

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-022
Jueves, 4 de noviembre de 2021



Contenido

1

Variables del SIN

Demanda SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo

3

Situación Operativa

Resumen estudios planeamiento eléctrico
Situación operativa en subestación El Silencio 110 kV
Evaluación de Regulación Primaria de Frecuencia
Indicadores operación

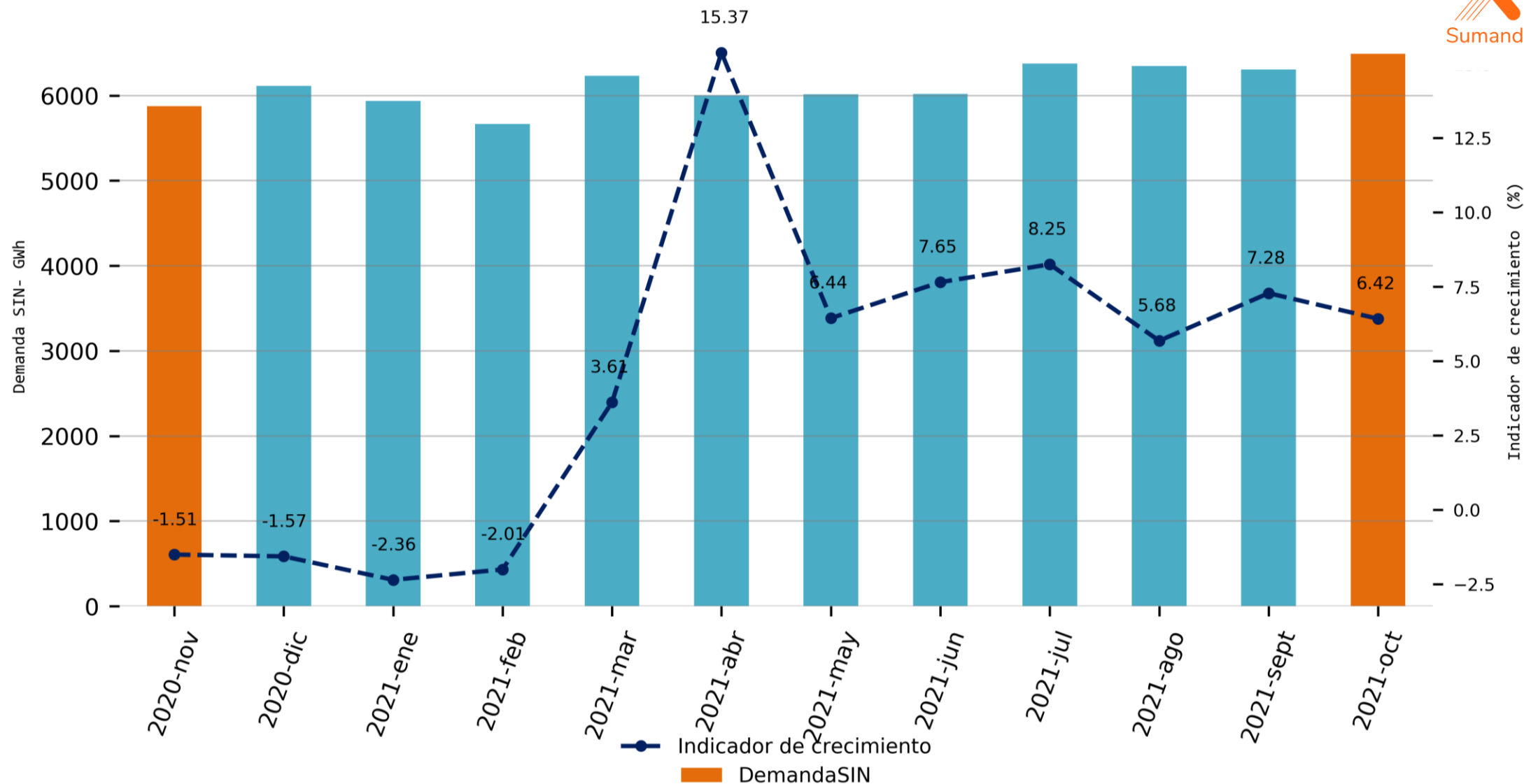
1. Variables del SIN

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

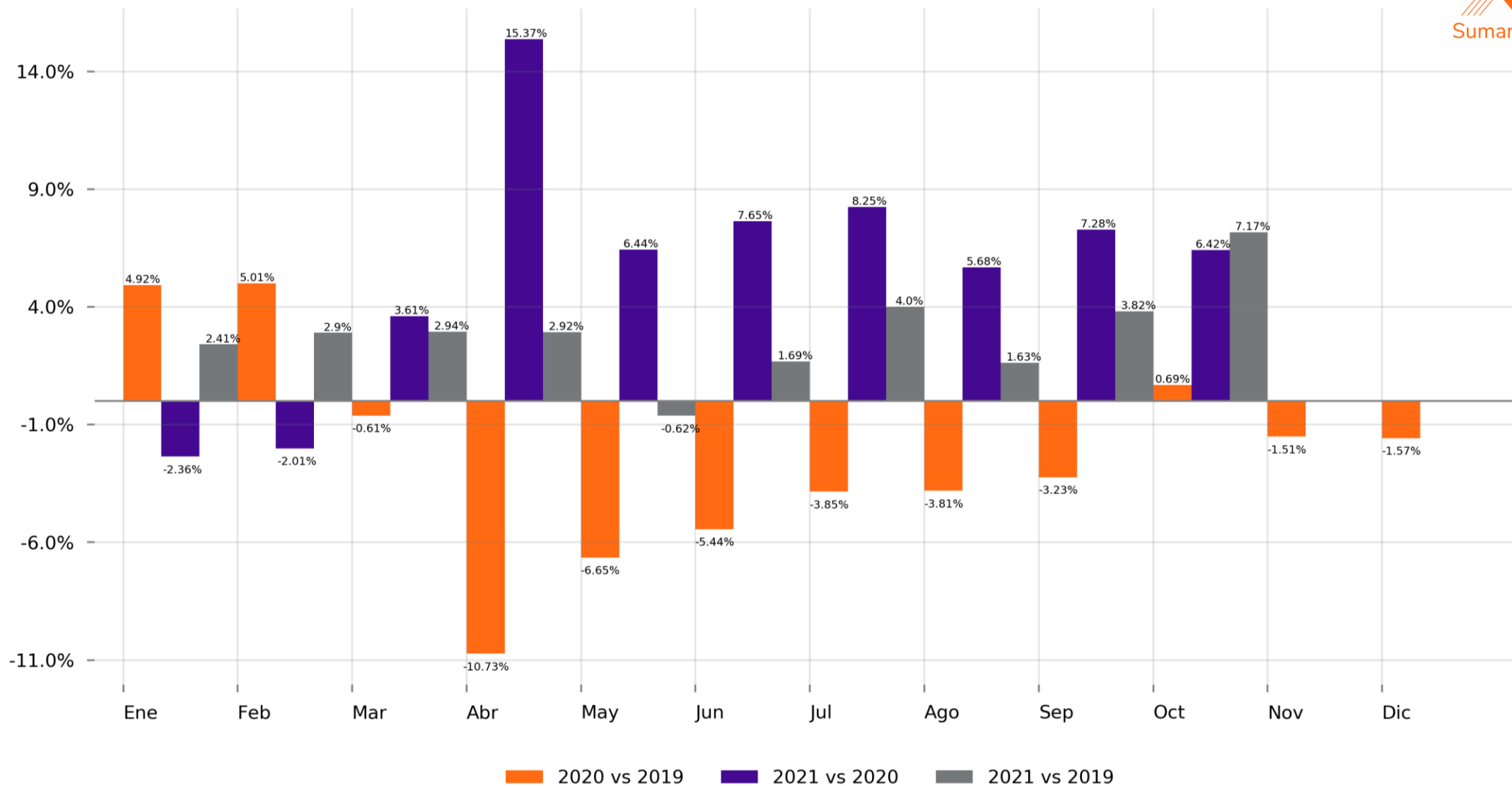


¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

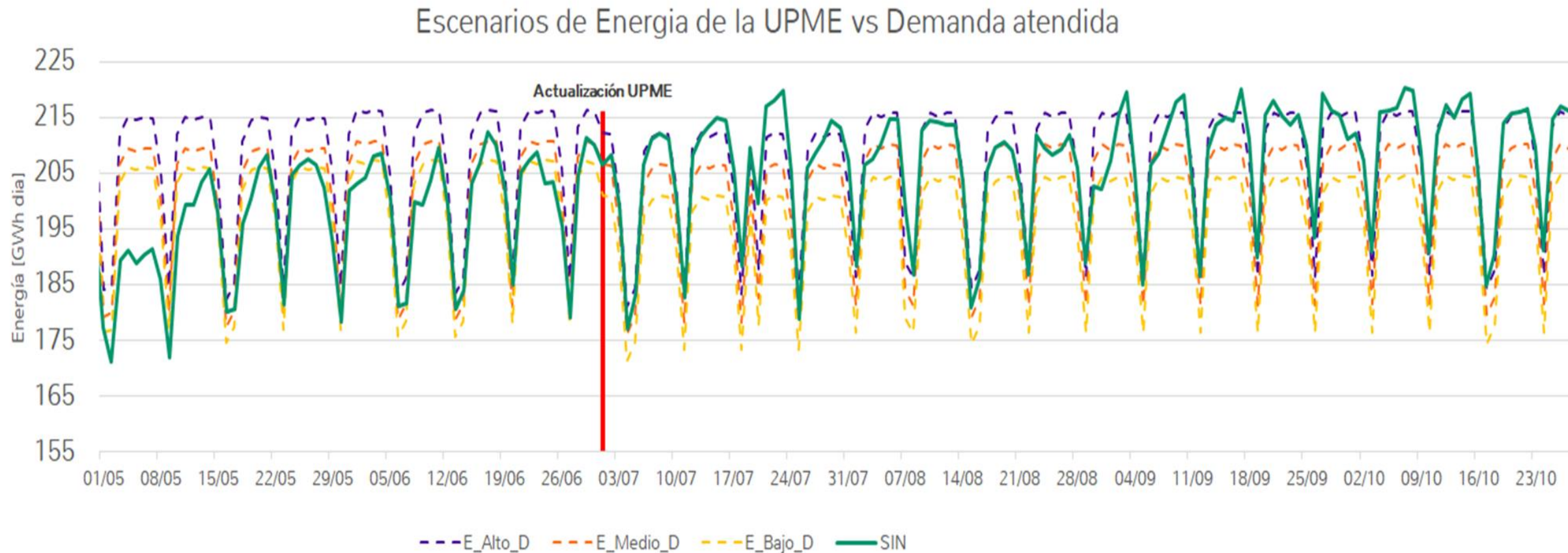
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Crecimiento Demanda del SIN



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



Demanda de energía del SIN - octubre 2021

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
ANTIOQUIA	EPM (EPMD)	1.25%	5.72%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	16.75%	4.56%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
CALDAS	CHEC (CHCD)	3.73%	4.78%
CARTAGO	EEP (EEPD)	1.31%	-1.23%
PEREIRA	EEP (EEPD)	-0.51%	6.02%
QUIINDIO	EDEQ (EDQD)	2.4%	3.38%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	-0.61%	0.42%
TULUA	CETSA (CETD)	3.42%	-0.19%
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	8.67%	-1.09%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	-5.02%	12.45%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	4.7%	2.78%
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	1.4%	5.43%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	-9.05%	9.27%
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	-3.57%	2.53%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	1.79%	1.24%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
COSTA CARIBE	AIR-E (CSSD) + CARIBEMAR (CMMD)	1.73%	7.43%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
ARAUCA	ENELAR (ENID)	0.23%	43.25%
BOYACA	EBSA (EBSD)	-6.86%	13.96%
CASANARE	ENERCA (CASD)	0.5%	6.17%
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	5.78%	3.69%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	2.78%	7.14%
SANTANDER	ESSA (ESSD)	1.05%	6.1%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA (CDSO)	-2.28%	5.5%
META	EMSA (EMSD)	-4.21%	18.9%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	9.71%	8.01%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	0.54%	10.23%
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	20.92%	2.84%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	7.1%	-2.54%

- 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] 2020-10	Demanda Comercial [GWh] 2021-10	Variación 2020-10	Variación 2021-10
CARIBE	1658.65	1778.44	1.73%	7.43%
CENTRO	1478.59	1573.93	-2.52%	7.13%
ANTIOQUIA	848.17	892	1.25%	5.72%
ORIENTE	791.58	872.58	-0.5%	10.65%
VALLE	601.74	596.35	2.84%	-0.17%
CQR	259.25	269.45	2.41%	4.41%
THC	262.97	264.18	11.49%	0.7%
SUR	174.34	180.77	2.49%	4.17%
CHOCO	21.56	22.51	16.75%	4.56%
GUAVIARE	5.64	6.06	9.71%	8.01%

Información hasta el 2021-10-31

Información actualizada el 2021-11-03

Demanda de energía del SIN Acumulada - octubre 2021

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
ANTIOQUIA	EPM (EPMO)	-2.56%	7.87%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	7.45%	3.89%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
CALDAS	CHEC (CHCD)	-1.99%	8.94%
PEREIRA	EEP (EPPD)	-4.4%	6.32%
QUINDIO	EDEQ (EQDQ)	-2.09%	5.89%
CARTAGO	EEP (EPPD)	0.09%	-0.69%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	-6.4%	2.08%
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-1.02%	-2.08%
TULUA	CETSA (CETD)	-0.87%	-0.53%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	-3.09%	5.63%
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	-0.62%	4.91%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	-7.82%	4.54%
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	-7.18%	11.24%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	0.62%	1.72%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	0.16%	0.06%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
COSTA CARIBE	AIR-E (CSSD) + CARIBEMAR (CMMD)	0.2%	4.98%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
SANTANDER	ESSA (ESSD)	-2.56%	7.81%
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	-0.4%	5.43%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	2.21%	4.63%
CASANARE	ENERCA (CASD)	1.86%	2.96%
ARAUCA	ENELAR (ENID)	-2.35%	14.88%
BOYACA	EBSA (EBSD)	18.25%	10.83%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA (CDSO)	-5.26%	6.81%
META	EMSA (EMSD)	-17.91%	-5.04%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	4.39%	7.45%

MC	COD_OR	2020-10	2021-10
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	-3.71%	8.49%
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	-1.36%	5.92%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-3.35%	3.1%

- 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] 2020-10	Demanda Comercial [GWh] 2021-10	Variación 2020-10	Variación 2021-10
CARIBE	16212.33	16963.62	0.2%	4.98%
CENTRO	14098.53	14781.34	-7.22%	5.2%
ANTIOQUIA	7913.06	8506.58	-2.56%	7.87%
ORIENTE	7519.64	8118.34	3.37%	8.37%
VALLE	5671.87	5669.87	-4.22%	0.39%
CQR	2408.35	2571.91	-2.41%	7.19%
THC	2394.44	2515.21	-3.32%	5.45%
SUR	1670.22	1722.67	-0.37%	3.51%
CHOCO	208.52	215.92	7.45%	3.89%
GUAVIARE	53.19	56.95	4.39%	7.45%

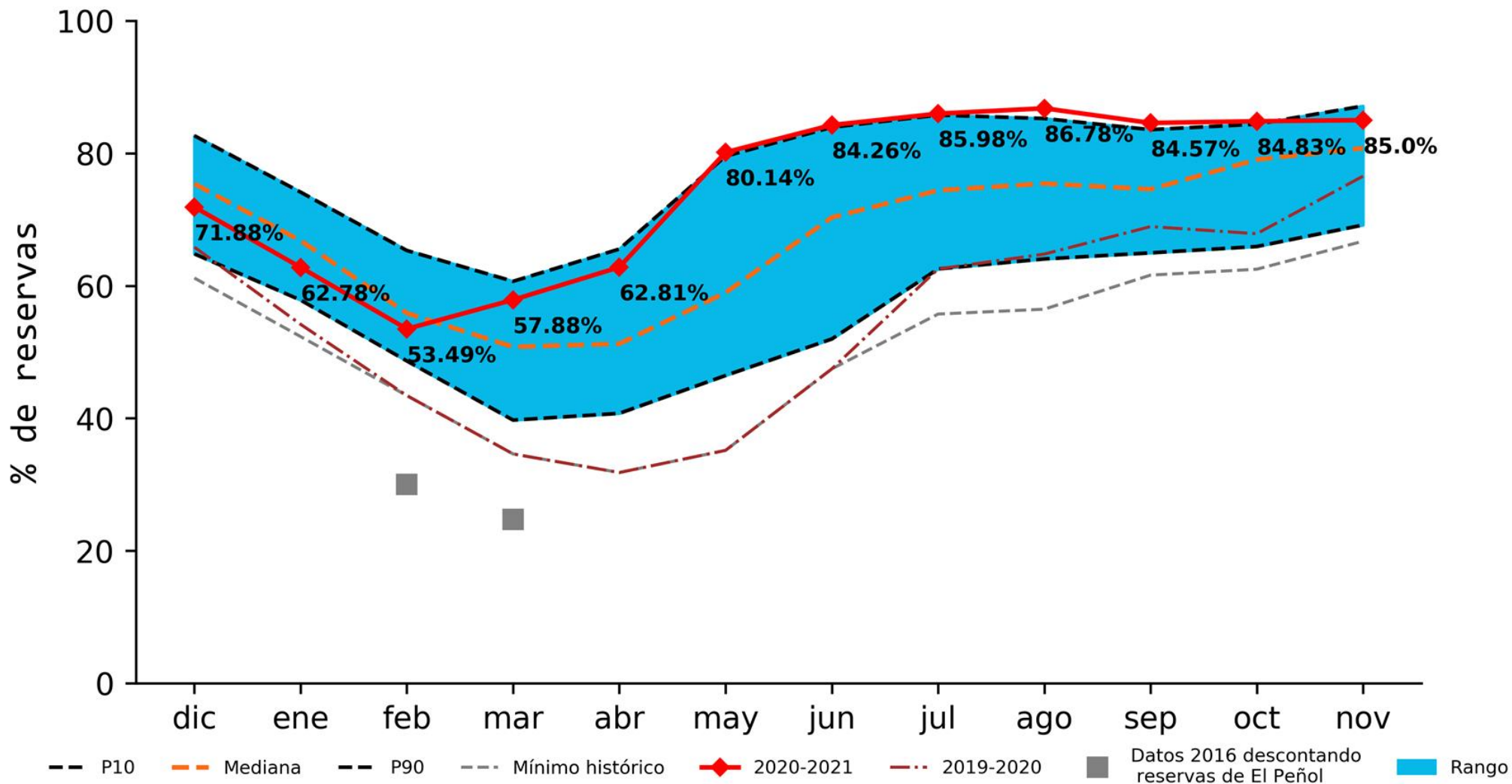
Información hasta el 2021-10-31

Información actualizada el 2021-11-03

¿Cómo está la situación energética?



Reservas hídricas



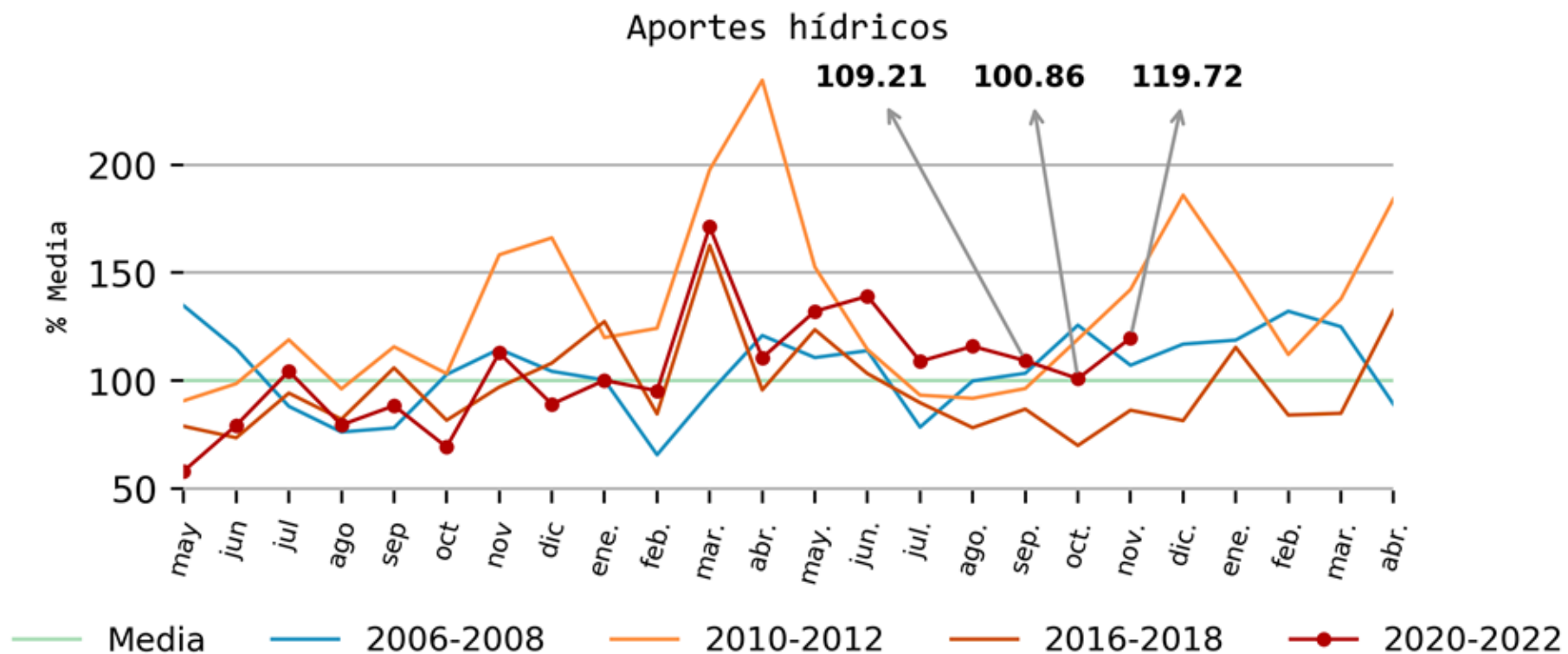
Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000 hasta diciembre de 2020

Información hasta el 2021-11-03

Información actualizada el 2021-11-04

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses



Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-11-03

Información actualizada el 2021-11-04

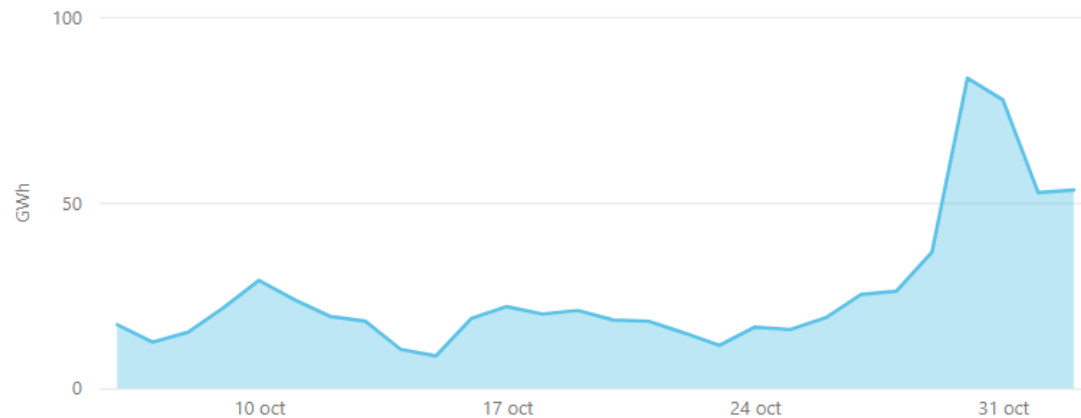
Análisis vertimientos últimos 30 días

FECHA
Último 30 Días
Region
Todas

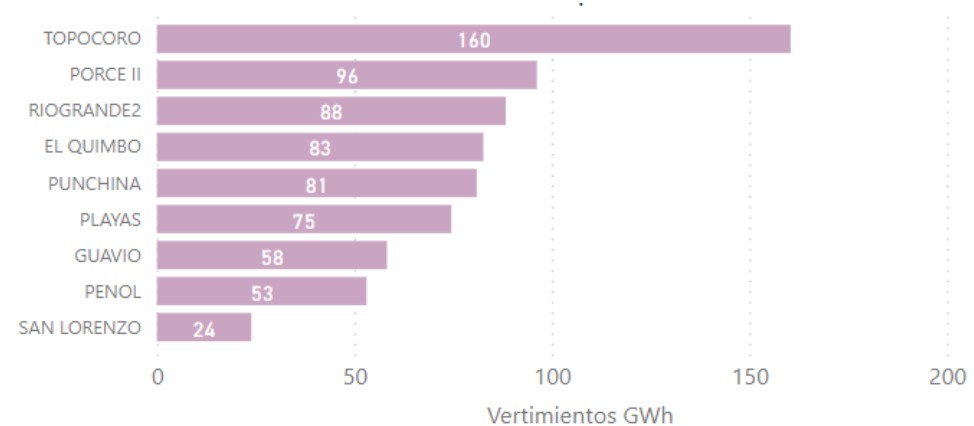
Informe diario de Situación Energética

06/10/2021 - 04/11/2021

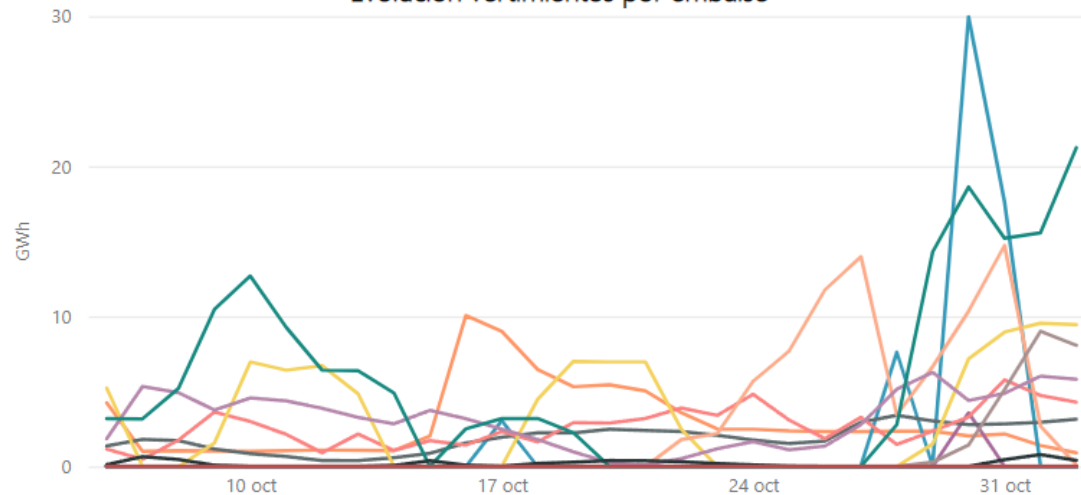
Vertimientos del SIN



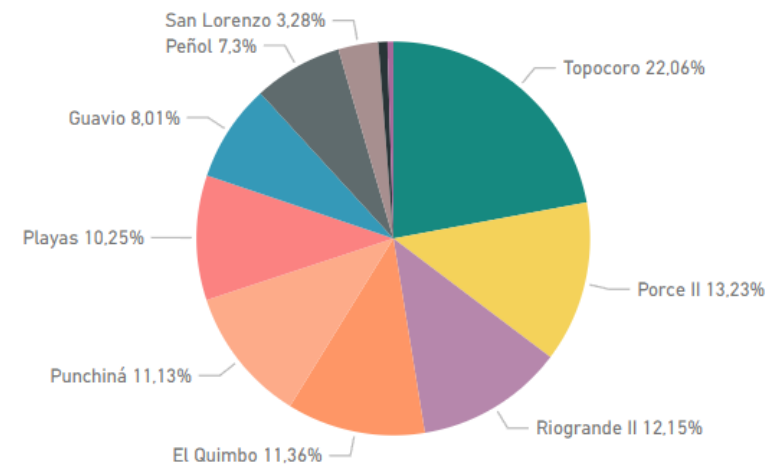
Top 9 por embalse



Evolución vertimientos por embalse



Participación vertimientos por embalse

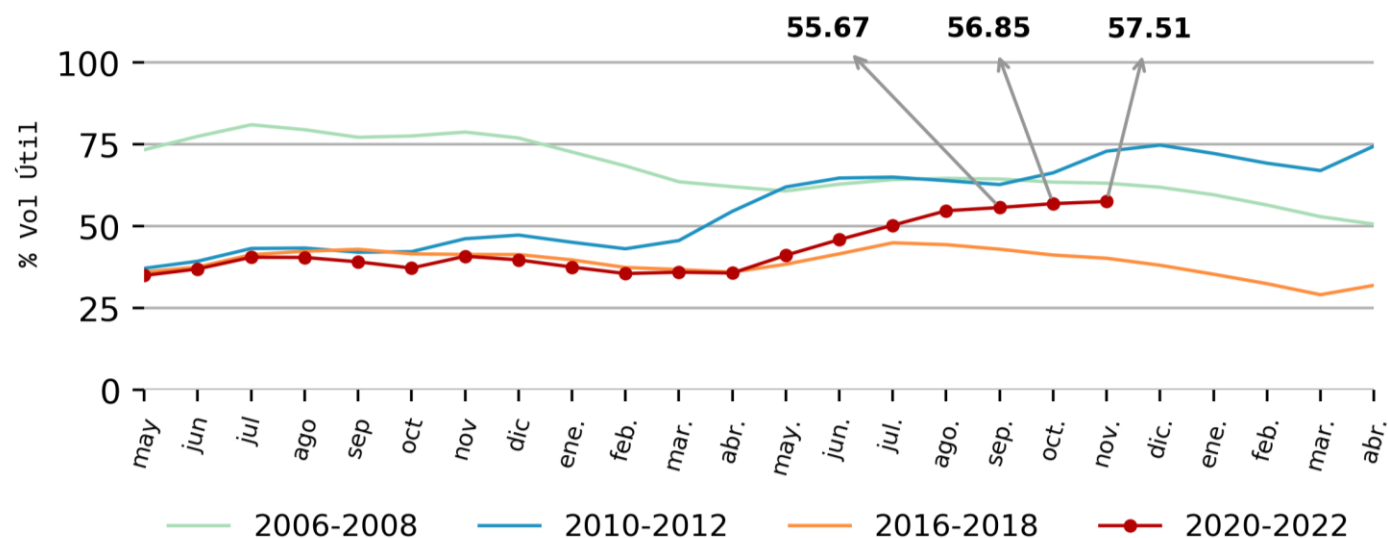


● Agregado ... ● Alto Anchi... ● Amani ● Betania ● Calima ● Chuza ● El Quimbo ● Esmeralda ● Guavio ● Miraflores ● Topocoro ● Porce II ● Rio Grande II ● El Quimbo ● Punchina ● Playas ● Guavio ● Peñol ● San Lorenzo ● Troneras

