



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-004
Jueves, 3 de marzo de 2022



Contenido

1

Variables del SIN

Demanda SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Seguimiento a la senda

3

Situación Operativa

Reserva GCM
CAOP
Indicadores operación

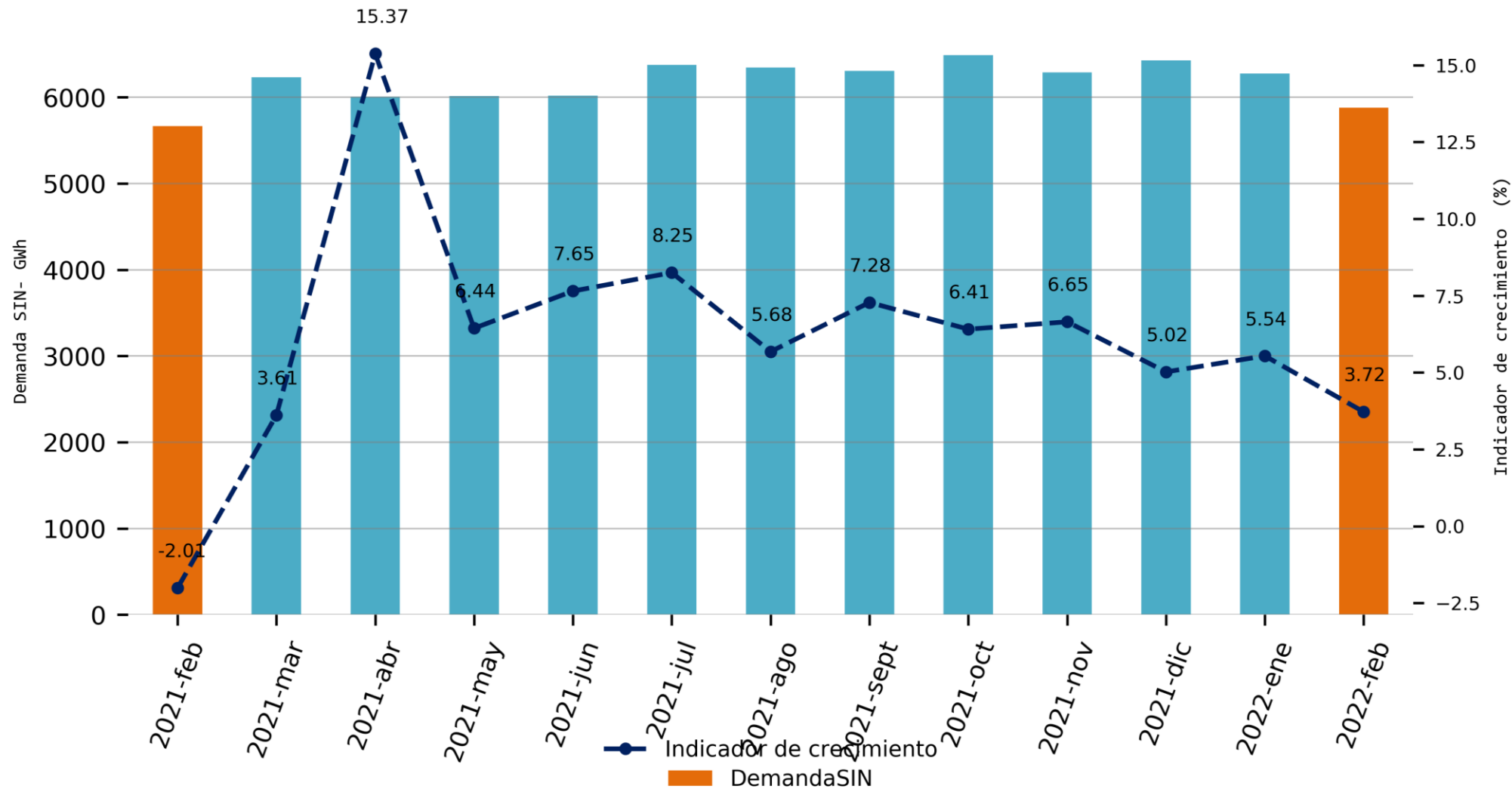
1. Variables del SIN

- Demanda del SIN
- Hidrología
- Generación e importaciones
- Restricciones

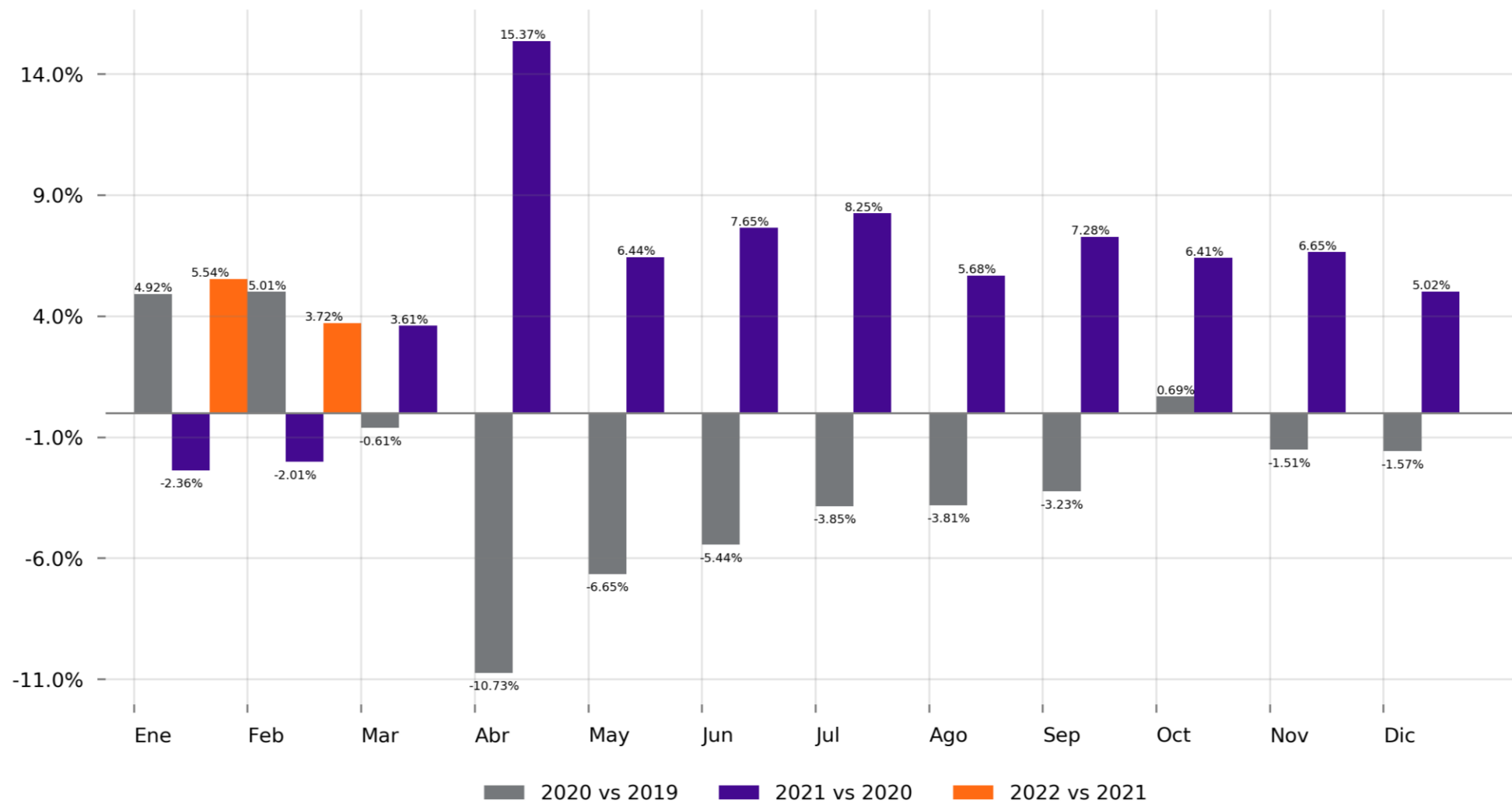


¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

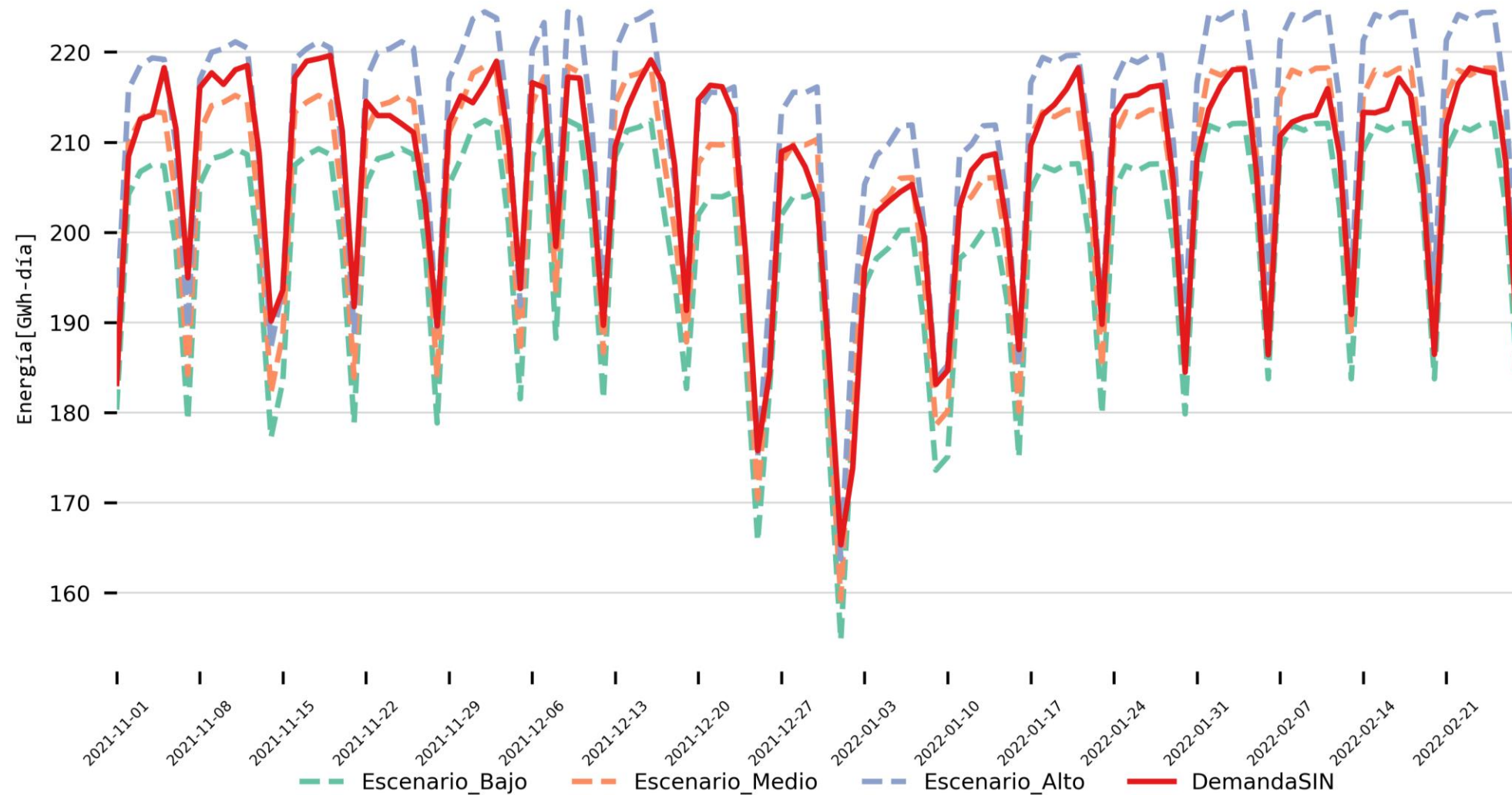


Crecimiento Demanda del SIN



Información hasta el 2022-02-28
Información actualizada el 2022-03-01

Seguimiento Demanda vs Escenarios UPME



Información hasta el 2022-02-27
Información actualizada el 2022-03-01

Demanda comercial de energía del SIN - febrero 2022

MC	COD_OR	2021-02	2022-02
ANTIOQUIA	EPM (EPMD)	0.1%	3.89%

MC	COD_OR	2021-02	2022-02
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	-5.24%	0.71%

MC	COD_OR	2021-02	2022-02
CALDAS	CHEC (CHCD)	9.71%	-4.27%
CARTAGO	EEP (EPPD)	-5.82%	-2.0%
PEREIRA	EEP (EPPD)	-1.75%	4.82%
QUIINDIO	EDEQ (EDQD)	1.78%	2.18%

MC	COD_OR	2021-02	2022-02
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	-4.43%	0.99%
TULUA	CETSA (CETD)	-3.86%	-2.2%
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-2.21%	0.77%

MC	COD_OR	2021-02	2022-02
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	1.21%	6.34%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	4.42%	-1.05%
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	1.51%	0.88%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	-10.58%	16.81%
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	1.21%	-1.81%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	-1.47%	4.04%

MC	COD_OR	2021-02	2022-02
COSTA CARIBE	AIR-E (CSSD) + CARIBEMAR (CMMD)	-0.01%	3.77%

MC	COD_OR	2021-02	2022-02
ARAUCA	ENELAR (ENID)	-3.65%	47.23%
BOYACA	EBSA (EBSA)	-5.45%	6.58%
CASANARE	ENERCA (CASD)	-2.85%	3.1%
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	-1.76%	0.91%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	-4.35%	6.1%
SANTANDER	ESSA (ESSD)	-0.72%	-1.04%

MC	COD_OR	2021-02	2022-02
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA (CDSO)	-1.48%	3.53%
META	EMSA (EMSD)	-26.82%	20.01%

MC	COD_OR	2021-02	2022-02
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	2.1%	4.63%

MC	COD_OR	2021-02	2022-02
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	-1.96%	4.33%
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	-3.32%	3.42%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-4.72%	-2.71%

- 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.

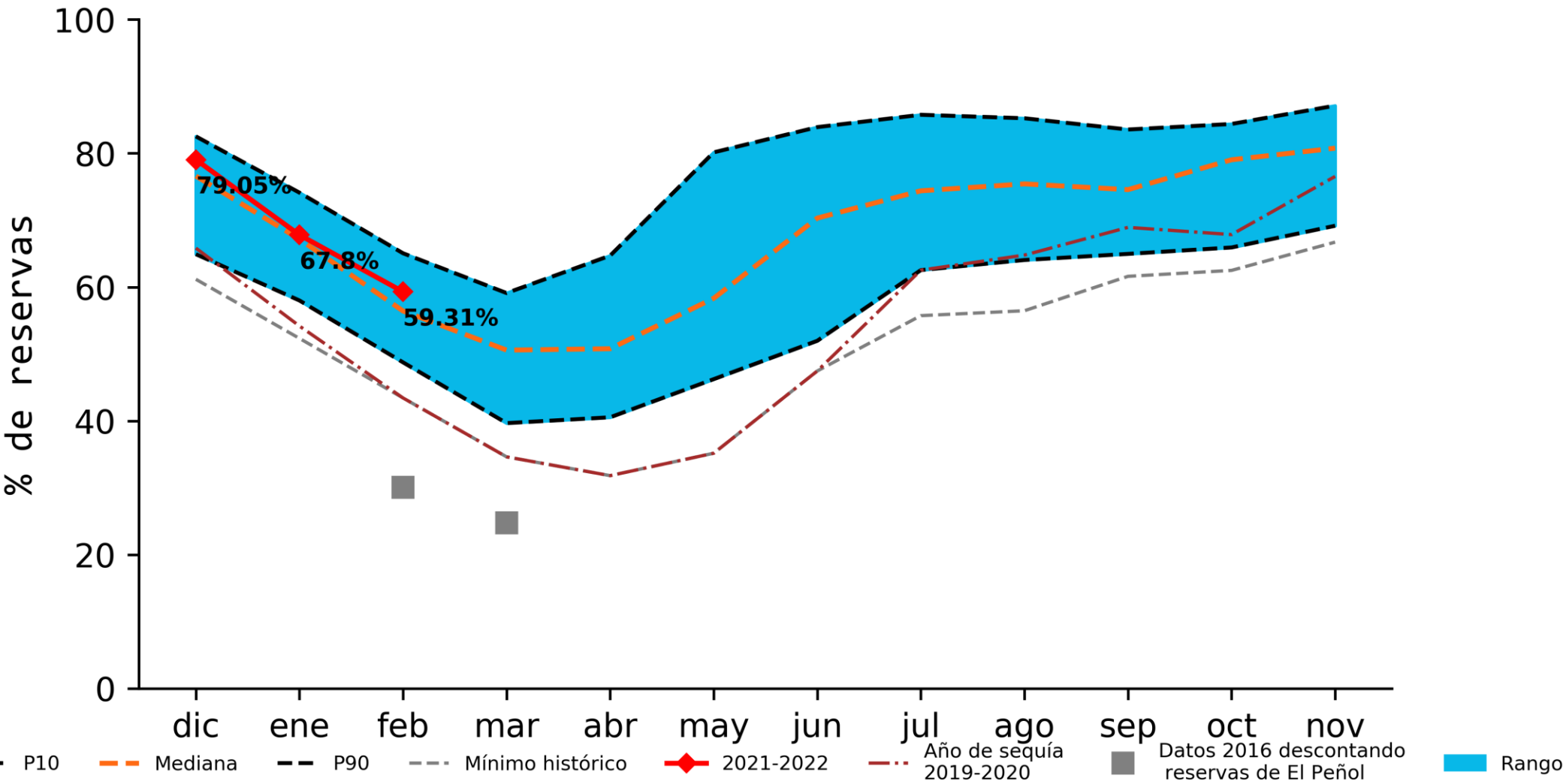
Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-02	Demanda Comercial [GWh] 2022-02	Variación 2021-02	Variación 2022-02
CARIBE	1524.45	1471.4	-0.01%	3.77%
CENTRO	1375.04	1353.12	-5.52%	5.54%
ANTIOQUIA	792.09	767.24	0.1%	3.89%
ORIENTE	740.55	726.86	-2.67%	5.43%
VALLE	551.46	518.41	-3.6%	0.8%
CQR	241.27	222.39	4.61%	-1.11%
THC	232.57	217.35	-3.9%	0.42%
SUR	161.64	150.69	2.86%	0.05%
CHOCO	19.67	18.42	-5.24%	0.71%
GUAVIARE	5.71	5.56	2.1%	4.63%

Información hasta el 2022-02-28

Información actualizada el 2022-03-01

¿Cómo está la situación energética?



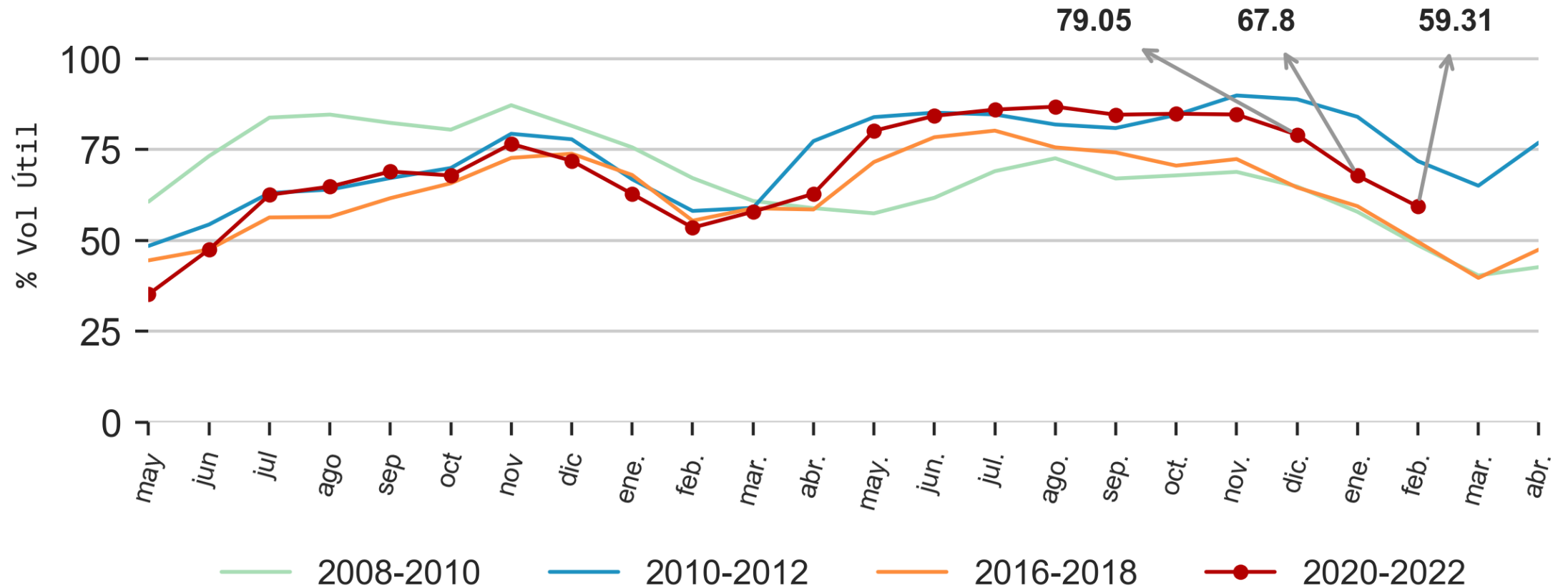


Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000 hasta diciembre de 2021

Reservas hídricas

Cantidad de agua almacenada en los embalses

Reservas hídricas

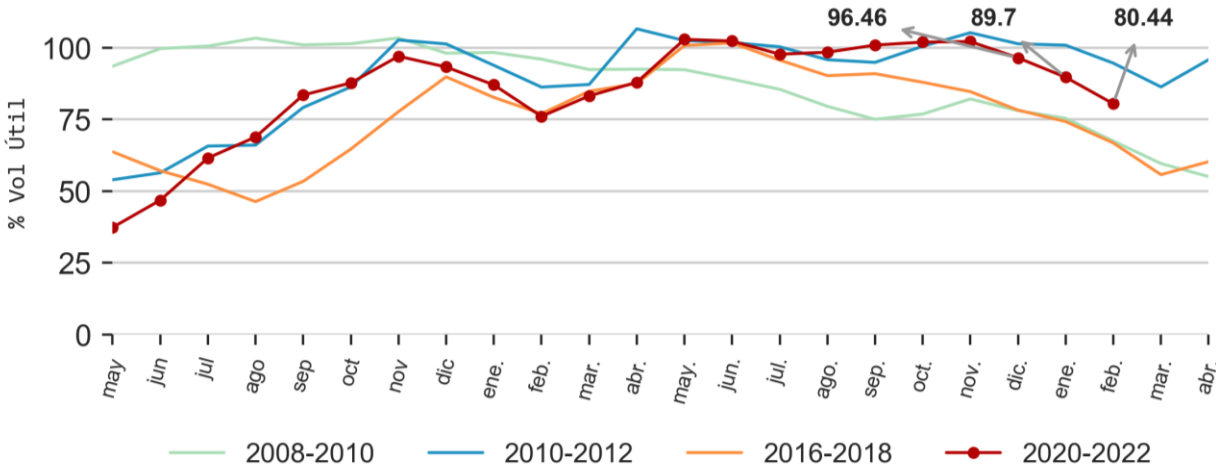


Similitud ENSO e hidrología

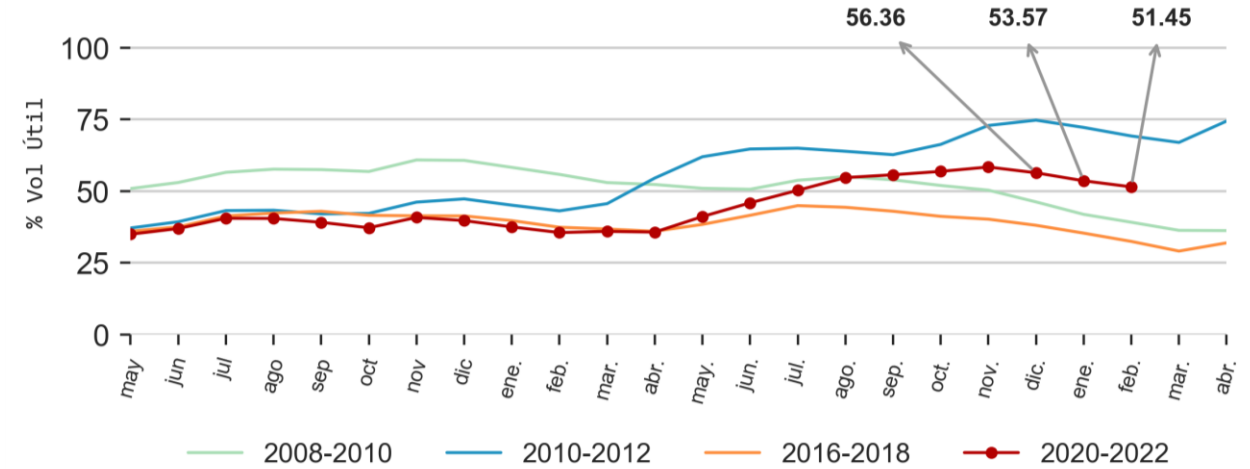
Información hasta el 2022-02-28
Información actualizada el 2022-03-01

Evolución de principales embalses

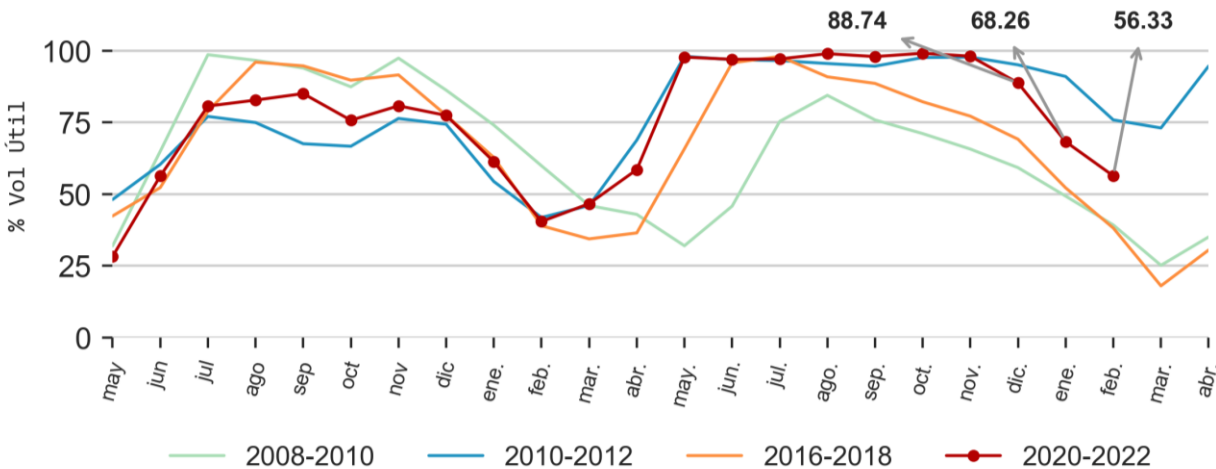
PENOL



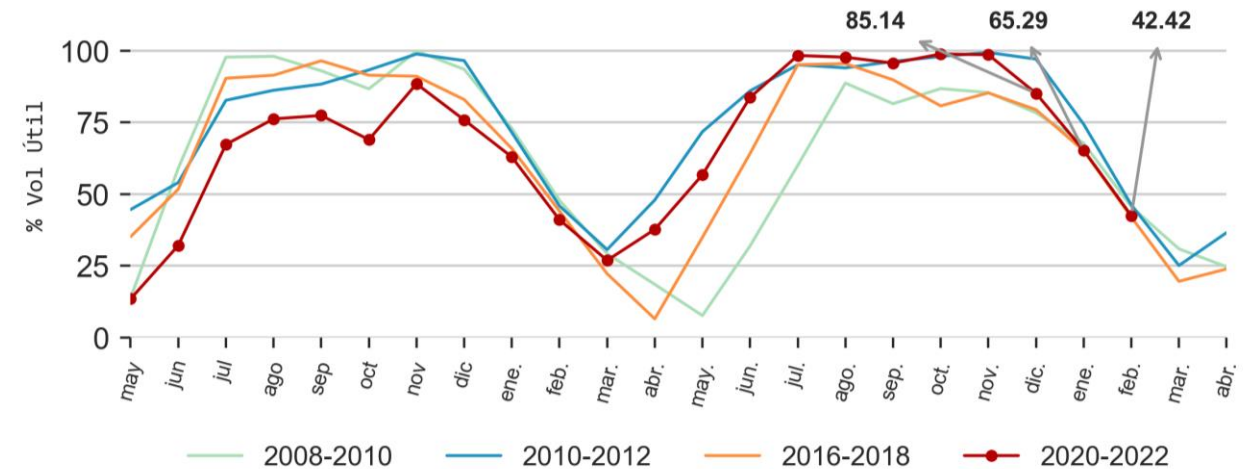
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



