

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-023
Jueves, 2 de diciembre de 2021



Contenido

1

Variables del SIN

Demanda SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones
Presentación de Sinergox

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Análisis energético de largo plazo
Senda de Referencia Estación de verano 2021-2022

3

Situación Operativa

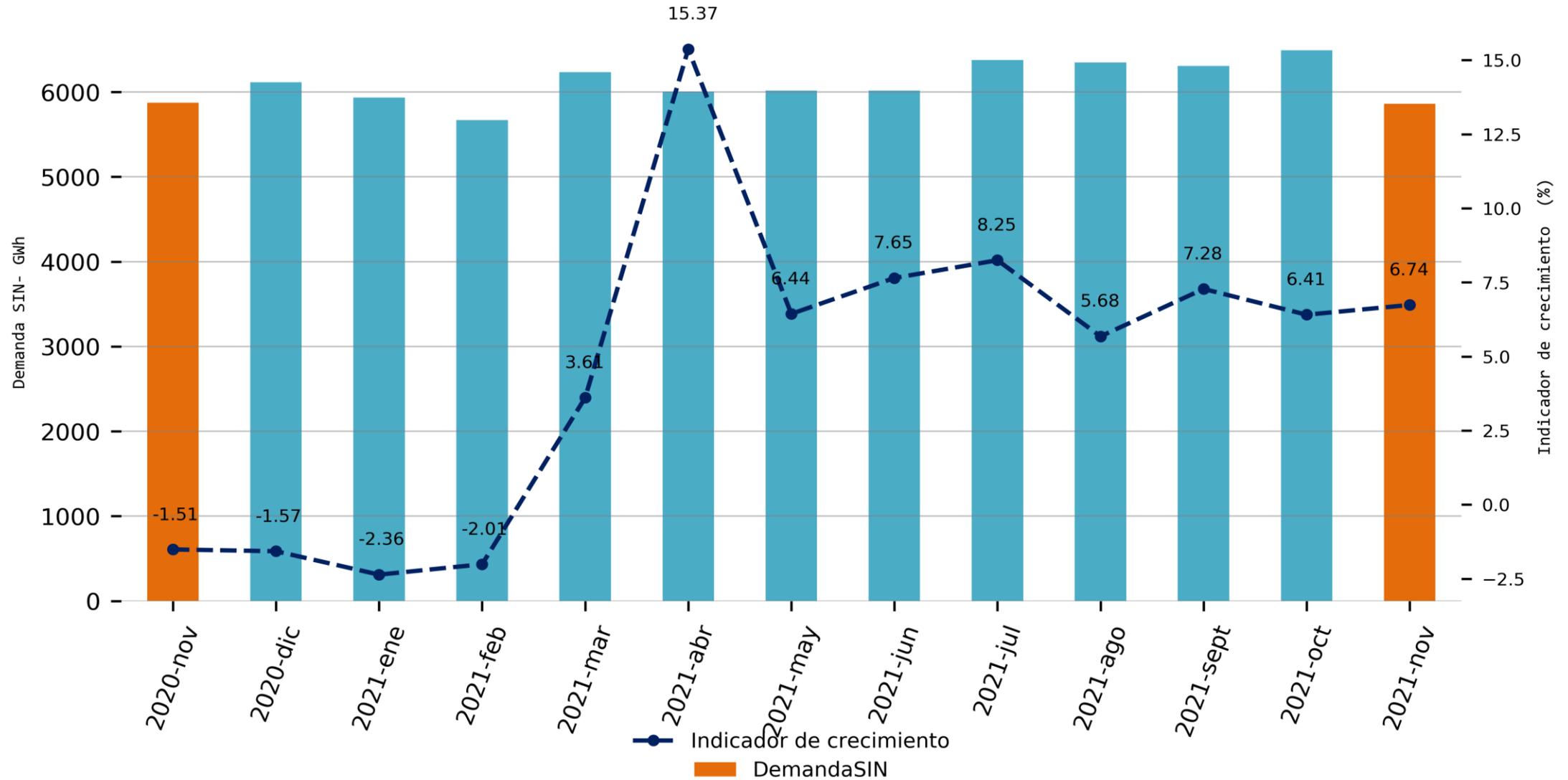
Estudio EDAC
Situación operativa en subestación Noroeste 115 kV
Indicadores operación

1. Variables del SIN

- Demanda del SIN
- Hidrología
- Generación e importaciones
- Restricciones
- Presentación de Sinergox

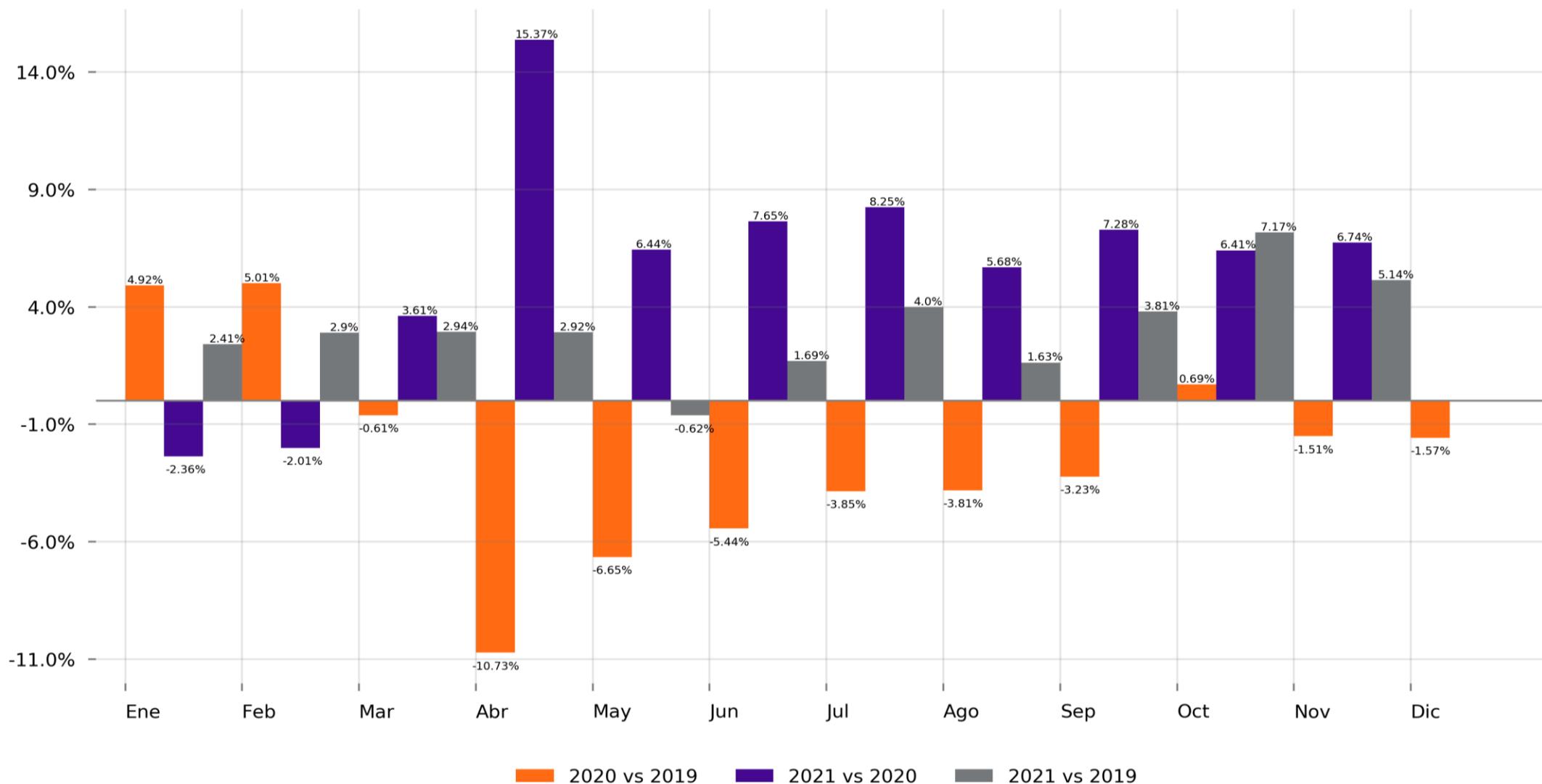
¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2021-11-29
Información actualizada el 2021-11-30

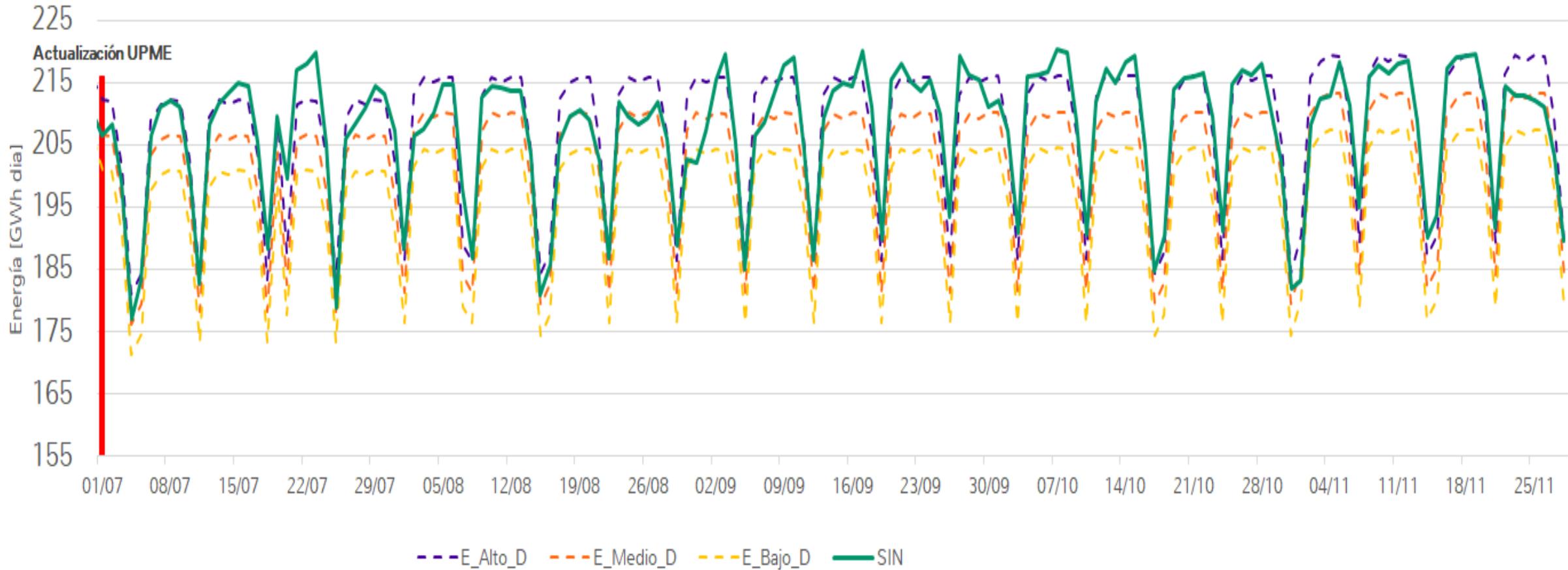
Crecimiento Demanda del SIN



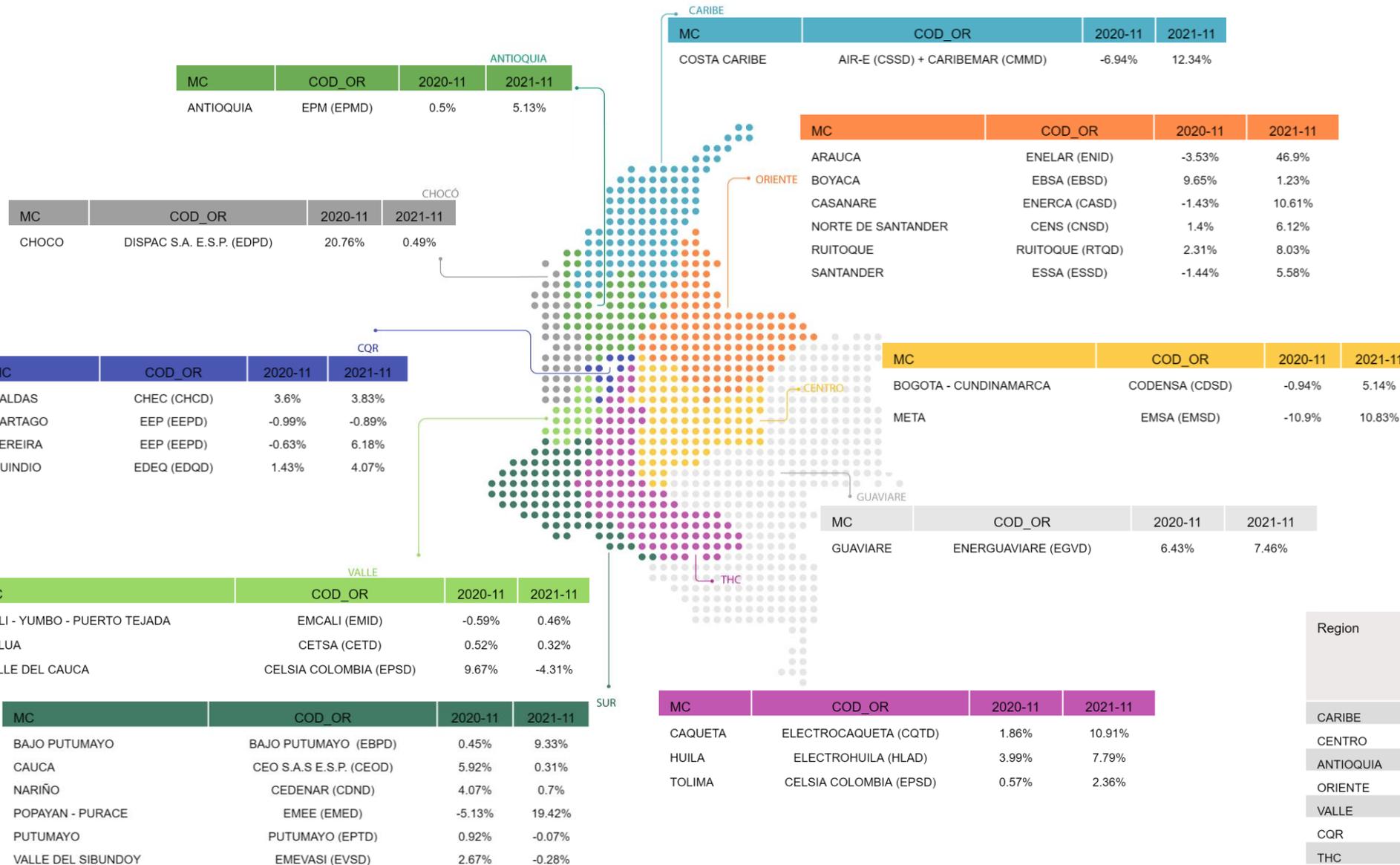
Información hasta el 2021-11-29
Información actualizada el 2021-11-30

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

Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



Demanda comercial de energía del SIN - noviembre 2021



•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.

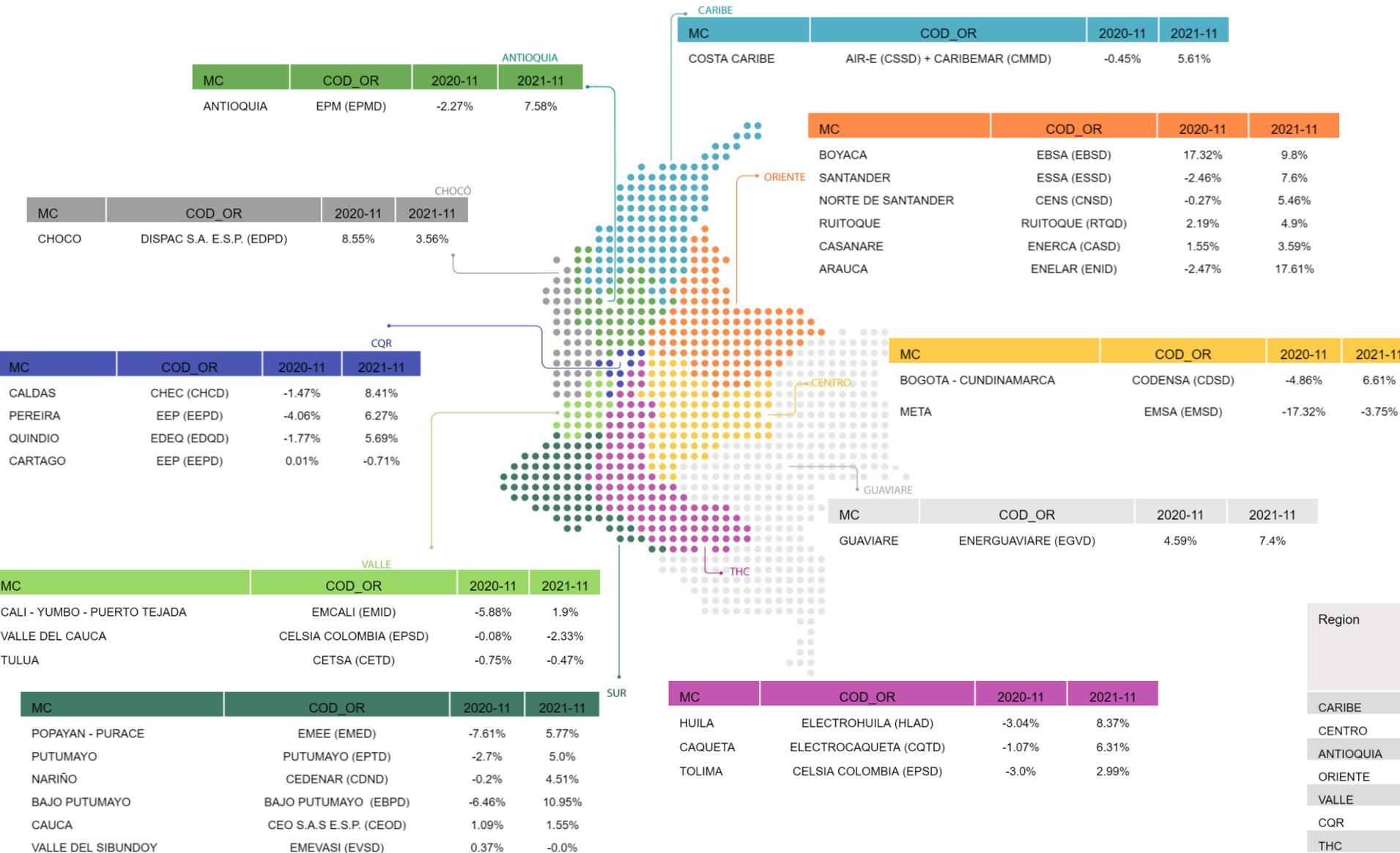
**No considera consumos propios
 ***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2020-11	Demanda Comercial [GWh] 2021-11	Variación 2020-11	Variación 2021-11
CARIBE	1517.65	1538.75	-6.94%	12.34%
CENTRO	1454.74	1396.46	-2.37%	5.88%
ANTIOQUIA	819.51	781.4	0.5%	5.13%
ORIENTE	778.78	758.79	2.07%	7.82%
VALLE	580.37	518.89	3.19%	-1.38%
COR	249.61	235.18	2.0%	4.06%
THC	243.16	231.18	2.02%	5.29%
SUR	172.41	157.29	4.63%	0.82%
CHOCO	21.33	19.31	20.76%	0.49%
GUAVIARE	5.52	5.37	6.43%	7.46%

Información hasta el 2021-11-27

Información actualizada el 2021-12-01

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada - noviembre 2021



•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] 2020-11	Demanda Comercial [GWh] 2021-11	Variación 2020-11	Variación 2021-11
CARIBE	17729.98	18503.99	-0.45%	5.61%
CENTRO	15553.27	16177.22	-6.78%	5.21%
ANTIOQUIA	8732.57	9287.64	-2.27%	7.58%
ORIENTE	8298.42	8876.83	3.24%	8.26%
VALLE	6252.24	6188.54	-3.57%	0.19%
COR	2657.96	2807	-2.0%	6.86%
THC	2637.6	2746.3	-2.85%	5.39%
SUR	1842.63	1879.9	0.08%	3.23%
CHOCO	229.85	235.22	8.55%	3.56%
GUAVIARE	58.72	62.31	4.59%	7.4%

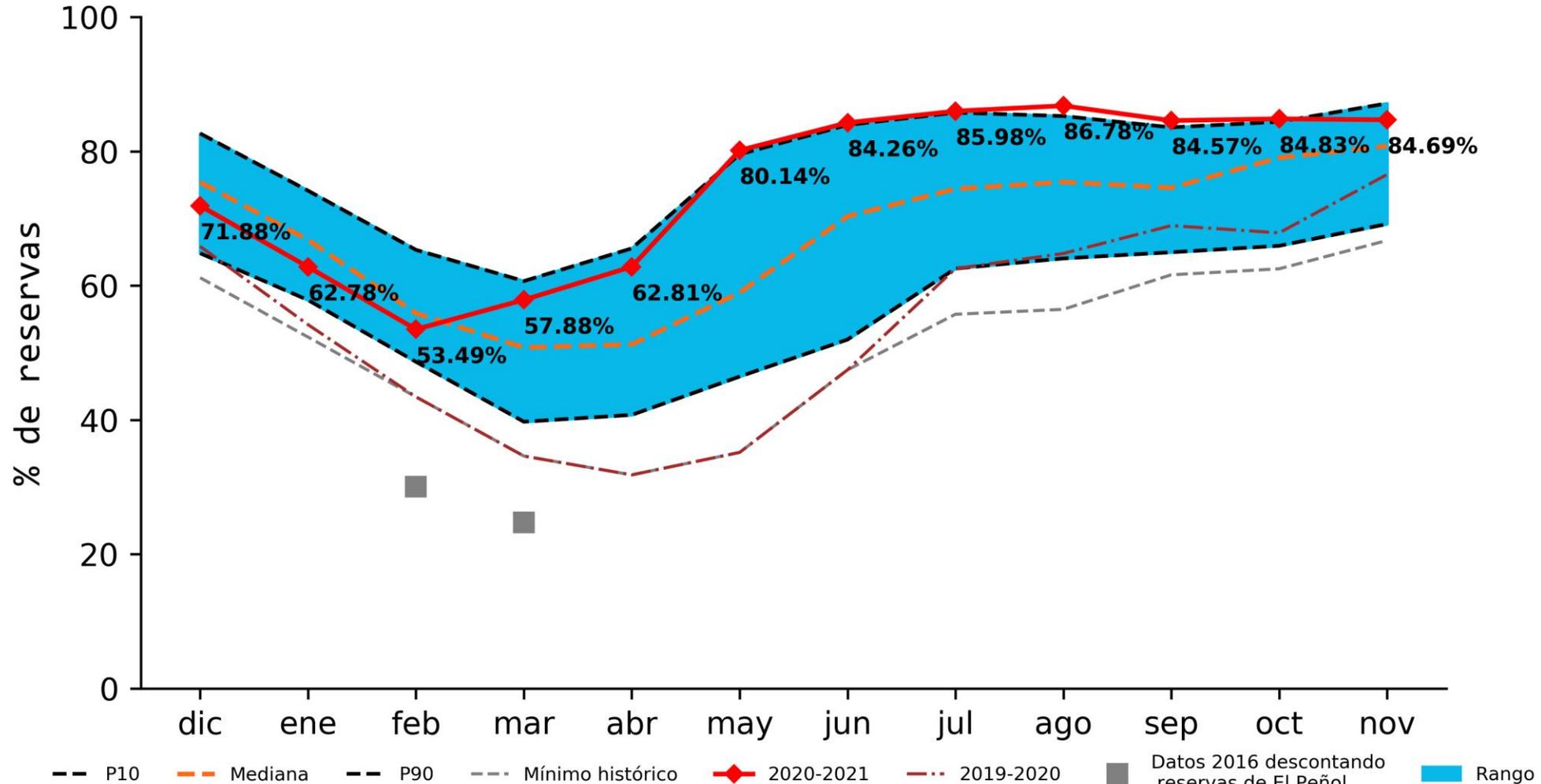
Información hasta el 2021-11-27

Información actualizada el 2021-12-01

¿Cómo está la situación energética?



Reservas hídricas



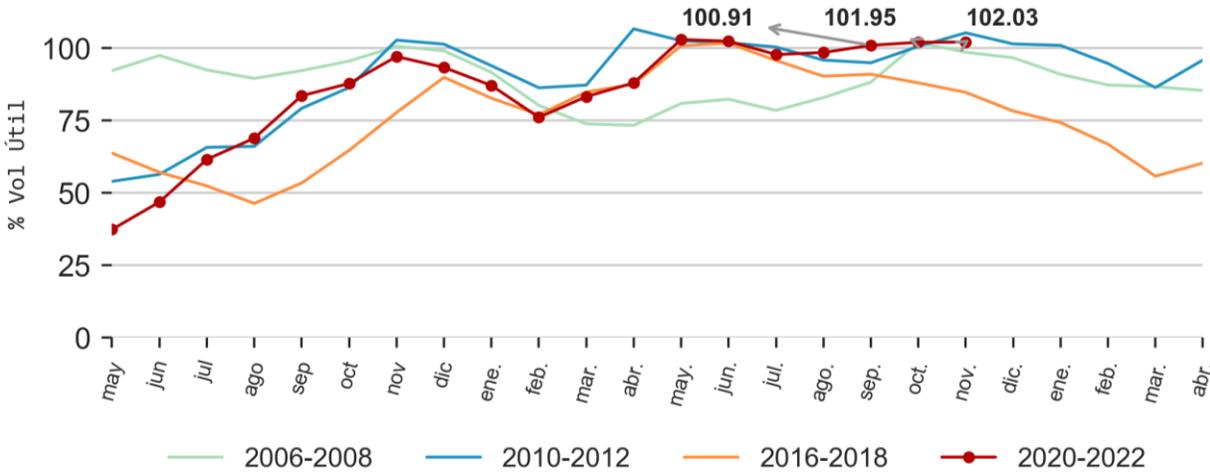
Información hasta el 2021-11-29
 Información actualizada el 2021-11-30



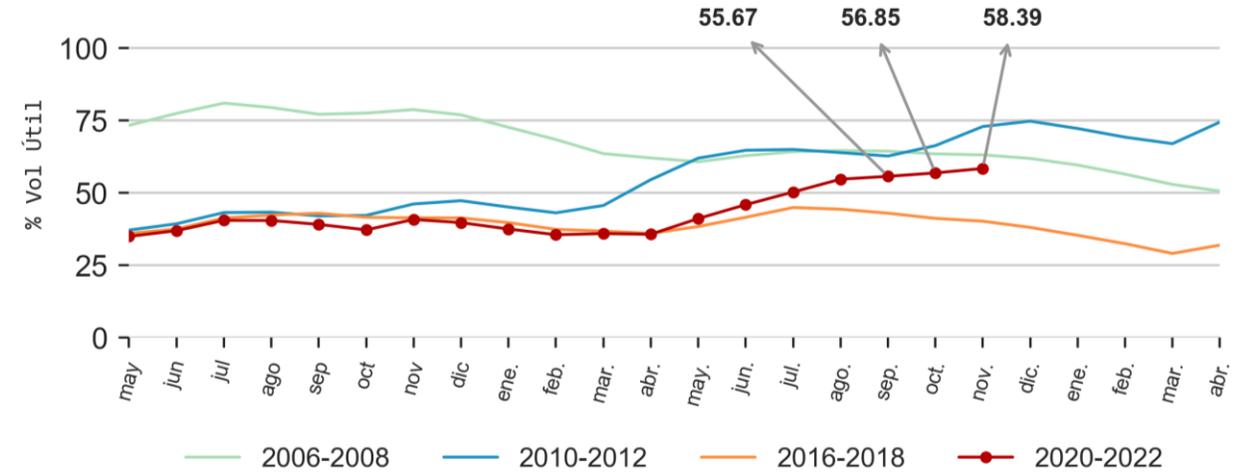
Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000 hasta diciembre de 2020

Evolución de principales embalses

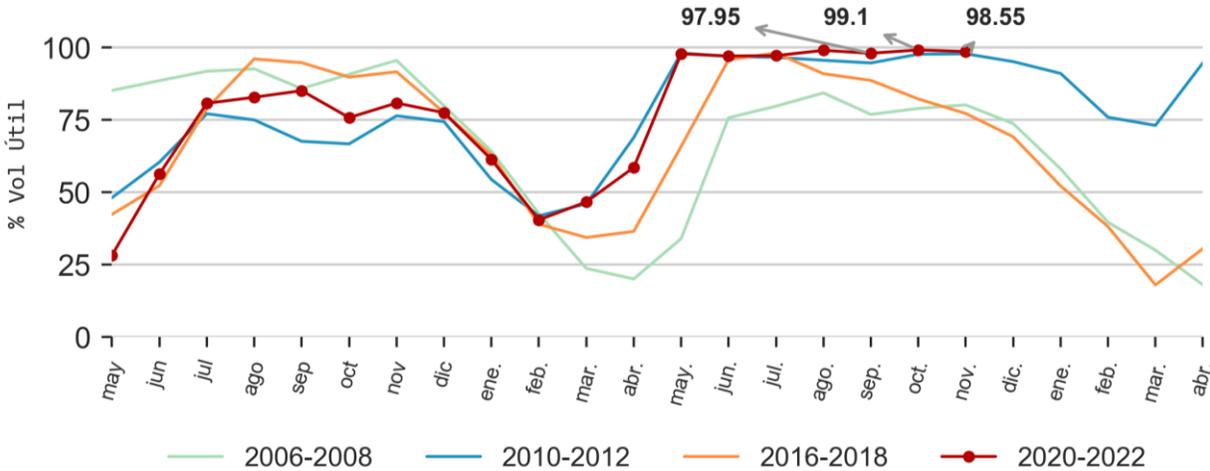
PENOL



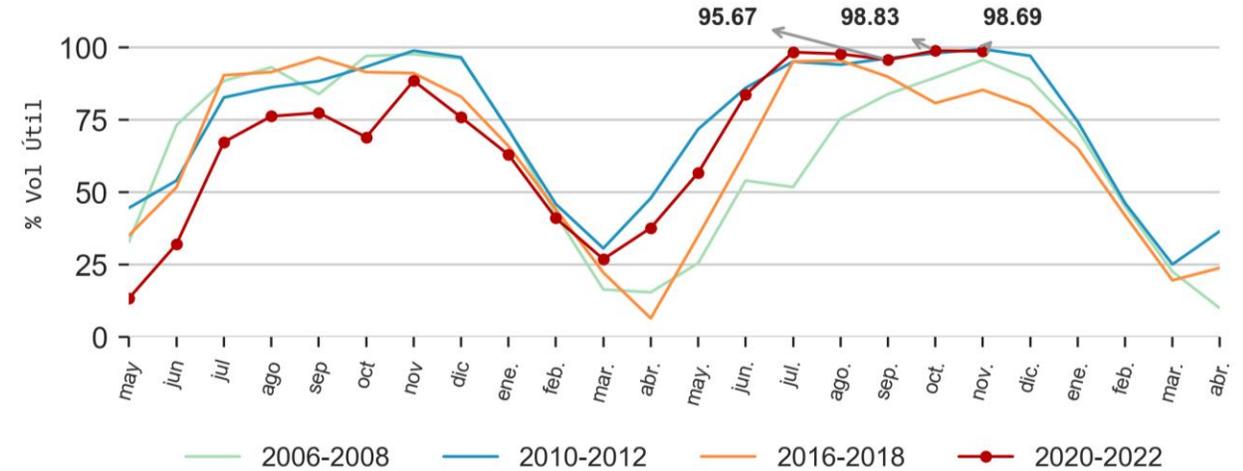
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



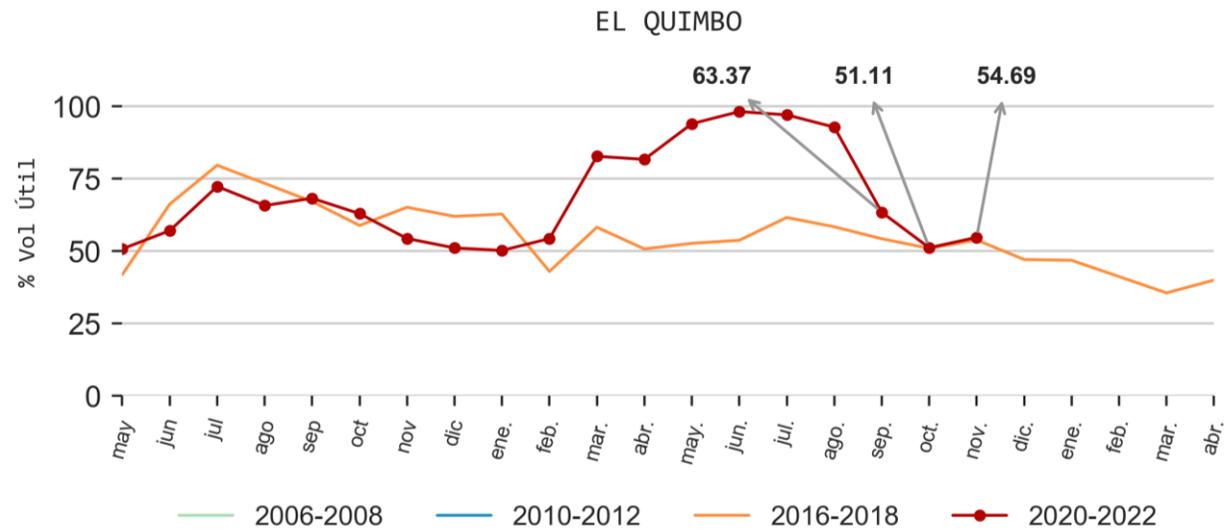
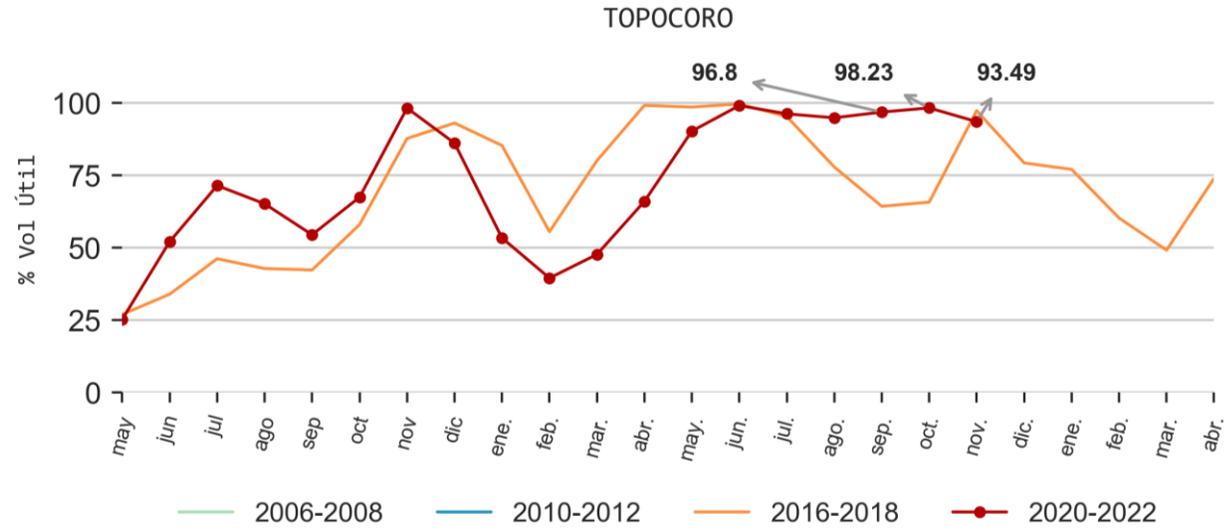
ESMERALDA