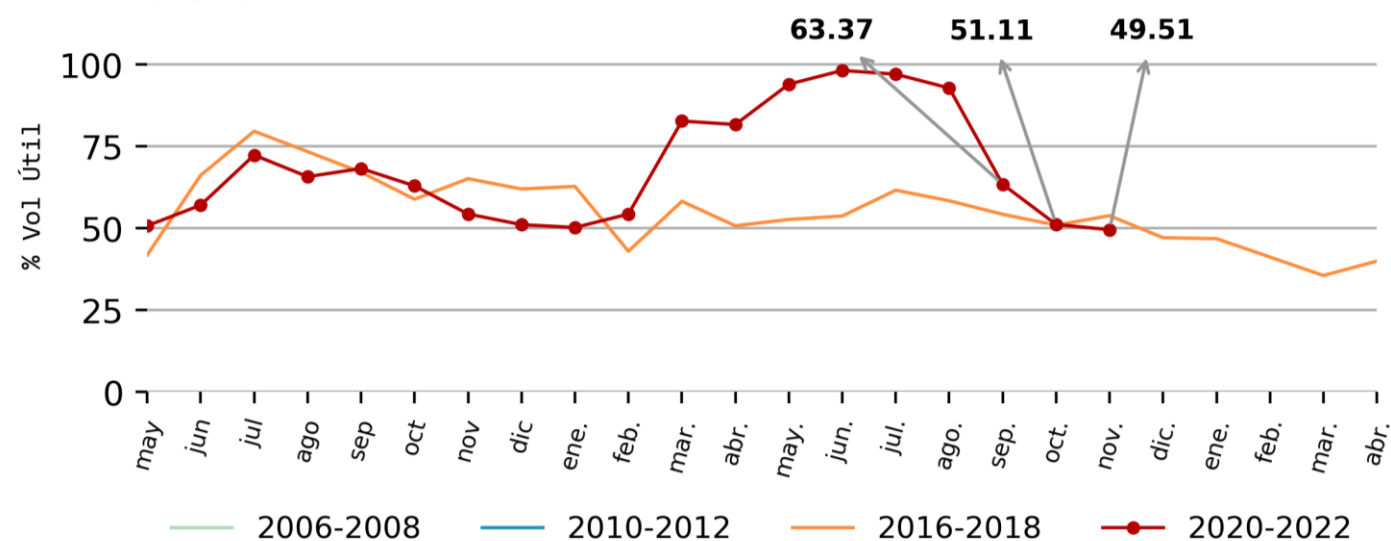
Información hasta el: 2021-11-02

Evolución embalse agregado y Quimbo

AGREGADO BOGOTA



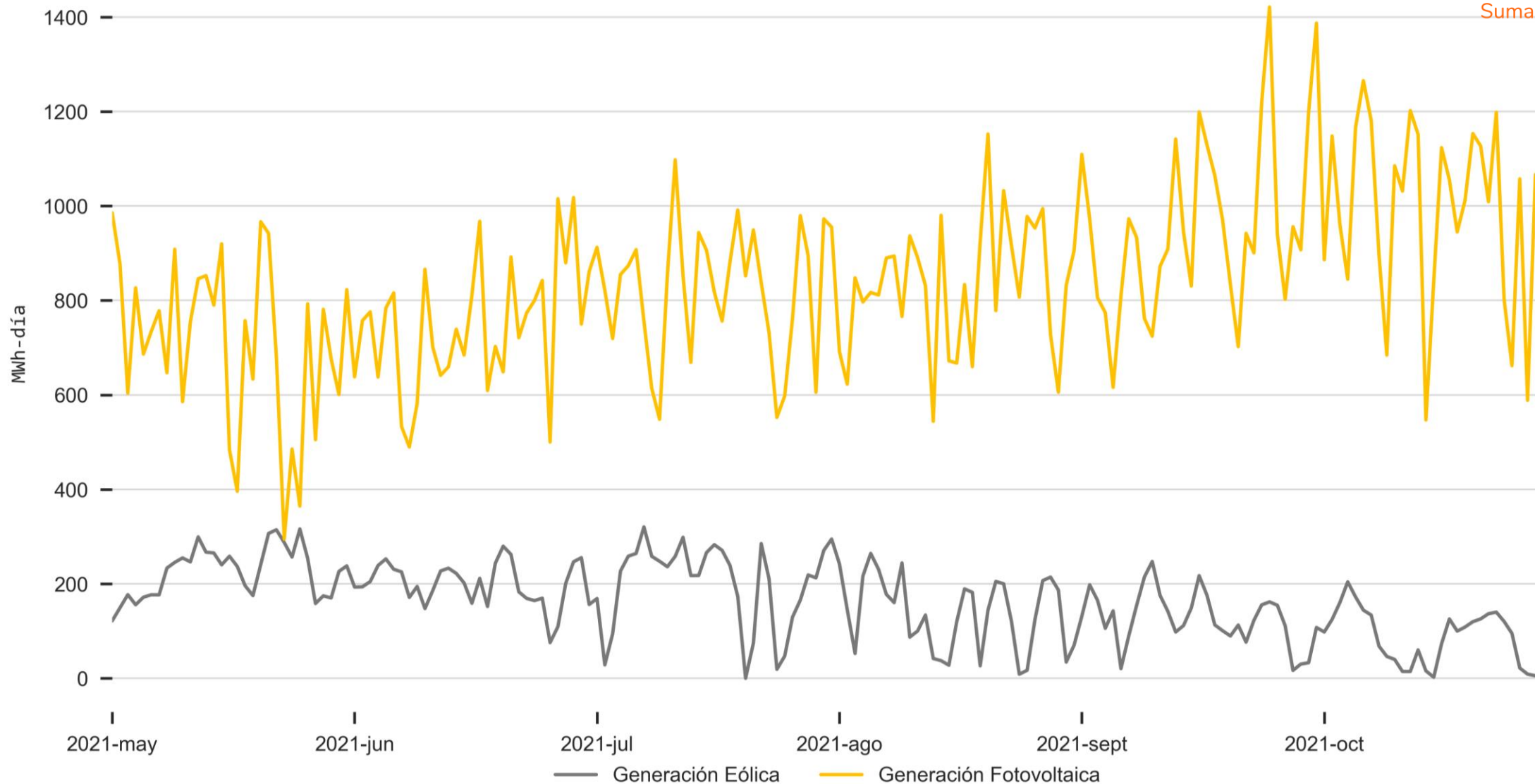
EL QUIMBO



Información hasta el 2021-11-03

Información actualizada el 2021-11-04

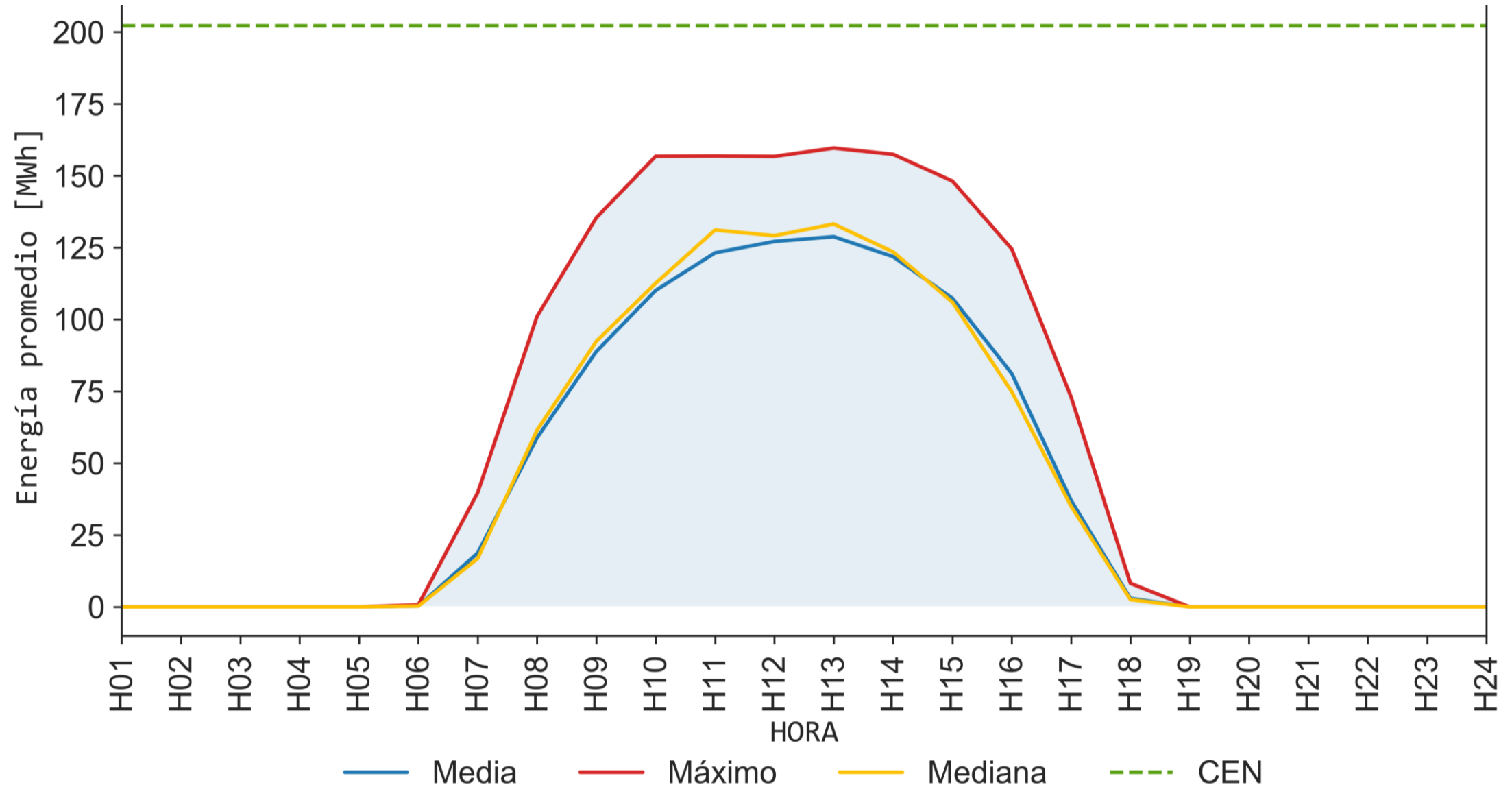
Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

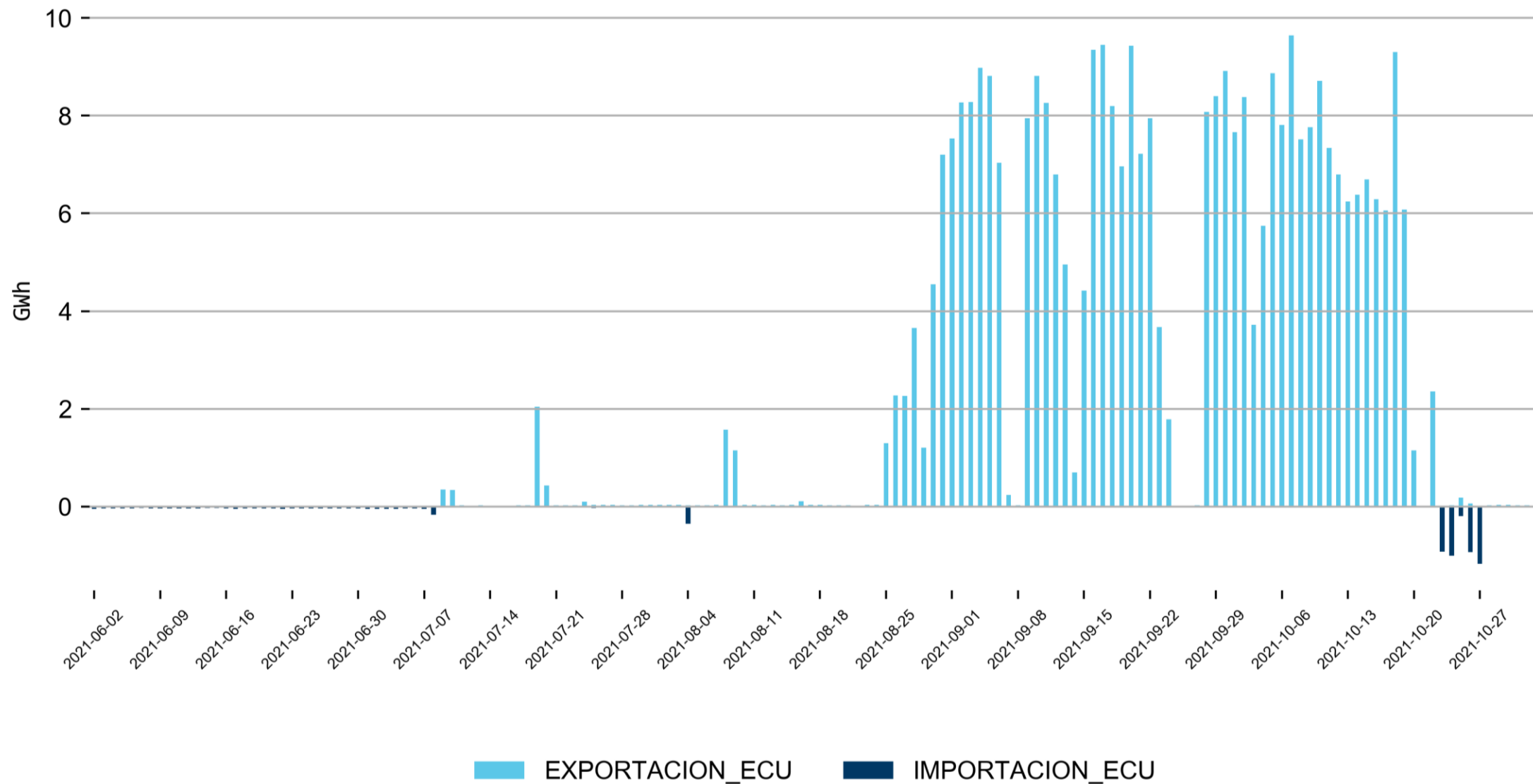
Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar Carmelo, Granja Solar Belmonte, El Paso, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLIII, Planta Solar Bayunca I

Curva Generación Solar



Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de octubre de 2021 hasta el 31 de octubre de 2021

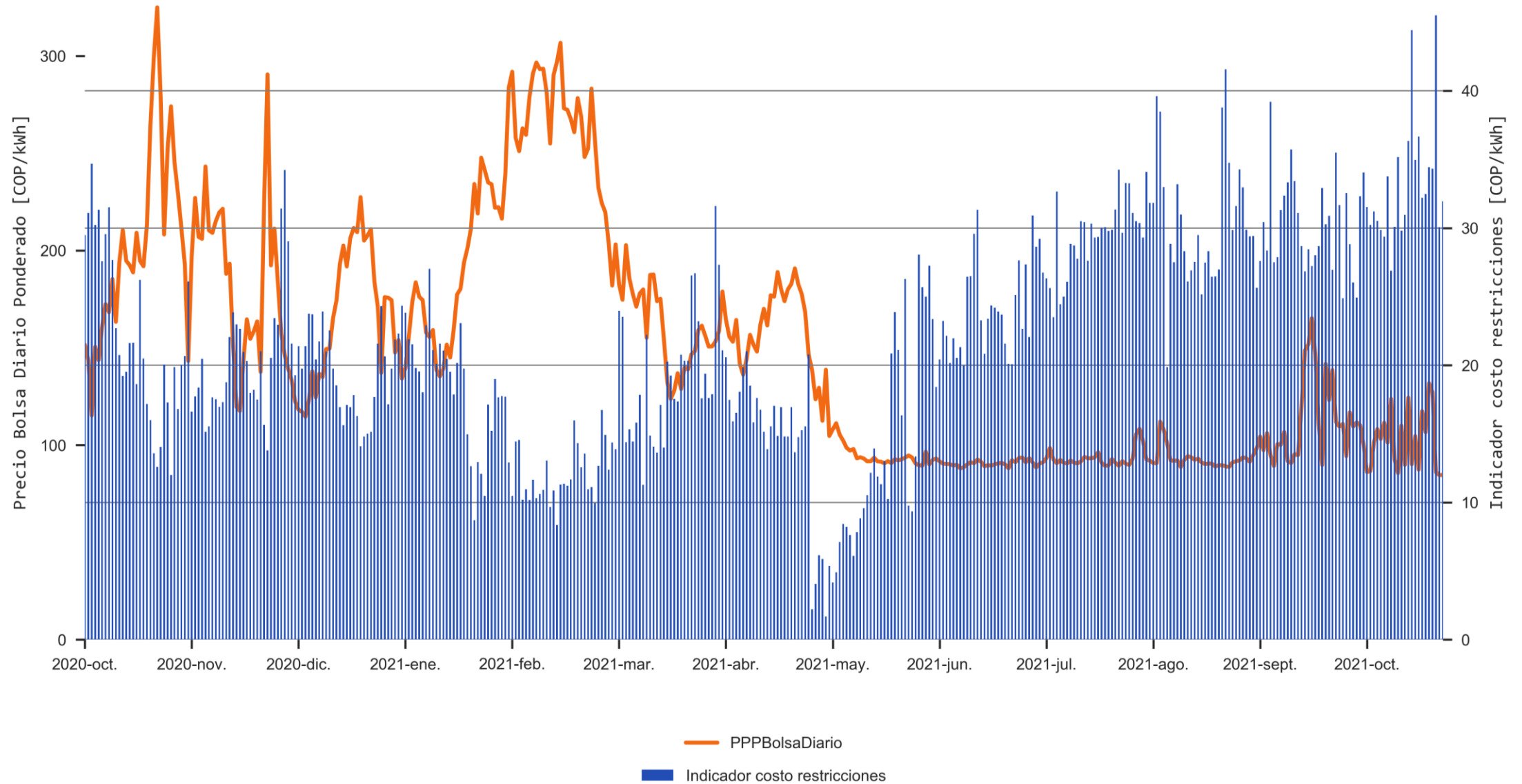
Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2021-11-02
Información actualizada el 2021-11-04

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



Información hasta el 2021-10-31
Información actualizada el 2021-11-04

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

Octubre 31, 84,84%



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 octubre 2021.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 4.75 GWh/día promedio



Información combustibles

Precios: **UPME may/20**
Disponibilidad: Se ejecuta el modelo sin restricción.



Parámetros del SIN

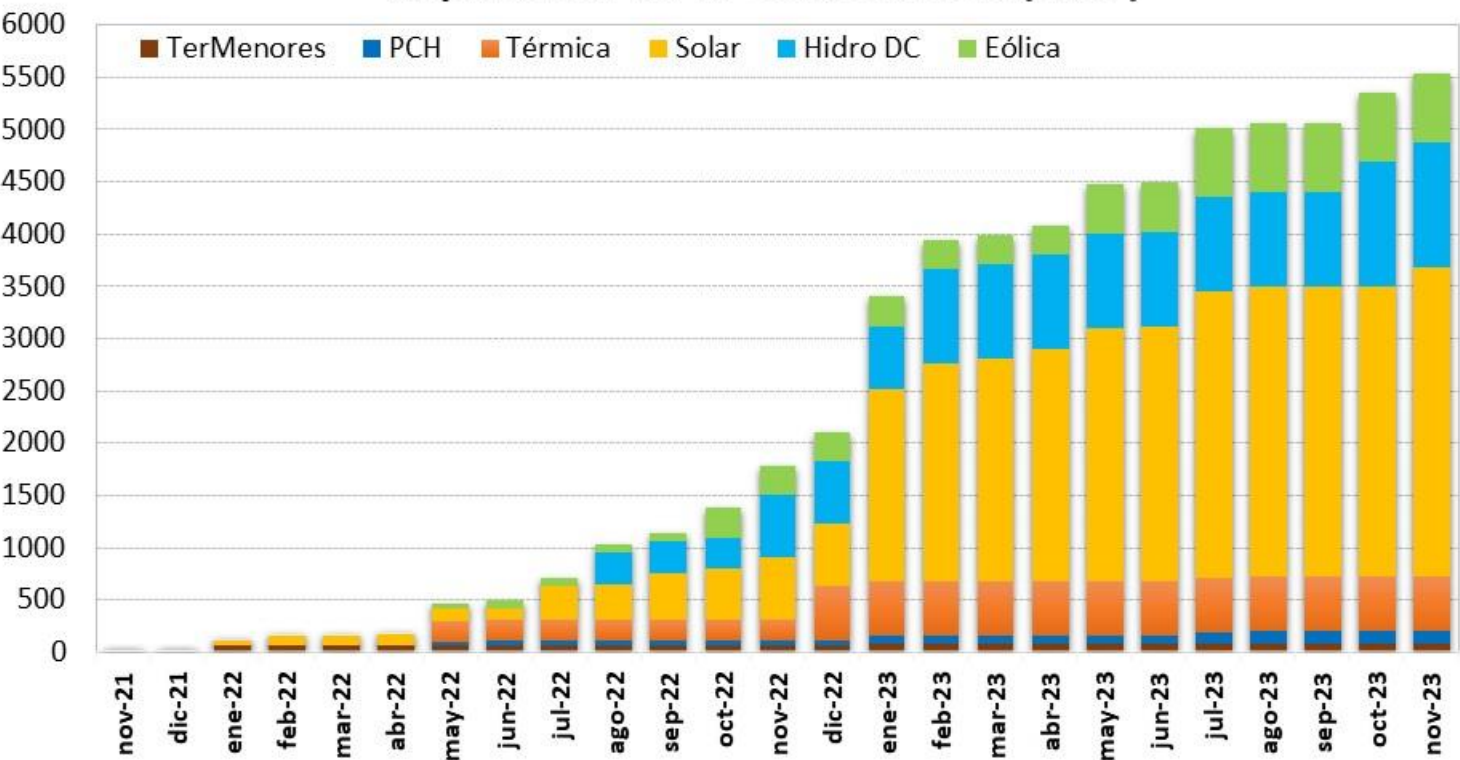
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



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

Datos de entrada y supuestos considerados

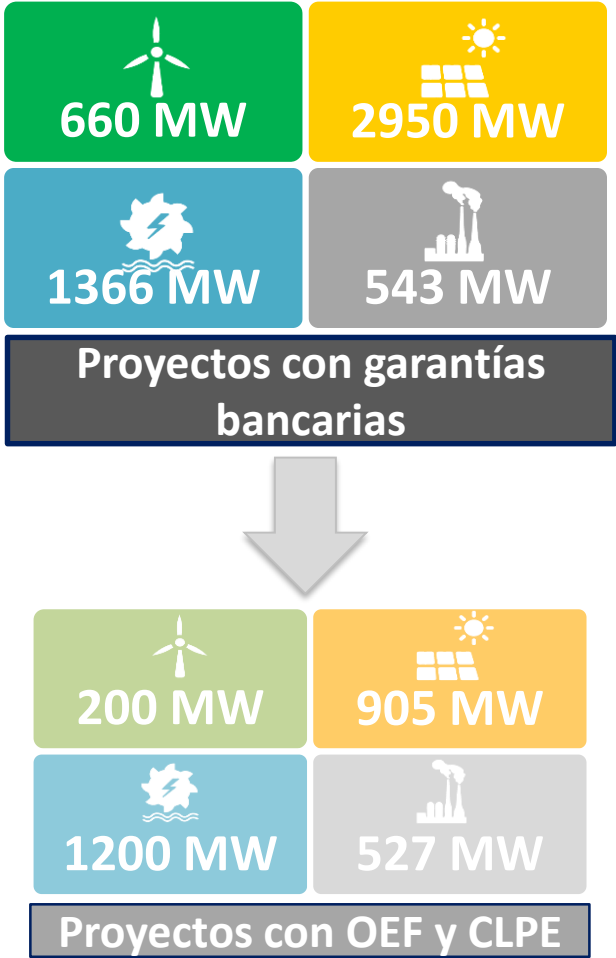
Expansión de la Generación (MW)



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

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

Detalle de proyectos de generación a noviembre del 2023:





Casos Determinísticos

Estudio Mediano Plazo

Escenarios analizados

Demanda

A Escenario **Alto** de la UPME

Hidrología

1

H 1985-1987:
hidrología histórica del
periodo nov de 1985 a
oct de 1987

2

H 2001-2003:
hidrología histórica del
periodo nov de 2001 a
oct de 2003

3

H 1999-2001:
hidrología histórica del
periodo nov de 1999 a
oct de 2001

4

Caso Esperado CNO:
hidrología del escenario
esperado del CNO.

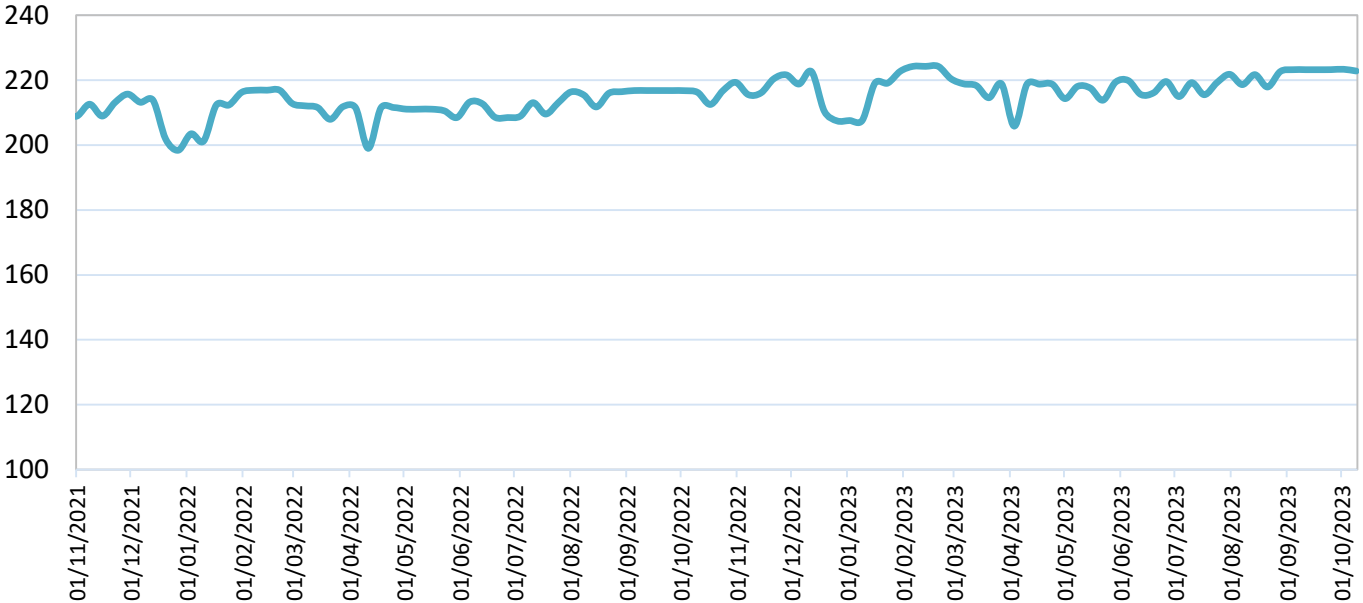
5

Caso Contingencia CNO:
hidrología del escenario
contingencia del CNO.

