

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-023
Jueves, 1 de Diciembre de 2022



Contenido

1. Variables del SIN

- Demanda SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones

2. Expectativas Energéticas

- Senda verano 2022-2023
- Análisis energético de Mediano plazo

3. Situación Operativa

- Fechas de entrada de proyectos
- Indicadores de operación

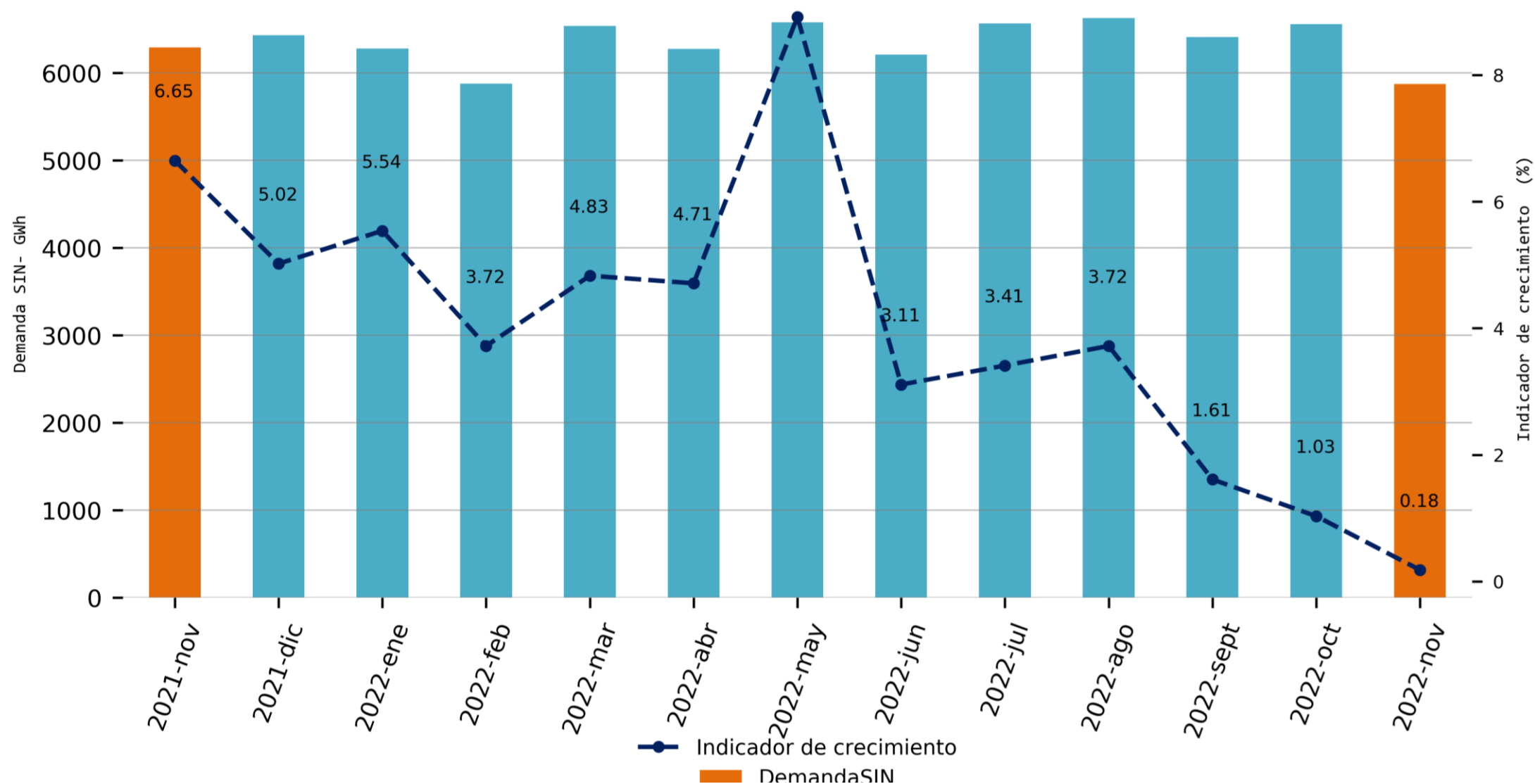
1. Variables del SIN

- Demanda del SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones



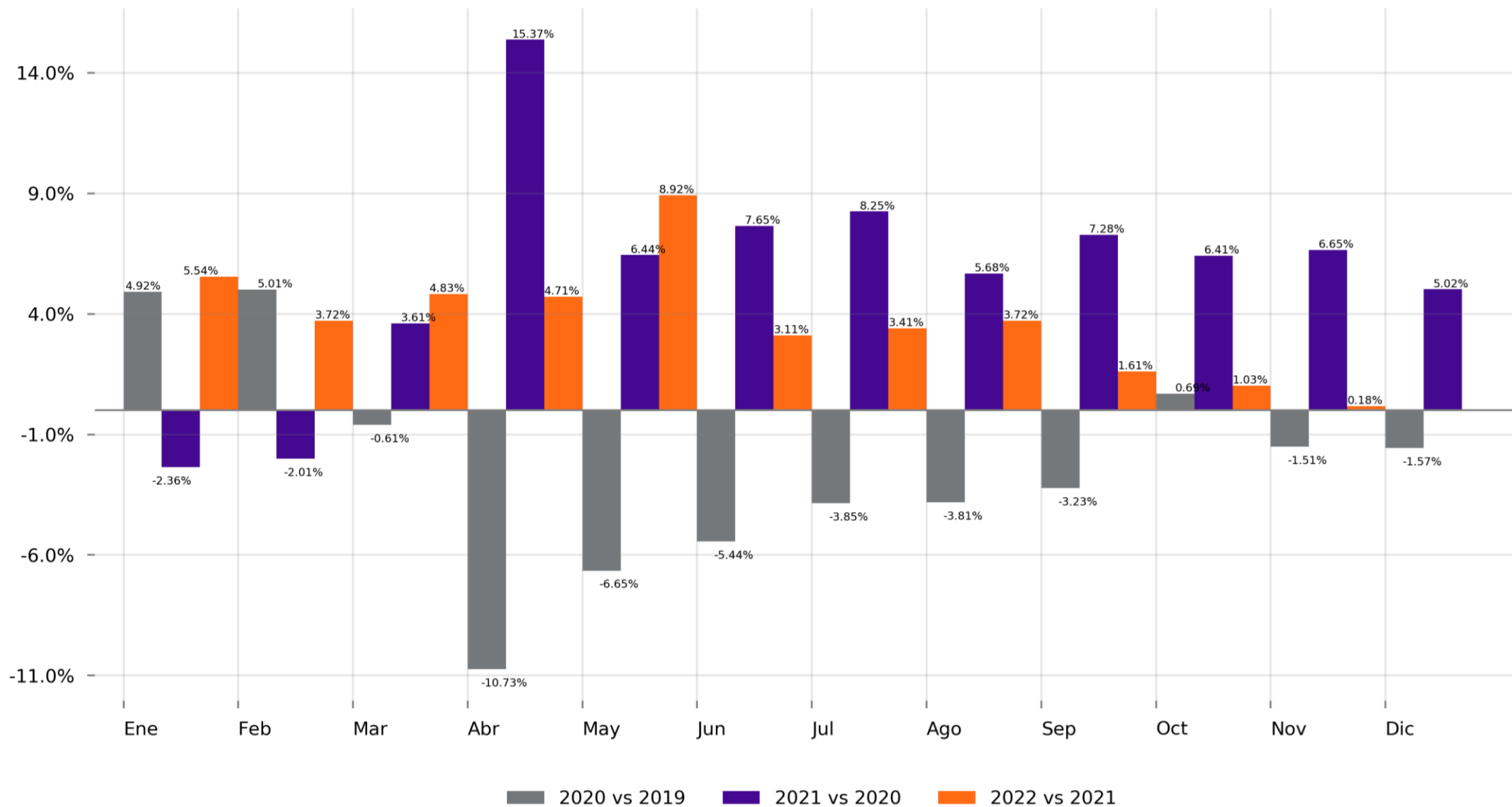
¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



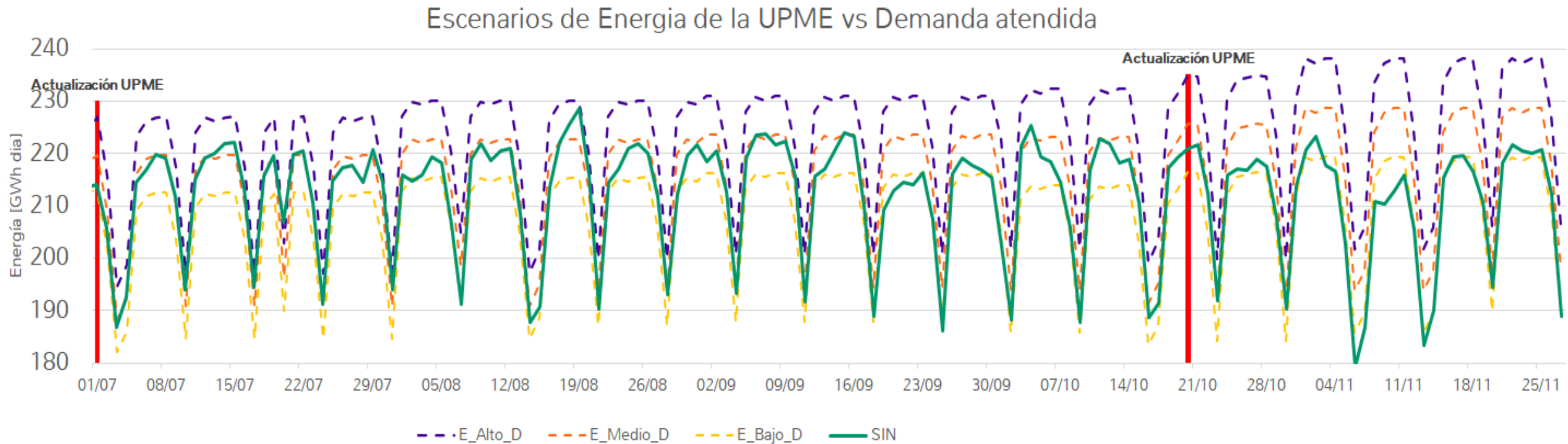
Información hasta el 2022-11-28
Información actualizada el 2022-11-30

Crecimiento Demanda del SIN



Información hasta el 2022-11-28
Información actualizada el 2022-11-30

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



Con la actualización de los escenarios de la UPME el mes de julio cerró un 3.1% por debajo del escenario alto y un 0.1% por encima del escenario medio de la UPME. Además, el mes de agosto finalizó con la demanda un 4.5% por debajo del escenario alto y un 1.3% por debajo del escenario medio de la UPME; adicionalmente, el mes de septiembre cerró con la demanda ubicada un 2% por debajo del escenario medio de la UPME. Finalmente, el mes de octubre cerró con la demanda del SIN un 2.0% por debajo del escenario medio y un 5.9% por debajo del escenario alto de la UPME, y en lo que va corrido del mes de noviembre la demanda se ubica un 4.5% por debajo del escenario medio y un 8.3% por debajo del escenario alto de la UPME.

Demanda comercial de energía del SIN - noviembre 2022

MC	COD_OR	2021-11	2022-11
ANTIOQUIA	EPM (EPMD)	5.13%	1.42%

MC	COD_OR	2021-11	2022-11
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	0.19%	-1.45%

MC	COD_OR	2021-11	2022-11
CALDAS	CHEC (CHCD)	3.84%	0.98%
CARTAGO	EEP (EPPD)	-0.91%	3.73%
PEREIRA	EEP (EPPD)	5.98%	3.44%
QUINDIO	EDEQ (EDQD)	3.91%	2.9%

MC	COD_OR	2021-11	2022-11
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	0.71%	-0.63%
TULUA	CETSA (CETD)	0.34%	-1.45%
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-4.48%	-0.86%

MC	COD_OR	2021-11	2022-11
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	9.24%	7.55%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	-0.0%	1.24%
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	0.7%	3.34%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	20.14%	27.74%
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	-0.56%	2.8%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	-0.23%	-3.98%

MC	COD_OR	2021-11	2022-11
CARIBE MAR	CARIBEMAR (CMMD)	15.45%	-4.11%
CARIBE SOL	AIR(CSSD)	8.93%	-5.96%

MC	COD_OR	2021-11	2022-11
ARAUCA	ENELAR (ENID)	47.03%	2.87%
BOYACA	EBSA (EBSA)	0.15%	32.34%
BOYACA	EMSA (EMSD)	0.15%	32.34%
BOYACA	ENERCA (CASD)	0.15%	32.34%
CASANARE	ENERCA (CASD)	11.02%	-14.9%
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	6.0%	2.94%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	7.9%	-29.71%
SANTANDER	ESSA (ESSD)	5.64%	1.33%

MC	COD_OR	2021-11	2022-11
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL (ENDD)	5.01%	1.7%
META	EMSA (EMSD)	11.19%	-7.03%

MC	COD_OR	2021-11	2022-11
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	7.87%	1.52%

MC	COD_OR	2021-11	2022-11
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	10.7%	-0.93%
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	7.22%	0.65%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	2.25%	-1.82%

- 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

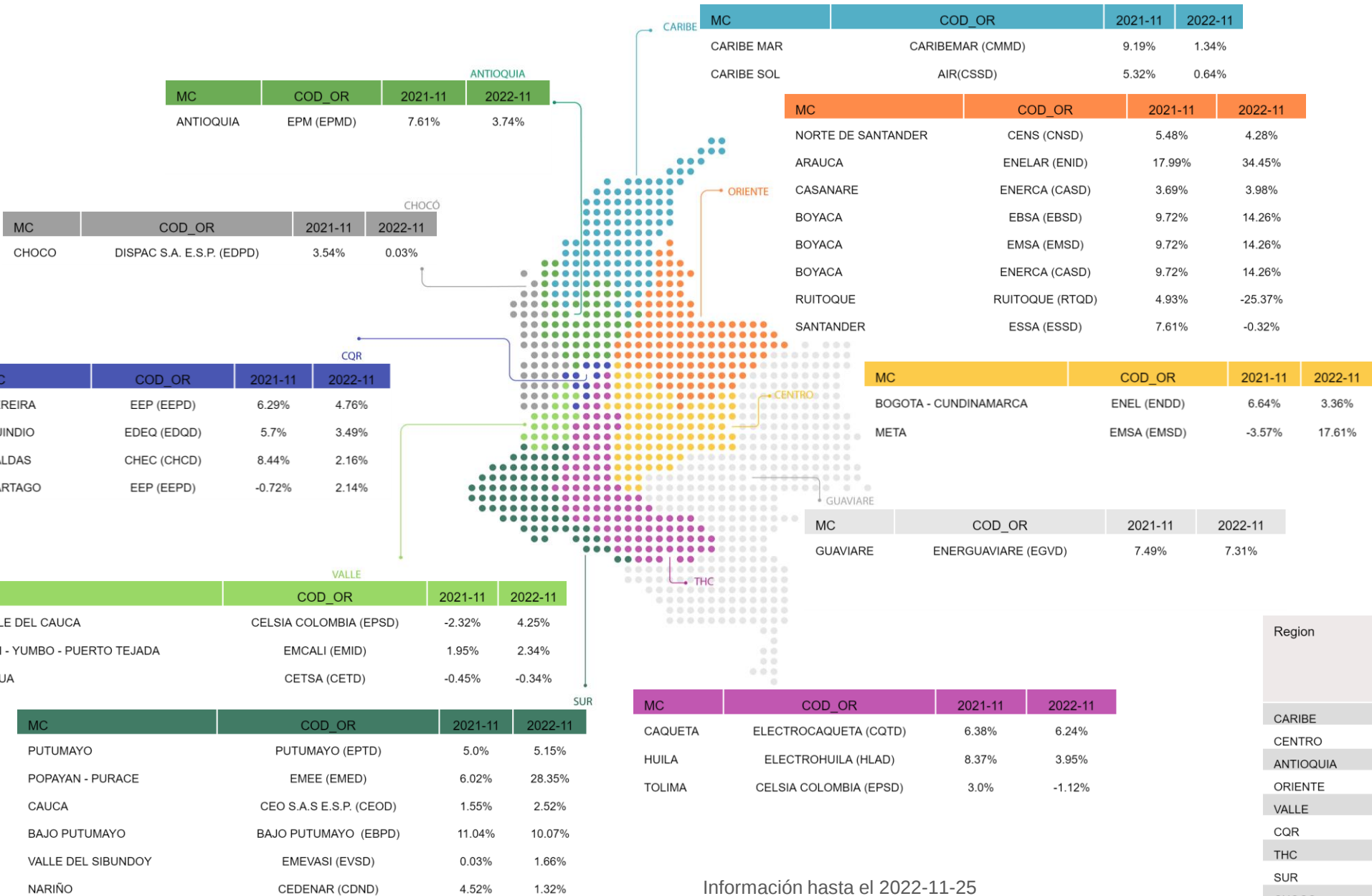
***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-11	Demanda Comercial [GWh] 2022-11	Variación 2021-11	Variación 2022-11
CARIBE	1707.41	1352.81	12.25%	-4.98%
CENTRO	1548.09	1297.72	5.83%	0.48%
ORIENTE	839.96	766.86	7.53%	9.49%
ANTIOQUIA	866.7	732.99	5.13%	1.42%
VALLE	575.94	477.03	-1.3%	-0.75%
CQR	260.77	221.83	4.0%	2.01%
THC	255.95	211.81	4.98%	-0.73%
SUR	174.2	148.73	0.65%	2.46%
CHOCO	21.39	17.57	0.19%	-1.45%
GUAVIARE	5.98	5.05	7.87%	1.52%

Información hasta el 2022-11-25

Información actualizada el 2022-11-29

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta noviembre 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.

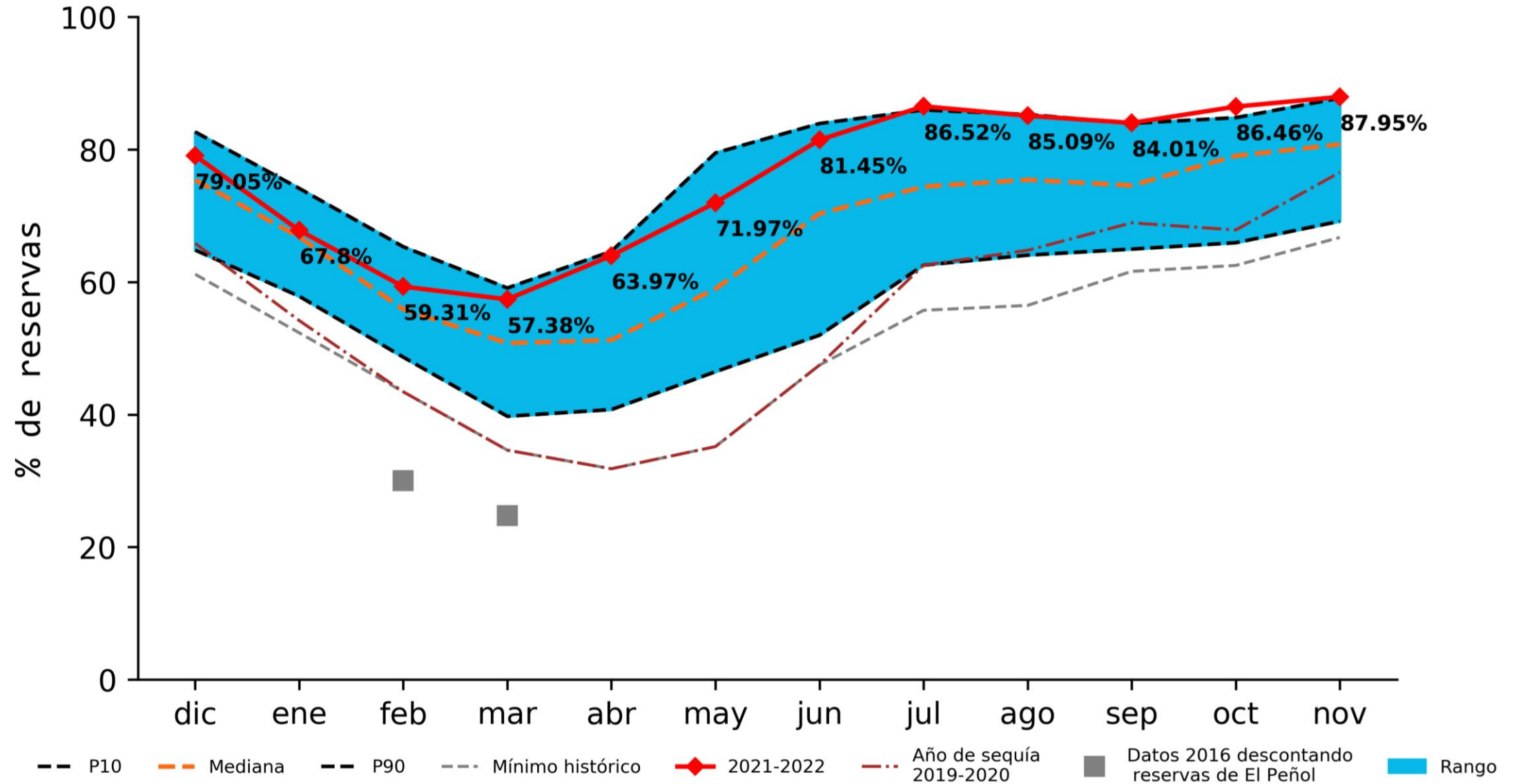
Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-11	Demanda Comercial [GWh] 2022-11	Variación 2021-11	Variación 2022-11
CARIBE	18672.65	18586.15	5.62%	1.01%
CENTRO	16328.85	16927.62	5.26%	5.12%
ANTIOQUIA	9372.94	9587.64	7.61%	3.74%
ORIENTE	8957.99	9522.09	8.28%	7.85%
VALLE	6245.59	6342.54	0.23%	2.96%
CQR	2832.58	2875.22	6.88%	2.95%
THC	2771.07	2774.8	5.4%	1.59%
SUR	1896.81	1916.52	3.24%	2.49%
CHOCO	237.3	233.86	3.54%	0.03%
GUAVIARE	62.93	66.57	7.49%	7.31%

Información hasta el 2022-11-25

Información actualizada el 2022-11-29

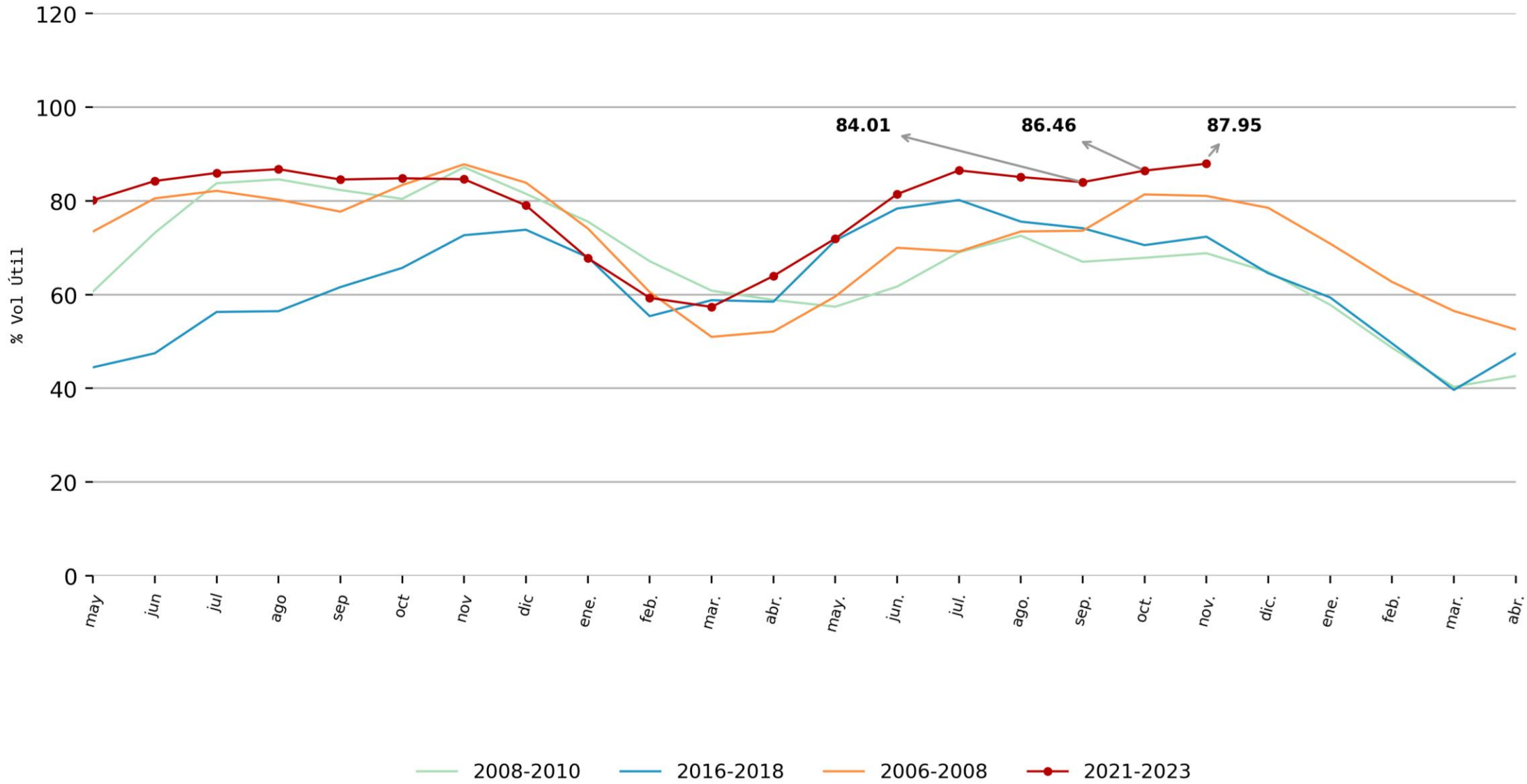
¿Cómo está la situación energética?

Reservas hídricas



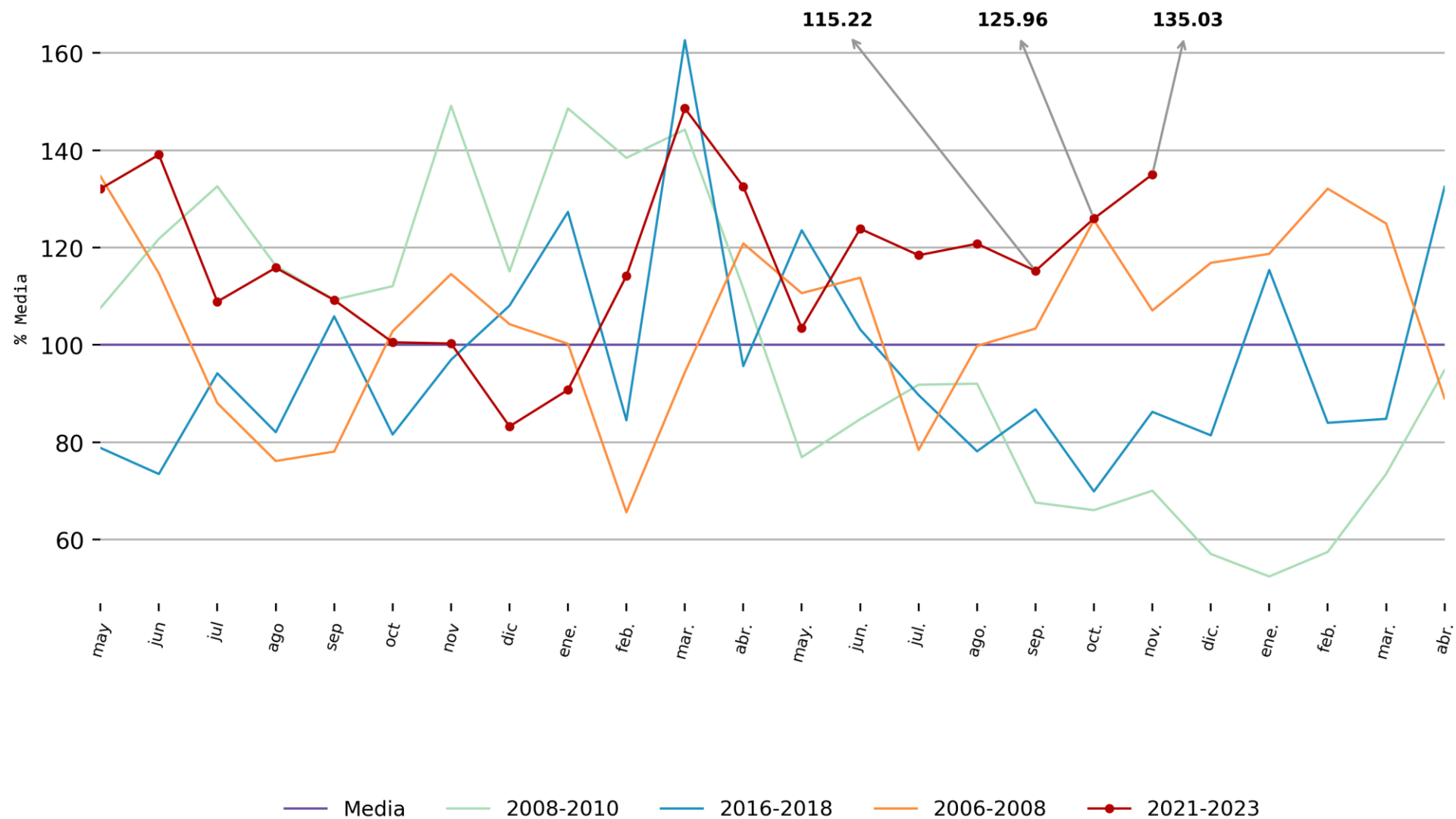
Información hasta el 2022-11-30
Información actualizada el 2022-12-01

ReservasHidricas



Información hasta el 2022-11-30
Información actualizada el 2022-12-01

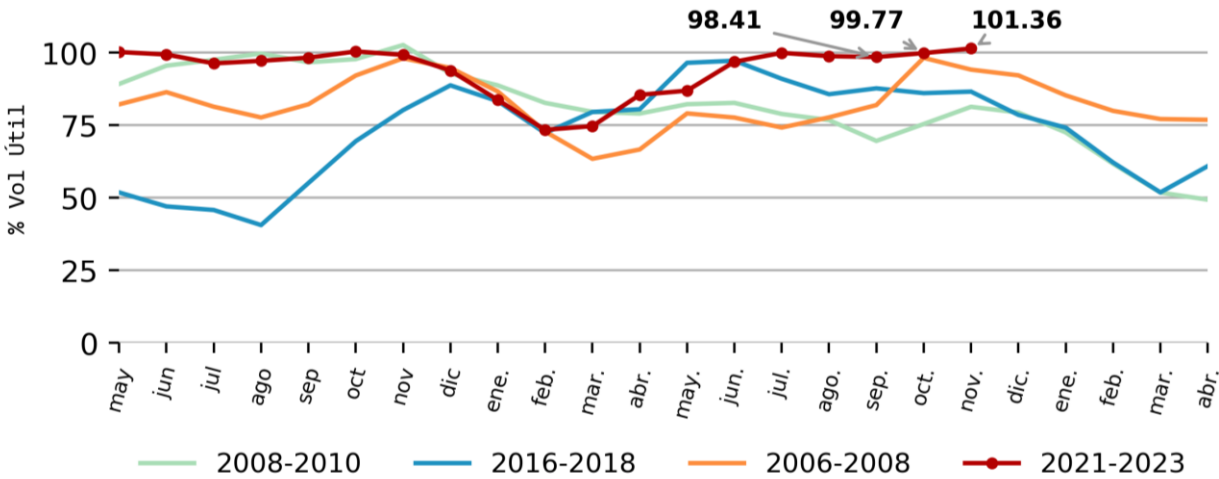
Aportes hídricos



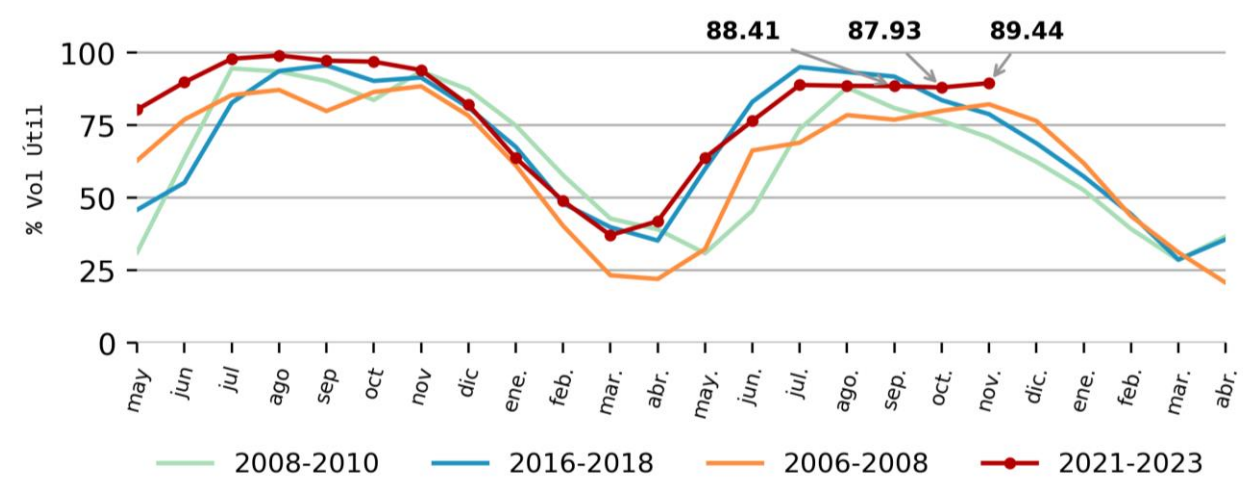
Información hasta el 2022-11-30
Información actualizada el 2022-12-01

