

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-010
Jueves, 2 de Junio de 2022



Contenido

1

Variables del SIN

Demanda SIN
Hidrología
Generación
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo

3

Situación Operativa

Medidas para segunda vuelta de las elecciones presidenciales
Indicadores operación
Posibles atrapamientos plantas futuras
Eventos del Alto Anchicaya
Evento Chinu 2022-0889
Evento Atlántico GCM 2022-0423
Operación DER y FERNC

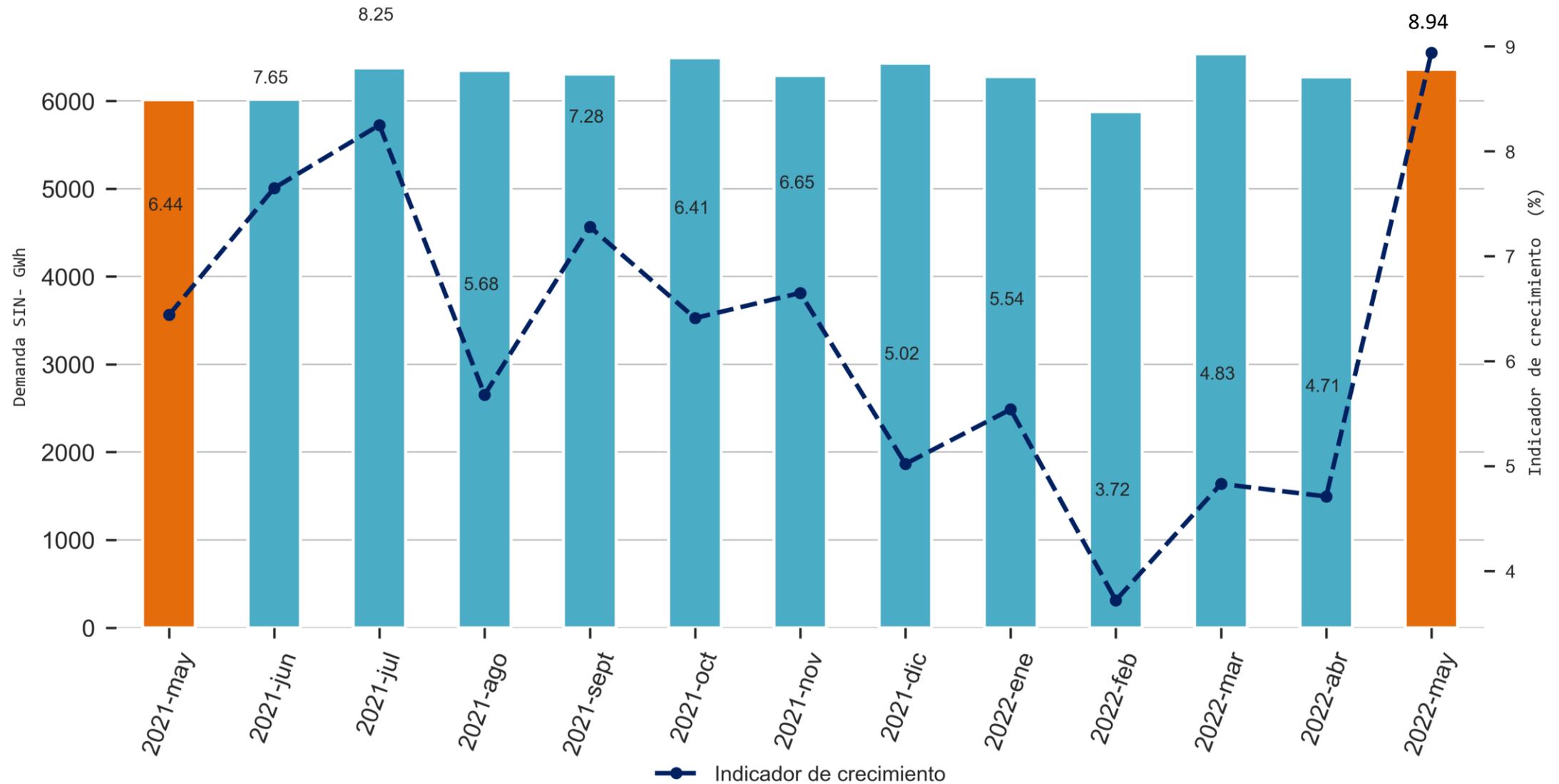
1. Variables del SIN

- Demanda del SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones



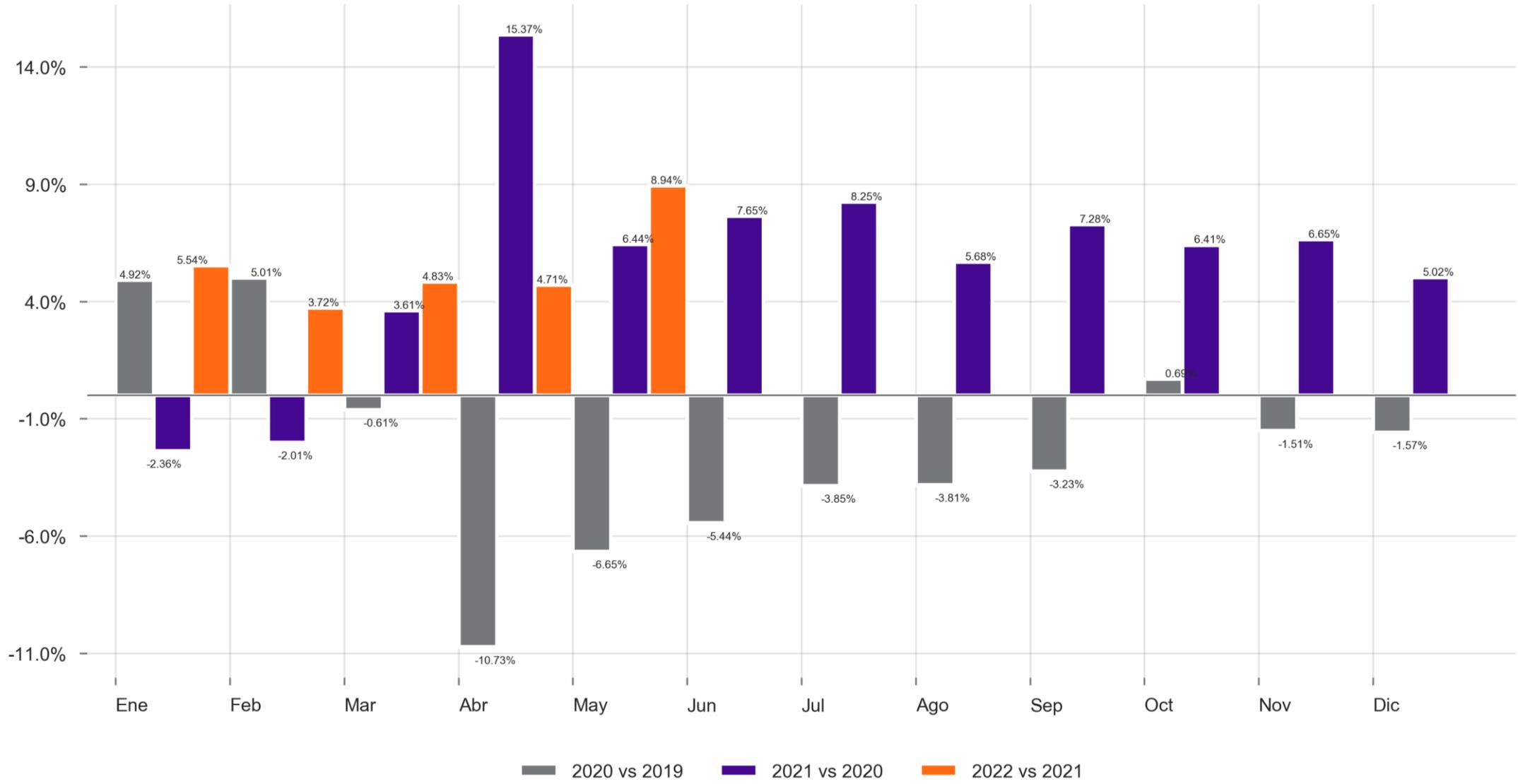
¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



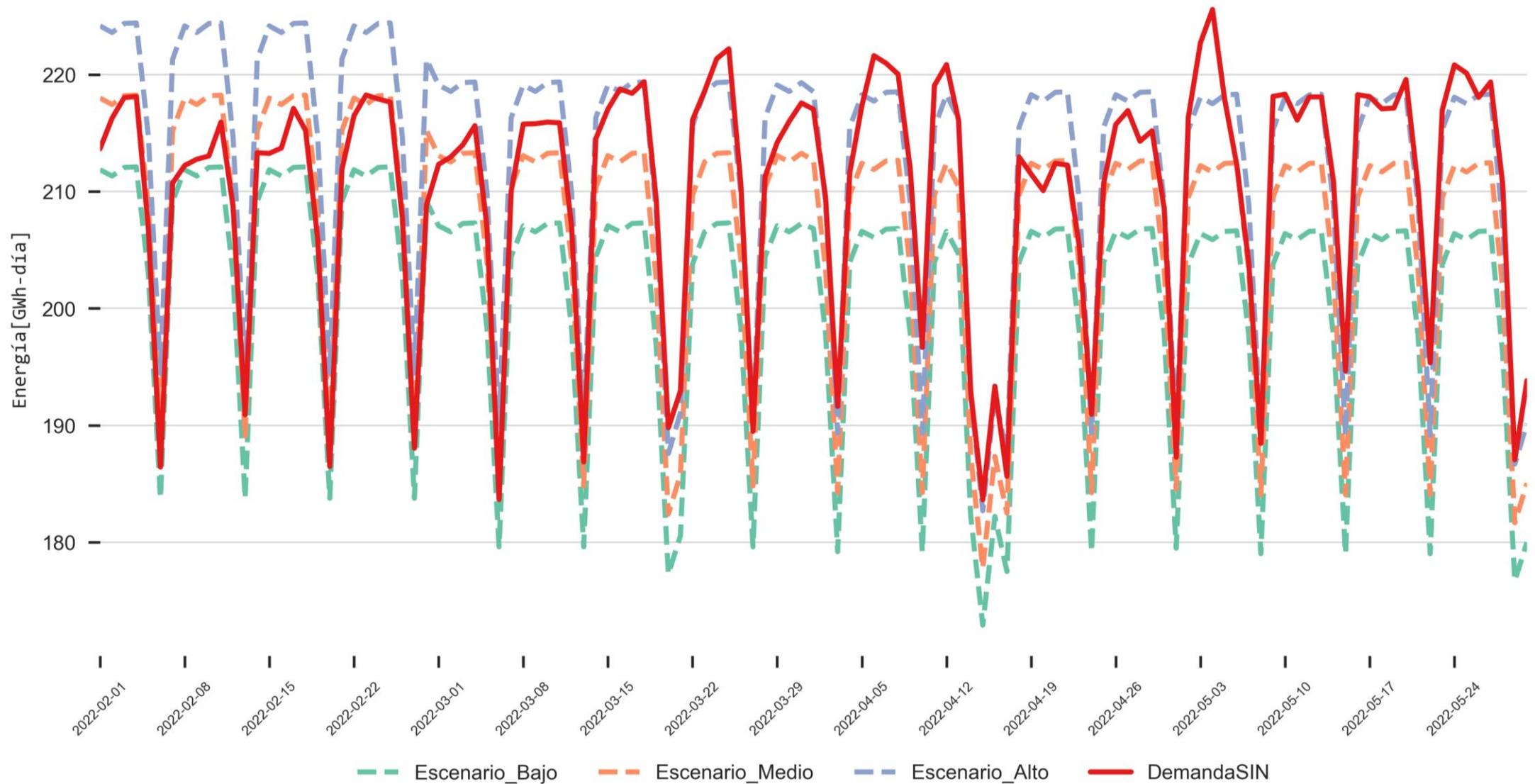
Información hasta el 2022-05-31
Información actualizada el 2022-06-01

Crecimiento Demanda del SIN



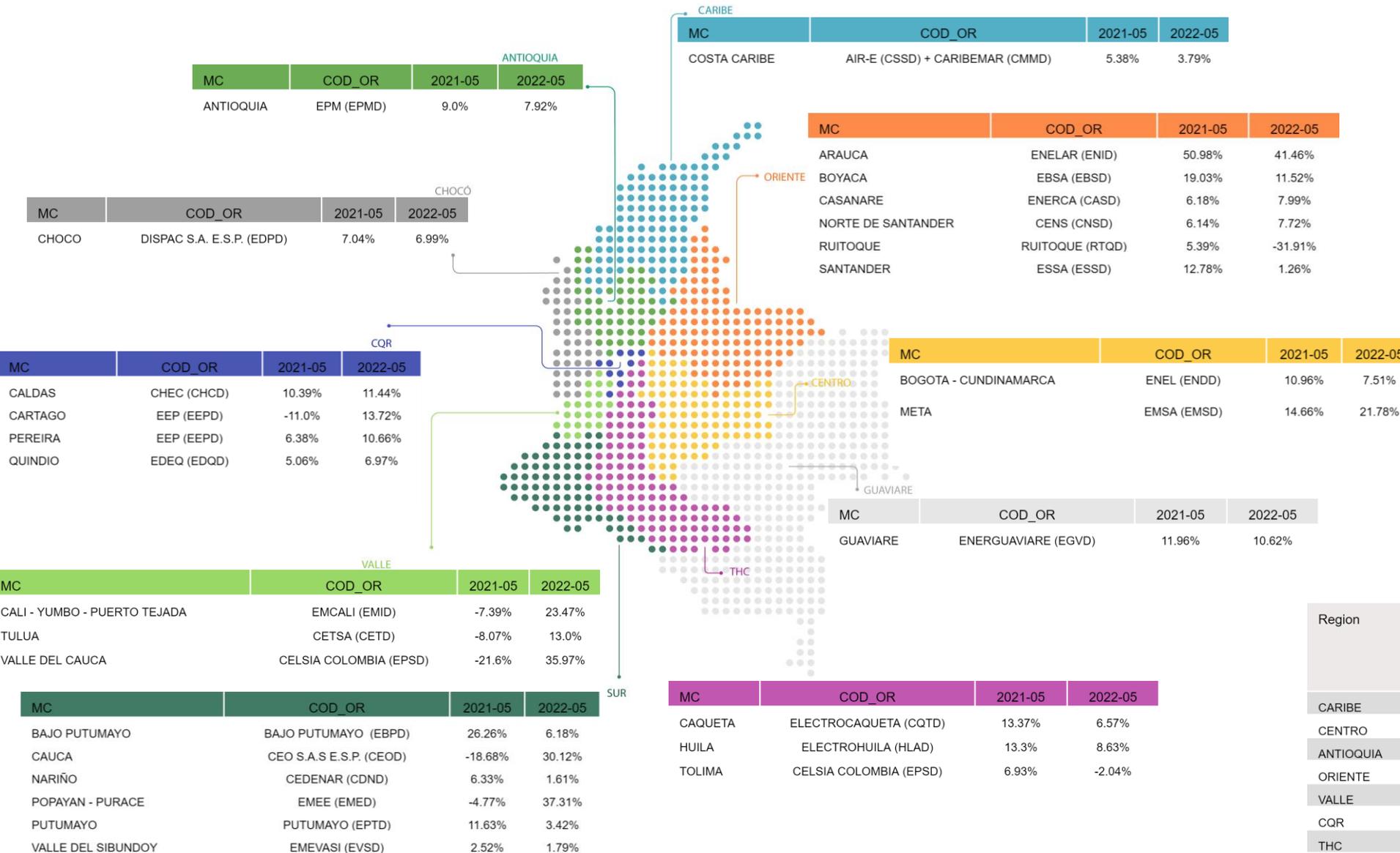
Información hasta el 2022-05-31
Información actualizada el 2022-06-01

Seguimiento Demanda vs Escenarios UPME



Información hasta el 2022-05-30
Información actualizada el 2022-06-01

Demanda comercial de energía del SIN - mayo 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.

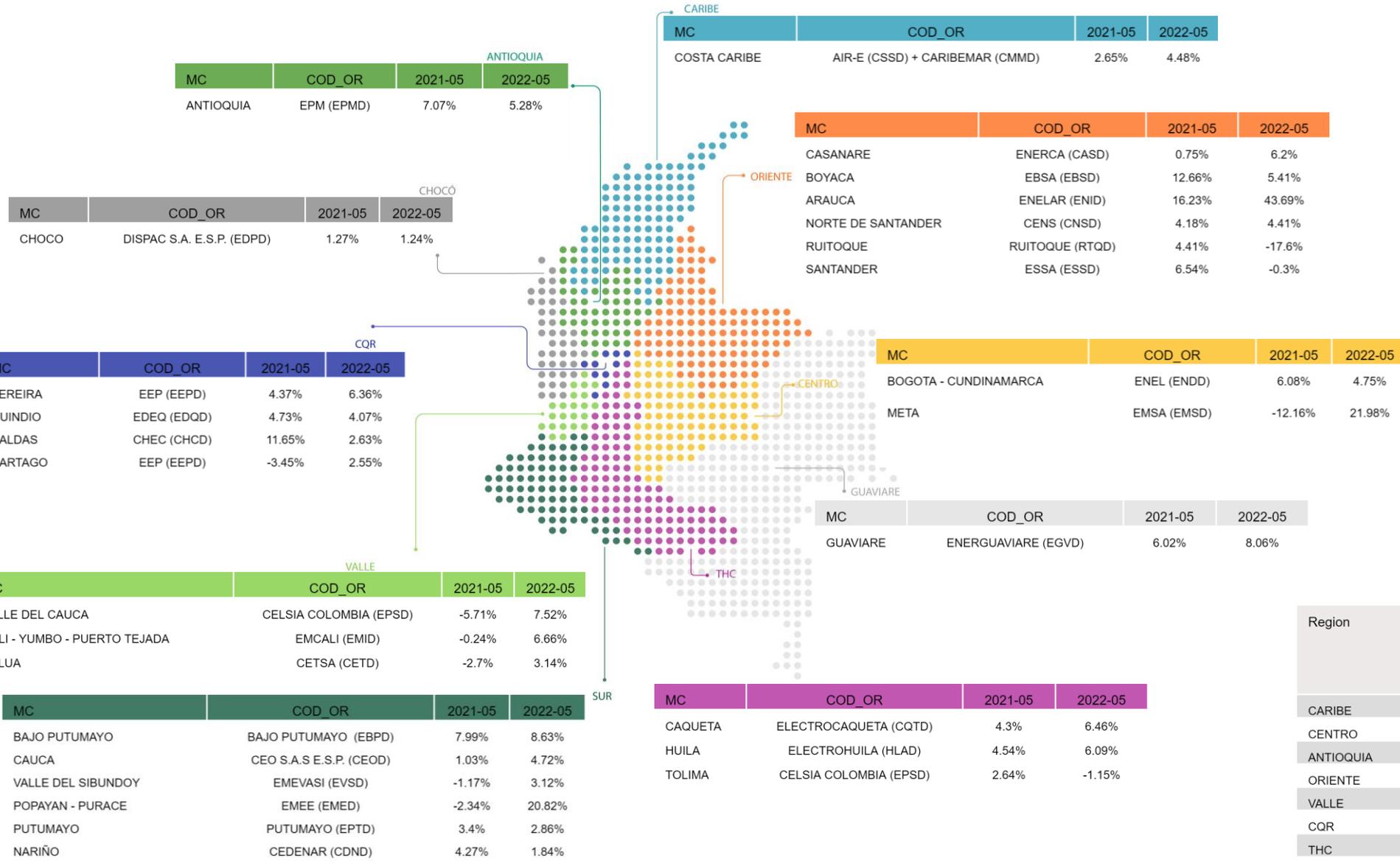
**No considera consumos propios
 ***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-05	Demanda Comercial [GWh] 2022-05	Variación 2021-05	Variación 2022-05
CARIBE	1742.64	1697.54	5.38%	3.79%
CENTRO	1457.31	1503.21	11.4%	9.29%
ANTIOQUIA	839.19	855.67	9.0%	7.92%
ORIENTE	794.25	812.02	14.72%	8.82%
VALLE	477.91	573.62	-12.97%	27.45%
CQR	245.5	255.93	7.0%	10.65%
THC	246.59	238.94	9.99%	3.04%
SUR	157.85	170.01	-5.76%	14.59%
CHOCO	22.1	22.11	7.04%	6.99%
GUAVIARE	5.56	5.77	11.96%	10.62%

Información hasta el 2022-05-29

Información actualizada el 2022-06-01

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta mayo 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.

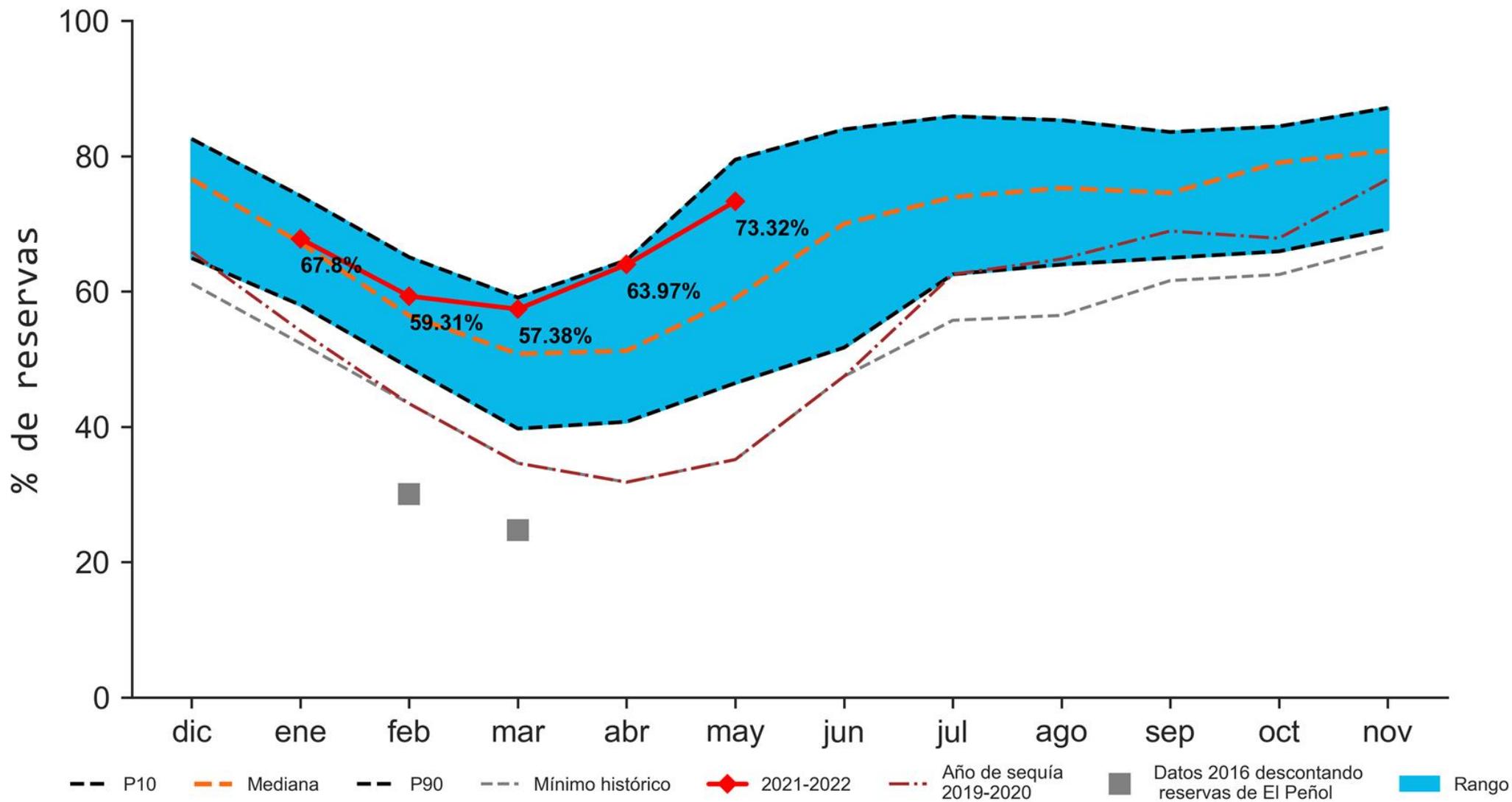
**No considera consumos propios
 ***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-05	Demanda Comercial [GWh] 2022-05	Variación 2021-05	Variación 2022-05
CARIBE	8224.89	8484.48	2.65%	4.48%
CENTRO	7201.69	7608.13	3.44%	6.86%
ANTIOQUIA	4150.86	4319.55	7.07%	5.28%
ORIENTE	3957.9	4143.84	8.02%	6.01%
VALLE	2730.62	2885.11	-2.44%	6.86%
CQR	1260.19	1291.25	7.76%	3.67%
THC	1227.99	1242.6	3.54%	2.45%
SUR	840.72	860.84	2.68%	3.61%
CHOCO	106.73	106.65	1.27%	1.24%
GUAVIARE	28.67	30.6	6.02%	8.06%

Información hasta el 2022-05-29

Información actualizada el 2022-06-01

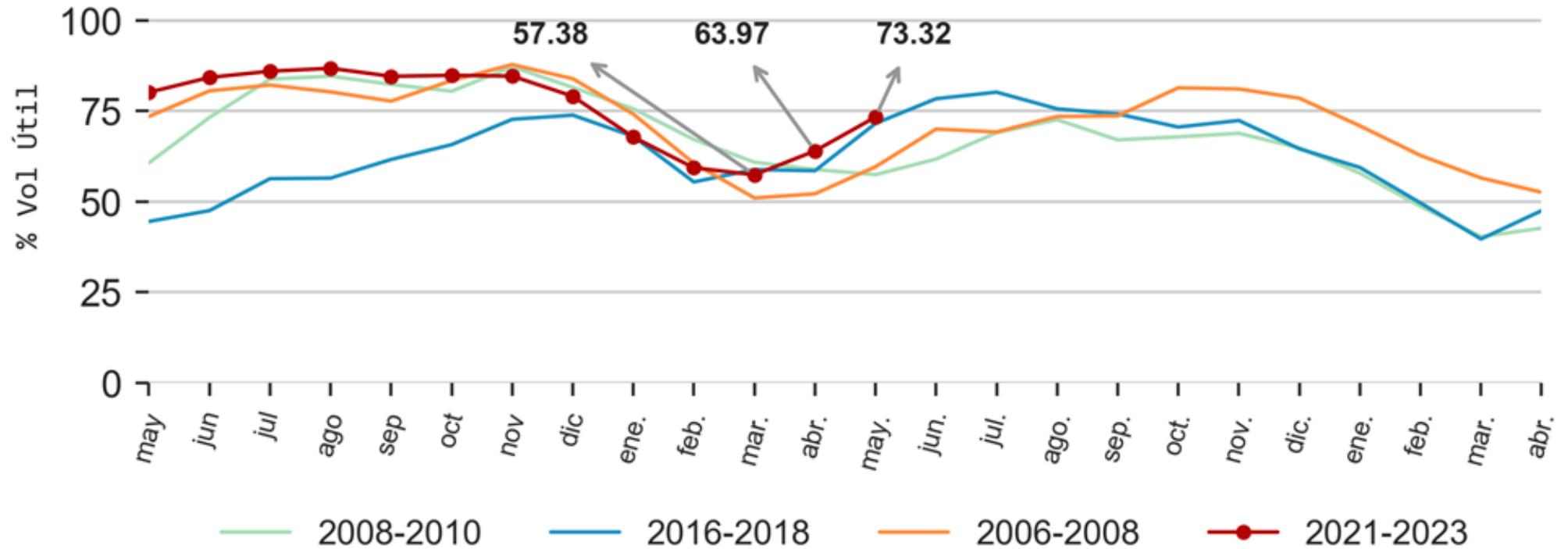
¿Cómo está la situación energética?



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



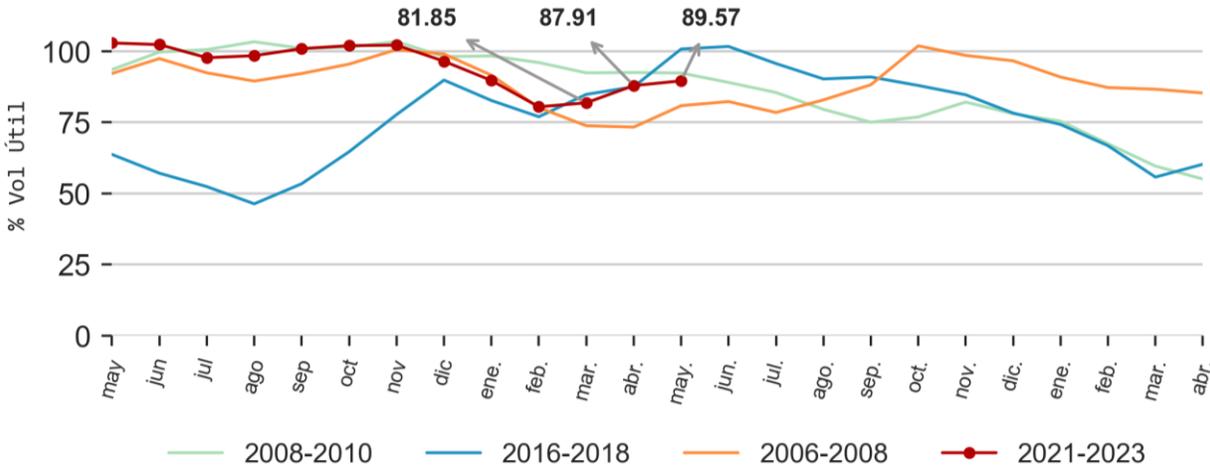
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2022-05-31

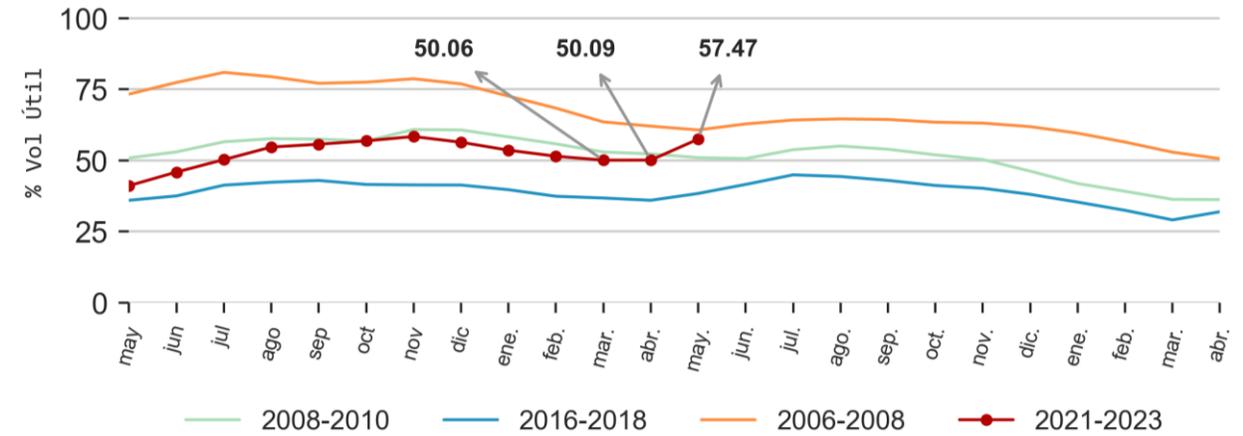
Información actualizada el 2022-06-01

Evolución de principales embalses

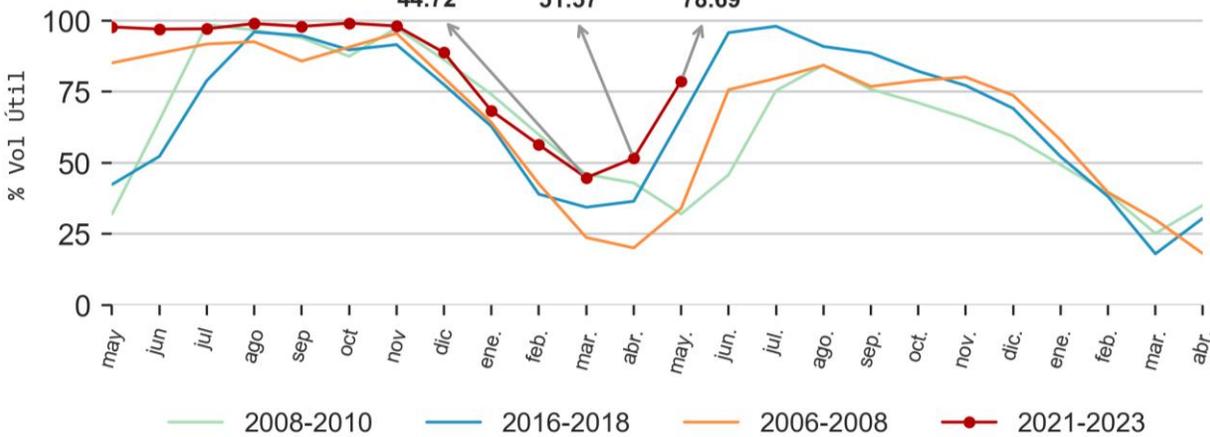
PENOL



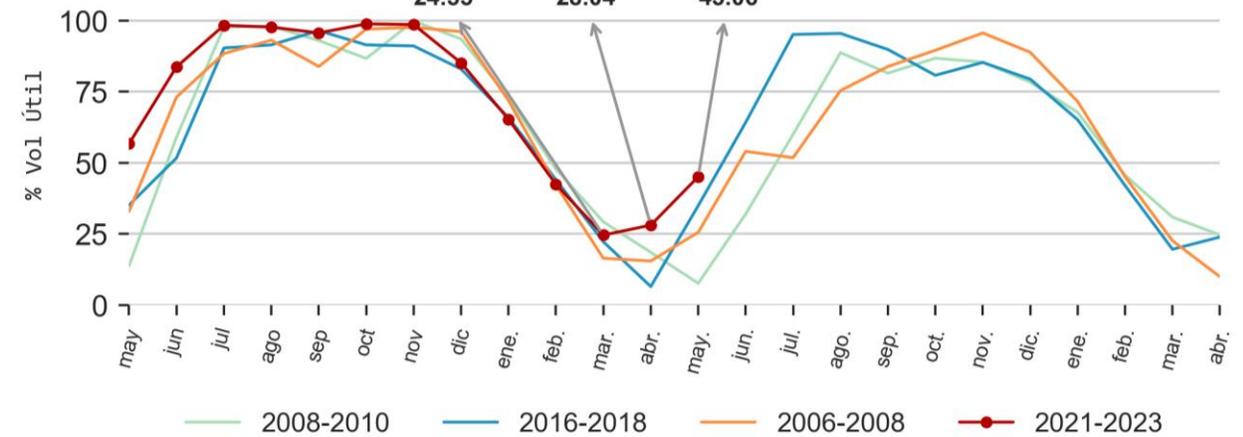
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



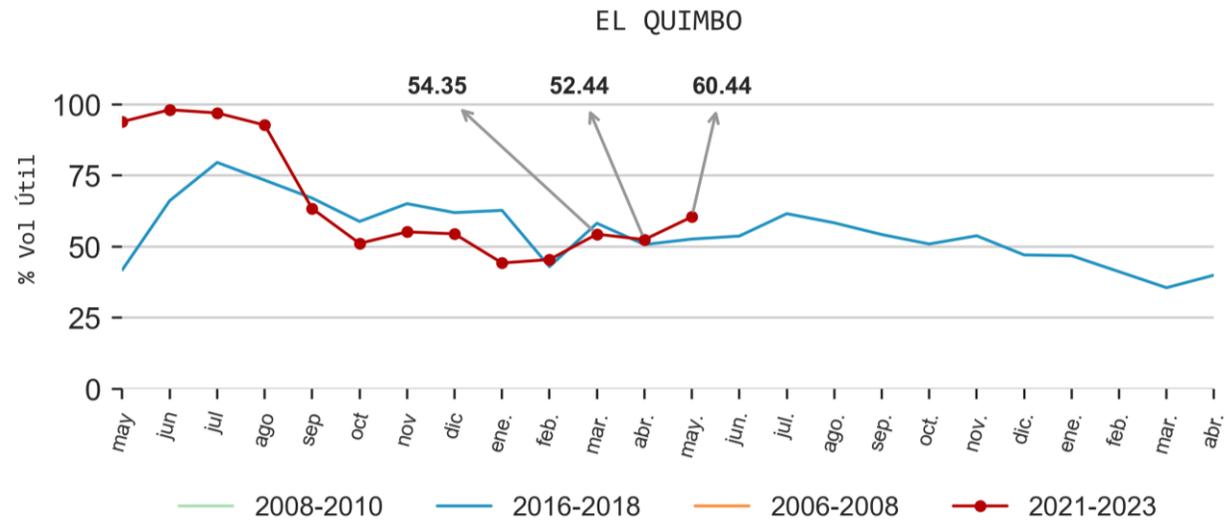
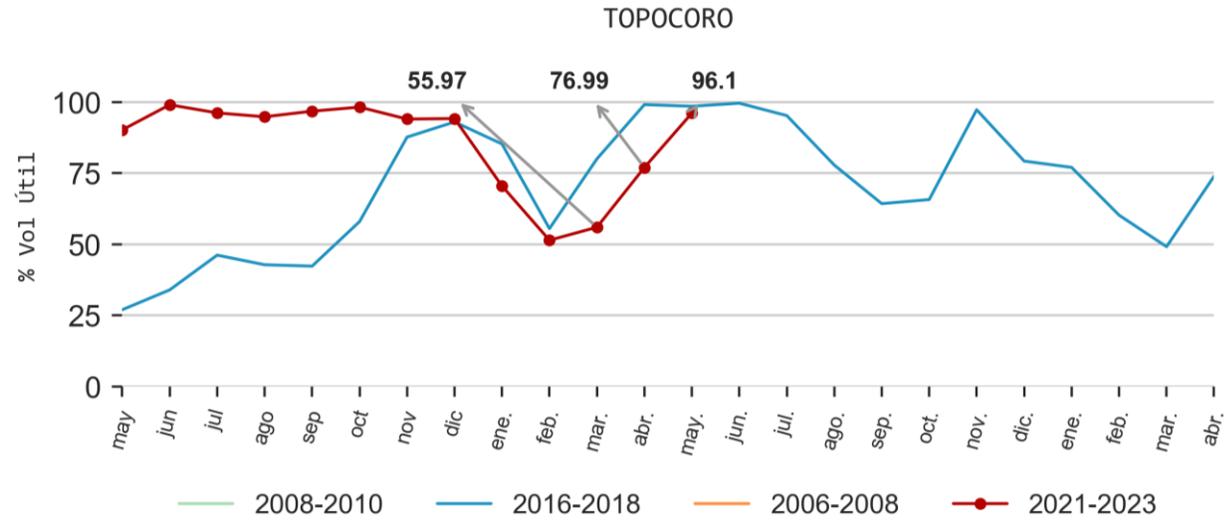
ESMERALDA