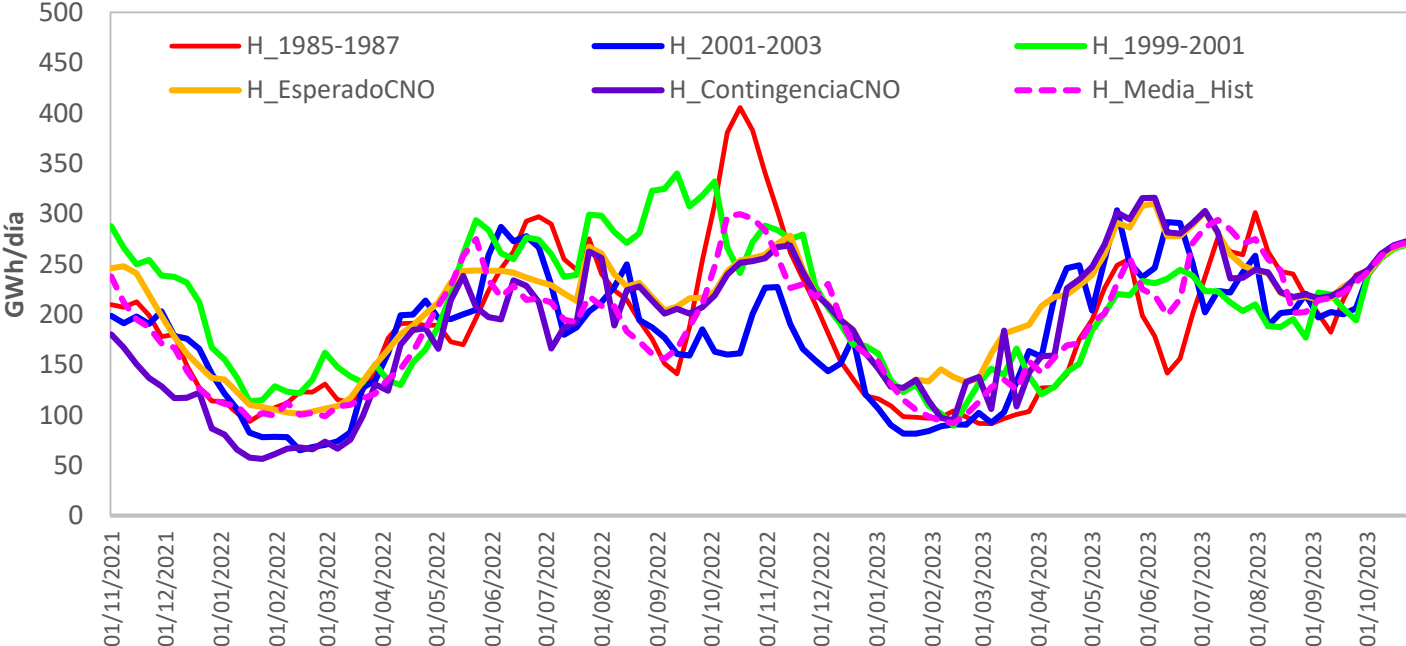
6

H Media historica:
hidrología media
histórica.

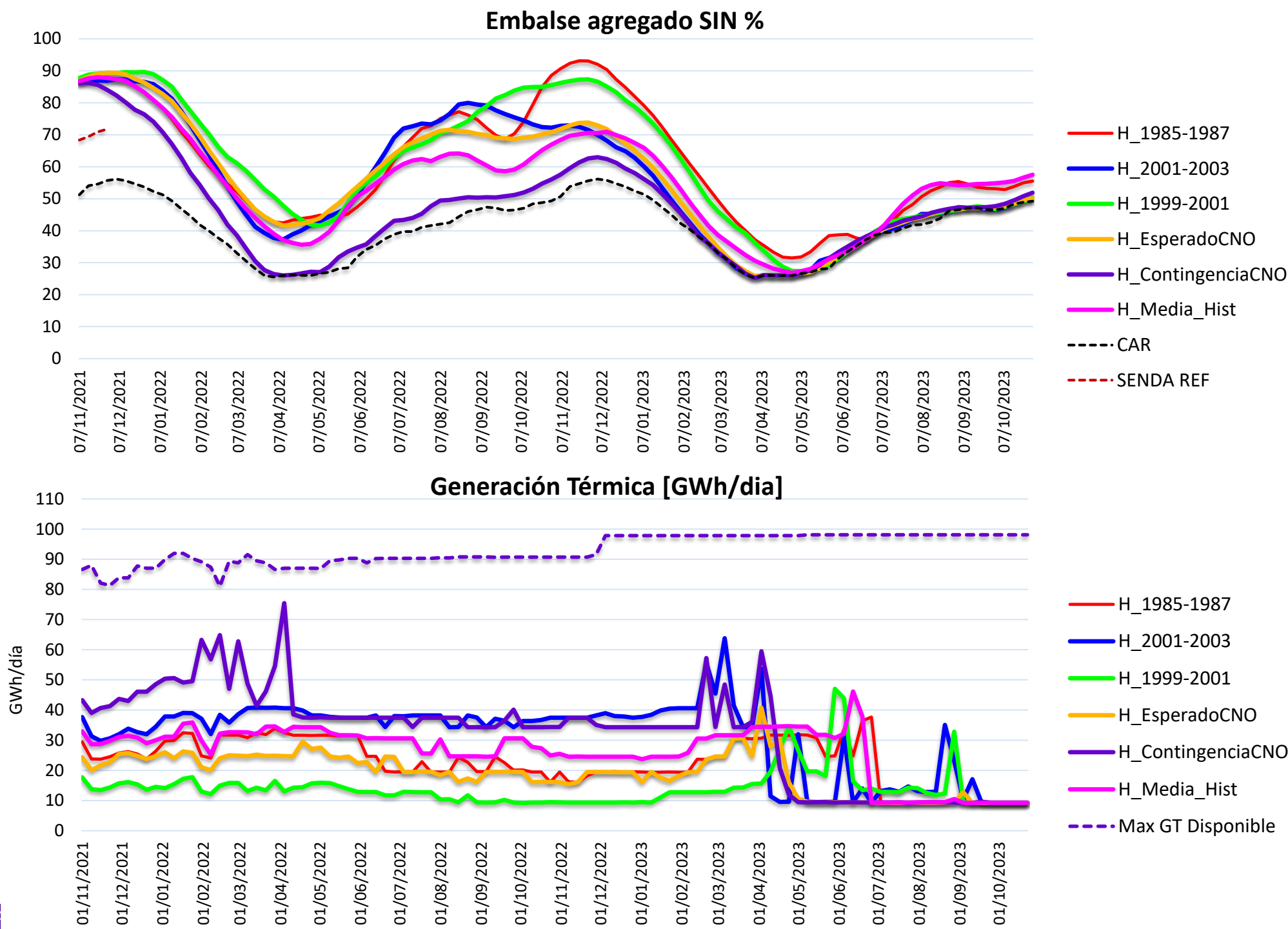
Demanda Del SIN – GWh/día



ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

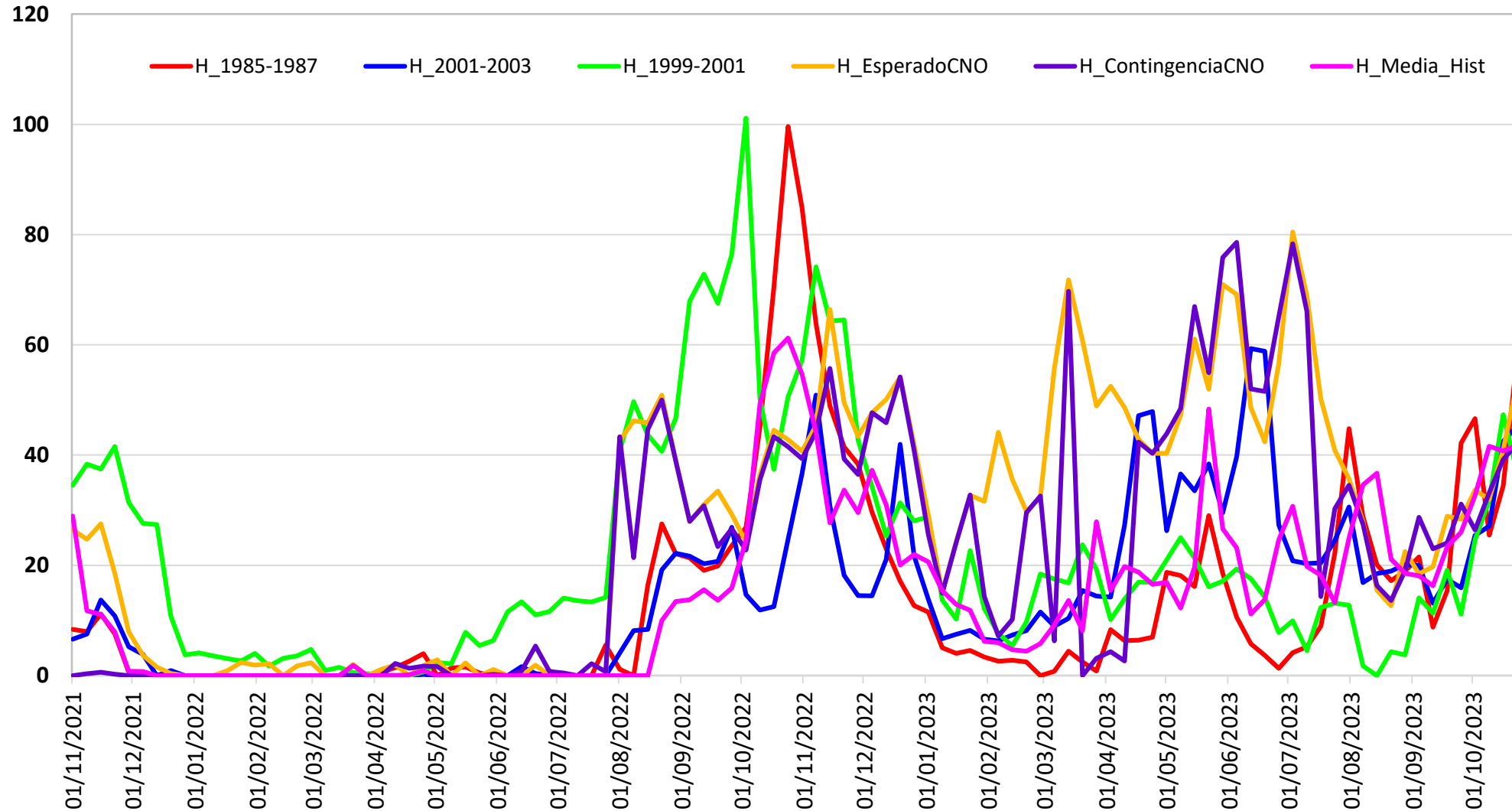


Resultados



Resultados

Vertimientos (GWh/dia)





Caso Estocástico

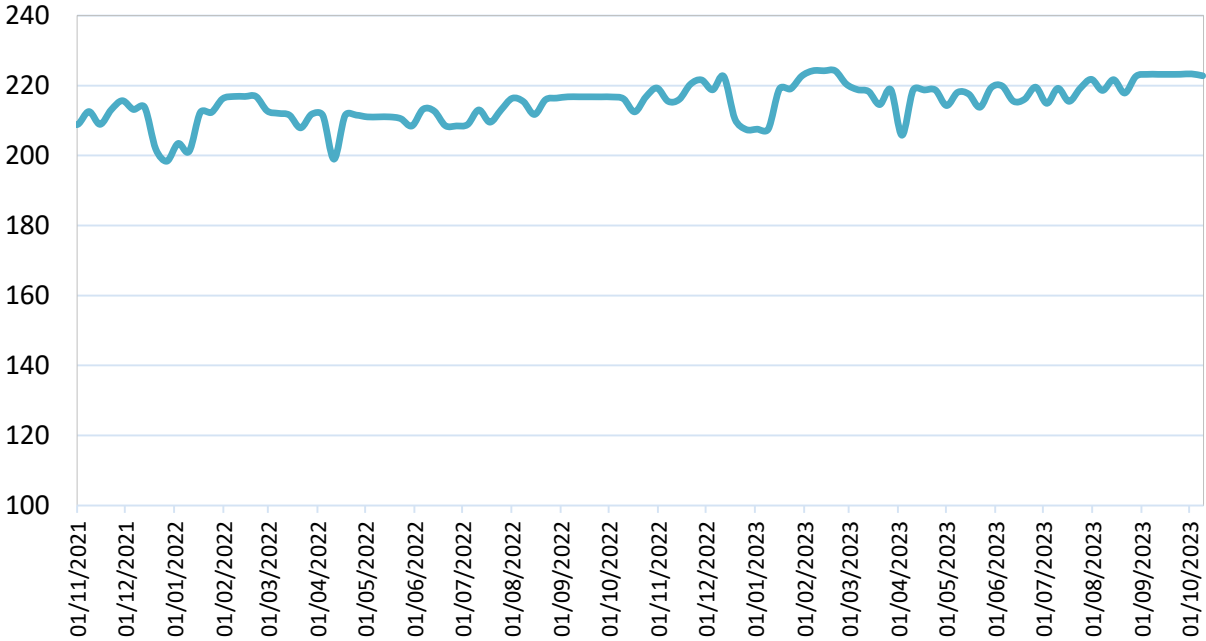
Estudio Mediano Plazo

Escenario Estocástico

Demanda

Escenario **Alto** de la UPME

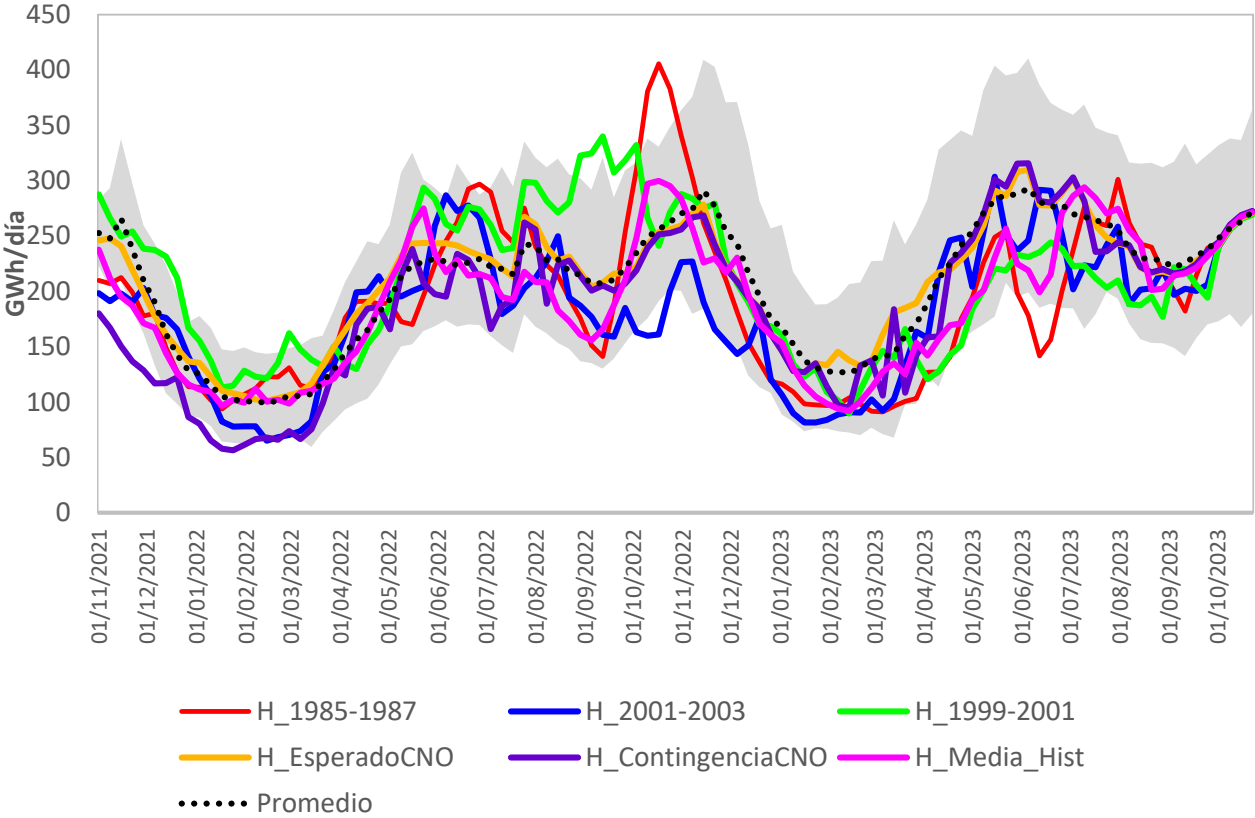
Demandas Del SIN - GWH



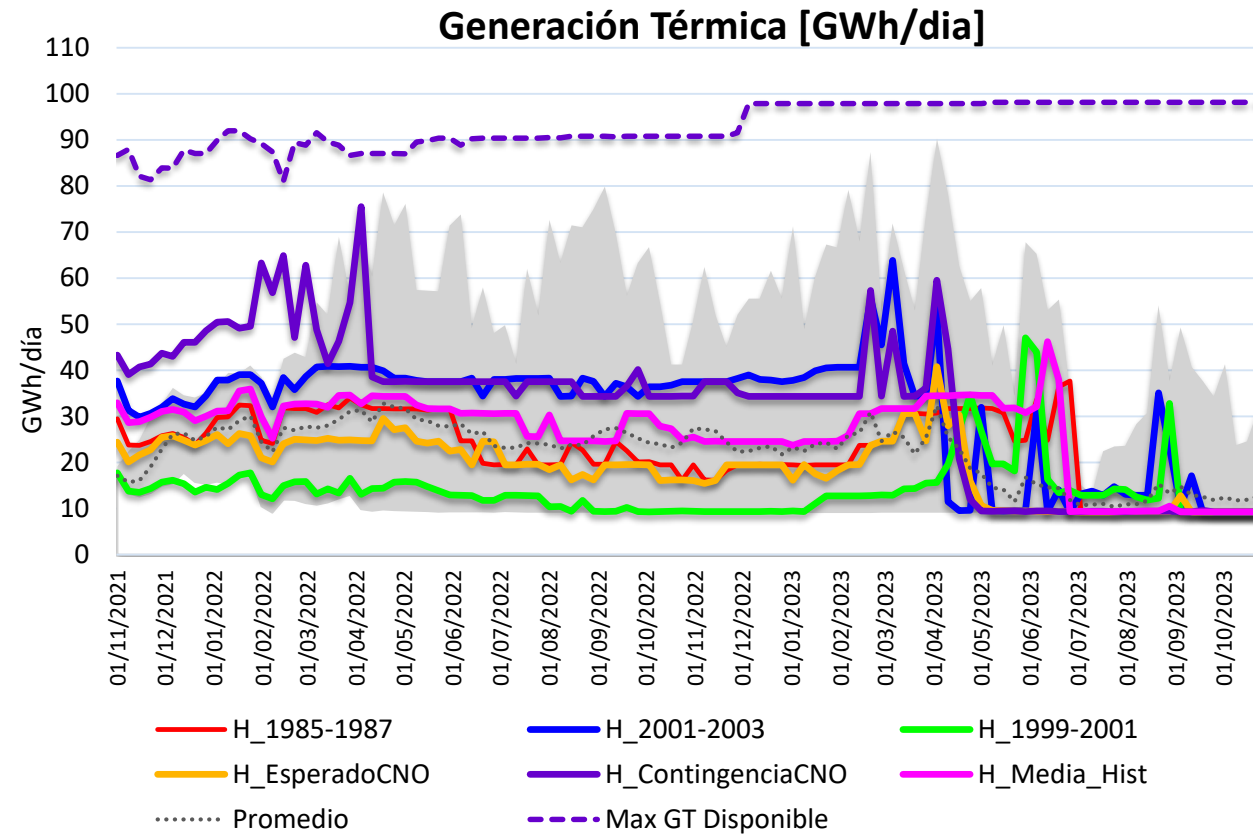
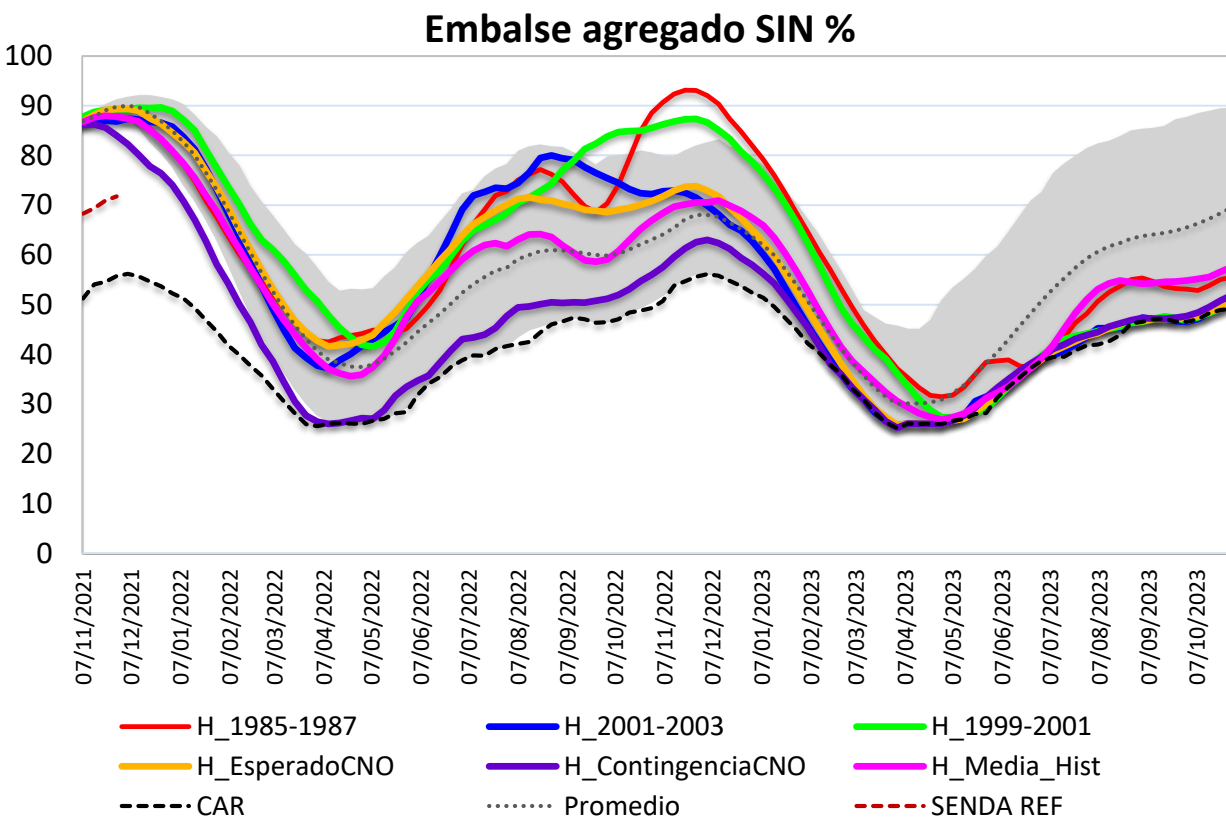
Hidrología

100 Series Sintéticas – Hidrología Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWh/DÍA]



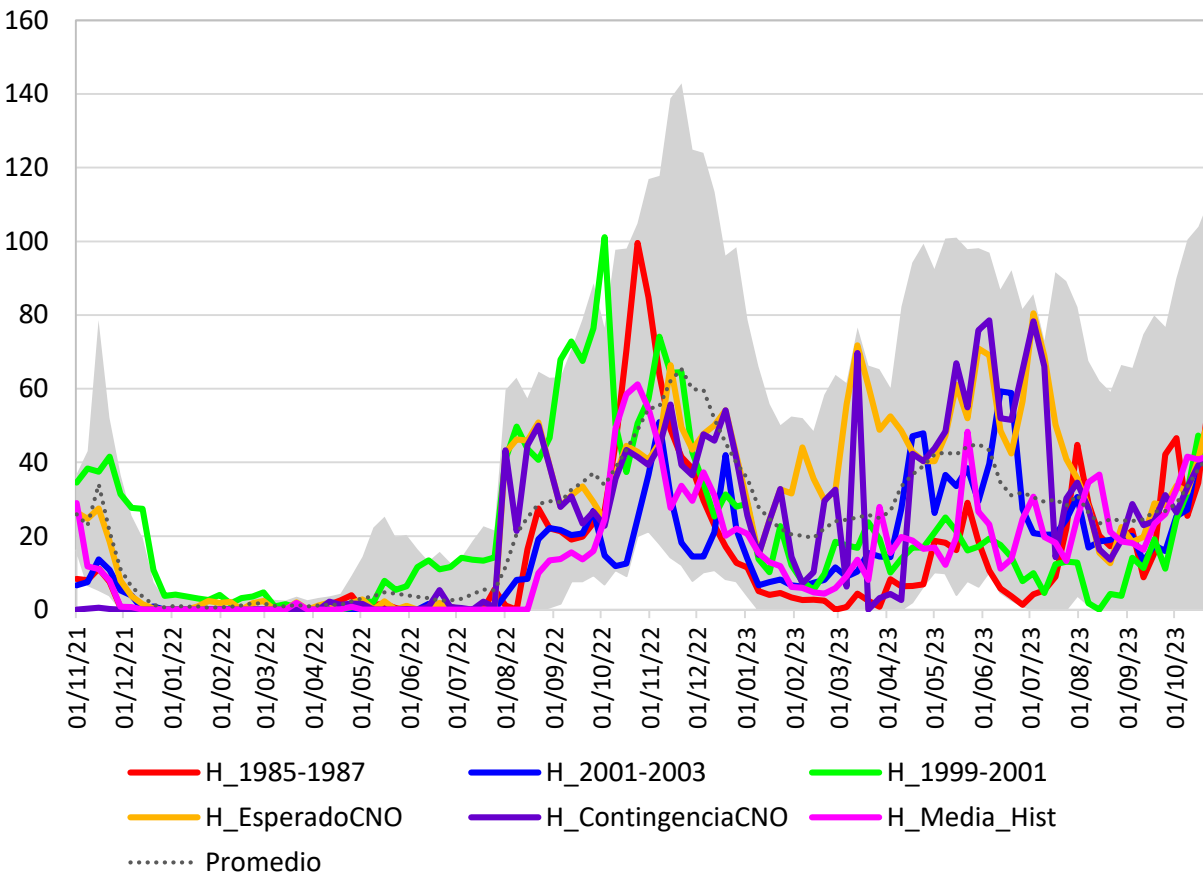
Escenario Estocástico



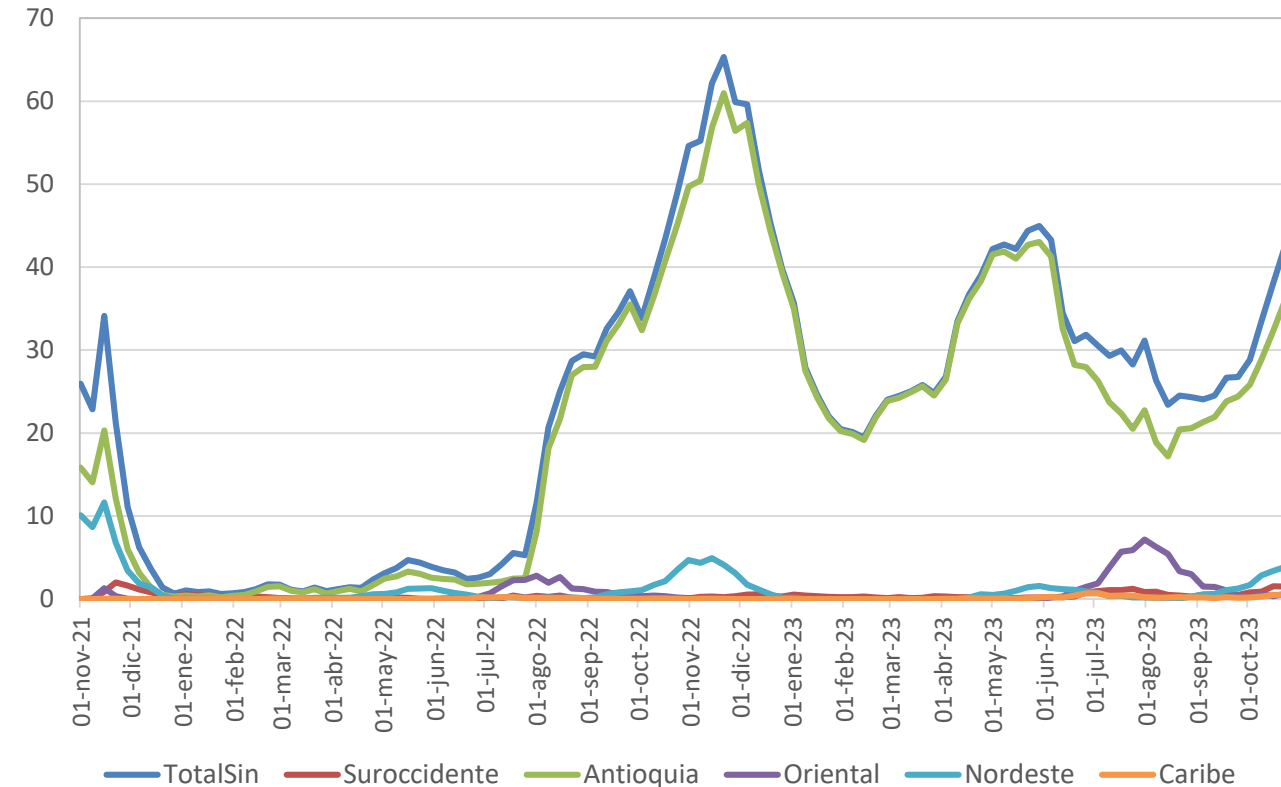
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Escenario Estocástico

Vertimientos (GWh/día)



Vertimientos promedio por Región - GWh/día



Durante los próximos meses del 2021 se espera un incremento en los valores promedios de vertimiento del SIN.

