

**INFORME CND  
DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL  
DE OPERACIÓN**

Documento XM-CND-012  
Jueves, 7 de julio de 2022



# Contenido

---

1

## Variables del SIN

Demanda SIN  
Hidrología  
Generación  
Restricciones

---

2

## Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo

---

3

## Situación Operativa

Seguimiento Evento 2022 – 0423  
Posibles atrapamientos de plantas futuras  
Análisis del Área Oriental  
Conexión proyecto Solar La Loma  
Mantenimiento sector gas  
Indicadores operación  
Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

---

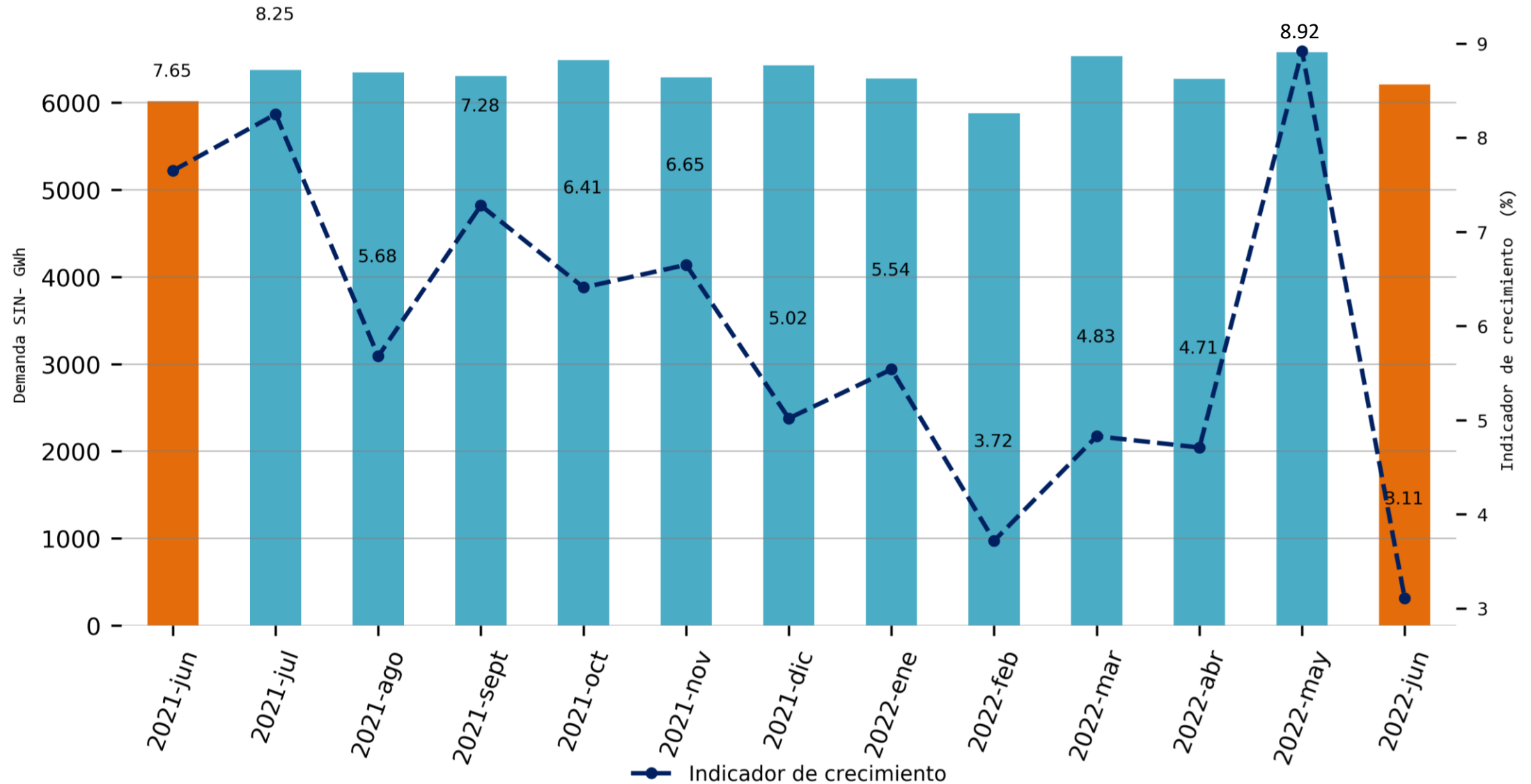
# 1. Variables del SIN

- Demanda del SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones



# ¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

# Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



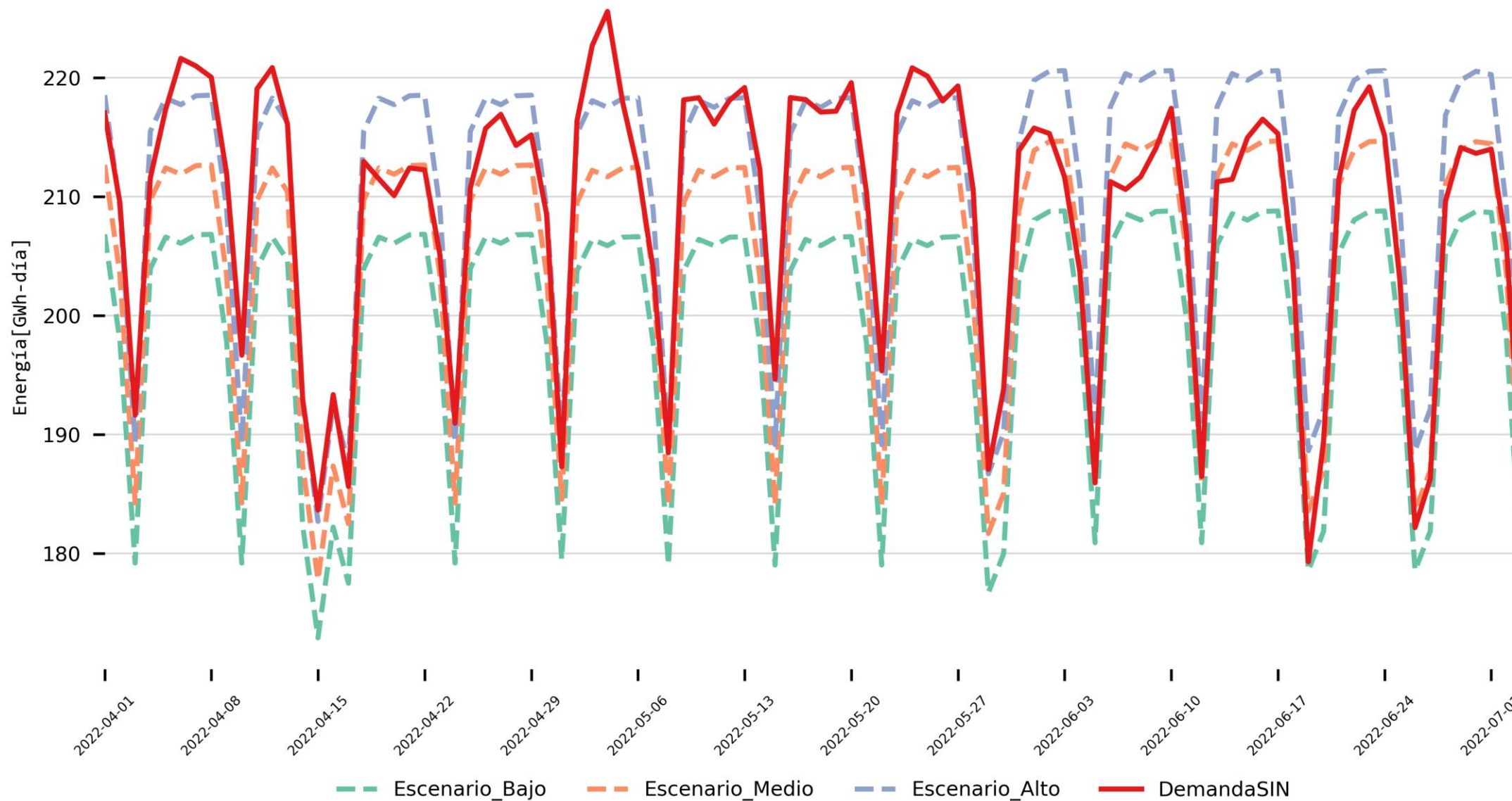
Información hasta el 2022-06-30  
Información actualizada el 2022-07-05

# Crecimiento Demanda del SIN



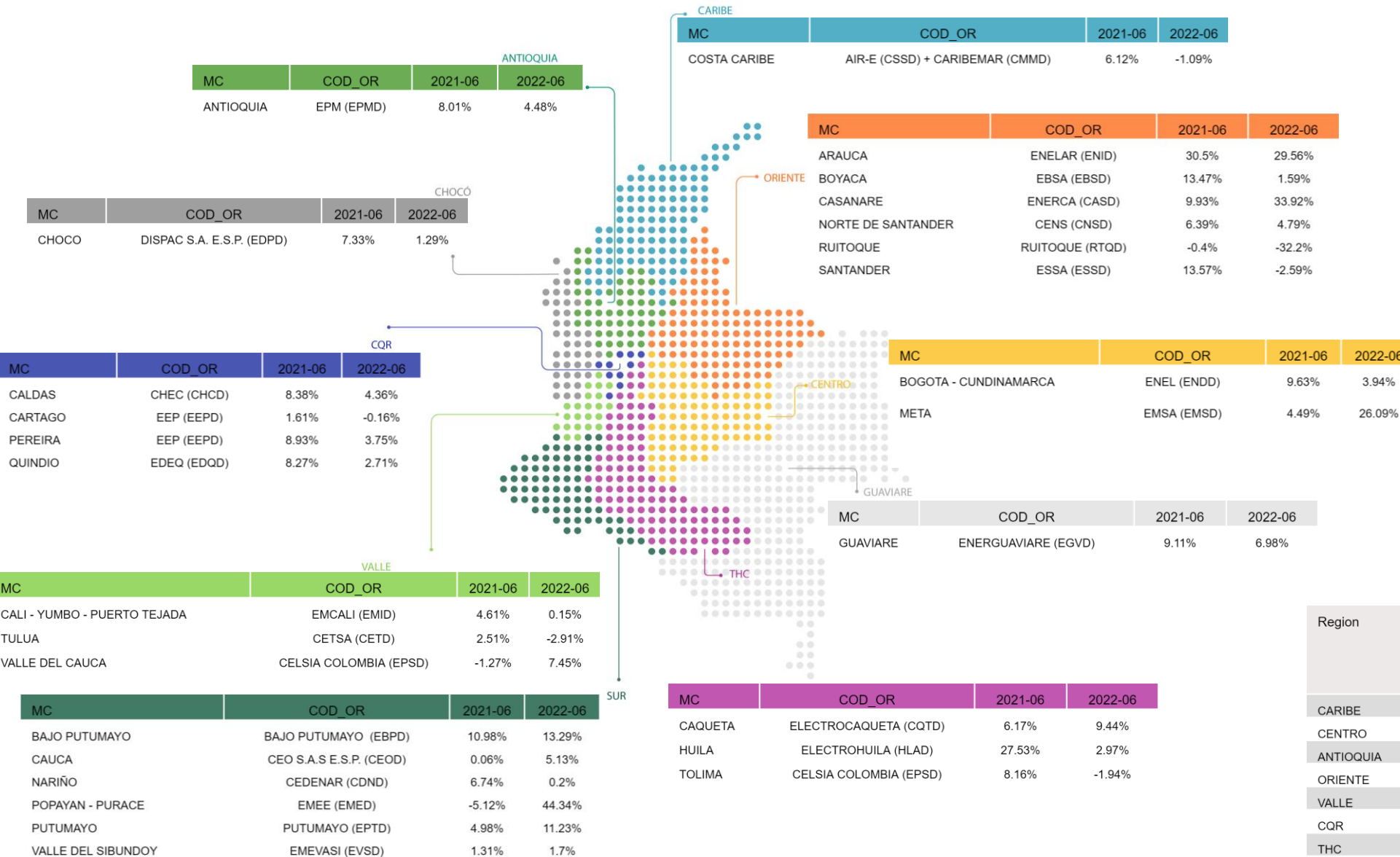
Información hasta el 2022-06-30  
Información actualizada el 2022-07-05

# Seguimiento Demanda vs Escenarios UPME



Información hasta el 2022-07-03  
Información actualizada el 2022-07-05

# Demanda comercial de energía del SIN - junio 2022



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

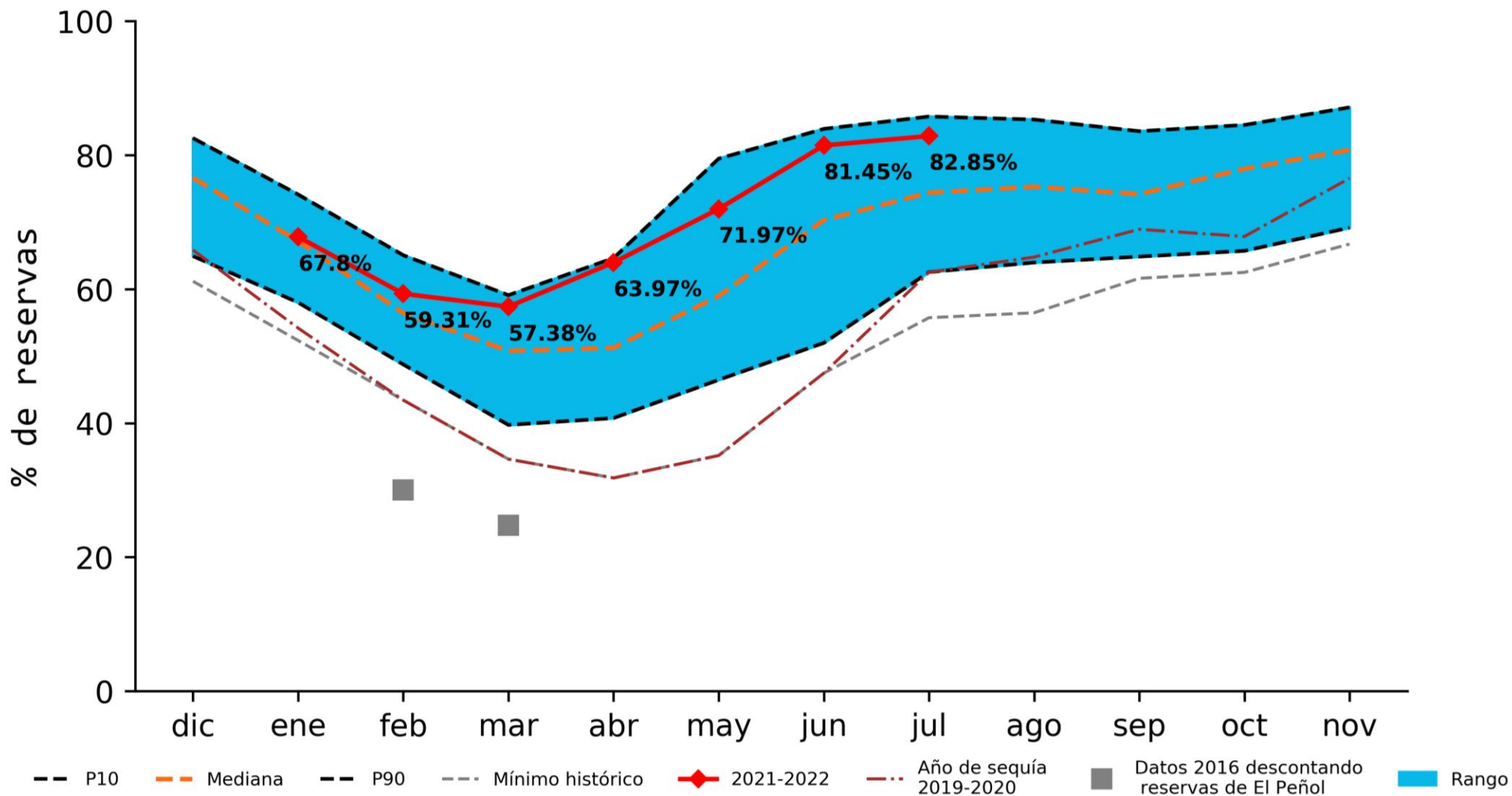
\*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente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

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

Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-06	Demanda Comercial [GWh] 2022-06	Variación 2021-06	Variación 2022-06
CARIBE	1688.47	1670.57	6.12%	-1.09%
CENTRO	1448.22	1544.13	8.98%	6.6%
ANTIOQUIA	825.76	863.18	8.01%	4.48%
ORIENTE	793.16	832.37	13.0%	4.93%
VALLE	546.72	561.93	2.29%	2.73%
CQR	250.55	259.81	8.02%	3.66%
THC	246.27	248.87	14.99%	1.03%
SUR	169.23	175.51	3.3%	3.68%
CHOCO	21.14	21.41	7.33%	1.29%
GUAVIARE	5.31	5.68	9.11%	6.98%



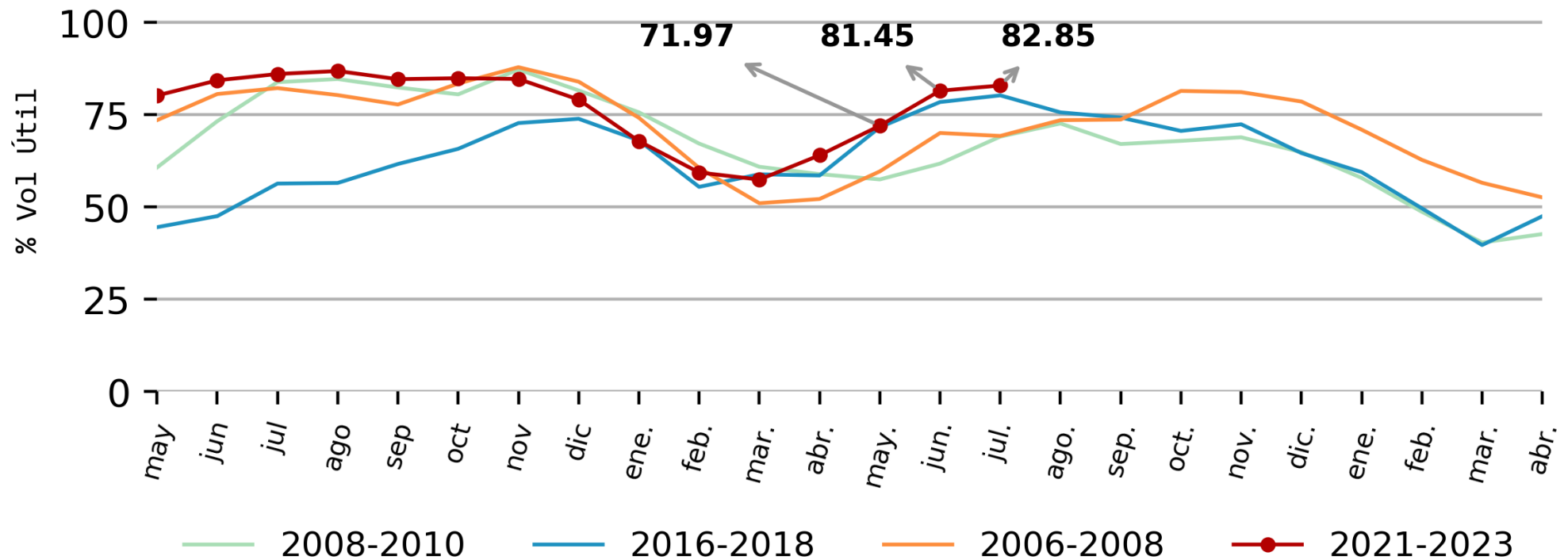
# ¿Cómo está la situación energética?



Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000 hasta diciembre de 2021

# Reservas hídricas

Cantidad de agua almacenada en los embalses  
Reservas hídricas

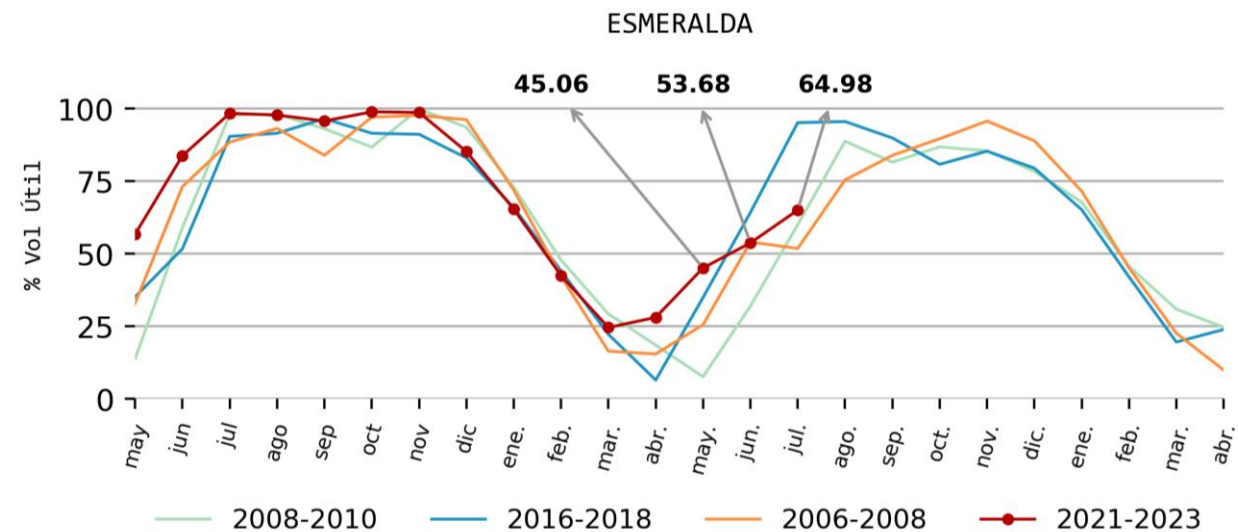
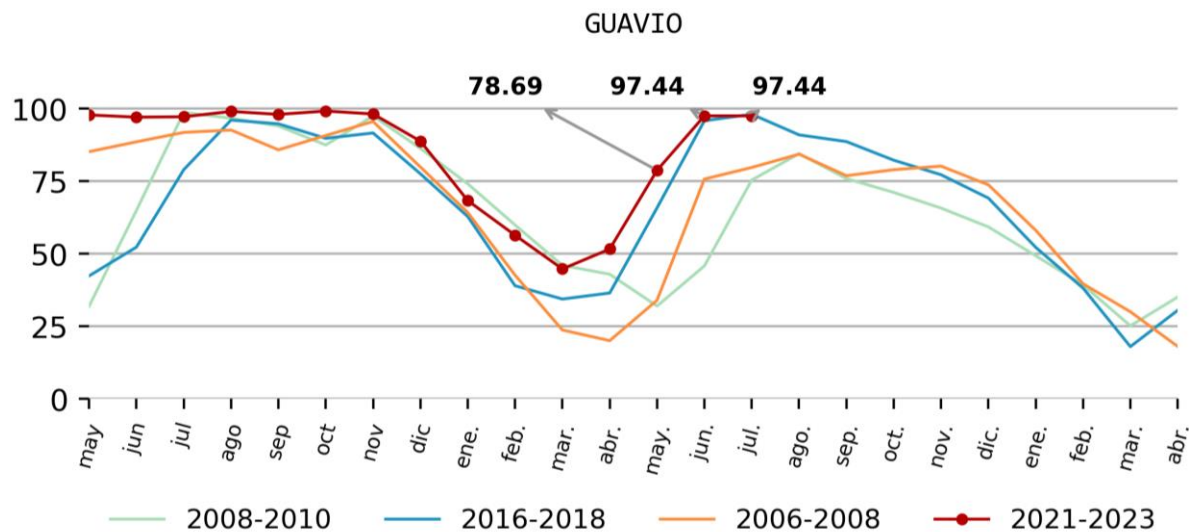
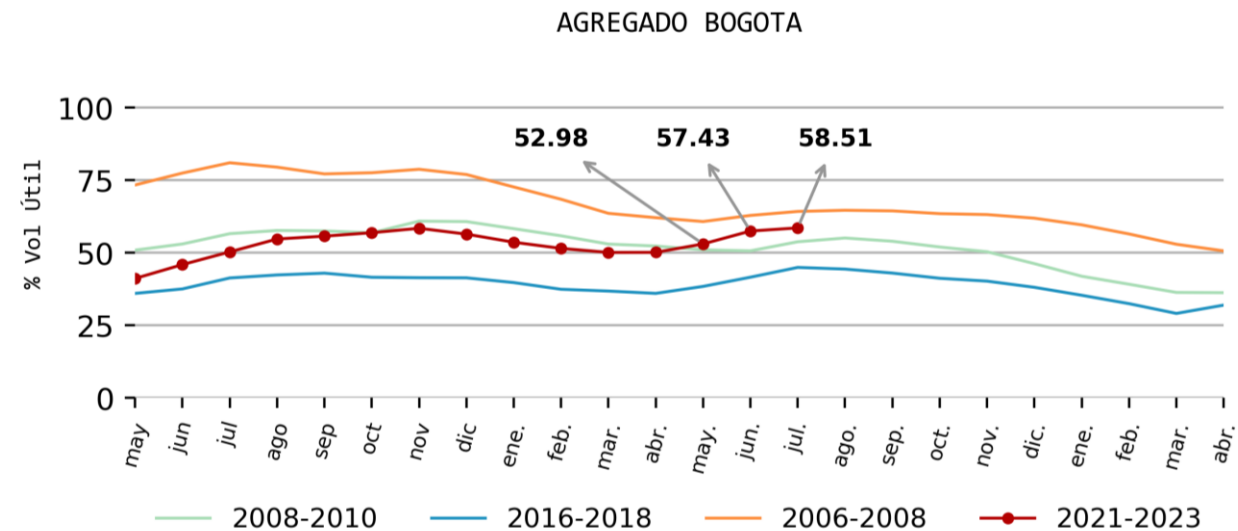
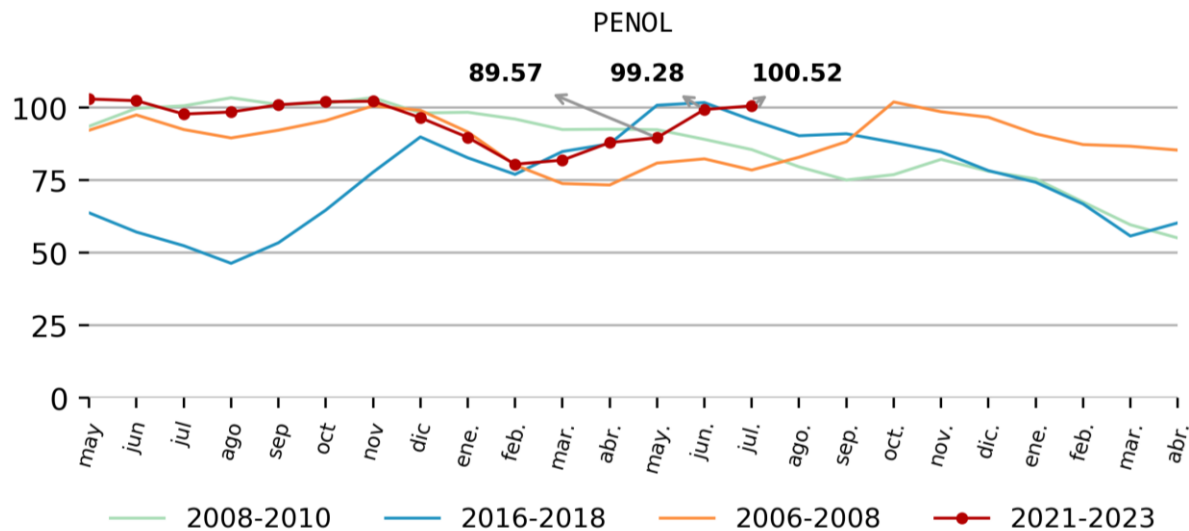


Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2022-07-06

Información actualizada el 2022-07-07

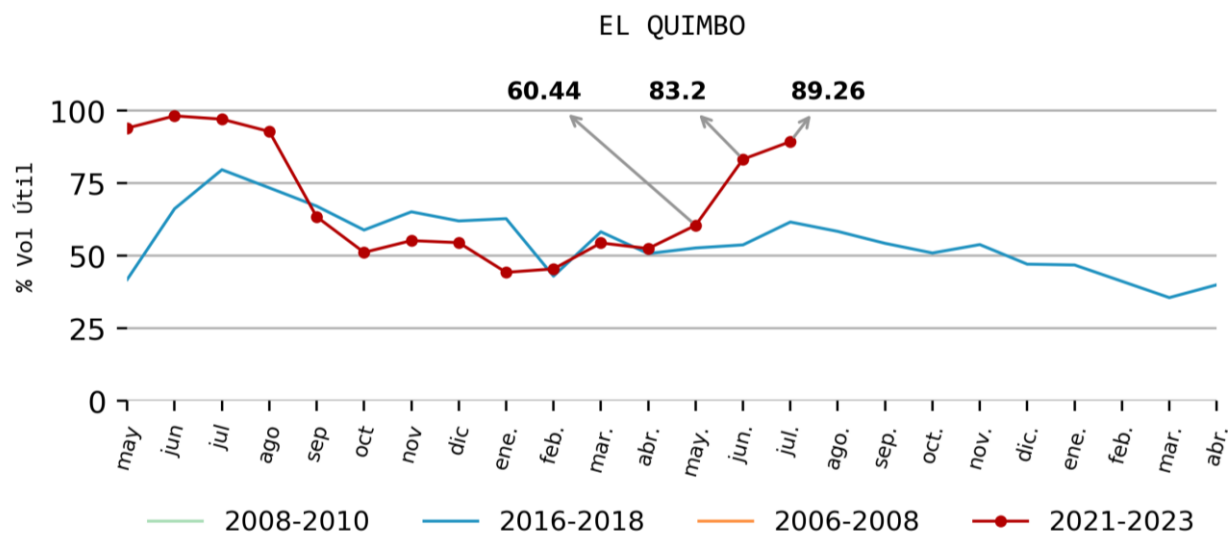
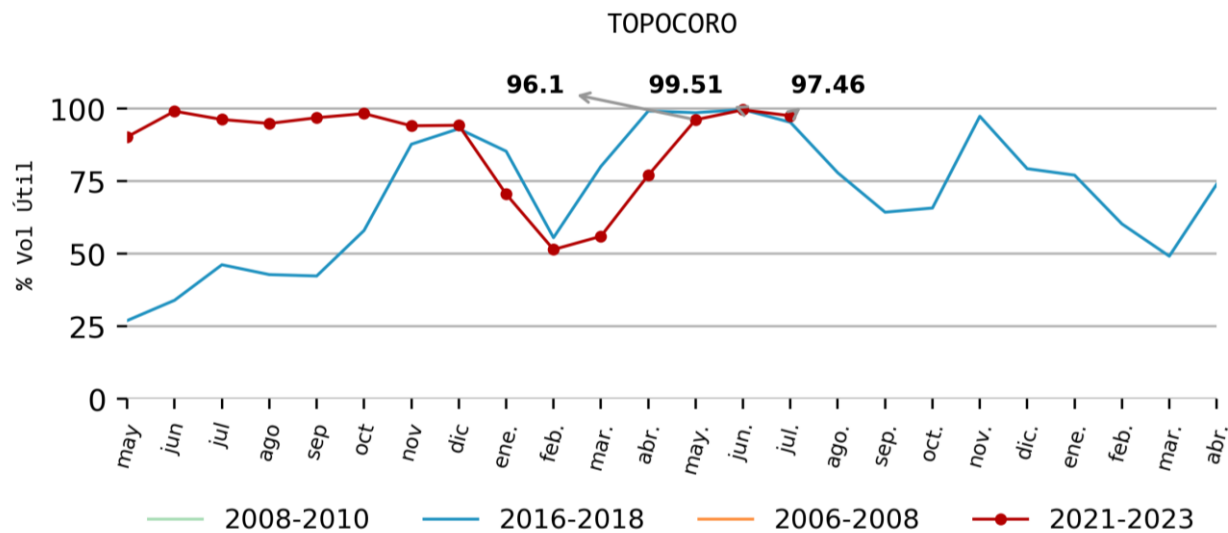
# Evolución de principales embalses



Información hasta el 2022-07-06

Información actualizada el 2022-07-07

# Evolución de principales embalses

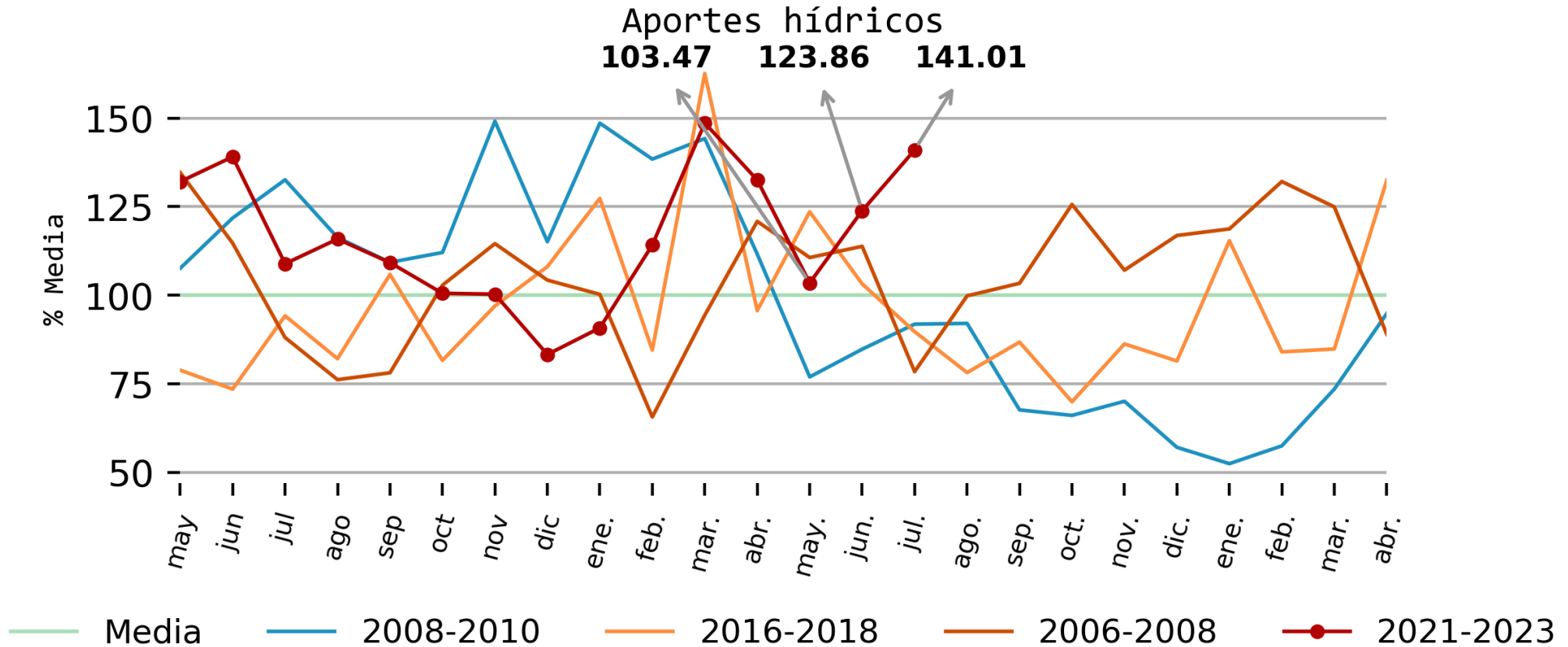


Información hasta el 2022-07-06

Información actualizada el 2022-07-07

# Aportes hídricos

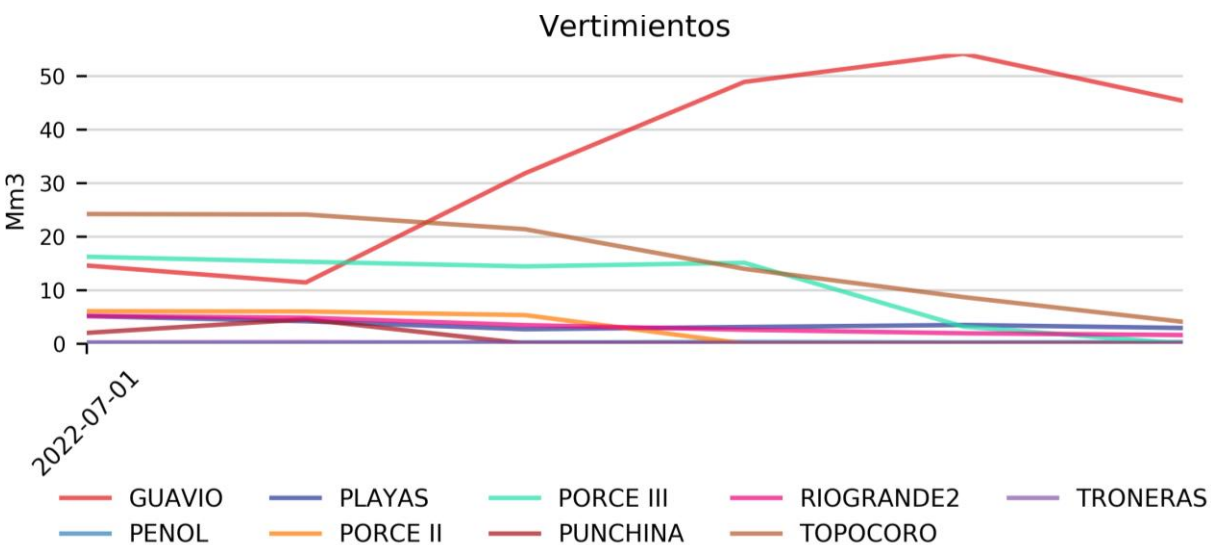
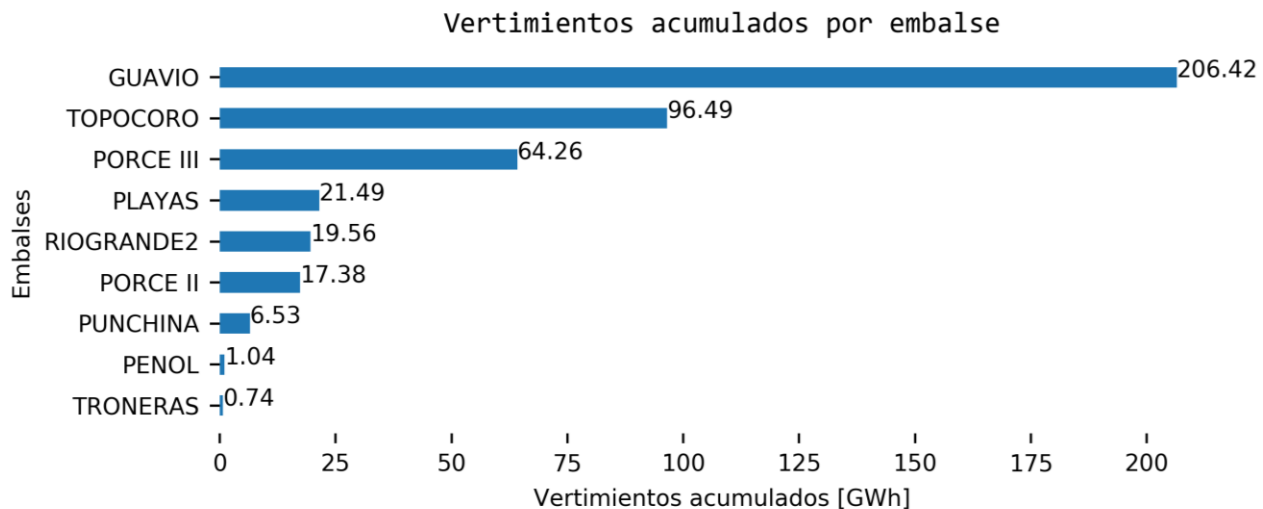
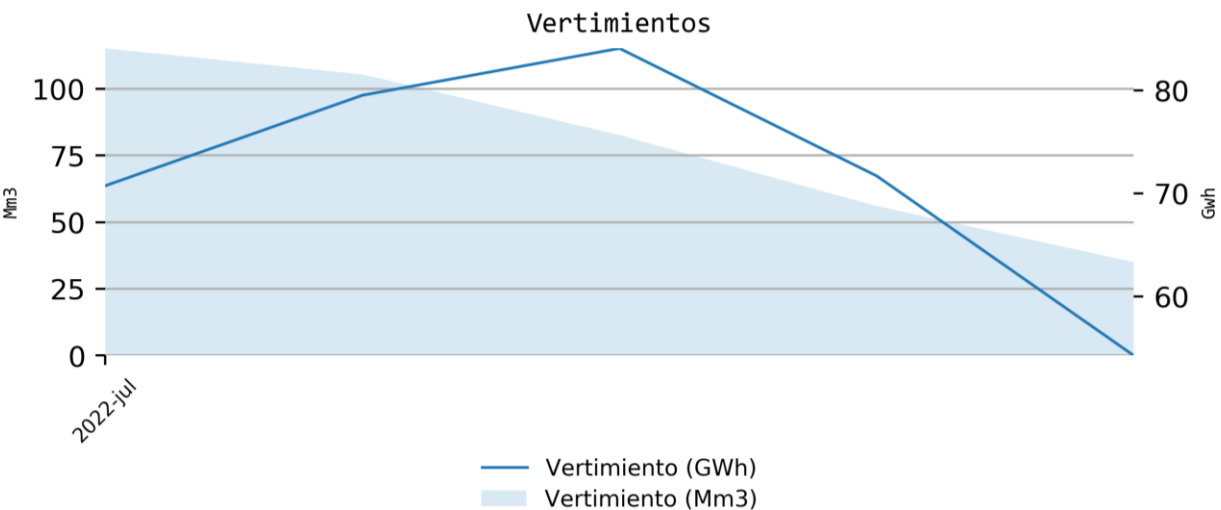
Cantidad de agua que llega a los embalses



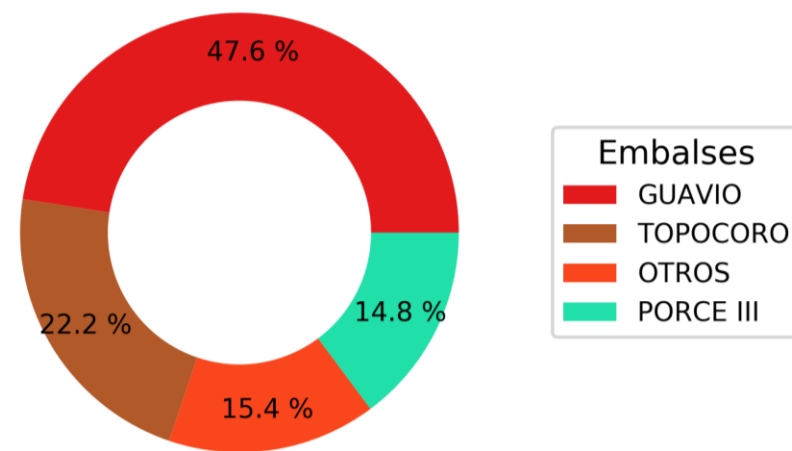
Información hasta el 2022-07-04

Información actualizada el 2022-07-05

# Vertimientos del SIN



Participación vertimientos por embalse



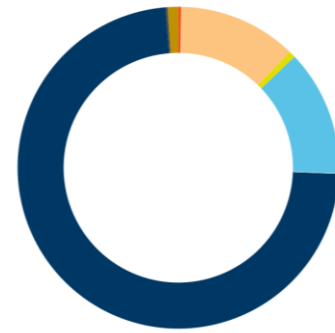
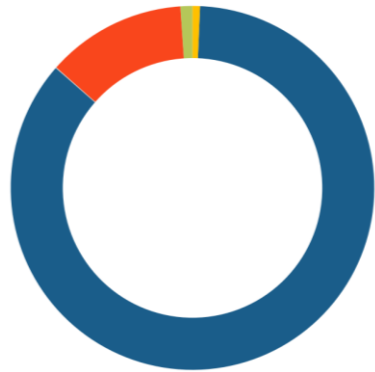
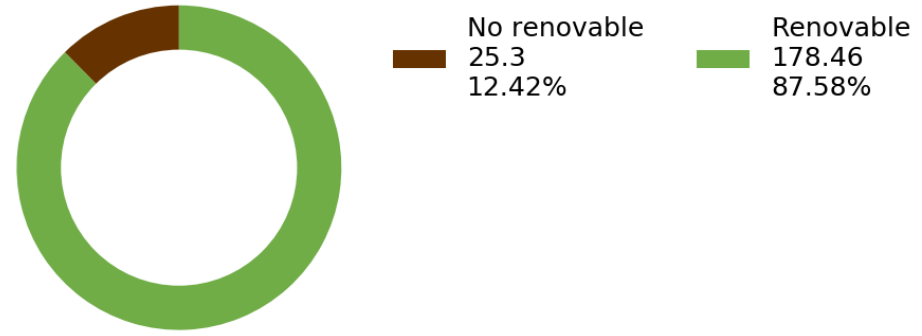
Información hasta el 2022-07-06

Información actualizada el 2022-07-07

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-07-01 hasta 2022-07-06.