Información hasta el 2021-11-29

Información actualizada el 2021-11-30

Evolución de principales embalses

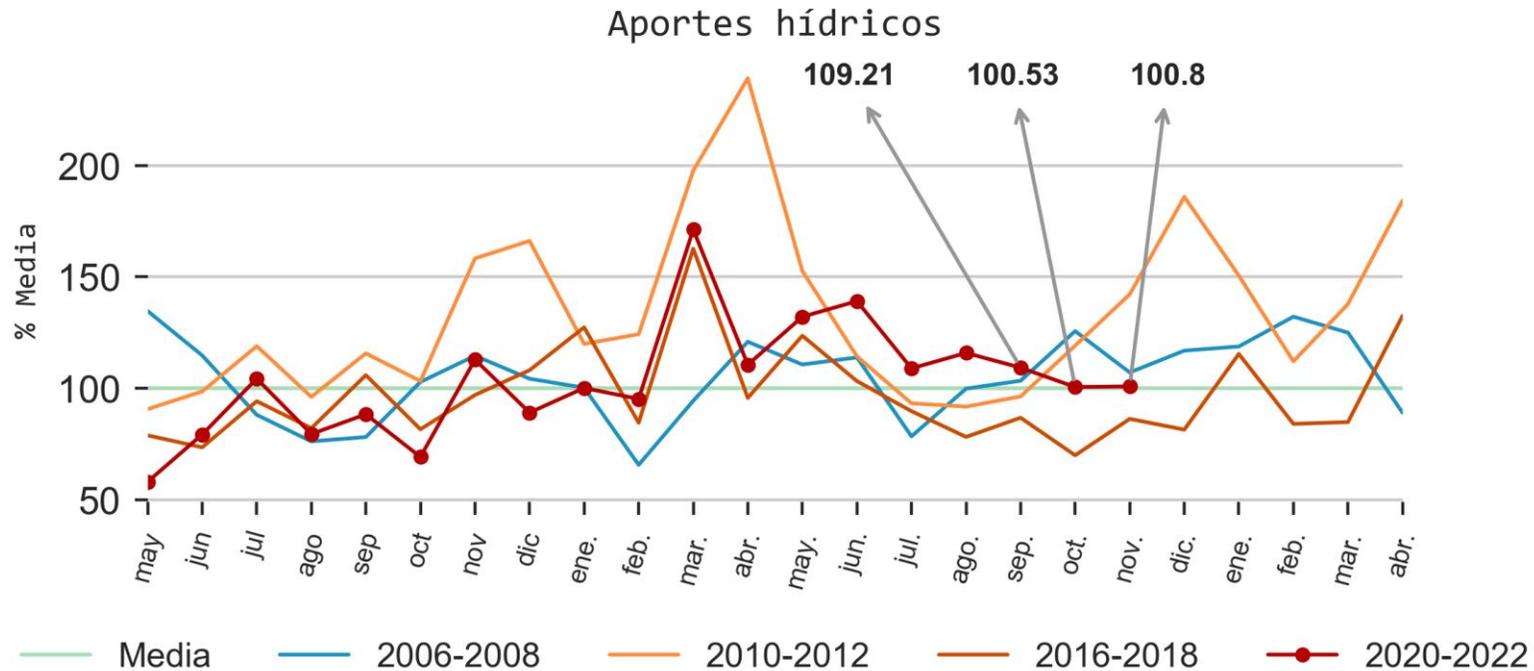


Información hasta el 2021-11-29

Información actualizada el 2021-11-30

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses



Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-11-29
Información actualizada el 2021-11-30

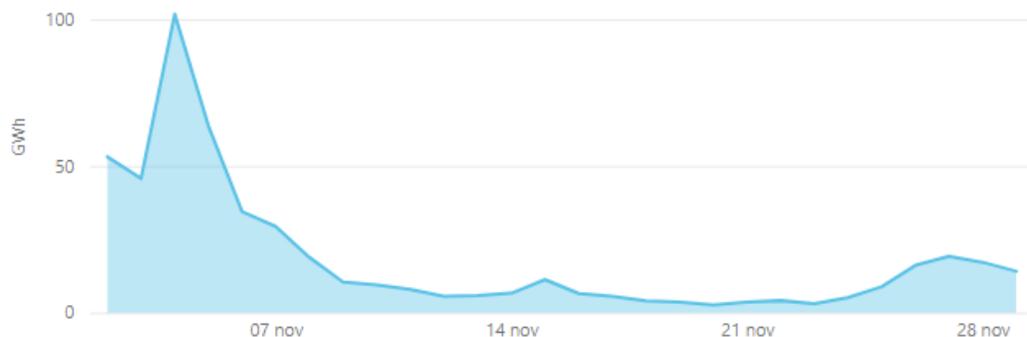
Análisis vertimientos últimos 30 días

FECHA: Último 30 Días Region: Todas

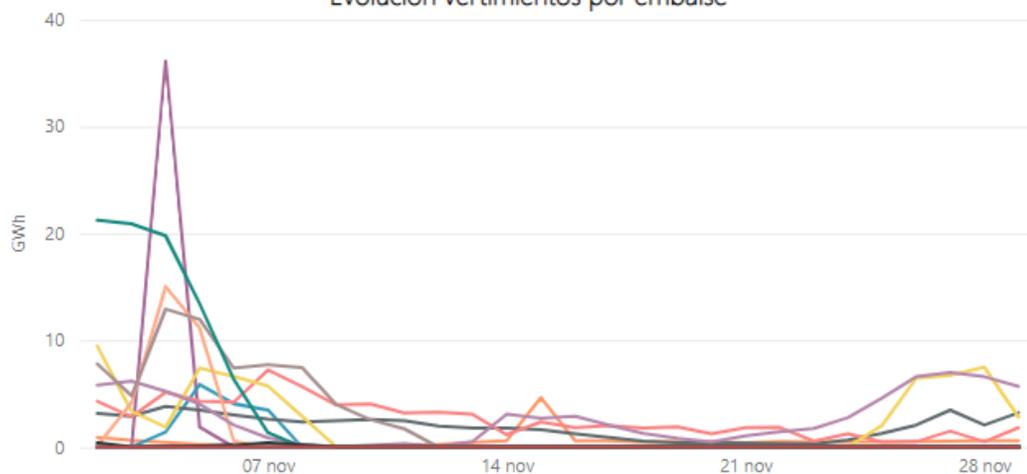
Informe diario de Situación Energética

02/11/2021 - 01/12/2021

Vertimientos del SIN

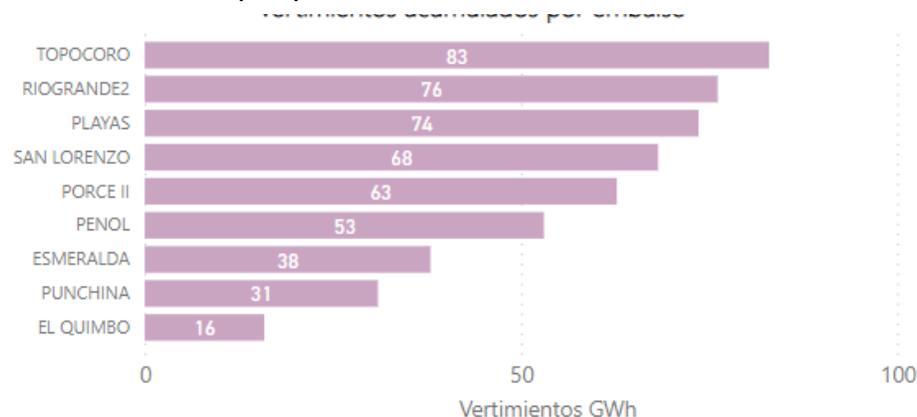


Evolución vertimientos por embalse

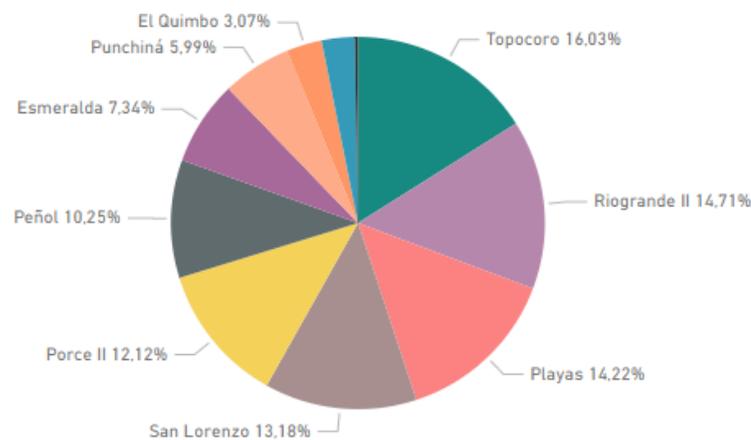


● Agregado ... ● Alto Anchi... ● Amani ● Betania ● Calima ● Chuza ● El Quimbo ● Esmeralda ● Guavio ● Miraflores

Top 9 por embalse



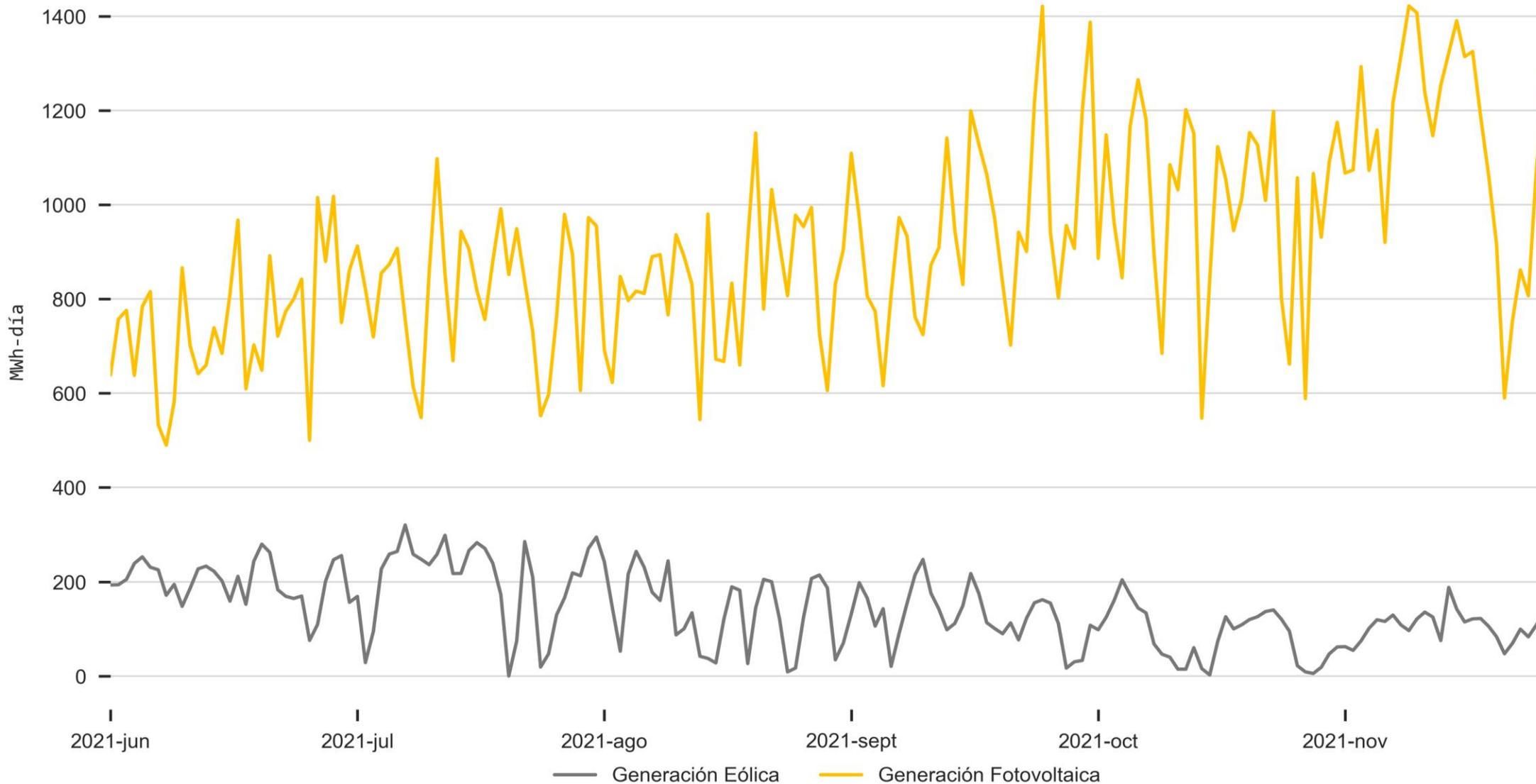
Participación vertimientos por embalse



● Topocoro ● Riogrande II ● Playas ● San Lorenzo ● Porce II ● Peñol ● Esmeralda ● Punchiná ● El Quimbo ● Guavio

Información hasta el: 2021-11-29

Generación FERNC



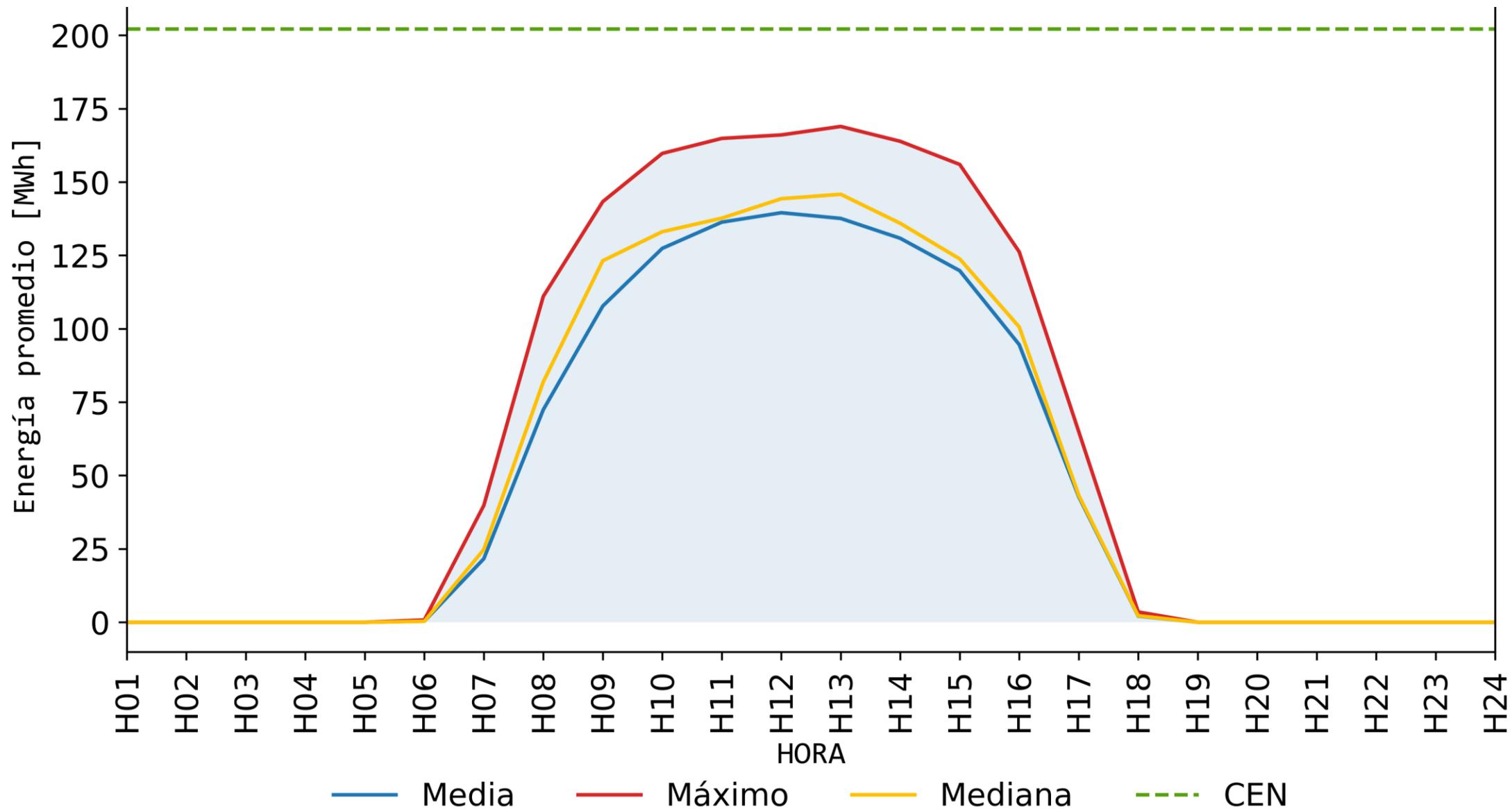
Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar Carmelo, Granja Solar Belmonte, El Paso, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLII, Trina-Vatia BSLIII, Planta Solar Bayunca I

Información hasta el 2021-11-28

Información actualizada el 2021-11-30

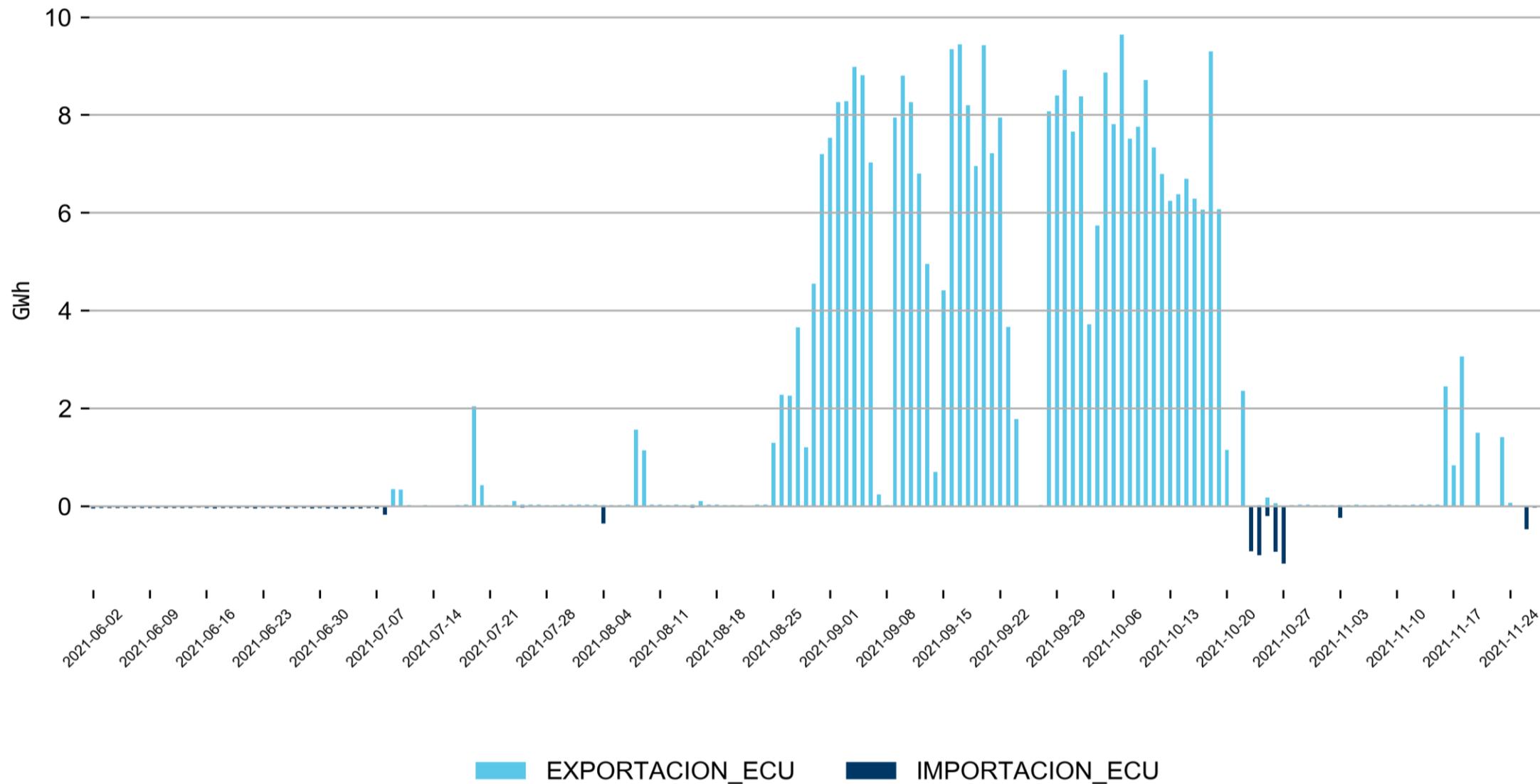
Curva Generación Solar



Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de November de 2021 hasta el 29 de November de 2021

Información hasta el 2021-11-29
Información actualizada el 2021-12-01

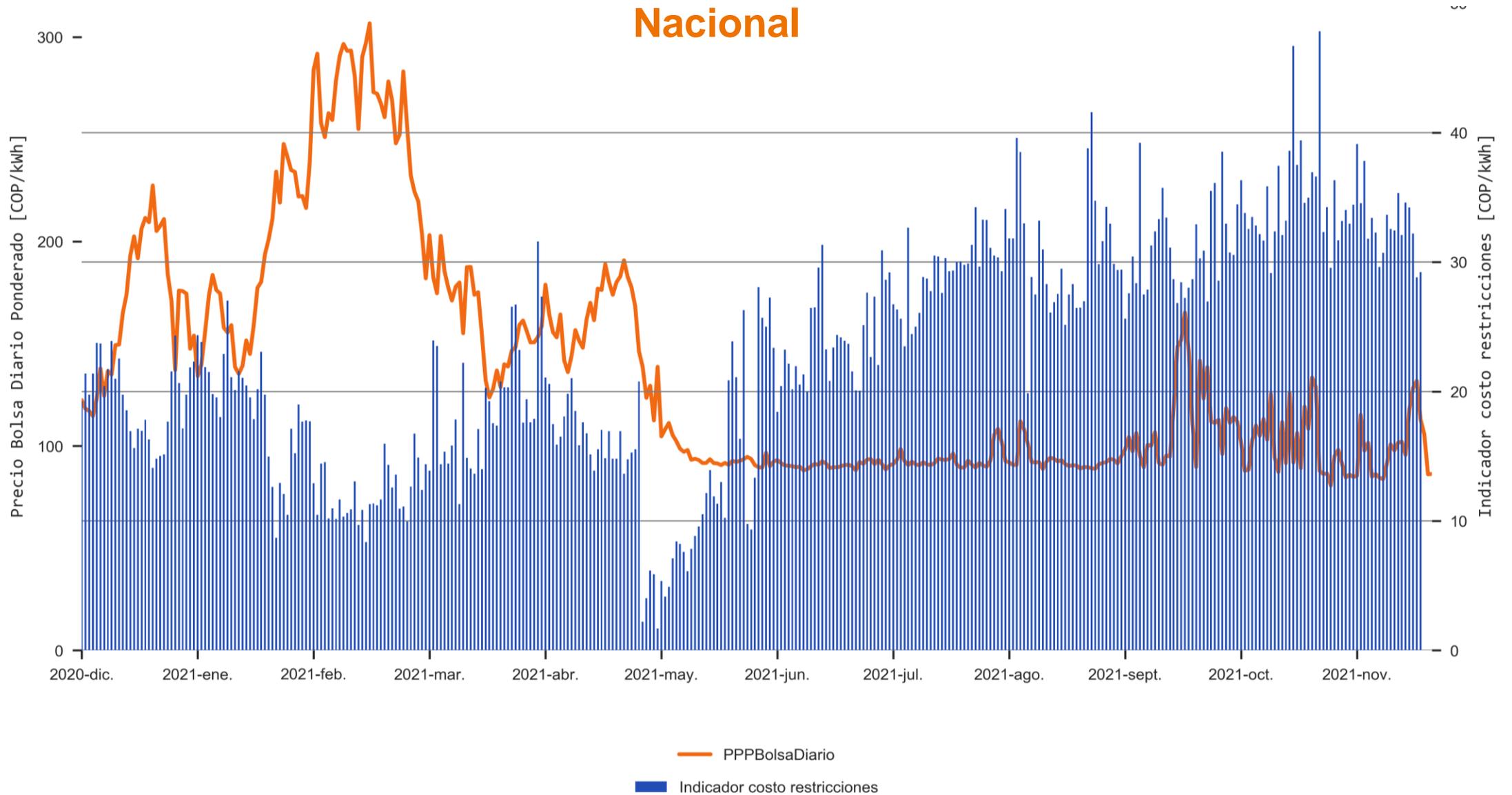
Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2021-11-28
Información actualizada el 2021-11-30

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



Información hasta el 2021-11-28
Información actualizada el 2021-11-30

Qué es Sinergox



Clic para ingresar a Sinergox



Es un **sitio web** donde se evoluciona el portal de información para **promover la competencia en el sector y la transparencia del mercado** apoyando a la toma de decisiones de los usuarios a través de los datos.



Durante la elaboración escuchamos la voz de los usuarios a través de:

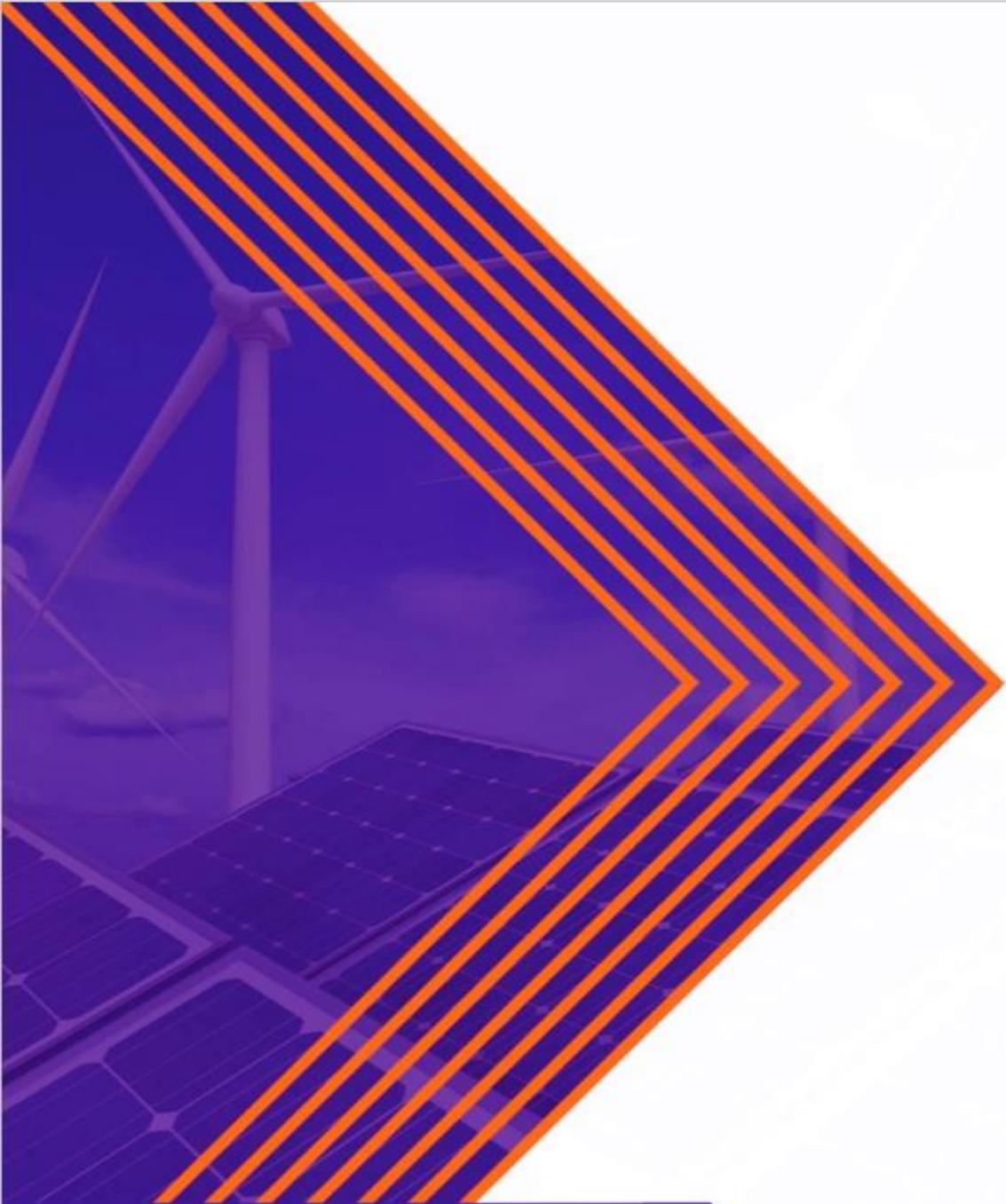
- **Encuesta a agentes del MEM** sobre la información relevante de los informes mensuales.
- **Entrevistas en profundidad con agentes** para identificar los principales dolores y deseos.
- **Reuniones con personas de XM** aportaron comentarios



Actualmente Sinergox cuenta con los siguientes productos:

1. Informes Mensuales del Mercado interactivos
2. Chatbot conversacional para consultar variables mediante el uso del lenguaje
3. Acceso directo a la API XM con ejemplos de uso y su respectiva documentación
4. Centralización de informes del Mercado que estaban dispersos

2. Expectativas Energéticas



Informe de Mediano Plazo

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

Noviembre 28, 84,80%



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 noviembre 2021.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 4.52 GWh/día promedio



Información combustibles

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

Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.



Parámetros del SIN

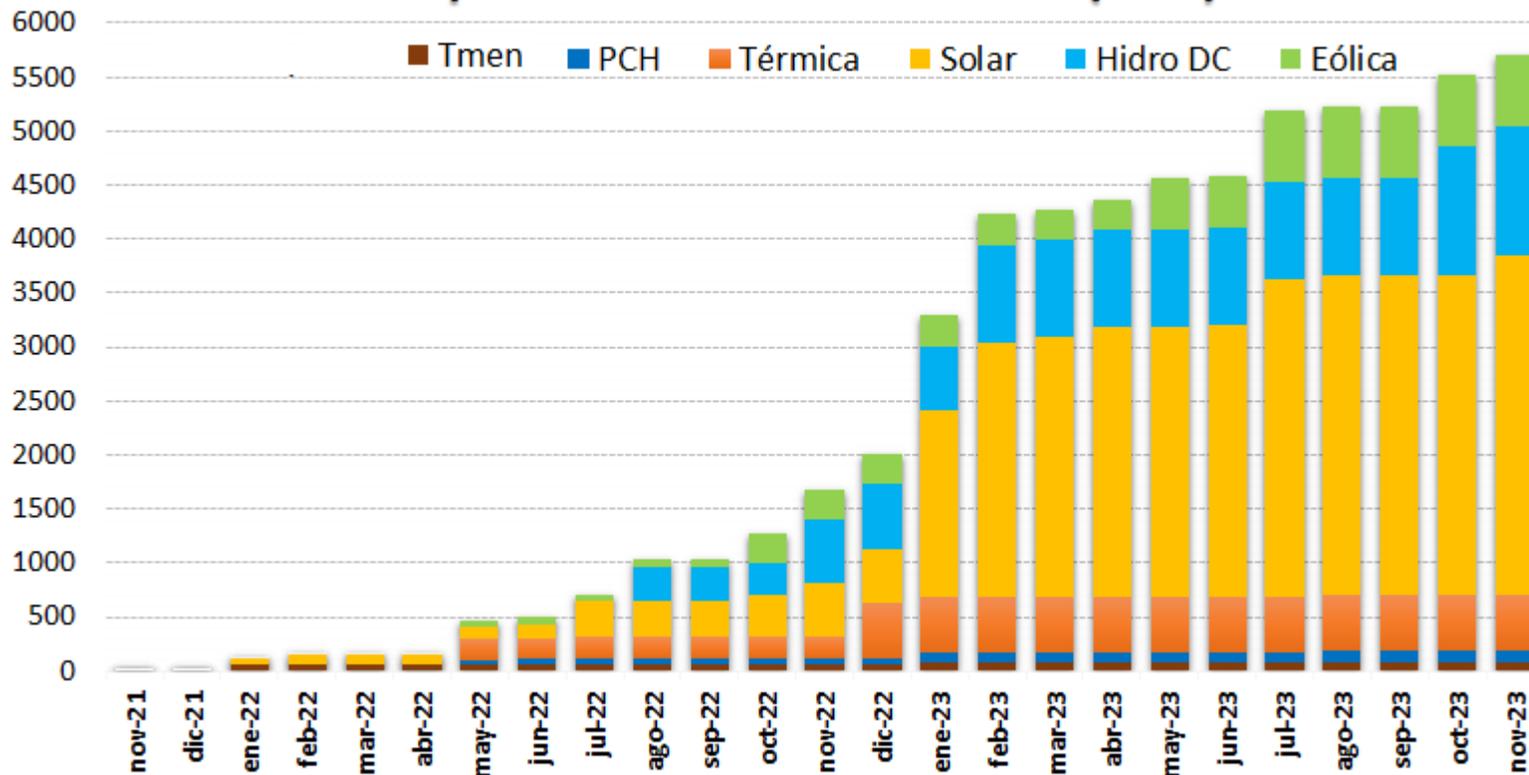
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



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 noviembre del 2023:



**Total:
5519 MW**



**Total:
2830 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.

Escenario Estocástico

Demanda

Escenario **Alto** de la UPME

Demandas Del SIN - GWh



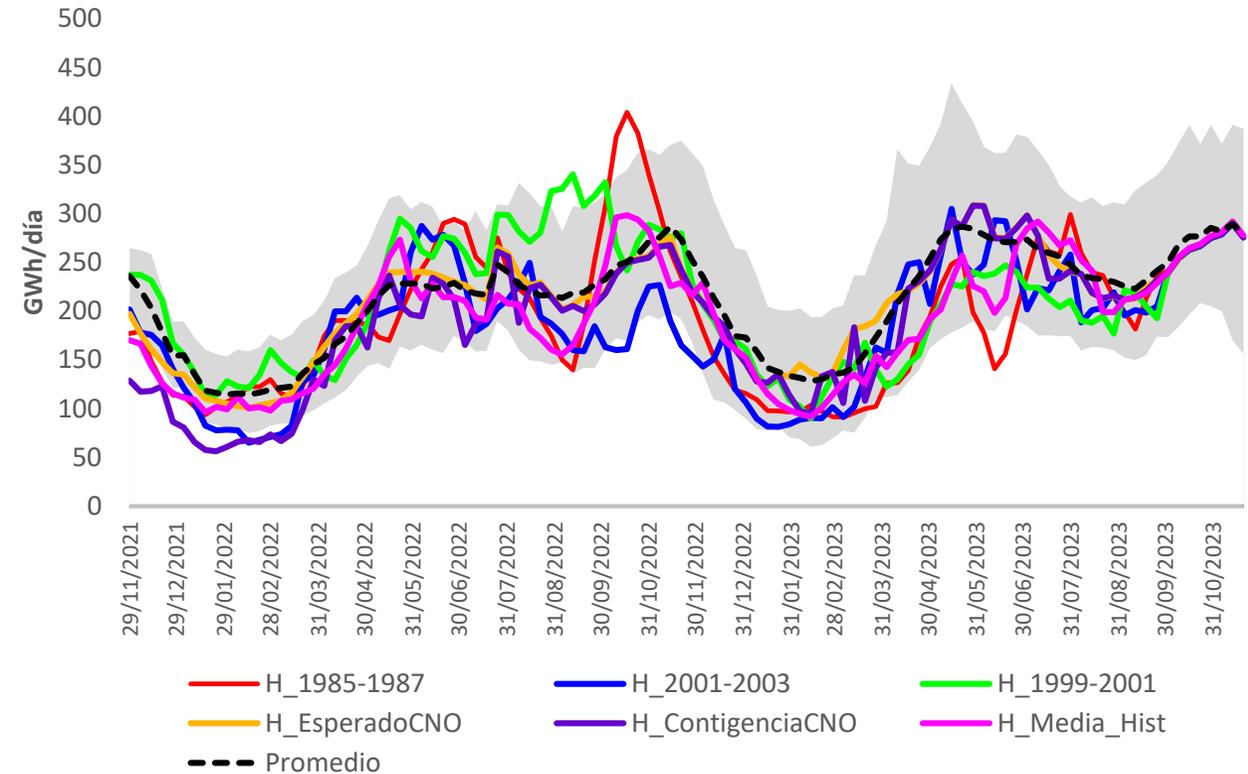
Hidrología

1	H 1985-1987: hidrología histórica del periodo nov de 1985 a oct de 1987	4	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.
2	H 2001-2003: hidrología histórica del periodo nov de 2001 a oct de 2003	5	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
3	H 1999-2001: hidrología histórica del periodo nov de 1999 a oct de 2001	6	H Media historica: hidrología media histórica.