Información hasta el 2022-05-31

Información actualizada el 2022-06-01

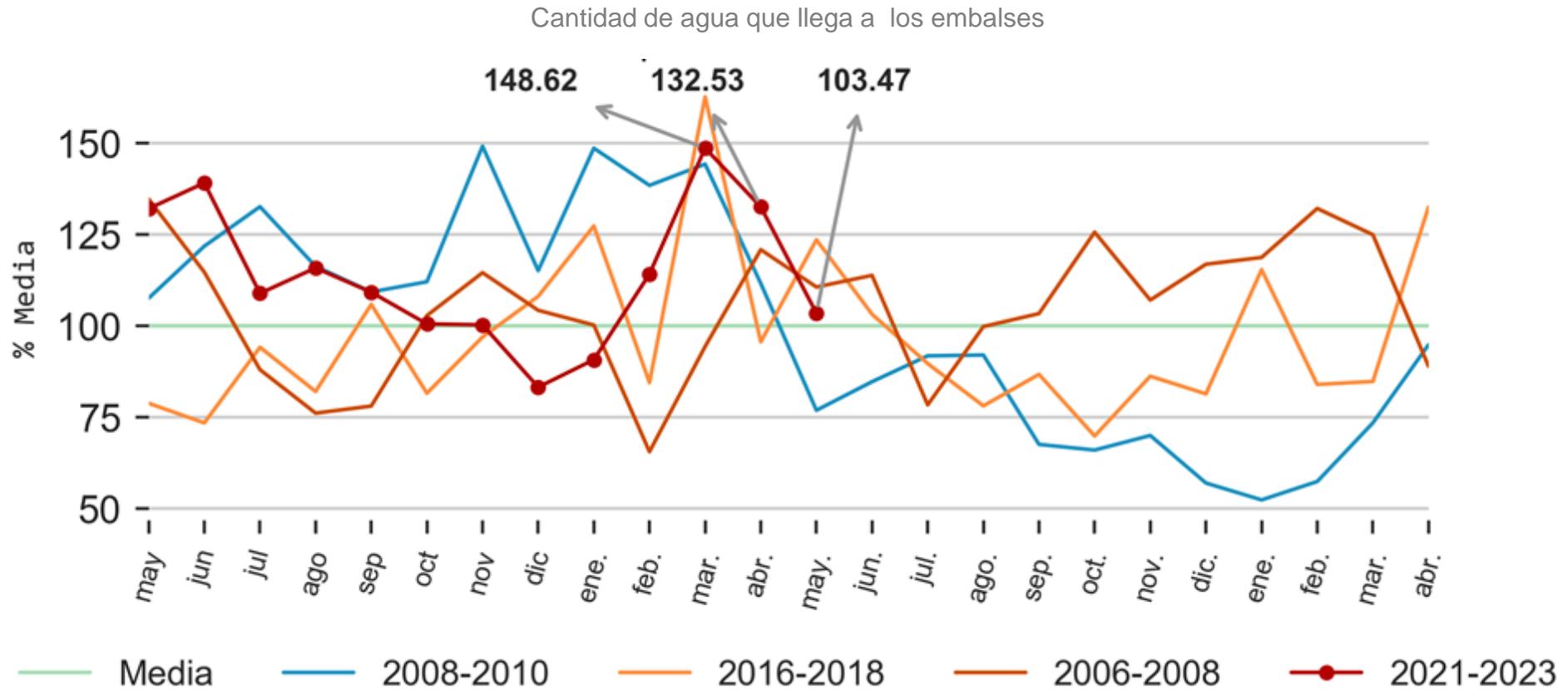
Evolución de principales embalses



Información hasta el 2022-05-31

Información actualizada el 2022-06-01

Aportes hídricos

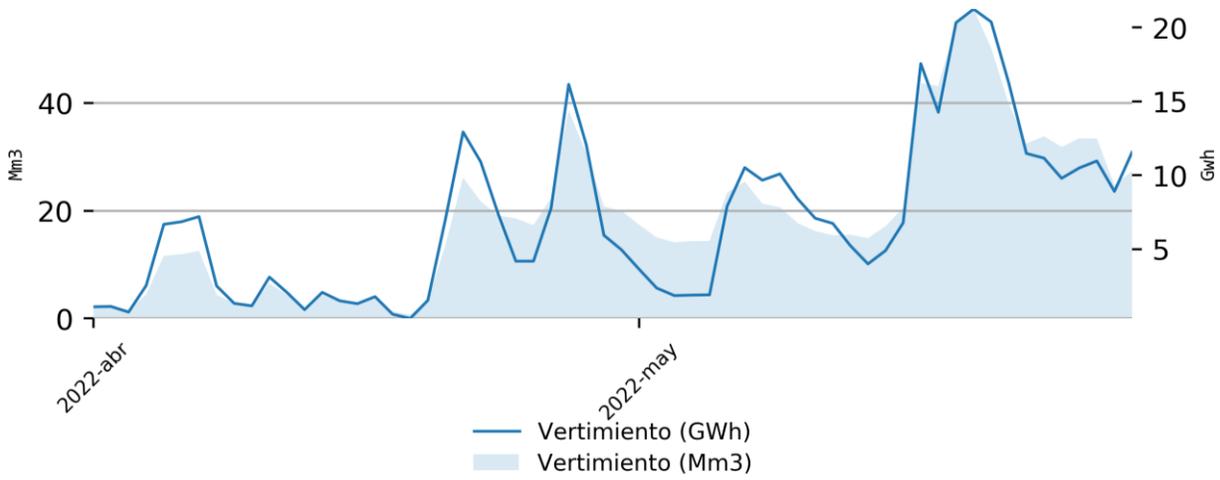


Información hasta el 2022-05-31

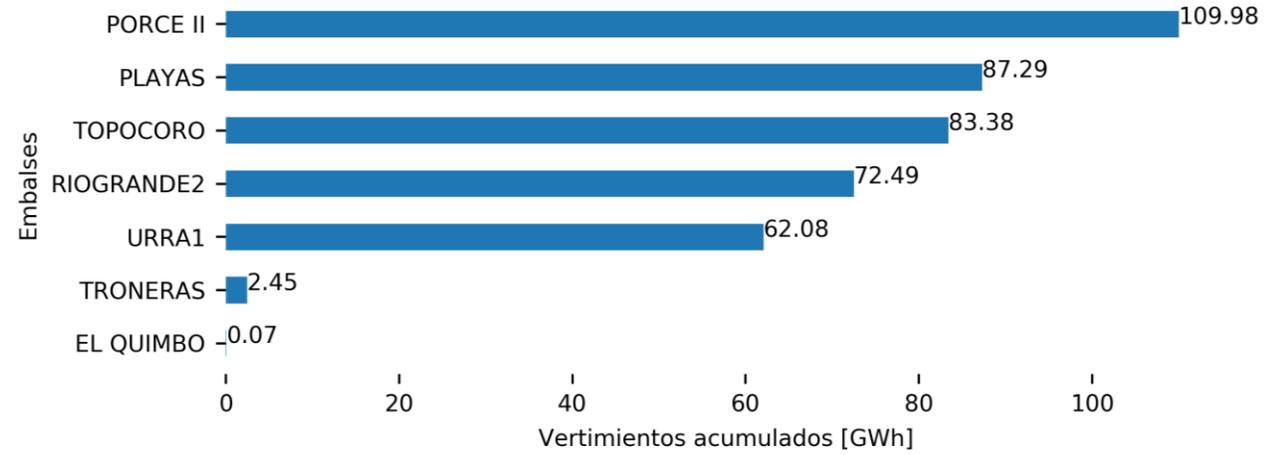
Información actualizada el 2022-06-01

Vertimientos del SIN

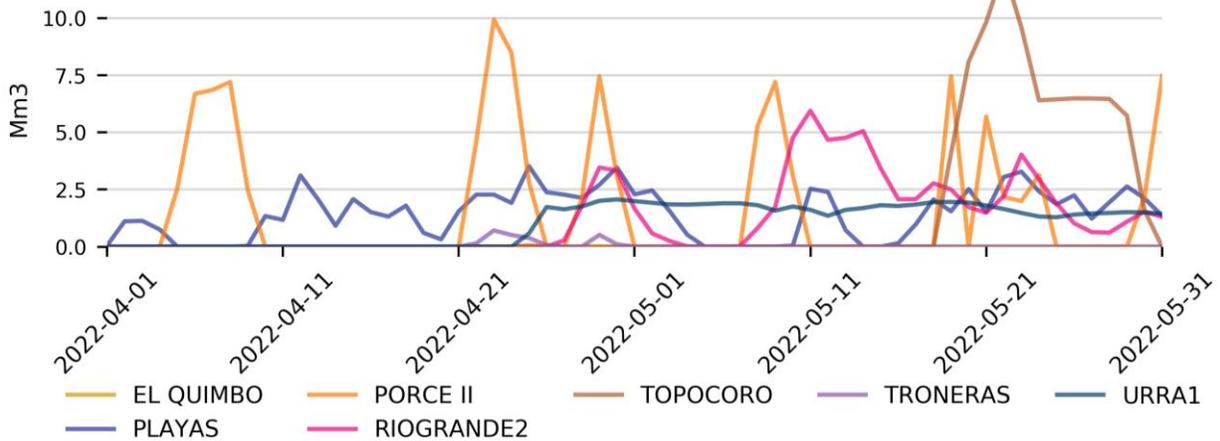
Vertimientos



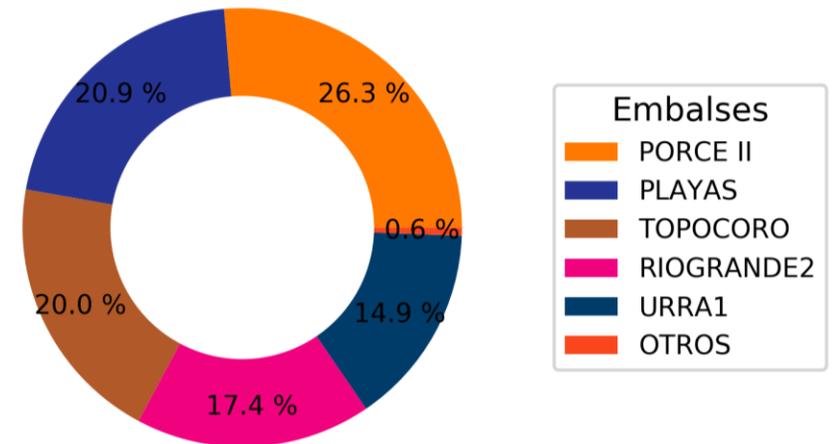
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse

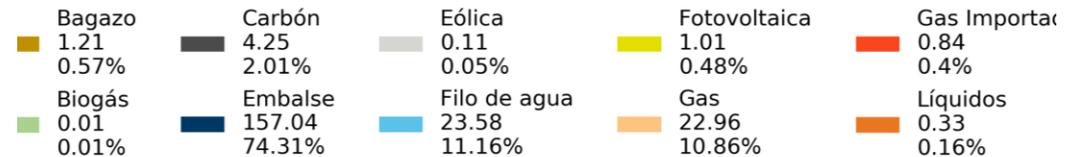
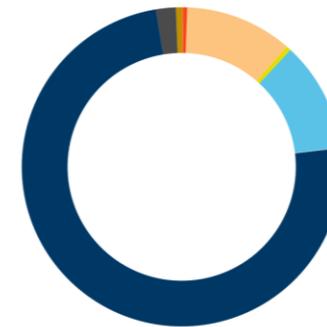
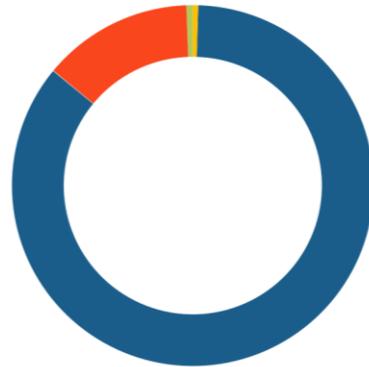
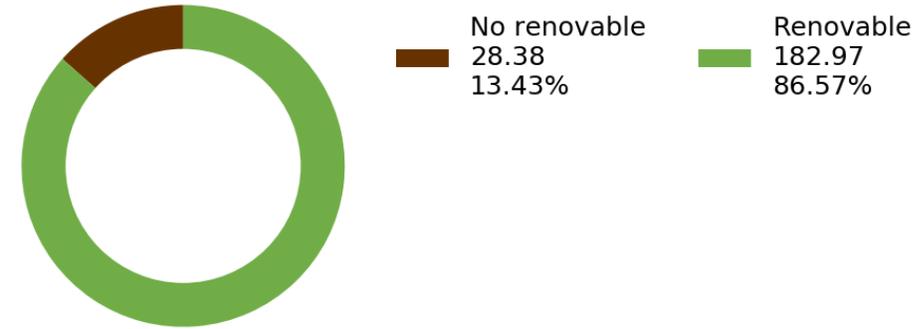


Información hasta el 2022-05-31
 Información actualizada el 2022-06-01

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-04-01 hasta 2022-05-31.
 OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

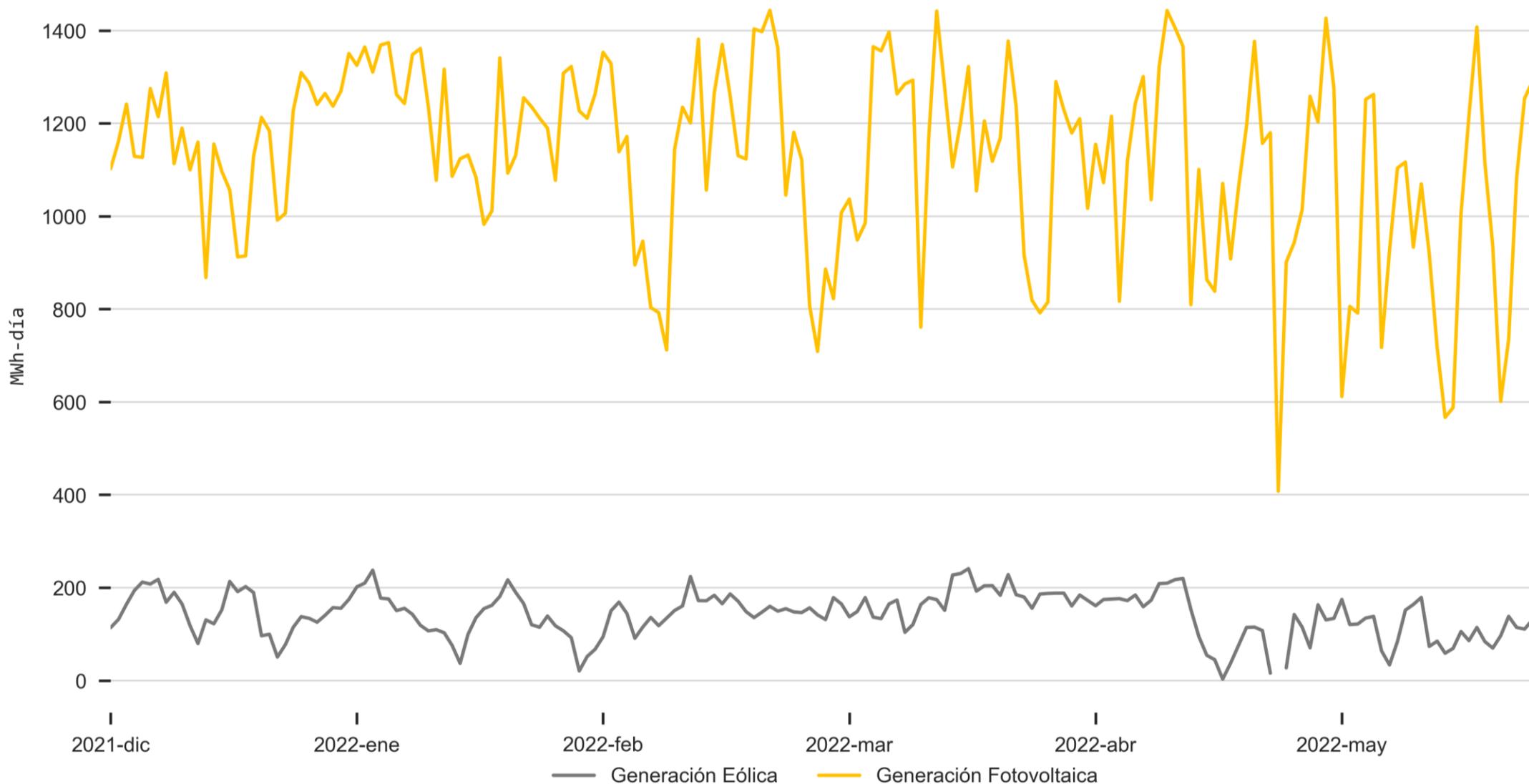
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 211.35 GWh-día



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-may.-2022 hasta el 30-may.-2022

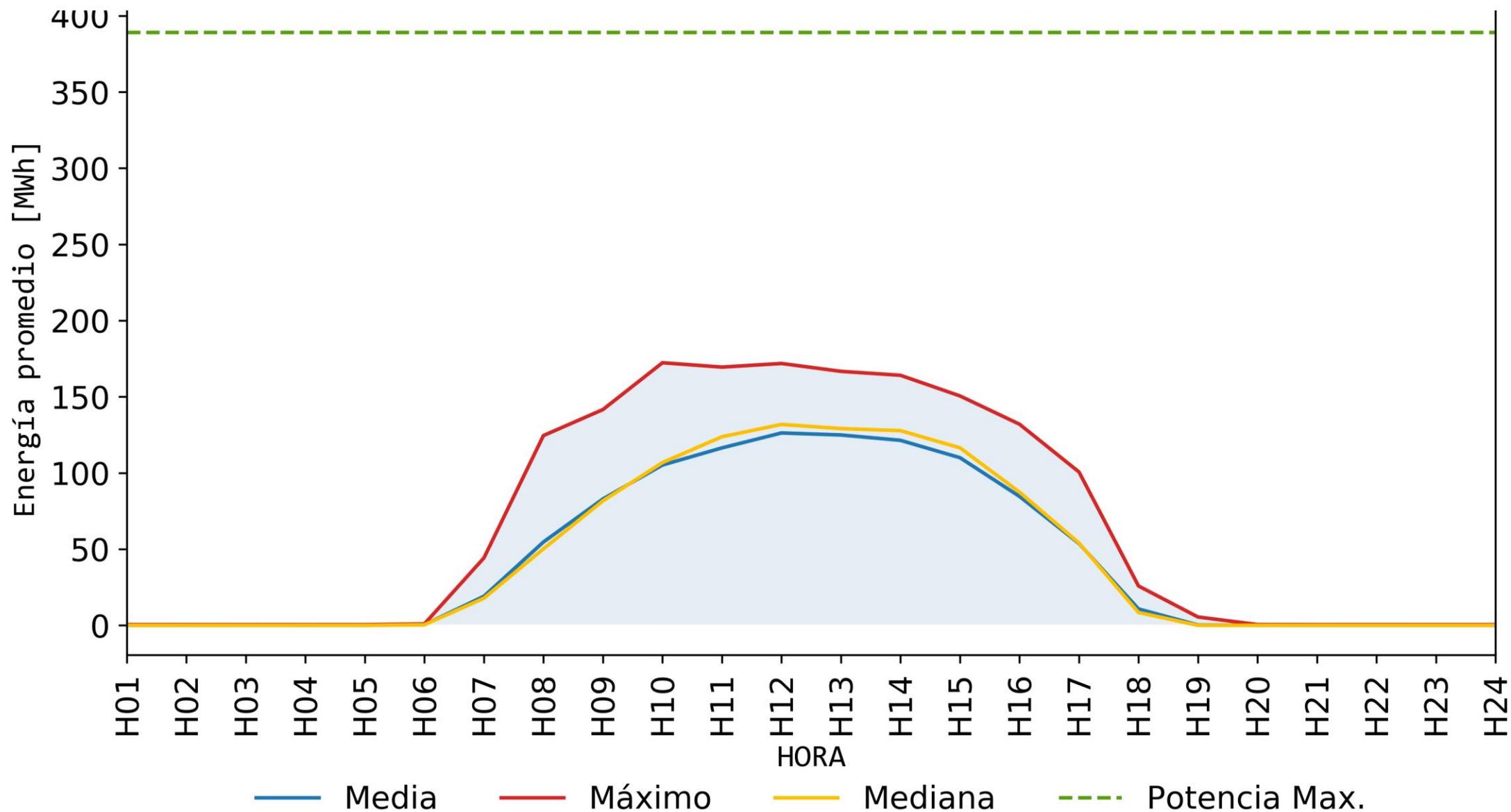
Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 - 15

Recursos Solares: Autog Celsia Solar Levapan, Autog Celsia Solar Yumbo, Autog Colombina Del Cauca, 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 BSLII, Trina-Vatia BSLIII

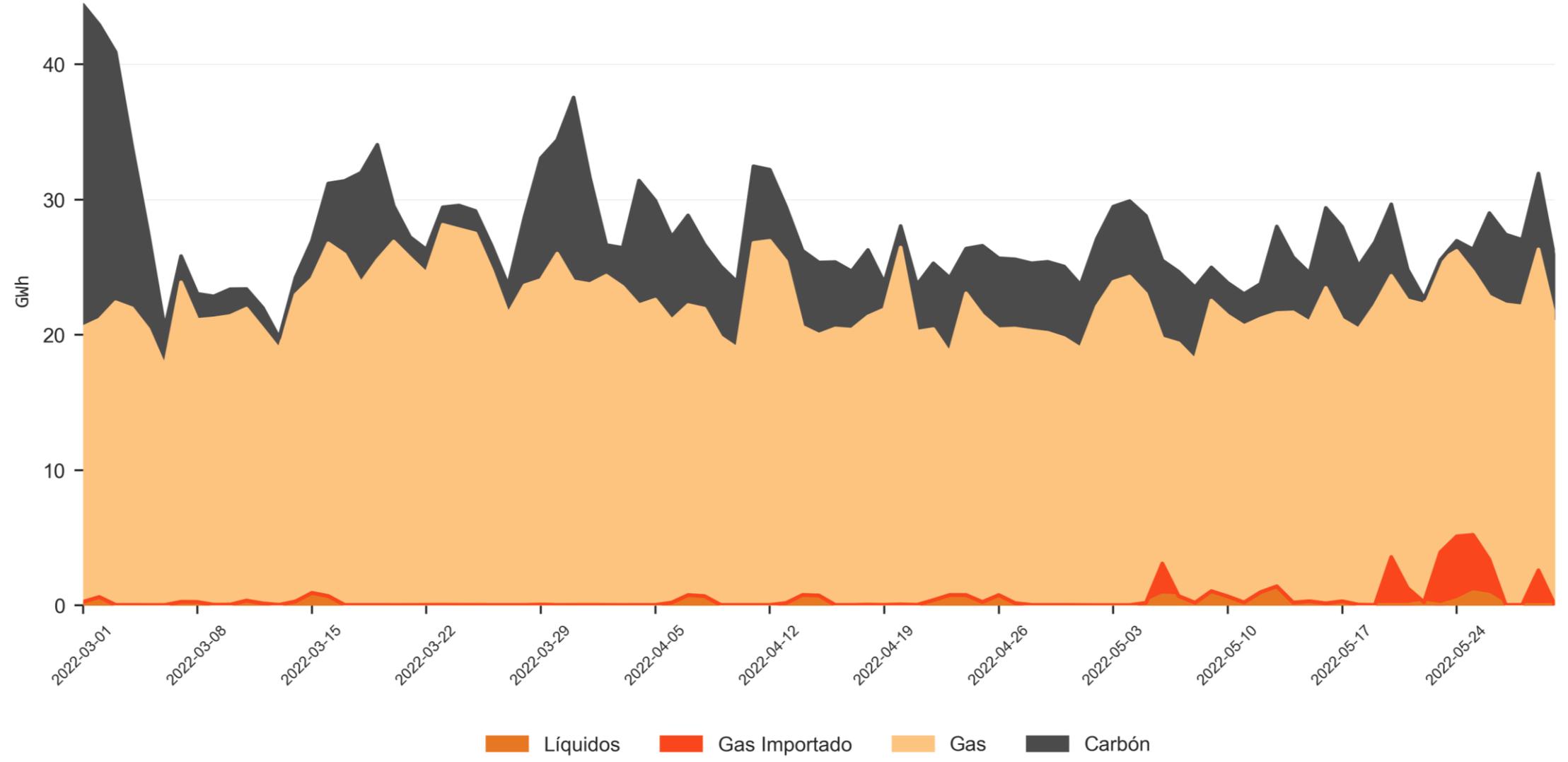
Curva Generación Solar



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

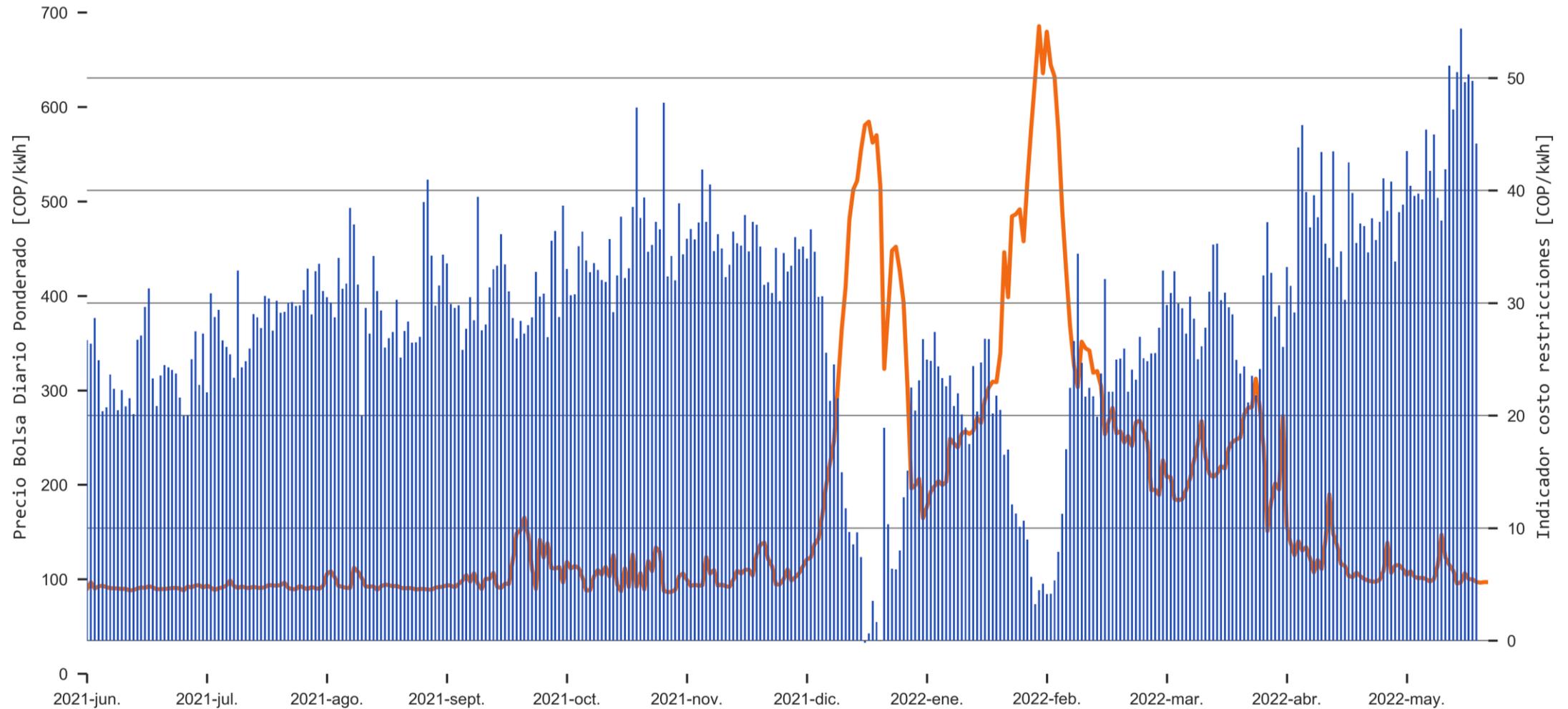
Información hasta el 2022-05-30
Información actualizada el 2022-06-01

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el 2022-05-30
Información actualizada el 2022-06-01

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



— PPPBolsaDiario

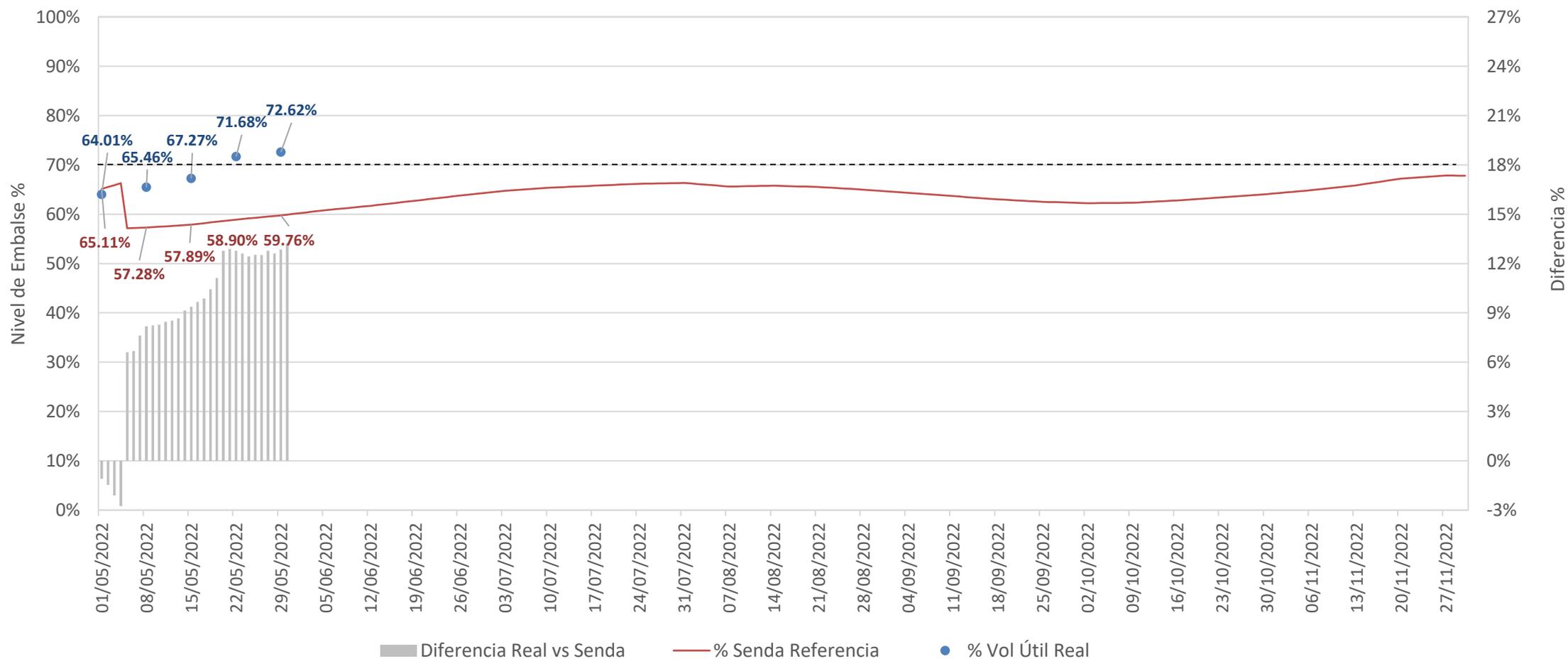
■ Indicador costo restricciones

Información hasta el 2022-05-30
Información actualizada el 2022-06-01

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

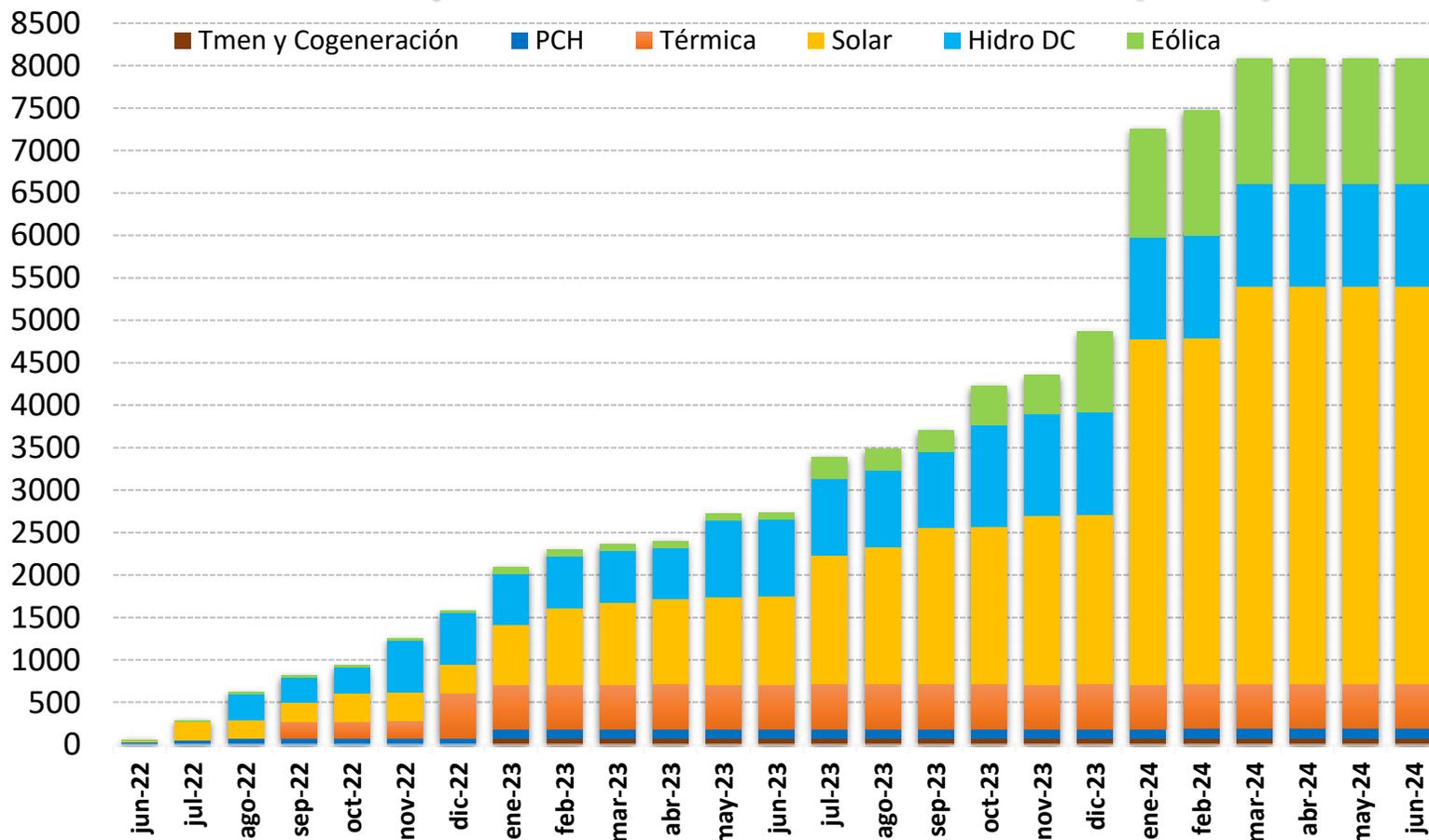
Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos 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 mayo del 2024:



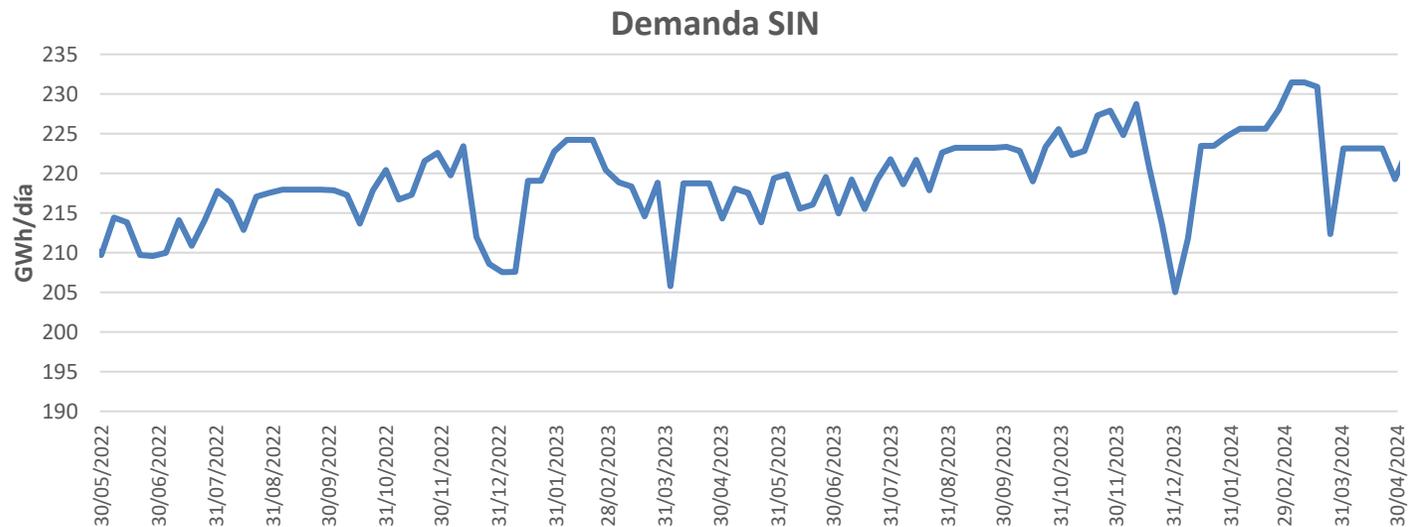
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- 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



Hidrología

1 **H 1989-1991:**
hidrología histórica del periodo
May de 1989 a may de 1991

4 **Caso Contingencia CNO:**
hidrología del escenario
contingencia del CNO.