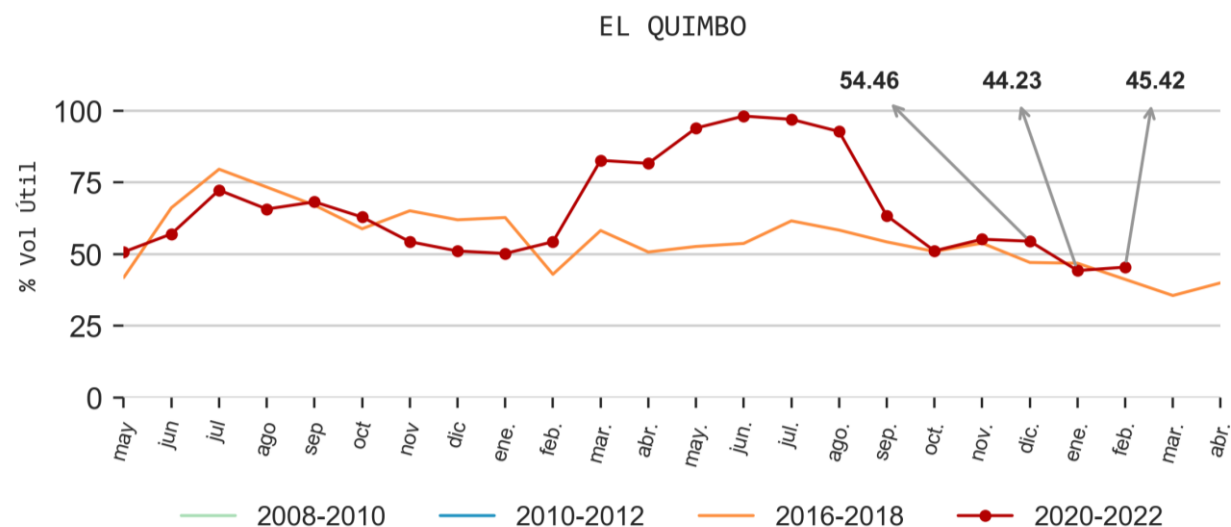
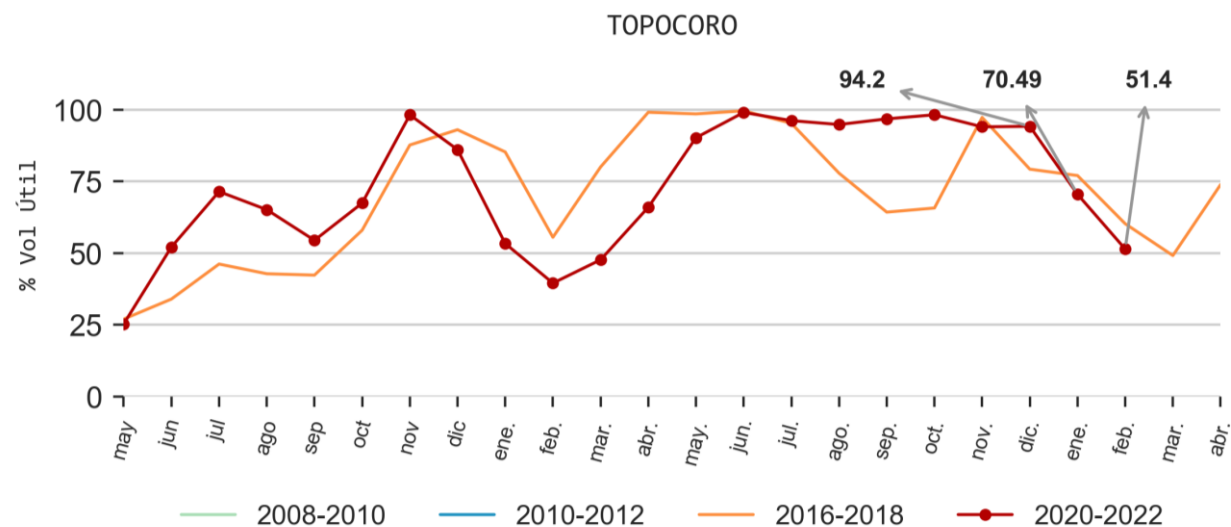
ESMERALDA



Información hasta el 2022-02-28

Información actualizada el 2022-03-01

Evolución de principales embalses

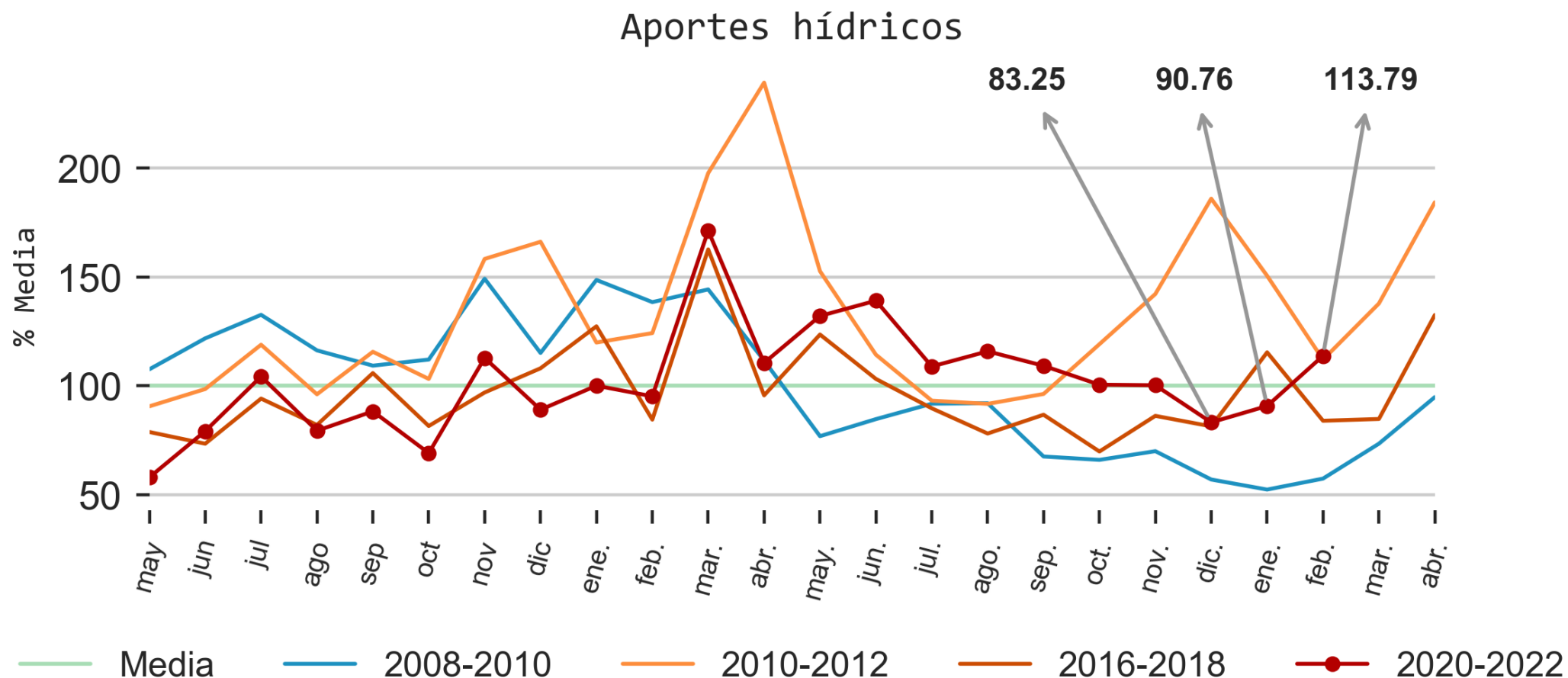


Información hasta el 2022-02-28

Información actualizada el 2022-03-01

Aportes hídricos

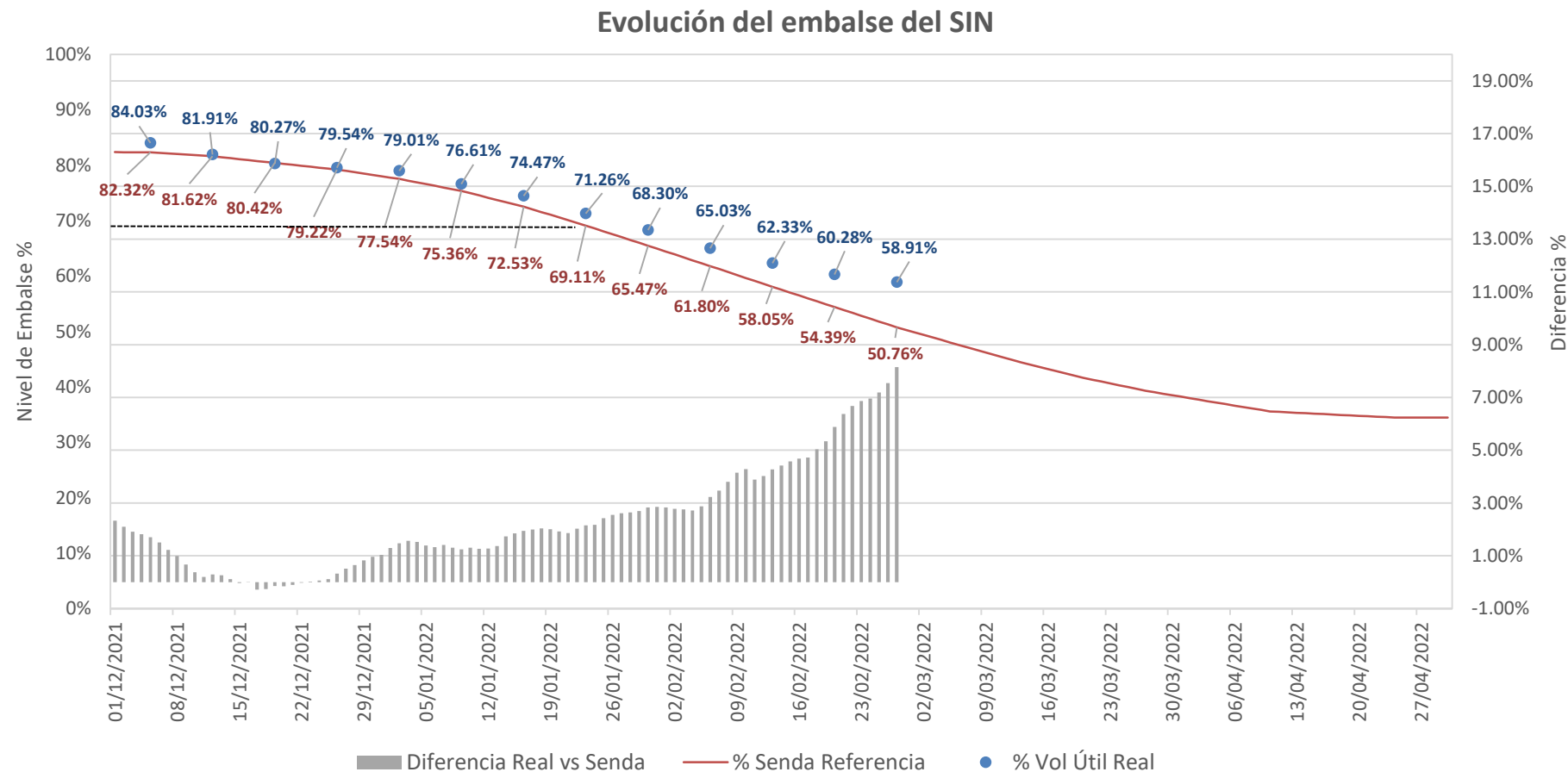
Cantidad de agua que llega a los embalses



Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2022-02-28
Información actualizada el 2022-03-01

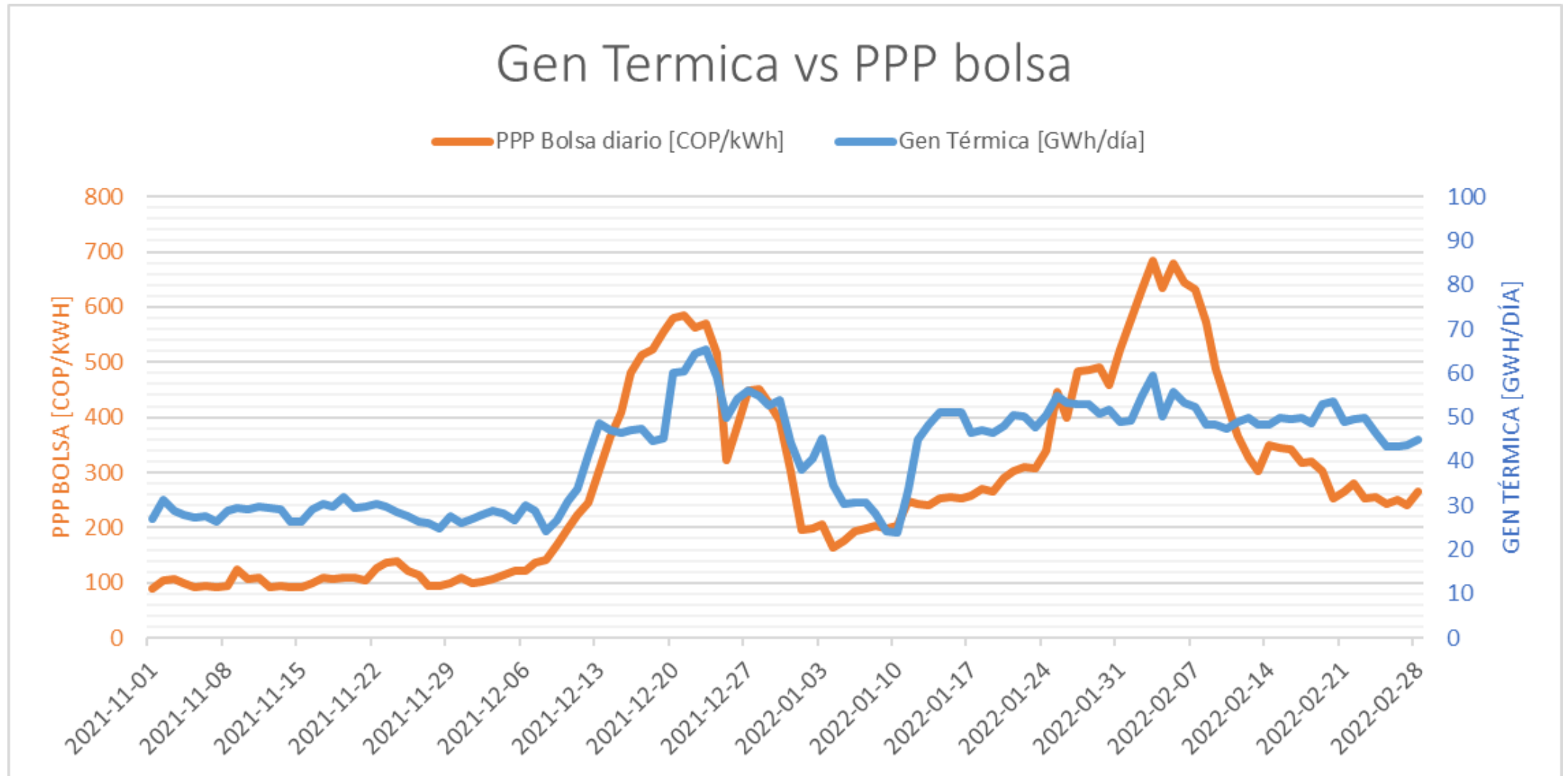
Senda de Referencia del embalse del SIN Estación de verano 2021 -2022



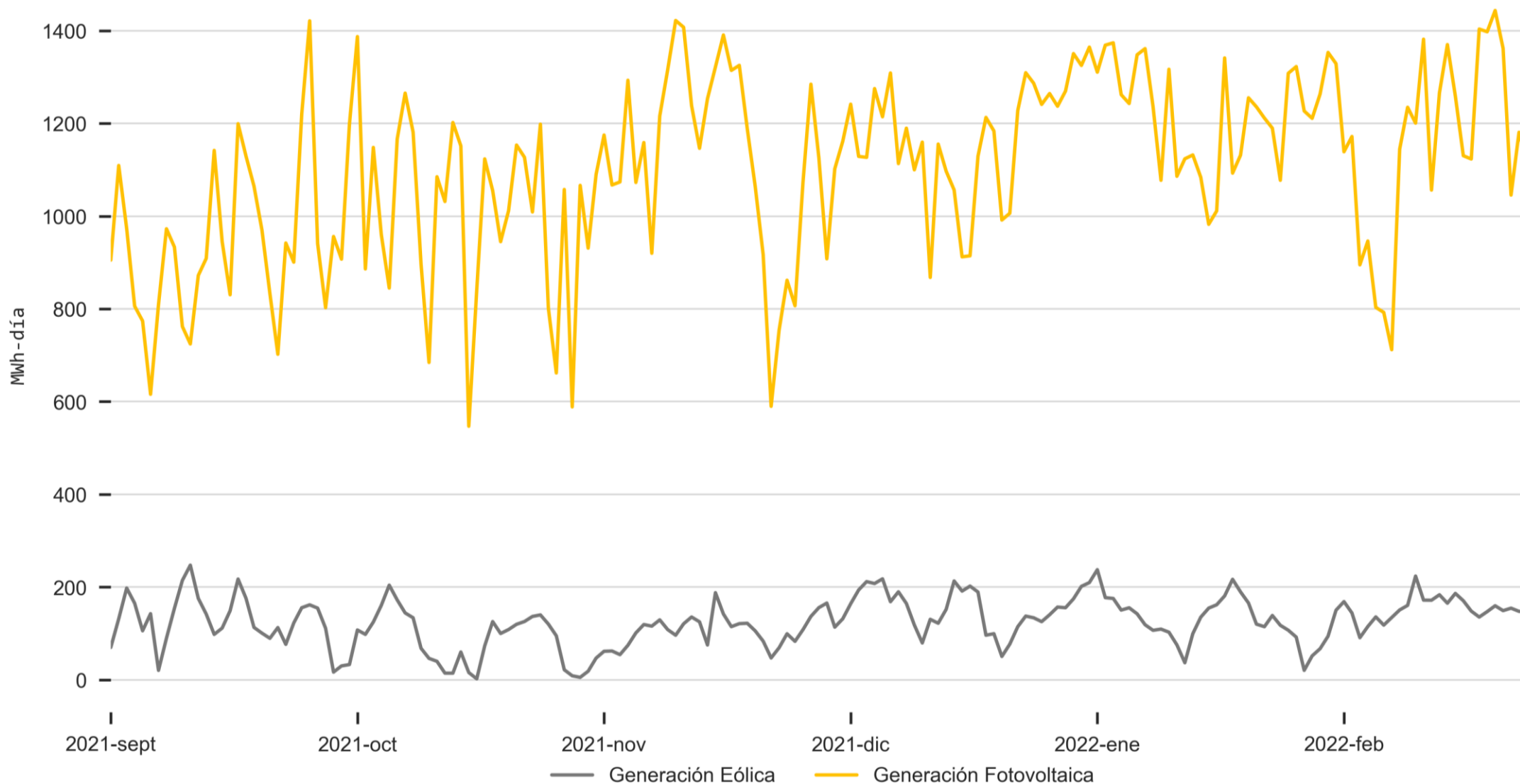
Año	Semana	Fecha Cálculo	Condición	Embalse Real SIN	Embalse Senda	NE	PBP	HSIN
2022	9	lunes, 28 de febrero de 2022	Normal	58,91 %	50,76 %	Superior	Bajo	113,05 %
2022	5	lunes, 31 de enero de 2022	Normal	68,30 %	65,47 %	Superior	Bajo	94,12 %
2022	1	lunes, 03 de enero de 2022	Normal	79,01 %	77,54 %	Superior	Bajo	83,37 %
2021	48	lunes, 29 de noviembre de 2021	Normal	84,79 %	71,75 %	Superior	Bajo	104,76 %
2021	44	lunes, 01 de noviembre de 2021	Normal	84,84 %	67,06 %	Superior	Bajo	104,81 %
2021	40	lunes, 04 de octubre de 2021	Normal	84,55 %	63,78 %	Superior	Bajo	112,75 %
2021	35	lunes, 20 de agosto de 2021	Normal	86,60 %	64,56 %	Superior	Bajo	120,64 %

Generación térmica Vs Pbolsa

Verano 2021 -2022



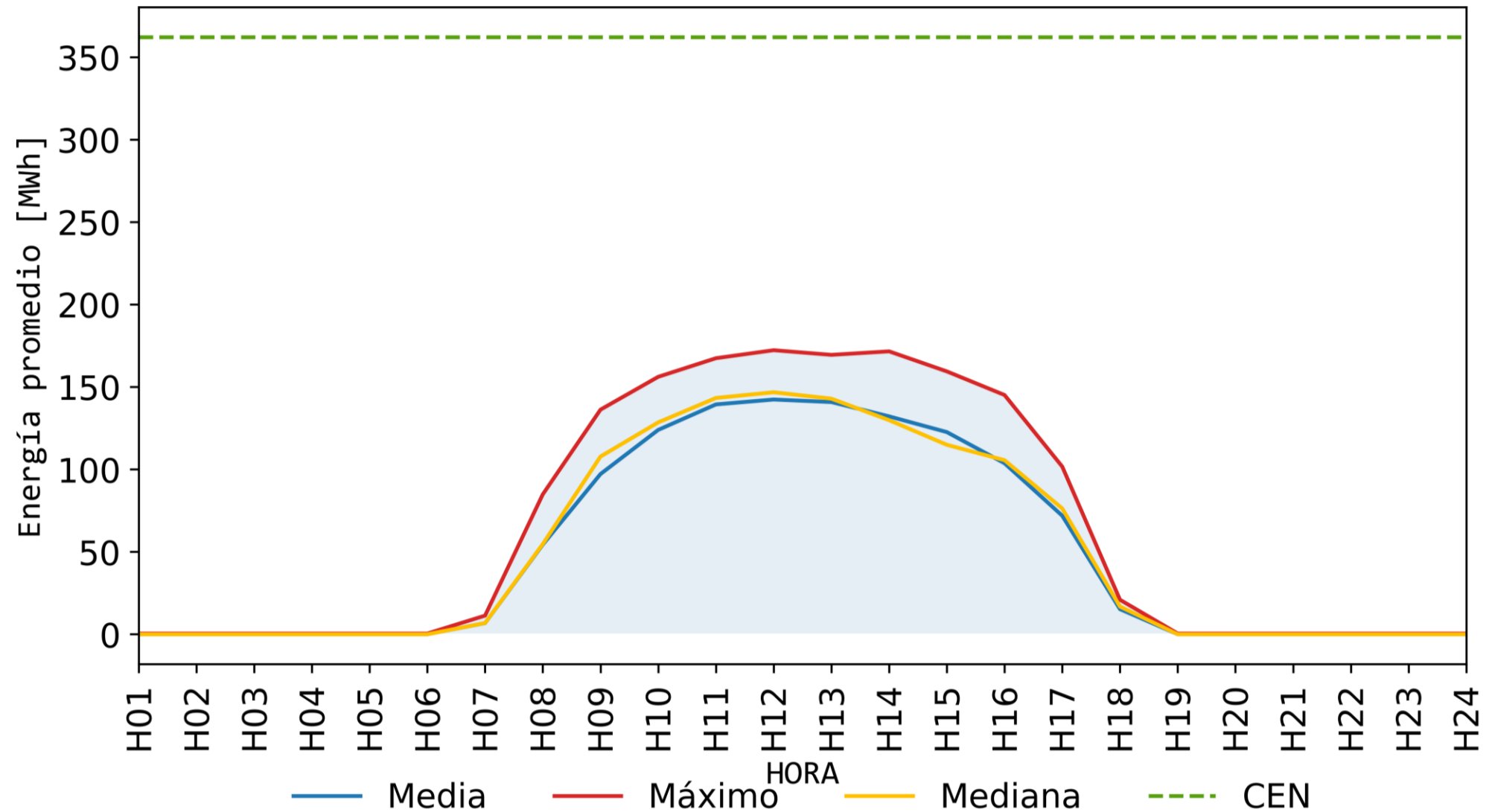
Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 - 15

Recursos Solares: Autog Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolivar, Celsia Solar Carmelo, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar La Paila, El Paso, 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

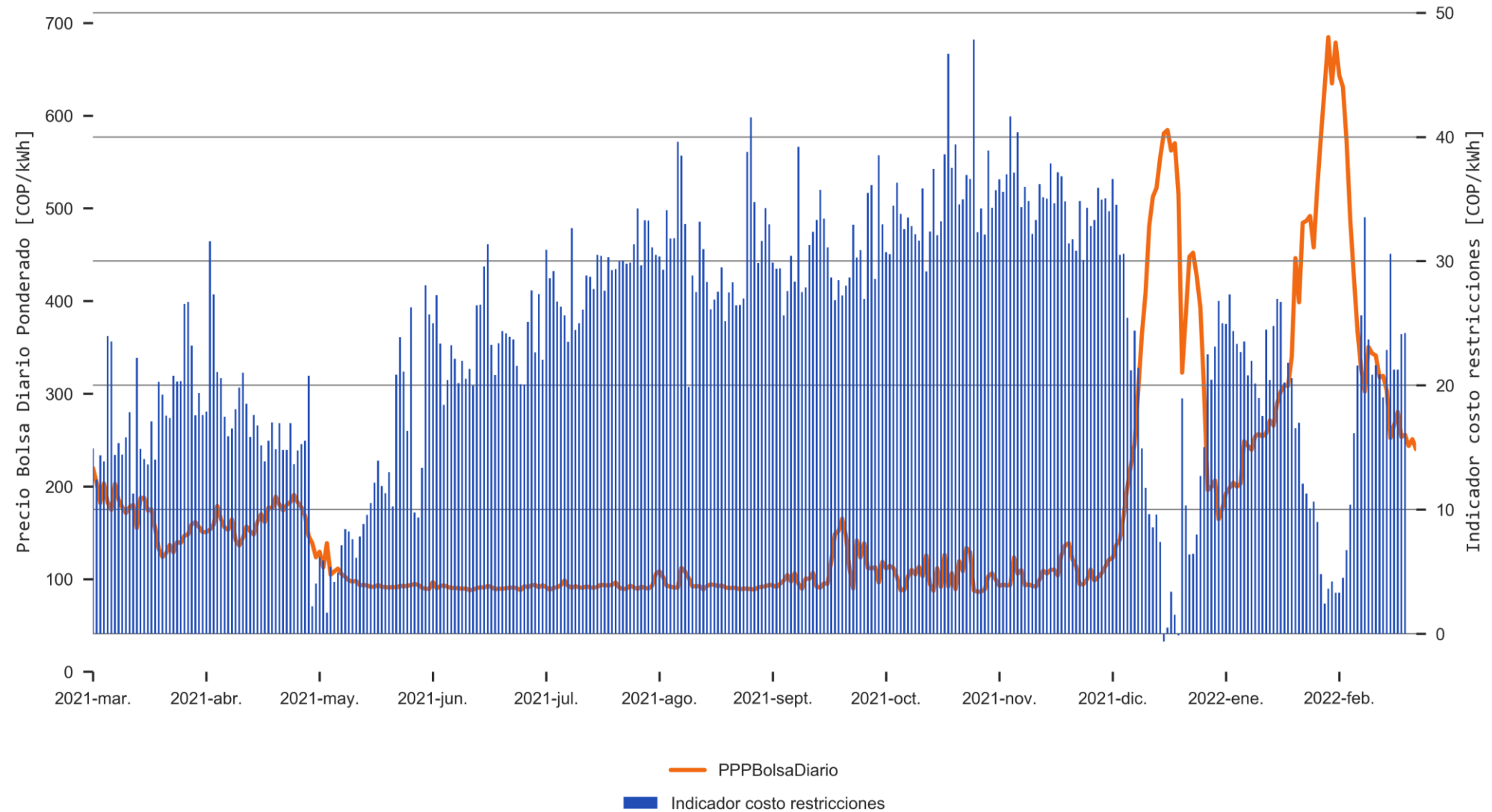


Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de febrero de 2022 hasta el 27 de febrero de 2022

Información hasta el 2022-02-27

Información actualizada el 2022-03-01

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



Información hasta el 2022-02-27
Información actualizada el 2022-03-01

2. Expectativas Energéticas

Panorama energético

- Análisis energético mediano plazo
- Horizonte: 2 años



Datos de entrada y supuestos considerados

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



Condición Inicial Embalse

Febrero 27, 58.91%



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en todo el horizonte



Expansión Generación

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

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para febrero 2022.



Embalses

MOI, MAX(MOS, NEP)
Desbalances de 4.3 GWh/día promedio
Restricciones de embalses de El Quimbo consideradas



Información combustibles

Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2021).

Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.



Parámetros del SIN

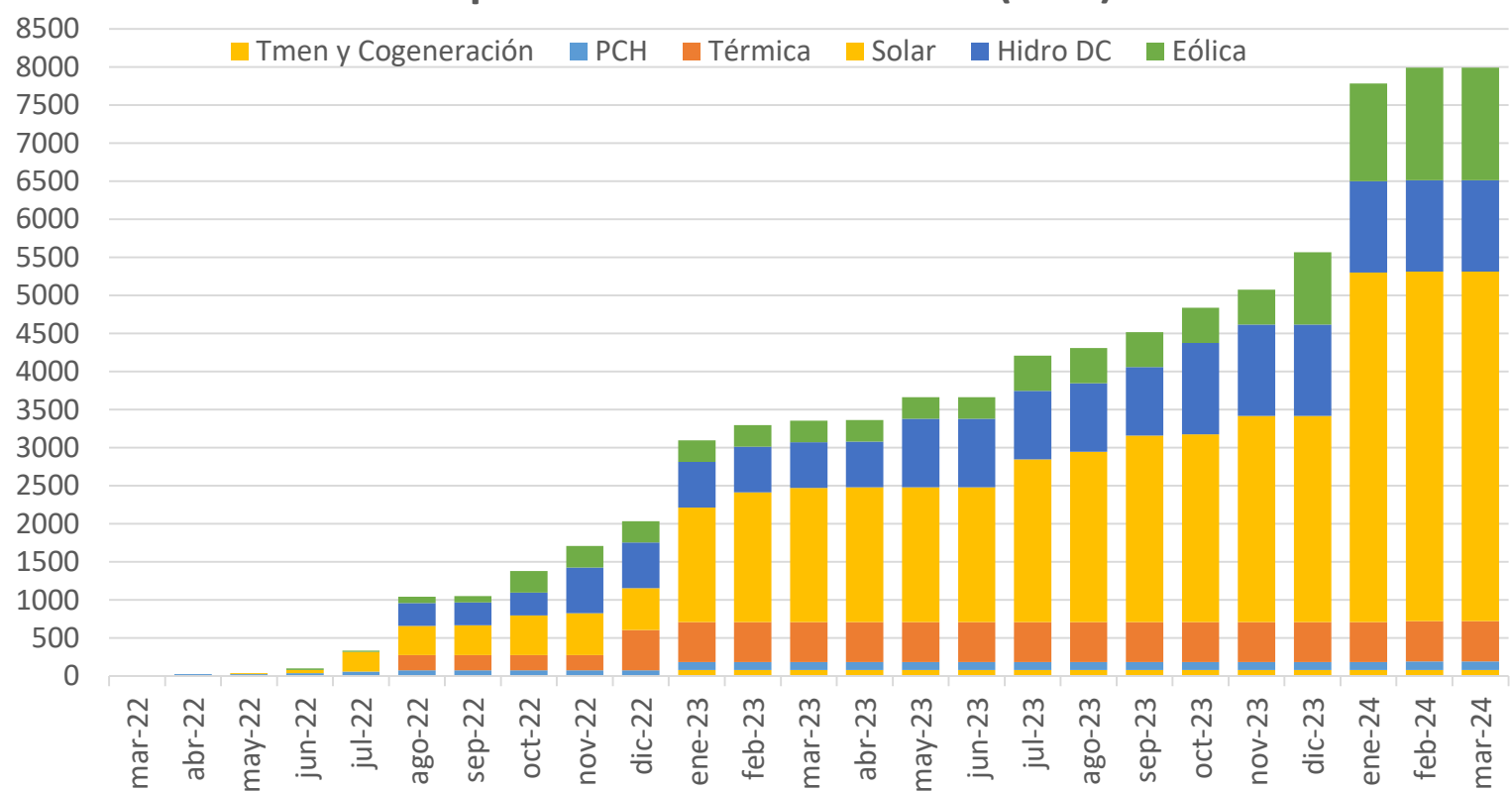
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



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

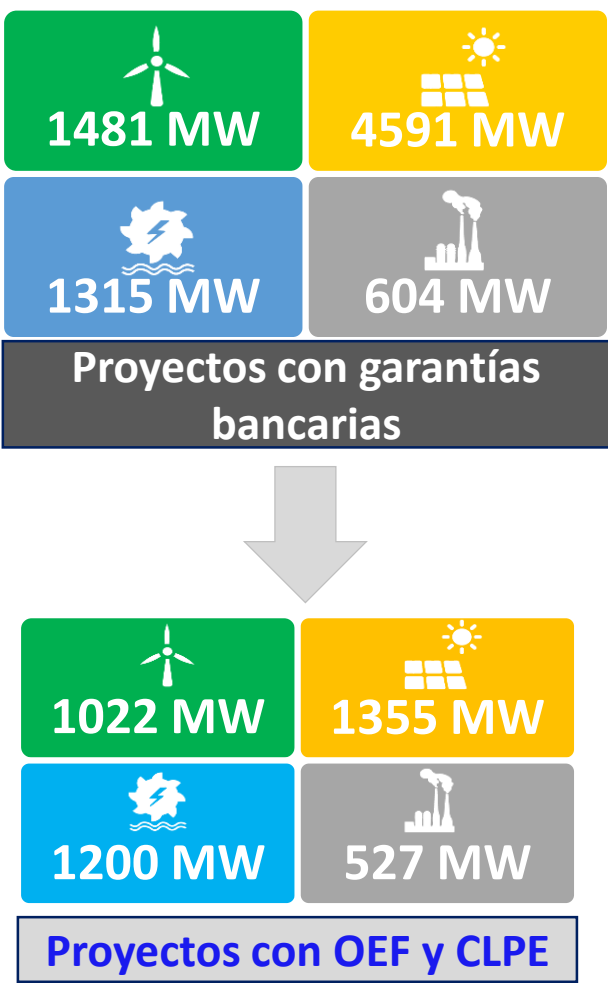
Expansión de la Generación (MW)



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.