# Generación promedio diaria en GWh-día

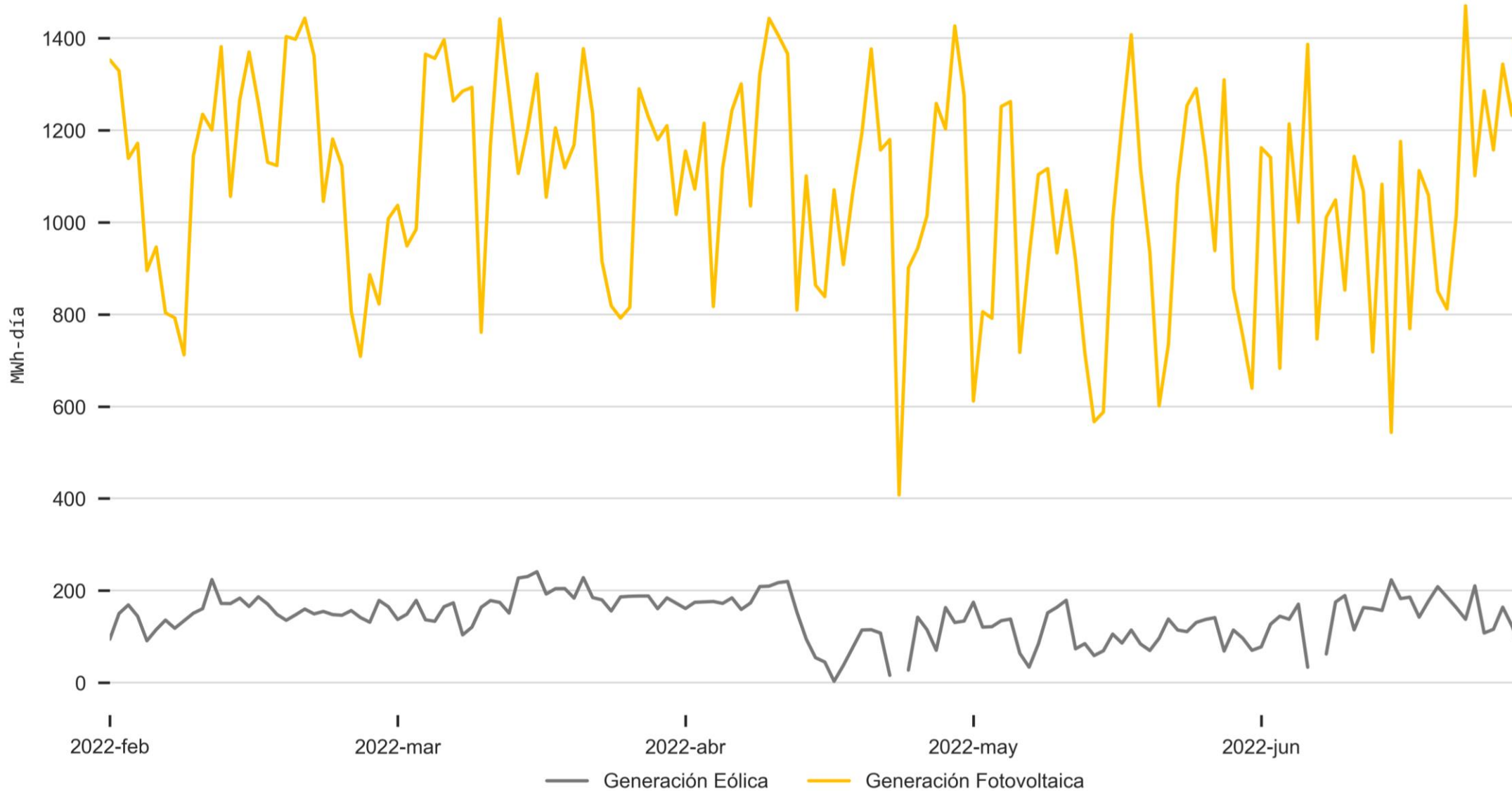
Total 203.76 GWh-día



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-jul.-2022 hasta el 05-jul.-2022



# Generación FERNC



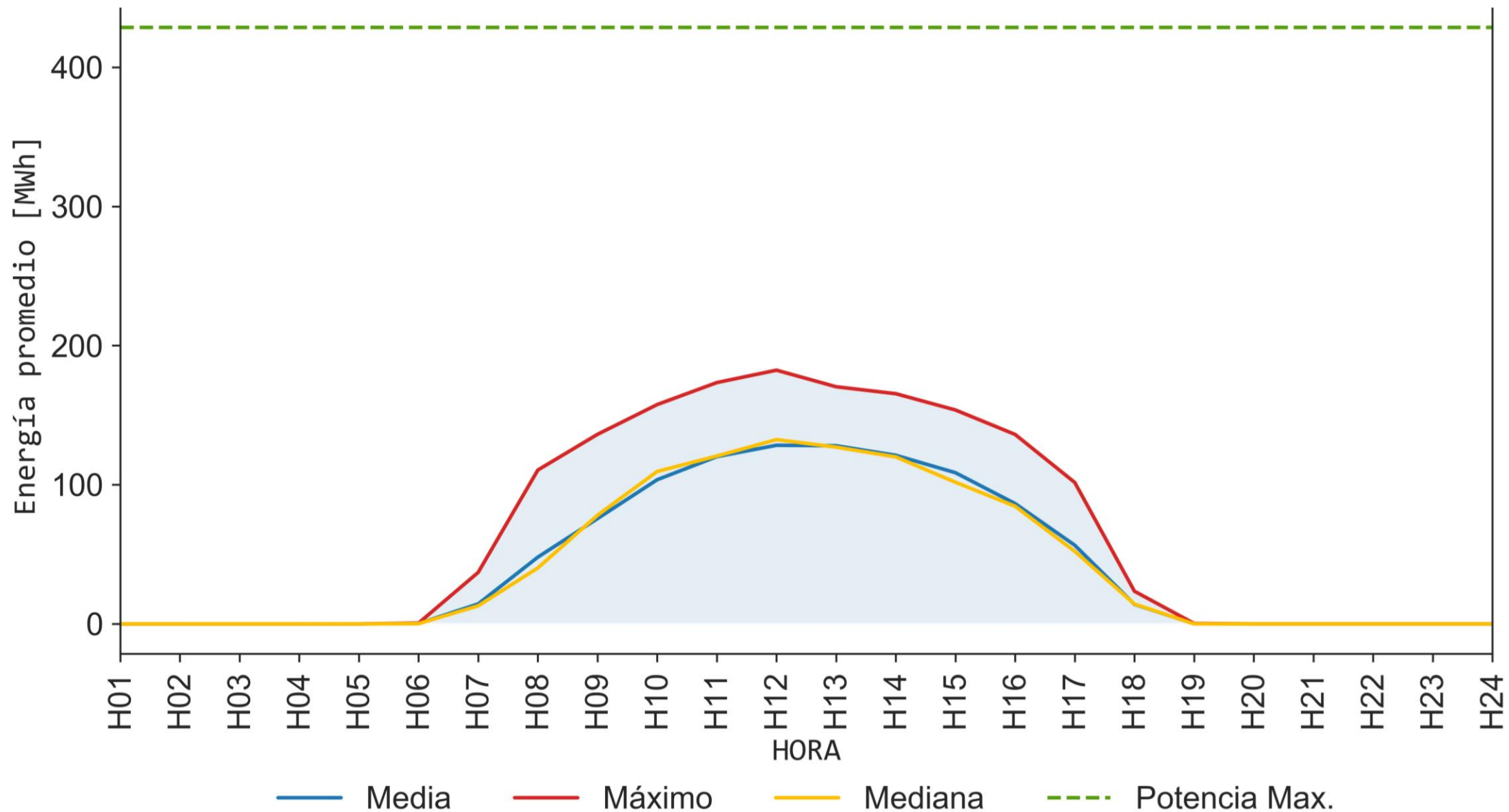
Recursos Eólicos: Jepirachi 1 - 15

Recursos Solares: Autog Celsia Solar Levapan, Autog Celsia Solar Yumbo, Autog Colombina Del Cauca, 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, El Paso, Gr Parque Solar Tucanes, Granja Solar Belmonte, Helios I, La Sierpe, Latam Solar La Loma, Planta Solar Bayunca I, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLI

Información hasta el 2022-07-03

Información actualizada el 2022-07-05

# Curva Generación Solar

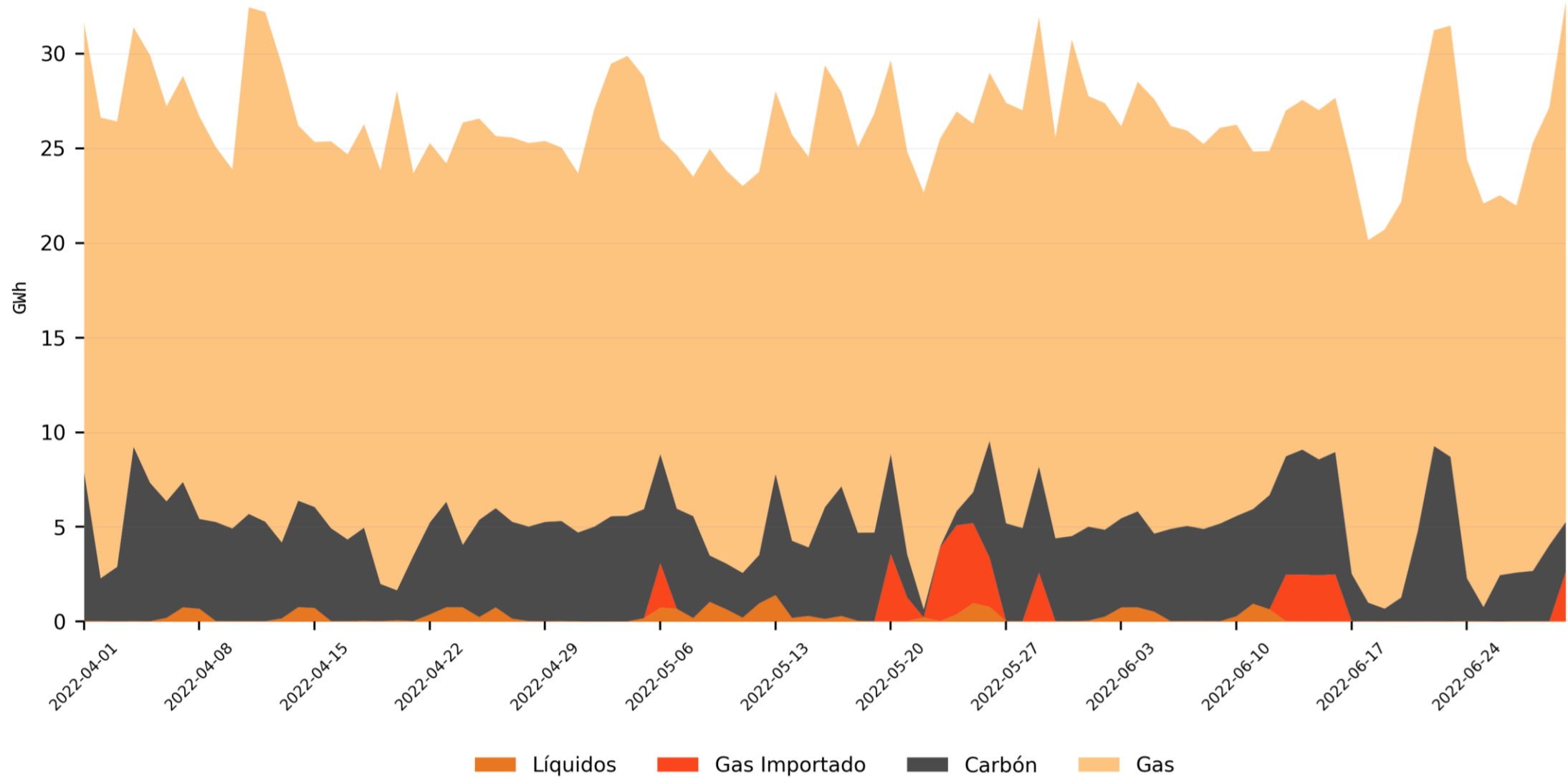


— Media — Máximo — Mediana - - - Potencia Max.

Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de junio de 2022 hasta el 30 de junio de 2022. Incluye la potencia de las plantas que se encuentran en pruebas.

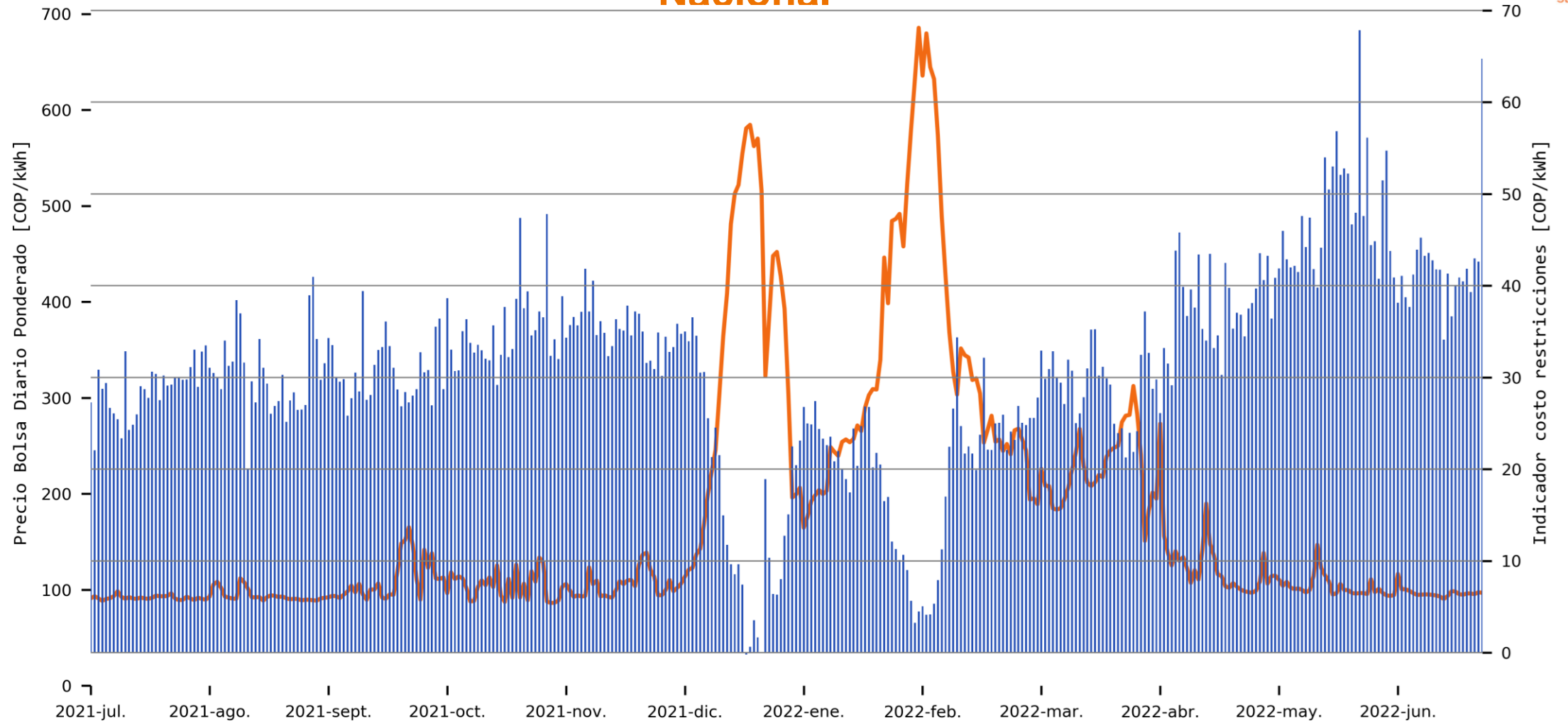
Información hasta el 2022-06-30  
Información actualizada el 2022-07-05

# Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el 2022-06-30  
Información actualizada el 2022-07-05

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

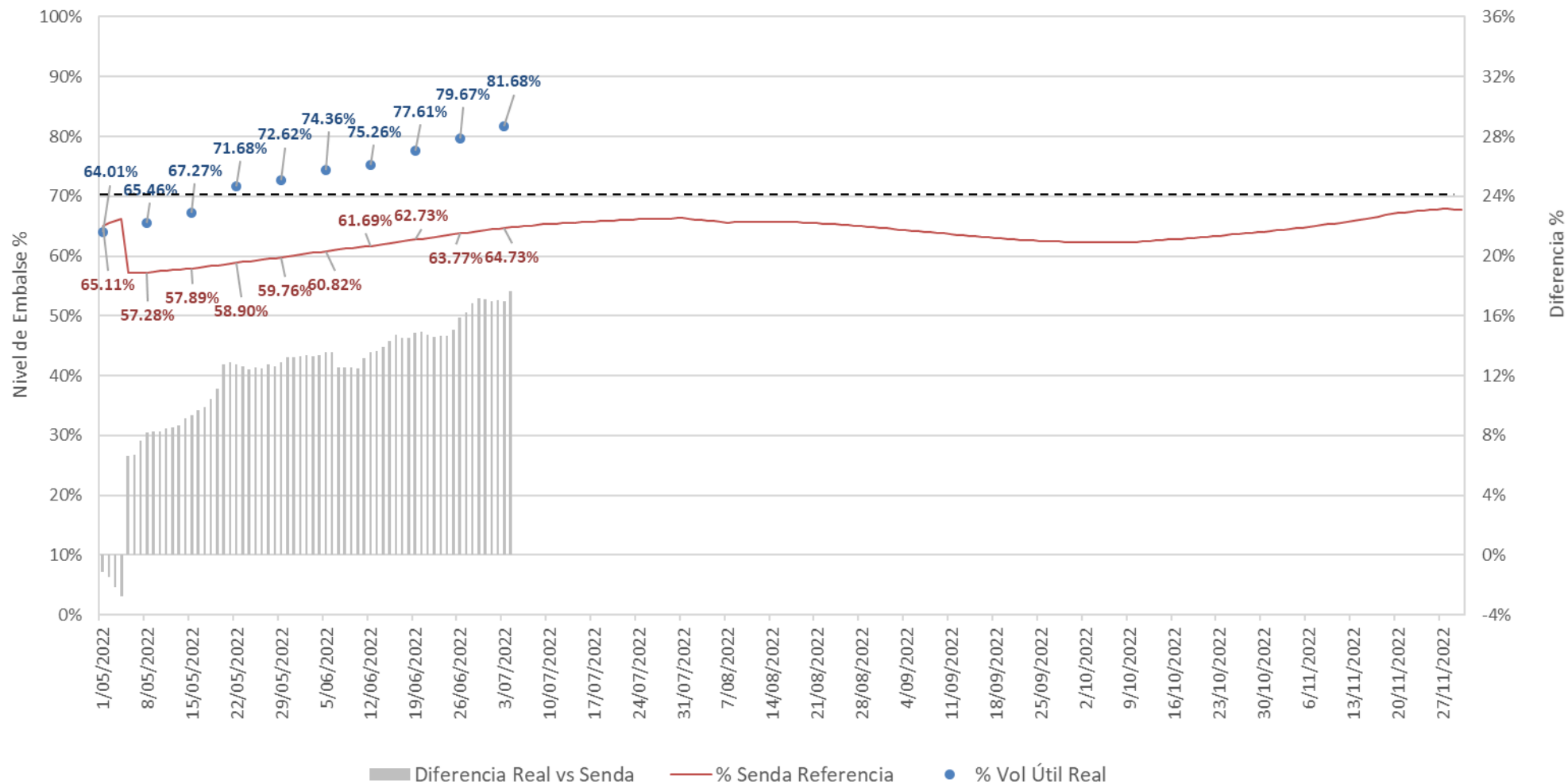


— PPPBolsaDiario  
■ Indicador costo restricciones

Información hasta el 2022-06-30  
Información actualizada el 2022-07-05

# Senda de referencia Invierno 2022

## Evolución del embalse del SIN



## 2. Expectativas Energéticas

# 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.

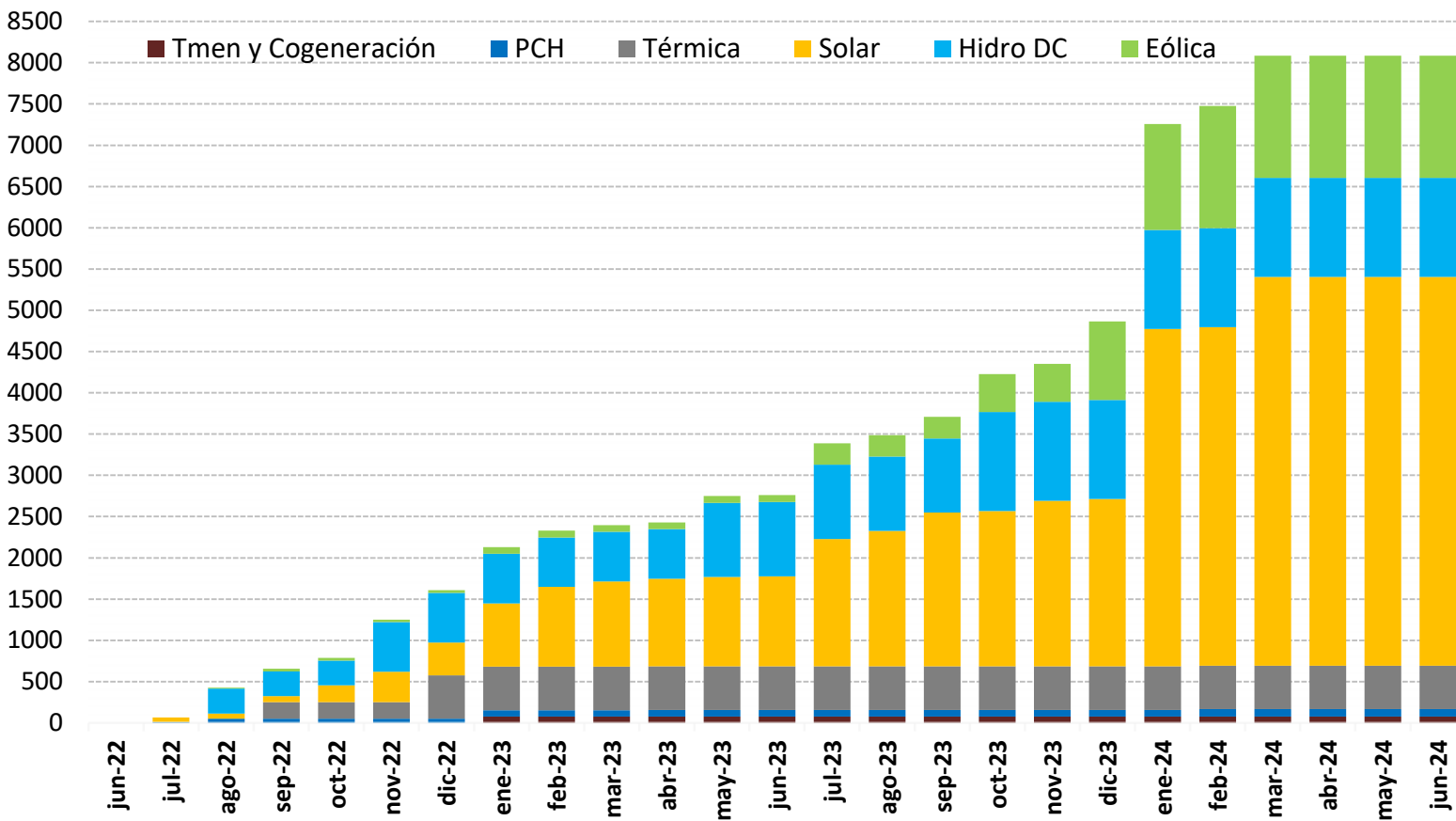


El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:  
<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

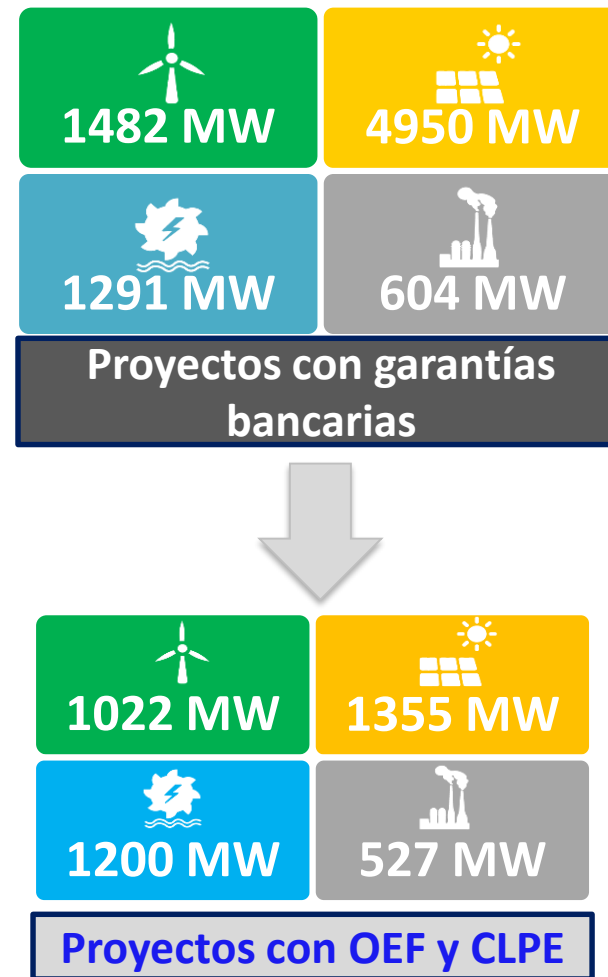


# Datos de entrada y supuestos considerados

## Expansión de la Generación (MW)



## Detalle de proyectos de generación a junio del 2024:



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

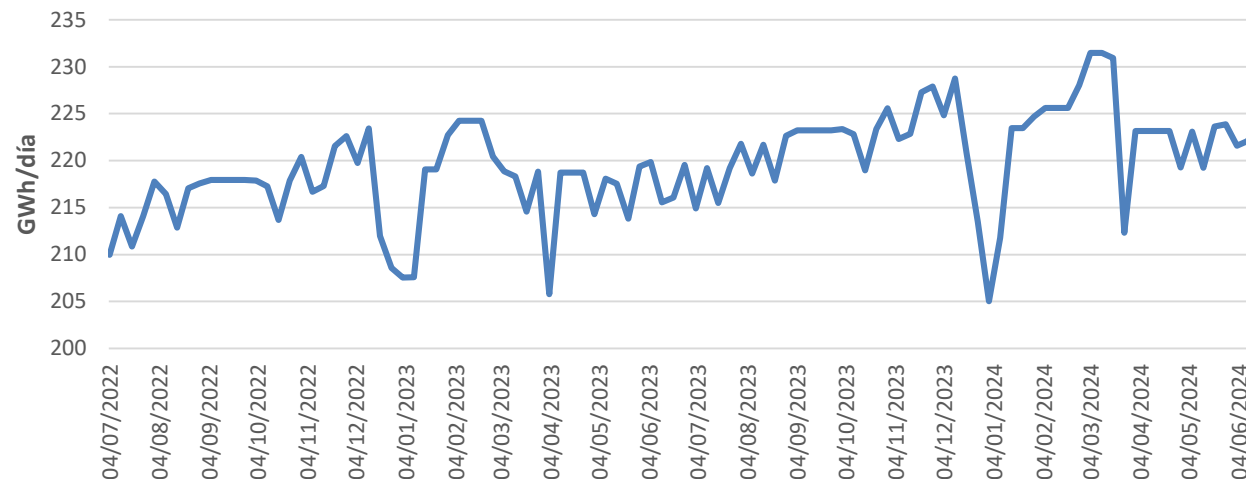
- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.

# Datos de entrada y supuestos considerados

## Demanda

Escenario **Alto** de la UPME

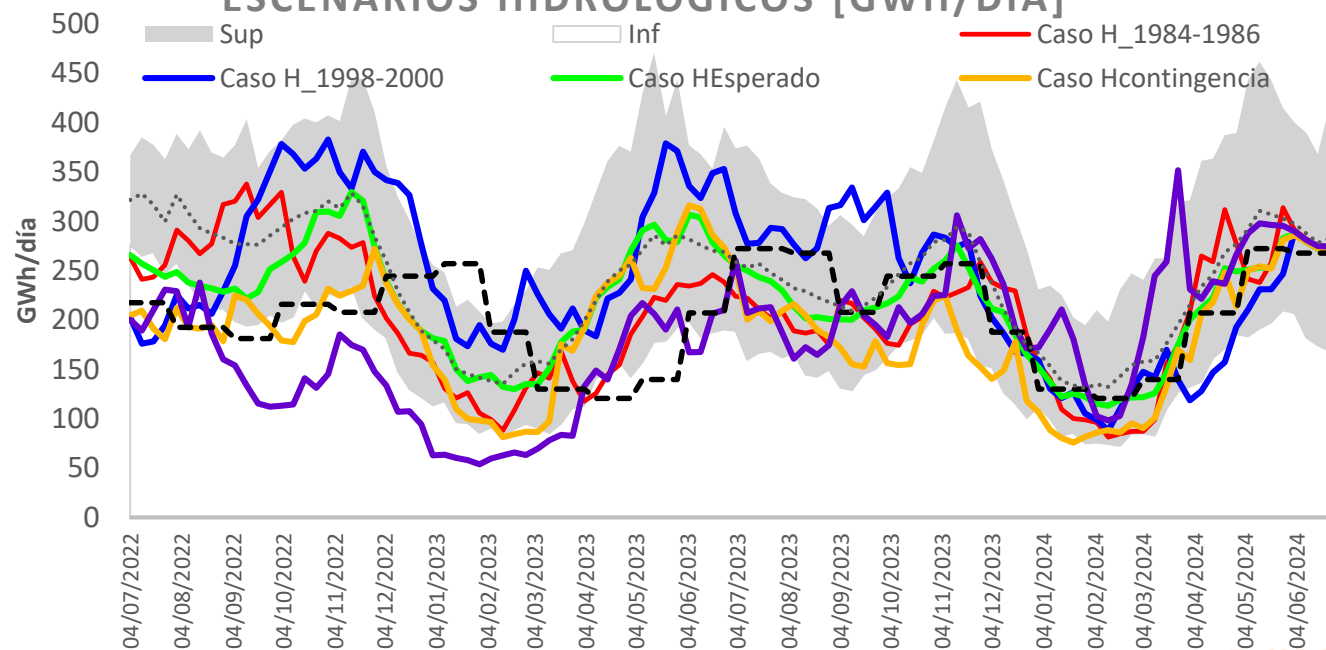
Demanda SIN



## Hidrología

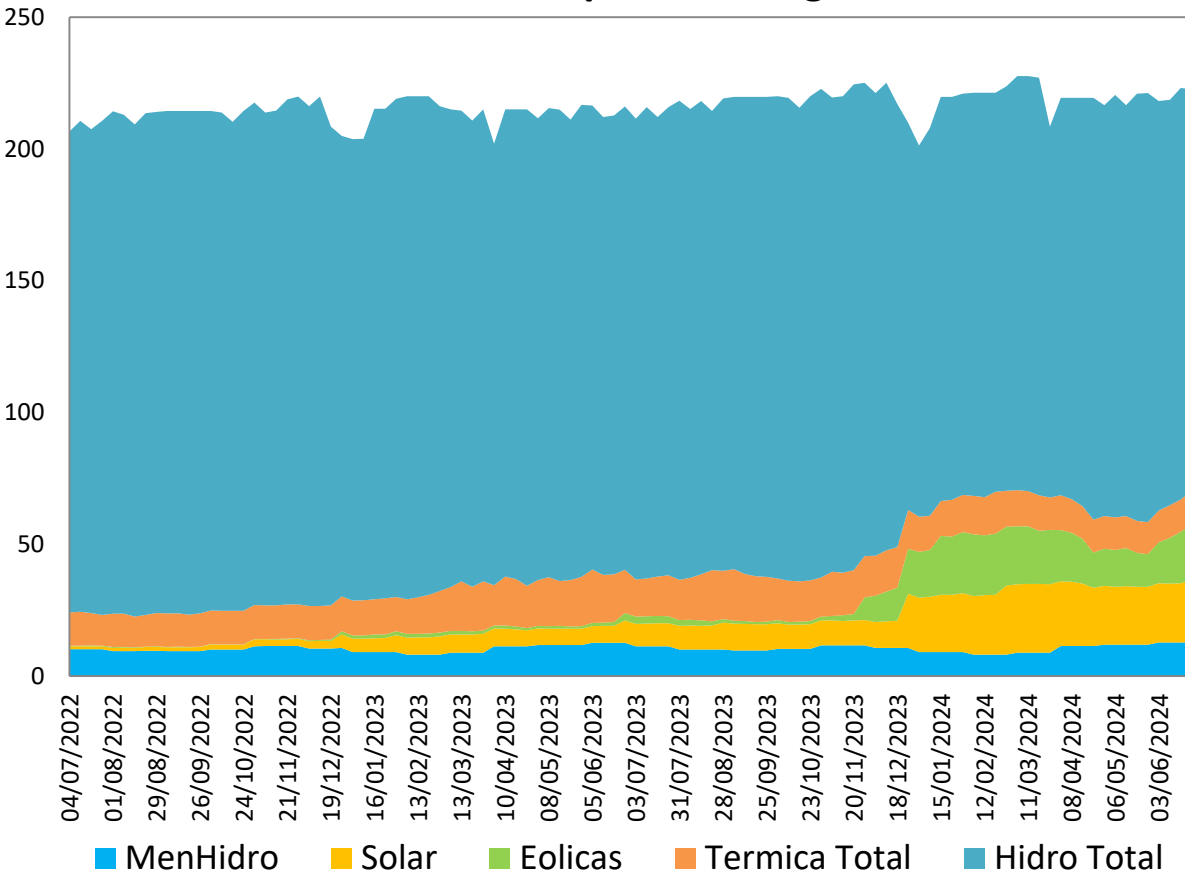
<p><b>1</b> <b>H 1984-1986:</b> hidrología histórica del periodo jul de 1984 a jun de 1986</p>	<p><b>4</b> <b>Caso Contingencia CNO:</b> hidrología del escenario contingencia del CNO.</p>
<p><b>2</b> <b>H 1998-1999:</b> hidrología histórica del periodo jul de 1998 a jun de 2000</p>	<p><b>5</b> <b>Caso H Crítica :</b> Hidrología histórica del periodo jul 2015 a jun de 2017 .</p>
<p><b>3</b> <b>Caso Esperado CNO:</b> hidrología del escenario esperado del CNO.</p>	<p><b>Estocástico</b> 100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica</p>

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

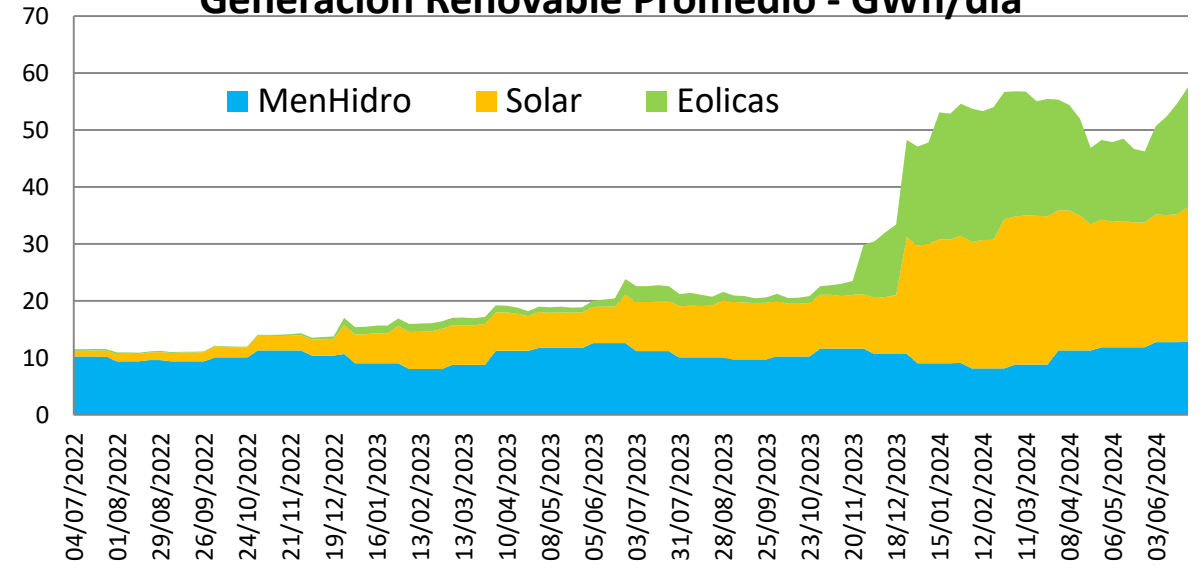


# Resultados Estocásticos

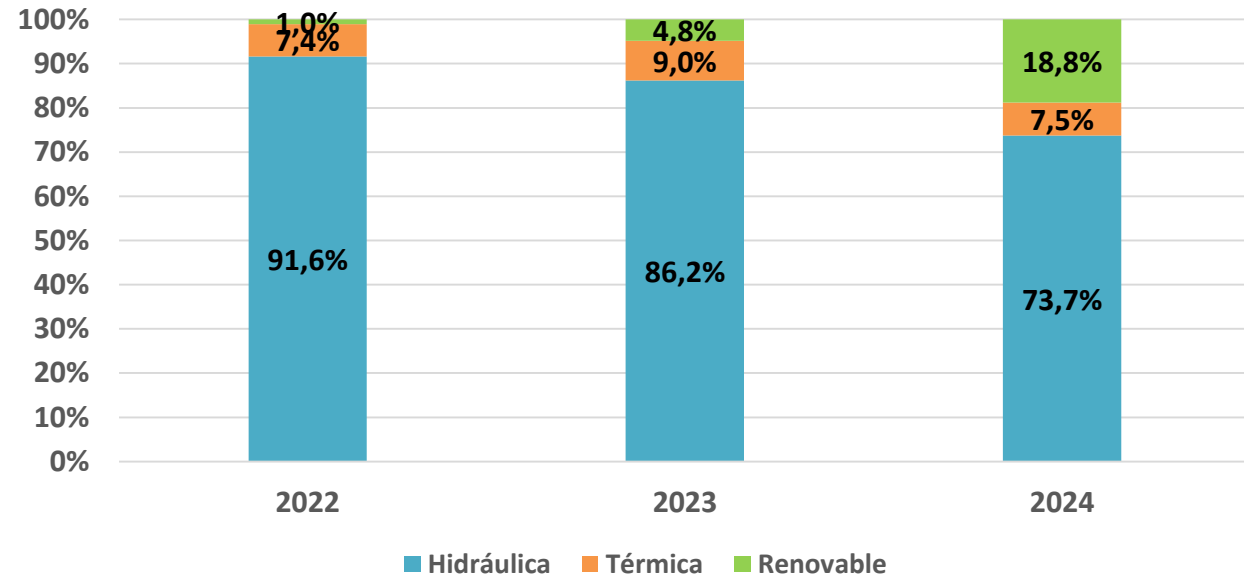
## Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



