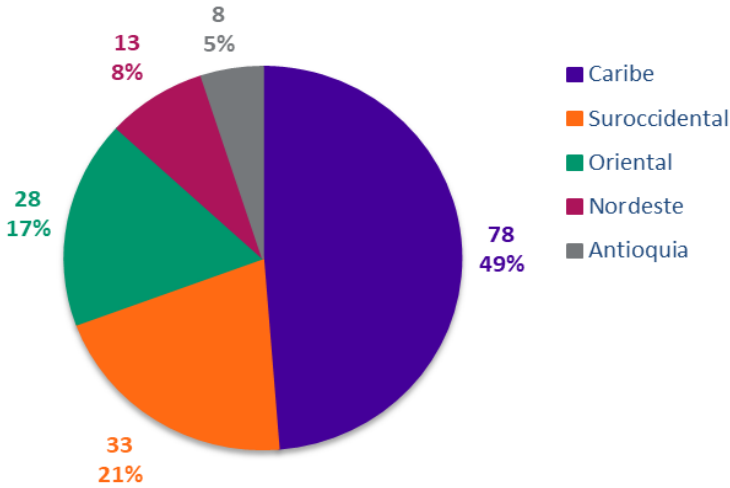


En el Trimestre 3 de 2022 surgen los siguientes cortes respecto al segundo trimestre:

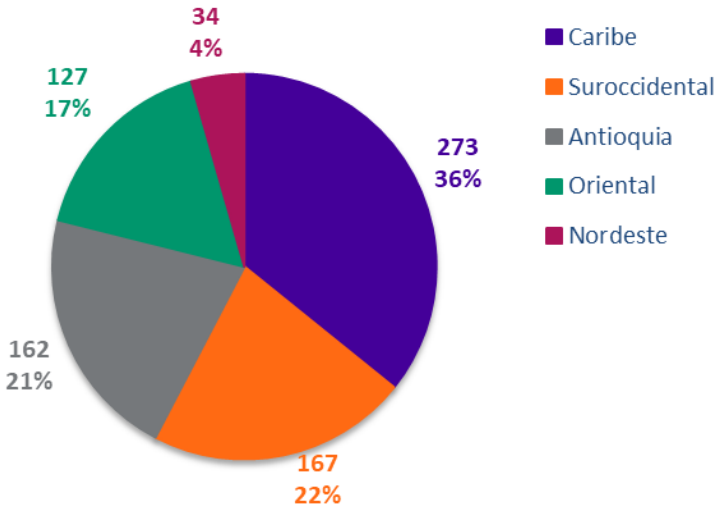
1. Noroeste-Tenjo 115 kV / Bacatá – El Sol 115 kV
2. Nueva Esperanza-Bacatá 500 kV / Bacatá 230/500 kV
3. Mesa- Balsillas 230 kV / La Guaca – Colegio 115 kV
4. La Guaca – Colegio 115 kV



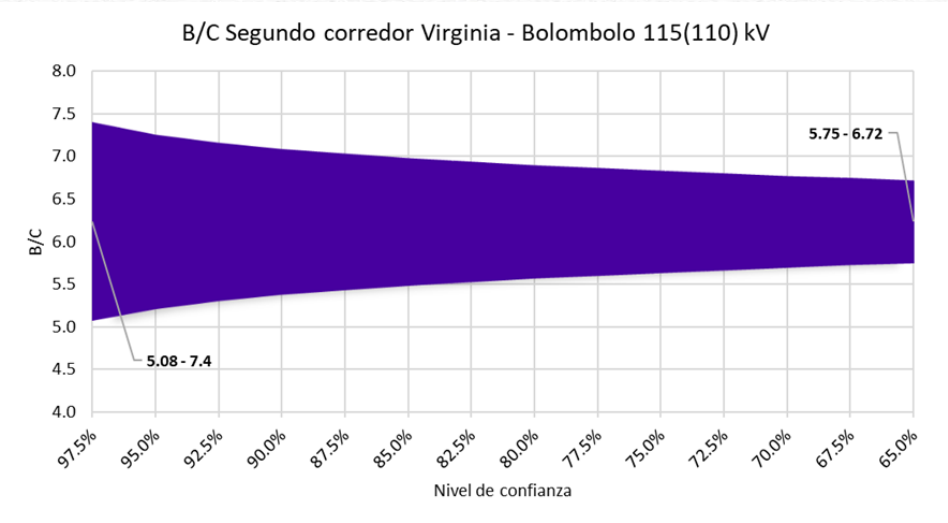
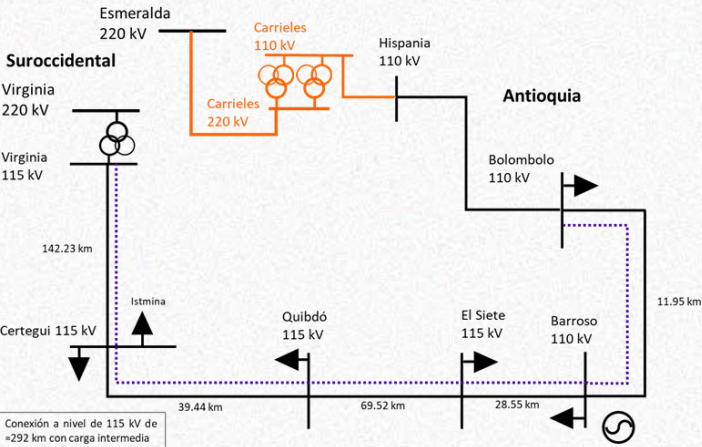
Distribución cortes Naturales T3-2022



Distribución cortes Mantenimiento T3-2022



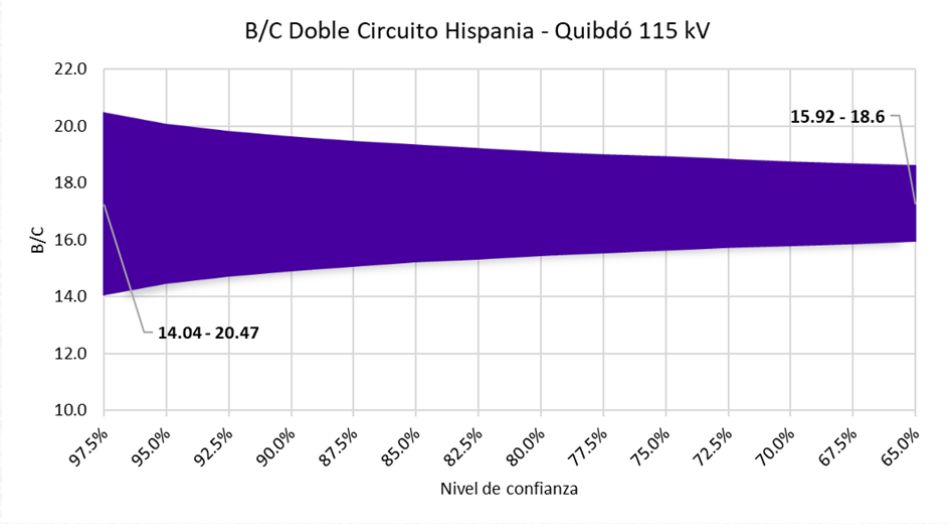
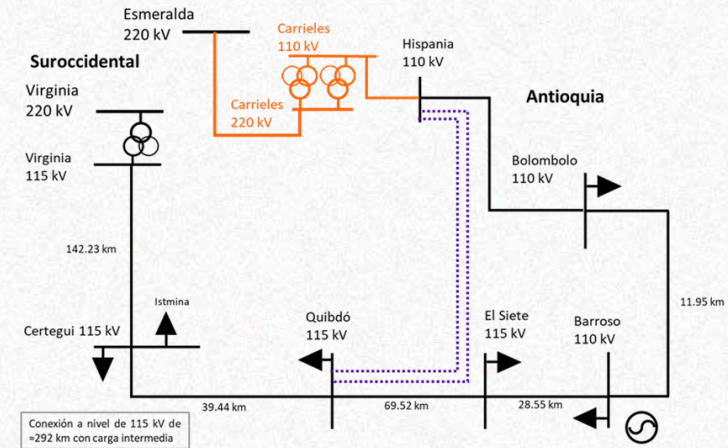
# Segundo corredor Virginia – Bolombolo 115(110) kV



|   | Descripción                            | Valor           | Unidad |
|---|----------------------------------------|-----------------|--------|
| 1 | Inversión inicial proyectada a 2027    | 130,216'571,733 | COP    |
| 2 | AOM Anual respecto al valor de la obra | 3.20            | %      |

Relación Beneficio costos mayor a 5.08, con un 95 % de confianza

# Doble circuito Hispania – Quibdó 115 kV - Alternativa

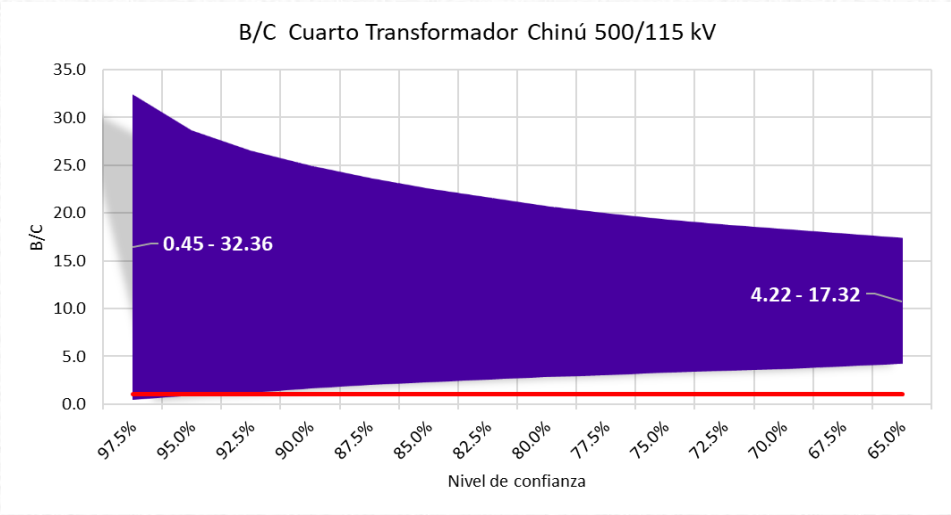
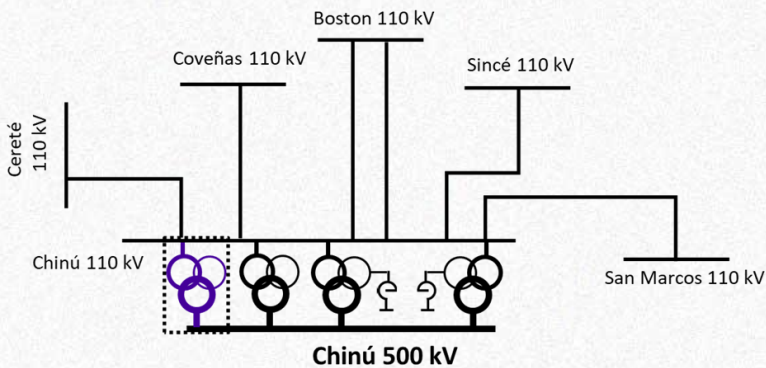


|   | Descripción                            | Valor          | Unidad |
|---|----------------------------------------|----------------|--------|
| 1 | Inversión inicial proyectada a 2027    | 47,992'410,176 | COP    |
| 2 | AOM Anual respecto al valor de la obra | 3.20           | %      |