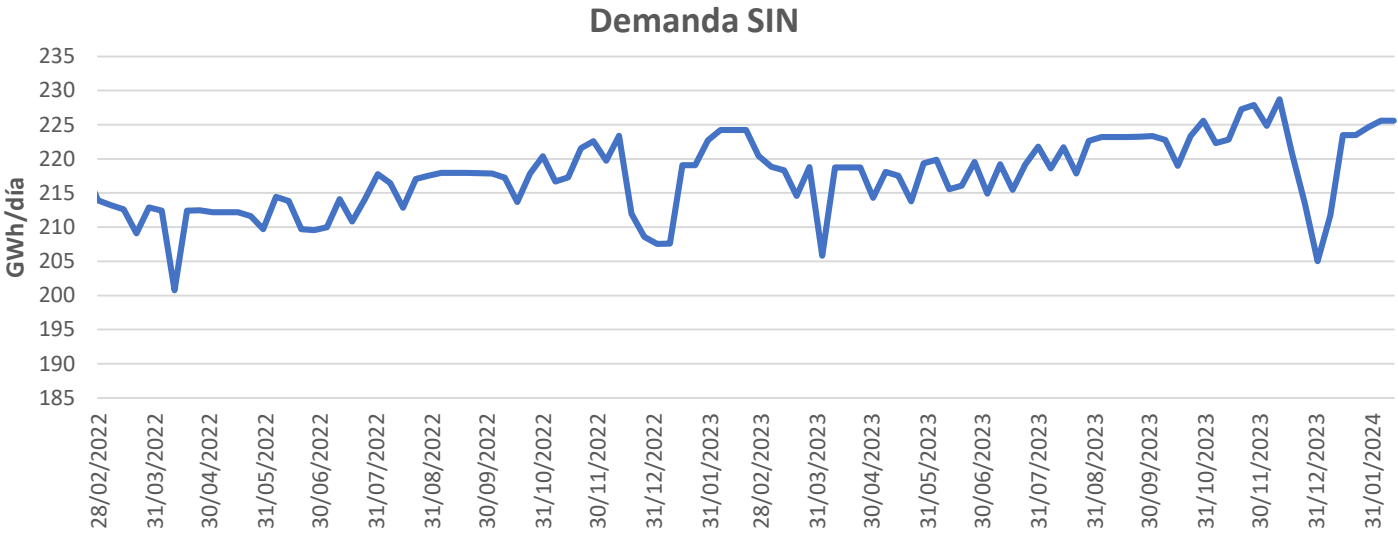
Detalle de proyectos de generación a enero del 2024:



Datos de entrada y supuestos considerados

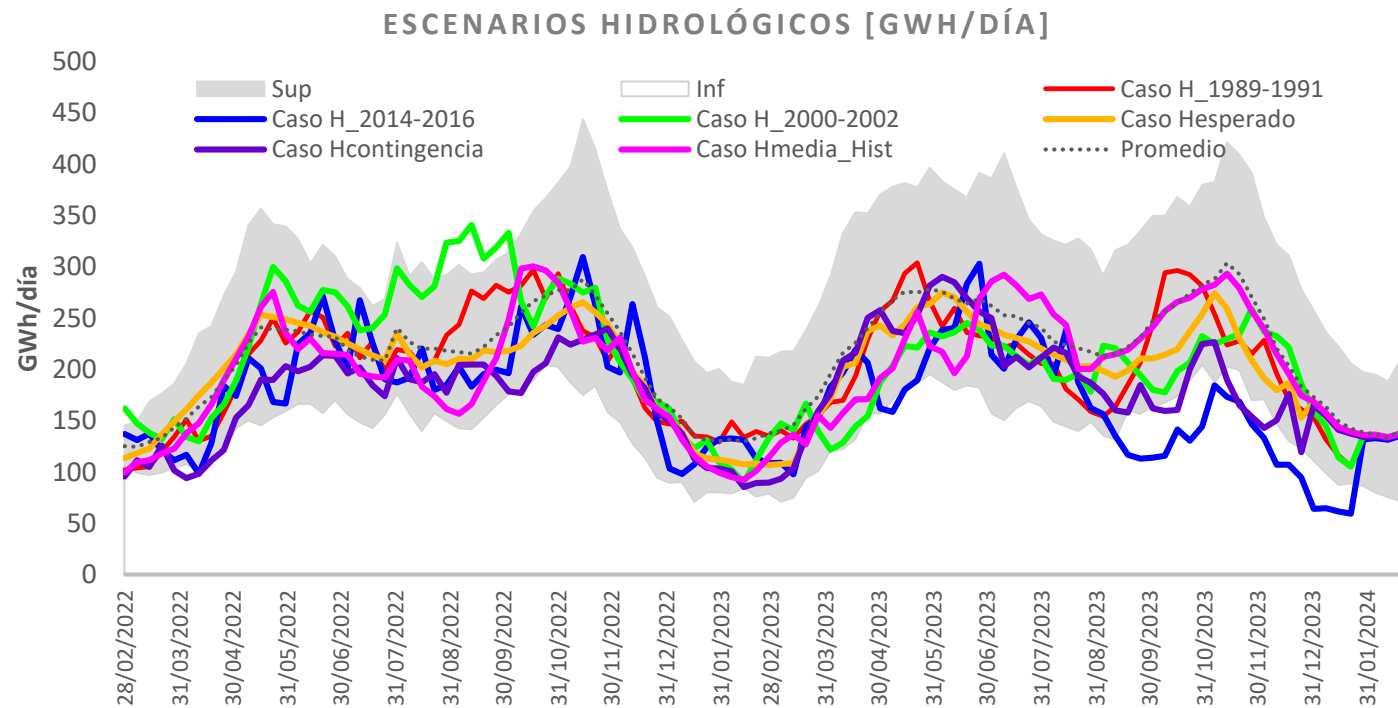
Demanda

Escenario **Alto** de la UPME



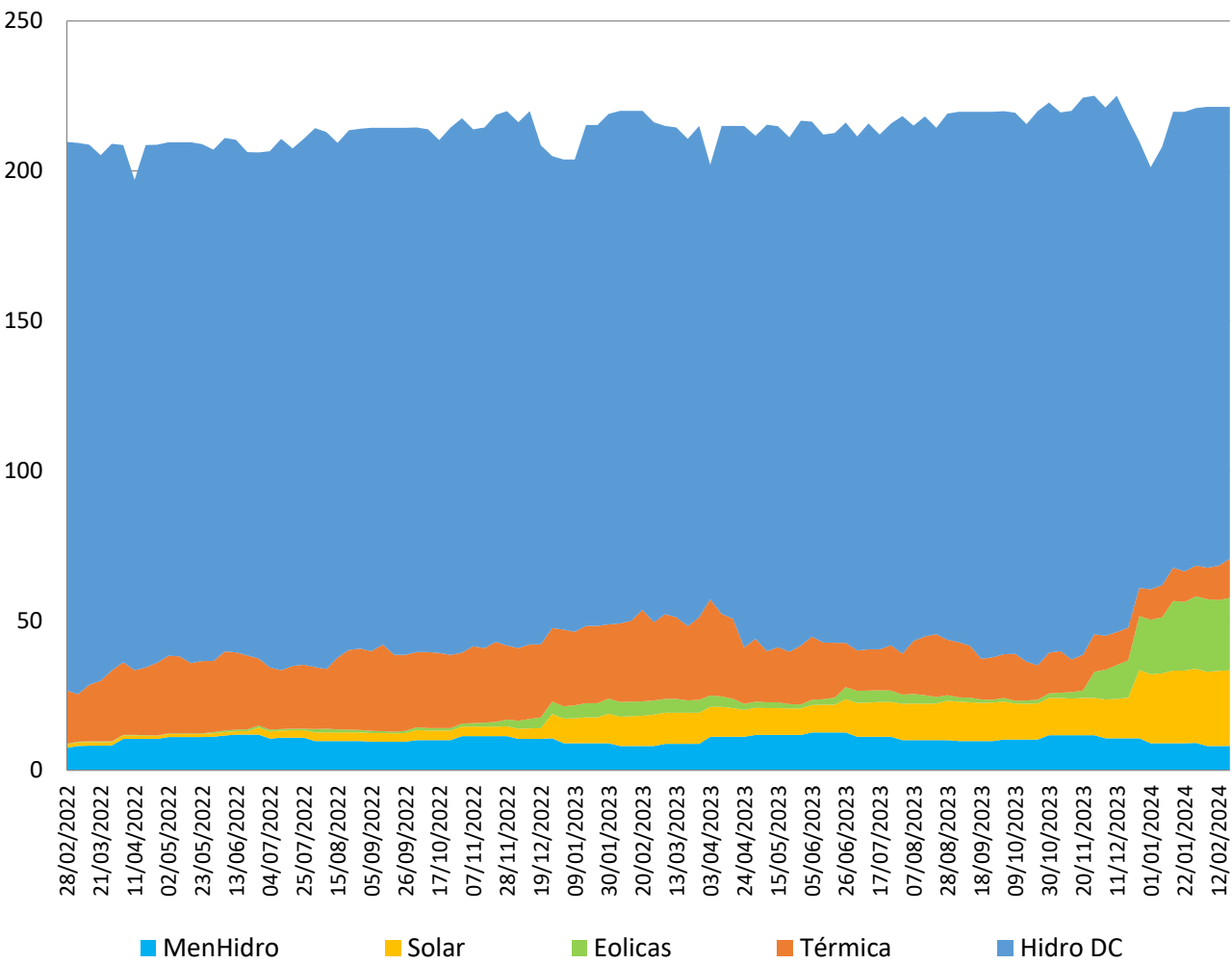
Hidrología

1	H 1989-1991: hidrología histórica del periodo feb de 1989 a ene de 1991	4	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.
2	H 2014-2016: hidrología histórica del periodo feb de 2014 a ene de 2016	5	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
3	H 2000-2002: hidrología histórica del periodo feb de 2000 a ene de 2002	6	H Media histórica: hidrología media histórica.
Estocástico	100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica		

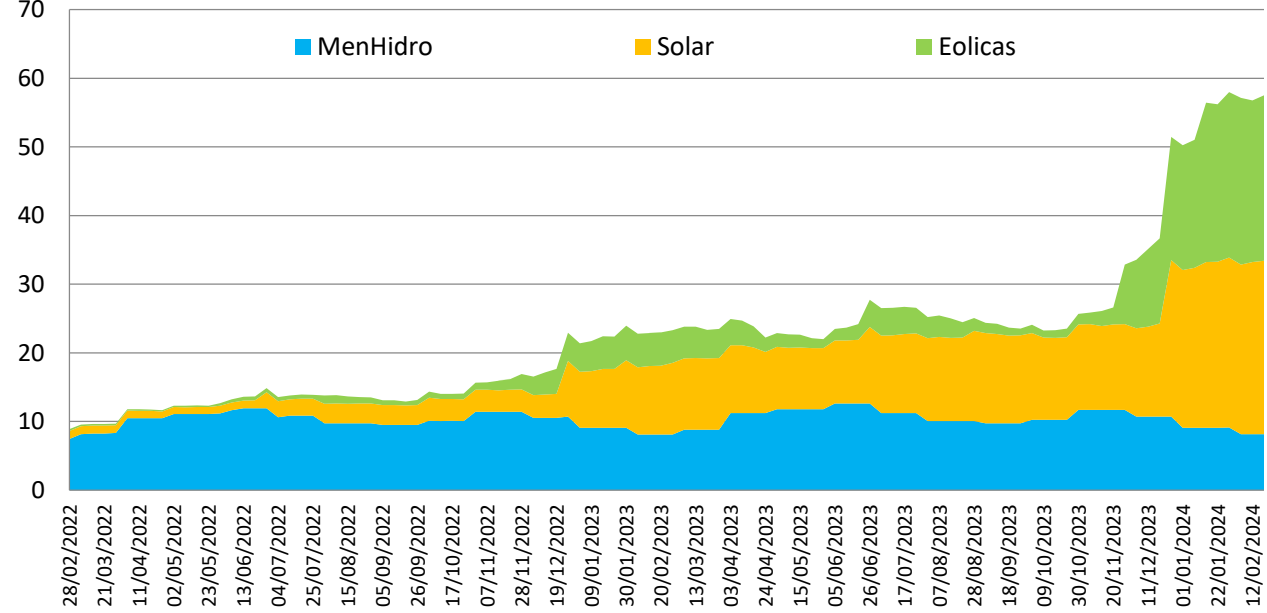


Resultados Estocásticos

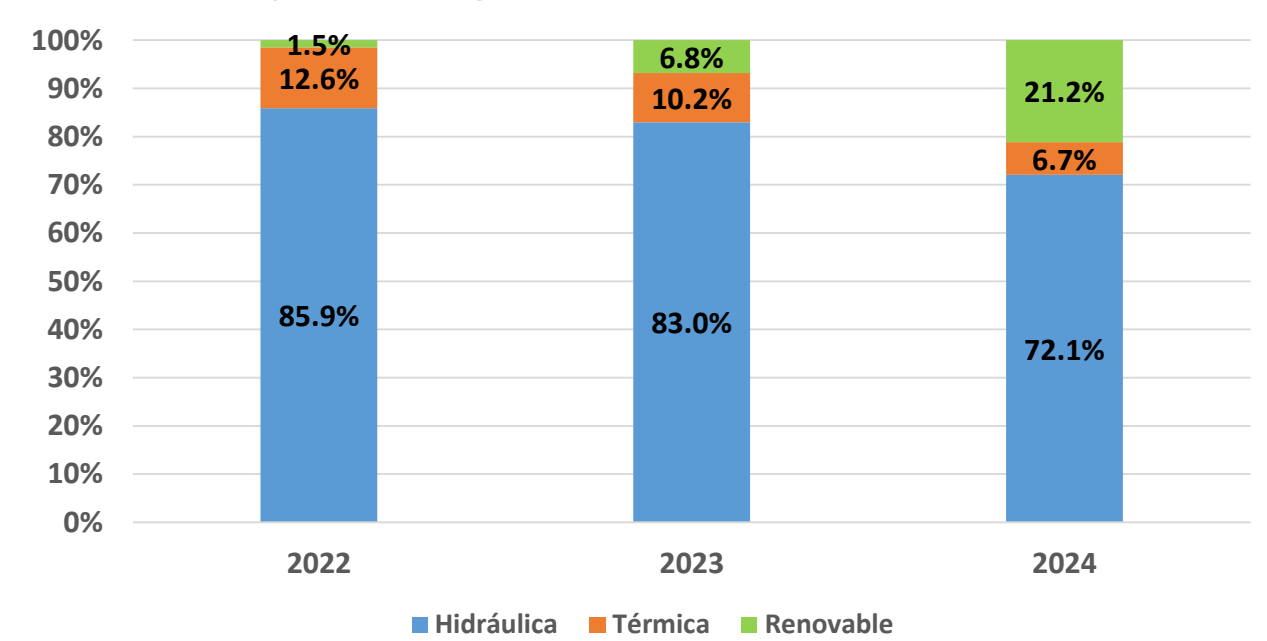
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



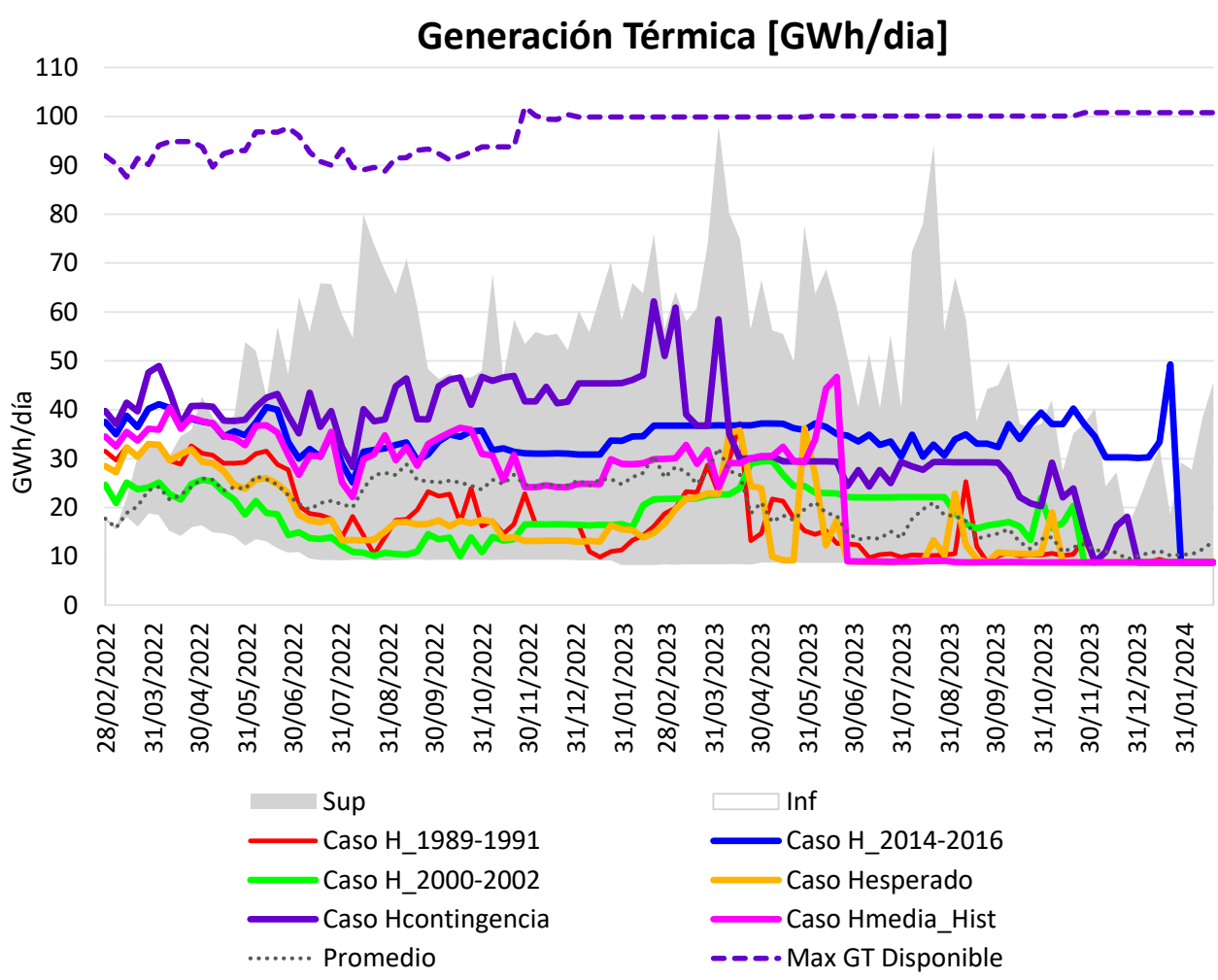
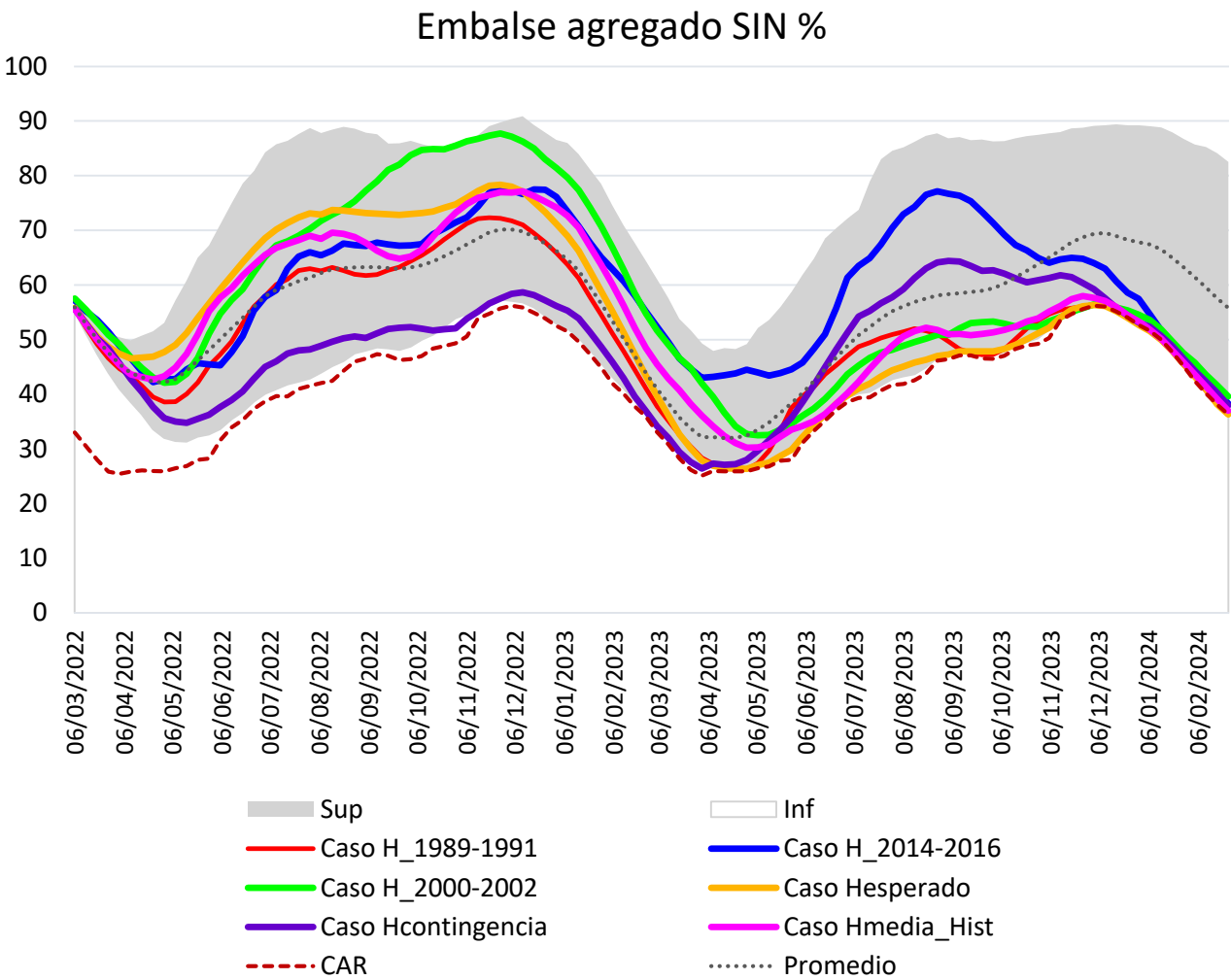
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



Participación de la generación en la atención de la demanda

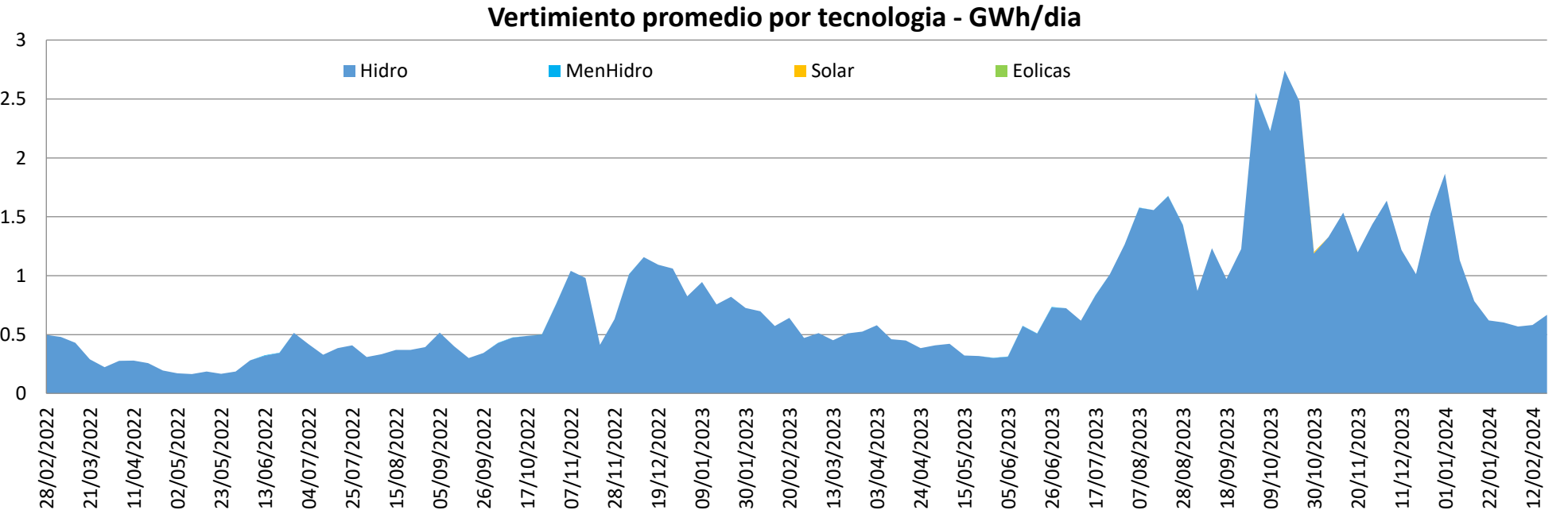
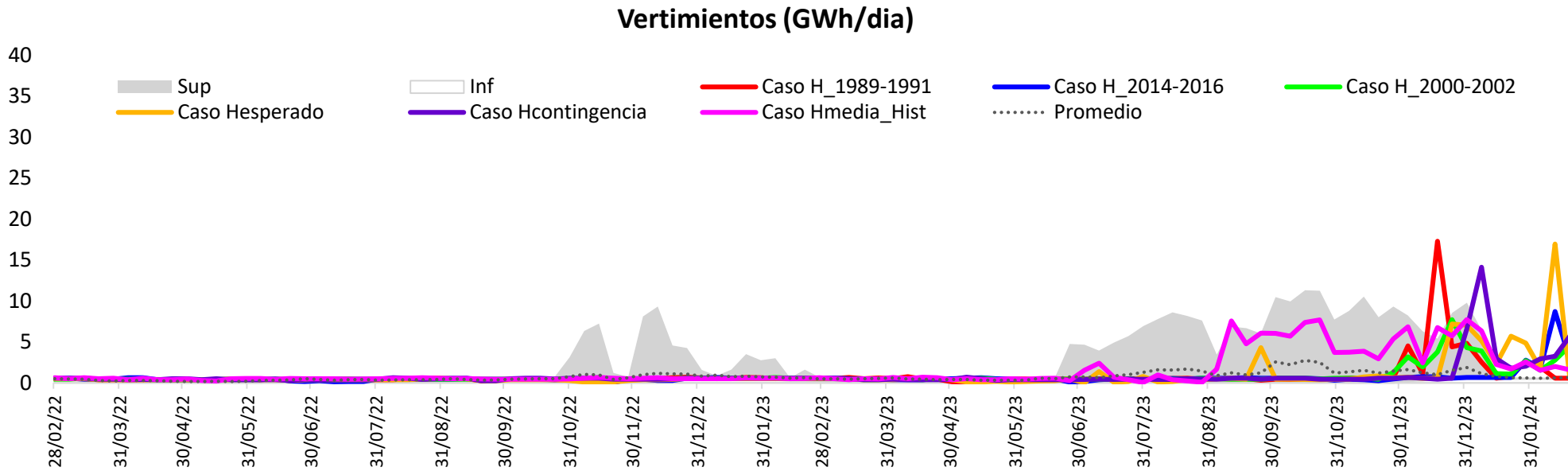


Resultados Determinísticos



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

Resultados de Vertimientos



A photograph of a wind farm at sunset. The sky is a mix of orange, yellow, and purple. Several wind turbines are visible in the background. 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 partially covered by a large purple arrow pointing to the right, which contains the text.

Análisis Energético de Largo plazo

PROYECTOS CON OEF Y CLPE



Datos de entrada y supuestos considerados

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



Condición Inicial Embalse

Febrero 27, 58.91%



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en todo el horizonte



Expansión Generación

Proyectos con asignaciones OEF y CLPE

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para febrero 2022.



Embalses

MOI, MAX(MOS, NEP)
Desbalances de 4.45 GWh/día promedio



Información combustibles

Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2021).

Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.