Evolución de reservas por regiones

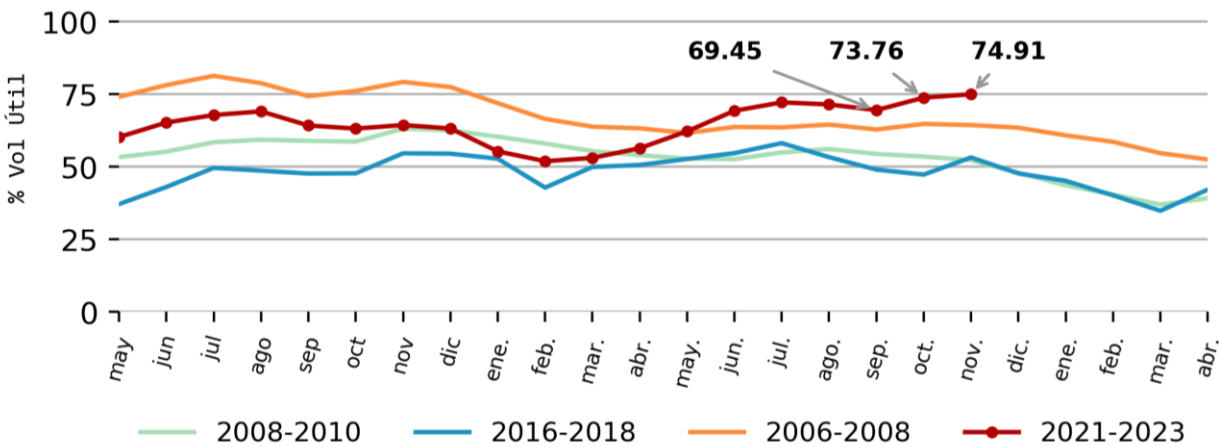
Antioquia



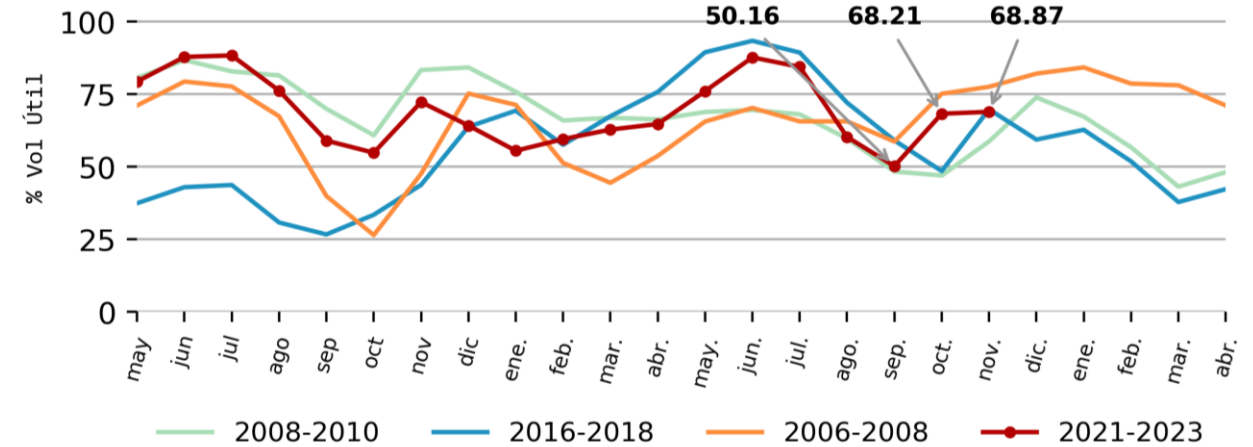
Oriente



Centro



Valle

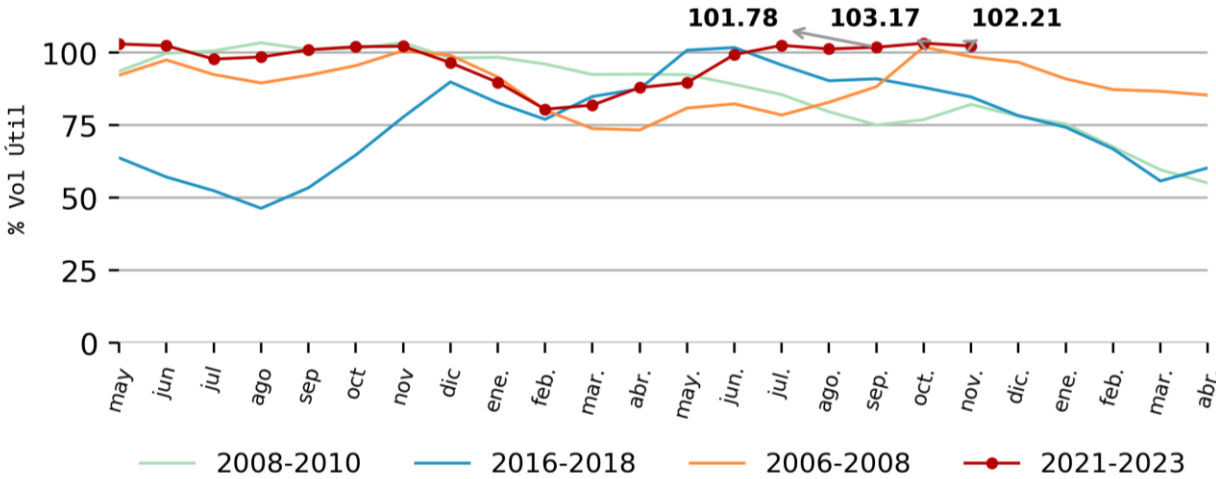


Información hasta el 2022-11-30

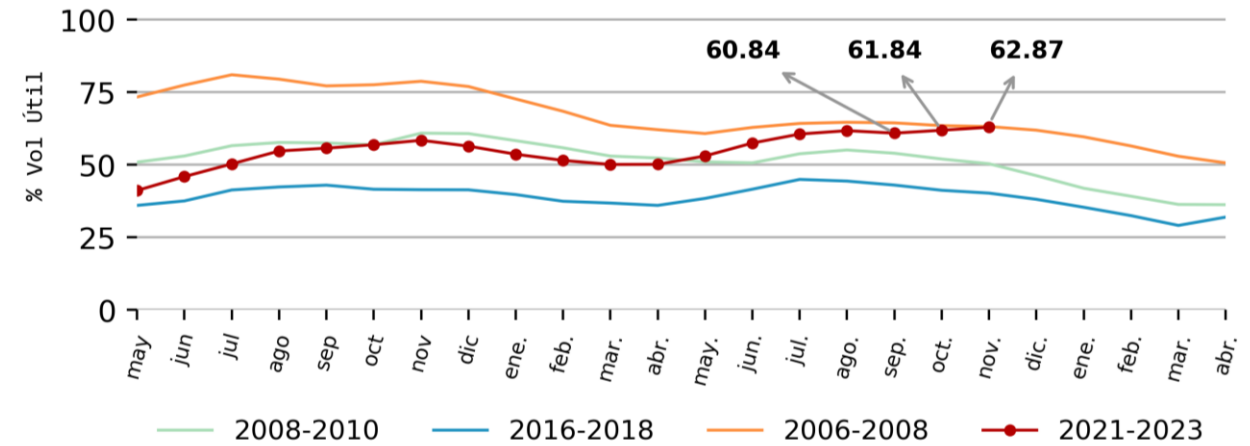
Información actualizada el 2022-12-01

Evolución de principales embalses

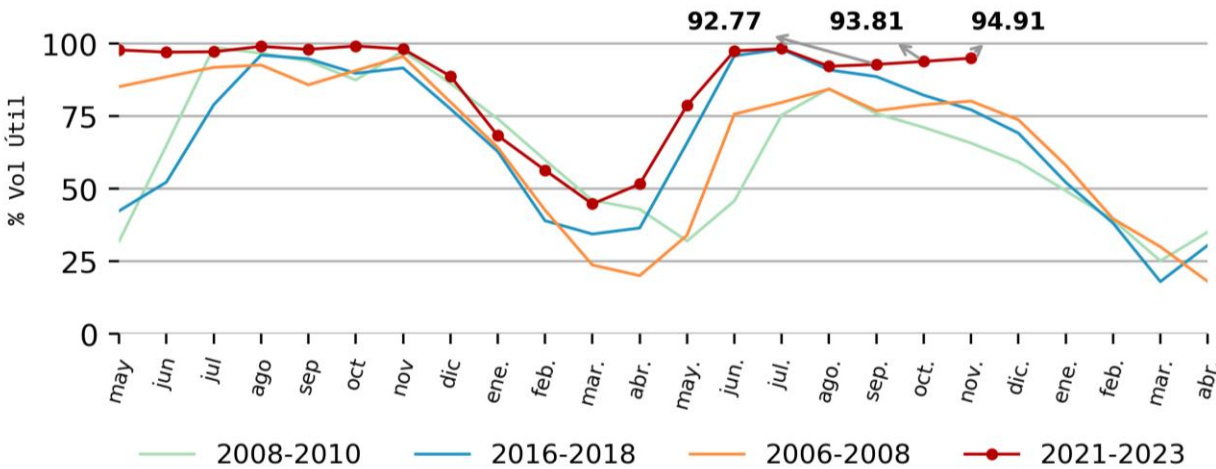
PENOL



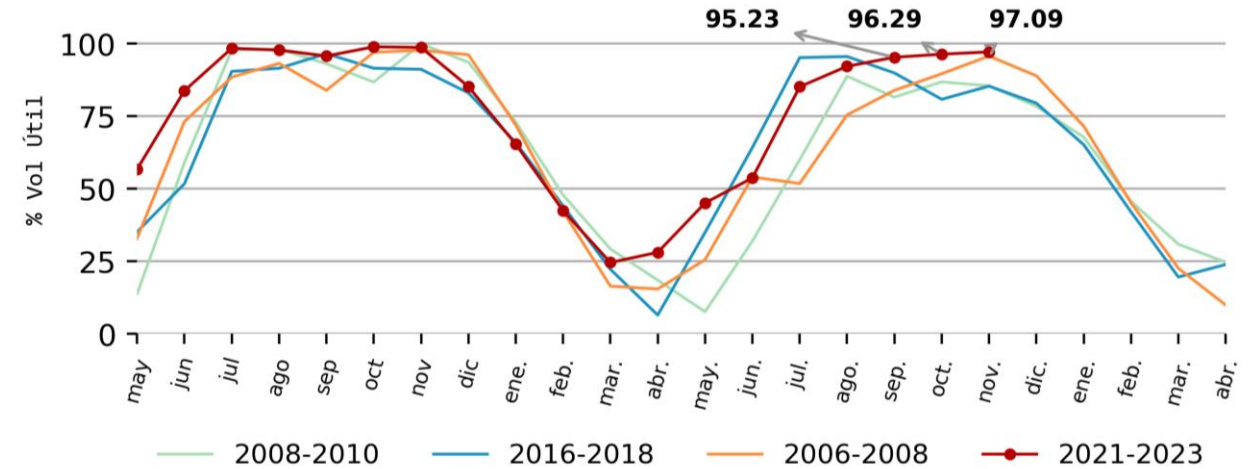
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



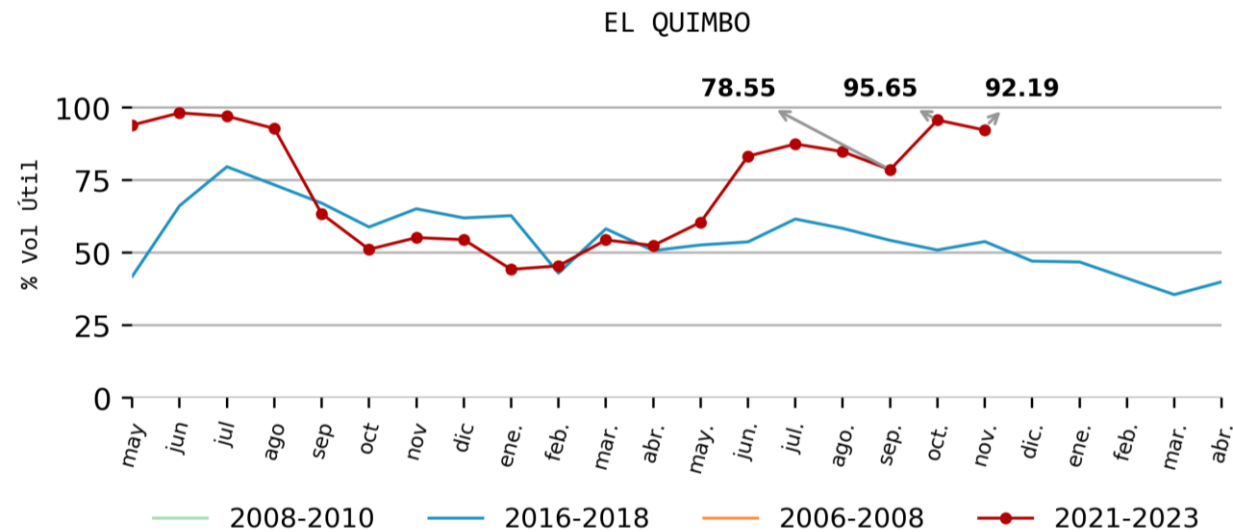
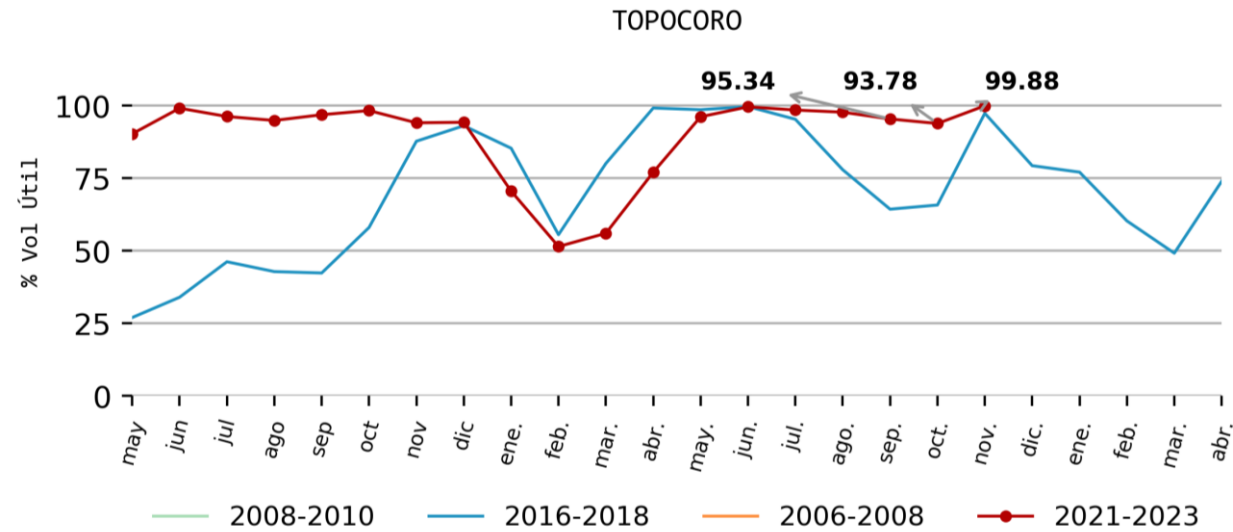
ESMERALDA



Información hasta el 2022-11-30

Información actualizada el 2022-12-01

Evolución de principales embalses

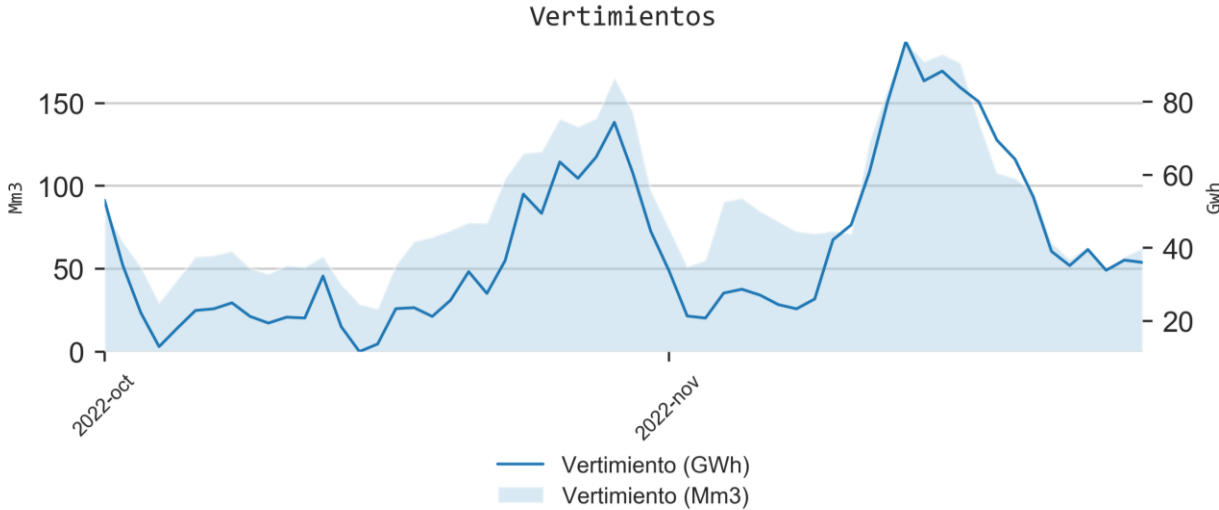


Información hasta el 2022-11-30

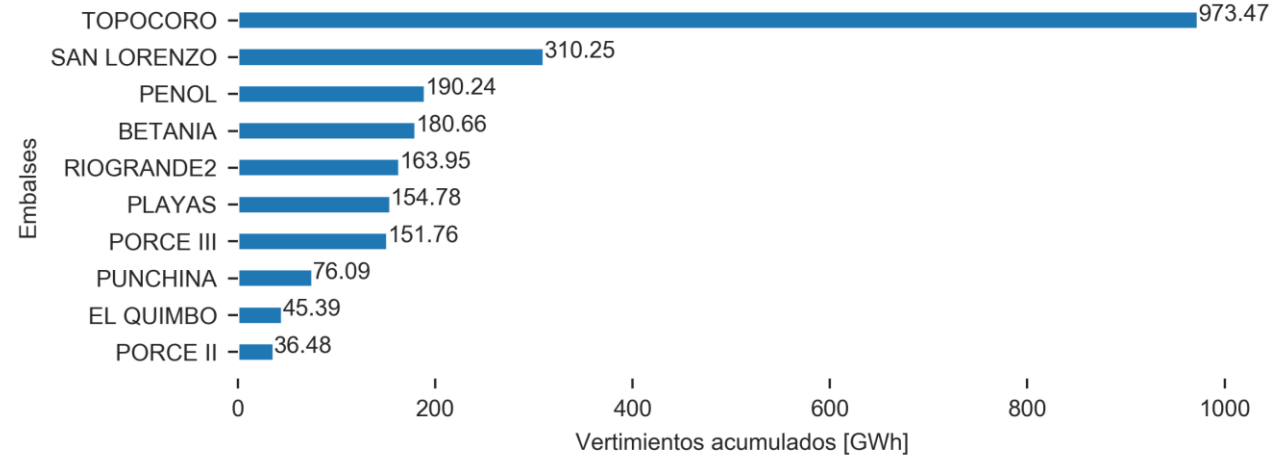
Información actualizada el 2022-12-01

Verimientos del SIN

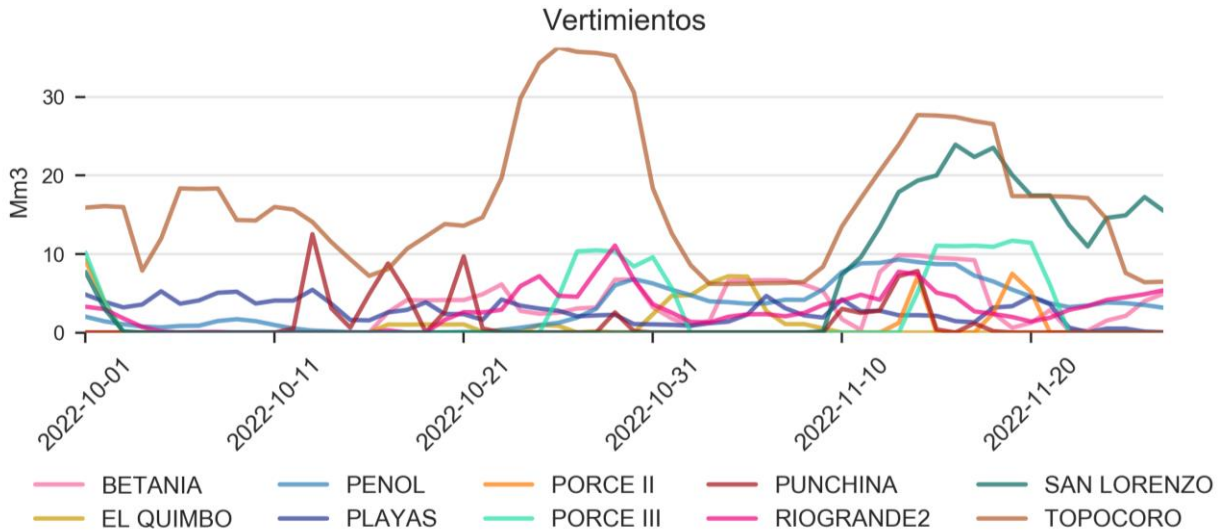
Vertimientos



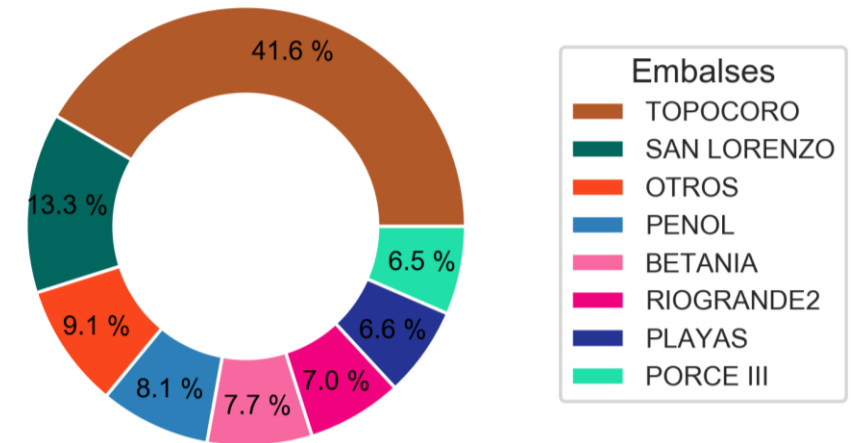
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse

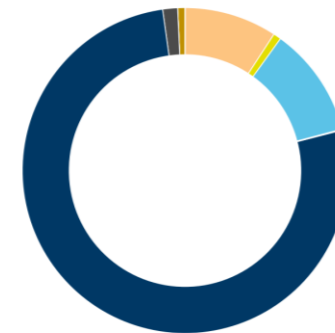
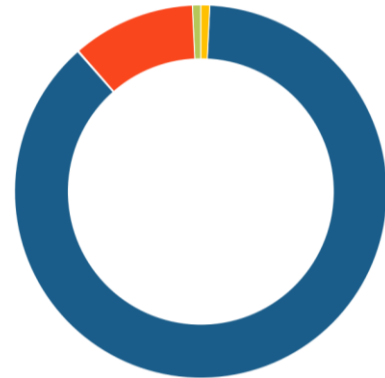
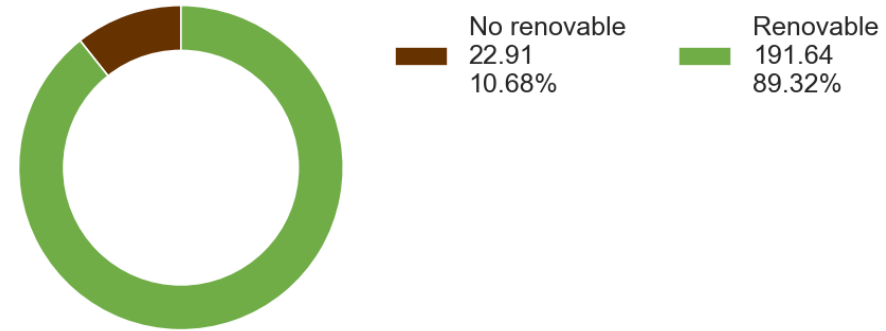


Información hasta el 2022-11-27
Información actualizada el 2022-11-28

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-10-01 hasta 2022-11-27.
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

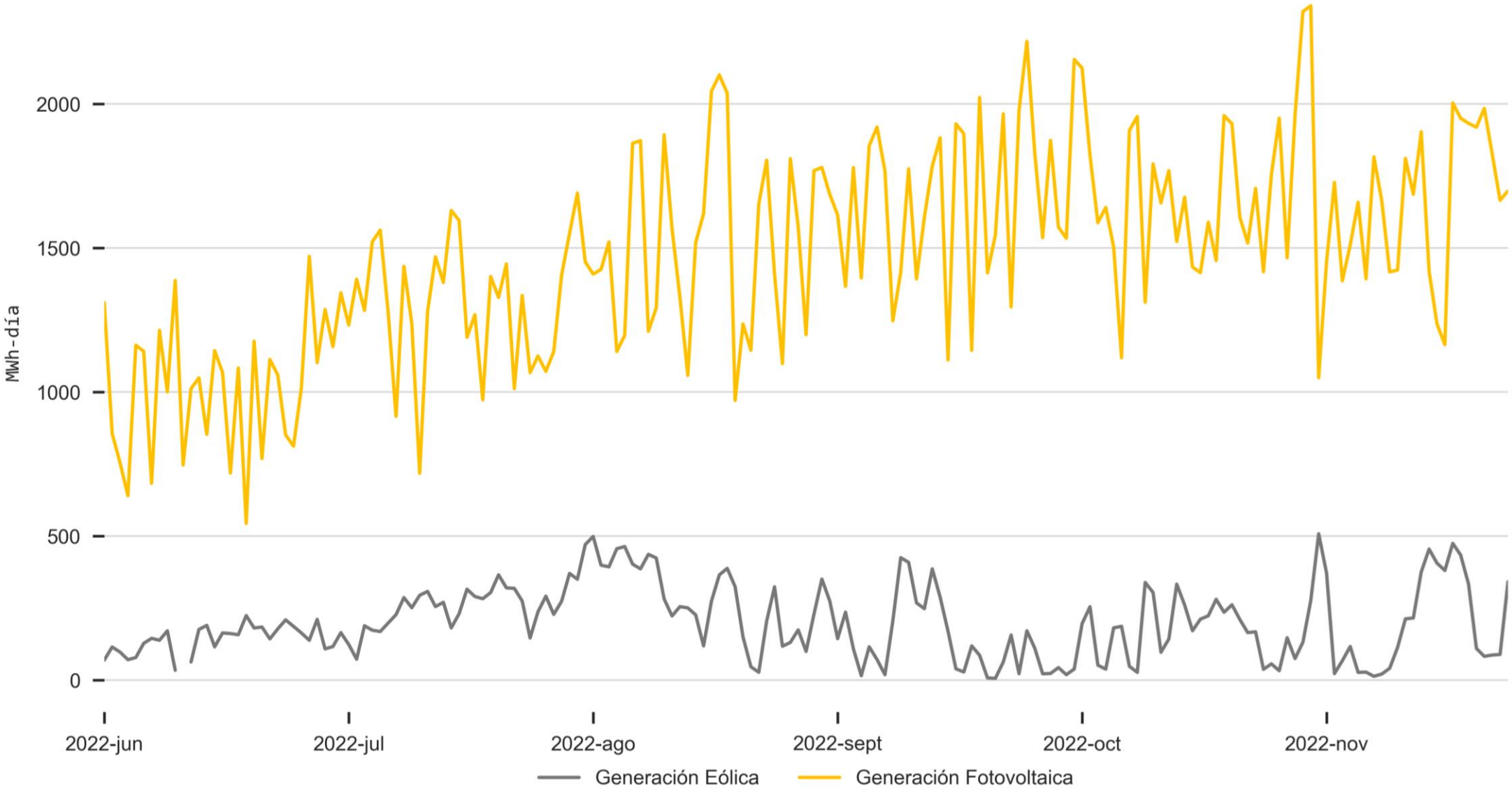
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 214.55
GWh-día



La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-nov.-2022 hasta el 26-nov.-2022

Generación FERNC

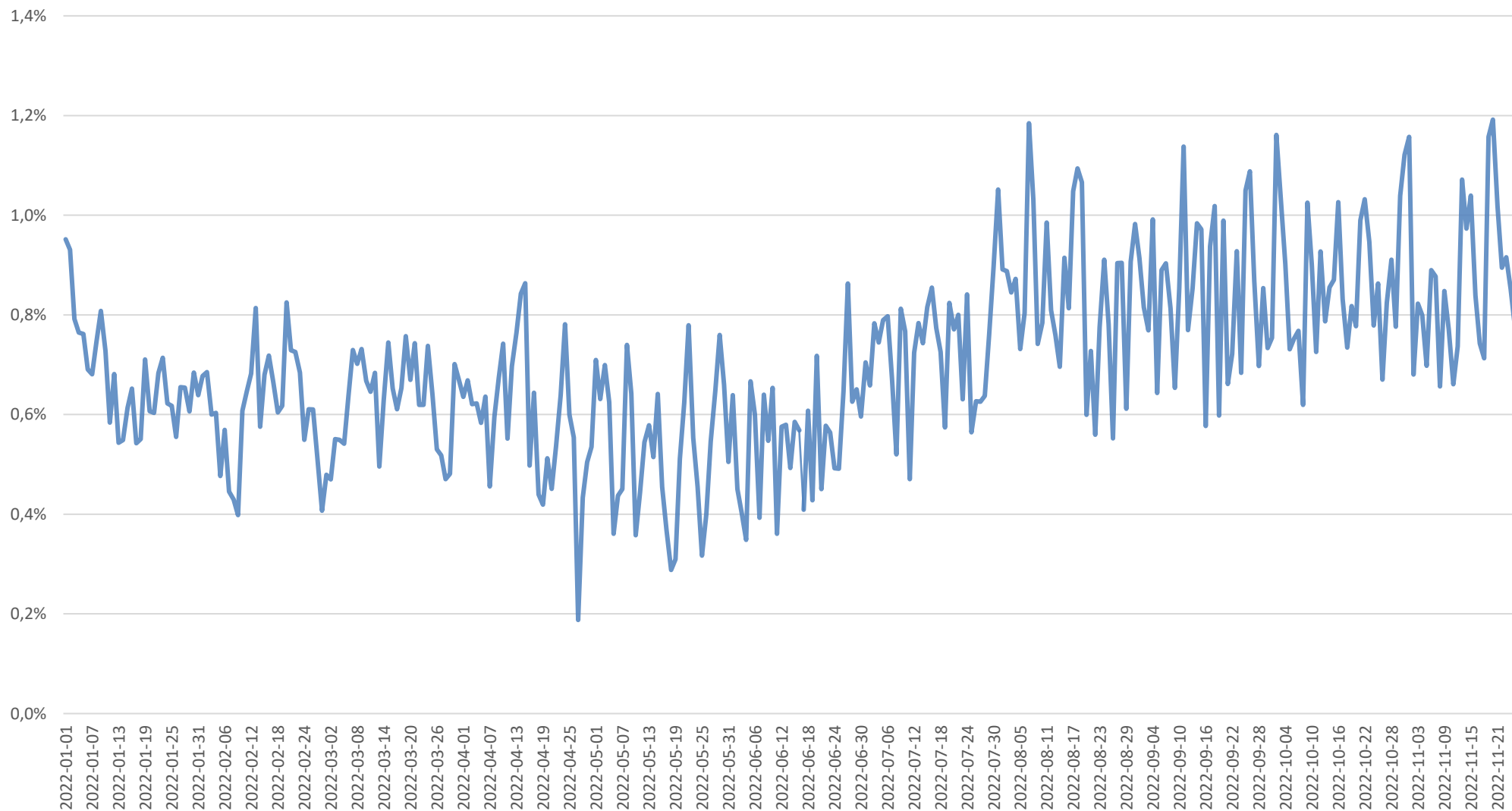


Recursos Eólicos: Jeparachi 1 - 15, Parque Eólico Guajira I

Recursos Solares: Autog Celsia Solar Harinas, Autog Celsia Solar Levapan, Autog Celsia Solar Yumbo, Autog Ci Jeans, Autog Colombina Del Cauca, Autog Pintuco, Bosques Solares De Los Llanos 4, Bosques Solares De Los Llanos 5, Celsia Solar Bolivar, Celsia Solar Carmelo, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar La Paila, Cerritos, El Paso, Gr Parque Solar Tucanes, Granja Solar Belmonte, Granja Solar El Salado, Helios Trina-Vatia BSLIII, Trina-Vatia BSLII, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSL, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLII, Trina-Vatia BSLIII

Información actualizada al 2022-11-28

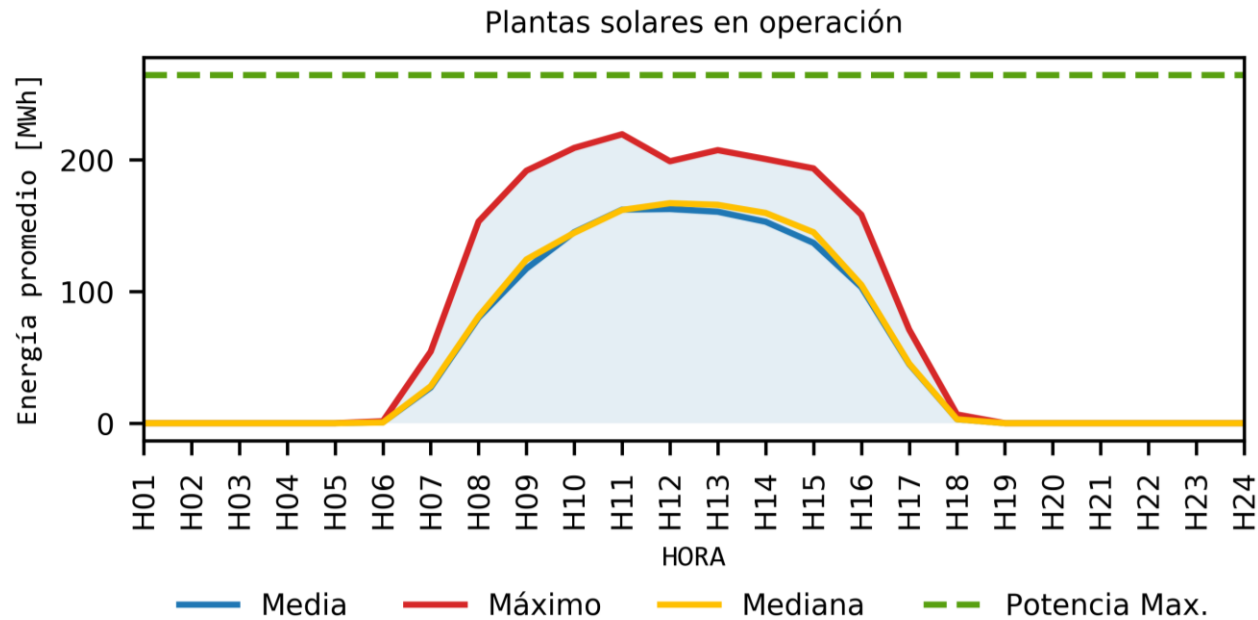
Porcentaje de participación de la Generación FNCER en el SIN



Información hasta el 2022-11-26

Información actualizada el 2022-11-28

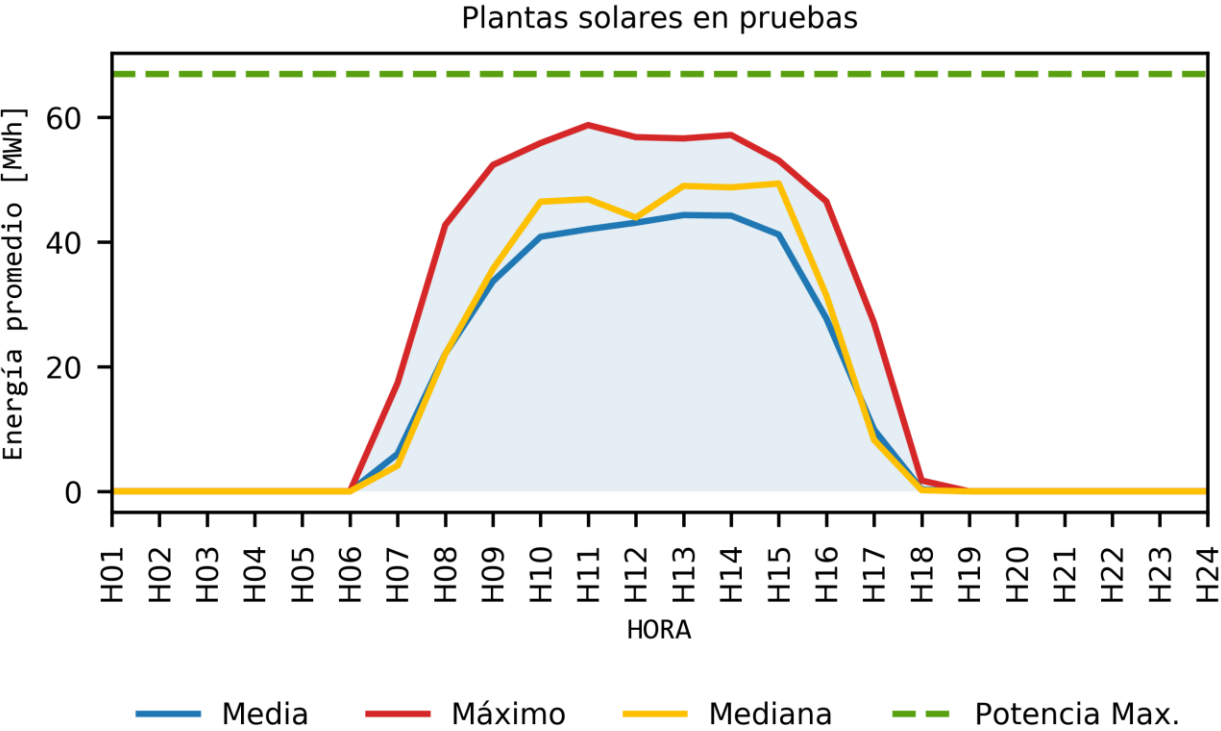
Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de noviembre de 2022 hasta el 26 de noviembre de 2022.