Relación Beneficio costos mayor a 14.04, con un 95% de confianza



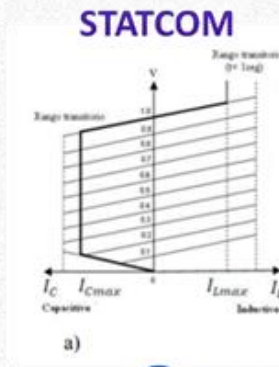
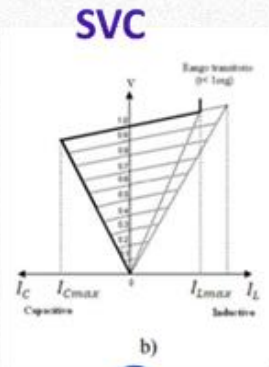
# Cuarto transformador Chinú 500/110 kV



|   | Descripción                            | Valor          | Unidad |
|---|----------------------------------------|----------------|--------|
| 1 | Inversión inicial proyectada a 2027    | 43,212'555,208 | COP    |
| 2 | AOM Anual respecto al valor de la obra | 3.20           | %      |

Relación Beneficio costos mayor a 1, con un 95% de confianza

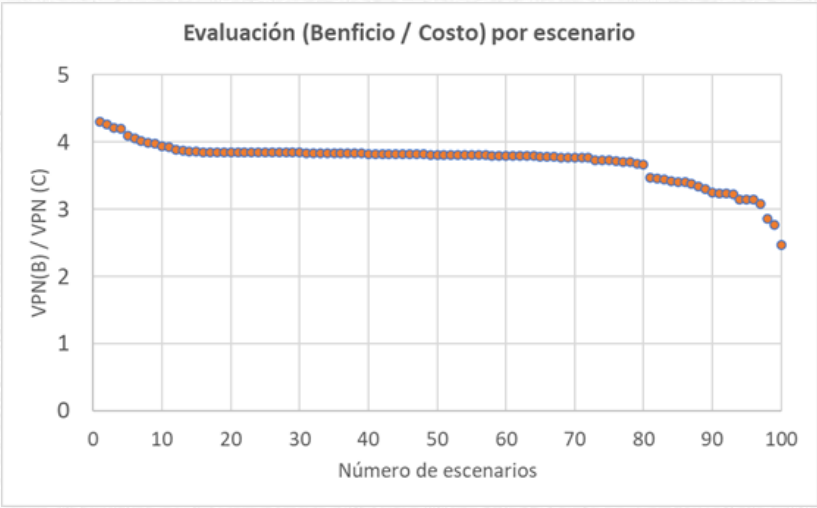
# Compensaciones sincrónicas GCM para mitigación del FIDVR



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



| Ubicación Probable             | Capacidad de control dinámico de reactivos [MVAR] | Motivo                                                                                                                                   |
|--------------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Cuestecitas 230 kV             | 60                                                | Mitigación y control del fenómeno de FIDVR                                                                                               |
| Valledupar 230 kV              | 60                                                | Mitigación y control del fenómeno de FIDVR                                                                                               |
| El Banco 110 kV                | 30                                                | Mitigación y control del fenómeno de FIDVR                                                                                               |
| La Jagua 110 kV                | 30                                                | Mitigación y control del fenómeno de FIDVR                                                                                               |
| Guatapurí / San Juan 110 kV    | 30                                                | Mitigación y control del fenómeno de FIDVR                                                                                               |
| Riohacha / Maicao 110 kV       | 30                                                | Mitigación y control del fenómeno de FIDVR                                                                                               |
| Santa Marta / Bureche 110 kV   | 30                                                | Mitigación y control del fenómeno de FIDVR                                                                                               |
| Colectora / Cuestecitas 500 kV | 150                                               | Mitigación de sobretensiones en las barras de Cuestecitas y Colectora 500 kV, frente a pérdidas de carga producto del fenómeno de FIDVR. |



## Costos

- Inversión
- AOM

## Beneficios

- Reducción costos de reconciliación
- Reducción de emisiones de CO2 equiv.

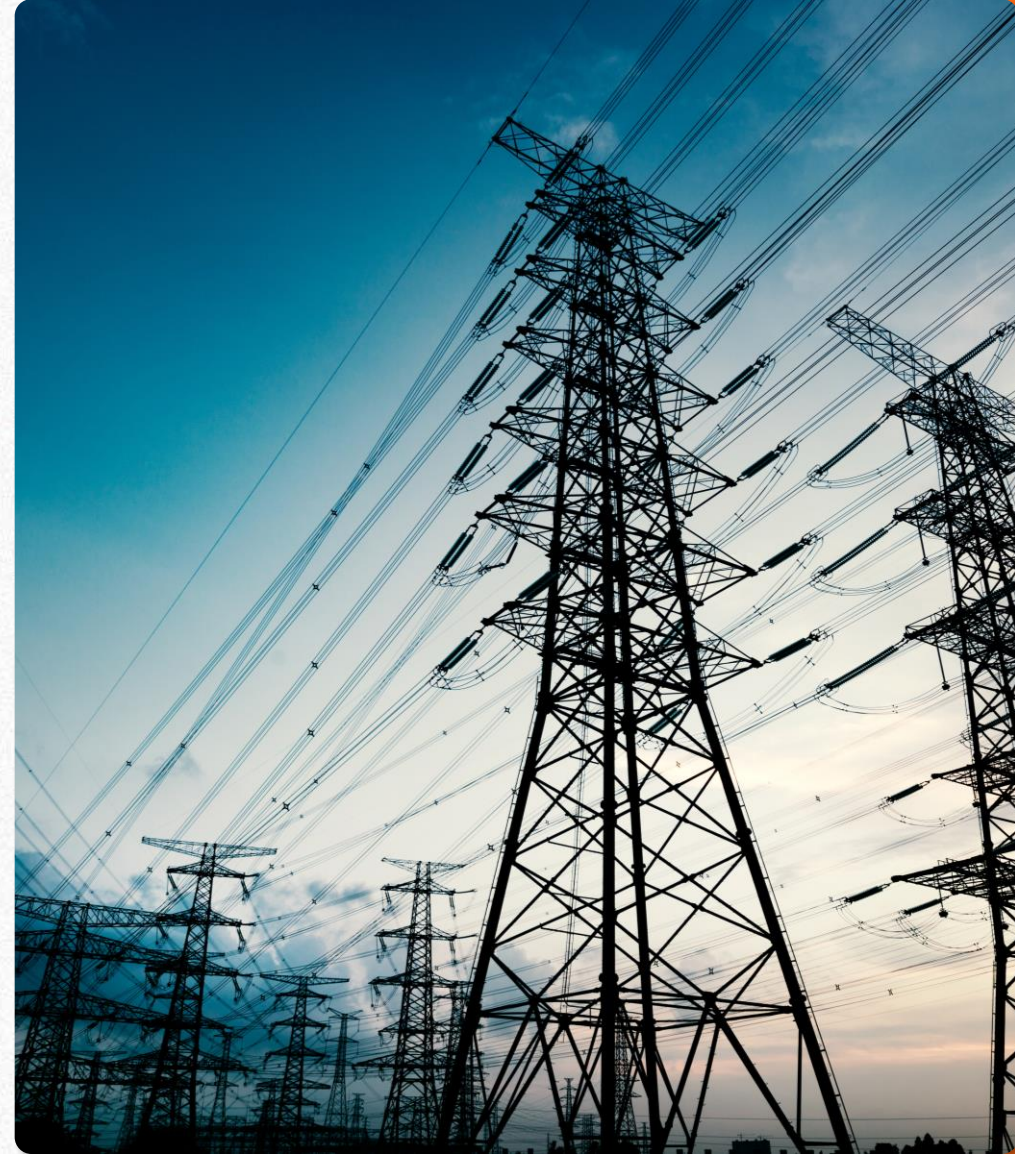
|   | Descripción                            | Valor       | Unidad |
|---|----------------------------------------|-------------|--------|
| 1 | Inversión inicial proyectada a 2027    | 113'400.000 | USD    |
| 2 | AOM Anual respecto al valor de la obra | 3           | %      |

Relación Beneficio costos mayor a 2.5 en las 100 series simuladas.

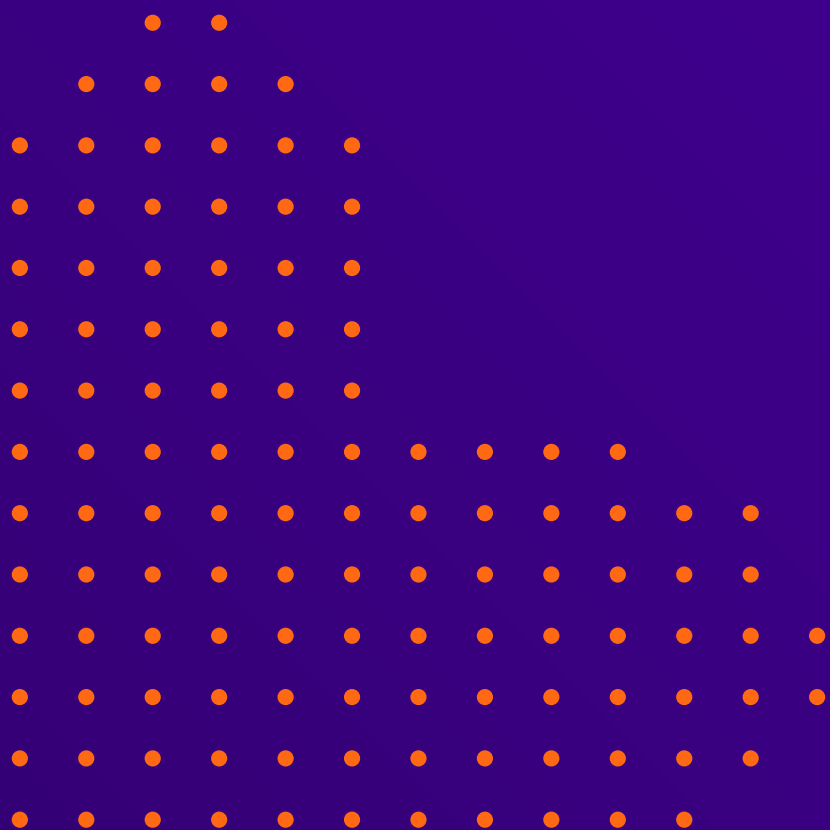


# Conclusiones

- Ambas alternativas propuestas para el área Antioquia, en particular, para el refuerzo de la red de DISPAC, muestran relación beneficio/costo superior a 1 bajo las condiciones y consideraciones señaladas en el estudio. Se recomienda a la UPME evaluar además la posibilidad de desarrollar infraestructura a nivel de 230 kV.
- Por otro lado, se concluye que la propuesta del cuarto Transformador Chinú 500/115 kV es viable económicamente ya que presenta un rango de relación beneficio/costo superior a 1 con un nivel de confianza superior al 90%.
- Finalmente, En cuanto a los análisis realizados respecto a la obra propuesta para la subárea GCM, se observa que con la instalación de compensadores sincrónicos distribuidos con capacidad de aporte de corriente de cortocircuito, se logra mitigar el impacto del fenómeno FIDVR en las diferentes barras de la subárea. A partir de los resultados presentados, se establece que el B/C es mayor a 2.5 para la instalación de compensación sincrónica distribuida en todas las series analizadas.