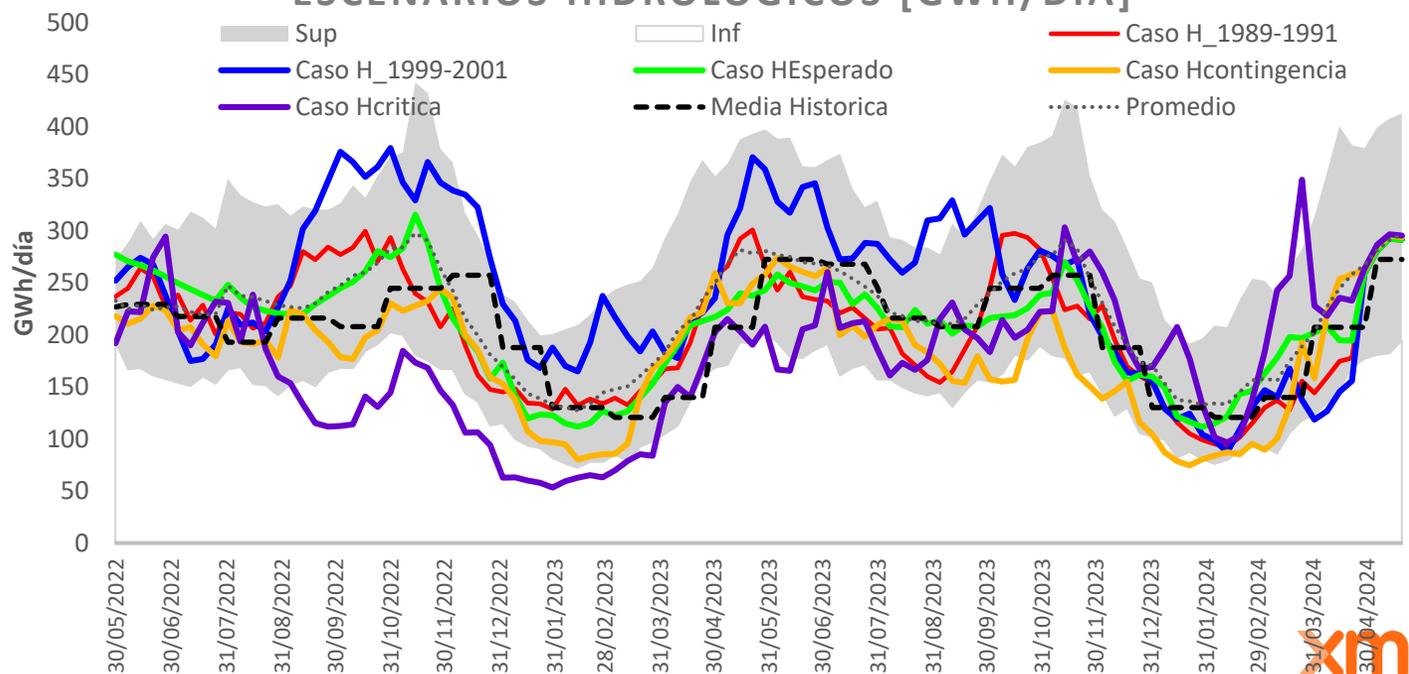
2 **H 1999-2001:**
hidrología histórica del periodo
may de 2007 a may de 2009

5 **Caso H Crítica :**
Hidrología histórica del periodo
may 2015 a may de 2017 .

3 **Caso Esperado CNO:**
hidrología del escenario
esperado del CNO.

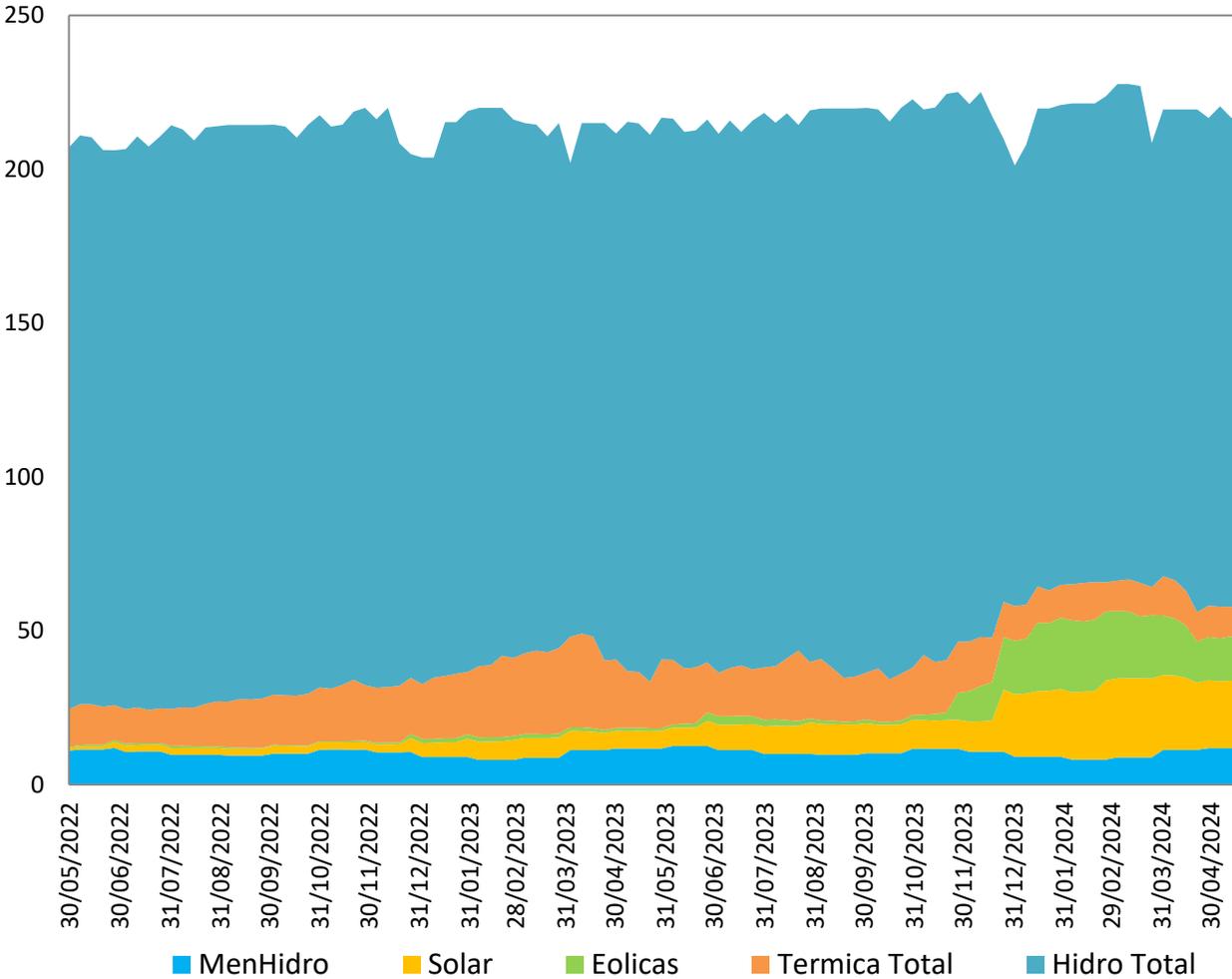
Estocástico 100 Series Sintéticas:
Hidrología Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

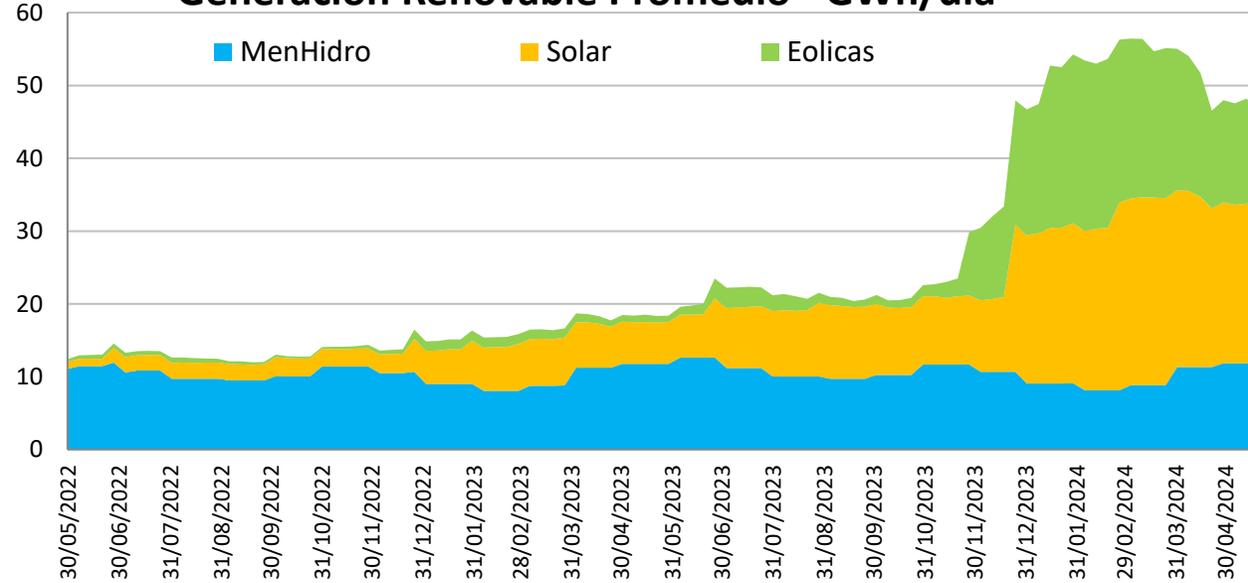


Resultados Estocásticos

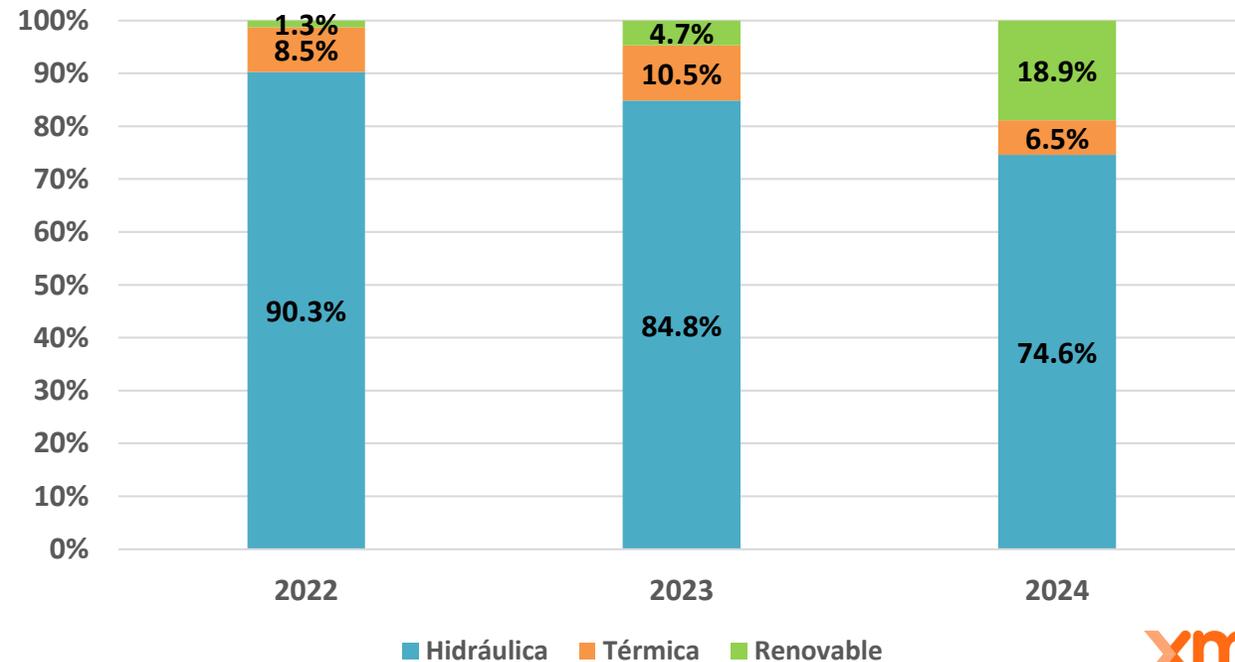
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



Generación Renovable Promedio - GWh/día

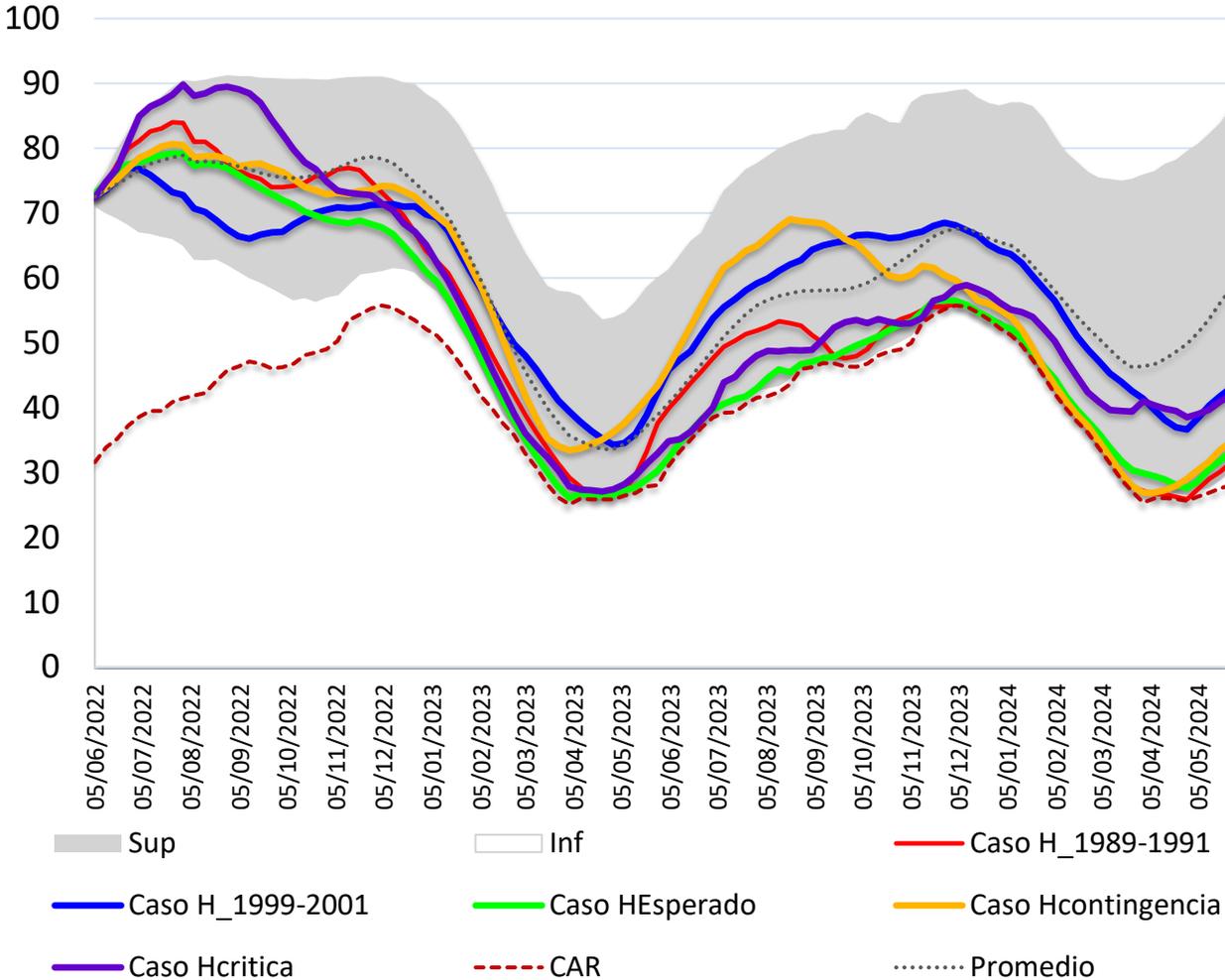


Participación de la generación en la atención de la demanda

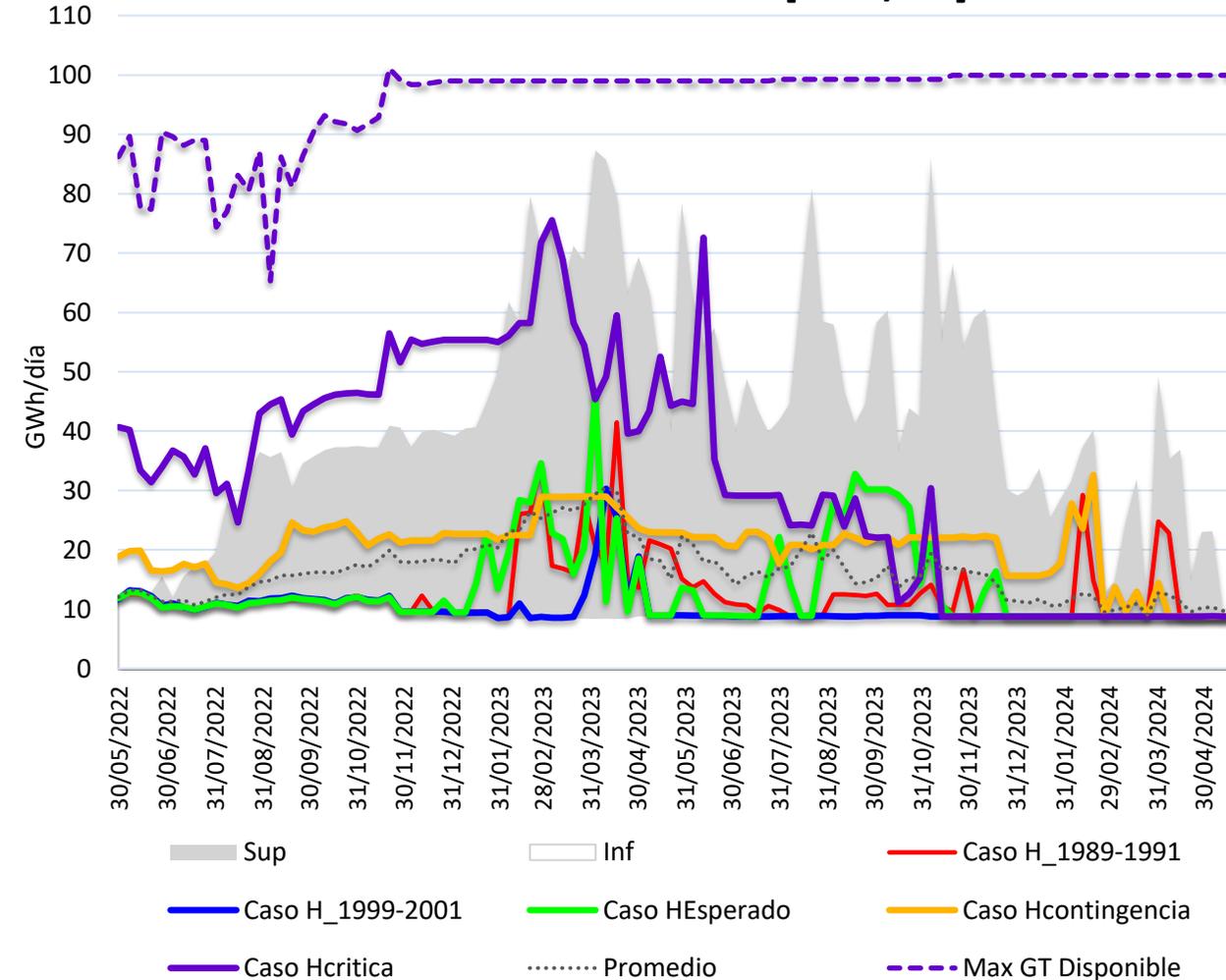


Resultados Determinísticos

Embalse agregado SIN %



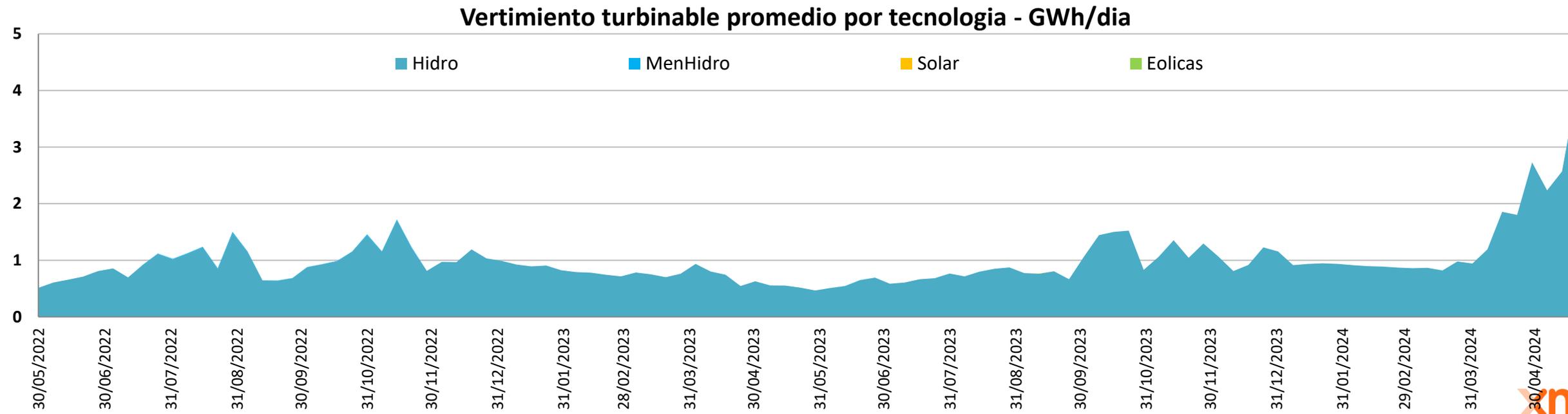
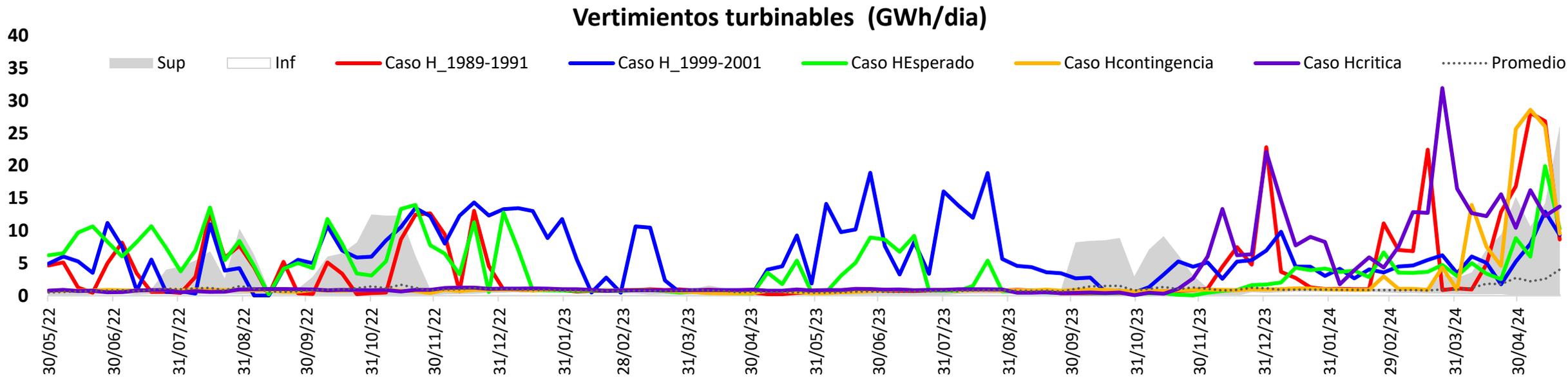
Generación Térmica [GWh/día]



Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda establecida en la regulación.

cumpliendo con los índices de confiabilidad

Resultados de Vertimientos Turbinables

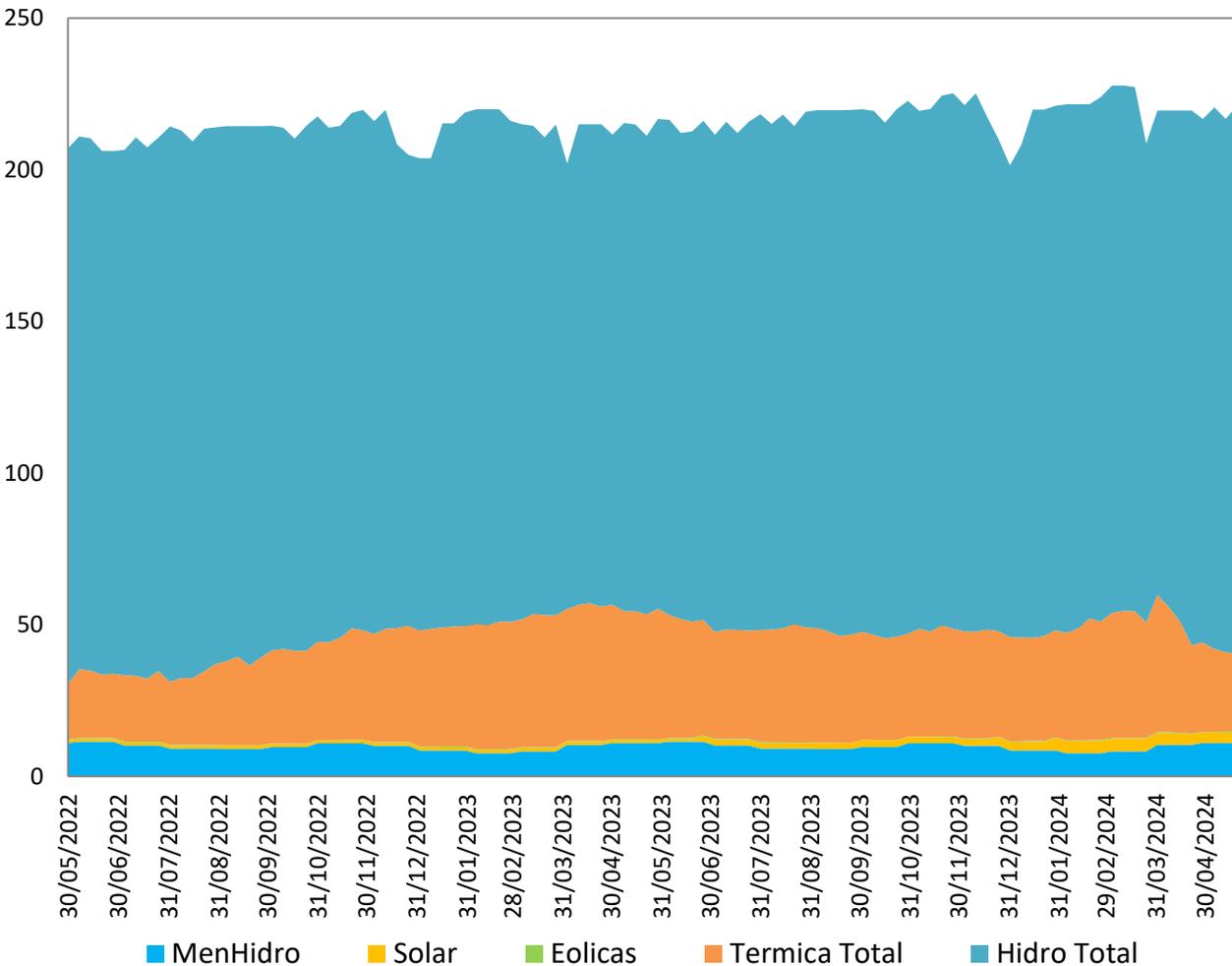




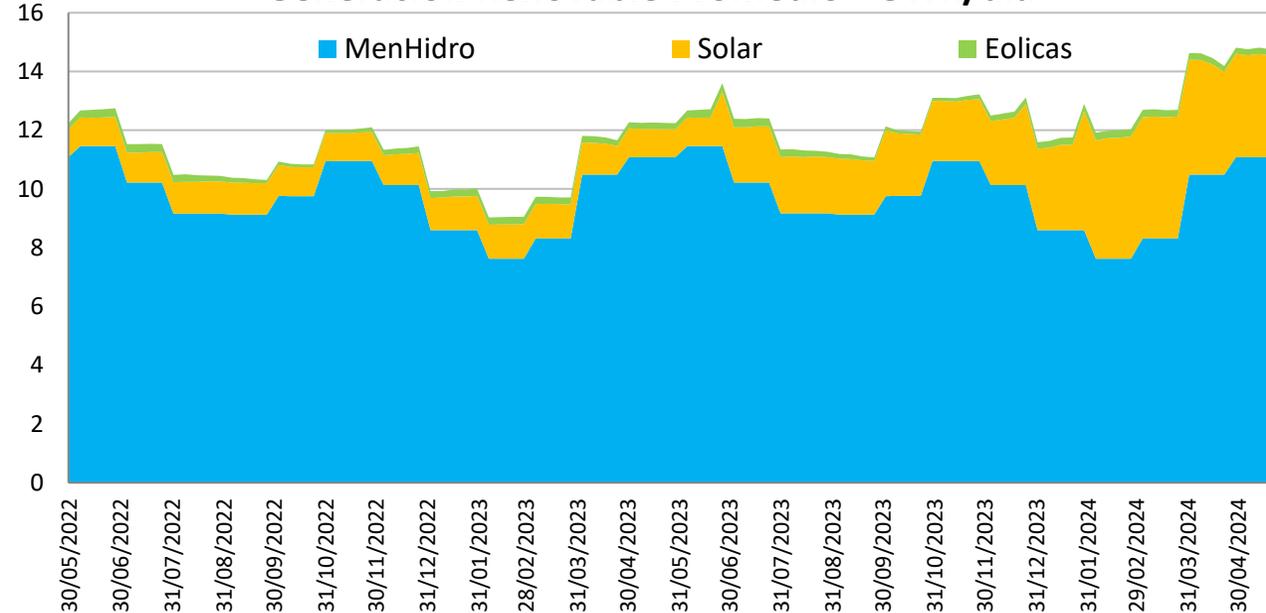
Sensibilidad caso estocástico
Proyectos con CLPE-OEF con retraso de un año

Resultados Estocásticos

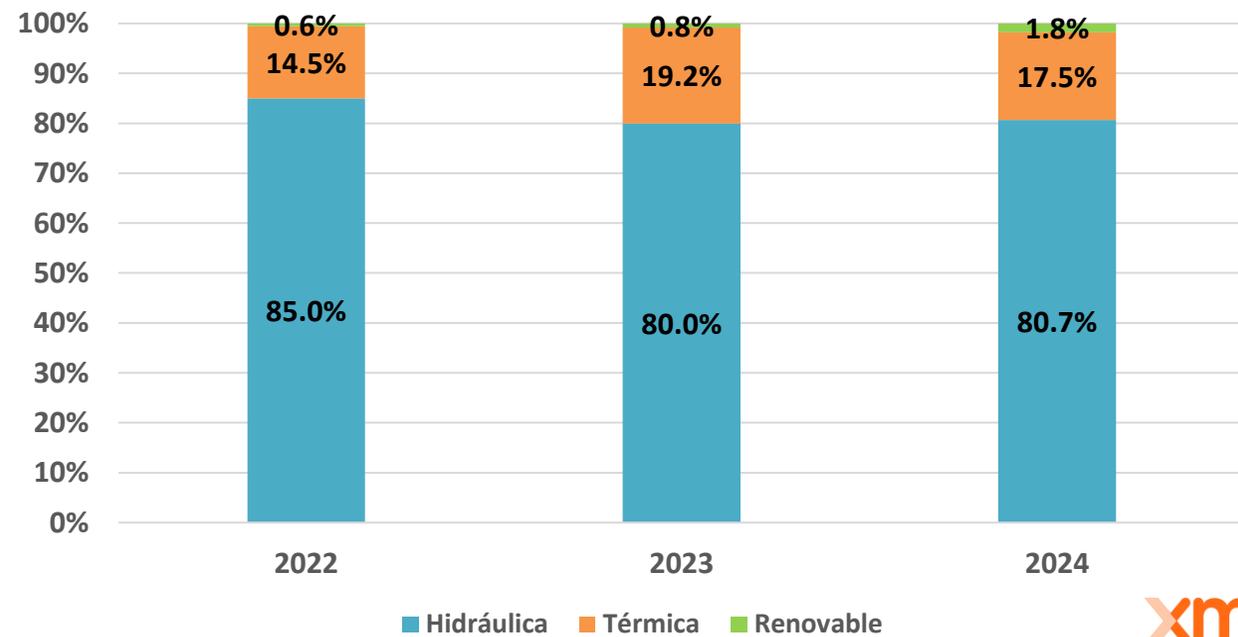
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



Generación Renovable Promedio - GWh/día

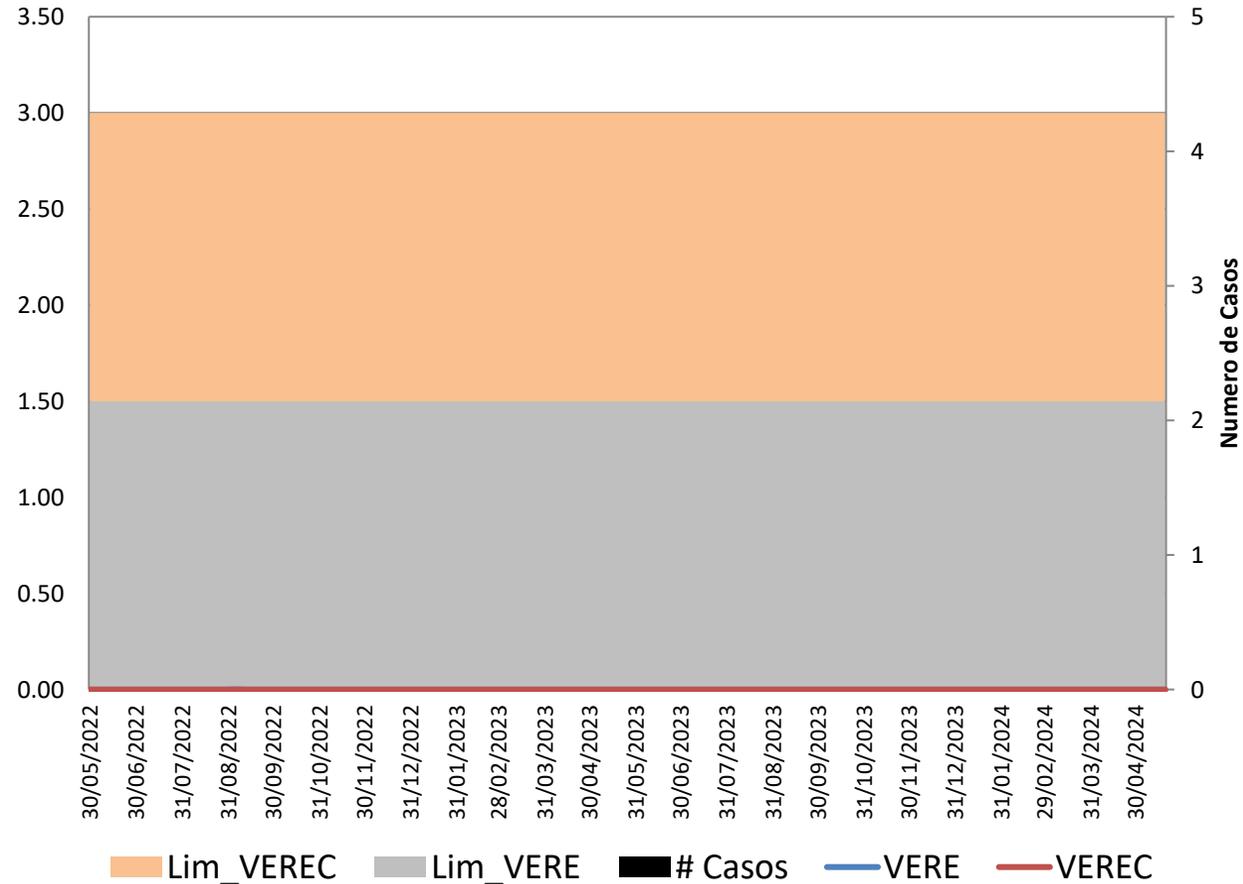


Participación de la generación en la atención de la demanda

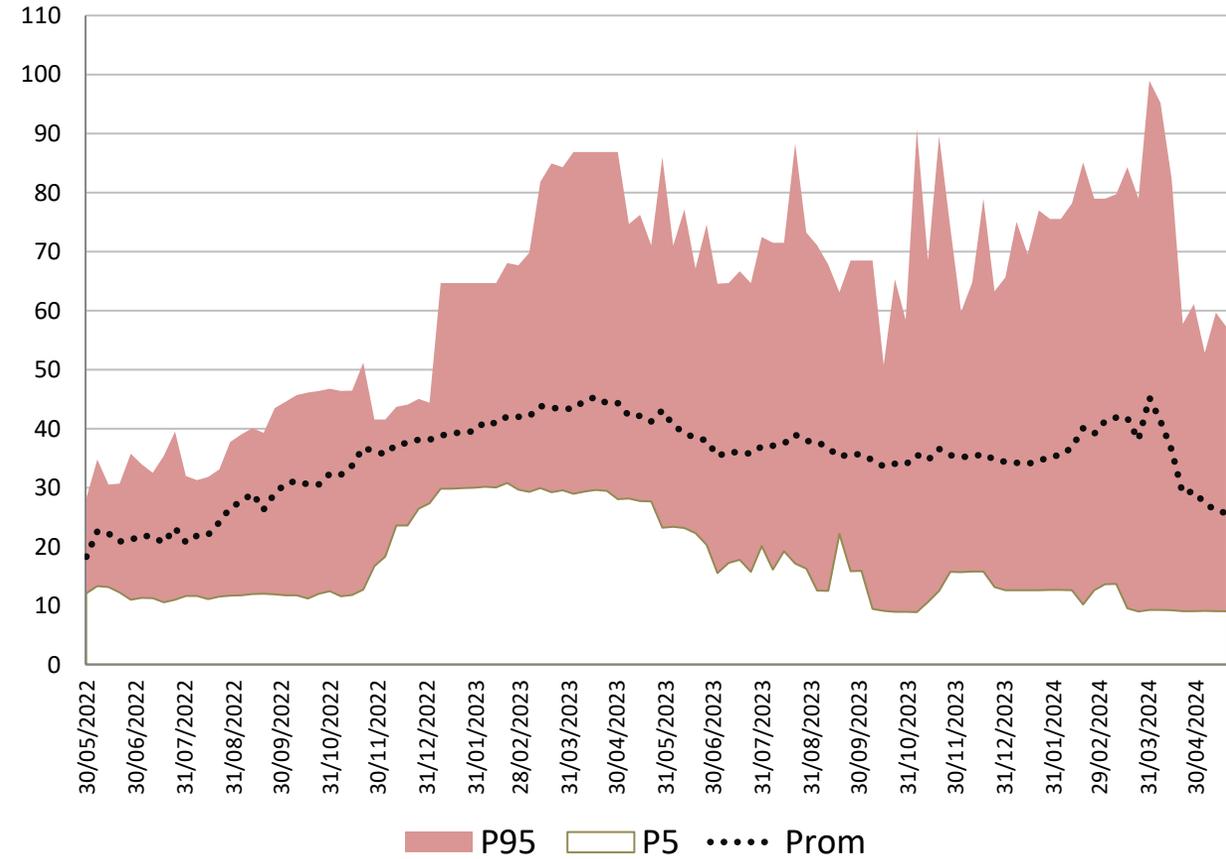


Resultados Estocásticos

Indíces de confiabilidad



Generación Termica GWh/dia



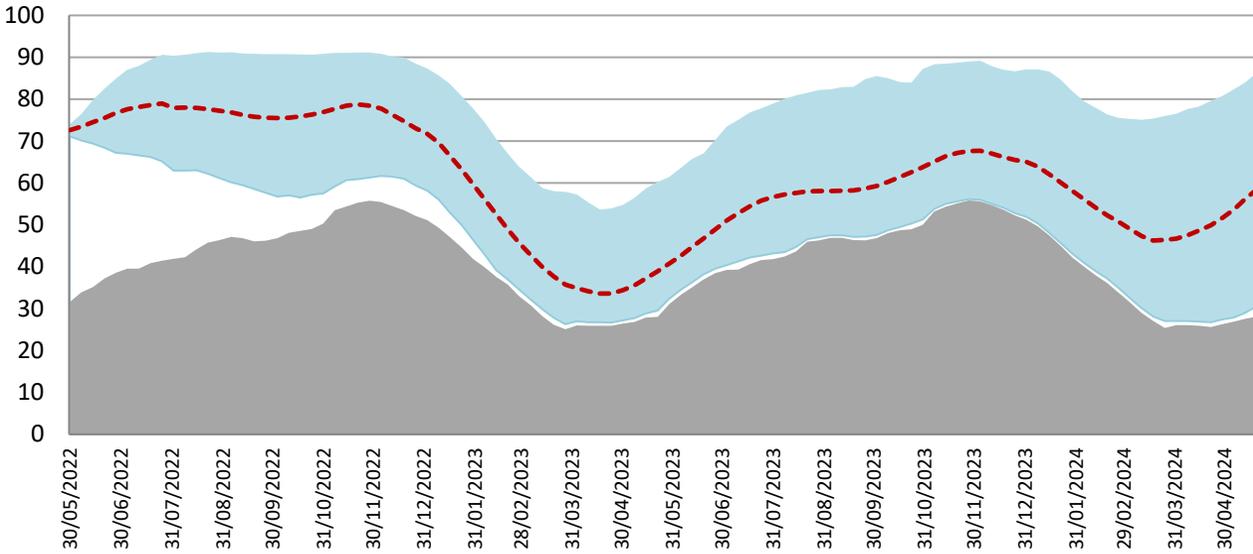
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.