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	127.98	26.8%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	125.81	26.3%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	125.8	26.3%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	124.46	26.1%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	113.07	26.3%
LA SIERPE	19.9	105.63	22.1%
SINCE	18.5	101.46	22.9%
CERRITOS	9.9	62.56	26.3%
LOS CABALLEROS	9.9	61.23	25.8%
LA MEDINA	9.9	60.75	25.6%
PETALO DE CORDOBA I	9.9	45.04	19.0%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	43.28	18.2%
HELIOS I	16	36.74	9.6%
HELIOS I	9.9	36.74	15.5%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	34.86	14.7%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	32.63	16.9%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	21.98	18.1%
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	4.99	15.91	13.3%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	15.47	6.5%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	14.89	6.3%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	14.02	6.0%
AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS	2.45	7.56	12.9%
PLANTA SOLAR BAYUNCA I	3	5.62	7.8%
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	0.3	0.14	2.0%
Total	274.66	1333.62	

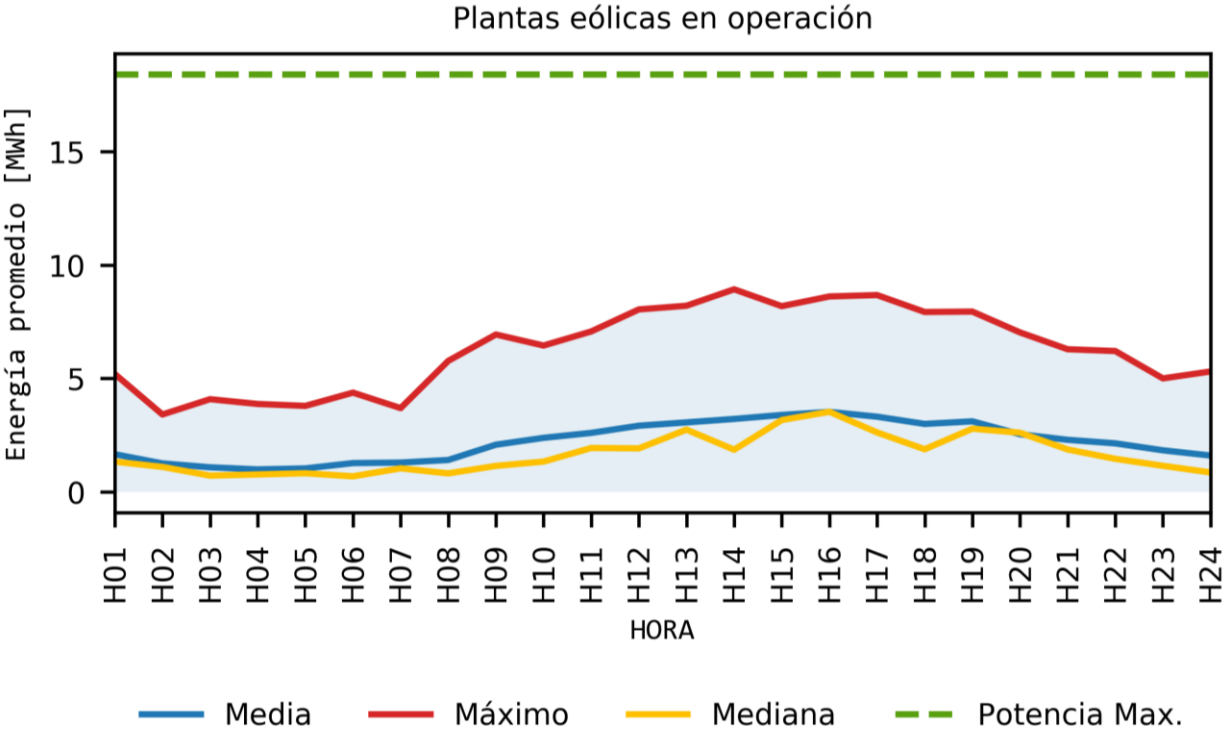
Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
EL PASO	67	355.46
Total	67	355.46

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de noviembre de 2022 hasta el 26 de noviembre de 2022.

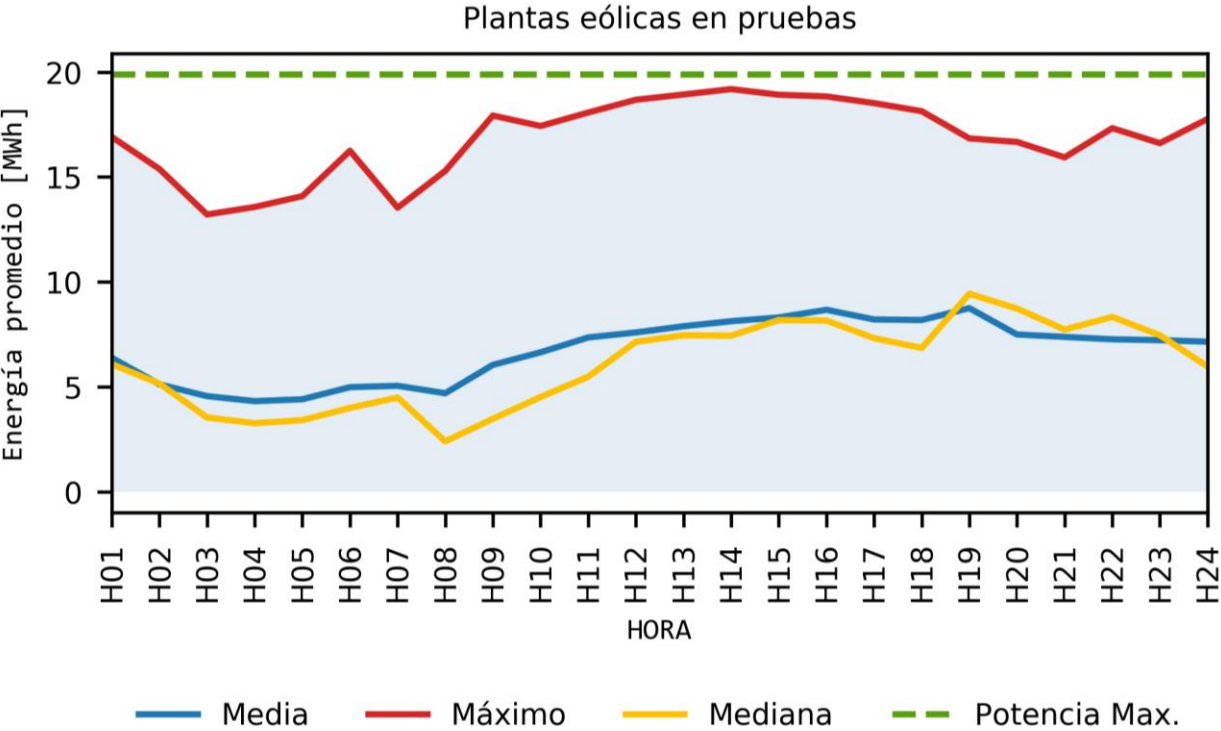
Curva Generación Eólica - Plantas en Operación



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
JEPIRACHI 1 - 15	18.42	52.94	12.0%
Total	18.42	52.94	

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de noviembre de 2022 hasta el 26 de noviembre de 2022.

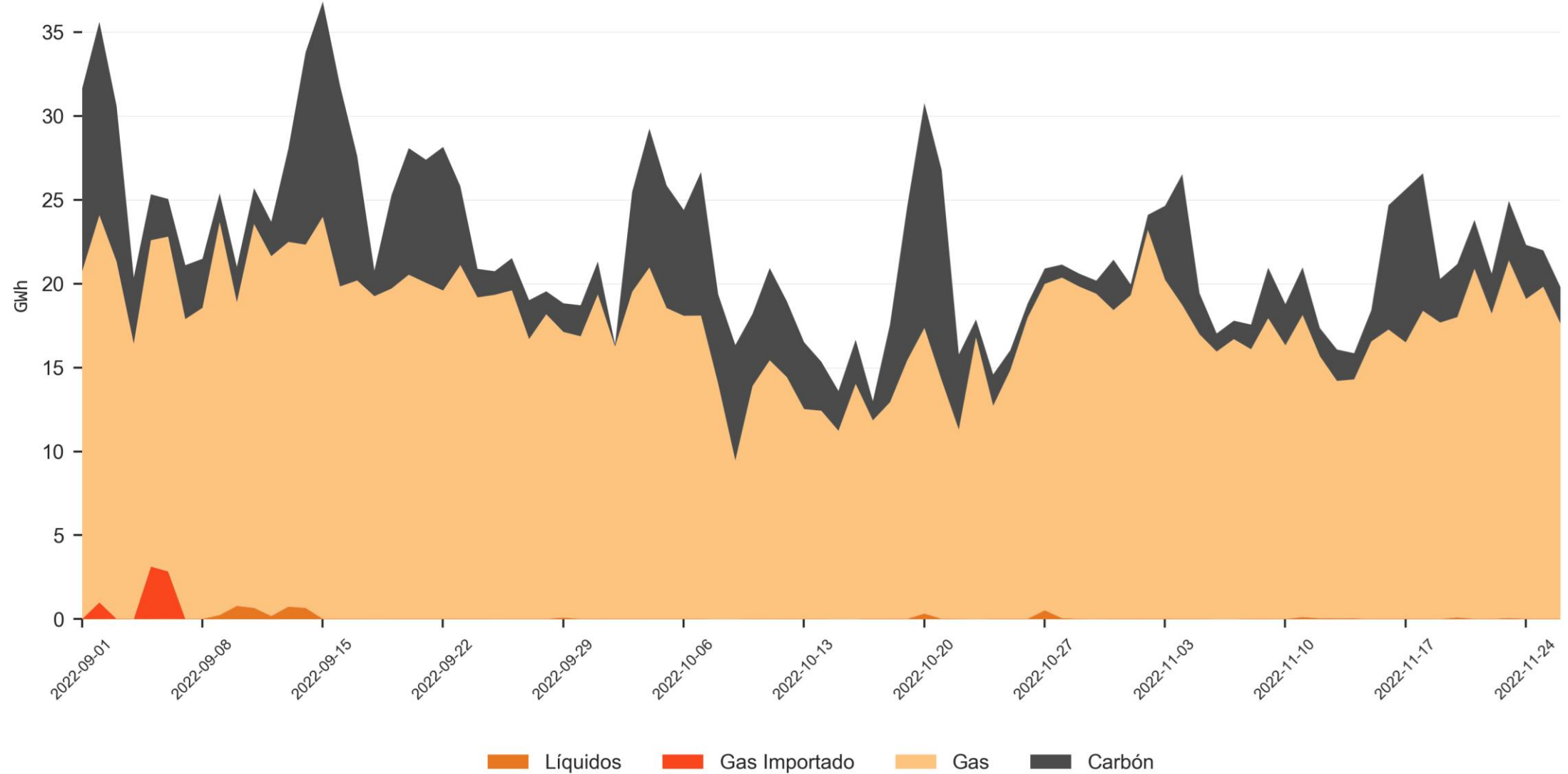
Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	161.85
Total	19.9	161.85

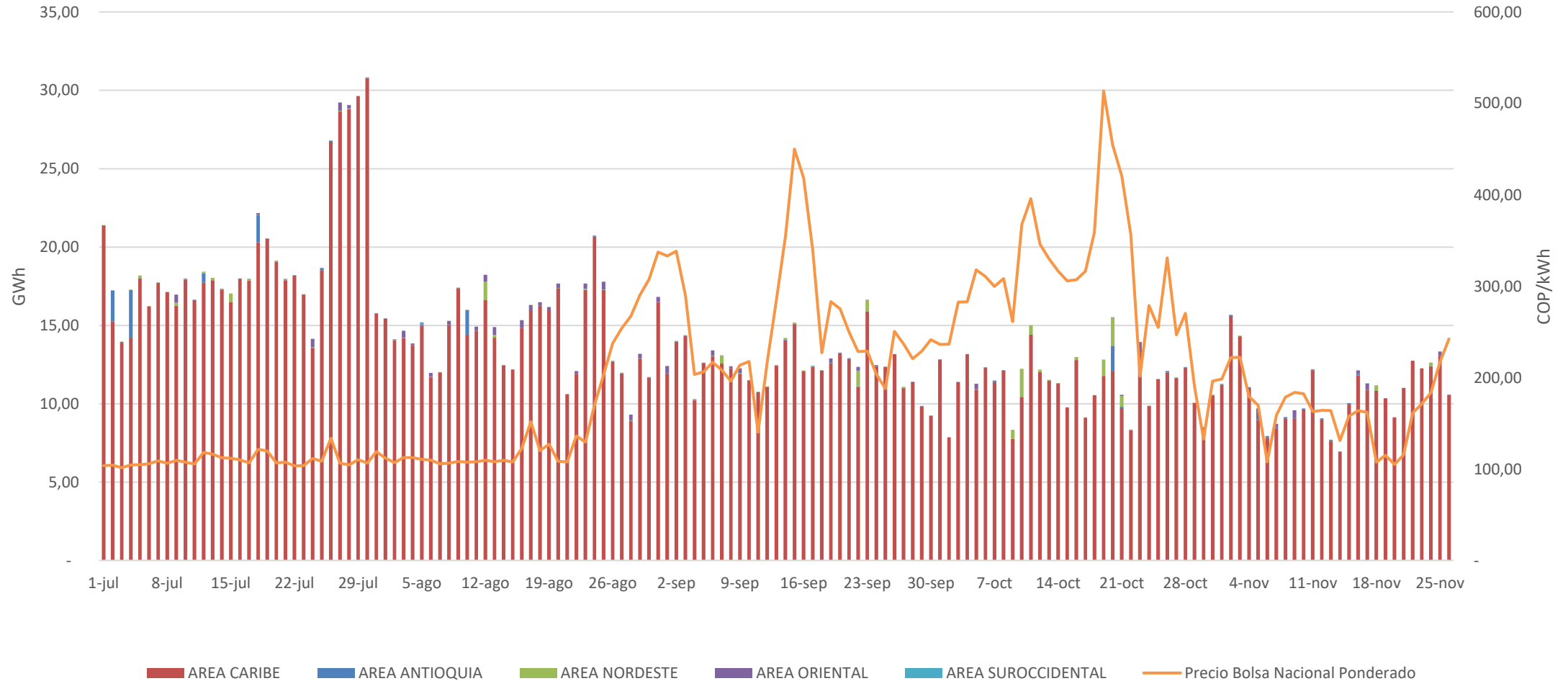
Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de noviembre de 2022 hasta el 26 de noviembre de 2022.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



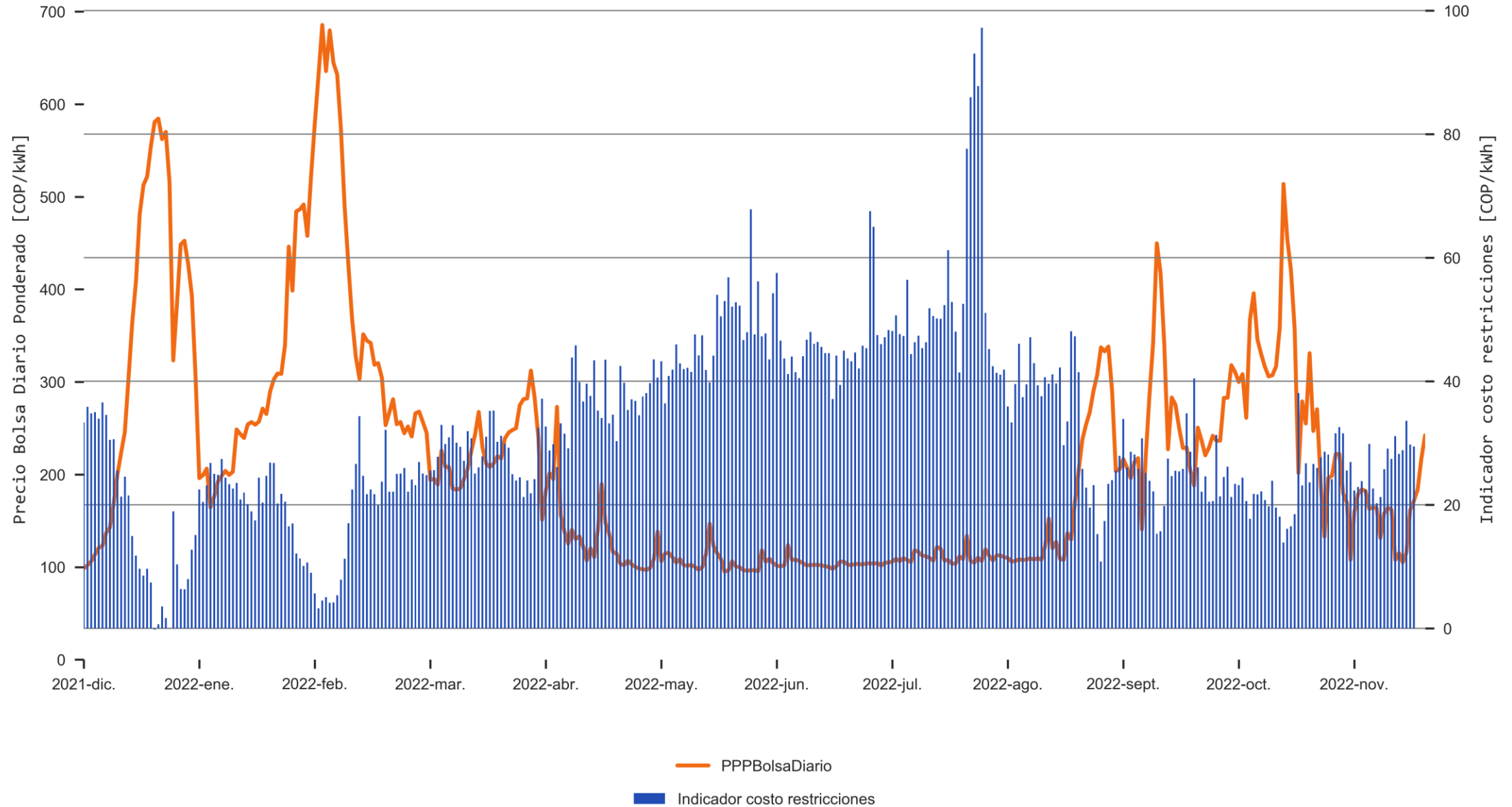
Información hasta el 2022-11-26
Información actualizada el 2022-11-28

Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa



Información hasta el 2022-11-26
Información actualizada el 2022-11-28

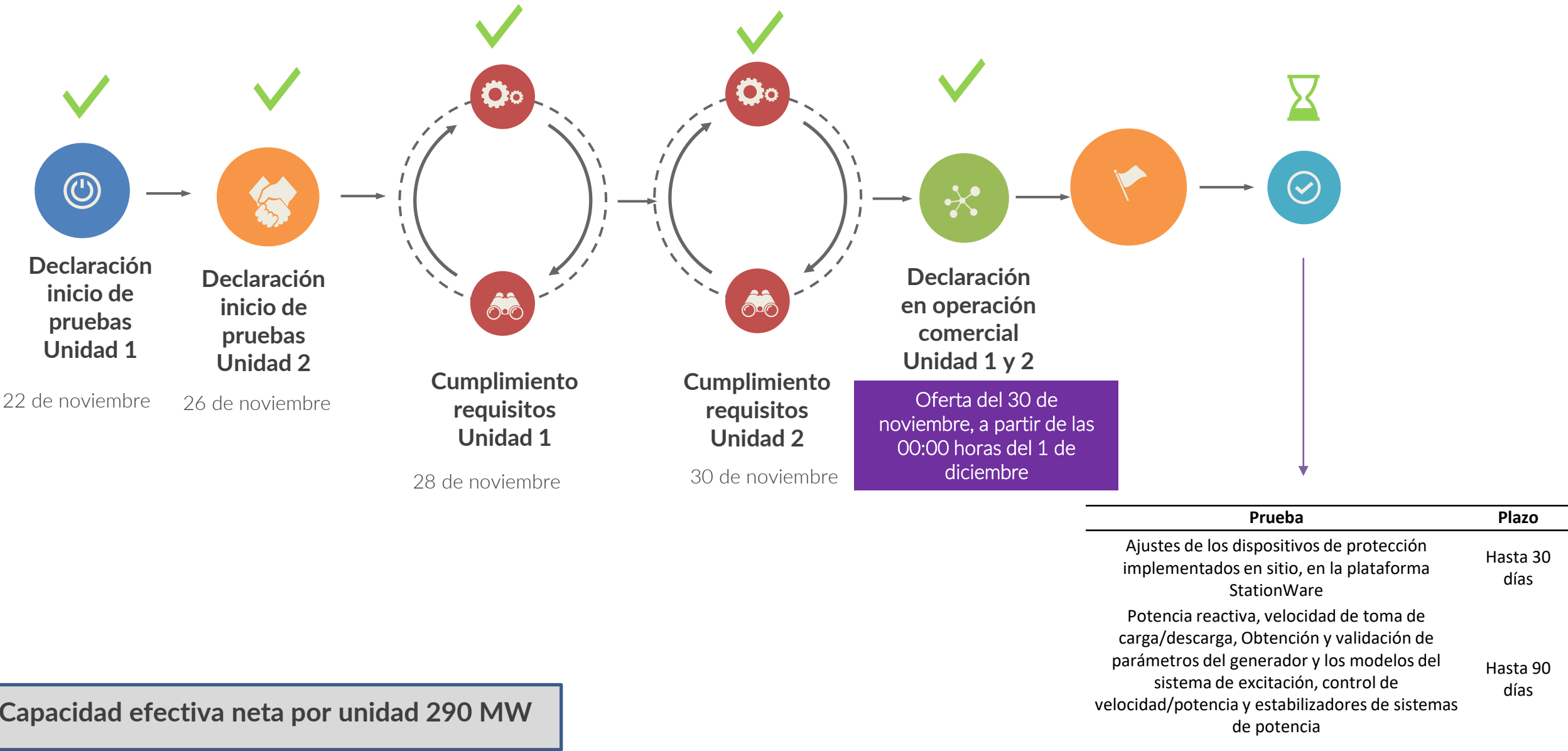
Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Información hasta el 2022-11-26
Información actualizada el 2022-11-28

2. Expectativas Energéticas

Entrada en operación comercial Ituango

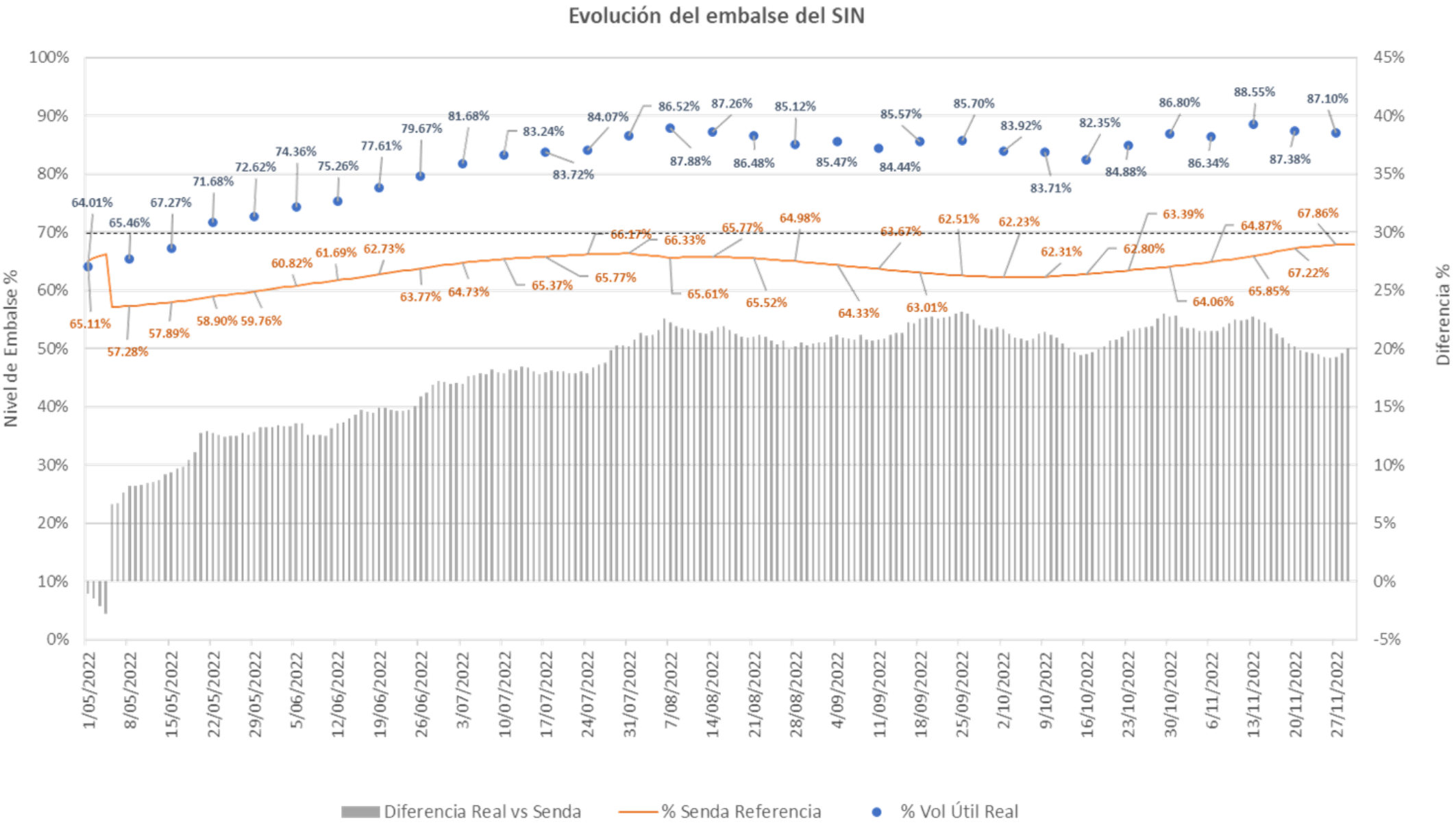


Capacidad efectiva neta por unidad 290 MW

Seguimiento senda Invierno 2022 y senda verano 2022-2023



Senda de Referencia para el Invierno 2022



Senda de Referencia para el Invierno 2022

REFERENCIA CREG

Rango de fechas

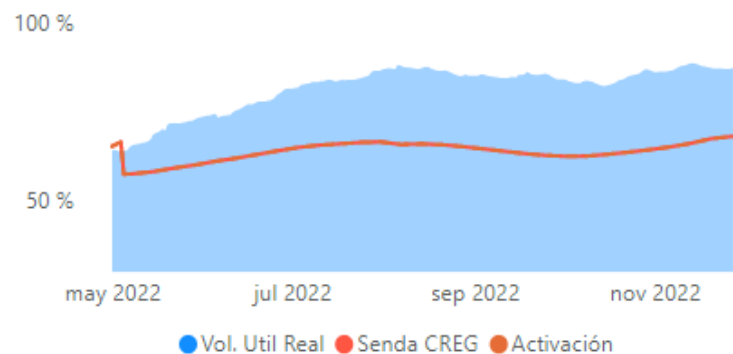
01/05/2022

30/11/2022

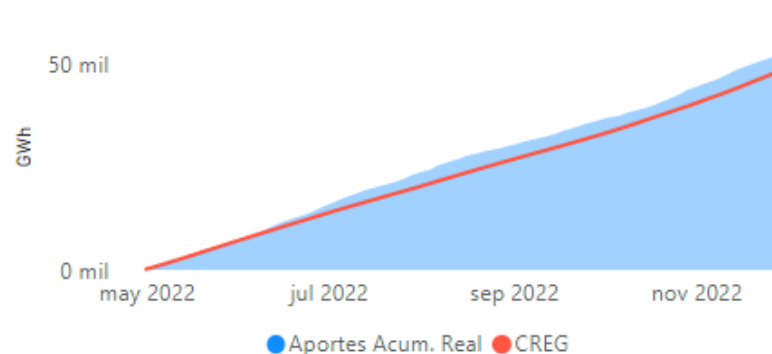
Comparación de valores Real vs Referencia ①

	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Import.
[%]	26,03 %	9,53 %	-1,82 %	-7,40 %	40,21 %	20,55 %	
[GWh]	3.135,24	4.534,04	-822,58	-2.813,81	1.477,19	715,07	-190,81

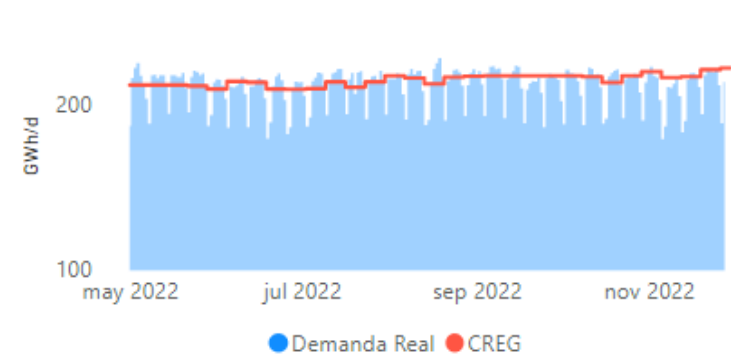
Embalse Agregado



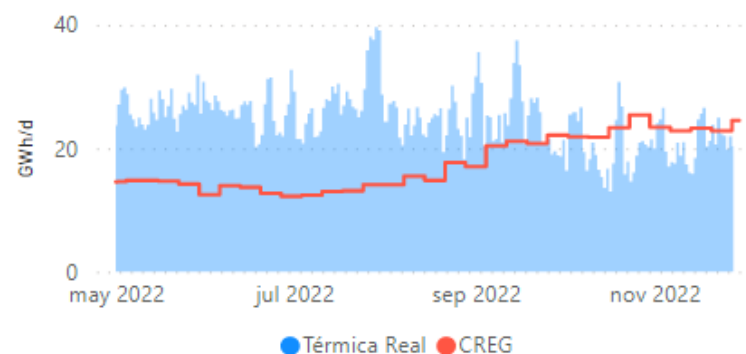
Aportes Acumulados



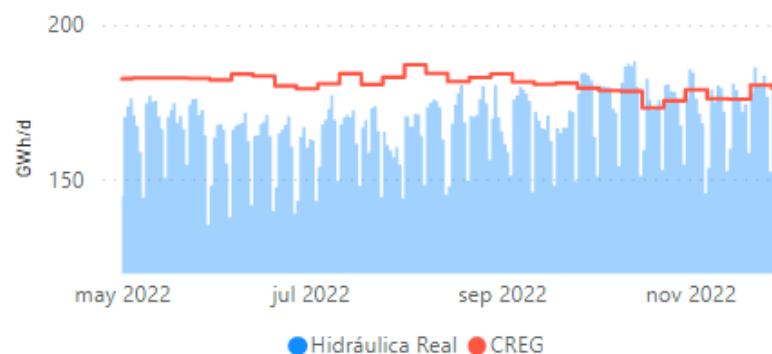
Demanda



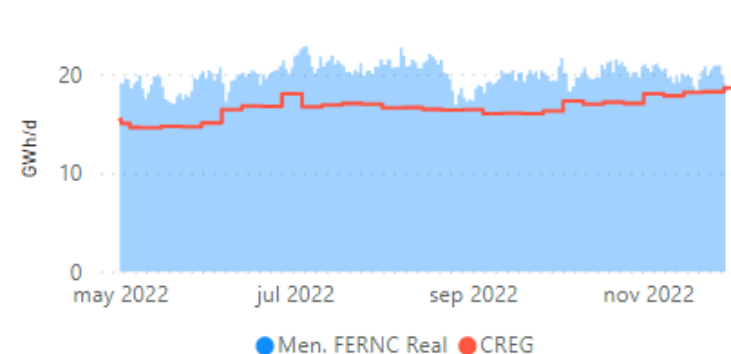
Térmica



Hidráulica

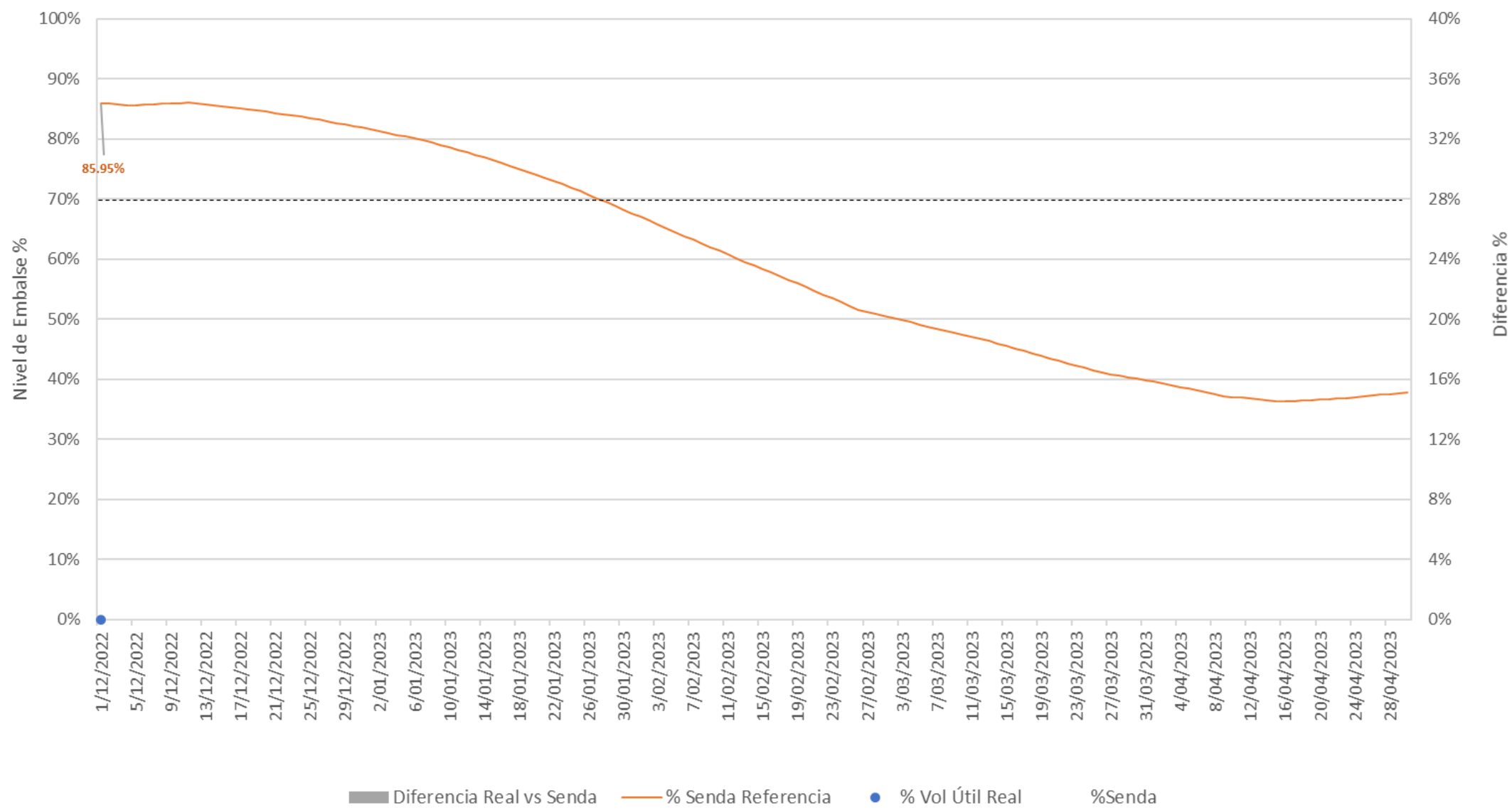


Menores y FERN



Nueva Senda de Referencia para el Verano 2022-2023

Evolución del embalse del SIN



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.

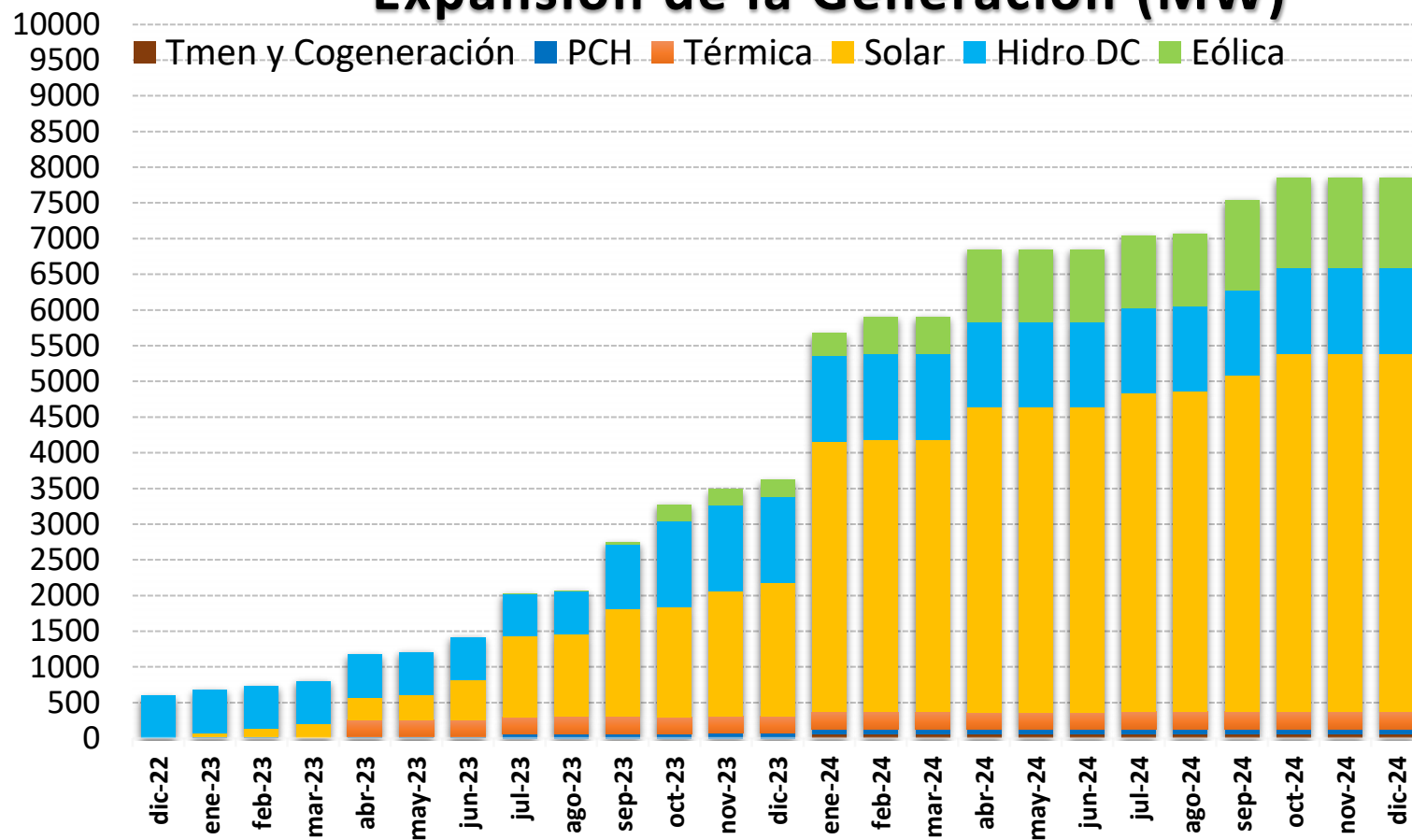
Condición Inicial Embalse  Nov 27, 87.1%	Intercambios Internacionales  No se consideran	Mantenimientos Generación  Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte	Costos de racionamiento  Ultimo Umbral UPME para noviembre 2022	Parámetros del SIN  PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas
Embalses*  MOI, MAX(MOS,NEP) Desbalances de 3.68 GWh/día promedio Se incluye Restricción CAR sistémica		Información combustibles  Precios: Reportados por UPME (Act. Dic/2021). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.		Expansión Generación  Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.