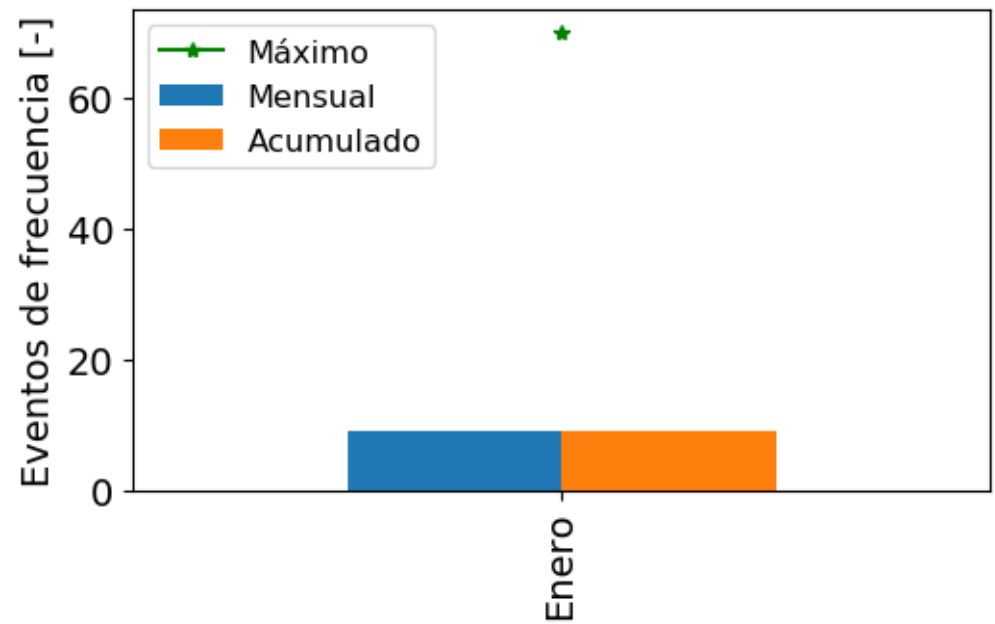
# Indicadores de Operación

---



Sumamos energía,  
sumamos pasión

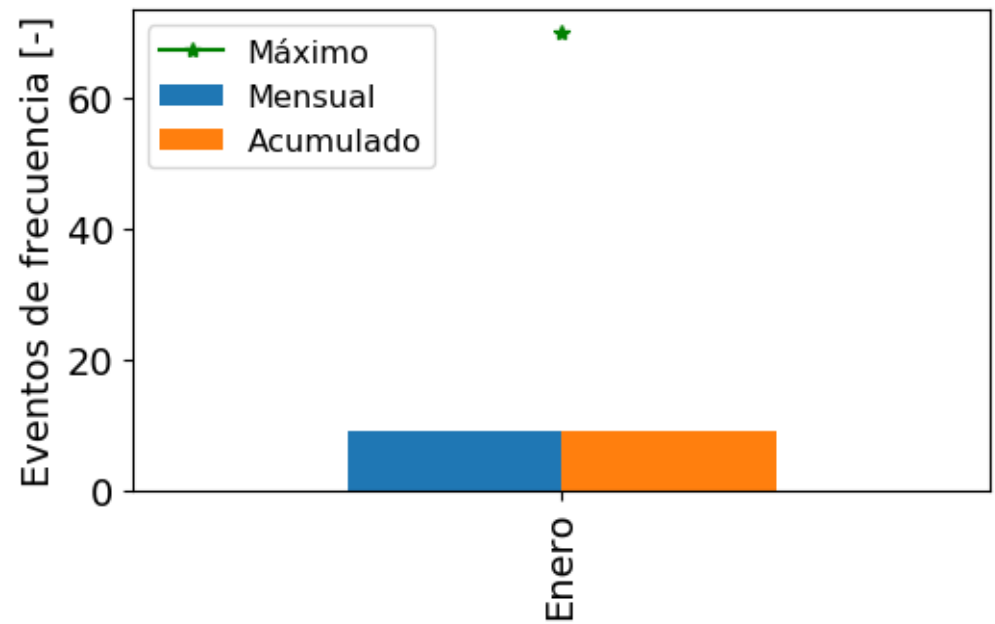
# Eventos Transitorios de Frecuencia – Sin Ituango



Durante el mes de Enero de 2023 se presentaron 7 eventos de frecuencia transitoria en el sistema (no se consideran los ocasionados por Ituango)

| Fecha            | Duracion | Frecuencia | Descripcion                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | EDAC |
|------------------|----------|------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 2023-01-21 22:00 | 10.0     | 57.8       | Evento de frecuencia debido a la disminución de generación de los recursos Porce II, Quimbo y Guatapé, y el no cumplimiento de programa de intercambio con Ecuador La transferencia estaba en 440 MW e iba para un programa de 166 MW (sentido Colombia-Ecuador).la frecuencia alcanzo un valor mínimo de 59.787 Hz. | No   |
| 2023-01-02 14:13 | 1.0      | 59.8       | Evento de frecuencia por disparo de todas las unidades de la planta TESORITO con aproximadamente 200 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,767 Hz.                                                                                                                                                         | No   |
| 2023-01-15 21:08 | 1.0      | 59.8       | Se presentan oscilaciones de potencia entre las 21:08 y las 21:14, la máxima frecuencia llego a 60,35 Hz y la mínima fue de 59,78 Hz.                                                                                                                                                                                | No   |
| 2023-01-20 13:09 | 1.0      | 59.8       | Evento de frecuencia por el disparo de la unidad TERMOCANDELARIA 1 durante realización de pruebas con 157 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz.                                                                                                                                                     | No   |

# Eventos Transitorios de Frecuencia – Sin Ituango

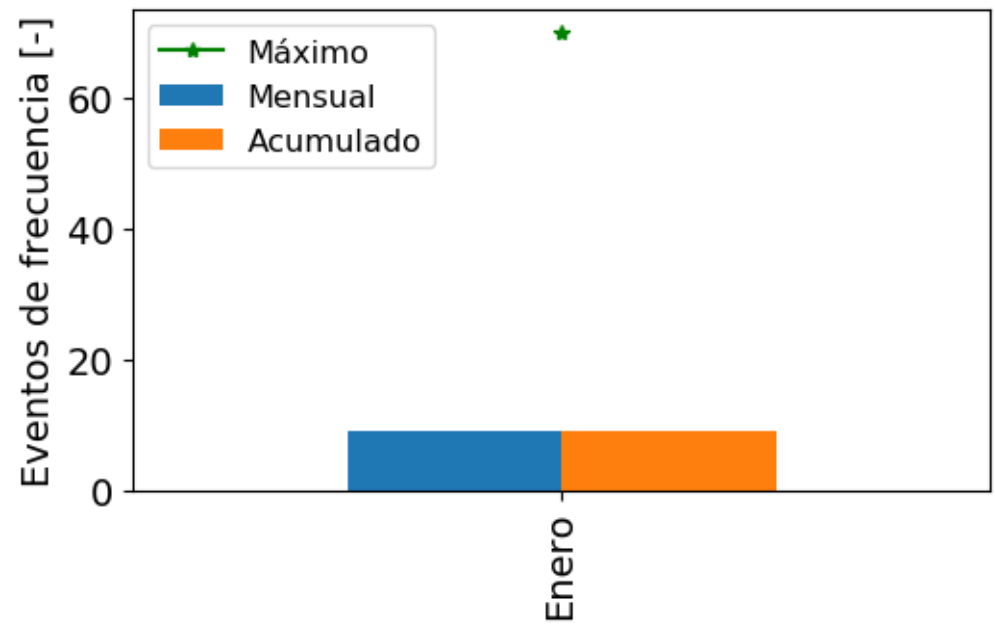


| Fecha            | Duracion | Frecuencia | Descripcion                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | EDAC |
|------------------|----------|------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 2023-01-25 16:22 | 1.0      | 59.8       | Evento de frecuencia por disparo de todas las unidades de la planta TESORITO con aproximadamente 182 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,794 Hz.                                                                                                                                                     | No   |
| 2023-01-22 13:11 | 1.0      | 60.2       | Evento de frecuencia debido al aumento de generación de los recursos Alban (120 MW) y El Quimbo (100 MW). La frecuencia alcanzó un valor máximo de 60.22 Hz.                                                                                                                                                     | No   |
| 2023-01-17 03:15 | 40.0     | 60.4       | Evento de frecuencia por disparo del activo BL2 GUAUVIO A CIRCO 230 kV simultáneamente con recierre exitoso en ambos extremos del activo CIRCO - GUAUVIO 1 230 kV. El agente Del Sur Palenque informa pérdida de carga industrial de 156 MW aproximadamente. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60,401 Hz. | No   |

Durante el mes de Enero de 2023 se presentaron 7 eventos de frecuencia transitoria en el sistema (no se consideran los ocasionados por Ituango)



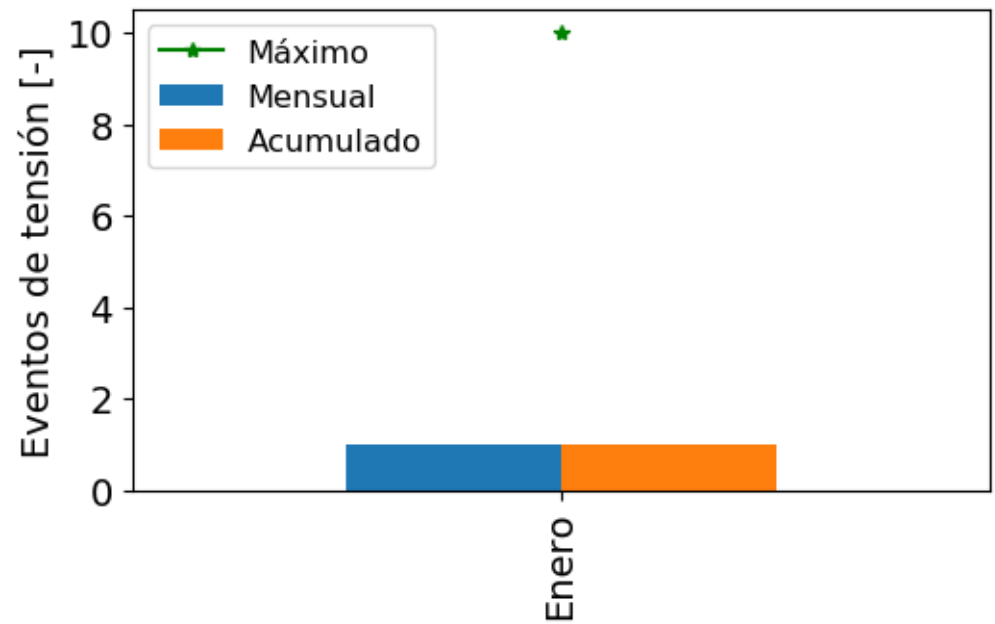
# Eventos Transitorios de Frecuencia – Ituango



| Fecha            | Duracion | Frecuencia | Descripcion                                                                                                                                | EDAC |
|------------------|----------|------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 2023-01-31 00:57 | 1.0      | 59.7       | Evento de frecuencia por disparo de la unidad 2 de Ituango con aproximadamente 270 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,67 Hz.  | No   |
| 2023-01-10 19:59 | 3.0      | 59.7       | Evento de frecuencia por disparo de la unidad 1 de Ituango con aproximadamente 270 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,715 Hz. | No   |