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

Supuestos Informes de Planeamiento Operativo

La información de entrada para los análisis de planeación de la operación del SIN, es el elemento principal para identificar y brindar las recomendaciones necesarias para la administración de potenciales riesgos para la atención segura y confiable de la demanda.

Contar con la mejor información disponible de entrada de proyectos, disponibilidad y costos de combustibles, cambios en la infraestructura o restricciones en la operación de elementos, son insumos fundamentales para brindar señales anticipadas y minimizar riesgos en la operación.

Dada la importancia de lo anterior, el CND comparte los insumos y consideraciones a utilizar en los informes de planeamiento operativo eléctrico en las reuniones del SAPE, así mismo en las reuniones del SPO se evalúan los supuestos para el análisis del planeamiento operativo energético.



Se recomienda revisar de manera rigurosa la información presentada e informar cualquier cambio de manera oportuna.

3. Situación Operativa

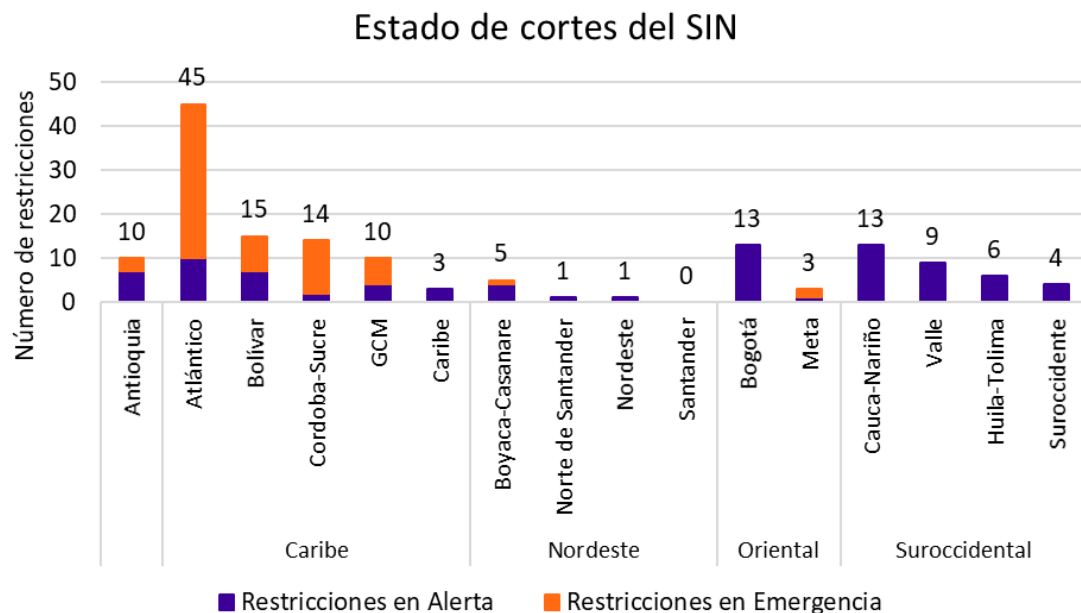
Resumen Estudios planeamiento eléctrico

Evolución de restricciones IPOEMP II a IPOEMP III 2021



Estado de las restricciones

IPOEMP II 2021

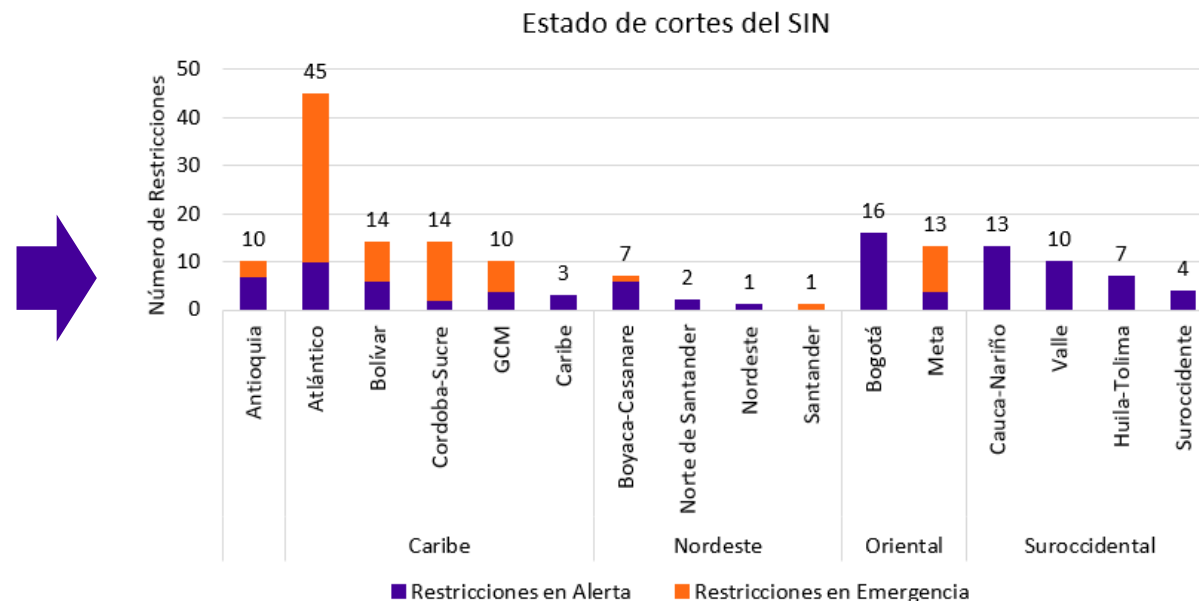


Cortes alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

152

Cortes en alerta: 85
Cortes en emergencia: 67

IPOEMP III 2021



Cortes Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

170

Cortes en alerta: 95
Cortes en emergencia: 75

Cambio de restricciones IPOEMP II 2020 a IPOEMP III 2021



Restricciones eliminadas

Se retiran las restricciones

Bolívar	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Ternera 66 kV
---------	---



Restricciones nuevas

Aumento natural de la demanda

Con el ingreso de proyectos aumentan la capacidad de importación y exportación a través de enlaces, además de nuevos caminos a la transmisión de potencia

Evaluar más escenarios con sensibilidad a demandas y recursos menores de generación

Se definen nuevas restricciones

Boyacá – Casanare	Yopal - San Antonio 1 115 kV / Yopal - Aguazul 1 115 kV
Boyacá – Casanare	Yopal - San Antonio 2 115 kV / Yopal - Aguazul 1 115 kV
Norte de Santander	Convención - Tibú 1 115 kV / Genera altas tensiones en Tibú 115 kV
Santander	Piedecuesta 230/115 kV / Bucaramanga - Florida 1 115 kV
Valle	Tulua 1 115/34.5 / Tulua 2 115/34.5
Huila Tolima	Betania - Sur 115 / El Bote - Sur 115
Bogotá	Bacata - Nva Esperanza 1 500 kV / Bacata - Suba 1 115 kV
Bogotá	Nueva Esperanza - Circo 1 230 kV / Nva Esperanza - San Mateo 1 230 kV
Bogotá	Bacata - Nva Esperanza 1 500 kV / Salitre - La Paz 115 kV
Meta	Villavicencio - Ocoa 2 115 kV / Villavicencio - Ocoa 1 115 kV
Meta	Villavicencio - Ocoa 1 115 kV / Villavicencio - Ocoa 2 115 kV
Meta*	Suria - Reforma 1 220 kV / Santa Helena - Ocoa 1 115 kV
Meta*	Villavicencio 1 230/115 kV / Santa Helena - Ocoa 1 115 kV
Meta*	Guavio - Reforma 1 230 kV / Santa Helena - Ocoa 1 115 kV
Meta*	Puerto Gaitán - Puerto Lopez 1 115 kV / Campobonito - Puerto Lopez 1 115 kV
Meta*	Suria - Santa Helena 2 115 kV / Suria - Santa Helena 1 115 kV
Meta*	Suria - Santa Helena 1 115 kV / Suria - Santa Helena 2 115 kV
Meta*	Puerto Lopez - Suria 1 115 kV / Puerto Lopez - Suria 2 115 kV
Meta*	Puerto Lopez - Suria 2 115 kV / Puerto Lopez - Suria 1 115 kV

(*) Luego de la entrada del proyecto de transformación Santa Helena 230/115 kV

The background features a night-time photograph of a city skyline with several high-voltage electrical transmission towers. Overlaid on this image are several glowing blue lines that connect various points, suggesting a network or data flow. A large, diagonal graphic element composed of multiple parallel orange lines runs from the top-left towards the bottom-right, partially obscuring the city and towers.

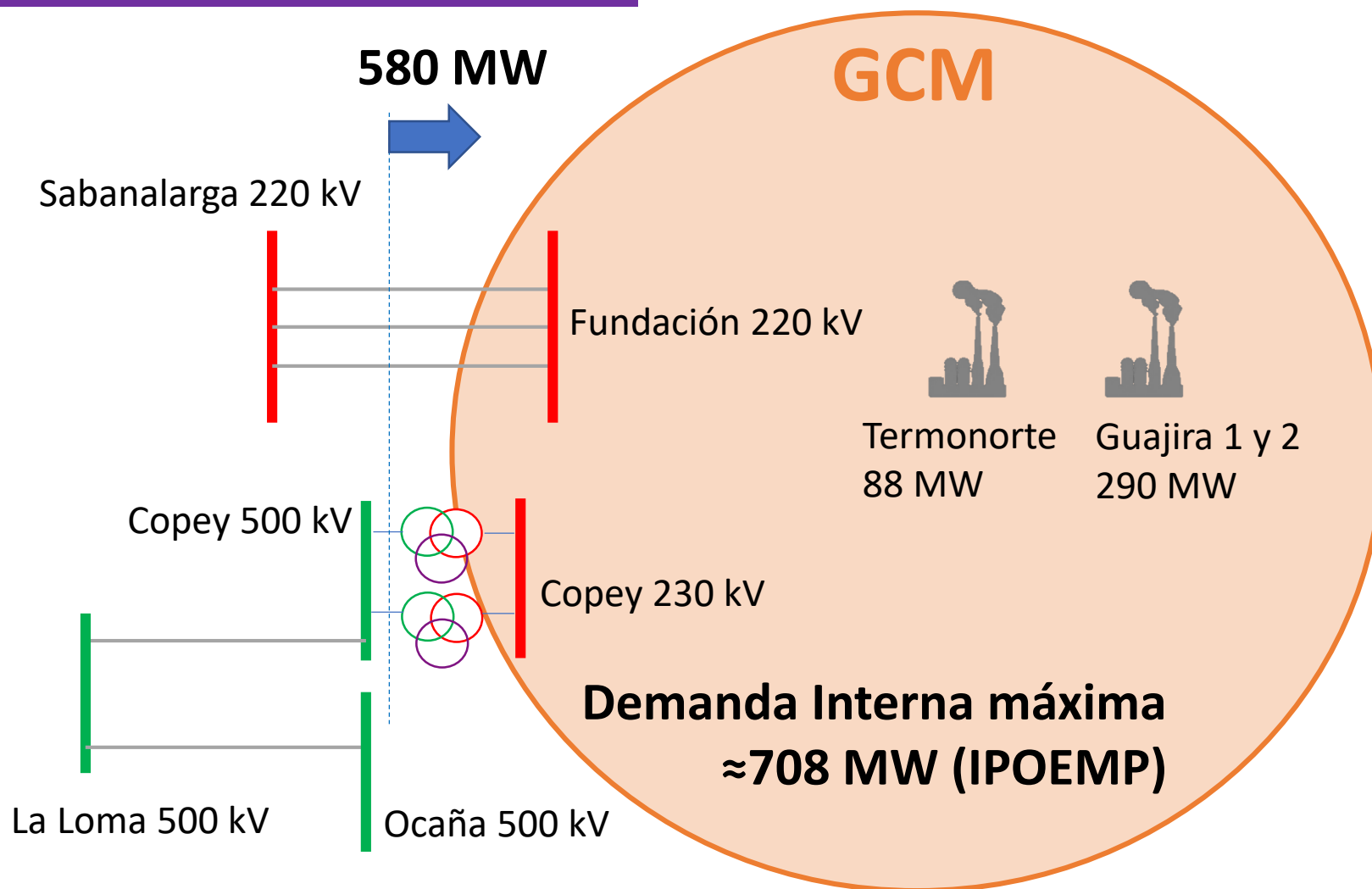
Informe Situación Eléctrica subáreas G.C.M. y Córdoba - Sucre

Subárea GCM

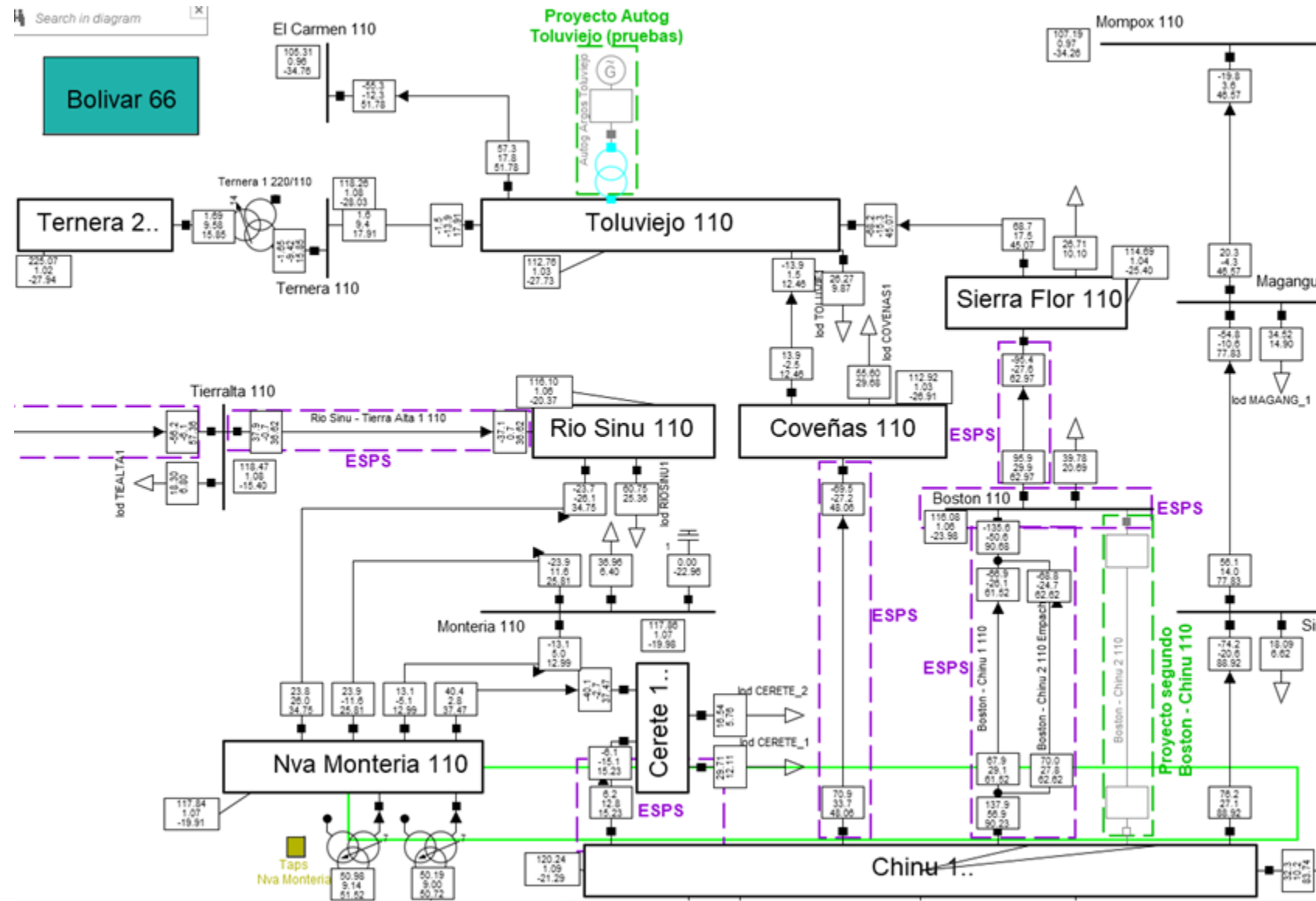
Gen Interna mínima = Demanda interna GCM – Intercambio máximo

Se controla un límite máximo de 580 MW por los elementos de conexión de la subárea y se programa un número mínimo de unidades equivalentes para el soporte de las tensiones en el estado sin contingencias y ante la contingencia de uno de los circuitos del corredor Ocaña – La Loma – Copey 500 kv.

Demanda en P21 ha estado en 744 MWh. **Es muy importante maximizar la disponibilidad de los recursos de generación de la subárea mientras se amplía la red.**



Situación eléctrica Córdoba - Sucre



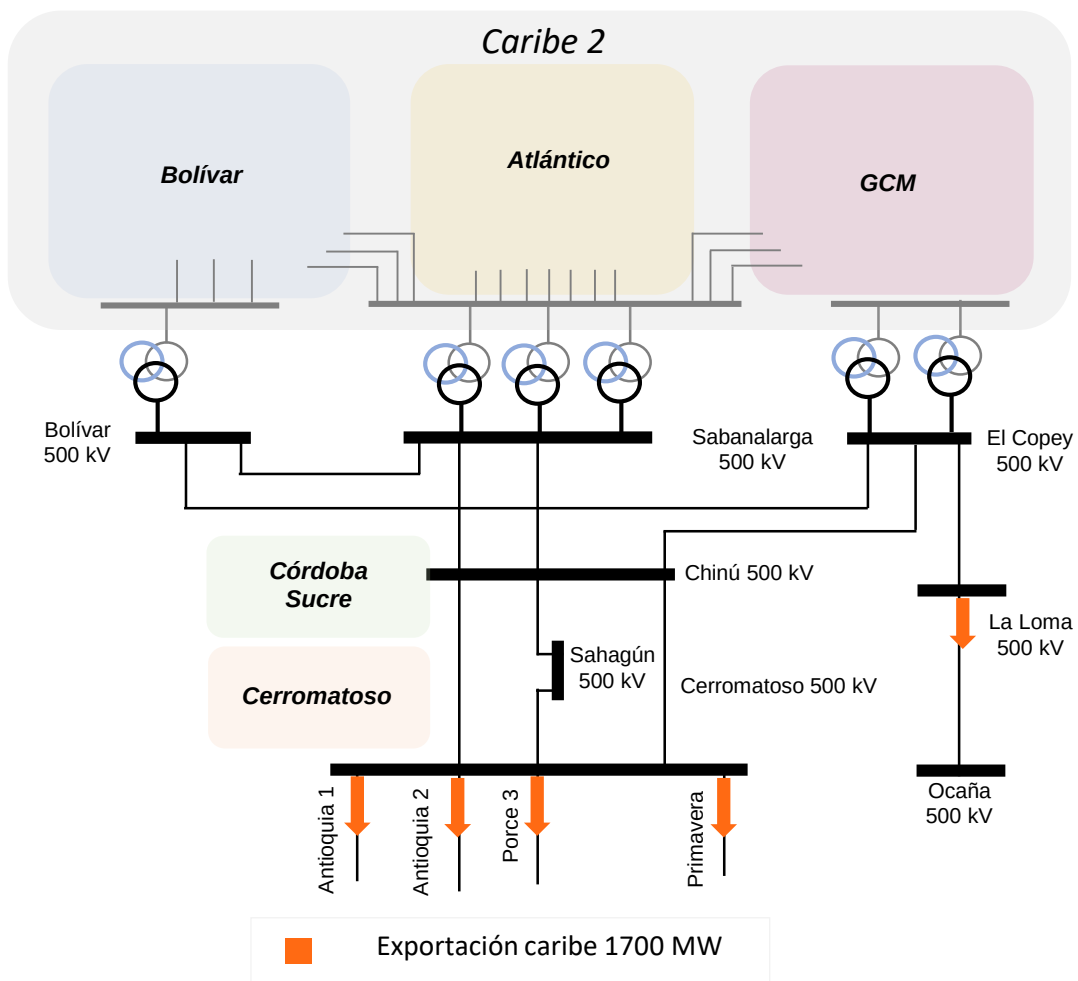
Sobrecargas en estado estacionario ante múltiples escenarios de operación.

El segundo circuito Chinú – Boston 110 kV mitigaría esta situación, no obstante si bien el circuito debió entrar hace ya varios años al día de hoy la fecha de puesta en operación de este circuito aun es incierta.

The background features a night-time photograph of a city skyline with several high-voltage electrical transmission towers in the foreground. Overlaid on this image are several glowing blue lines that connect various points, suggesting a network or data flow. A large, diagonal graphic element composed of multiple parallel orange lines runs from the top-left towards the bottom-right, partially obscuring the city and towers.

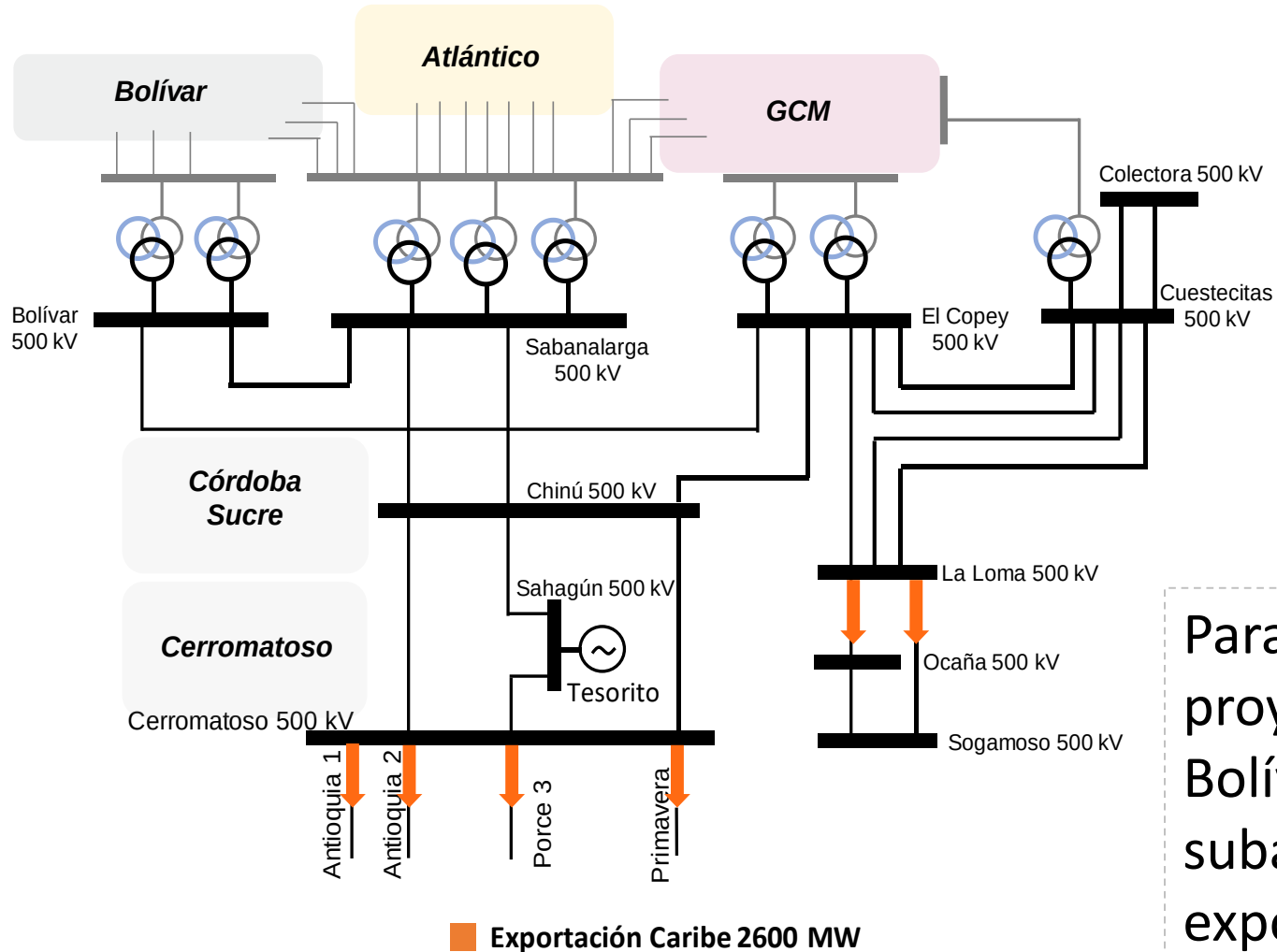
Análisis del límite de exportación del área Caribe. Año 2023 sin proyectos Años 2024 y 2025 con proyectos

Límite de exportación Área Caribe 2023 sin proyectos



- ✓ Al 2023 se espera el ingreso de aproximadamente **3419 MW** en proyectos de generación eólicos y solares.
- ✓ Sin proyectos de transmisión, se observa un límite de exportación del área Caribe de **1700 MW**.
- ✓ Se identifican algunas restricciones en la red de GCM a nivel del STN y STR.