Hidrología

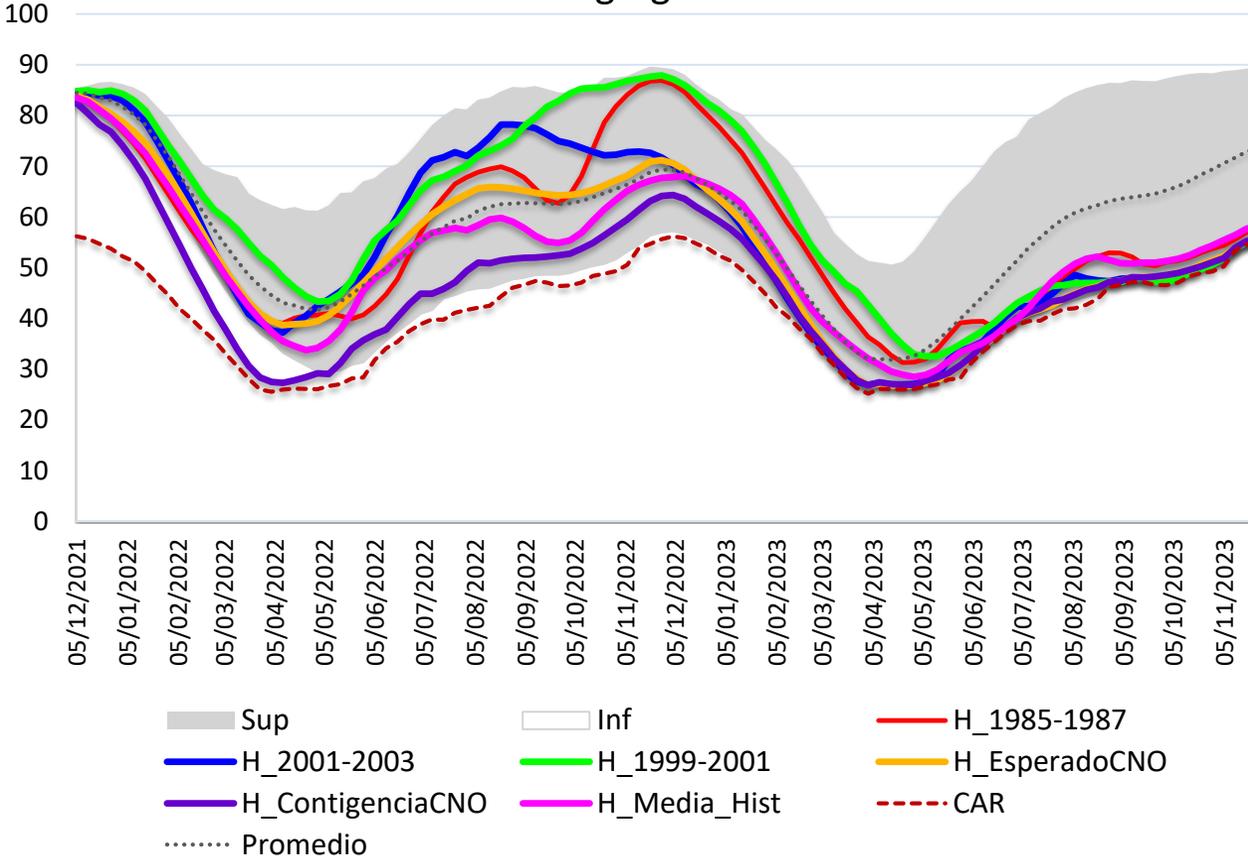
100 Series Sintéticas – Hidrología Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWh/DÍA]

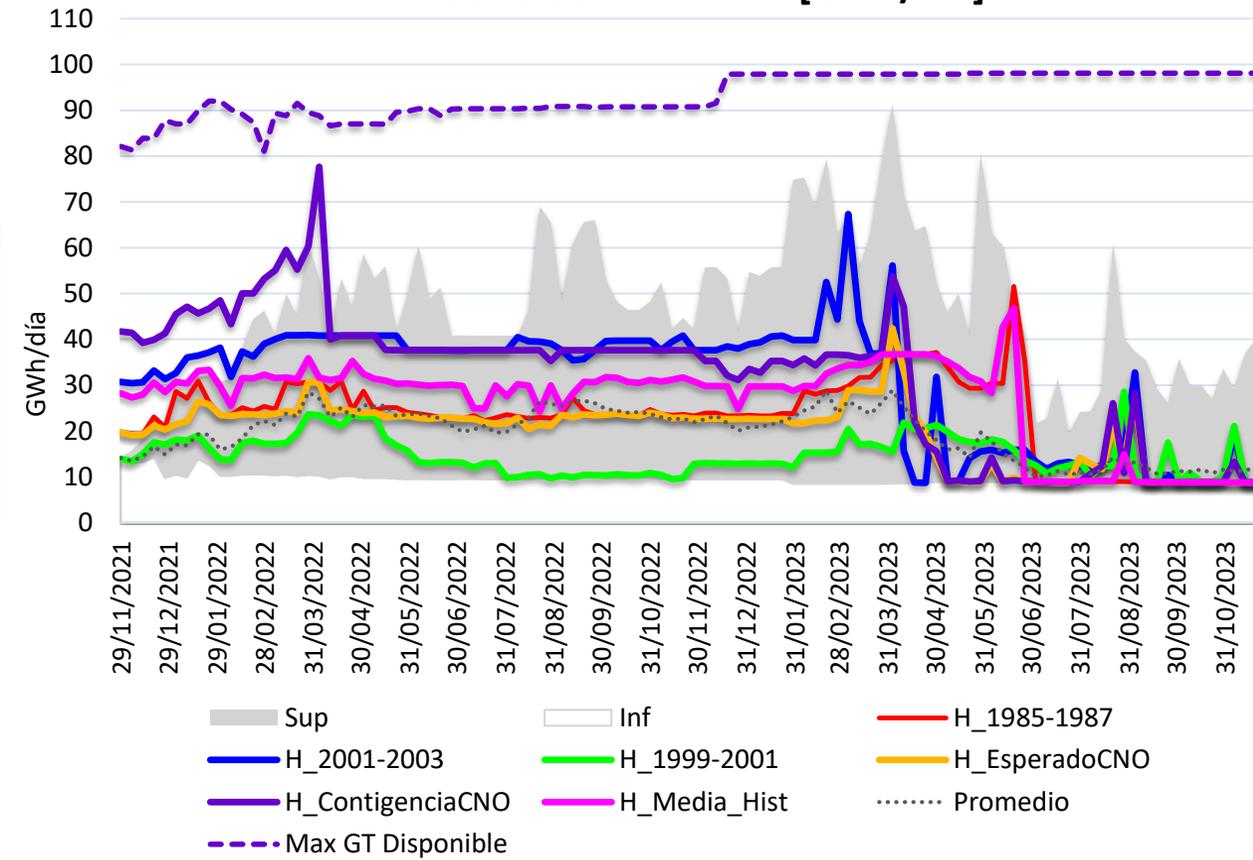


Escenario Estocástico

Embalse agregado SIN %



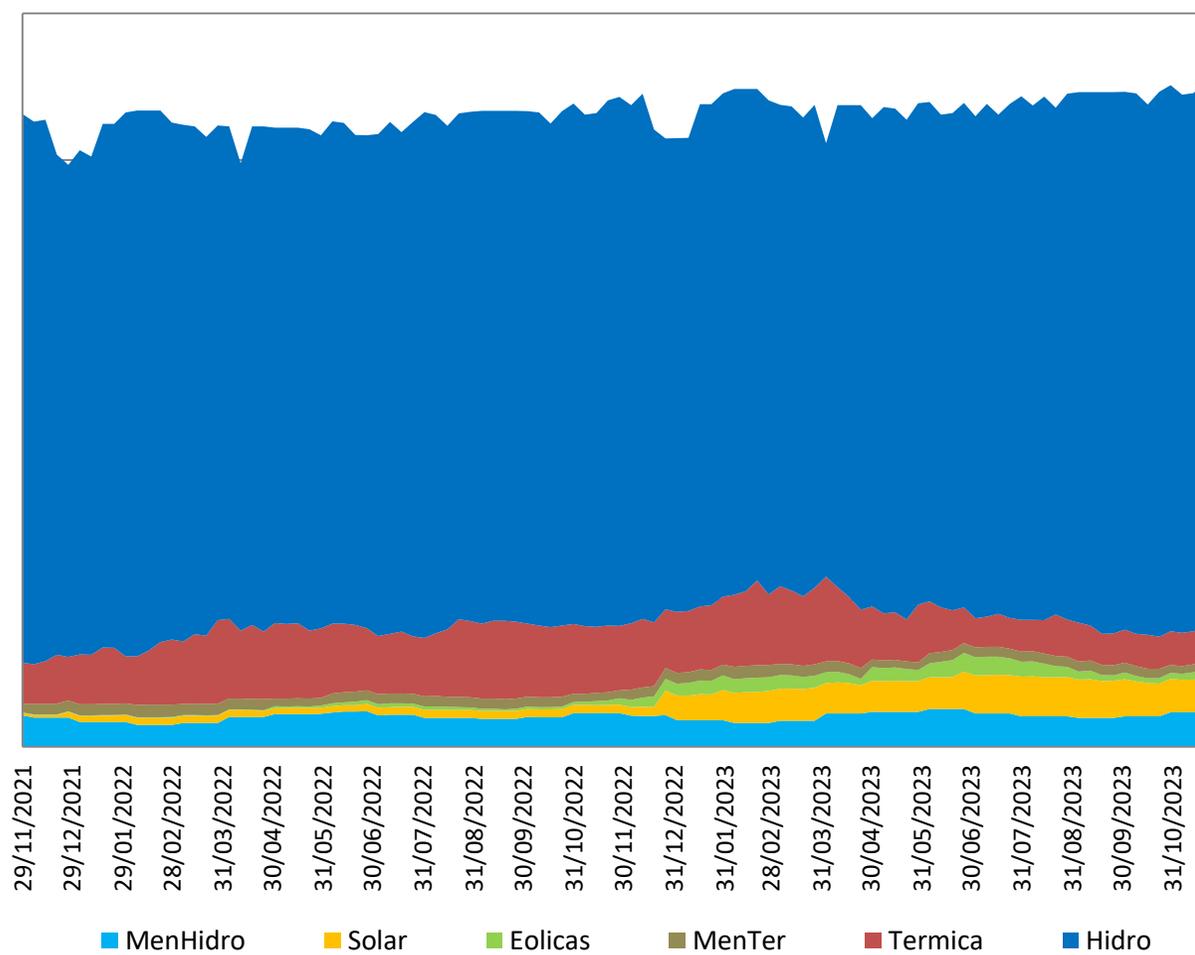
Generación Térmica [GWh/día]



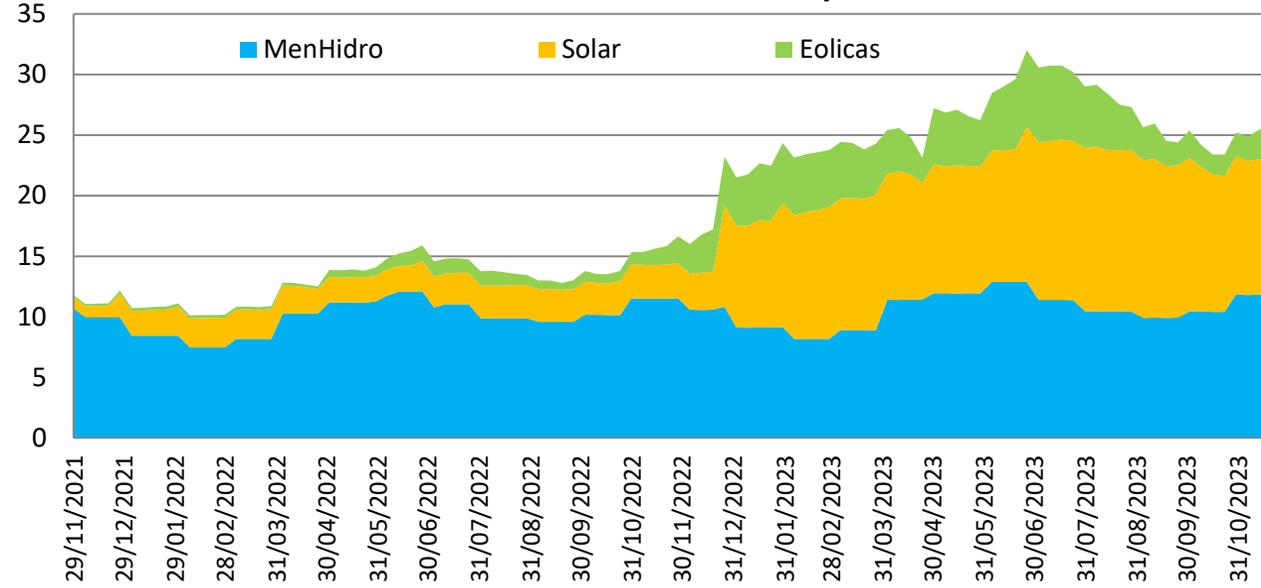
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Escenario Estocástico

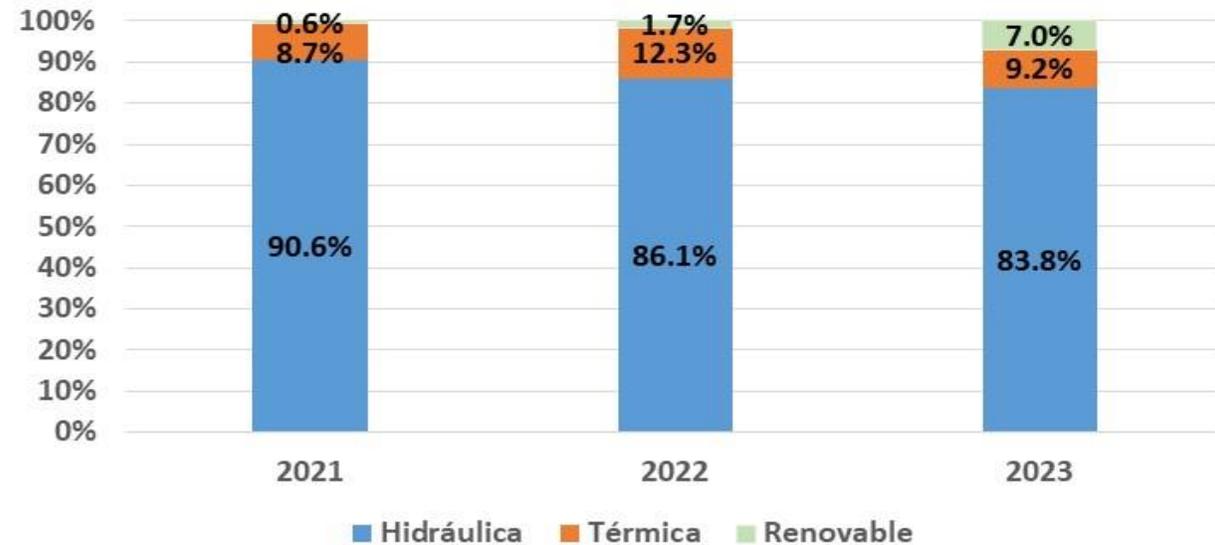
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



Generación Renovable - GWh/día

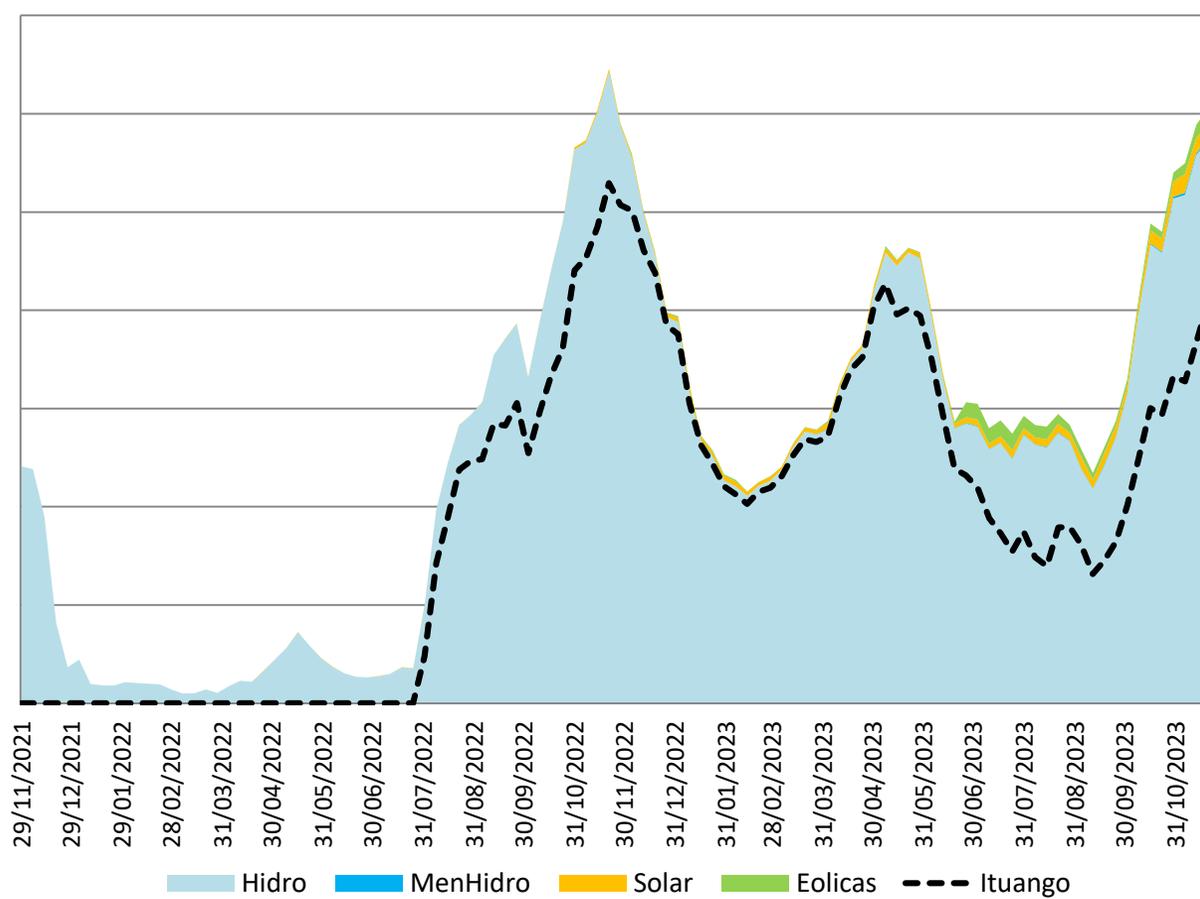


Participación de la generación en la atención de la demanda

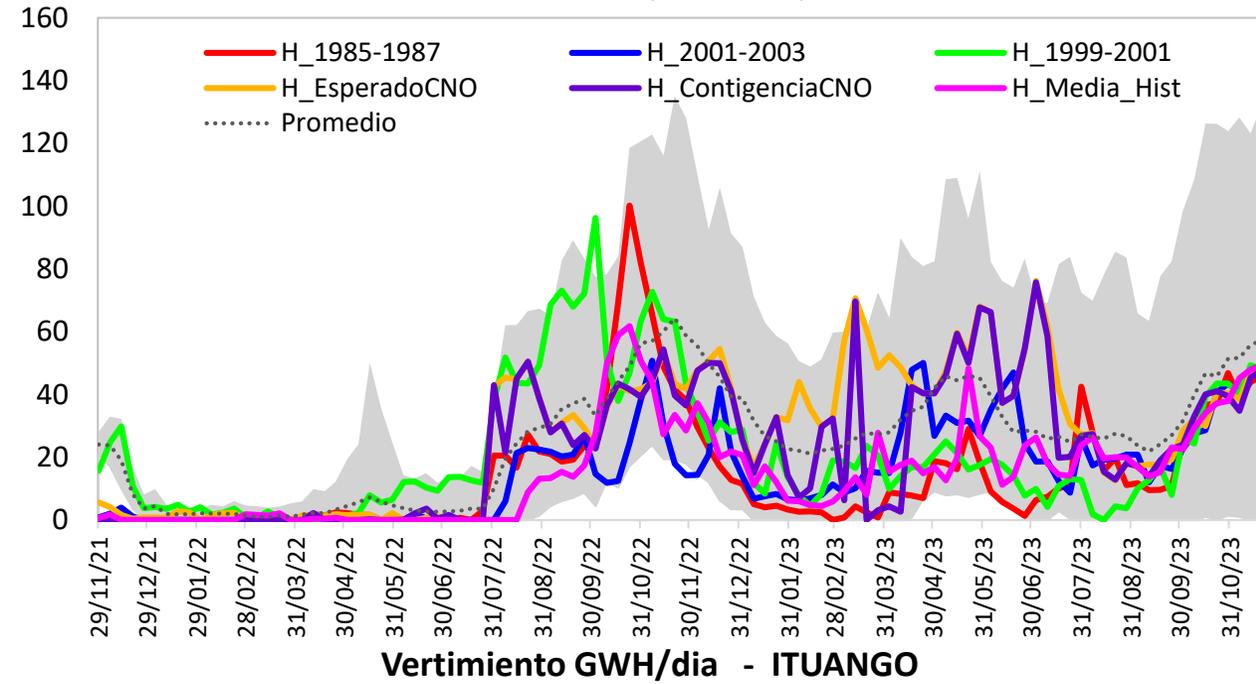


Escenario Estocástico

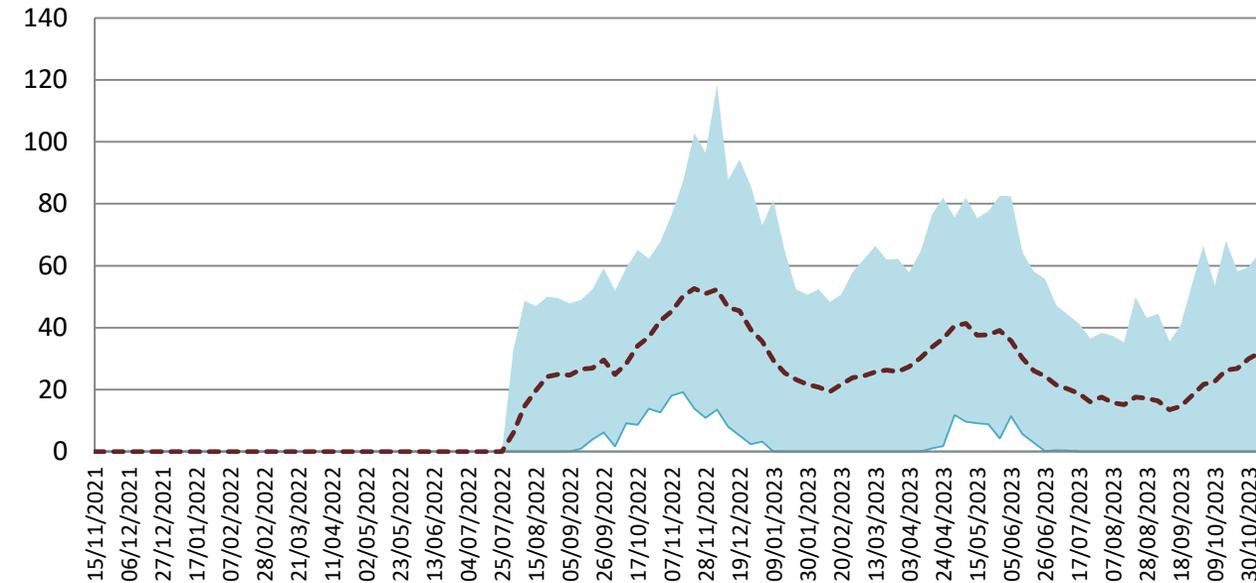
Vertimiento Promedio por Tecnología - GWh/dia



Vertimientos (GWh/dia)



Vertimiento GWh/dia - ITUANGO



Conclusiones y recomendaciones



En el horizonte de 2 años, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los índices de confiabilidad en todos los casos simulados.



La abundancia del recurso primario hídrico ha conllevado a la ocurrencia de vertimientos en varios embalses del sistema al agotar su capacidad de almacenamiento y considerando el panorama climático se espera que dichos valores de vertimiento continúen en lo que resta del 2021.



Se recomienda hacer seguimiento a la información de fecha de entrada de proyectos 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



Informe de Largo Plazo Noviembre 2021

Supuestos del Estudio

A continuación se detallan los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación.

Tipo de simulación

Estocástico - 100 series



Condición Inicial Embalse

Octubre 30, 84.84%



Intercambios Internacionales

Caso Autónomo y Coordinado



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en el primer año.



Expansión Generación

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

Horizonte del estudio

5 años

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para Noviembre 2021.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 4.75 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



Demanda

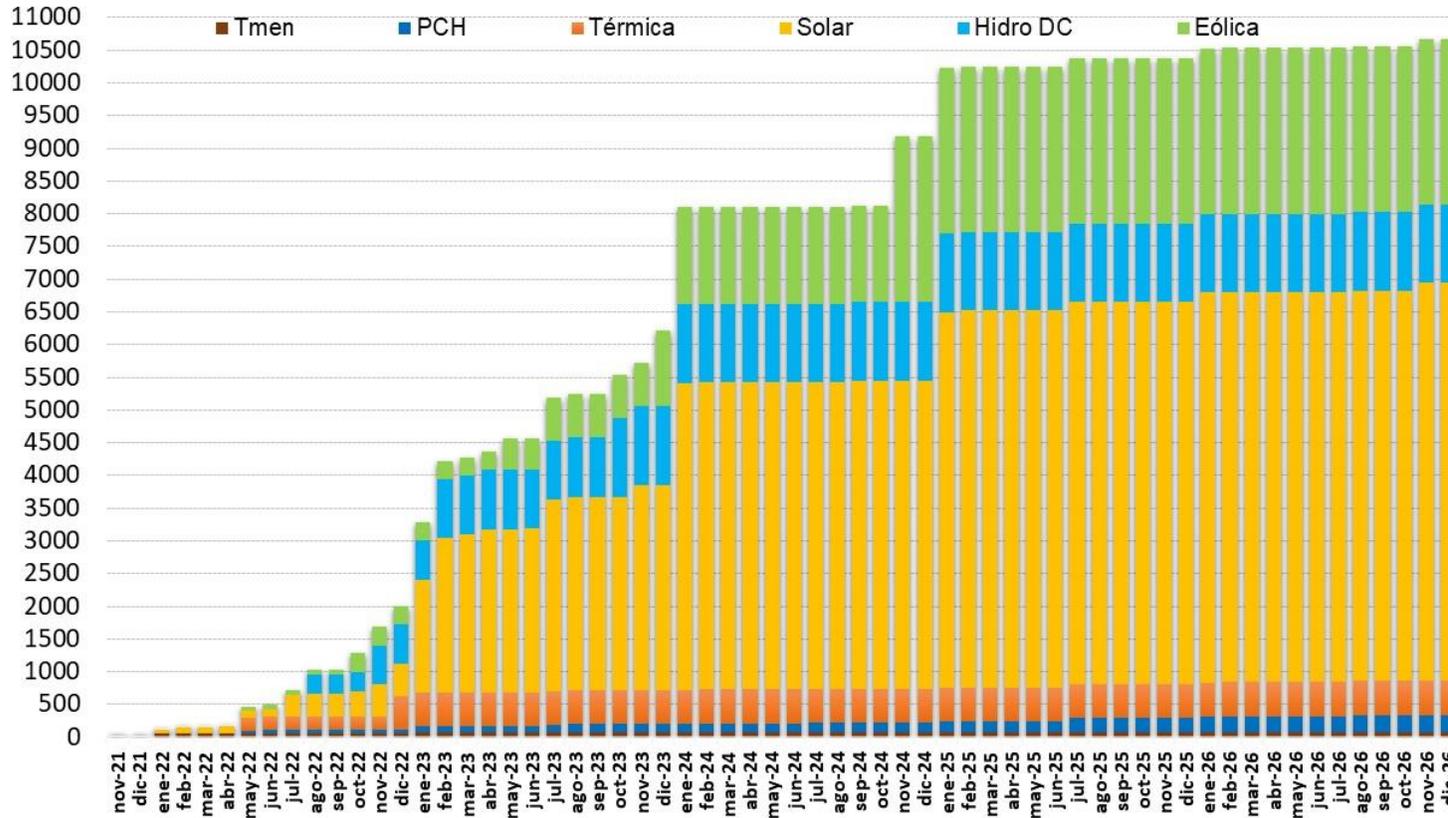
Escenario ALTO (Rev Jun21)



Situación esperada – Análisis de Largo Plazo (Horizonte 5 años)



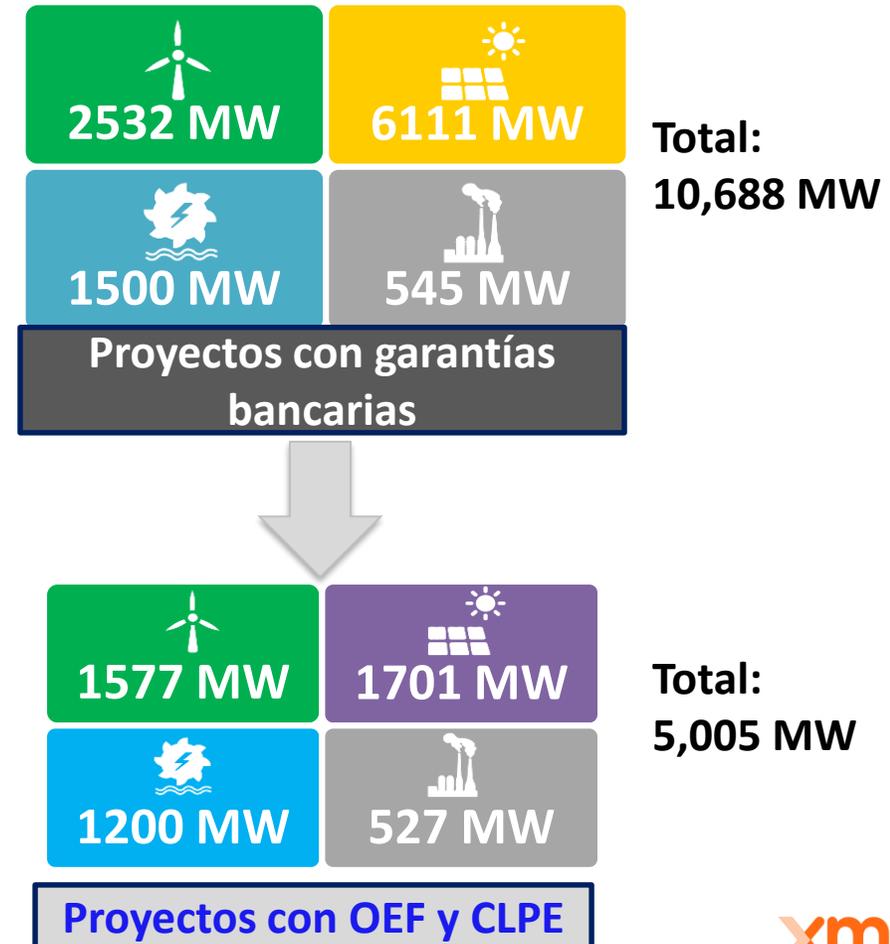
Expansión de la Generación (MW)



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.