Parámetros del SIN

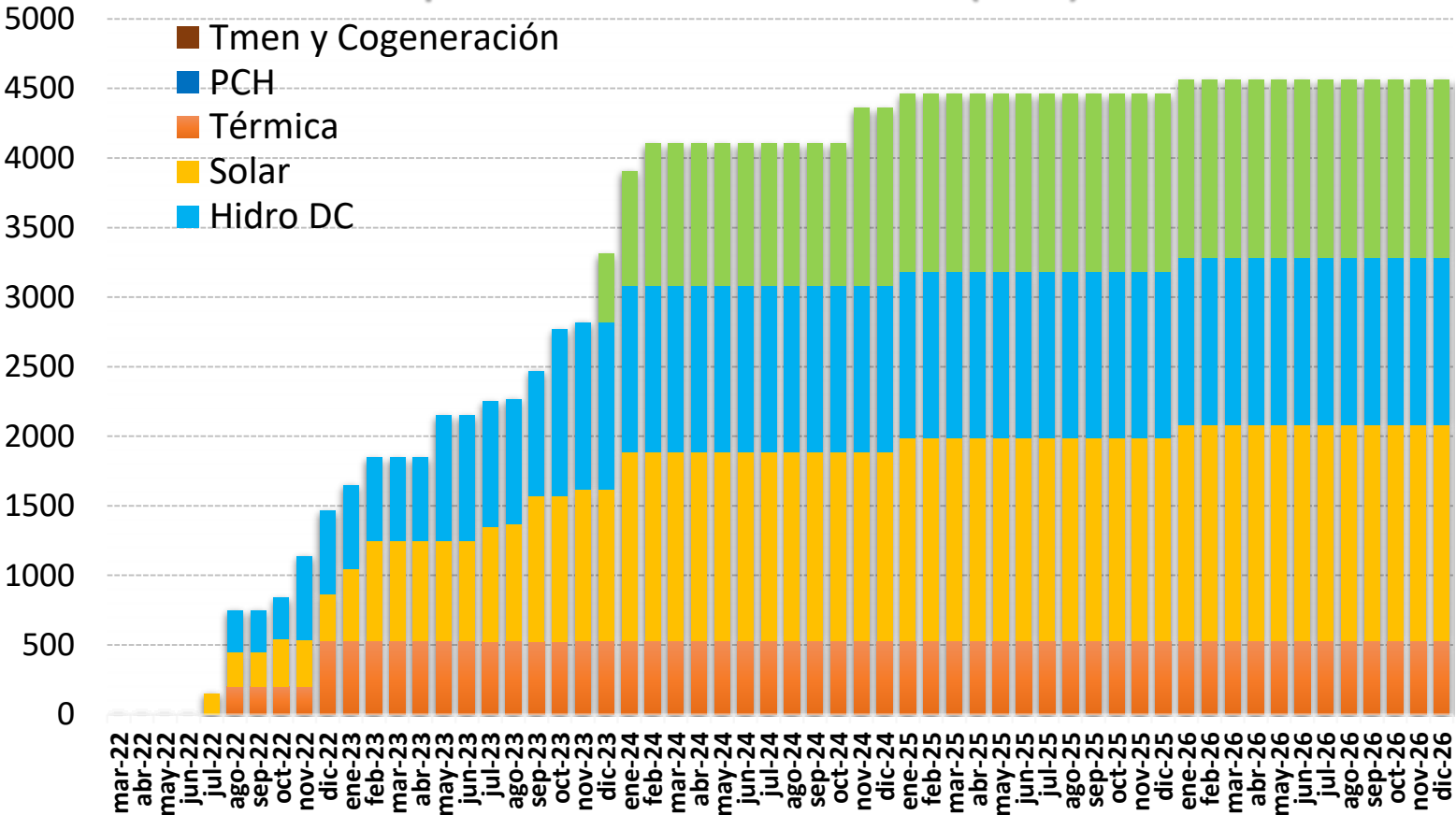
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



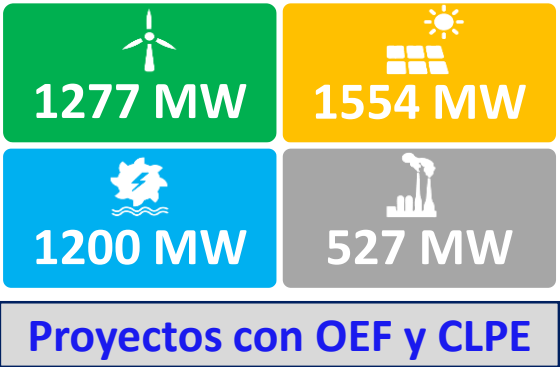
El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace: <http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a enero del 2026:



Total:
4558 MW

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

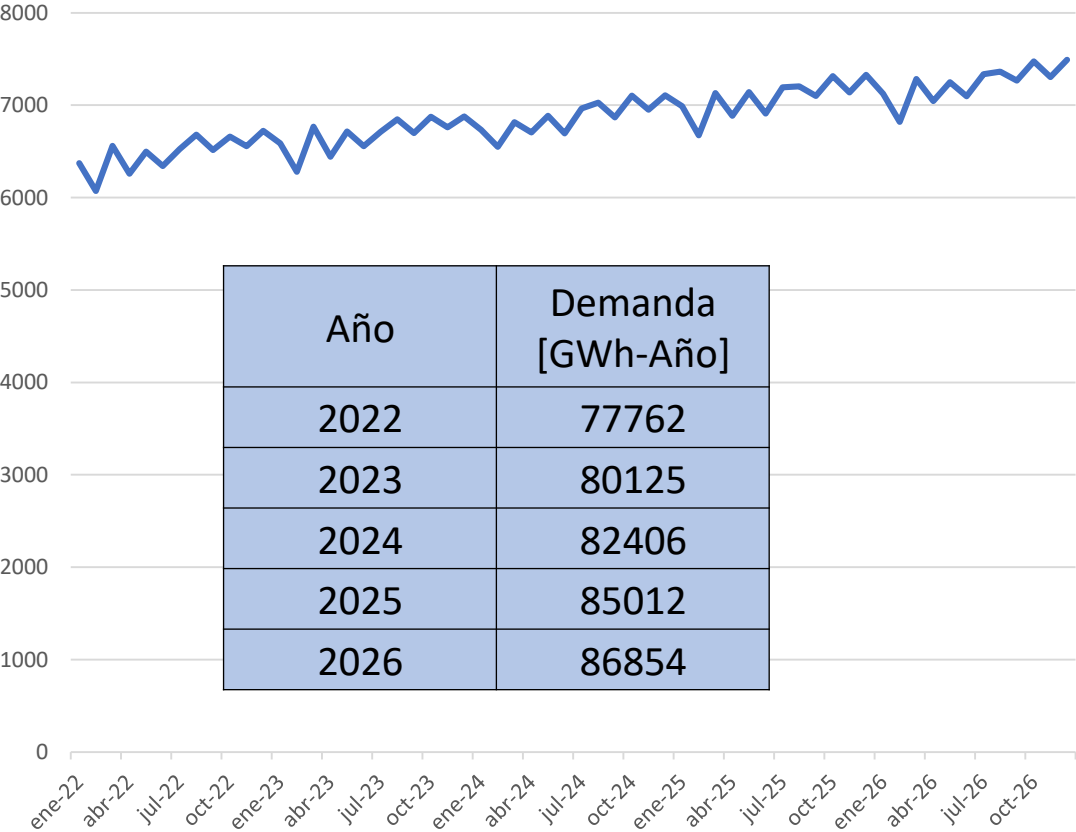
- Proyectos con obligaciones OEF y asignaciones en CLPE
- Excluye Tumawind (200 MW-Nov24) y Chemesky (100 MW-Nov24)

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

Escenario **Alto** de la UPME

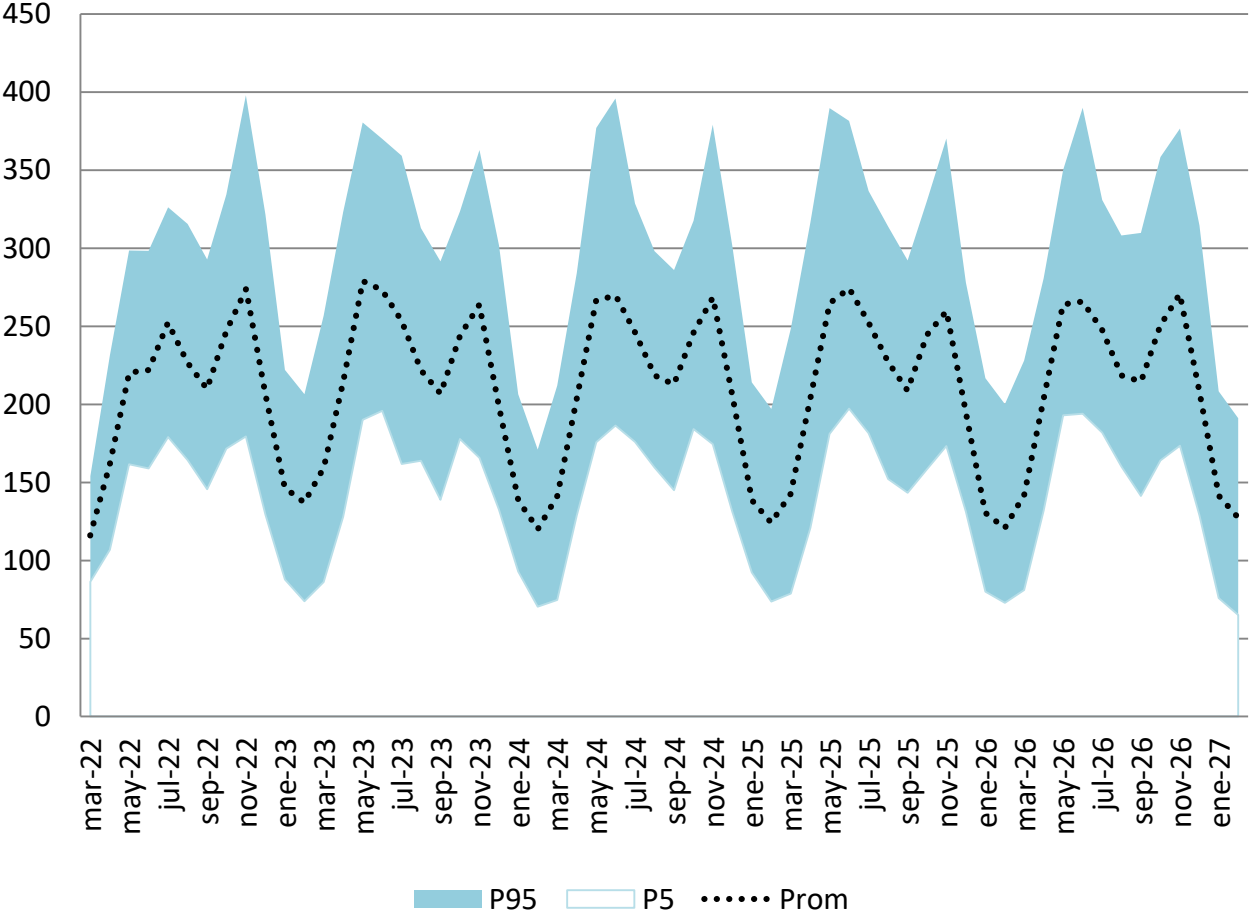
Escenario de Demanda Alta GWh-mes



Hidrología

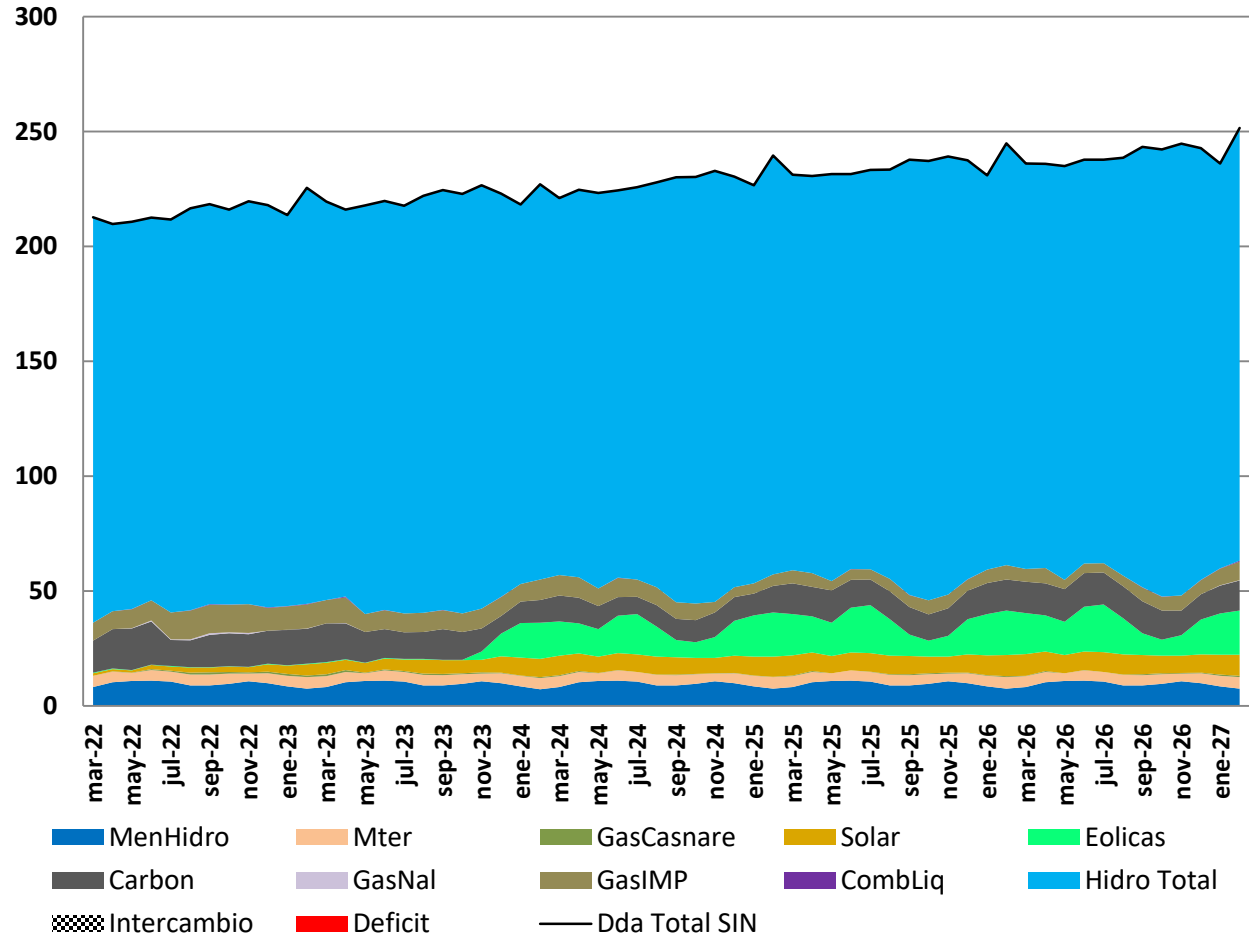
Estocástico

Aportes al SIN GWh/día

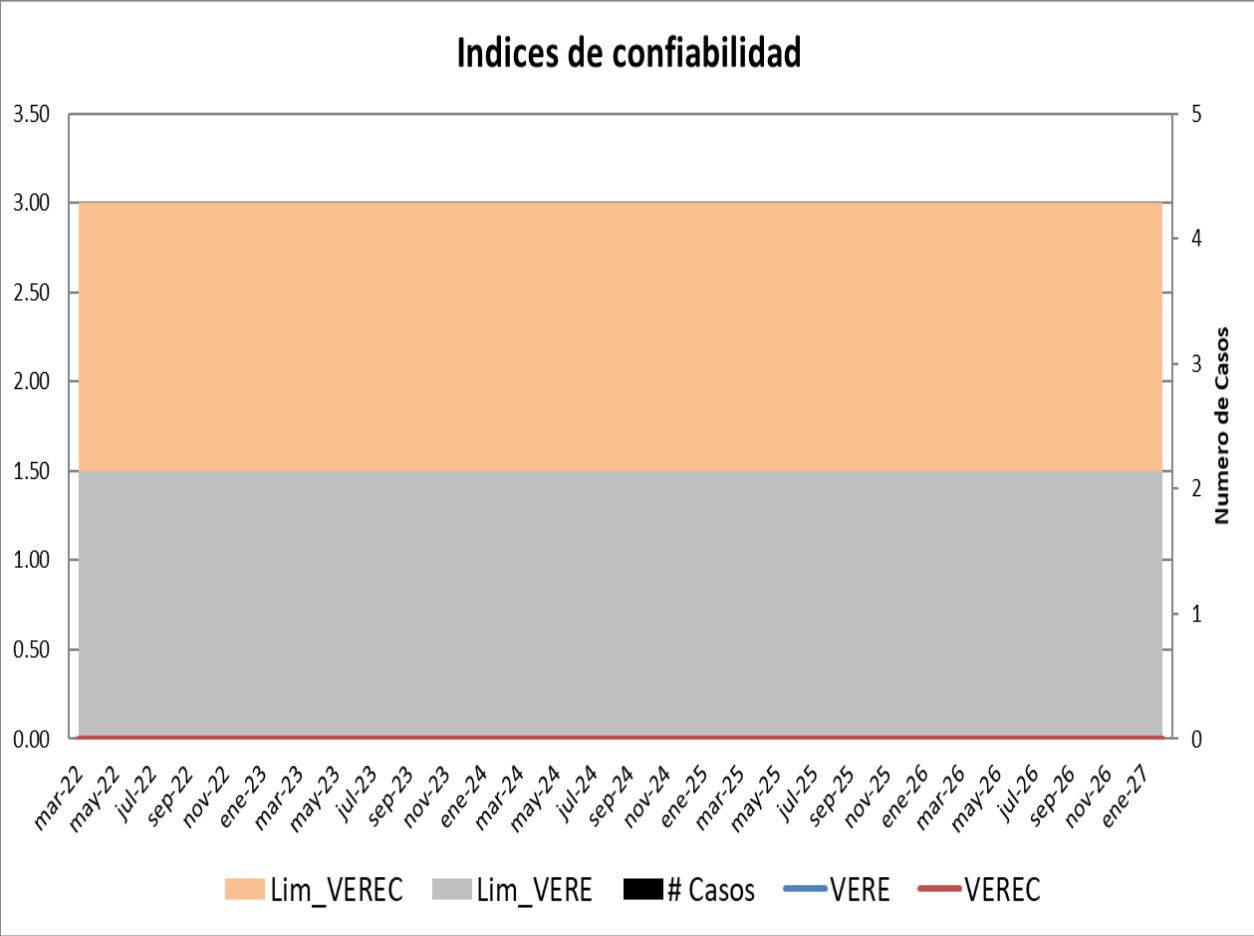


Escenario Estocástico en el LP

Balance del SIN - GWh/dia

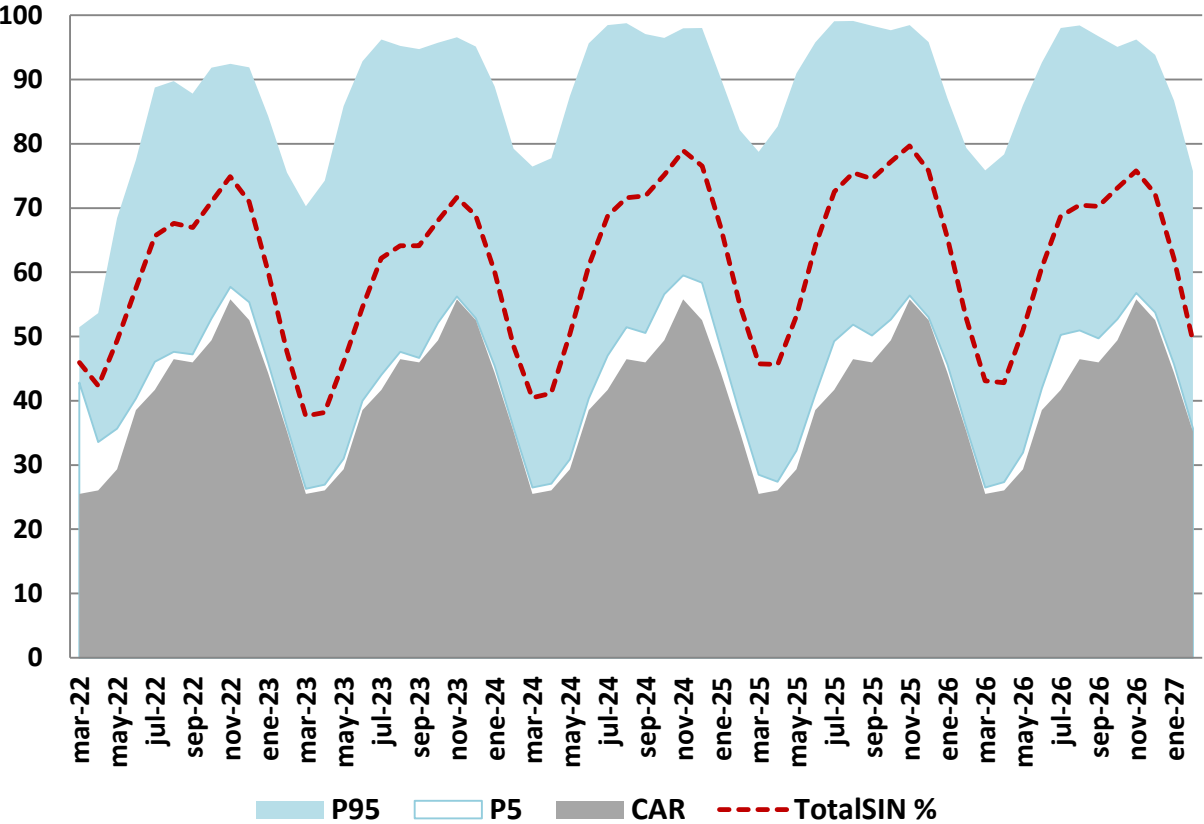


Indices de confiabilidad

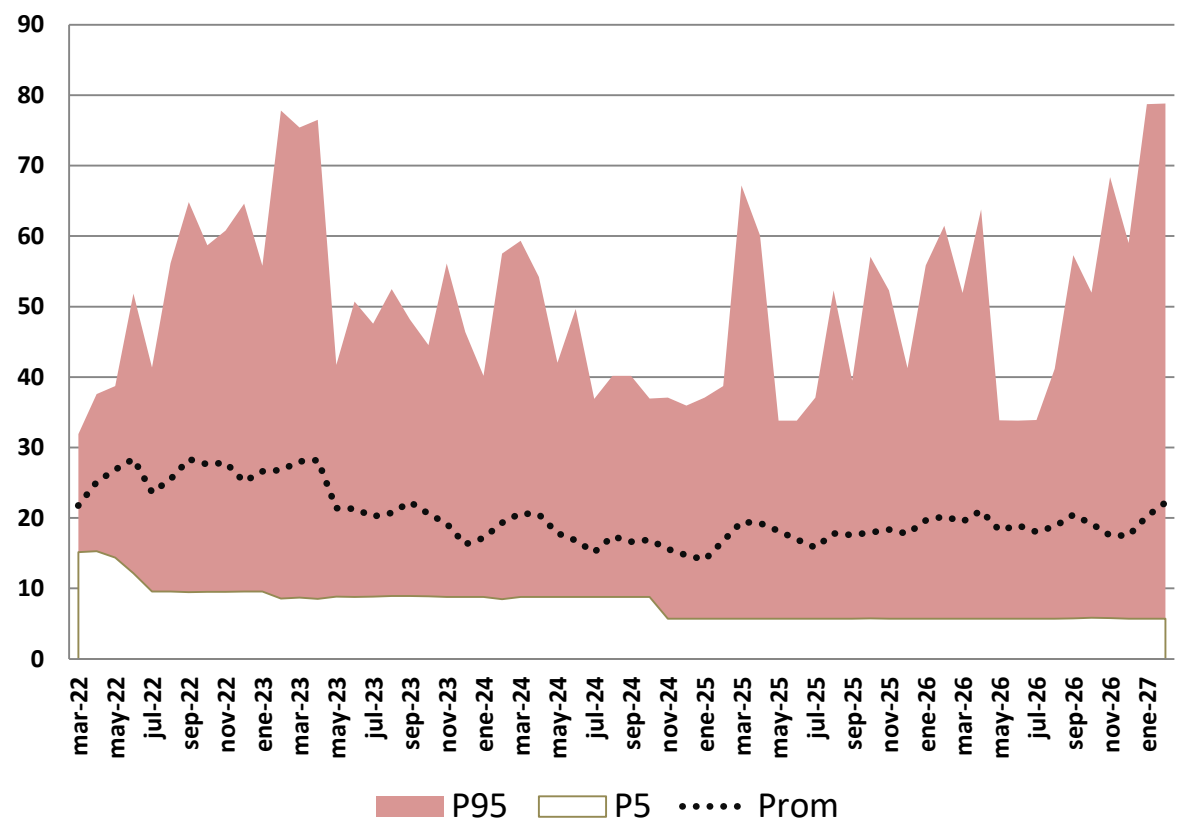


Escenario Estocástico en el LP

Embalse de SIN %



Generación Termica GWh/dia



Conclusiones y recomendaciones



En los horizontes de simulación y supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.



La entrada progresiva de los proyectos de generación renovable supone una reducción en la generación térmica promedio en los próximos años y una reducción en los costos marginales de demanda.



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.

3. Situación Operativa

Reserva GCM



- Desde el 29 de noviembre de 2021 la unidad 1 de Termoguajira ha estado indisponible así:
 - Entre el 29 de noviembre y el 31 de diciembre de 2021 por consignación fuera del plan.
 - Entre el 1 de enero y el 16 de enero del 2022 por oferta.
 - Entre el 17 de enero y el 31 de marzo de 2022 por consignación del plan.
- Desde el 1 de diciembre de 2021 las unidades 1 y 10 de Termonorte han estado indisponibles así:
 - Del 1 al 22 de diciembre de 2021 por oferta.
 - Del 23 de diciembre de 2021 al 15 de marzo de 2022 por consignación fuera de plan.
- Entre el 12 al 16 de febrero de 2022 la unidad 2 de Termoguajira estuvo indisponible por rotura de caldera.

Esta condición ha sido informada mensualmente por parte del CND y a la fecha no se ha presentado demanda destendida por esta causa.

A photograph of a wind farm at sunset. The sky is a mix of orange, yellow, and dark blue. Several wind turbines are visible, some in the foreground and others 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 large, stylized arrow pointing to the right, which is filled with a solid blue color. The text 'CAOP' is overlaid on the left side of the image.

CAOP

The logo for 'xm' features a stylized 'x' composed of several parallel lines in orange and white, followed by a lowercase 'm' in white.

Sumando energías

Declaración Condiciones Anormales de Orden Público

Situación actual

- El día 24 de febrero se recibe información de Intercolombia del hallazgo de la afectación sobre Torre 238 (municipio de Pailitas Cesar) de la línea La Loma - Ocaña 500 kV por atentando dinamitero.
- Lo anterior, sumado a las condiciones de orden público que se han visto en alguna zonas del país en los últimos días, como Arauca, Cesar y el sur del país, llevó a la necesidad de declarar el 25 de febrero CAOP entre el 25 de febrero y el 14 de marzo del 2022.
- Como medidas preventivas, y de acuerdo con el grado de afectación del circuito La Loma – Ocaña 500 kV, se mantiene la seguridad del sistema para soportar la salida n-1 del circuito La Loma-Ocaña 500 kV, pero se incrementó la reserva de generación en línea del 10% al 20% en el área Caribe 2, para poder incrementar rápidamente la generación ante la contingencia y llevar el límite al nuevo valor seguro con la interconexión de Caribe 2 con dos circuitos. Lo anterior con el fin de evitar demanda no atendida ante la posible salida del circuito a 500 kV mencionado.

Para los días previos, durante y posterior a las elecciones el CND tomará las siguientes medidas preventivas

Para los días del 7 al 14 de marzo de 2022 no se permitirán mantenimiento en la red de 500 kV, los cuales son considerados críticos

Para los días 12, 13 y 14 de marzo 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 13 de marzo de 2022 no programar:

- Lavados sobre activos 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 autorizadas en el Despacho Económico

Otras medidas que se podrán tomar durante el periodo electoral

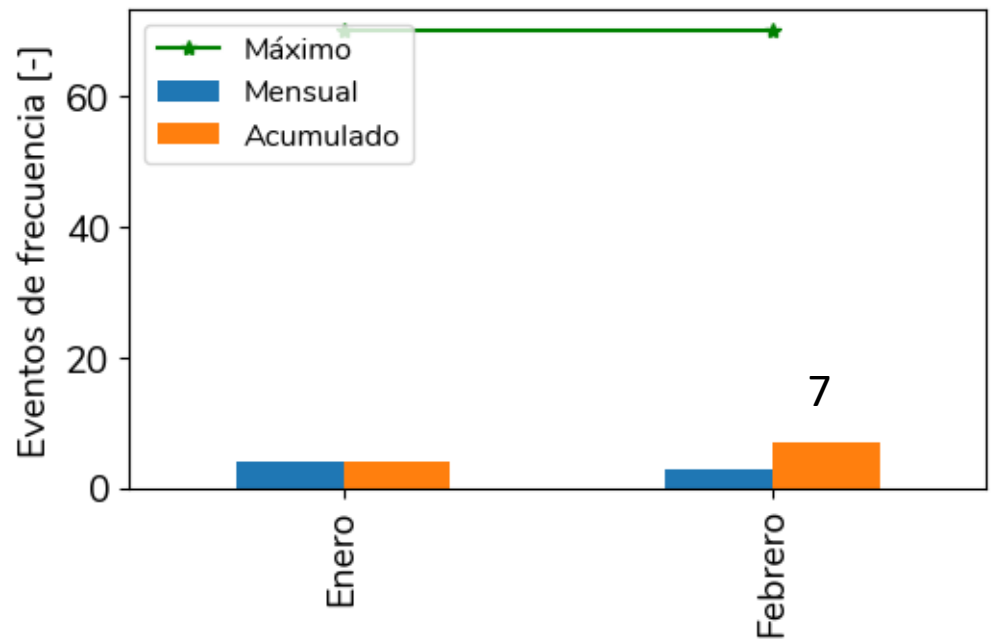
- **Cubrimiento de contingencias dobles:** De acuerdo con la evolución de las condiciones de orden público del país, en la medida de lo posible se cubrirán contingencias de salidas dobles de aquellos circuitos que van por la misma estructura de transporte.
- **Aplicación del criterio N-1-1:** De acuerdo con la evolución de las condiciones de orden público del país se aplicará esta medida en zonas que se puedan ver afectados por la salida de elementos escalonados, no necesariamente que compartan estructura.
- **Cubrimiento de subestaciones estratégicas:** De acuerdo con la evolución de las condiciones de orden público del país, en la medida de lo posible se cubrirán contingencias de salidas de subestaciones, que por su ubicación dentro de la red y su impacto ante su salida, son consideradas críticas. Esta evaluación se realizará para los días 12, 13 y 14, o antes si las condiciones de orden público se ven deterioradas en algunas zonas de país que puedan llevar a un riesgo en la operación del SIN.