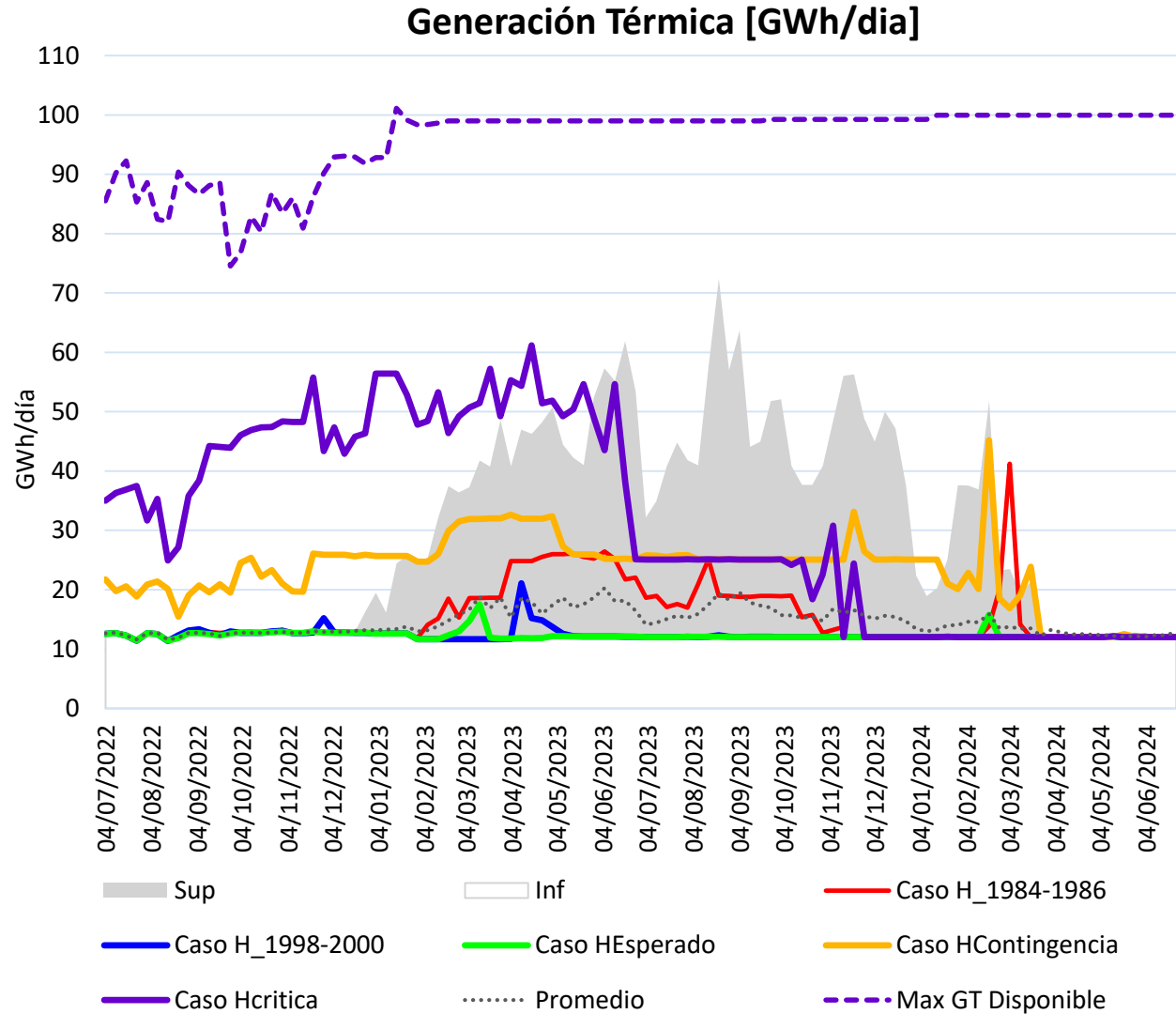
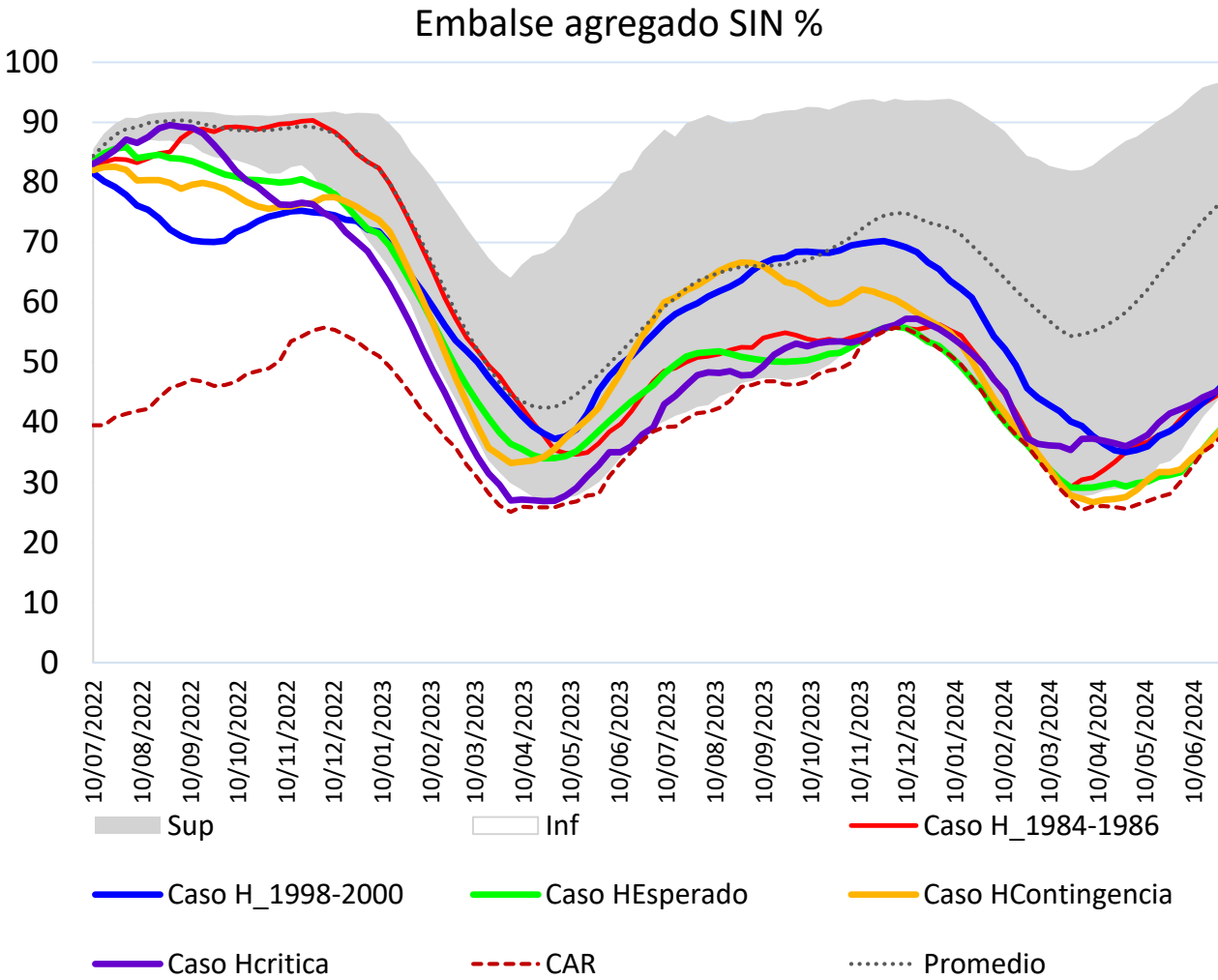
## Generación Renovable Promedio - GWh/día



## Participación de la generación en la atención de la demanda



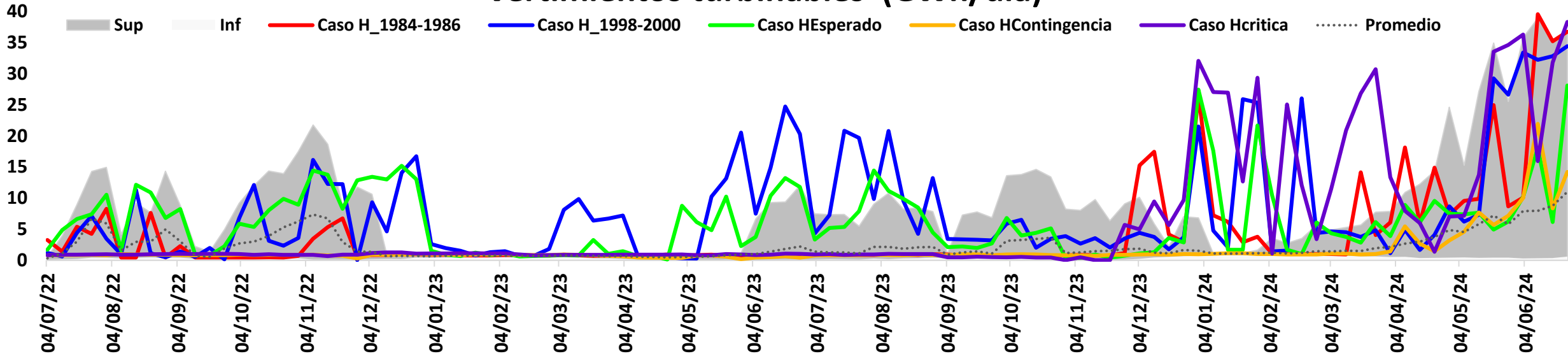
# Resultados Determinísticos



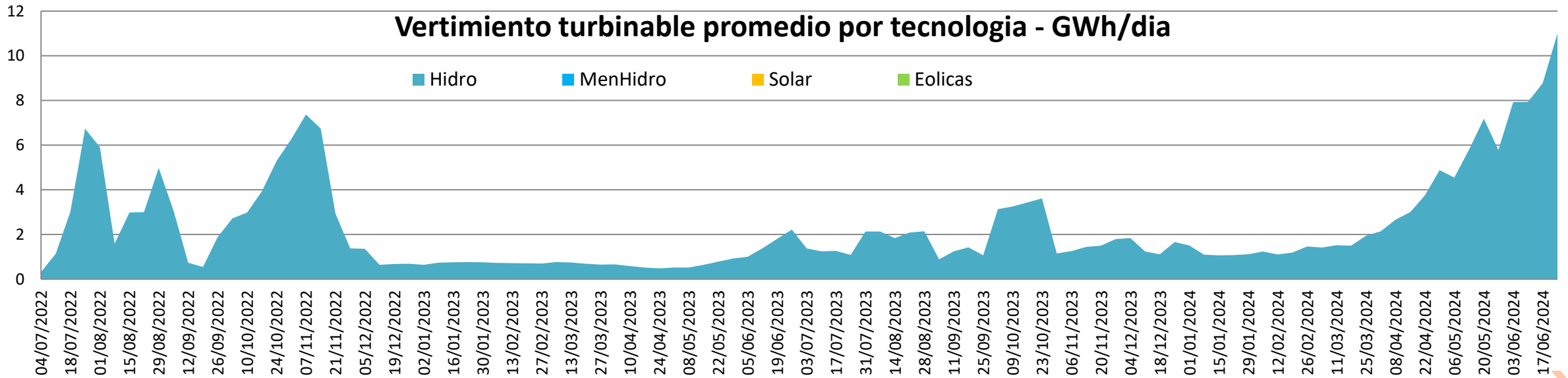
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

# Resultados de Vertimientos Turbinables

## Vertimientos turbinables (GWh/día)



## Vertimiento turbinable promedio por tecnología - GWh/día

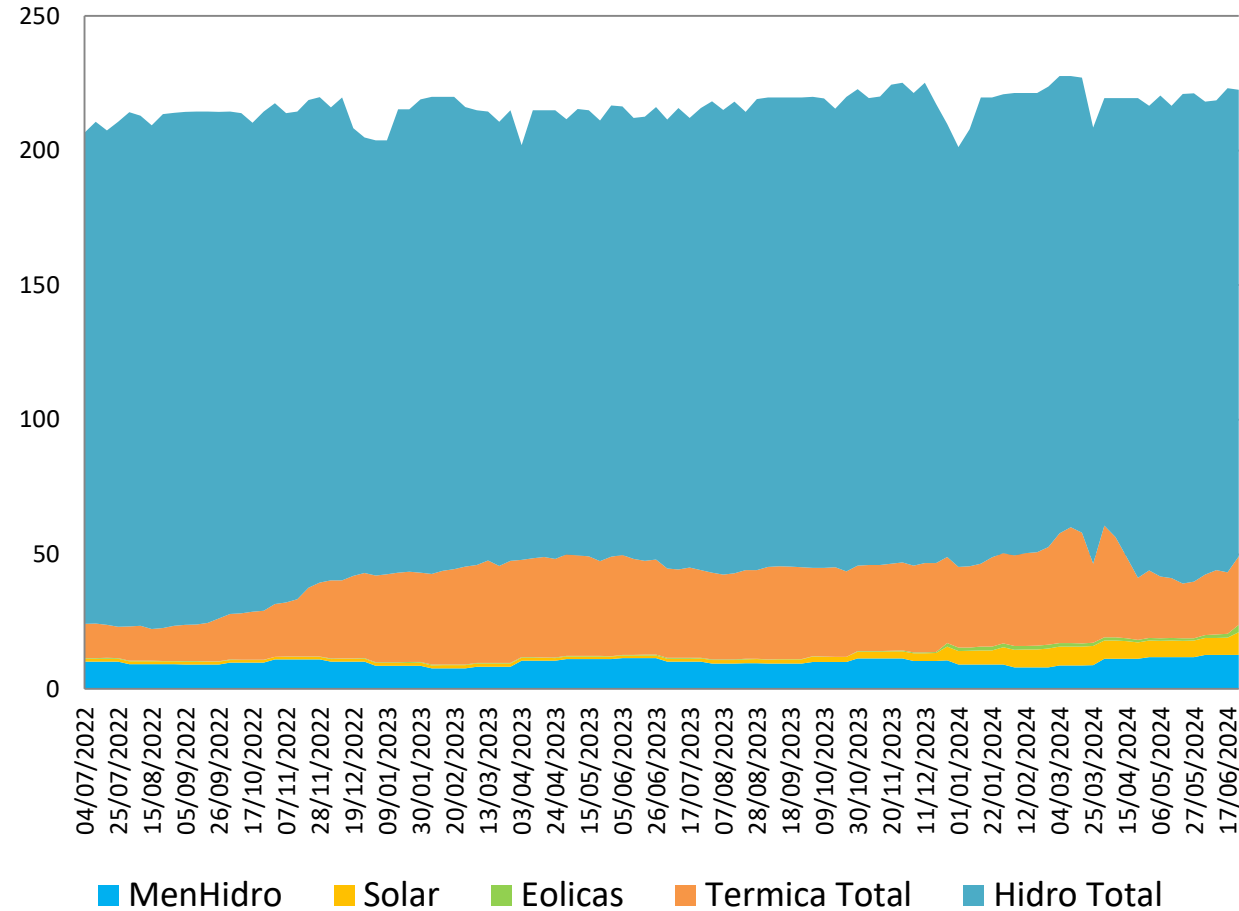




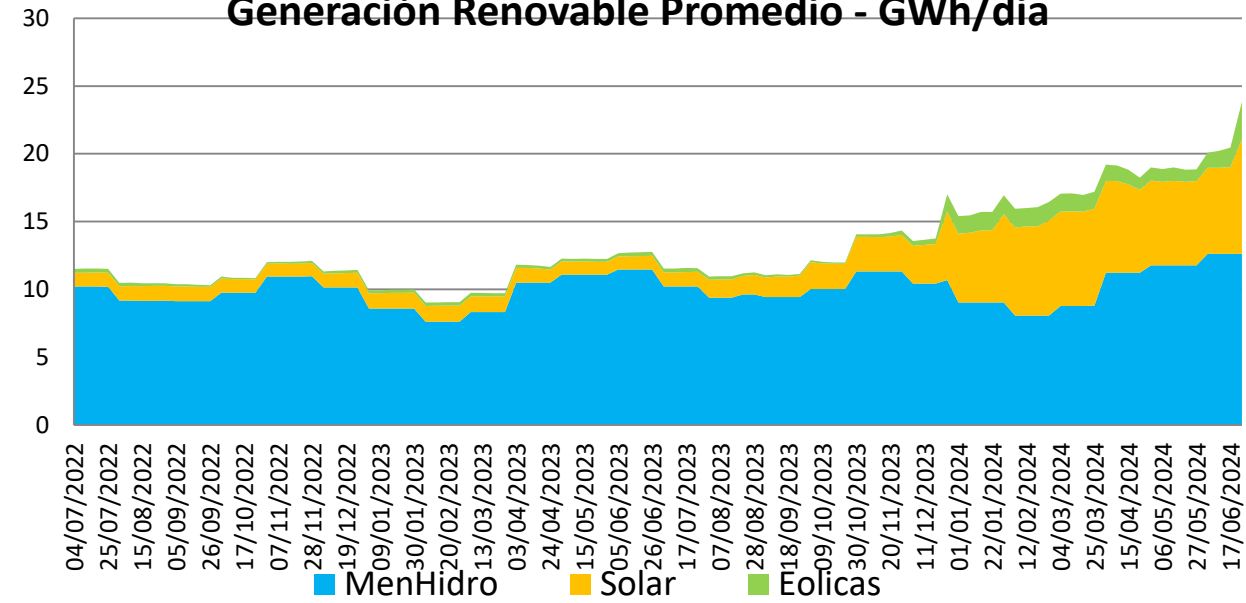
**Sensibilidad caso estocástico**  
**Proyectos con CLPE-OEF con retraso de un año.**

# Resultados Estocásticos

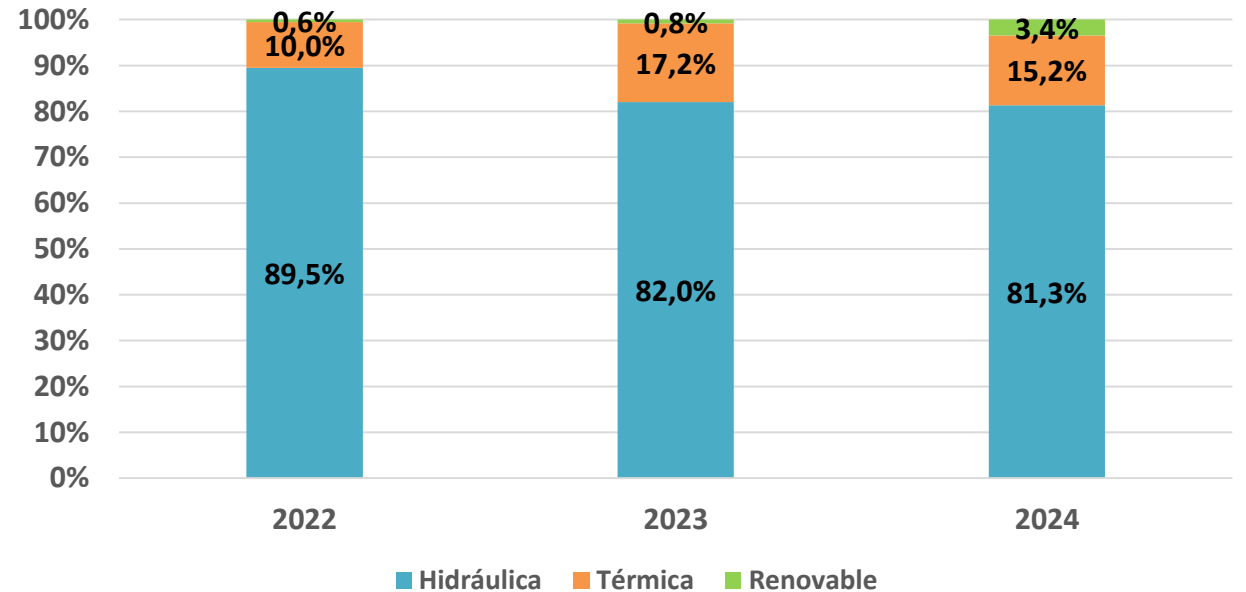
## Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



## Generación Renovable Promedio - GWh/día

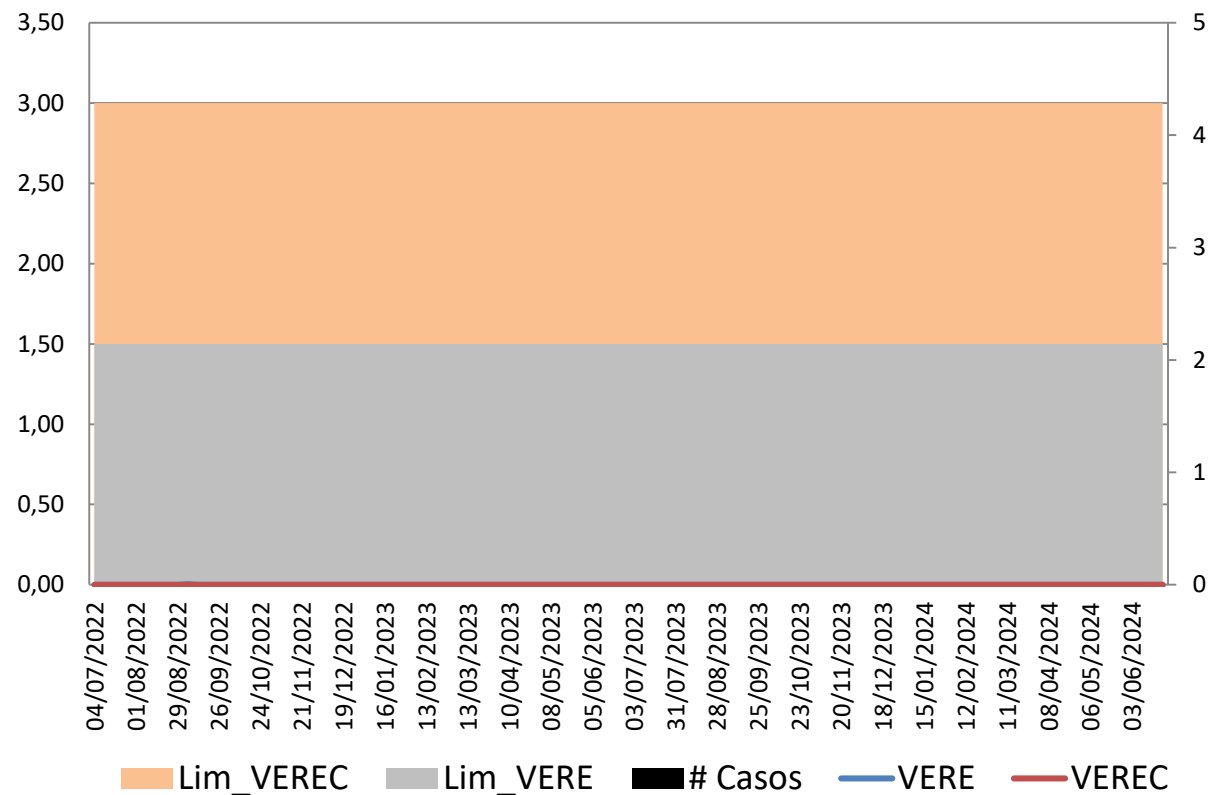


## Participación de la generación en la atención de la demanda

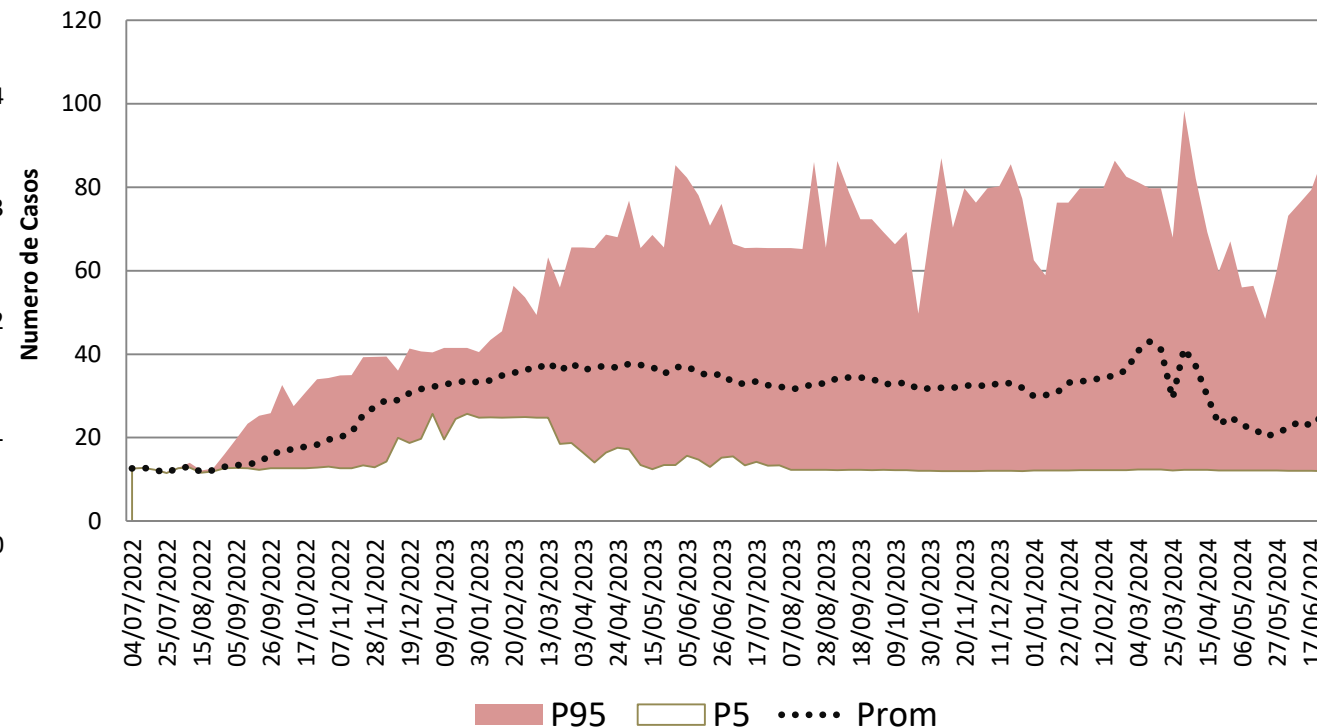


# Resultados Estocásticos

## Indíces de confiabilidad



## Generación Termica GWh/dia



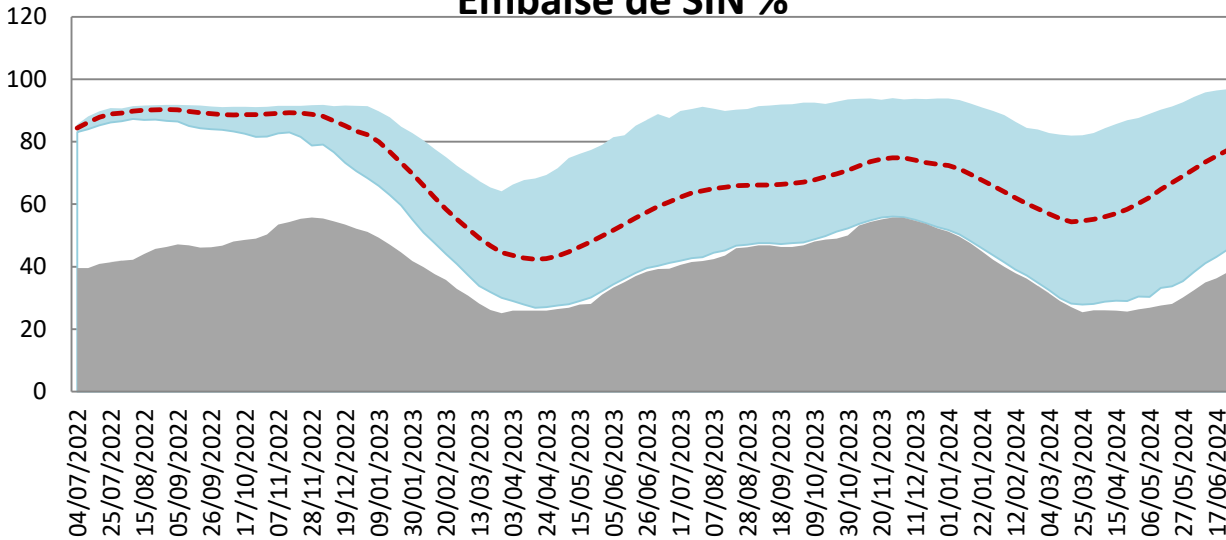
- Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.
- Estos escenarios cumplen con los criterios de confiabilidad con la condición de disponibilidad de más de 80 GWh diarios de forma prolongada en un próximo verano (2022-2023) de condiciones secas.



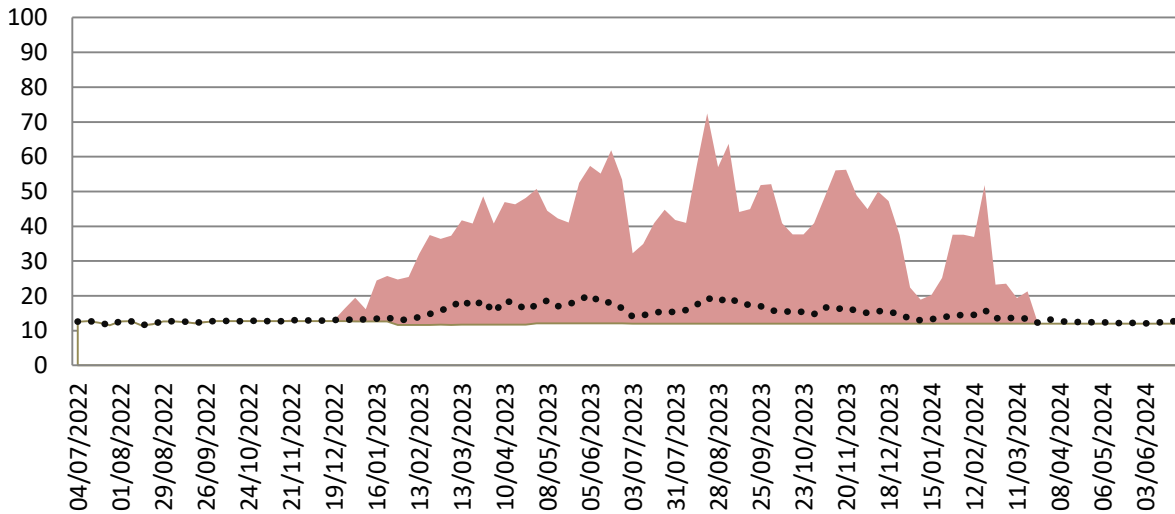
# Comparación resultados

## Resultados – Todos los proyectos

### Embalse de SIN %

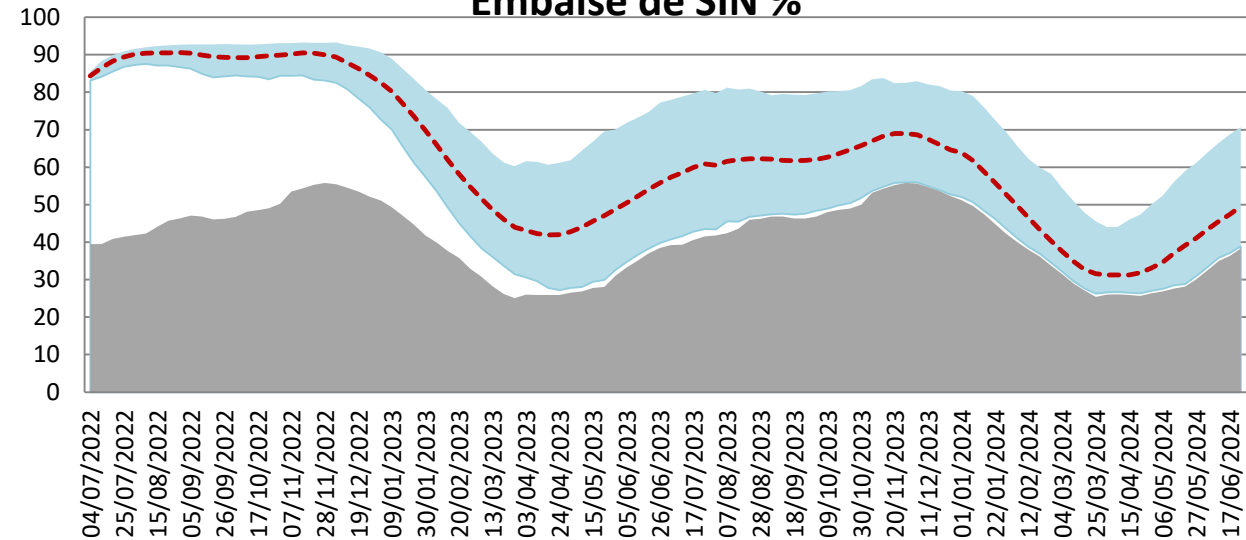


### Generación Termica GWh/dia

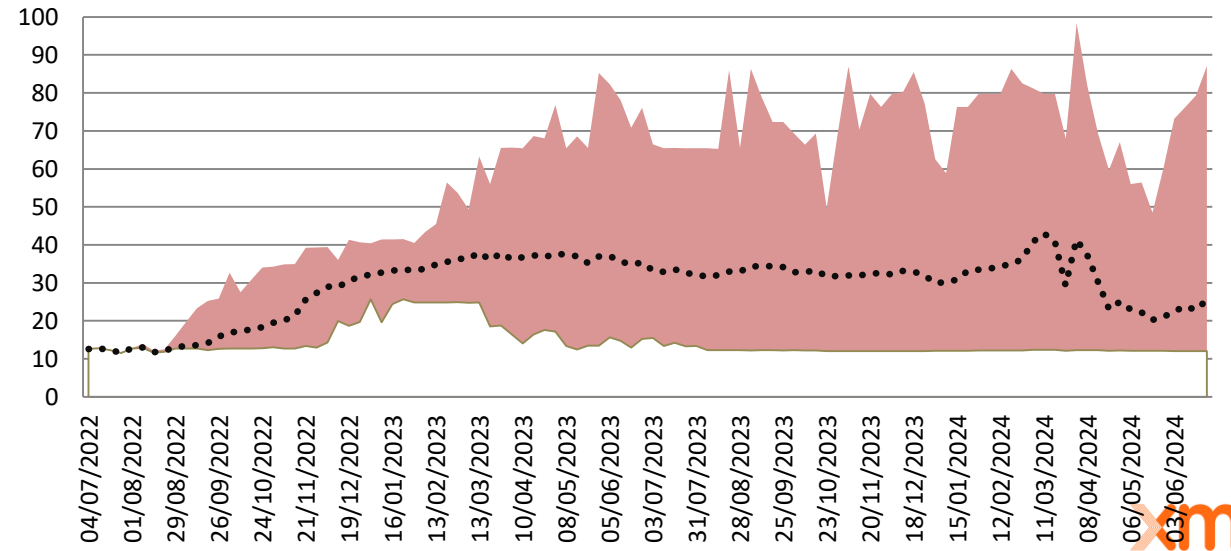


## Resultados – Proyectos OEF y CLPE con atraso

### Embalse de SIN %



### Generación Termica GWh/dia





# Conclusiones y recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados de entrada de proyectos y las sensibilidades a tiempos de entrada de los mismos, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.



De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 1,0% al inicio del horizonte del estudio a 18,8% al final del mismo.



# Conclusiones y recomendaciones



- » 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 continuar con el 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



# Situaciones

- ➔ El 06 de julio el GEB declaró emergencia por catástrofe natural que afectó la línea de Transmisión Tesalia – Jamondino 230 kV, se encuentran afectadas dos torres e informamos que se adelantan las verificaciones pertinentes para validar el estado de las estructuras y cimentaciones para establecer el plan de trabajo y cronograma para el restablecimiento.
- ➔ El 06 de julio CHEC informó la desenergización sobre la línea Dosquebradas - Pavas 115 kV, por riesgo de colapso de una torre ante inestabilidad del terreno.
- ➔ Los días 04, 05 y 06 de julio, se ha presentado demanda no atendida en la subárea GCM por instrucción del CND, para mantener las condiciones de seguridad.

**Seguimiento Evento**

**2022 - 0423**

Atlántico - GCM



# 1. Generalidades del evento

## Descripción:

**El 17 de marzo de 2022**, a las **15:59 horas**, se produjo la desconexión de la(s) línea(s) de transmisión, Tebsa – La Unión 110 kV, en ambos extremos por falla interna. Adicionalmente se produjo desconexión de la línea Valledupar – Guatapurí 2 34.5 kV en Valledupar, a las **16:00 horas** desconexión de la línea San Juan – Cuestecitas 220 kV en ambos extremos, del condensador 1 25 Mvar Valledupar 220 kV, a las **16:01 horas** del Transformador Copey 100 MVA 220/110/34.5 kV quedando sin tensión las subestaciones a 110 kV Copey, El Paso, El Banco y la Cuna. Lo anterior, ante la ocurrencia de fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión en la subárea GCM.

**Situación Iniciadora:** falla trifásica franca en BL La Unión a Tebsa 110 kV por maniobra indebida durante trabajos de la consignación nacional C0206379.

## Aspectos Relevantes

- Caída de líneas asociadas al nivel de 34.5 kV de la subestación El Río y que llevaban potencia hacia las subestaciones El Río Magdalena y La Unión.
- Activación del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión con impacto en subárea GCM.
- Pérdida de carga transitoria de aproximadamente 386 MW y permanente de 186 MW.
- Excursión transitoria de frecuencia alcanzando 60.23 Hz
- Inestabilidad de tensión en corredor Copey – El Paso – La Cuna – El Banco 110 kV ante comportamiento no esperado en el control de tensión de la planta solar El Paso 67MW y ausencia de disparo de los bancos de capacitores de la subestación El Banco 110 kV.
- Operación en Isla de la planta solar El Paso 67MW por cerca de 2s en condiciones de sobretensión y de baja tensión.

## 2. Acciones por ejecutar

### A AIR-E ID 426

Revisar y solucionar la causa por la cual se produjo la situación de maniobra indebida en la bahía La Unión a Tebsa 110 kV y posterior falla franca para evitar recurrencias en futuras intervenciones de proyectos. Fecha de implementación Mayo 2022. **Finalizada**

AIR-E envió documento con las medidas preventivas tomadas

- ✓ Se debe restringir el acceso a personal después de las pruebas funcionales de las bahías.
- ✓ Se debe bloquear y retirar las llaves de los selectores LOCAL/REMOTO y de ANCLAVAMIENTOS.
- ✓ Se debe señalar con una placa la indicación de no operar.
- ✓ Se tomaron medidas en la ingeniería de control y protecciones adicionando unos enclavamientos en los caminos de cierre del seccionador de puesta a tierra de las bahías líneas.

Respuesta XM: Sobre la acción 426 se observa que se adoptan diversas medidas para evitar su recurrencia y recomienda el énfasis en la capacitación que aporte a la conciencia situacional a la hora de ejecutar acciones en las subestaciones

### A ENEL ID 427

Revisar y solucionar la causa por la cual se produjo contribución a la sobretensión de manera permanente en el nivel de 110 kV por parte de la planta solar El Paso 67MW. Fecha de implementación Junio 2022. **Abierta Fecha Vencida. El 29 de junio en XM se recibió propuesta de implementación de parte de ENEL. La propuesta se encuentra en análisis.**

### A ENEL ID 428

Revisar y solucionar la causa por la cual se produjo operación en isla de la planta solar El Paso 67MW con tensión por fuera de rango por 1s. Fecha de implementación Junio 2022. **Abierta Fecha Vencida. El 29 de junio en XM se recibió propuesta de implementación de parte de ENEL. La propuesta se encuentra en análisis.**



## 2. Acciones por ejecutar

### A CARIBEMAR ID 429

Revisar y solucionar la causa por la cual no se produjo arranque y activación de las funciones ANSI 59 en los condensadores de la subestación El Banco 110 kV acorde con lo establecido en el esquema de disparos por sobretensión en el corredor Copey – El Paso – El Banco 110 kV.