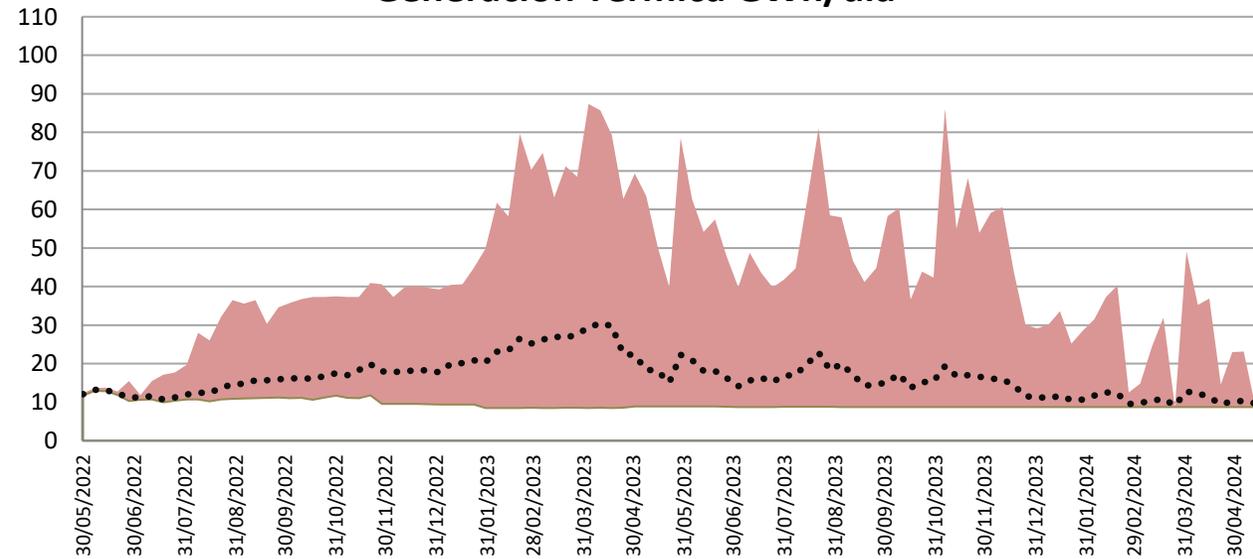
Comparación resultados

Resultados – Todos los proyectos

Embalse de SIN %

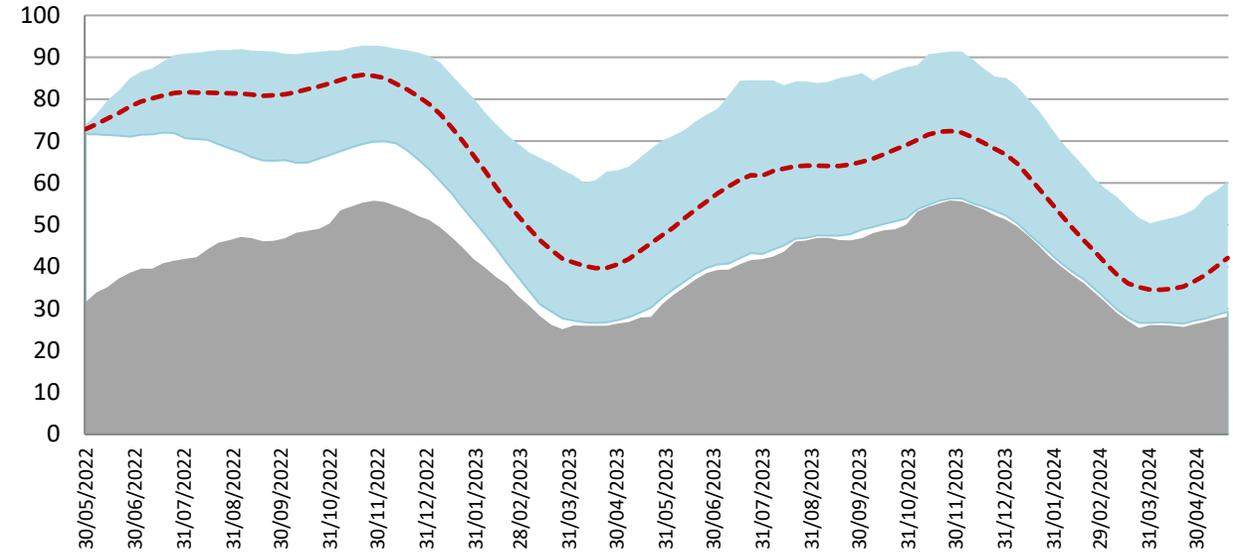


Generación Termica GWh/dia

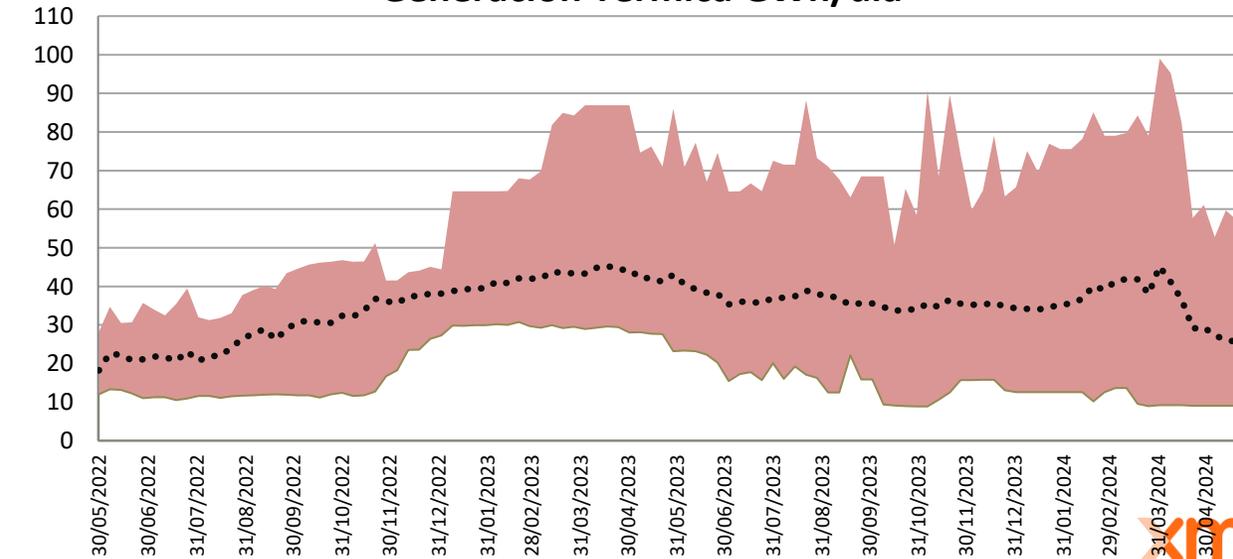


Resultados – Proyectos OEF y CLPE con atraso

Embalse de SIN %



Generación Termica GWh/dia



Conclusiones y recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 y 5 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.

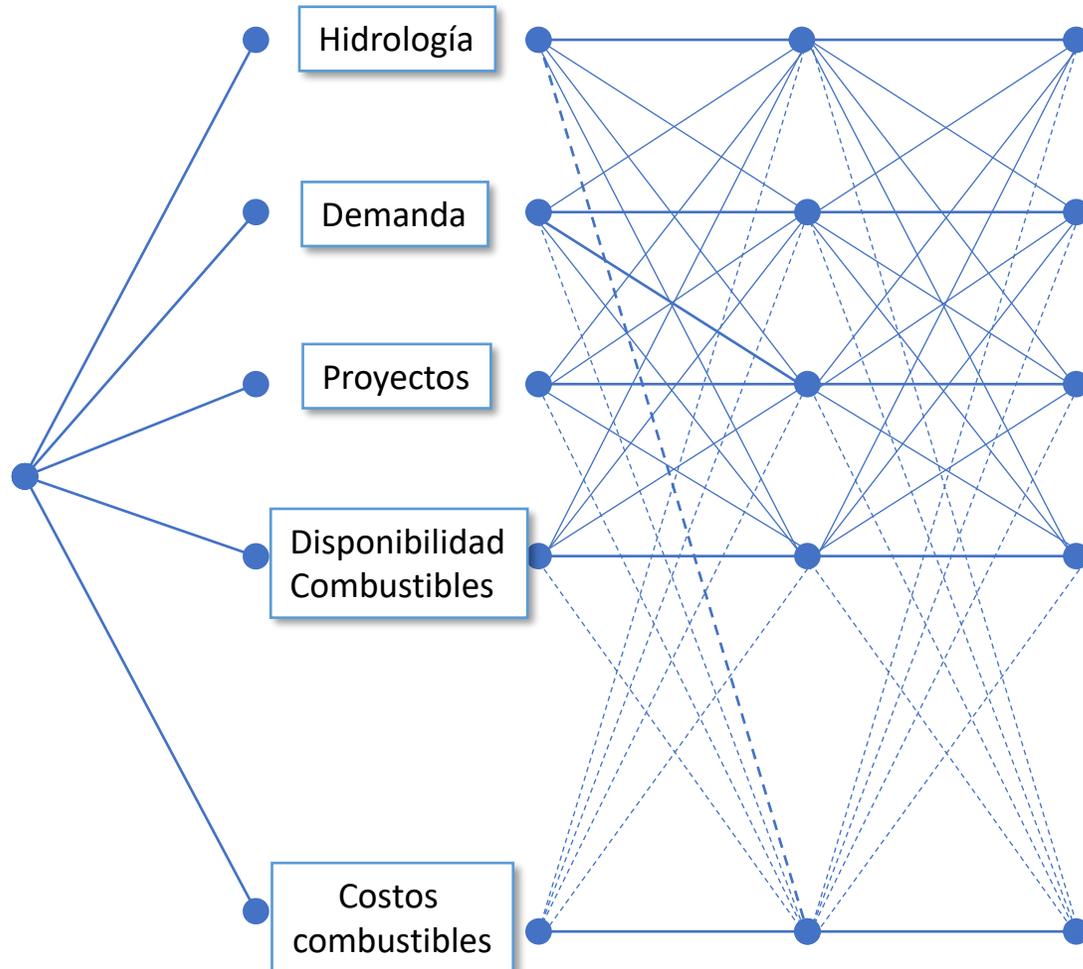


El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda continuar con el seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector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



Los resultados del modelo energético son resultado de la información de entrada más actualizada que se encuentre disponible. Garantizar que la información de variables de entrada que puedan afectar las señales entregadas por el estudio, como precios de combustibles, escenarios de demanda, entre otras, se actualice oportunamente, permite obtener señales más ajustadas a las condiciones reales de operación del sistema.

Definición de escenarios



Proyectos

El SPO definió dos escenarios para plasmar situaciones de incertidumbre en la entrada de los principales proyectos:

SUPUESTO	ESCENARIO ESPERADO	ESCENARIO PESIMISTA
DEMANDA	Alto UPME	Alto UPME
FPO S/E COLECTORA 500 KV	Fecha informada por UPME	Fecha informada por UPME
TCENTRO	Sin considerarse en todo el horizonte	Sin considerarse en todo el horizonte
ITUANGO	Fecha Oficial informada por EPM	Atraso de 1 año en fechas oficiales
PLANTAS GRUPO TÉRMICO – PLANTA DE REGASIFICACIÓN CARIBE	Las plantas del GT continúan generando con Gas después del 2026	Las plantas del GT continúan generando con Gas después del 2026
Pry EXPANSIÓN EN GENERACIÓN	Pry con garantías. Res. CREG 075/2021	Solo pry con OEF Y CLPE. Todos atrasados un año

Seguimiento trimestral a la entrada de los proyectos El Tesorito, Cierre de Ciclo de Candelaria e Ituango. (Dic 2021 y Marzo 2022)

Combustibles

Levantamiento situaciones de riesgo por temas de abastecimiento de combustibles en las plantas térmicas.

Recomendaciones al CO

» Evaluar las siguientes situaciones para definir las mejores fechas a considerar dentro de los análisis

UPME 05 - 2014 Refuerzo Costa Caribe 500 kV

De acuerdo con la información brindada por UPME en la última reunión del CNO la FPO del proyecto se estima para noviembre de 2022, sin embargo, el promotor indica que espera tener el proyecto en servicio para el mes de julio de 2022.

En reunión 384 del CO, Intercolombia manifestó que la FPO que se debe considerar para los análisis es julio de 2022

UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV

En Resolución MME 40181 GEB solicita al MME modificar la FPO del proyecto hasta 15/08/2025, el MME modificó fecha para 1/04/2024 y la UPME en la última reunión del CNO indicó que la FPO se estima para febrero de 2025.

En reunión 384 del CO, GEB manifestó que la FPO que se debe considerar para los análisis abril de 2024

Unidades 1 y 2 de Ituango

Actualmente, las fechas informadas por el promotor del proyecto son 31/07/2022 y 26/10/2022, sin embargo, ante solicitud de actualización de fechas, el 26 de mayo se recibió comunicación de EPM, en la cual indican:

De acuerdo con su solicitud le informamos que estas fechas serán actualizadas con más precisión a principios de junio cuando se tenga la información base de la curva S que entregará el auditor contratado por XM para la verificación del cumplimiento de las obligaciones de energía firme. El compromiso de la empresa es que las dos primeras unidades de energía entren a operar a más tardar el 30 de noviembre de este año, se espera una evaluación técnica del proyecto en próximos días y de esta manera precisar en qué mes se ingresará cada una de las unidades.

En reunión 384 del CO, XM propuso considerar para los análisis de planeamiento como FPO para U1 y U2 el /12/2022, EPM no estuvo de acuerdo y solicitó se consideraran las fechas actuales hasta actualizar las fechas en el mes de junio.

Cierre de Ciclo Termocandelaria

Se recibió comunicación de Termocandelaria en la cual informan:

El día 10 de mayo de 2022, se presentó bloqueo en la vía de acceso y en la puerta de ingreso a las instalaciones de TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P. como se describe en el documento "bloqueo acceso puerta TC", adjunto a este documento.

Esta grave situación se presentó también durante los meses de abril, mayo y junio de 2021, situación de la cual tuvieron conocimiento las autoridades mediante comunicados remitidos por TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P. (016570 del 19 de abril de 2021, 016574 del 20 de abril de 2021, 016628 del 27 de mayo de 2021, 016552 del 8 de junio de 2021, 016555 del 10 de junio de 2021 y 016687 del 26 de junio de 2021)

En reunión 384 del CO, el promotor del proyecto manifestó que por estos hechos, por ahora no se ve comprometida la FPO del 30/11/2022.

3. Situación Operativa



Medidas programación
mantenimientos activos Red del
SIN, pruebas de generación
autorizadas, cubrimiento de
contingencias críticas y reporte
de información durante la
segunda vuelta de las elecciones
presidenciales en Colombia -
junio 19 de 2022

Medidas programación mantenimientos activos Red del SIN y pruebas de generación – segunda vuelta elecciones presidenciales 19-06-22

Para los días del 13 al 17 de junio de 2022 no se permitirán mantenimientos en la red de 500 kV, los cuales son considerados críticos para el SIN.

Para los días 18, 19 y 20 de junio de 2022 no programar:

- Mantenimientos de alto impacto en la red del SIN.
- Mantenimientos con Desconexión de Demanda (**DNA**).
- Mantenimientos que ocasionen degradación de la red del SIN.

Para el día 19 de junio de 2022 no programar:

- Lavados sobre activos de la red del SIN.
- Mantenimientos que afecten la supervisión de la Red del SIN.
- Riesgos de disparo simultáneos sobre activos de la red del SIN.
- Riesgos de disparo sobre activos de la red del SIN que afecten directamente la atención de la demanda del SIN.
- Pruebas de generación autorizadas.

Otras medidas

En los días previos, durante y posteriores al periodo electoral y de acuerdo a la evolución de las condiciones del SIN, el CND podrá tomar medidas como:

- **Cubrimiento de contingencias dobles:** En la medida de lo posible se cubrirían contingencias que impliquen salida de dos activos, en aquellos circuitos que van por la misma estructura de transporte.
- **Aplicación del criterio N-1-1:** En la medida de lo posible se aplicaría esta medida en zonas que se puedan ver afectadas por la salida de elementos escalonados, no necesariamente que compartan estructura.

El CND realizará seguimiento permanente a las condiciones de orden público en el país e informará al CNO de cambios en las medidas implementadas para minimizar riesgos para la atención segura y confiable del sistema.

Nota: Para dar cumplimiento a lo anterior de manera preventiva, es muy importante que todos los agentes informen de cualquier condición de orden público que pueda afectar la infraestructura eléctrica

Reporte de información de los Operadores de Red al CND – junio 19 de 2022

El CND implementará un formato y un chat por WhatsApp con los Operadores de Red, con el objetivo que éstos reporten inmediatamente las novedades en la operación de los OR en sus redes de distribución, que estén afectando la atención de la demanda de energía el día 19 de junio de 2022.

XM enviará la solicitud a las personas delegadas por los OR para entregar esta información y el formato de reporte.

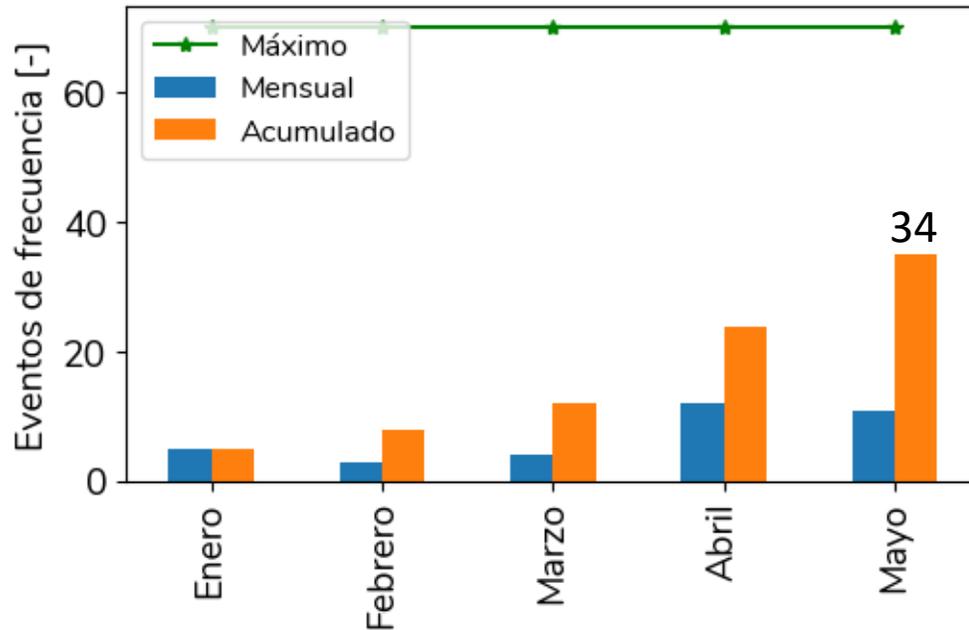
A photograph of a wind farm at sunset. The sky is a mix of orange, yellow, and blue. Several wind turbines are visible in the distance. In the foreground, two workers wearing hard hats and safety gear are standing in a field of tall grass, looking towards the turbines. The image is framed by a dark blue border that tapers to a point on the right side.

Indicadores de Operación

The logo for 'xm Sumando energías'. The 'x' is stylized with multiple parallel lines to its left, and the 'm' is a simple, rounded font. Below the 'xm' is the text 'Sumando energías' in a smaller font, with 'Sumando' in white and 'energías' in orange.

xm
Sumando energías

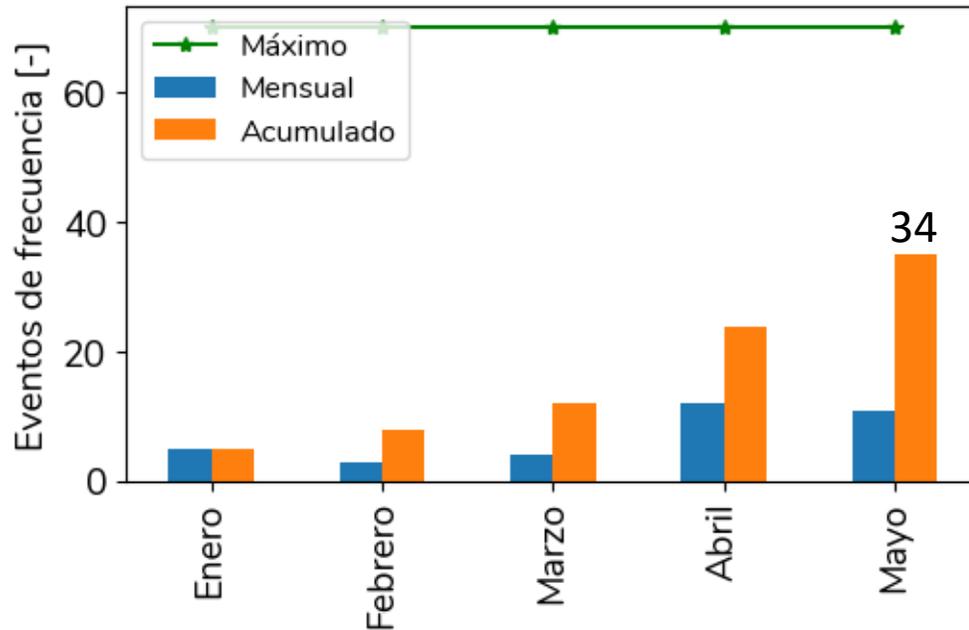
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Mayo de 2022 se presentaron 11 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-05-05 09:08	1.0	59.4	Evento de frecuencia por disparo de cuatro (4) unidades de Guavio incluida la unidad 5 la cual se encontraba en pruebas, con aproximadamente 580 MW, la frecuencia cae a un valor de 59.427 Hz.	No
2022-05-23 13:29	1.0	59.6	Evento de frecuencia por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 1, ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3 con aproximadamente 300 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.65 Hz. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.	No
2022-05-31 14:03	1.0	59.7	Evento de frecuencia por el disparo de las unidades 1, 2 y 3 La Tasajera con 306 MW aproximadamente. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.667 Hz.	No

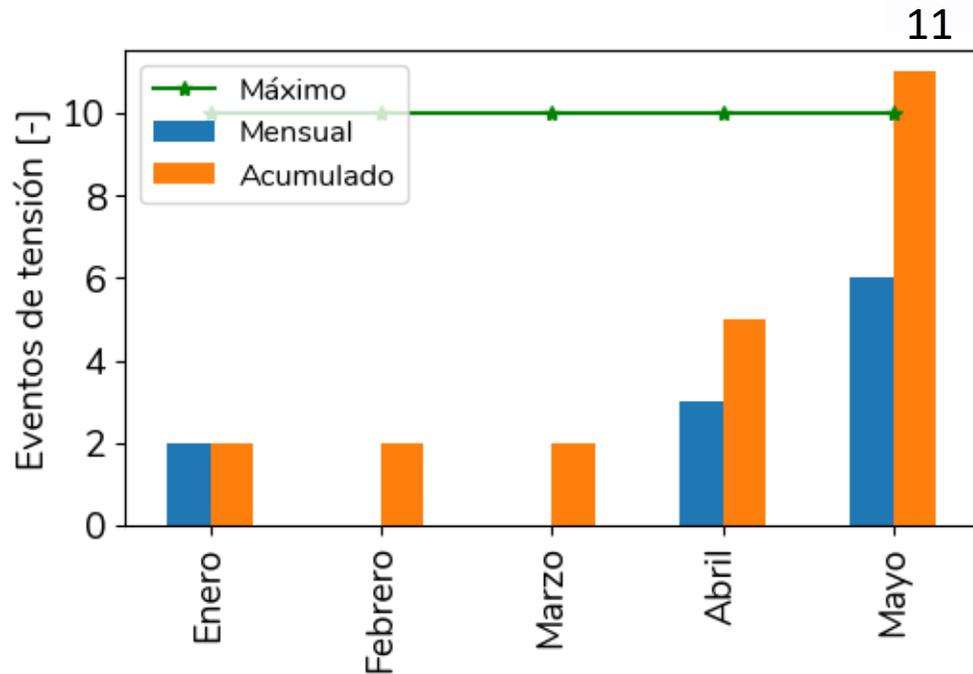
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Mayo de 2022 se presentaron 11 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-05-25 12:48	5.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 1, 2 y 3 con aproximadamente 396 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.68 Hz.	No
2022-05-23 09:55	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 1, ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3 con aproximadamente 350 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.68 Hz. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.	No
2022-05-09 17:30	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad de generación SOGAMOSO 2 con 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.747 Hz.	No

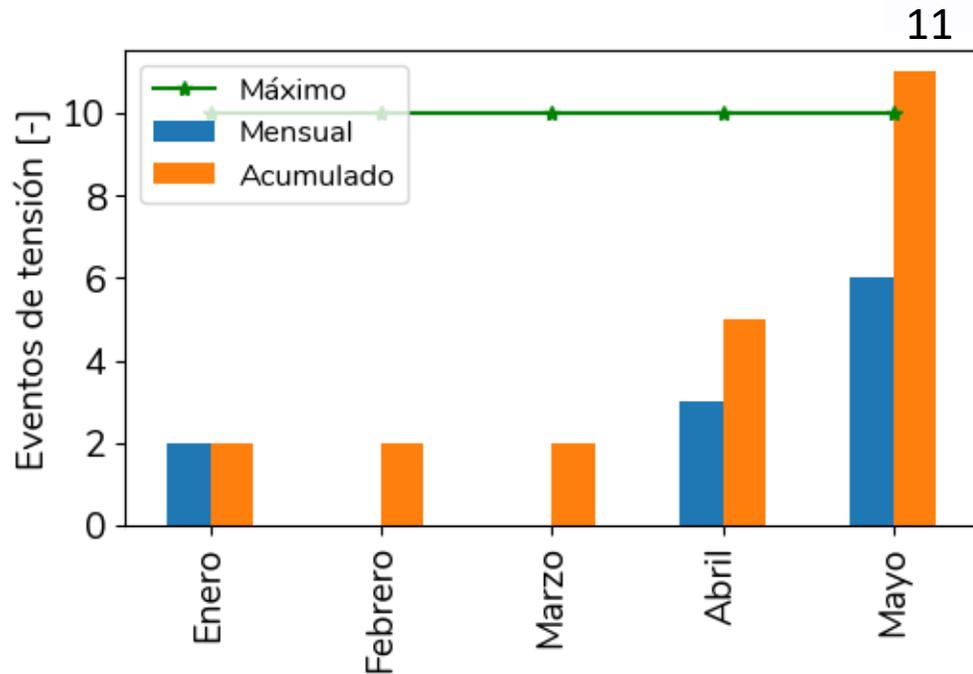
Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Mayo de 2022 se presentaron 6 eventos de tensión en el sistema

Fecha/hora	Descripción	Causa
2022-05-20 19:07	Evento de tensión por disparo de los activos BL1 ALTO ANCHICAYA A YUMBO 230 kV y ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV, causando disparo de BAHIA ACOPLE 1 ALTO ANCHICAYA 230 kV y de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3 con aproximadamente 268 MW.	Evento STN
2022-05-22 14:25	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3 con aproximadamente 240 MW. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.	Evento STN
2022-05-23 13:29	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 1, ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3 con aproximadamente 300 MW. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.	Evento STN

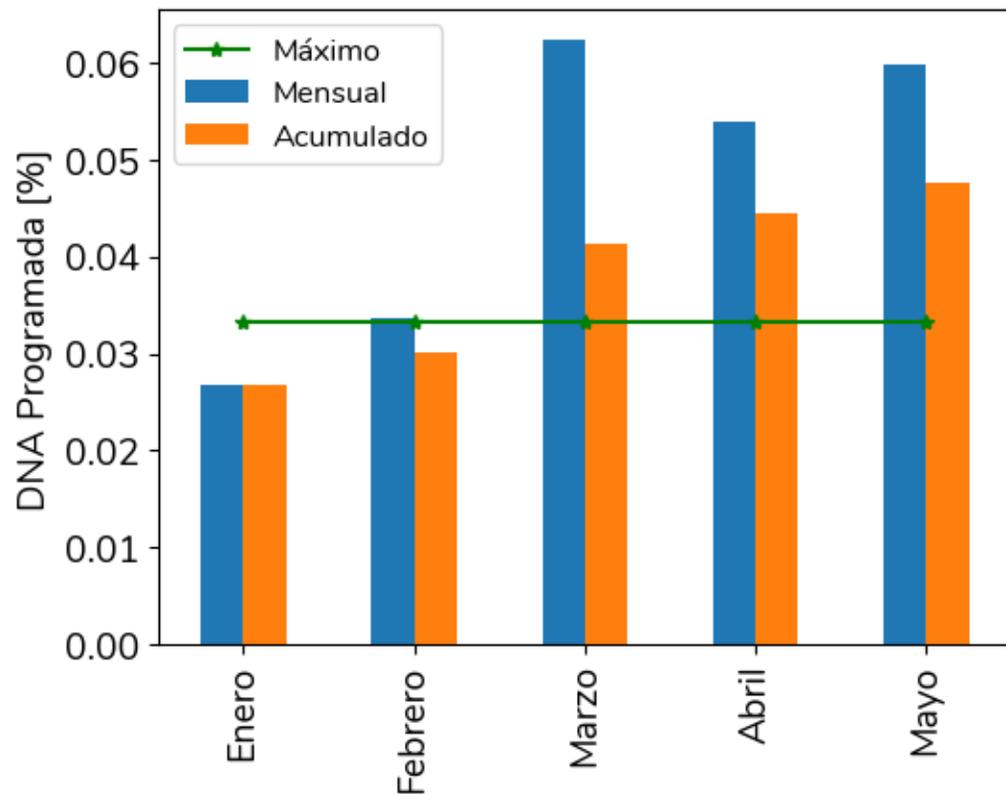
Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Mayo de 2022 se presentaron 6 eventos de tensión en el sistema

Fecha/hora	Descripción	Causa
2022-05-21 12:49	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3 con aproximadamente 230 MW. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.	Evento STN
2022-05-25 12:48	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 1, 2 y 3 con aproximadamente 396 MW. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.	Evento STN
2022-05-23 09:55	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 1, ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3 con aproximadamente 350 MW. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.	Evento STN

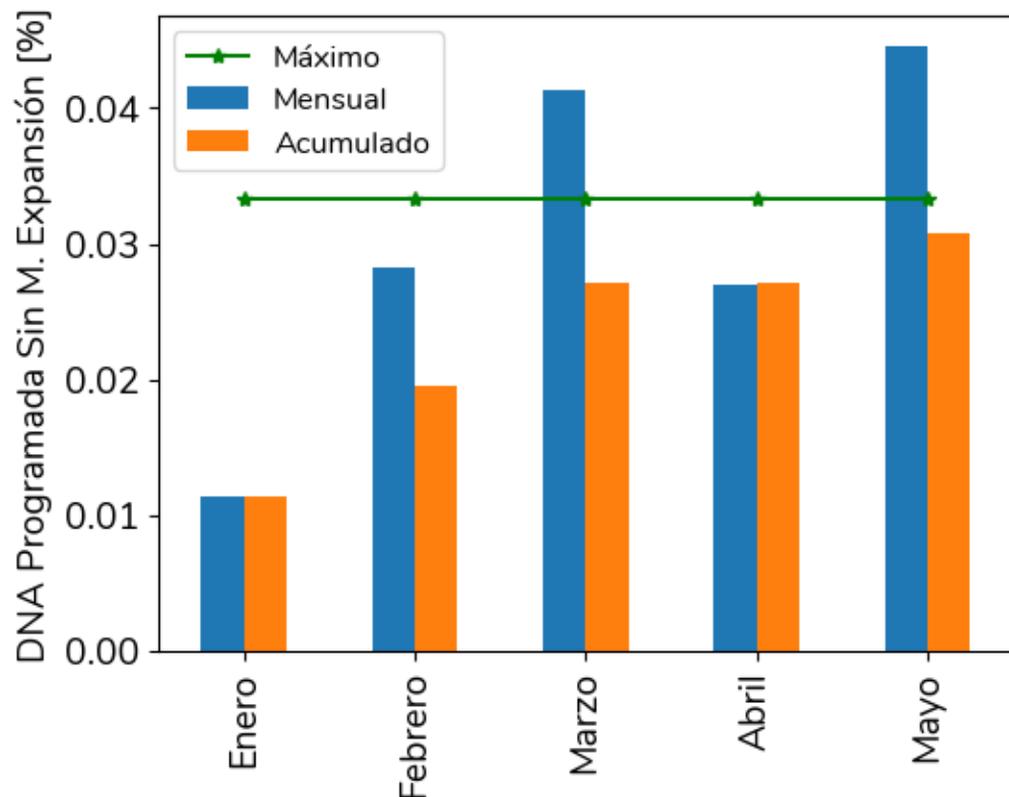
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 3.859 GWh en el mes de Mayo. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripcion
2022-05-07 05:00	758.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0204136 del activo BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV.
2022-05-19 05:51	701.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0207569, C0207570, C0207571, C0207572, C0207573 y C0208534 de los activos BT EL COPEY 15 100 MVA 220 kV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV, EL COPEY 5 100 MVA 220/110/34.5 kV, BL1 EL COPEY A EL PASO 110 kV, BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV y EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, respectivamente.
2022-05-17 05:00	572.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0208429 y C0208537 de los activos VALLEDUPAR 11 100 MVA 220/110/13.2 kV y VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV, respectivamente.
2022-05-15 06:00	449.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0198920, C0198921 y C0200931 de los activos BL1 LAS FLORES A TERMOFLORES 110 kV, LAS FLORES - TERMOFLORES 1 110 kV y BL1 TERMOFLORES A LAS FLORES 110 kV, respectivamente.