*Se incluye restricción del embalse Miraflores por mantenimiento que inicia el 1 de abril de 2023 y finaliza el 31 de agosto del mismo año.

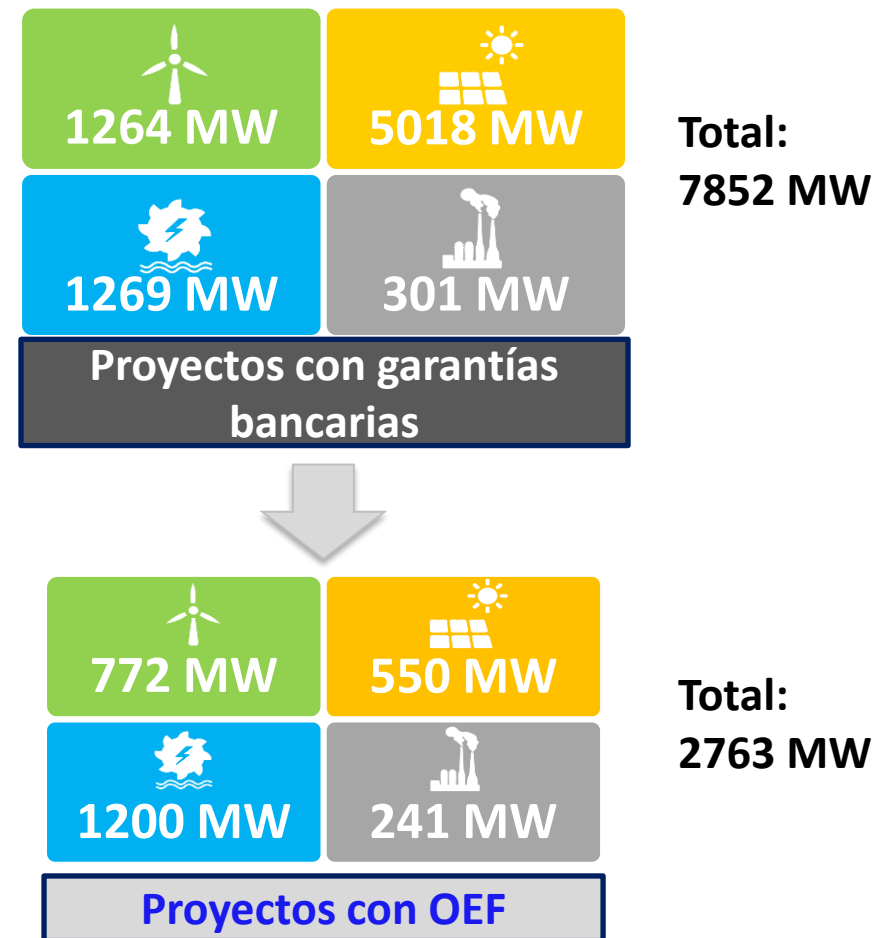
El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:
<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



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

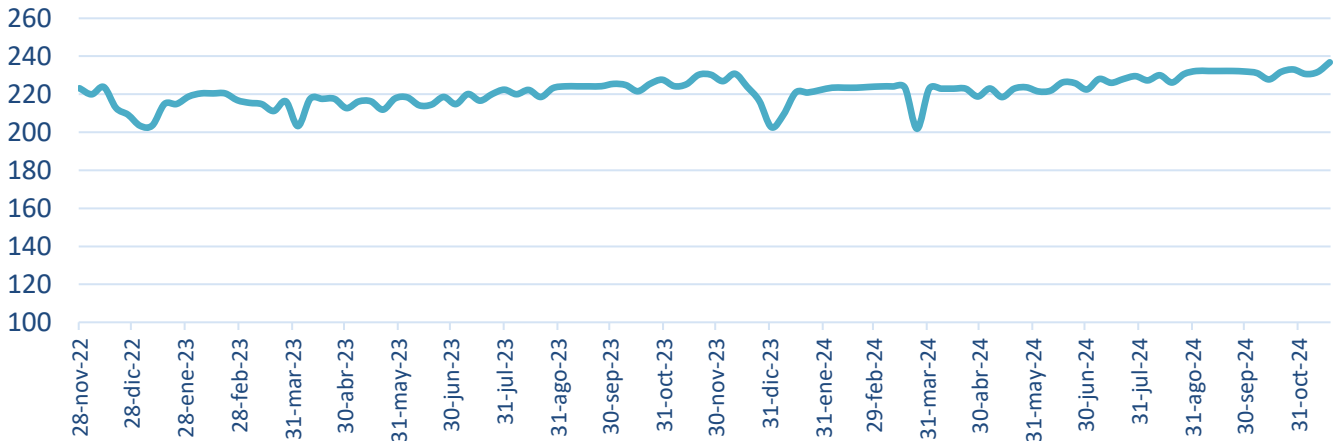
- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
- Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

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

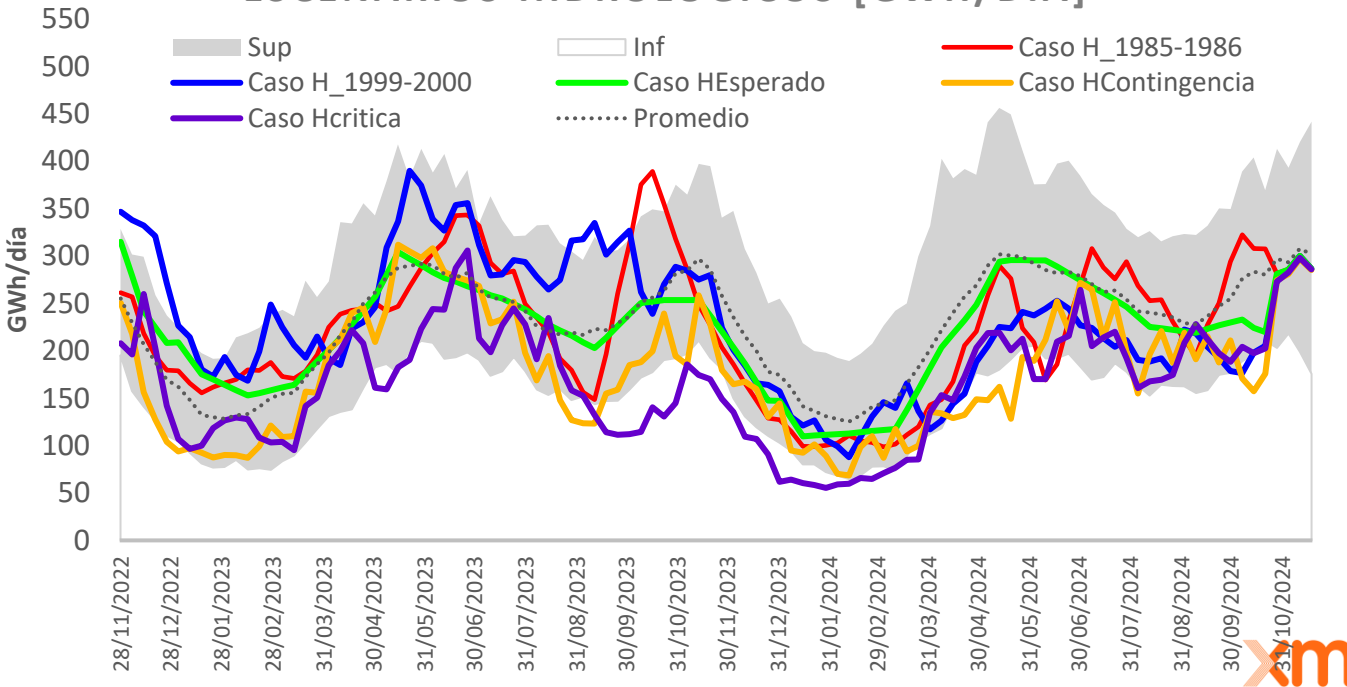
Demandas Del SIN - GWh



Hidrología

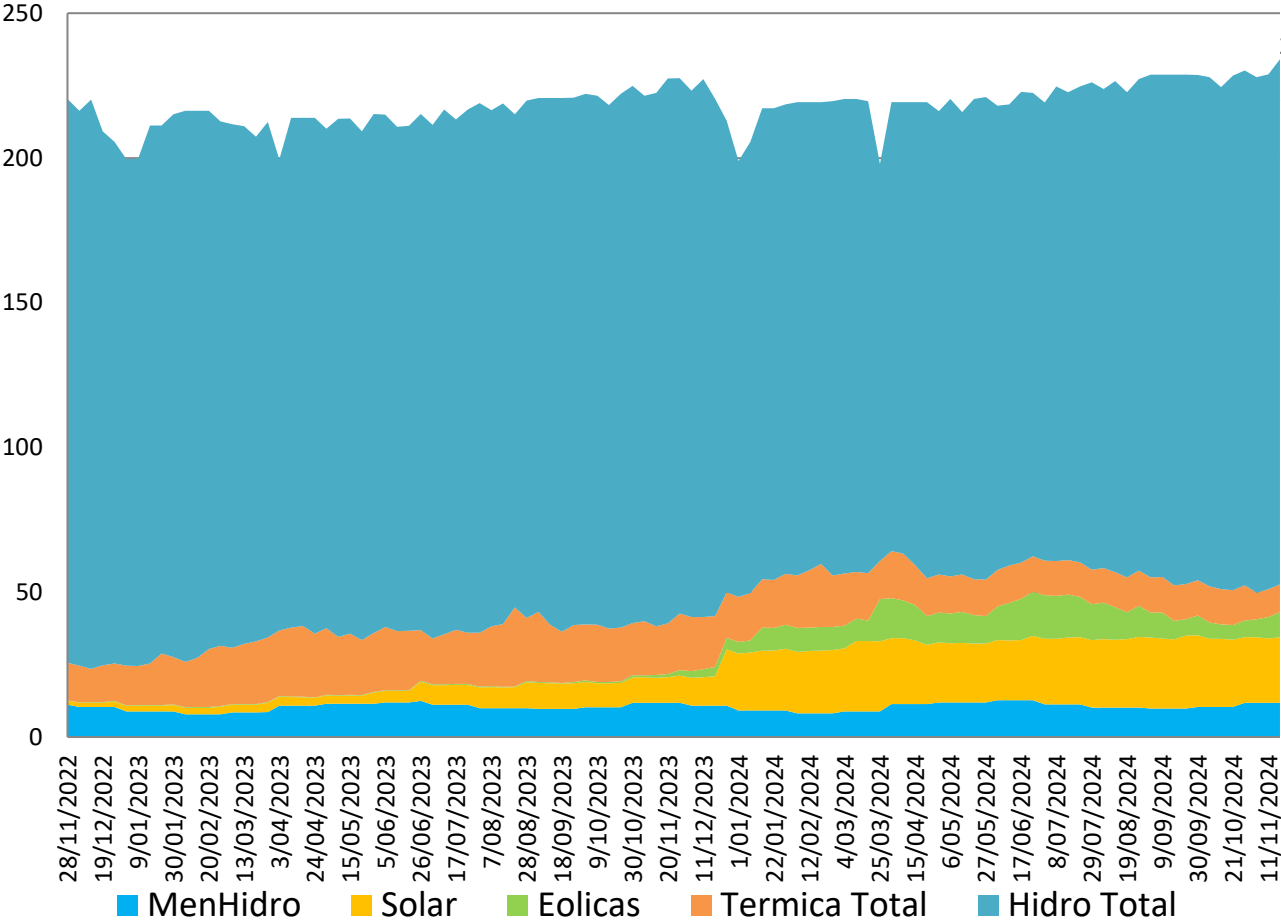
1	H 1985-1987: hidrología histórica del periodo nov de 1985 a oct de 1987	4	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
2	H 1999-2001: hidrología histórica del periodo nov de 1999 a oct de 2001	5	Caso H Crítica : Hidrología histórica del periodo nov 2014 a oct de 2016 .
3	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.	Estocástico	100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

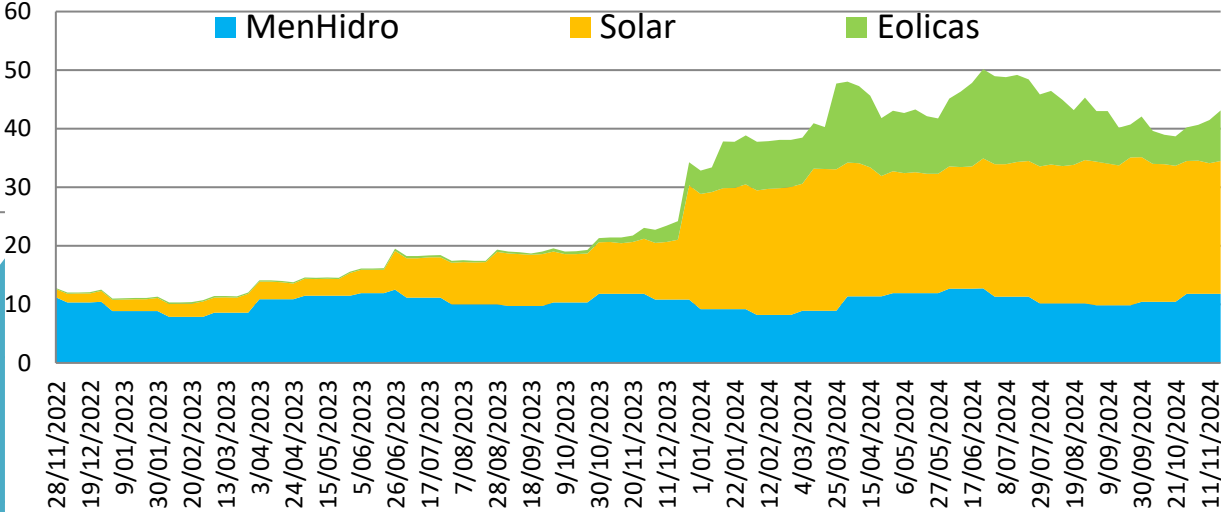


Resultados Estocásticos

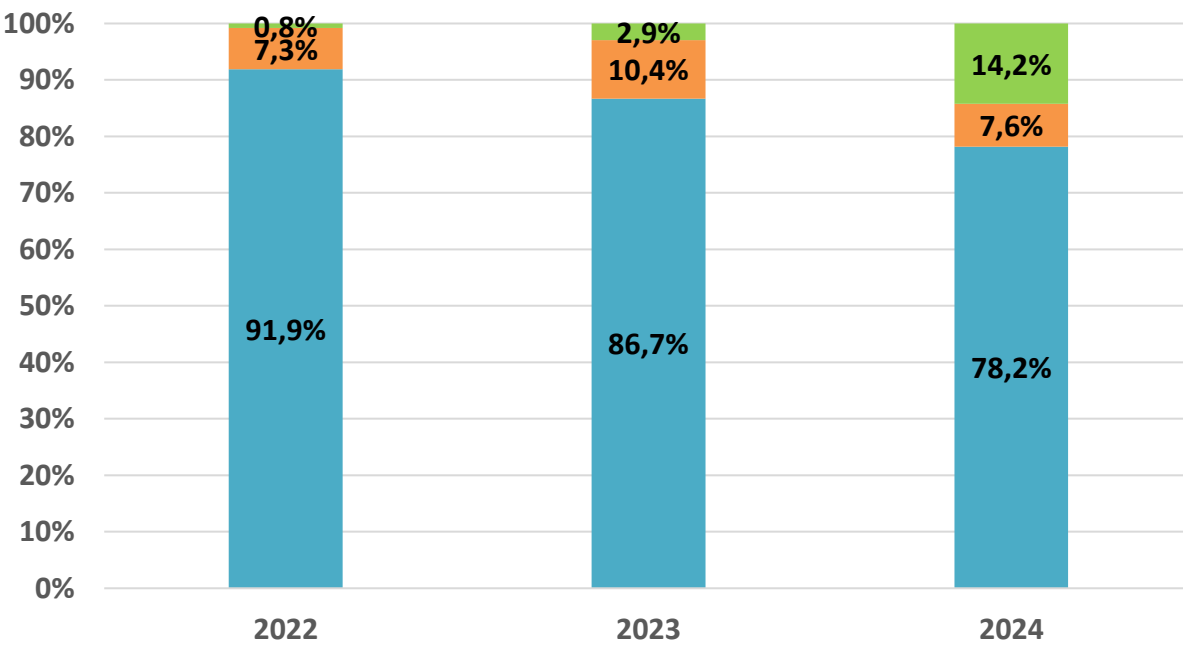
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



Generación Renovable Promedio - GWh/día



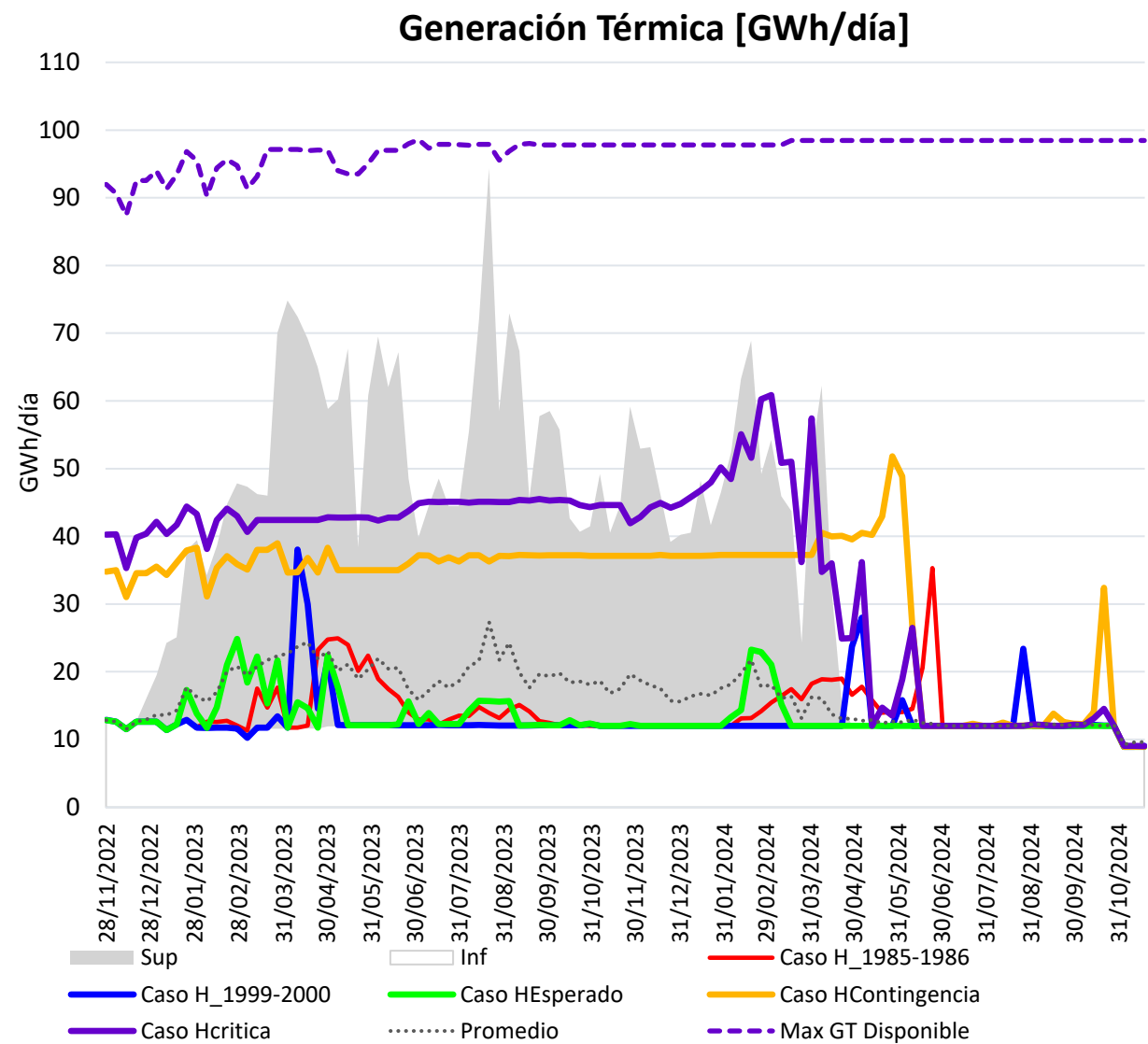
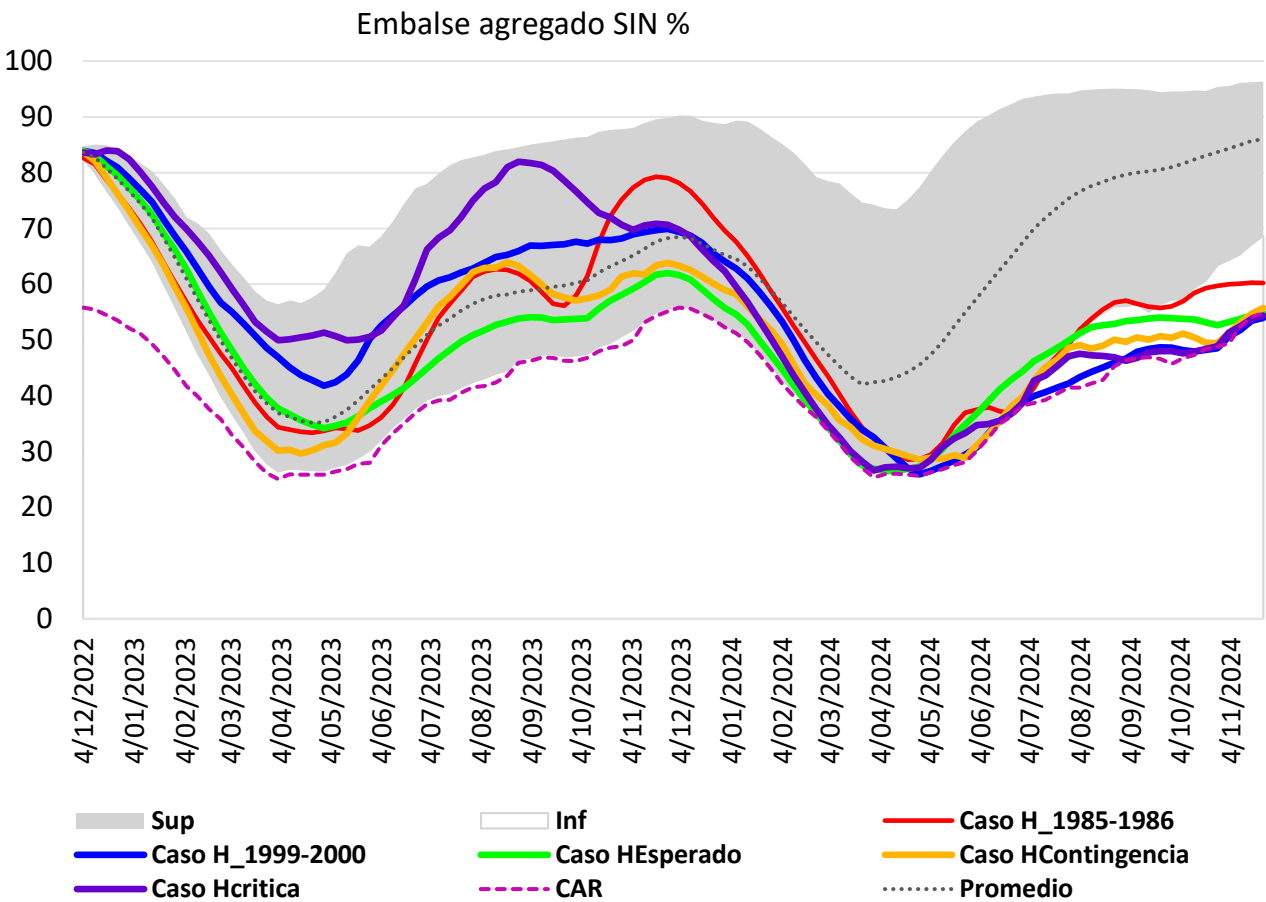
Participación de la generación en la atención de la demanda



Hidráulica Térmica Renovable

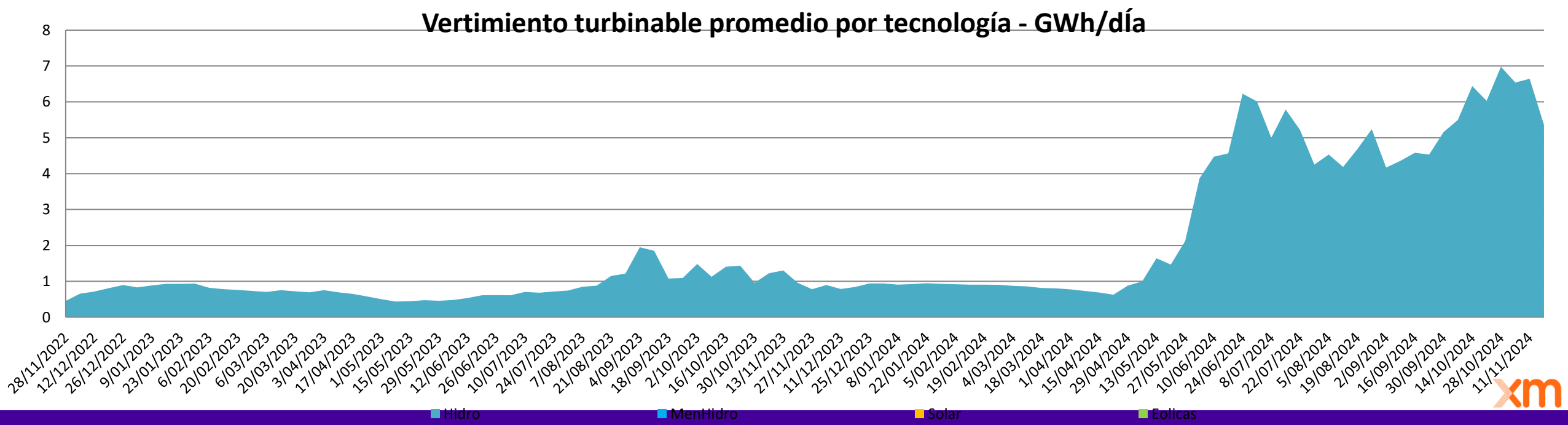
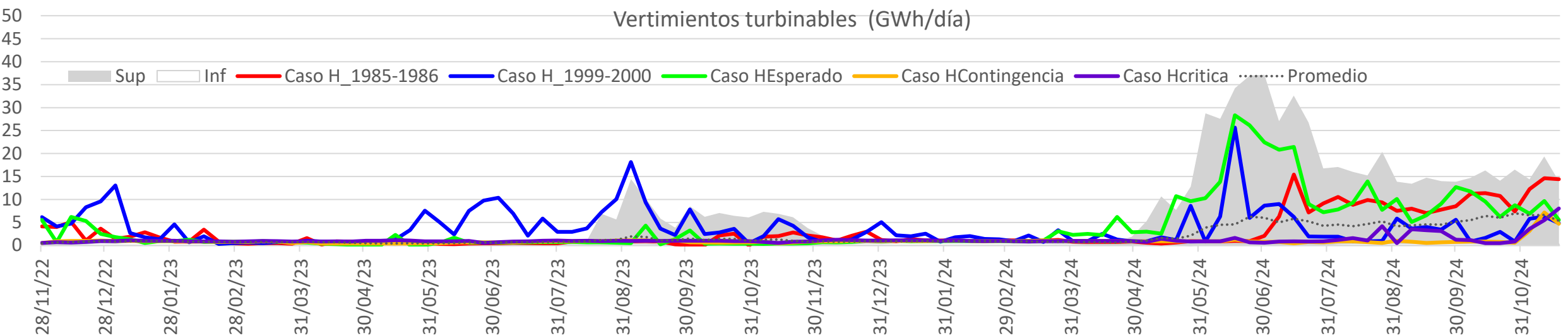


Resultados Determinísticos



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

Resultados de Vertimientos Turbinables





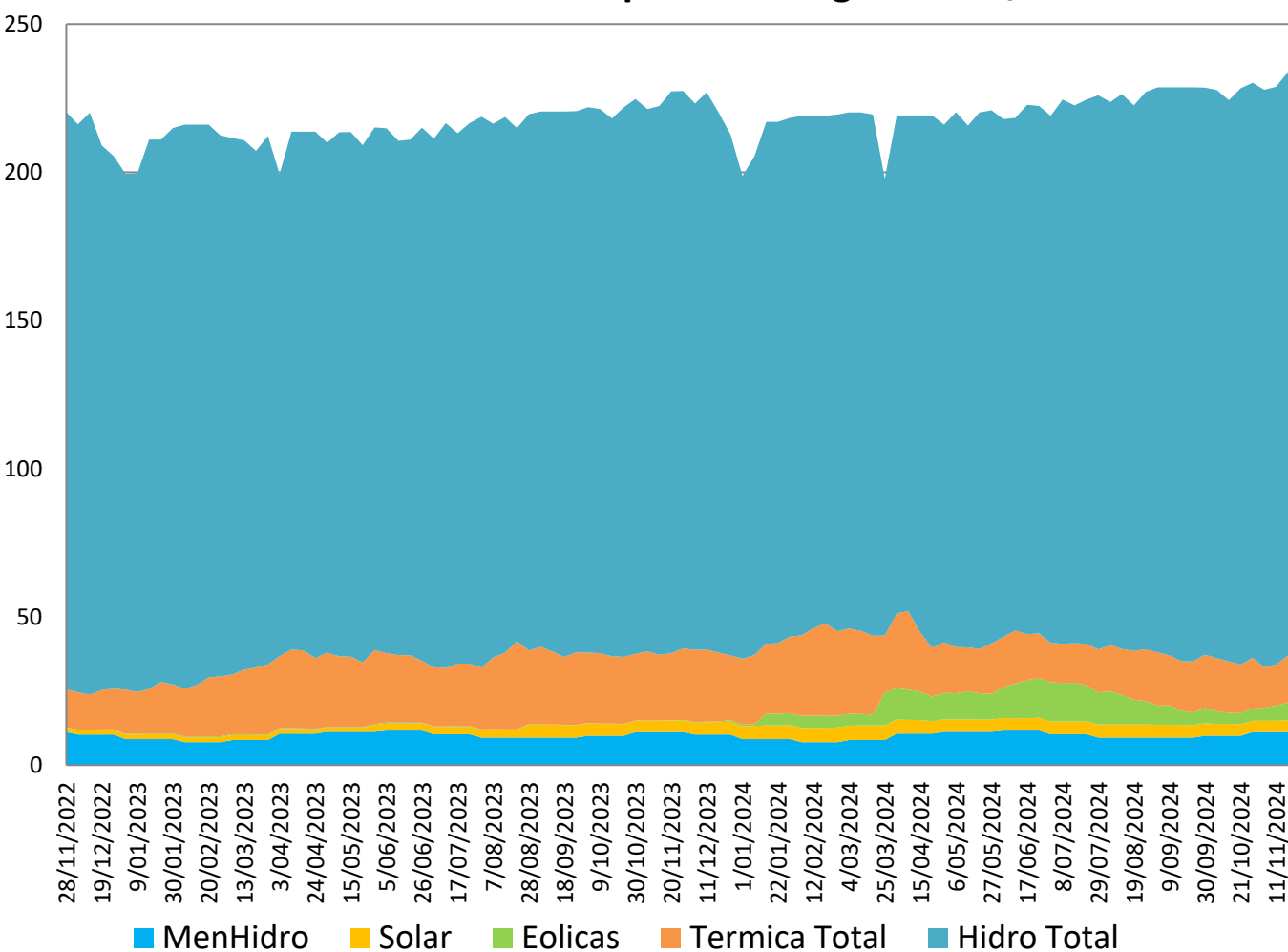
» PANORAMA ENERGÉTICO DE MEDIANO PLAZO

Sensibilidad proyectos con OEF

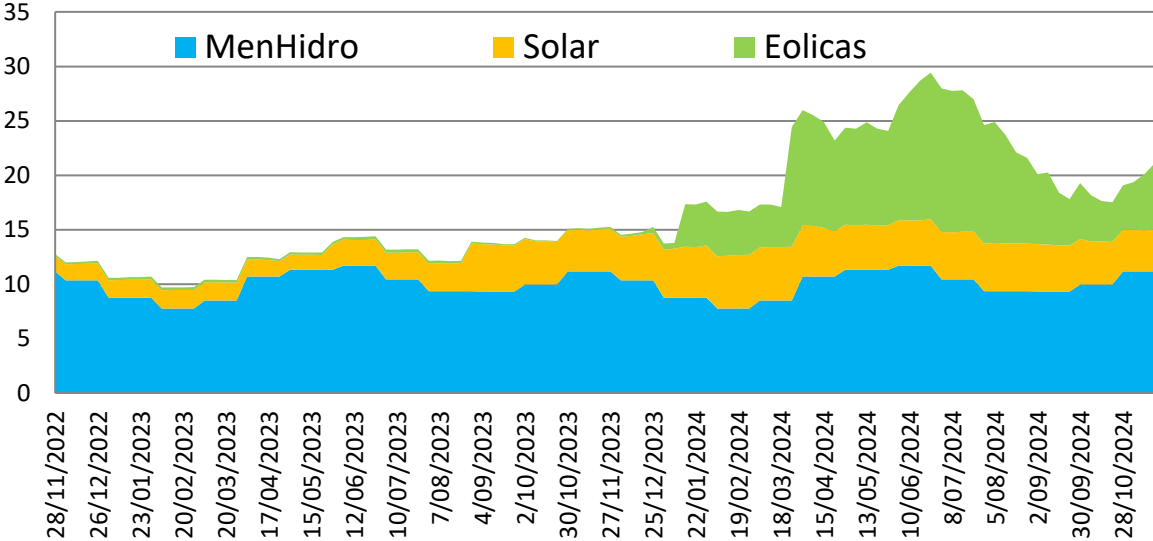
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) sobre el modelo estocástico.