Fecha de implementación Mayo 2022. **Finalizada. CARIBEMAR indicó que se encontró error en la parametrización de los ajustes de los relés y el 24 de junio de 2022 informó que fue realizada la corrección.**

### A CELSIA ID 430

Revisar y solucionar la causa por la cual la planta Celsia solar Bolívar llevó la corriente a cero transitoriamente para el hueco de tensión presentado que no fue inferior a 0.8p.u. Fecha de implementación Diciembre 2022. **Abierta Fecha Vigente**

430	Revisar y solucionar la causa por la cual la planta Celsia solar Bolívar llevó la corriente a cero transitoriamente para el hueco de tensión presentado que no fue inferior a 0.8p.u.	CELSIA SOLAR BOLIVAR 1	<p>Requerida: 2022-12-20 Vigente</p> <p>Prevista: 2022-12-20</p>	<p>Se han efectuado reuniones de análisis al interior de CELSIA y en conjunto con 2 equipos externos: INGETEAM, proveedores de los inversores, y SOLLIVAN de cara a la gestión de los registros obtenidos de los equipos de calidad de la potencia para eventos tipo SAG y SWELL.</p> <p>Por parte de INGETEAM se efectuó el análisis del evento y se concluyó, en conjunto con CELSIA, que no se presentó una mal operación de los inversores, la reducción de la potencia activa a 0 MW se presentó debido al modo de control que se encuentra actualmente configurado en cada inversor, el cual ante un evento como el presentado, explícitamente lleva a 0 MW la producción, como el FP previo al evento era cercano a 1, aunque regulara reactivos, este aporte fue muy bajo. Ya se está estudiando la propuesta para cambiar a un modo de control diferente, que ayudará a regular la potencia activa, sin llevarla a 0, además de asegurar una inyección de potencia reactiva como se espera, durante el periodo transitorio del evento. Complementario está en curso el análisis para efectuar posibles cambios en los parámetros de las curvas HVRT, LVRT y en coordinación con los ajustes de las protecciones ANSI 27 y 59.</p> <p>Con SOLLIVAN se está adelantando una personalización, para que los equipos de calidad de la potencia instalados en el punto de conexión de la granja puedan reportar las variables requeridas para futuros eventos: I, V, P, Q, F. Esta acción es complementaria, anticipando la necesidad de registros que le permitan a la compañía adelantar los análisis postoperativos requeridos.</p> <p>Una vez se implementen los nuevos ajustes y se cambie el modo de control, se estará comunicando a XM las actividades realizadas para dar cierre a la acción, se prevé que en Julio quede concluida la actividad, de todas maneras la fecha requerida fue planteada al 2022-12-20 por solicitud de CELSIA dada la incertidumbre inicial en este nuevo frente, relativo a granjas fotovoltaicas.</p>
-----	---	------------------------	--	---

# Posibles atrapamientos de plantas futuras

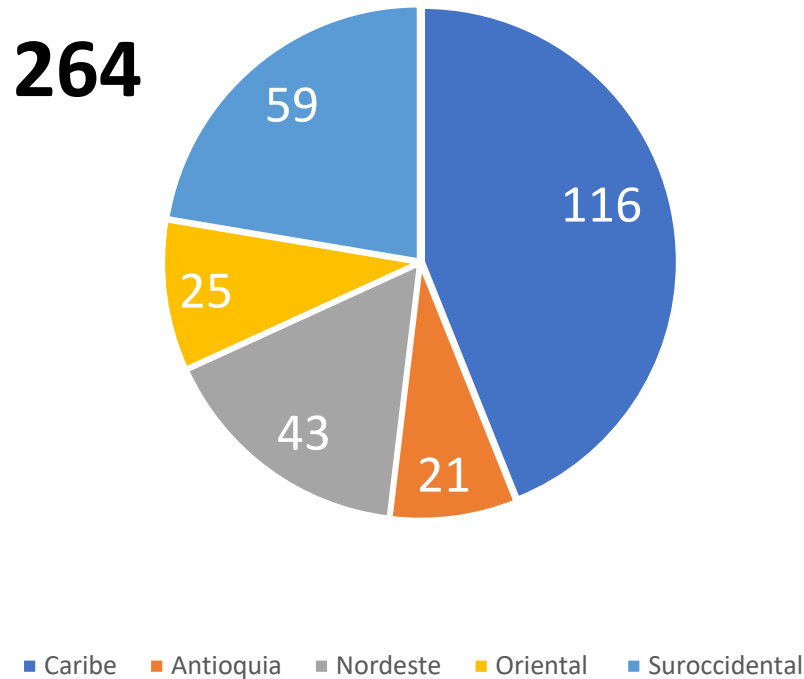


# Metodología

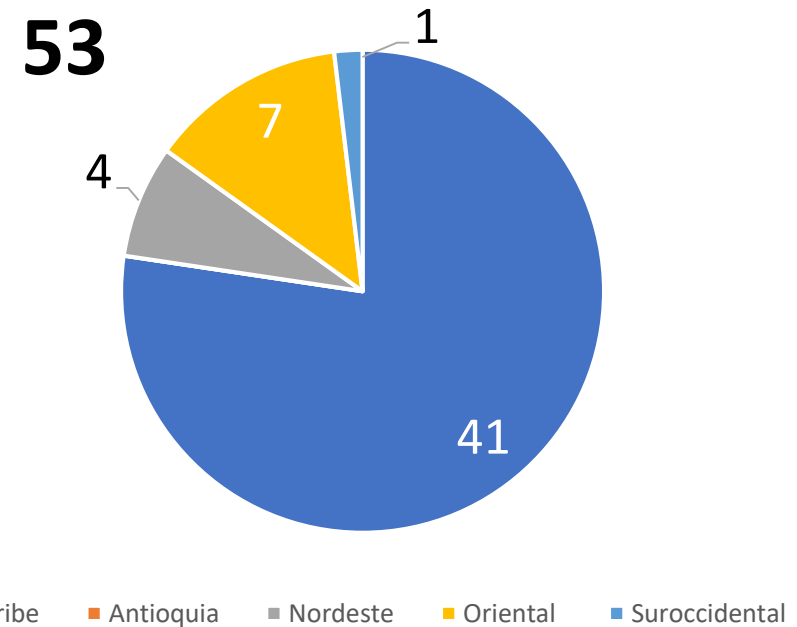
- Se parte de los supuestos y resultados de los informes de planeamiento de Mediano y largo plazo publicados el 31 de marzo del 2022.
- Se consideran los proyectos de red futuros entrando en las fechas informadas al momento de la realización de los análisis.
- Se consideran TODOS los proyectos generando en las condiciones de despacho más críticas para cada restricción.
- Los valores de limitación identificados pueden variar de acuerdo con las desviaciones de los valores reales respecto a los supuestos del estudio. (Demanda)

# Posibles atrapamientos de plantas futuras

Total N° Proyectos de generación



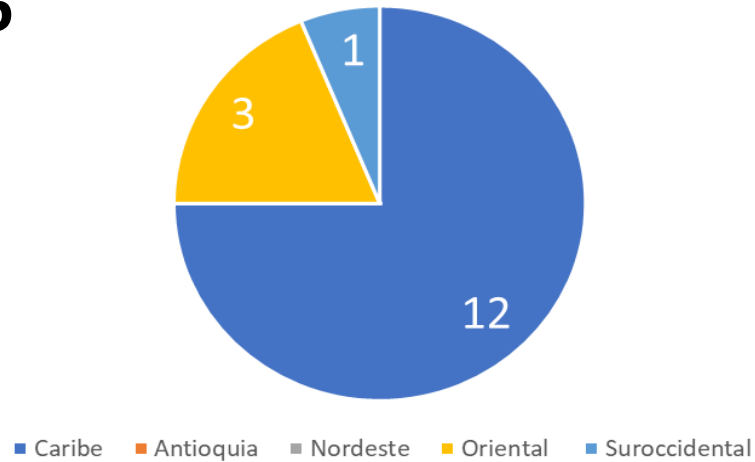
Proyectos de generación que podrían tener limitaciones



# Plantas con obligaciones (OEF - CLPE)

Proyectos de generación con obligaciones que podrían tener limitaciones

16



**Área suroccidental:** Atrapamiento de 10 MW aprox. entre una planta térmica, una menor hídrica y la nueva planta solar (Tepuy).

**Área oriental:** 2 proyectos (Jaguey y Rubiales) tienen concepto de conexión temporal de la Resolución CREG 075 y el proyecto (Bosques Solares de los Llanos 6\*) se tiene obra de transmisión que mitiga el atrapamiento (Transformador Santa Helena).

**Subarea GCM:** 2 proyectos solares (El Paso y La Loma) actualmente en pruebas y se pueden presentar limitaciones al entrar las obras de 110 kV de la Loma (10 MW) y 7 proyectos eólicos (Alpha, Beta, Camelias, Acacias 2, Windpeshi, Apotolorru, Casa Eléctrica), se debe realizar un balance de la generación existente y futura en el área.

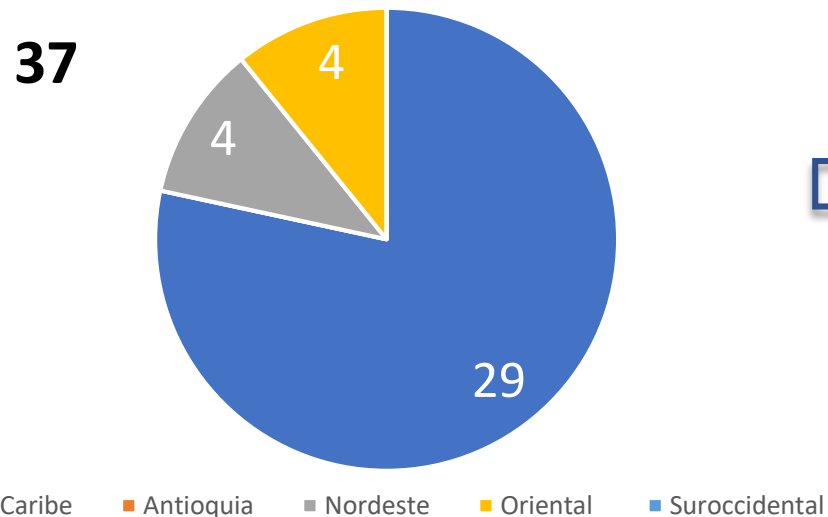
**Subarea Córdoba-Sucre:** 3 proyectos solares (El Campano, Urrá, La Unión) se pueden presentar limitaciones ante despachos máximos simultáneos de la generación de la subárea, se debe realizar un balance de la generación existente y futura en el área.

De los **12** proyectos ubicados en Caribe, para **10** proyectos es necesario realizar balances de generación entre ellos y/o plantas existentes para mantener la seguridad de las subáreas. Los balances pueden tener múltiples soluciones.

\*La Restricción es en conjunto para los proyectos Bosques solares 1-6 es de 90 MW de 177 MW totales

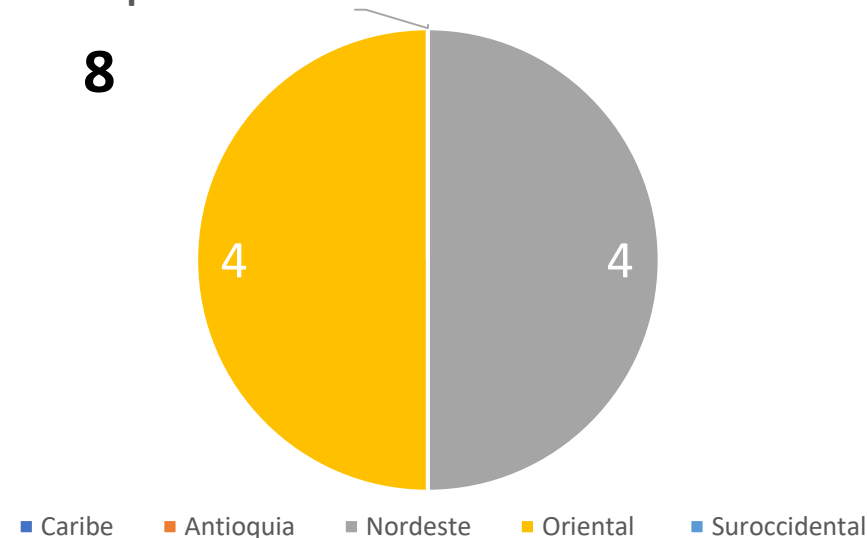
# Posibles atrapamientos de plantas futuras

Proyectos de generación sin obligaciones que podrían tener limitaciones



29 proyectos de Caribe participarían en balances para el cubrimiento de la seguridad en la subárea

Proyectos de generación sin obligaciones que podrían tener limitaciones-



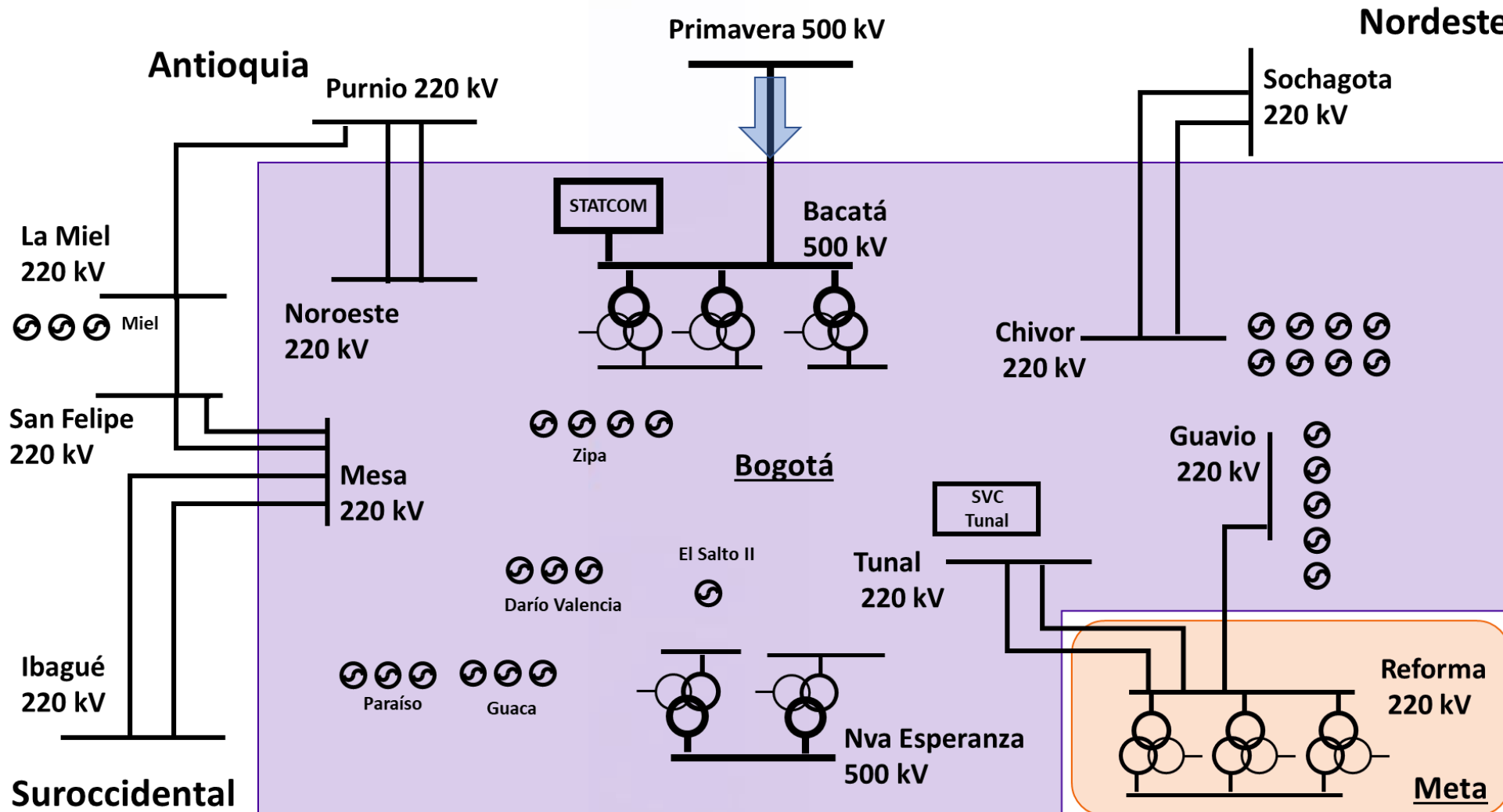
**Área oriental:** Con la entrada de 221 MW de los proyectos (Bosques solares de los Llanos 4, 5, 6\* y 7 y Autogenerador Yaguarito) y la entrada de los transformadores de Suria 230/115 kV se debe limitar la generación de estas plantas, más las plantas existentes (109.4 MW) en 100 MW.

**Subárea Boyacá - Casanare:** Se analizó la entrada de 210 MW nuevos (Solar Mata Redonda, Biomasa Villanueva, Solar Paipa I y II) y se observa una limitación en la totalidad de exportación de la subárea de 120 MW de un total disponible de 745 MW. Este atrapamiento se elimina con la repotenciación por parte del OR de la línea Chivor- Aguacalara 115 kV a 720 A

# Análisis del Área Oriental

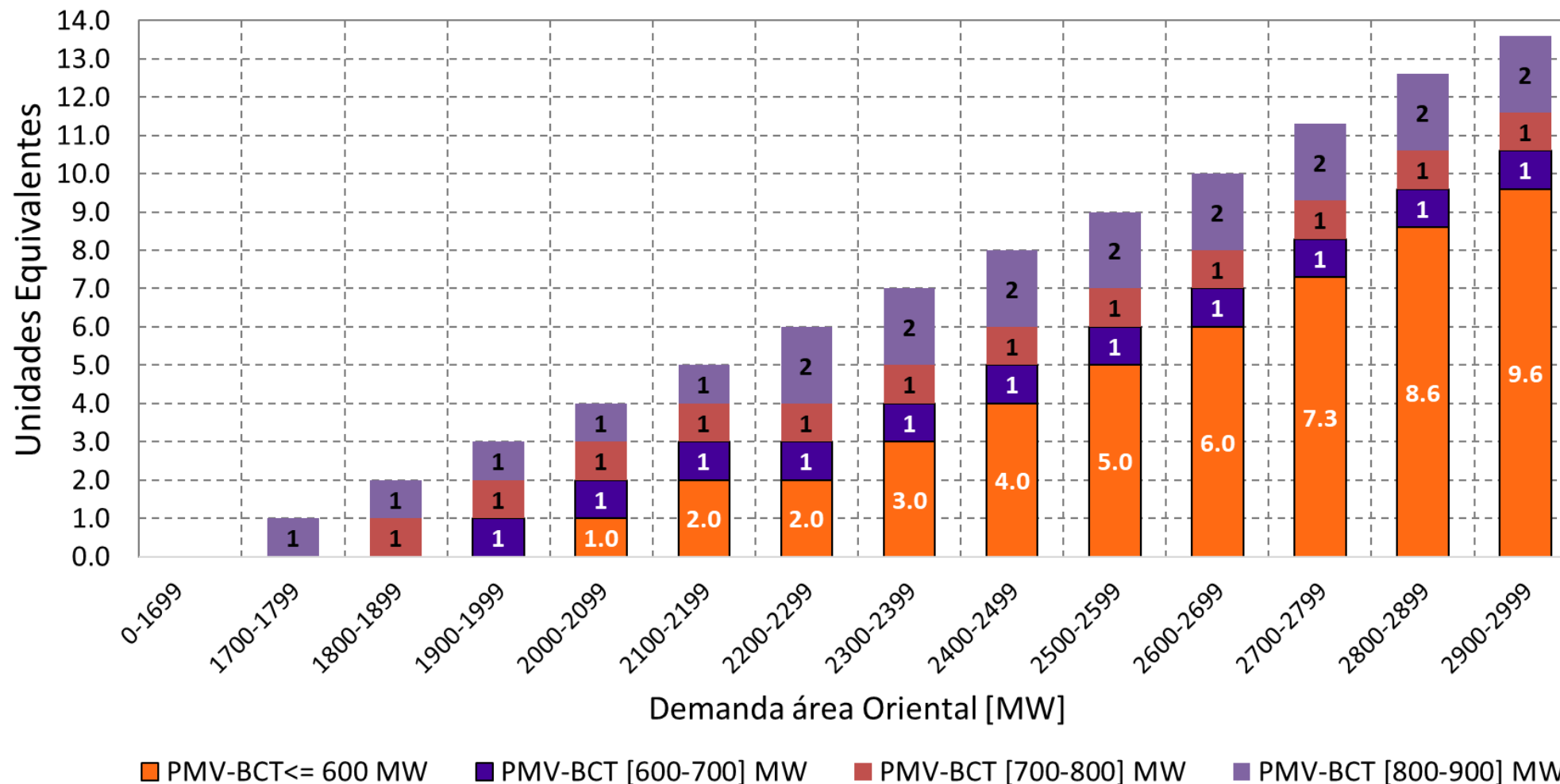


# Topología Área Oriental - Actual



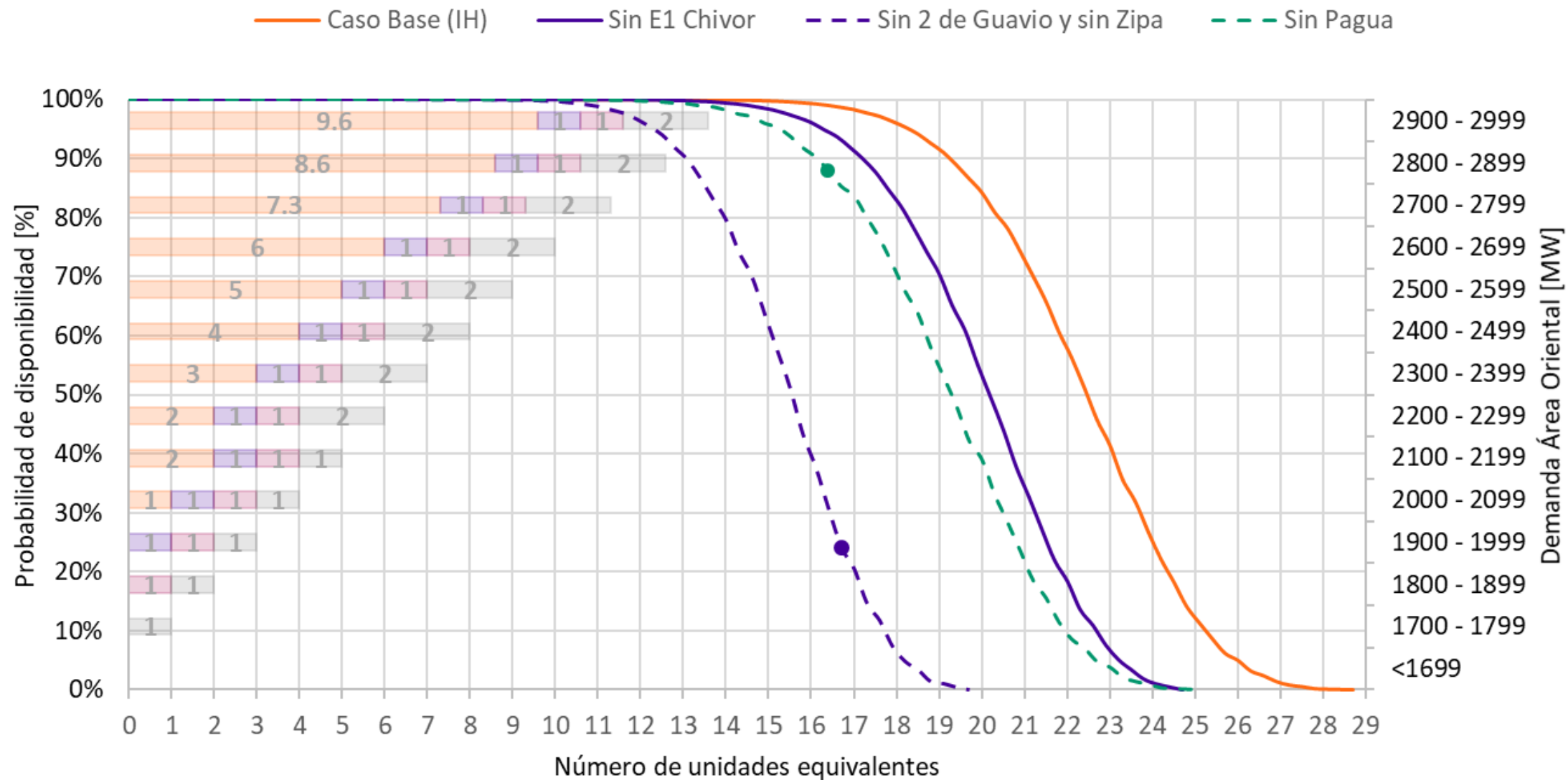


# Número Unidades Oriental Mediano Plazo

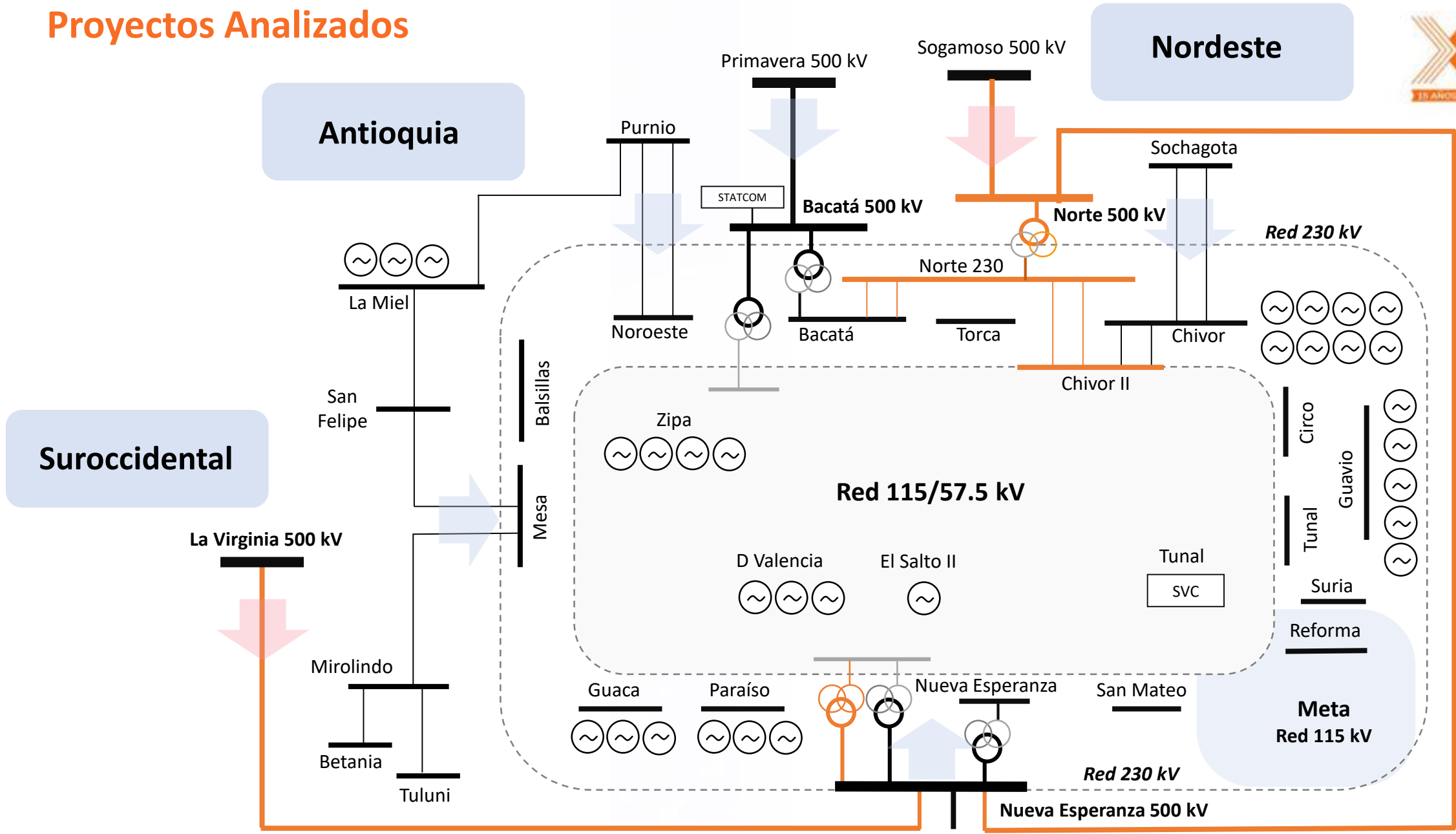


Demanda esperada 2022 aprox 2850 MW

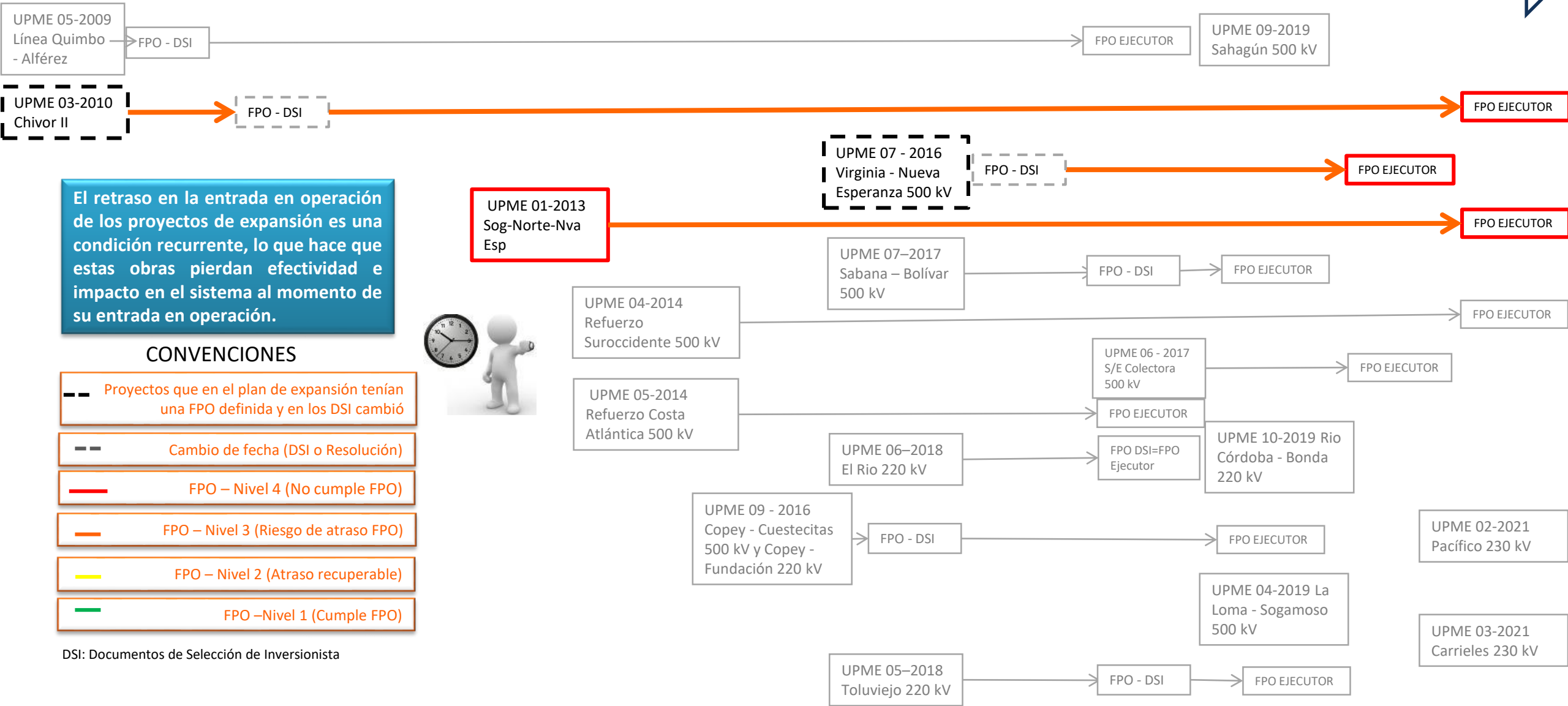
# Probabilidad de disponibilidad de unidades mediano plazo – Oriental



# Proyectos Analizados



# Proyectos del STN por convocatoria



El retraso en la entrada en operación de los proyectos de expansión es una condición recurrente, lo que hace que estas obras pierdan efectividad e impacto en el sistema al momento de su entrada en operación.

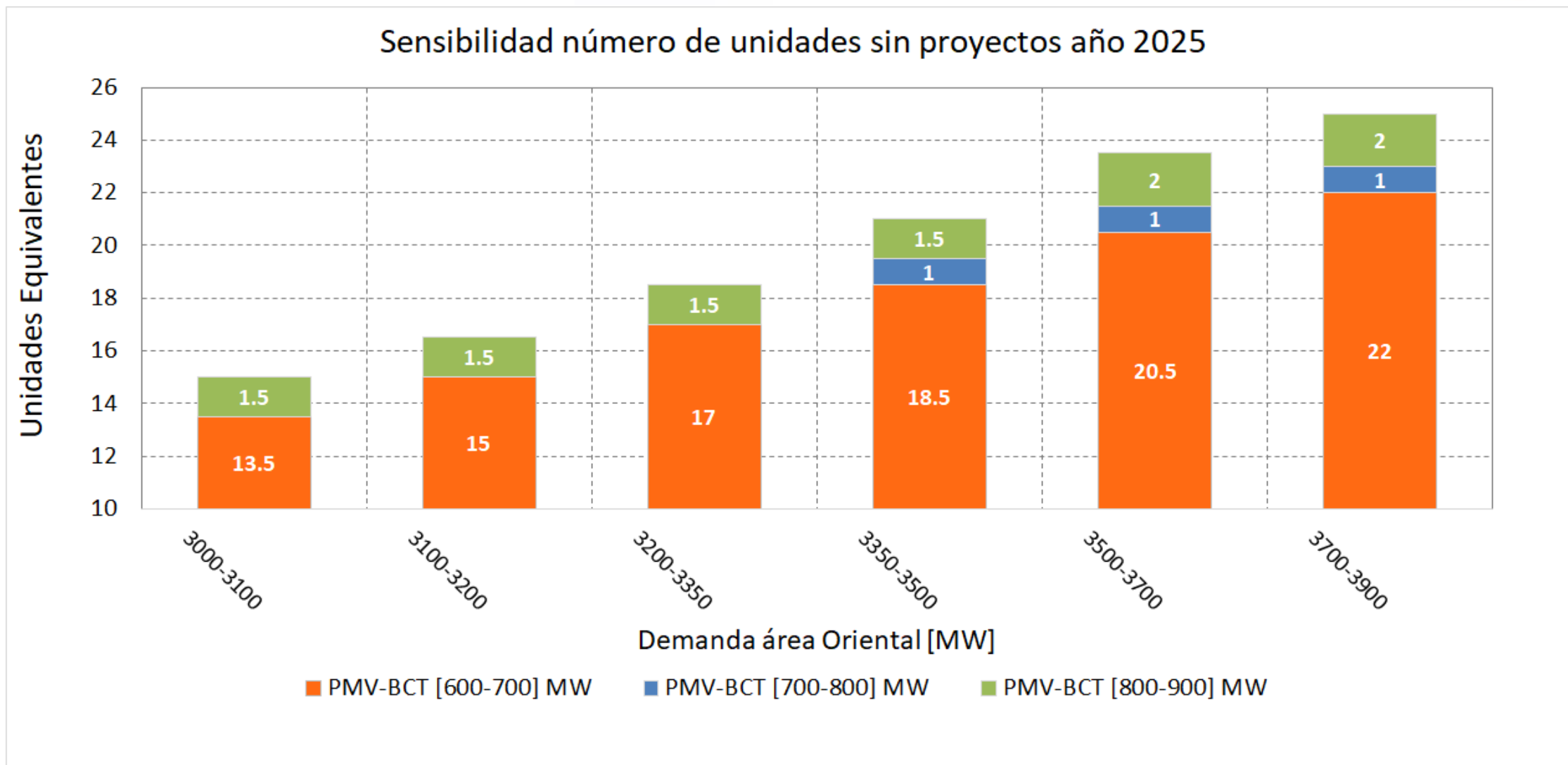


### CONVENCIONES

- Proyectos que en el plan de expansión tenían una FPO definida y en los DSI cambió
- Cambio de fecha (DSI o Resolución)
- FPO – Nivel 4 (No cumple FPO)
- FPO – Nivel 3 (Riesgo de atraso FPO)
- FPO – Nivel 2 (Atraso recuperable)
- FPO – Nivel 1 (Cumple FPO)

DSI: Documentos de Selección de Inversionista

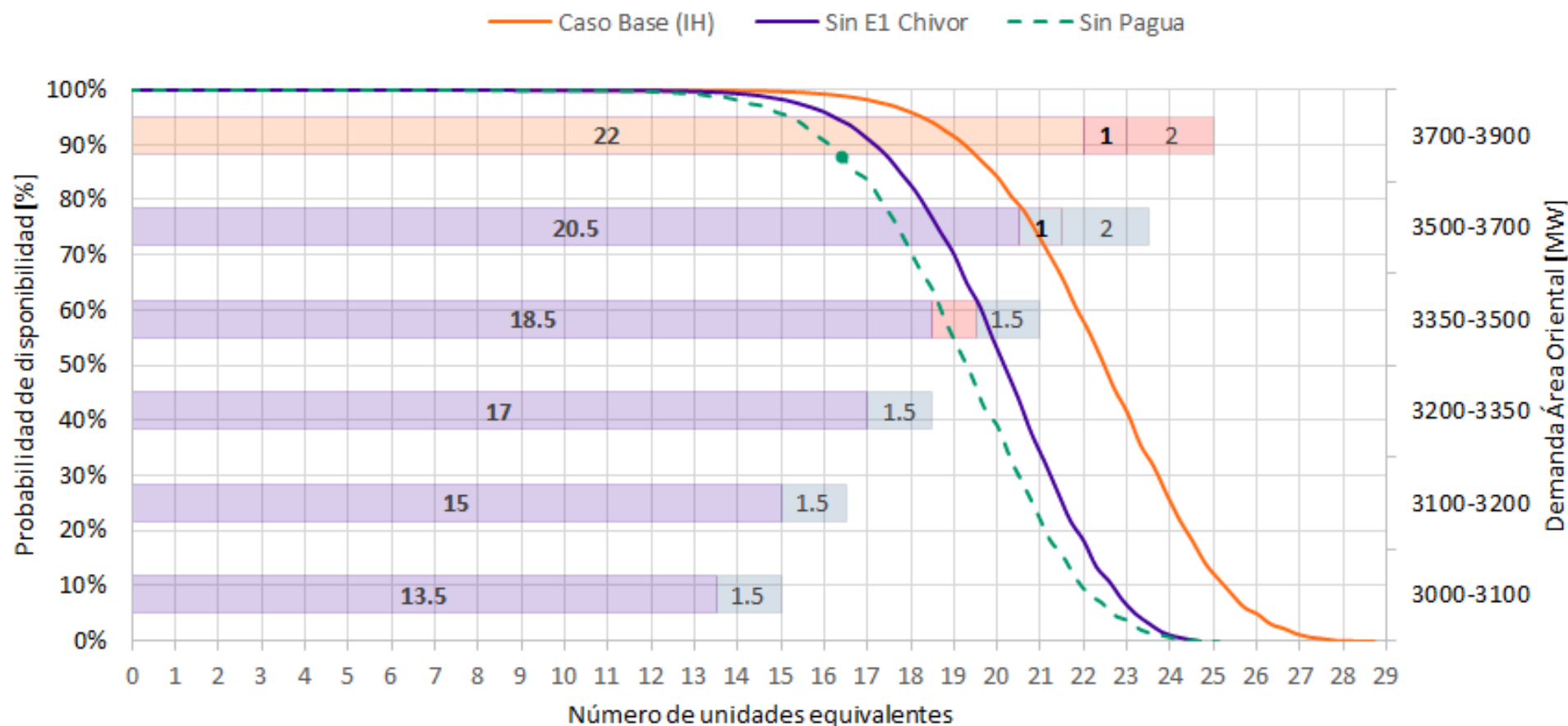
# Sensibilidad al crecimiento de la demanda del número unidades largo plazo – Sin proyectos



# Probabilidad de disponibilidad de Unidades – Oriental, unidades largo plazo – Sin proyectos



Sensibilidad probabilidad disponibilidad unidades área oriental para control de tensión basado en índices IH año 2025



# Conclusiones y recomendaciones

---



- Dado el atraso presentado en los proyectos del área oriental (Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, Chivor II 230 KV, Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y segundo transformador de Nueva Esperanza 500/110 kV) se está agotando el margen para la operación segura y confiable del área.
- Dada la situación operativa del área, en el año 2021, XM presentó al grupo de trabajo del área Oriental posibles alternativas de mitigación de riesgos.
- Se debe activar el grupo de trabajo del área Oriental para analizar posibles alternativas ante atrasos adicionales en estos proyectos.
- Se continúa a la espera de la actualización de los nuevos escenarios de demanda por parte de la UPME para el SIN y cada una de las áreas.
- En junio del 2022 el CND solicitó a la UPME actualización de las cargas especiales aprobadas para los próximos años en el área oriental.

# Conexión proyecto Solar La Loma





# Alcance conceptos temporales UPME



La UPME mediante concepto 20221520048411 del 5/5/2022 dio alcance al concepto temporal al proyecto **Solar La Loma 150 MW** para conectarse a la subestación la Loma 500 kV, dejando nuevamente vigente la necesidad de tener en operación las obras: La Loma STR y STN, la repotenciación de la Línea La Jagua – Codazzi 110 kV y el cuarto refuerzo a la Costa correspondiente al proyecto Cerromatoso – Chinú 500 kV y Chinú – Copey 500 kV.

A la fecha la planta se encuentra en etapas de **pruebas** desde el 14/02/2022.

XM solicitó a la UPME, aclarar la situación dado que el proyecto actualmente se encuentra conectado mediante un concepto derogado, sin embargo, en respuesta de la Unidad del 30 de junio, nos indicaron que no podían emitir un pronunciamiento de fondo hasta tanto no se resuelva el recurso de reposición interpuesto por Enel Colombia S.A. E.S.P., contra el acto administrativo que deroga la conexión temporal.