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.

Indicadores de Operación



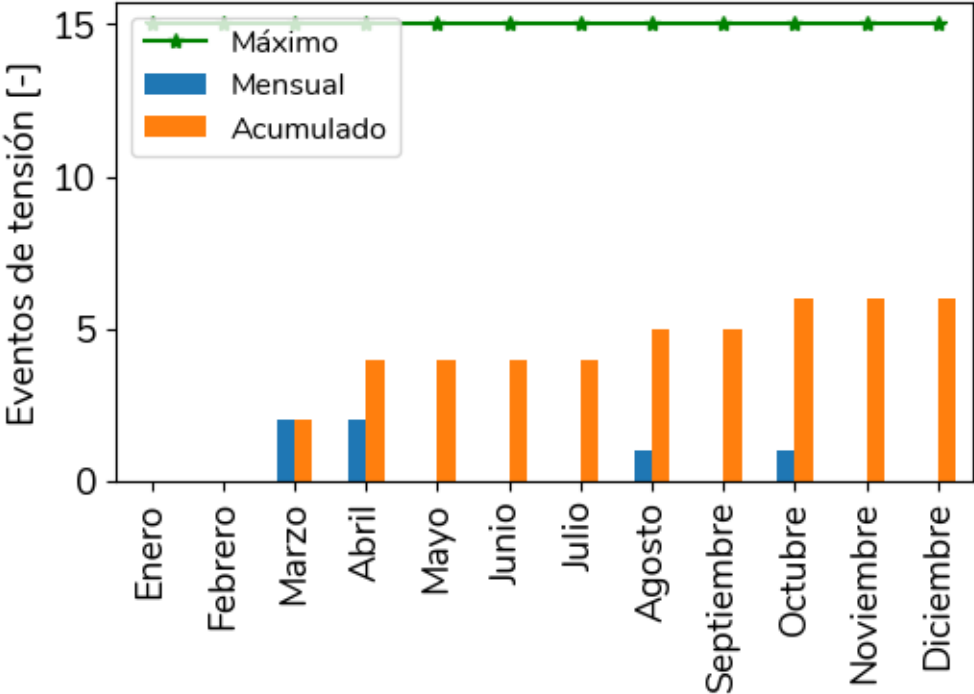
Eventos Transitorios de Frecuencia



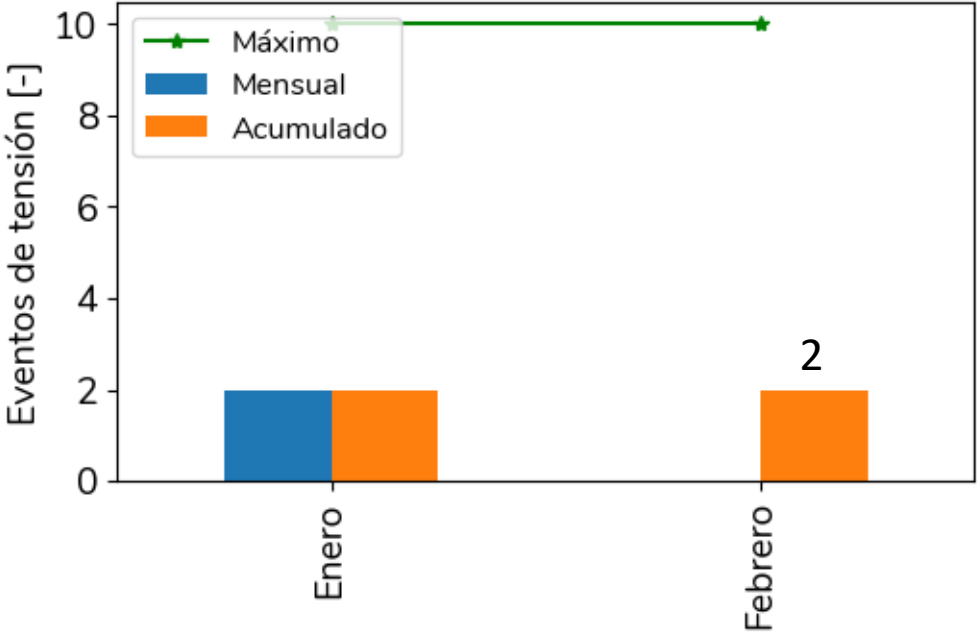
Durante el mes de Febrero de 2022 se presentaron 3 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-02-08 15:47	1.0	59.8	Se presenta variación de frecuencia en el SIN, por evento en el sistema eléctrico nacional de Ecuador, sin operación del Esquema de Separación de Áreas. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz. CENACE informa pérdida de aproximadamente 188 MW de la Unidad 3 de generación en la central Coca Codo Sinclair.	No
2022-02-08 15:51	1.0	59.8	Se presenta variación de frecuencia en el SIN, por evento en el sistema eléctrico nacional de Ecuador, sin operación del Esquema de Separación de Áreas. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. CENACE informa pérdida de aproximadamente 183 MW de la Unidad 4 de generación en la central Coca Codo Sinclair.	No
2022-02-13 15:37	1.0	59.8	Disparo de las unidades TERMOEMCALI 1 Y 2 con 229 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.797 Hz.	No

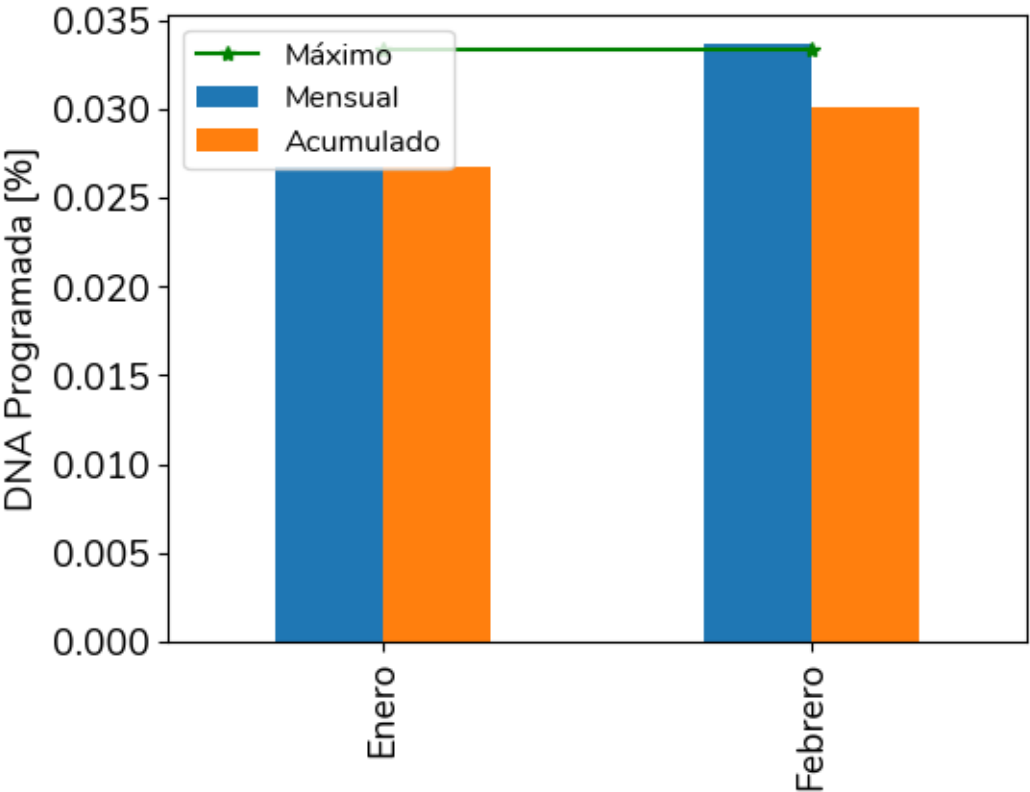
Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el año 2021 se presentaron un total de 6 eventos de tensión



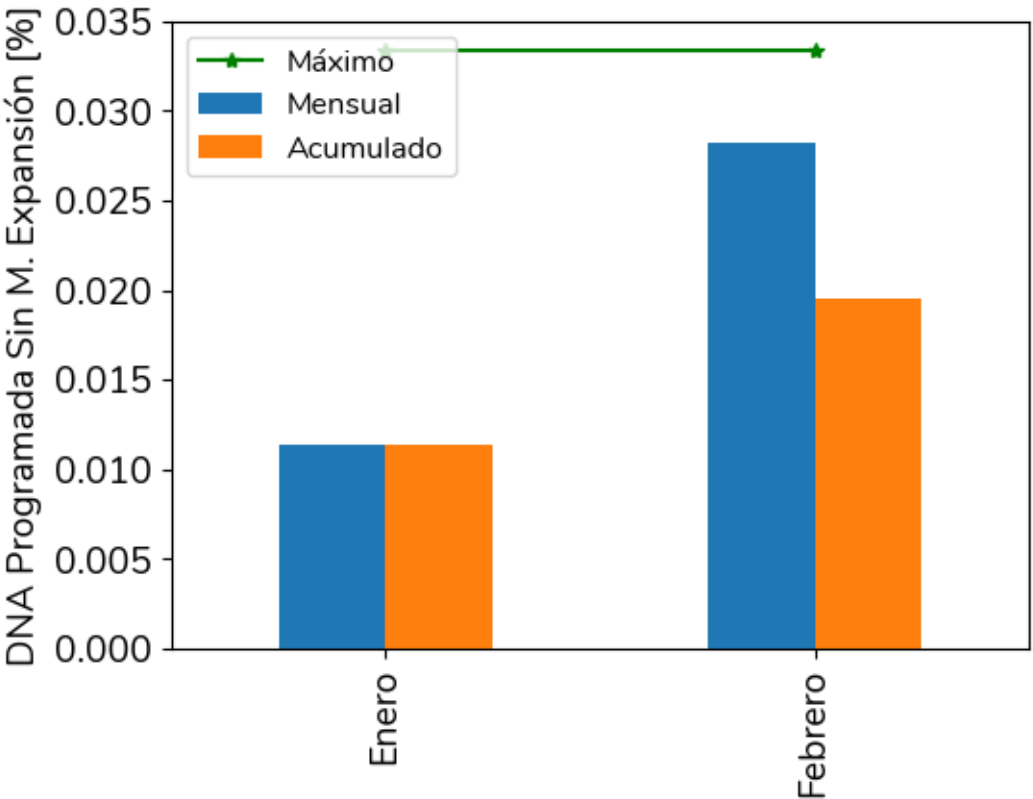
Durante el mes de Febrero de 2022 no se presentaron eventos de tensión en el sistema



Por causas programadas se dejaron de atender 1.940 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripcion
2022-02-13 05:00	343.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0205066 del activo BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV.
2022-02-07 05:08	276.8	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0205022 en el activo EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV, dejando sin tensión las subestaciones SAN JACINTO 110 kV y CALAMAR 110 kV temporalmente radiales por condición del sistema.
2022-02-06 07:35	238.6	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0199424 en el activo CHINU - SINCE 1 110 kV dejando sin tensión las subestaciones radiales SINCE 110 kV, MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV.
2022-02-20 06:53	209.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0199419 y C0203172 de los activos BT SIERRA FLOR 1 60 MVA 110 kV y BOSTON - SIERRA FLOR 1 110 kV, respectivamente.
2022-02-27 06:28	154.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0199136 y C0205205 de los activos VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV y SAN JUAN 2 50 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente, dejando sin tensión la subestación SAN JUAN 110 kV.
2022-02-13 01:00	148.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0193241 del activo PIEDECUESTA - SAN GIL 1 115 kV.
2022-02-06 04:09	140.0	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0200032 en el activo BARRA LA CABAÑA 115 KV, dejando sin tensión la subestación CABAÑA 115 kV.
2022-02-13 06:05	105.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0204953 del activo RIO CORDOBA 1 33 MVA 110/34.5/13.8 kV.

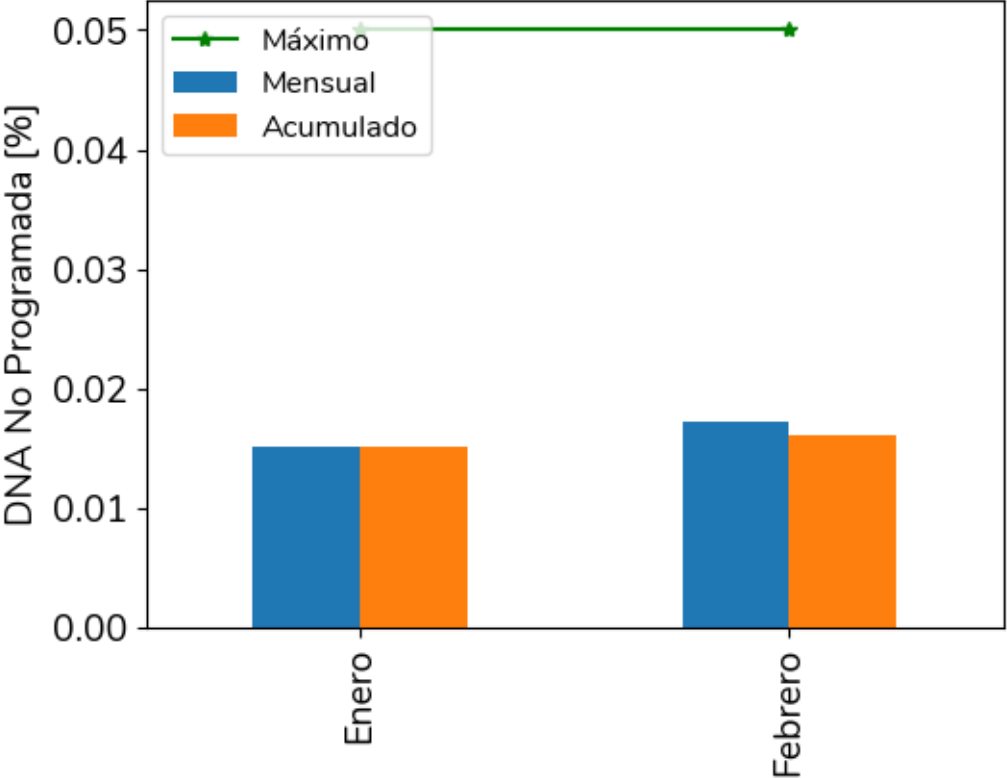
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.630 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-02-13 05:00	343.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0205066 del activo BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV.
2022-02-06 07:35	238.6	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0199424 en el activo CHINU - SINCE 1 110 kV dejando sin tensión las subestaciones radiales SINCE 110 kV, MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV.
2022-02-20 06:53	209.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0199419 y C0203172 de los activos BT SIERRA FLOR 1 60 MVA 110 kV y BOSTON - SIERRA FLOR 1 110 kV, respectivamente.
2022-02-27 06:28	154.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0199136 y C0205205 de los activos VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV y SAN JUAN 2 50 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente, dejando sin tensión la subestación SAN JUAN 110 kV.
2022-02-13 01:00	148.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0193241 del activo PIEDECUESTA - SAN GIL 1 115 kV.
2022-02-06 04:09	140.0	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0200032 en el activo BARRA LA CABAÑA 115 KV, dejando sin tensión la subestación CABAÑA 115 kV.
2022-02-13 06:05	105.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0204953 del activo RIO CORDOBA 1 33 MVA 110/34.5/13.8 kV.
2022-02-27 07:00	88.0	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0200023 en el activo BARRA EL ZAQUE 115 kV, dejando sin tensión la subestación EL ZAQUE 115 kV.
2022-02-27 09:57	74.7	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0200458 en el activo BT GRANADA G2 30 MVA 115 kV.

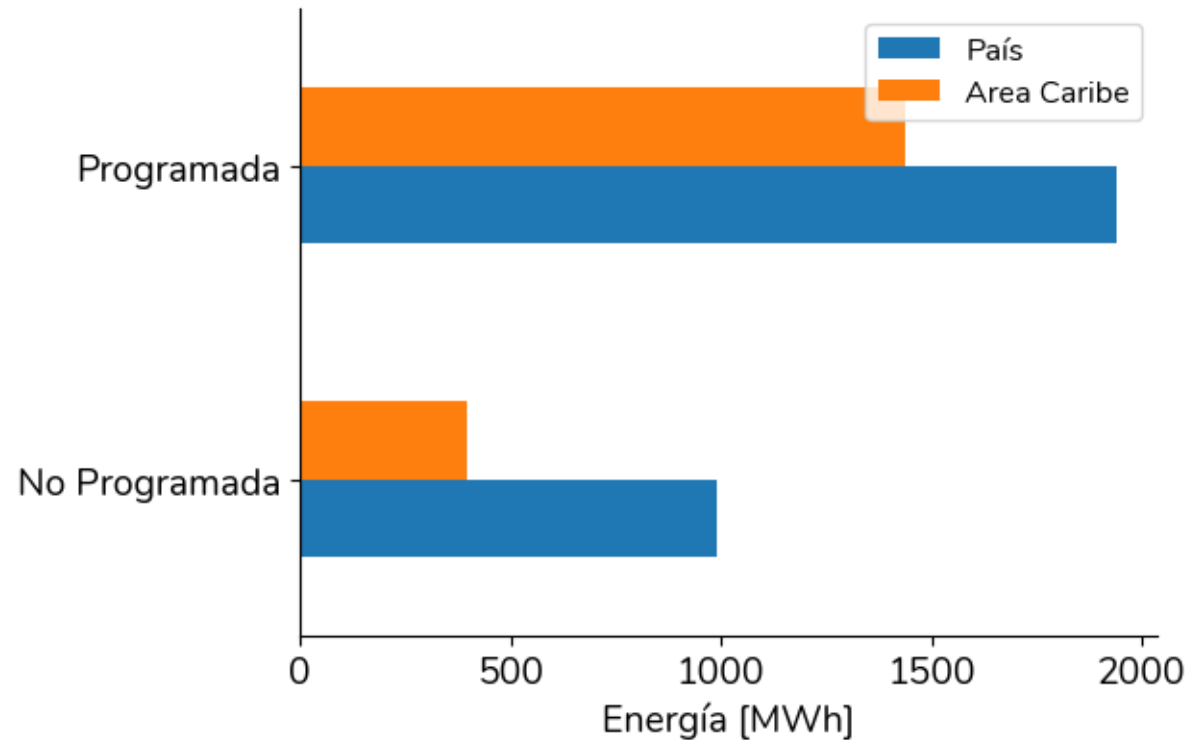
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 0.991 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripcion
2022-02-20 18:38	203.3	Demanda no atendida por disparo del activo ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CENTRO (FLORENCIA) 115 kV y DONCELLO 115 kV.
2022-02-04 03:18	160.6	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2022-02-25 13:35	141.9	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 JUNIN (NARIÑO) A BUCHELY 115 kV, dejando sin tensión la S/E BUCHELY 115 kV.
2022-02-20 08:30	68.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0206035 del activo BL1 CALAMAR A TCALAMAR 1 66 kV.
2022-02-21 00:00	41.8	Continúa demanda no atendida por disparo del activo ALTAMIRA - PITALITO 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial PITALITO 115 kV.
2022-02-05 13:50	39.9	Demanda no atendida por disparo de los activos BL1 AGUAZUL A YOPAL 1 115 kV, BL1 SAN ANTONIO (BOYACA) A YOPAL 115 kV y BL1 TOQUILLA A SAN ANTONIO (BOYACA) 115 kV dejando sin tensión las S/Es YOPAL 115 kV, PAZ DE ARIPORO 115 kV, TERMOYOPAL 115 kV y MORRO 115 kV.
2022-02-18 15:14	35.3	Demanda no atendida por disparo de los activos BL1 AGUAZUL A AGUA CLARA 1 115 kV, BL1 SAN ANTONIO (BOYACA) A YOPAL 115 kV, BL1 YOPAL A SAN ANTONIO (BOYACA) 115 kV, BL1 SAN ANTONIO (BOYACA) A TOQUILLA 115 kV y BL1 TOQUILLA A SAN ANTONIO (BOYACA) 115 kV dejando sin tensión las S/Es YOPAL 115 kV, AGUAZUL 115 kV, PAZ DE ARIPORO 115 kV, TERMOYOPAL 115 kV y MORRO 115 kV.

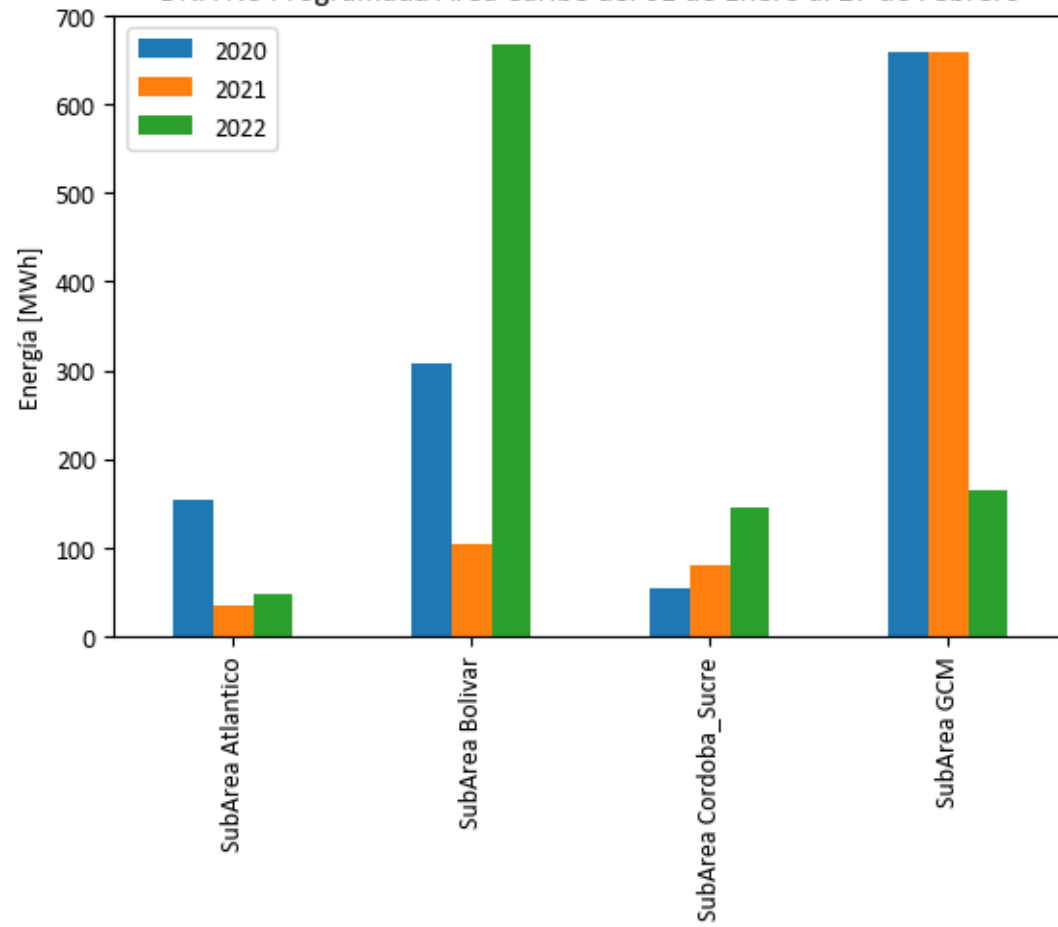
DNA Caribe vs. País



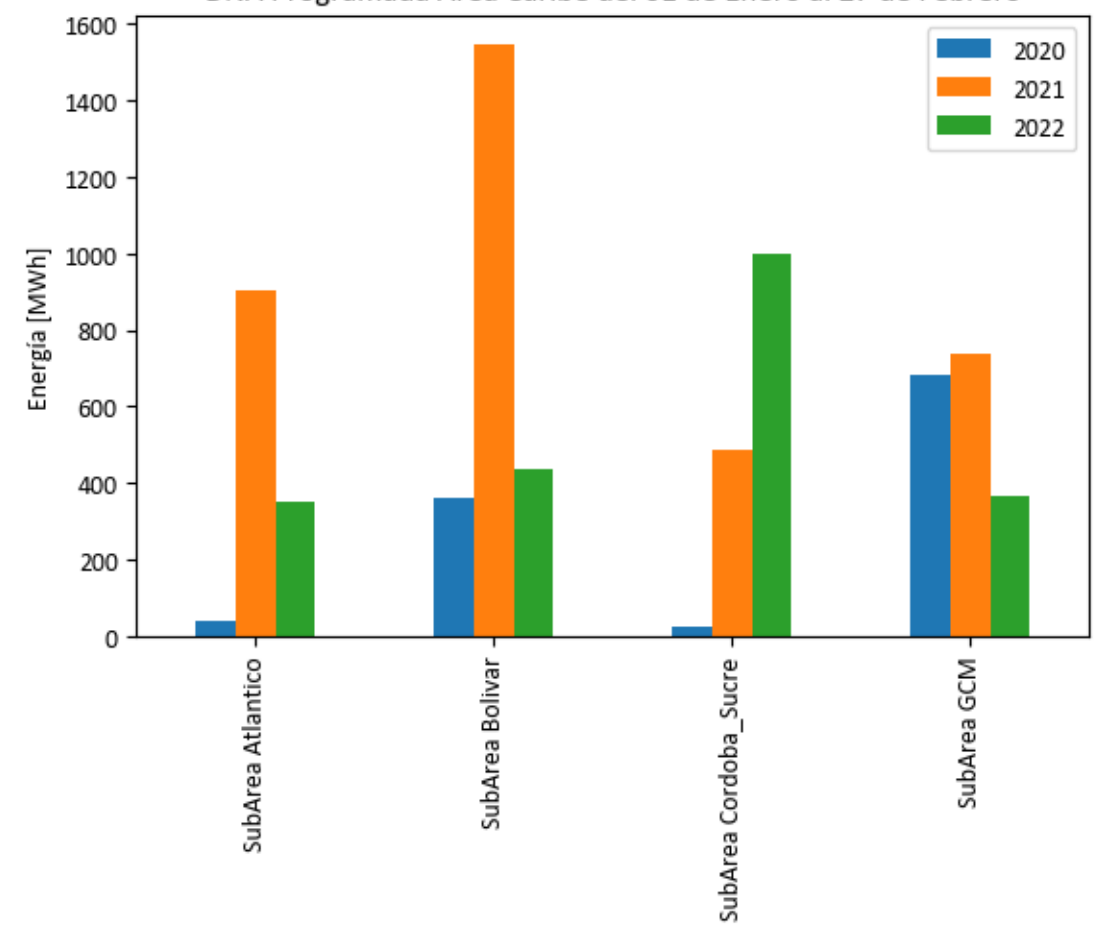
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 1.436 GWh, siendo un 73.99% de la demanda no atendida programada nacional (1.940 GWh) para el mes de Febrero.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.398 GWh, siendo un 40.20% de la demanda no atendida no programada nacional (0.991 GWh) para el mes de Febrero.