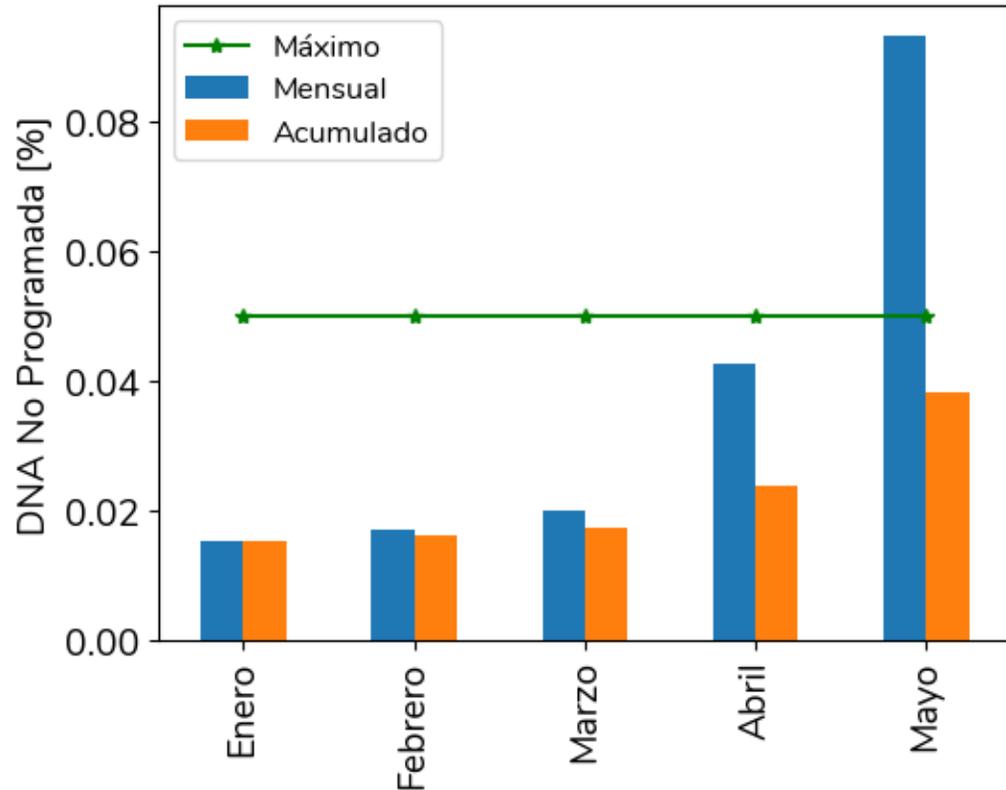
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.869 GWh en el mes de Mayo. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripción
2022-05-19 05:51	701.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0207569, C0207570, C0207571, C0207572, C0207573 y C0208534 de los activos BT EL COPEY 15 100 MVA 220 kV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV, EL COPEY 5 100 MVA 220/110/34.5 kV, BL1 EL COPEY A EL PASO 110 kV, BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV y EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, respectivamente.
2022-05-17 05:00	572.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0208429 y C0208537 de los activos VALLEDUPAR 11 100 MVA 220/110/13.2 kV y VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV, respectivamente.
2022-05-15 06:00	449.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0198920, C0198921 y C0200931 de los activos BL1 LAS FLORES A TERMOFLORES 110 kV, LAS FLORES - TERMOFLORES 1 110 kV y BL1 TERMOFLORES A LAS FLORES 110 kV, respectivamente.
2022-05-13 06:22	253.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0206426 del activo BARANOA 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV.

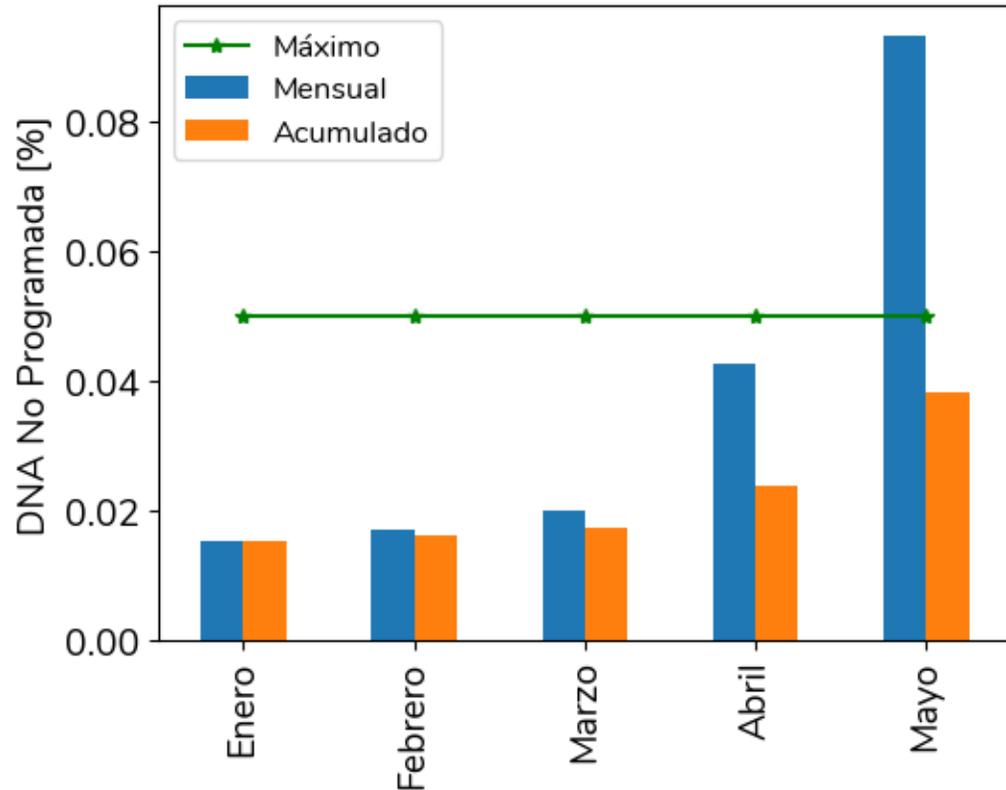
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 6.014 GWh en el mes de Mayo. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripción
2022-05-13 00:00	1717.0	Continúa demanda no atendida por disparo de los activos asociados a la barra CHINÚ 110 kV y el transformador CHINÚ 1 150 MVA 500/110/34.5 kV; dejando sin tensión las subestaciones: CHINÚ PLANTA 110 kV, SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV, LA MOJANA 110 kV, CHINÚ PLANTA 110 kV, SINCÉ 110 kV, MAGANGUÉ 110 kV, MOMPOX 110 kV, BOSTON 110 kV, COVEÑAS 110 kV, SIERRA FLOR 110 kV, TOLUVIEJO 110 kV, EL CARMEN 110 kV, ZAMBRANO 66 kV, SAN JACINTO 66 kV y CALAMAR 66 kV.
2022-05-13 00:00	367.5	Continúa demanda no atendida por disparo del activo BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2022-05-05 00:00	319.1	Continúa demanda no atendida por disparo del transformador AGUA CLARA 115/34.5/13.2 kV.
2022-05-17 00:02	262.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0211057 del activo BL1 LAS FLORES A TERMOFLORES 110 kV.

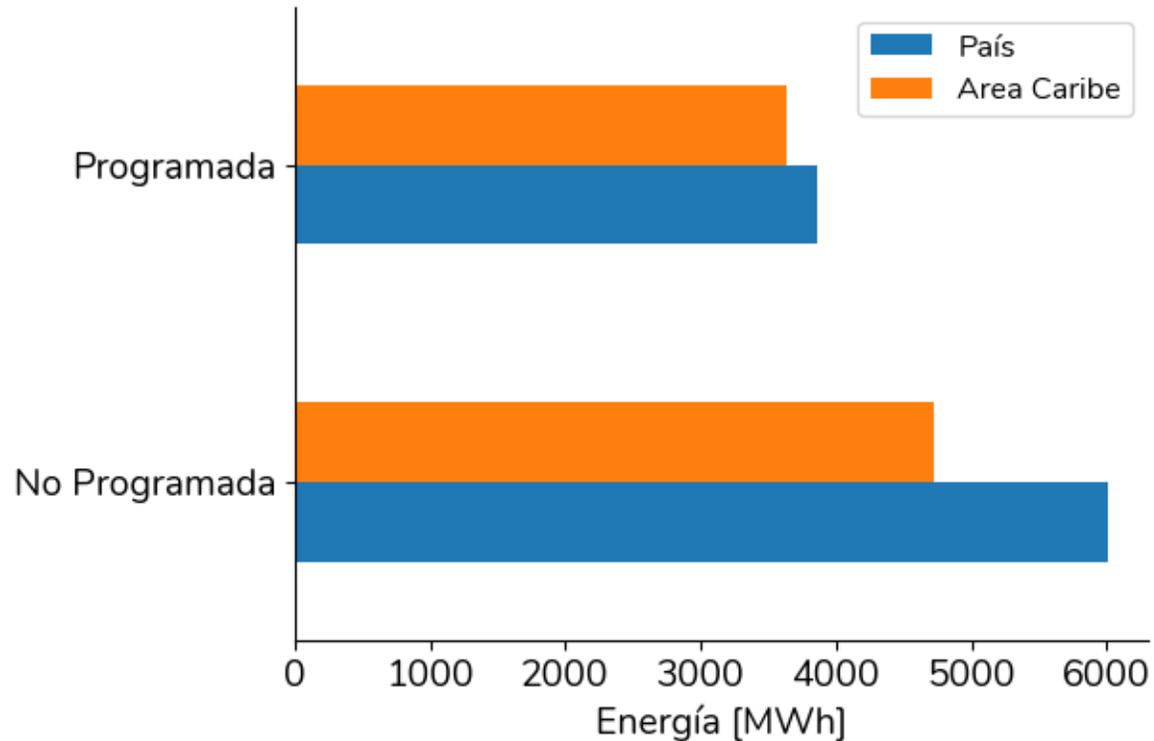
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 6.014 GWh en el mes de Mayo. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripcion
2022-05-12 23:05	257.9	Demanda no atendida por disparo de los activos asociados a la barra CHINÚ 110 kV y el transformador CHINÚ 1 150 MVA 500/110/34.5 kV; dejando sin tensión las subestaciones: CHINÚ PLANTA 110 kV, SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV, LA MOJANA 110 kV, CHINÚ PLANTA 110 kV, SINCÉ 110 kV, MAGANGUÉ 110 kV, MOMPOX 110 kV, BOSTON 110 kV, COVEÑAS 110 kV, SIERRA FLOR 110 kV, TOLUVIEJO 110 kV, EL CARMEN 110 kV, ZAMBRANO 66 kV, SAN JACINTO 66 kV y CALAMAR 66 kV.
2022-05-26 07:20	216.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0211316 del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.
2022-05-15 19:42	203.4	Demanda no atendida por disparo del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.
2022-05-04 15:20	186.5	Demanda no atendida por disparo de los transformadores REAL DE MINAS 1 40 MVA 115/34.5 kV, REAL DE MINAS 2 40 MVA 115/34.5 kV Y REAL DE MINAS 3 40 MVA 115/34.5 kV, por falla en el SDL.
2022-05-06 00:00	172.9	Continúa demanda no atendida por disparo del transformador AGUA CLARA 115/34.5/13.2 kV.

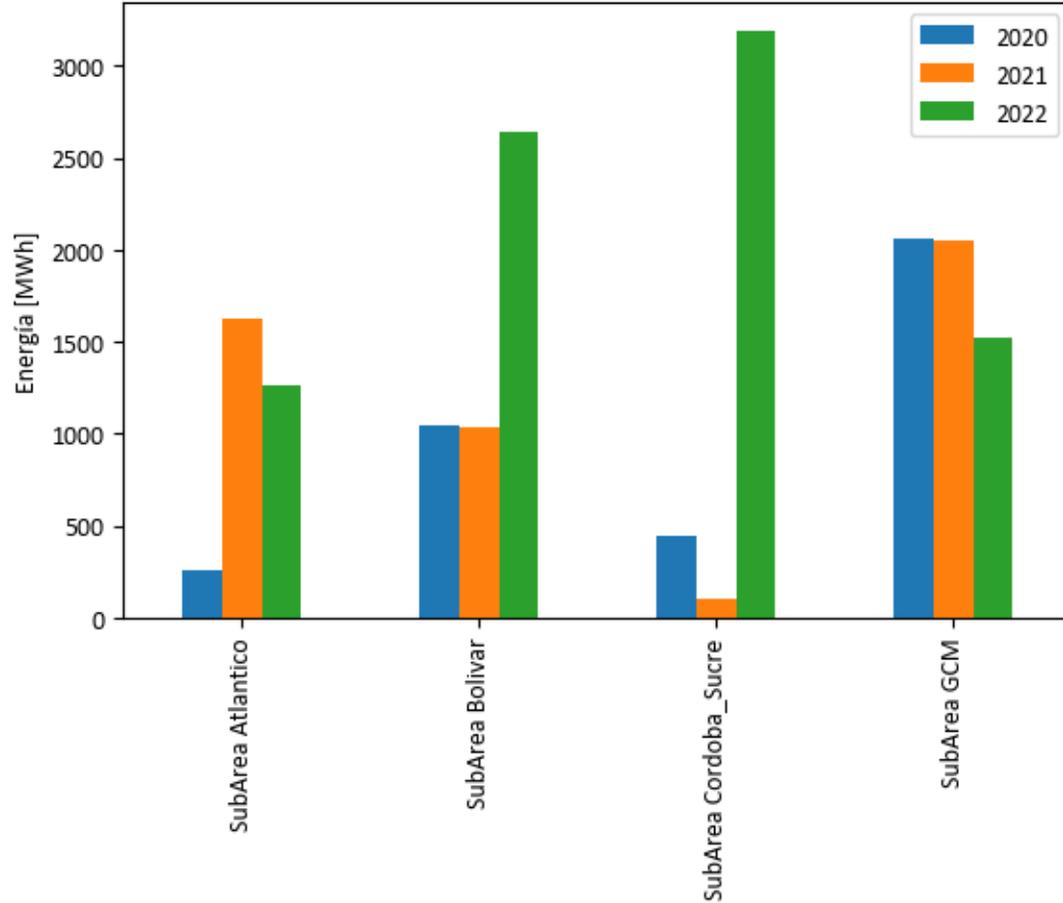
DNA Caribe vs. País



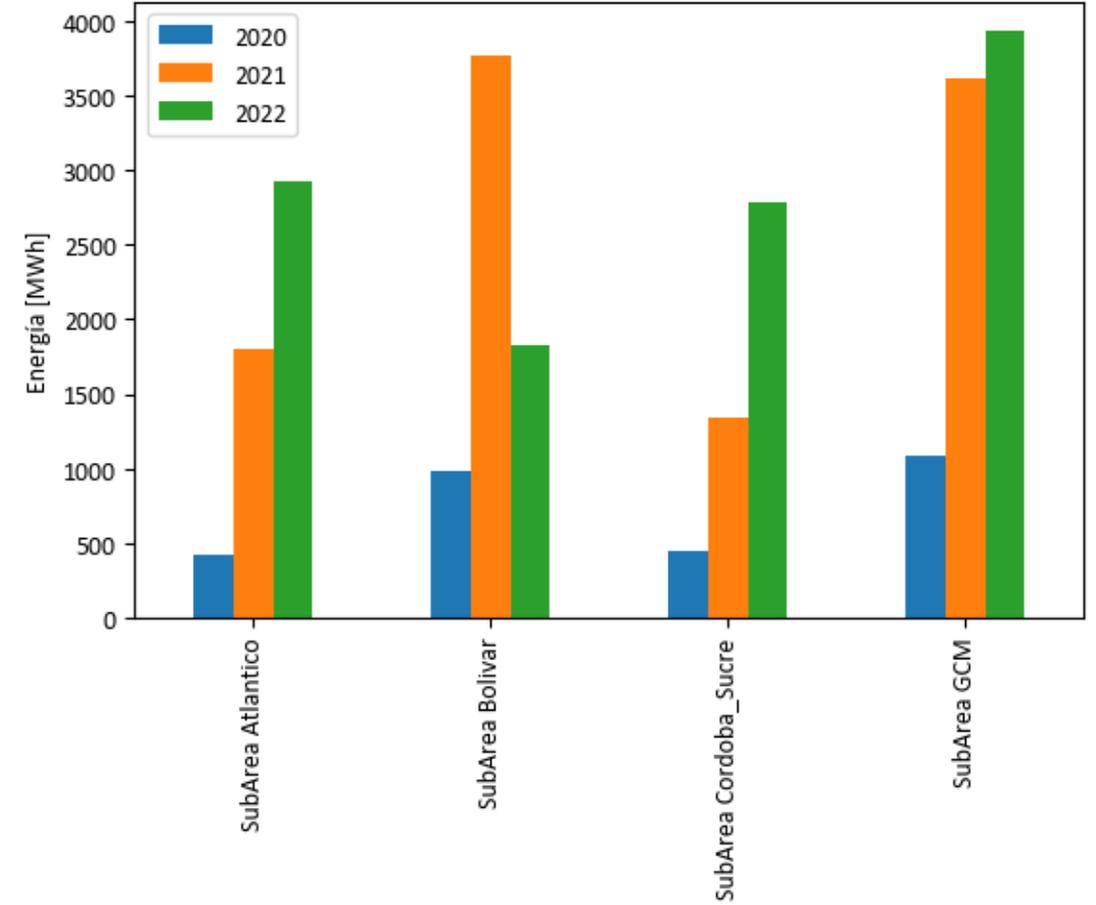
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 3.629 GWh, siendo un 94.05% de la demanda no atendida programada nacional (3.859 GWh) para el mes de Mayo.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 4.718 GWh, siendo un 78.46% de la demanda no atendida no programada nacional (6.014 GWh) para el mes de Mayo.

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



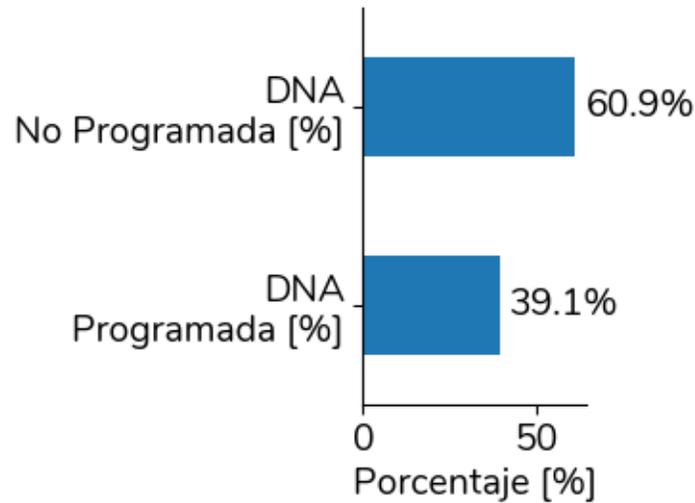
DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Mayo



Resumen – Demanda no atendida

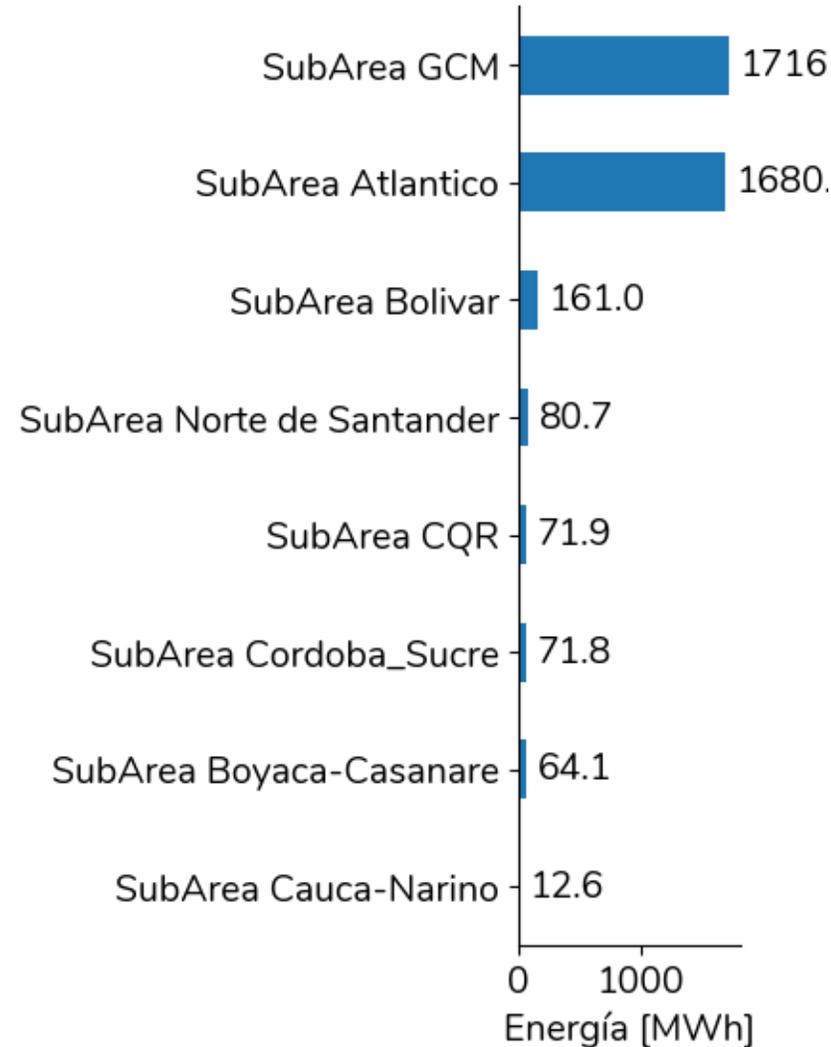


% DNA

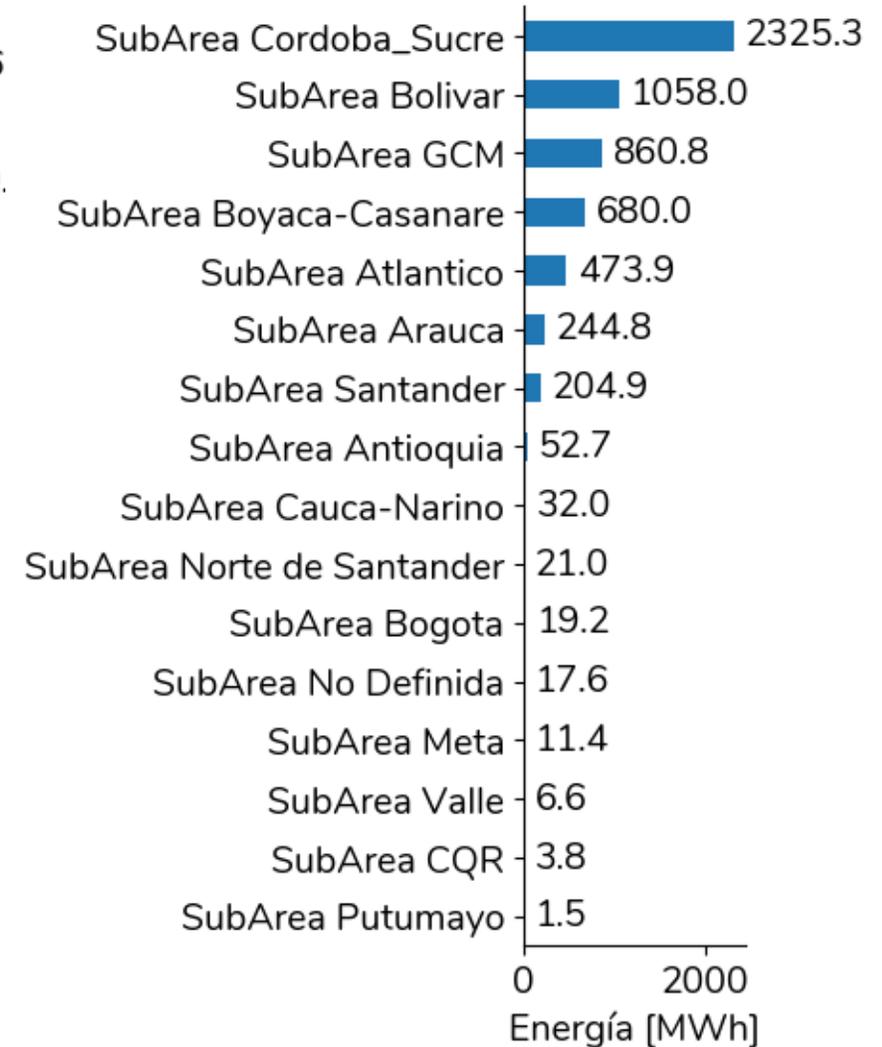


El total de demanda no atendida en Mayo fue 9.87 GWh

DNA Programada



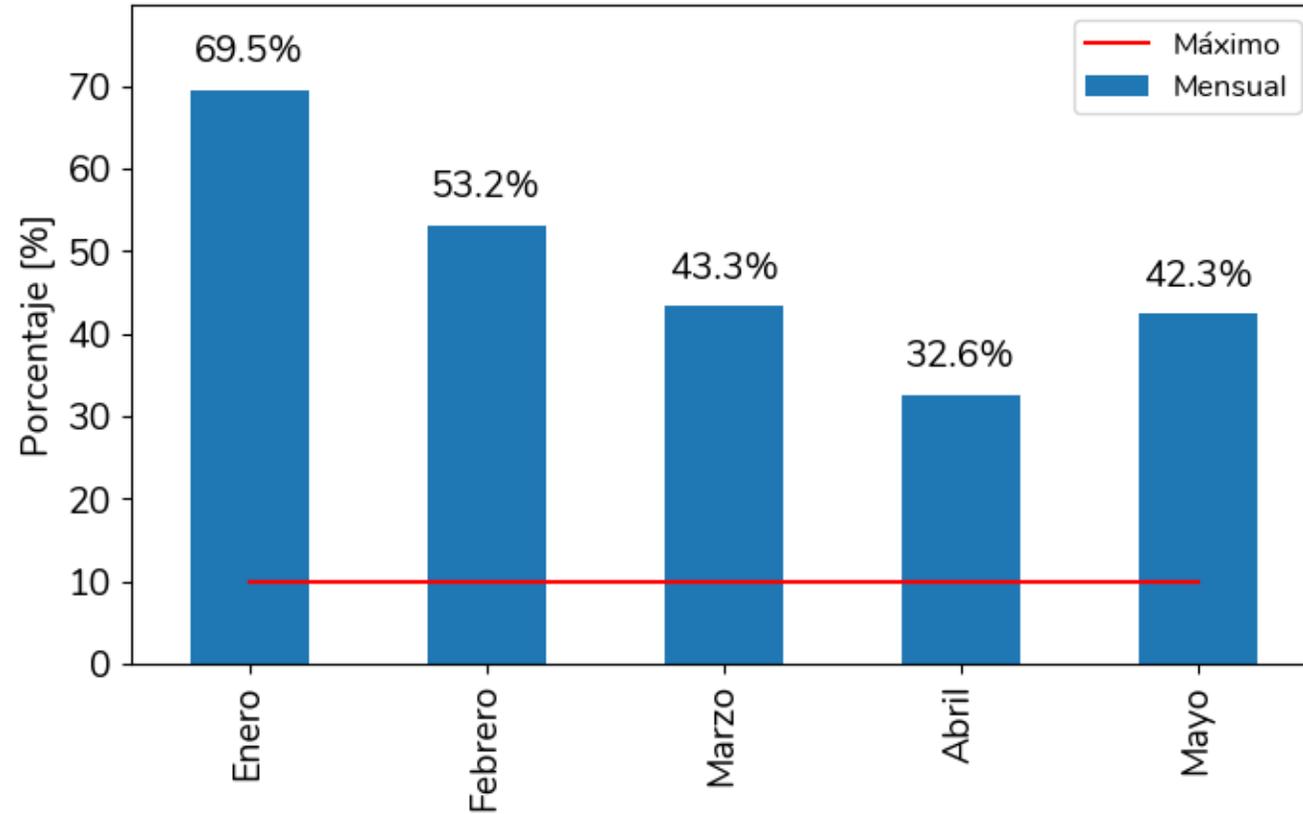
DNA No Programada



Desviación Plantas Menores



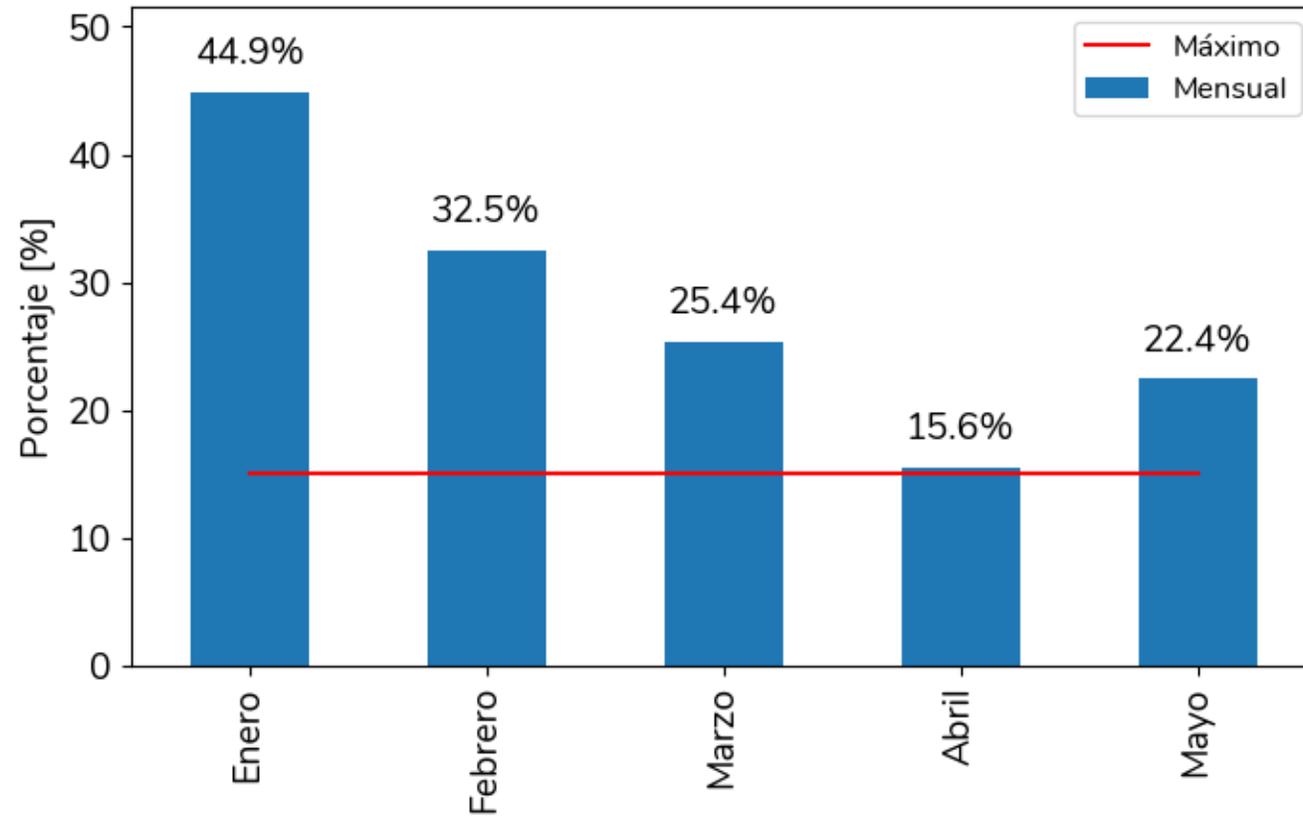
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 10%



Desviación Plantas Menores



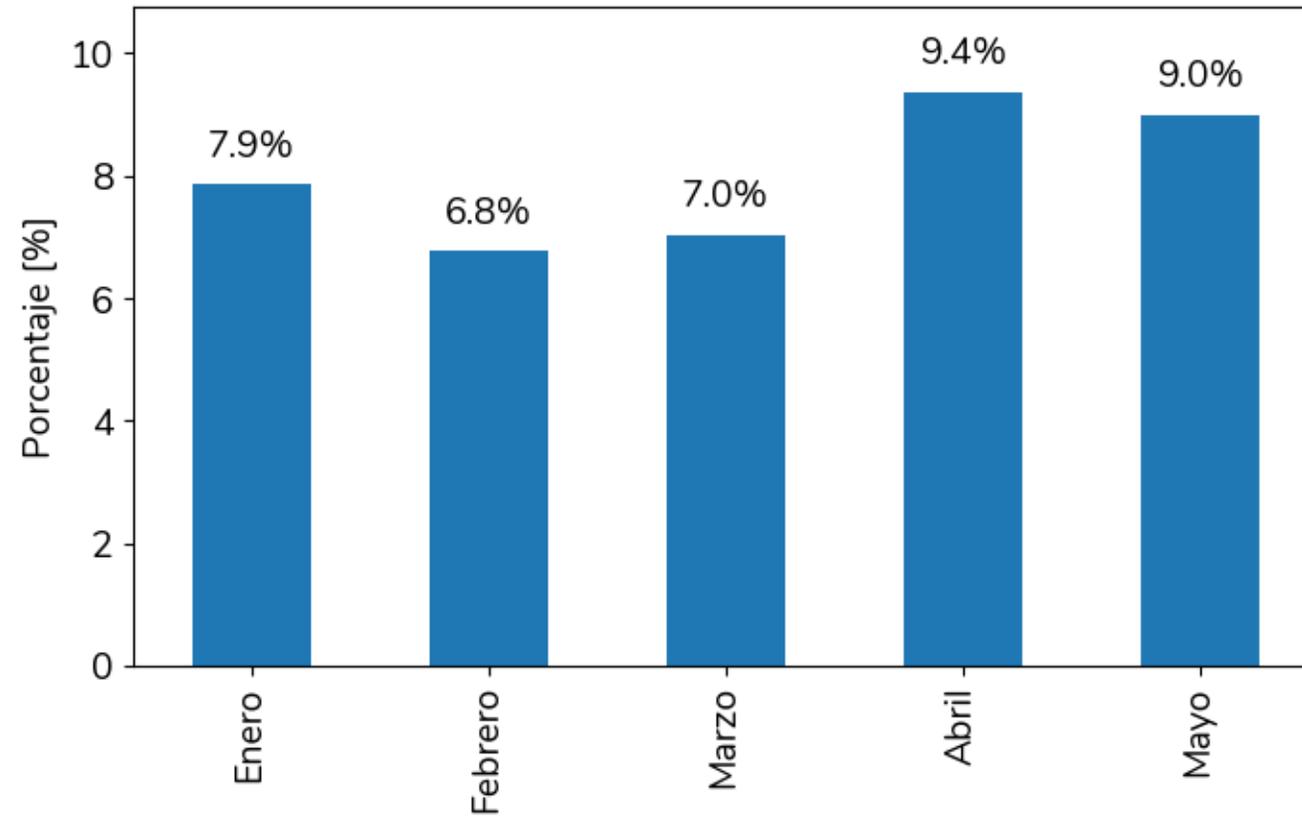
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN



Participación PNDC en la generación total del SIN

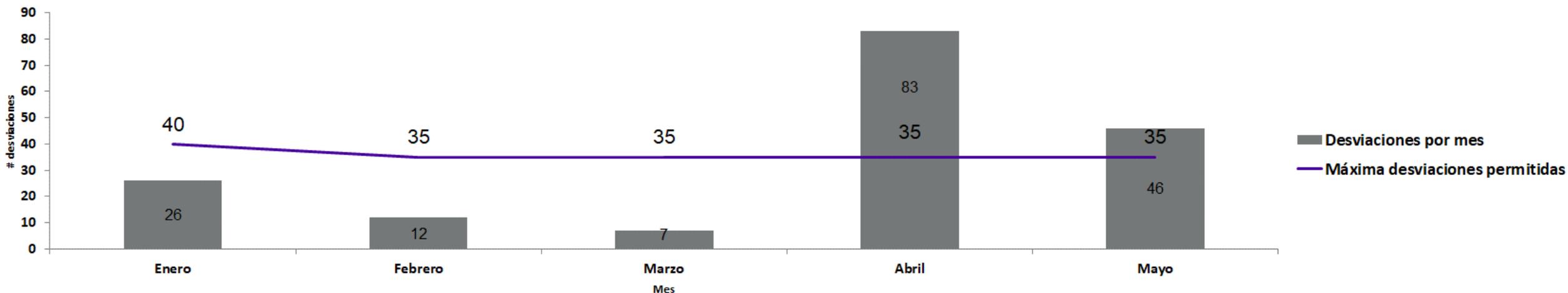


Reserva GCM menor al 10%

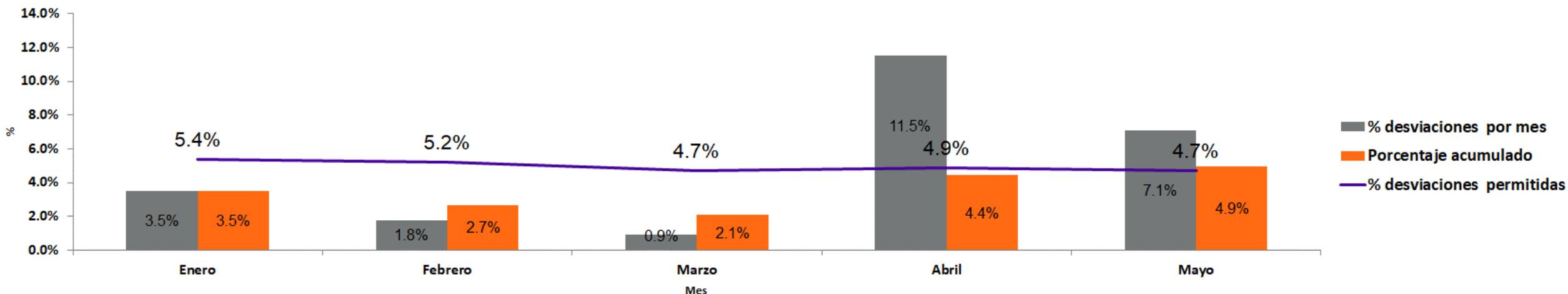
Día	Periodos menor al 10%	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
01-may																									
02-may	19-20-21-22-23																								
03-may	15-16, 19-20-21-22-23																								
04-may	15-16, 19-20-21-22-23																								
05-may	15-16, 19-20-21-22-23																								
06-may	14-15-16-17, 19-20-21-22-23																								
07-may	20-21																								
08-may	21																								
09-may	20-21																								
10-may	21																								
11-may	19-20-21-22-23																								
12-may	20-21-22																								
13-may	20-21-22																								
14-may	20-21-22																								
15-may	1-2-3-4, 14 al 24																								
16-may	20-21-22																								
17-may	20-21																								
18-may	20-21																								
19-may	20-21-22																								
20-may	20-21																								
21-may	20-21																								
22-may	20-21																								
23-may	1-2-3-4, 12 al 24																								
24-may	1-2-3-4, 13 al 24																								
25-may	1-2-3-4, 11-12-13, 20-21-22-23																								
26-may	9 al 23																								
27-may	19-20-21-22-23																								
28-may	20-21-22-23																								
29-may	20-21-22-23																								
30-may	20-21-22-23																								
31-may	1, 17, 20-21-22-23																								