Durante el mes de Enero de 2023 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitoria adicionales en el sistema, considerando los ocasionados por Ituango

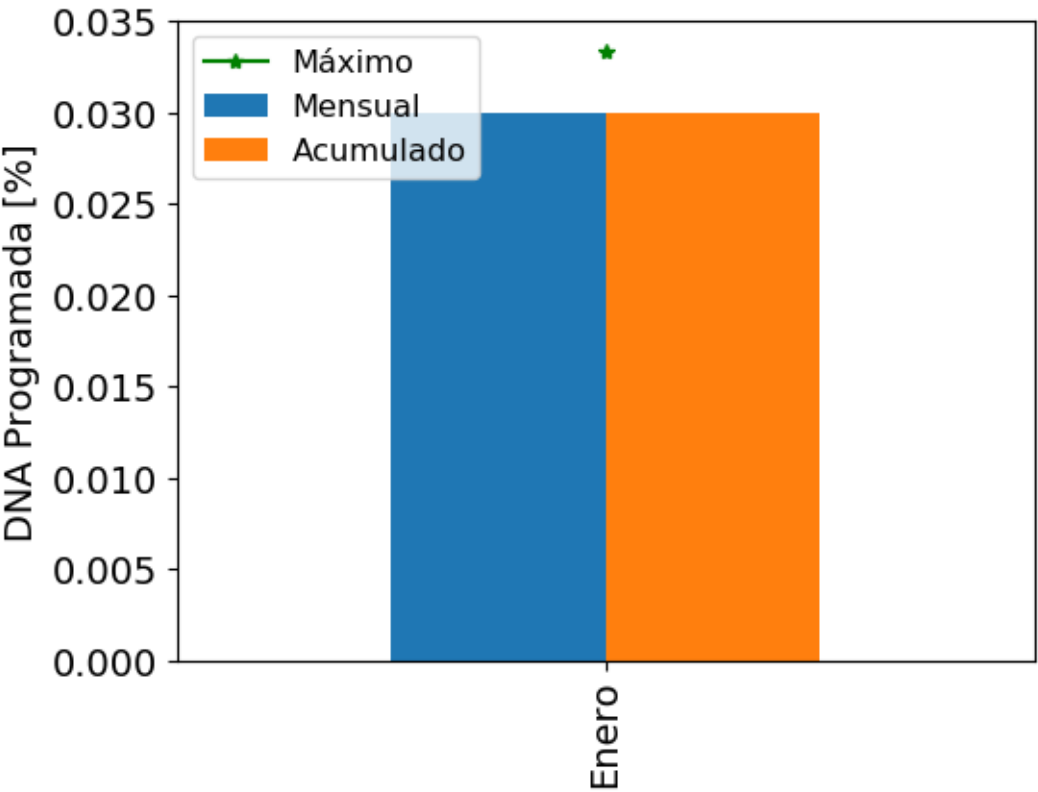
# Eventos de Tensión Fuera de Rango



| Fecha            | Descripción                                                                                                                                                                             | Causa      |
|------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 2023-01-09 12:15 | Disparo de los activos BL1 EL RIO A TERMOFLORES 220 KV, EL RIO CAMPO M030 220 KV, BL1 TEBSA A EL RIO 220 KV y TEBSA CAMPO 8000 220 KV dejando sin tensión la subestación EL RIO 220 kV. | Evento STN |

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

# DNA Programada

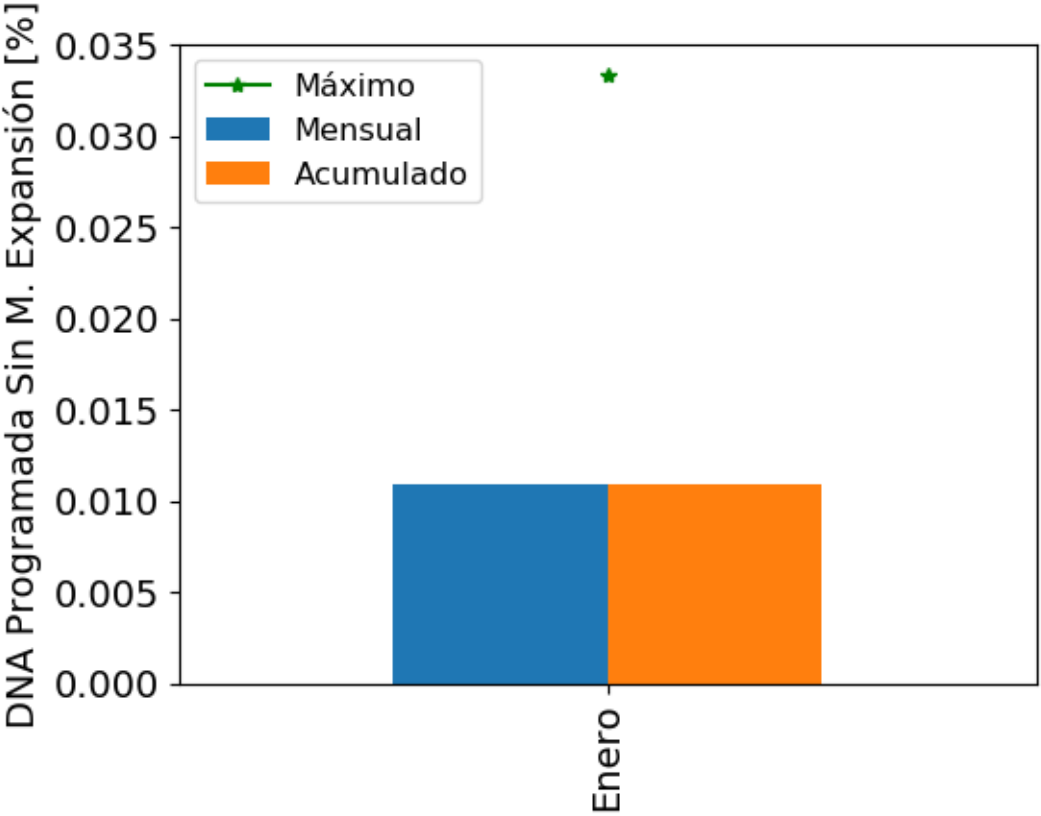


Por causas programadas se dejaron de atender 1.817 GWh en el mes de Enero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

| FechaIni         | Energia | Descripcion                                                                                                                                                                                                    |
|------------------|---------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2023-01-15 05:10 | 460.3   | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0220383 del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV.                                                                                                           |
| 2023-01-12 05:06 | 407.2   | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0219905 del activo VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV.                                                                                                 |
| 2023-01-22 07:25 | 343.0   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0220440, C0220441 y C0220442 de los activos BT RIO SINU 1 45 MVA 110 kV, BT RIO SINU 2 45 MVA 110 KV y RIO SINU - TIERRALTA 1 110 kV, respectivamente. |
| 2023-01-24 05:12 | 276.4   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0219901 y C0219896 de los activos BT VILLA ESTRELLA 2 30 MVA 66 KV y BOLIVAR - VILLA ESTRELLA 1 66 kV, respectivamente.                                |
| 2023-01-29 07:11 | 138.4   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216301, C0216302 y C0216334 de los activos BOLIVAR - BAYUNCA 1 66 kV, BL1 BAYUNCA A MANZANILLO 66 kV y BARRA BAYUNCA 66 kV, respectivamente.          |
| 2023-01-29 07:00 | 77.9    | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0220346 del activo BT CUESTECITAS 3 25 MVA 110 kV.                                                                                                        |



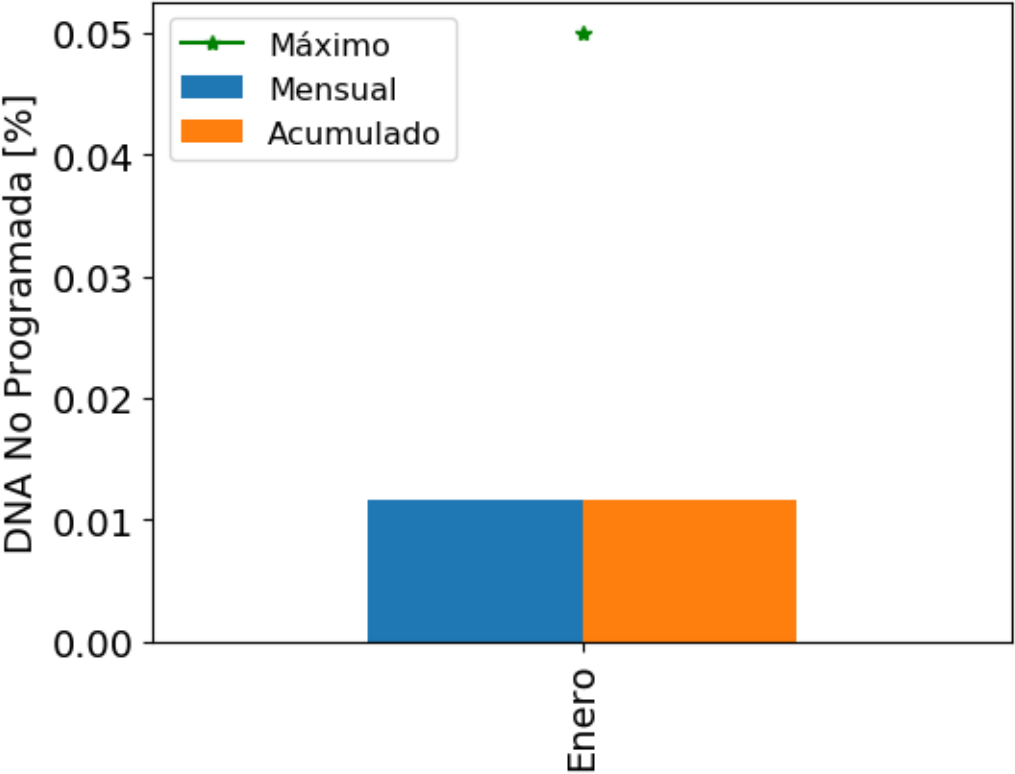
# DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 0.660 GWh en el mes de Enero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

| FechaIni         | Energia | Descripcion                                                                                                                                                                                                    |
|------------------|---------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2023-01-22 07:25 | 343.0   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0220440, C0220441 y C0220442 de los activos BT RIO SINU 1 45 MVA 110 kV, BT RIO SINU 2 45 MVA 110 KV y RIO SINU - TIERRALTA 1 110 kV, respectivamente. |
| 2023-01-29 07:11 | 138.4   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216301, C0216302 y C0216334 de los activos BOLIVAR - BAYUNCA 1 66 kV, BL1 BAYUNCA A MANZANILLO 66 kV y BARRA BAYUNCA 66 kV, respectivamente.          |
| 2023-01-29 07:00 | 77.9    | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0220346 del activo BT CUESTECITAS 3 25 MVA 110 kV.                                                                                                        |
| 2023-01-20 06:12 | 68.1    | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0218799 del activo RIOHACHA 4 30 MVA 110/13.8/6.9 kV.                                                                                                     |
| 2023-01-25 08:09 | 27.4    | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0220793 del activo GUAPI - SAN BERNARDINO 1 115 kV.                                                                                                       |
| 2023-01-23 05:30 | 5.6     | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0220795 del activo EL RIO - TPIZANO 1 34.5 kV.                                                                                                            |