Límite de exportación Área Caribe 2024-2025 con proyectos de transmisión a nivel STN y STR

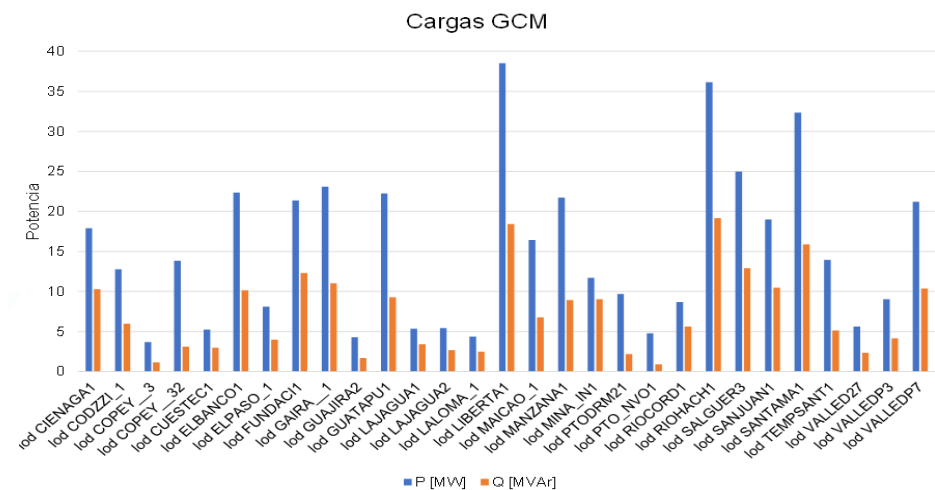
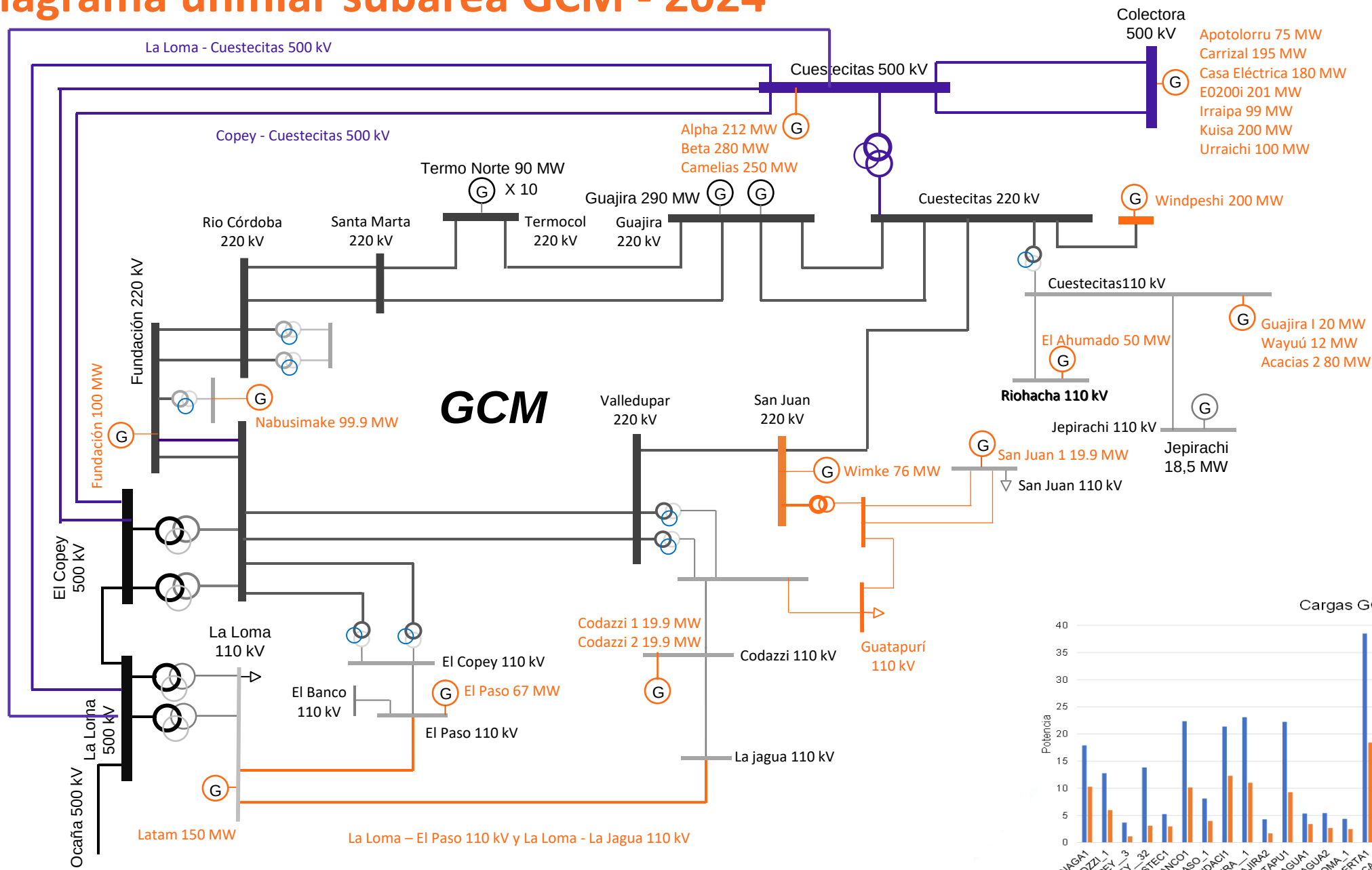


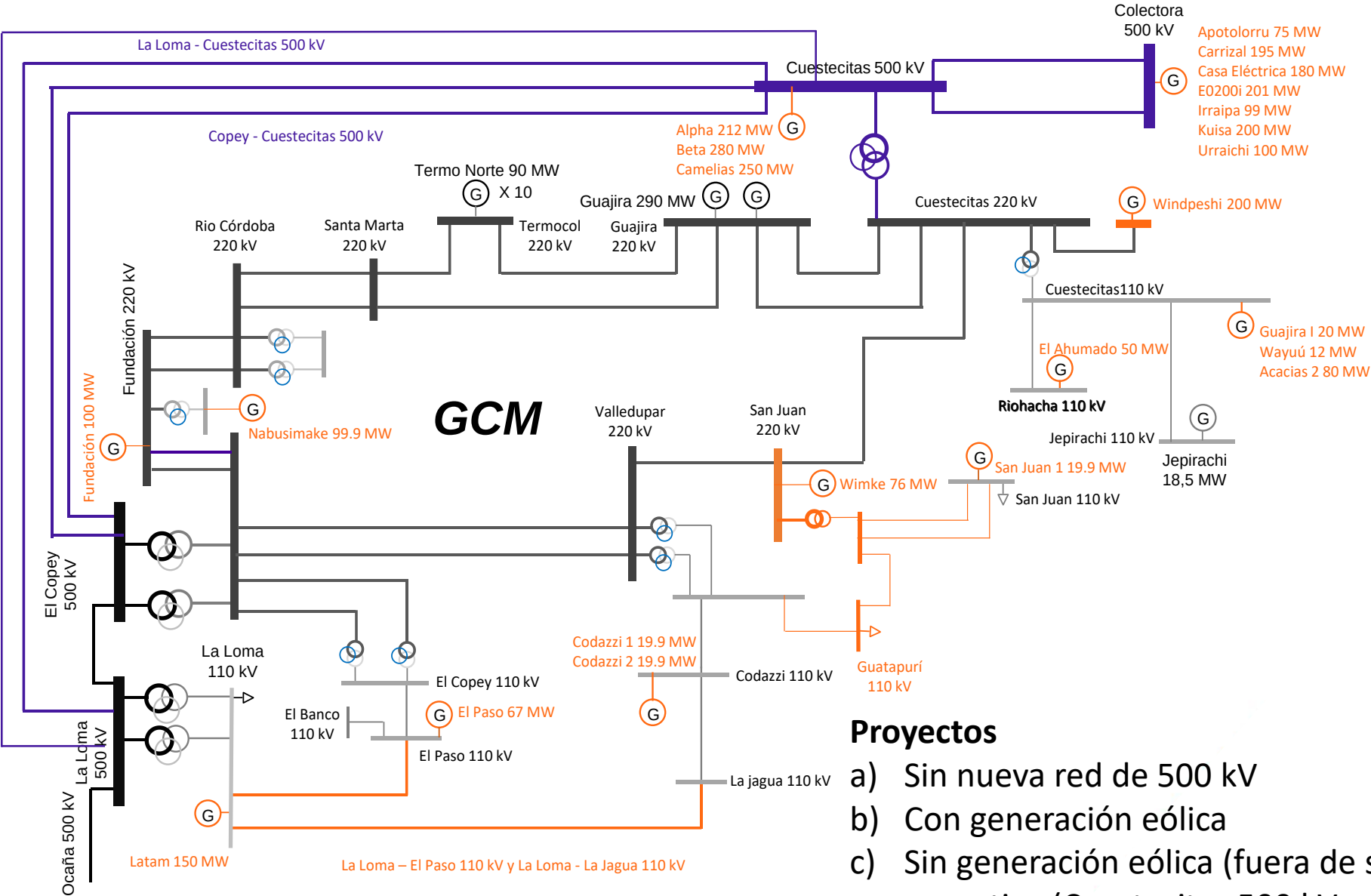
Para 2024 y 2025, con el ingreso de proyectos del STR en las subáreas Atlántico y Bolívar y la infraestructura del STN en la subárea GCM, se observa un límite de exportación para el área Caribe de **2600 MW**.

The background features a night-time photograph of high-voltage power transmission towers and a city skyline. Overlaid on this is a network diagram with glowing blue nodes and connecting lines. Several thick, parallel orange diagonal lines run from the top-left towards the bottom-right.

Análisis de alternativas para compensación GCM para el control de tensiones de la red de 500 kV

Diagrama unifilar subárea GCM - 2024





Nueva red a 500 kV

Nueva red a 110 kV

Red actual 500/220/110 kV

Proyectos

- a) Sin nueva red de 500 kV
- b) Con generación eólica
- c) Sin generación eólica (fuera de servicio) con la red de 500 kV operativa (Cuestecitas 500 kV y Colectora 500 kV)

Descripción de la situación

Nuevos proyectos de generación eólicos.

Nuevas líneas de transmisión para su conexión.

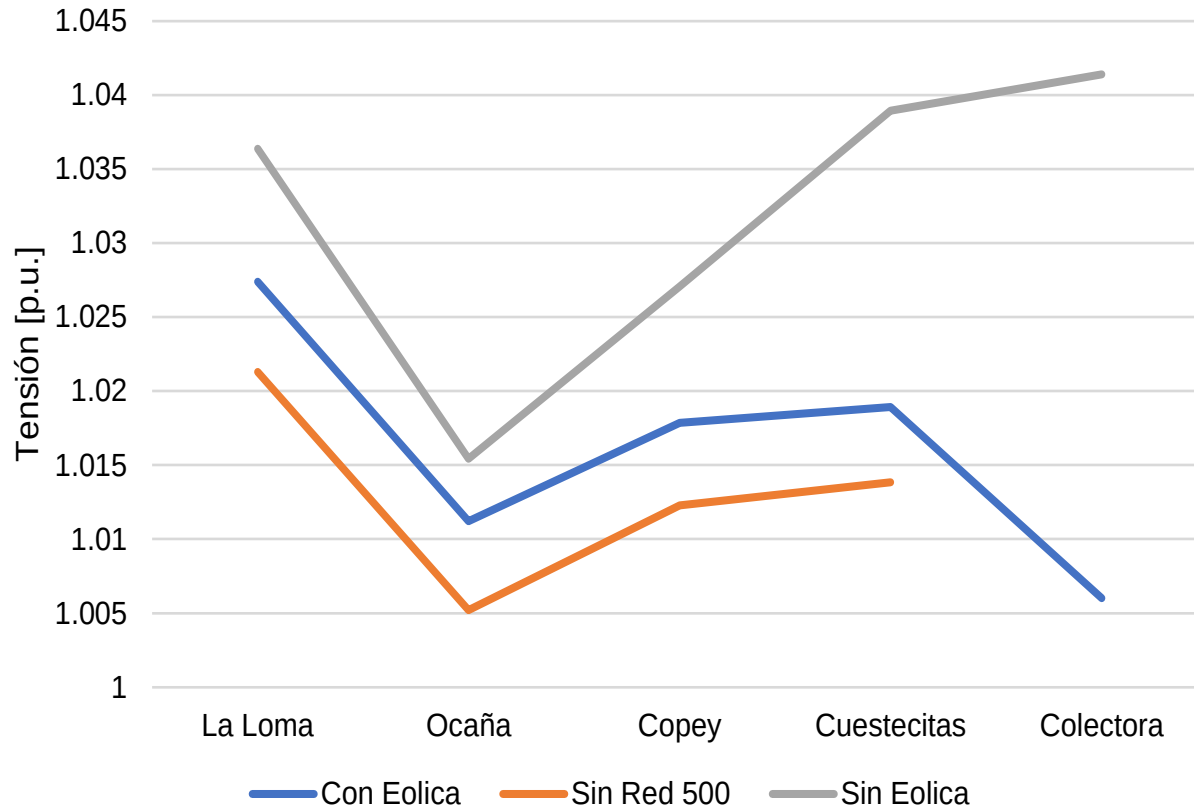
Cambio en el punto de operación debido a la nueva red.

Si los nuevos generadores no están en línea, estos no aportan al control de tensión.

Se considera el caso extremo que es con toda la red de 500 kV en operación, un escenario de demanda mínima por lo que no se tienen en servicio los generadores solares, y una condición en la que no se tengan en servicio los generadores eólicos cercanos a Cuestecitas o Colectora

Tensiones barras GCM

Tensiones barras 500 kV - GCM



Se consideran 4 eventos:

- Disminución del 50% de todas las cargas de la subárea GCM mediante deslastre de carga.
- Falla y salida de la línea Bolívar – Copey 500 kV.
- Salida de 1 unidad de Guajira – 72 MW.
- Falla y salida transformador Cuestecitas 500/220/34.5 kV.

Se evalúan 3 alternativas:

- Compensador Síncrono
- STATCOM
- SVC

Conclusiones

Se identifica la necesidad de una compensación dinámica en la subárea GCM para mantener las diferentes variables dentro de los rangos regulatorios y mitigar los riesgos para una operación segura.

Tanto el STATCOM como el SVC se identifican como alternativas viables ante el evento de mayor severidad (falla en la línea Copey – Bolívar 500 kV).

Se identifica una necesidad cercana a los 200 Mvar.

Con la implementación de la compensación en las subestaciones Cuestecitas 500 kV o 220 kV se logran controlar las tensiones en la subárea GCM evitando la desconexión de carga por baja tensión.

Se plantea complementar los estudios con otras alternativas complementarias como otros equipos dinámicos en otras subestaciones del STN o equipos estáticos a nivel STR.

Evento subestación Silencio 110 kV

Evento S/E Silencio 110 kV

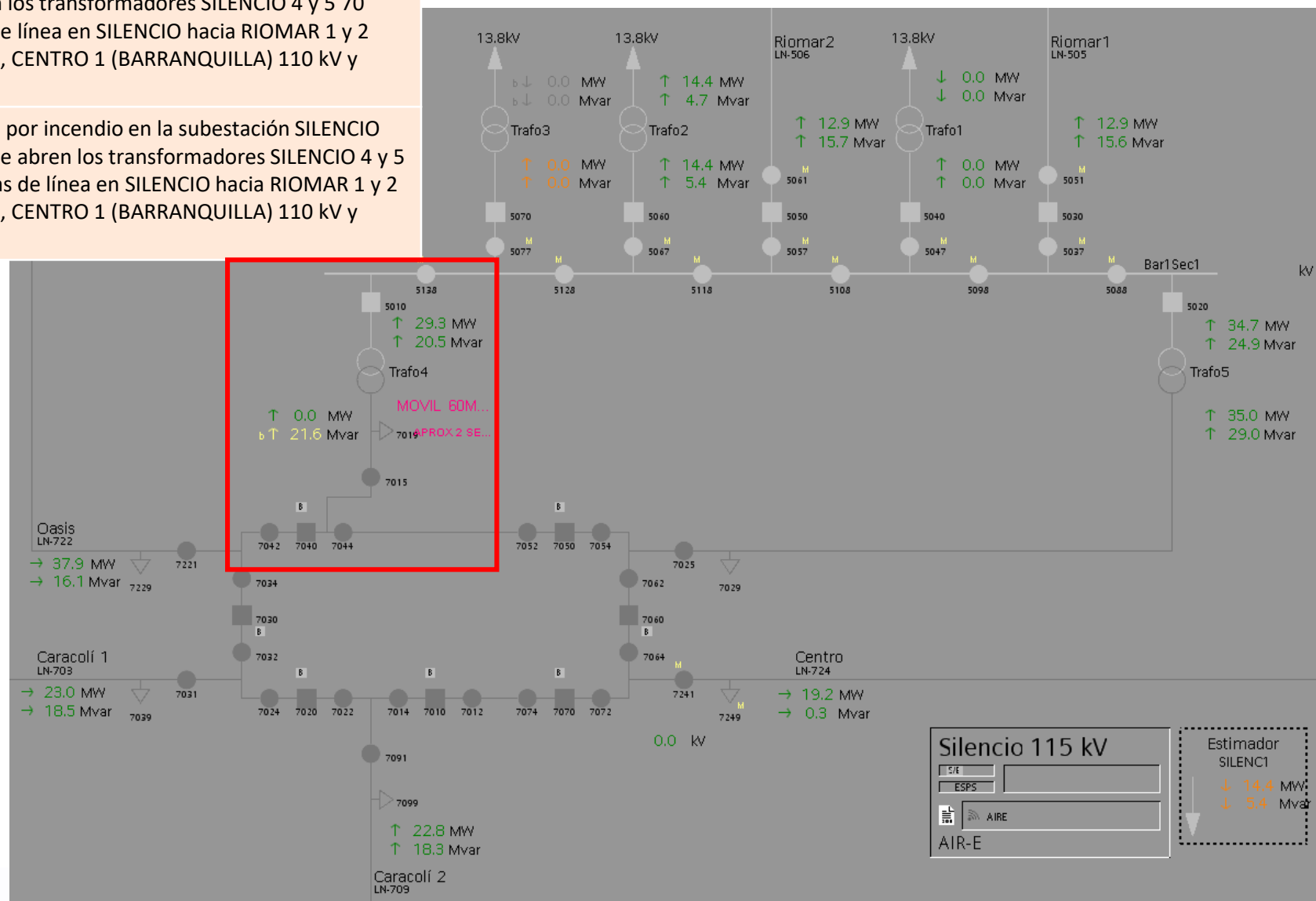
Fecha Inic	Energia	Descripcion
2021-10-19 20:05	173.8	Demanda no atendida por incendio en la subestación SILENCIO 110 kV durante la emergencia se abren los transformadores SILENCIO 4 y 5 70 MVA 110/34.5 kV y las bahías de línea en SILENCIO hacia RIOMAR 1 y 2 34.5 kV, CARACOLÍ 1 y 2 110 kV, CENTRO 1 (BARRANQUILLA) 110 kV y OASIS 1 110 kV.
2021-10-20 00:00	266.5	Continúa demanda no atendida por incendio en la subestación SILENCIO 110 kV durante la emergencia se abren los transformadores SILENCIO 4 y 5 70 MVA 110/34.5 kV y las bahías de línea en SILENCIO hacia RIOMAR 1 y 2 34.5 kV, CARACOLÍ 1 y 2 110 kV, CENTRO 1 (BARRANQUILLA) 110 kV y OASIS 1 110 kV.

El día 19 de octubre a las 20:05 se presenta incendio en la S/E Silencio 110 kV sobre el transformador 4 110/34.5 kV.

Como medida inicial AIR-E procede a abrir de emergencia las bahías en 110 kV y 34.5 kV de la S/E Silencio.

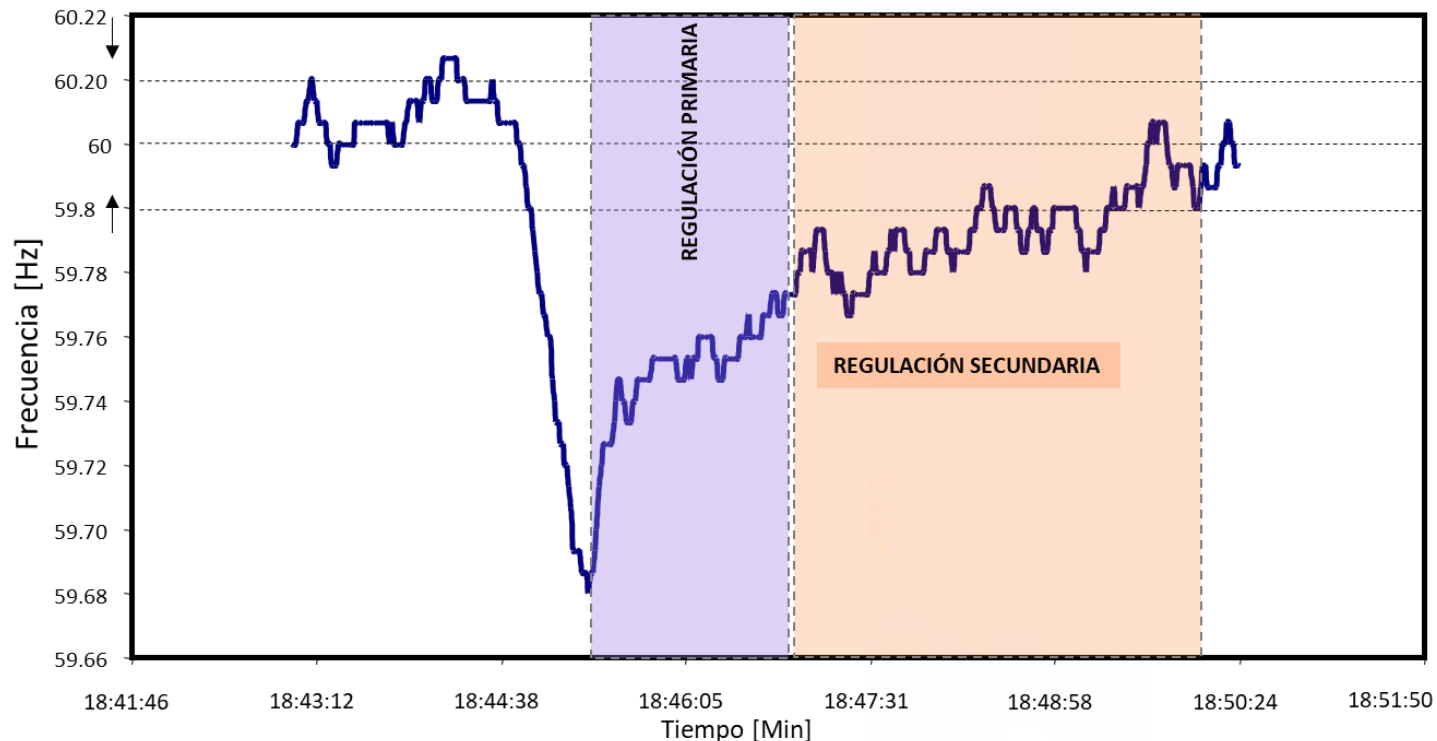
La emergencia causa DNA durante los días 19 y 20 de octubre. Durante la apertura la carga en la S/E Silencio era de 82.1 MW.

El 1 de noviembre se coloca en servicio el nuevo transformador.



Seguimiento semestral Regulación Primaria de Frecuencia Noviembre 2021

Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)



- La regulación primaria de frecuencia (RPF) es la primera acción de control realizada automáticamente por las unidades de generación para atender los desbalances carga-generación.
- La respuesta conjunta de todas las unidades es indispensable para garantizar la operación segura y confiable del SIN.

Resolución CREG 023 de 2001

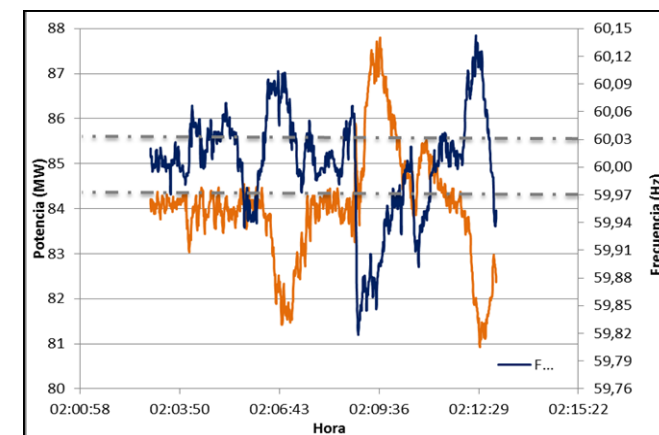
Resolución CREG 060 de 2019

Acuerdos CNO 1316 y 983

Servicio de obligatorio cumplimiento

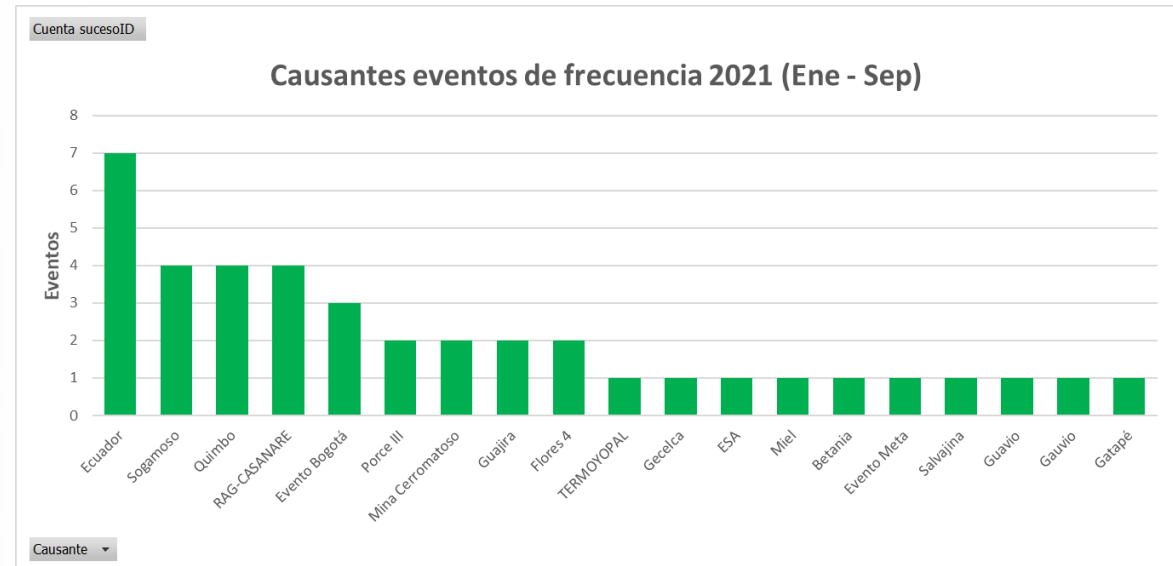
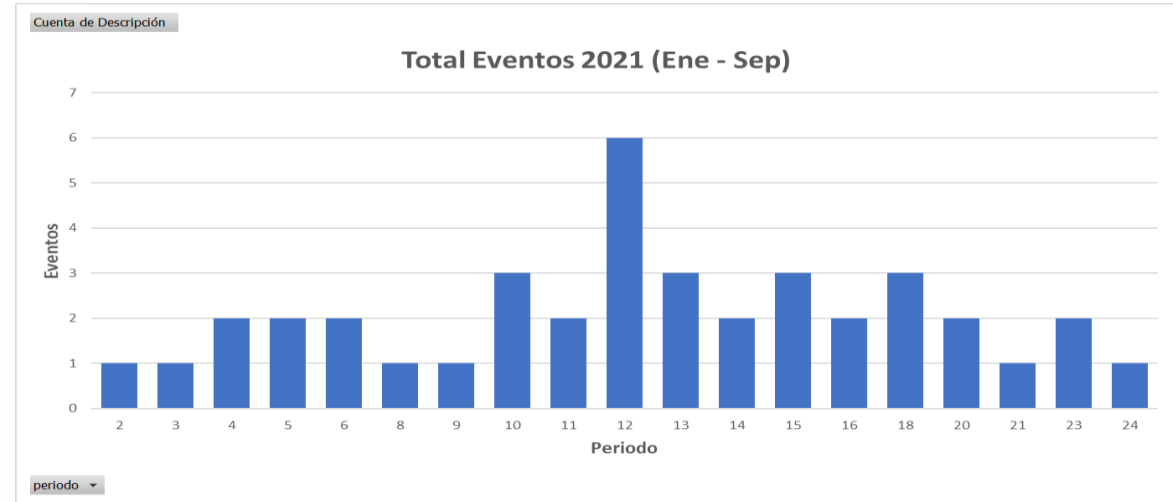
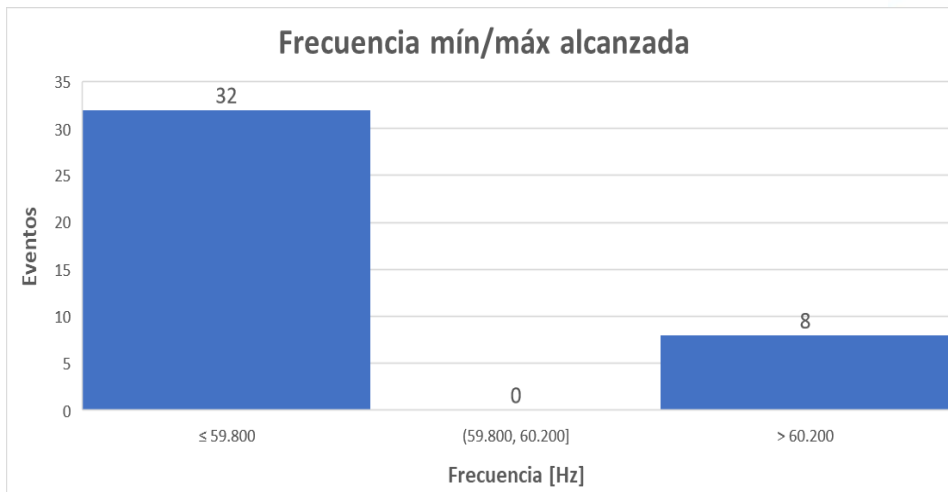
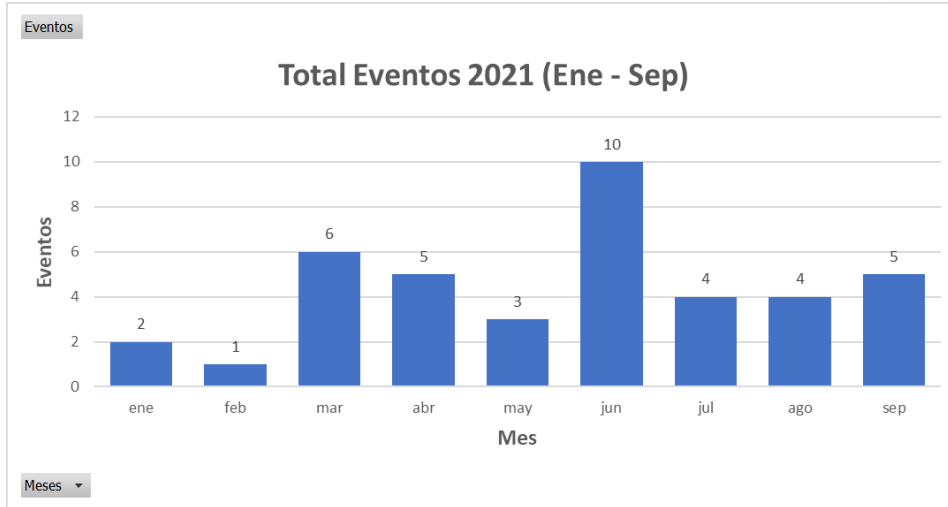
Cumplir con respuestas del 3% ante variaciones de frecuencia