# Mantenimiento sector gas



## Mantenimiento en el tramo del gasoducto Cartagena Sincelejo

---



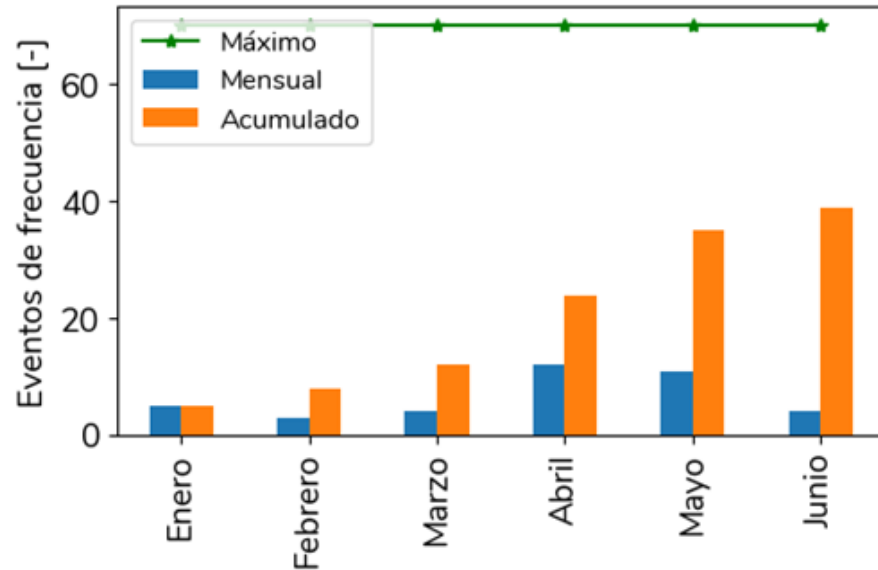
PROMIGAS realizará un mantenimiento en el tramo del gasoducto Cartagena Sincelejo del SNT del 12 al 13 de julio y del 20 al 21 de julio de 2022 para realizar corridas de inspección, las consideraciones serán las siguientes:

- **Restricción en el transporte del SNT de PROMIGAS:** 172.2 MPCD.
- **Afectación:** Campos de producción de gas de **CANACOL, HOCOL y LA CRECIENTE.**
- Las plantas térmicas del grupo térmico se abastecerán de la planta de regasificación de **CARTAGENA (TEBSA, BARRANQUILLAS 3-4, FLORES 1, FLORES IV y CANDELARIA)**
- La única planta térmica que podría verse afectada por este mantenimiento sería **PROELECTRICA**
- **No se identifican riesgos para la atención de la demanda de las plantas térmicas a gas del área Caribe.**

# Indicadores de Operación



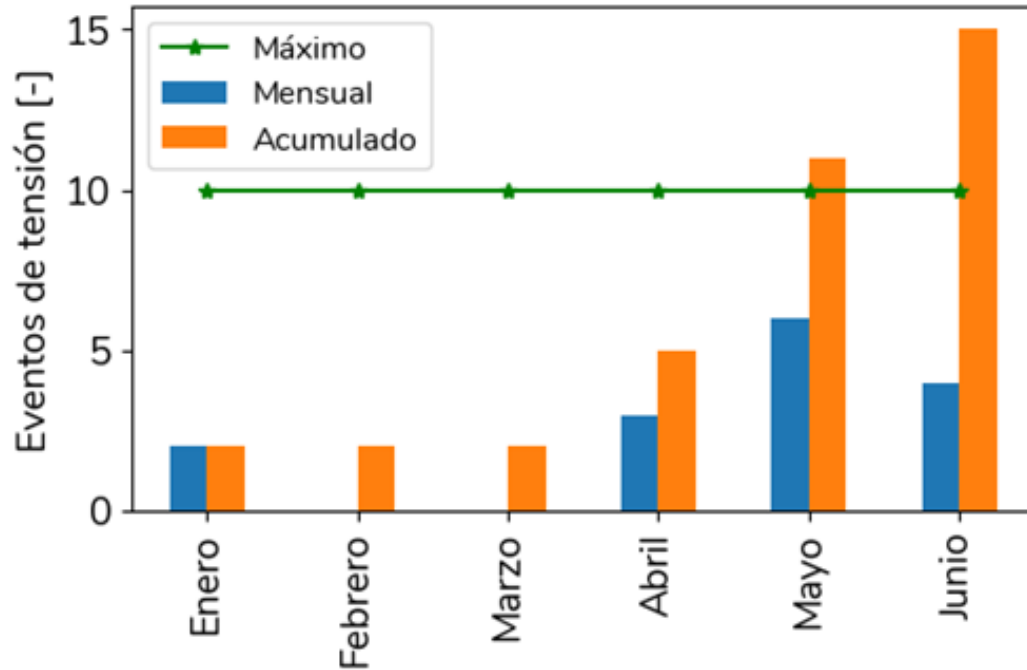
# Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Junio de 2022 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-06-23 07:40	4.0	59.7	Evento de frecuencia por salida de la unidad de generación SOGAMOSO 1 con aproximadamente 270MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.715 Hz.	No
2022-06-10 20:33	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de todas las bahías asociadas a la BARRA SALVAJINA 230 kV dejando las unidades de generación SALVAJINA 1 y SALVAJINA 3 con 220 MW aisladas del SIN. La frecuencia alcanza un valor de 59.776 Hz	No
2022-06-09 18:44	1.0	59.8	Evento de frecuencia por salida de las unidades de generación SALVAJINA 1, SALVAJINA 2 Y SALVAJINA 3 luego del disparo de todas las bahías asociadas a la BARRA SALVAJINA 230 kV. La frecuencia alcanza un valor de 59.791 Hz.	No
2022-06-06 21:19	1.0	60.3	Evento de frecuencia por salida de carga industrial. Se reporta pérdida de carga de 30 MW por parte del agente EMSA y de 156 MW en la subestación San Fernando (La Reforma) 230 kV. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.255 Hz.	No

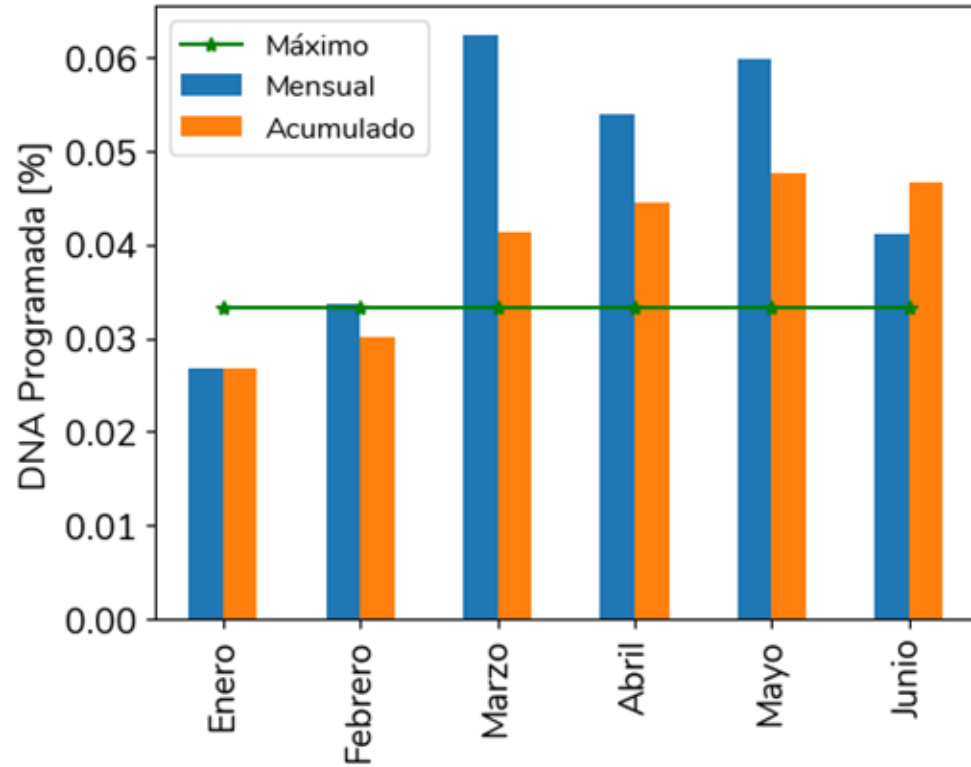
# Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Junio de 2022 se presentaron 4 eventos de tensión en el sistema

Fecha/ni	Descripción	Causa
2022-06-25 10:37	Evento de tensión por disparo de los activos BL1 ANCON SUR (ISA) A ANCON SUR (EPM) 230 kV, BL2 ANCON SUR (ISA) A ANCON SUR (EPM) 230 kV, BL1 ANCON SUR (ISA) A SAN CARLOS 230 kV y BL2 ANCON SUR (ISA) A ESMERALDA (ISA) 230 kV por falla en el activo BL2 ANCON SUR (ISA) A SAN CARLOS 230 kV. Durante el evento se ejecutaban trabajos de la consignación C0192441 sobre el activo BL2 ANCON SUR (ISA) A SAN CARLOS 230 kV.	Evento STN
2022-06-09 18:44	Evento de tensión por el disparo de todas las bahías asociadas a la BARRA SALVAJINA 230 kV, dejando sin tensión la subestación SALVAJINA 230 kV.	Evento STN
2022-06-10 20:33	Evento de tensión por el disparo de todas las bahías asociadas a la BARRA SALVAJINA 230 kV, dejando sin tensión la subestación SALVAJINA 230 kV.	Evento STN

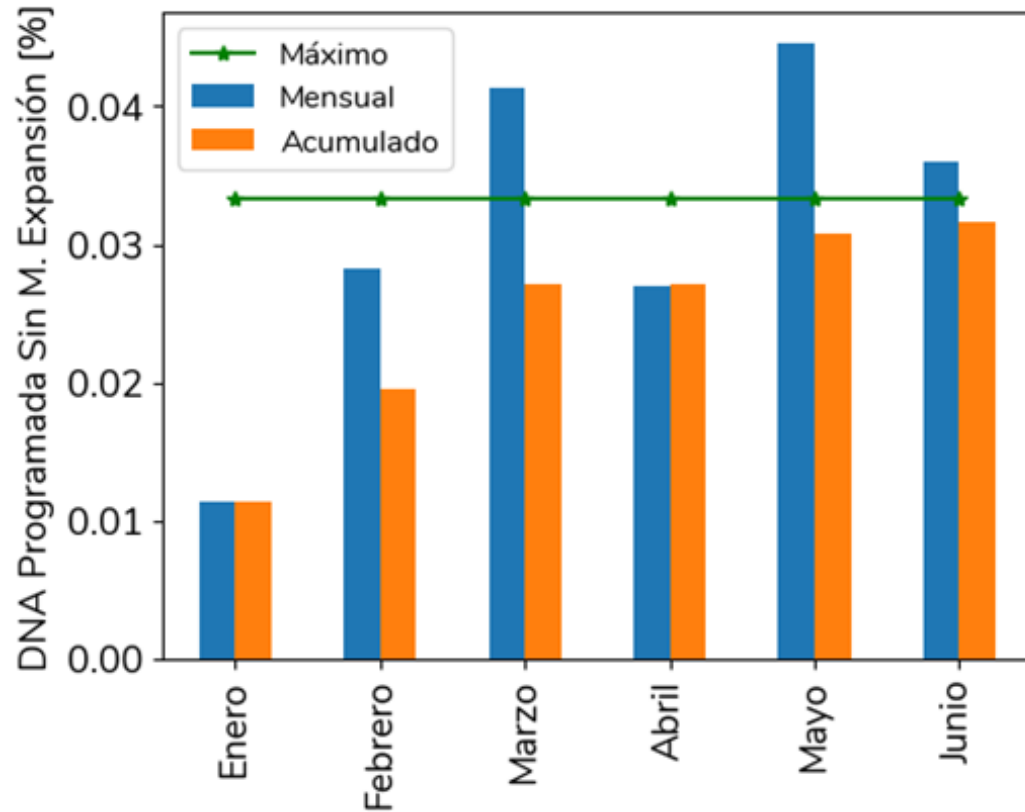
# DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 2.502 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripción
2022-06-12 08:49	311.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0208561 y C0208563 de los activos EL BOSQUE 3 30 MVA 66/13.8/7.6 kV y EL BOSQUE 2 33 MVA 66/13.8/7.89 kV, respectivamente.
2022-06-16 05:04	310.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0211566, C0207607 y C0207604 de los activos BT FUNDACION 2 42 MVA 13.8 kV, BT FUNDACION 2 42 MVA 110 kV y FUNDACION 2 42 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2022-06-29 07:25	271.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0208545, C0208546, C0208547 y C0211413 de los activos RIO SINU - TIERRALTA 1 110 kV, BT RIO SINU 1 45 MVA 110 kV, BT RIO SINU 2 45 MVA 110 kV y NUEVA MONTERIA - RIO SINU 1 110 kV, respectivamente.
2022-06-05 06:00	232.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0208538 del activo VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV.
2022-06-04 07:05	194.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0208549, C0208550 y C0208551 de los activos CERETE - NUEVA MONTERIA 1 110 kV, BT CERETE 4 30 MVA 110 kV y BT CERETE 3 30 MVA 110 kV, respectivamente.
2022-06-14 07:50	186.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0206205 y C0206206 sobre los activos BT GAIRA 1 60 MVA 110 kV y GAIRA 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV.

# DNA Programada sin M. Expansión

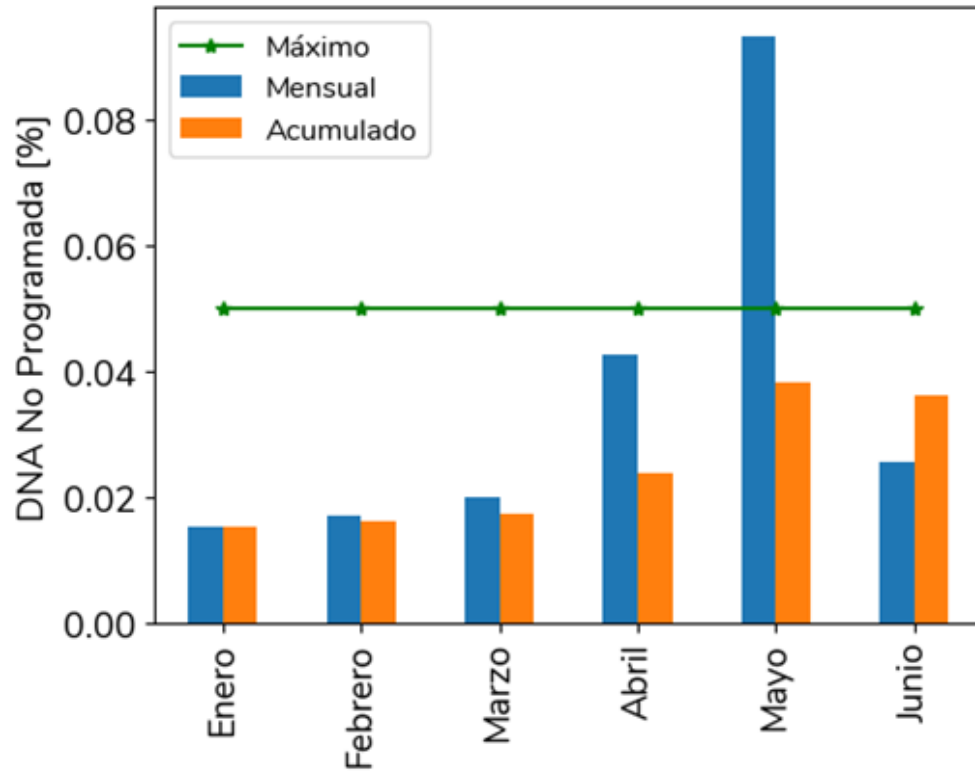


Por causas programadas se dejaron de atender 2.187 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	Energía	Descripción
2022-06-12 08:49	311.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0208561 y C0208563 de los activos EL BOSQUE 3 30 MVA 66/13.8/7.6 kV y EL BOSQUE 2 33 MVA 66/13.8/7.89 kV, respectivamente.
2022-06-29 07:25	271.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0208545, C0208546, C0208547 y C0211413 de los activos RIO SINU - TIERRALTA 1 110 kV, BT RIO SINU 1 45 MVA 110 kV, BT RIO SINU 2 45 MVA 110 kV y NUEVA MONTERIA - RIO SINU 1 110 kV, respectivamente.
2022-06-05 06:00	232.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0208538 del activo VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV.
2022-06-04 07:05	194.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0208549, C0208550 y C0208551 de los activos CERETE - NUEVA MONTERIA 1 110 kV, BT CERETE 4 30 MVA 110 kV y BT CERETE 3 30 MVA 110 kV, respectivamente.
2022-06-14 07:50	186.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0206205 y C0206206 sobre los activos BT GAIRA 1 60 MVA 110 kV y GAIRA 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV.



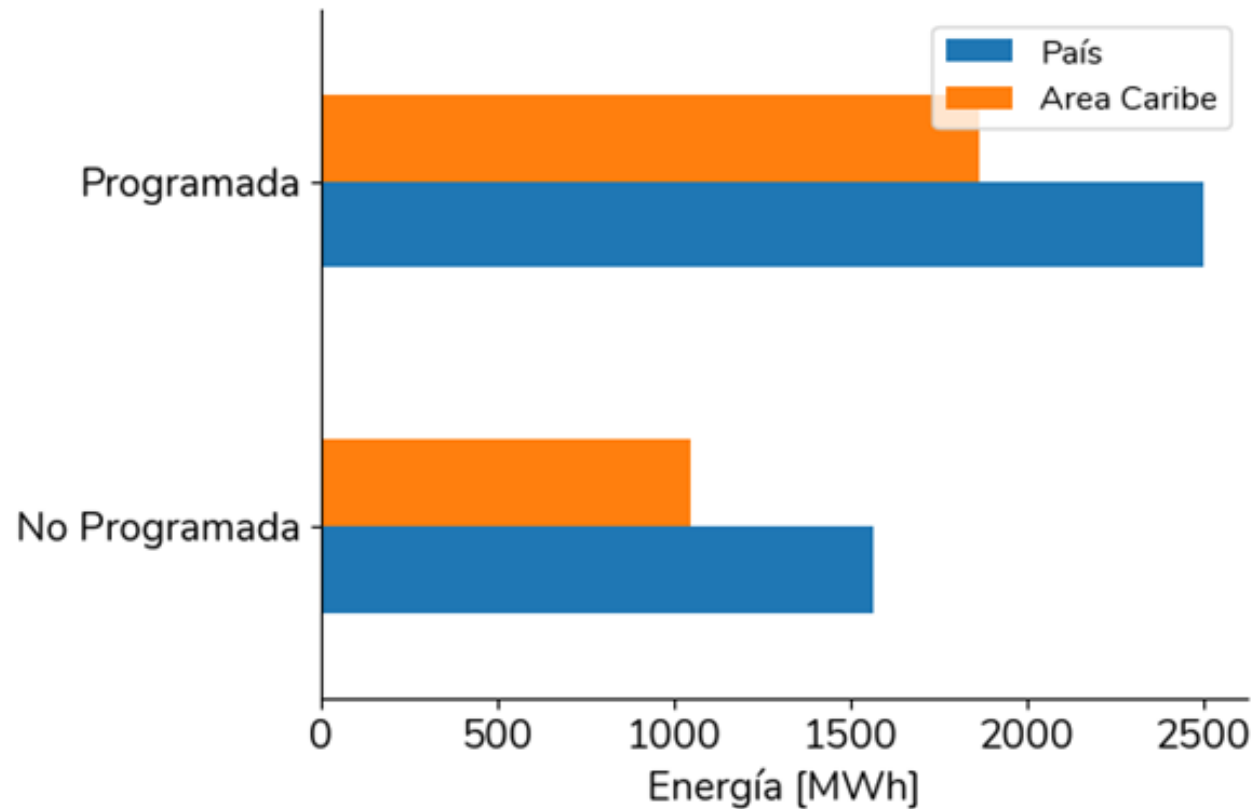
# DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.566 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2022-06-16 00:01	244.0	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2022-06-08 13:11	187.8	Demanda no atendida por disparo de los activos BOSTON - SIERRA FLOR 110 kV y BL1 CHINÚ A BOSTON 110 kV, dejando sin tensión la subestación BOSTON 110 kV.
2022-06-23 00:12	149.5	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2022-06-02 03:50	149.0	Demanda no atendida por disparo del activo MAGANGUE-MOMPOX 110 kV, dejando sin tensión la subestación radial MOMPOX 110 kV.
2022-06-03 11:39	115.9	Demanda no atendida en subestación LIBERTADOR 115 kV por fallas en el SDL.
2022-06-03 17:17	115.9	Demanda no atendida por disparo de los activos TPELDAR - ZIPAQUIRA 1 115 kV y TPELDAR - UBATE 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales UBATE 115 kV, SIMIJACA 115 kV Y PELDAR 115 kV.
2022-06-10 09:53	101.3	Demanda no atendida por disparo de los activos BL1 JUNIN A JARDINERA 115 kV y JUNIN - BUCHELY 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales JUNIN 115 kV y BUCHELY 115 kV.

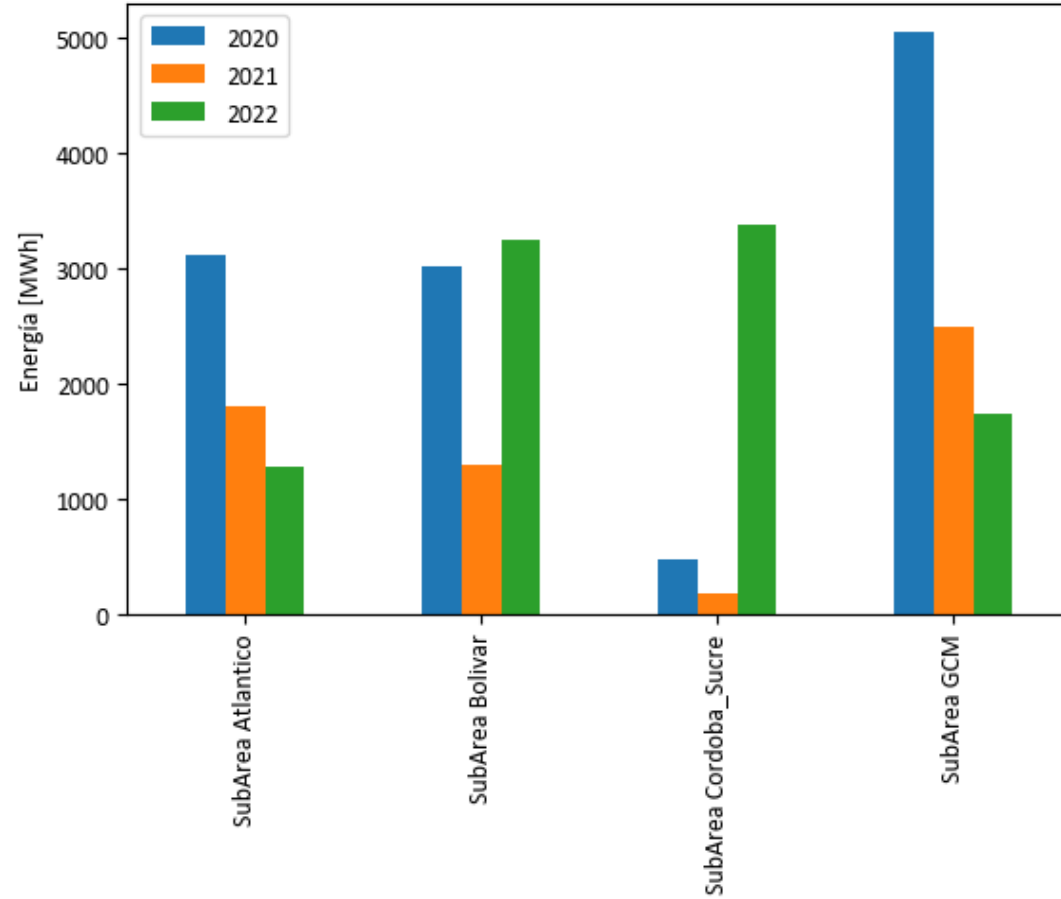
# DNA Caribe vs. País



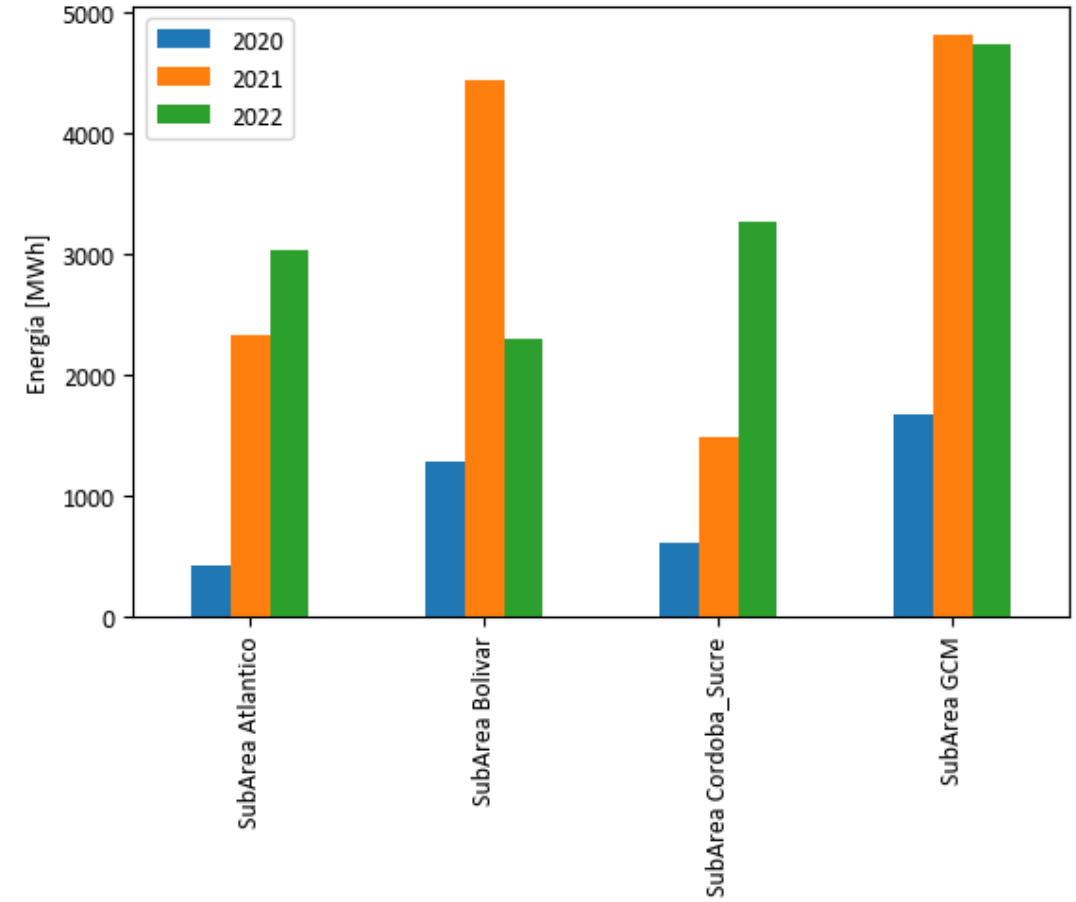
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 1.868 GWh, siendo un 74.64% de la demanda no atendida programada nacional (2.502 GWh) para el mes de Junio.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 1.050 GWh, siendo un 67.02% de la demanda no atendida no programada nacional (1.566 GWh) para el mes de Junio.

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



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



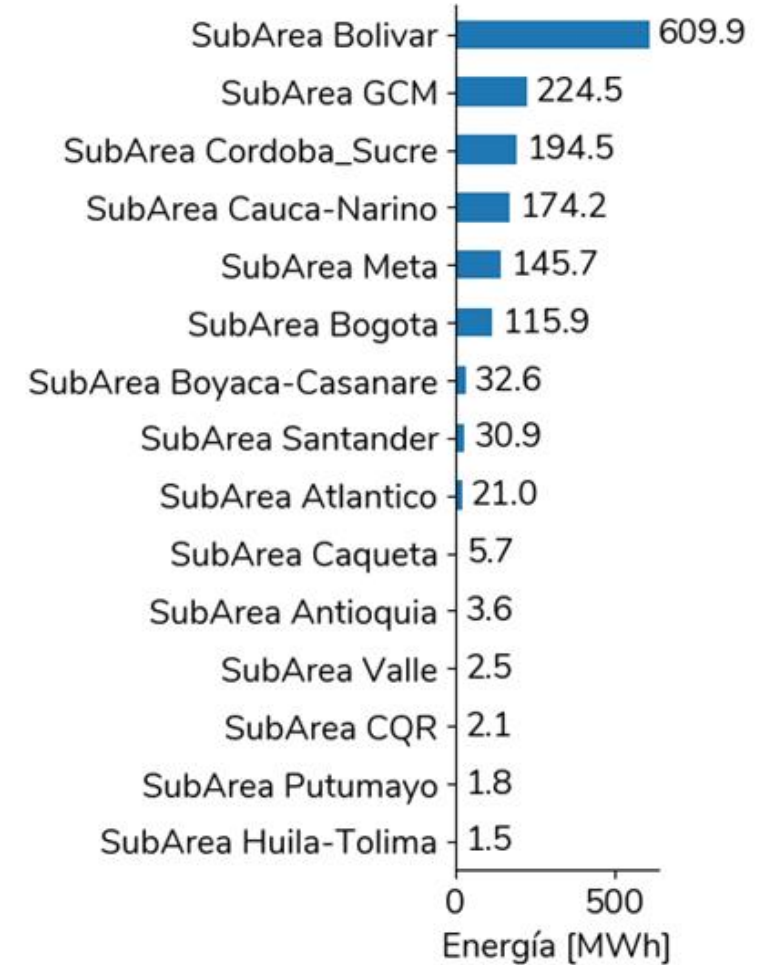
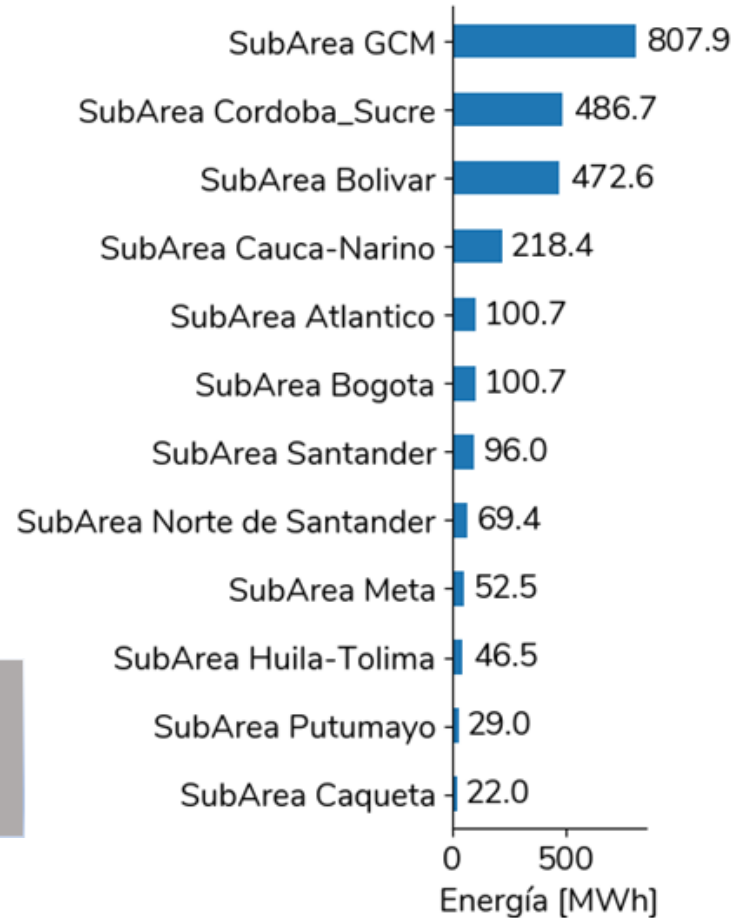
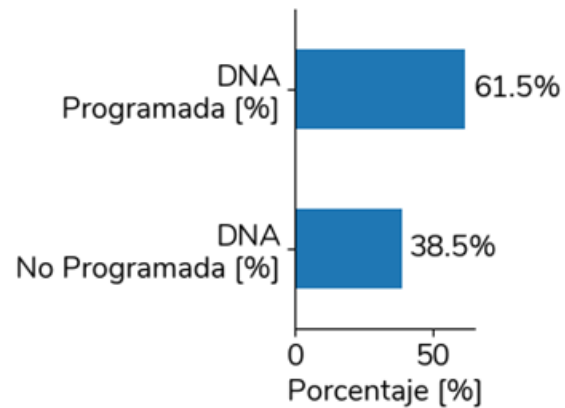
# Resumen – Demanda no atendida



## DNA Programada

## DNA No Programada

### % DNA

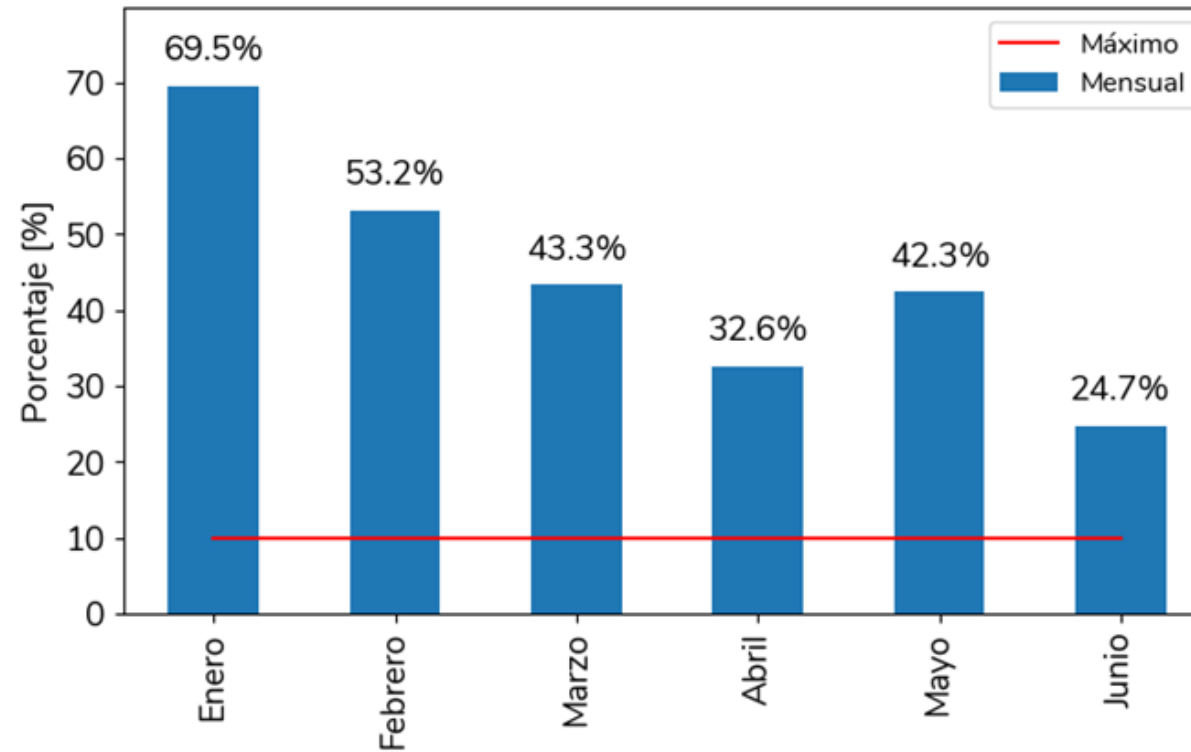


El total de demanda no atendida en Junio fue 4.07 GWh

# Desviación Plantas Menores



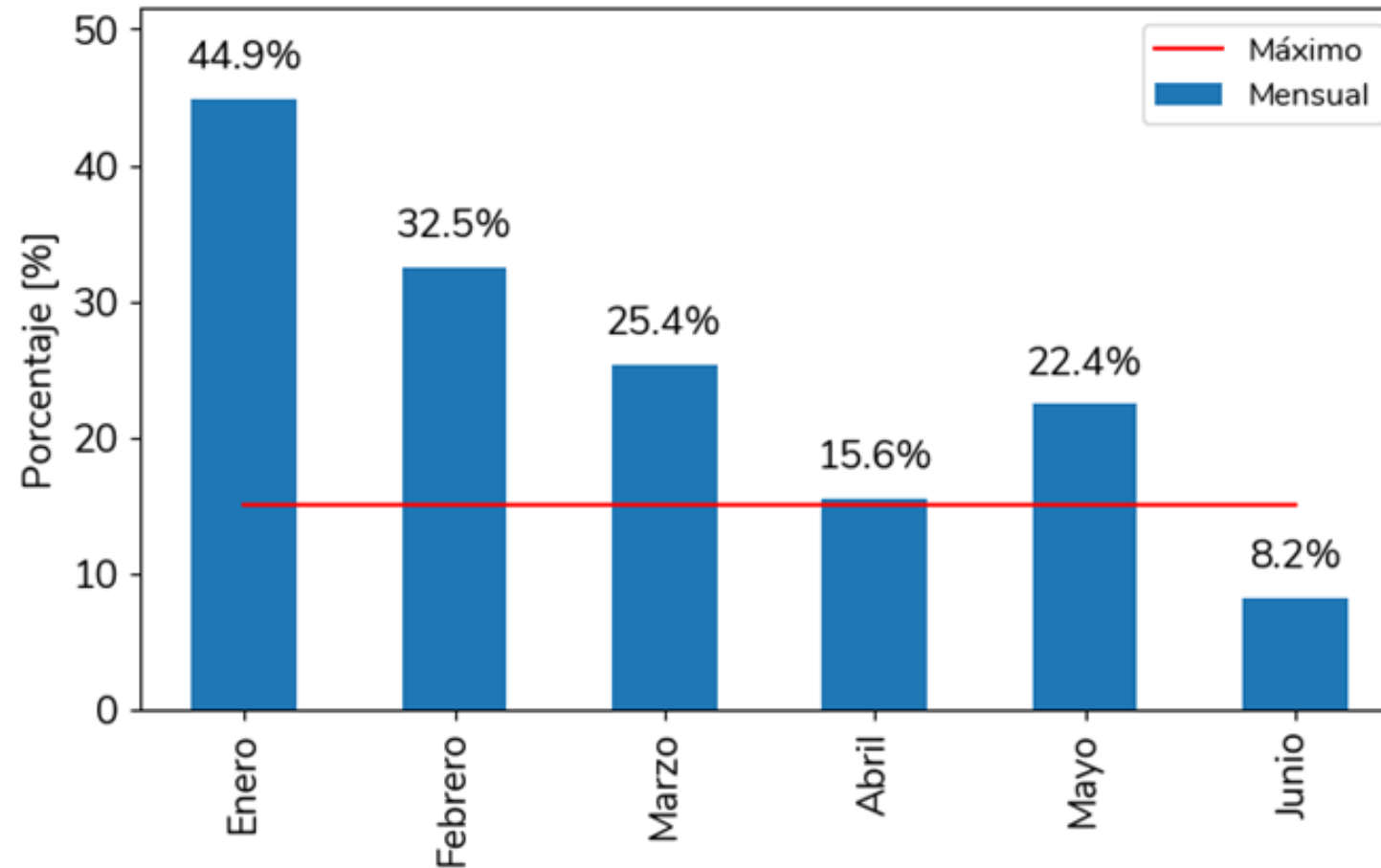
## Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 10%



# Desviación Plantas Menores



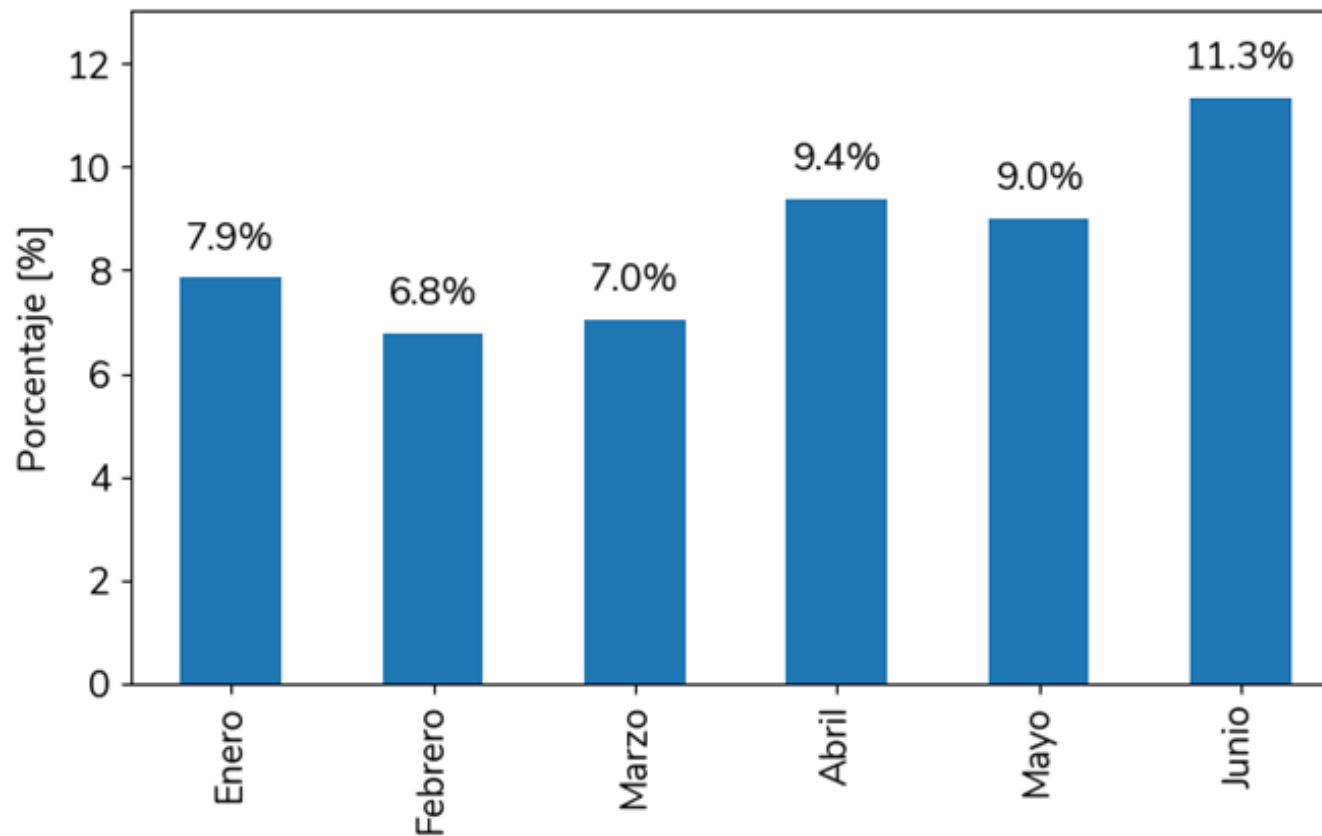
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC  
horas del mes con desviación mayor al 15%