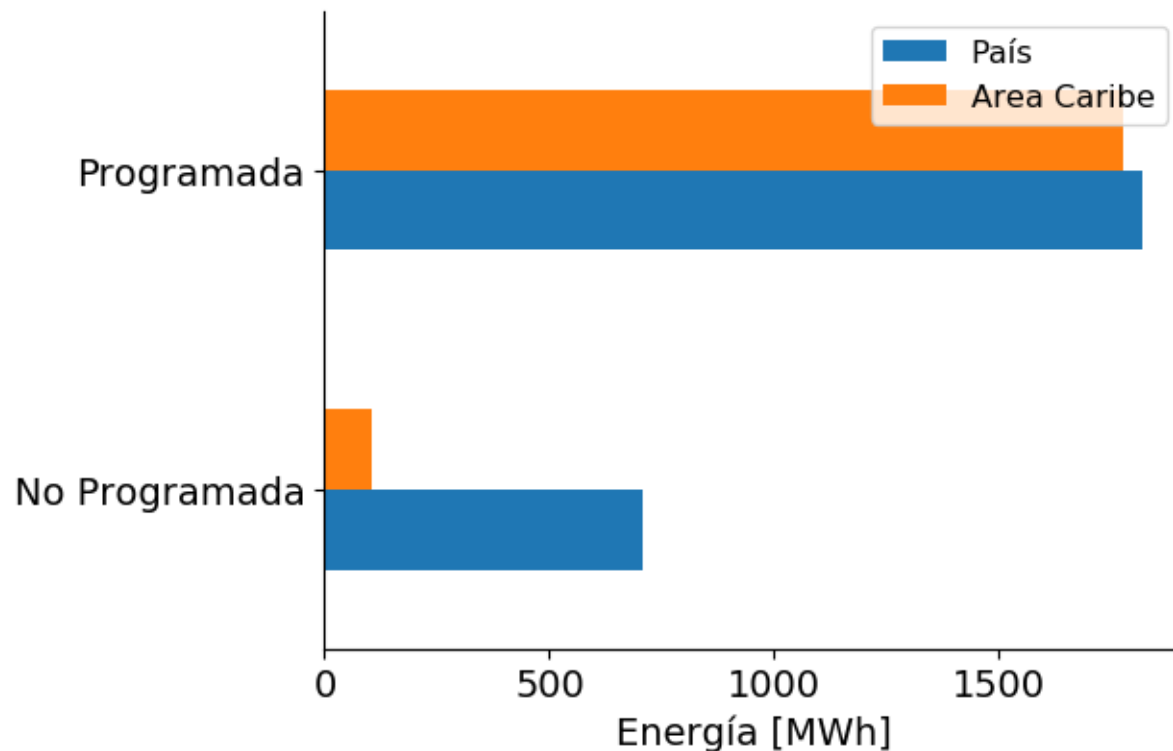
# DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 0.707 GWh en el mes de Enero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

| FechaIni         | Energia | Descripcion                                                                                                                                            |
|------------------|---------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2023-01-29 00:00 | 112.7   | Continua demanda no atendida por disparo del activo BL1 SAN BERNARDINO A GUAPI 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial GUAPI 115 kV.         |
| 2023-01-30 00:00 | 95.9    | Continua demanda no atendida por disparo del activo BL1 SAN BERNARDINO A GUAPI 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial GUAPI 115 kV.         |
| 2023-01-14 15:49 | 83.3    | Demanda no atendida por disparo de todos los activos asociados a la S/E BELLO 110 kV, dejando sin tensión la S/E BELLO 110 kV.                         |
| 2023-01-28 08:40 | 72.0    | Demanda no atendida por disparo del activo BL1 SAN BERNARDINO A GUAPI 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial GUAPI 115 kV.                  |
| 2023-01-15 17:00 | 67.8    | Demanda no atendida por falla del activo BL1 EL PASO A EL BANCO 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial EL BANCO 110 kV                              |
| 2023-01-09 19:50 | 62.9    | Demanda no atendida por disparo del activo GRANADA - OCOA 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales GRANADA 115 kV y SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV. |
| 2023-01-07 10:31 | 36.2    | Demanda no atendida por disparo del activo GRANADA - OCOA 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales GRANADA 115 kV y SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV. |

# DNA Caribe vs. País

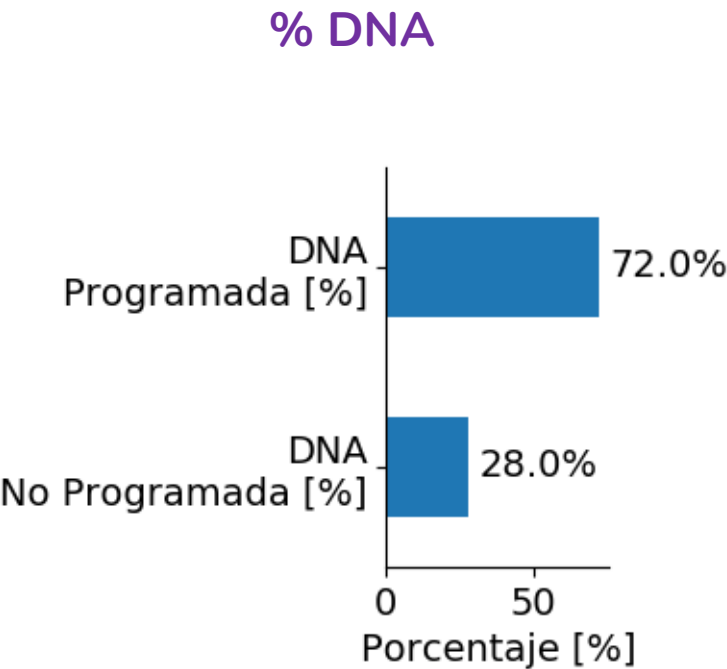


La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 1.777 GWh, siendo un 97.81% de la demanda no atendida programada nacional (1.817 GWh) para el mes de Enero.

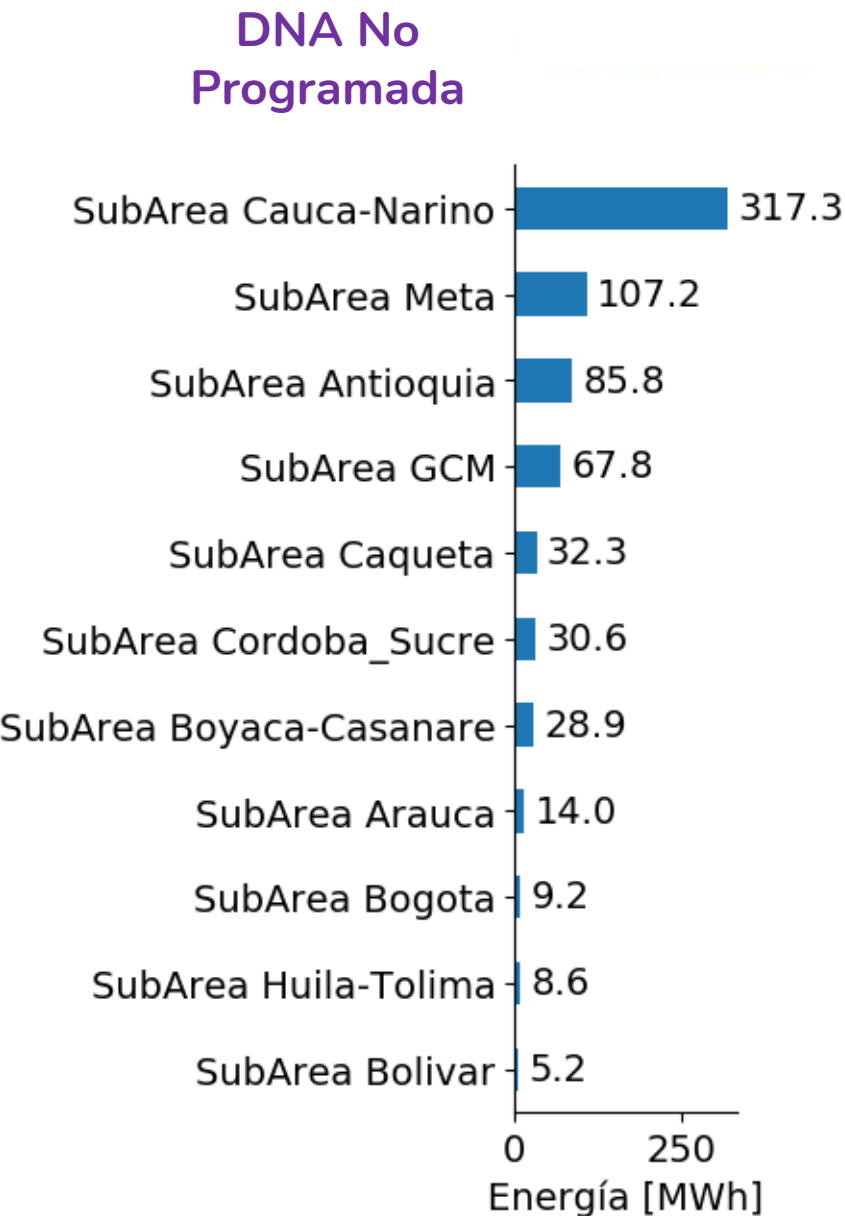
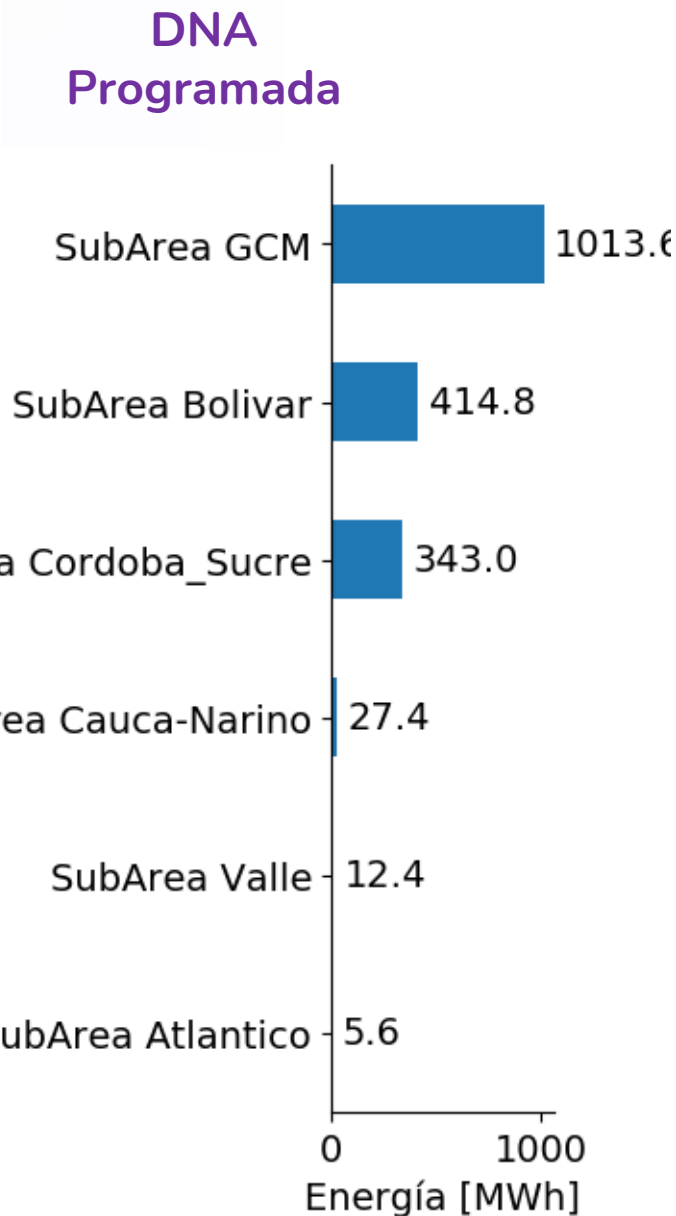
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.104 GWh, siendo un 14.65% de la demanda no atendida no programada nacional (0.707 GWh) para el mes de Enero.