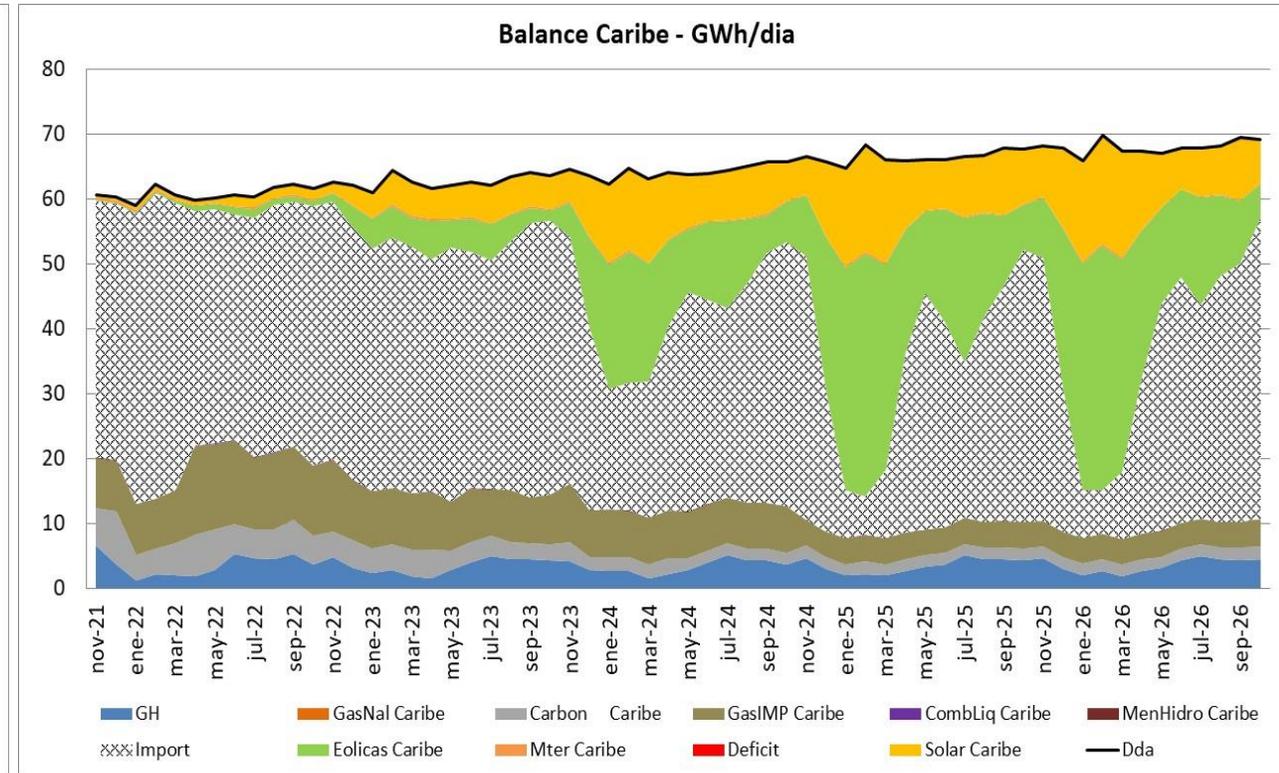
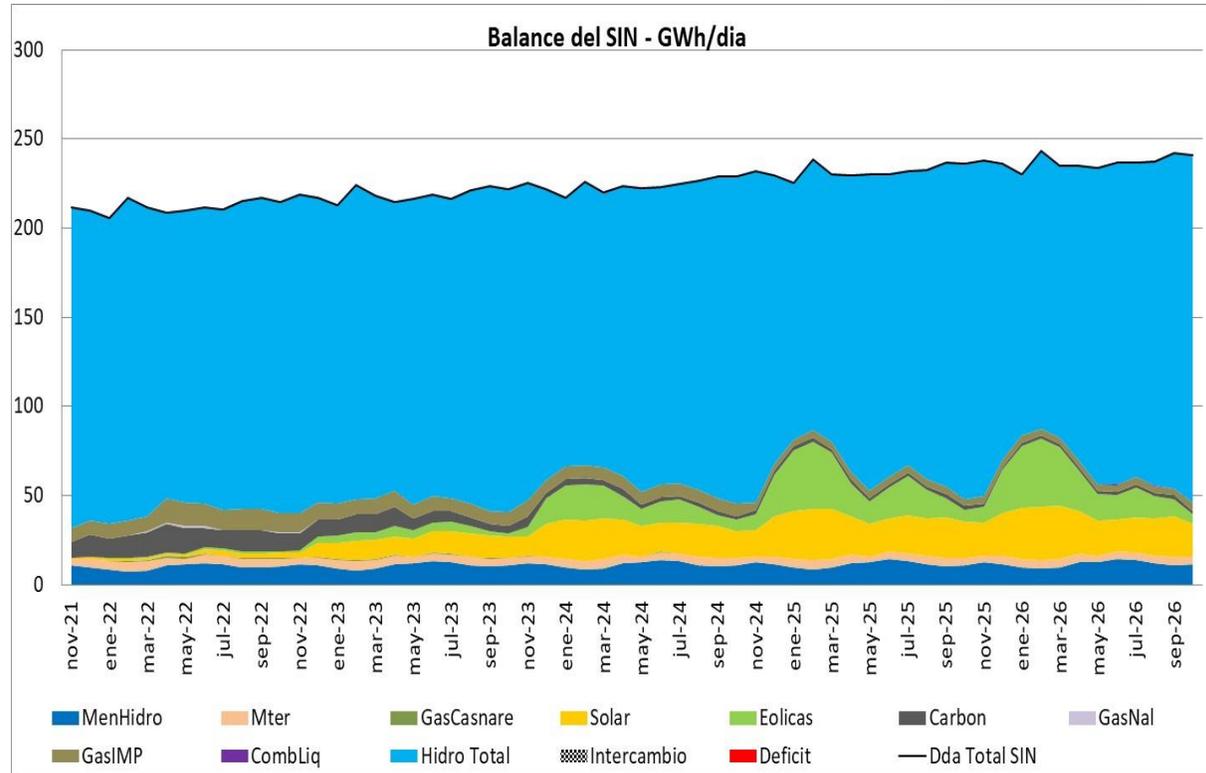
Detalle de proyectos de generación a noviembre del 2026:





Largo Plazo – Caso Autónomo

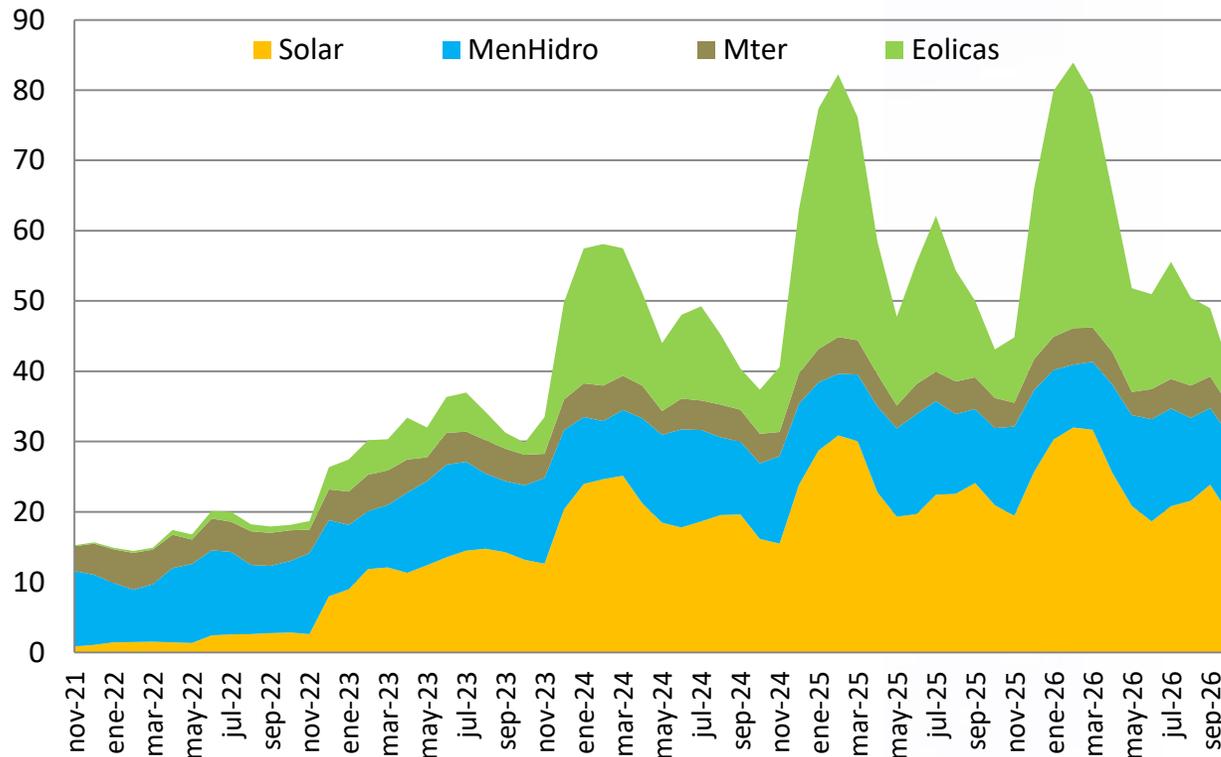
Resultados Largo Plazo – Caso Autónomo



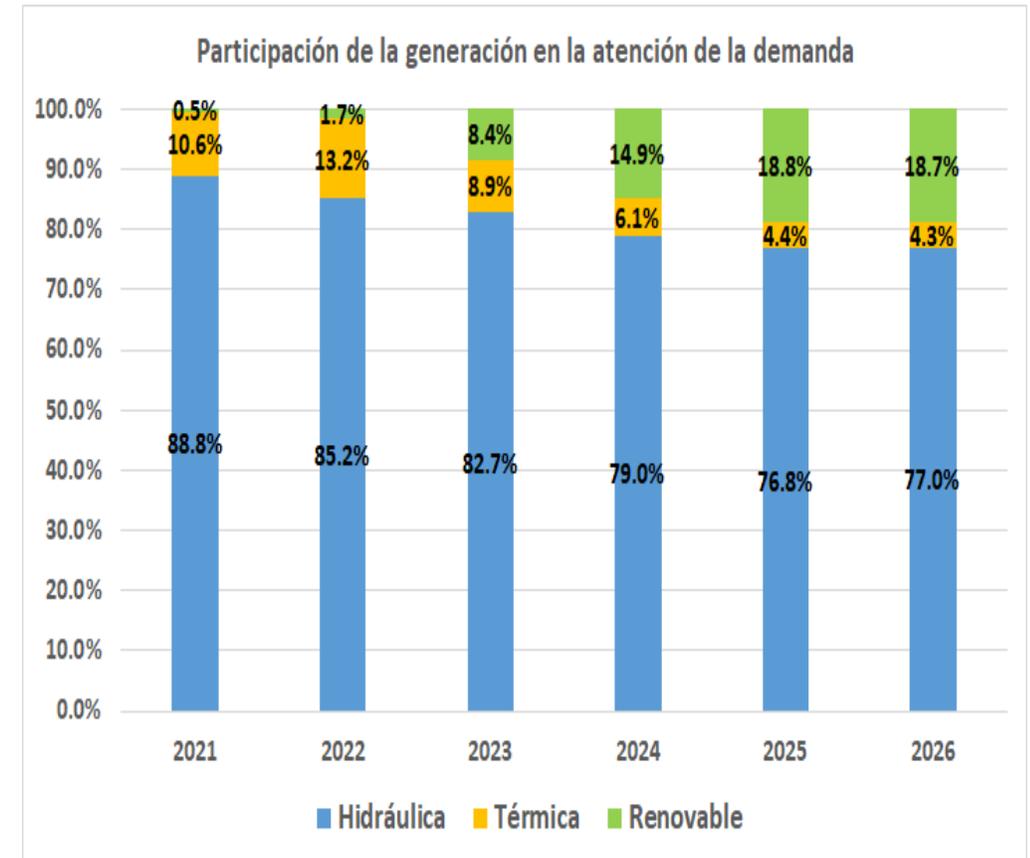
Resultados Largo Plazo – Caso Autónomo



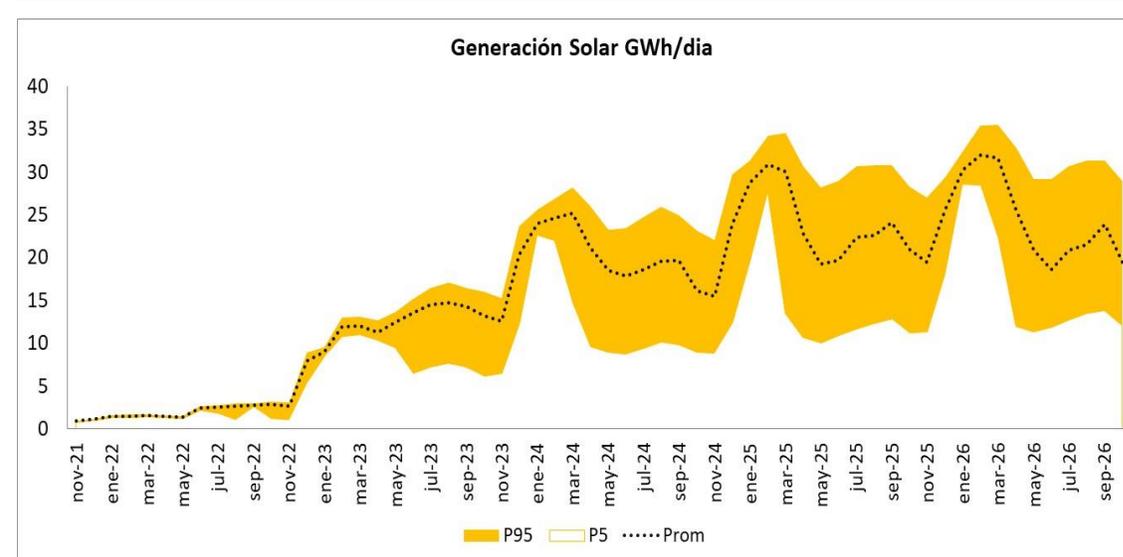
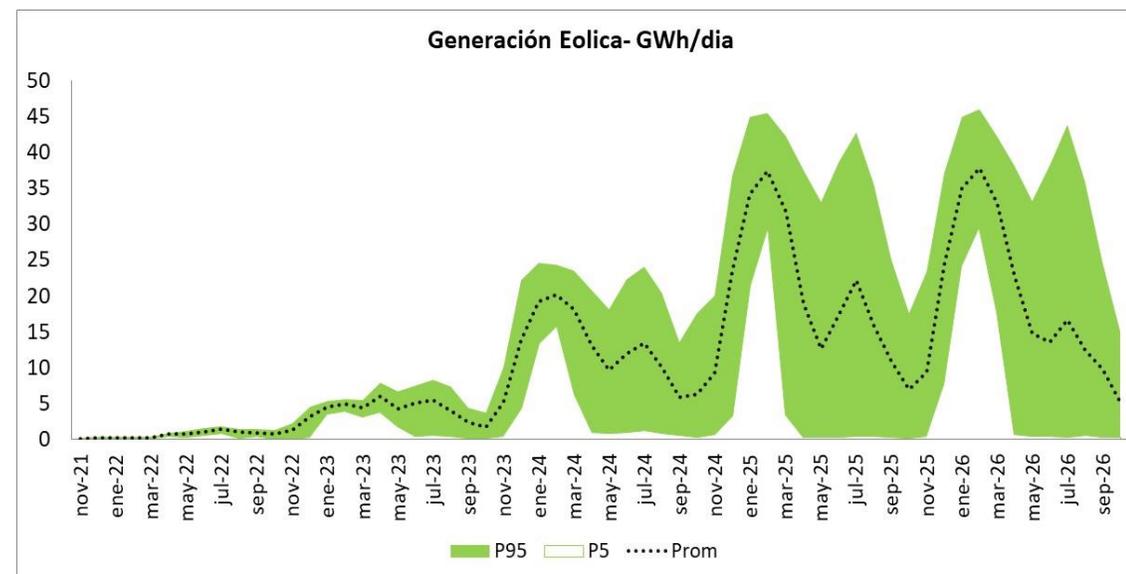
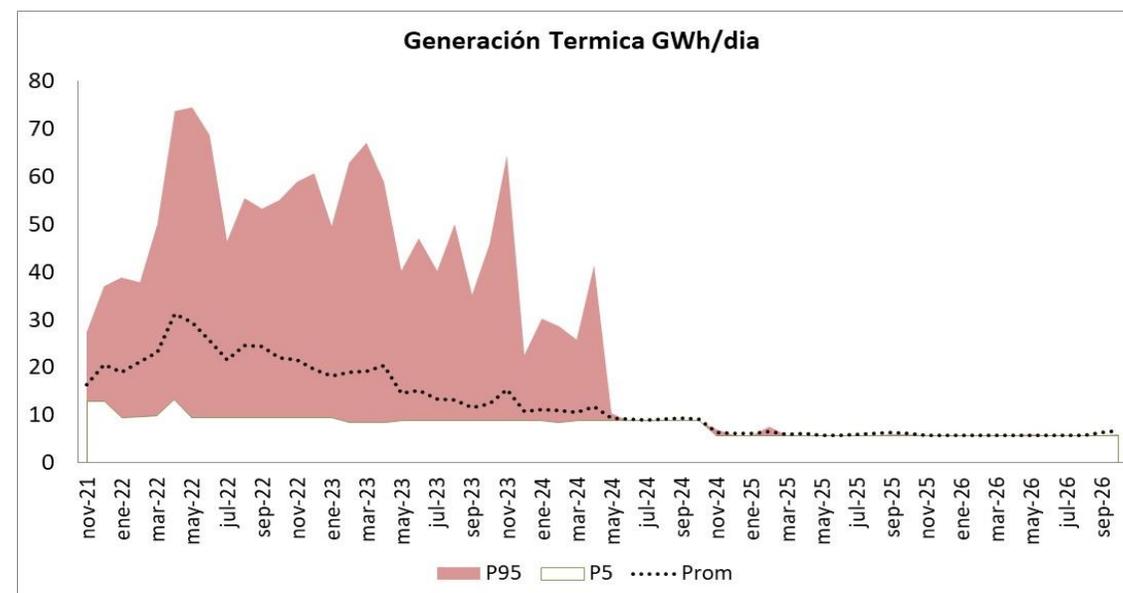
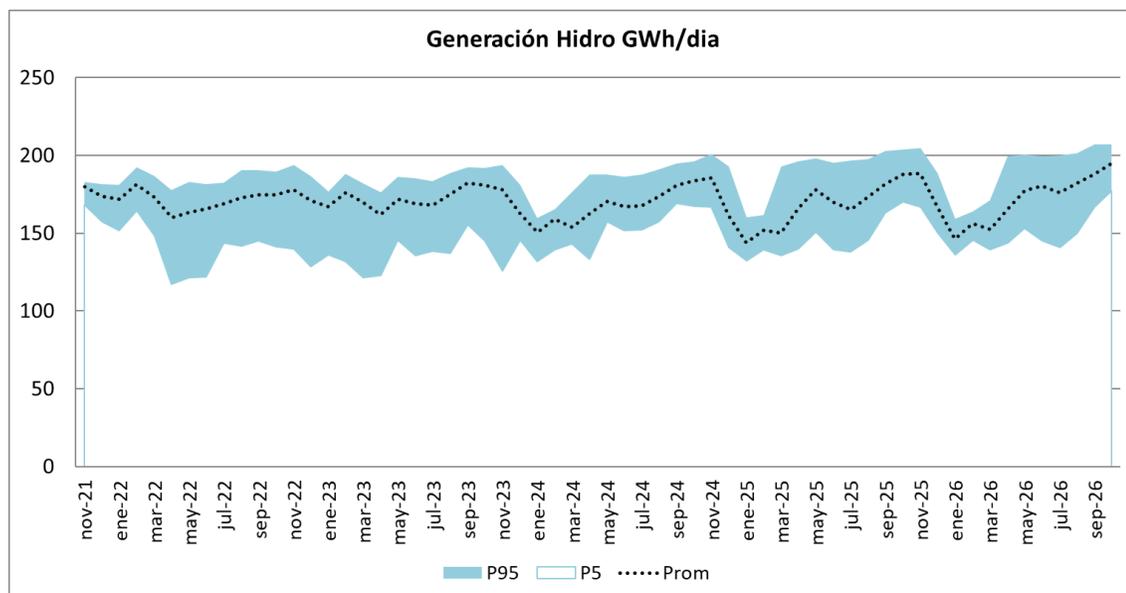
Generación Renovable promedio por Tecnología - GWh/día



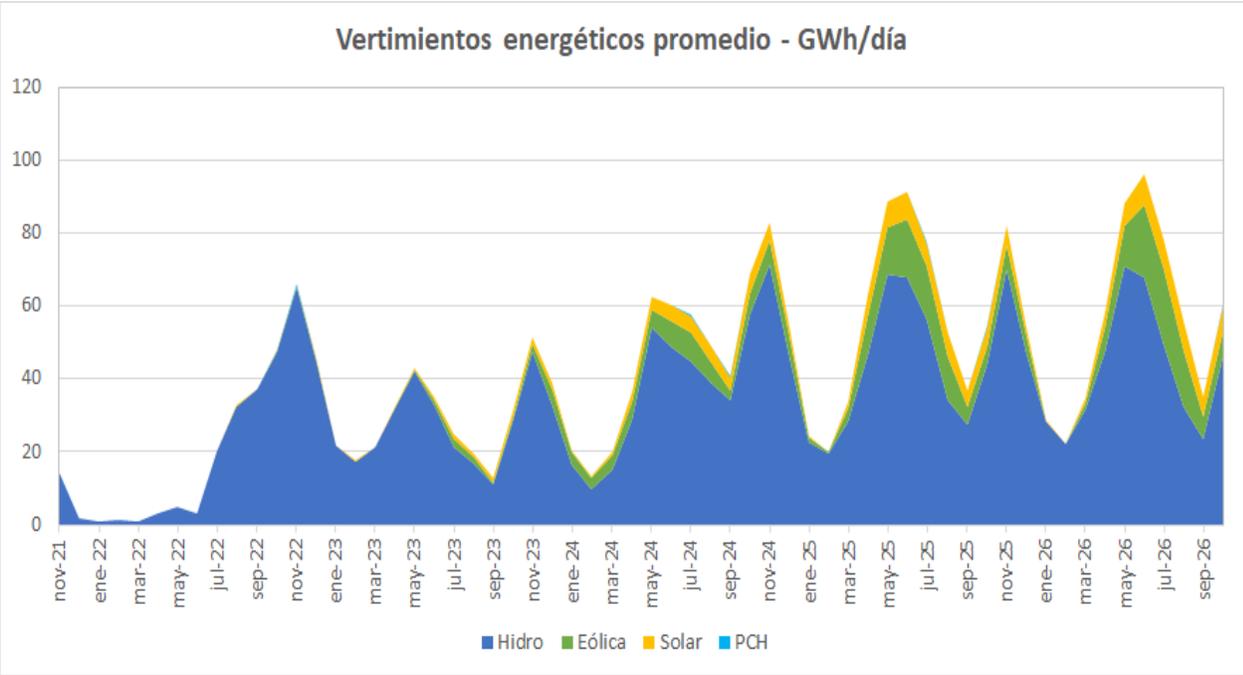
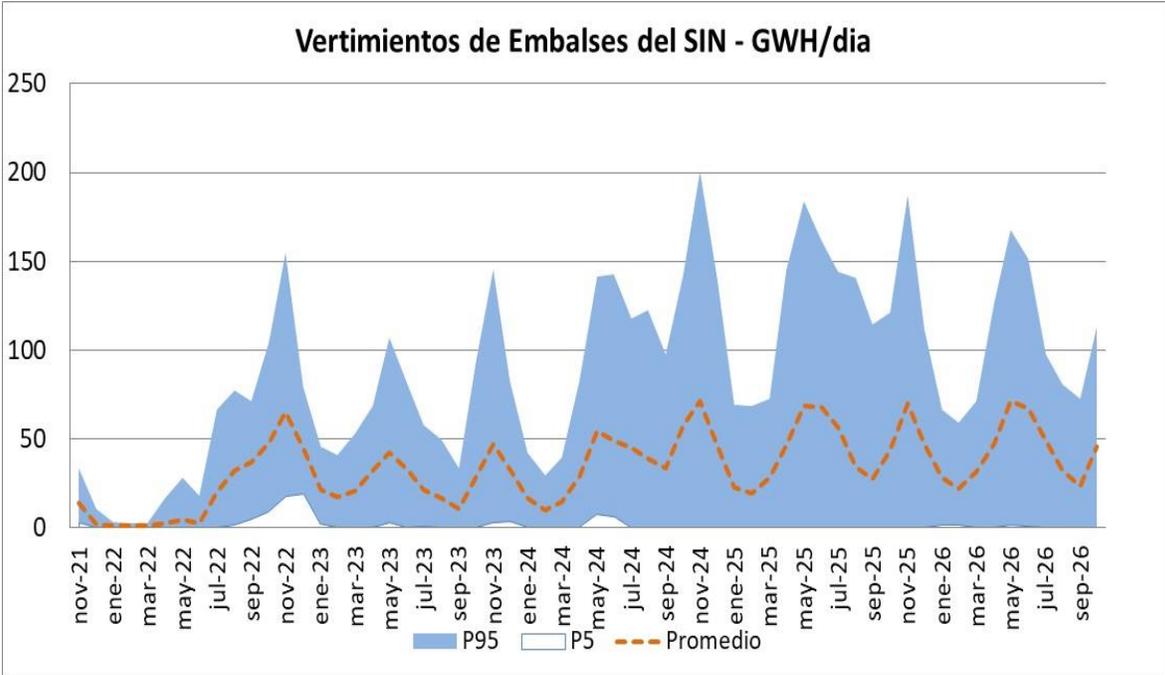
Transformación de la matriz energética



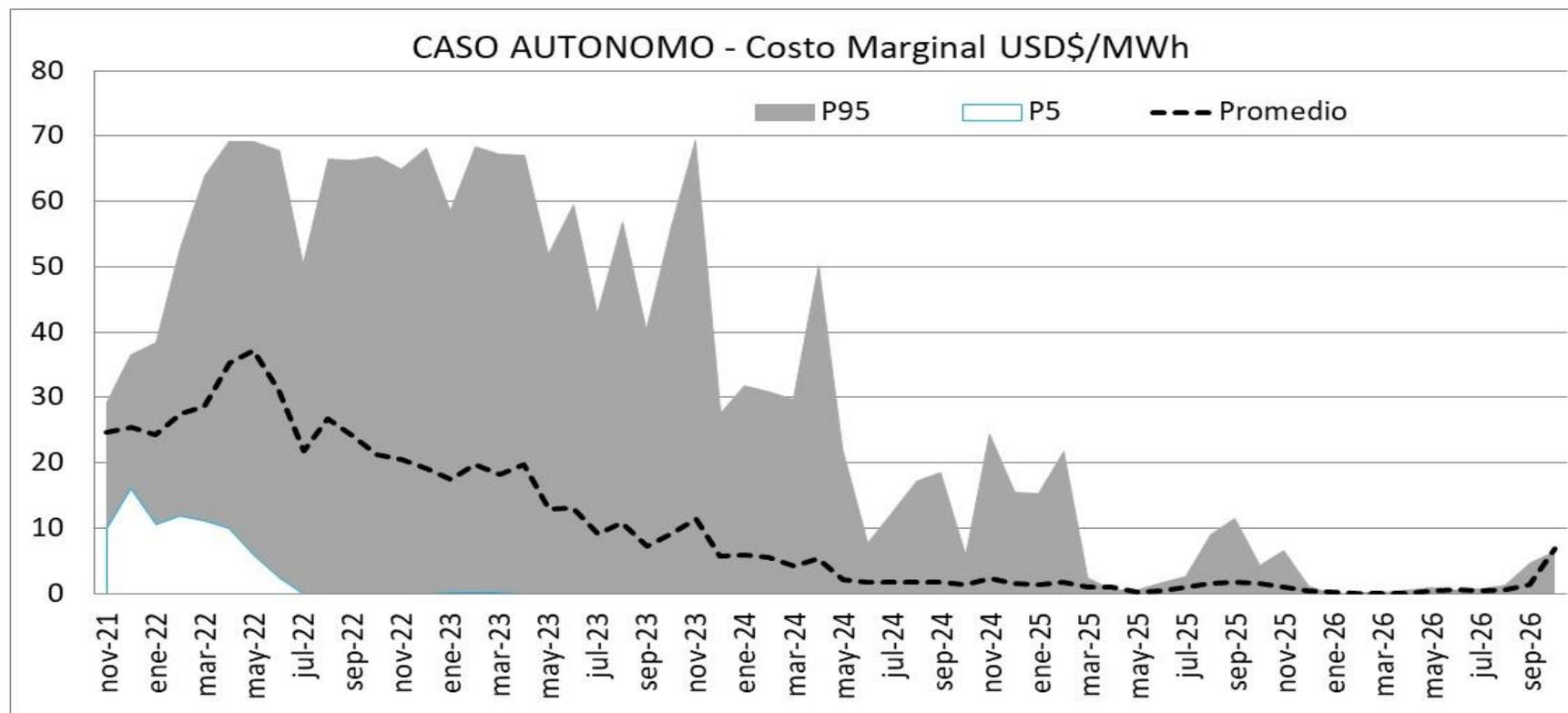
Resultados Largo Plazo – Caso Autónomo



Resultados Largo Plazo – Caso Autónomo



Resultados Largo Plazo – Costos marginales



Se presentan los costos marginales para corridas del sistema sin red de transmisión y sin restricciones.

El costo marginal está expresado en US\$/MWh (US\$ constantes al inicio de la simulación). La estructura de costos de las térmicas NO incluye el CEE ni FAZNI. Se incluyen los costos por ley 99 de 1993.



Conclusiones y recomendaciones

- En el horizonte de simulación de 5 años, con los 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.
- 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 hacer 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, en especial ante una eventual recuperación progresiva de la demanda luego de los efectos de la pandemia.



Senda de Referencia Estación de verano 2021-2022

Definición de la Senda de Referencia del embalse del SIN

Estación de verano 2021 -2022

Propuestas de senda de Referencia del embalse del SIN



CND definió una metodología basada en simulación estocástica



CNO acogió la metodología propuesta por el CND

Se envió a la CREG la misma propuesta para determinar la Senda de Referencia



Comisión de Regulación de Energía y Gas

La Comisión define que para determinar la senda definitiva de la estación de verano 2021-2022 se debe utilizar el procedimiento estocástico propuesto por el CND y establece para la selección de las series hidrológicas sintéticas a considerar, lo siguiente:

*Aquellas series que en el **verano 2022-2023** presenten aportes hidro-energéticos menores al **75%** de la media histórica y simultáneamente durante el **verano 2021-2022**, filtrar aquellas series entre el **90%** y el **110%** de la media histórica.*

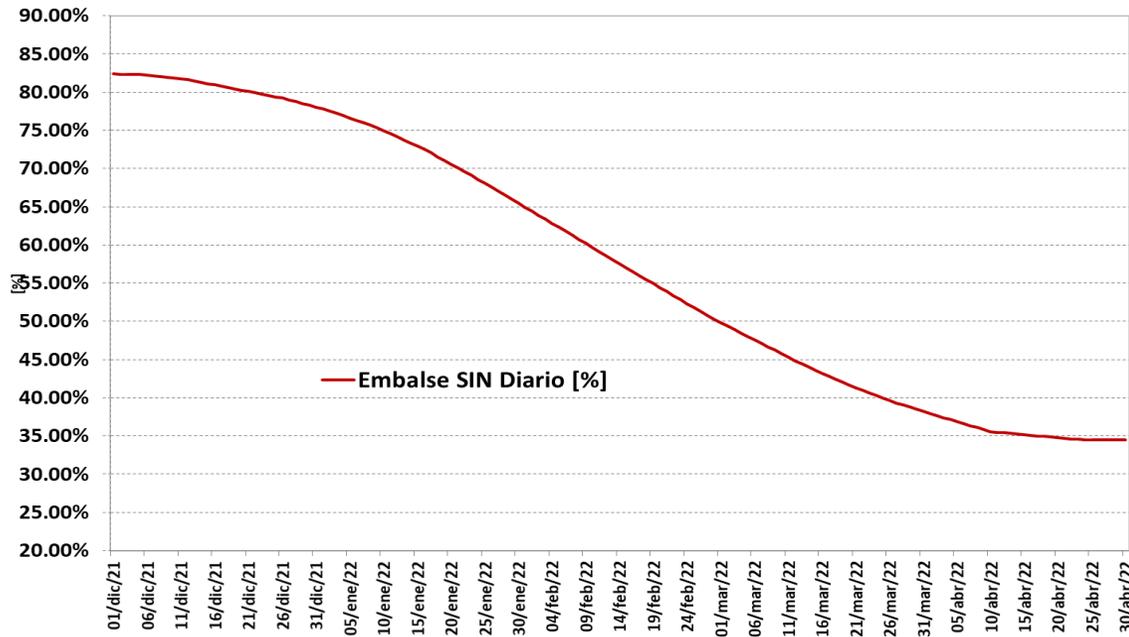


Definición de la Senda de Referencia del embalse del SIN

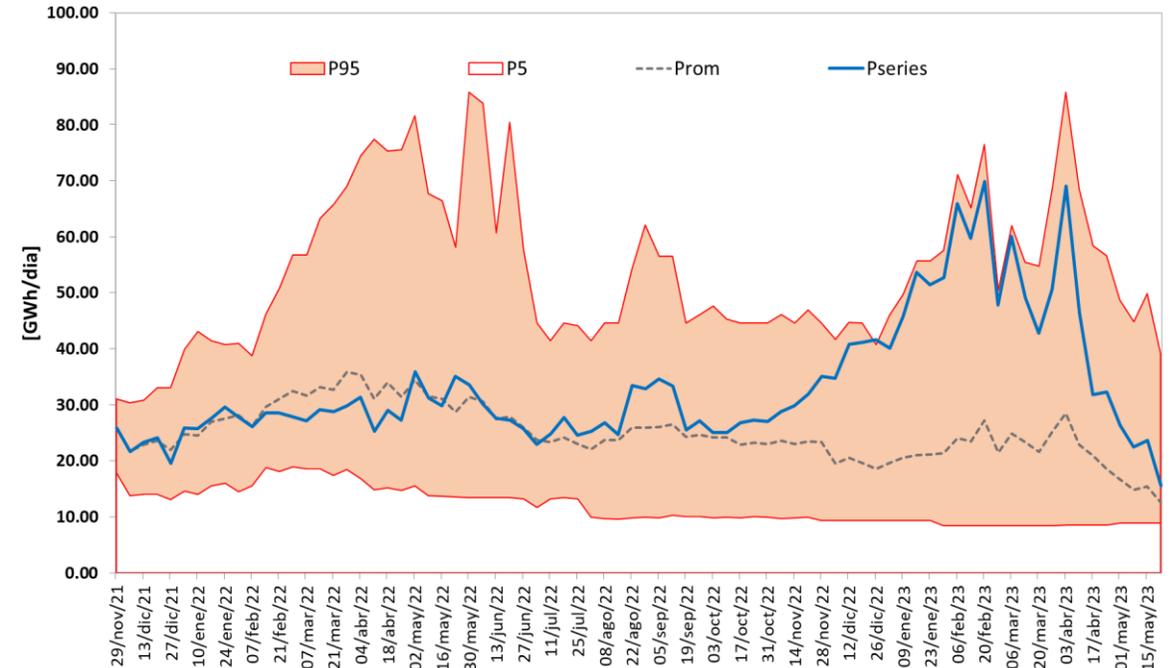
Estación de verano 2021 -2022

La senda resultante inicia la estación de verano 2021-2022 con un nivel de embalse agregado de 82.37% el día 1 de diciembre de 2021 y finaliza en un nivel de 34.48% el día 30 de abril de 2022.