Tiempos de respuesta



Análisis de Eventos de frecuencia 2021 (Ene - Sep): 40 eventos en total*

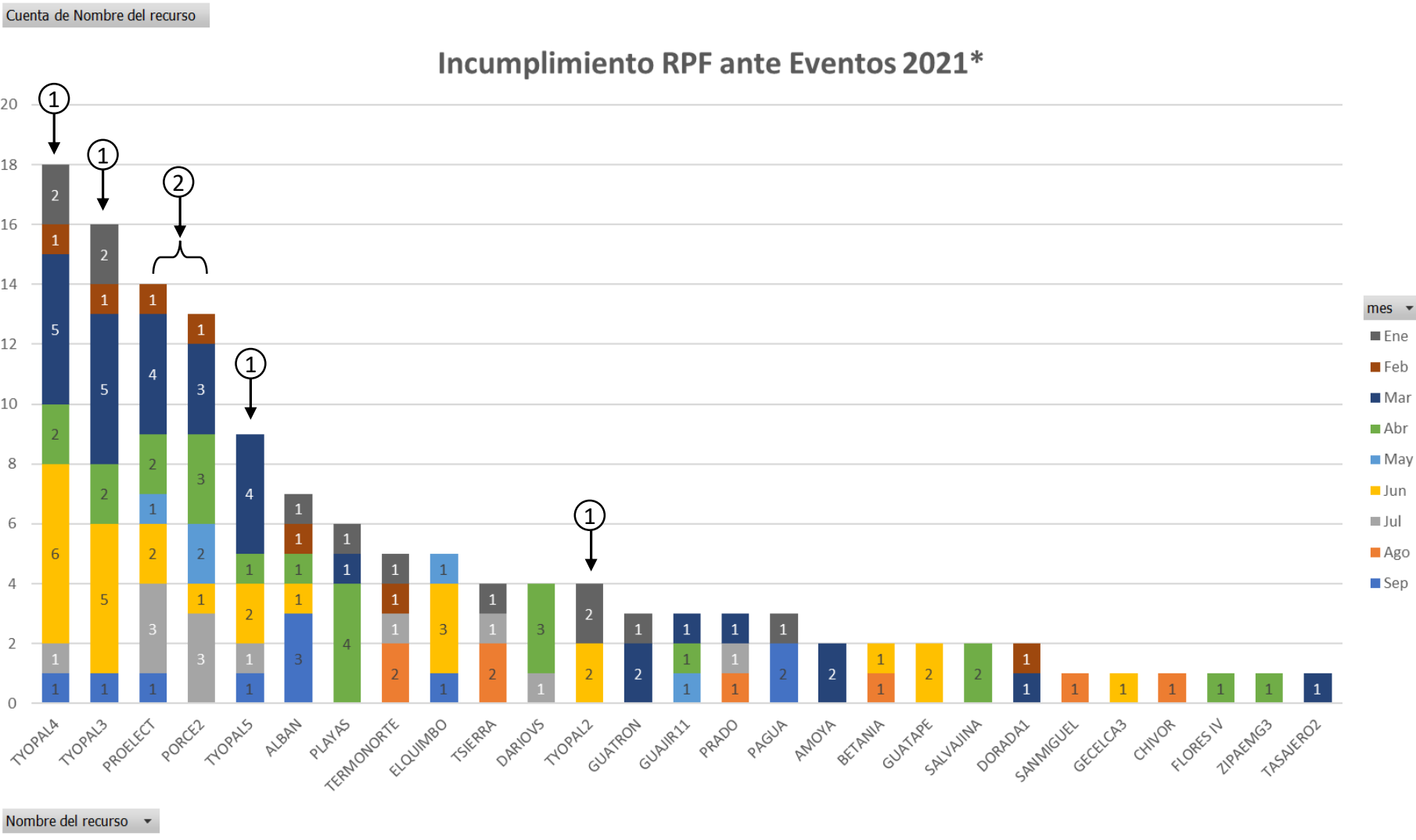
Se considera un evento de frecuencia cuando esta alcanza valores superiores a 60.2 Hz o inferiores a 59.8 Hz.



(*) Al 30 de septiembre del 2021

Plantas con incumplimientos (2021*)

Para cada evento de frecuencia se verifica la prestación del servicio de RPF de todas las plantas despachadas centralmente que se encuentren en línea al momento del evento.



Total 2018: 203 casos

Total 2019: 365 casos

Total 2020: 185 casos

Total 2021: 133 casos*

(1) Termoyopal:

- **TYP2:** 4 incumplimientos.
- **TYP3:** 16 incumplimientos.
- **TYP4:** 18 incumplimientos.
- **TYP5:** 9 incumplimientos.

Entrada en operación TYP5:

- 11 de febrero de 2021.

(2) Proelectrica y Porce 2:

- 14 incumplimientos de proelétrica
- 13 incumplimientos de Porce 2

(*) Al 30 de septiembre del 2021

Plan de mejora para la prestación adecuada del servicio de RPF (2021)

PROELECTRICA

- 20 de Julio del 2021 - Cambio del generador de gas (Turbina de gas GE LM 5000).

Ejecutado



EPM

- 24 de Agosto del 2021 – Inician trabajos de modernización del regulador de velocidad de la unidad 3 de Porce 2.
- 2022 - Modernización del regulador de velocidad de las unidades 1 y 2 de Porce 2.

En proceso



TERMOYOPAL

- En la reunión 231 del subcomité de controles del CNO TERMOYOPAL expresa que **no** cuenta con un plan de acción para garantizar la prestación del servicio de RPF ante eventos de subfrecuencia.

No hay un plan de acción



Las unidades tienen un control de Regulación Primaria de Frecuencia activo.

Las unidades responden de forma adecuada ante eventos de sobrefrecuencia.

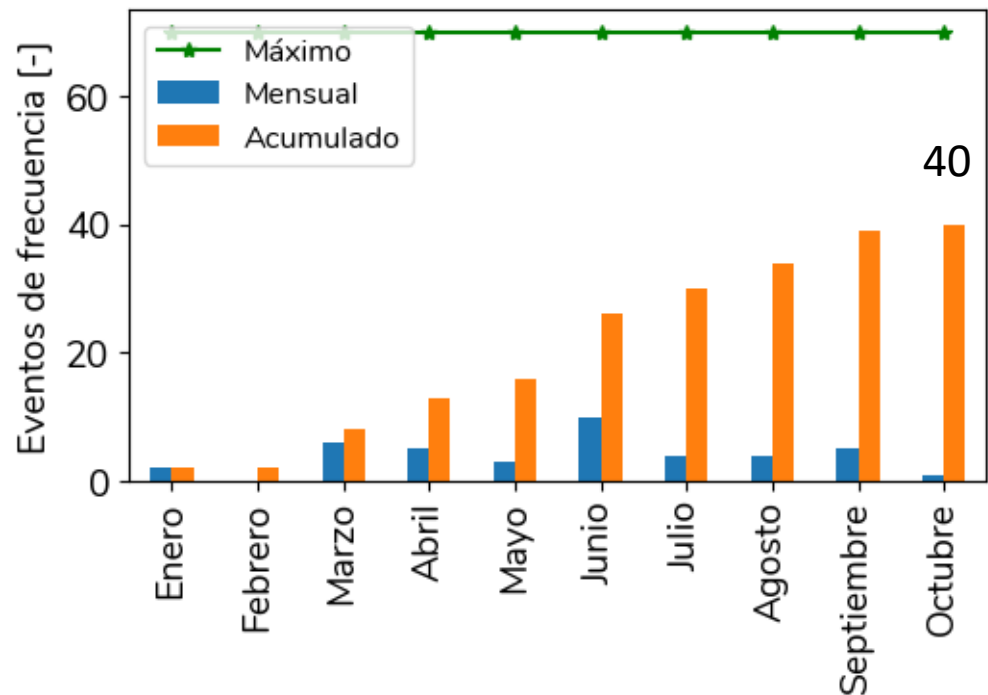
Las unidades **NO** responden de forma adecuada ante eventos de subfrecuencia, que corresponden al 80% de los eventos ocurridos en el lapso de análisis.

El agente informa que no mantiene la reserva necesaria para responder a eventos de subfrecuencia ya que esto impacta la eficiencia de las unidades.

El agente expresó que se han revisado alternativas, sin embargo a la fecha no resultan viables económicamente.

Indicadores de Operación

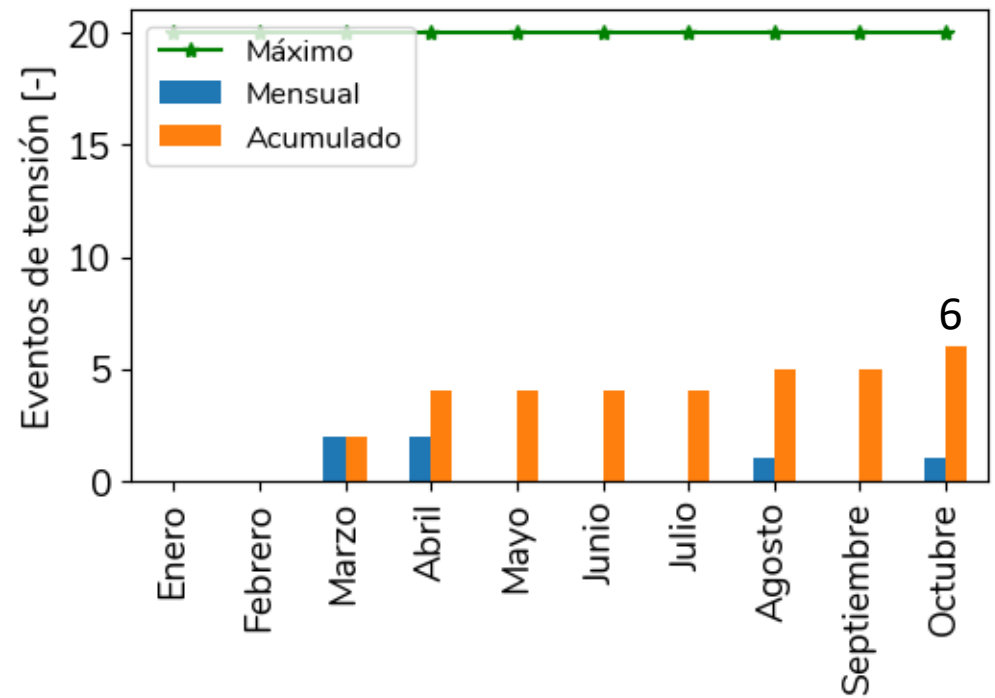
Eventos Transitorios de Frecuencia



Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2021-10-26 06:17	1.0	59.8	Disparo de la unidad QUIMBO 1 con 173 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta disparo por bajo caudal en el sello del eje principal de la máquina.	No

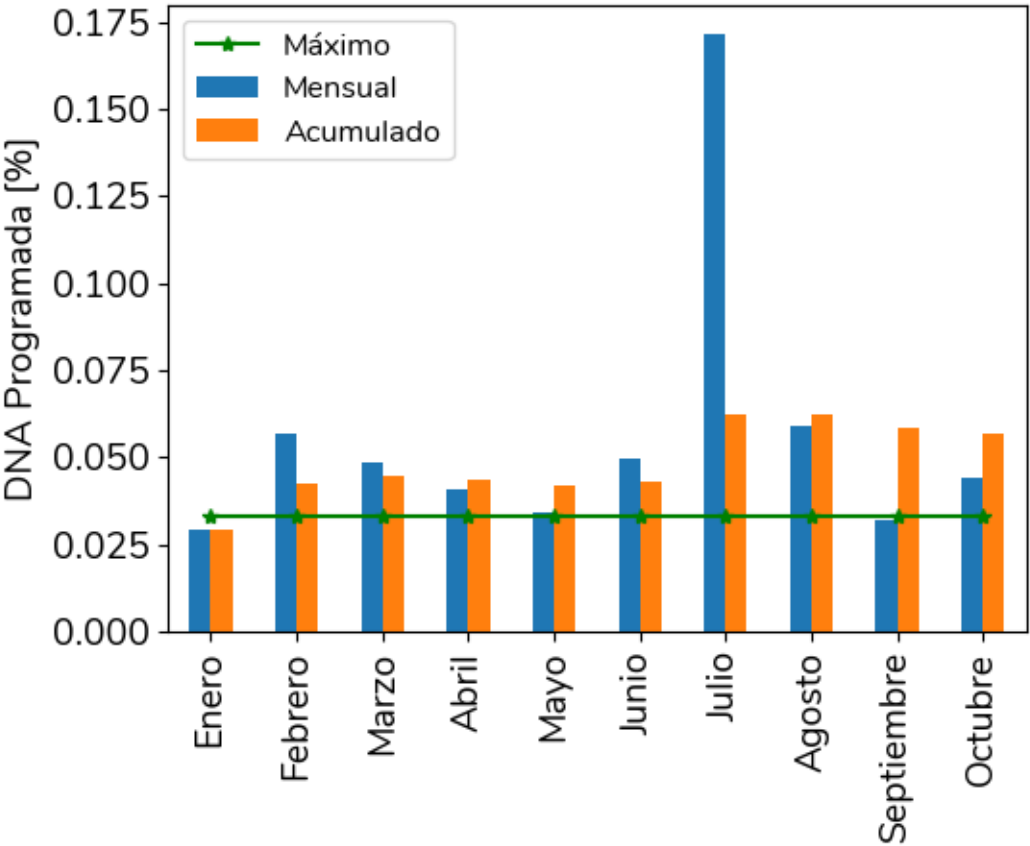
Durante el mes de Octubre de 2021 se presentó un evento de frecuencia transitoria en el sistema

Eventos de Tensión Fuera de Rango



FechaIni	Descripcion	Causa
2021-10-21 14:49	Disparo del activo BL1 RENACER A ALTAMIRA 230 kV, dejando sin tensión la S/E radial RENACER 230 KV.	Evento STN

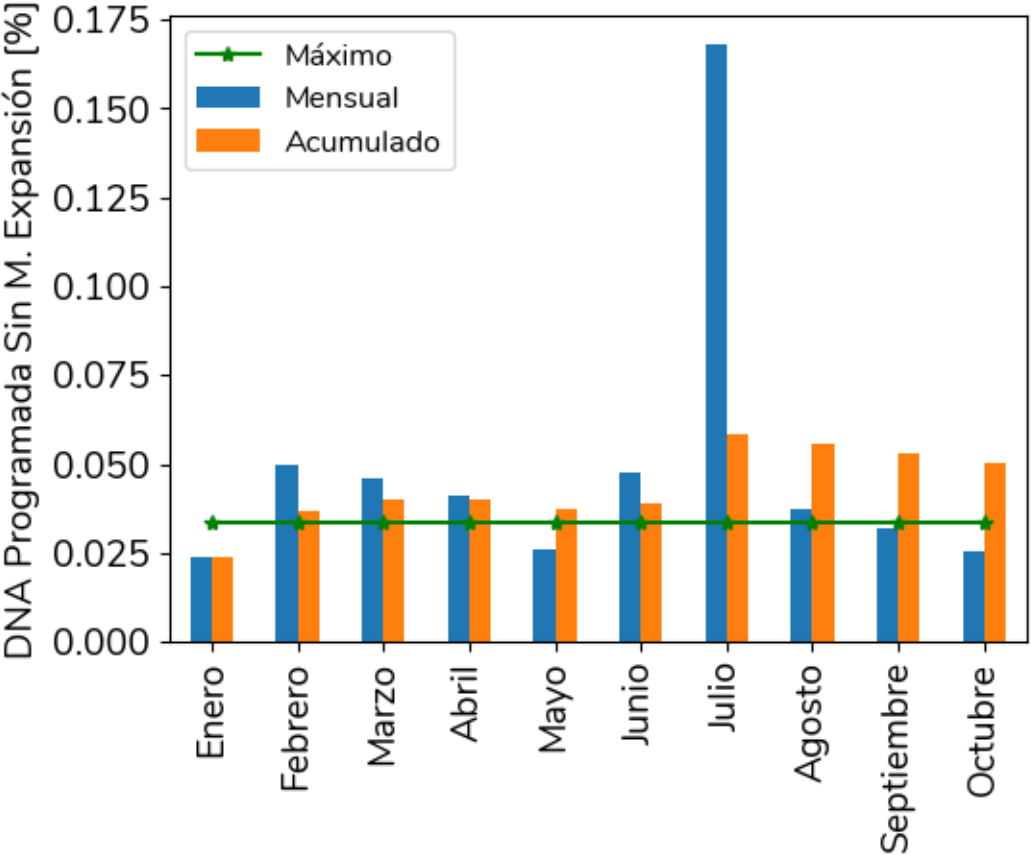
Durante el mes de Octubre de 2021 se presentó un evento de tensión en el sistema



Por causas programadas se dejaron de atender 2.797 GWh en el mes de Octubre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripcion
2021-10-24 05:00	601.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0191109, C0201597, C0191110, C0191111, C0192420, C0191108 y C0201596 de los activos: BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV, BL1 UNION (ATLANTICO) A EL RIO 34.5 kV, TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV, BT UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 34.5 kV, BL1 TEBSA A UNION (ATLANTICO) 110 kV, UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 110/34.5 kV y BL1 UNION (ATLANTICO) A MAGDALENA 34.5 kV.
2021-10-03 05:10	510.1	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0201525 del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.
2021-10-20 04:07	348.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0202073, C0202074 y C0202075 de los activos BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 13.8 kV, BT VALLEDUPAR 12 60 MVA 13.8 kV y BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 13.8 kV.
2021-10-21 05:11	292.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0192892 y C0202076 de los activos BARRA VALLEDUPAR 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 12 60 MVA 34.5 kV.
2021-10-18 07:01	155.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0192804, C0192805 y C0192808 de los activos TEBSA - SABANALARGA 3 220 kV, NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 1 220 kV y CARACOLI - TEBSA 1 220 kV.
2021-10-03 07:08	129.0	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0191526 del activo BT BOSQUE 2 20 MVA 66 kV.

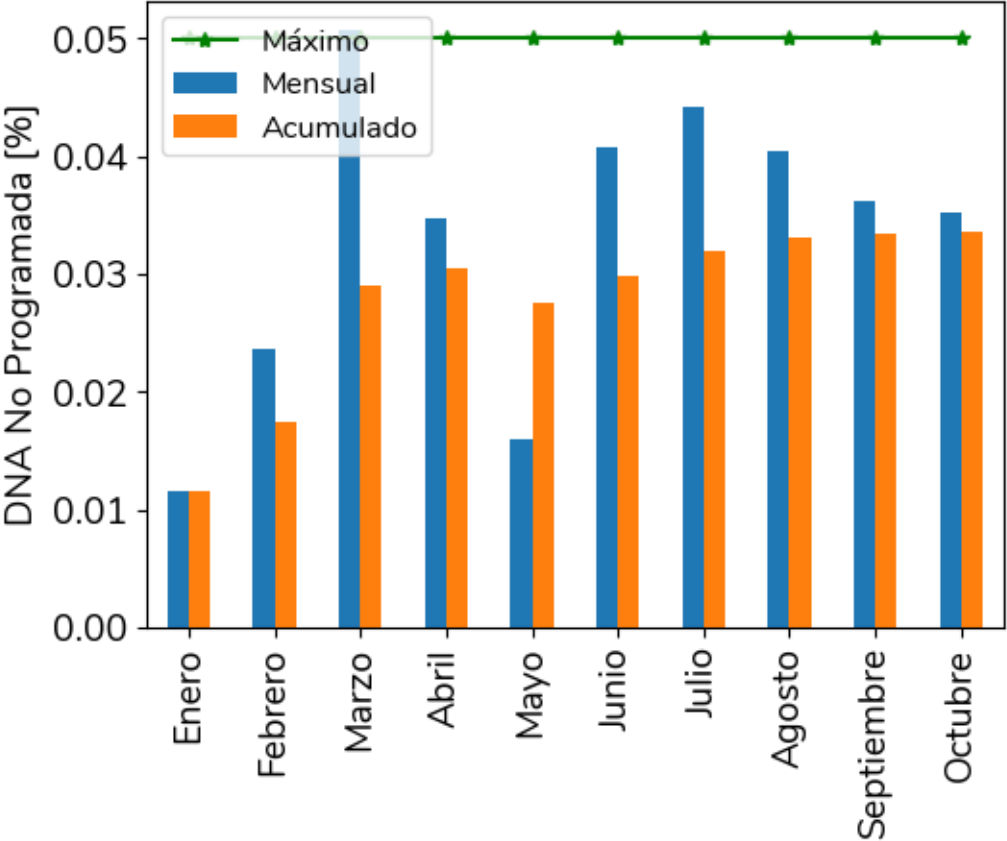
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.634 GWh en el mes de Octubre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2021-10-24 05:00	601.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0191109, C0201597, C0191110, C0191111, C0192420, C0191108 y C0201596 de los activos: BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV, BL1 UNION (ATLANTICO) A EL RIO 34.5 kV, TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV, BT UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 34.5 kV, BL1 TEBSA A UNION (ATLANTICO) 110 kV, UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 110/34.5 kV y BL1 UNION (ATLANTICO) A MAGDALENA 34.5 kV.
2021-10-20 04:07	348.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0202073, C0202074 y C0202075 de los activos BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 13.8 kV, BT VALLEDUPAR 12 60 MVA 13.8 kV y BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 13.8 kV.
2021-10-03 07:08	129.0	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0191526 del activo BT BOSQUE 2 20 MVA 66 kV.
2021-10-17 07:18	125.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0183053 sobre el activo BT OCAÑA 27 18/24/30 MVA 115 kV.
2021-10-24 05:05	93.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0202088 del activo BT MAMONAL 2 33 MVA 66 kV.
2021-10-17 08:05	87.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0199418 y C0200240 sobre los activos CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV y BL1 CHINU A SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV.
2021-10-20 06:50	84.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0201799 del activo BT CHORODO (FRONTINO) 15 MVA 110 kV.

DNA No Programada

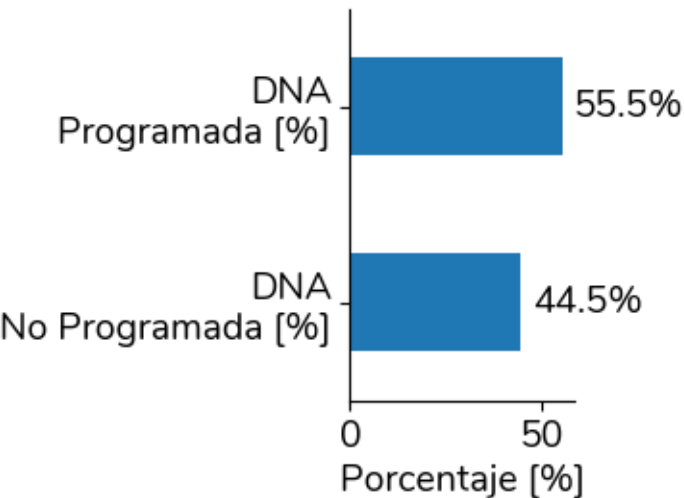


Por causas no programadas se dejaron de atender 2.245 GWh en el mes de Octubre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2021-10-20 00:00	266.5	Continúa demanda no atendida por incendio en la subestación SILENCIO 110 kV durante la emergencia se abren los transformadores SILENCIO 4 y 5 70 MVA 110/34.5 kV y las bahías de línea en SILENCIO hacia RIOMAR 1 y 2 34.5 kV, CARACOLI 1 y 2 110 kV, CENTRO 1 (BARRANQUILLA) 110 kV y OASIS 1 110 kV.
2021-10-06 00:00	259.7	Demanda no atendida por disparo del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.
2021-10-19 20:05	173.8	Demanda no atendida por incendio en la subestación SILENCIO 110 kV durante la emergencia se abren los transformadores SILENCIO 4 y 5 70 MVA 110/34.5 kV y las bahías de línea en SILENCIO hacia RIOMAR 1 y 2 34.5 kV, CARACOLI 1 y 2 110 kV, CENTRO 1 (BARRANQUILLA) 110 kV y OASIS 1 110 kV.
2021-10-08 07:11	143.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0201968 sobre el activo Magangué-Mompox 110 kV, dejando sin tensión la subestación radial Mompox 110 kV.
2021-10-01 01:35	121.3	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E GAMBOTE 66 kV temporalmente radial por condición del sistema. La carga fue alimentada parcialmente desde la S/E EL CARMEN 66 kV.
2021-10-03 00:00	97.4	Continua demanda no atendida por disparo del activo SANTANDER 1 25 MVA 115/13.8 kV.