Resultados Estocásticos

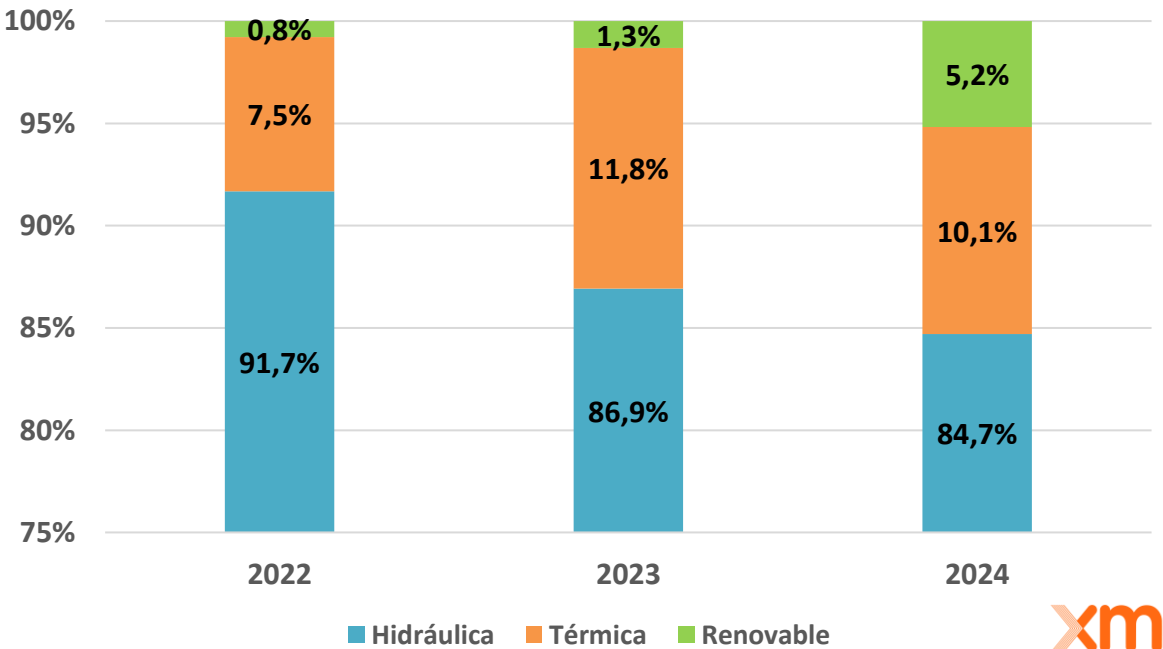
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



Generación Renovable Promedio - GWh/día



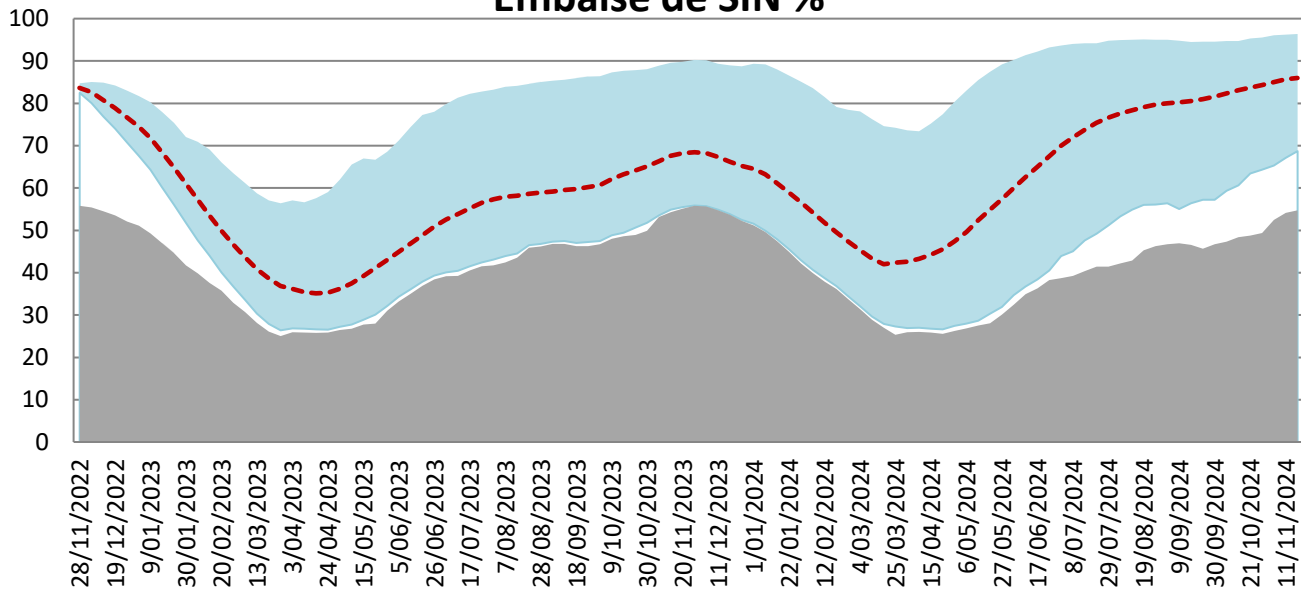
Participación de la generación en la atención de la demanda



Comparación resultados

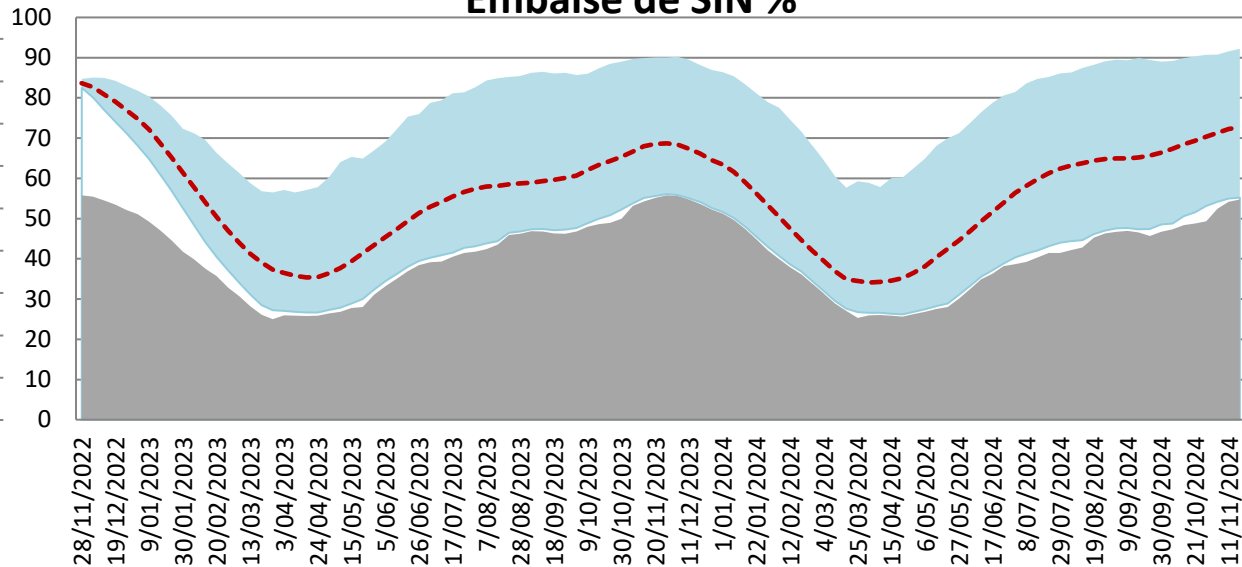
Resultados – Todos los proyectos

Embalse de SIN %

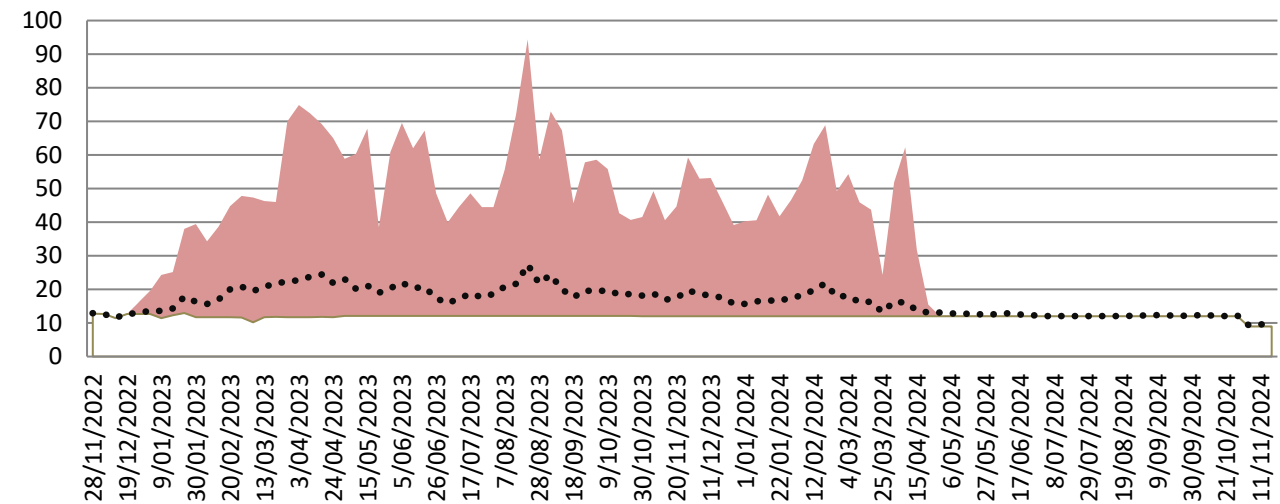


Resultados – Proyectos OEF

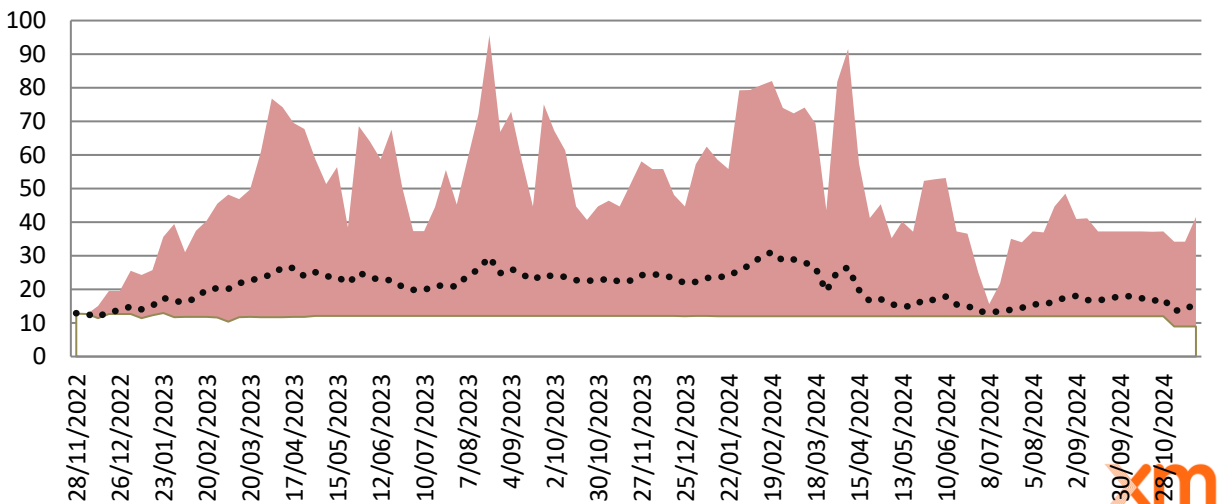
Embalse de SIN %



Generación Térmica GWh/día



Generación Térmica GWh/día





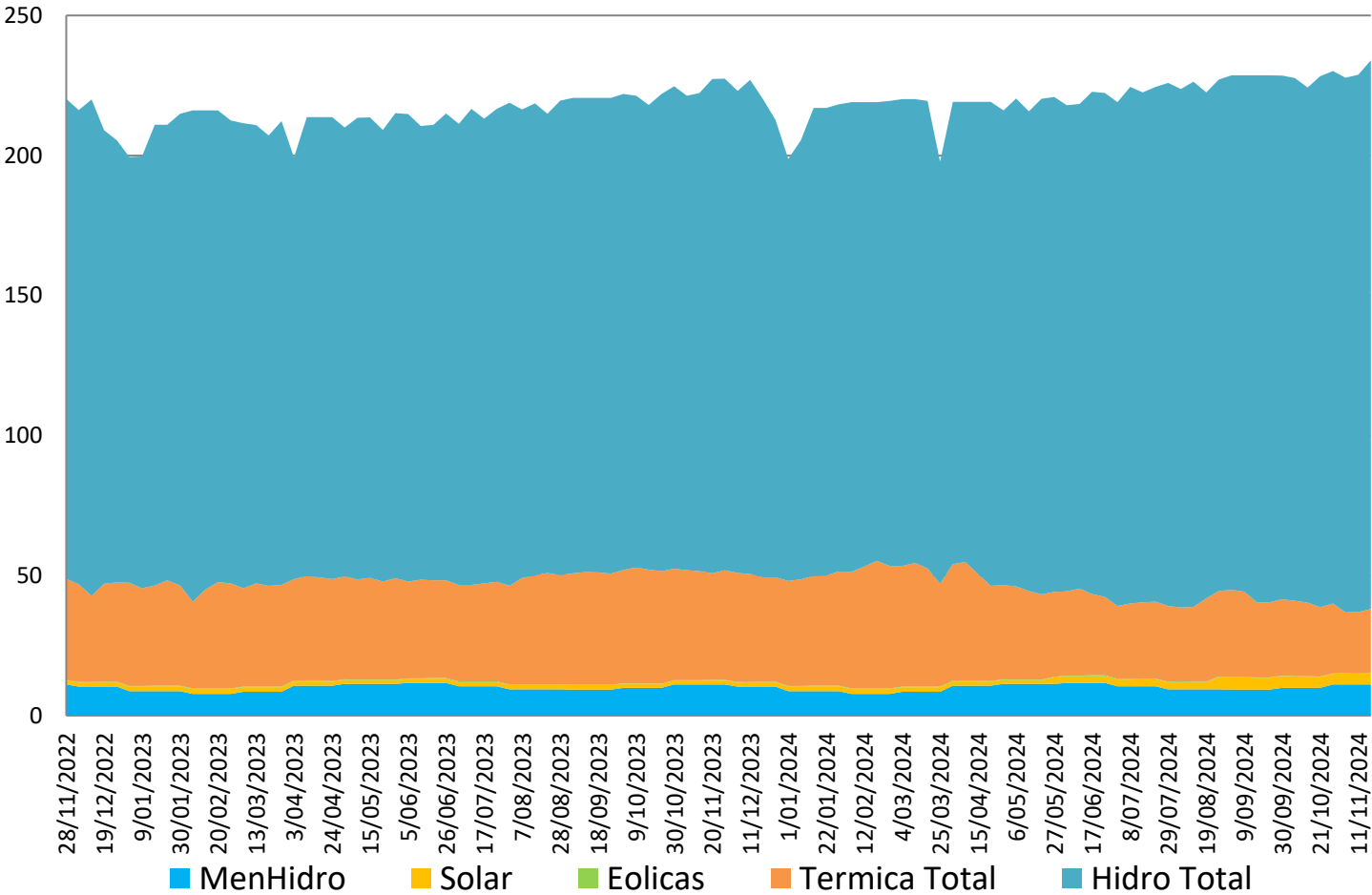
» PANORAMA ENERGÉTICO DE MEDIANO PLAZO

Sensibilidad proyectos con OEF con FPO atrasada un año

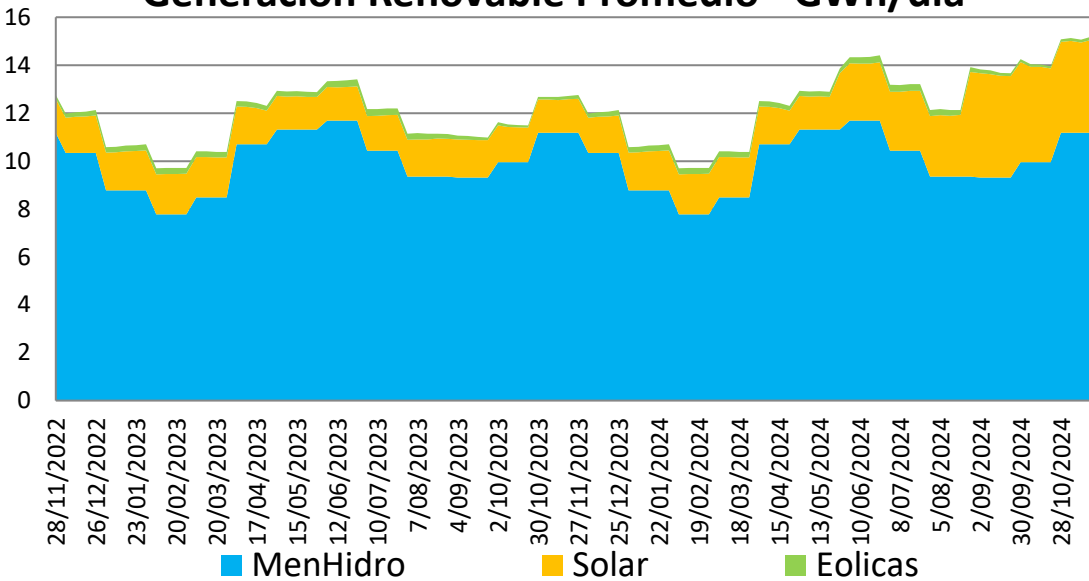
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF). Adicionalmente, se presenta un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico.

Resultados Estocásticos

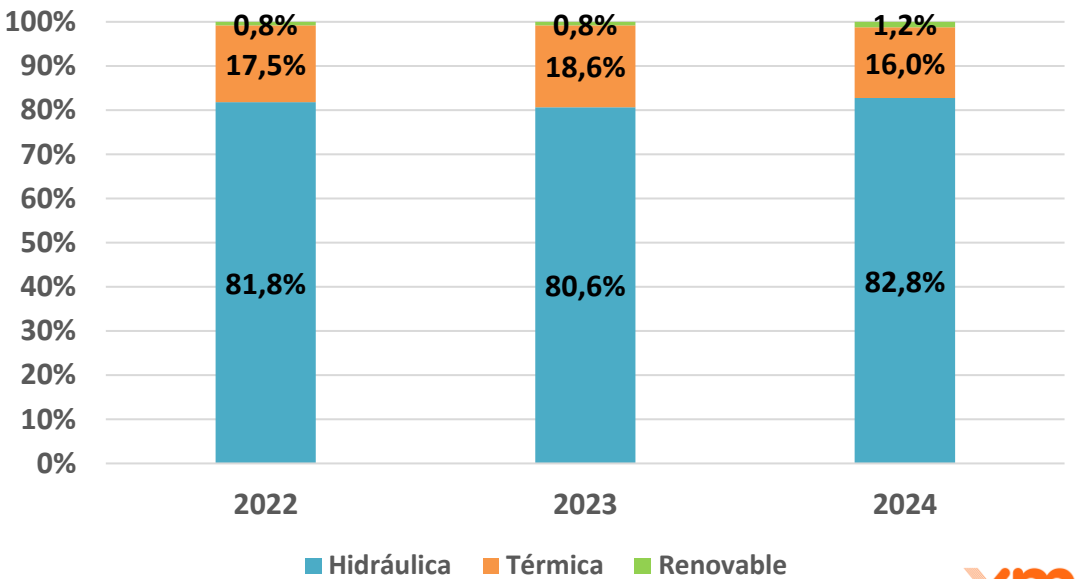
Generación Promedio por Tecnología- GWh/día



Generación Renovable Promedio - GWh/día



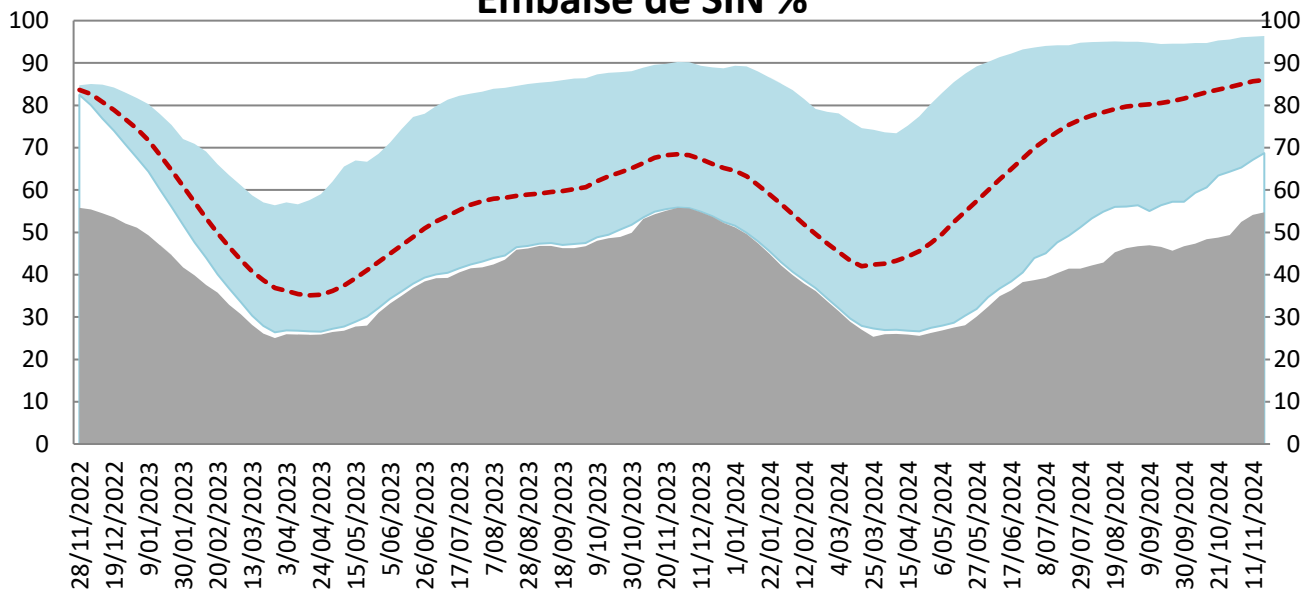
Participación de la generación en la atención de la demanda



Comparación resultados

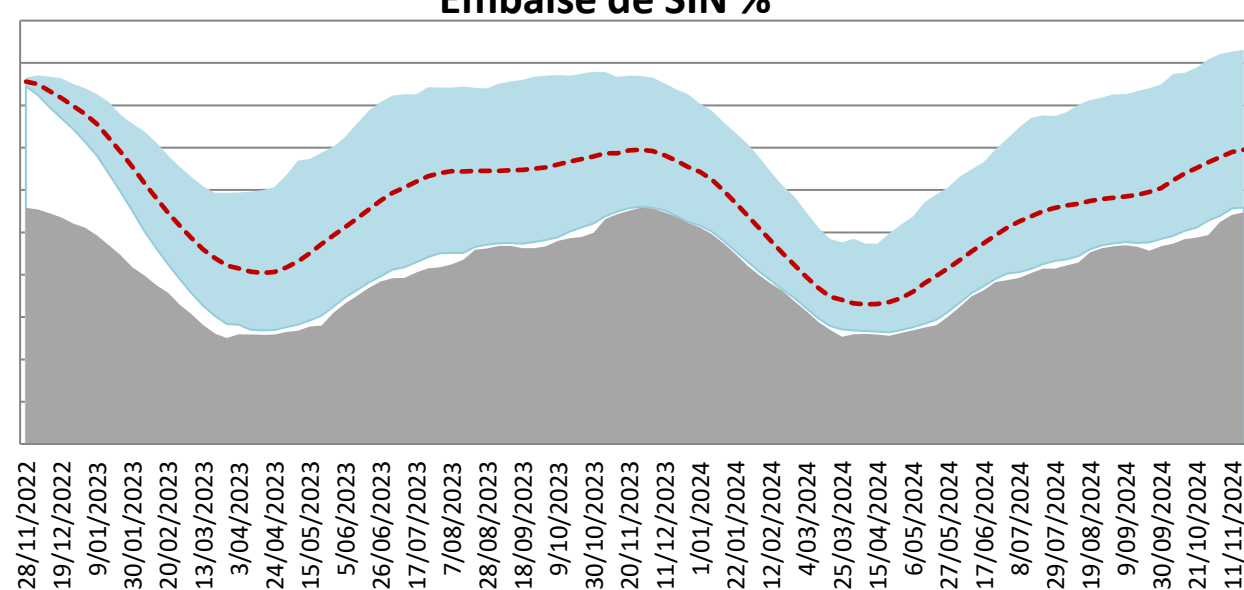
Resultados – Todos los proyectos

Embalse de SIN %

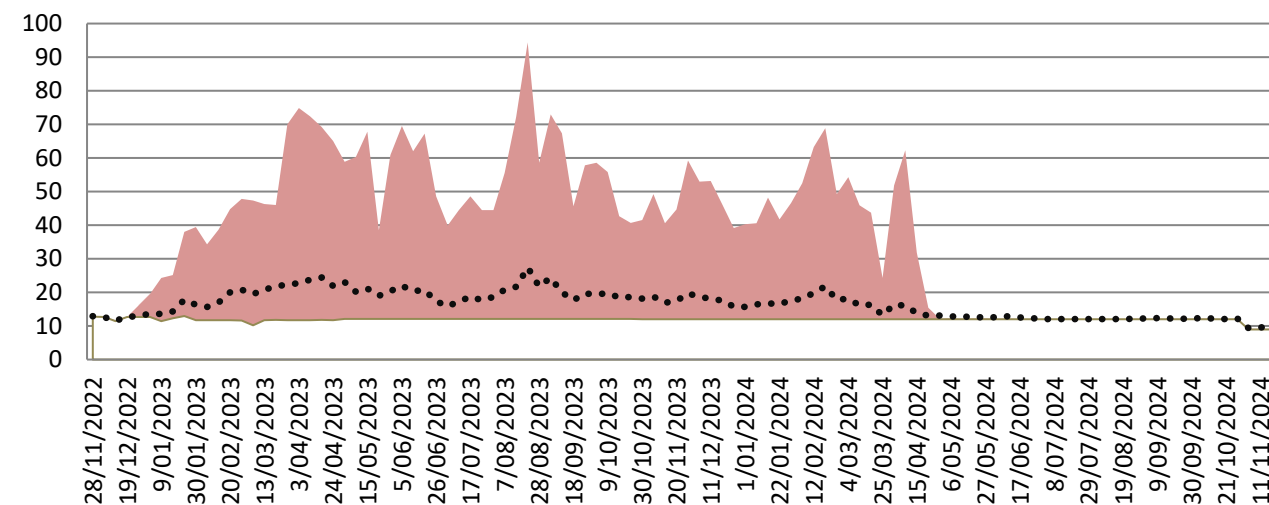


Resultados – Proyectos OEF atrasados 1 año

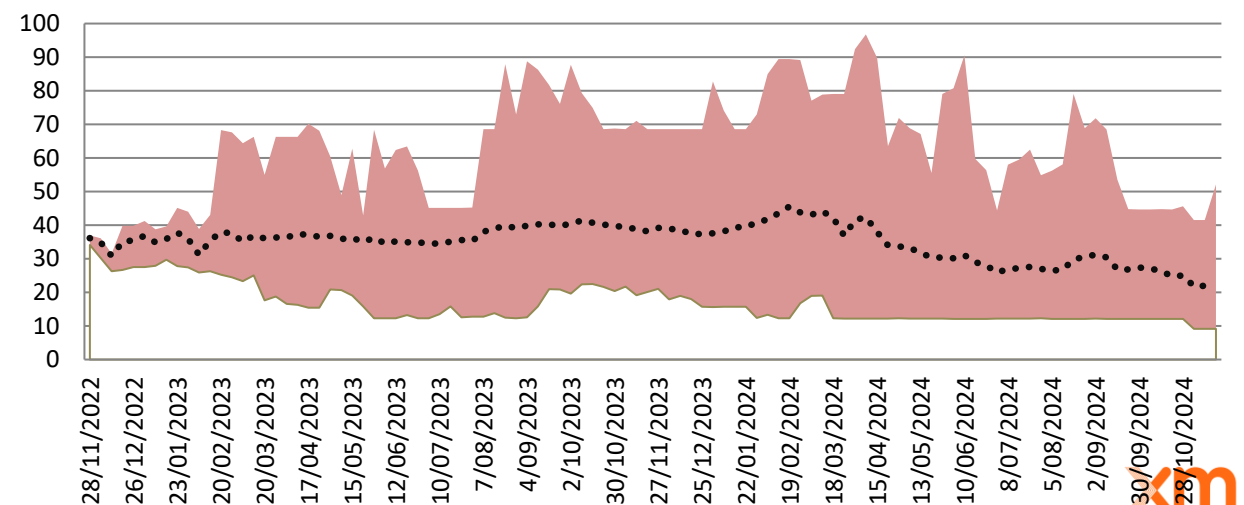
Embalse de SIN %



Generación Térmica GWh/día



Generación Térmica GWh/día



Conclusiones y Recomendaciones

- » En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados, y bajo todas las sensibilidades expuestas, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- » De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 0.8% al inicio del horizonte del estudio a 14.2% al final del mismo.
- » Los niveles de aportes de las semanas previas al estudio derivan en una generación térmica similar para todos los escenarios del caso estocástico, presentando valores aproximados correspondientes al mínimo requerido desde el punto de vista de restricciones eléctricas
- » El impacto de solo considerar proyectos con OEF se da principalmente en la participación de la atención de la demanda del año 2024, donde se tiene una reducción de las fuentes renovables del 14.2% al 5.2% y un incremento de la generación térmica, pasando del 7.6% al 10.1%, el remanente es asumido como incremento con generación hidráulica.

Conclusiones y Recomendaciones

- » Bajo el escenario de solo proyectos con OEF y considerando un atraso de un año a todos estos en su fecha de puesta en operación, se observa un incremento relevante de la generación térmica, la cual alcanza valores de participación de la demanda total anual en el año 2024 del 16%.
- » La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.
- » El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

3. Situación Operativa



Fechas entradas de proyectos



Fechas de entrada de proyectos

Nombre	Estado	FPO	FIPPS	Observaciones	Fecha de actualización
Etapa 1	En trámite	30/06/2023	28/11/2022	Se ajustan las fechas por el avance real del Proyecto.	24/11/2022
Etapa 1	En trámite	30/11/2023	30/11/2023	Fecha solicitada de acuerdo a la Res. CREG 101-25/2022	05/09/2022
Etapa 1	En trámite	28/02/2023	28/02/2023	Se modifica FPO para permitir el ingreso de requisitos.	18/08/2022
Etapa 1	En trámite	31/01/2023	31/01/2023	Se cambia FPO para permitir el ingreso de datos.	18/08/2022
Etapa 1	En trámite	31/07/2022	31/07/2022	Se normaliza FPO.	02/08/2022
Etapa 1	En trámite	31/01/2023	31/01/2023	Se modifica la FPO para permitir el ingreso de los requisitos.	08/07/2022
Etapa 1	En trámite	31/12/2022	31/12/2022	Se ajusta fecha para el ingreso de información	19/05/2022
Etapa 1	En trámite	31/07/2022	30/07/2022	Se hace actualización a las fechas inicialmente consideradas.	22/04/2022
Etapa 1	En trámite	30/09/2022	30/09/2022	2/03/2022: Se ajustan fechas para permitir el ingreso de la información	02/03/2022
Etapa 1	En trámite	31/07/2022	30/07/2022		01/03/2022

La actualización de las fechas de entrada de los proyectos con la información más real de manera oportuna es un insumo fundamental, para los análisis de planeamiento operativo y las respectivas señales que del mismo se derivan.

El cumplimiento de los plazos establecidos en el Acuerdo CNO 1612 se miden de acuerdo con la fecha de inicio de pruebas y fecha de puesta de operación, reportada por cada agente en el aplicativo.

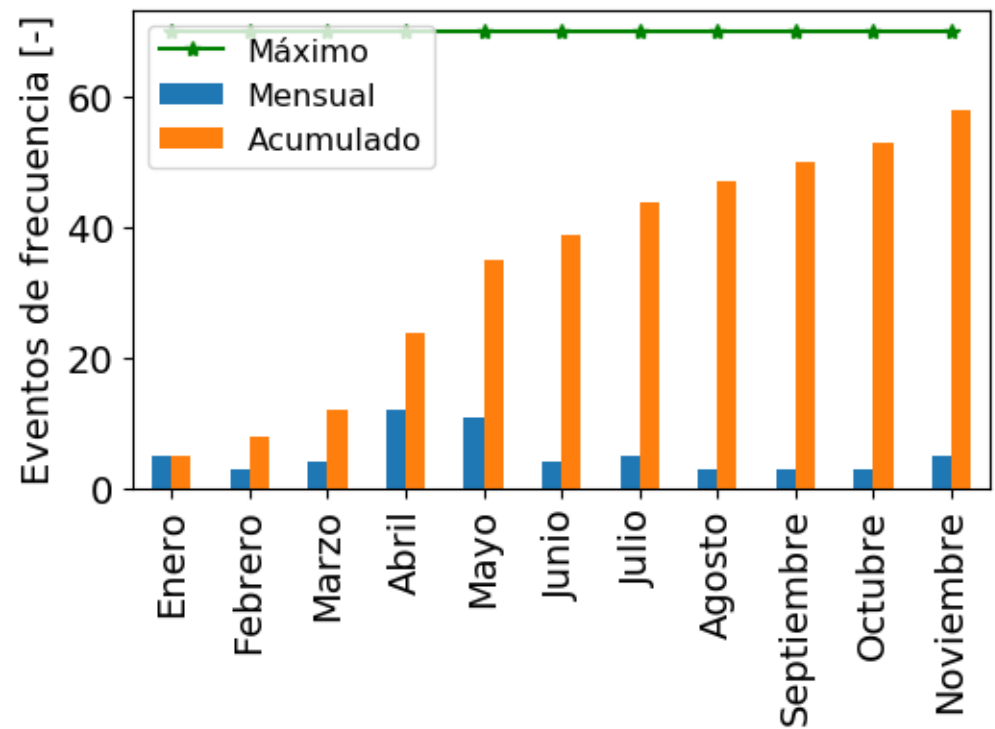
A photograph of a wind farm at sunset. Several wind turbines are visible in the background against a warm, orange and yellow sky. In the foreground, two workers wearing hard hats and safety gear are standing in a field of tall grass, looking towards the turbines. The image is partially framed by a dark blue geometric shape on the right side.

Indicadores de Operación

The logo consists of a stylized 'x' made of three parallel orange lines, followed by a white 'm'.

Sumando **energías**

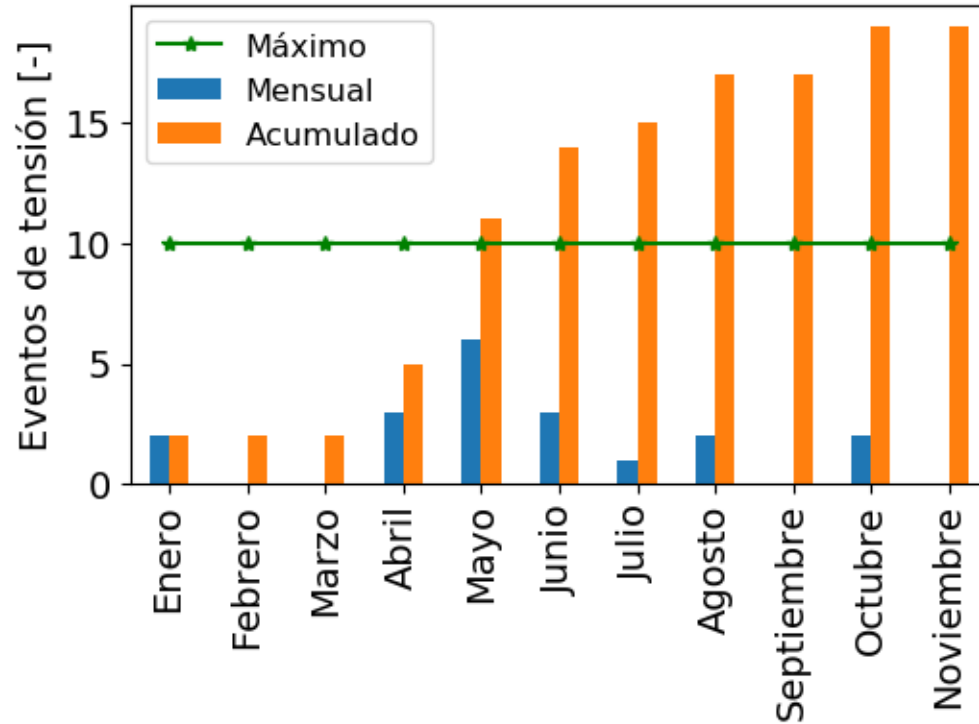
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Noviembre de 2022 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

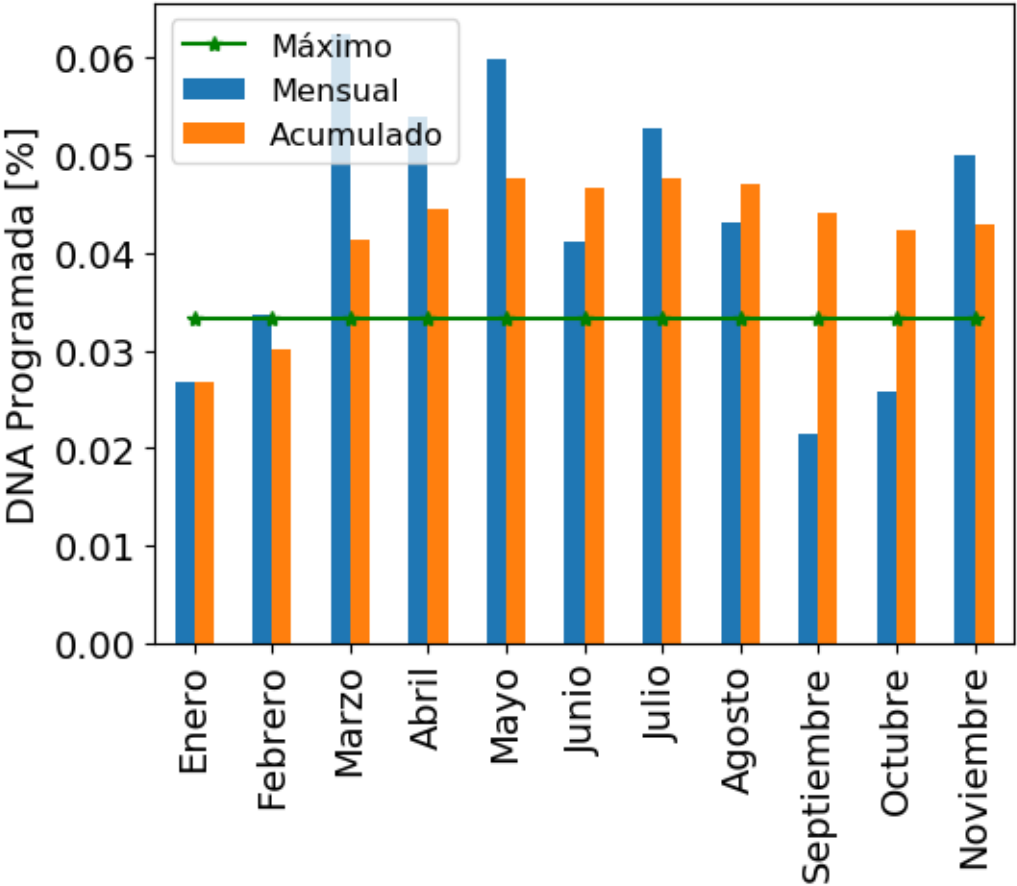
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-11-14 11:56	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad GUAVIO 4 con aproximadamente 241 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,739 Hz.	No
2022-11-29 11:54	4.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 2 de Ituango con aproximadamente 206.6 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,778 Hz.	No
2022-11-17 08:10	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de las 3 unidades de Guadalupe IV con aproximadamente 200 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,775 Hz.	No
2022-11-01 10:47	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad PORCE III 1 con aproximadamente 176 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,79 Hz.	No
2022-11-27 18:46	1.0	60.3	Eventos de frecuencia sucesivos entre las 18:46 y las 18:58 por falla general en el Sistema de AGC. La frecuencia alcanza un valor máximo 60.267 Hz.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



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

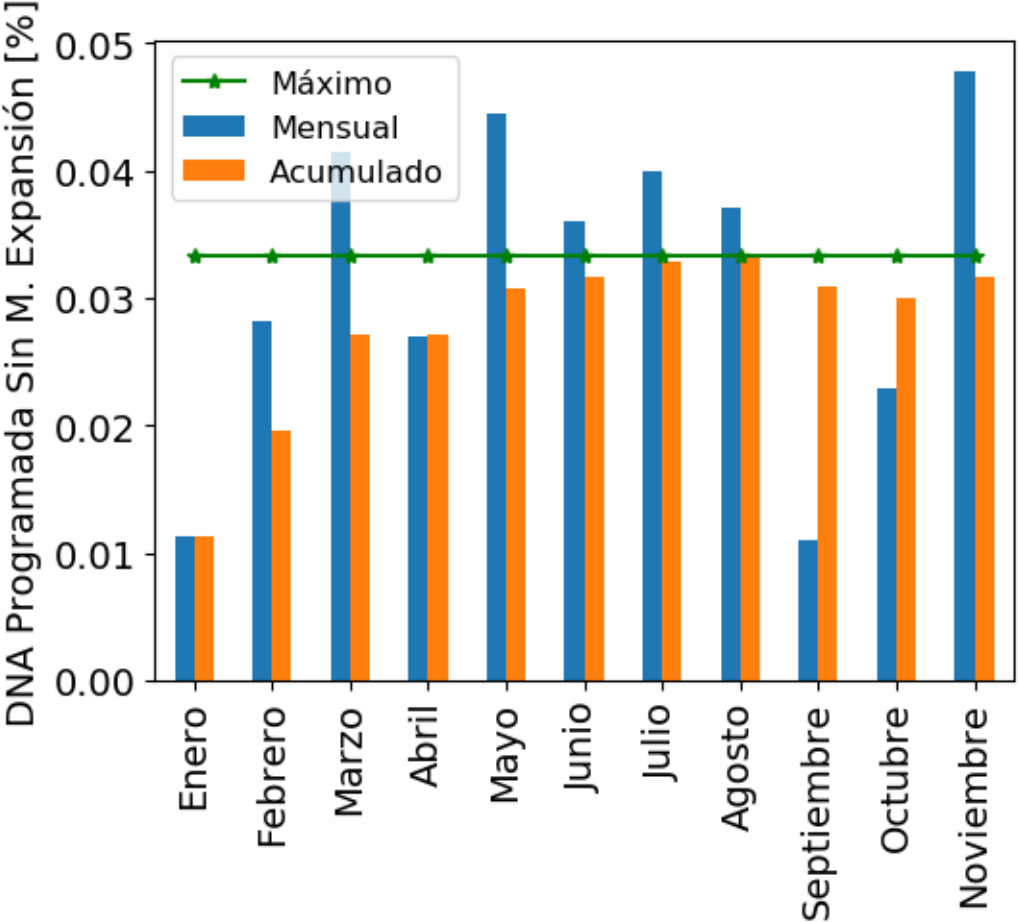
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 3.091 GWh en el mes de Noviembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	Energía	Descripción
2022-11-07 05:16	425.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0200100, C0207647, C0207648, C0207649, C0207650, C0207651, C0207652 y C0208454 de los activos VALLEDUPAR 3 120 MVA 220/34.5/13.8 kV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 13.8 kV, BL1 VALLEDUPAR A LA PAZ 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 220 kV, BAHIA ACOPLE 1 VALLEDUPAR 34.5 kV, BARRA VALLEDUPAR 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 12 60 MVA 220 KV, respectivamente.
2022-11-07 08:02	236.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216319 y C0216306 de los activos EL BOSQUE - CHAMBACU 2 66 kV y CHAMBACU 2 50 MVA 66/13.8/7.6 kV, respectivamente.
2022-11-03 07:31	235.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216312 y C0216311 de los activos BL1 COVEÑAS A CHINU 110 kV y BL1 COVEÑAS A TOLUVIEJO 110 kV, respectivamente.
2022-11-14 06:05	234.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0213713, C0213810, C0213811, C0213812, C0213813, C0213814, C0213815 y C0215199 de los activos BARRA MANZANARES CORELCA 110 kV, BL1 MANZANARES (MAGDALENA) A SANTA MARTA 110 kV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 2 30 MVA 110 KV, MANZANARES (MAGDALENA) 2 30 MVA 110/13.8 kV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110 KV, MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110/13.8 kV, MANZANARES (MAGDALENA) - SANTA MARTA 1 110 kV y BL1 SANTA MARTA A MANZANARES(MAGDALENA) 110 kV, respectivamente.