Embalse Agregado del SIN



Generación Térmica



Balance Senda de Referencia del embalse del SIN

Estación de invierno 2021

SEGUIMIENTO INDICADORES RESOLUCIÓN CREG 209 DE 2020



INFORMACIÓN HISTÓRICA

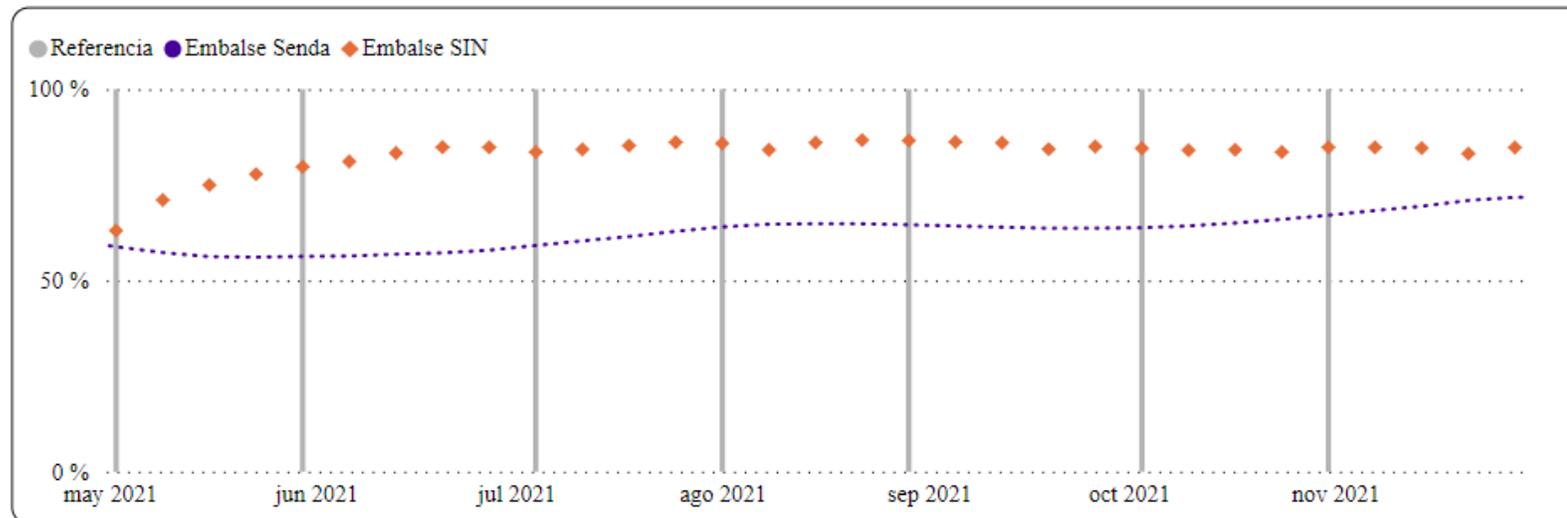
Año

Todas

Año	Semana	Fecha Cálculo	Condición	Embalse Real SIN	Embalse Senda	NE	PBP	HSIN
2021	45	lunes, 01 de noviembre de 2021	Normal	84,84 %	67,06 %	Superior	Bajo	104,81 %
2021	41	lunes, 04 de octubre de 2021	Normal	84,55 %	63,78 %	Superior	Bajo	112,75 %
2021	36	lunes, 30 de agosto de 2021	Normal	86,60 %	64,56 %	Superior	Bajo	120,64 %
2021	32	lunes, 02 de agosto de 2021	Normal	85,84 %	64,01 %	Superior	Bajo	112,62 %
2021	28	lunes, 05 de julio de 2021	Normal	83,58 %	59,16 %	Superior	Bajo	137,85 %
2021	23	lunes, 31 de mayo de 2021	Normal	79,73 %	56,30 %	Superior	Bajo	143,67 %

2021 Invierno

2020 - 2021 Verano





Escenarios para simulaciones energéticas del CNO

Casos propuestos en el SPO

Se definen dos escenarios: Escenario ESPERADO y Escenario PESIMISTA, cada uno con los siguientes supuestos:

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



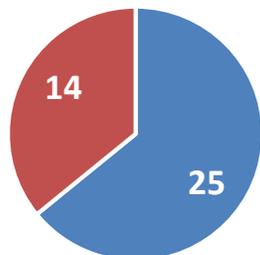
Información solicitada para análisis de planeamiento operativo



Balance de respuestas recibidas
Circular 83 – Información DER

Balance Respuesta recibidas Circular 83 – Información DER

Balance Información Recibida



■ Agentes pendientes ■ Respuestas

SUGERENCIA: Revisar, ajustar y completar la información reportada considerando la definición de la resolución CREG 174/2021

El plazo venció el pasado 19 de noviembre.

Dentro de las respuestas recibidas se observan:

- **Proyectos conectados a nivel del STN**, p.e. SAHAGÚN 200 MW, PARQUE EÓLICO CAMELIAS 250 MW, EL TESORITO II 200 MW, entre otros.
- **Proyectos conectados a nivel del STR**, p.e. PARQUE EÓLICO ACACIAS 2 80MW, INCREMENTO DE CAPACIDAD EFECTIVA DE GENERACIÓN DE TEBSA DE 791 MW A 815 MW, entre otros.
- **Proyectos que por su CEN deben ser despachados centralmente.**
- **Proyectos que tienen asignadas OEF**, p.e. TESORITO.
- **Proyectos que tienen pendiente aprobación de concepto UPME**, p.e. UNIDAD DE GENERACIÓN TB05 en TEBSA 110 kV.
- Para **AIR-E** un total de 1355 MW reportados.

Definición Res. CREG 174/2021:

Generación distribuida: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).



**Reporte de información para la definición y
la realización de pruebas del EDAC**

Acuerdo CNO 1059

Resultado de la revisión de la información suministrada por ORs sobre el EDAC



Los resultados de las pruebas no son los esperados.

MC	OR
MC-Choco	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.
MC-Planeta	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.*

No se reportó información

MC	OR
MC-Cartago	EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.
MC-Guaviare	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

No se reportó el archivo de pruebas

MC	OR
MC-BajoPutumayo	EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.

Los formatos A y B están equivocados

MC	OR
MC-NorSantander	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

No se cumplen algunos de los porcentajes

MC	OR
MC-Arauca	EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.
MC-Caldas	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
MC-Cali	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
MC-Caqueta	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.
MC-Casanare	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.
MC-Celsia	EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR
MC-Codensa	CODENSA S.A. E.S.P.
MC-Meta	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
MC-Nariño	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
MC-Santander	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
MC-Tolima	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.

Los nombres de las barras no cumplen el acuerdo

MC	OR
MC-Arauca	EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.
MC-Caqueta	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.
MC-Casanare	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.
MC-Putumayo	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.



3. Situación Operativa

Evento Subestación Noroeste 115 kV

Descripción Evento S/E Noroeste 115 kV

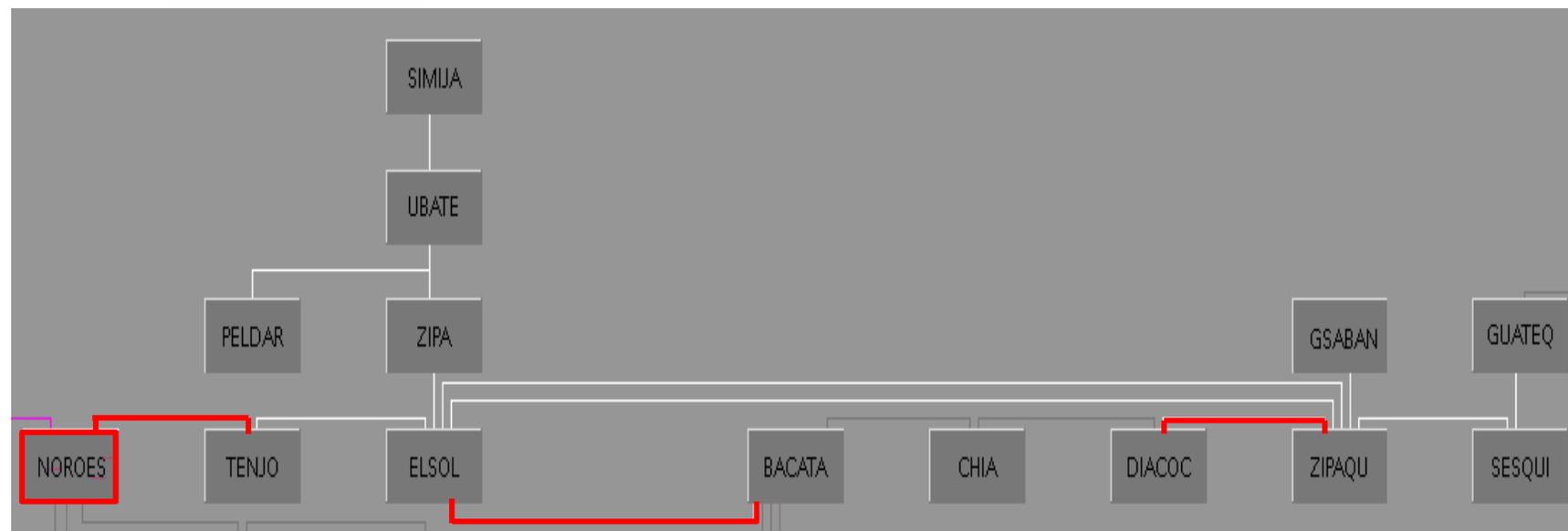


FechaIni	Energía - MWh	Descripción
2021-11-29 12:39	357.2	Demanda no atendida por disparo de los activos BACATA - EL SOL 1 115 kV y DIACO - TERMOZIPA 1 115, dejando sin tensión las S/Es TENJO 115 KV, EL SOL 115 KV, ZIPAQUIRA 115 kV, UBATE 115 KV, PELDAR 115 KV, SIMIJACA 115 KV, TERMOZIPA 115 KV, SESQUILE 115 KV y GRAN SABANA 115 KV. Previamente a las 12:12 se había presentado disparo de los activos NOROESTE - TENJO 1 115 kV, BL1 NOROESTE A MOSQUERA 115 kV, BL1 NOROESTE A TECHO 115 kV, BT NOROESTE 2 168 MVA 115 kV, BT NOROESTE 2 168 MVA 230 kV, BT NOROESTE 3 168 MVA 115 KV, BL1 NOROESTE A BOLIVIA 115 kV, BAHIA ACOUPLE 1 NOROESTE 115 kV, BAHIA ACOUPLE 2 NOROESTE 115 kV y BAHIA SECCIONAMIENTO 1 NOROESTE 115 kV, BAHIA ACOUPLE 3 NOROESTE 115 KV y BAHIA ACOUPLE 4 NOROESTE 115 KV dejando la red degradada.

El día 29 de noviembre a las 12:12 se presenta actuación de la protección 87B de la barra 2 de Noroeste 115 kV, degradando la red.

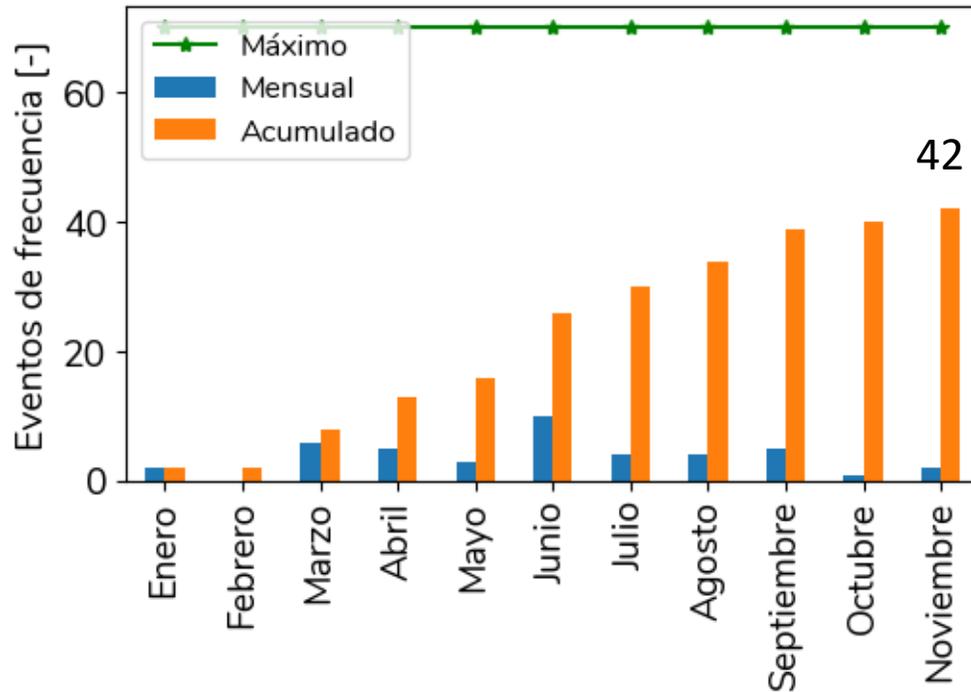
Posteriormente, a las 12:39 CODENSA reporta evento simultáneo sobre los activos BACATA - EL SOL 1 115 kV y DIACO - TERMOZIPA 1 115

La secuencia de eventos genera la desatención de aproximadamente 300 MW de demanda.



Indicadores de Operación

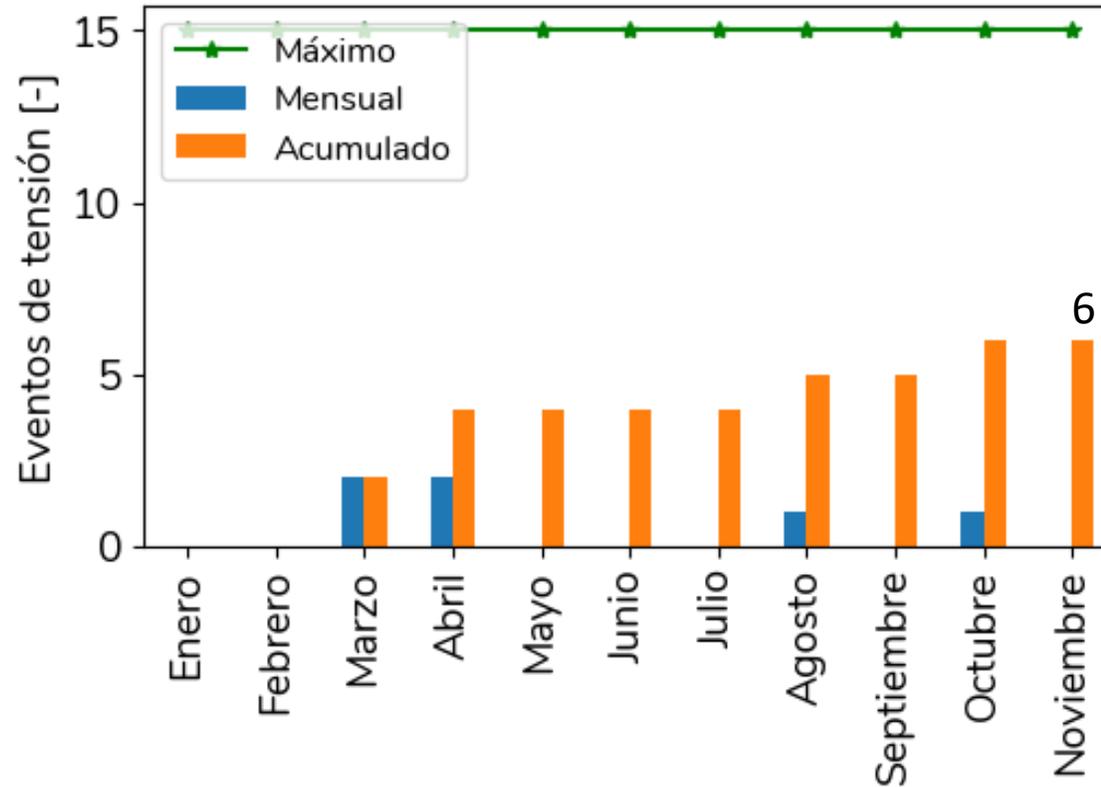
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Noviembre de 2021 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

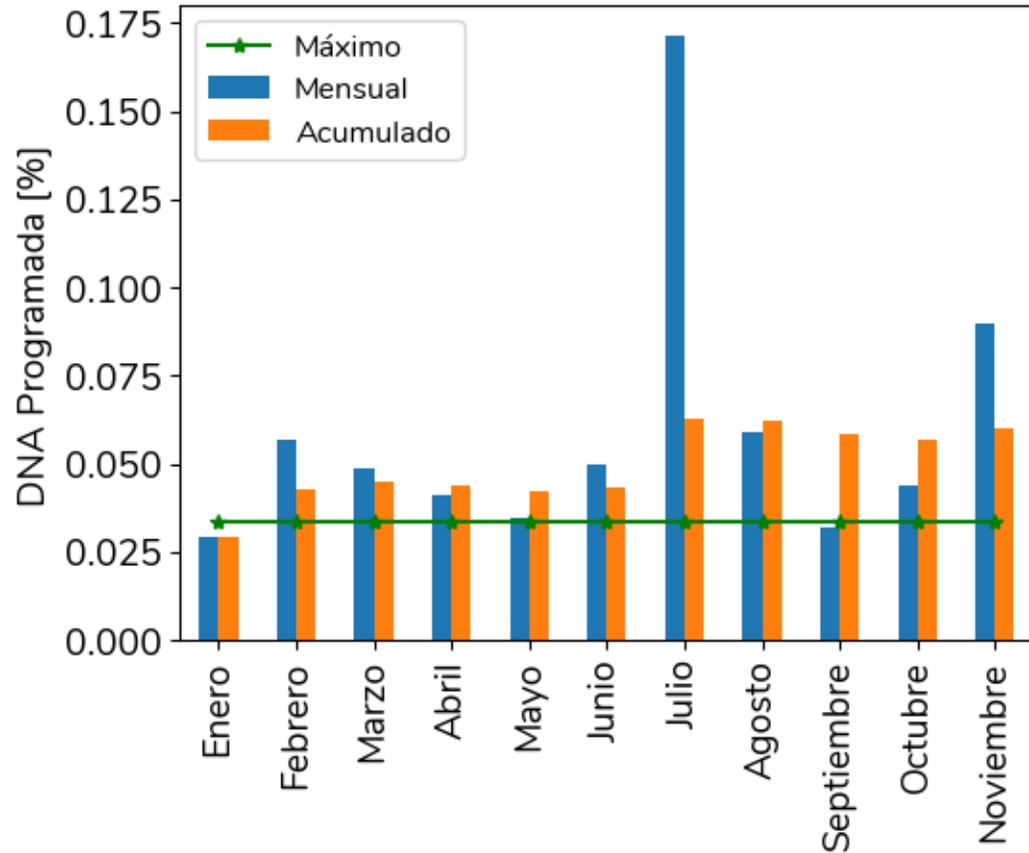
Fecha	Duración	Frecuencia	Descripción	EDAC
2021-11-04 21:22	1.0	60.2	Evento de frecuencia por pérdida de aproximadamente 150MW. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60,24 Hz. Se presenta disparo de la carga industrial en la subestación SAN FERNANDO 230 kV (aprox. 90 MW), además de otras cargas industriales en la subárea Meta.	No
2021-11-29 12:39	1.0	60.2	Evento de frecuencia por disparo de los activos BACATA - EL SOL 1 115 kV y DIACO - TERMOZIPA 1 115, dejando sin tensión las S/Es TENJO 115 KV, EL SOL 115 KV, ZIPAQUIRA 115 kV, UBATE 115 kV, PELDAR 115 kV, SIMIJACA 115 KV, TERMOZIPA 115 kV, SESQUILE 115 KV y GRAN SABANA 115 KV. Previamente a las 12:12 se había presentado disparo de los activos NOROESTE - TENJO 1 115 kV, BL1 NOROESTE A MOSQUERA 115 kV, BL1 NOROESTE A TECHO 115 kV, BT NOROESTE 2 168 MVA 115 kV, BT NOROESTE 2 168 MVA 230 kV, BT NOROESTE 3 168 MVA 115 KV, BL1 NOROESTE A BOLIVIA 115 kV, BAHIA ACOPLA 1 NOROESTE 115 kV, BAHIA ACOPLA 2 NOROESTE 115 kV y BAHIA SECCIONAMIENTO 1 NOROESTE 115 kV, BAHIA ACOPLA 3 NOROESTE 115 kV y BAHIA ACOPLA 4 NOROESTE 115 KV dejando la red degradada. La frecuencia alcanza un valor de 60.25 Hz, el agente reporta la pérdida de aproximadamente 300 MW.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Noviembre de 2021 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

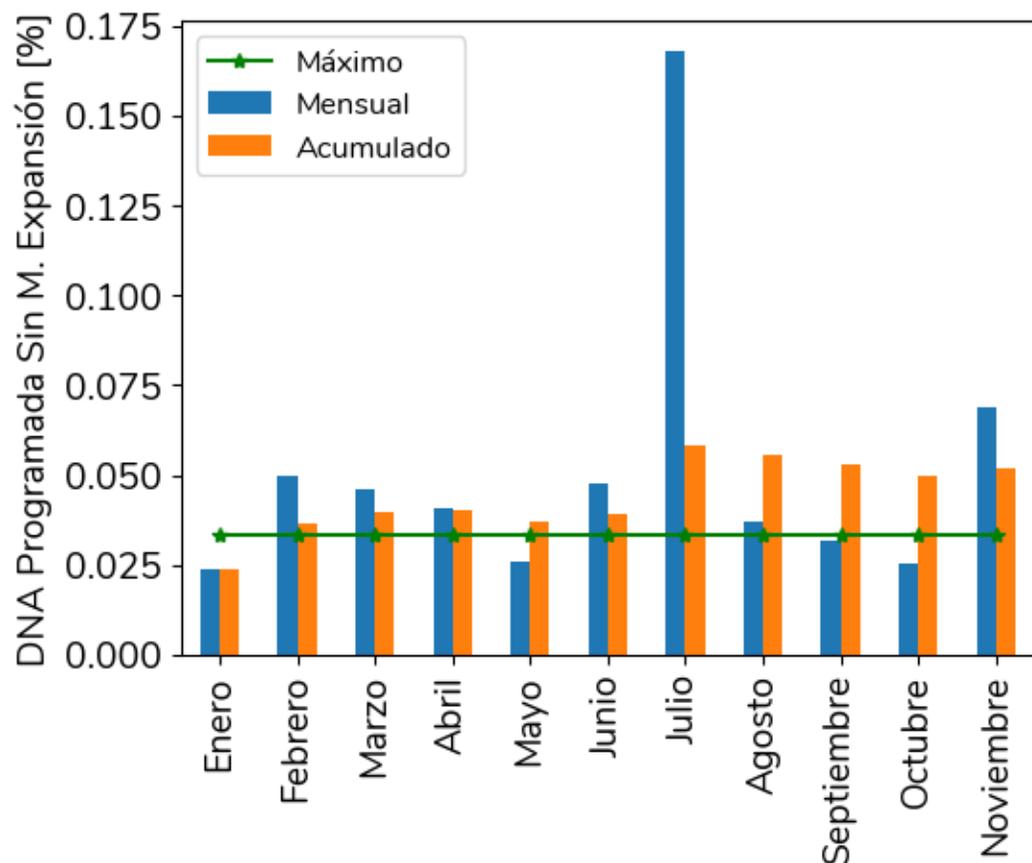
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 5.556 GWh en el mes de Noviembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripción
2021-11-01 05:13	621.1	Demanda no atendida en consignación C201901 del activo BARRA ZARAGOZILLA 66 KV.
2021-11-26 05:03	576.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0202814 del activo BARRA RIOHACHA 110 kV, C0202812 del activo BT RIOHACHA 1 30/10/25 MVA 110 kV y C0202813 del activo BT RIOHACHA 2 15 MVA 115 kV.
2021-11-15 05:13	501.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0199840 y C0202557 de los activos VALLEDUPAR 11 100 MVA 220/110/13.2 kV y BARRA CODAZZI 110 kV.
2021-11-21 05:08	484.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0202509 y C0203064 de los activos TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV y BT UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 34.5 kV, respectivamente.
2021-11-21 04:08	430.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0202672 y C0200241 de los activos BOSTON - SIERRA FLOR 1 110 kV y BT CHINU 2 150 MVA 110 kV, respectivamente, dejando sin tensión la subestación BOSTON 115 kV.
2021-11-29 05:08	324.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0202673 del activo BT MAGANGUE 1 33 MVA 110 kV.
2021-11-03 05:09	304.9	Demanda no atendida en trabajos de la consignación C0202360 sobre el activo BL1 GAMBOTE A TERNERA 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 kV.
2021-11-21 05:06	297.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0199022, C0193047 y C0193046 de los activos BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV, SABANALARGA 2 60 MVA 220/34.5/12 kV y BT SABANALARGA 2 60 MVA 34.5 kV, respectivamente.

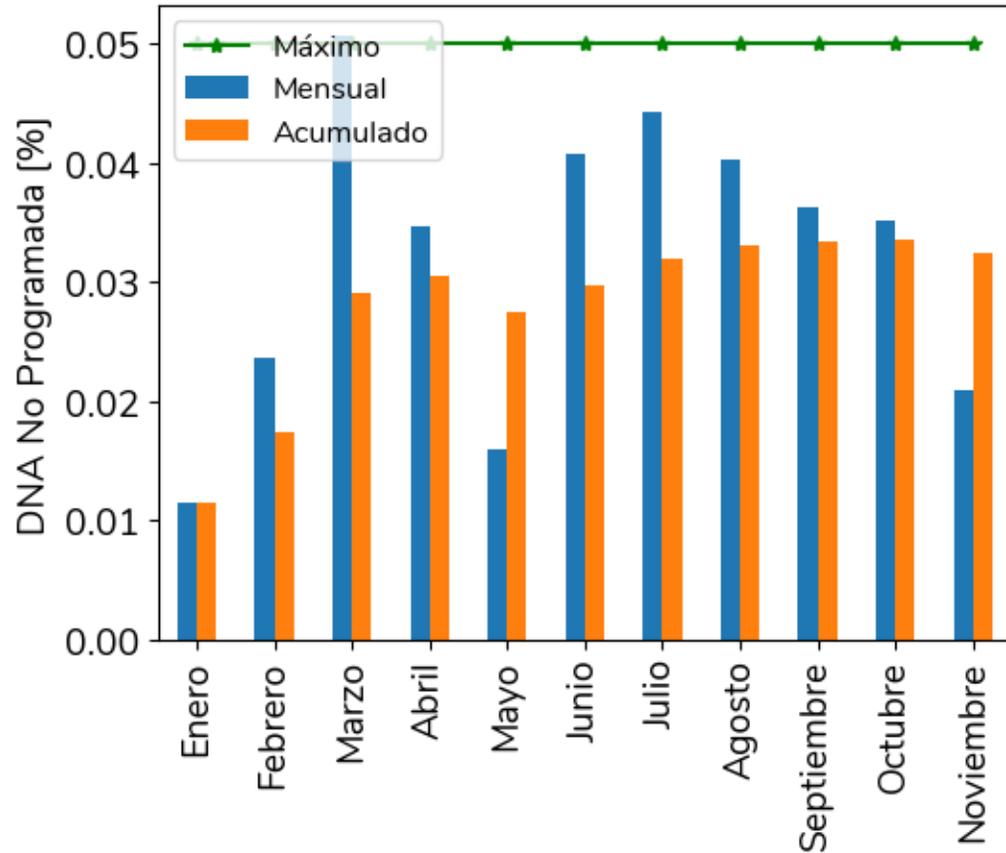
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 4.246 GWh en el mes de Noviembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2021-11-01 05:13	621.1	Demanda no atendida en consignación C201901 del activo BARRA ZARAGOZILLA 66 KV.
2021-11-26 05:03	576.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0202814 del activo BARRA RIOHACHA 110 kV, C0202812 del activo BT RIOHACHA 1 30/10/25 MVA 110 kV y C0202813 del activo BT RIOHACHA 2 15 MVA 115 kV.
2021-11-21 05:08	484.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0202509 y C0203064 de los activos TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV y BT UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 34.5 kV, respectivamente.
2021-11-21 04:08	430.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0202672 y C0200241 de los activos BOSTON - SIERRA FLOR 1 110 kV y BT CHINU 2 150 MVA 110 kV, respectivamente, dejando sin tensión la subestación BOSTON 115 kV.
2021-11-29 05:08	324.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0202673 del activo BT MAGANGUE 1 33 MVA 110 kV.
2021-11-21 05:06	297.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C019022, C0193047 y C0193046 de los activos BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV, SABANALARGA 2 60 MVA 220/34.5/12 kV y BT SABANALARGA 2 60 MVA 34.5 kV, respectivamente.
2021-11-06 06:16	239.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0202227 del activo BT VILLA ESTRELLA 2 30 MVA 66 KV.

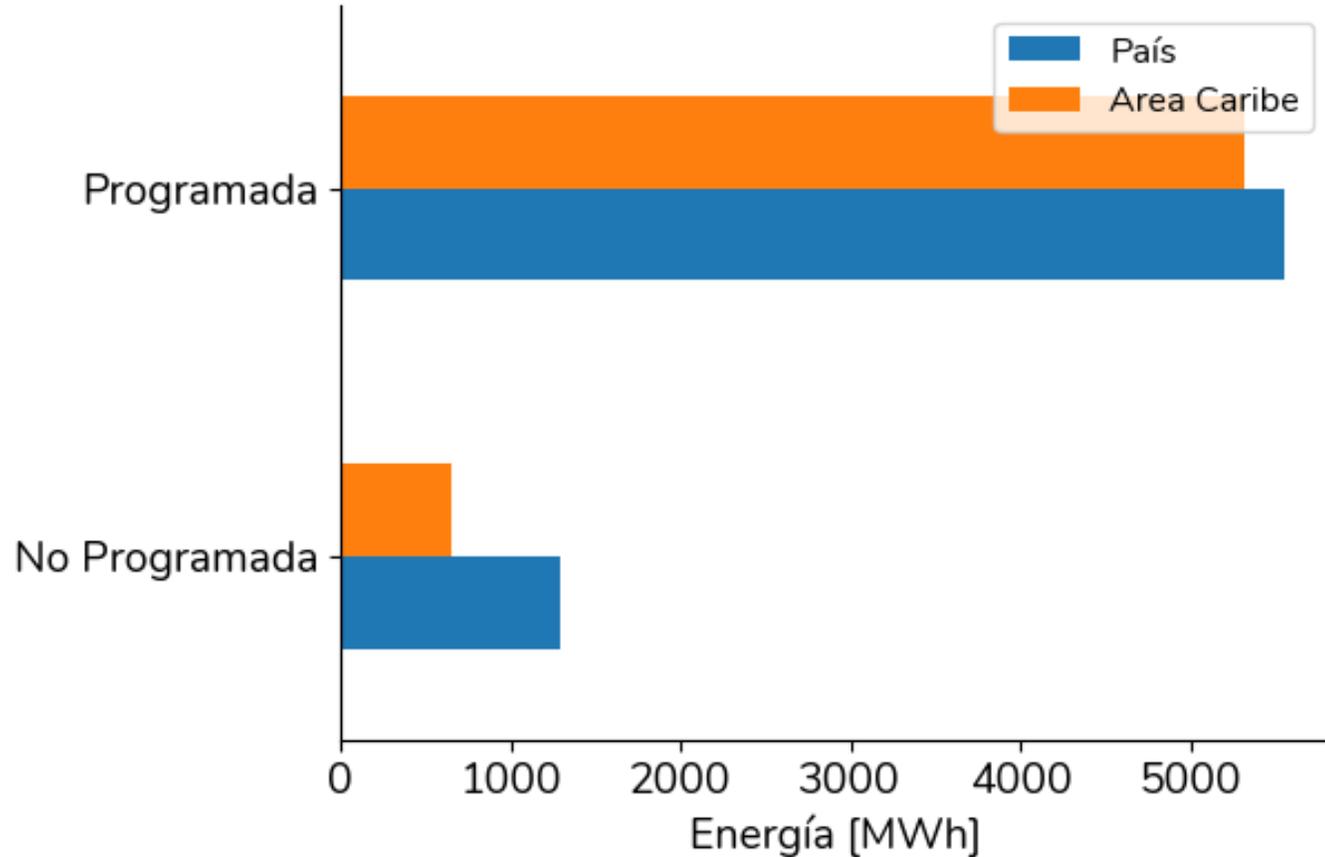
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.294 GWh en el mes de Noviembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2021-11-29 12:39	357.2	Demanda no atendida por disparo de los activos BACATA - EL SOL 1 115 kV y DIACO - TERMOZIPA 1 115, dejando sin tensión las S/Es TENJO 115 KV, EL SOL 115 KV, ZIPAQUIRA 115 KV, UBATE 115 KV, PELDAR 115 KV, SIMIJACA 115 KV, TERMOZIPA 115 KV, SESQUILE 115 KV y GRAN SABANA 115 KV. Previamente a las 12:12 se había presentado disparo de los activos NOROESTE - TENJO 1 115 KV, BL1 NOROESTE A MOSQUERA 115 KV, BL1 NOROESTE A TECHO 115 KV, BT NOROESTE 2 168 MVA 115 KV, BT NOROESTE 2 168 MVA 230 KV, BT NOROESTE 3 168 MVA 115 KV, BL1 NOROESTE A BOLIVIA 115 KV, BAHIA ACOUPLE 1 NOROESTE 115 KV, BAHIA ACOUPLE 2 NOROESTE 115 KV y BAHIA SECCIONAMIENTO 1 NOROESTE 115 KV, BAHIA ACOUPLE 3 NOROESTE 115 KV y BAHIA ACOUPLE 4 NOROESTE 115 KV dejando la red degradada.
2021-11-06 12:22	165.3	Demanda no atendida por apertura de emergencia del activo SAN JUAN 2 50 MVA 110/34.5/13.8 kV.
2021-11-19 16:47	116.4	Demanda no atendida por consignación de emergencia del activo EL CARMEN - TOLUVIEJO 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL CARMEN 66 KV, ZAMBRANO 66 KV, CALAMAR 66 KV y SAN JACINTO 66 KV.
2021-11-06 09:06	95.0	Demanda no atendida por disparo del activo CHICALA - COLEGIO 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial CHICALA 115 kV.
2021-11-02 16:41	63.6	Demanda no atendida por disparo de los activos BL1 BOCAGRANDE A BOSQUE 66 kV y BAHIA SECCIONAMIENTO 1 BOCAGRANDE 66 kV.
2021-11-09 14:34	63.3	Demanda no atendida en la S/E radial EL BANCO 34.5 kV. El agente reporta falla en el SDL.