# Participación PNDC en la generación total del SIN



Participación PNDC en la generación total del SIN

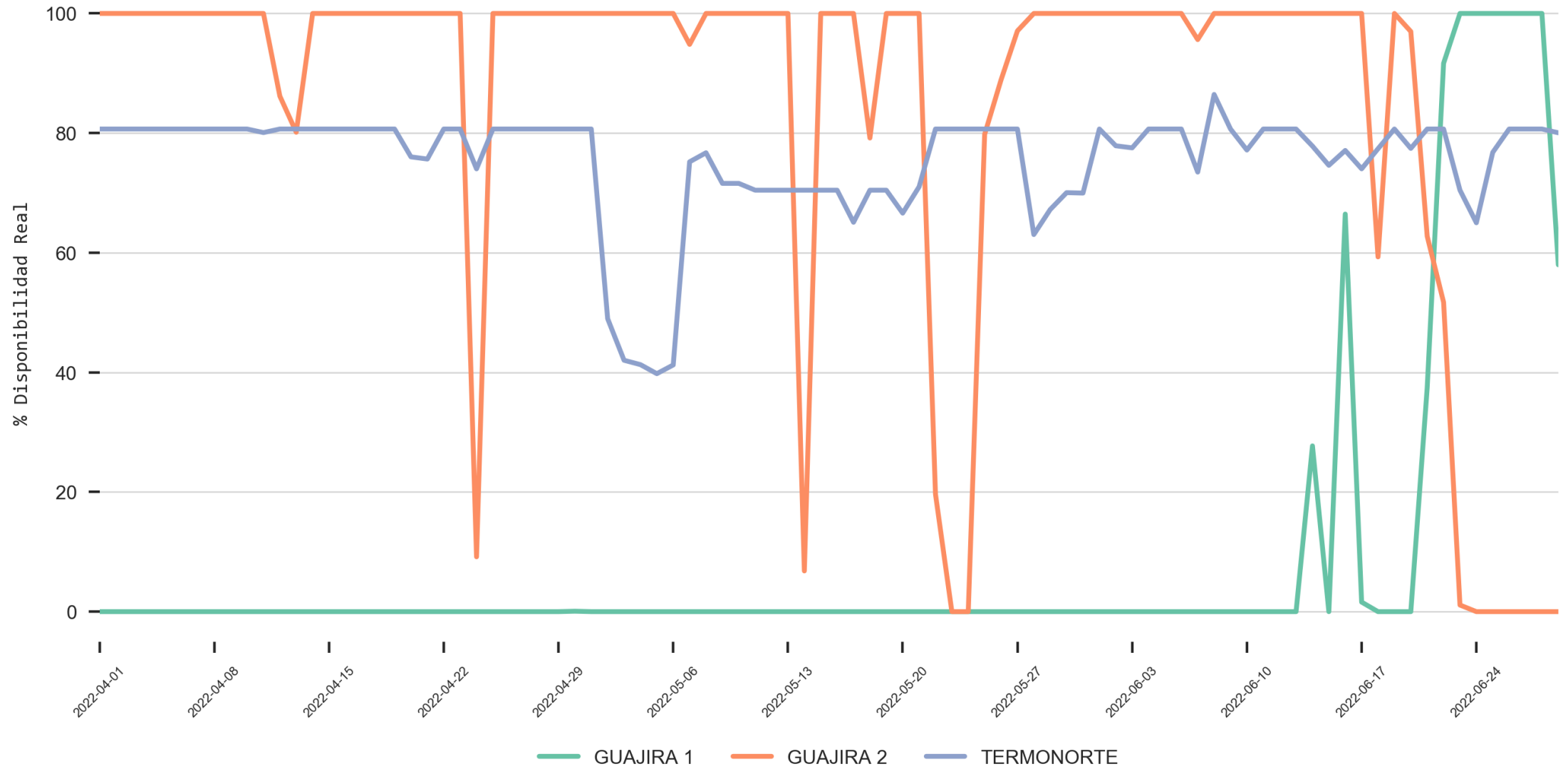


# Reserva GCM menor al 10%

Día	Periodos menor al 10%	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	
01-jun	20-21-22-23																									
02-jun	19-20-21-22-23																									
03-jun	20-21-22-23																									
04-jun	20-21																									
05-jun	20-21																									
06-jun	20-21-22																									
07-jun	20-21-22																									
08-jun	20-21																									
09-jun	15-16, 20-21-22																									
10-jun	15-16,18,20-21-22-23																									
11-jun	18, 20-21																									
12-jun	21																									
13-jun	21																									
14-jun	21																									
15-jun	21																									
16-jun	21																									
17-jun	21																									
18-jun																										
19-jun																										
20-jun																										
21-jun																										
22-jun	20-21-22-23																									
23-jun																										
24-jun	21																									
25-jun																										
26-jun																										
27-jun	21																									
28-jun	21																									
29-jun	21																									
30-jun	21																									



# Disponibilidad Generadores GCM



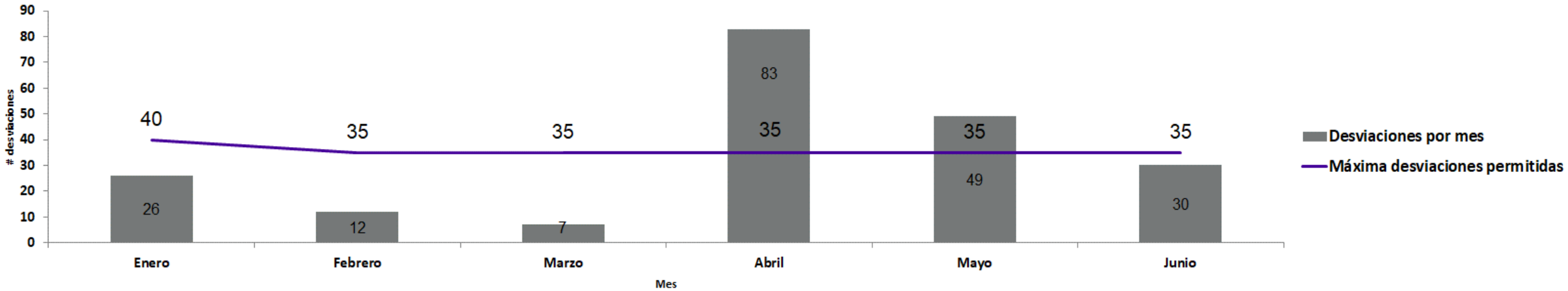
\*El porcentaje de disponibilidad se calcula como la disponibilidad real sobre la CEN  
Se considera recurso Termonorte sin equivalencia de peso en el soporte de tensión de Caribe 2 y GCM

Información hasta el 2022-06-30

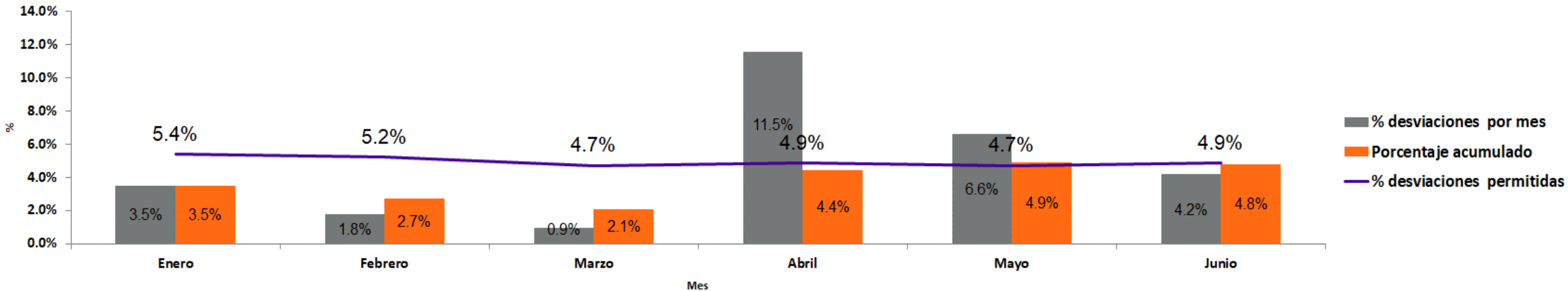
Información actualizada el 2022-07-05

# Indicador de calidad del pronóstico oficial mayo 2022

### Número de desviaciones mayores al 5%



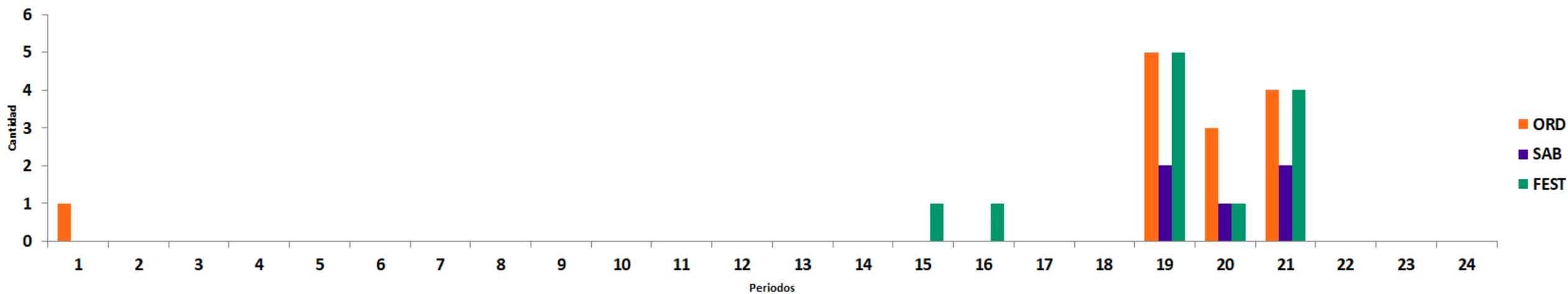
### Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



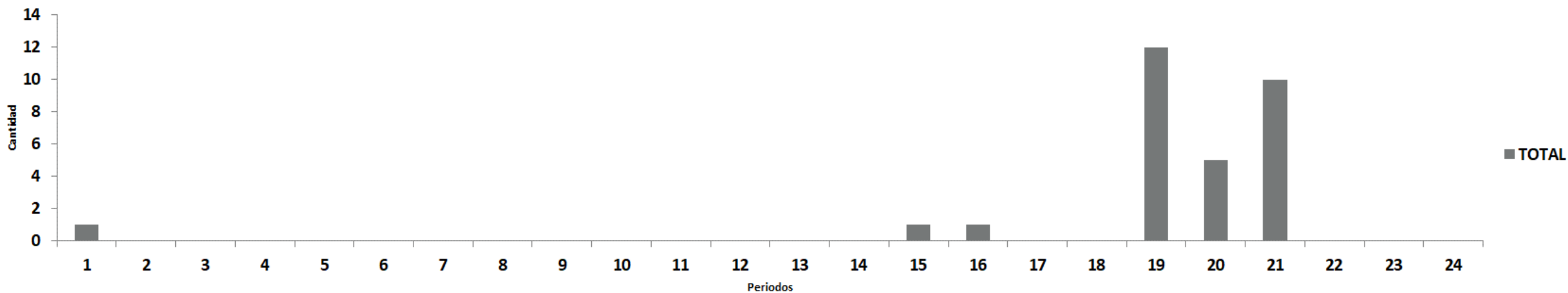
\*Información actualizada el 05 de julio de 2022

# Indicador de calidad del pronóstico oficial junio 2022

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

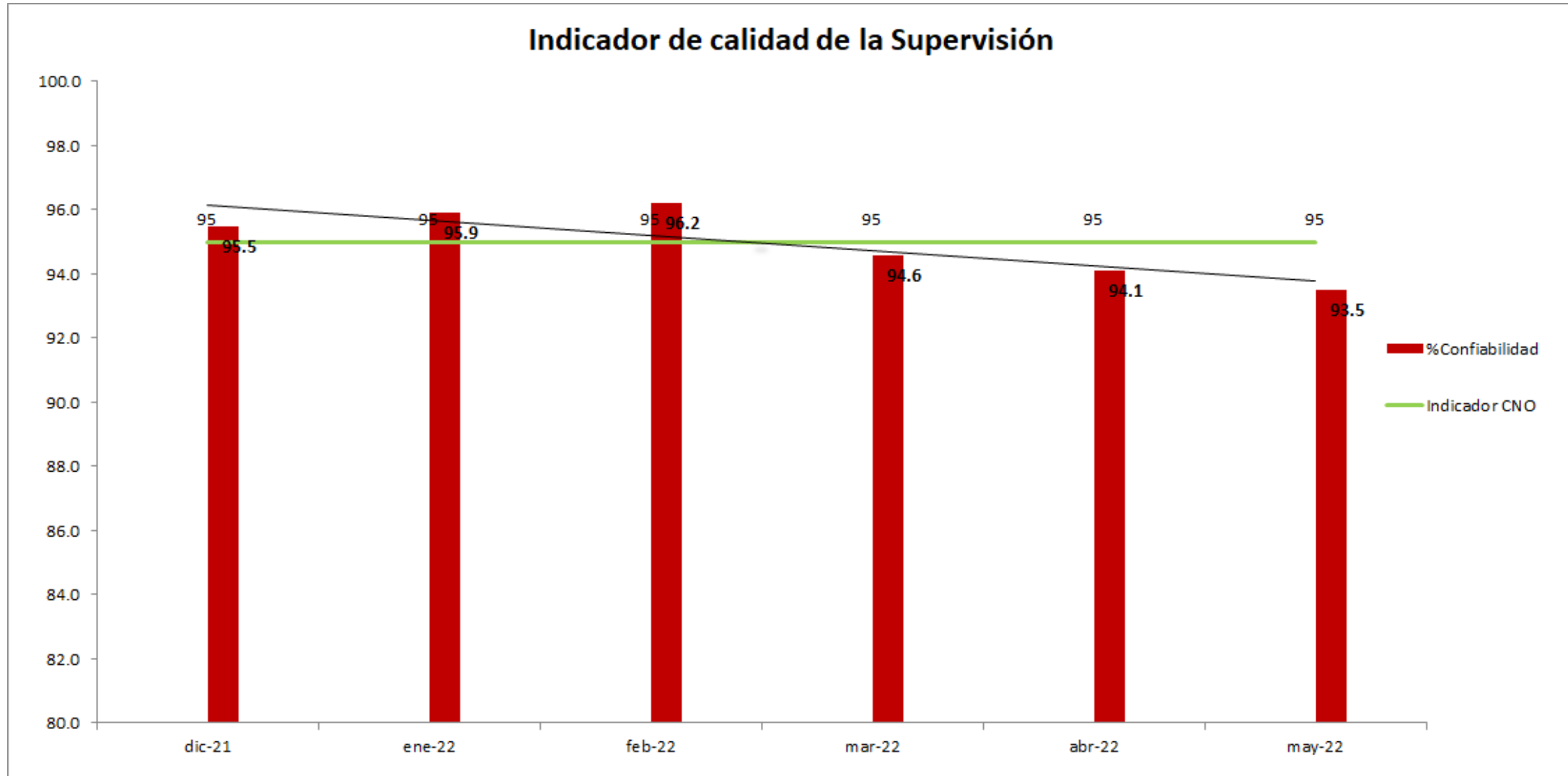


### Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



\*Información actualizada el 05 de julio de 2022

# Indicador de calidad de la supervisión



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



Indicadores Mantenimientos  
Acuerdo CNO 963





## Indicadores Acuerdo CNO 963

---



El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 84.9%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 88.0% evidenciándose una disminución del 3% aproximadamente en este indicador, manteniéndose en el rango el cual se considera que la duración de las desconexiones estuvieron ajustadas.

Para los activos de conexión, STR y uso, el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 34%, 49% y 42% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 33%, 36% y 46%.

Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera de plan corresponde a 51%, 39% y 42% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 52%, 50% y 40%.



## Indicadores Acuerdo CNO 963

---



- Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 15%, 11% y 16% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 15%, 14% y 14%.
- El índice de porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango de 1.14% y 7.56% dependiendo del tipo de activo. El valor de este indicador en el anterior semestre estuvo en el rango de 4% y 12%, por tanto se aprecia una disminución en este indicador para este semestre comparado con el anterior.
- Respecto al indicador de oportunidad de corto plazo, el jueves 09 de junio de 2022, la publicación del cambio de estado de las consignaciones solicitadas por los agentes del SIN para la semana siguiente se realizó a las 16:24 horas, debido a la revisión de detalle que se estaba realizando al impacto de las intervenciones que se tenían para la Red del SIN para la mitigación de riesgos con motivo de la ejecución de la segunda vuelta de las elecciones presidenciales en Colombia.

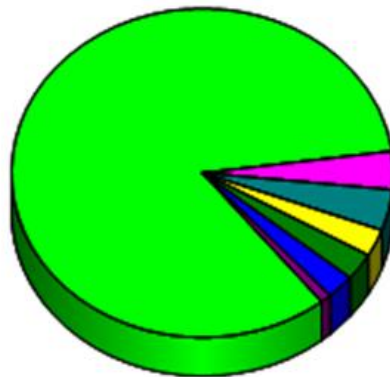
# Porcentaje de adelanto y atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan



Desde: 01/01/2022

Hasta: 30/06/2022

Resolución: Personalizada



Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	2.66
Adelanto entre 20% y 30%	0.92
Adelanto entre 30% y 50%	2.39
Ajustado entre el 80% y 120%	83.58
Atrasado > 50%	2.66
Atrasado entre 20% y 30%	3.76
Atrasado entre 30% y 50%	4.04

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.



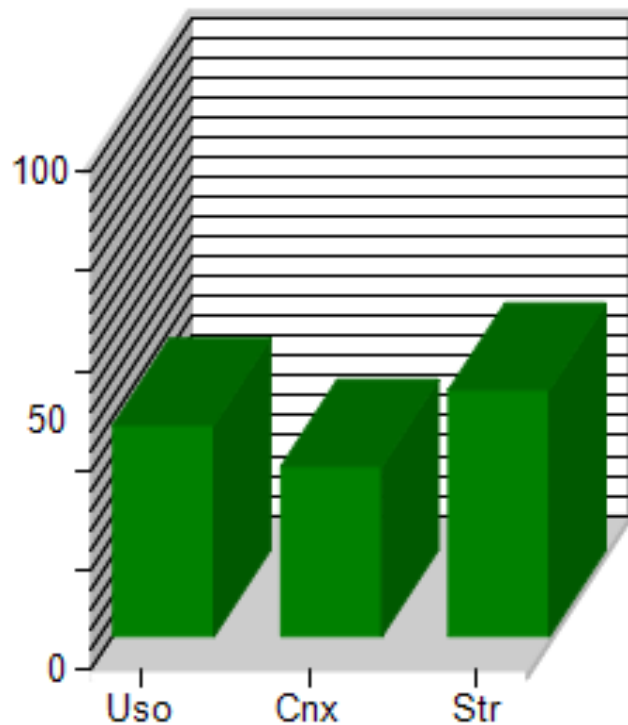
# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Desde: 01/01/2022

Hasta: 30/06/2022

Resolución: Personalizar



Activo	Porcentaje	Plan:Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	34.11	161	472
Str	49.48	1282	2591
Uso	42.42	417	983

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

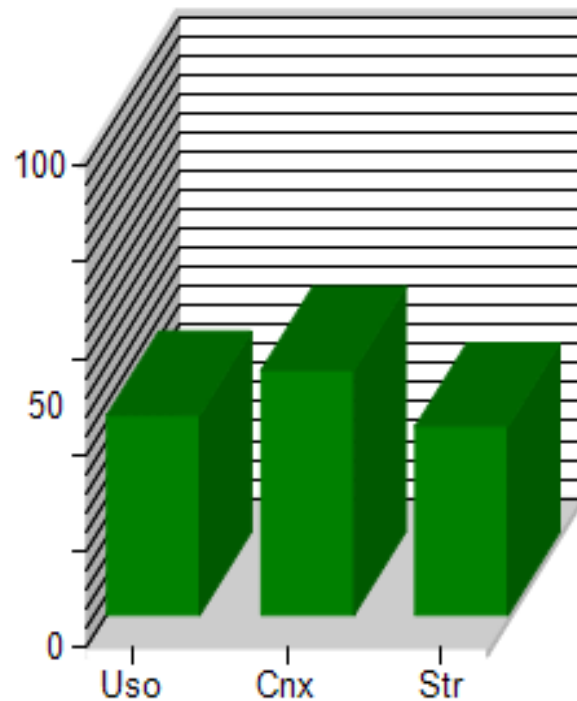
# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Desde: 01/01/2022

Hasta: 30/06/2022

Resolución: Personalizar



Activo	Porcentaje	Fuera plan: Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	50.85	240	472
Str	39.17	1015	2591
Uso	41.51	408	983

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

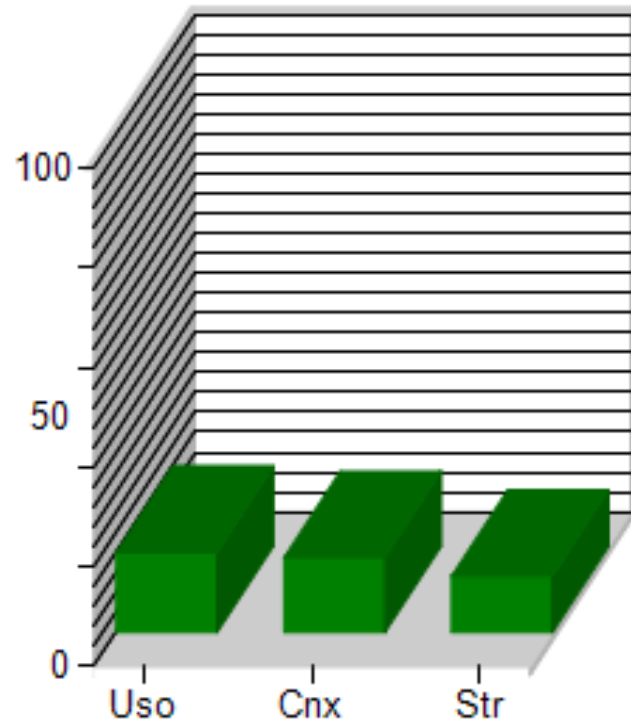
# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Desde: 01/01/2022

Hasta: 30/06/2022

Resolución: Personalizar



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	15.04	71	472
Str	11.35	294	2591
Uso	16.07	158	983

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

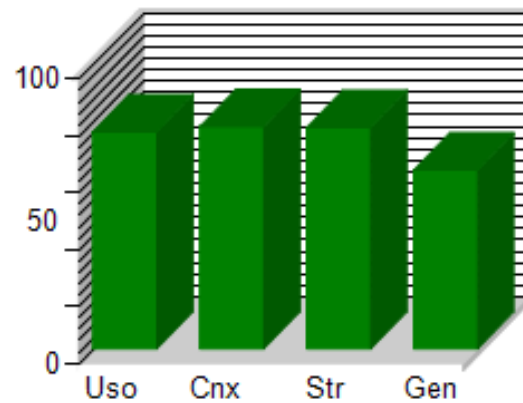
# Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de Mantenimientos



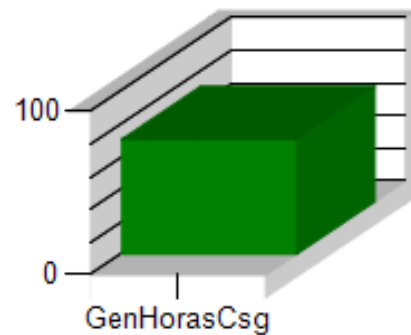
Desde: 01/012022

Hasta: 30/06/2022

Resolución: Personalizada



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	76.38	414	542
Cnx	78.22	158	202
Str	77.92	1274	1635
Gen	62.88	166	264



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
GenHorasCsg	70.44	24498	34777

Para los generadores se considera como fecha de corte el día 20 de cada mes.

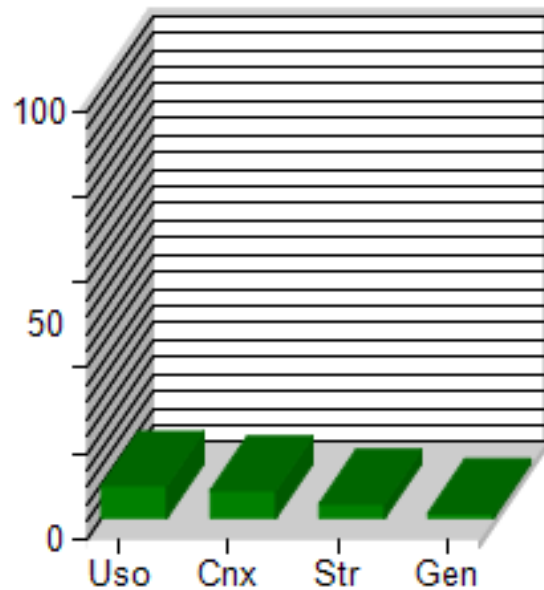
# Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND



Desde: 01/01/2022

Hasta: 30/06/2022

Resolución: Personalizada



Activo	Índice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	7.56	41	542
Cnx	6.44	13	202
Str	3.3	54	1635
Gen	1.14	3	264



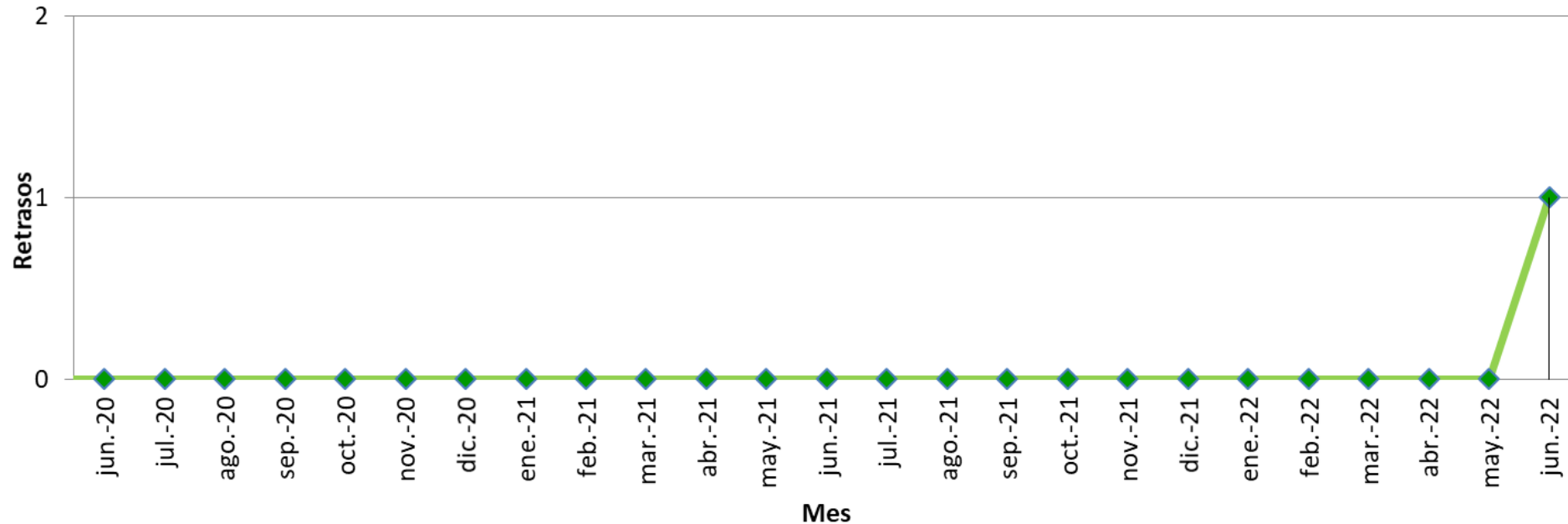
**Seguimiento Histórico**  
**Indicadores Mantenimientos Acuerdo**  
**CNO 963**  
**Semestre enero 01 2022 – junio 30 2022**



# 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.

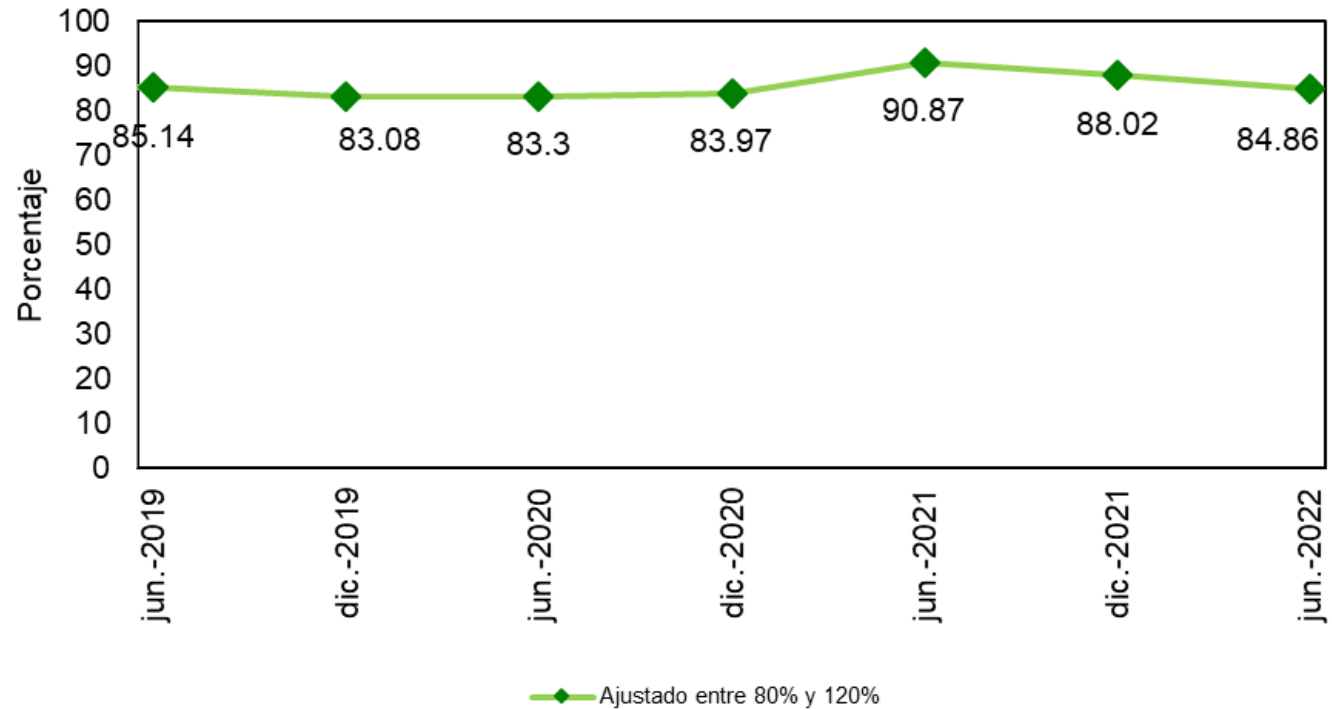


El jueves 09 de junio de 2022, debido a la revisión de detalle que se estaba realizando al impacto de las intervenciones que se tenían para la Red del SIN para la mitigación de riesgos con motivo de la ejecución de la segunda vuelta de las elecciones presidenciales en Colombia, la publicación del cambio de estado de las consignaciones solicitadas por los agentes del SIN para la semana siguiente se realizó a las 16:24 horas, lo que no representó riesgo alguno para la seguridad y confiabilidad de la operación del SIN.

# 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

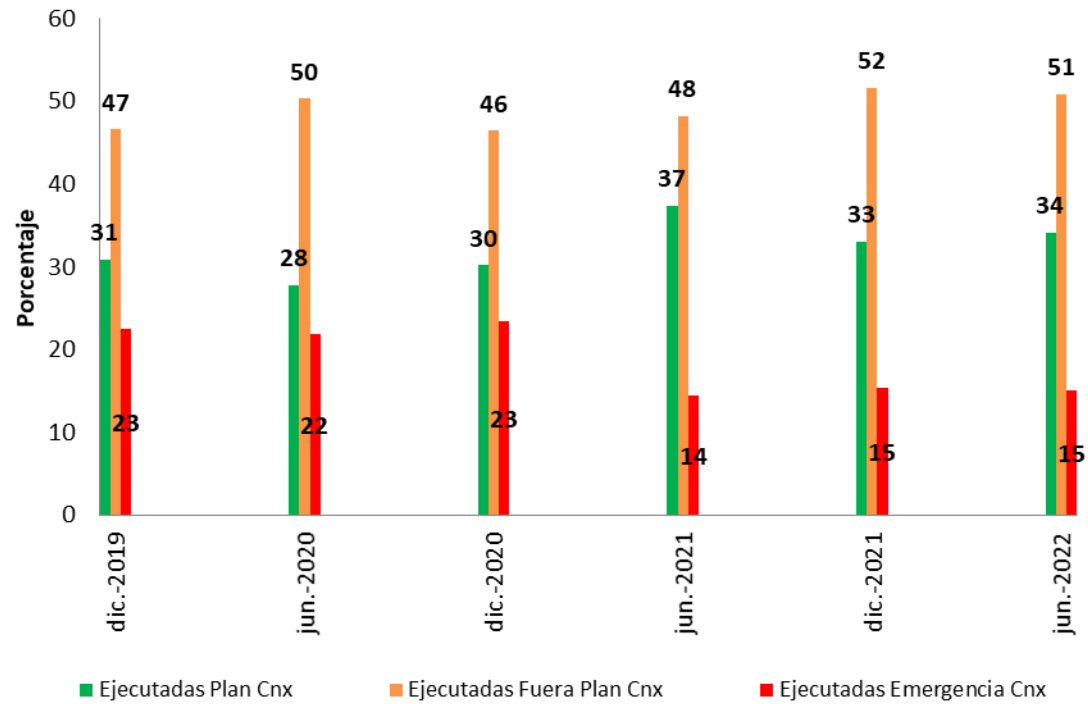




# Historia Indicadores Acuerdo CNO 963



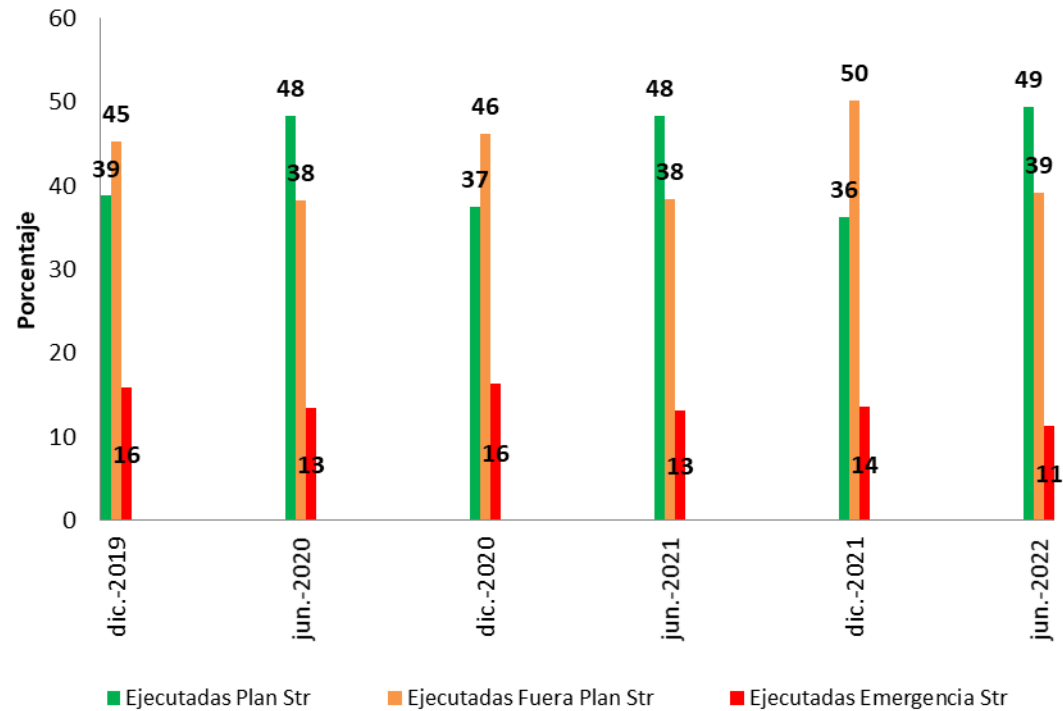
### Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



# Historia Indicadores Acuerdo CNO 963



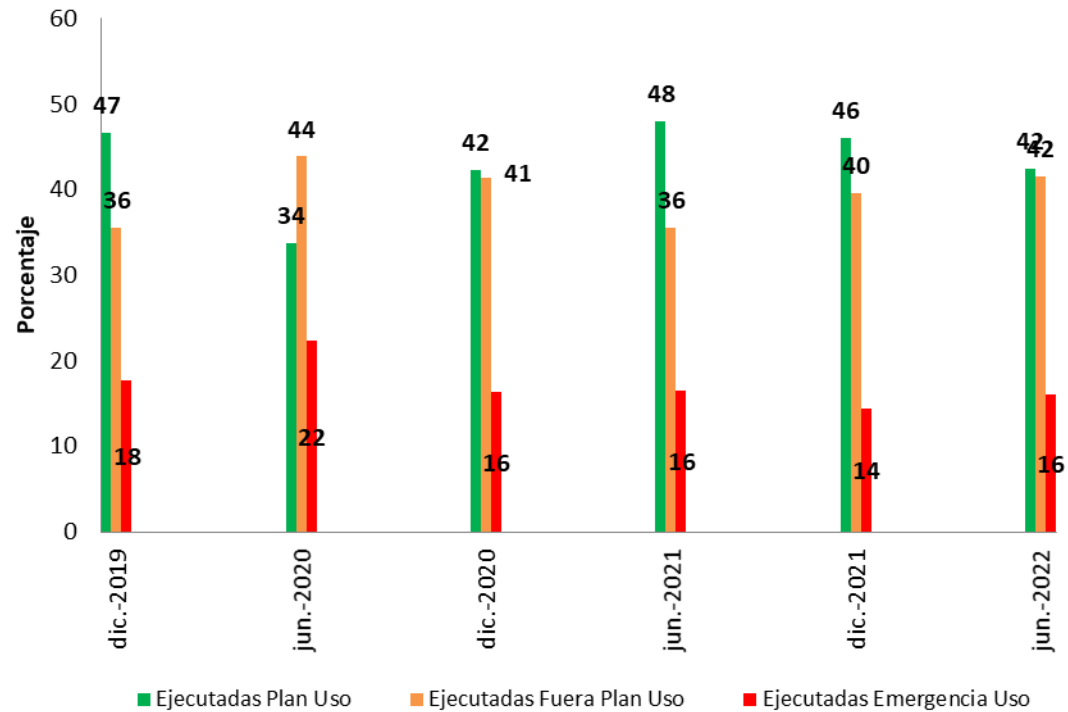
### Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



# Historia Indicadores Acuerdo CNO 963



### Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



# Anexos



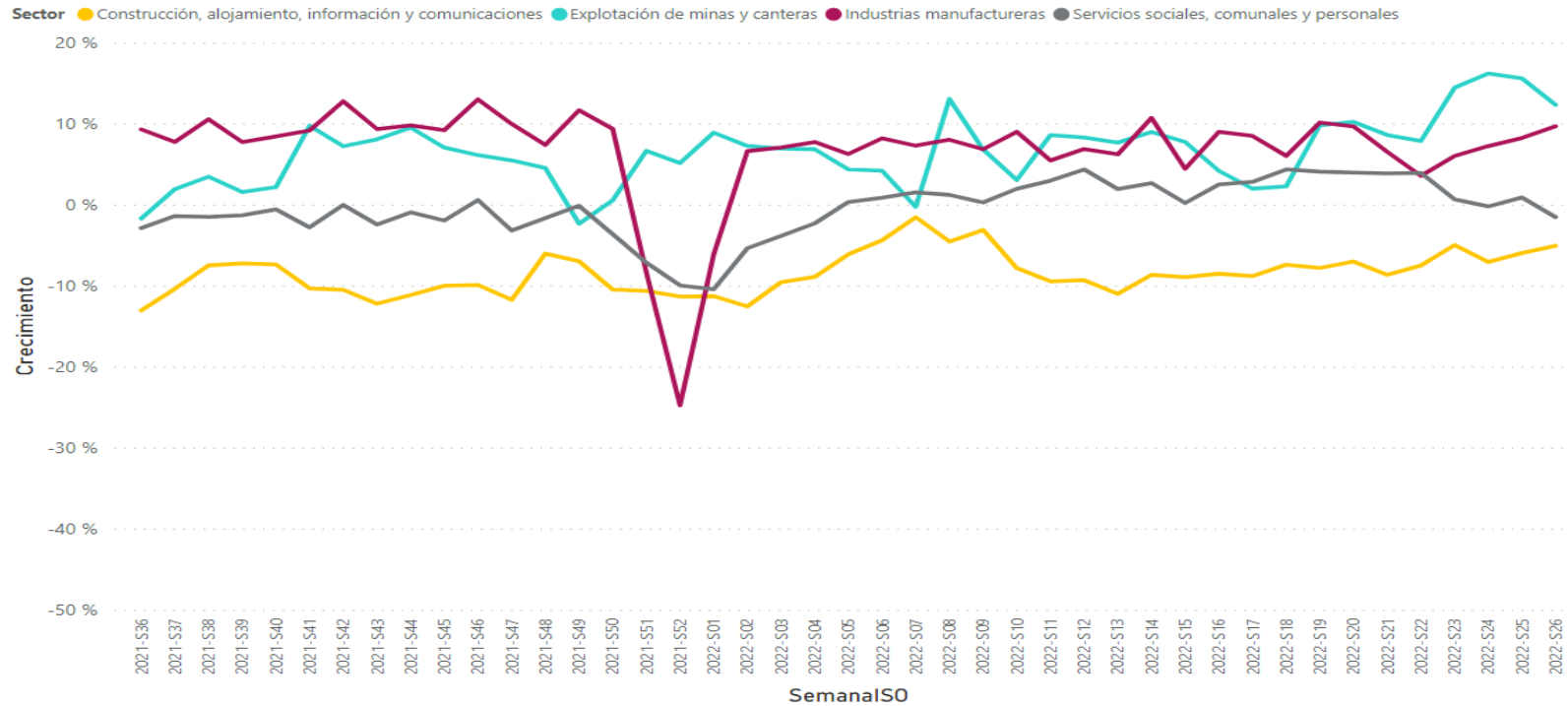
# Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2021-06	Demanda [GWh] 2022-06	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	1871.62	2050.42	9.55%	33.16%
Regulado	4123.23	4133.05	0.19%	66.84%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2021-06	Demanda [GWh] 2022-06	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	472.11	553.21	17.18%	26.98%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	117.57	131.47	11.83%	6.41%
Transporte y almacenamiento	36.82	41.12	11.62%	2.01%
Servicios sociales, comunales y personales	124.35	138.07	10.92%	6.73%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	101.71	110.39	8.45%	5.38%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	32.31	34.16	5.74%	1.67%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	66.34	70.31	5.68%	3.43%
Industrias manufactureras	818.42	864.13	5.61%	42.14%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	101.99	107.55	5.4%	5.25%

# Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas\*

## Evolución actividades económicas - Semanal



La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 2 de julio de 2022 fue del 43.5% del sector de industrias manufactureras; el 24.8% de la explotación de minas y canteras; el 6.5% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 6.9% de los servicios sociales, comunales y personales.