Indicador de calidad del pronóstico oficial mayo 2022

Número de desviaciones mayores al 5%



Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

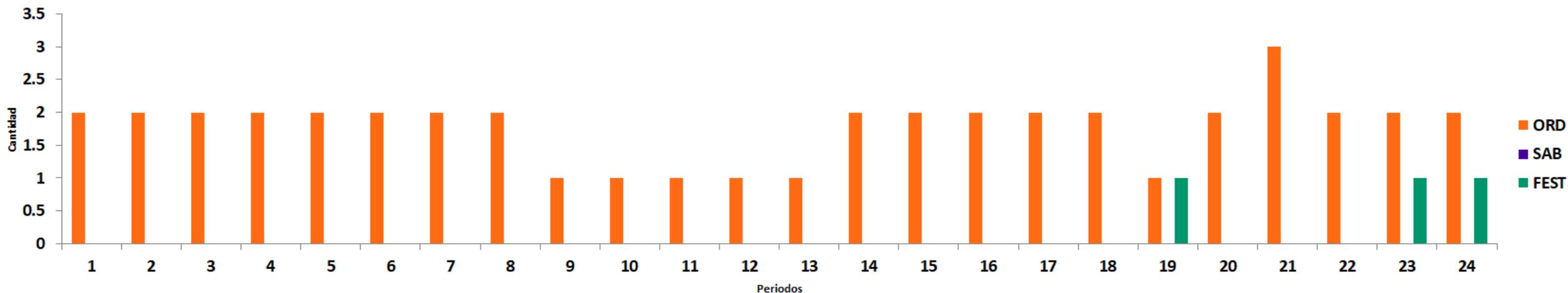


*Información hasta el 30 de mayo de 2022

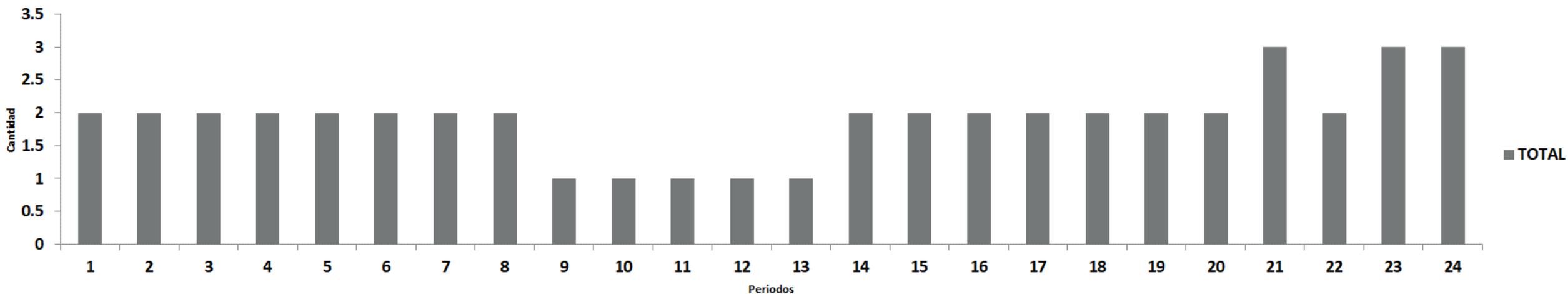
Indicador de calidad del pronóstico oficial mayo 2022



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



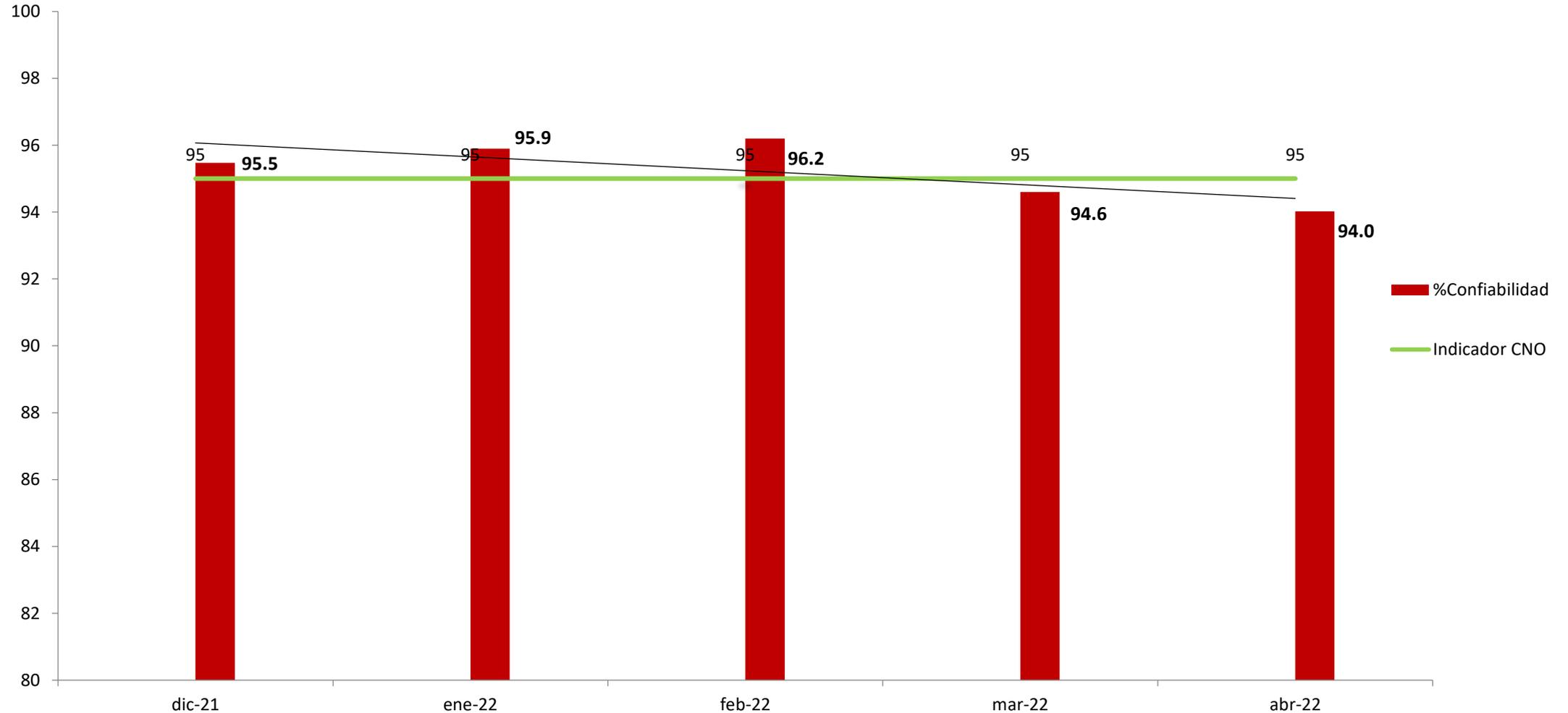
Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información actualizada el 30 de mayo de 2022

Indicador de calidad de la supervisión

Indicador de calidad de la Supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de abril de 2022

| Posibles atrapamientos de plantas futuras



Metodología

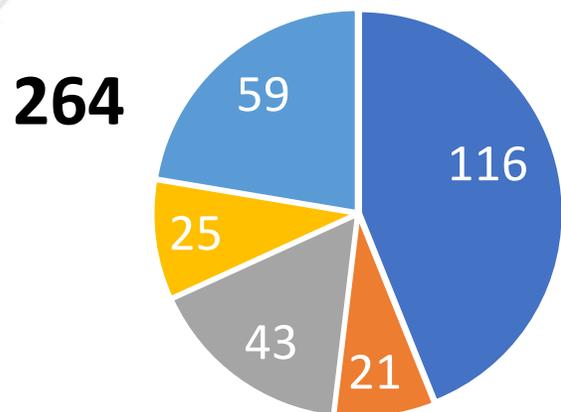


- Se parte de los supuestos y resultados de los informes de planeamiento de Mediano y largo plazo publicados el 31 de marzo del 2022.
- Se consideran los proyectos de red futuros entrando en las fechas registradas.
- Se consideran TODOS los proyectos de generación entrando en las fechas registradas y generando en las condiciones de despacho más críticas para cada restricción. Full capacidad (CEN) atrapamientos y mínimo contrapesos de balances de generación.

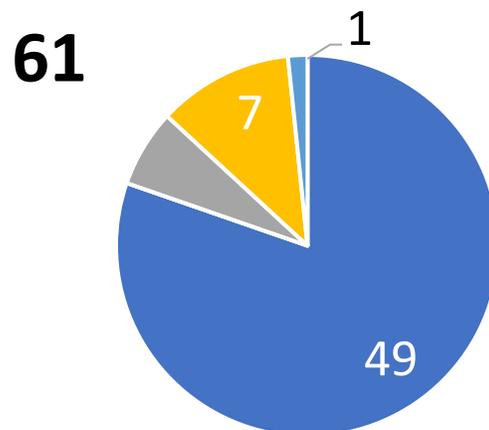
Posibles atrapamientos de plantas futuras



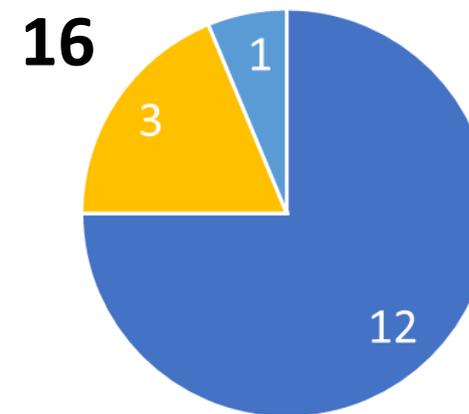
Total N° Proyectos de generación



Proyectos de generación que podrían tener limitaciones



Proyectos de generación con obligaciones que podrían tener limitaciones



■ Caribe ■ Antioquia ■ Nordeste ■ Oriental ■ Suroccidental

■ Caribe ■ Antioquia ■ Nordeste ■ Oriental ■ Suroccidental

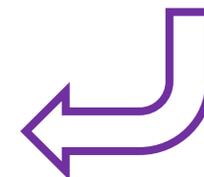
■ Caribe ■ Antioquia ■ Nordeste ■ Oriental ■ Suroccidental

Área suroccidental: Atrapamiento de 10 MW aproximadamente, 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 elimina 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 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.



Situación operativa

Alto Anchicayá



Eventos de tensión y frecuencia

Fecha Inicio	Duración evento tensión Alto 230 kV (min)	Frecuencia mínima evento (Hz)	Generación Alto desconectada (MW)	Descripción
18/04/2022 12:24	16	59.64	355	Evento de tensión debido al disparo de la línea ALTO ANCHICAYA PANCE 1 230 kV ocasionando disparo de las unidades de ALTO ANCHICAYÁ 1, 2 Y 3. En el momento del evento se encontraba en mantenimiento la línea ALTO ANCHICAYA YUMBO 1 230 kV por trabajos de la consignación nacional C0209563.
22/04/2022 11:52	17	59.65	355	Evento de tensión debido al disparo de la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV, ocasionando disparo de las unidades de ALTO ANCHICAYÁ 1, 2 y 3. En el momento del evento se encontraba en mantenimiento la línea ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV por trabajos de la consignación nacional C0209563.
22/04/2022 12:49	27	59.65	355	Evento de tensión debido al disparo de la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV, ocasionando disparo de las unidades de ALTO ANCHICAYÁ 1, 2 y 3. En el momento del evento se encontraba en mantenimiento la línea ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV por trabajos de la consignación nacional C0209563.
21/05/2022 12:49	21	59.75	230	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.
20/05/2022 19:07	1716	59.76	268	Evento de tensión por disparo de los activos BL1 ALTO ANCHICAYA A YUMBO 230 kV y ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV, causando disparo de BAHIA ACOPLÉ 1 ALTO ANCHICAYA 230 kV y de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3.
22/05/2022 14:25	30	59.75	240	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3 con aproximadamente 240 MW. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.
23/05/2022 9:55	11	59.68	350	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 1, ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3 con aproximadamente 350 MW. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.
23/05/2022 13:29	30	59.65	300	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 1, ALTO ANCHICAYA 2 y ALTO ANCHICAYA 3. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.
25/05/2022 12:48	16	59.68	396	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando disparo de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 1, 2 y 3. En el momento del evento se encontraba indisponible la línea ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV.

Cambio de parámetros

Capacidad de línea Alto Anchicayá – Yumbo 230 kV

Solicitud: derratear la capacidad de la línea de **1000 A** a **301 A** sin restricciones de sobrecarga.

Justificación: *indisponibilidad de la línea Alto Anchicayá - Pance de 230 KV ocasionada por la explosión de un TC. Por lo anterior el despacho de las unidades del Alto Anchicayá se estaba transfiriendo por la línea Alto Anchicayá – Yumbo de 230 KV mientras se efectuaba la reparación en el TC mencionado.*

Adicionalmente, ante la ocurrencia de varios eventos presentados en la línea Alto Anchicayá - Yumbo de 230 KV y mientras se detectaba la causa de la falla por parte del personal de mantenimiento se optó por derratear la capacidad de línea para contribuir a la seguridad del sistema.

Solicitud: derratear la capacidad de la línea de **1000 A** a **602 A** sin restricciones de sobrecarga.

Justificación: *debido a los eventos que se han presentado en los últimos días en la S/E Alto Anchicayá 230kV*

Lunes 23 de
mayo

16:16 horas

Martes 24 de
mayo

21:32 horas

Miércoles 25
de mayo

15:48 horas

Viernes 27 de
mayo

13:07 horas

Solicitud: aumentar la capacidad de la línea de **301 A** a **1000 A** sin restricciones de sobrecarga.

Justificación: *lo anterior debido a los eventos que se han presentado en los últimos días en la S/E Alto Anchicayá 230kV y en los cuales ya se retiró vegetación cercana a la red.*

Solicitud: aumentar la capacidad de la línea de **602 A** a **1000 A** sin restricciones de sobrecarga.

Justificación: *debido a los eventos que se han presentado en los últimos días en la S/E Alto Anchicayá 230kV y en los cuales ya se retiró vegetación cercana a la red el día de hoy bajo consignación de emergencia CO211344*

Conclusiones

- Por lo anterior y con el fin de garantizar la operación segura y confiable del SIN, solicitamos el análisis de las causas y los planes detallados de acción elaborados por CELSIA que conlleven a solucionar los inconvenientes identificados y así evitar recurrencias en la desconexión de la subestación ALTO ANCHICAYÁ 230 kV, las líneas y las unidades de generación asociadas.
- Adicionalmente, los 9 eventos de tensión cuya causa está asociada a la desconexión de la subestación Alto Anchicayá 230 kV, deja al indicador de eventos de tensión fuera de rango establecido en el acuerdo CNO 1516 cerca a la meta definida de 10 eventos por año.

Resumen Ejecutivo Preliminar
Evento 2022-0889
Chinú 110 kV



1. Generalidades del evento



Descripción:

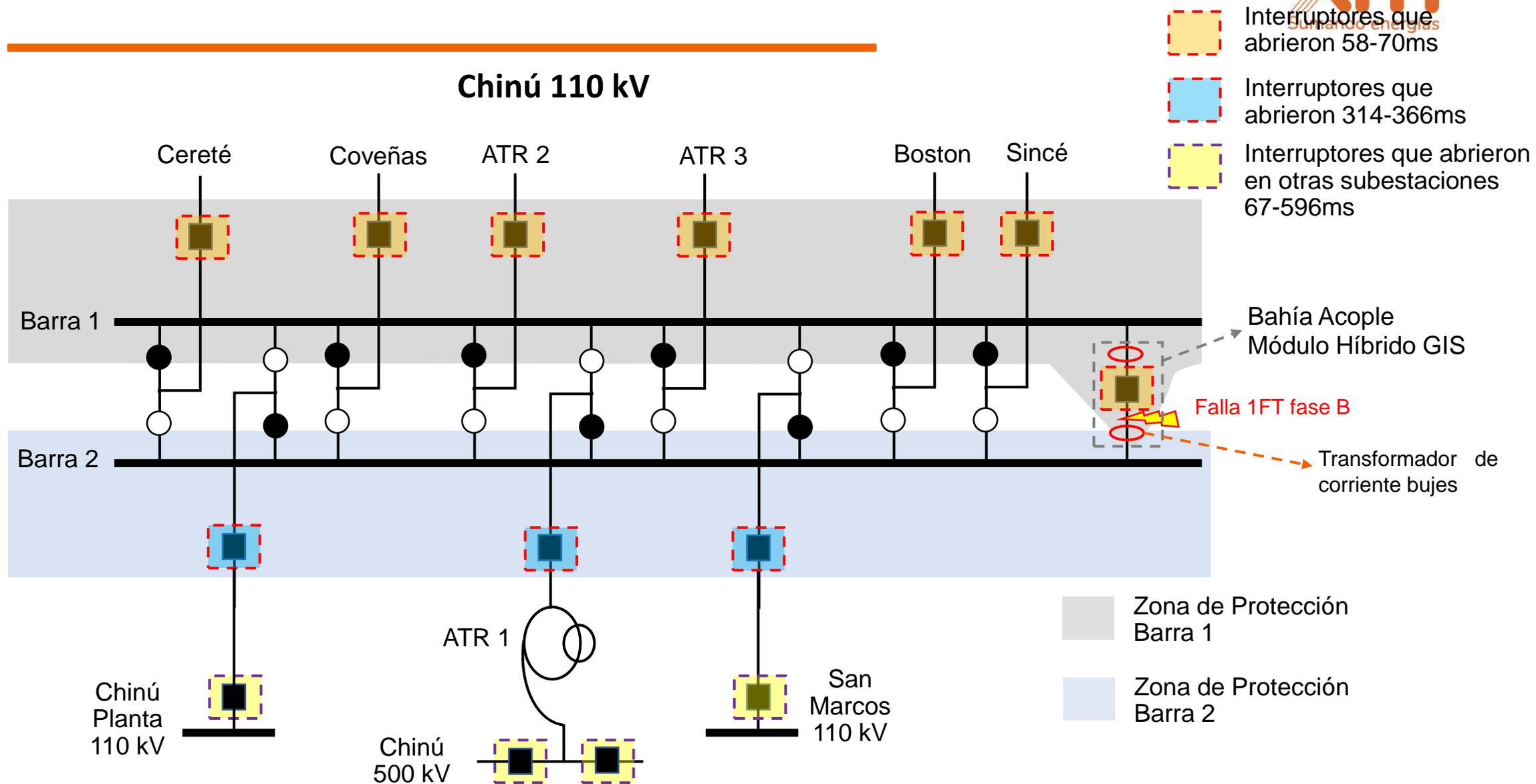
El 12 de mayo de 2022, a las 23:05 horas, se produjo la desconexión de todos los elementos asociados con la subestación Chinú 110 kV, ante falla en la bahía de acople entre el interruptor y el seccionador asociado a la barra 2.

Situación Iniciadora: Falla monofásica fase B en la bahía de acople (módulo híbrido) entre el interruptor de acople y el seccionador asociado a la barra 2 de la subestación Chinú 110 kV.

Aspectos Relevantes

- La falla ocurre dentro de la sección GIS de la bahía de acople que es un módulo híbrido integrado.
- La falla fue despejada en 366ms por la ubicación de la falla y por la concepción del sistema de protección de barras de la subestación, fue necesaria la operación de la función de falla interruptor para culminar el despeje de la falla.
- No se observó la activación del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión, se observó una respuesta transitoria del SVC de Chinú.
- Pérdida de carga de aproximadamente 260 MW.
- Excursión transitoria de frecuencia alcanzando 60.3 Hz

2. Secuencia del evento Chinú 110 kV



Operación de Protecciones en Chinú 110 kV



Barra 1 Chinú 110 kV: Operación del sistema de protección diferencial de barras ANSI 87B, ante falla en la zona de protección, con apertura de los interruptores conectados a esta barra en tiempos de protecciones principales.

Acople Barras Chinú 110 kV: Operación del sistema de protección, función de falla interruptor ANSI 50BF en etapa 2, **ante falla en la zona muerta, entre el interruptor y el seccionador del lado de barra 2**, según esquema implementado, con apertura de todos los interruptores asociados con la barra 2, en tiempos de protecciones de respaldo.

Barra 2 Chinú 110 kV: Activación de los relés de disparo y bloqueo ANSI 86 por operación de la función falla interruptor ANSI 50BF en etapa 2 del acople de barras Chinú 110 kV, con apertura de todos los interruptores asociados con la barra 2, en tiempos de protecciones de respaldo.

Conclusiones - Preliminar



- Se presentó falla por pérdida de aislamiento según reporte de TRANSELCA en el acople de barras (módulo híbrido) de la subestación Chinú 110 kV, generando falla interna en la zona muerta entre el interruptor y el seccionador del lado de barra 2, la cual, fue despejada en tiempos de protecciones de respaldo según su esquema de protección.
- Las bahías Chinú Planta y San Marcos hacia la subestación Chinú a 110 kV, presentaron operación de su sistema de protección ante falla externa en tiempos de protecciones principales.
- El evento ocasionó Demanda No Atendida (DNA)
- El evento ocasionó excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación.
- El evento produjo ausencia de tensión en las subestaciones a 110 kV, Chinú, Sincé, San Marcos, La Mojana, Magangué, Mompo, Sierra Flor, Toluviejo, Chinú Planta, Boston, Coveñas.

Resumen Evento 2022-0423
Atlántico - GCM



1. Generalidades del evento

Descripción:

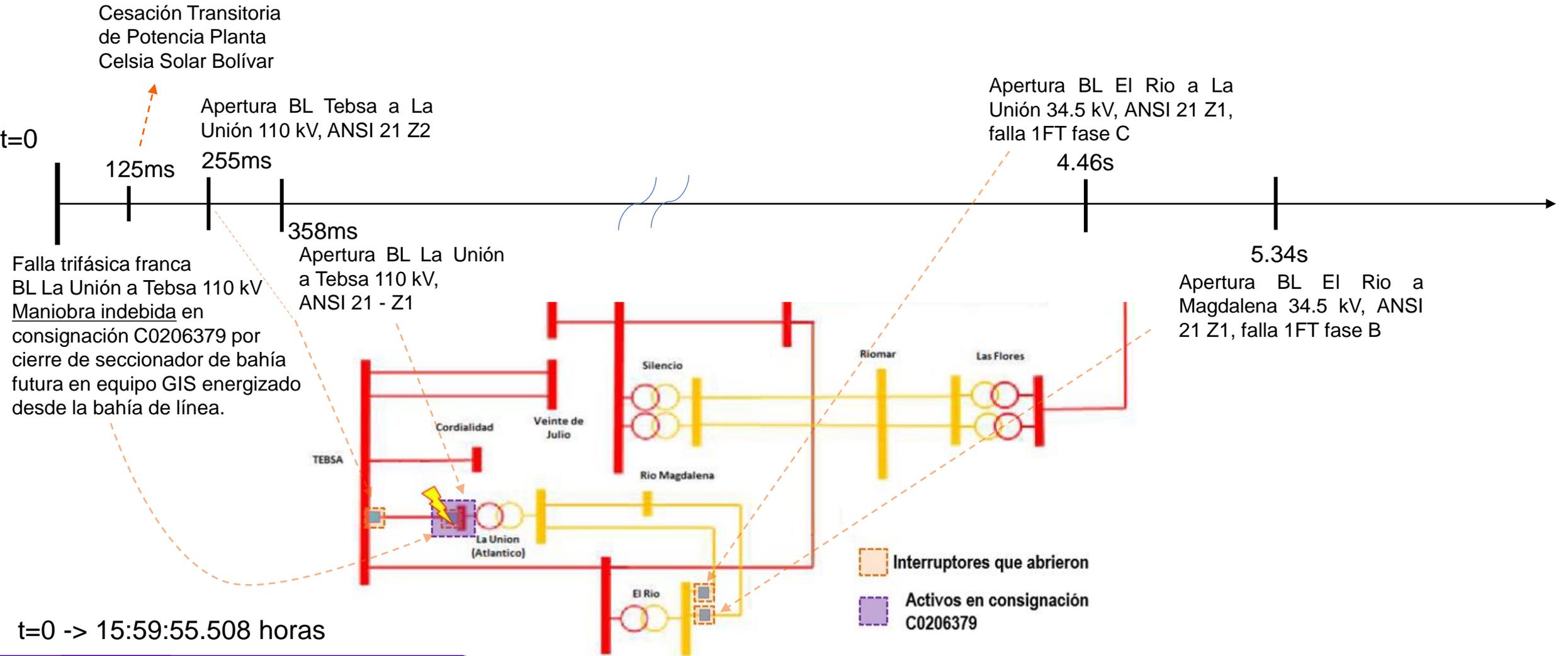
El 17 de marzo de 2022, a las **15:59 horas**, se produjo la desconexión de la(s) línea(s) de transmisión, Tebsa – La Unión 110 kV, en ambos extremos por falla interna. Adicionalmente se produjo desconexión de la línea Valledupar – Guatapurí 2 34.5 kV en Valledupar, a las **16:00 horas** desconexión 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.

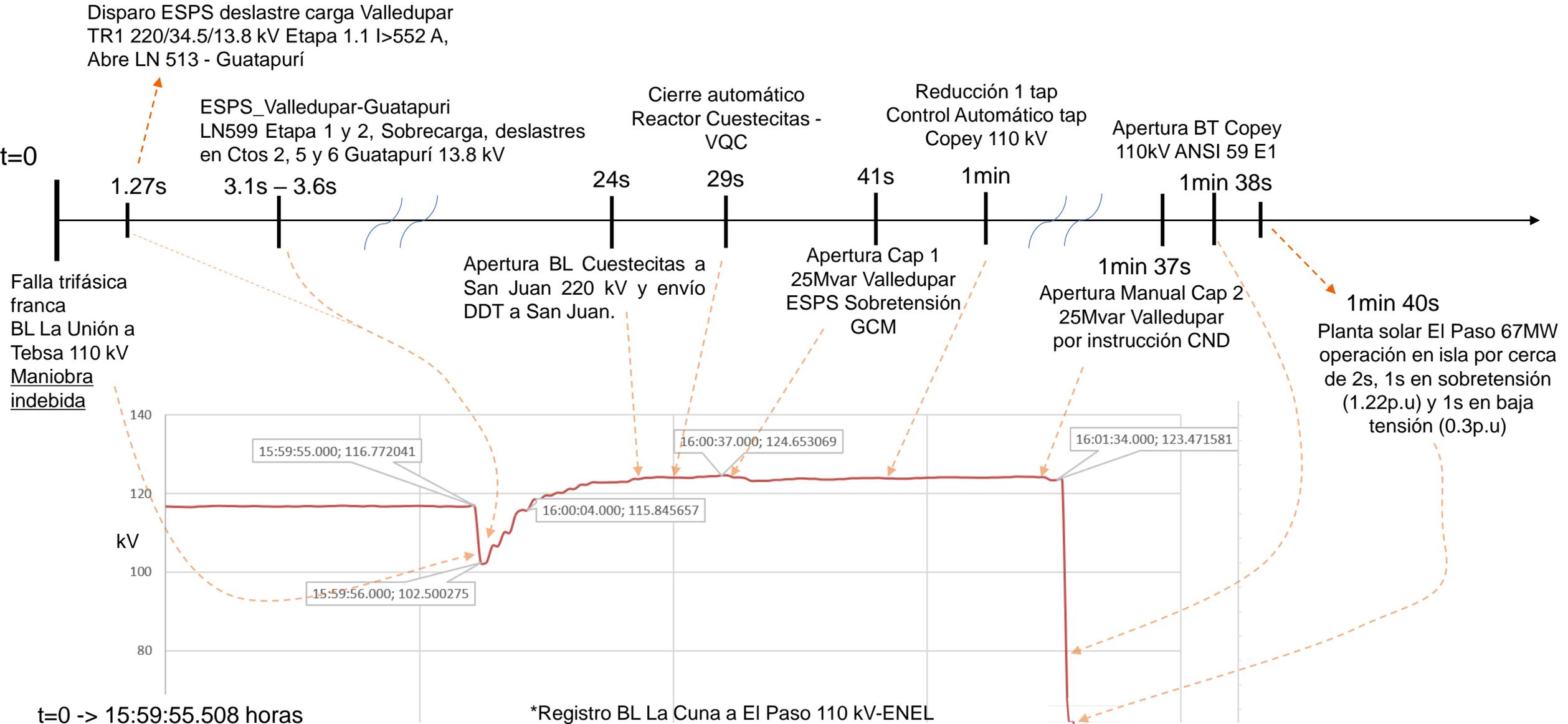
Aspectos Relevantes

- 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. Secuencia del evento en red Atlántico



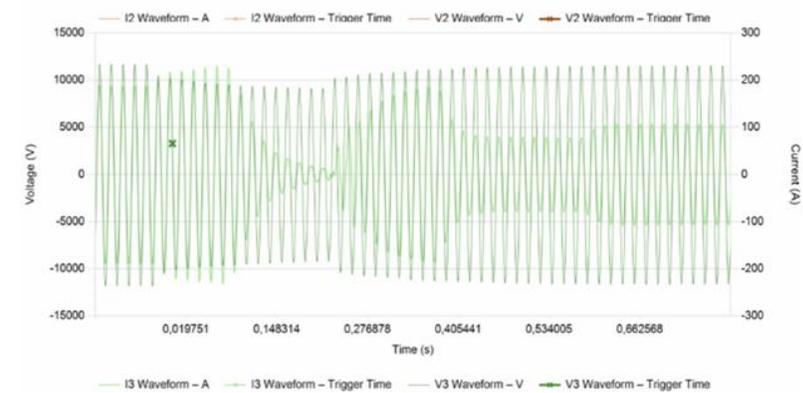
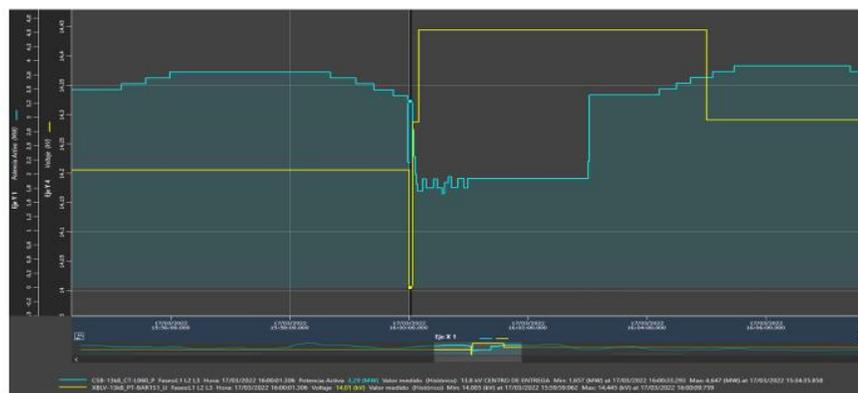
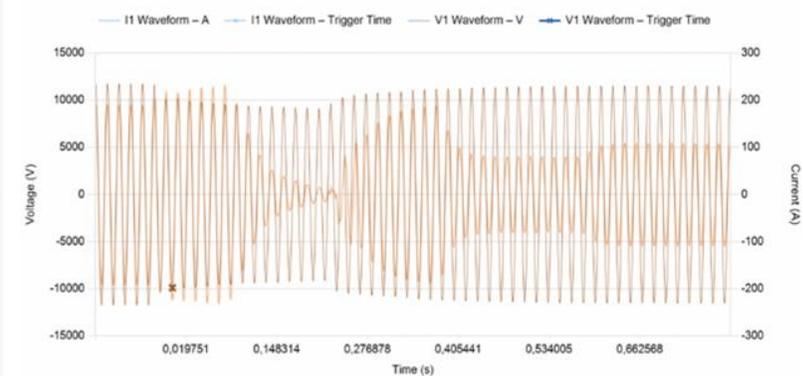
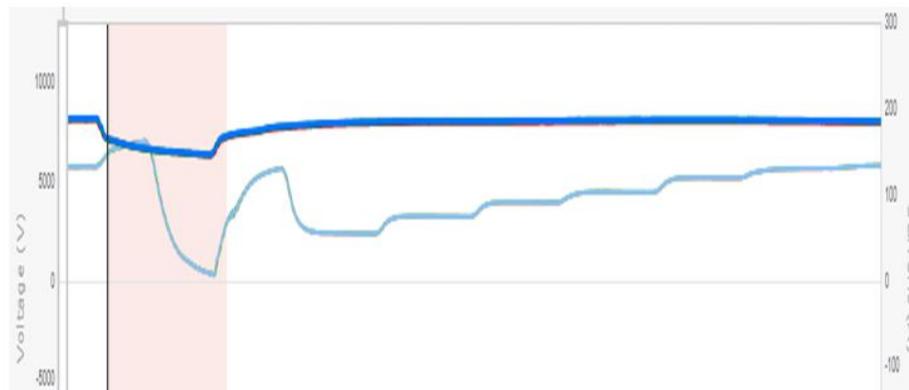
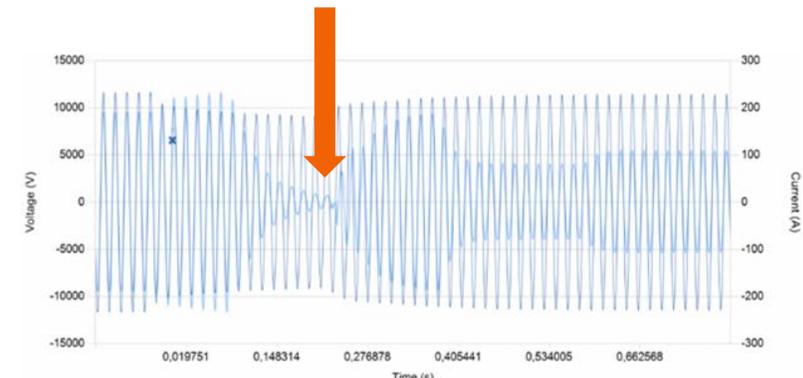
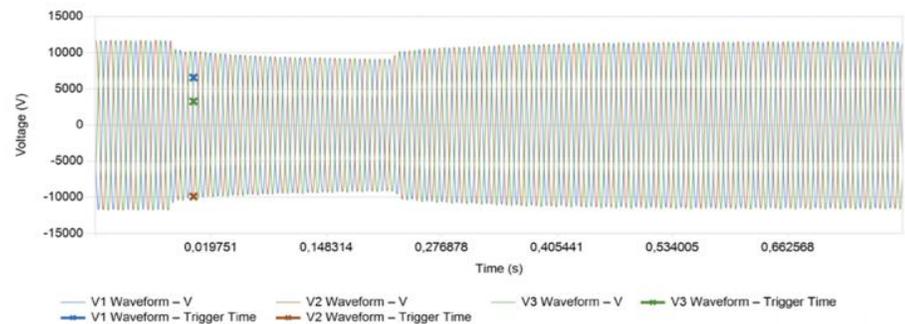
2. Secuencia del evento en red GCM



4. Comportamiento de plantas no convencionales durante el evento.

Celsia Solar Bolívar 8 MW nivel 13.8 kV en operación comercial

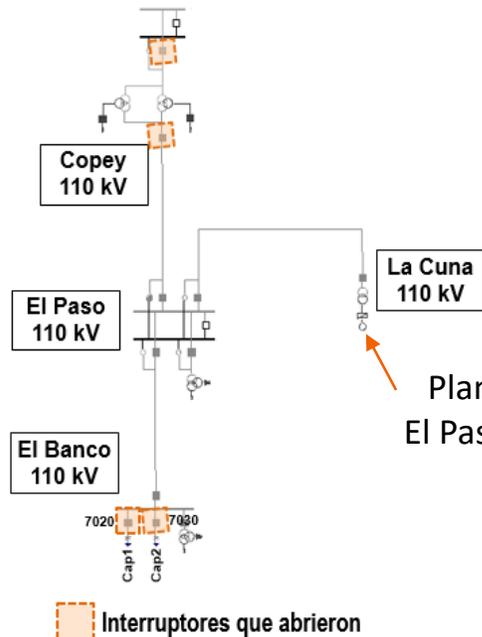
Cesación Transitoria de Potencia



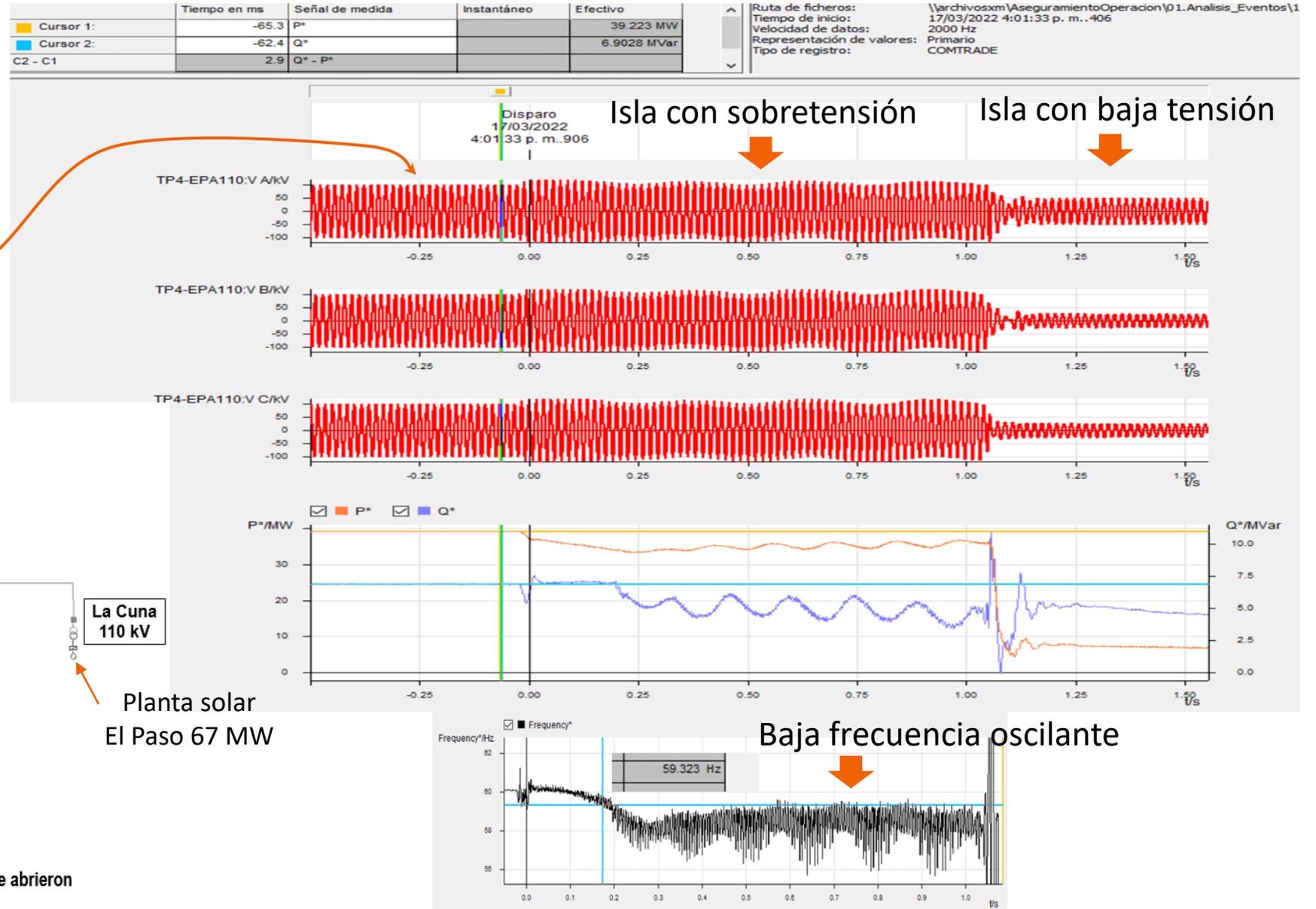
4. Comportamiento de plantas no convencionales durante el evento.