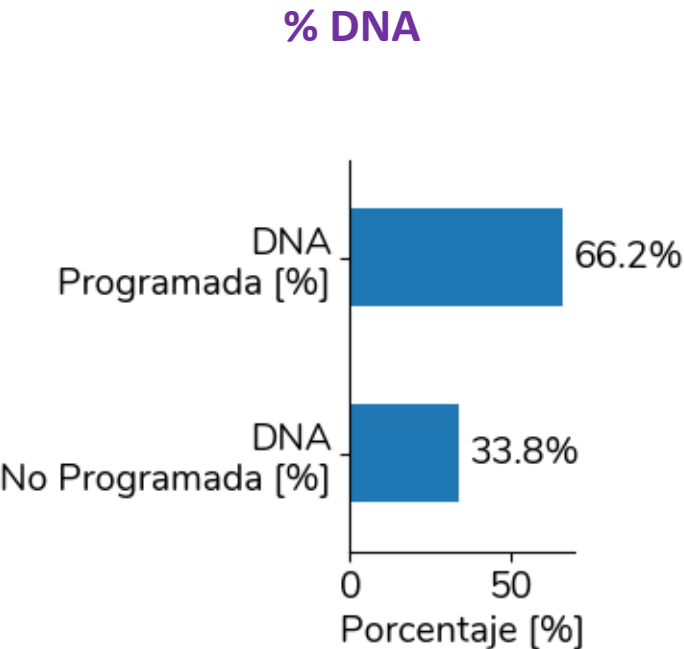
DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 27 de Febrero



DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 27 de Febrero

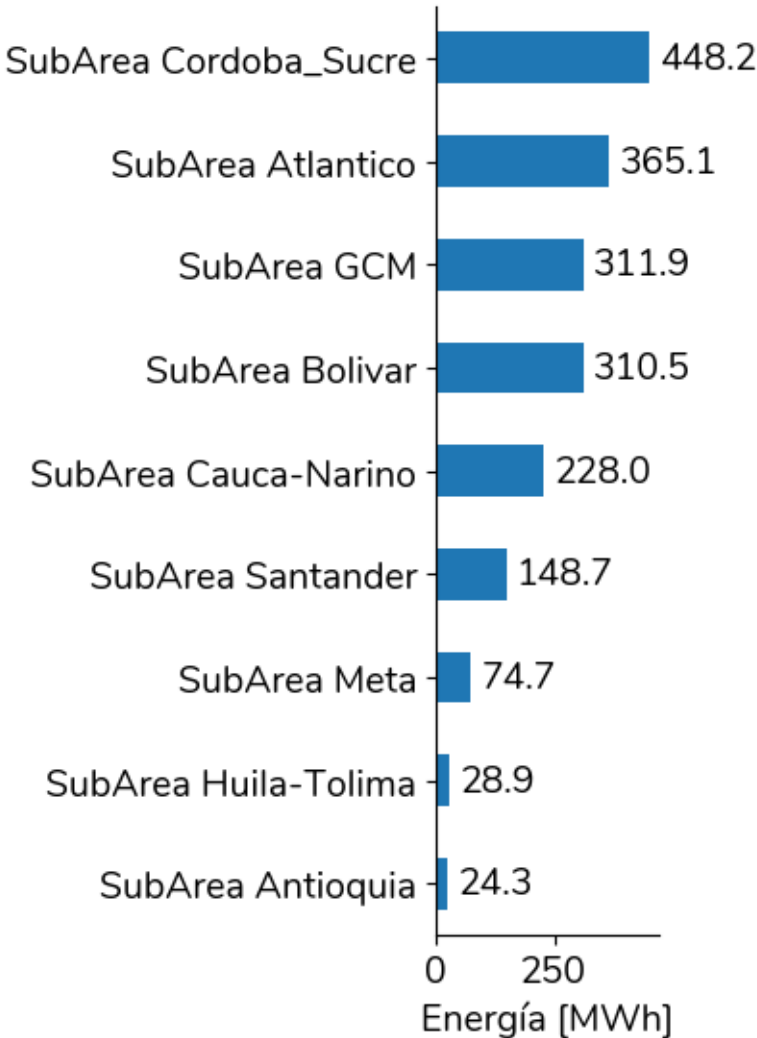


Resumen – Demanda no atendida

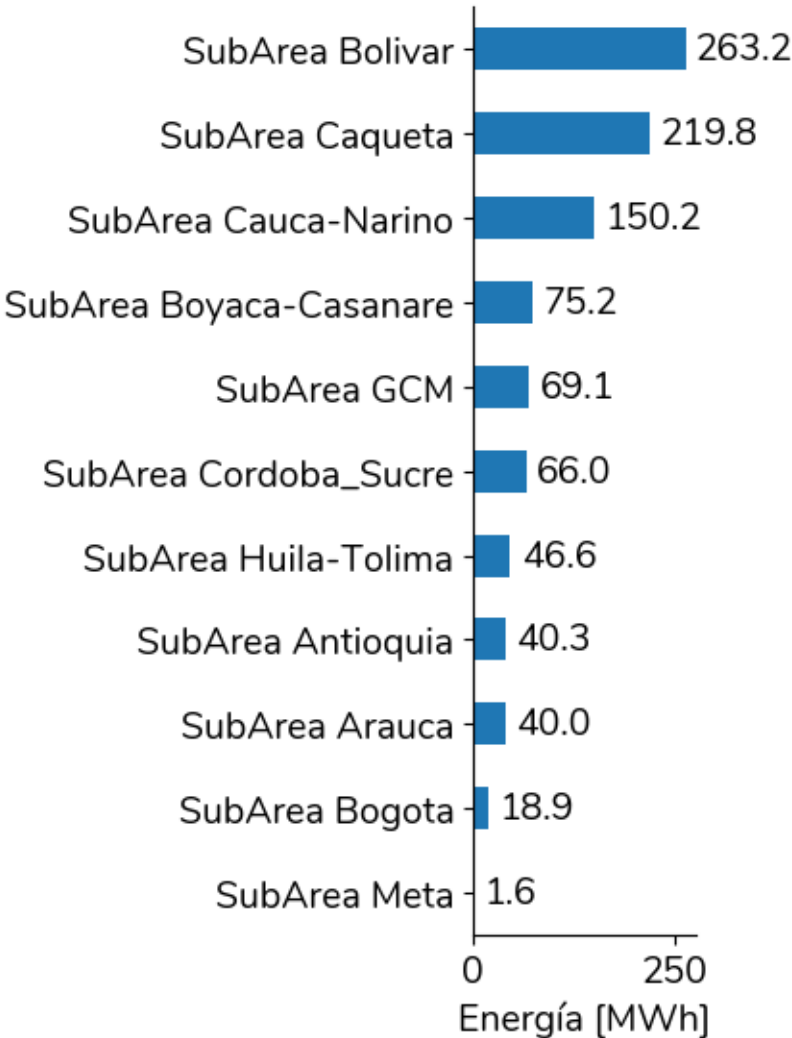


El total de demanda no atendida en Febrero fue 2.93 GWh

DNA Programada

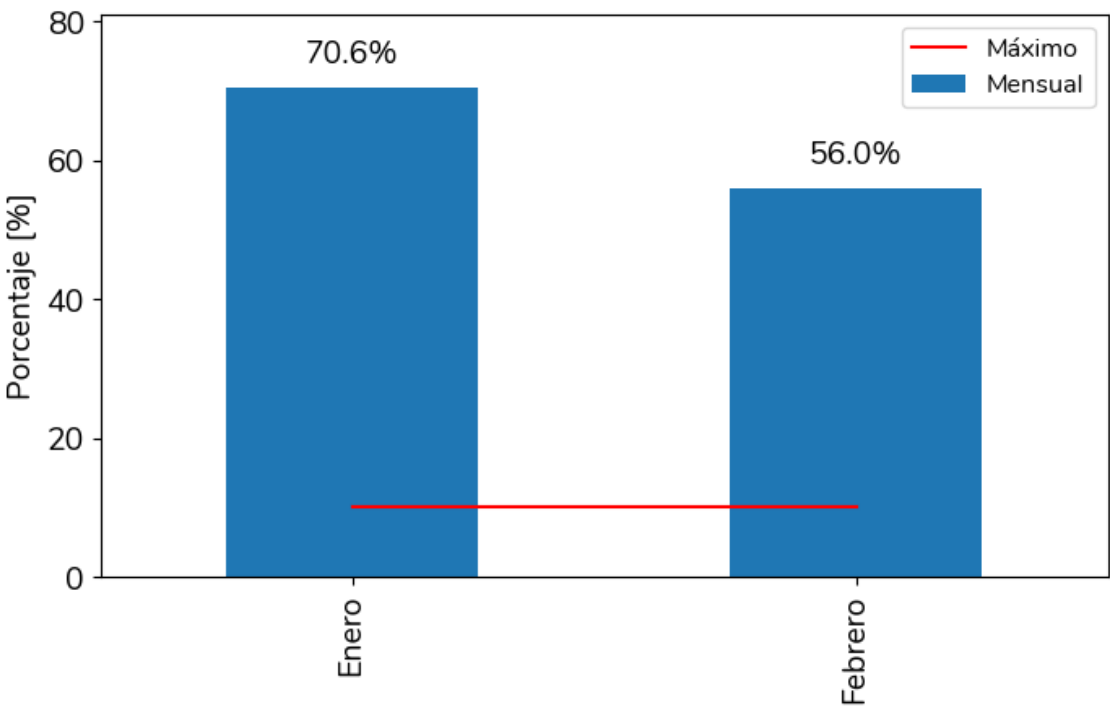


DNA No Programada

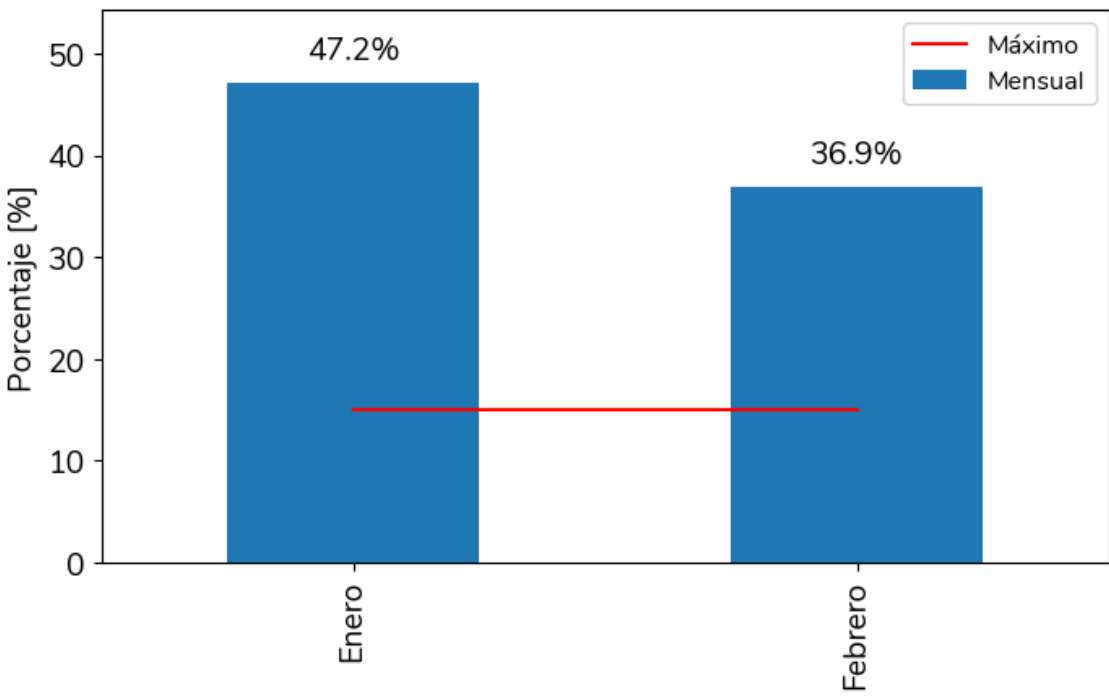


Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes

Desviación mayor al 10%



Desviación mayor al 15%

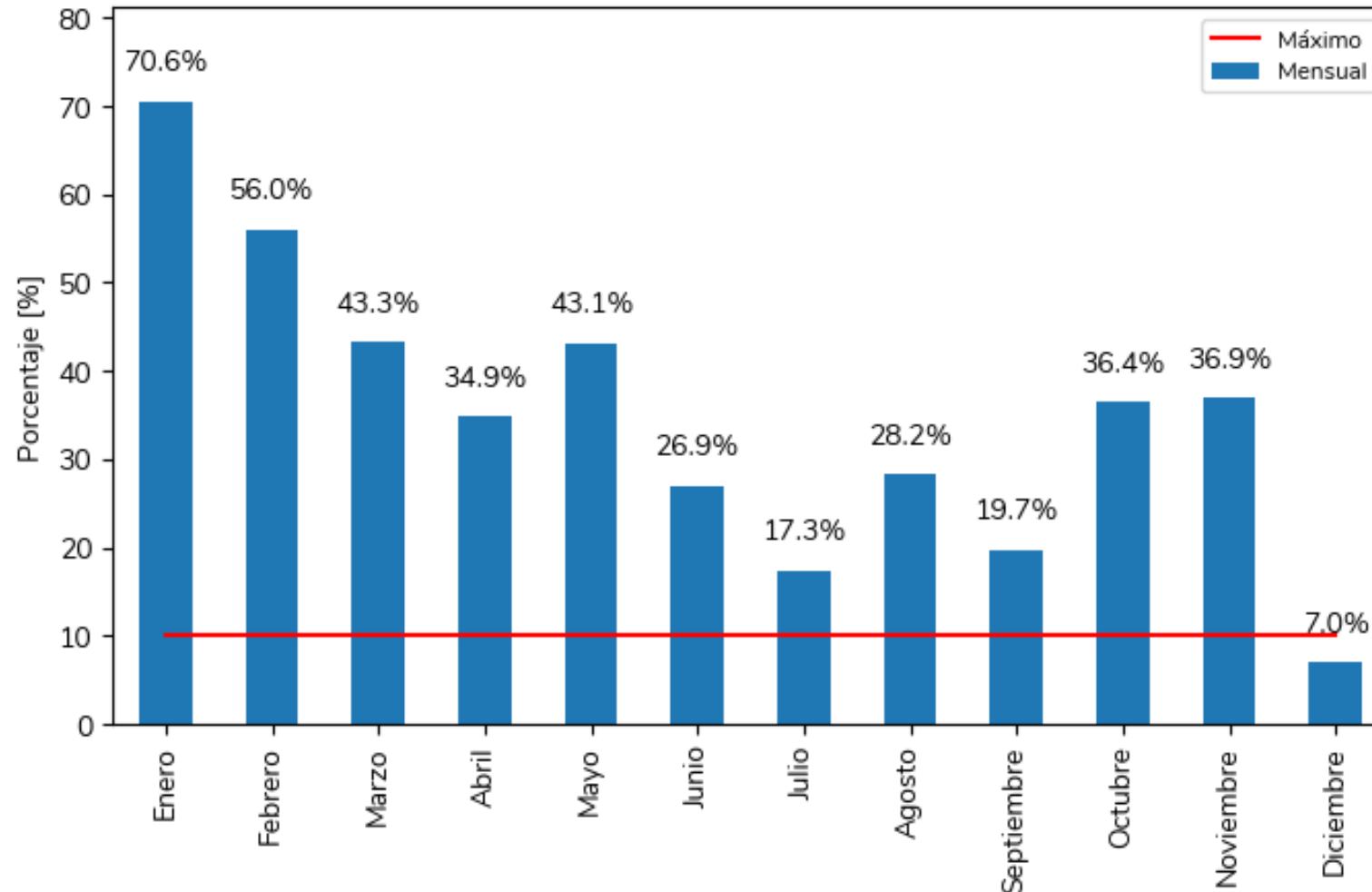


Desviación Plantas Menores



Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
horas del mes

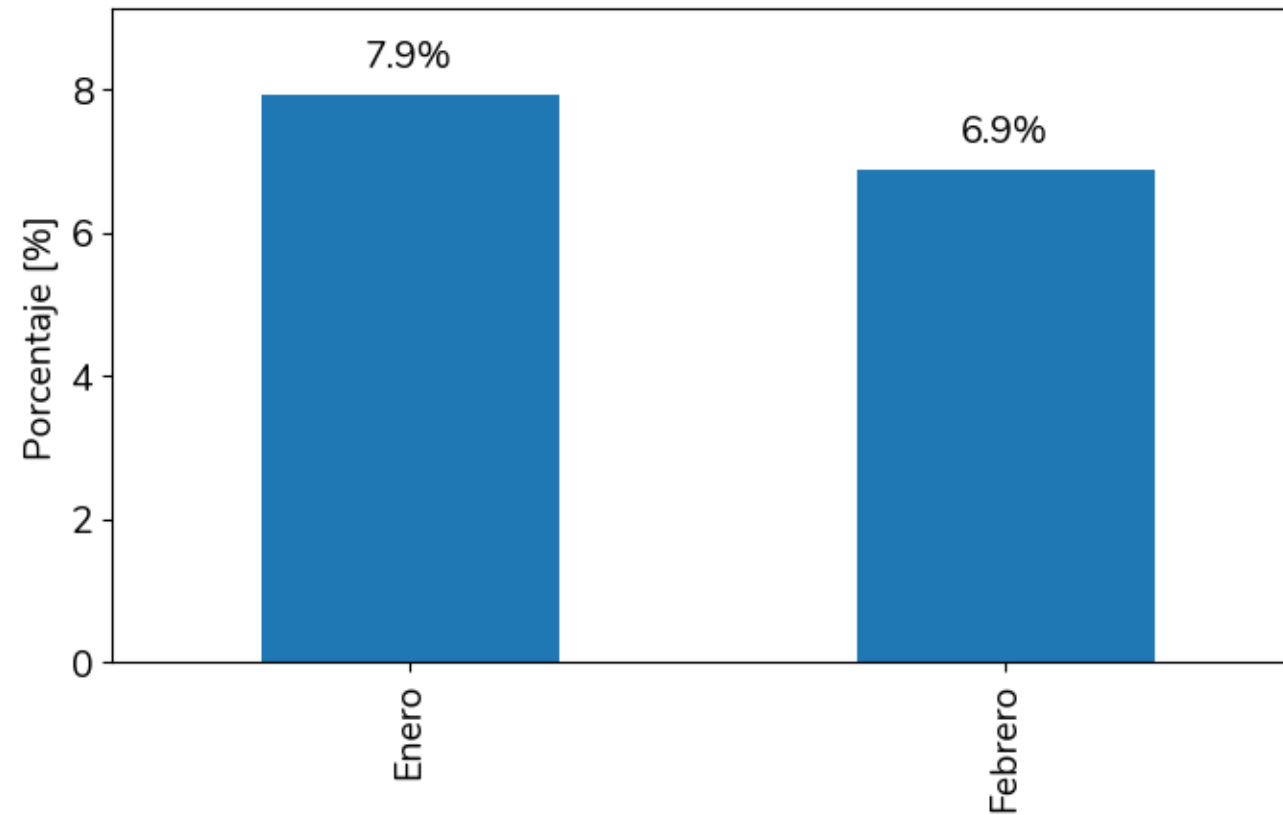
Desviación mayor al 10% para el año 2021



Participación PNDC en la generación total del SIN

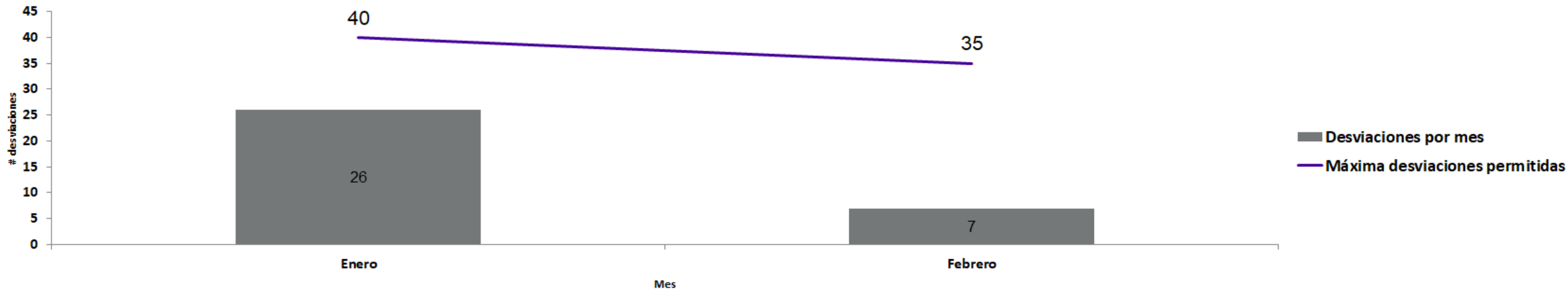


Participación PNDC en la generación total del SIN

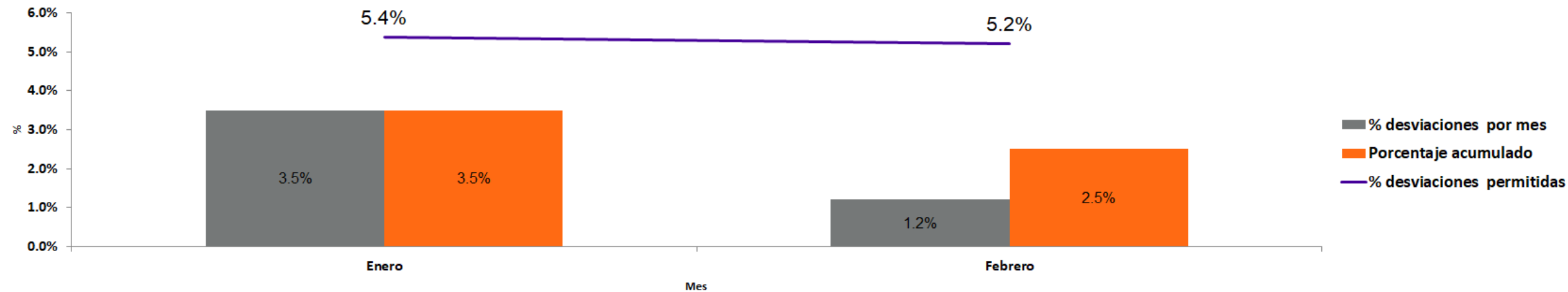


Indicador de calidad del pronóstico oficial febrero 2022

Número de desviaciones mayores al 5%



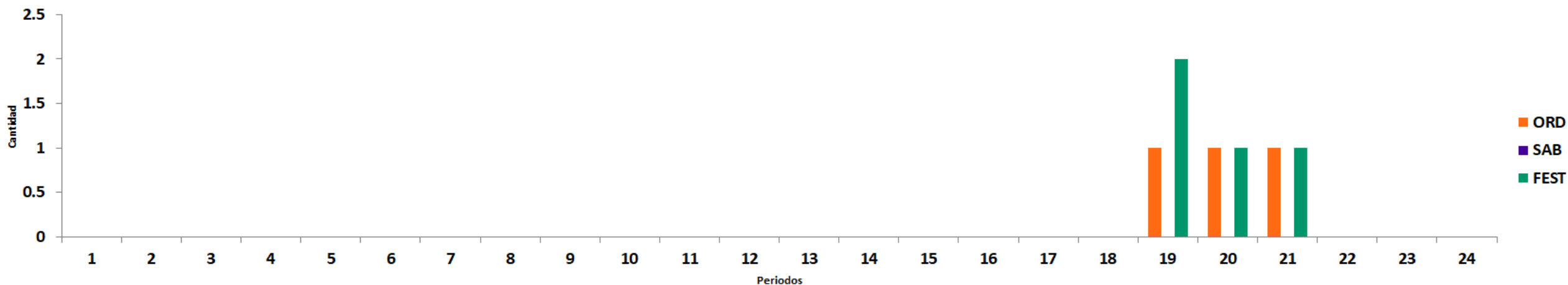
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



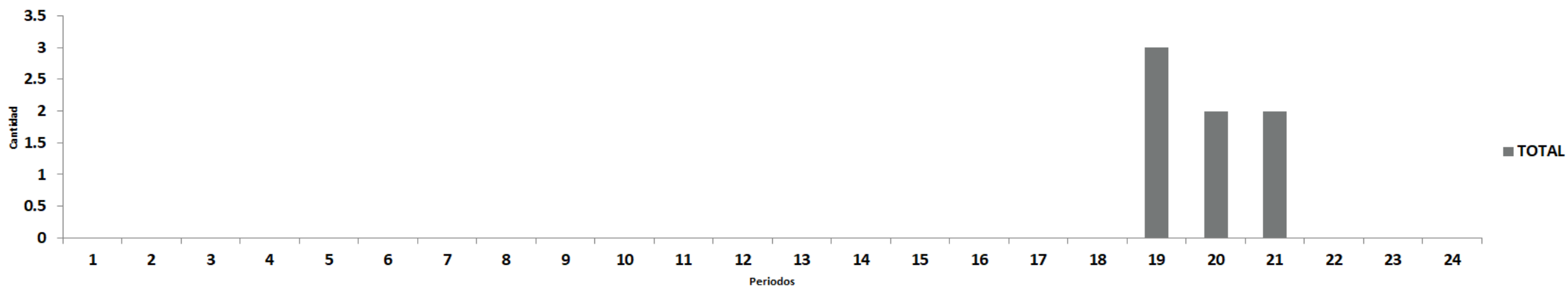
*Información hasta el 27 de febrero de 2022

Indicador de calidad del pronóstico oficial febrero 2022

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

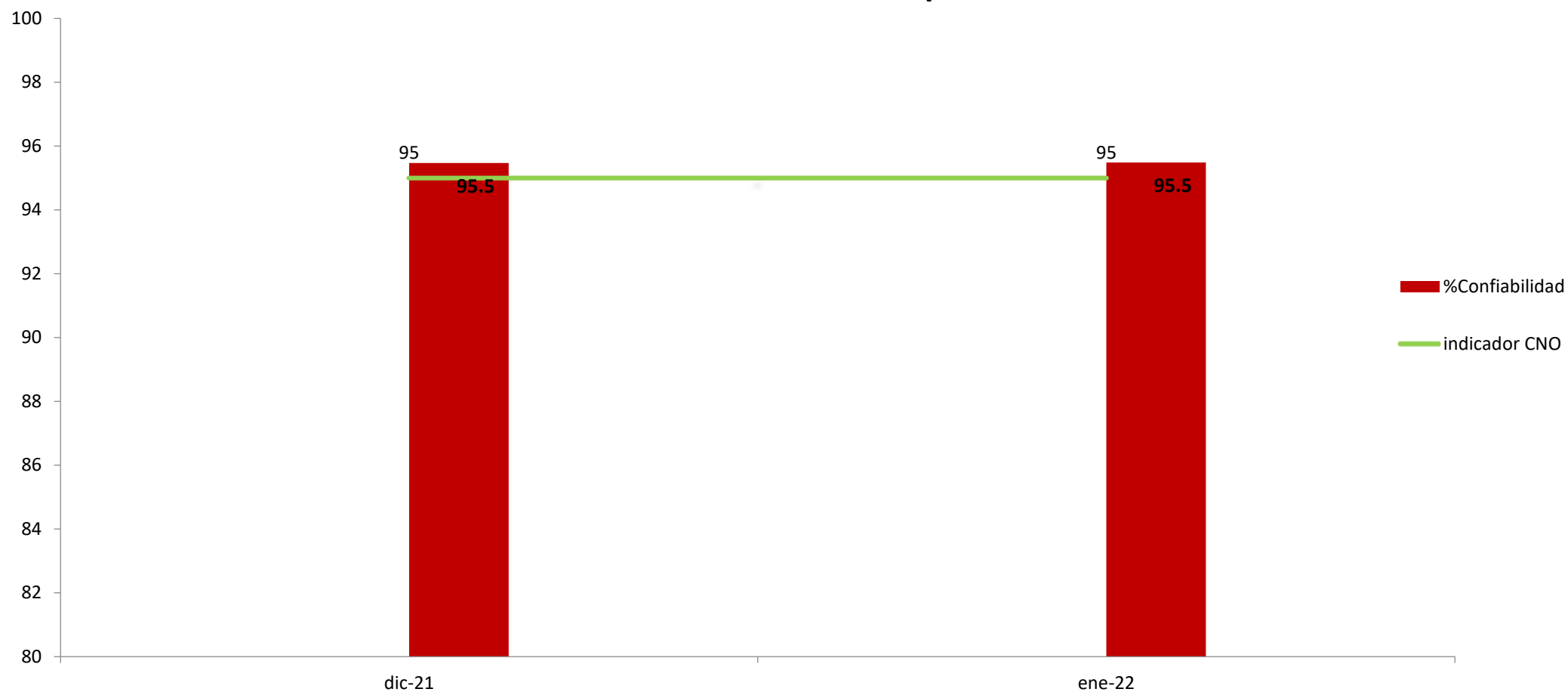


Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad de la supervisión

Indicador de calidad de la Supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de enero de 2022

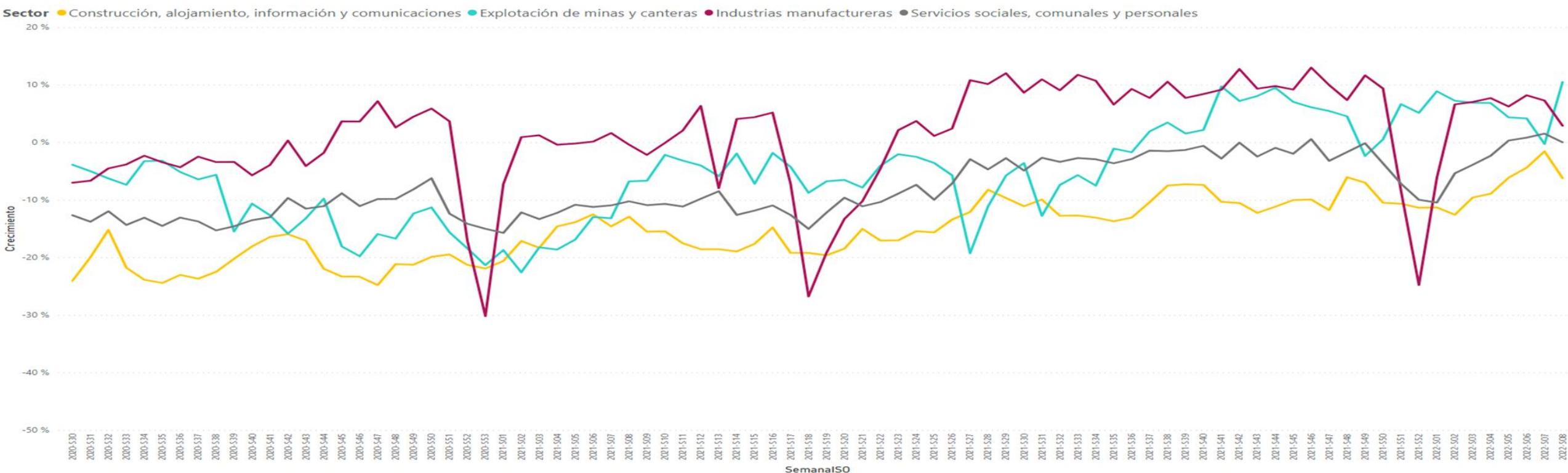
Anexos

Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2021-02	Demanda [GWh] 2022-02	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	1724.04	1782.26	10.85%	32.69%
Regulado	3920.4	3669.16	0.53%	67.31%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2021-02	Demanda [GWh] 2022-02	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	397.53	444.01	20.38%	24.91%
Transporte y almacenamiento	33.9	36.97	16.99%	2.07%
Servicios sociales, comunales y personales	115.54	122.31	13.6%	6.86%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	92.74	95.94	10.89%	5.38%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	113.1	116.44	10.73%	6.53%
Industrias manufactureras	775.89	777	7.21%	43.6%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	30.18	29.63	5.65%	1.66%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	66.55	65.13	4.67%	3.65%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	98.61	94.83	3.18%	5.32%

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*



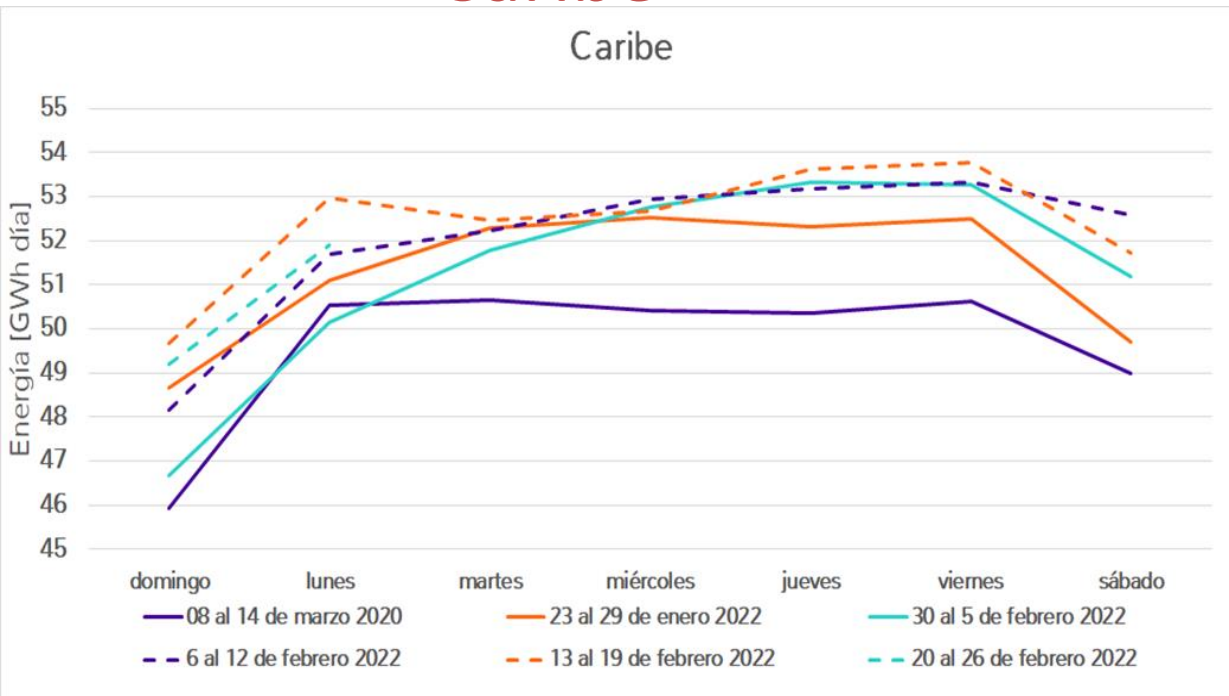
La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 21 de febrero de 2022 fue del 43.5% del sector de industrias manufactureras; el 24.8% de la explotación de minas y canteras; el 6.5% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 6.9% de los servicios sociales, comunales y personales.