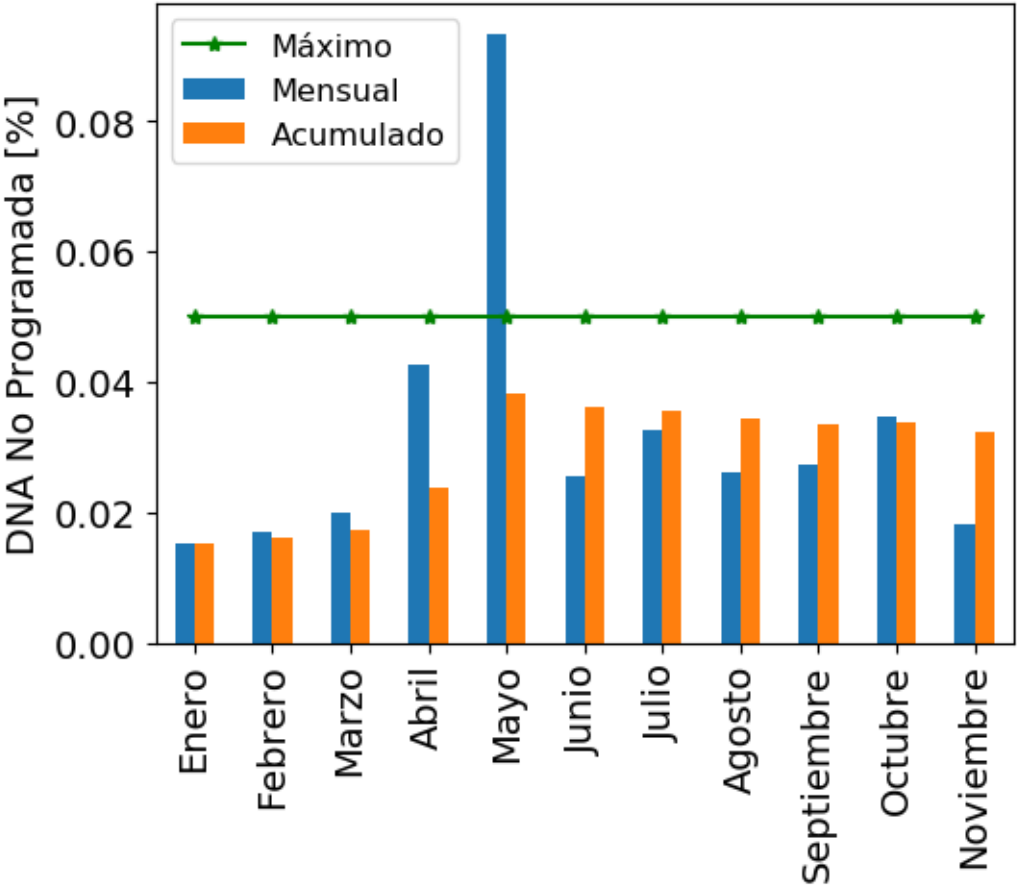
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.954 GWh en el mes de Noviembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	Energía	Descripción
2022-11-07 05:16	425.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0200100, C0207647, C0207648, C0207649, C0207650, C0207651, C0207652 y C0208454 de los activos VALLEDUPAR 3 120 MVA 220/34.5/13.8 KV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 13.8 kV, BL1 VALLEDUPAR A LA PAZ 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 220 kV, BAHIA ACOPLE 1 VALLEDUPAR 34.5 kV, BARRA VALLEDUPAR 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 12 60 MVA 220 KV, respectivamente.
2022-11-07 08:02	236.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216319 y C0216306 de los activos EL BOSQUE - CHAMBACU 2 66 kV y CHAMBACU 2 50 MVA 66/13.8/7.6 kV, respectivamente.
2022-11-03 07:31	235.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216312 y C0216311 de los activos BL1 COVEÑAS A CHINU 110 kV y BL1 COVEÑAS A TOLUVIEJO 110 kV, respectivamente.
2022-11-14 06:05	234.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0213713, C0213810, C0213811, C0213812, C0213813, C0213814, C0213815 y C0215199 de los activos BARRA MANZANARES CORELCA 110 kV, BL1 MANZANARES (MAGDALENA) A SANTA MARTA 110 kV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 2 30 MVA 110 KV, MANZANARES (MAGDALENA) 2 30 MVA 110/13.8 kV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110 KV, MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110/13.8 kV, MANZANARES (MAGDALENA) - SANTA MARTA 1 110 kV y BL1 SANTA MARTA A MANZANARES(MAGDALENA) 110 kV, respectivamente.

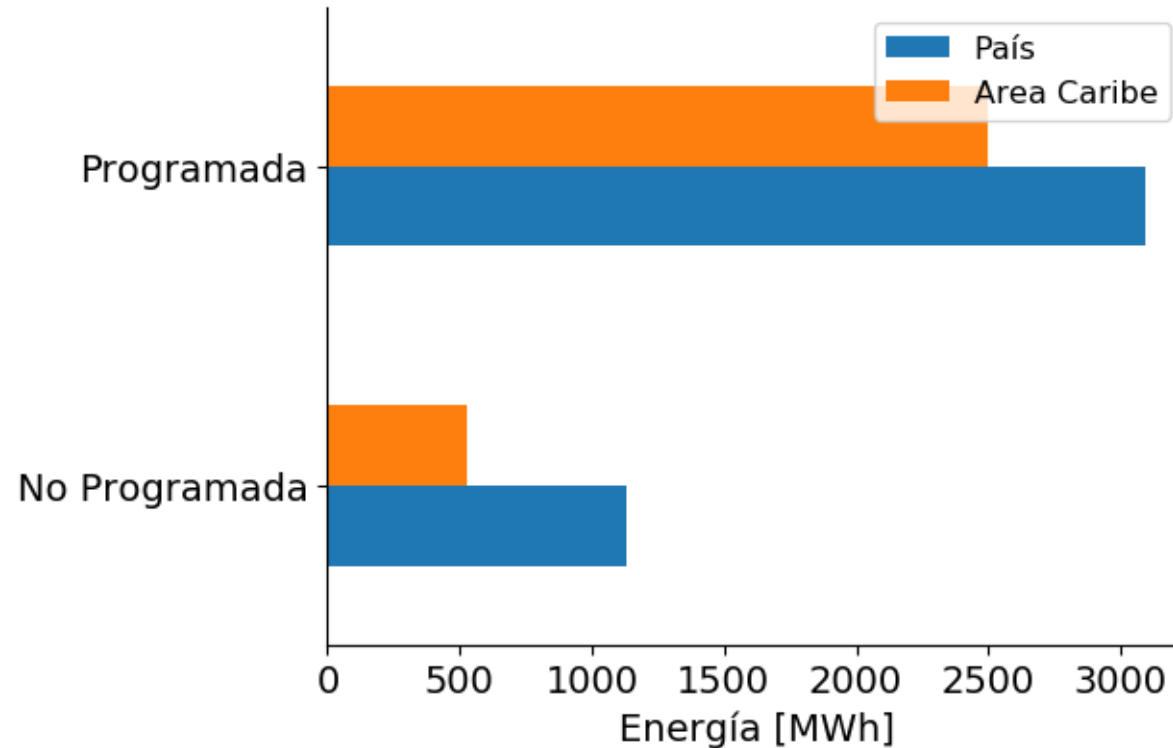
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.134 GWh en el mes de Noviembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha	Energía	Descripción
2022-11-27 00:23	291.2	Demanda no atendida por disparo del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial BUCHELY 115 kV.
2022-11-12 03:43	140.1	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kV.
2022-11-12 09:12	87.9	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 CERTEGUI (CHOCO) A ISTMINA 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial ISTMINA 115 kV.
2022-11-20 11:01	74.2	Demanda no atendida por instrucción CND por seguridad de la subárea Bolívar para controlar los cortes Sabanalarga - Ternera 2 220 kV / Sabanalarga - Bolívar 1 220 kV bajo las consignaciones C0205294 y C0215145 de BOLIVAR - SABANALARGA 2 220 kV y BL1 BOLIVAR (CARTAGENA) A EL COPEY 500 kV respectivamente.
2022-11-13 15:20	68.8	Demanda no atendida por disparo del activo SAN JUAN 2 50 MVA 110/34.5/13.8 kV.
2022-11-02 18:04	55.0	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 DONCELLO A CENTRO (FLORENCIA) 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial DONCELLO 115kV.

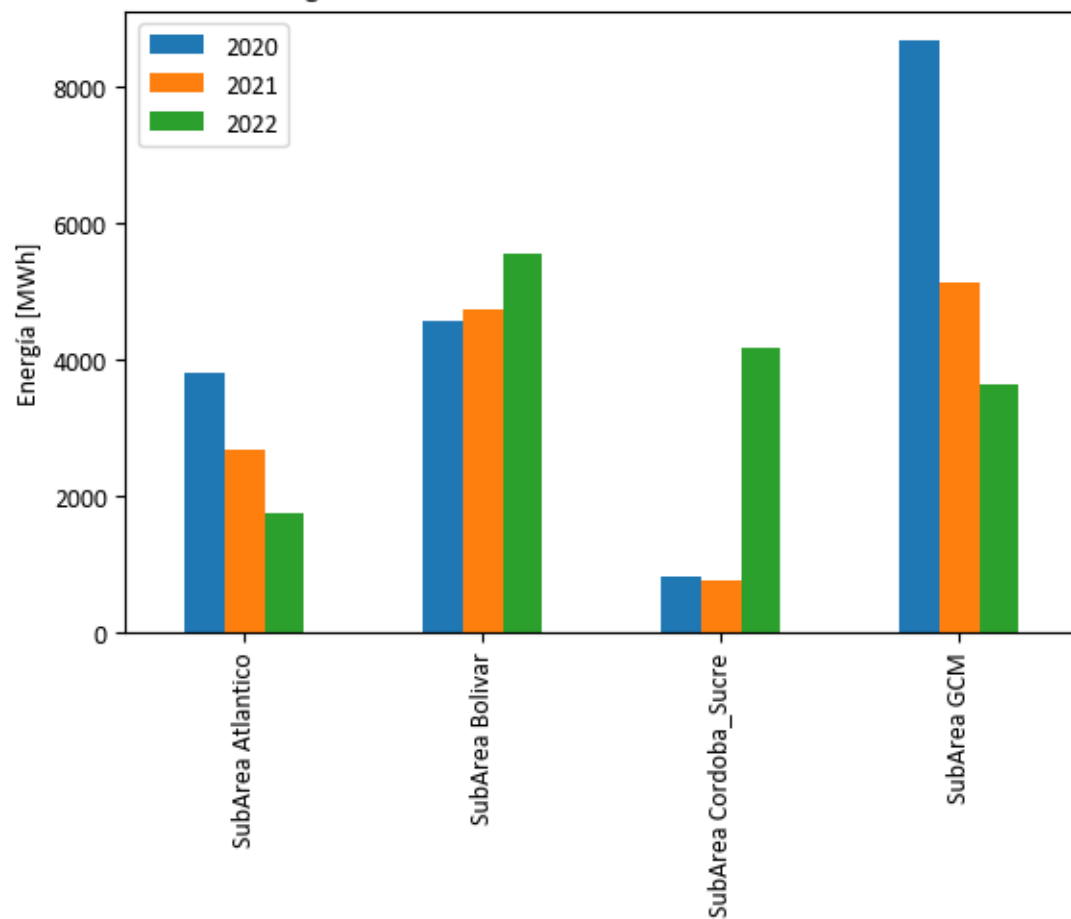
DNA Caribe vs. País



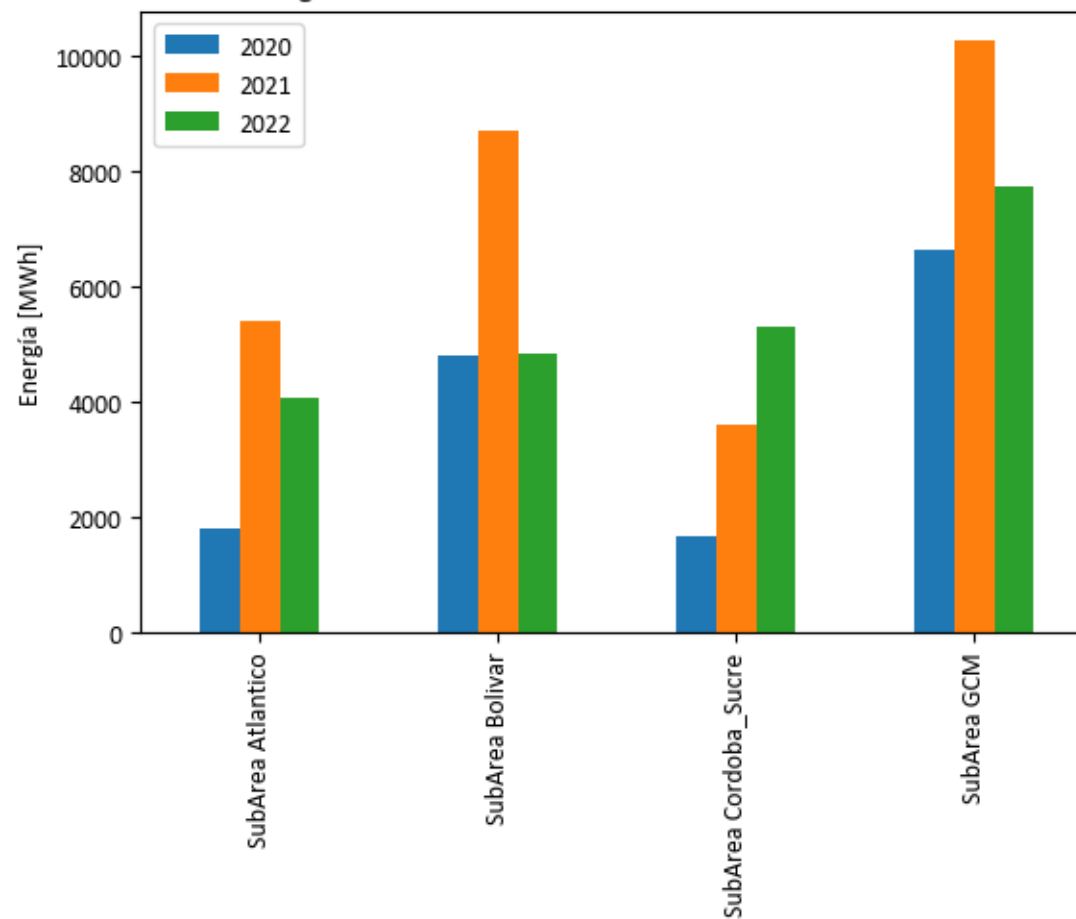
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.496 GWh, siendo un 80.73% de la demanda no atendida programada nacional (3.091 GWh) para el mes de Noviembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.530 GWh, siendo un 46.74% de la demanda no atendida no programada nacional (1.134 GWh) para el mes de Noviembre.

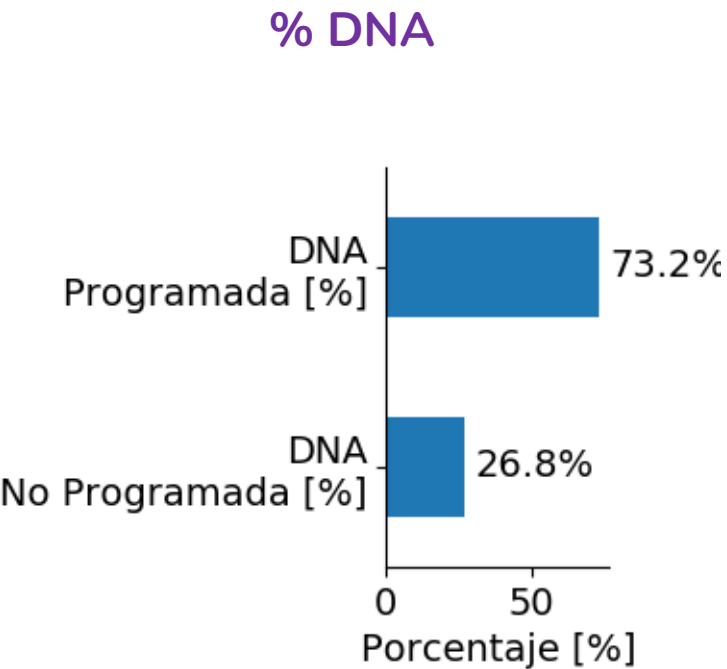
DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Noviembre



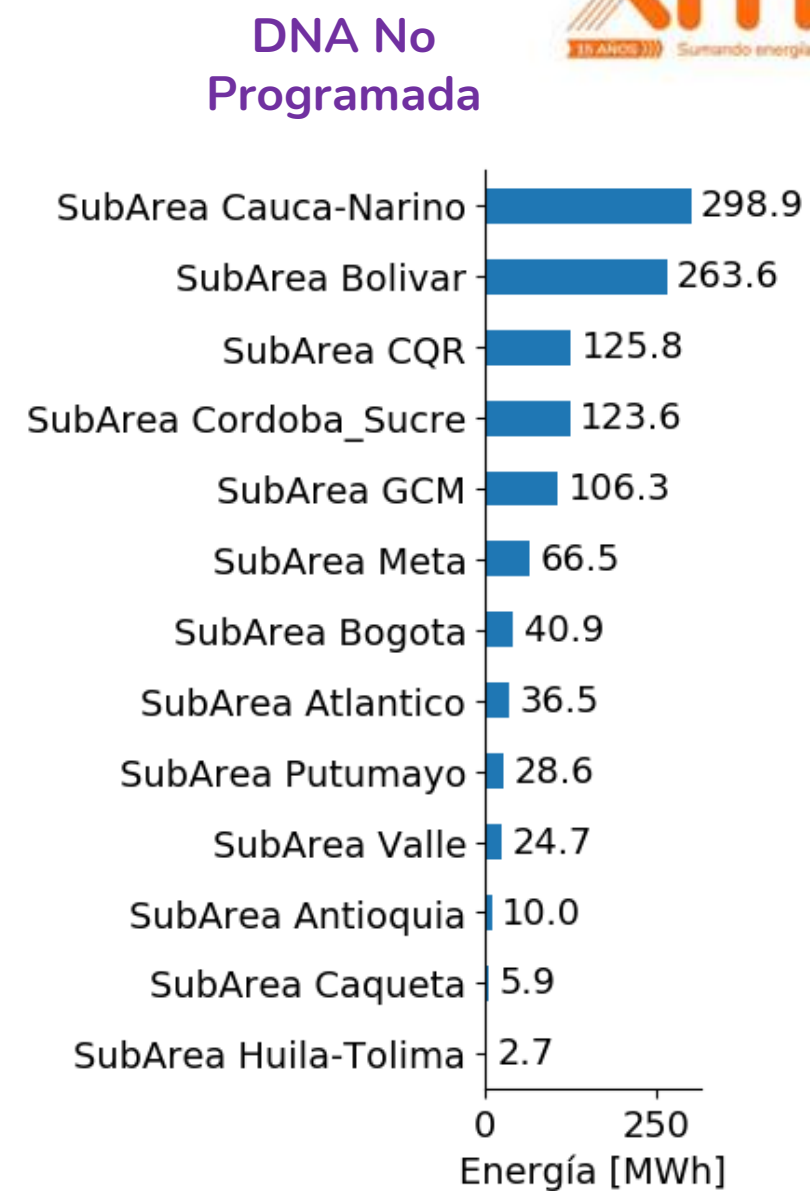
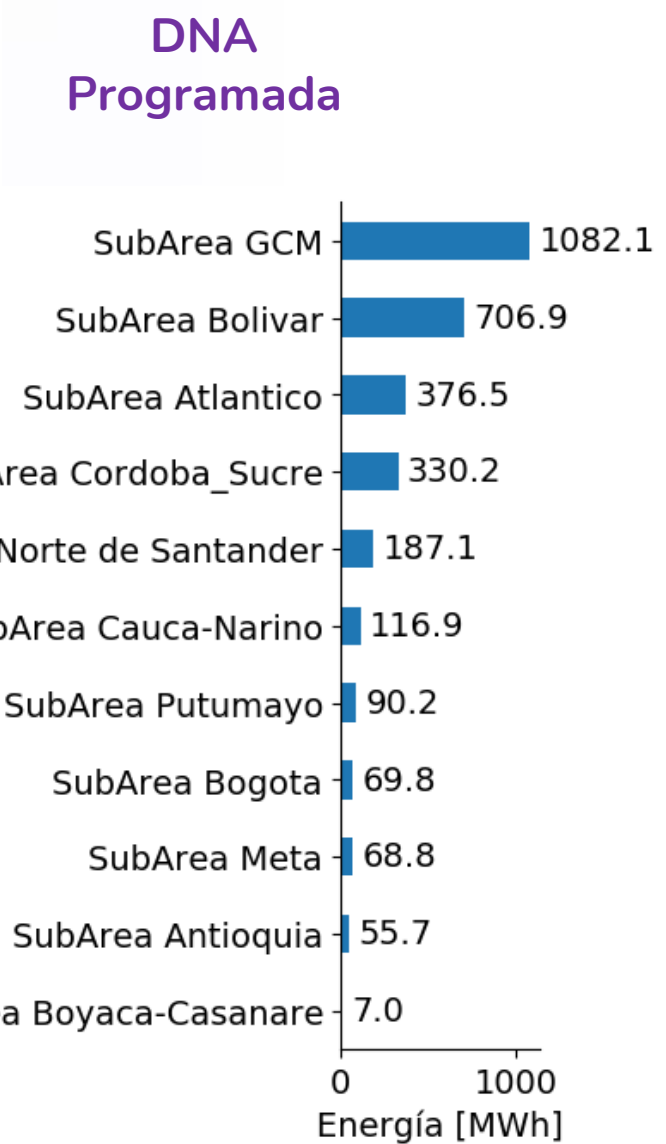
DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Noviembre



Resumen – Demanda no atendida



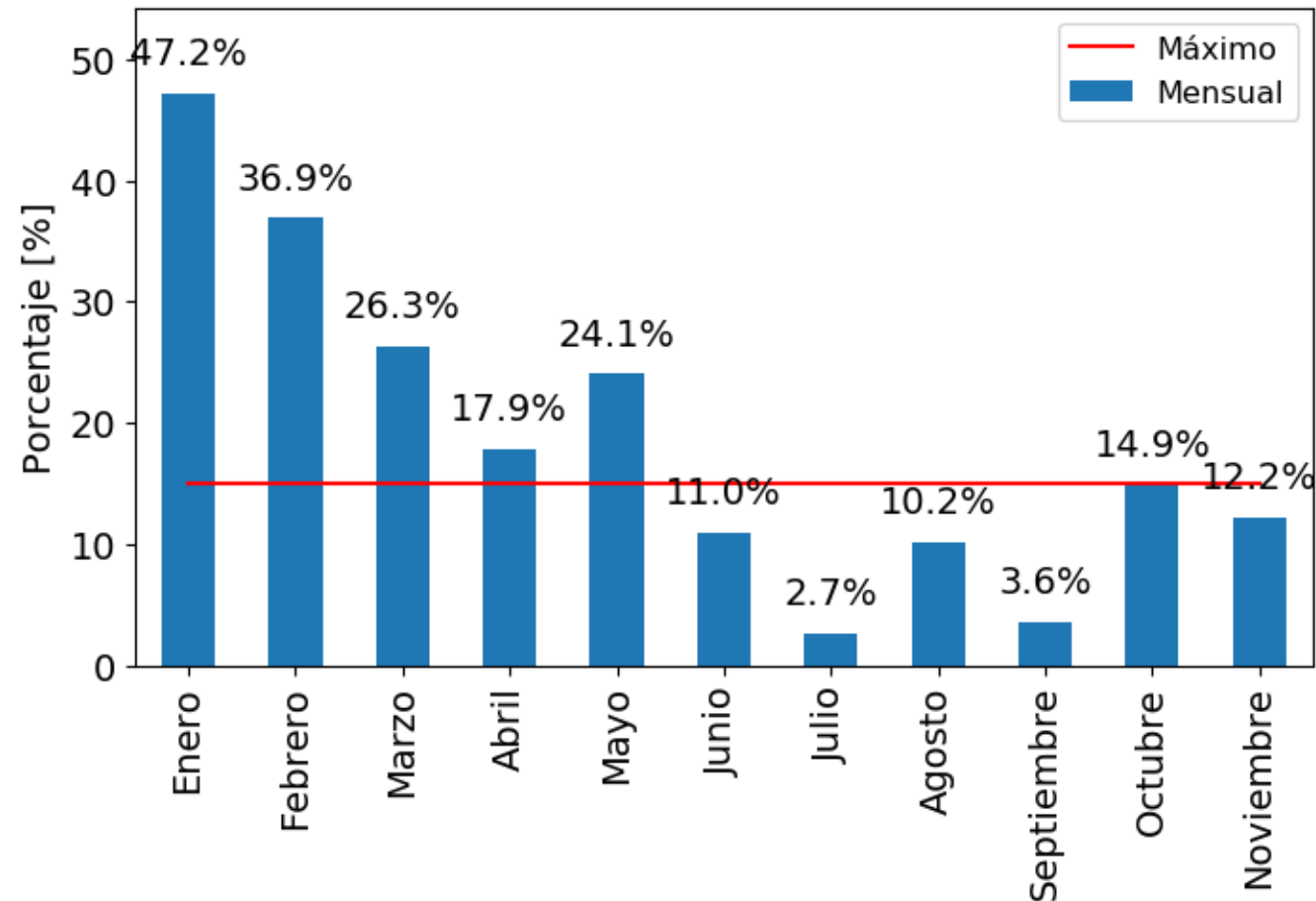
El total de demanda no atendida en Noviembre fue 4.23 GWh



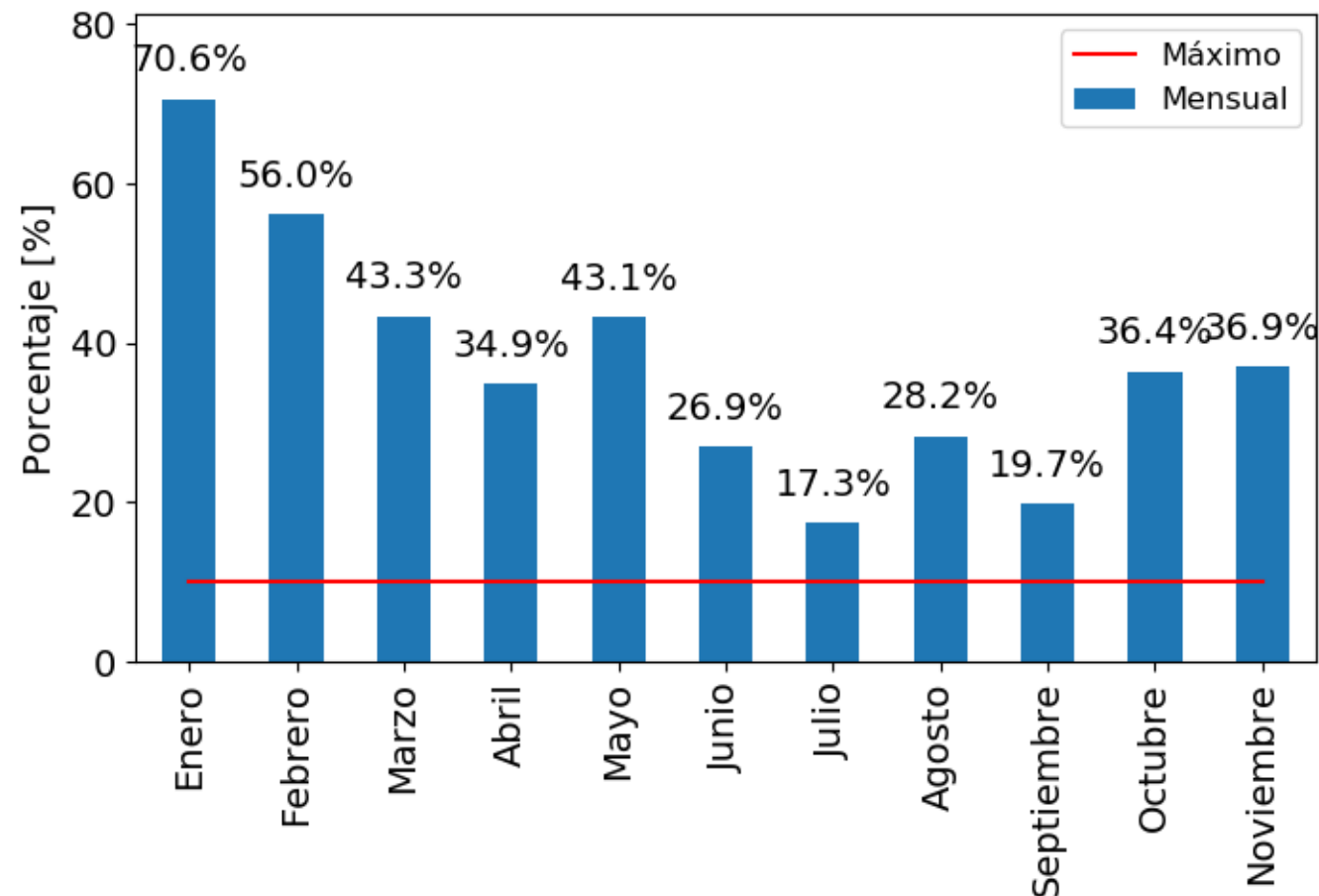
Desviación Plantas Menores



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



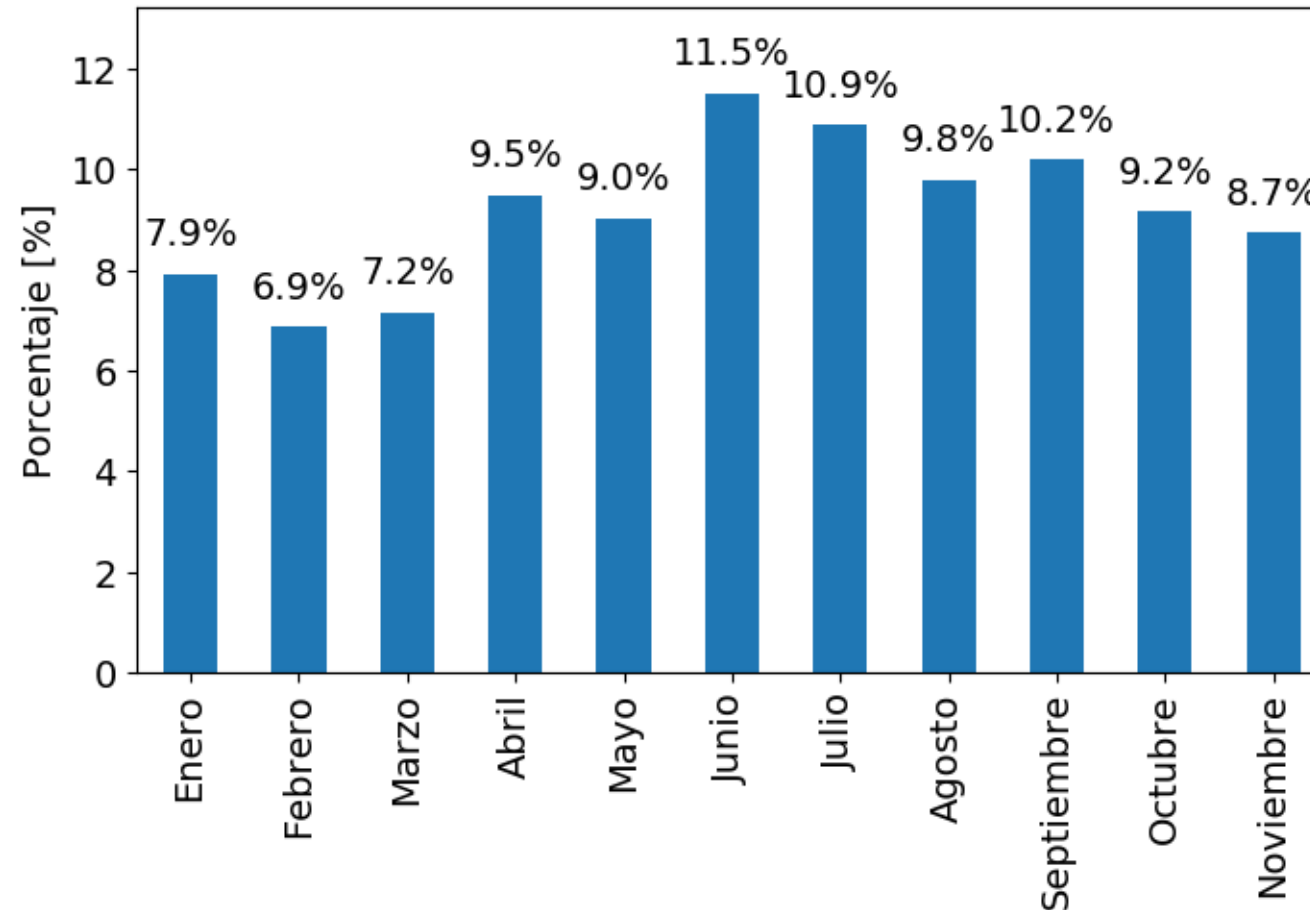
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 10%