DNA Caribe vs. País



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fue de 5.321 GWh, siendo un 95.77% de la demanda no atendida programada nacional (5.556 GWh) para el mes de Noviembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fue de 0.650 GWh, siendo un 50.26% de la demanda no atendida no programada nacional (1.294 GWh) para el mes de Noviembre.

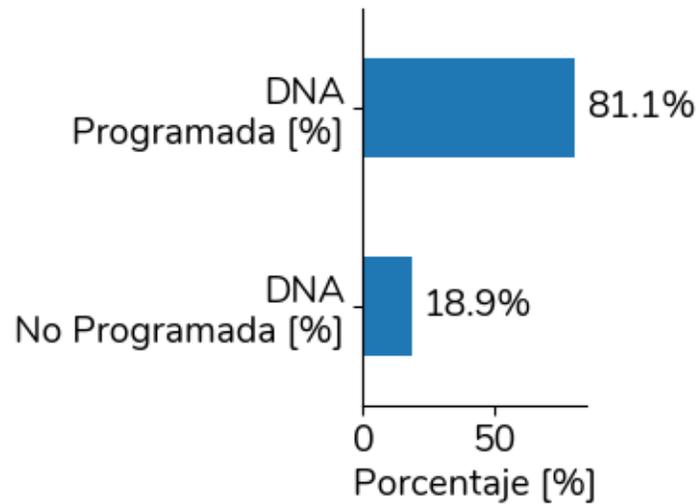
Resumen – Demanda no atendida



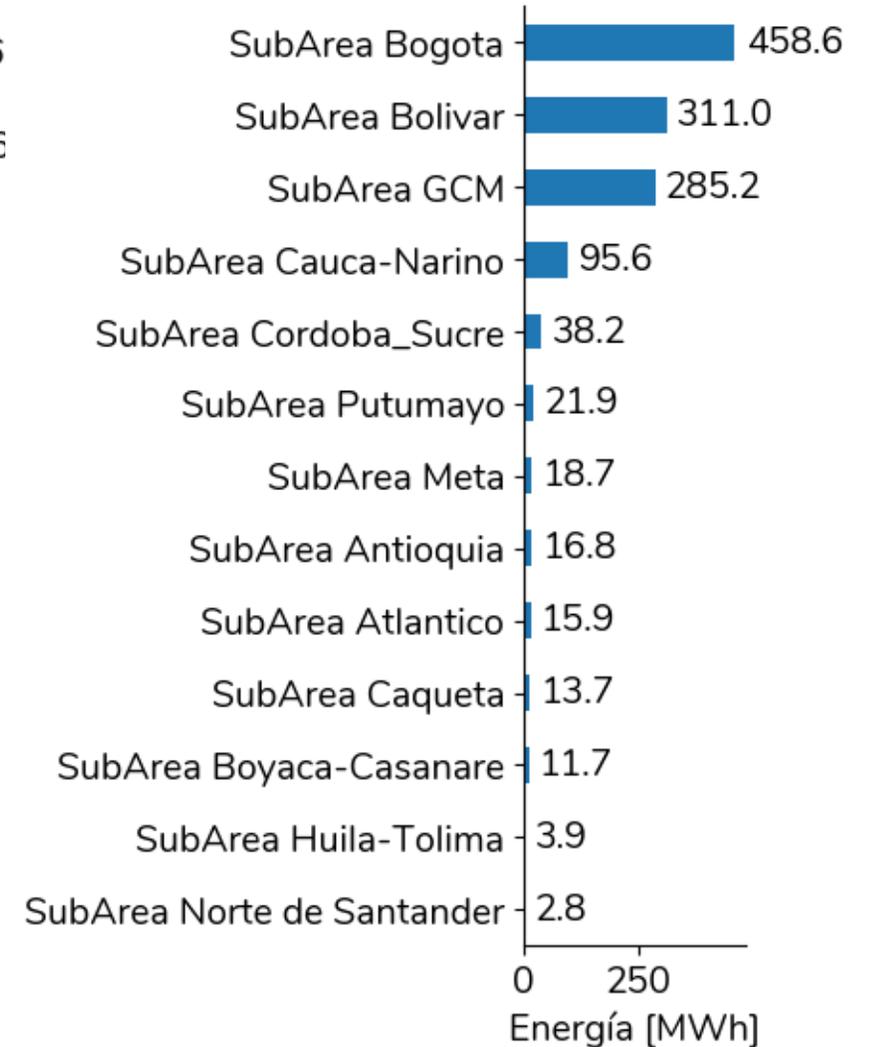
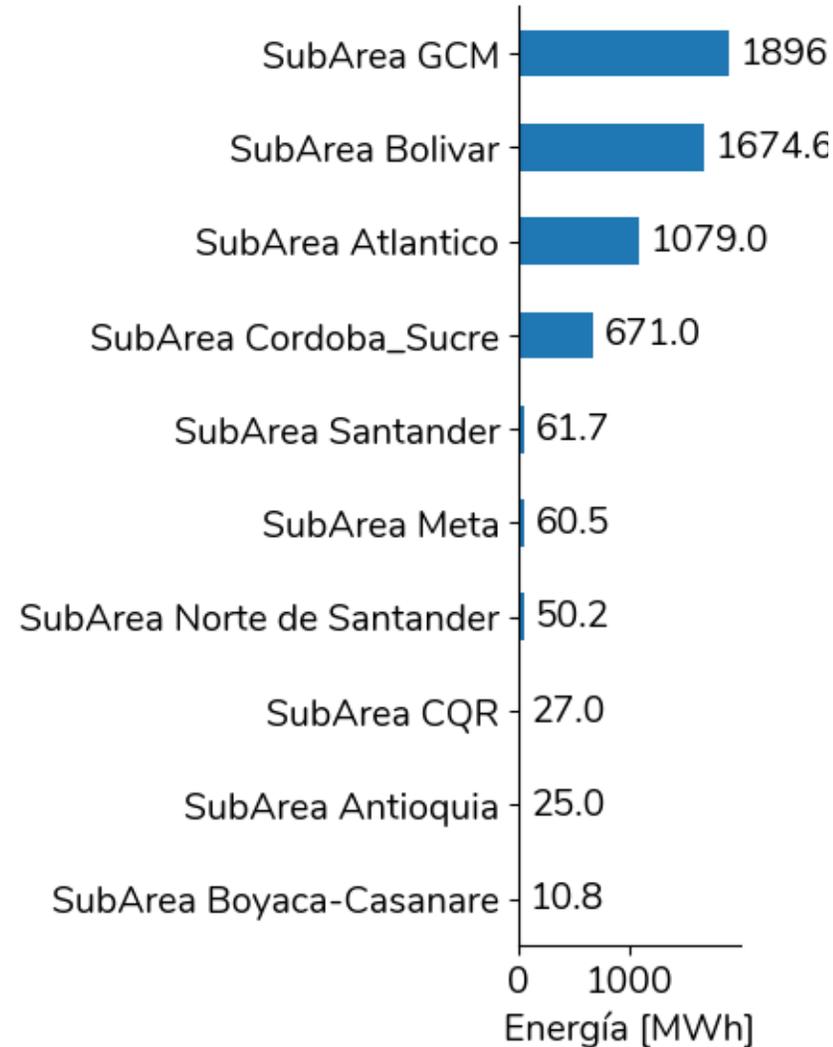
DNA Programada

DNA No Programada

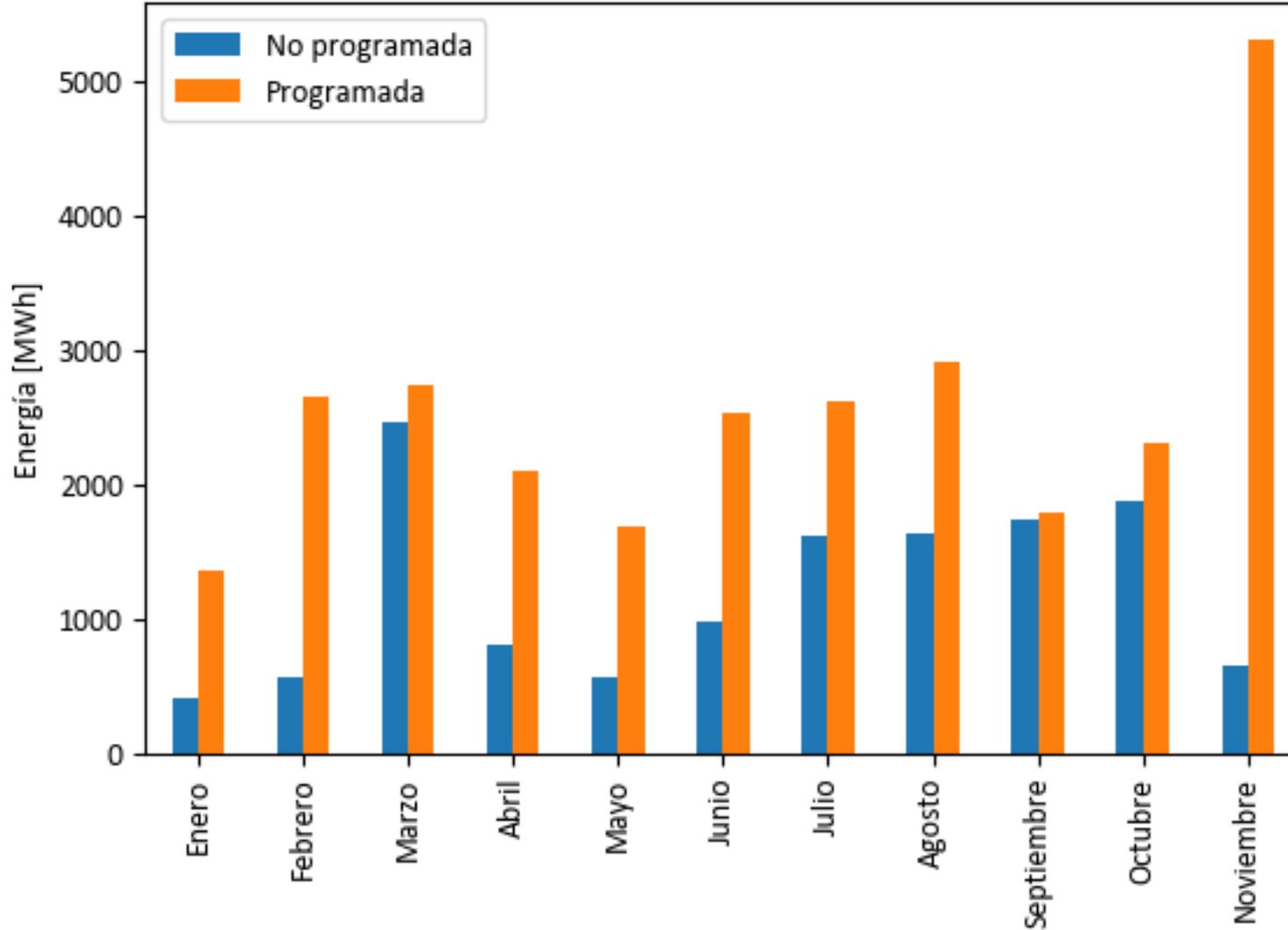
% DNA



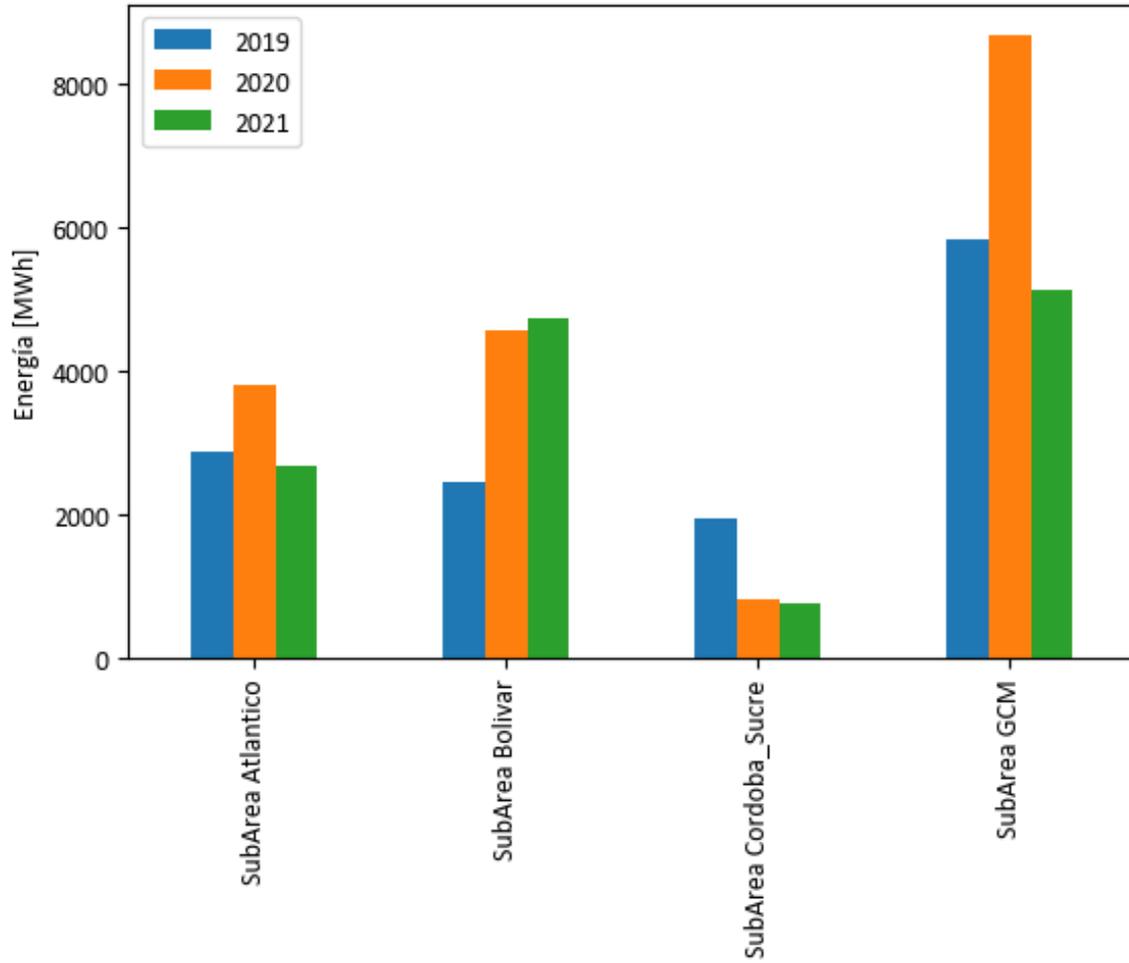
El total de demanda no atendida en Noviembre fue 6.85 GWh



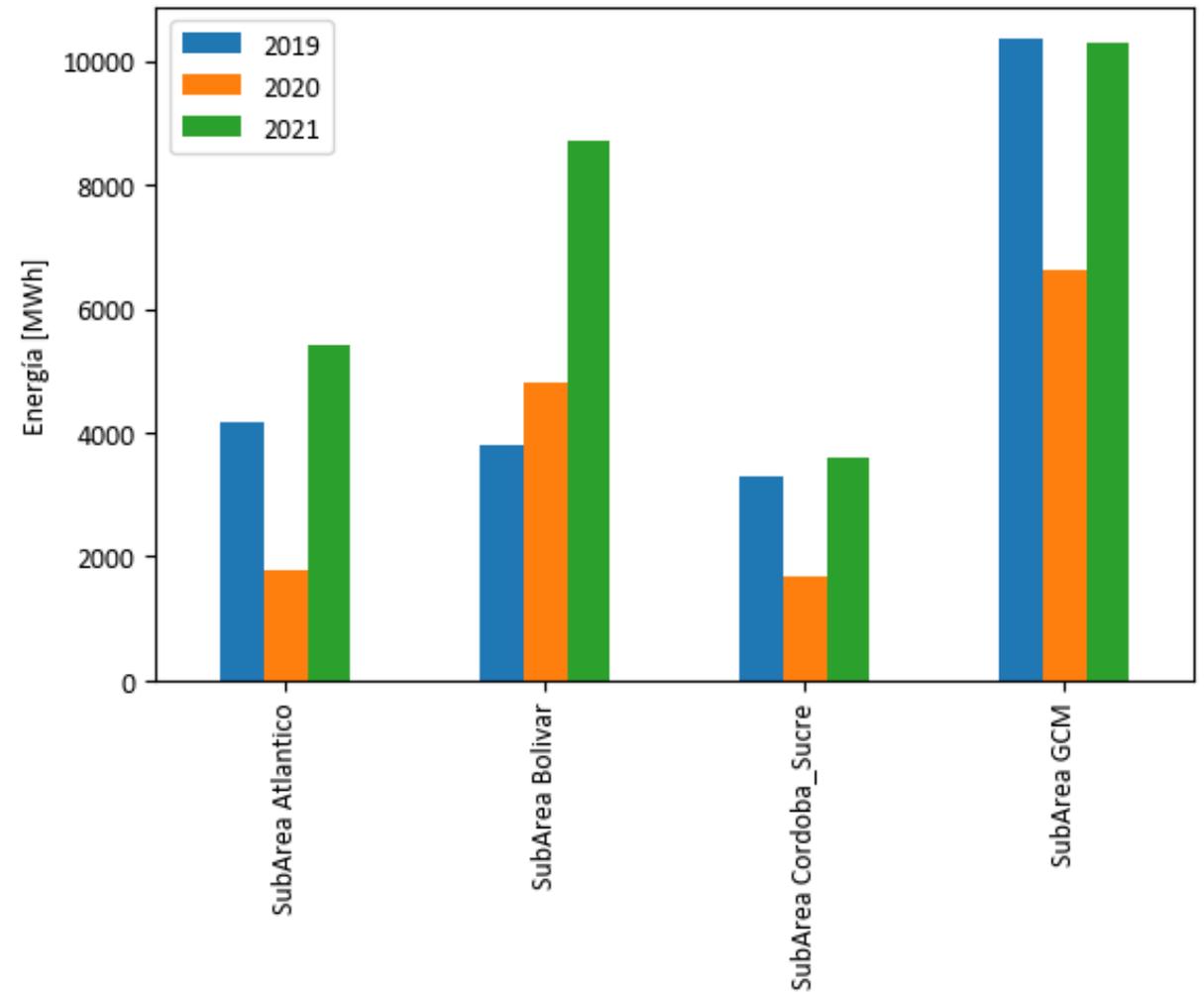
DNA Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Noviembre



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



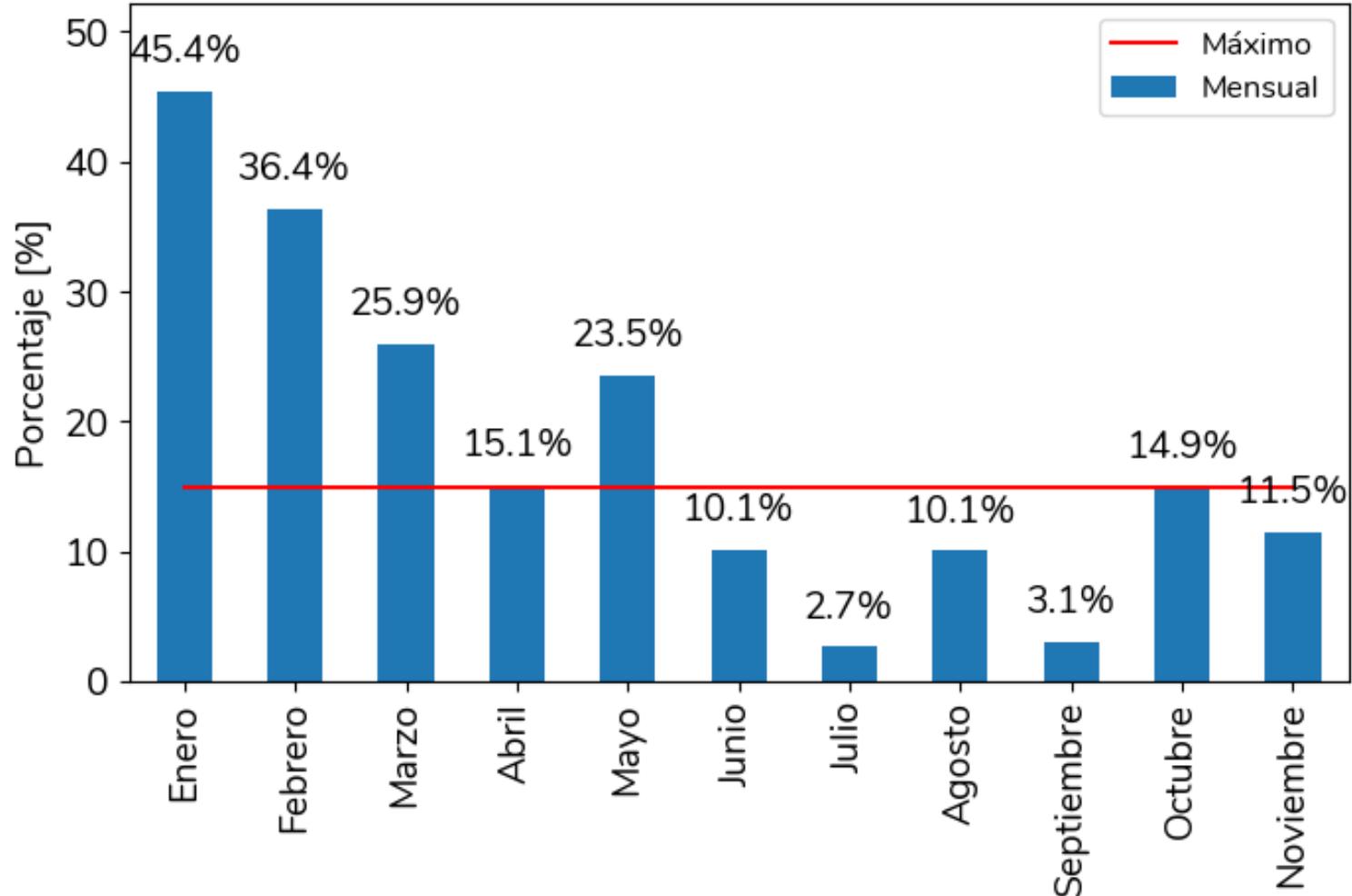
DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Noviembre



Desviación Plantas Menores



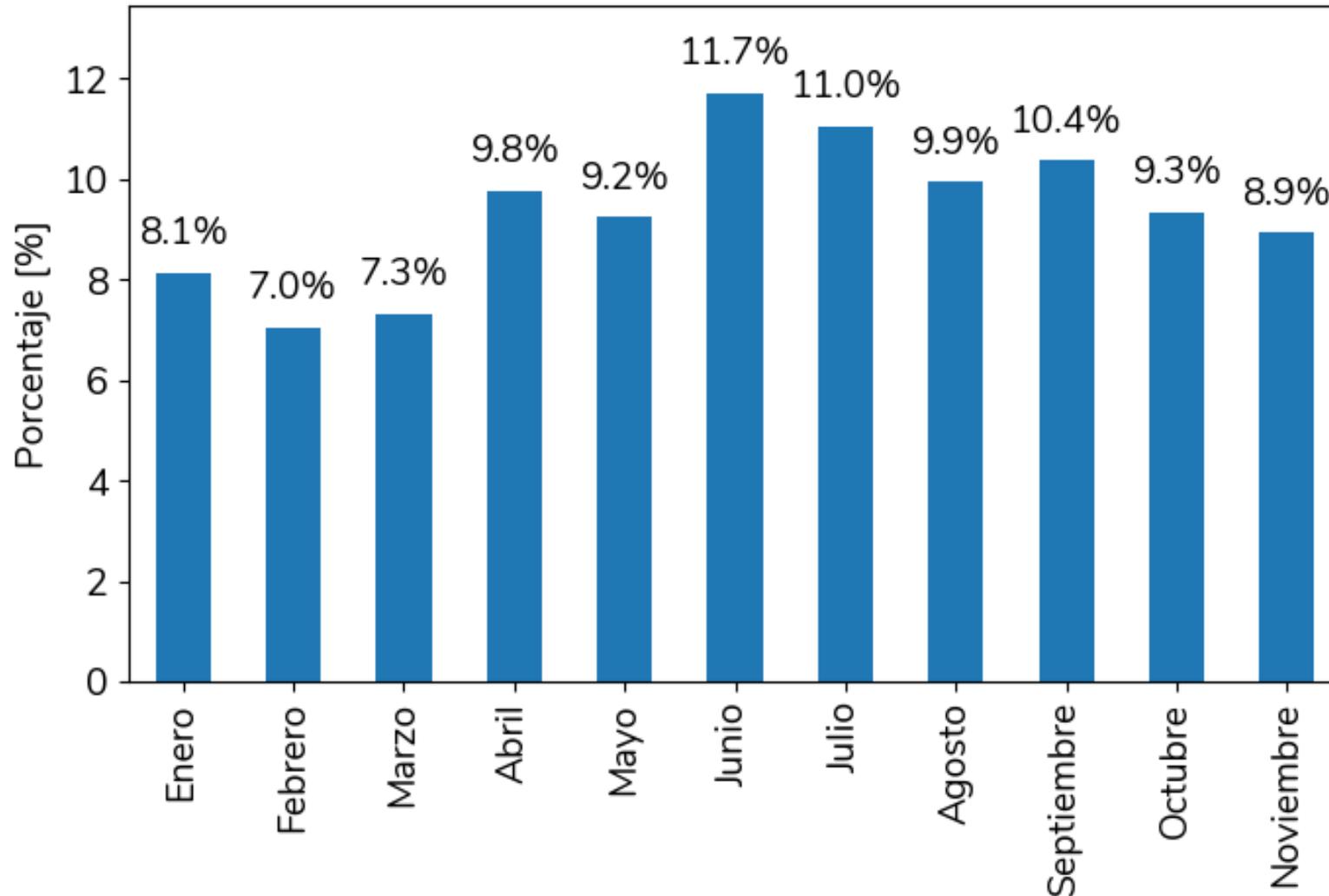
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
Horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN

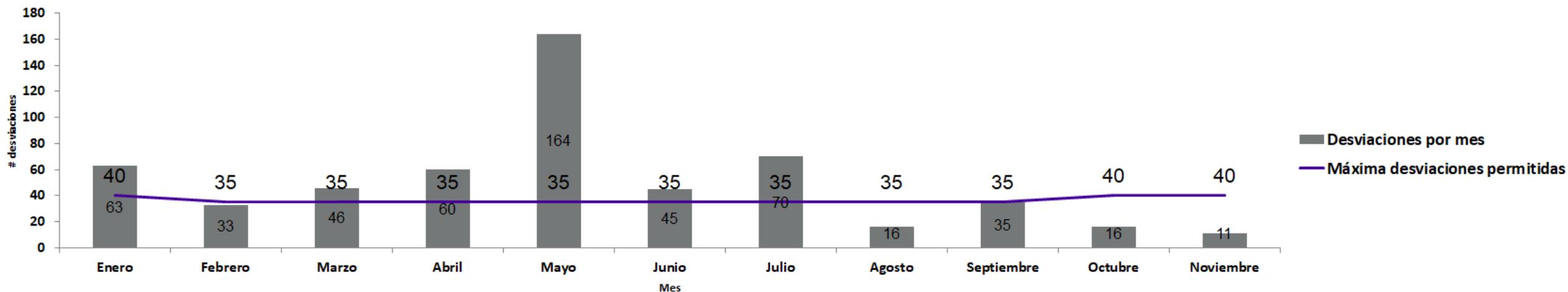


Participación PNDC en la generación total del SIN

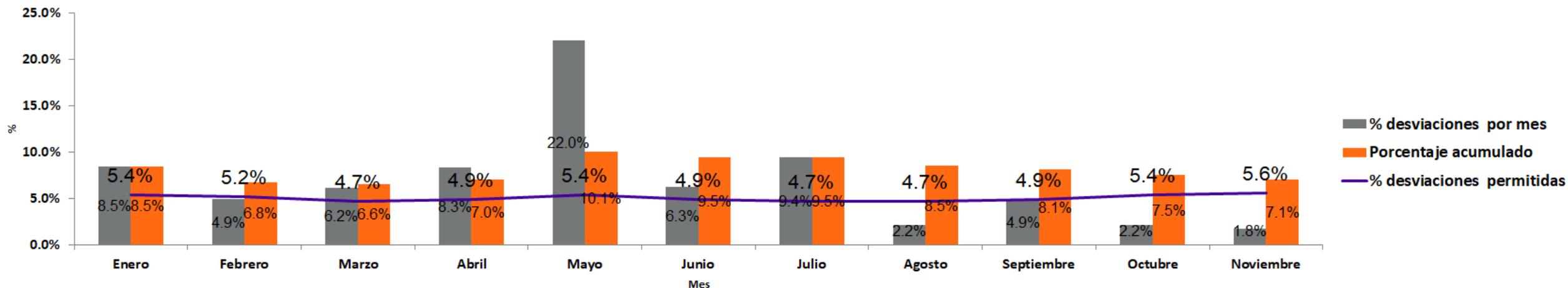


Indicador de calidad del pronóstico oficial noviembre 2021

Número de desviaciones mayores al 5%



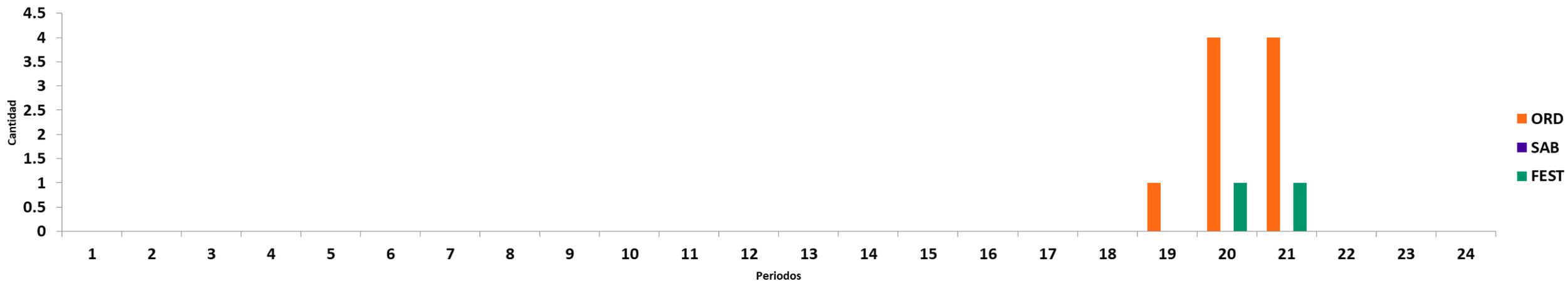
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



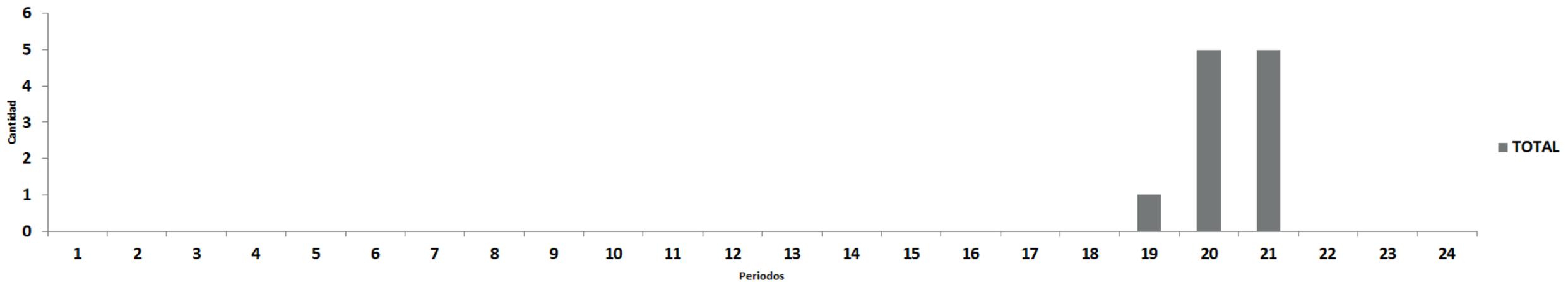
*Información hasta el 26 de noviembre de 2021

Indicador de calidad del pronóstico oficial noviembre 2021

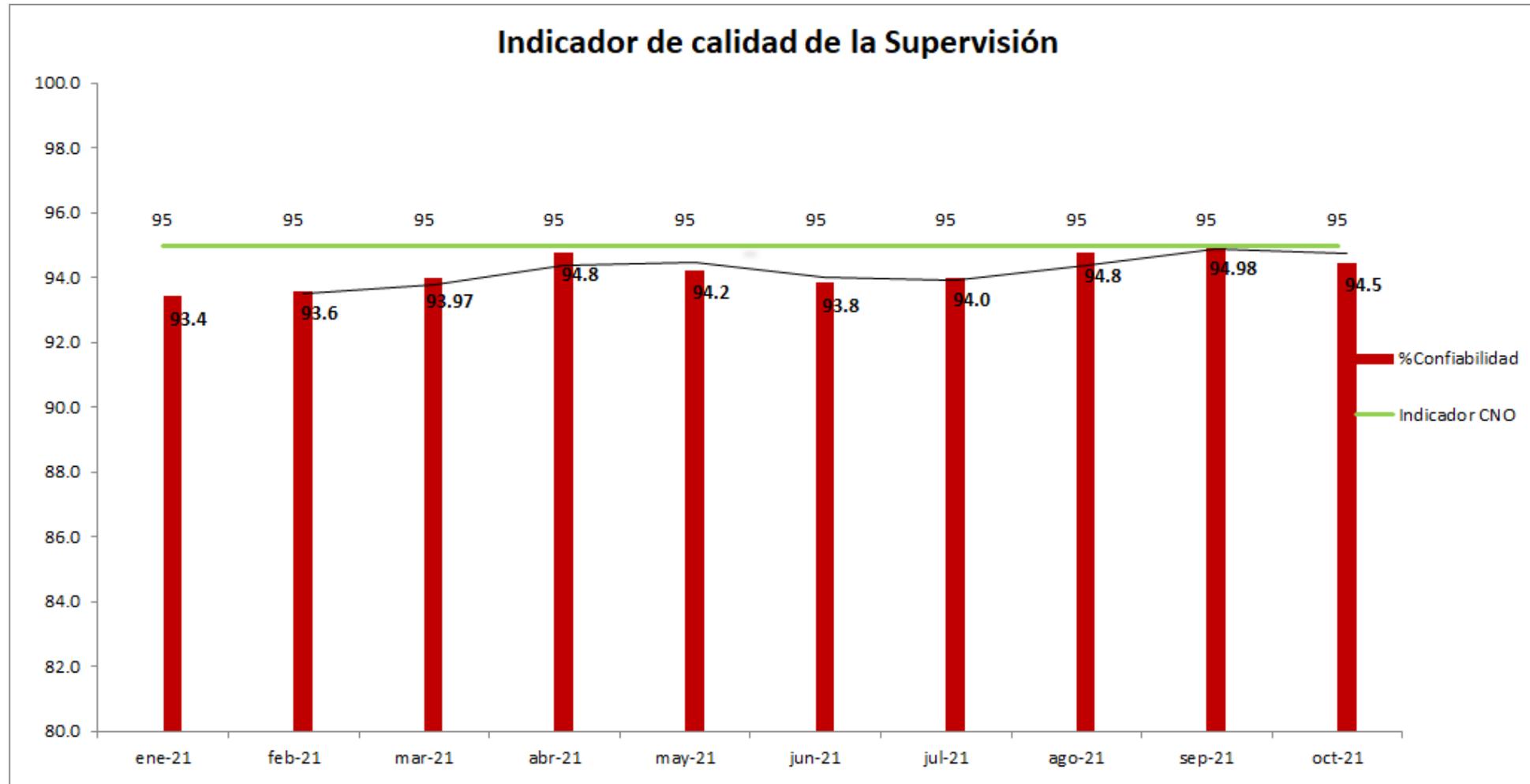
Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad de la Supervisión