Para la **semana del 14 al 20 de febrero de 2022 (2022-S07)** 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 7.26% y -0.28% 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 1.51%; Sin embargo, las actividades de **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** continúa con un decrecimiento de -1.56% para esta misma semana.

*Información hasta el 21 de febrero de 2022

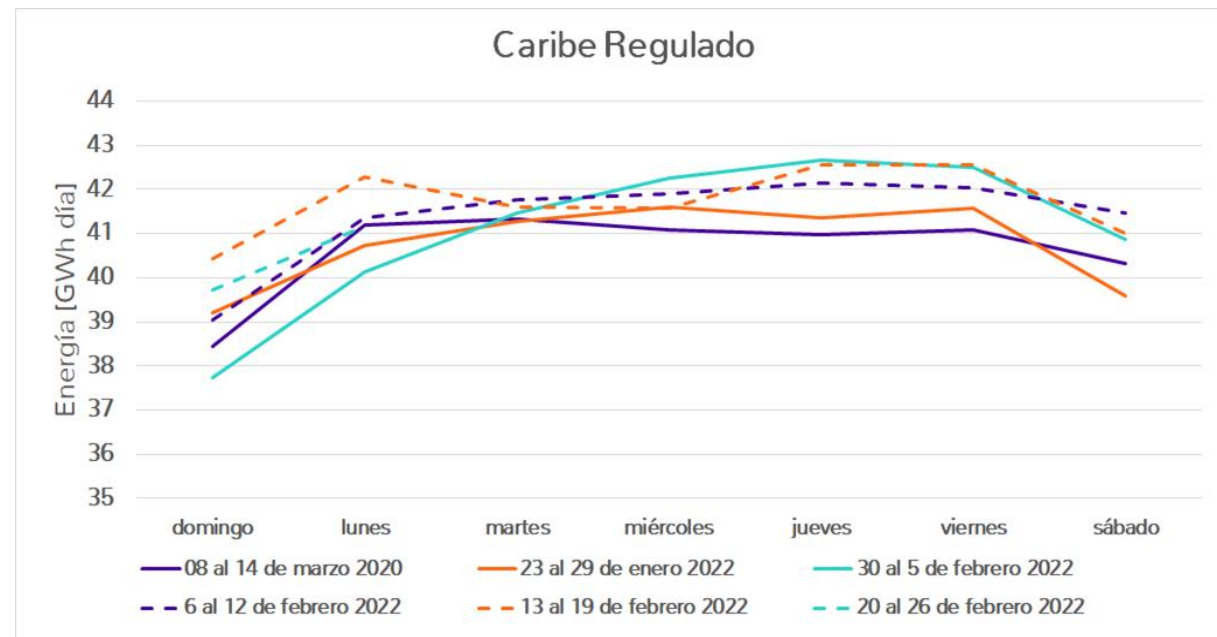
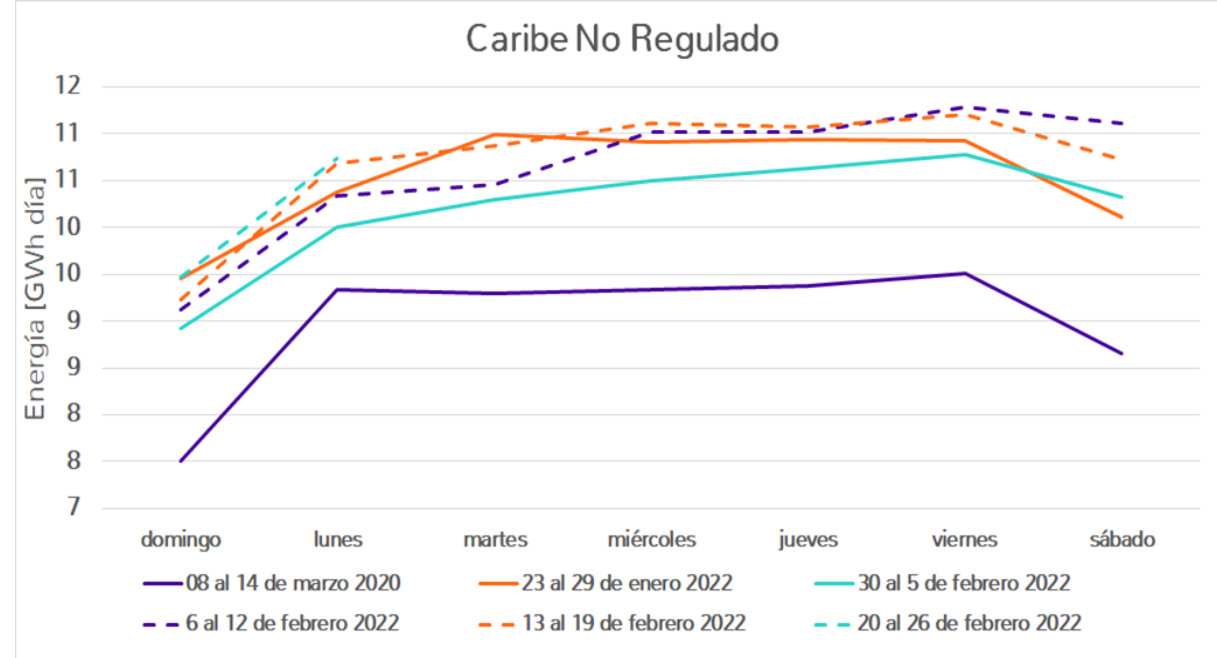
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo de día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Caribe*



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

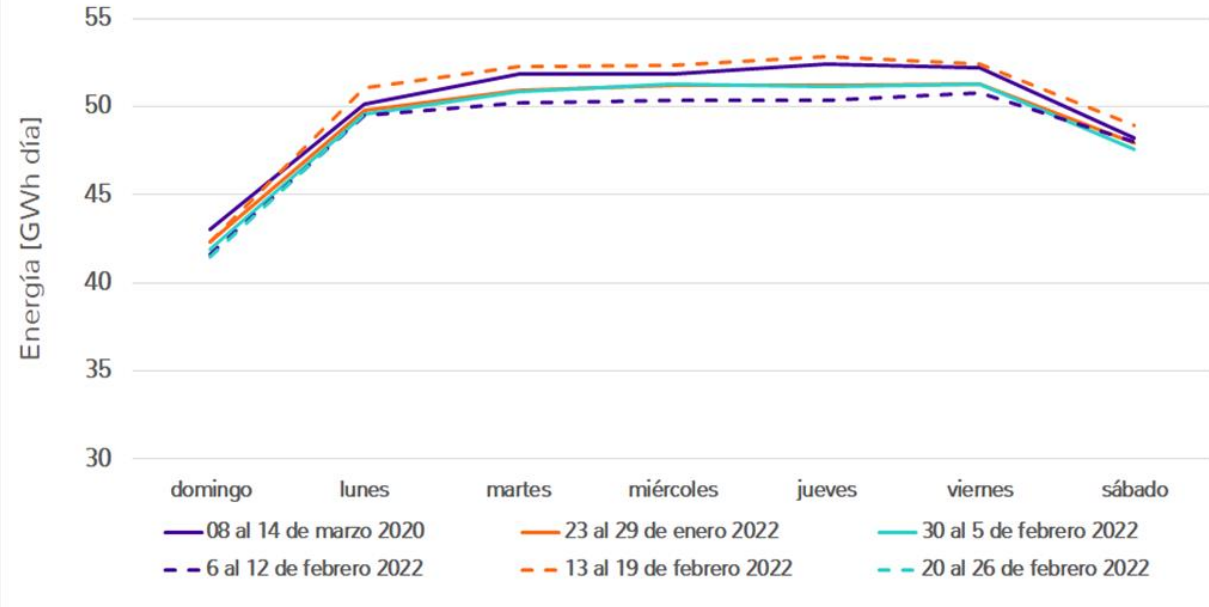
Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 5.6 % para la semana del 13 al 19 de febrero de 2022 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020.



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

Cundinamarca y Meta*

Cundinamarca y meta

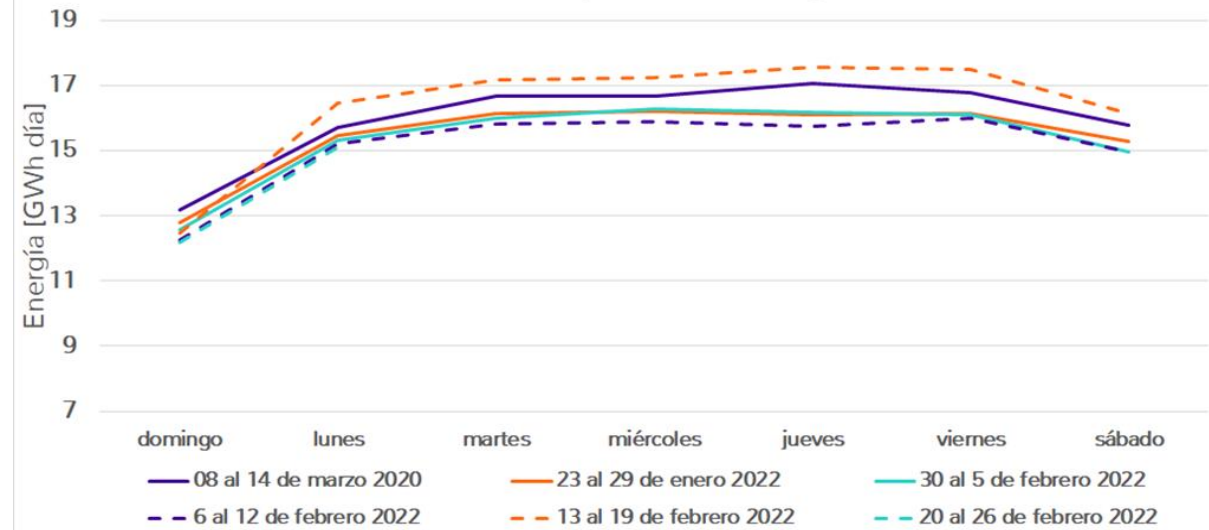


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

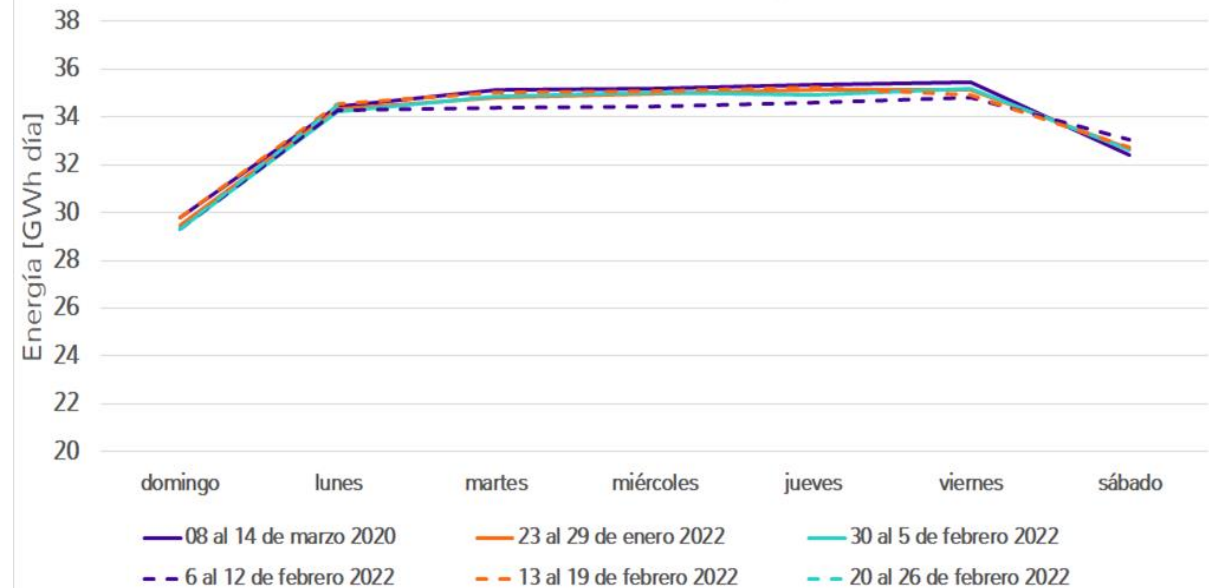
Se observa un crecimiento de la demanda del área Centro en un 0.6 % para la semana del 13 al 19 de febrero de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

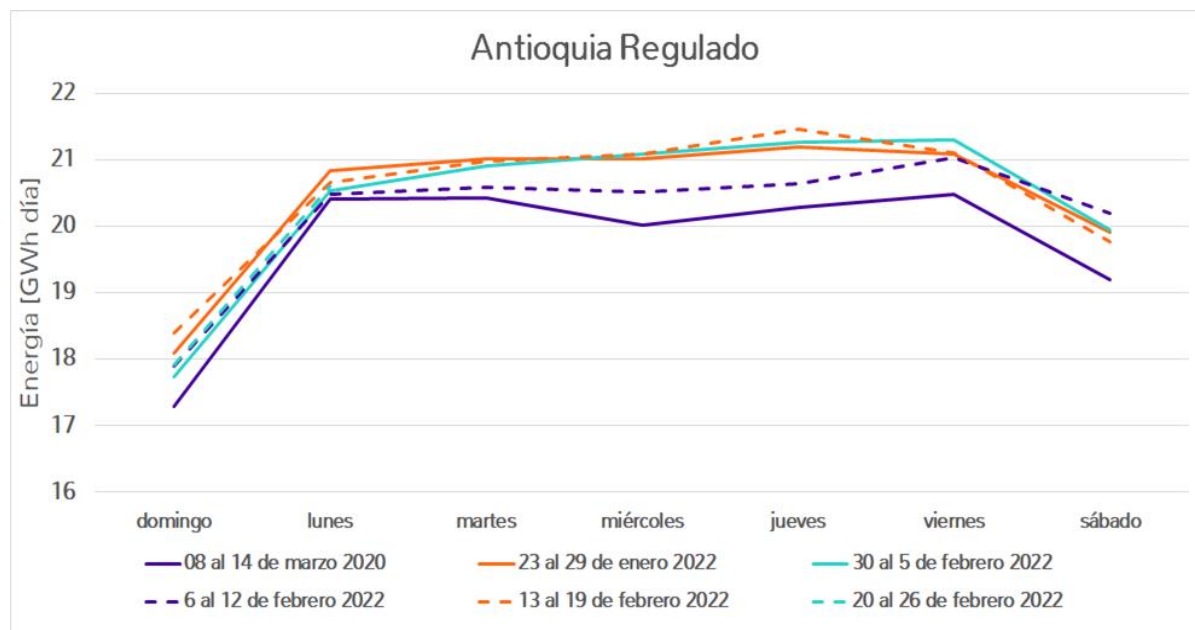
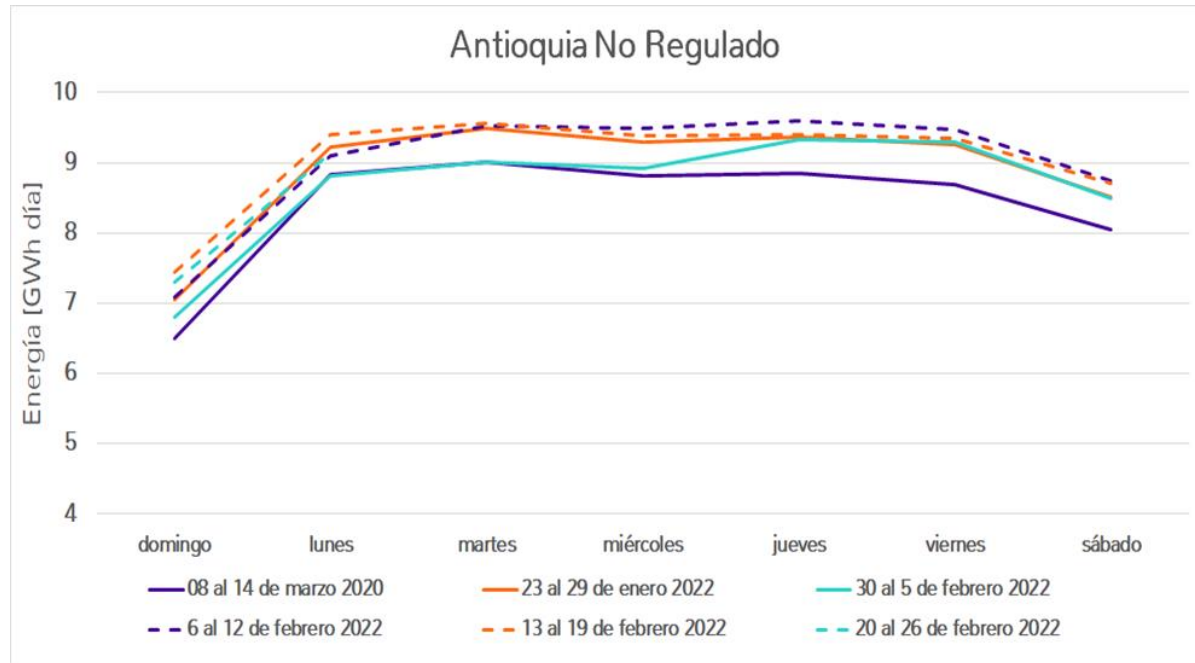
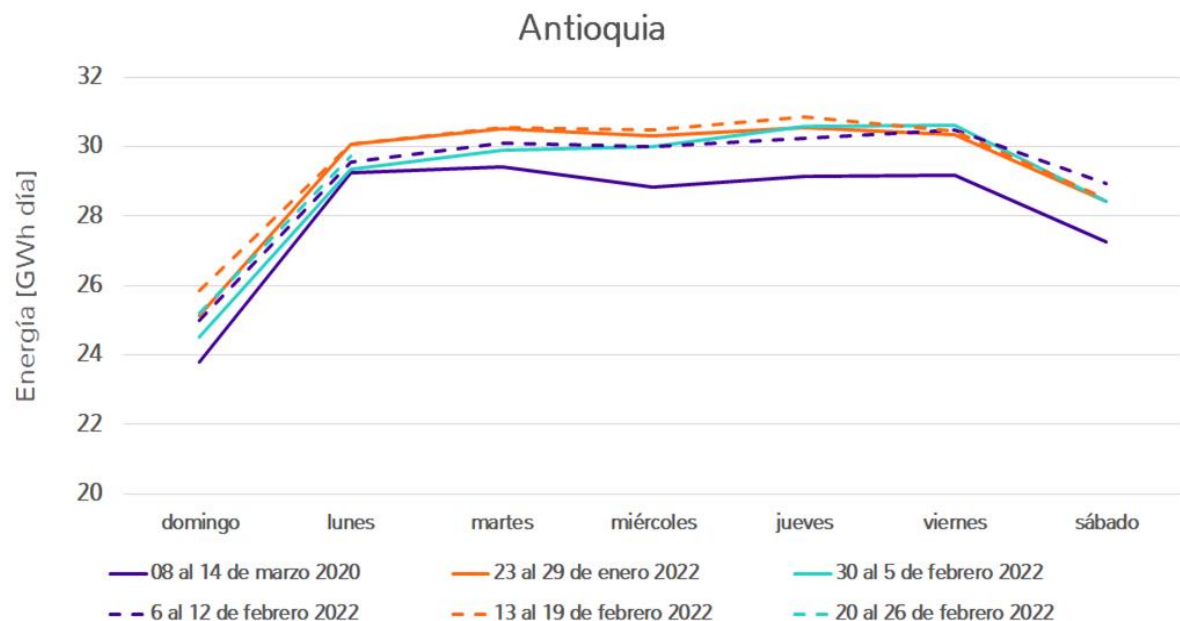
Cundinamarca y meta No Regulado



Cundinamarca y meta Regulado



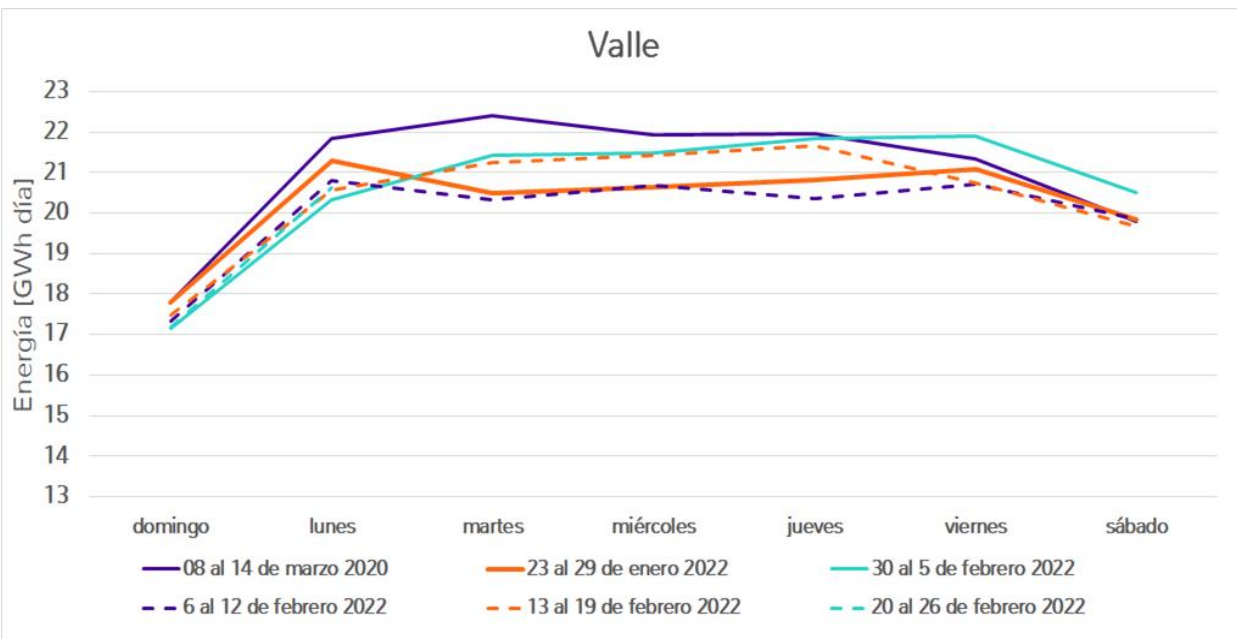
Antioquia*



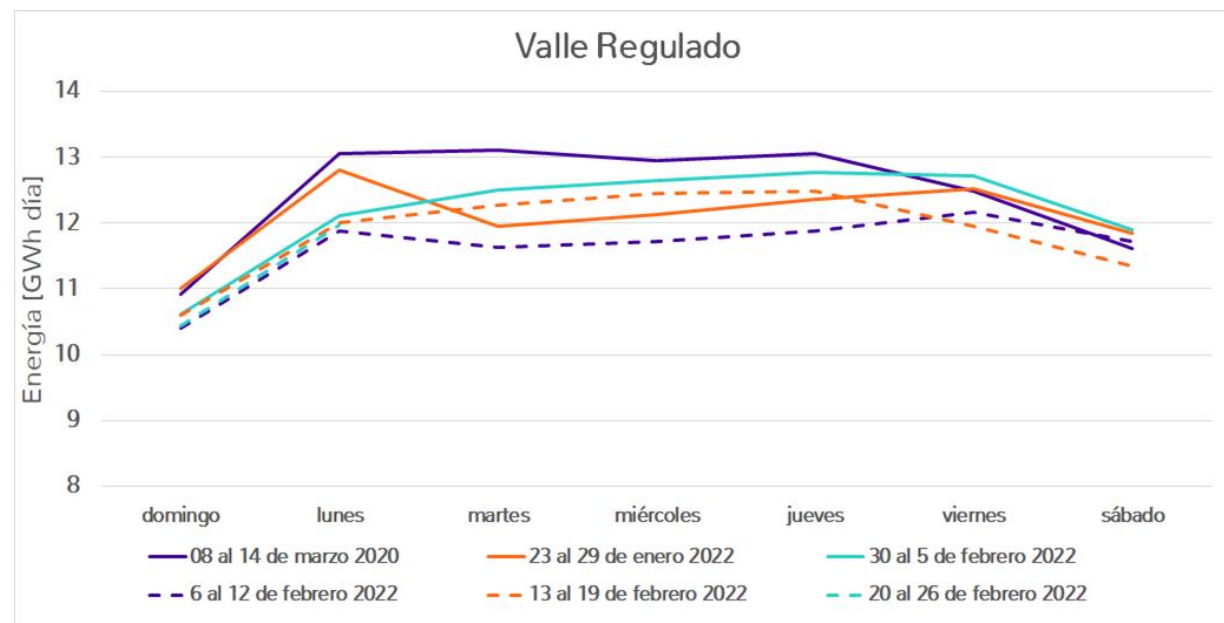
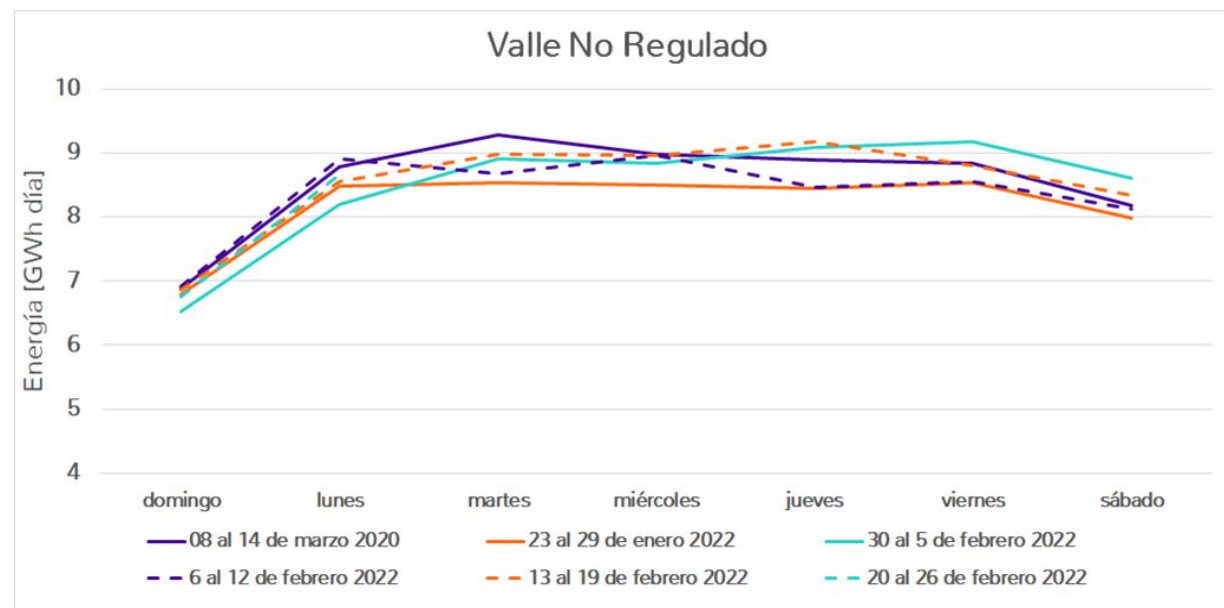
Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 5.1 % para la semana del 13 al 19 de febrero de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

Valle*



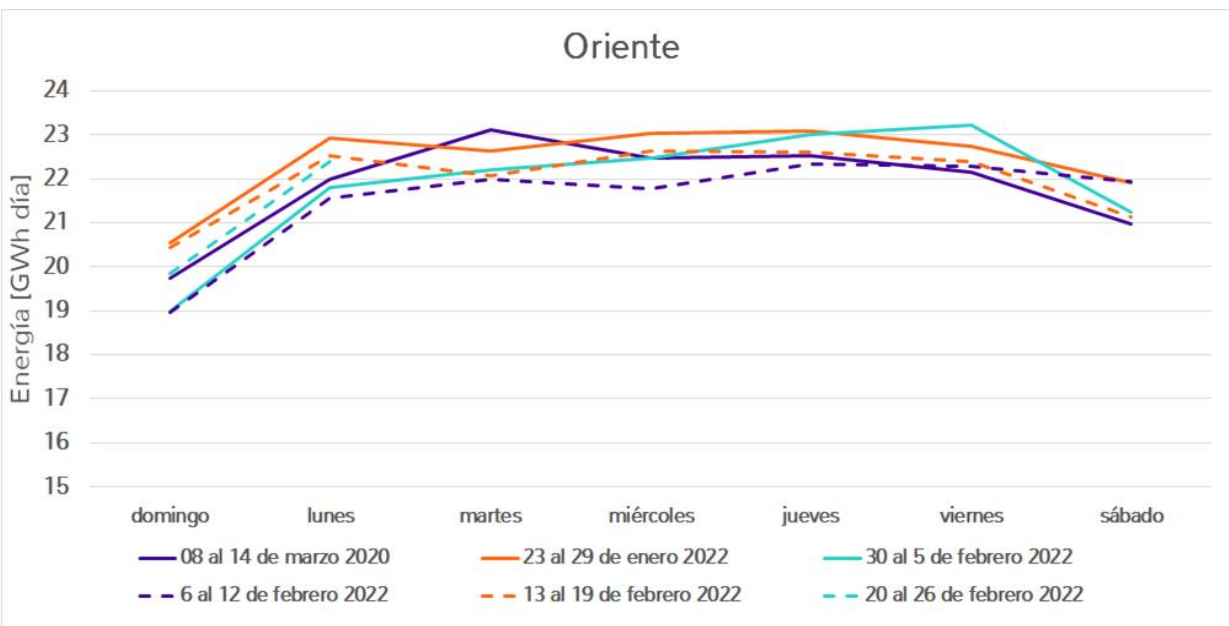
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 2.8% para la semana del 13 al 19 de febrero de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.