# Resumen – Demanda no atendida

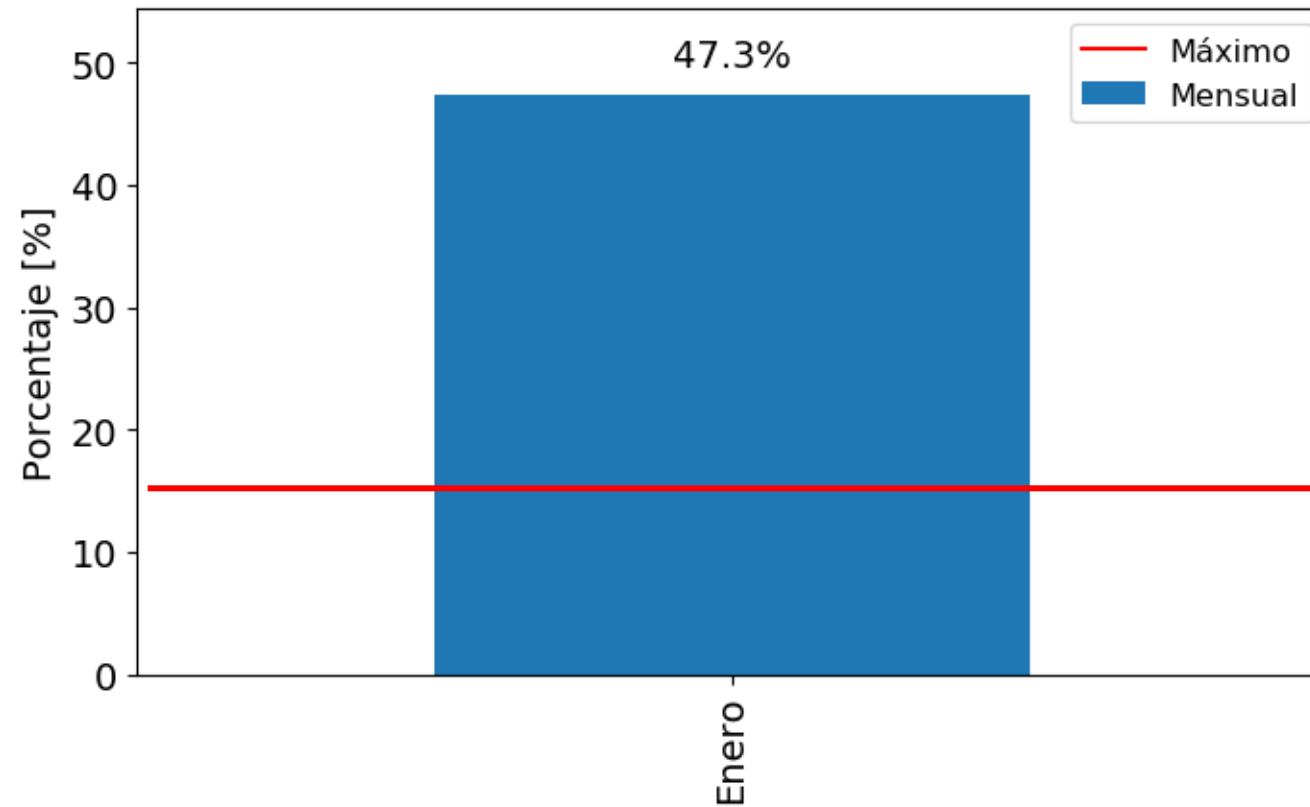


El total de demanda no atendida en Enero fue 2.52 GWh



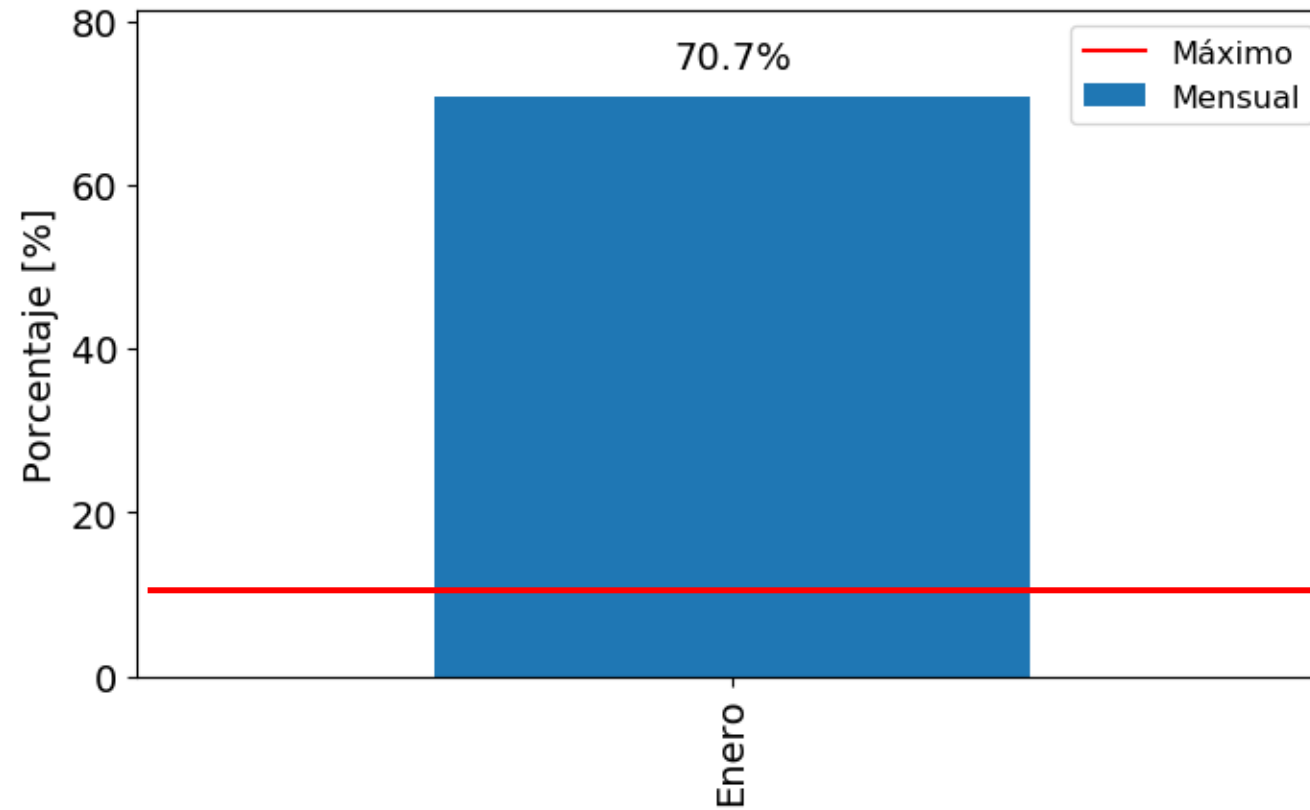
# Desviación Plantas Menores

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



# Desviación Plantas Menores

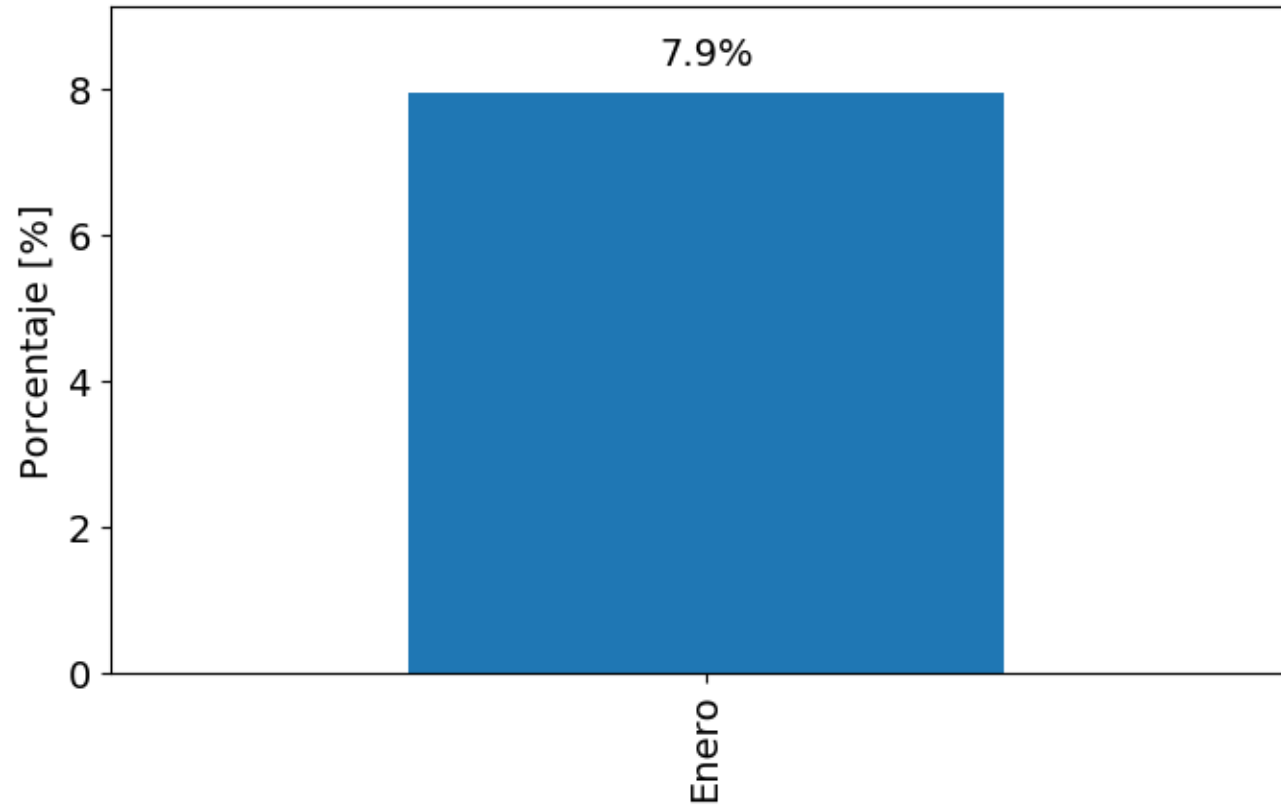
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC  
horas del mes con desviación mayor al 10%