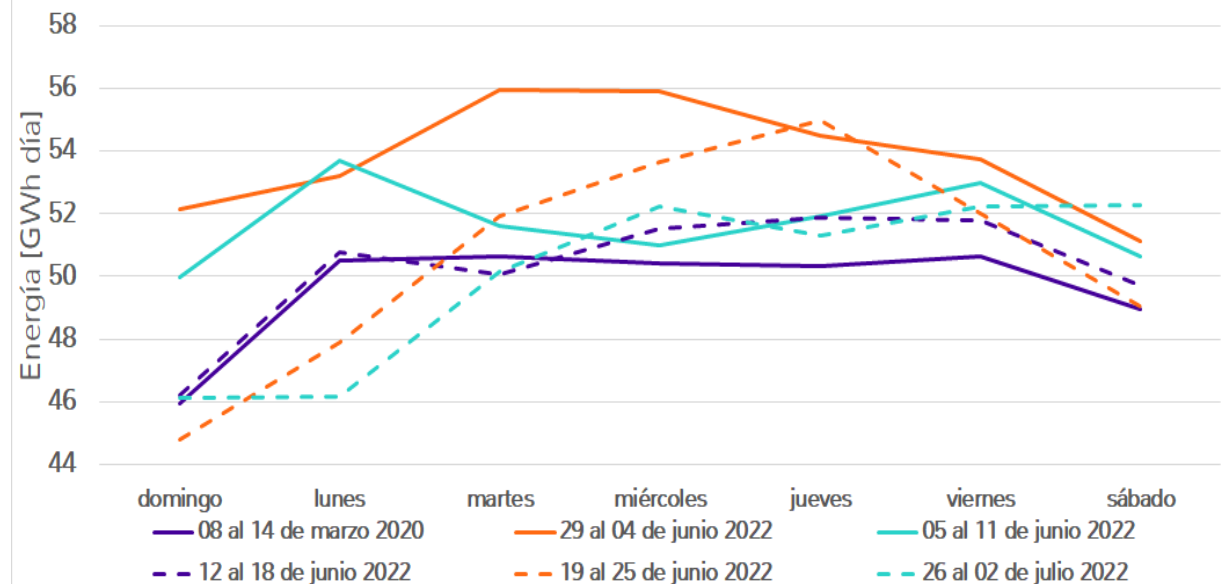
Para la **semana del 20 al 26 de junio de 2022 (2022-S25)** las **industrias manufactureras** y **explotación de minas y canteras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 8.21% y 15.59% respectivamente contra la demanda base (9 al 15 de marzo 2020). Por otra parte, los **Servicios sociales, comunales y personales** se han logrado recuperar para dicha semana con crecimiento de 0.87%; Sin embargo, las actividades de **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** continúa con un decrecimiento de -5.99% para esta misma semana.

\*Información hasta el 2 de julio de 2022

\*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo de día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

# Caribe\*

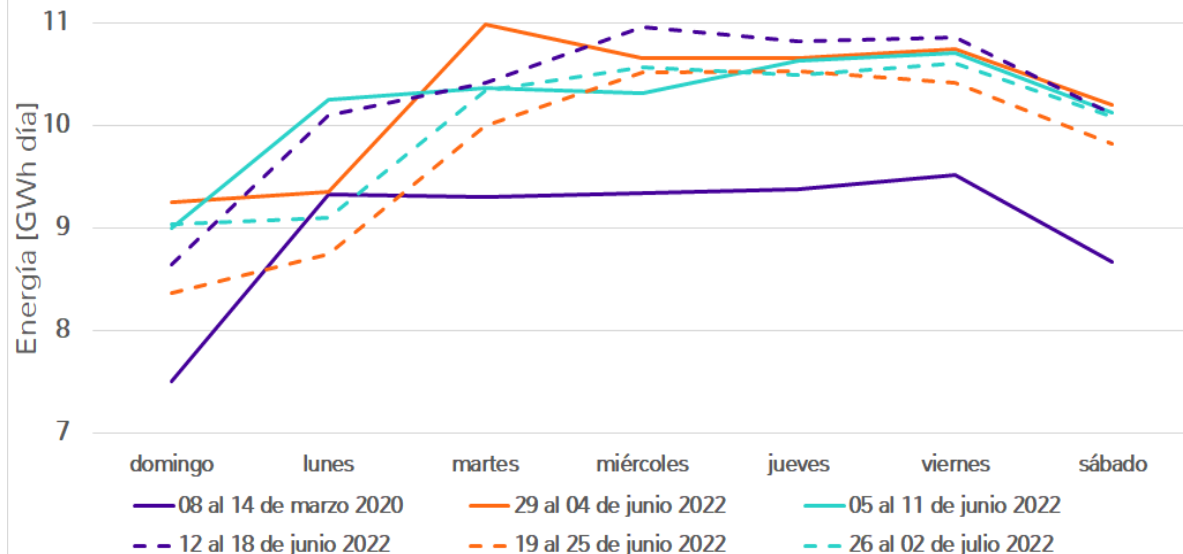
## Caribe



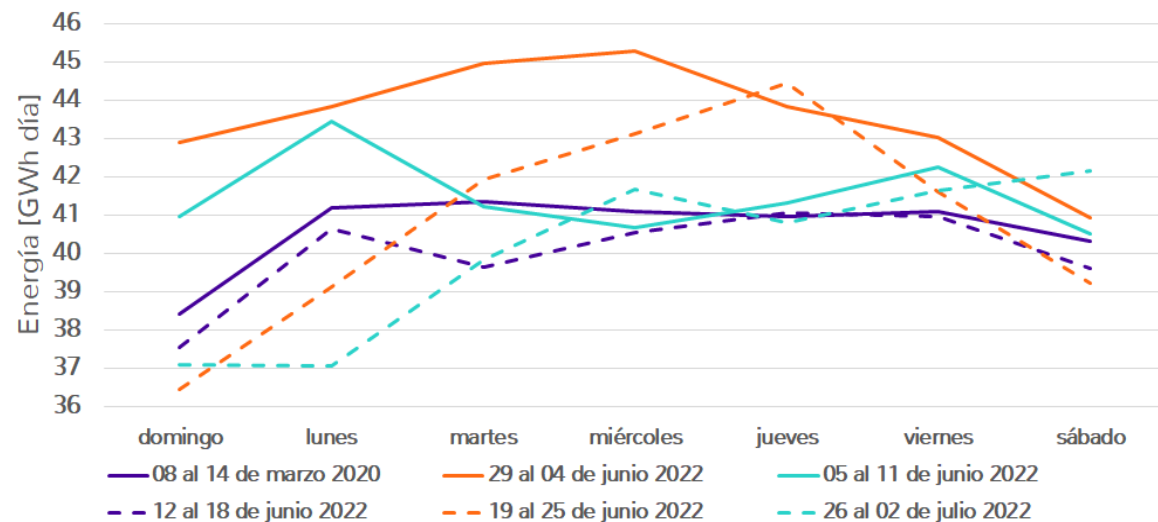
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 2.4% para la semana del 26 de junio al 2 de julio de 2022 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

## Caribe No Regulado



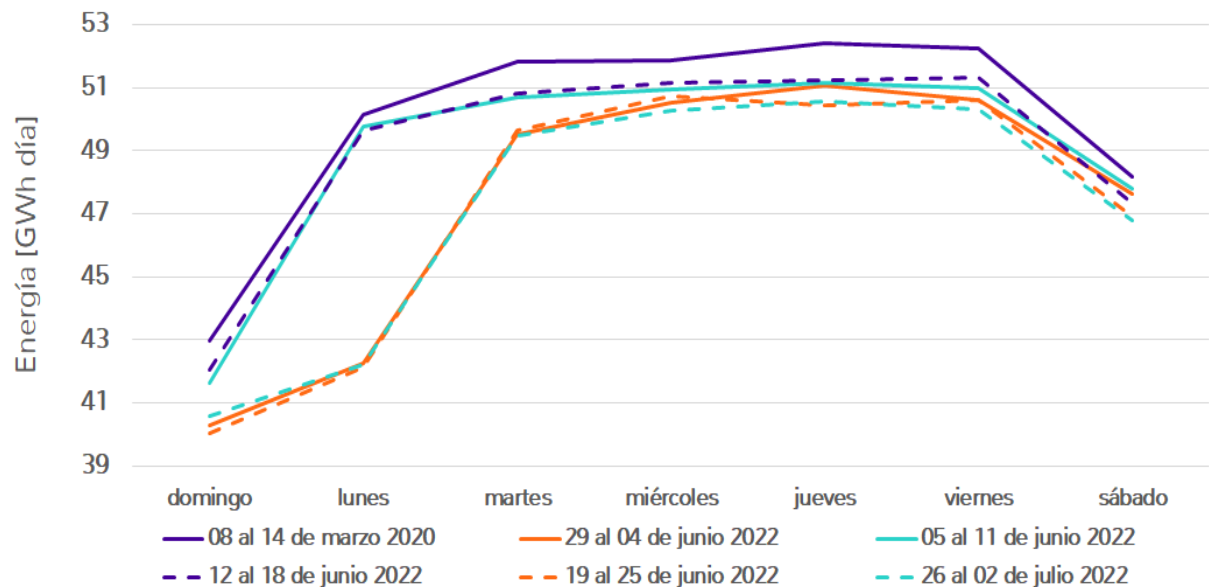
## Caribe Regulado



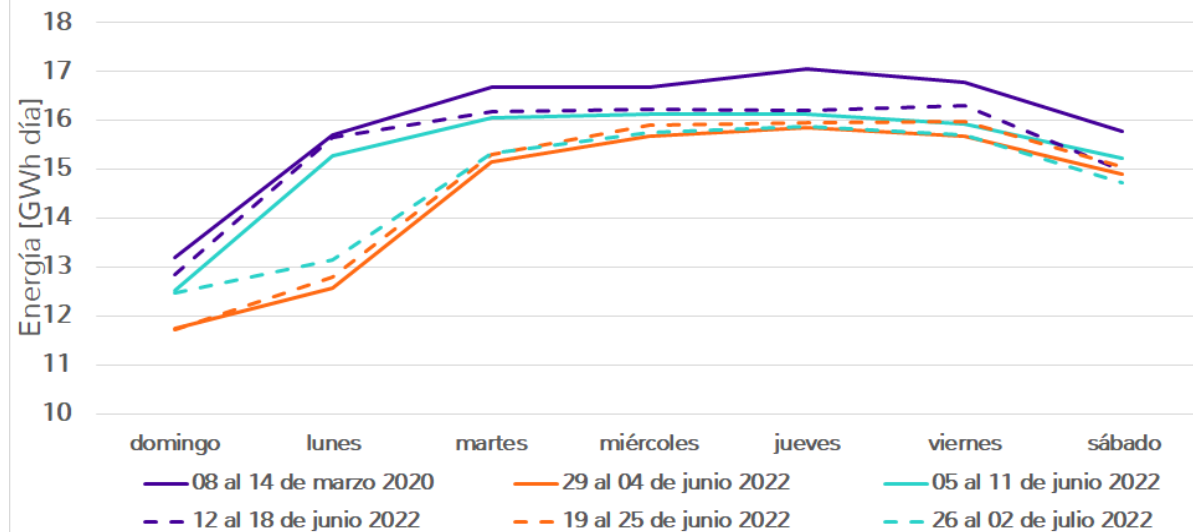
\*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

# Cundinamarca y Meta\*

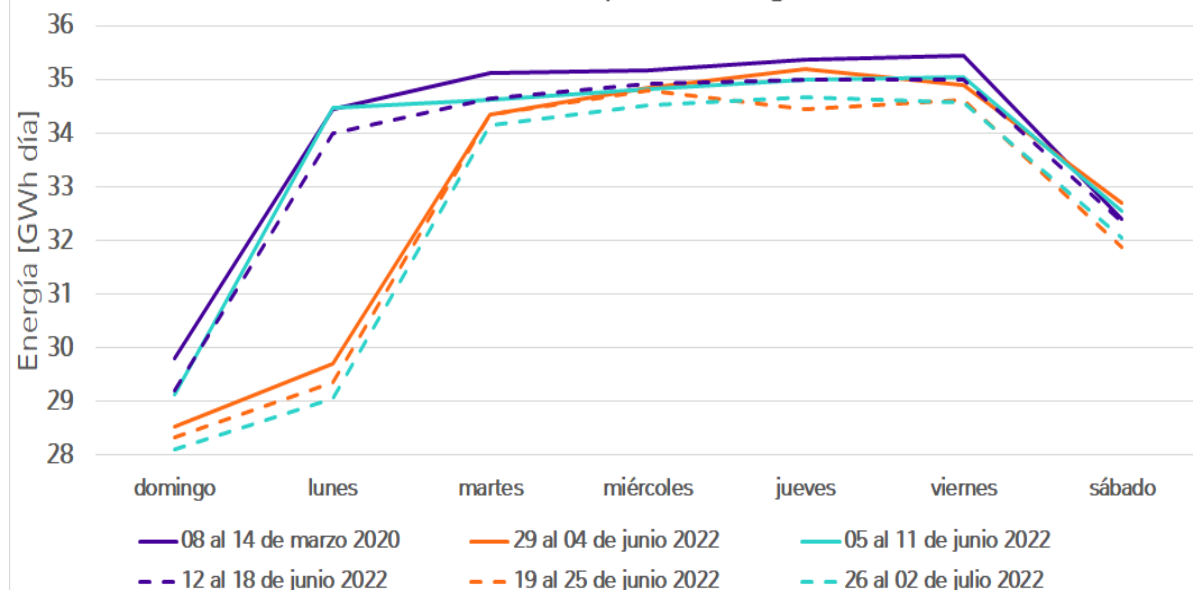
## Cundinamarca y meta



## Cundinamarca y meta No Regulado



## Cundinamarca y meta Regulado



Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

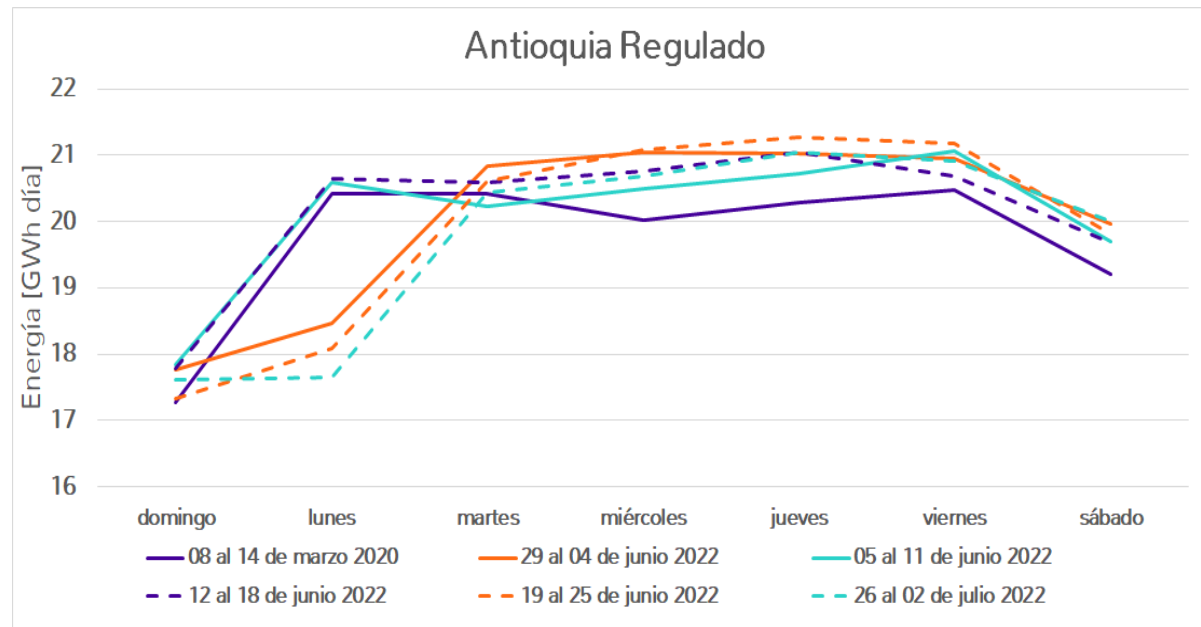
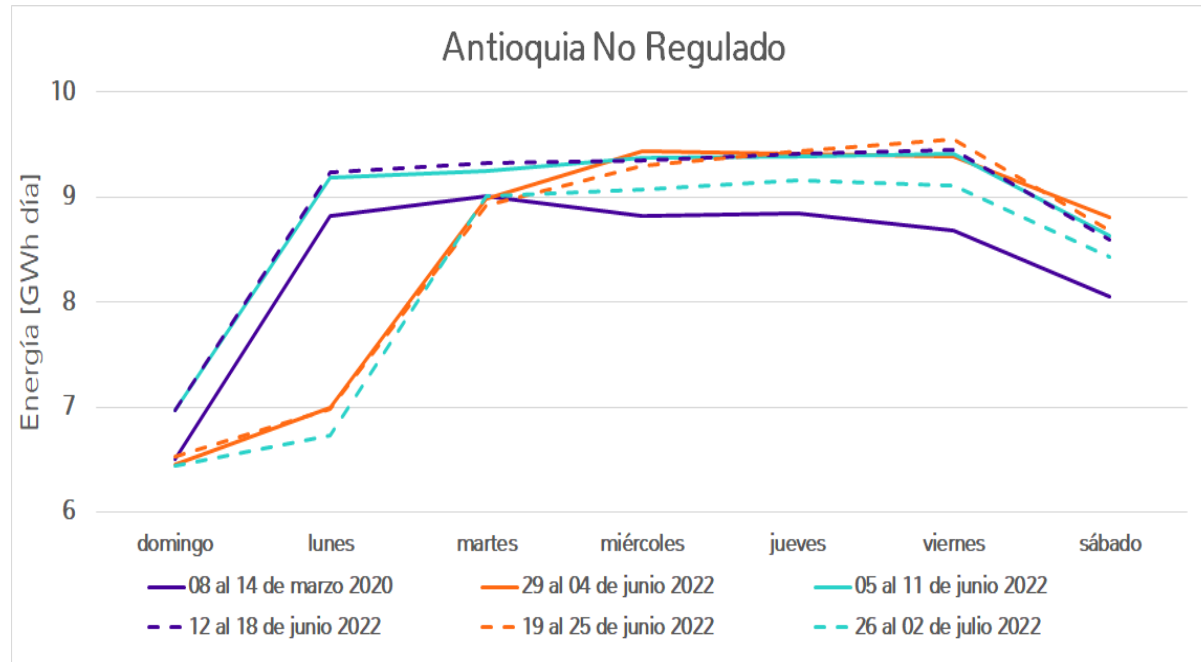
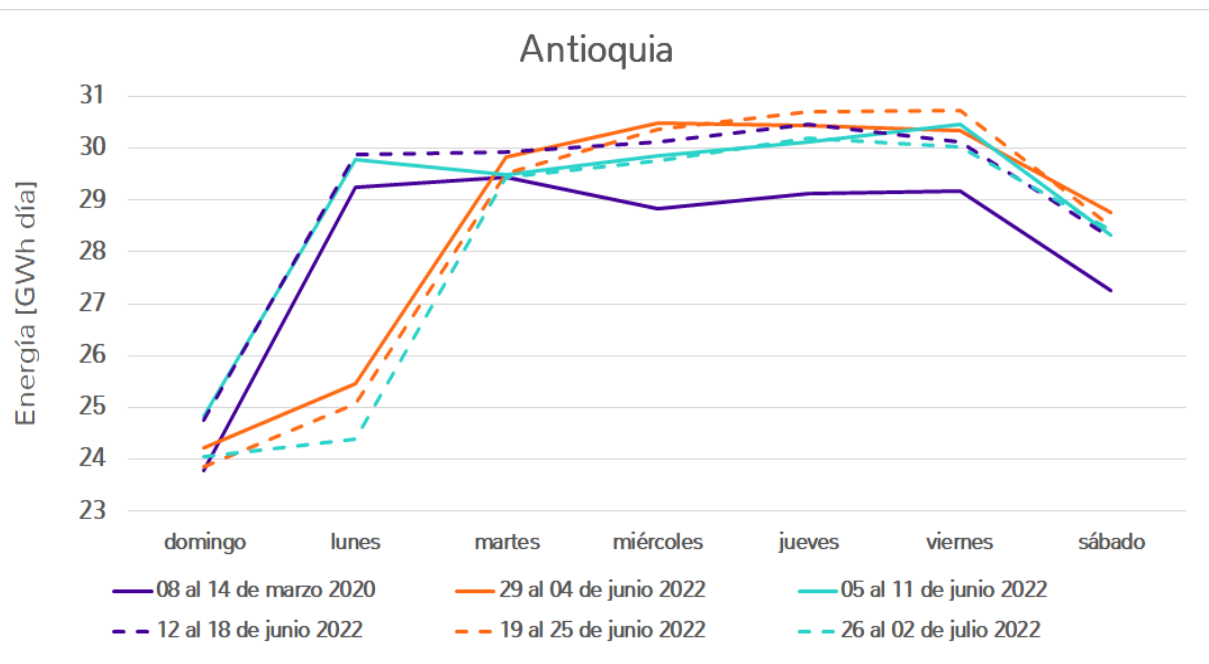
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 3.1 % para la semana del 26 de junio al 2 de julio de 2022 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

\*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)





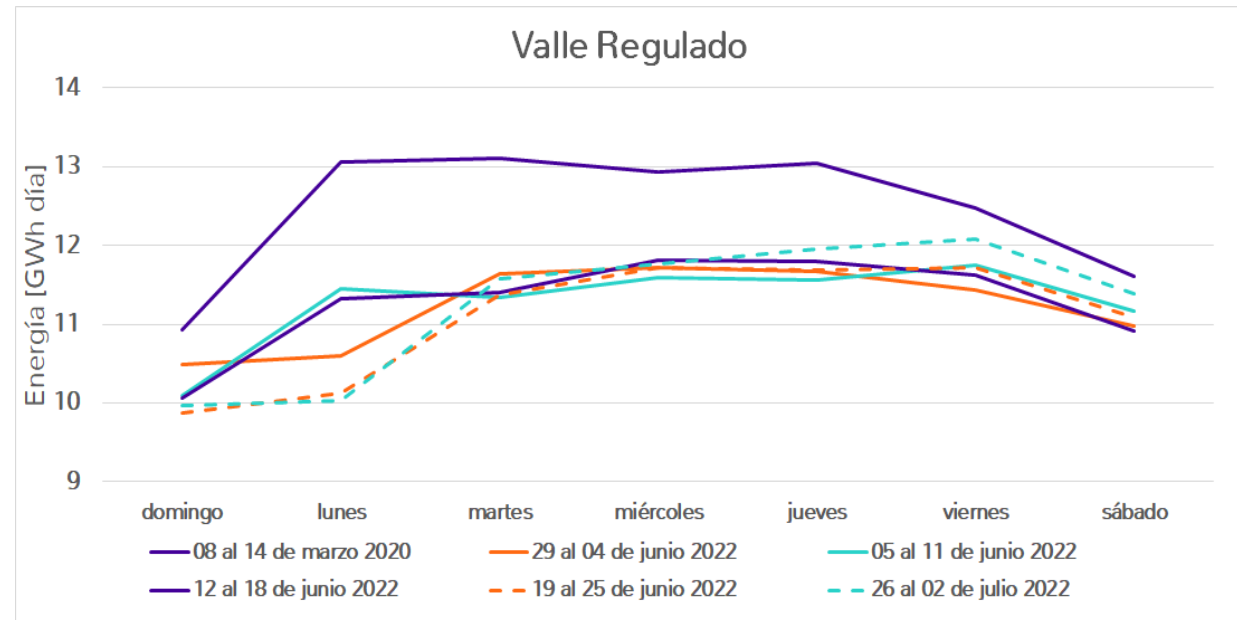
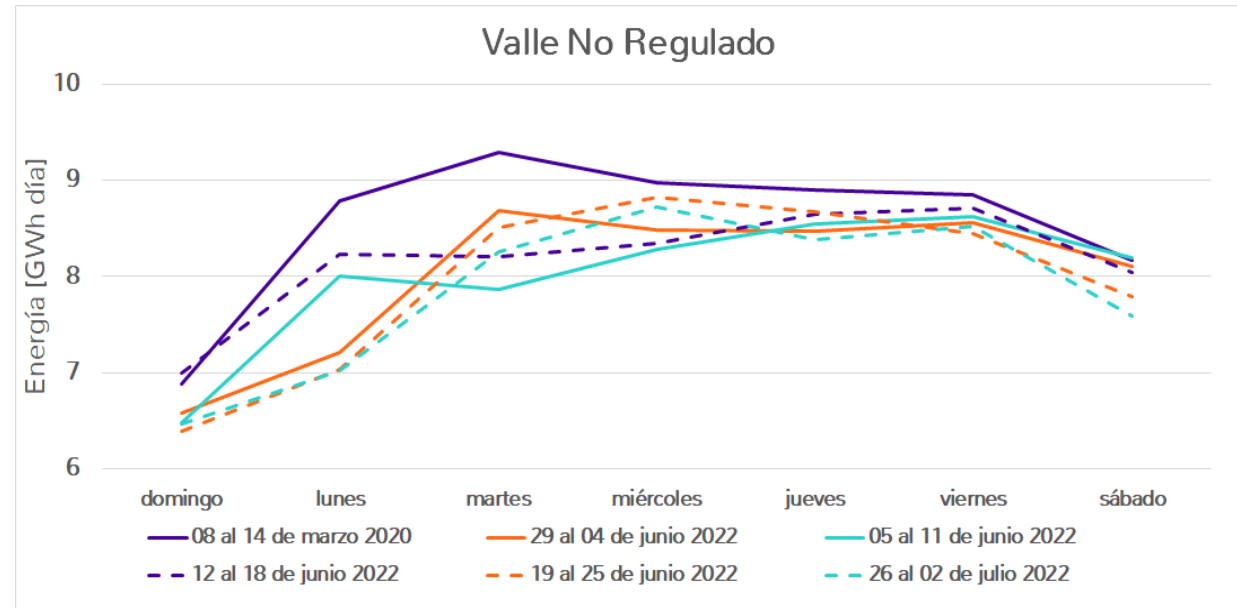
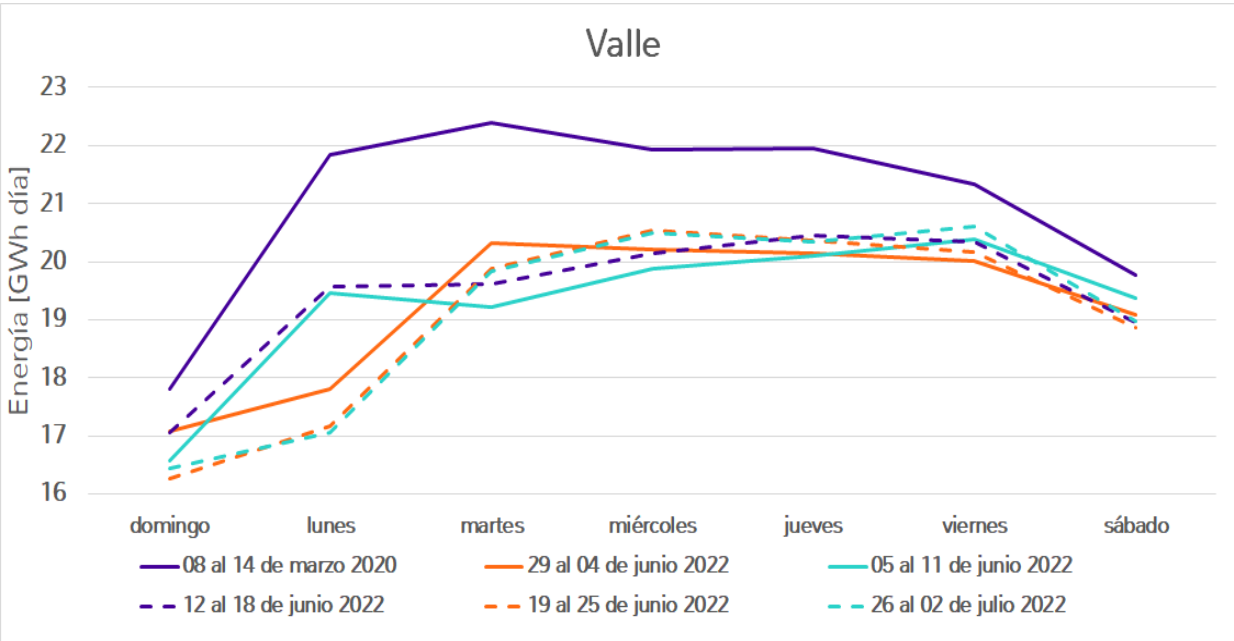
# Antioquia\*



Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 2.6% para la semana del 26 de junio al 2 de julio de 2022 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

\*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

# Valle\*

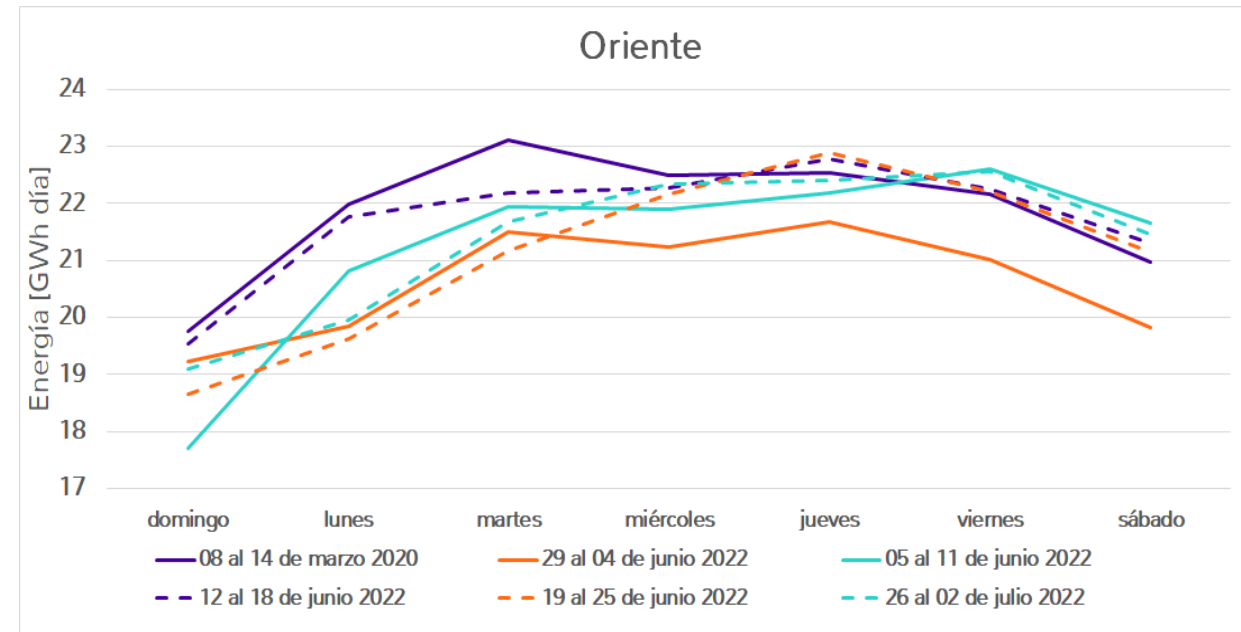


Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 6.6% para la semana del 26 de junio al 2 de julio de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

\*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

# Oriente\*

## Oriente

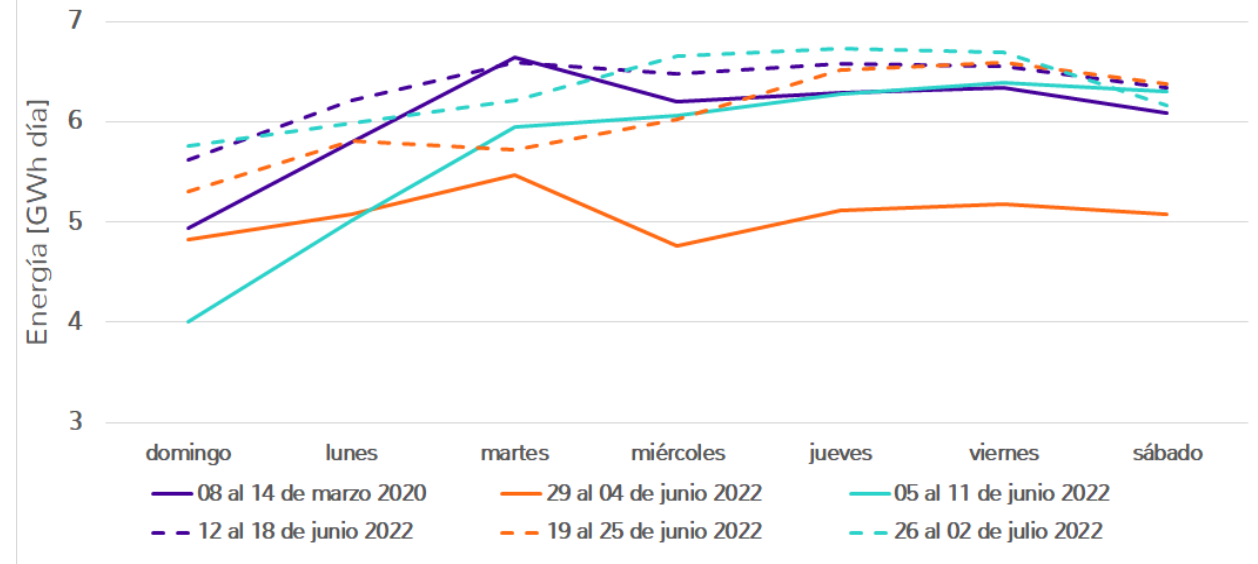


Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

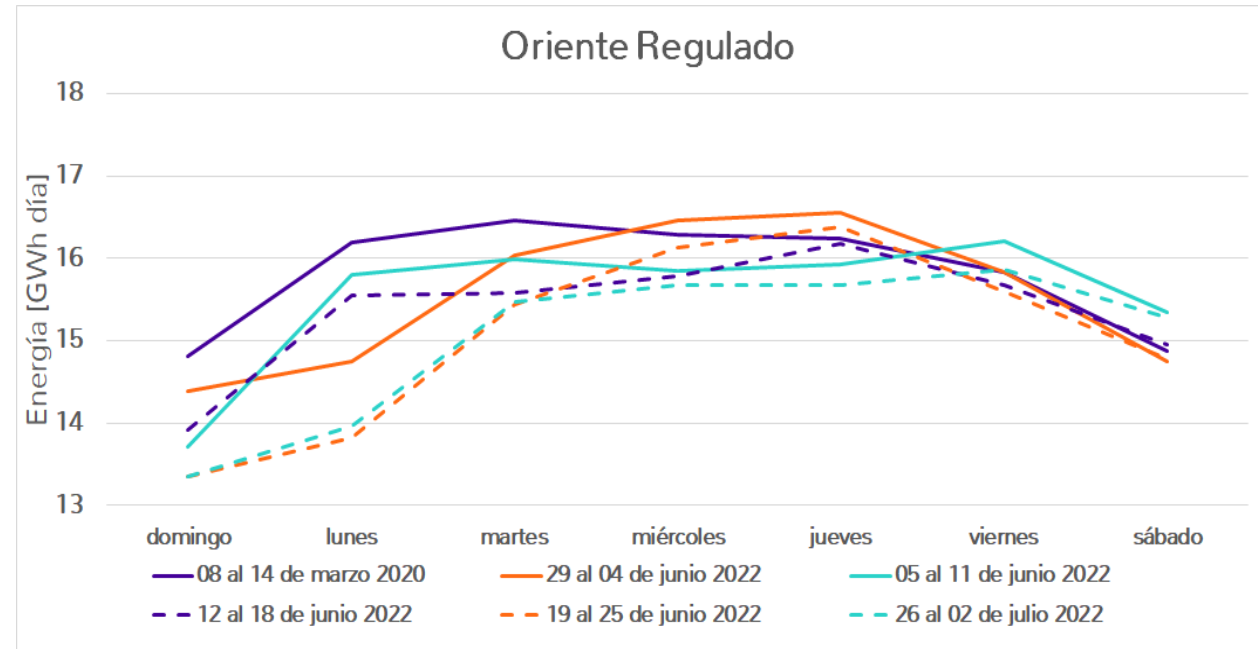
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Oriente en un 0.5% para la semana del 26 de junio al 2 de julio de 2022 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

\*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

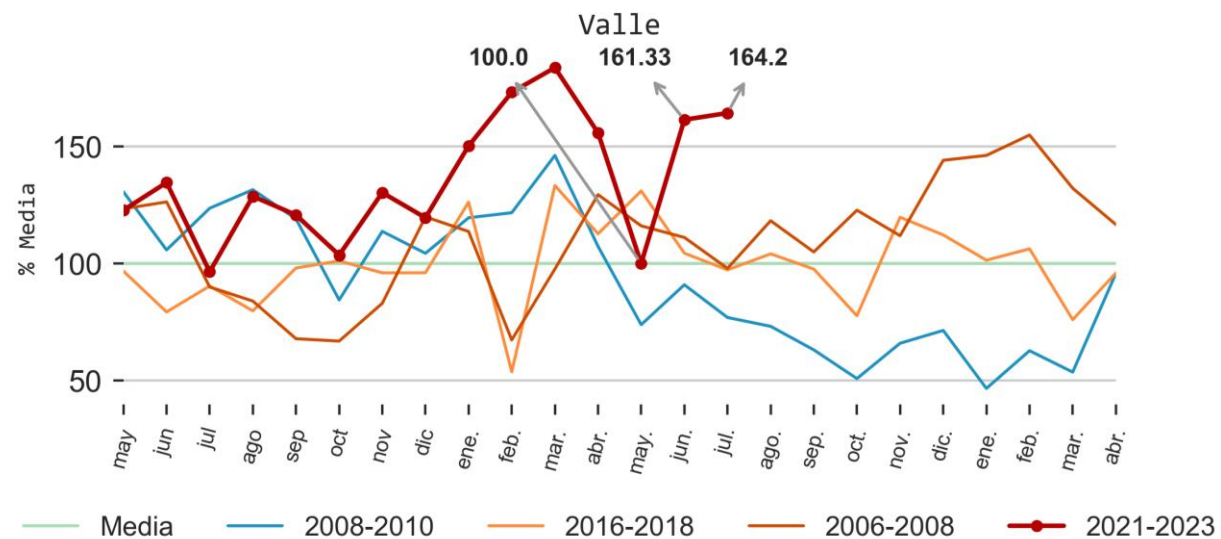
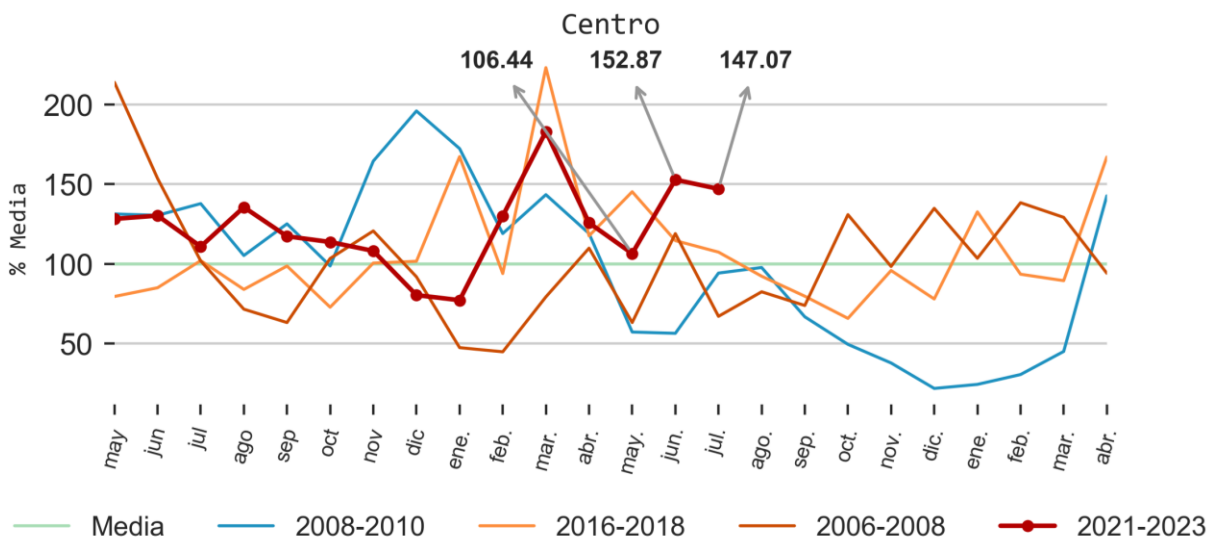
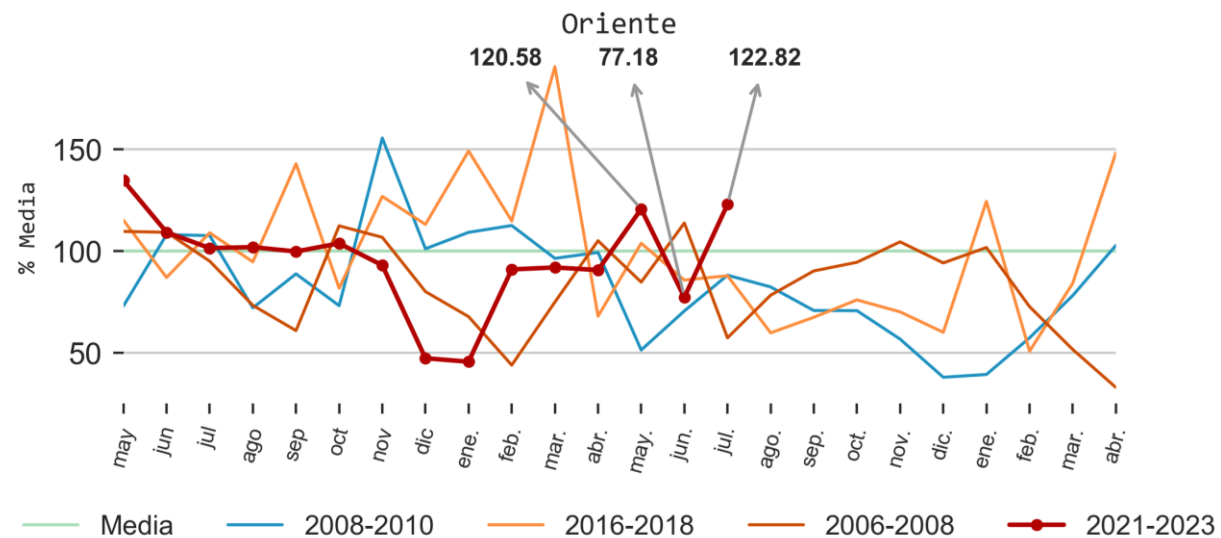
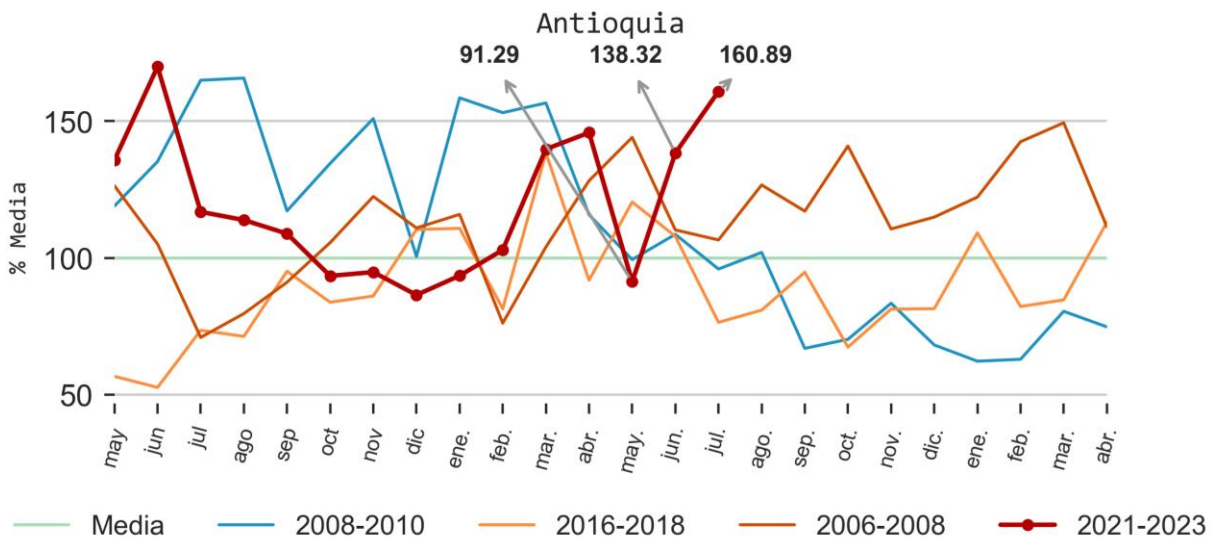
## Oriente No Regulado