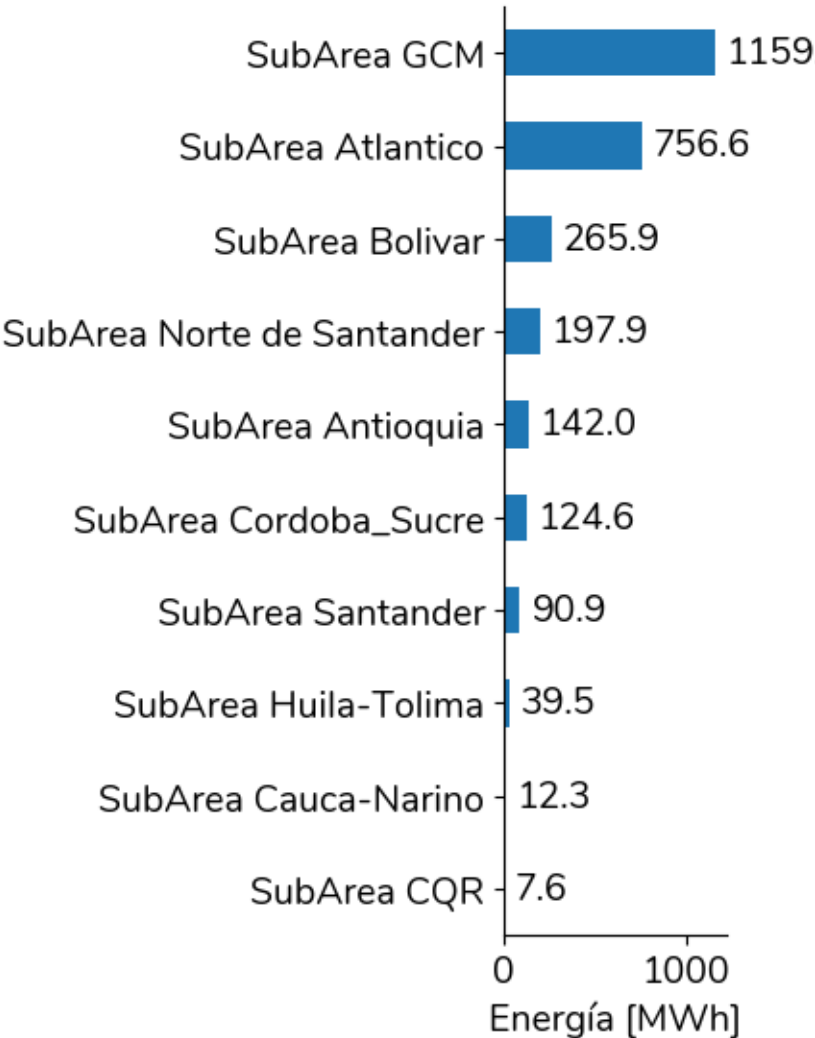
Resumen – Demanda no atendida

% DNA

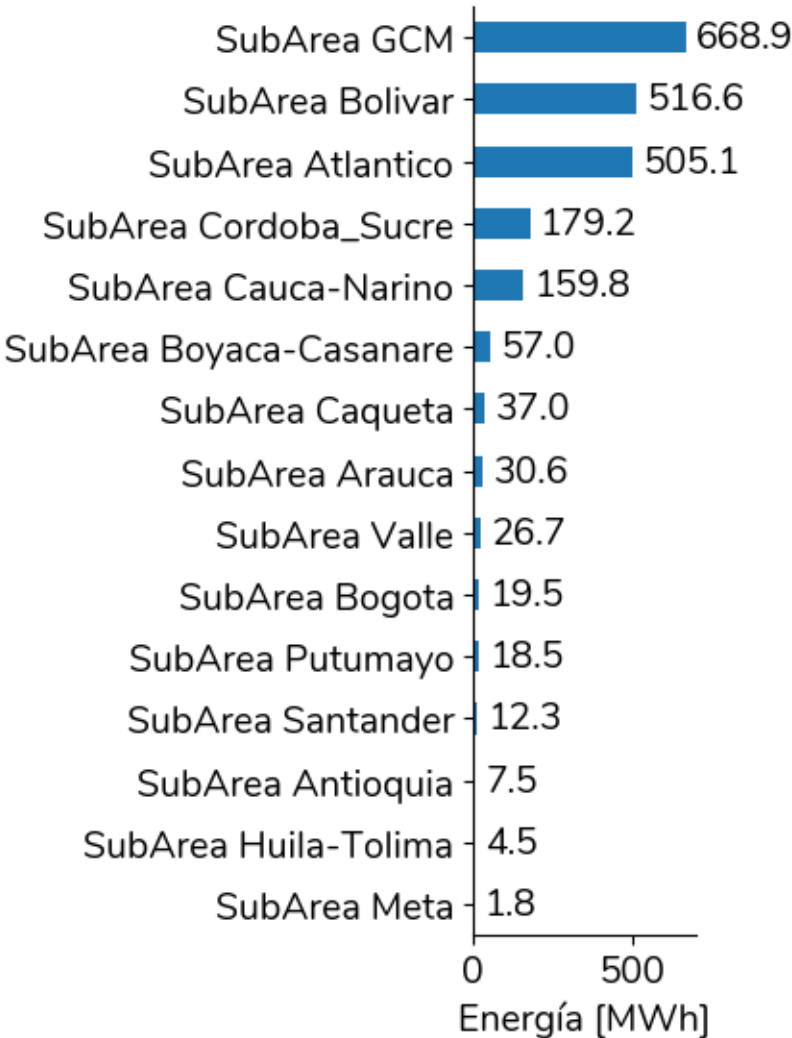


El total de demanda no atendida en Octubre fue 5.04 GWh

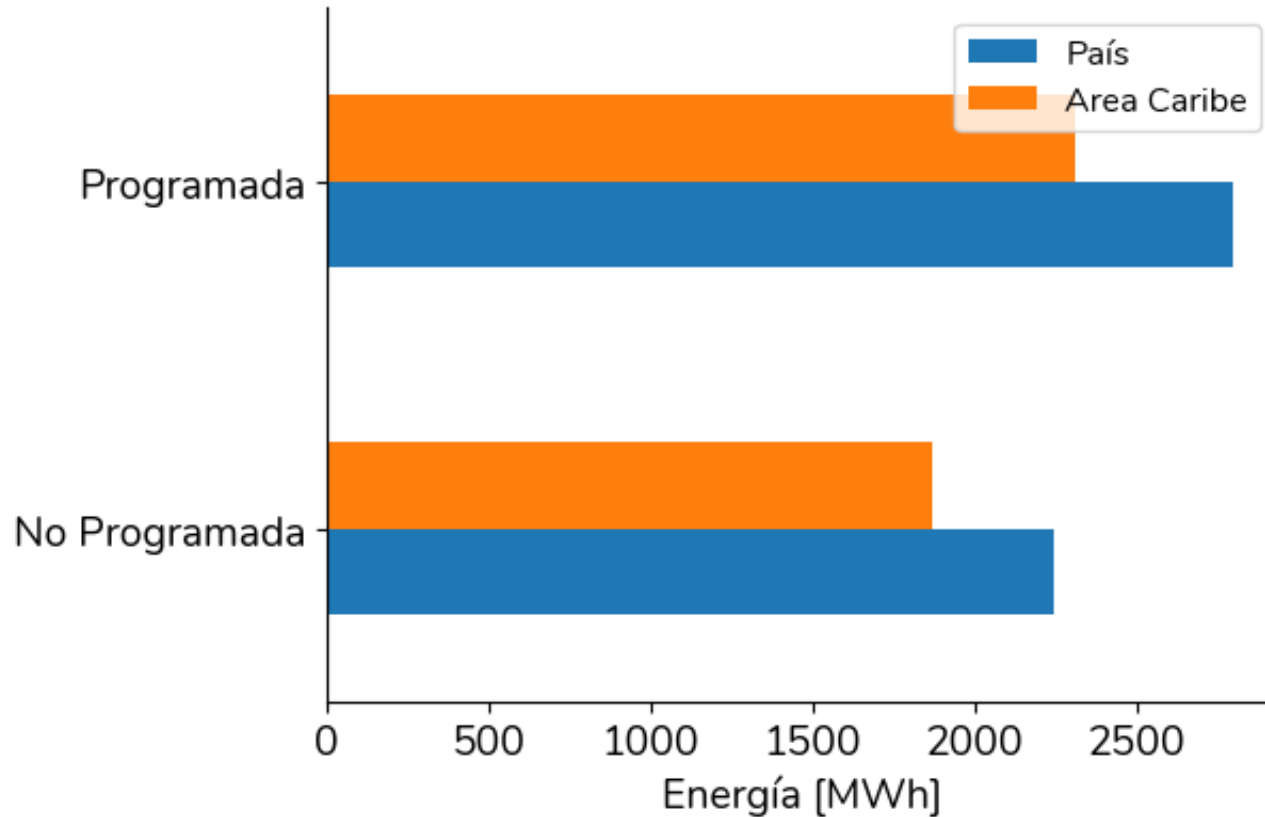
DNA Programada



DNA No Programada

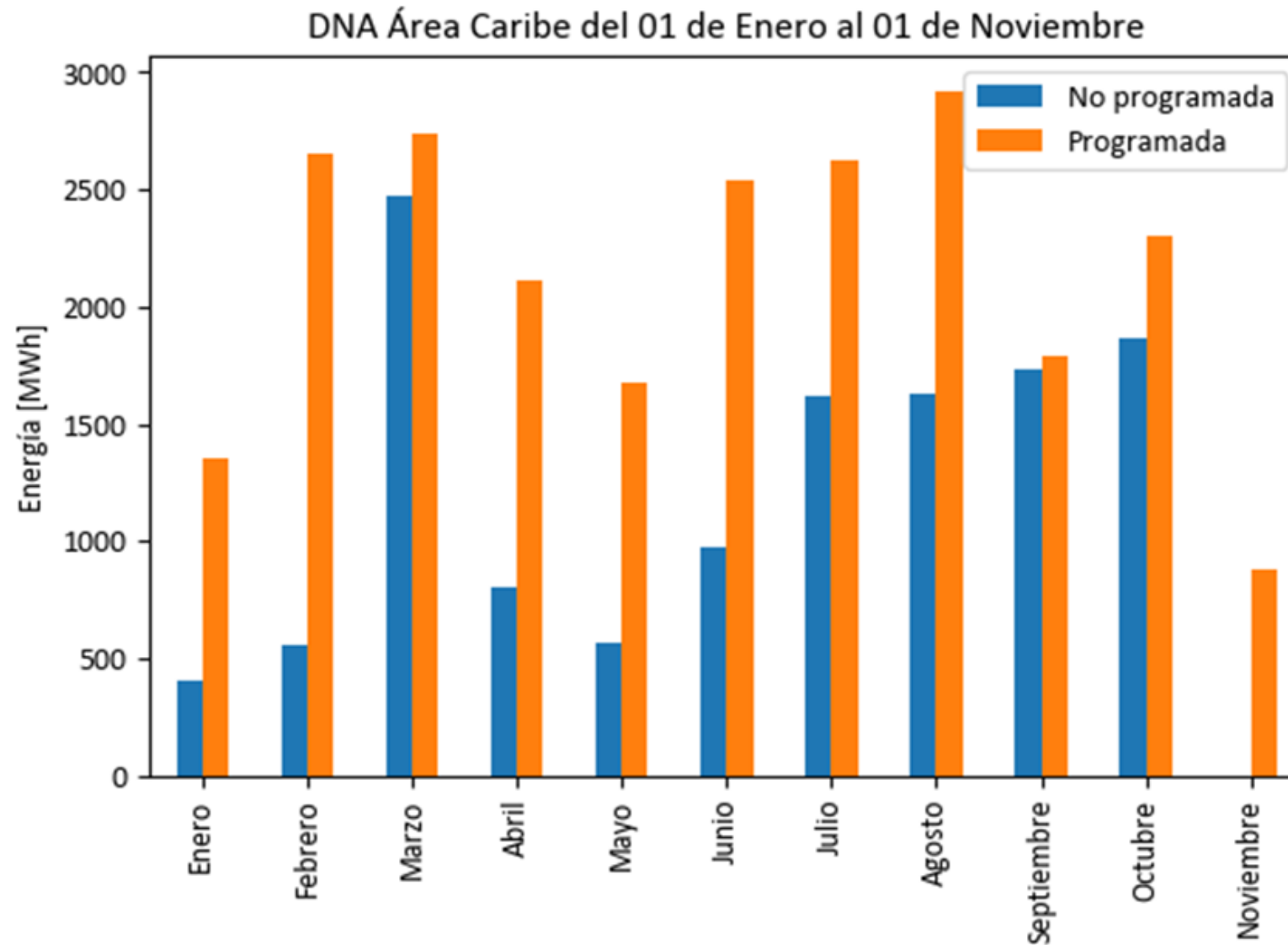


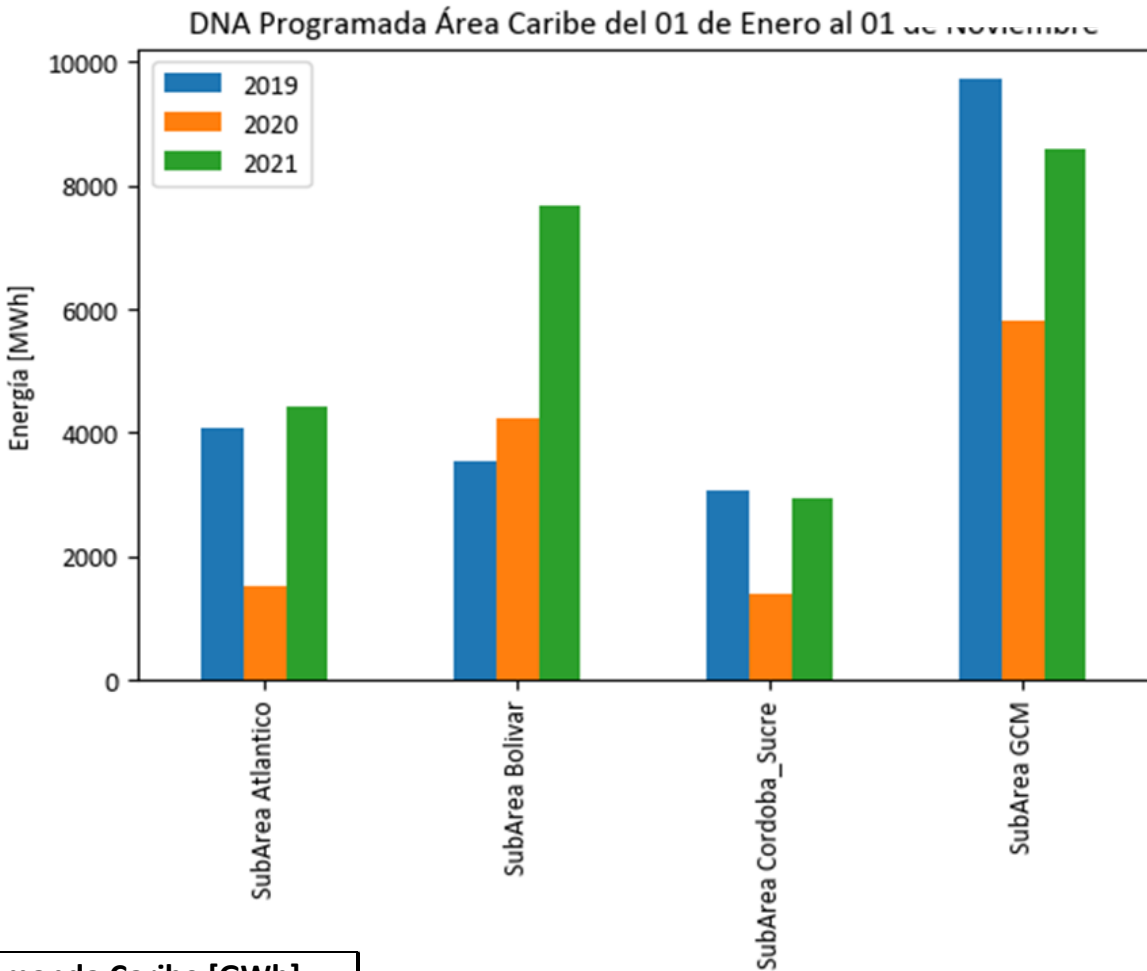
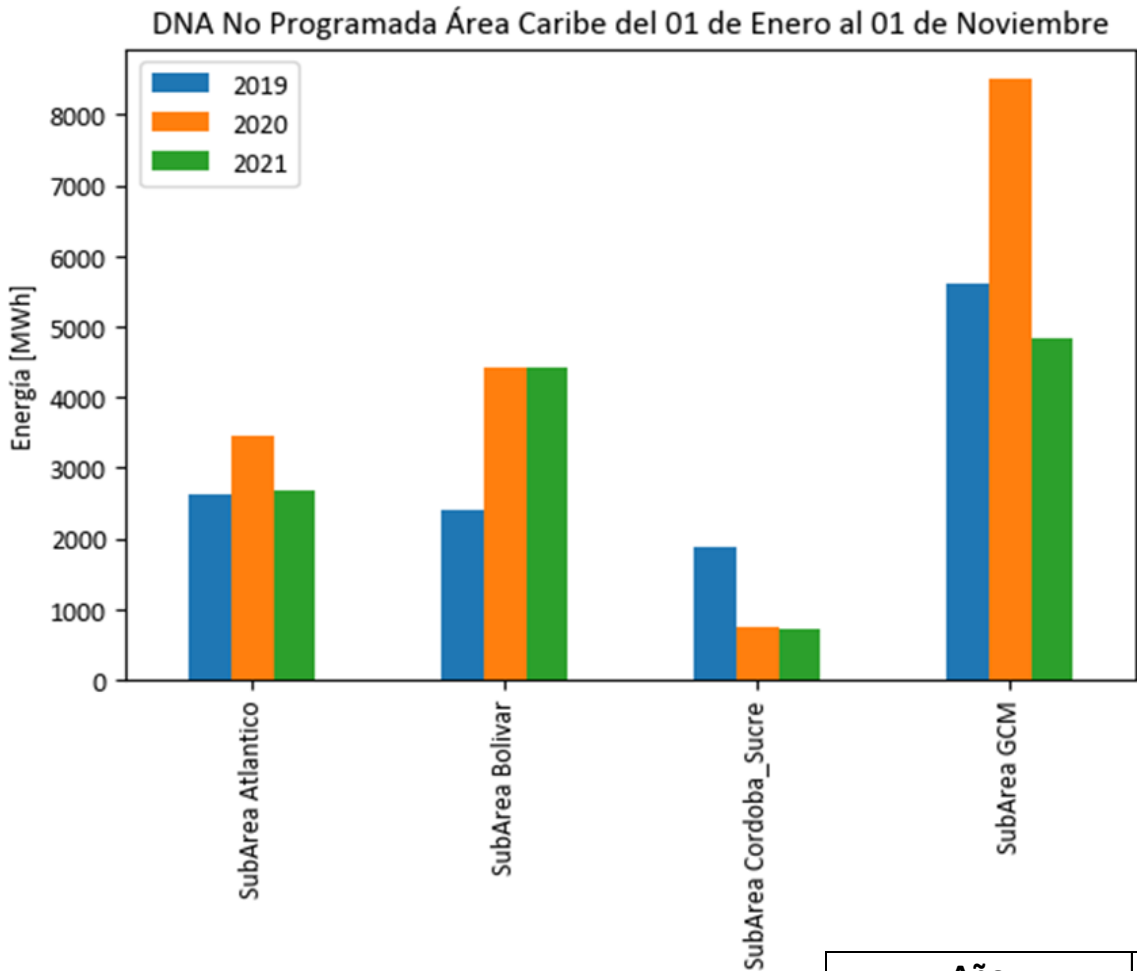
DNA Caribe vs. País



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fue de 2.306 GWh, siendo un 82.47% de la demanda no atendida programada nacional (2.797 GWh) para el mes de Octubre.

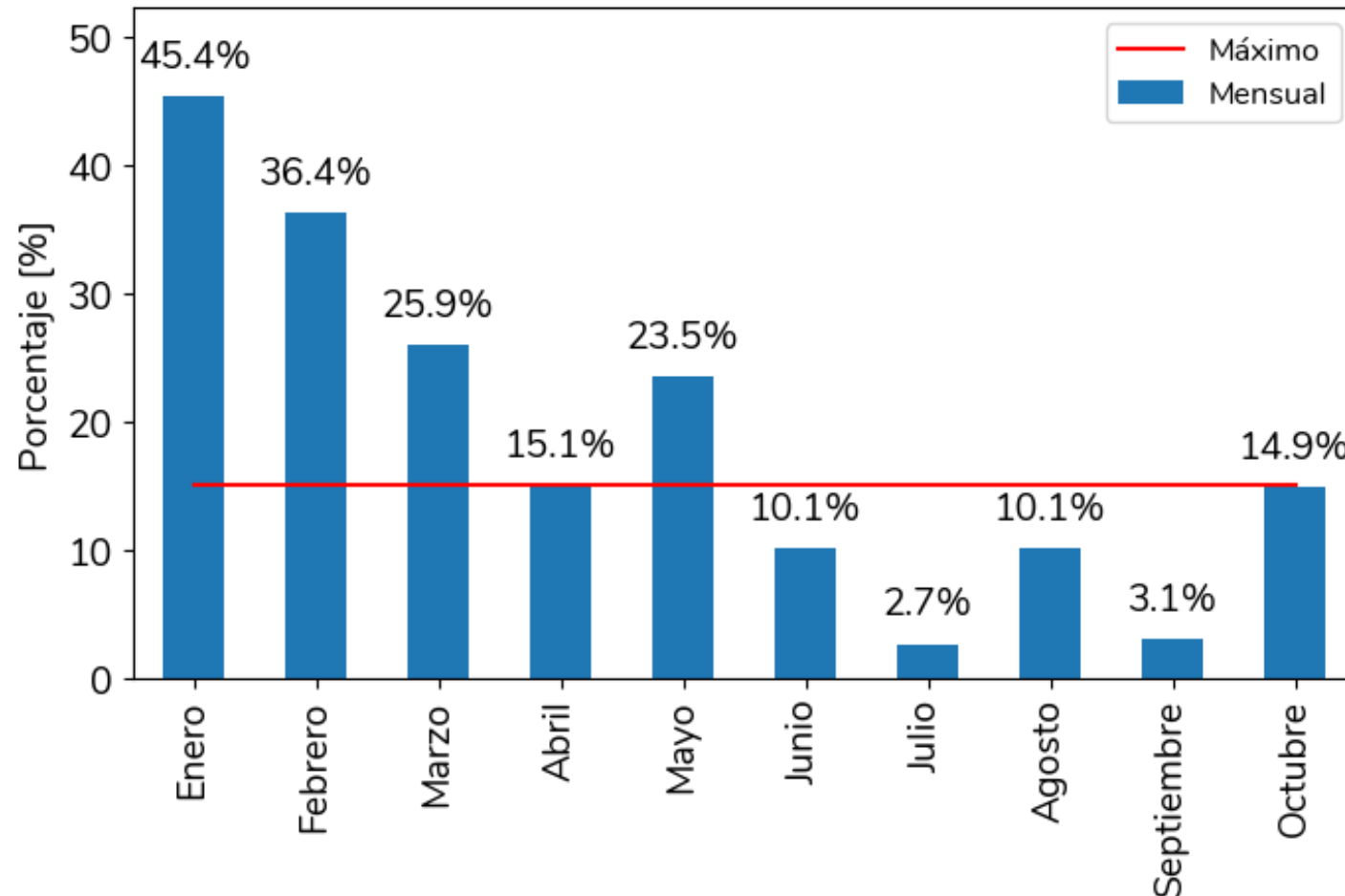
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fue de 1.870 GWh, siendo un 83.29% de la demanda no atendida no programada nacional (2.245 GWh) para el mes de Octubre.





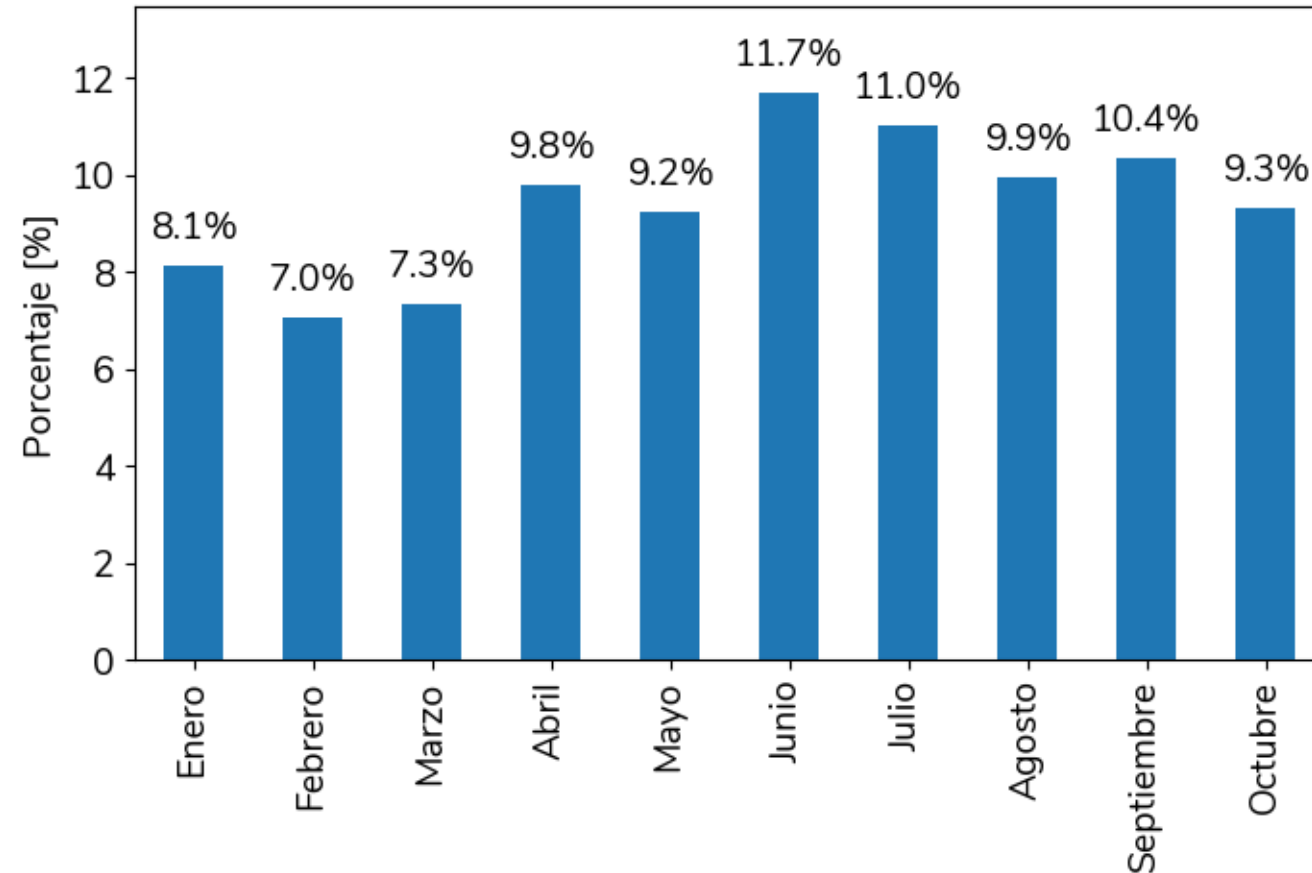
Año	Demanda Caribe [GWh]
2019	19488
2020	19371
2021	16964

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



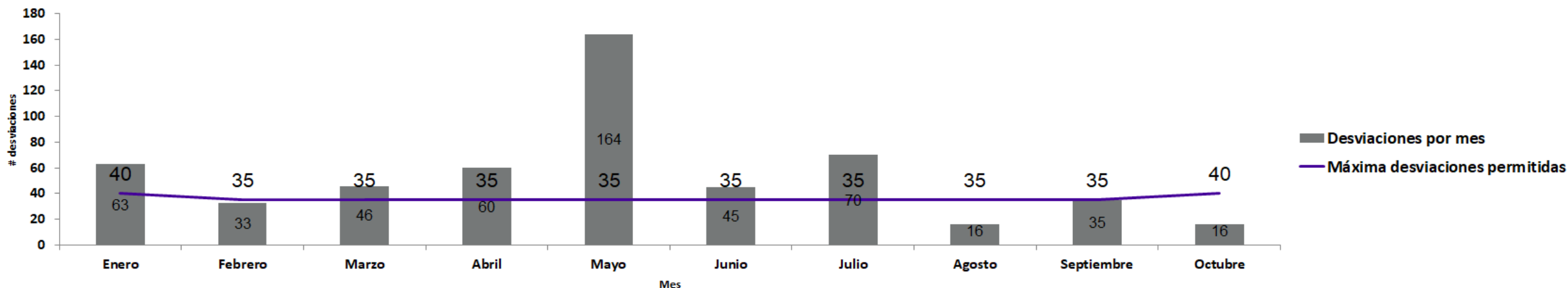
Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

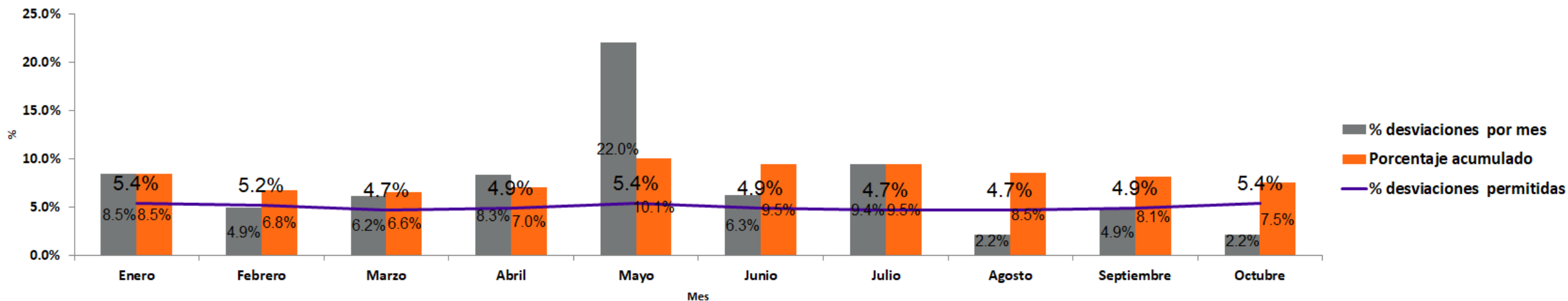


Indicador de calidad del pronóstico oficial Octubre 2021

Número de desviaciones mayores al 5%



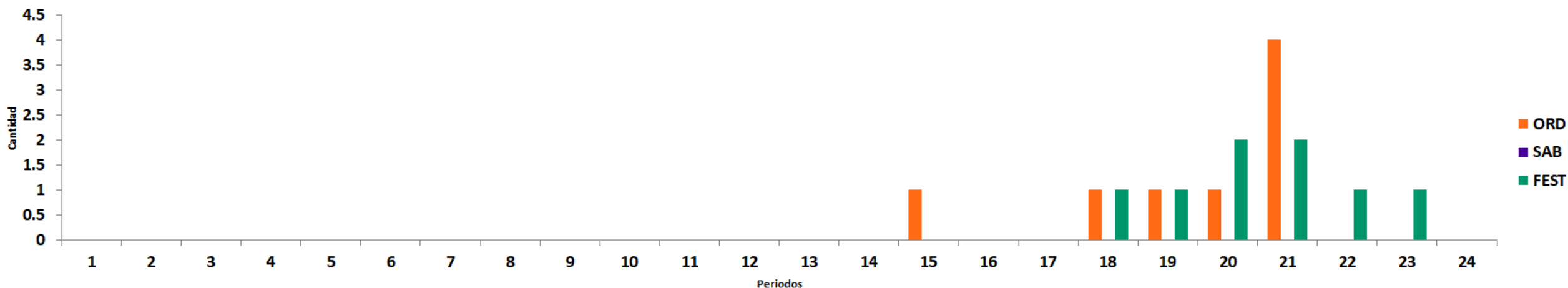
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