Planta Solar El Paso 67MW aún en pruebas

Antes de operar en isla, aportaba 6.2 Mvar.
Tensión en Barra La Cuna 1.12p.u



Planta solar El Paso 67 MW



5. Conclusiones

Se presentó falla franca trifásica en la bahía La Unión a Tebsa 110 kV por maniobra indebida, de cierre del seccionador de puesta a tierra en bahía futura conectada temporalmente a la bahía de línea La Unión a Tebsa 110 kV durante ejecución de consignación nacional según lo informado por AIR-E.

Se presentaron fallas en las líneas El Río – La Unión, El Río – Magdalena a 34.5 kV durante condiciones de sobrecarga, las cuáles, fueron despejadas por los sistemas de protección, según reporte de AIR-E en estas líneas se produjo caída de conductores.

La falla en la bahía La Unión a Tebsa 110 kV ocasionó la activación del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión con mayor consecuencia en la subárea GCM, en la cual, se presentó inestabilidad de tensión al quedar esta por fuera del rango normal de operación en las subestaciones Copey, Valledupar y Cuestecitas 220/110 kV. Lo anterior produjo aperturas de elementos por actuación de esquema de disparo por sobretensiones definido para la subárea.

La planta solar El Paso 67MW contribuyó a la elevación de la tensión durante el fenómeno de recuperación lenta de tensión al inyectar de manera permanente potencia reactiva. En el control de dicha planta no se observó acción de regulación ante las condiciones de sobretensión. Adicionalmente esta planta operó en isla ante la apertura del transformador Copey 220/110/34.5 kV 100MVA manteniendo tensión por encima de 1.2p.u durante 1s y posterior condición de baja tensión por otro segundo.

5. Conclusiones

En la subestación El Banco 110 kV las funciones ANSI 59 de los condensadores 01 y 02 6 Mvar no presentaron activación ante condiciones que superaron los umbrales establecidos según esquema de disparo por sobretensiones, esta situación, en combinación con el comportamiento del control de la planta solar El Paso 67MW, que contribuyó a aumentar la tensión, llevó al disparo del transformador Copey 100MVA 220/110/34.5 kV por sobretensión al permanecer la tensión fuera de rango en el nivel de 110 kV.

El (Los) evento(s) ocasionó(aron) Demanda No Atendida (DNA), según lo informado por AIR-E y CARIBEMAR

El (Los) evento(s) ocasionó(aron) excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación.

El (Los) evento(s) produjo(eron) ausencia de tensión en las subestaciones a 110 kV, La Unión, Copey, El Paso, El Banco, La Cuna y Magdalena 34.5 kV.

6. Acciones ejecutadas

Producto del agotamiento de la capacidad de transmisión de potencia en la zona, dentro de las medidas adoptadas para cumplir con los criterios de seguridad establecidos en la regulación, han sido implementados 10 esquemas suplementarios en la subárea GCM.

Así mismo, dadas las condiciones topológicas y fluctuaciones de tensión en la subárea GCM, XM realizó los análisis correspondientes, identificando la necesidad de incluir compensación dinámica en la subárea. Los avances y conclusiones de estos análisis vienen siendo presentadas trimestralmente en el IPOEMP a los agentes y otros entes del sector.

XM ha estado llevando la señal a la UPME para considerar la implementación de estas medidas dentro de las obras ya definidas que fortalecen la subárea GCM en el plan de expansión, como es el caso de la conexión a 500 kV entre Cuestecitas y Copey.

El día 01 de abril de 2022 XM realizó declaración de estado de emergencia dada la posible ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR por sus siglas en inglés) según lo indicado en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995 - Código de Operación que establece lo siguiente:

“Estado de emergencia: Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda...”

6. Acciones por ejecutar

A AIR-E

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.

A ENEL

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.

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.

A CARIBEMAR

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.

A CELSIA

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.

7. Lecciones aprendidas

El control de plantas no convencionales durante fallas y en condiciones de tensión fuera de rango debe tener un comportamiento acorde con la regulación vigente y recomendaciones internacionales, con el objetivo de garantizar la operación segura y confiable del SIN. Esto se verifica con los certificados de fábrica correspondientes, previo a las pruebas de puesta en servicio. Los certificados que se aporten deben validar efectivamente el cumplimiento de los requisitos para FRT establecidos en la regulación vigente y se debería contar con la evidencia en campo de los ajustes finales implementados.

Las fallas trifásicas francas en la zona Caribe son críticas para la estabilidad de tensión y en función de su duración activa el fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión con impactos en la atención de la demanda. Entre más grande y de más duración sea el hueco de tensión, mayor será el impacto para el SIN. Por tanto es necesario cumplir con los tiempos de despeje de falla de protecciones principales en Caribe, según regulación vigente y además, aplicar las recomendaciones dadas a la UPME en el informe trimestral de restricciones referente a compensación síncrona de tensión en Caribe, la cual es requerida para mitigar impactos en la demanda del SIN actual y futura.

A photograph of a wind farm at sunset. The sky is a mix of orange, yellow, and blue. Several wind turbines are visible in the distance. In the foreground, two workers wearing hard hats and safety gear are standing in a field of tall grass, looking towards the turbines. The image is framed by a dark blue border that tapers to a point on the right side.

Lecciones aprendidas Operación DER y FERNC

The logo for 'xm Sumando energías'. The 'x' is stylized with multiple parallel lines to its left, and the 'm' is a simple, rounded font. Below the 'xm' is the text 'Sumando energías' in a smaller font, with 'Sumando' in white and 'energías' in orange.

xm
Sumando energías

Marco regulatorio – Control de tensión

Sumando energías

CREG 060 del 2019: Aplica para generación SFV y eólica despachada centralmente.

CREG 148 del 2021: Aplica para generación y autogeneración SFV y eólica mayor o igual a 5 MW.

SFV y eólica $\geq 5\text{MW}$

Numeral 11.2.2:

El control de tensión que se aplique debe ajustarse de tal manera que sea estable.

Modos de control: tensión, potencia reactiva y/o factor de potencia.

Deben poder aportar al control de la tensión de la red donde se conectan, en el rango operativo normal de su punto de conexión y según las consignas de operación definidas por el Centro de Control del OR.

OR

Artículo 5. Deberán supervisar la operación de las plantas SFV y eólicas objeto de esta resolución.

Los OR y el CND deberán coordinar y podrán controlar la regulación de tensión de las plantas SFV y eólicas objeto de esta resolución.

Artículo 7. Manuales de Operación de los Operadores de Red: Actualizar.

CND

Artículo 5. Deberá coordinar la operación de las plantas SFV y eólicas objeto de esta resolución.

Los OR y el CND deberán coordinar y podrán controlar la regulación de tensión de las plantas SFV y eólicas objeto de esta resolución.

Marco normativo – Control de tensión



Aplica a generadores y autogeneradores SFV y eólicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

Acuerdo 1525 Requisitos de la supervisión.

Es obligatoria la transmisión de datos al Centro de Control del operador de red de la siguiente información cada 4 segundos o menos:

- i. Valor de potencia activa y reactiva de las plantas generadoras;
- ii. Tensión línea – línea y corriente de fase
- iii. Estado de la función de control de frecuencia
- iv. Valor consigna de control de tensión, factor de potencia o potencia reactiva (en caso aplique conforme el Acuerdo del CNO por nivel de tensión).
- v. Modo del control de tensión
- vi. Modo del control de frecuencia

Acuerdo 1531 Requisitos técnicos para el control de tensión.

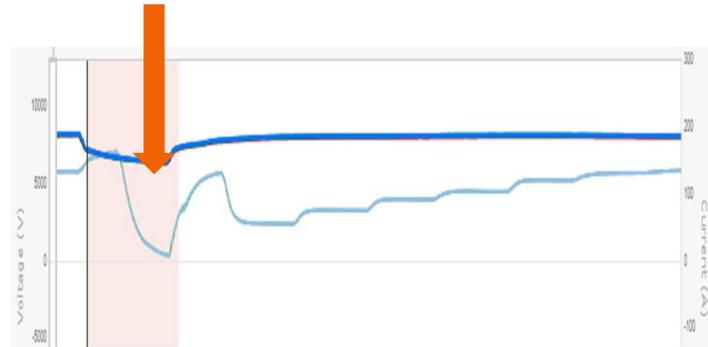
Artículo 8. Control de voltaje con estatismo: En este modo la planta debe controlar de forma continua su intercambio de potencia reactiva en el Punto de Conexión, de acuerdo con la característica lineal desviación de voltaje-potencia reactiva (droop o estatismo) y la banda muerta parametrizadas. El voltaje de referencia para calcular la desviación, el estatismo y la banda muerta deberán ser parametrizadas de acuerdo con las consignas y configuraciones definidas por el OR. El intercambio de potencia reactiva con el SDL exigido estará limitado por las curvas de capacidad declaradas.

Características ante eventos

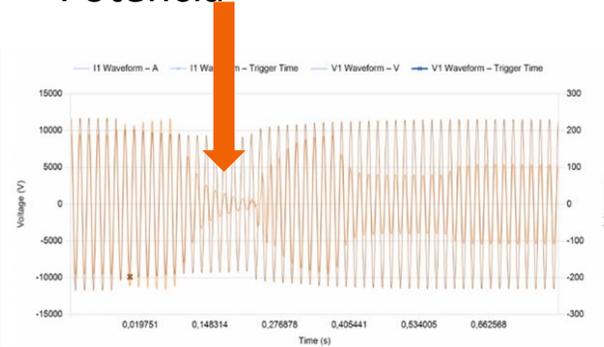


Durante disminución de la tensión la característica VRT de **Celsia Solar Bolívar 8 MW** no se cumplió ante evento en Atlántico, 17 de marzo de 2022, a las 15:59 horas.

Hueco por encima de 0.8 p.u.

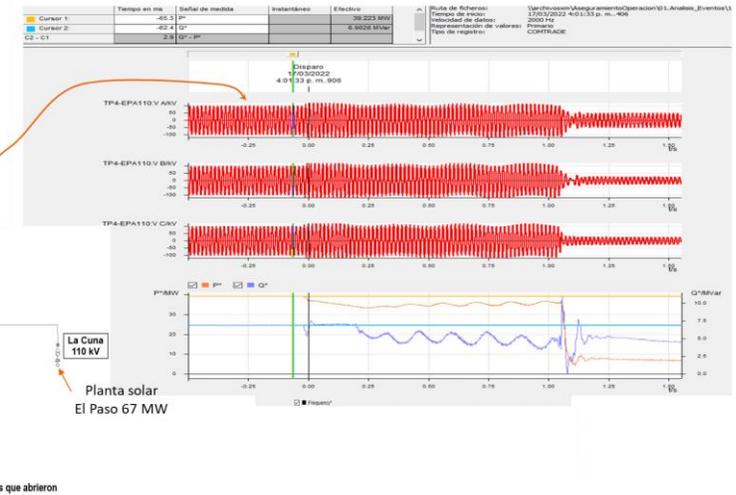


Cesación Transitoria de Potencia



Característica de control de tensión de El Paso ante evento en Atlántico, 17 de marzo de 2022, a las 15:59 horas.

Antes de operar en isla, aportaba 6.2 Mvar. Tensión en Barra La Cuna 1.12p.u.



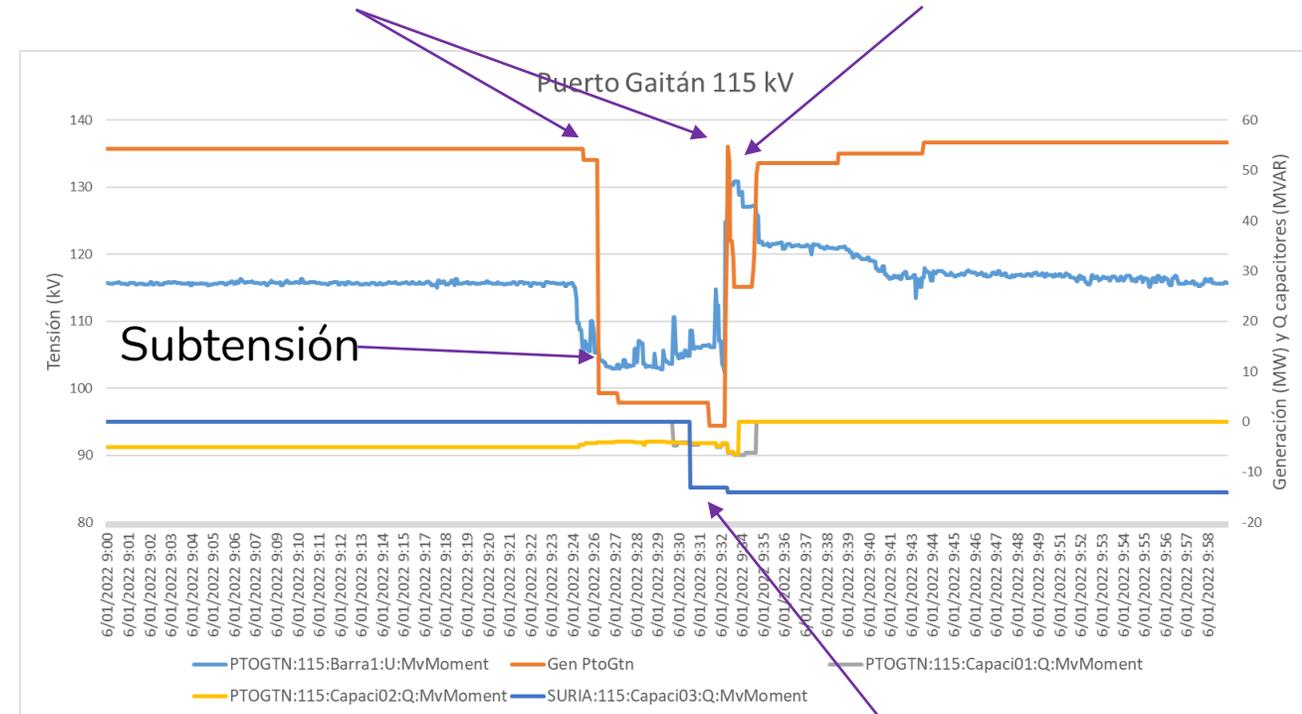
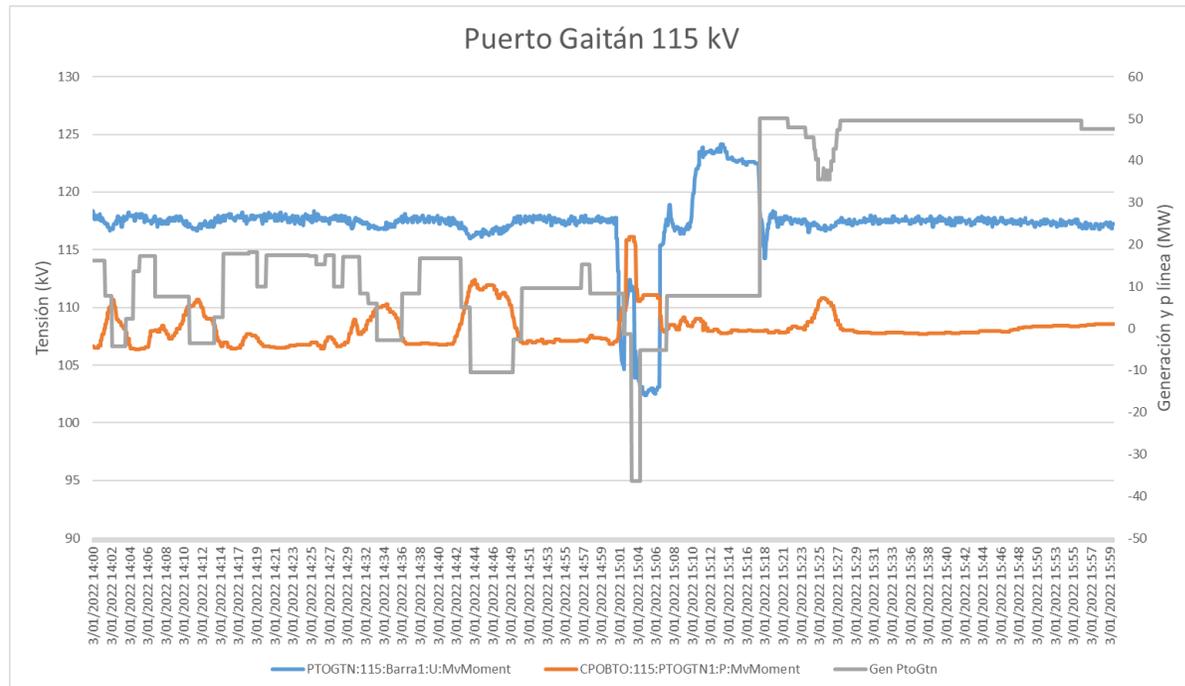
Subtensiones



El día 3 de enero la barra Puerto Gaitán 115 kV operó con valores cercanos o inferiores 0.9 p.u.

El día 6 de enero la barra Puerto Gaitán 115 kV operó con valores cercanos o inferiores 0.9 p.u. y posteriormente alcanzó valores superiores a 1.1 p.u.

Disminución e incremento DER Sobretensión

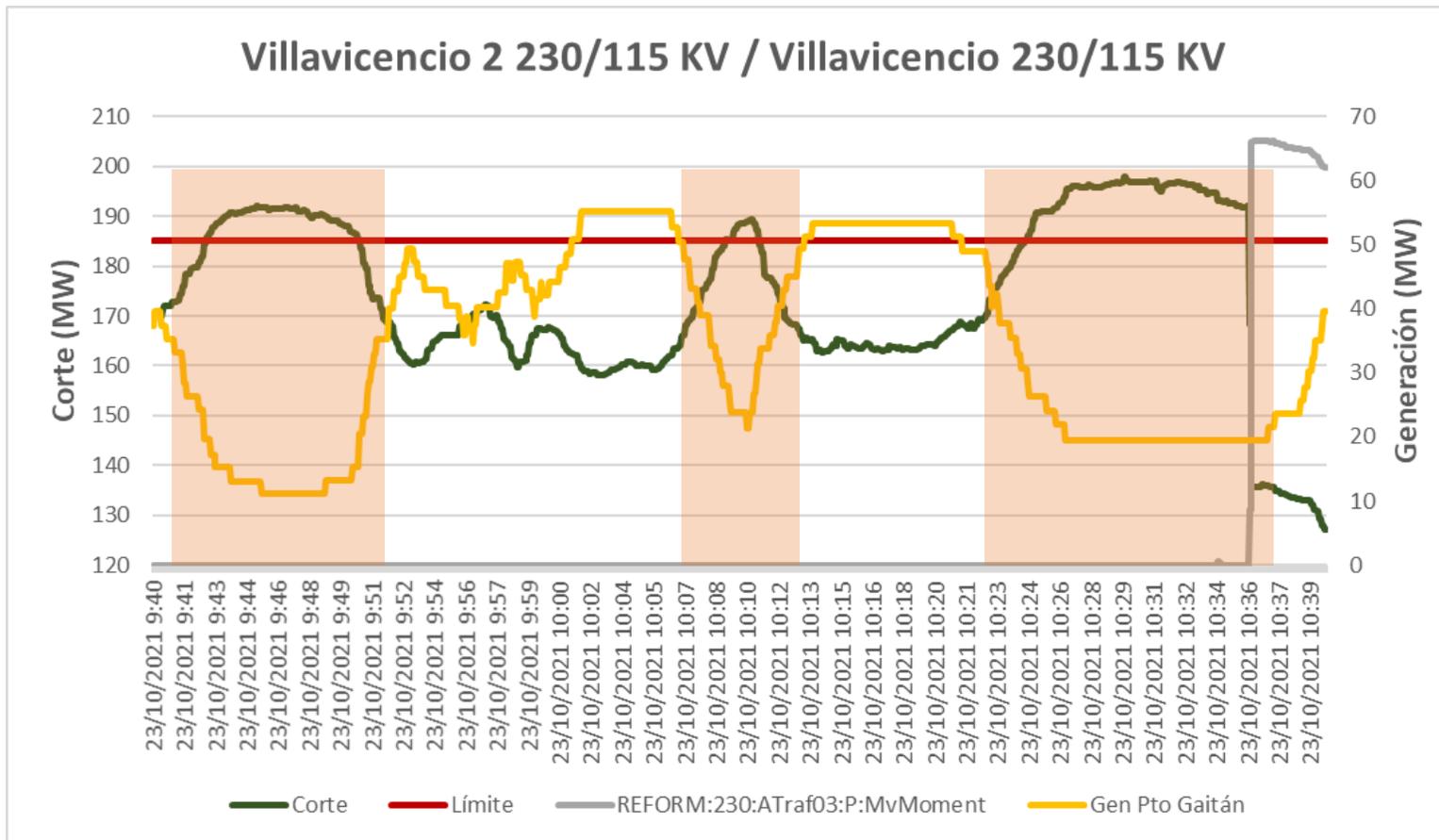


Conexión capacitor

Generación durante mantenimientos



El día 23 de octubre 2021, durante la ejecución del mantenimiento (C0200451) BT LA REFORMA 3 150 MVA 115 KV, se superó el corte Reforma 2 230/115 / Reforma 1 230/115 en los periodos 9 al 12.



Procedimiento CND: desempeño control tensión

Se revisó la calidad de los datos recibidos por parte de TRINA VATIA mediante el sistema SCADA. De la revisión se encontró lo siguiente:

- Existen lapsos superiores a 5 horas en los que la medida de tensión de las unidades de TRINA VATIA no se actualiza.
- Existen lapsos superiores a 7 horas en los que no se actualiza la medida de potencia reactiva de las unidades de TRINA VATIA.

Con la tasa de actualización actual de las medidas no es posible determinar si el recurso TRINA VATIA regula la tensión de la barra Puerto Gaitán 115 kV de forma adecuada.

Figura 1. Medidas de tensión recibidas mediante el sistema SCADA en nivel de tensión 34.5 kV

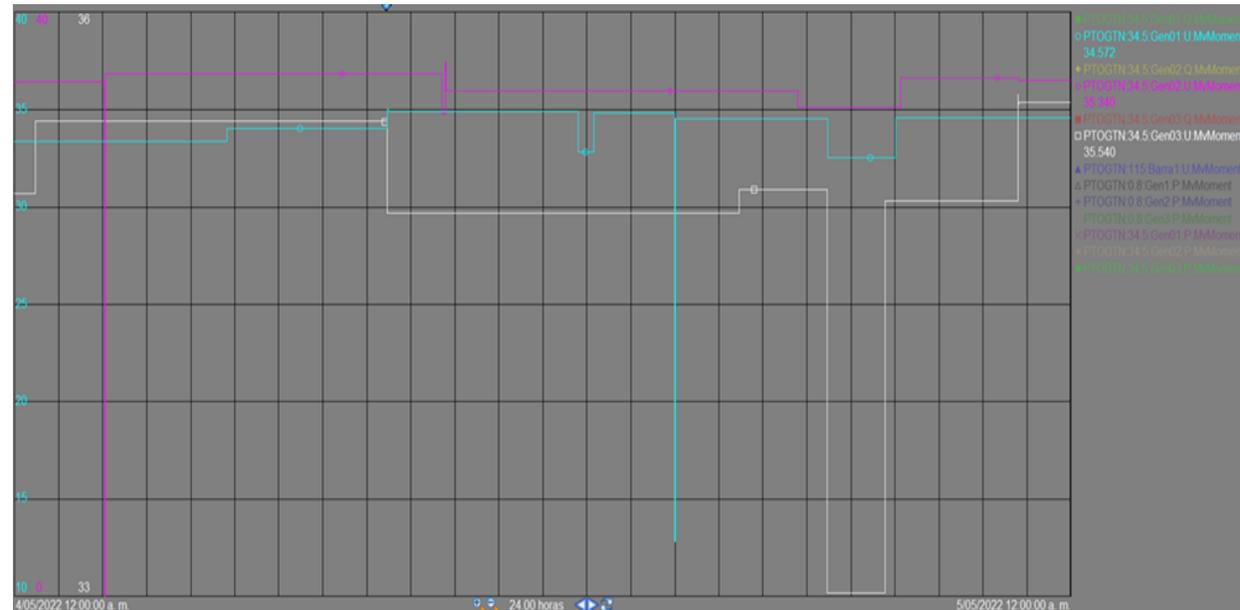
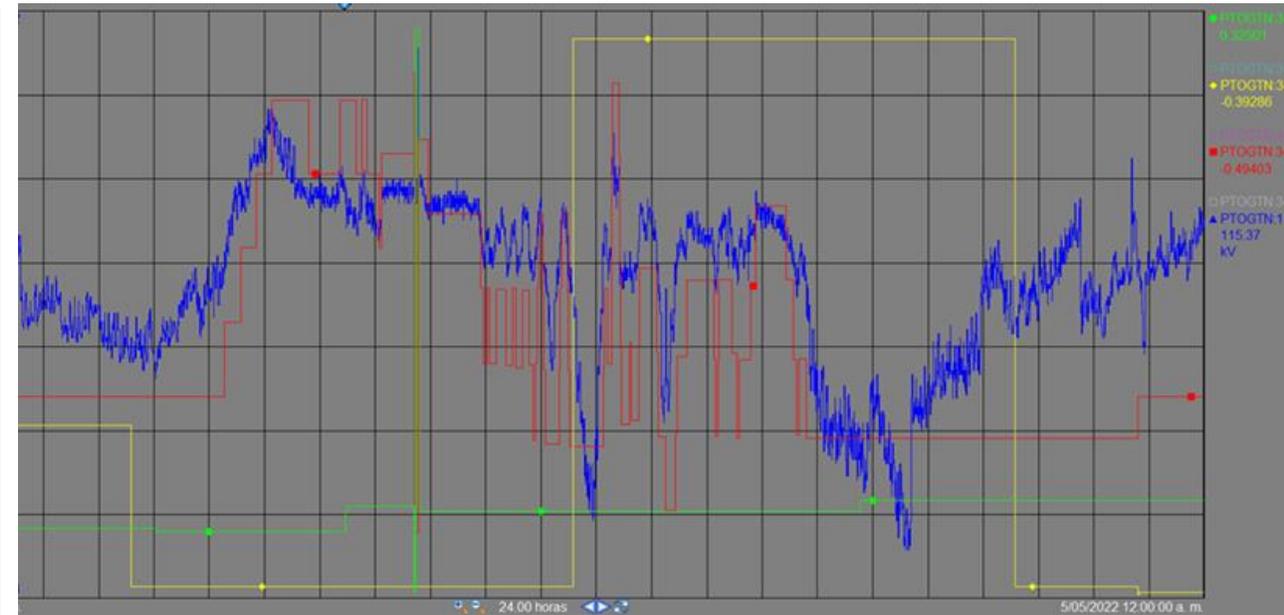


Figura 2. Medidas de potencia reactiva de las unidades de TRINA VATIA, recibidas mediante el sistema SCADA en nivel de tensión 34.5 KV



Lecciones aprendidas



De las situaciones presentadas anteriormente, se identifican las siguientes lecciones aprendidas:

Operativas

- OR debe definir consignas de operación de DER y verificar el cumplimiento de estas características técnicas.
- Mantener activo y funcionando permanentemente el control de tensión en todas las unidades de los DER y FERNC.
- Actualizar el manual de operación del OR considerando la variabilidad e incertidumbre de las DER: Control de tensión y congestión.

Tecnológicas

- Contar con un canal de comunicación oficial y directo entre el OR y las DER para la operación y coordinación de maniobras.
- Garantizar la transmisión de datos al Centro de Control del OR y al centro de control del CND de las variables eléctricas del DER cada 4 segundos o menos.

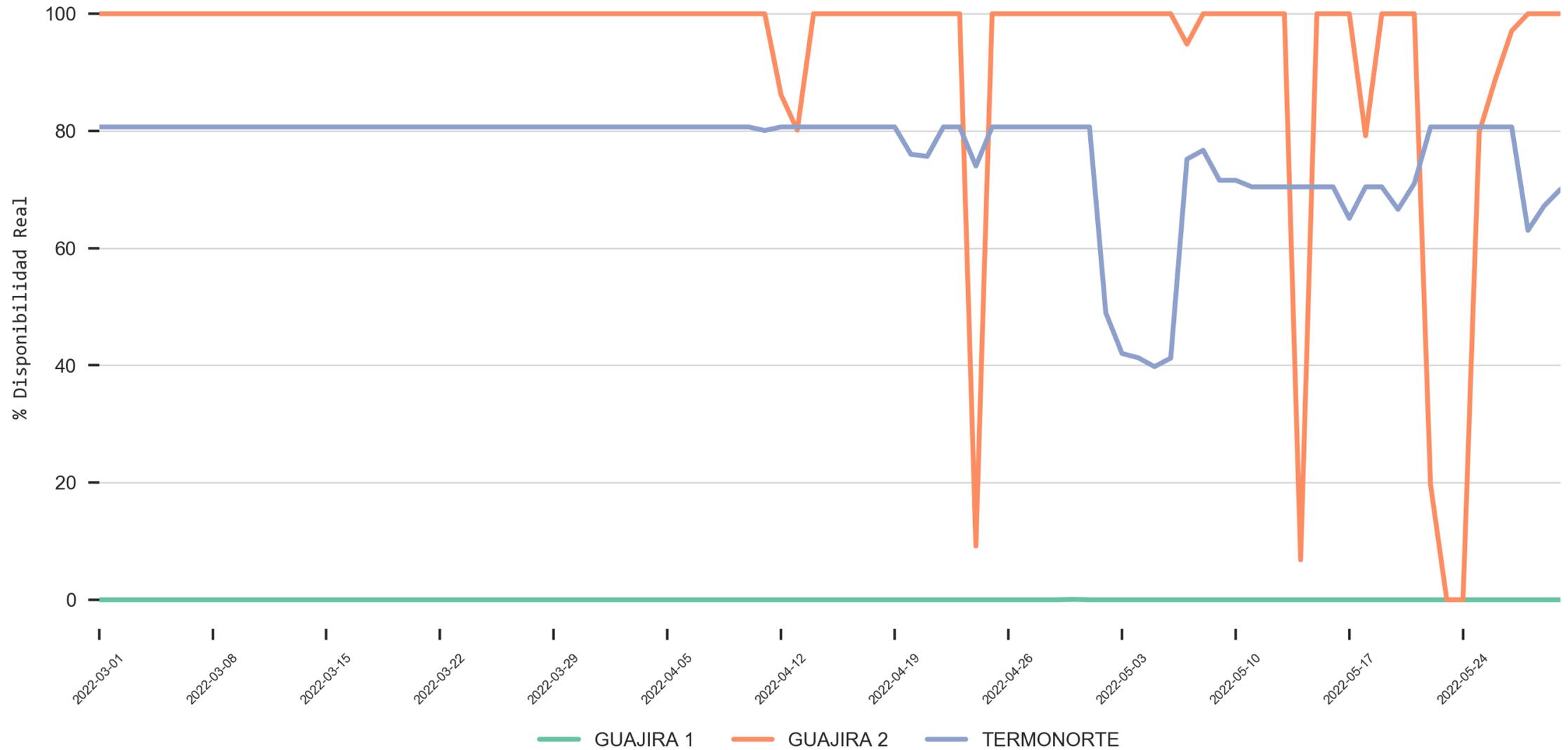
GRACIAS



Anexos



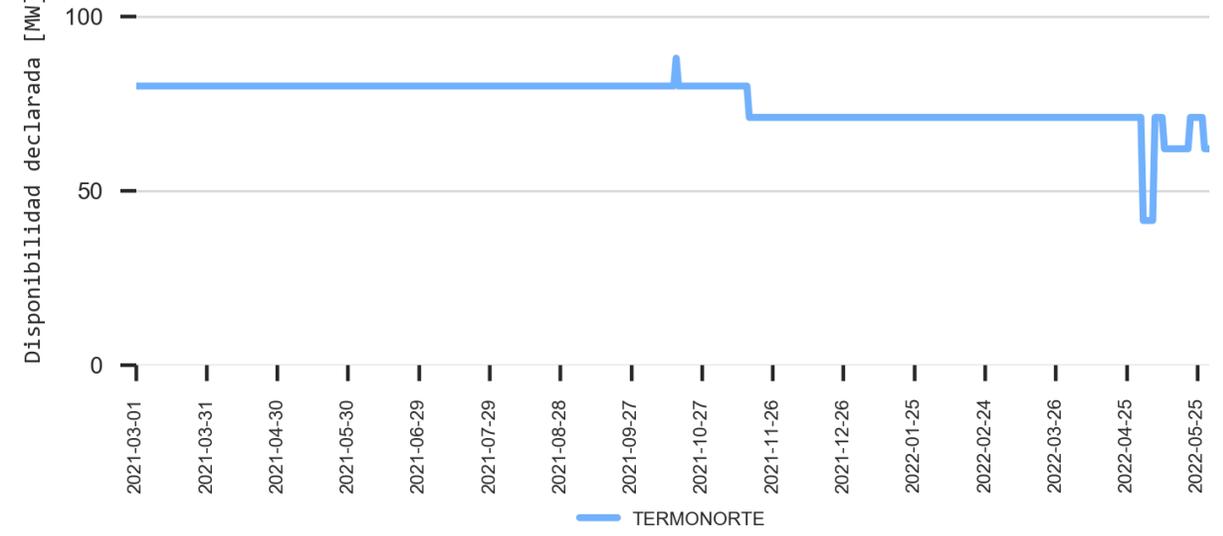
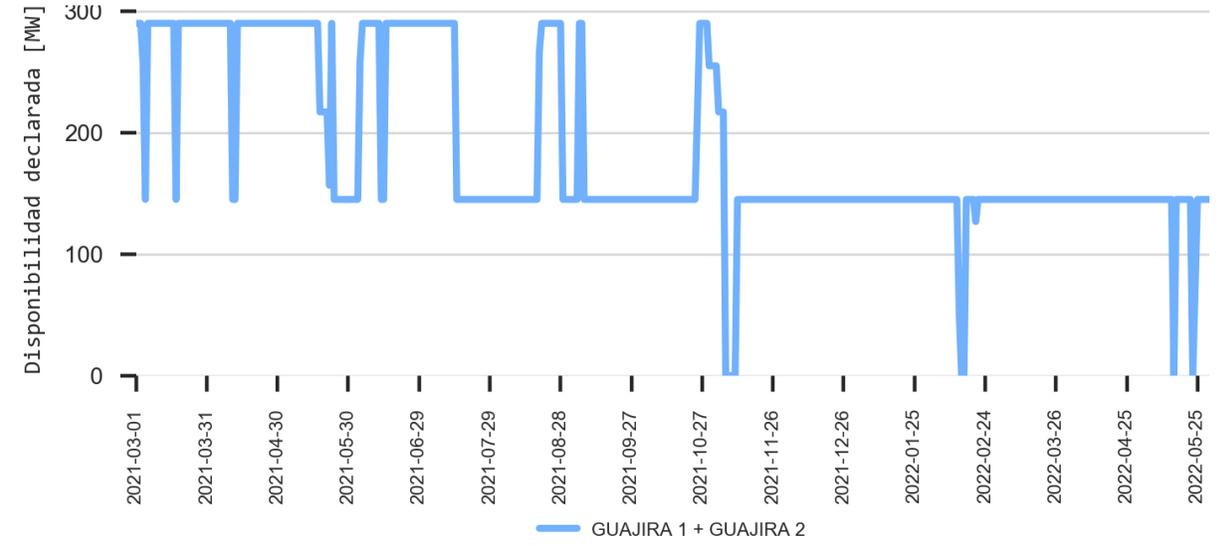
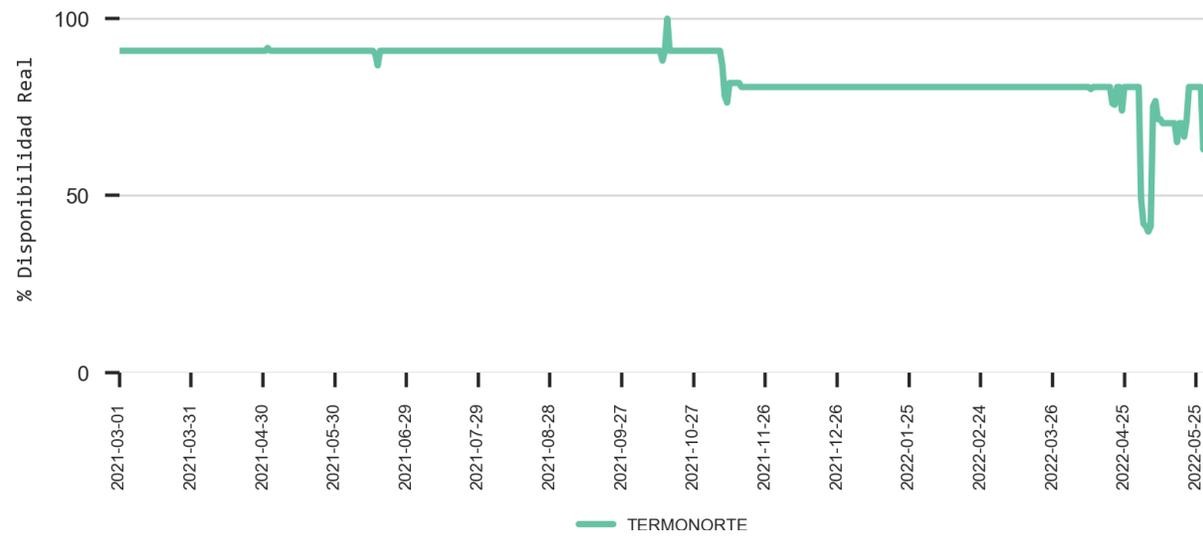
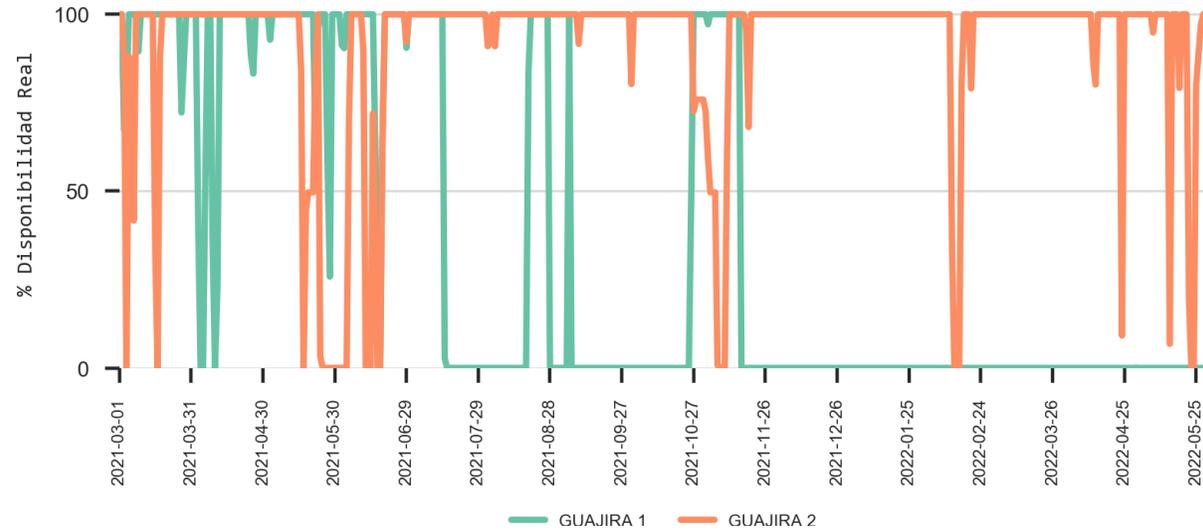
Disponibilidad Generadores GCM