Nota: el indicador corresponde al mes de octubre de 2021



Anexos

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)
2021-11-30	ISAGEN S.A. E.S.P. - GENERADOR	TERMOCENTRO CC	Combustible fosil	Gas	DC	134	272	138

Se considera los cambios de capacidad efectiva neta desde el 01-nov.-2021 hasta el 30-nov.-2021

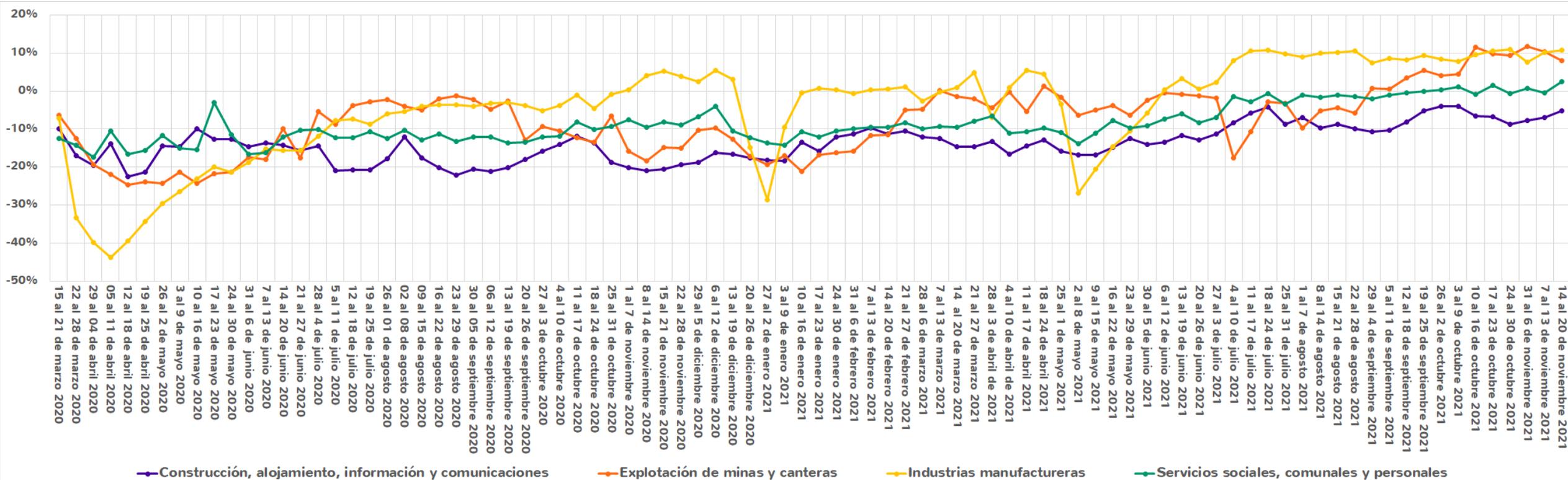
Información hasta el 30-nov.-2021
Información actualizada el 2021-12-01

Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2020-11	Demanda [GWh] 2021-11	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	1790.79	1769.16	13.16%	32.52%
Regulado	4052.28	3671.36	3.97%	67.48%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2020-11	Demanda [GWh] 2021-11	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	402.06	451.64	29.65%	25.53%
Transporte y almacenamiento	35.2	36.5	18.7%	2.06%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	94.01	96.32	17.08%	5.44%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	107.2	108.32	16.26%	6.12%
Servicios sociales, comunales y personales	122.68	117.6	9.99%	6.65%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	62.72	59.45	7.95%	3.36%
Industrias manufactureras	831.25	776.94	6.65%	43.92%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	103.87	94.14	4.0%	5.32%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	31.8	28.26	2.44%	1.6%

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*



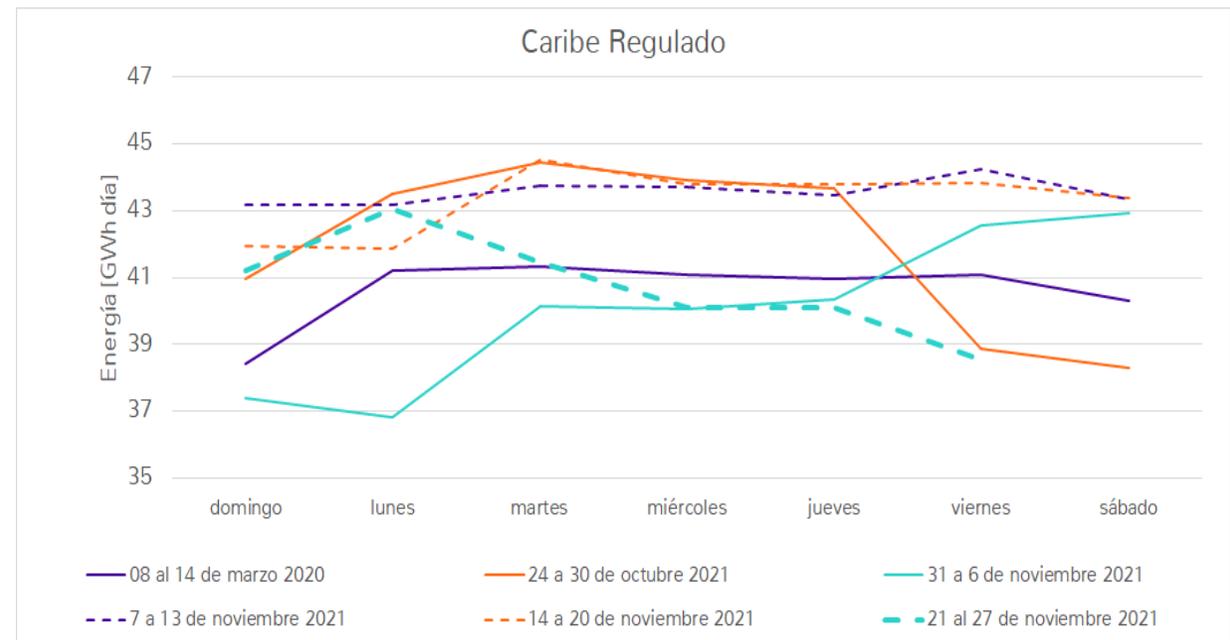
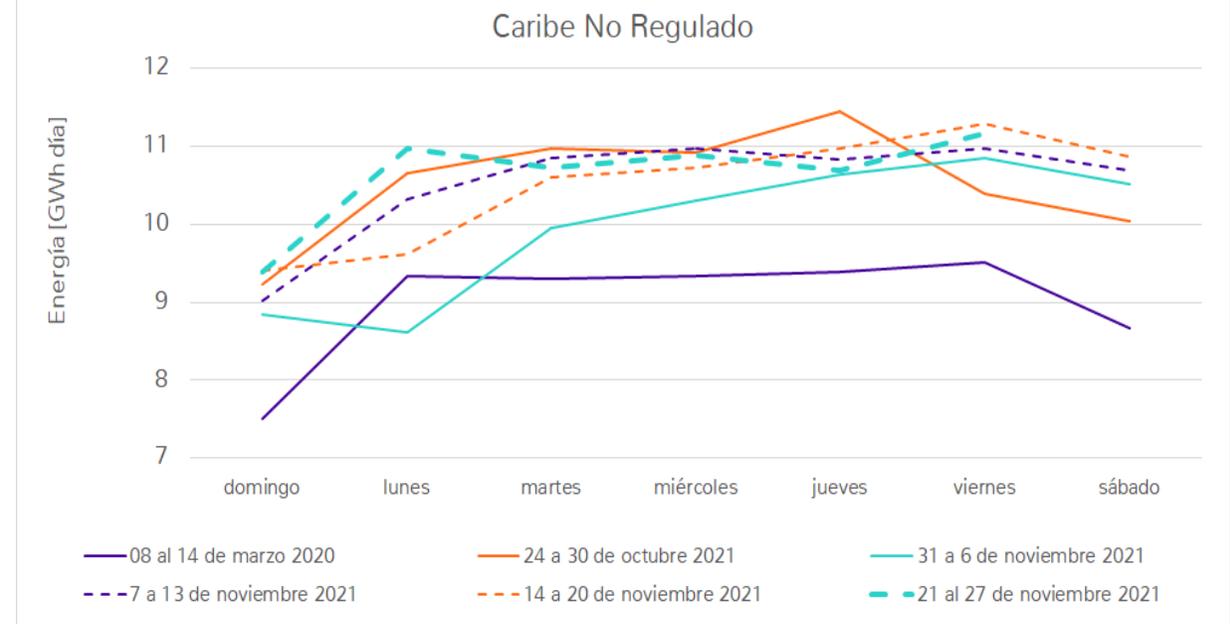
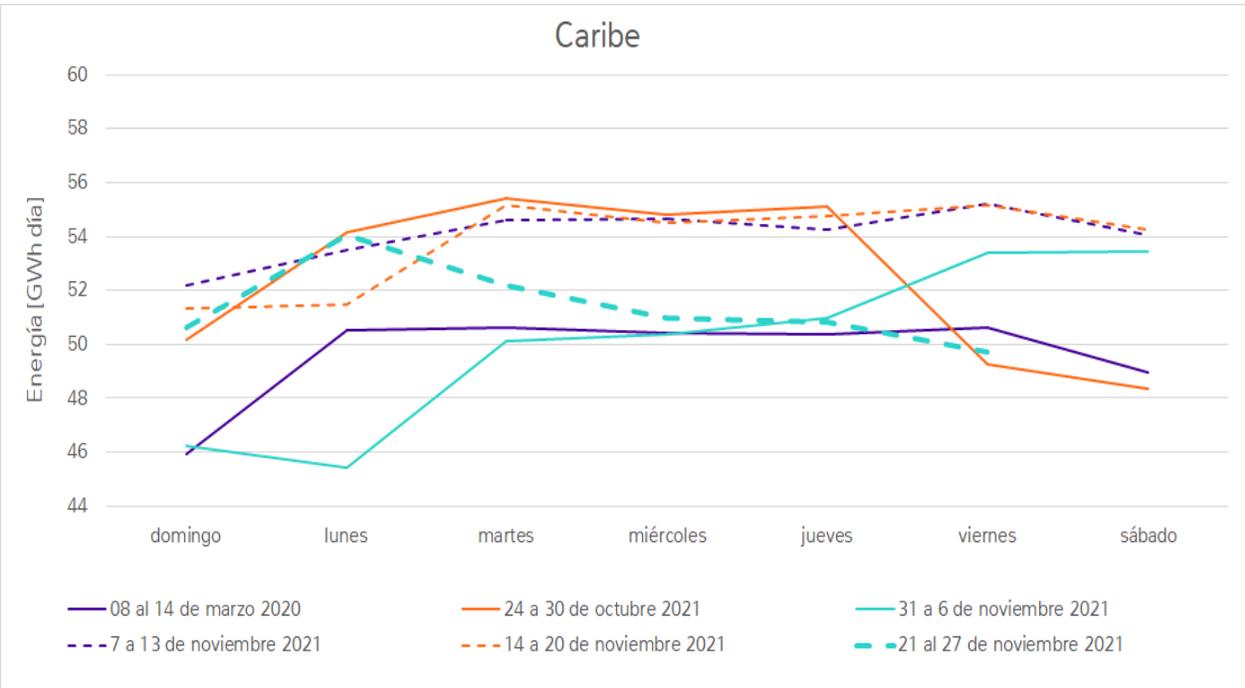
La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 25 de octubre de 2021 fue del 43.7% del sector de industrias manufactureras; el 24.6% de la explotación de minas y canteras; el 6.5% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 6.9% de los servicios sociales, comunales y personales.

Para la **semana del 14 al 20 de noviembre de 2021** 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 11.29 % contra la demanda base (8 al 14 de marzo 2020). Las otras actividades económicas a lo largo del año han tenido una recuperación lenta donde **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** han reducido cerca del 5.24% y **servicios sociales, comunales y personales** han crecido cerca del 2.5%.

*Información hasta el 26 de noviembre de 2021

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

Caribe*

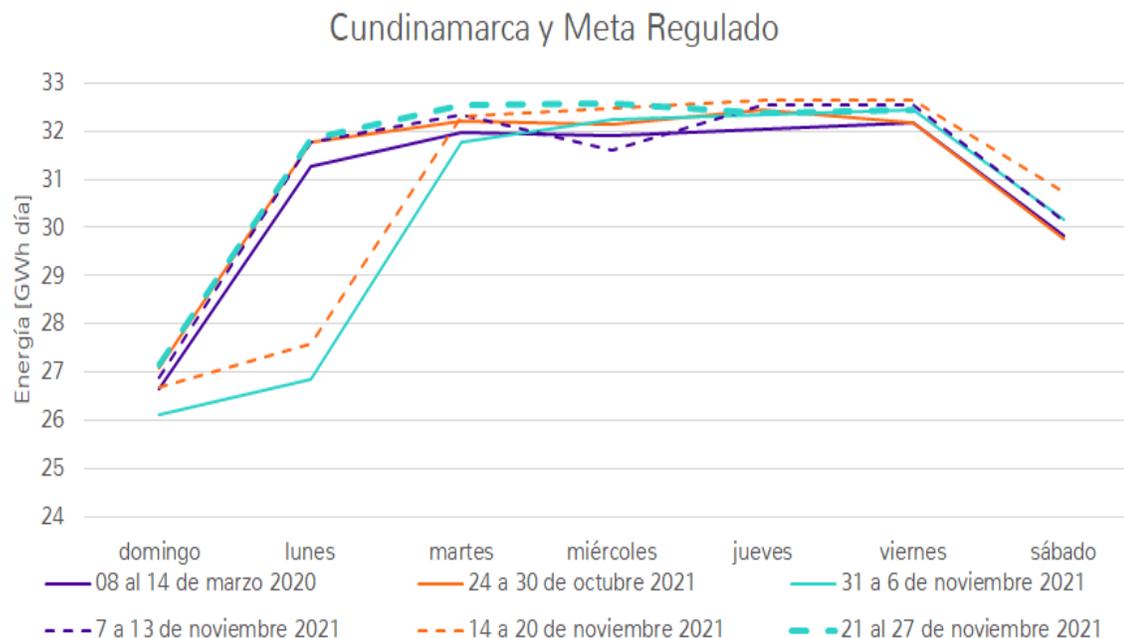
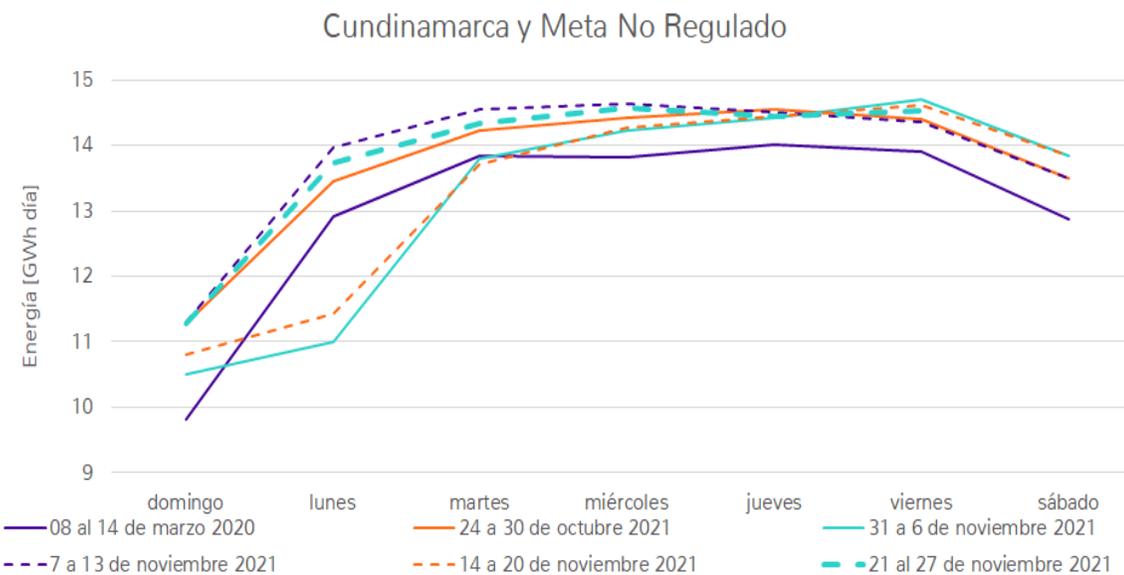
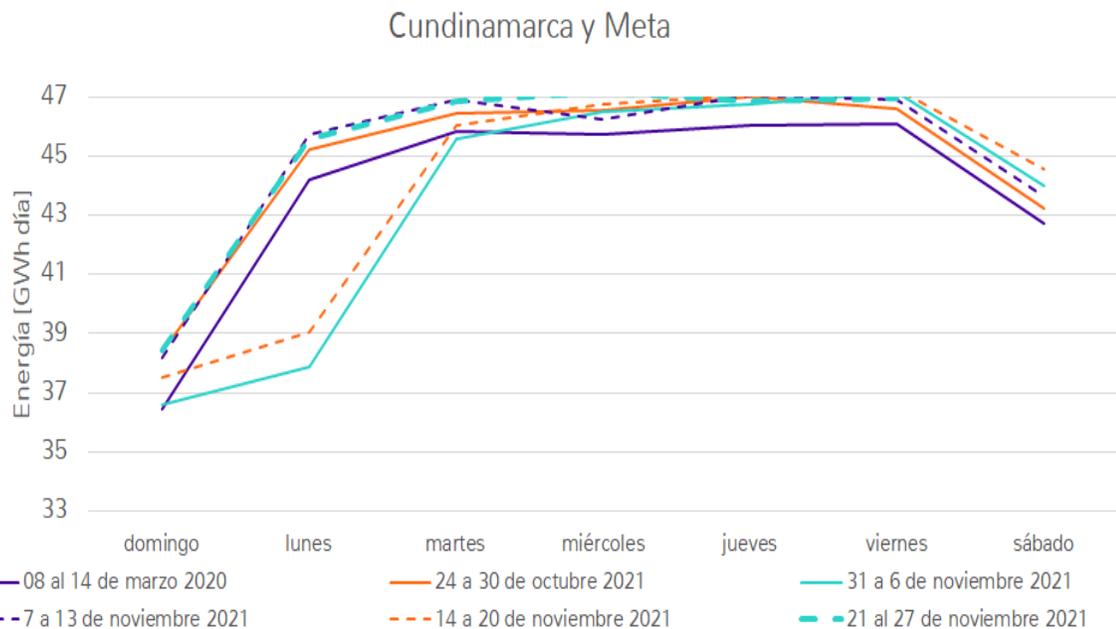


Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 9.4% para la semana del 14 al 20 de noviembre de 2021 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*



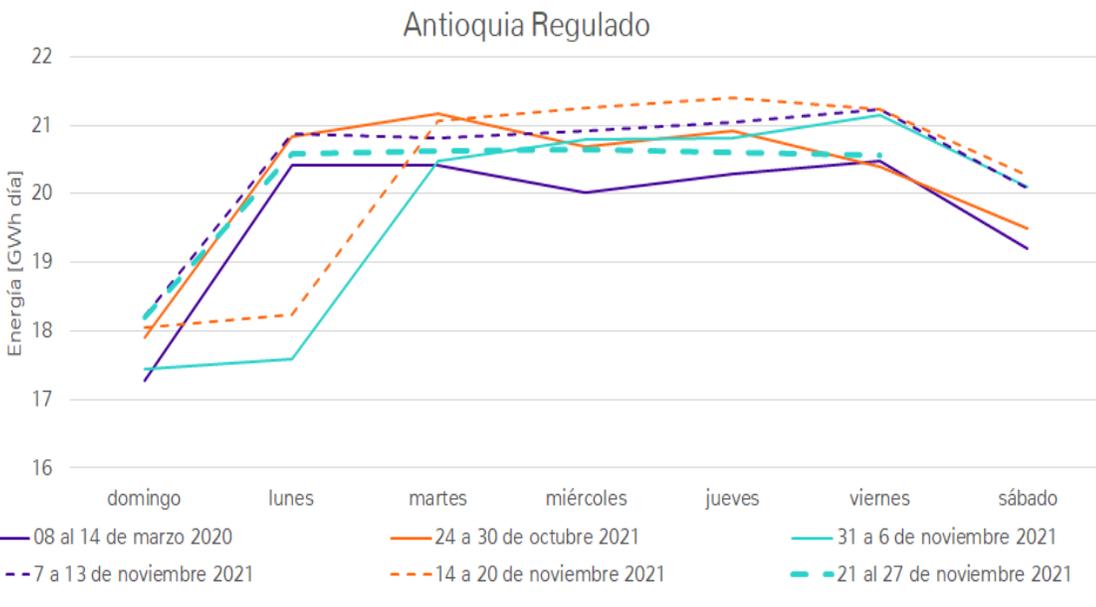
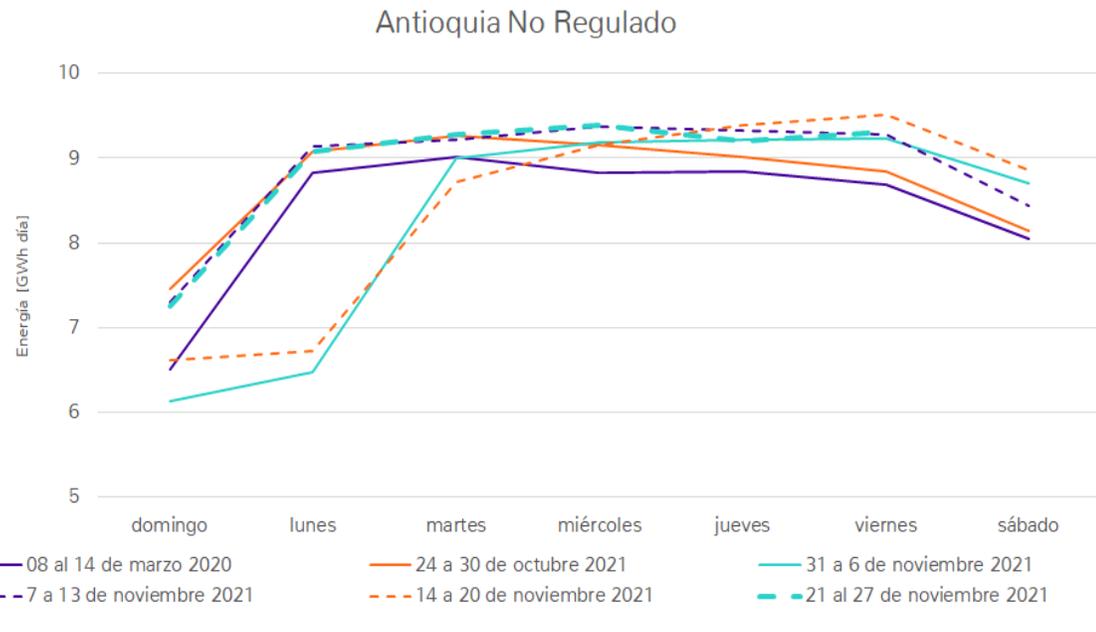
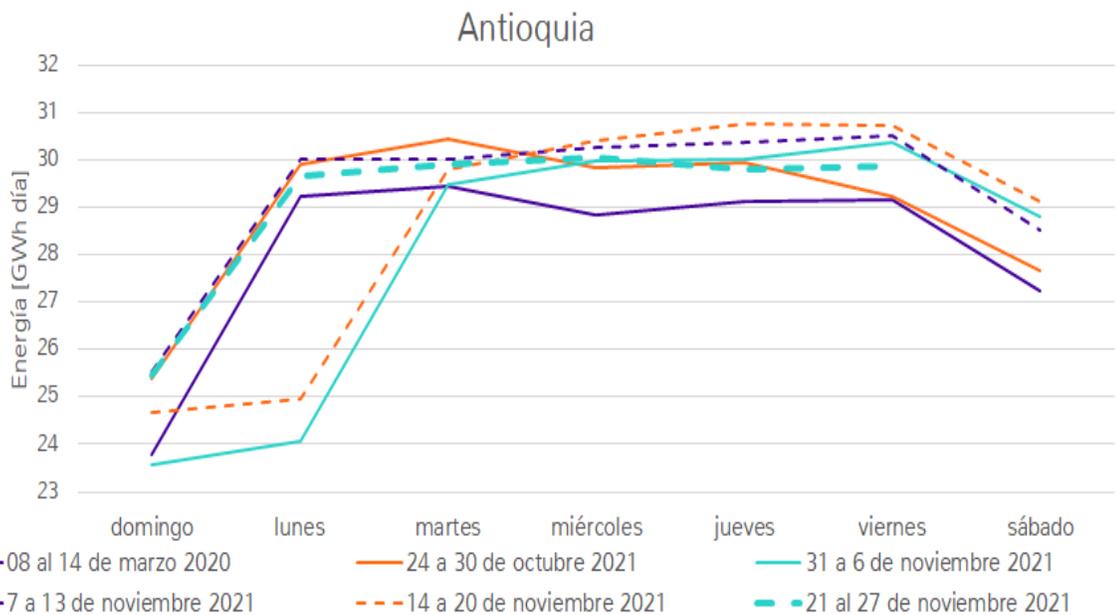
Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Centro en un 3.2% para la semana del 14 al 20 de noviembre de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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



Antioquia*



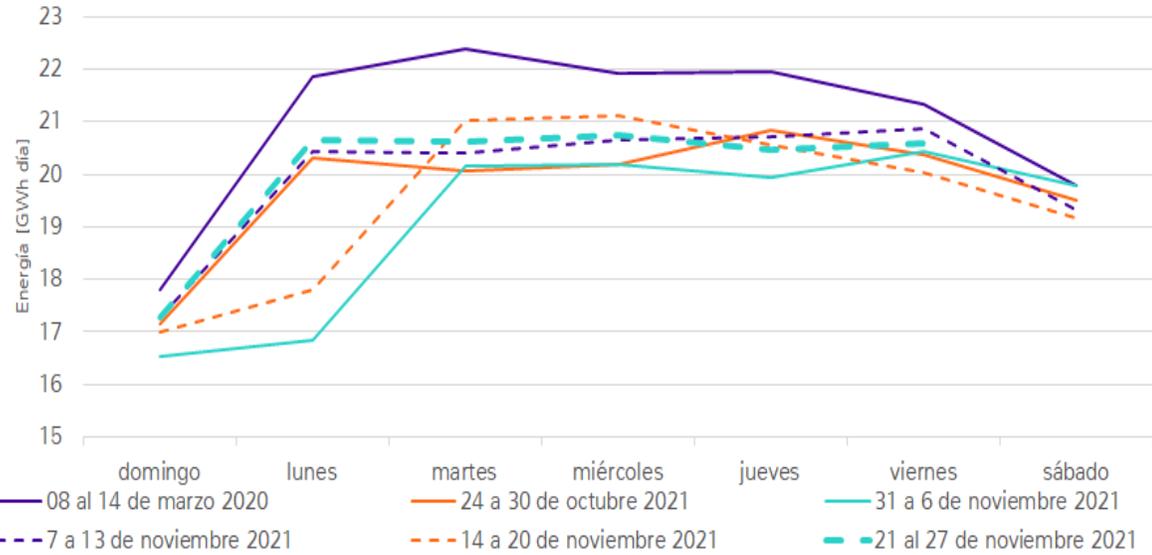
Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 4.7% para la semana del 14 al 20 de noviembre de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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



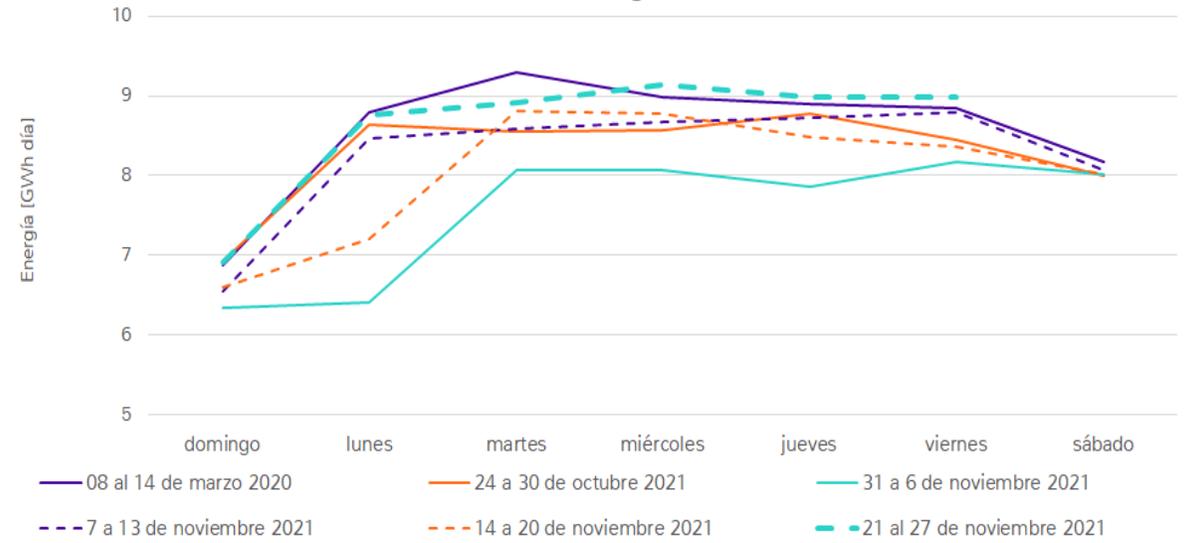
Valle*

Valle

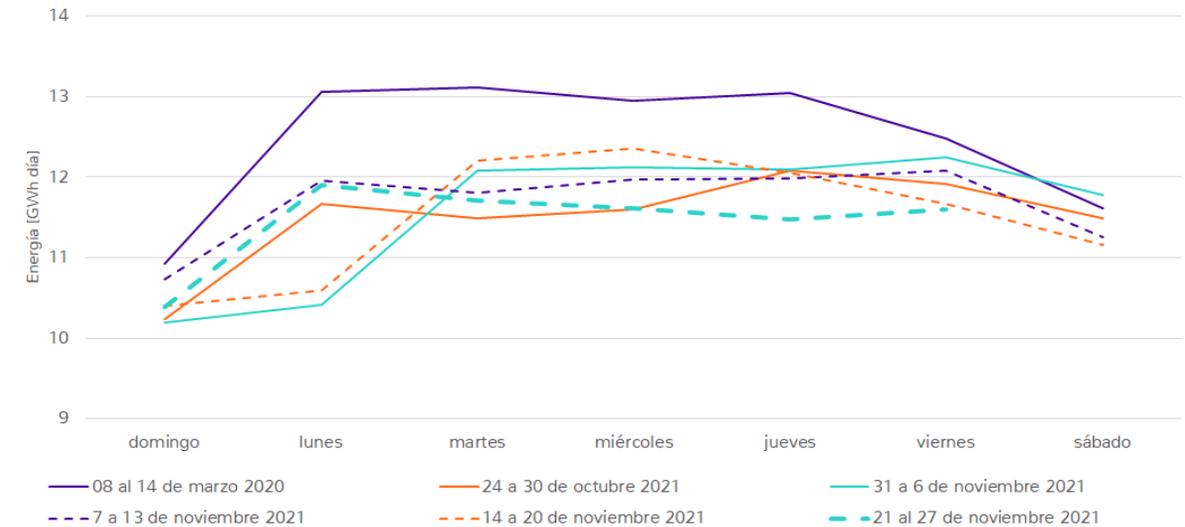


Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 4.7% para la semana del 14 al 20 de noviembre de 2021 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020