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

Oriente*

Oriente

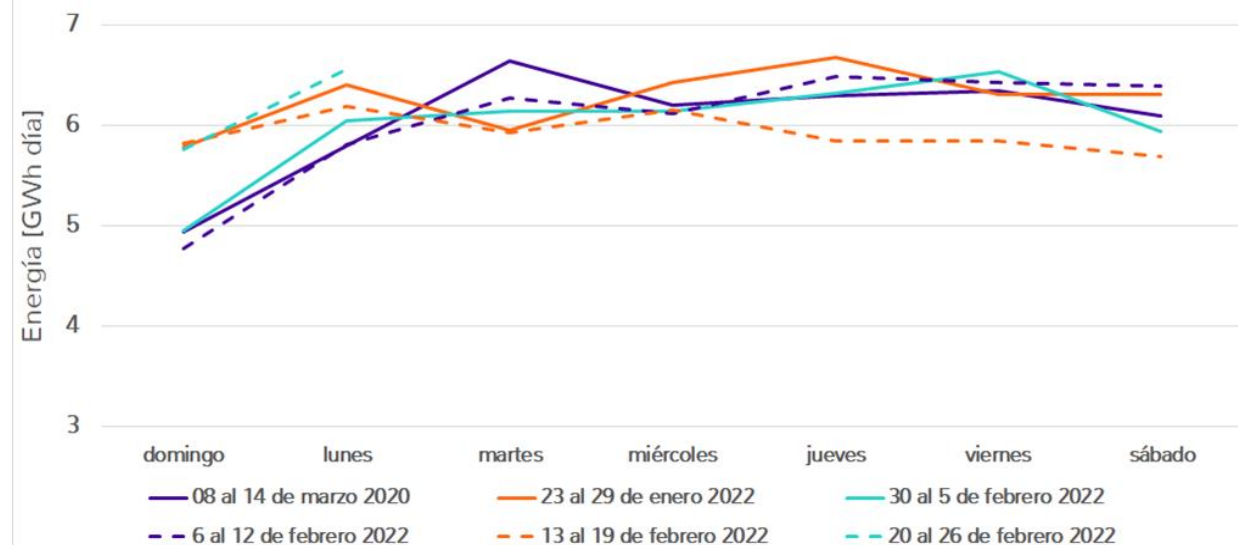


Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

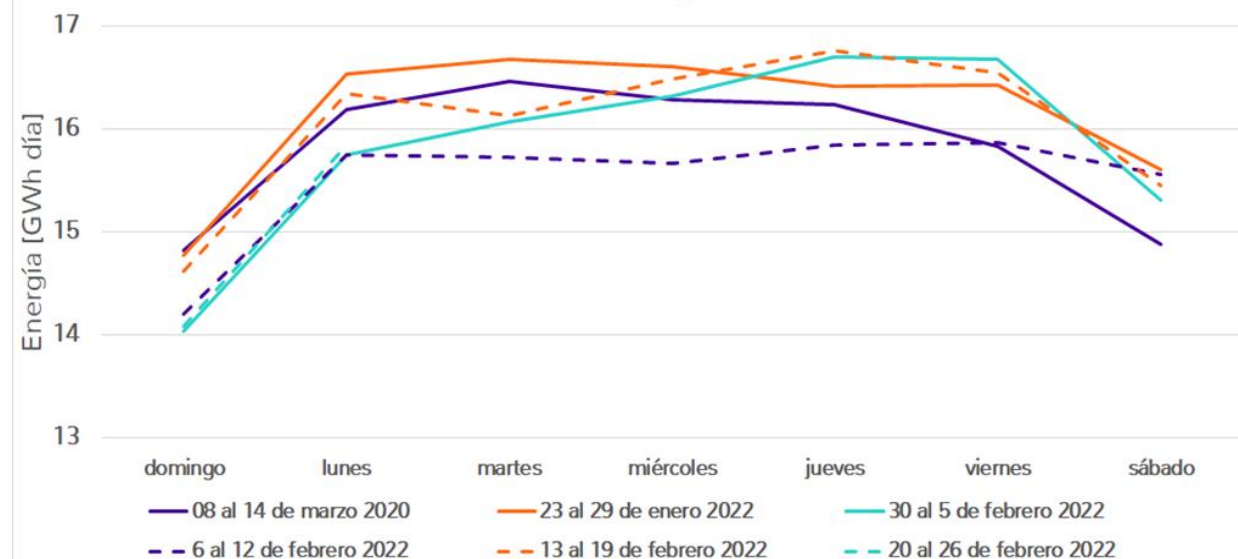
Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 0.6% para la semana del 13 al 19 de febrero de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020. Esto se debe al comportamiento social de la demanda por las actividades de diciembre y las vacaciones de enero.

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

Oriente No Regulado

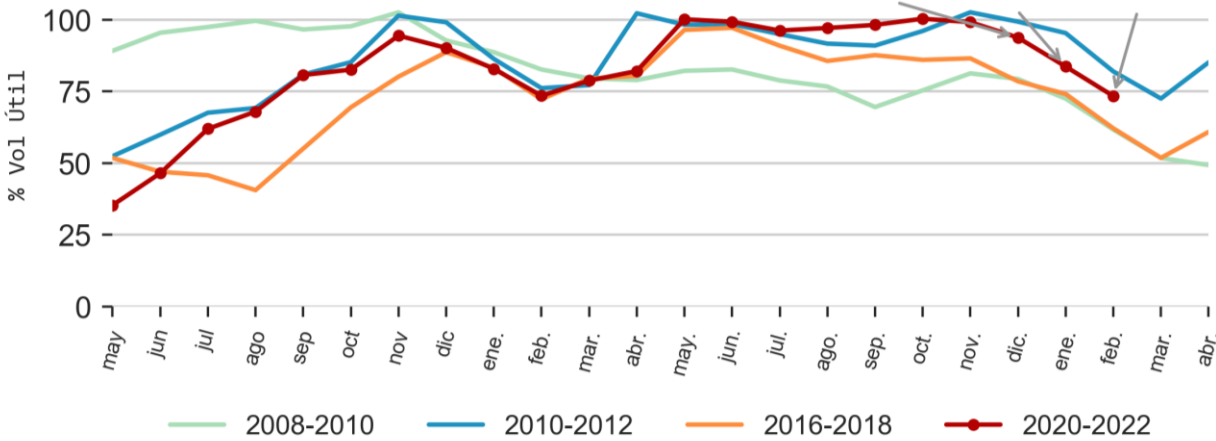


Oriente Regulado

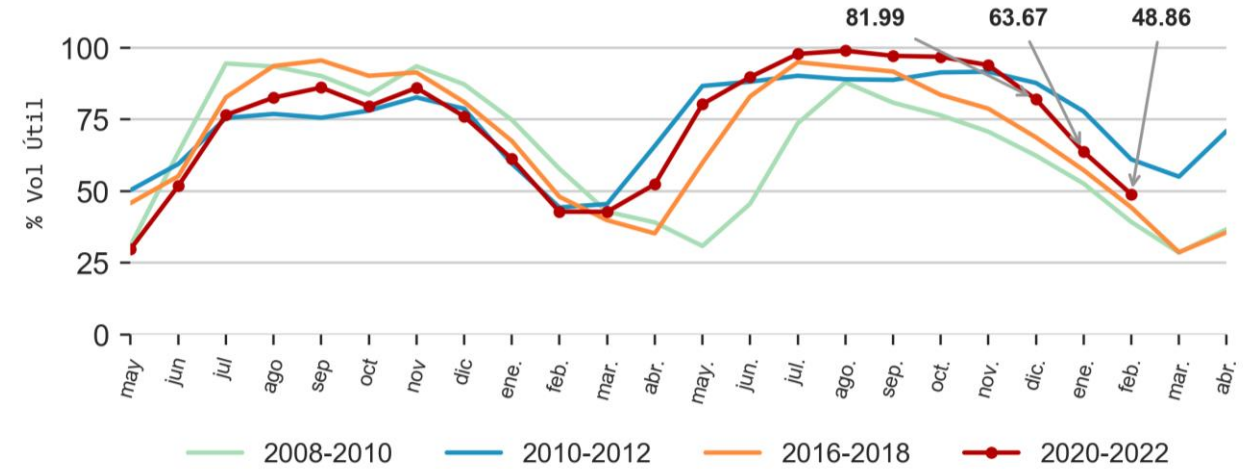


Evolución de reservas por regiones

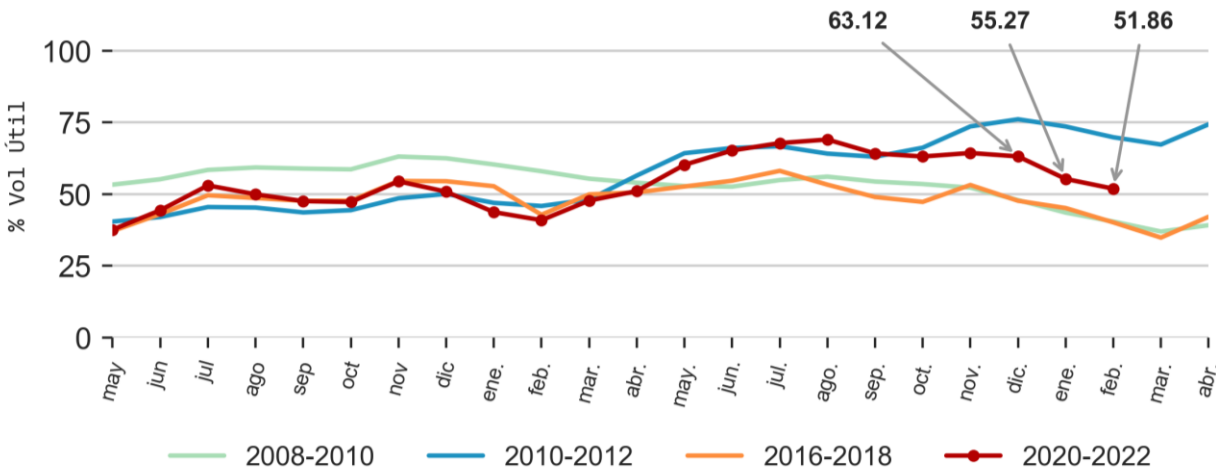
Antioquia



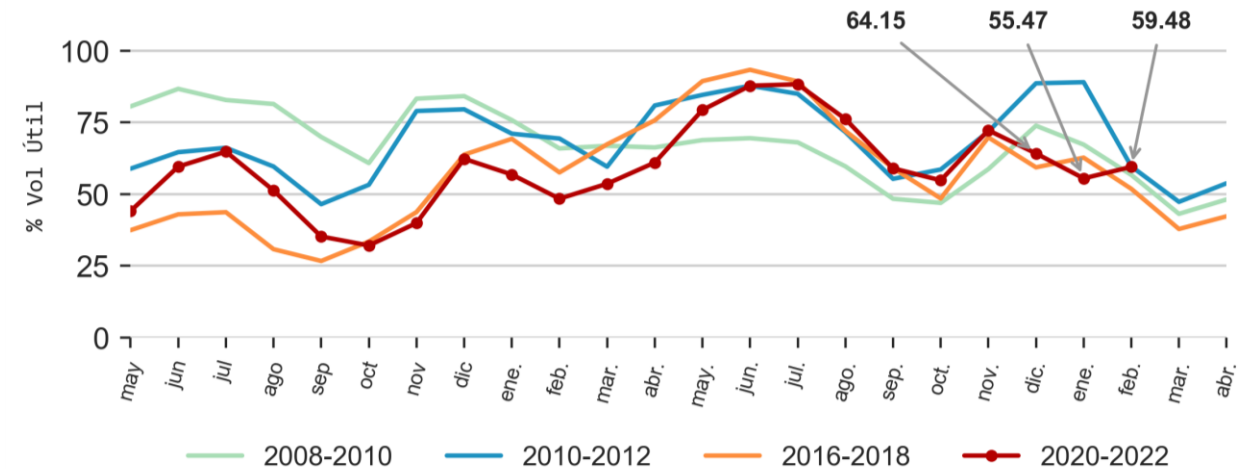
Oriente



Centro



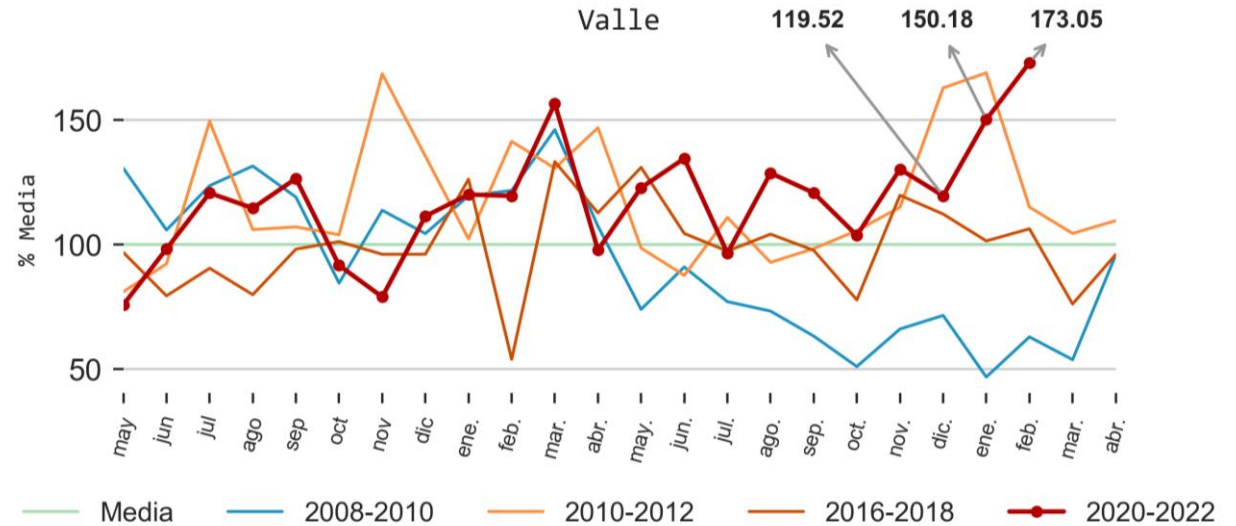
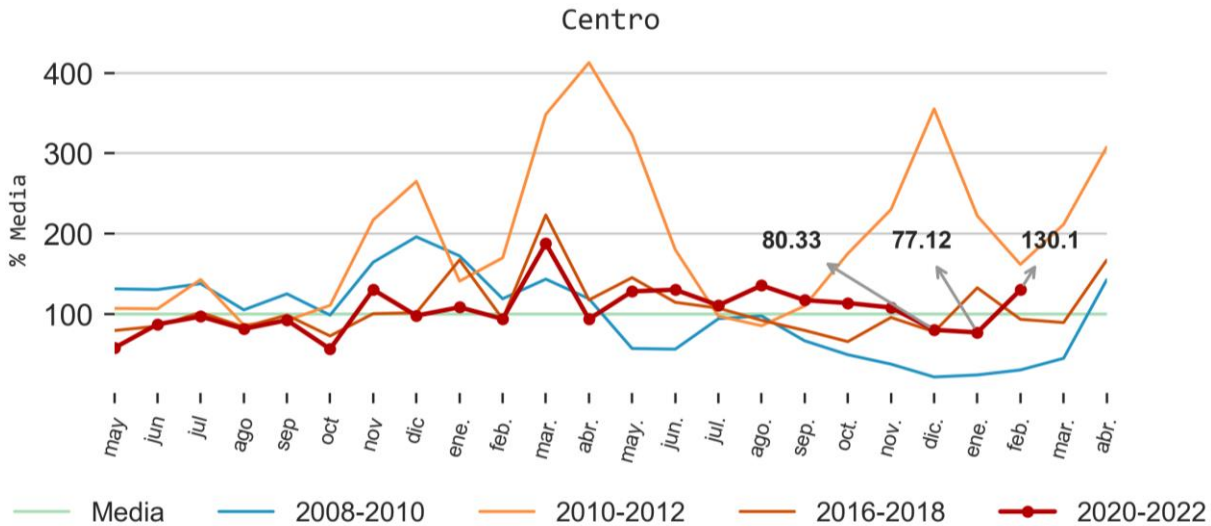
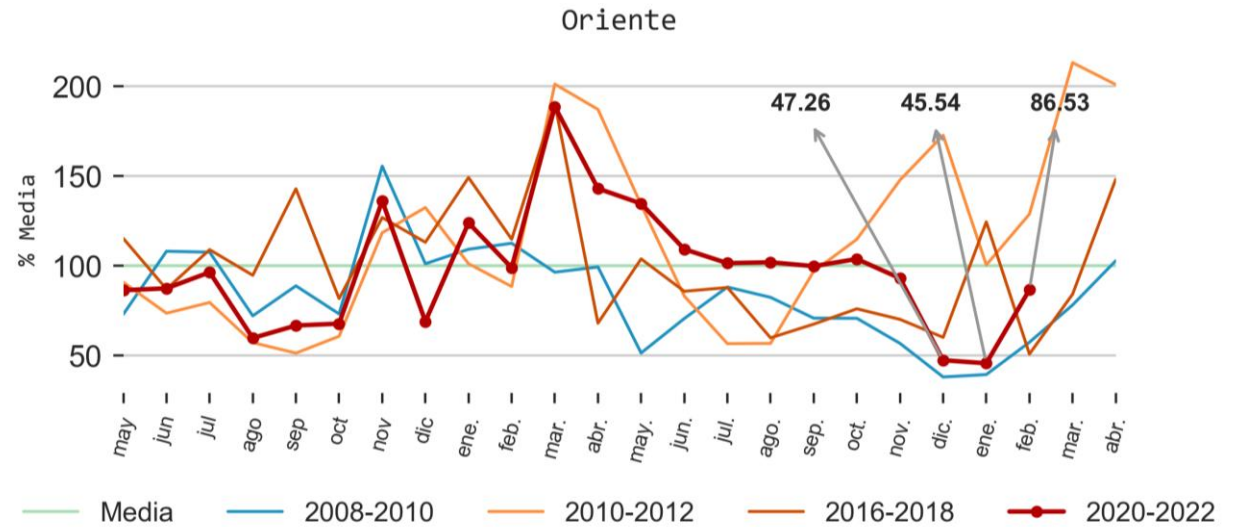
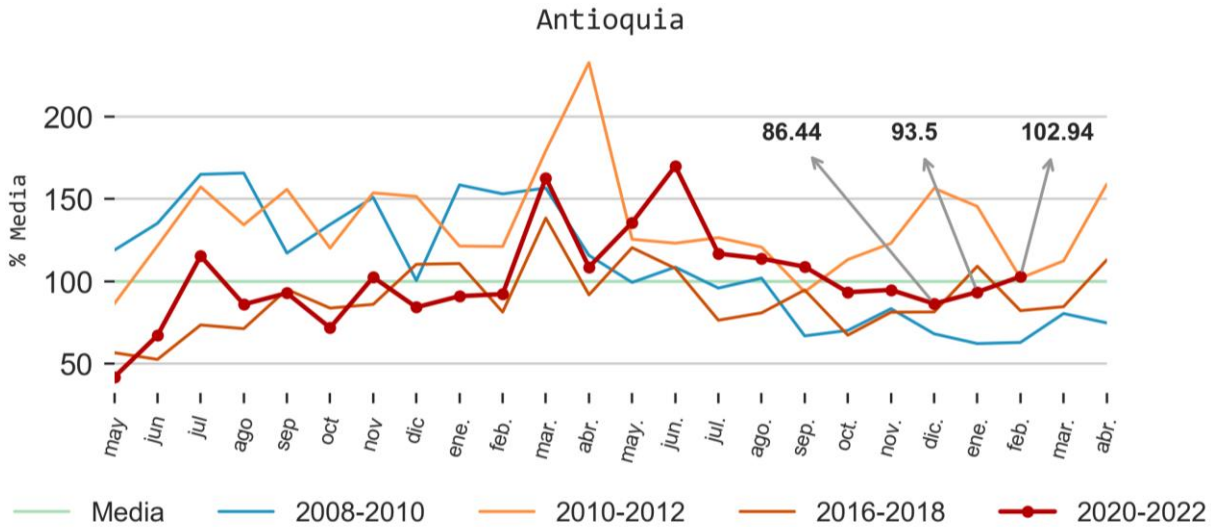
Valle



Información hasta el 2022-02-28

Información actualizada el 2022-03-01

Aportes por regiones



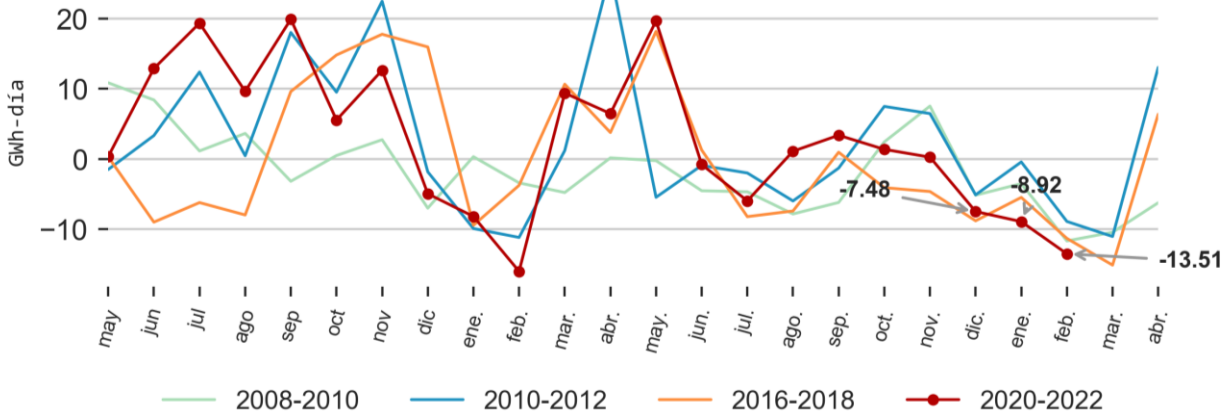
Información hasta el 2022-02-28

Similitud ENSO e hidrología

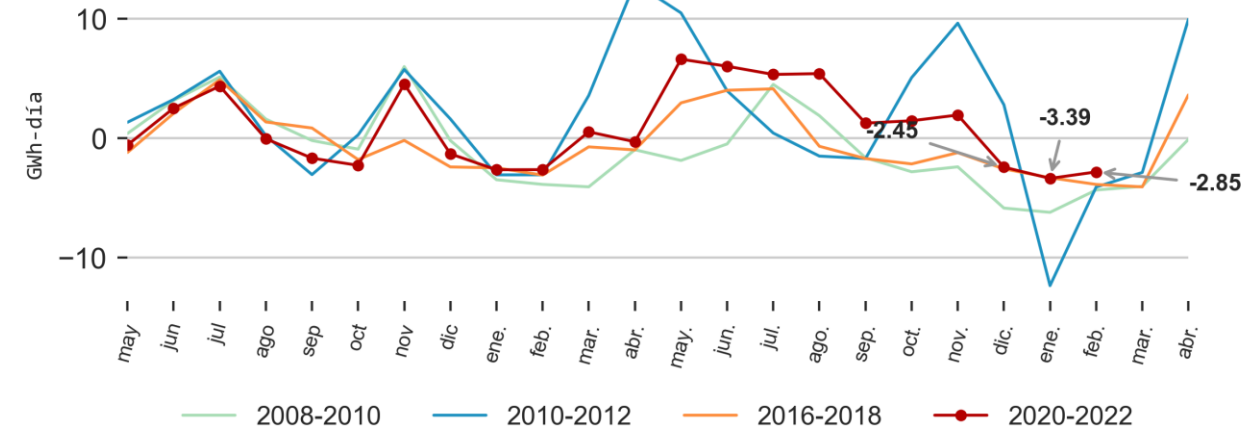
Información actualizada el 2022-03-01

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

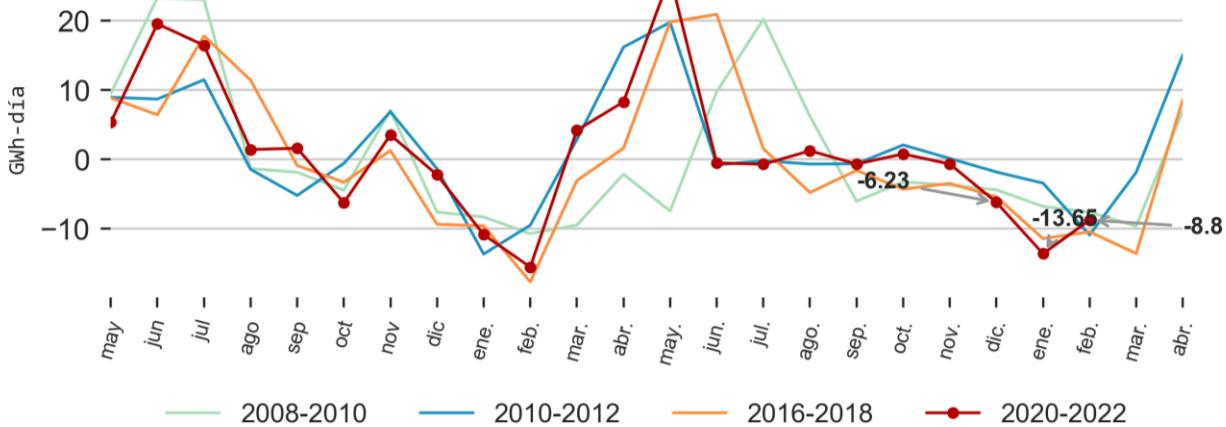
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



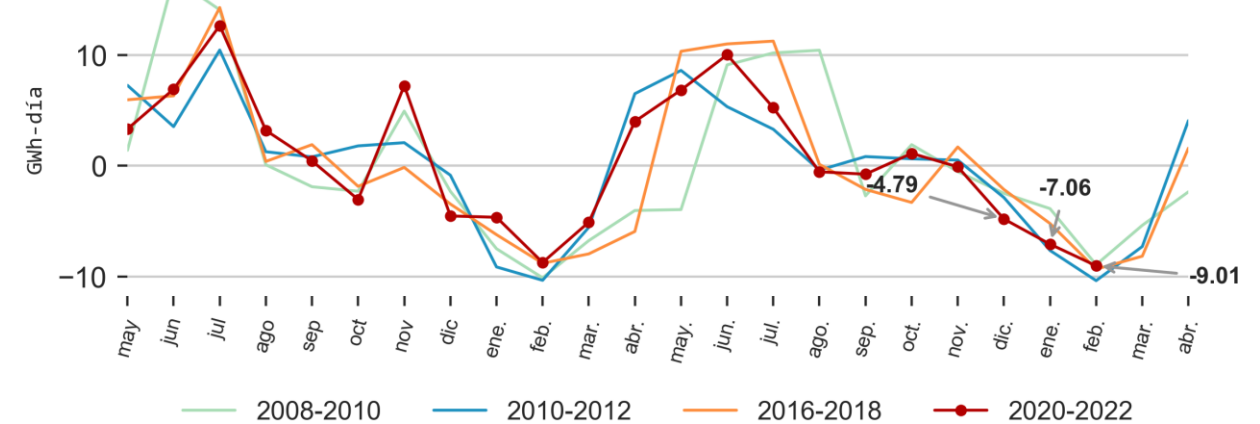
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



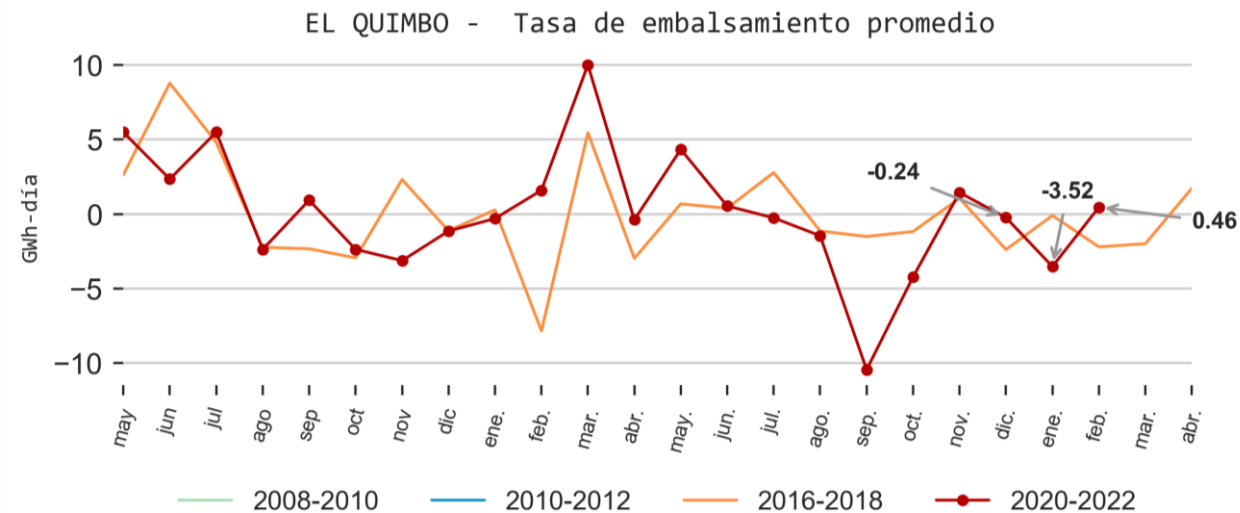
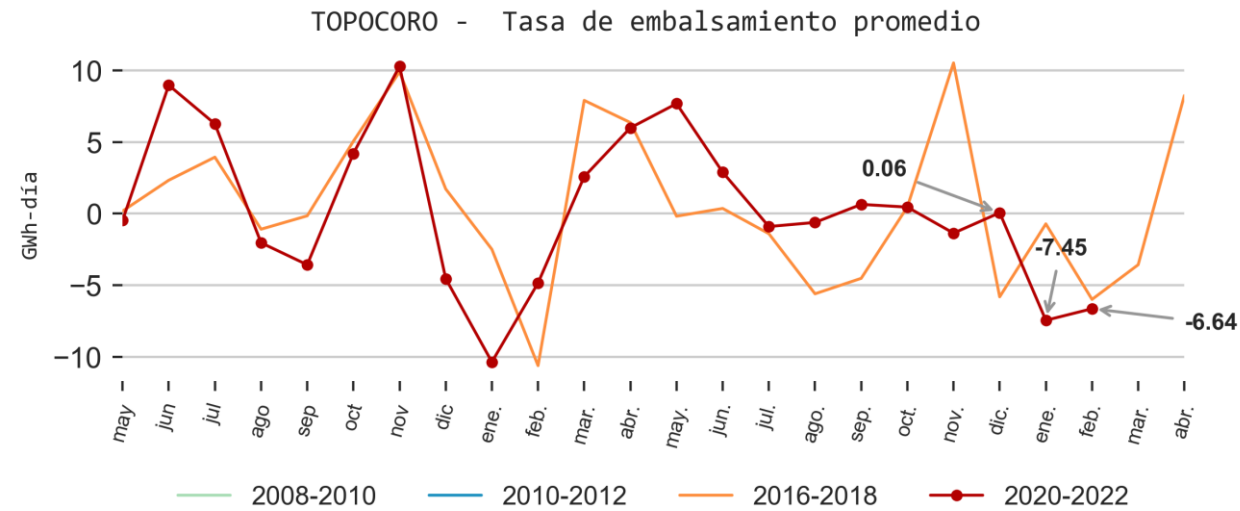
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2022-02-28

Información actualizada el 2022-03-01

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses



Información hasta el 2022-02-28

Información actualizada el 2022-03-01



xm
Sumando energías