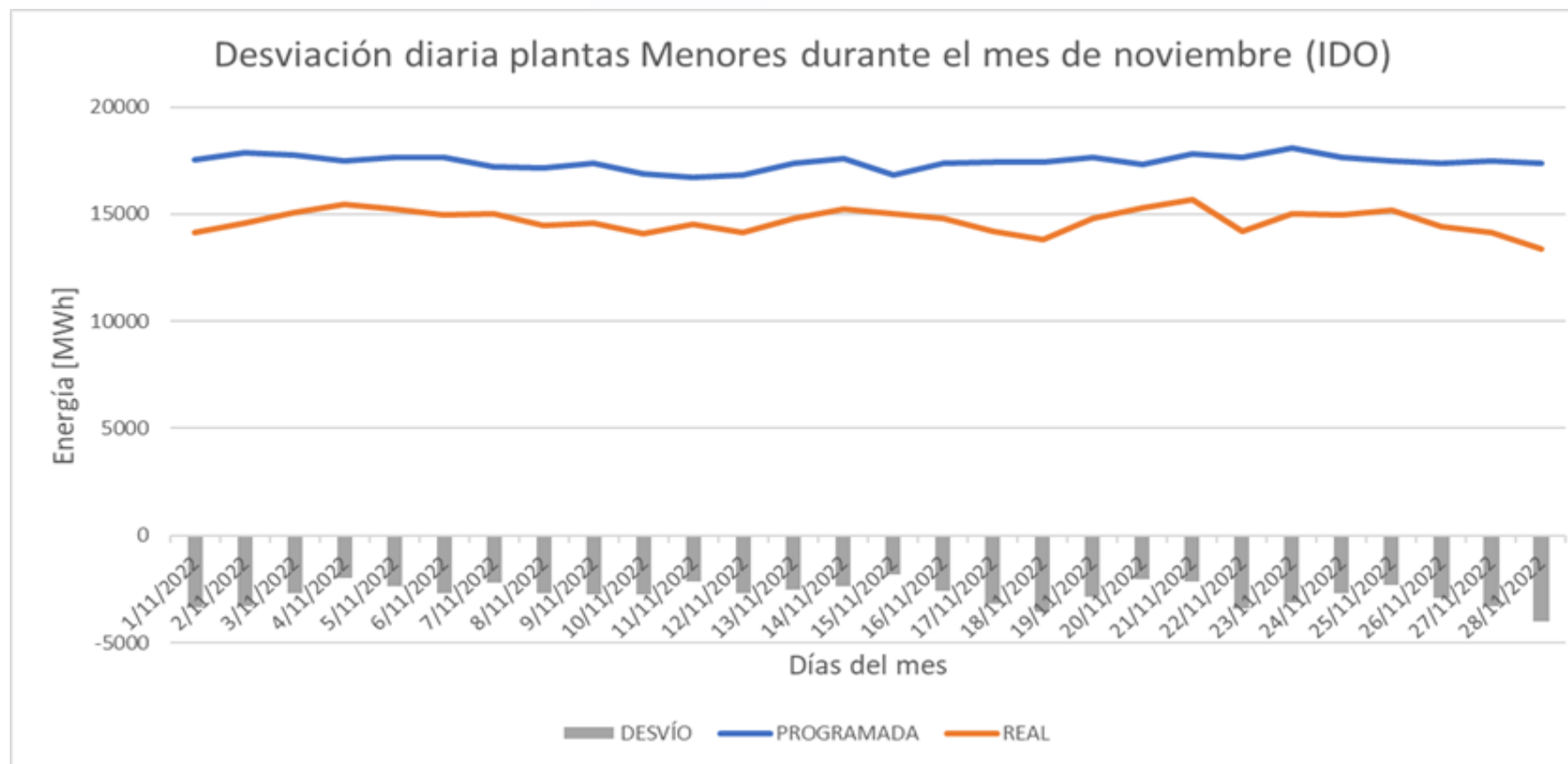
Participación PNDC en la generación total del SIN



Participación PNDC en la generación total del SIN



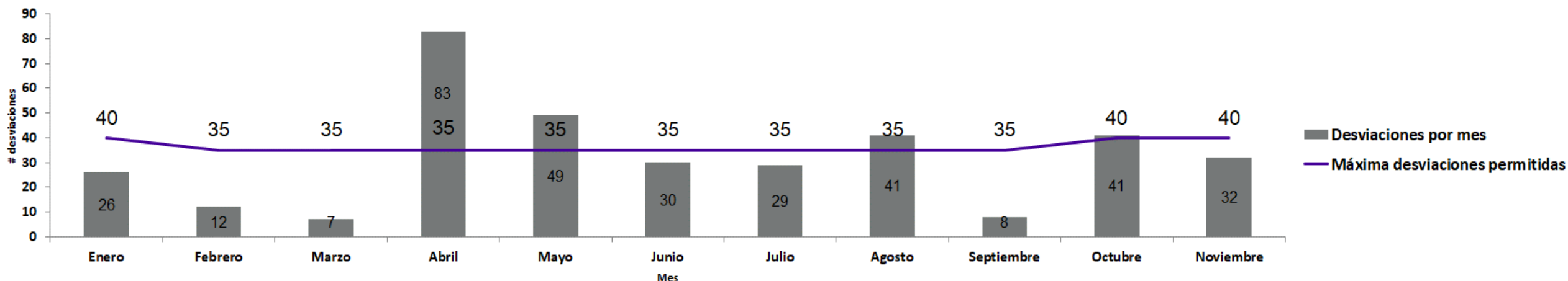
Participación PNDC en la generación total del SIN



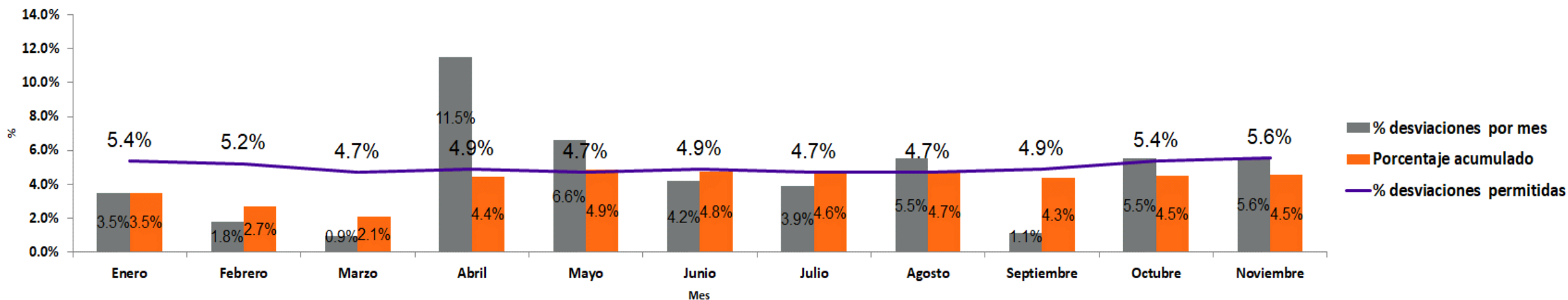
La desviación acumulada entre el 1 y el 28 de noviembre es de cerca de 77 GWh de más entre la disponibilidad ofertada y la generación real de las PNDC, lo que equivale en promedio a 110 MW de desviación en cada periodo (34% de la holgura)

Indicador de calidad del pronóstico oficial noviembre 2022

Número de desviaciones mayores al 5%



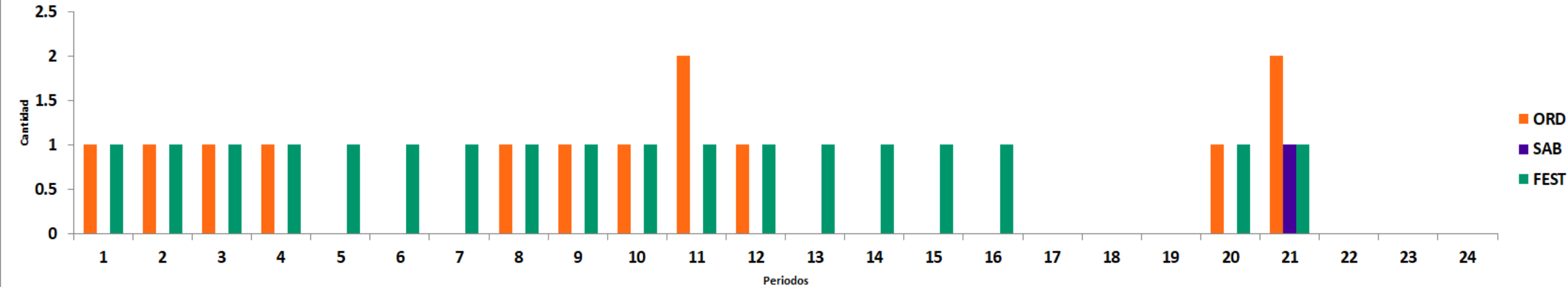
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



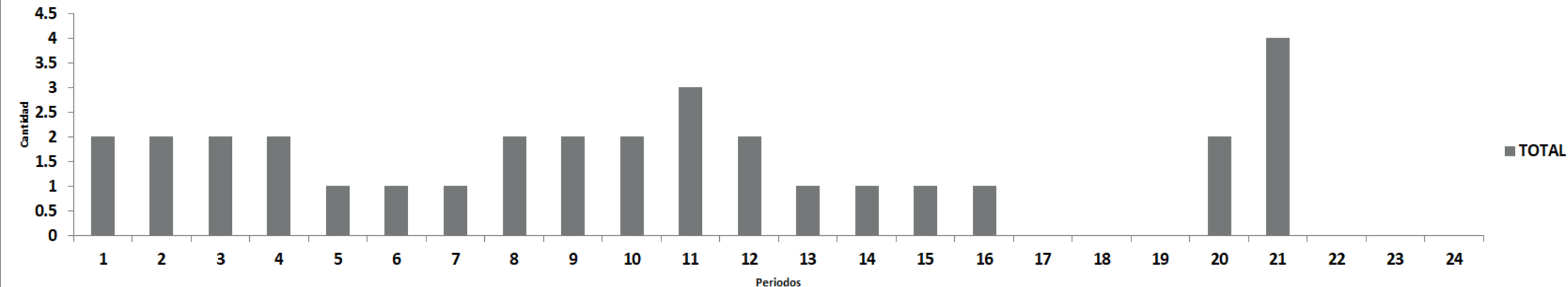
*Información actualizada el 28 de noviembre de 2022

Indicador de calidad del pronóstico oficial noviembre 2022

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

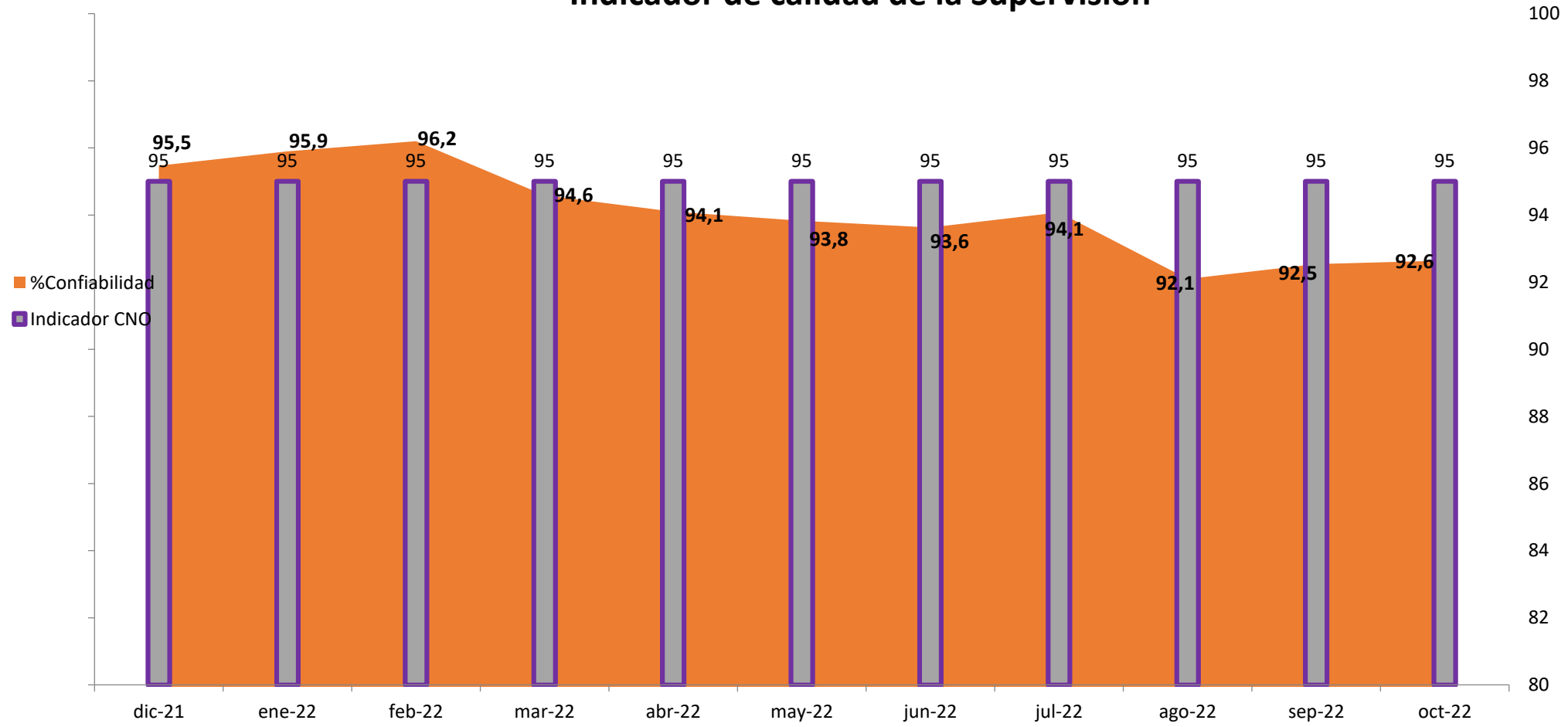


Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad de la supervisión

Indicador de calidad de la Supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de octubre de 2022

GRACIAS



Anexos



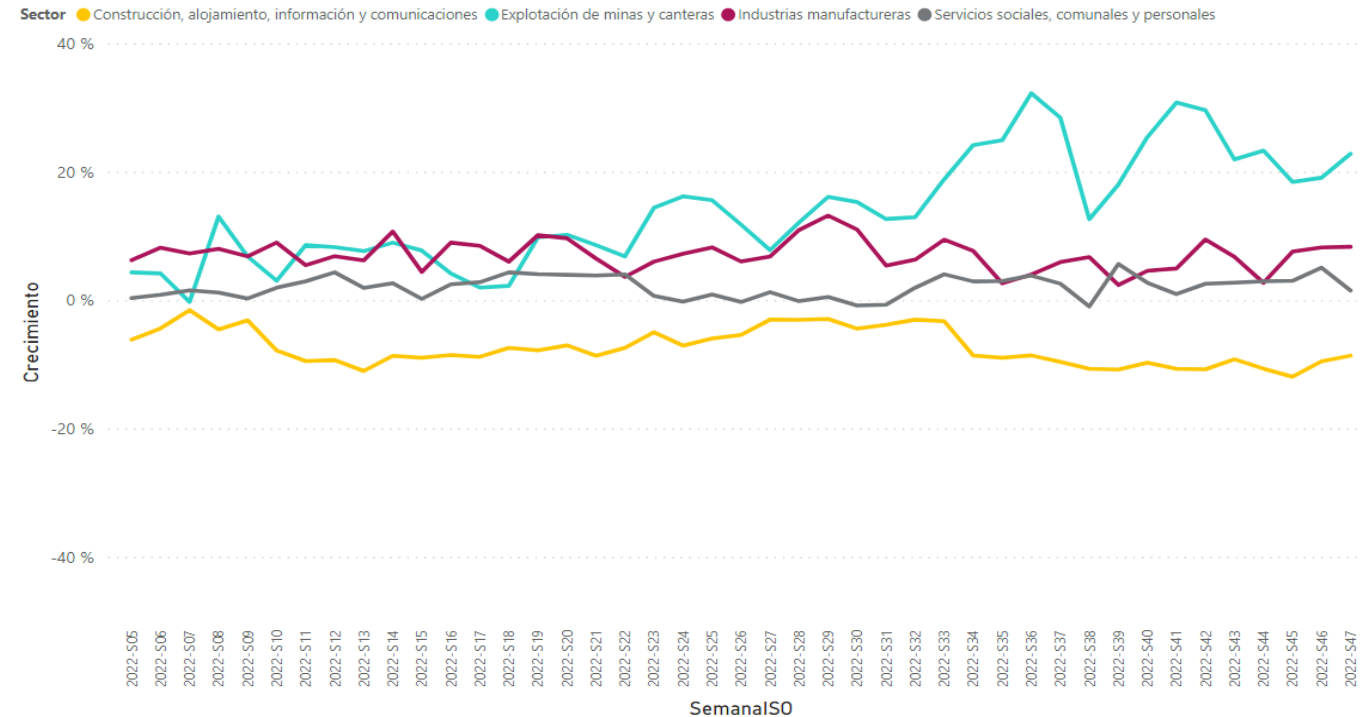
Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2021-11	Demanda [GWh] 2022-11	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	2032.65	1744.5	2.86%	33.34%
Regulado	4223.74	3487.91	-0.99%	66.66%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2021-11	Demanda [GWh] 2022-11	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	519.75	489.42	13.01%	28.05%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	68.01	60.85	7.38%	3.49%
Transporte y almacenamiento	42.14	37.02	5.41%	2.12%
Servicios sociales, comunales y personales	135.1	118.62	5.15%	6.8%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	110.46	93.7	1.64%	5.37%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	32.7	27.54	1.02%	1.58%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	124.78	104.4	0.41%	5.98%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	108.26	88.87	-1.54%	5.09%
Industrias manufactureras	891.47	724.07	-2.85%	41.51%

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*

Evolución actividades económicas - Semanal



La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 25 de septiembre 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.

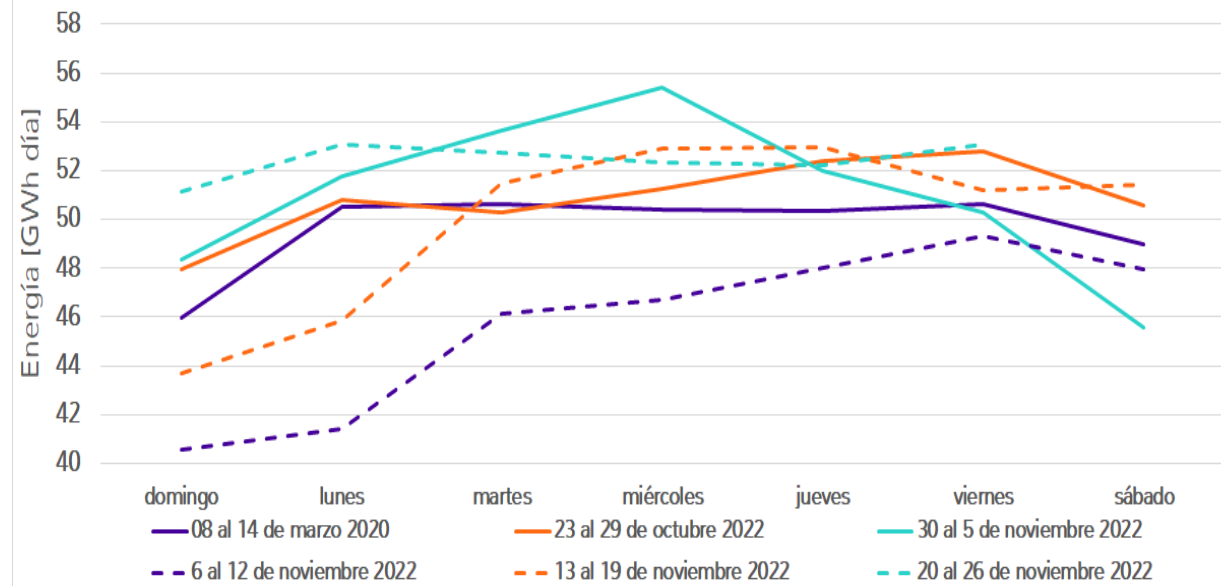
Para la **semana del 14 al 20 de octubre de 2022 (2022-S46)** las **industrias manufactureras** y **explotación de minas y canteras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 8.22% y 19.07% respectivamente contra la demanda base (9 al 15 de marzo 2020). Por otra parte, los **Servicios sociales, comunales y personales** crecieron para dicha semana un 5.06%; sin embargo, las actividades de **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** continúa con un decrecimiento de -9.54% para esta misma semana.

*Información hasta el 25 de noviembre de 2022

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

Caribe*

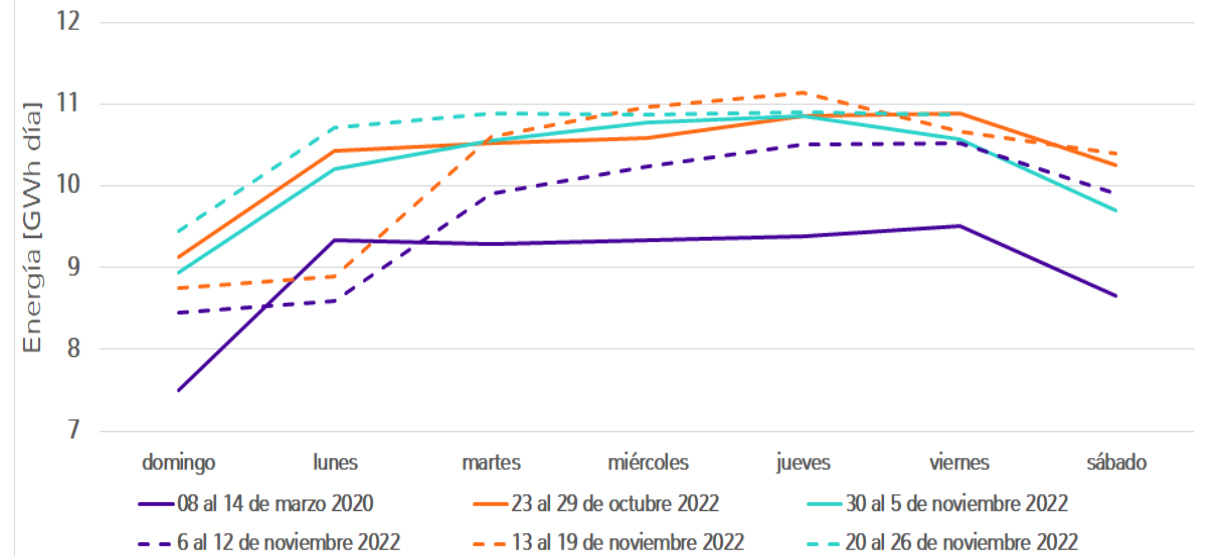
Caribe



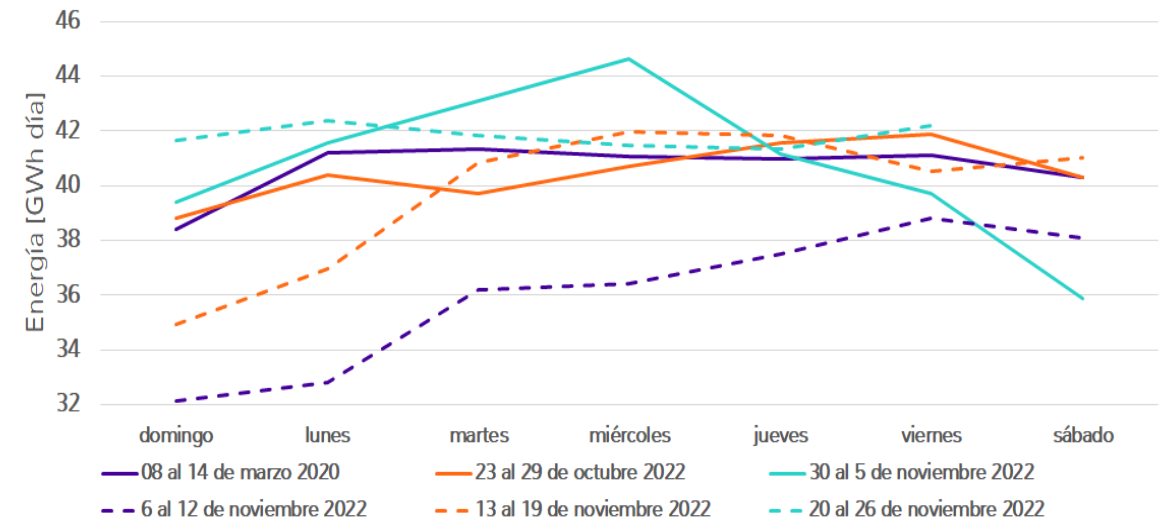
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 2.7% para la semana del 13 al 19 de noviembre de 2022 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

Caribe No Regulado

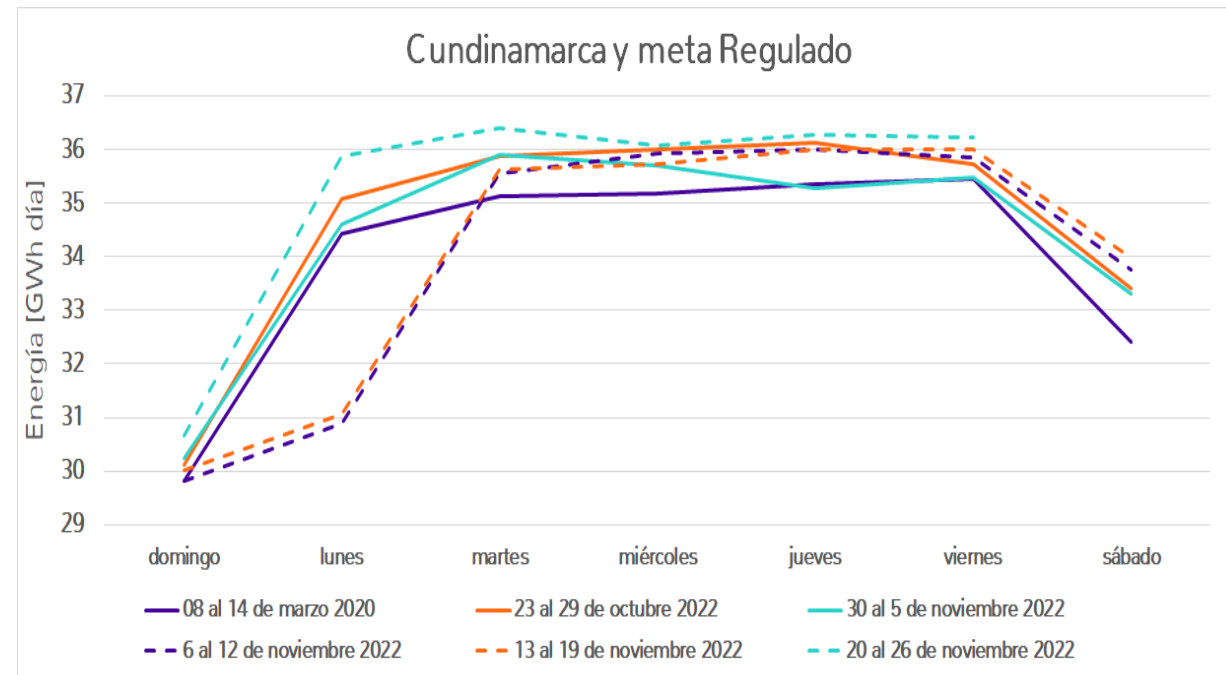
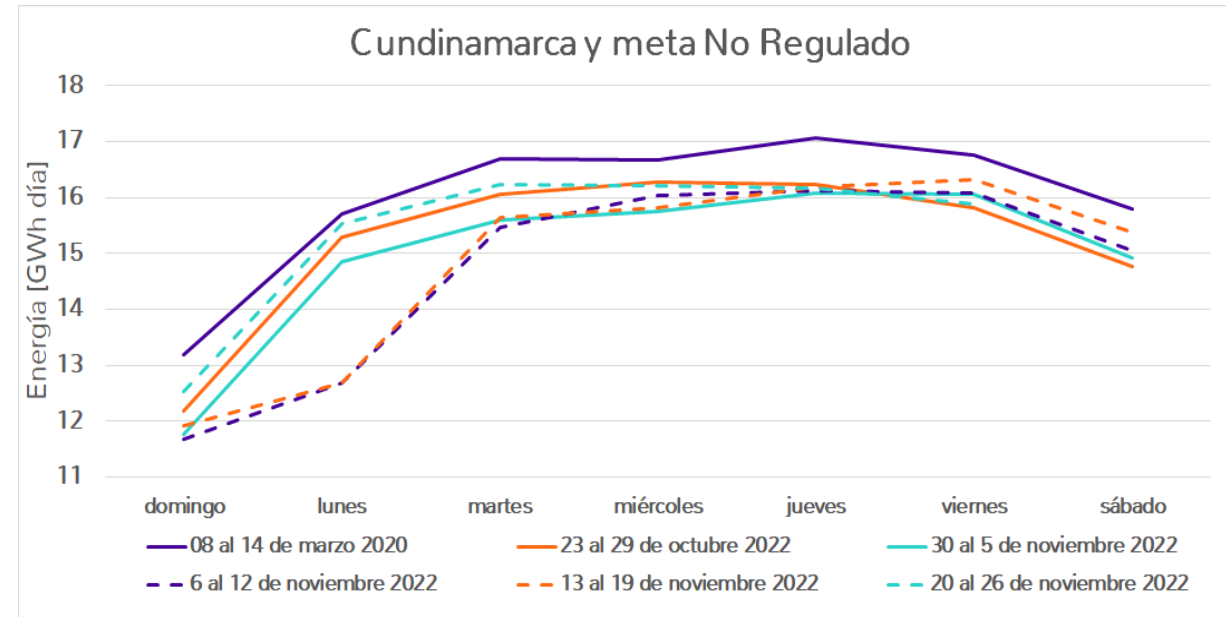
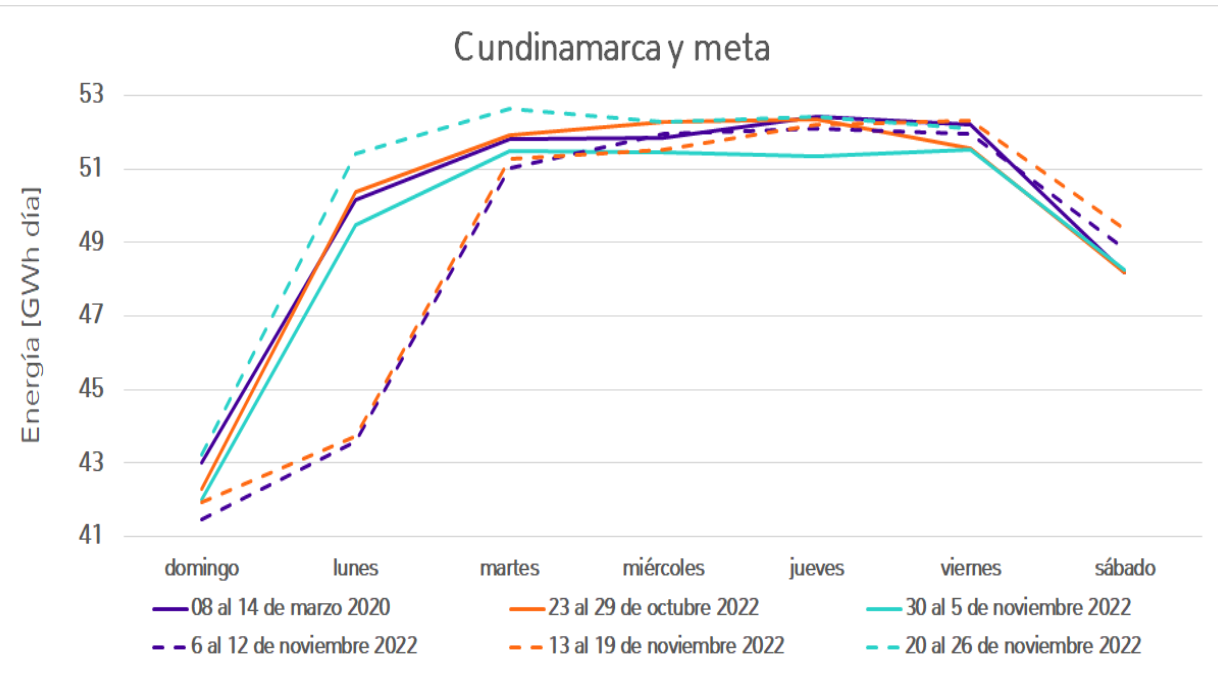


Caribe Regulado



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

Cundinamarca y Meta*



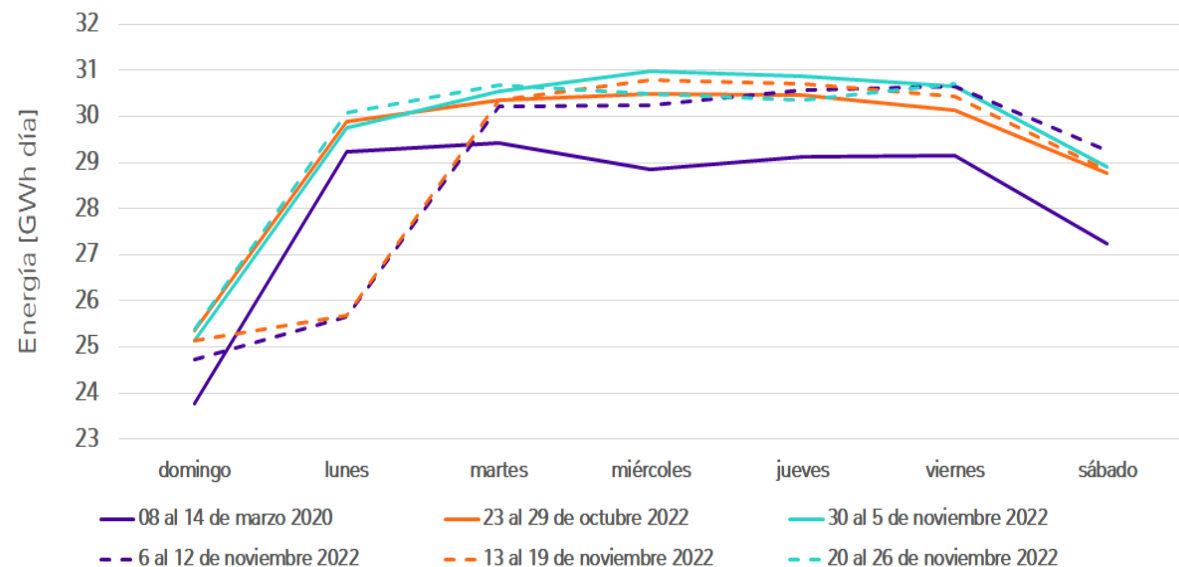
Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 0.5% para la semana del 13 al 19 de noviembre de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

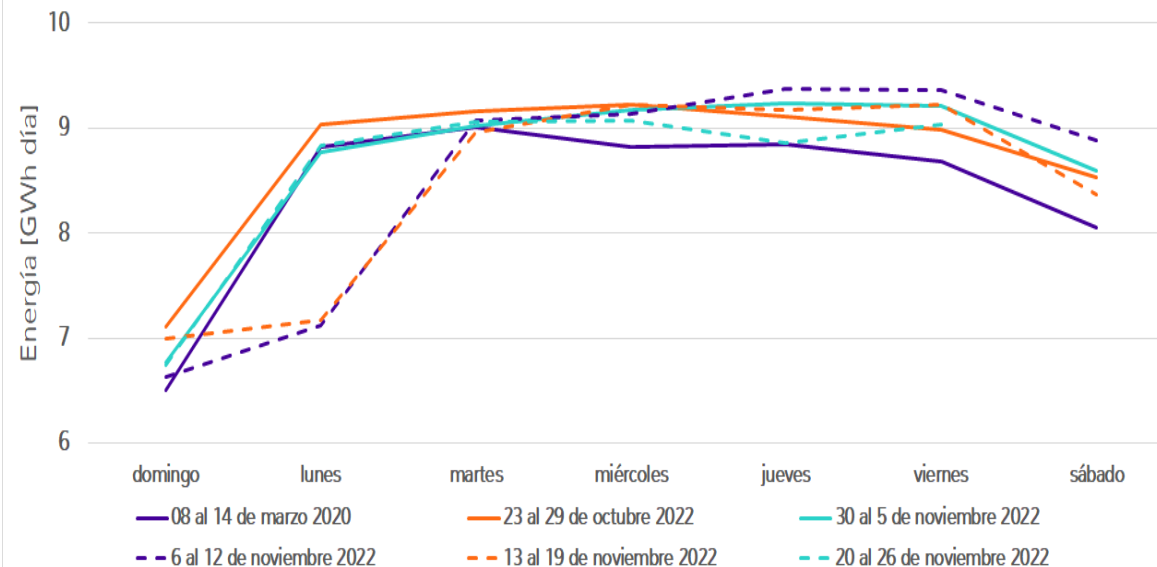
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Antioquia*