Valle No Regulado

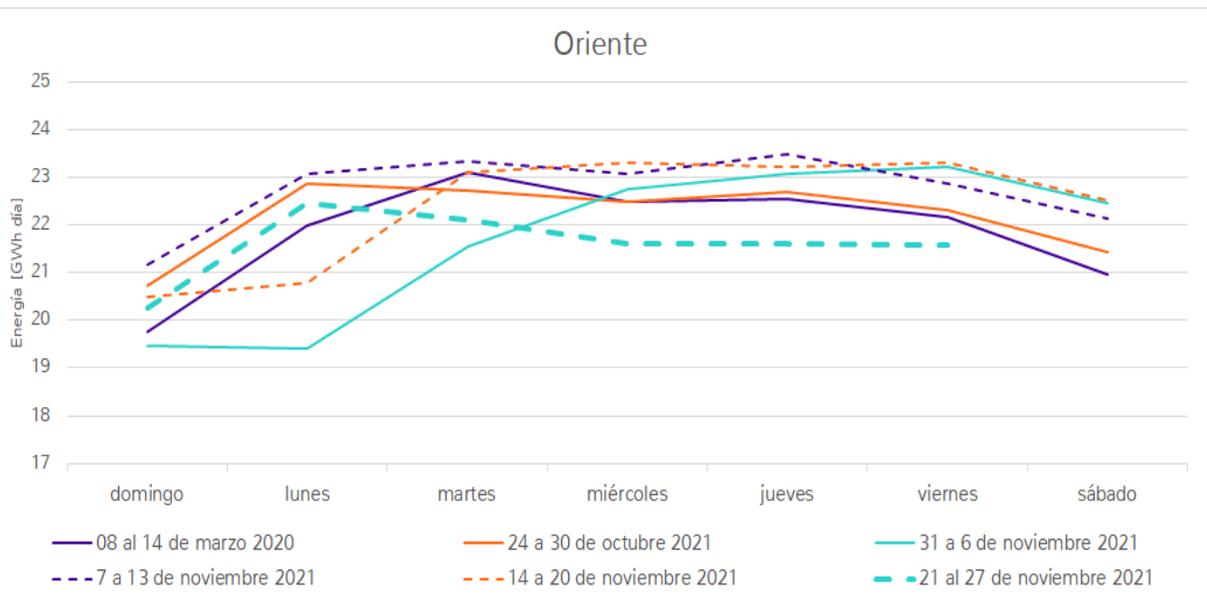


Valle Regulado



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

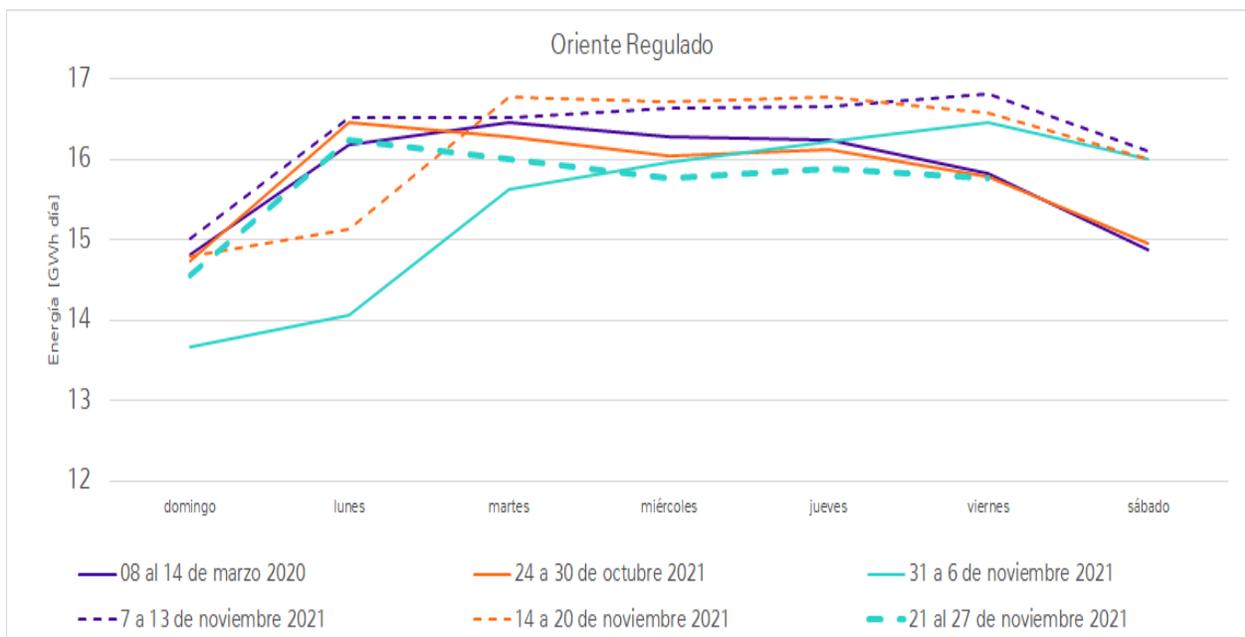
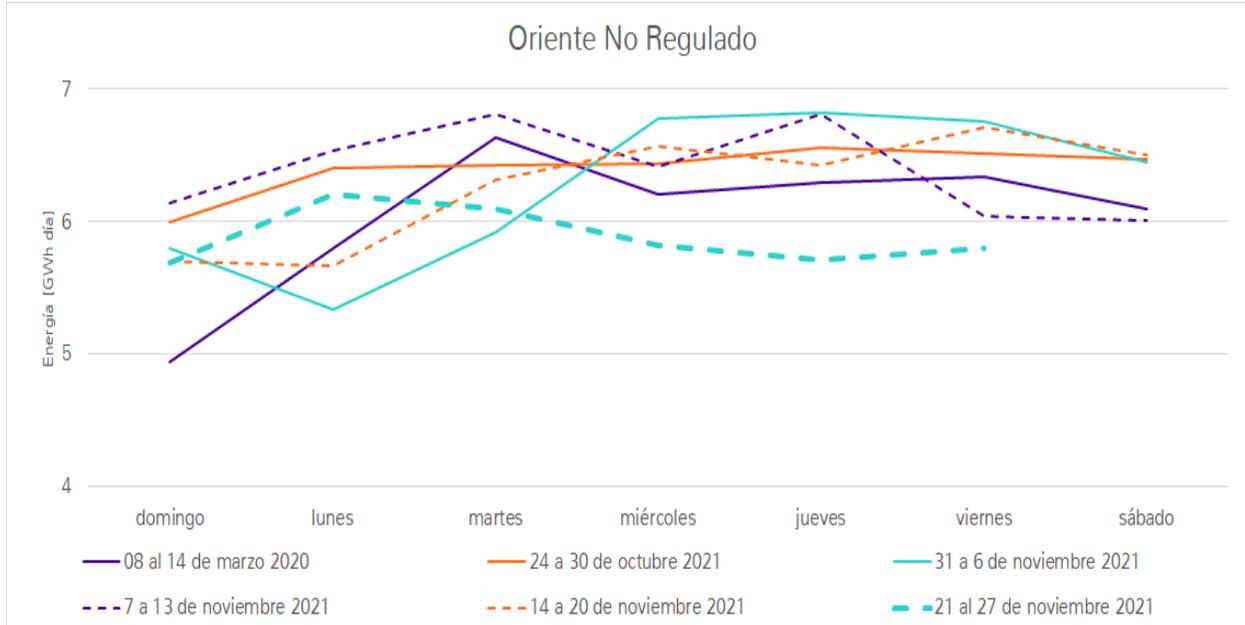
Oriente*



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

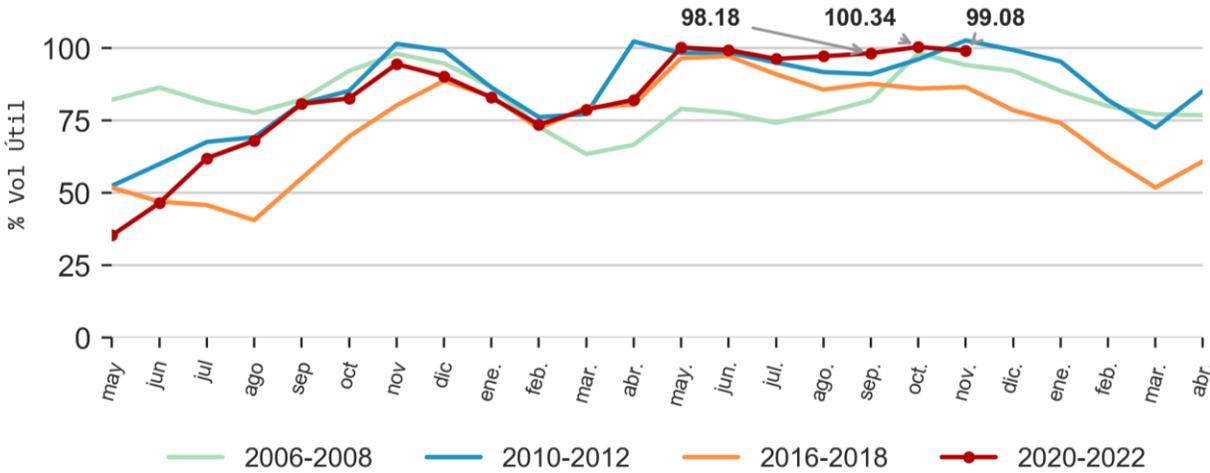
Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 4.1% para la semana del 14 al 20 de noviembre de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

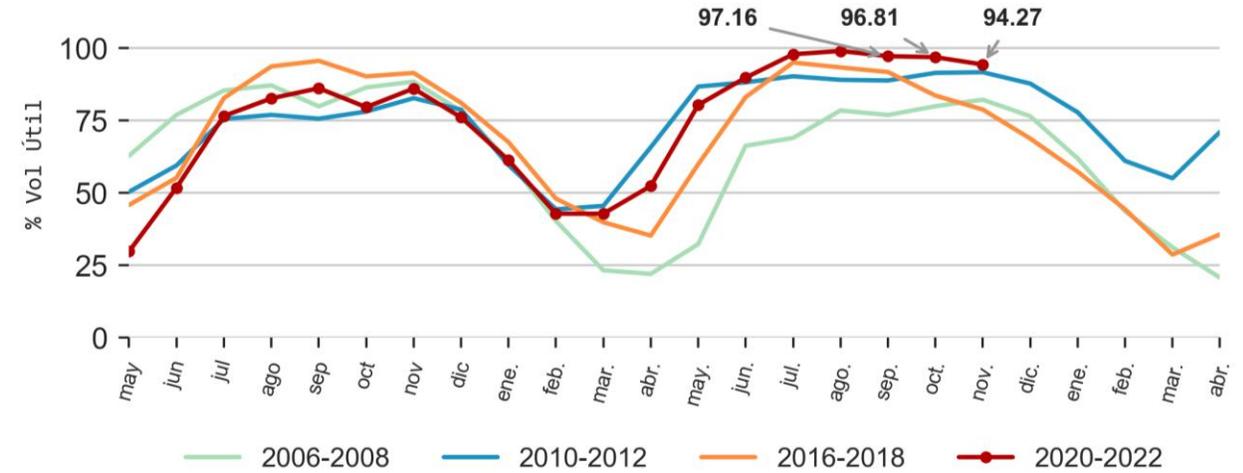


Evolución de reservas por regiones

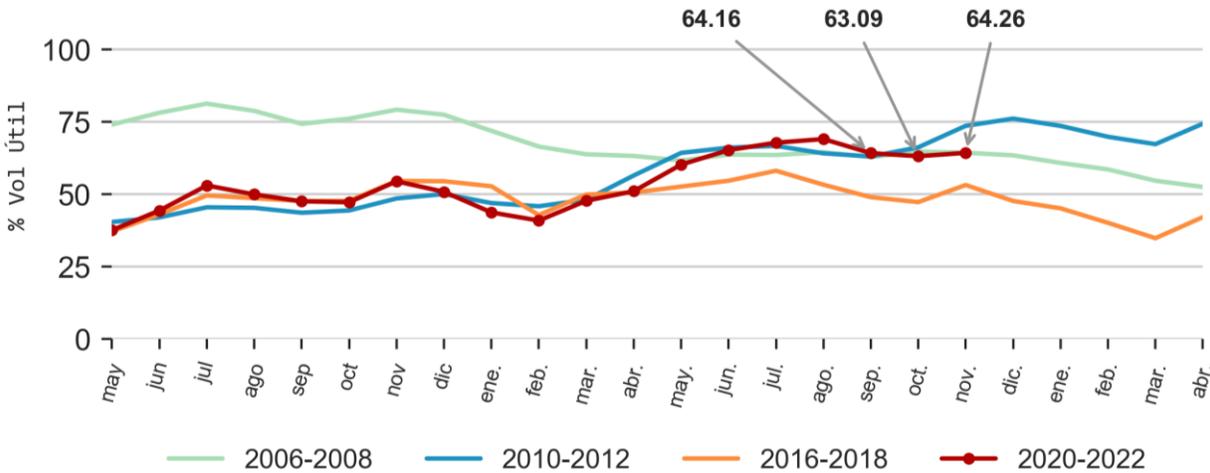
Antioquia



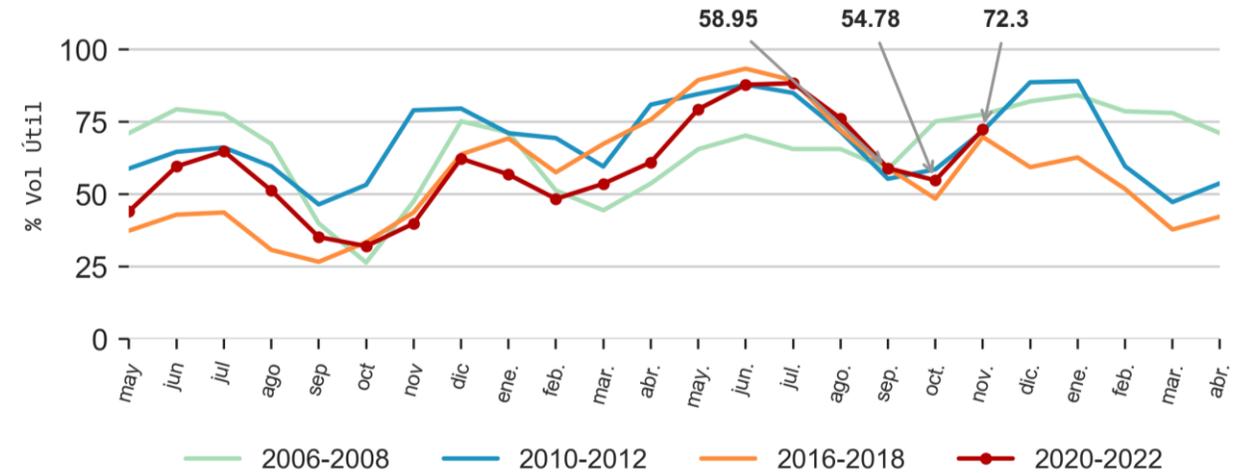
Oriente



Centro



Valle

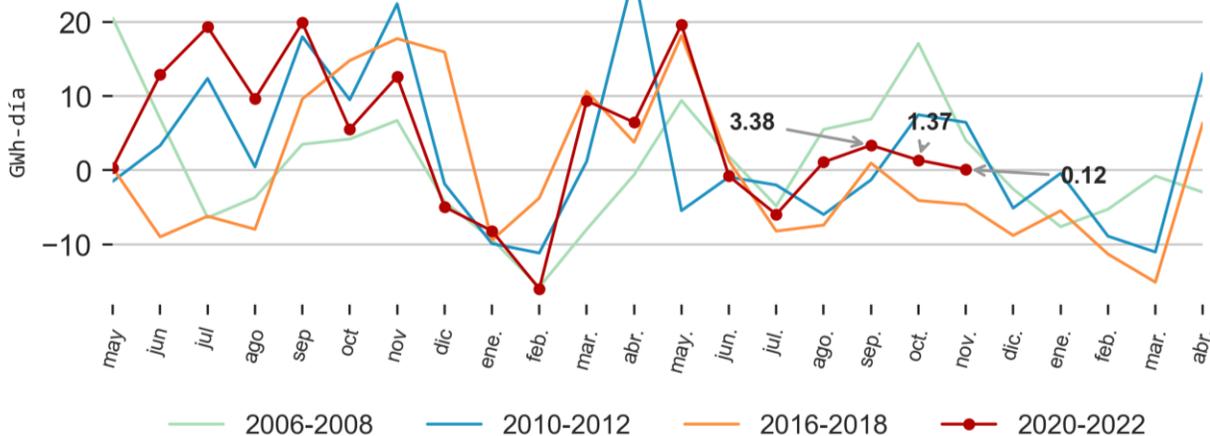


Información hasta el 2021-11-29

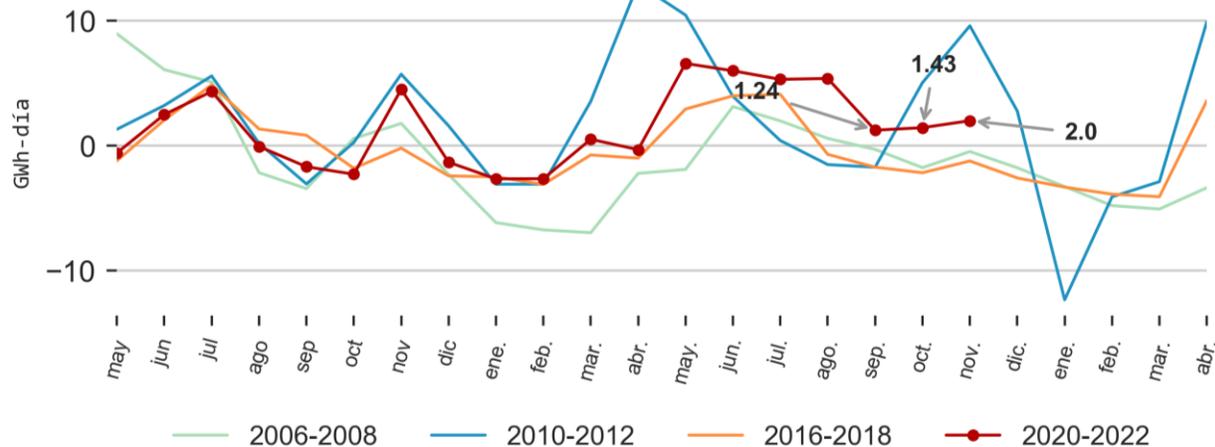
Información actualizada el 2021-11-30

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

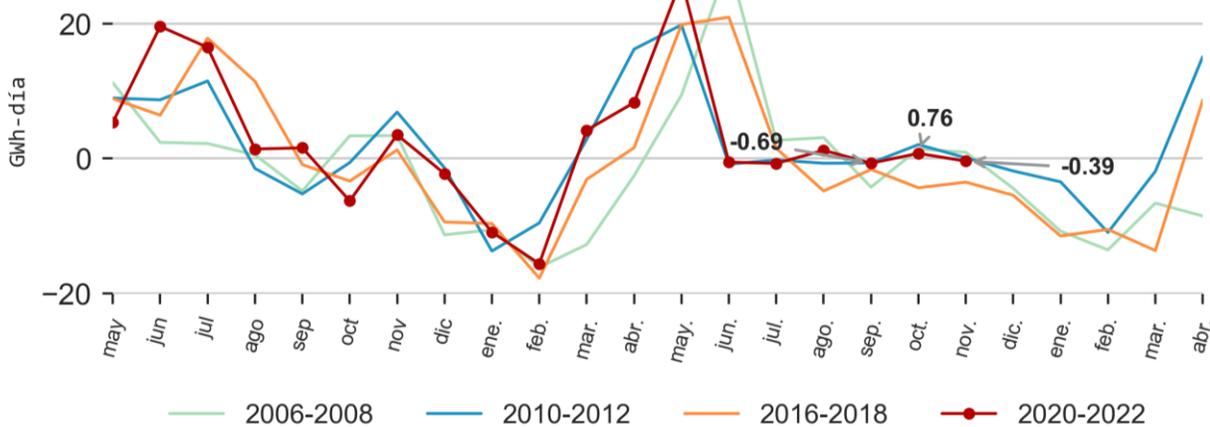
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



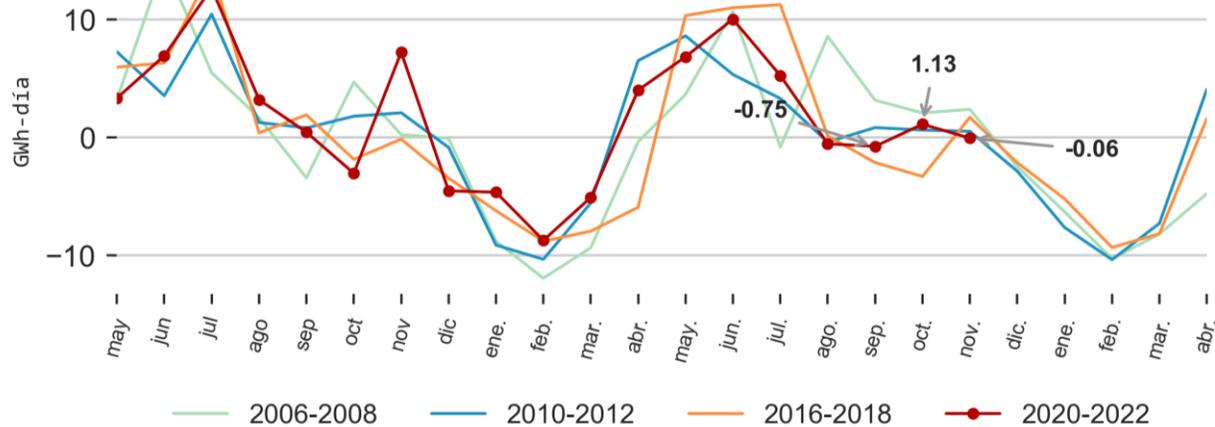
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



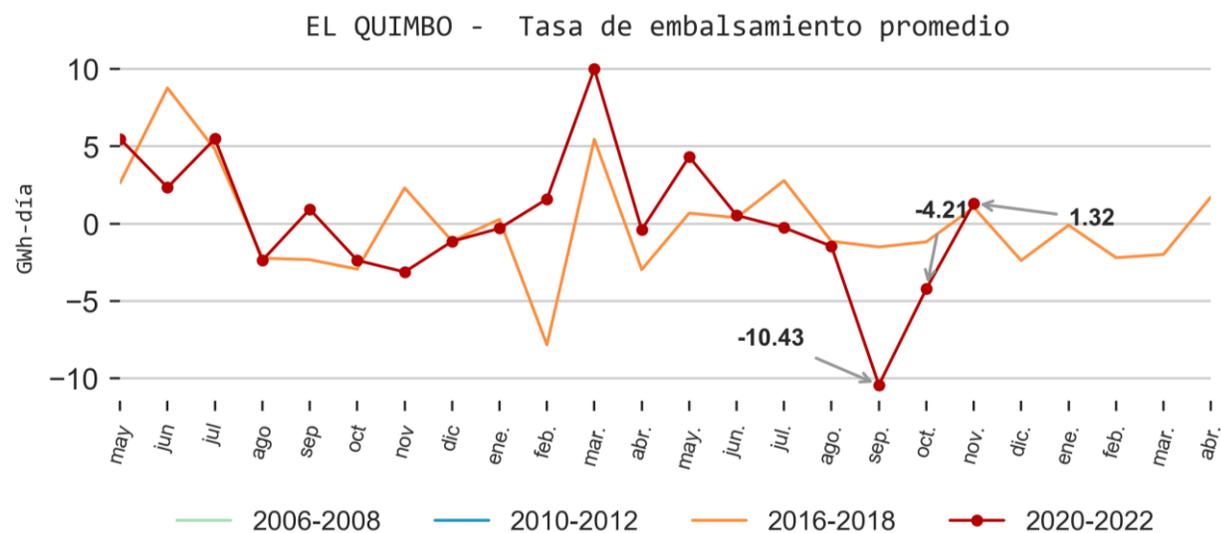
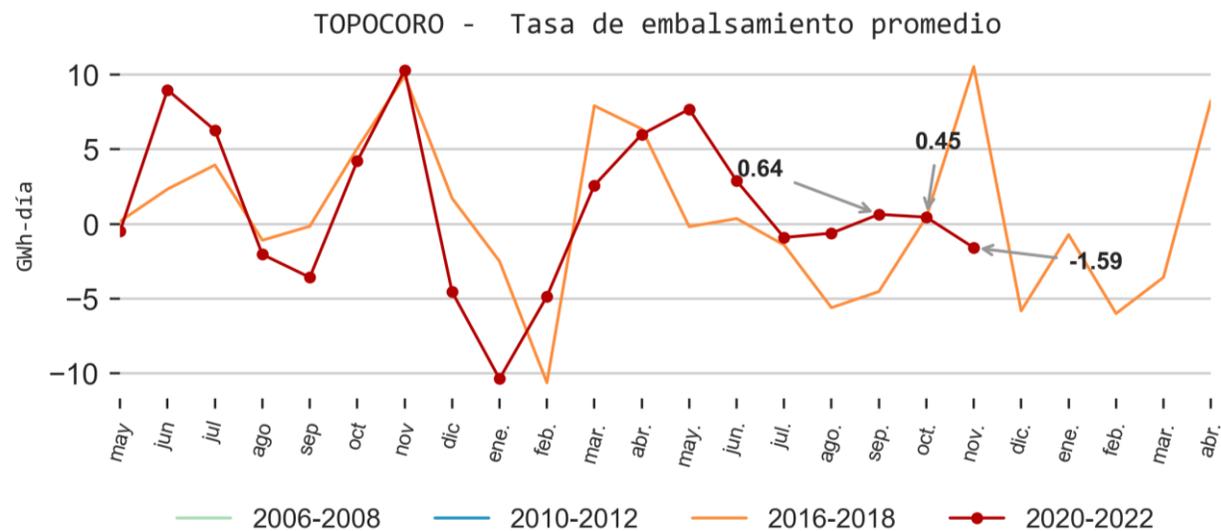
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2021-11-29

Información actualizada el 2021-11-30

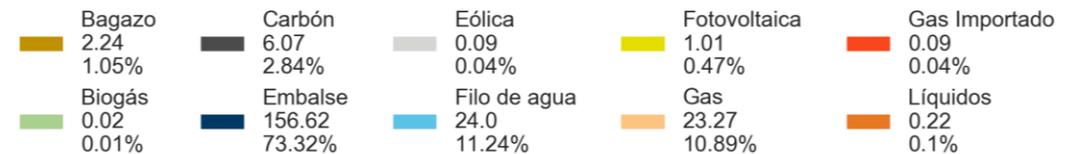
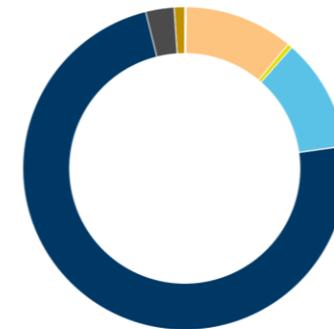
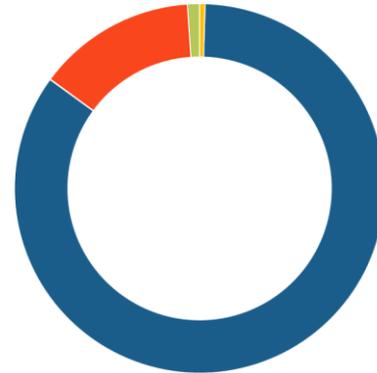
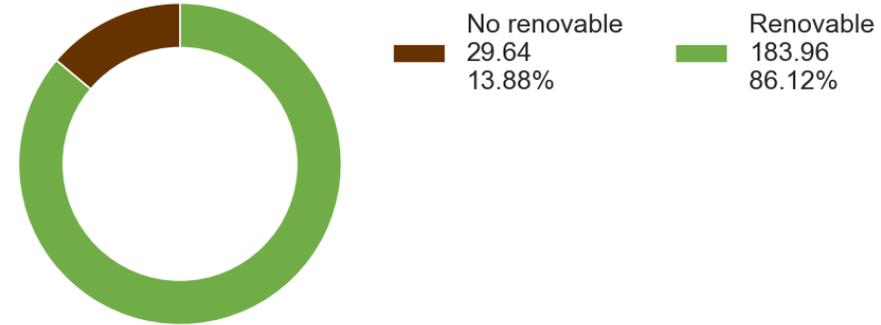
Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses



Información hasta el 2021-11-29
 Información actualizada el 2021-11-30

Generación promedio diaria en GWh-día

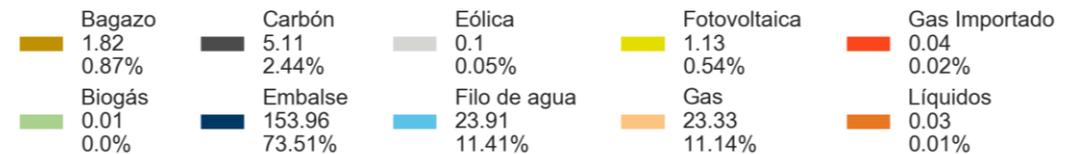
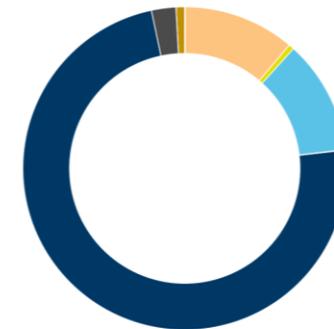
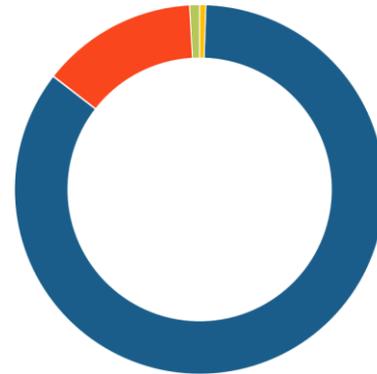
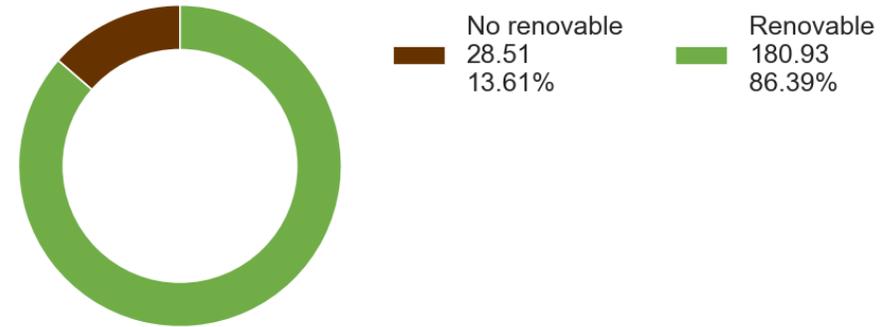
Total 213.6
GWh-día



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-oct.-2021 hasta el 31-oct.-2021

Generación promedio diaria en GWh-día

Total 209.44 GWh-día



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-nov.-2021 hasta el 28-nov.-2021



xm
Sumando energías



Anexos

Estudio Mediano Plazo

Listado de Proyectos considerados

Nombre de la Planta	Tipo	CEN (MW)	FPO*
H_Violetas	PCH	0.945	30/12/2021
S_PoloNuevo2	Solar	9.9	31/12/2021
S_Oicata	Solar	9.9	31/12/2021
S_Sfrancisco	Solar	9.9	31/12/2021
S_Tucanes	Solar	9.9	31/12/2021
S_Alma1	Solar	9.8	01/01/2022
S_Arenal	Solar	2	30/01/2022
S_BSLlanos5	Solar	17.9	31/01/2022
S_BSLlanos4	Solar	19.9	31/01/2022
H_DonaTere	PCH	1	01/03/2022
S_Girasoles	Solar	9.5	31/03/2022
ELTESORITO	Termico	200	30/04/2022
E_Ahumado	Eólico	50	30/04/2022
H_Chorrera	PCH	15	30/04/2022
H_Panderiscl	PCH	19.9	30/04/2022
S_Cordobal	Solar	9.9	30/04/2022
S_CSBuga1	Solar	9.9	20/05/2022
E_Guajiral	Eólico	20	31/05/2022
H_Zeus	PCH	9.9	31/05/2022
H_SBartolome	PCH	20	15/06/2022
H_CascadaGra	PCH	2.09	30/06/2022
S_Baranoa	Solar	19.3	30/06/2022
S_TerTasajer	Solar	4	30/06/2022
S_Cerrito	Solar	9.9	30/06/2022
S_Medin	Solar	9.9	30/06/2022

Nombre de la Planta	Tipo	CEN (MW)	FPO*
S_PlanetaRic	Solar	19.9	30/06/2022
S_LatamSolar	Solar	150	30/06/2022
ITUANGO	Hidro	300	27/07/2022
S_DelphiHeli	Solar	16	30/07/2022
E_Wayuu	Eólico	12	31/07/2022
H_Oibita	PCH	20	31/07/2022
E_Magdalena	Eólico	99.9	30/09/2022
E_Culantral	Eólico	99.9	30/09/2022
S_Since	Solar	19.99	30/09/2022
S_CBarbosal	Solar	9.9	01/10/2022
S_CBarbosall	Solar	9.9	01/10/2022
ITUANGO	Hidro	600	02/10/2022
S_Caracoli	Solar	50	27/10/2022
S_JuanaMaria	Solar	9.4	31/10/2022
S_Jumi	Solar	9.9	31/10/2022
S_CRLI	Solar	9.9	31/10/2022
S_PN1	Solar	9.9	31/10/2022
S_SGD	Solar	9.9	31/10/2022
S_ParqueOLDT	Solar	9.9	31/10/2022
TERMOCARIBE3	Termico	42	24/11/2022
C_CANDELARIA	Termico	546	25/11/2022
TERMO_JAGUEY	Termico	21.87	01/12/2022
TERMORUBIALE	Termico	21.87	01/12/2022
S_LaSierra	Solar	200	30/12/2022
T_MilpaSamac	T.Menores	18.00	31/12/2022
H_Caracoli	PCH	1.15	31/12/2022
H_Piendamio	PCH	3	31/12/2022

Listado de Proyectos considerados

Nombre de la Planta	Tipo	CEN (MW)	FPO*
H_Piacoral	PCH	5.1	31/12/2022
H_Piacorall	PCH	8.53	31/12/2022
H_RioHondo	PCH	19.9	31/12/2022
S_Guayacan	Solar	8	31/12/2022
S_Ceiba	Solar	8	31/12/2022
S_Badell	Solar	8.6	31/12/2022
S_PetaloCesa	Solar	9.9	31/12/2022
S_TamarindI	Solar	9.9	31/12/2022
S_TamarindII	Solar	9.9	31/12/2022
S_Cordobita	Solar	9.9	31/12/2022
S_Colorados	Solar	9.9	31/12/2022
S_Lanceros	Solar	9.9	31/12/2022
S_GrSFelipe	Solar	9.9	31/12/2022
S_Alejandria	Solar	9.9	31/12/2022
S_Bugalagr	Solar	9.9	31/12/2022
S_PetaloMagd	Solar	9.9	31/12/2022
S_Colorados2	Solar	9.9	31/12/2022
S_Sachica	Solar	9.9	31/12/2022
S_Cordoball	Solar	9.99	31/12/2022
S_PetaloSucr	Solar	9.99	31/12/2022
S_TierraLind	Solar	9.99	31/12/2022
S_Zambranoll	Solar	15.5	31/12/2022
S_Zapatoca	Solar	15.5	31/12/2022
S_Prosporida	Solar	19.5	31/12/2022
S_Lalguana	Solar	19.5	31/12/2022

Nombre de la Planta	Tipo	CEN (MW)	FPO*
S_Chicamoch1	Solar	19.9	31/12/2022
S_Chicamoch2	Solar	19.9	31/12/2022
S_Chicamocha	Solar	19.9	31/12/2022
S_Tolua	Solar	19.9	31/12/2022
S_Victoria1	Solar	19.9	31/12/2022
S_Victoria2	Solar	19.9	31/12/2022
S_Macaregua	Solar	19.9	31/12/2022
S_Escobal1	Solar	19.9	31/12/2022
S_PSBochica	Solar	19.9	31/12/2022
S_MataRedond	Solar	25	31/12/2022
S_Ubate	Solar	28	31/12/2022
S_BSLlanos	Solar	79.6	31/12/2022
S_LaMata	Solar	80	31/12/2022
S_Tepuy	Solar	83	31/12/2022
S_BSLlanos7	Solar	99.9	31/12/2022
S_Union	Solar	100	31/12/2022
S_PortonSol	Solar	102	31/12/2022
ITUANGO	Hidro	900	14/01/2023
S_Morrosqll1	Solar	19.5	31/01/2023
S_Morrosqll2	Solar	19.5	31/01/2023
S_Guayepo	Solar	200	01/02/2023
S_Guayepo	Solar	400	01/02/2023
S_Pubenza	Solar	50	28/02/2023
S_SanFelipe	Solar	90	01/04/2023
E_Windpeshi	Eólico	200	30/04/2023
S_Filigrana	Solar	9.9	31/05/2023