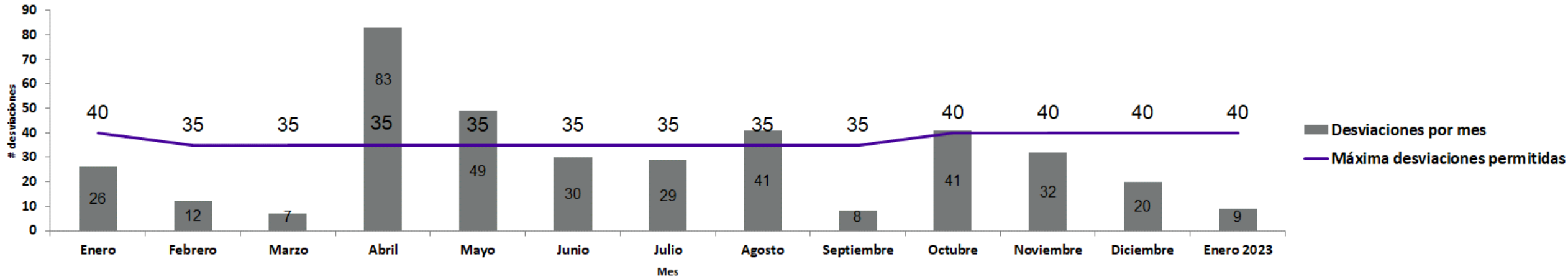
# Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

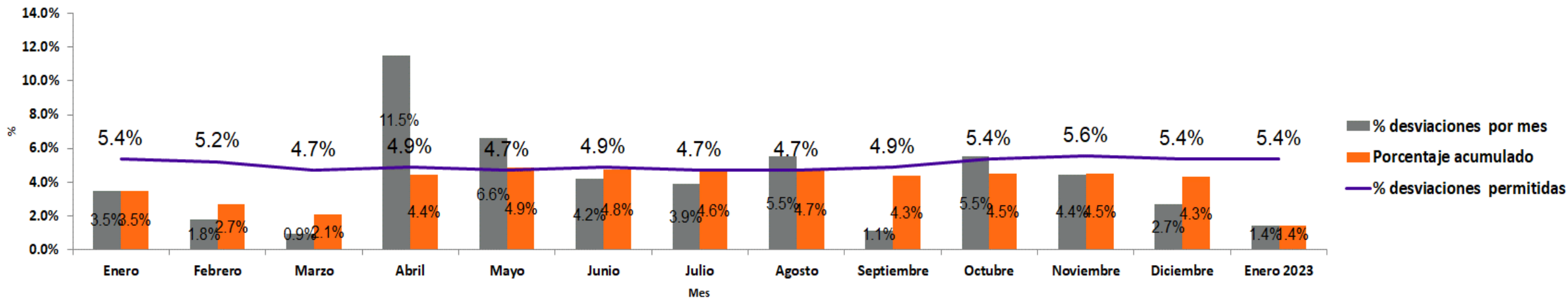


# Indicador de calidad del pronóstico oficial enero 2023

Número de desviaciones mayores al 5%

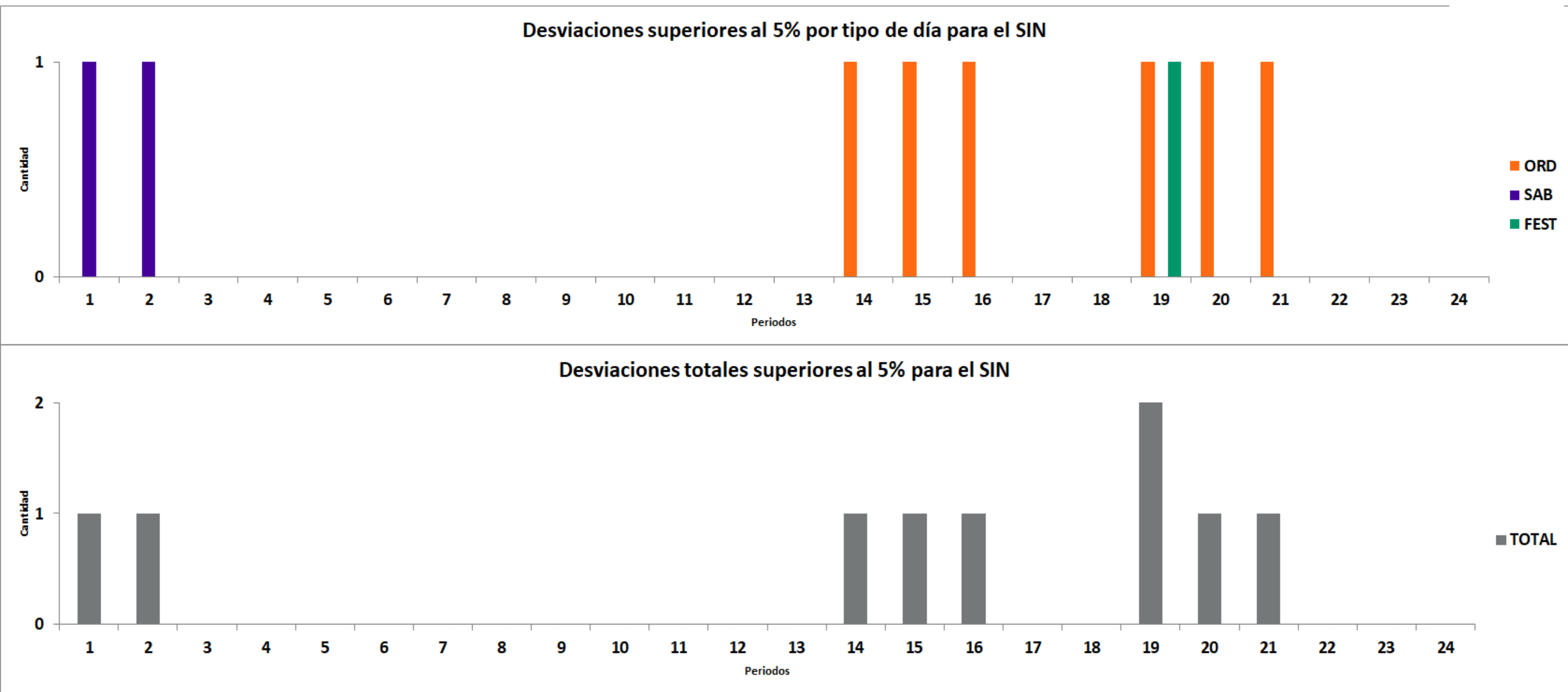


Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



\*Información actualizada el 30 de enero de 2023

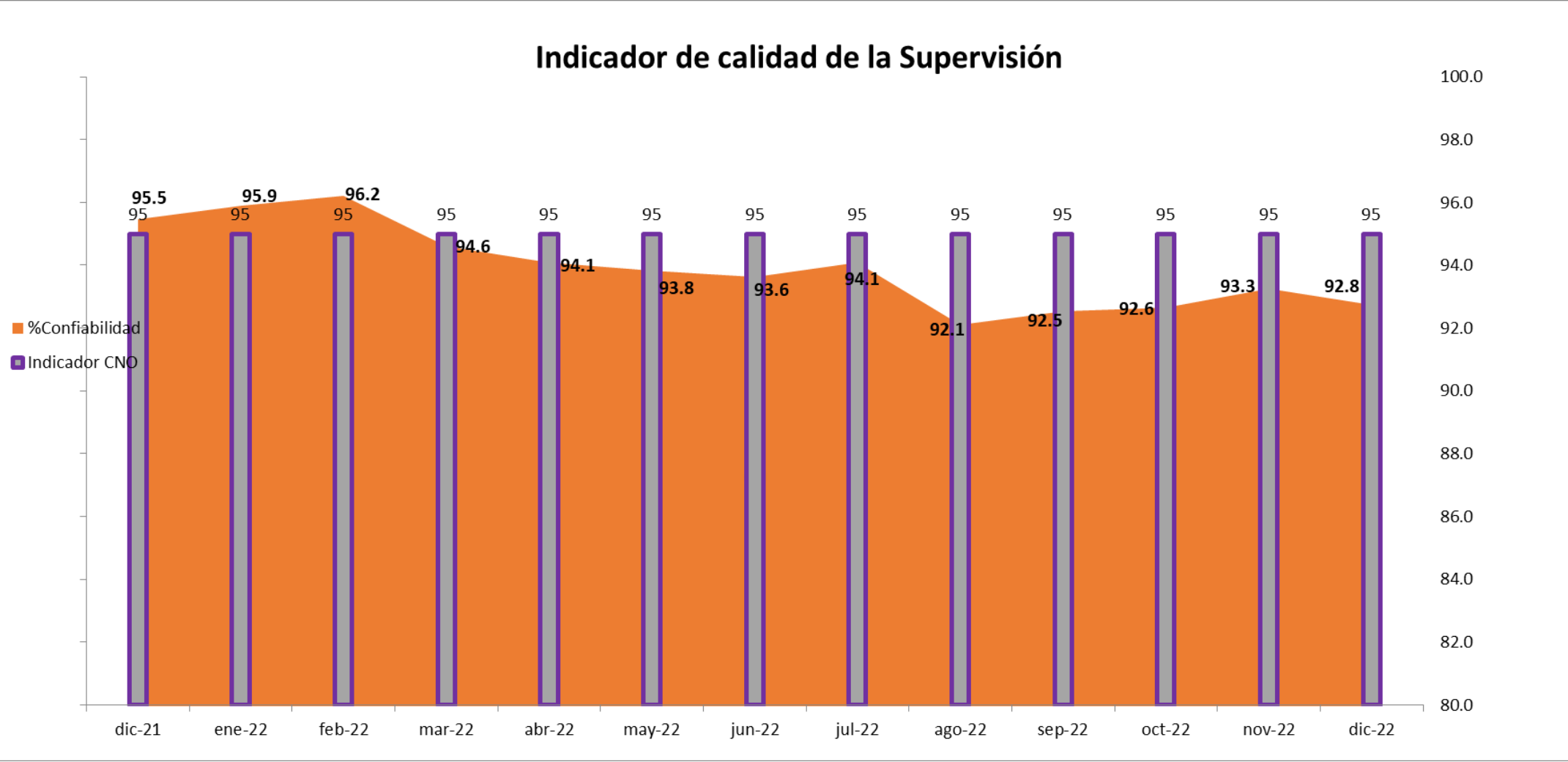
# Indicador de calidad del pronóstico oficial enero 2023