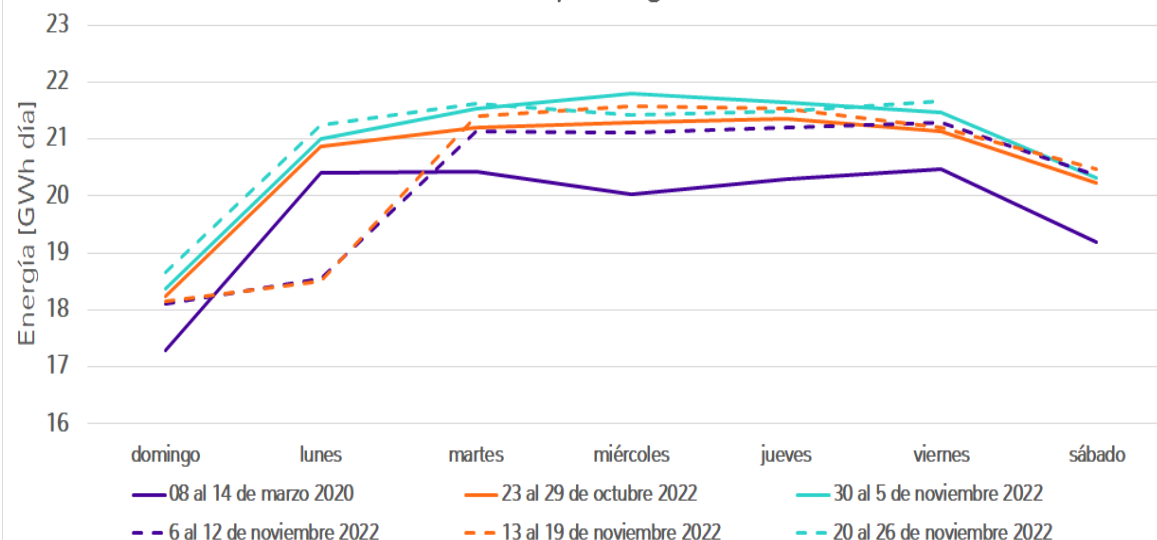
Antioquia



Antioquia No Regulado



Antioquia Regulado

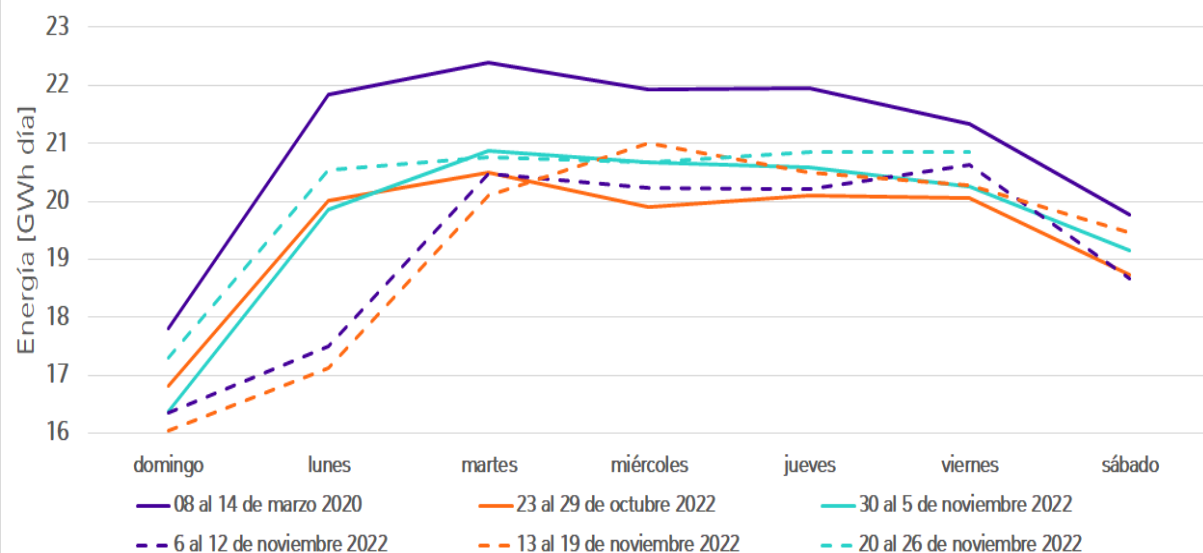


Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 5.3% para la semana del 13 al 19 de noviembre de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

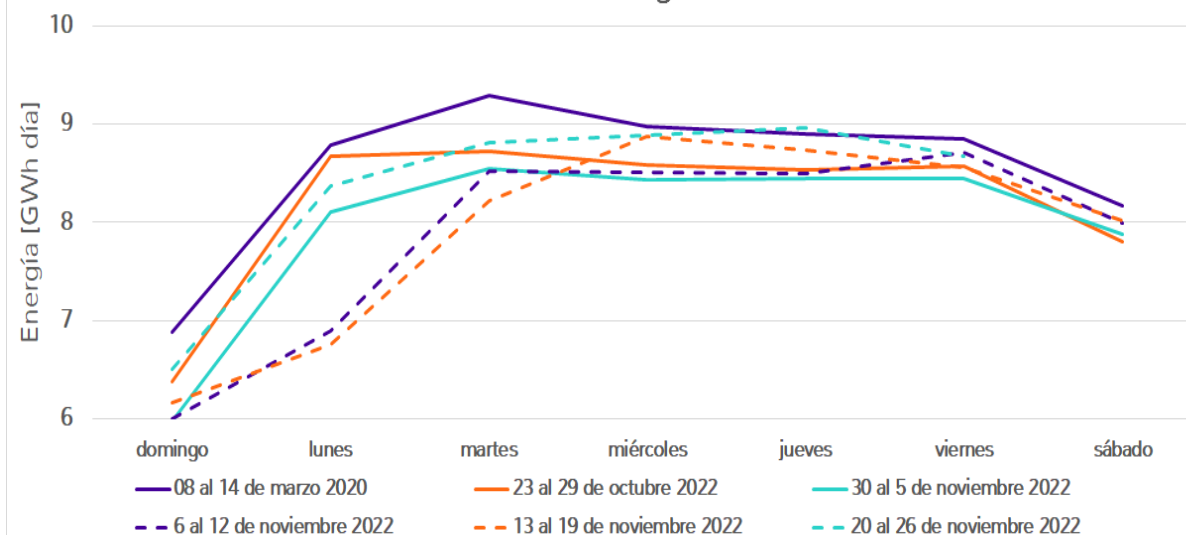
Valle*

Valle

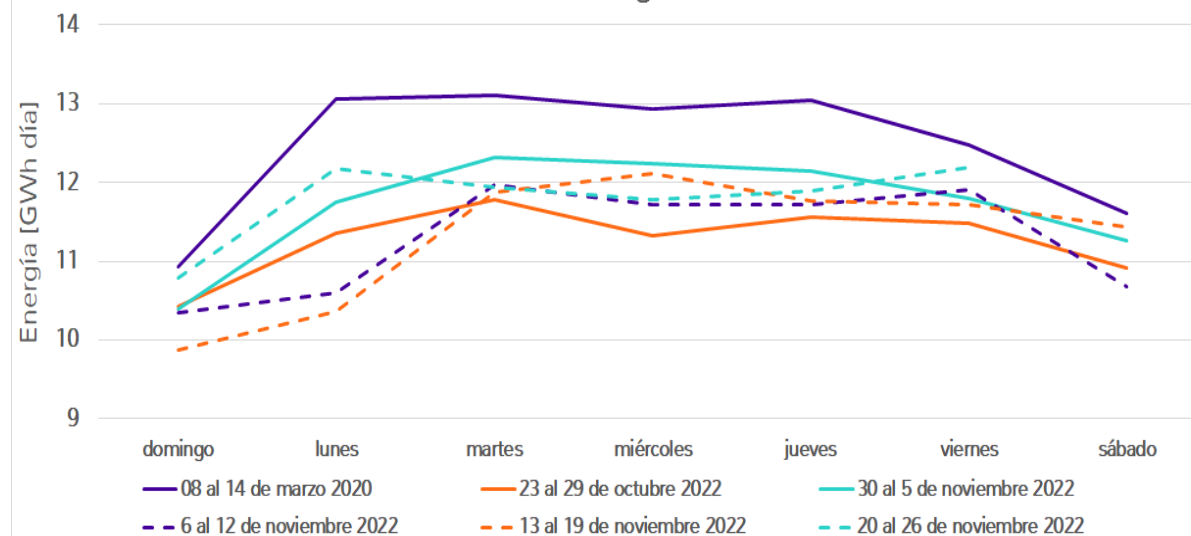


Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 5.9% para la semana del 13 al 19 de noviembre de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

Valle No Regulado



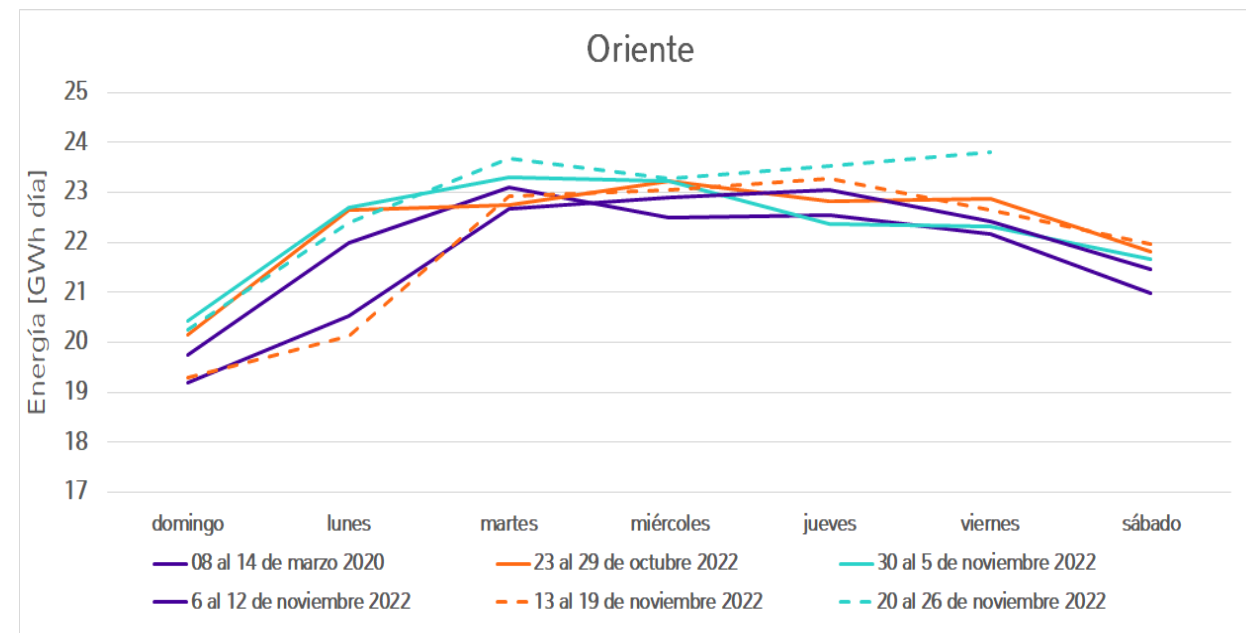
Valle Regulado



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

Oriente*

Oriente

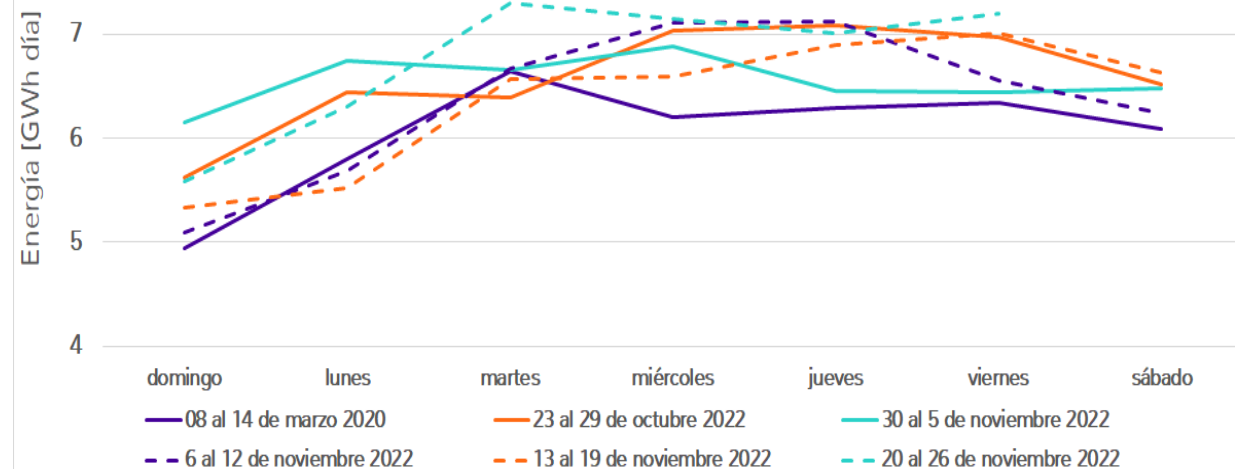


Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

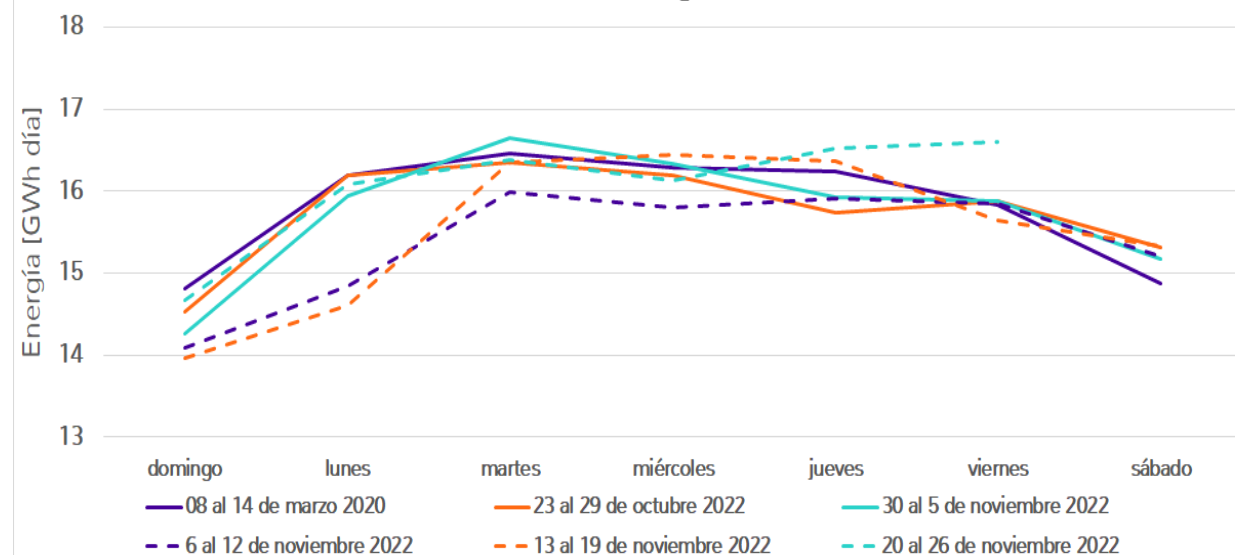
Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 2.3% para la semana del 13 al 19 de noviembre de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

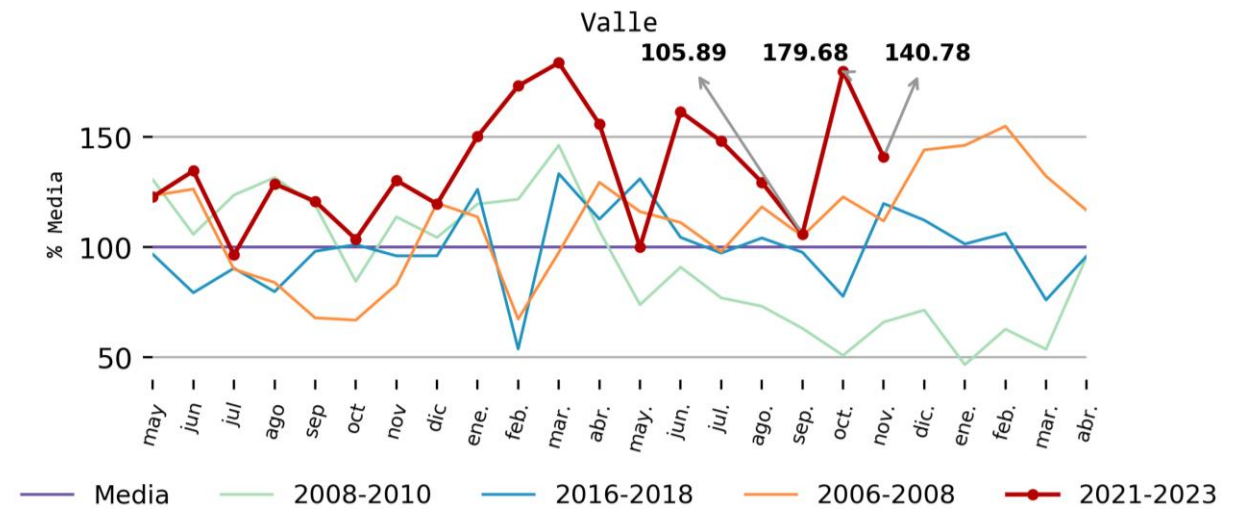
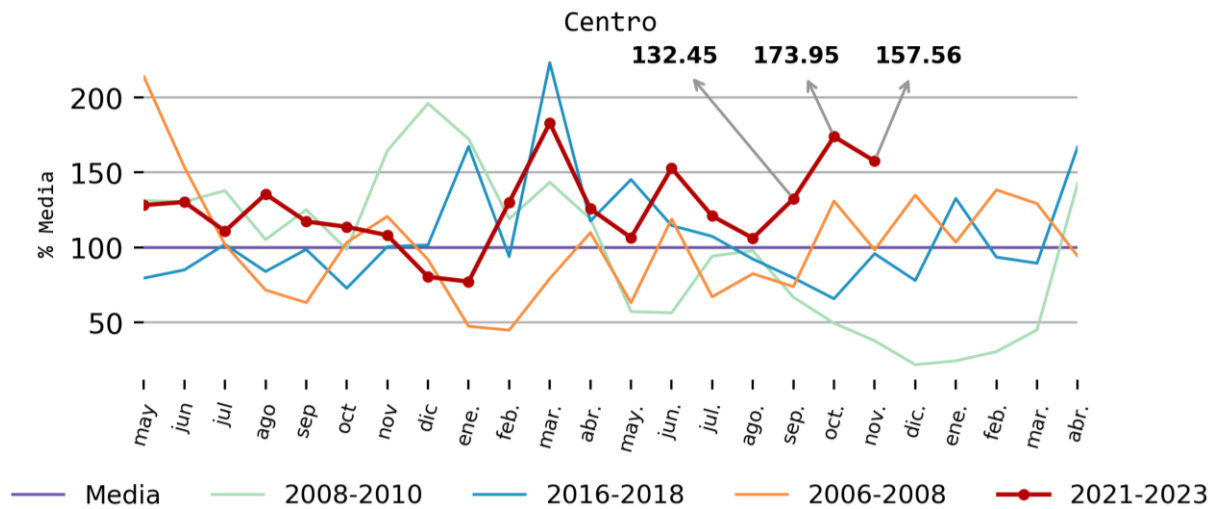
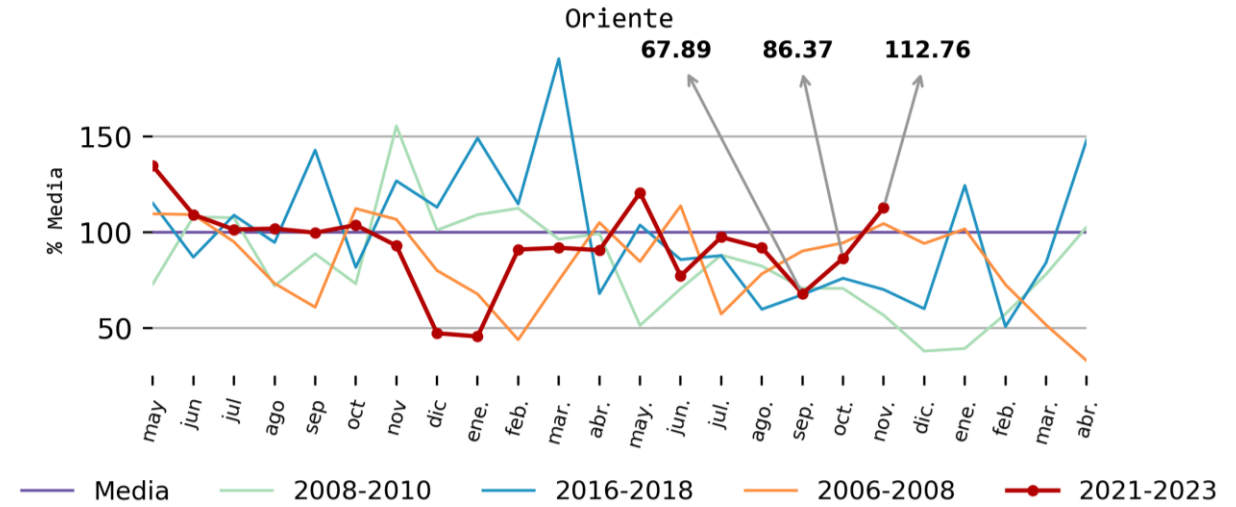
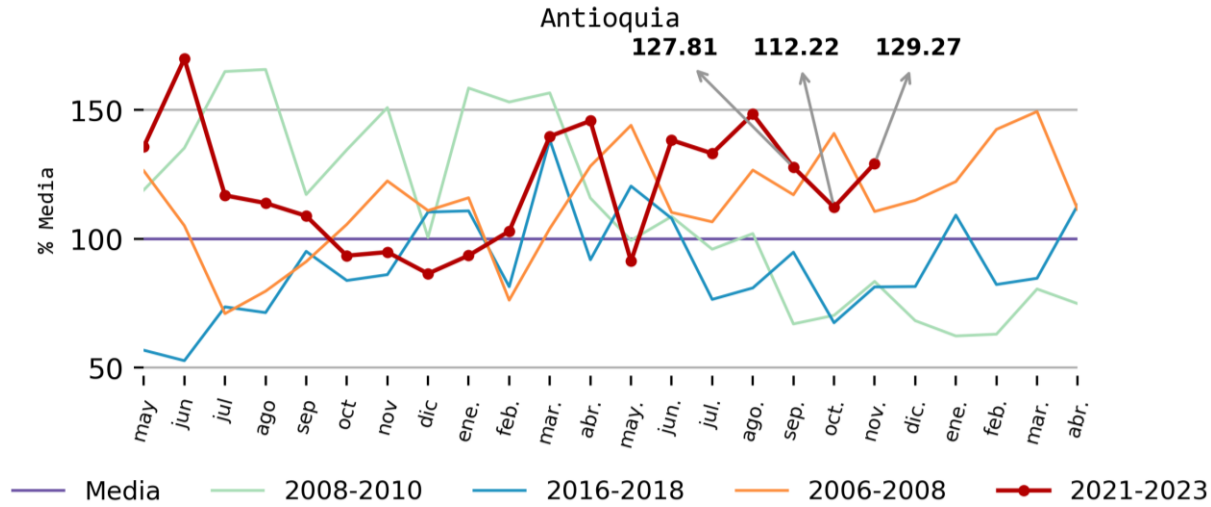
Oriente No Regulado



Oriente Regulado



Aportes por regiones



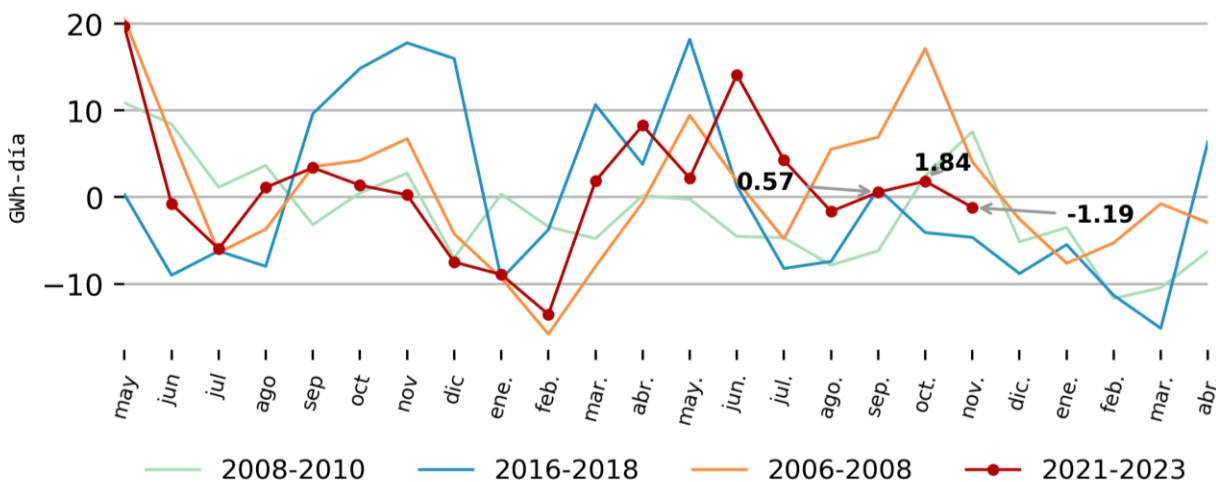
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2022-11-29

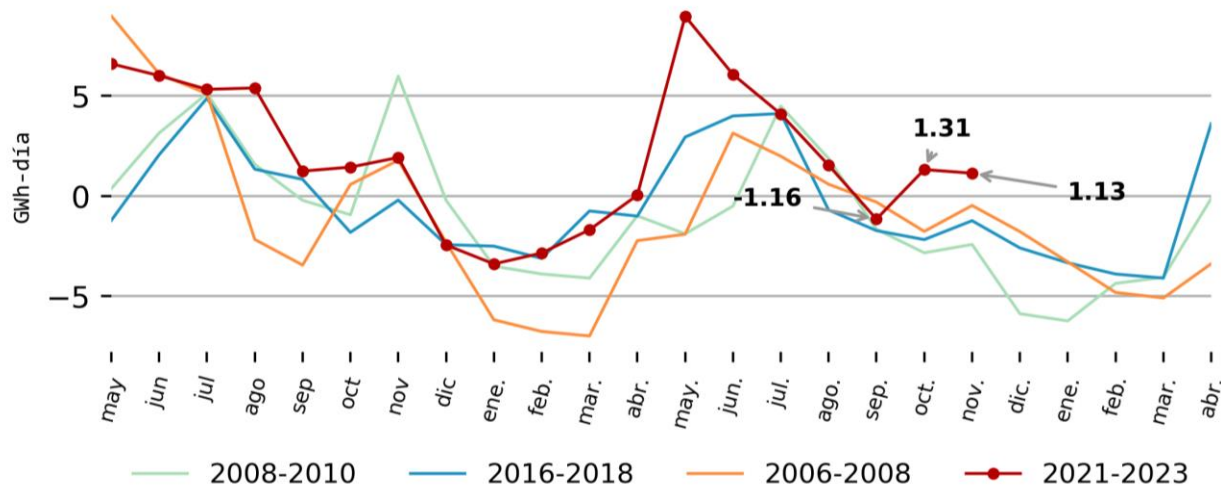
Información actualizada el 2022-11-30

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

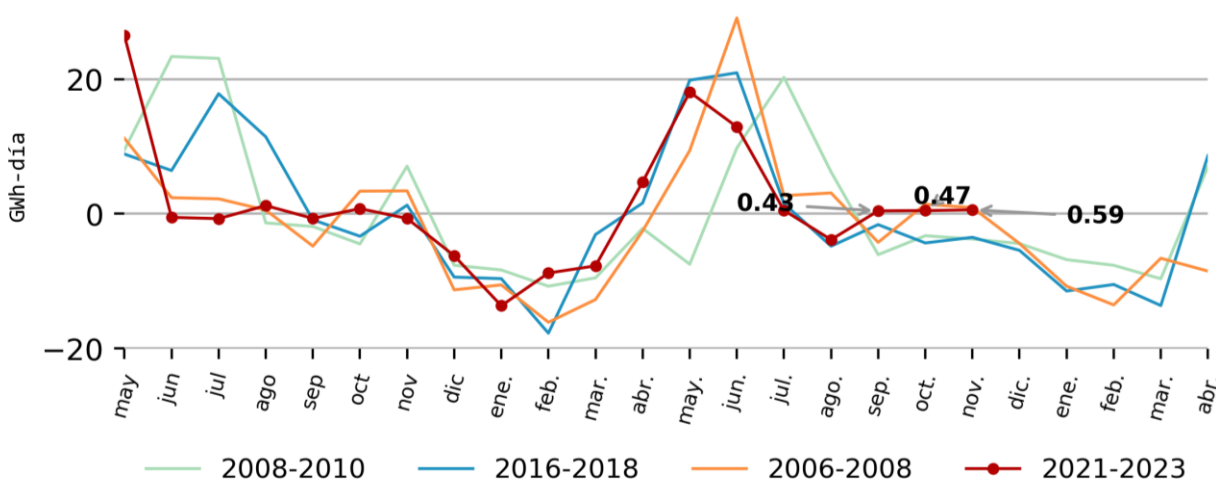
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



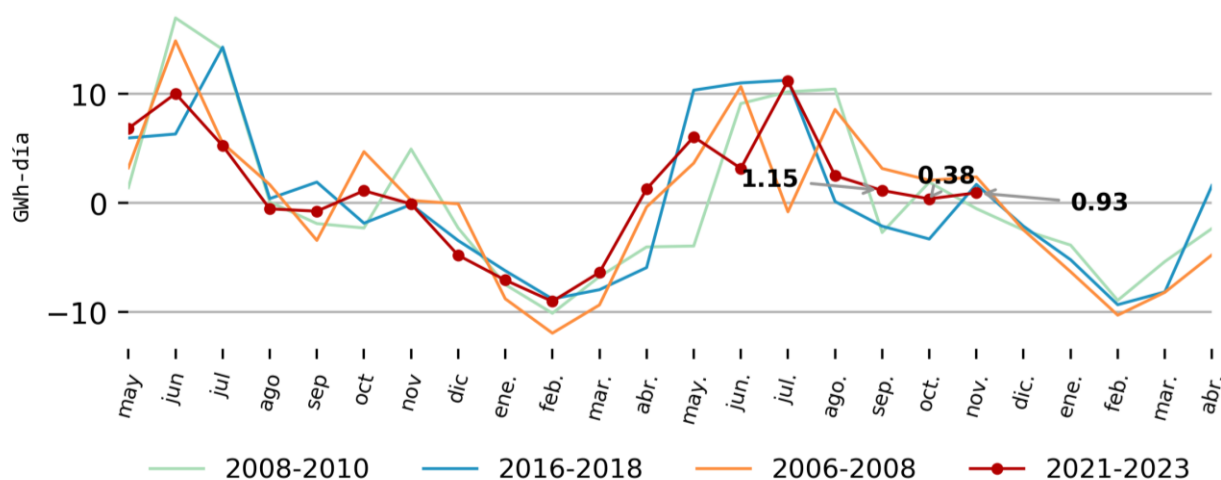
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



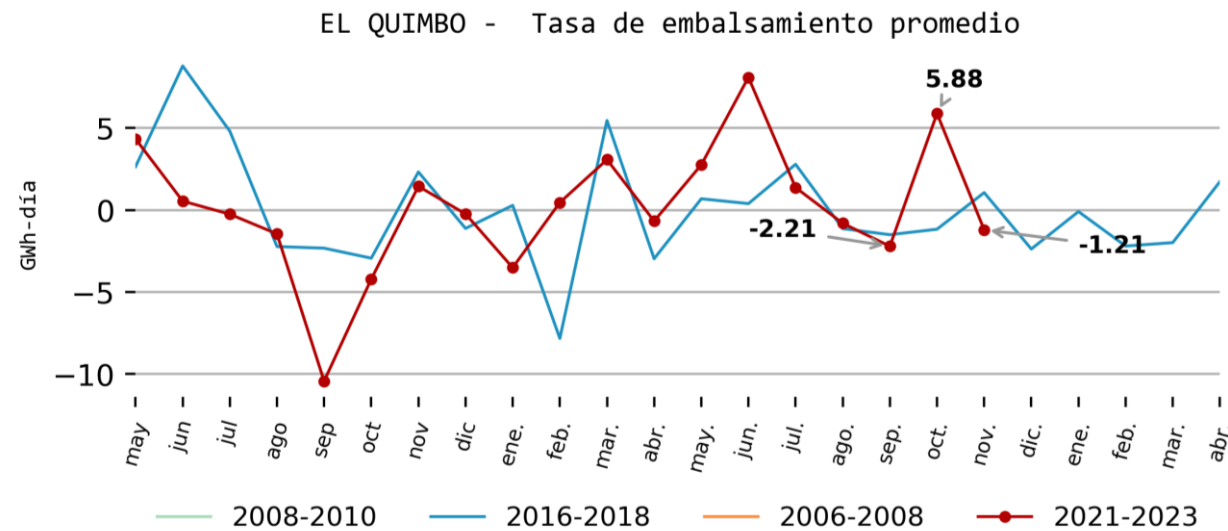
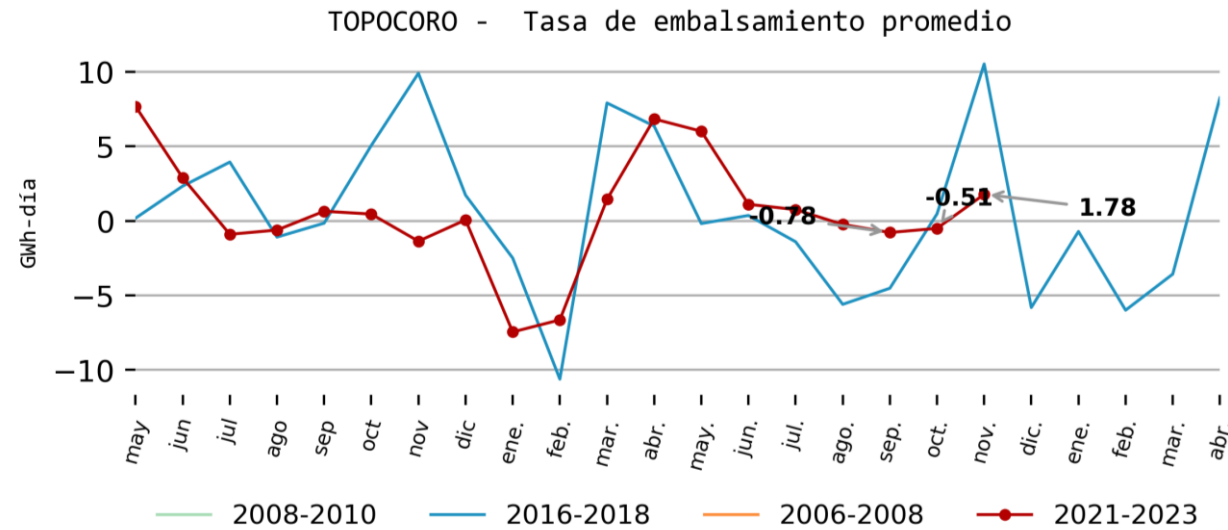
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2022-11-29

Información actualizada el 2022-11-30

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses



Información hasta el 2022-11-29

Información actualizada el 2022-11-30

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

Fecha	Agente Representante	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior(MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2022-11-09	ISAGEN S.A. E.S.P. - GENERADOR	SAN MIGUEL	Hidraulica	Filo de agua	DC	52	50	-2	Se actualiza la CEN y limites máximos de potencia reactiva según el Acuerdo CNO 1624
2022-11-25	EMPRESA ENERSUA S.A.S. E.S.P. - GENERADOR	HELIOS I	Solar	Fotovoltaica	ND	9.9	16	6.1	ENERSUA declara en operación la 2da etapa del proyecto PROG00597 - Ampliación

Se considera los cambios de capacidad efectiva neta desde el 01-nov.-2022 hasta el 26-nov.-2022

GRACIAS