*El porcentaje de disponibilidad se calcula como la disponibilidad real sobre la CEN

Información hasta el 2022-05-31
Información actualizada el 2022-06-01

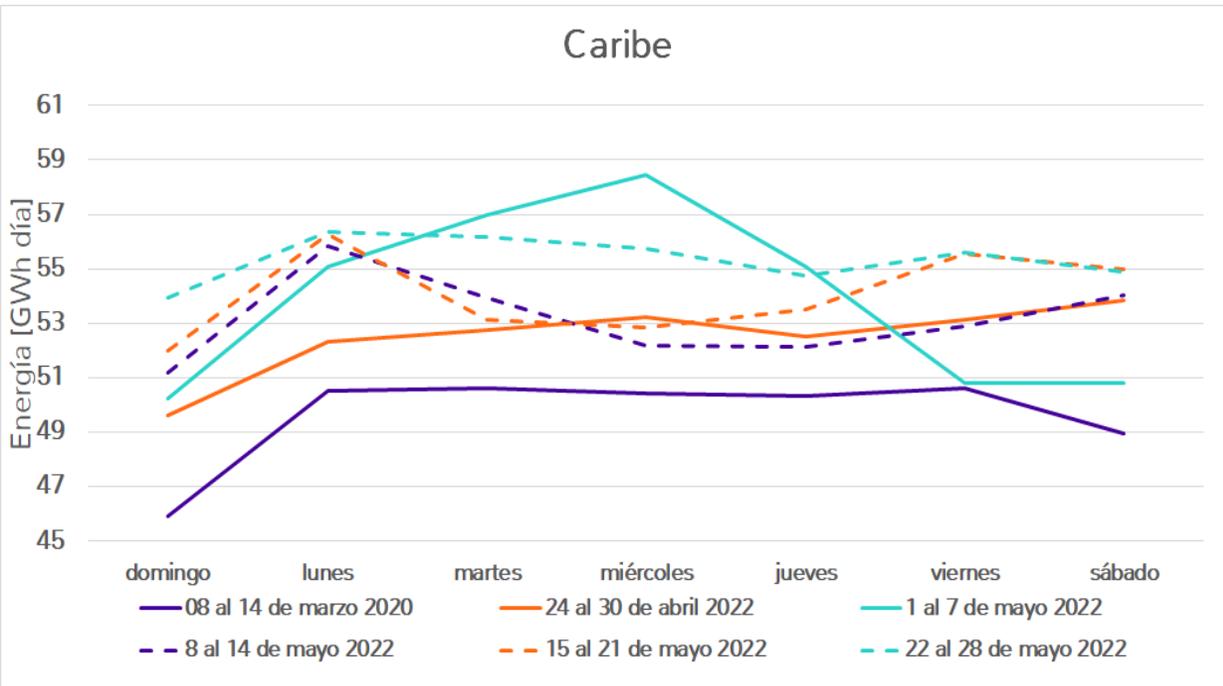
Disponibilidad Guajiras y Termonorte



Información hasta el 2022-05-31

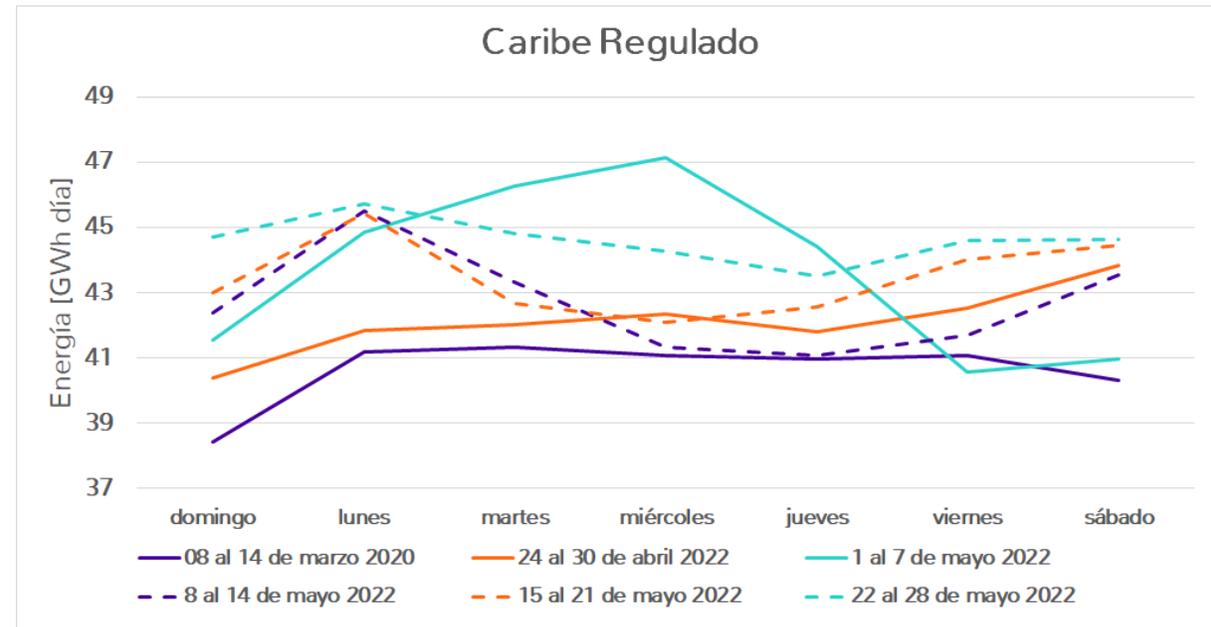
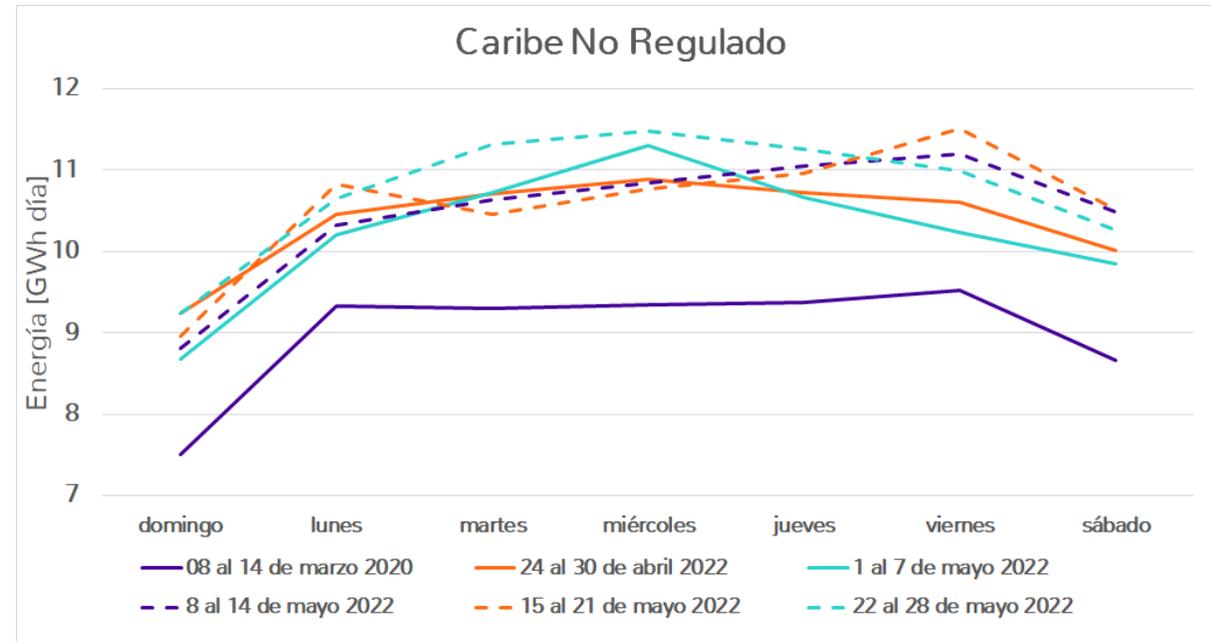
Información actualizada el 2022-06-01

Caribe*



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

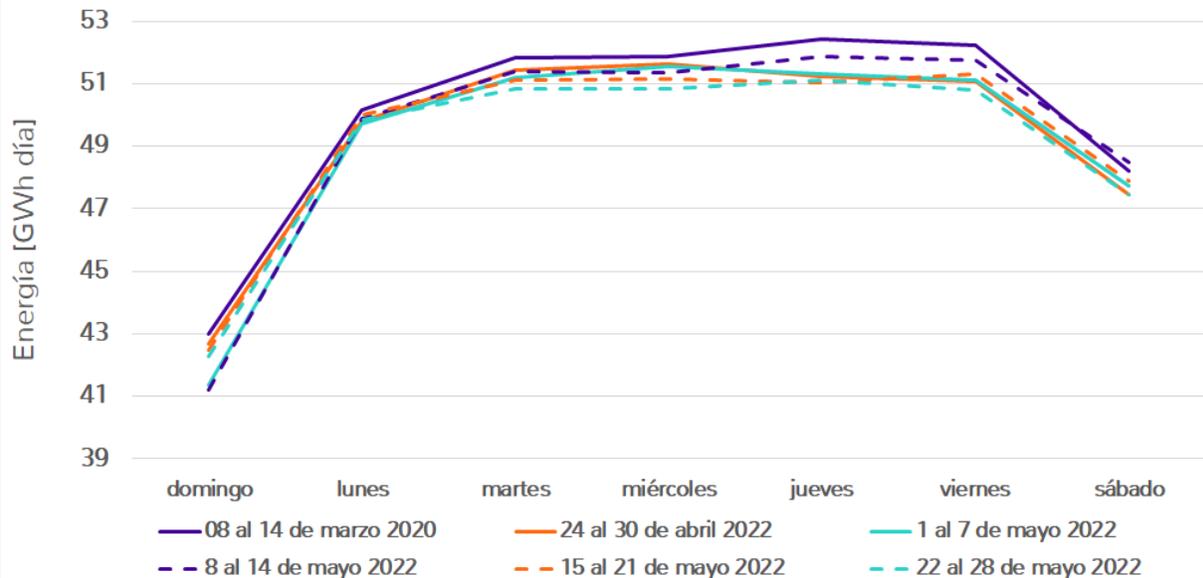
Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 11.6% para la semana del 22 al 28 de mayo de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.



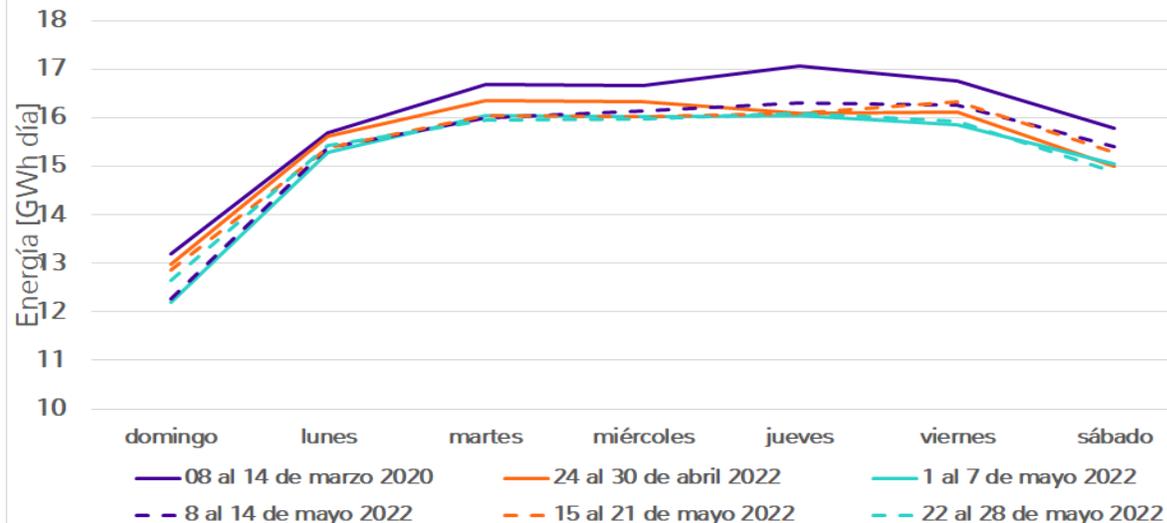
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Cundinamarca y Meta*

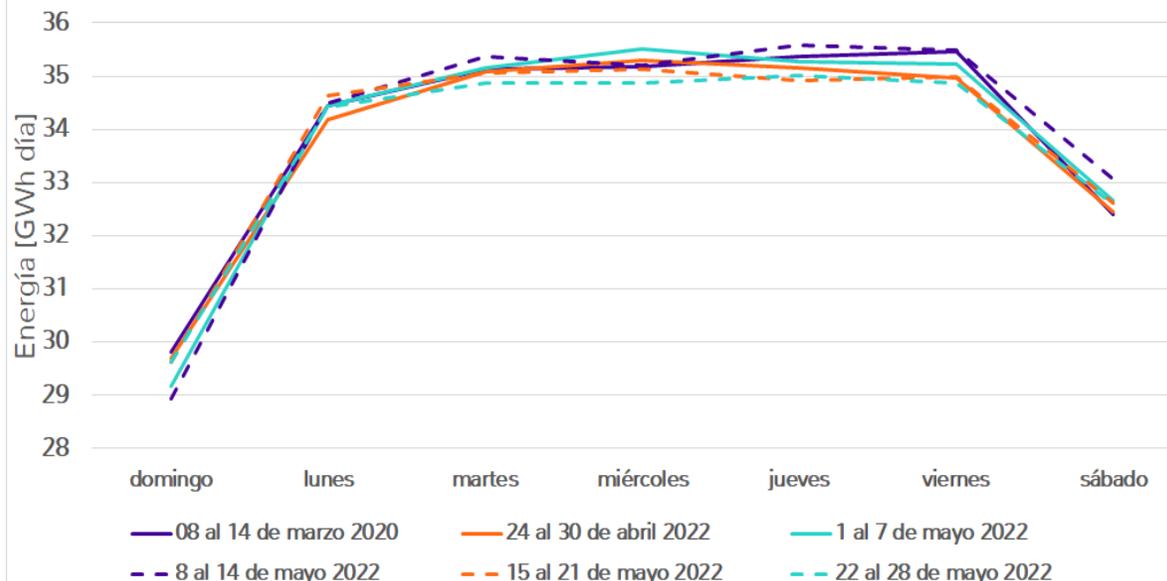
Cundinamarca y meta



Cundinamarca y meta No Regulado



Cundinamarca y meta Regulado

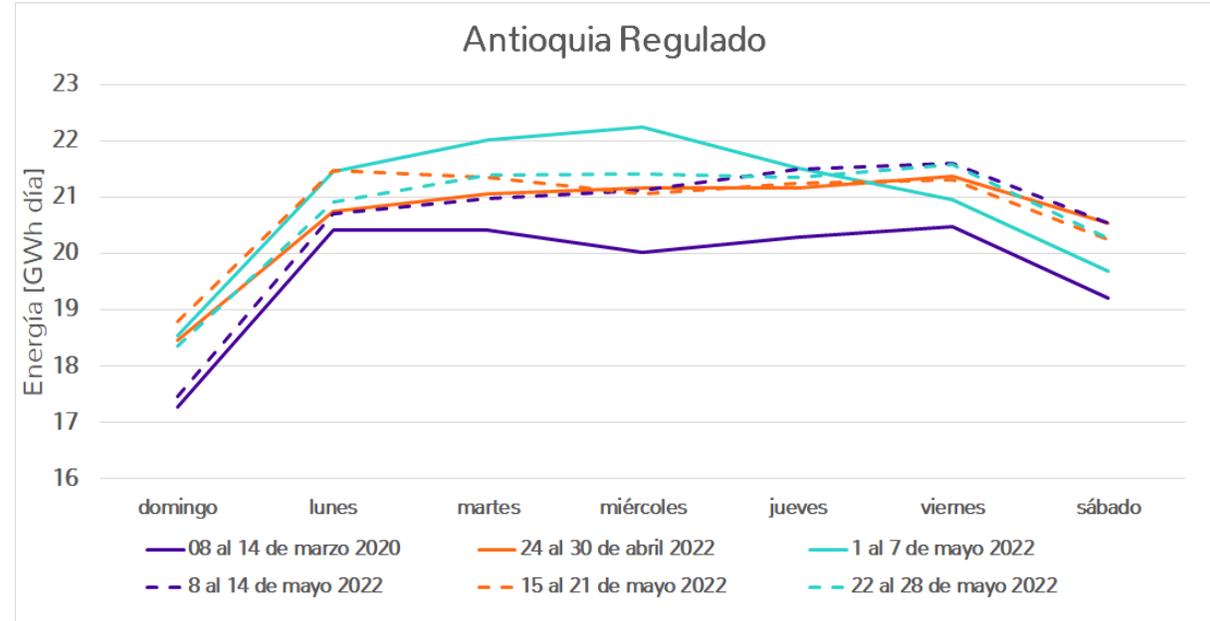
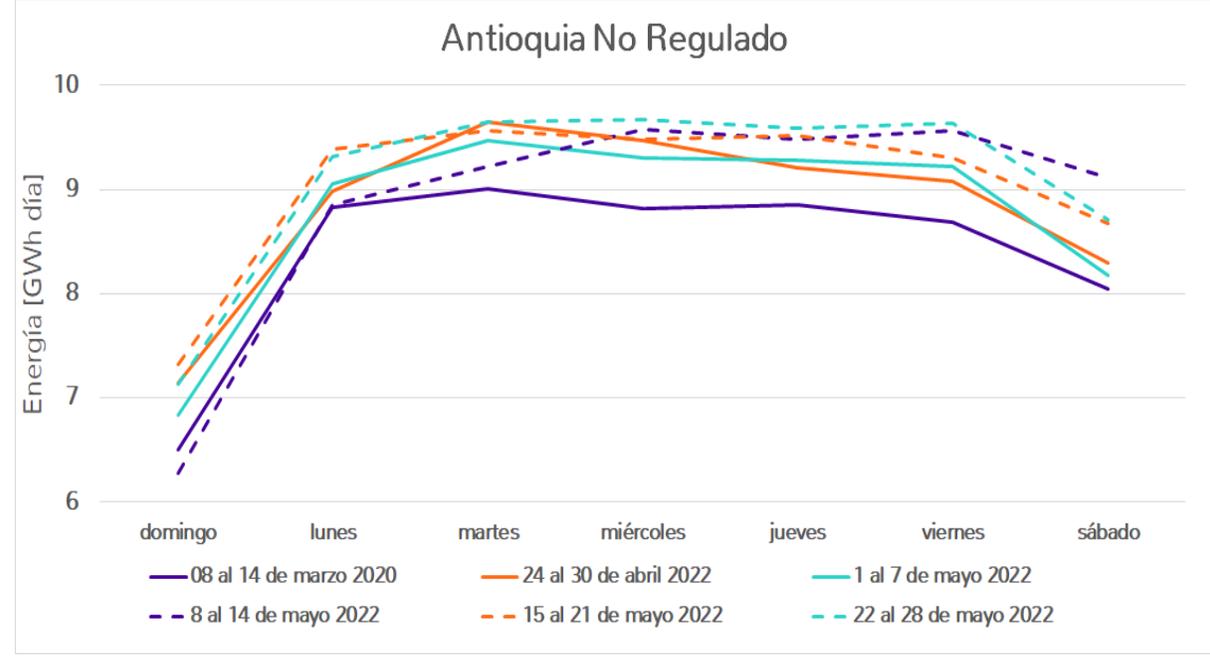
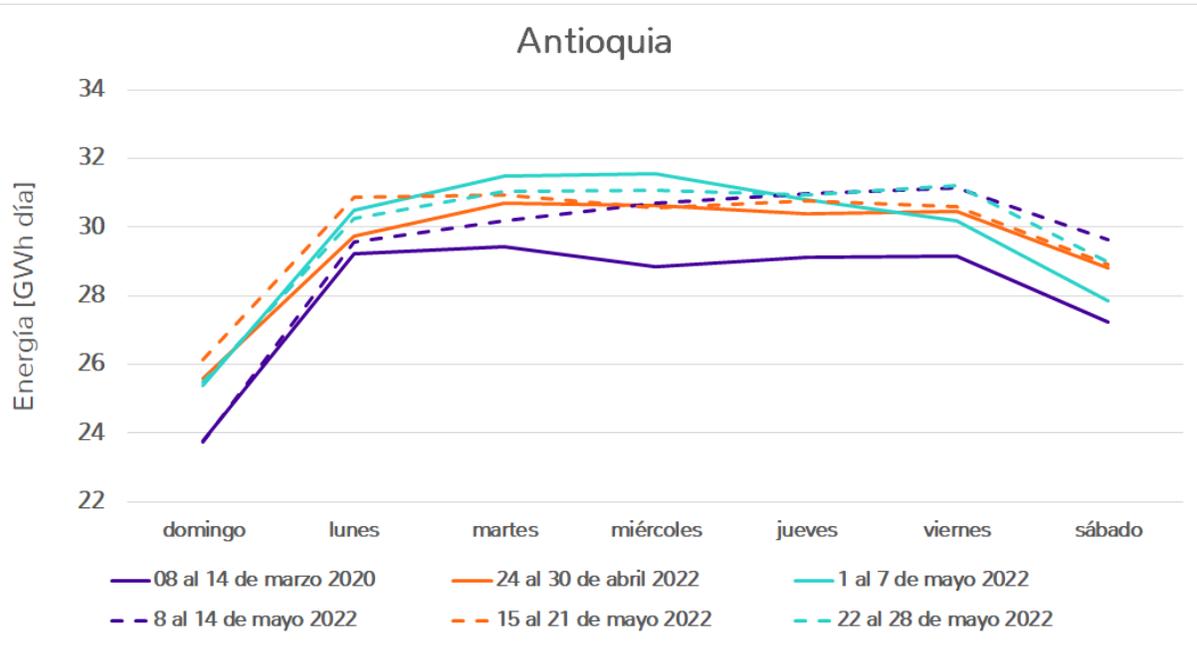


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 1.9 % para la semana del 22 al 28 de mayo 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*



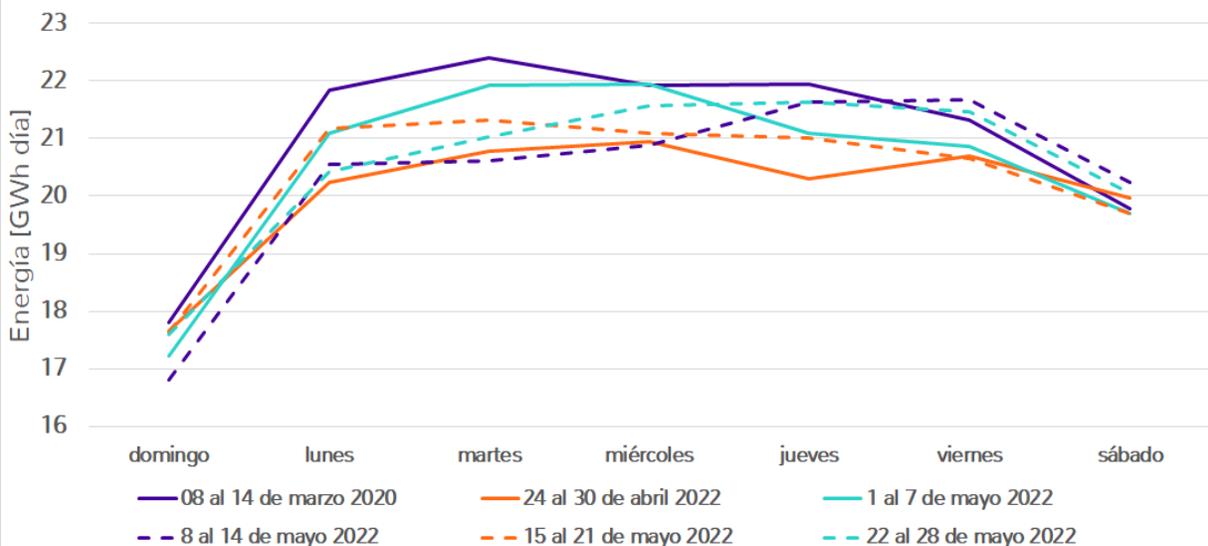
Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 6.2% para la semana del 22 al 28 de mayo de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

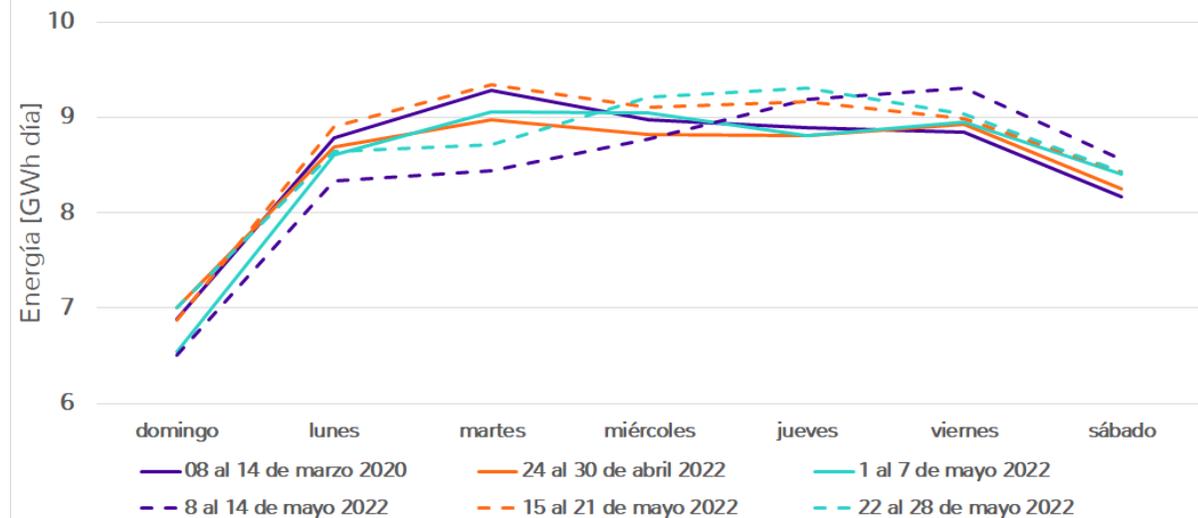


Valle*

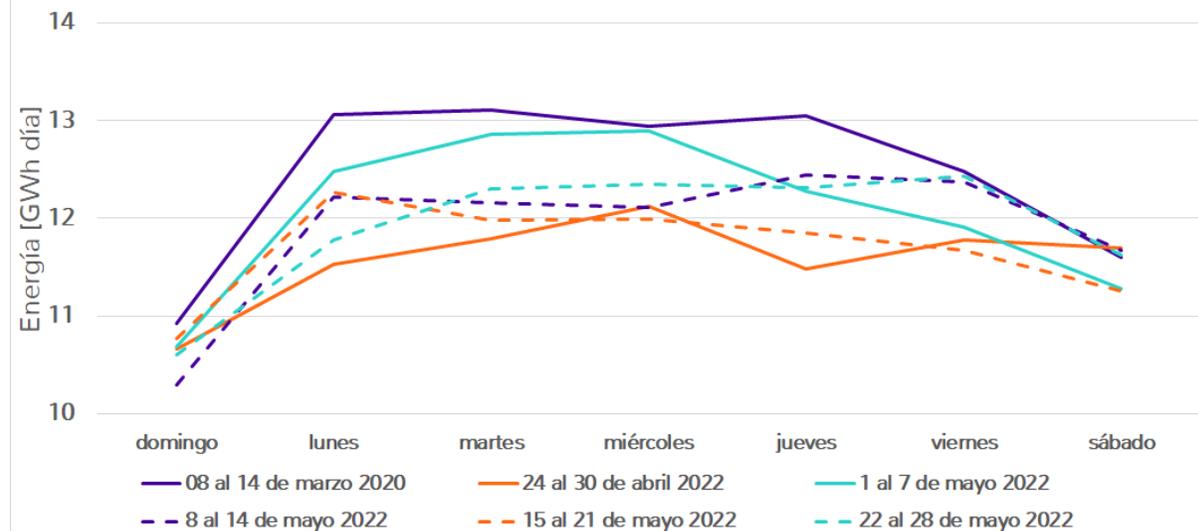
Valle



Valle No Regulado



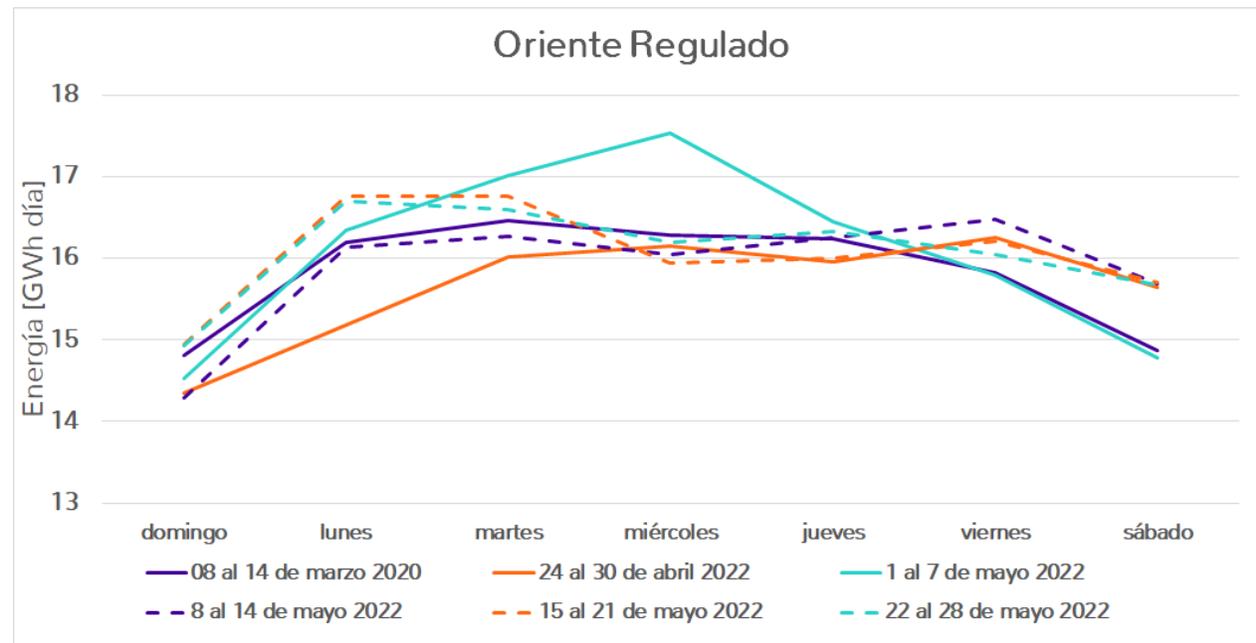
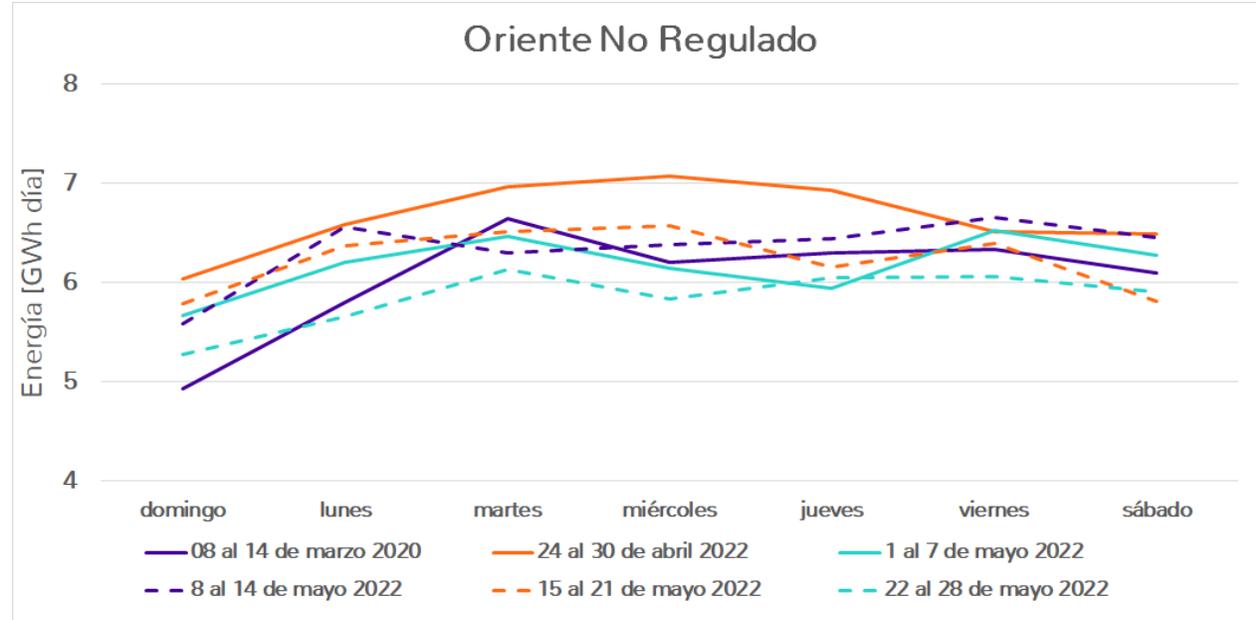
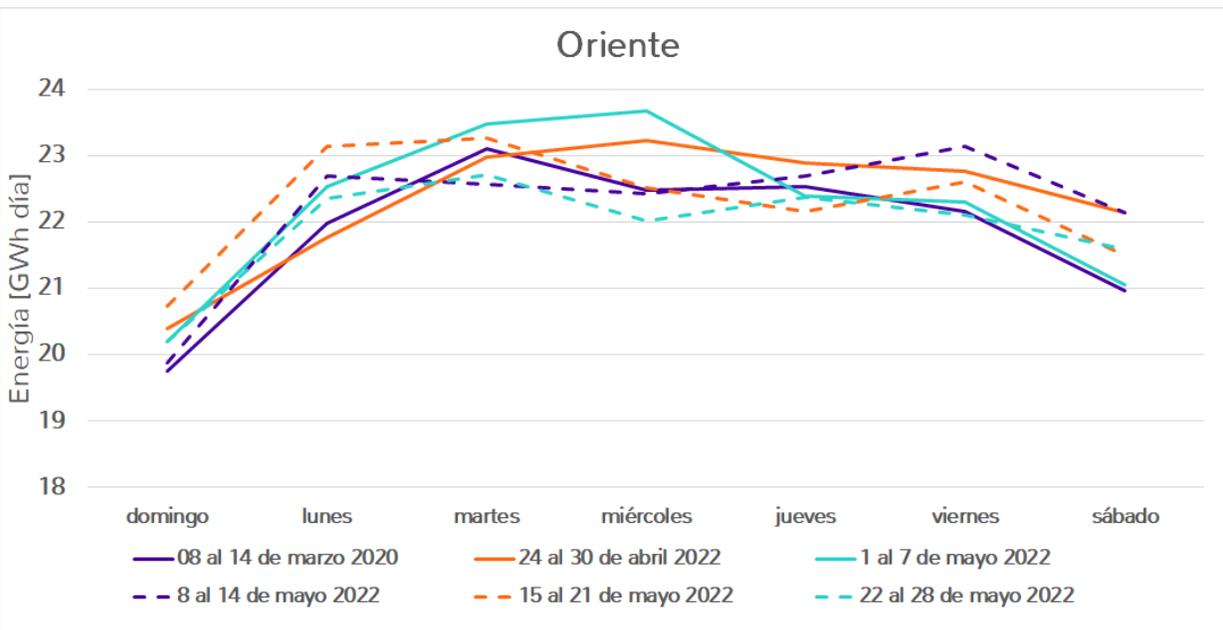
Valle Regulado



Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 2.1% para la semana del 22 al 28 de mayo 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*



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

Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 0.3% para la semana del 22 al 28 de mayo 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)



GRACIAS