\*Información actualizada el 30 de enero de 2023



# Indicador de calidad de la supervisión



\*Información correspondiente al indicador del mes de Diciembre de 2022

# Seguimiento acciones Plantas No Despachadas Centralmente



Sumamos energía,  
sumamos pasión

# Gestiones con agentes representantes plantas menores

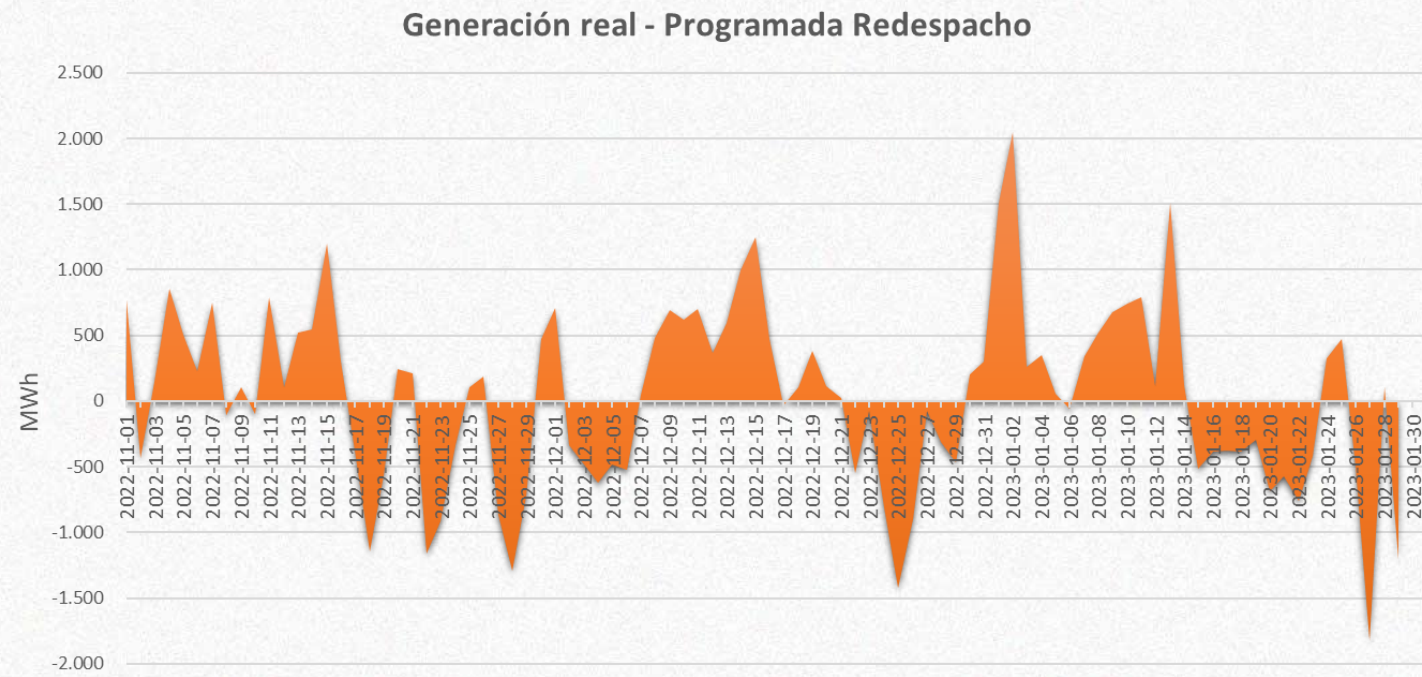
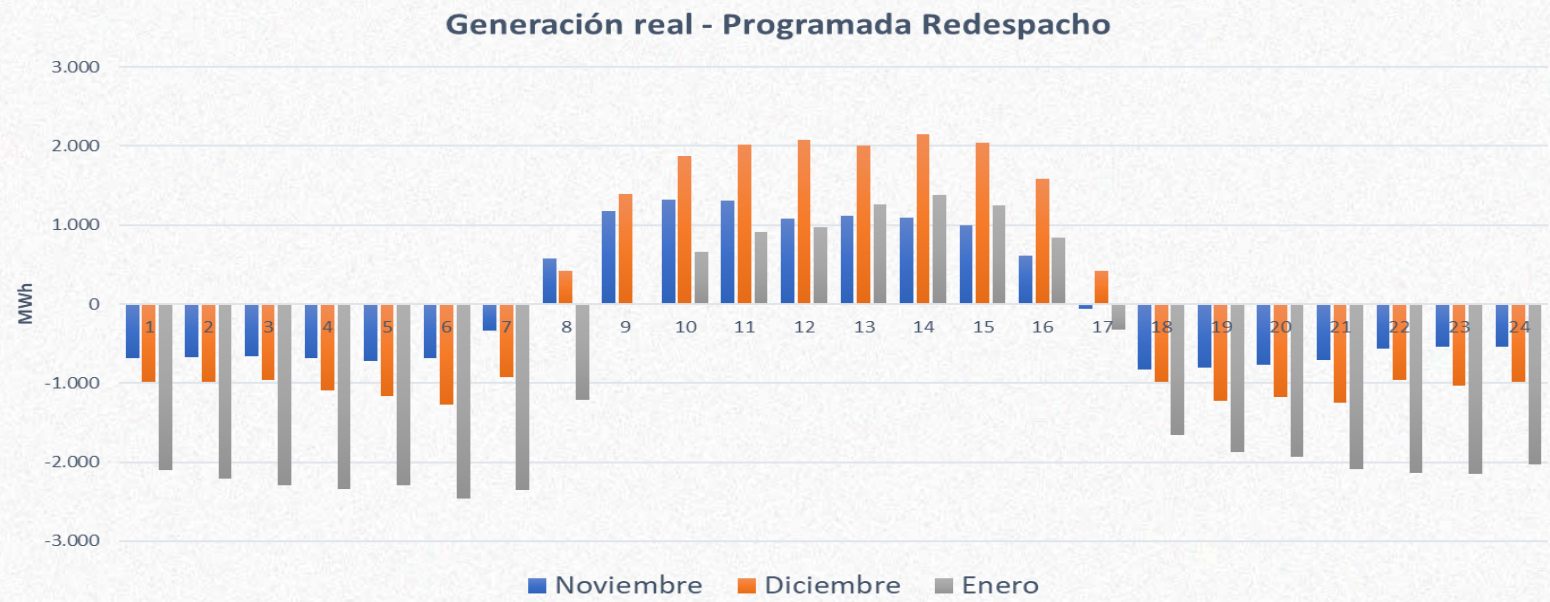
- Comunicación escrita a 59 agentes solicitando mejorar declaraciones de disponibilidad (sep-2022).
- Seguimiento mensual a desviaciones (oct a dic 2022).
- Llamadas telefónicas a cada agente recalcando importancia de actualizar y mejorar pronóstico de disponibilidad declarada, dado que en seguimientos no se hicieron las correcciones esperadas (ene-2023).
- Sugerimos programar taller coordinado por CNO, socializando la importancia e impacto de la generación NDC y compartiendo buenas prácticas de agentes en pronósticos de generación, que por desempeño de sus pronósticos proponemos a:

| Recurso                         | Agente                                                                | Tipo       | Desviación promedio [%] dic-ene |
|---------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|------------|---------------------------------|
| TERMOYOPAL 1                    | TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.                                  | TERMICA    | 6.15                            |
| JUAN GARCIA                     | EMPRESA DE GENERACION Y PROMOCION DE ENERGIA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P. | HIDRAULICA | 1.66                            |
| EL BOSQUE                       | ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A. E.S.P.                             | HIDRAULICA | 1.34                            |
| BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4 | ISAGEN S.A. E.S.P.                                                    | SOLAR      | 9.29                            |
| BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5 | ISAGEN S.A. E.S.P.                                                    | SOLAR      | 9.61                            |

- Se enviarán cartas a agentes con efectos de ajustes a declaración de disponibilidad resultado de las llamadas de enero (feb-023).



# Generación Real – Programada



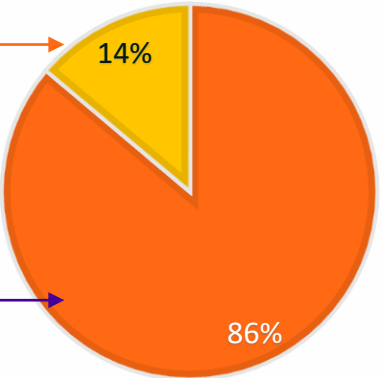


# Estado de la supervisión de PNDC mayores a 5 MW

16 plantas sin supervisión

90 plantas con supervisión

Plantas menores Sin supervisión



## Acciones Realizadas 2022



| Recurso           | Operador                              | capNominal (MW) |
|-------------------|---------------------------------------|-----------------|
| NIMA              | CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.           | 6.7             |
| IQUIRA II         | ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. | 5.4             |
| EL CAIRO          | EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.  | 6.5             |
| CEMENTOS DEL NARE | EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.  | 9               |
| INSULA 1          | EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.  | 10              |
| INSULA 2          | EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.  | 10              |
| INSULA 3          | EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.  | 12              |
| LA HERRADURA 1    | EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.  | 10.2            |
| LA HERRADURA 2    | EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.  | 10.2            |
| PAJARITO 2        | EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.  | 8.3             |
| PALMAS SAN GIL    | EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.  | 15              |
| GUAVIO MENOR 1    | ENEL COLOMBIA SA ESP                  | 9.9             |
| SANTA ANA         | ENEL COLOMBIA SA ESP                  | 8               |
| CARUQUIA          | ISAGEN S.A. E.S.P.                    | 9.5             |
| GUANAQUITAS       | ISAGEN S.A. E.S.P.                    | 9.5             |
| EDEN 1            | PROELECTRICA S.A.S E.S.P.             | 10.39           |
| EDEN 2            | PROELECTRICA S.A.S E.S.P.             | 10.39           |

1241 MW de capacidad instalada en plantas menores

160MW sin supervisión



# Acciones Futuras de la gestión de la supervisión con plantas menores





# GRACIAS