## Oriente Regulado



# Aportes por regiones



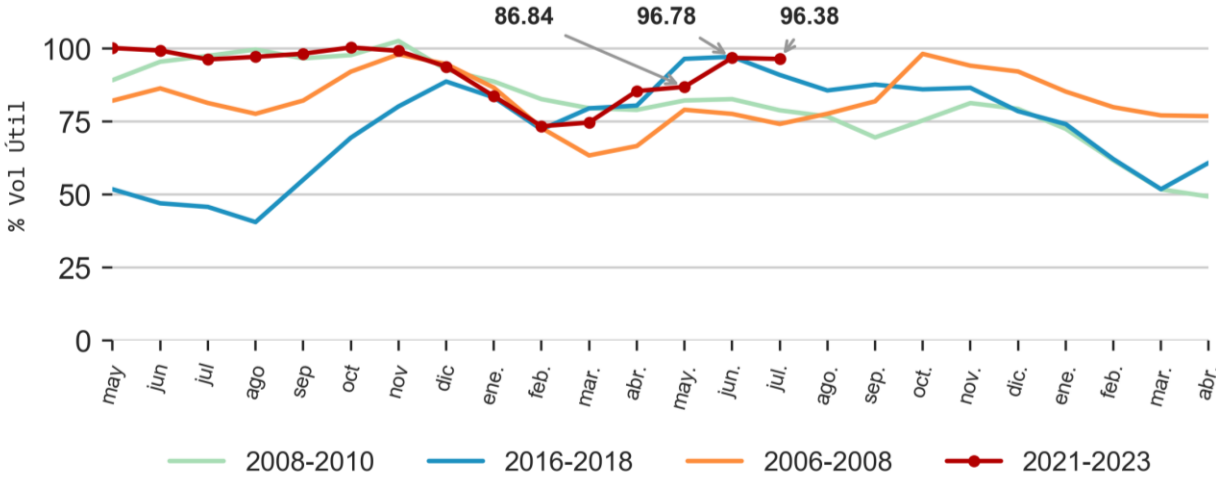
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2022-07-04

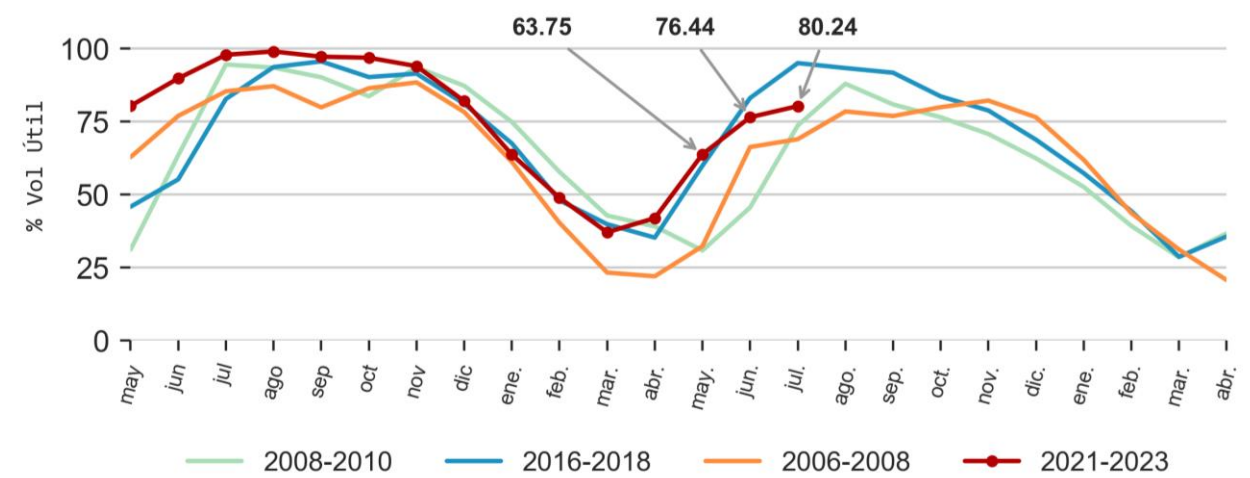
Información actualizada el 2022-07-05

# Evolución de reservas por regiones

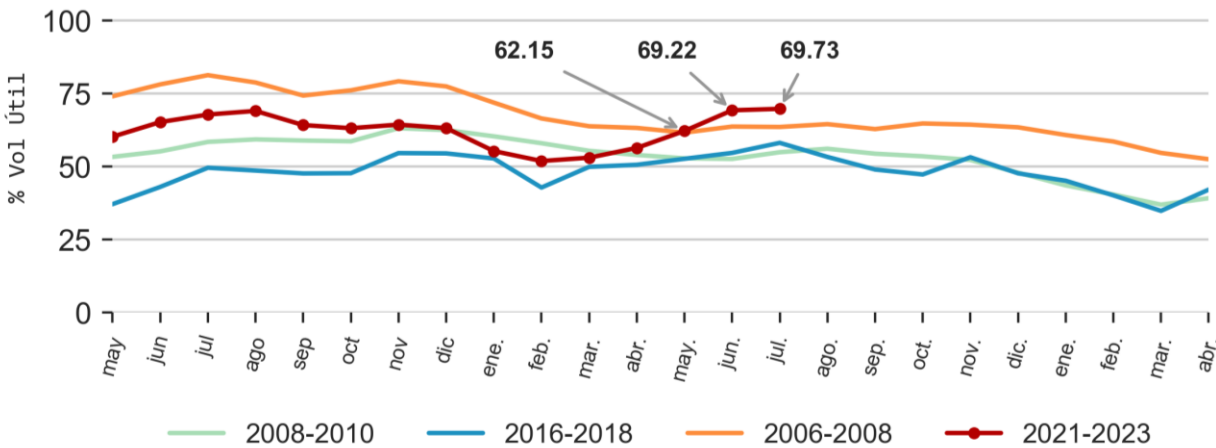
Antioquia



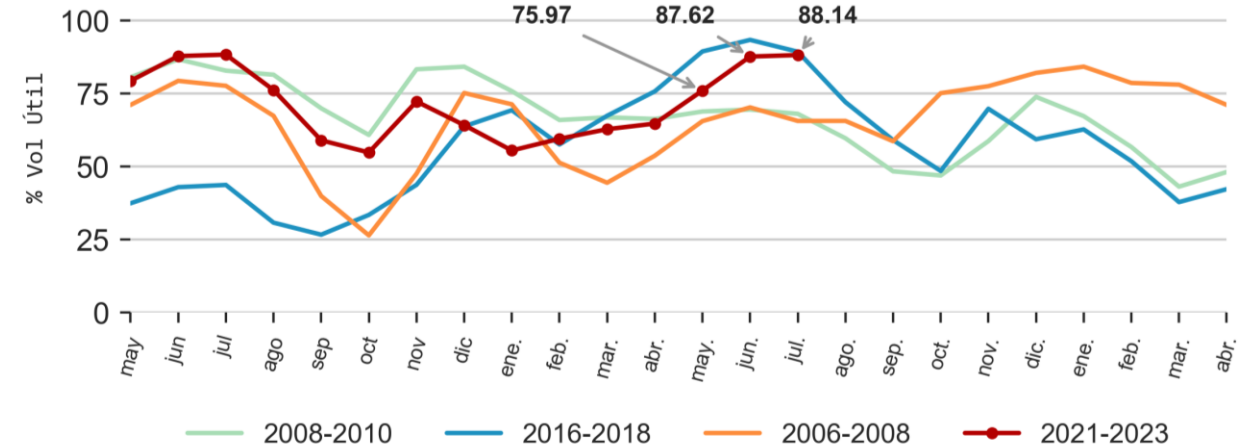
Oriente



Centro



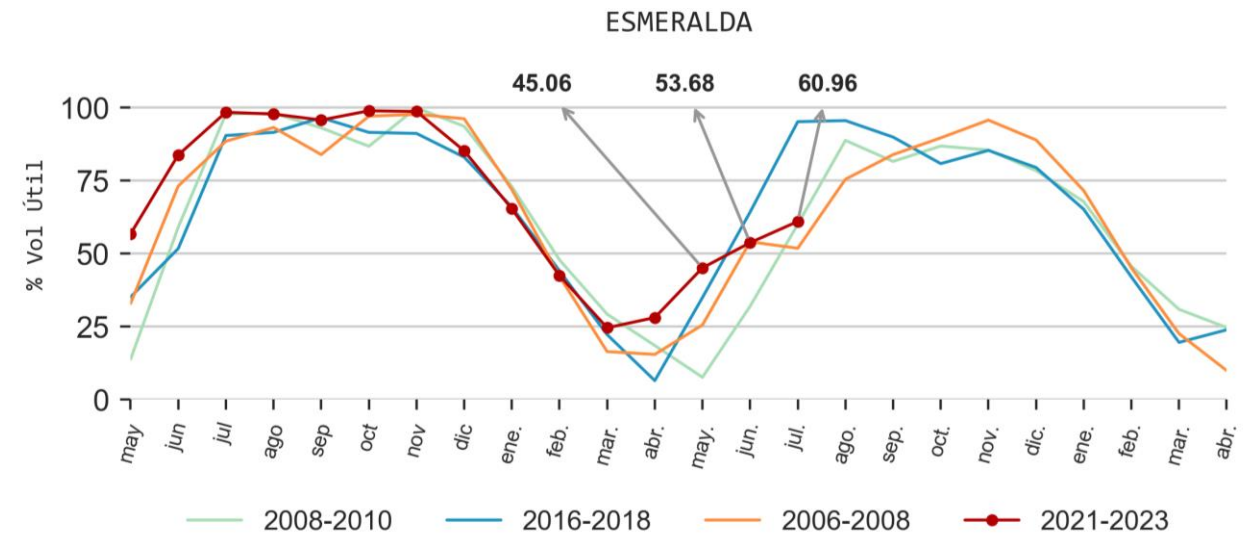
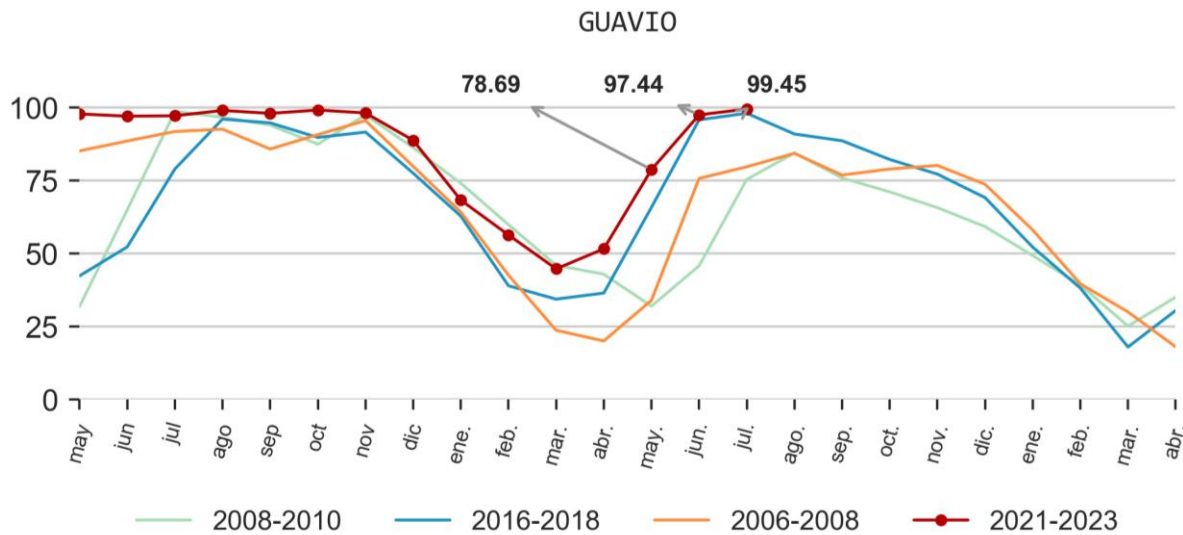
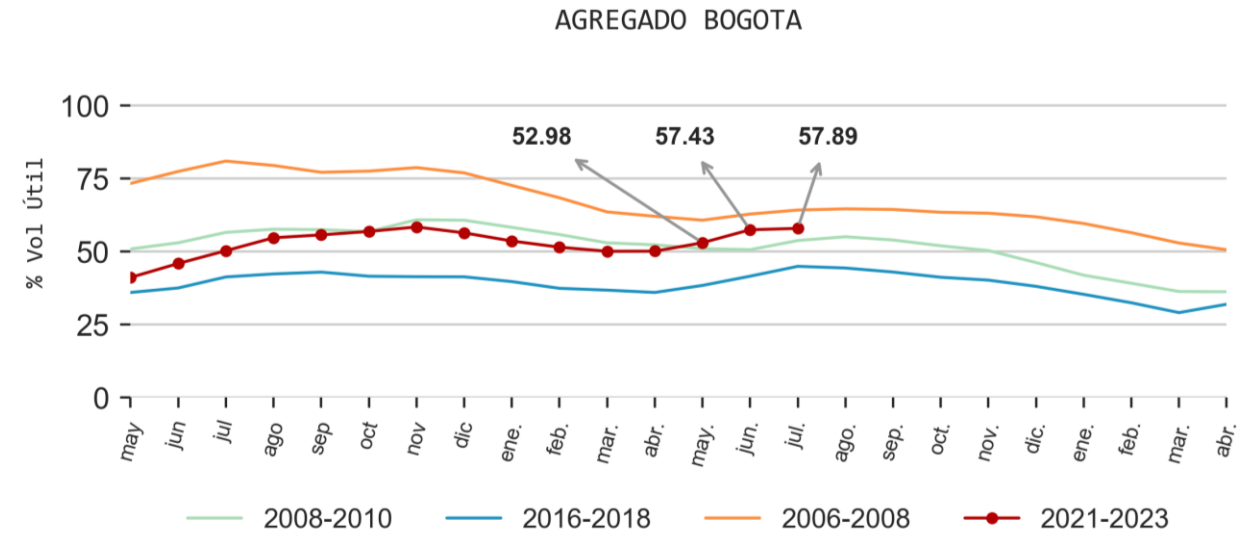
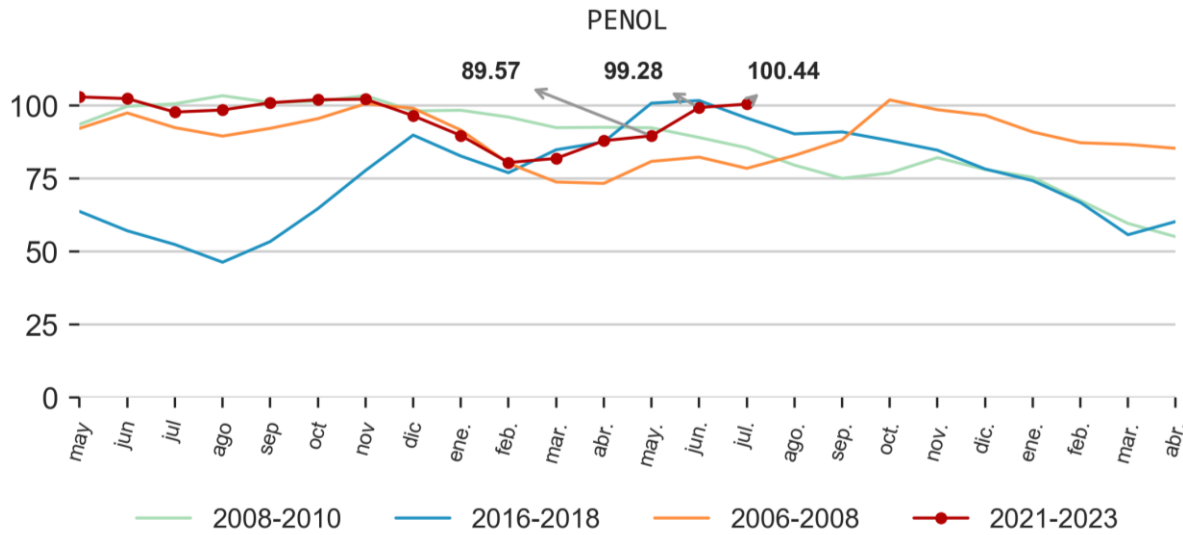
Valle



Información hasta el 2022-07-04

Información actualizada el 2022-07-05

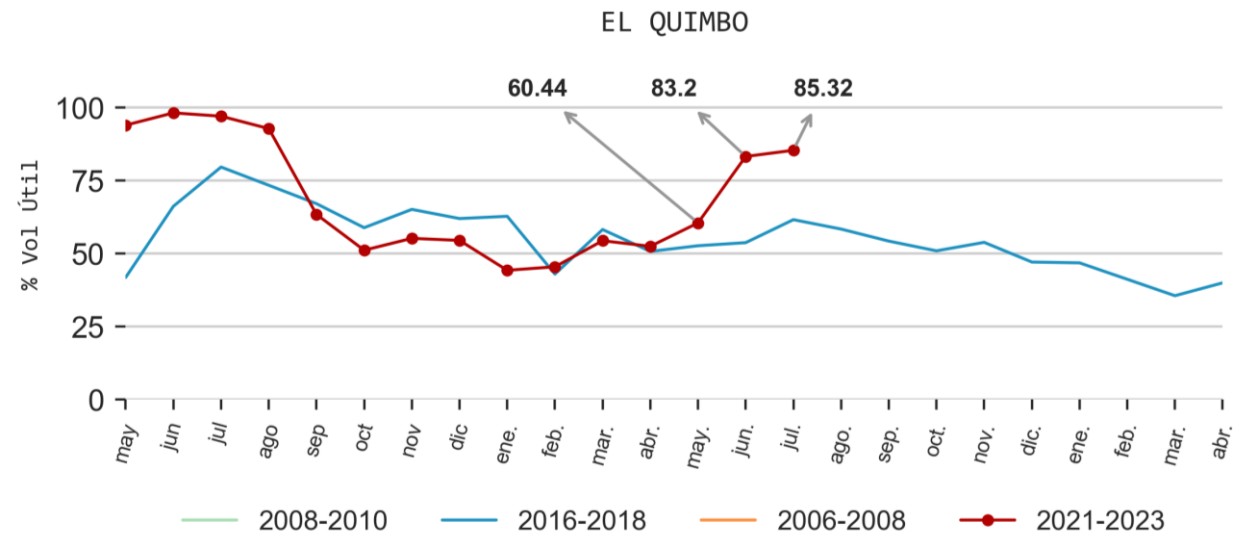
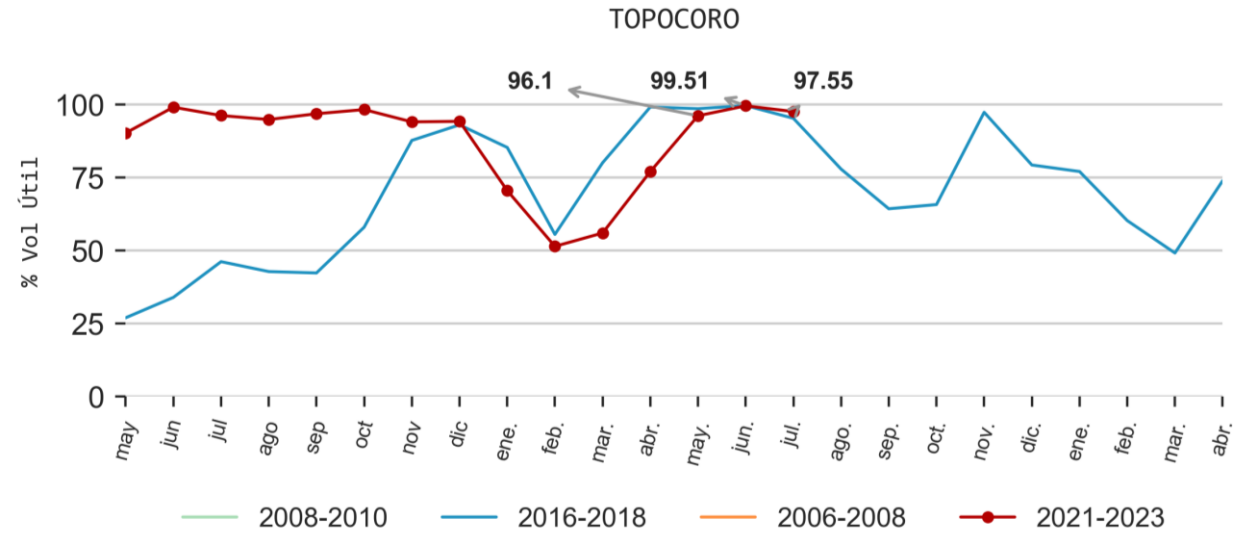
# Evolución de principales embalses



Información hasta el 2022-07-04

Información actualizada el 2022-07-05

# Evolución de principales embalses

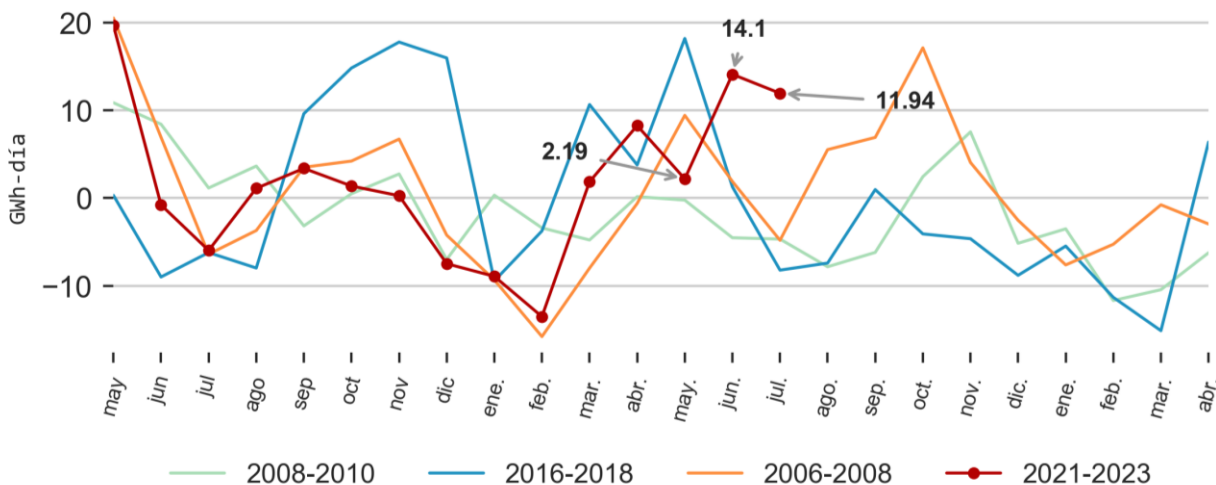


Información hasta el 2022-07-04

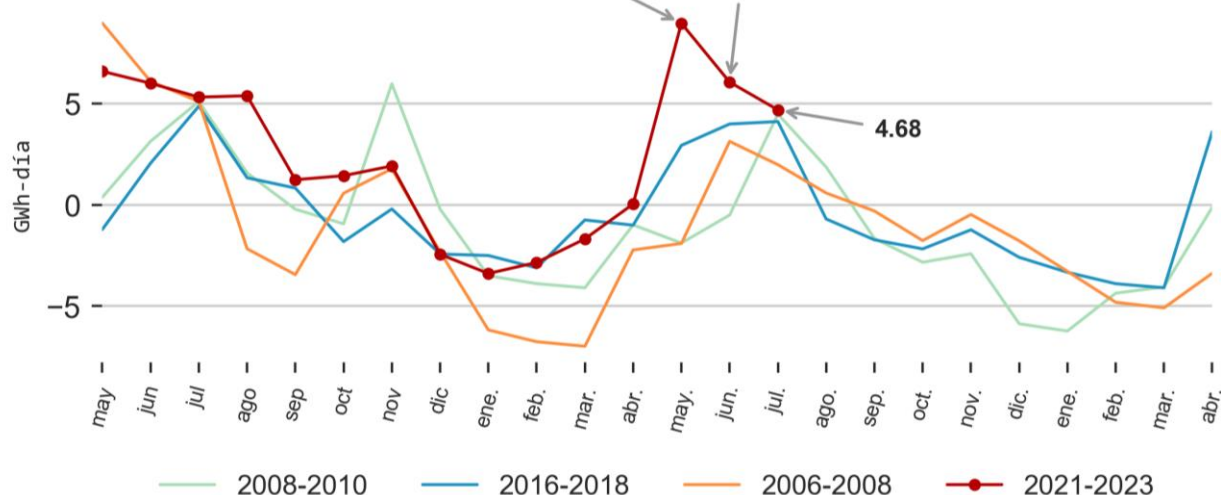
Información actualizada el 2022-07-05

# Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

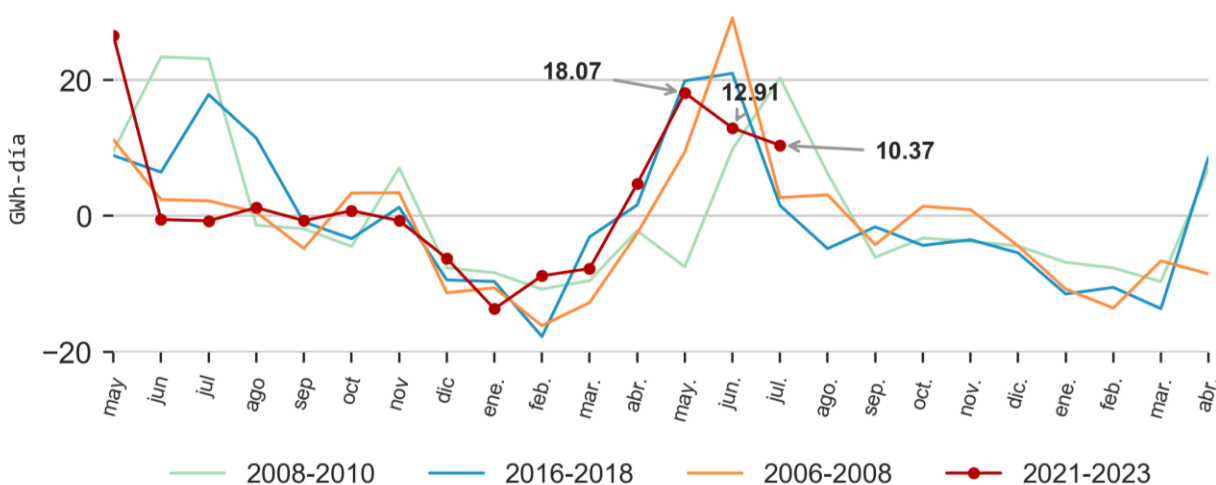
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



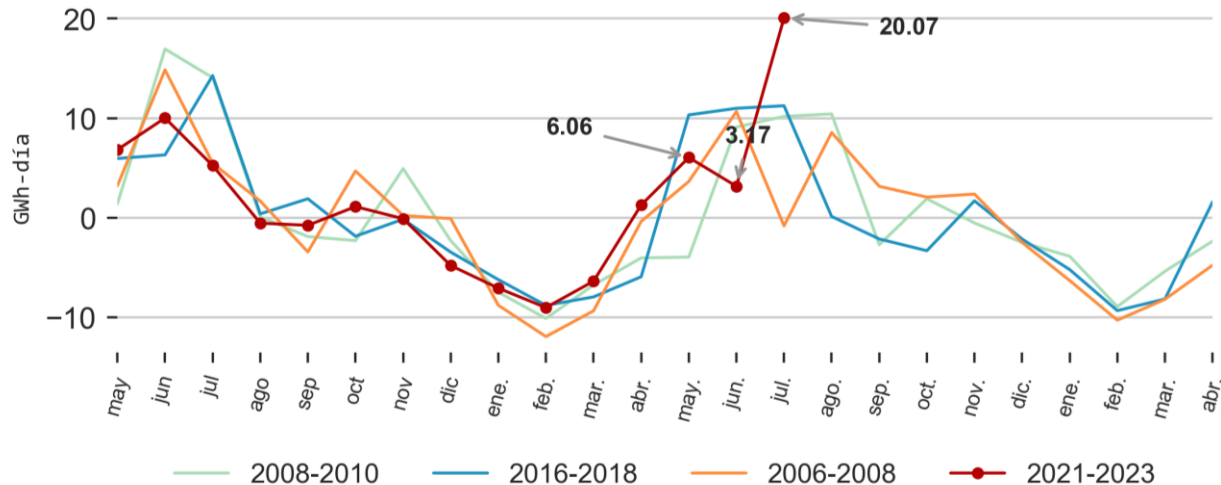
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio

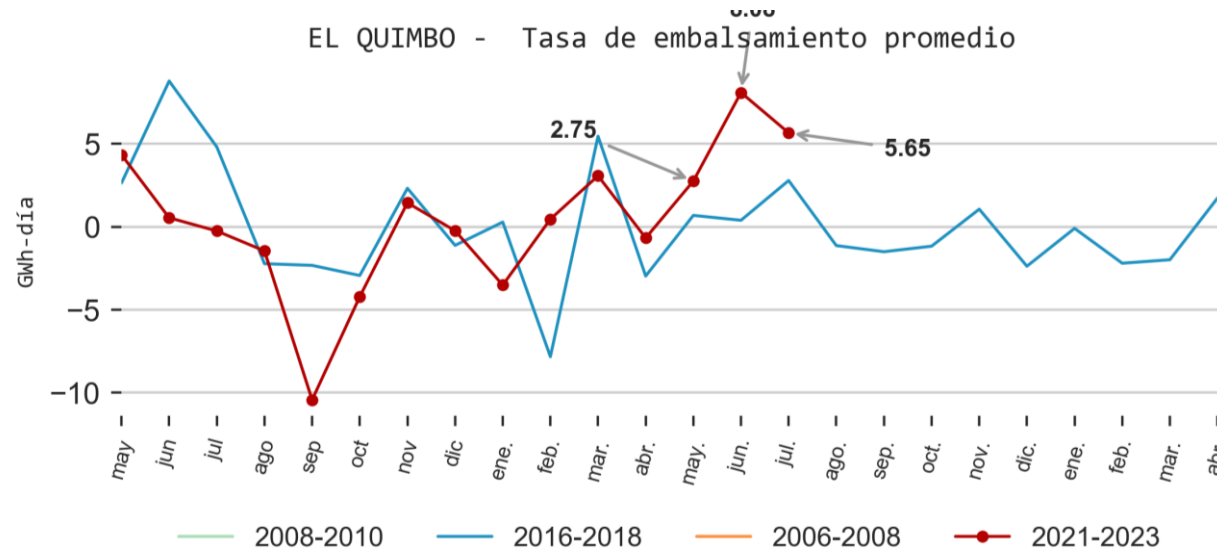
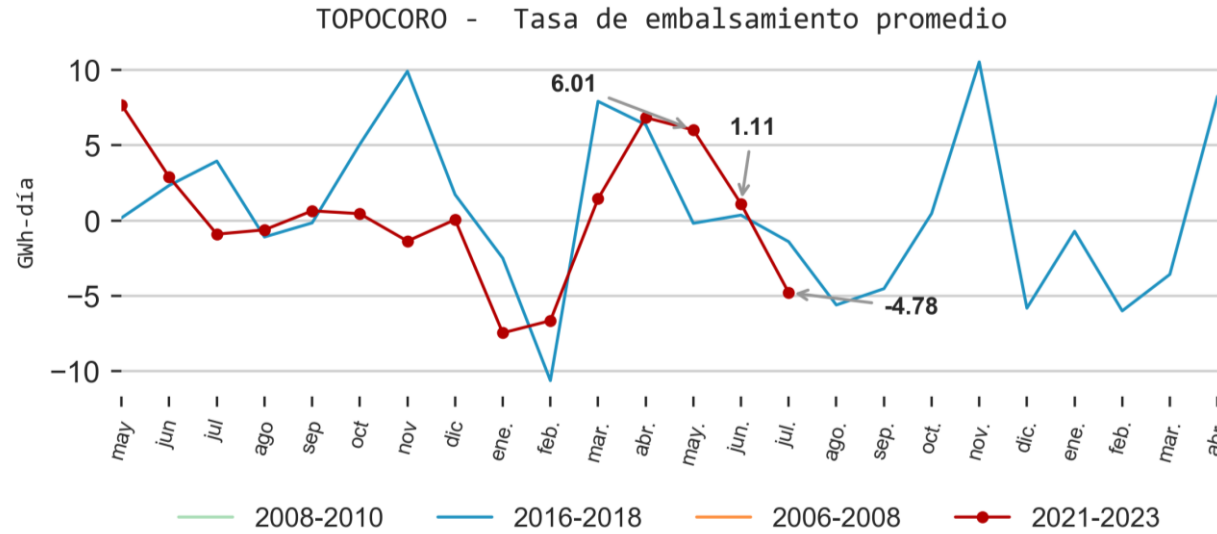


Información hasta el 2022-07-04

Información actualizada el 2022-07-05



# Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses



Información hasta el 2022-07-04  
 Información actualizada el 2022-07-05

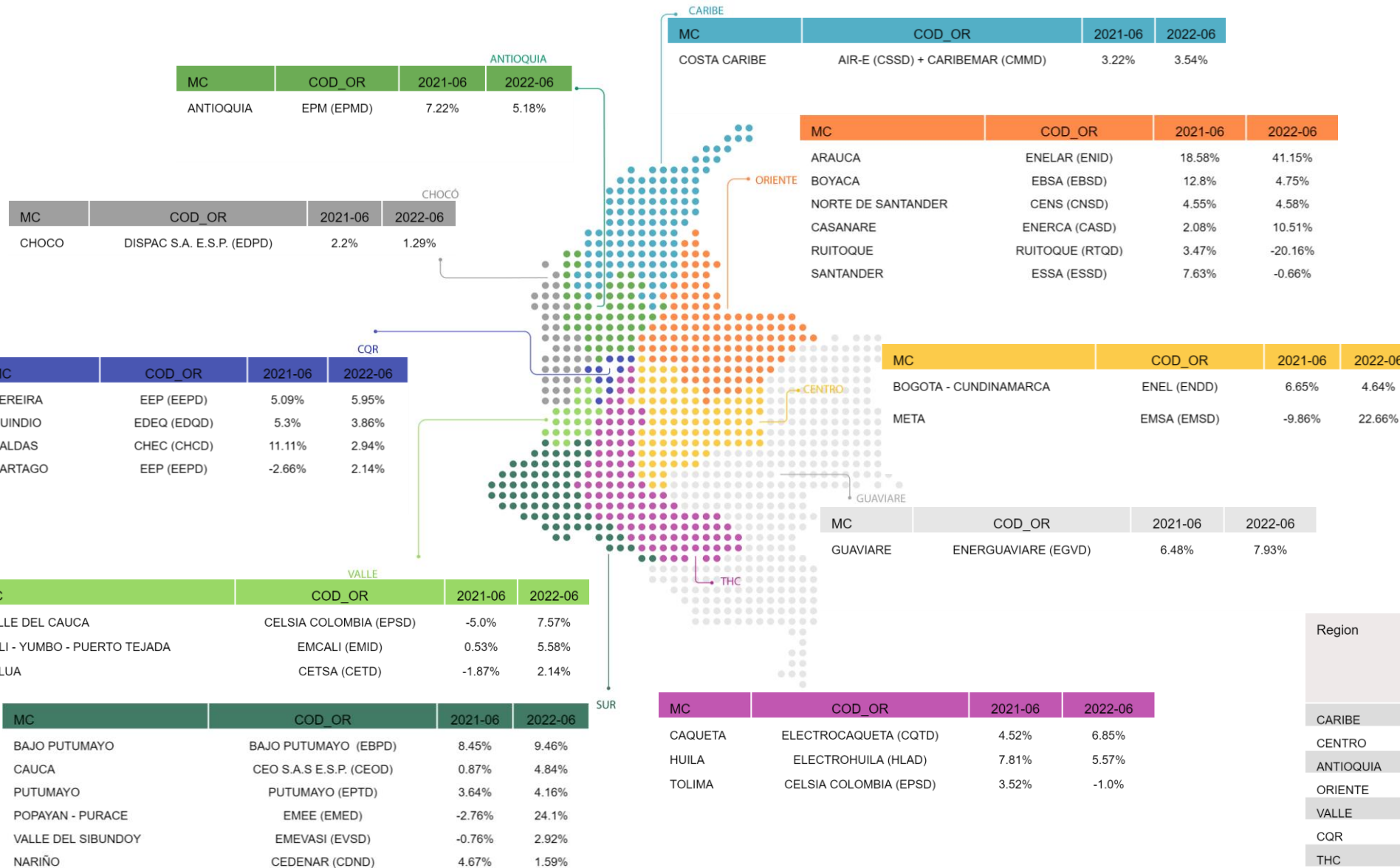
# Causas de los cambios de la capacidad efectiva neta en el SIN



Fecha	Agente Representante	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior(MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2022-06-07	PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P. - GENERADOR	FLORES 4 CC	Combustible fosil	Gas	DC	450	445	-5	Se actualizan CEN/HR según Acuerdo CNO 1566
2022-06-11	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - GENERADOR	AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	Solar	Fotovoltaica	ND		4.99		Declarado en operación por CELSIA COLOMBIA S.A.S. E.S.P. a partir del 11/06/22. Proyecto PROG03036

Se considera los cambios de capacidad efectiva neta desde el 01-jun.-2022 hasta el 30-jun.-2022

# Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta junio 2022



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

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

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

Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-06	Demanda Comercial [GWh] 2022-06	Variación 2021-06	Variación 2022-06
CARIBE	9913.36	10267.43	3.22%	3.54%
CENTRO	8649.91	9251.4	4.32%	6.84%
ANTIOQUIA	4976.62	5239.26	7.22%	5.18%
ORIENTE	4751.05	5031.2	8.81%	5.85%
VALLE	3277.34	3484.8	-1.68%	6.2%
COR	1510.75	1567.97	7.81%	3.69%
THC	1474.27	1509.83	5.28%	2.36%
SUR	1009.95	1047.9	2.79%	3.67%
CHOCO	127.87	129.54	2.2%	1.29%
GUAVIARE	33.98	36.7	6.48%	7.93%

Información hasta el 2022-06-30

Información actualizada el 2022-07-05

**GRACIAS**