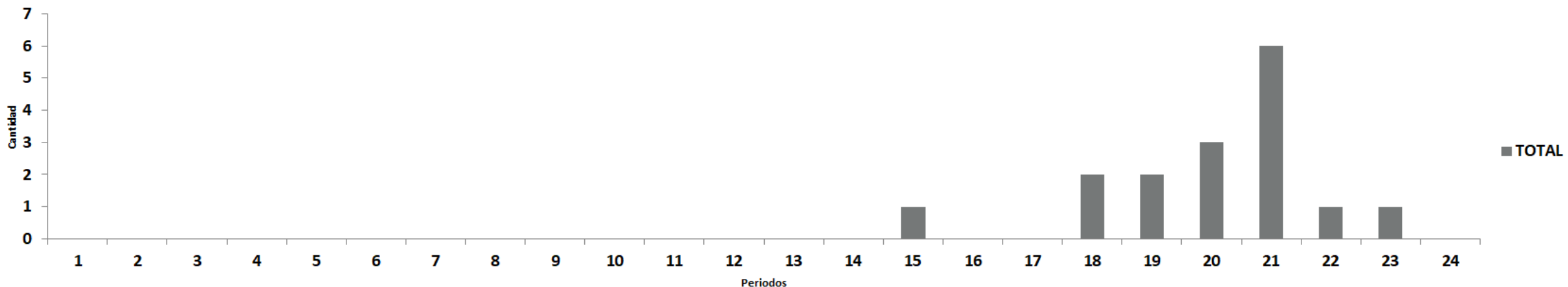
*Información actualizada el 02 de noviembre de 2021

Indicador de calidad del pronóstico oficial Octubre 2021

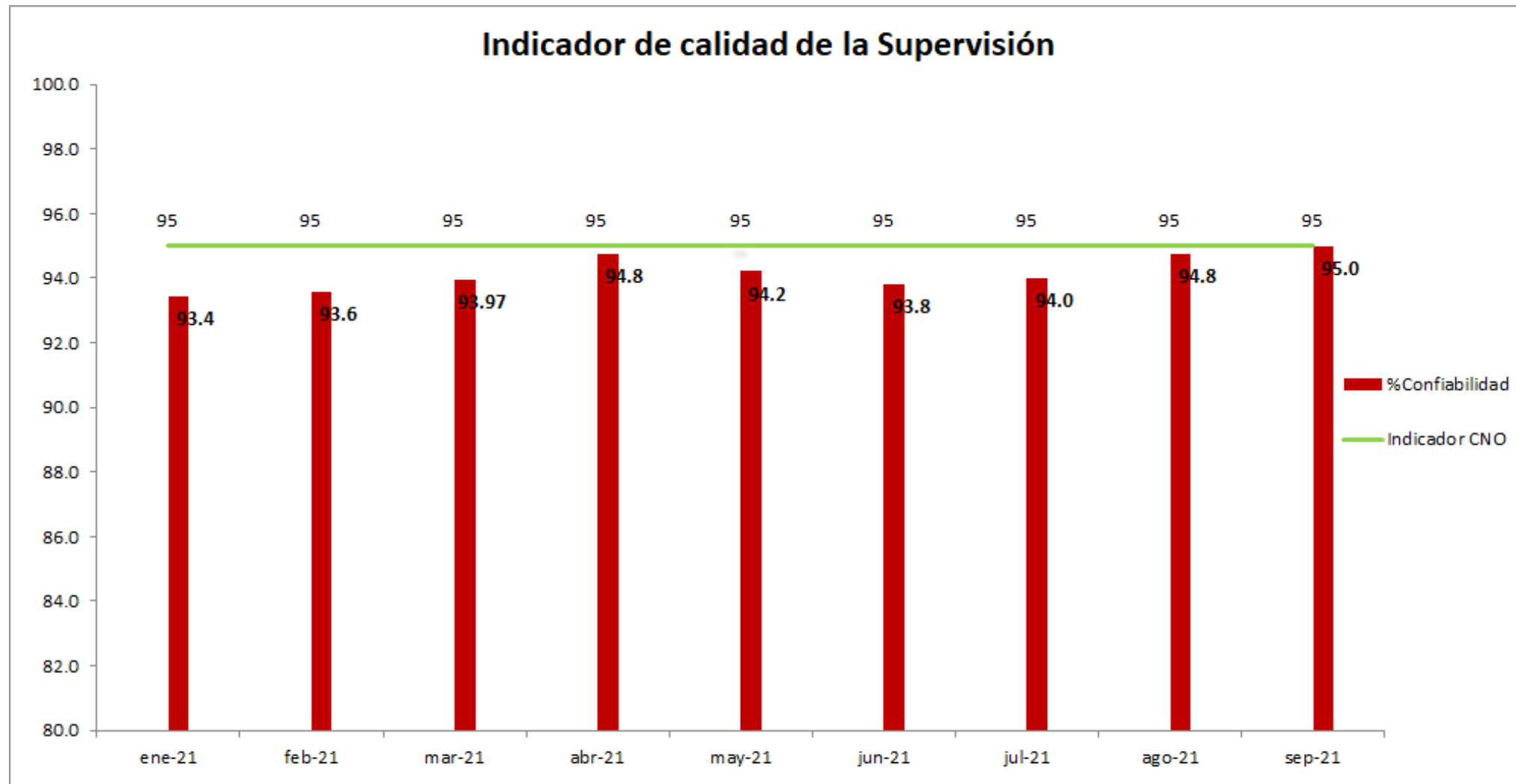
Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad de la Supervisión



Nota: el indicador corresponde al mes de septiembre de 2021



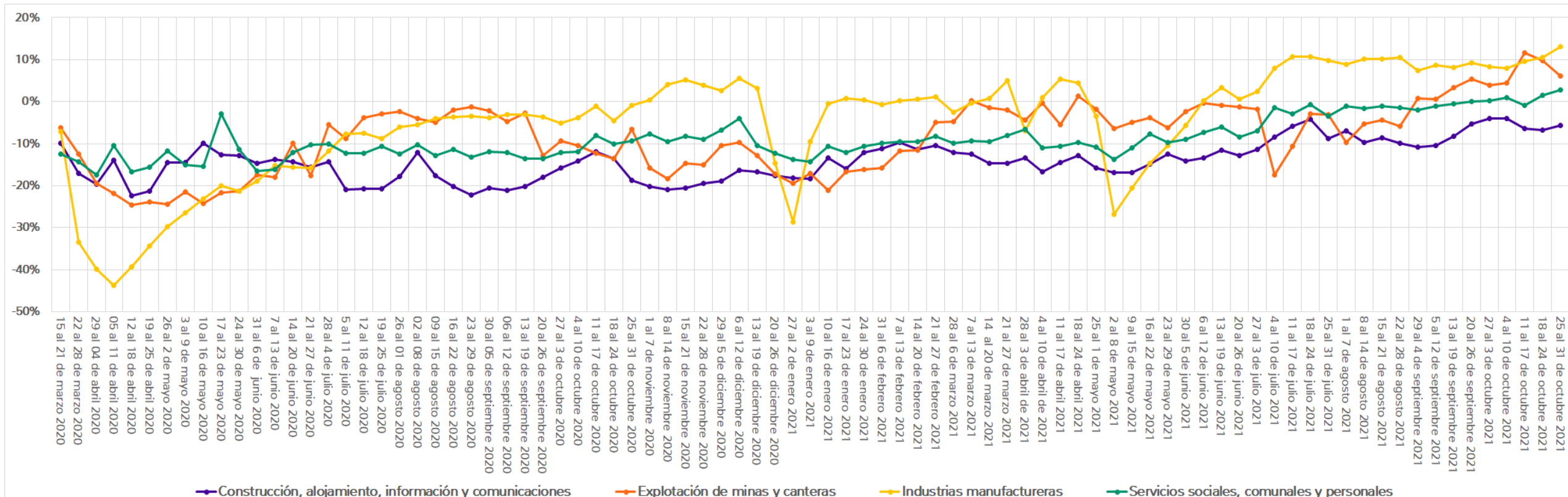
Anexos

Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2020-10	Demanda [GWh] 2021-10	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	1853.5	2095.75	13.9%	32.46%
Regulado	4248.98	4360.53	2.96%	67.54%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2020-10	Demanda [GWh] 2021-10	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	440.87	534.65	21.33%	25.51%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	96.96	114.09	18.43%	5.44%
Transporte y almacenamiento	36.24	42.3	17.14%	2.02%
Industrias manufactureras	827.24	918.91	12.81%	43.85%
Servicios sociales, comunales y personales	125.91	139.89	11.34%	6.67%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	119.27	130.25	9.36%	6.22%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	107.03	112.38	5.48%	5.36%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	66.45	69.18	5.17%	3.3%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	33.54	34.09	1.69%	1.63%

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*



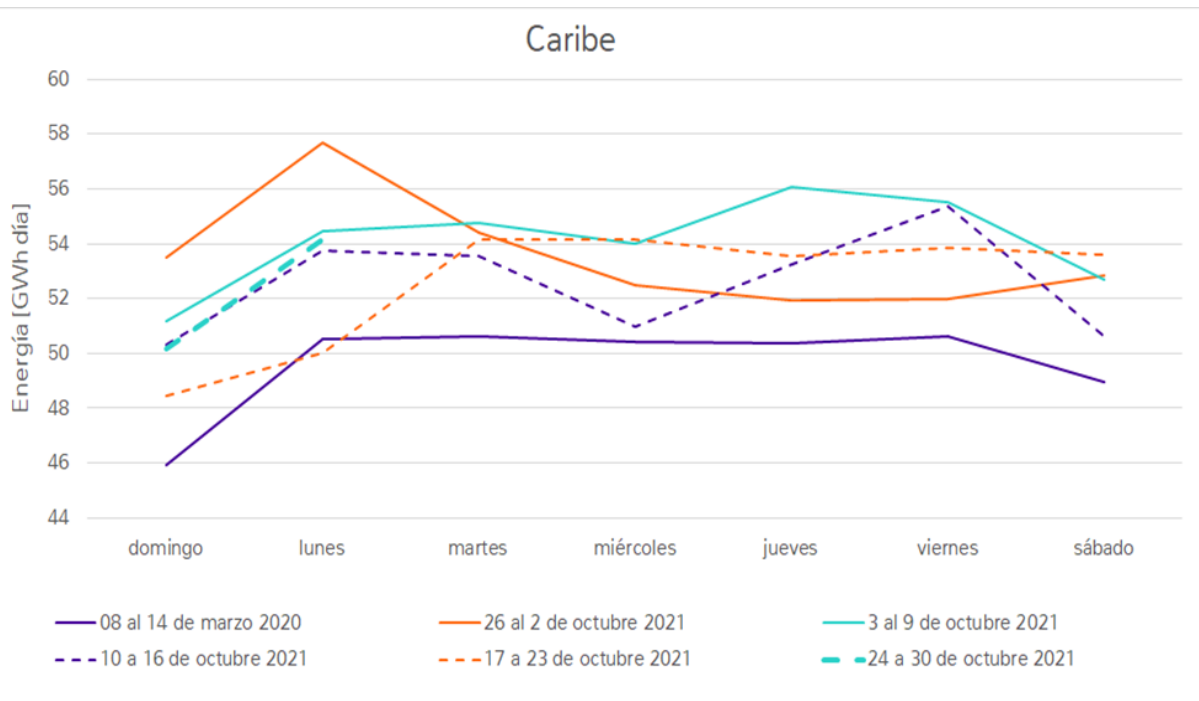
La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 25 de octubre de 2021 fue del 43.7% del sector de industrias manufactureras; el 24.6% de la explotación de minas y canteras; el 6.5% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones;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

Para la **semana del 18 al 24 de octubre 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 10.49% y 9.69% respectivamente contra la demanda base (8 al 14 de marzo de 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 6.77% y **servicios sociales, comunales y personales** han crecido cerca del 1.57%.

*Información hasta el 25 de octubre de 2021

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

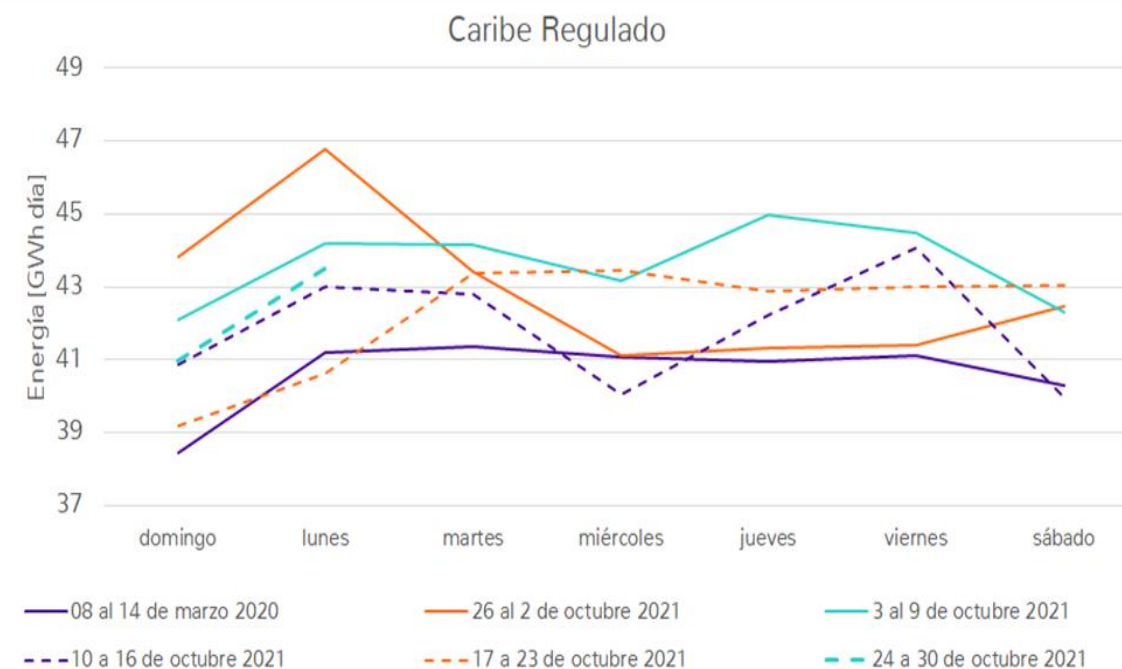
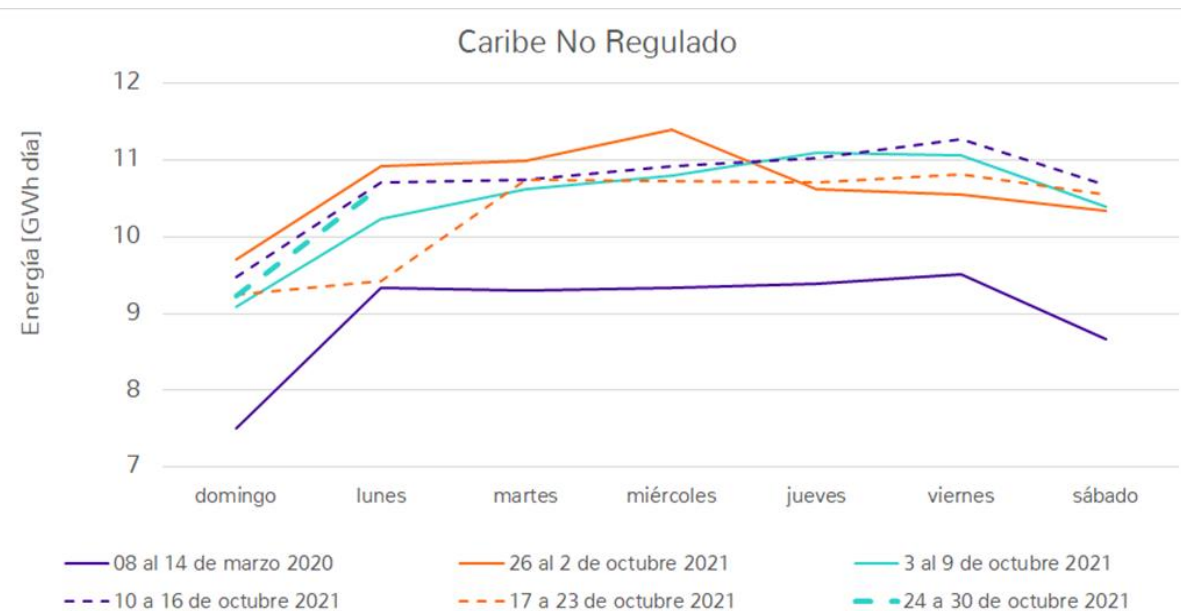
Caribe*



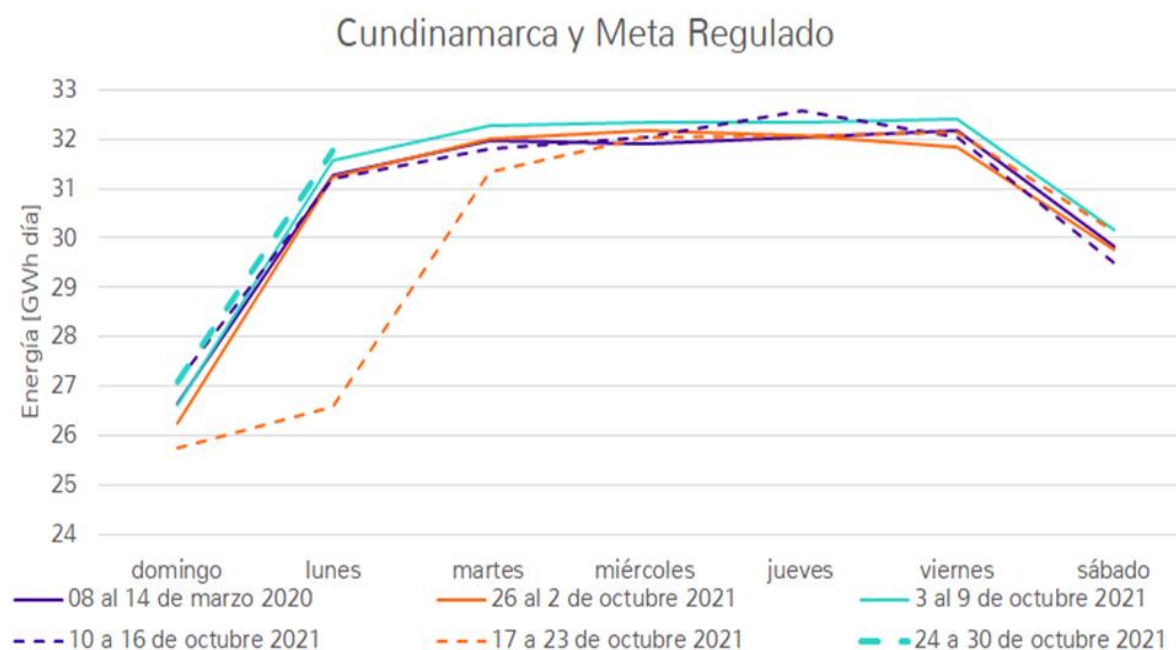
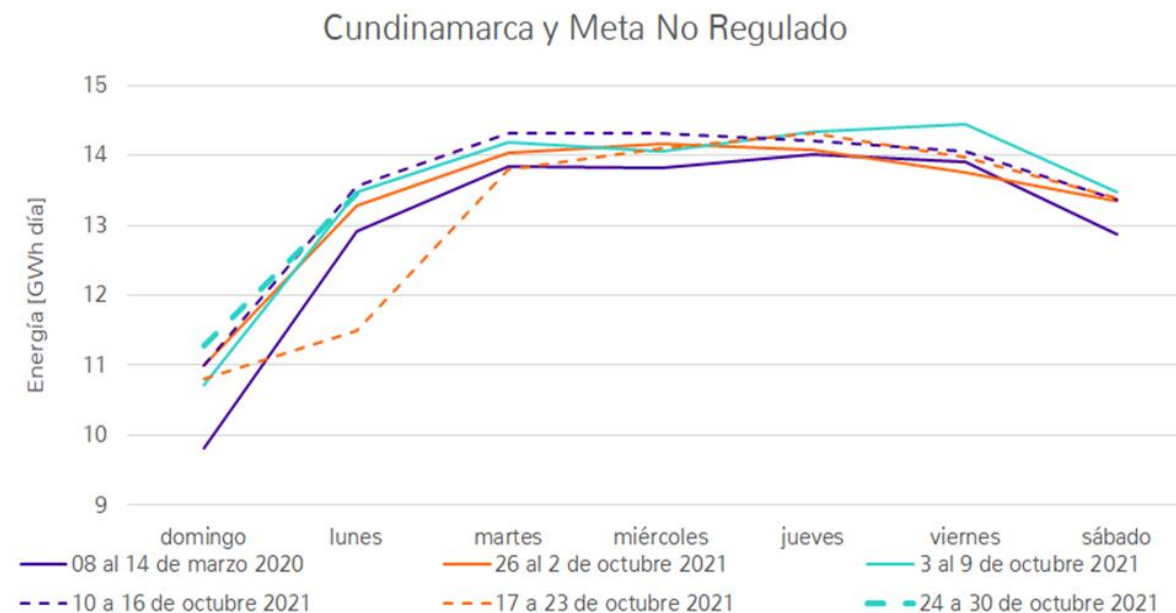
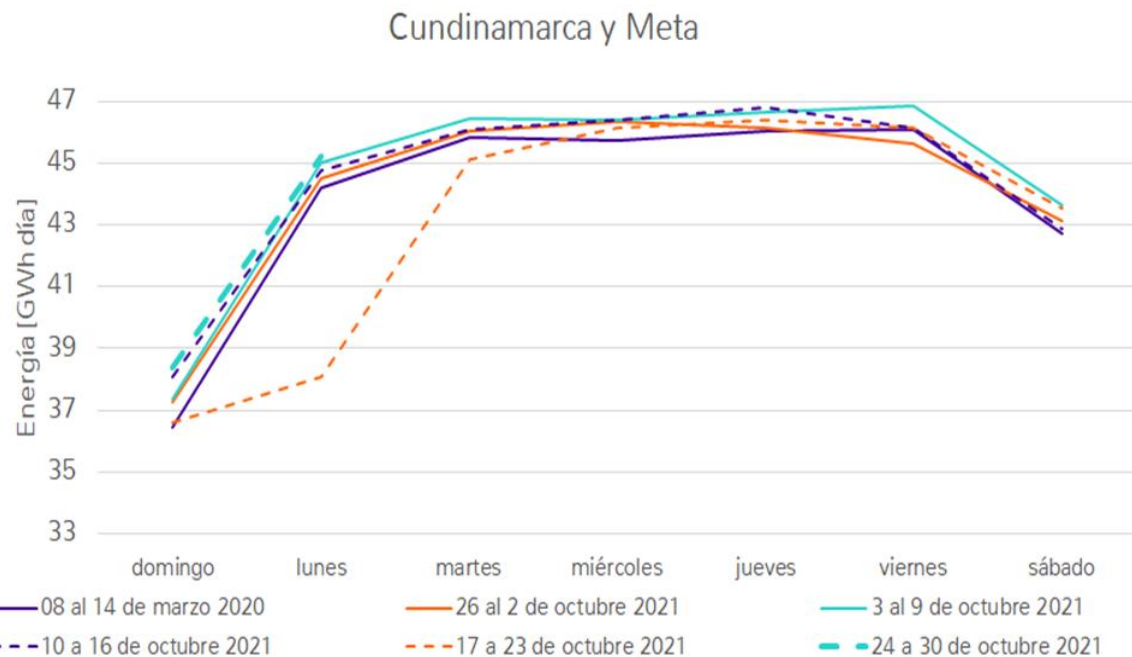
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 7.2% para la semana del 17 al 23 de octubre 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*

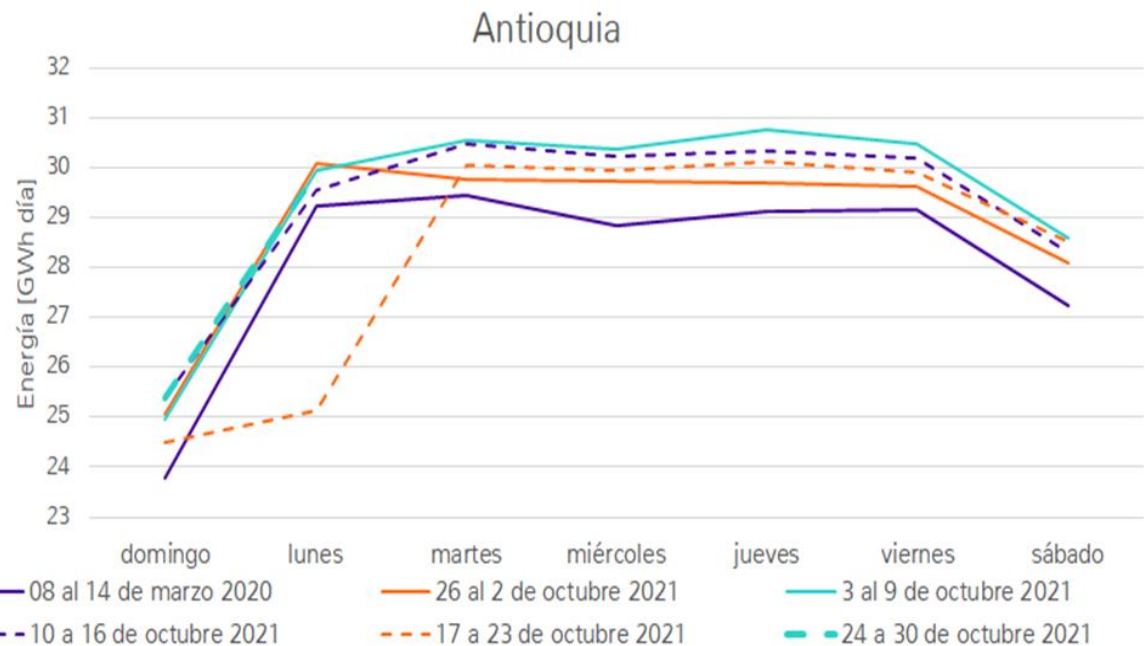


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

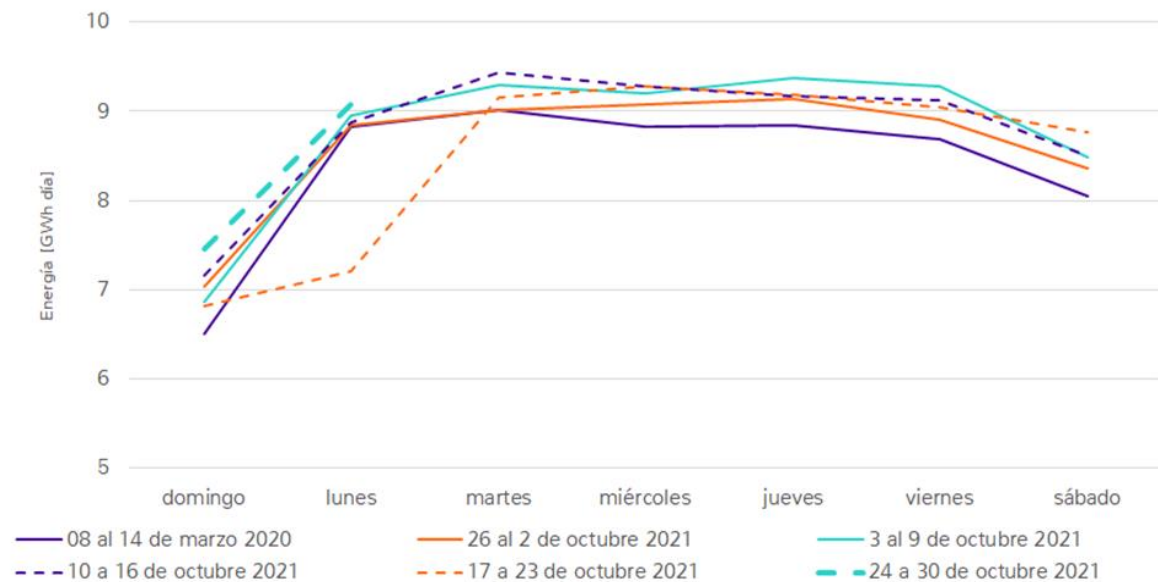
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 1.2% para la semana del 17 al 23 de octubre de 2021 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

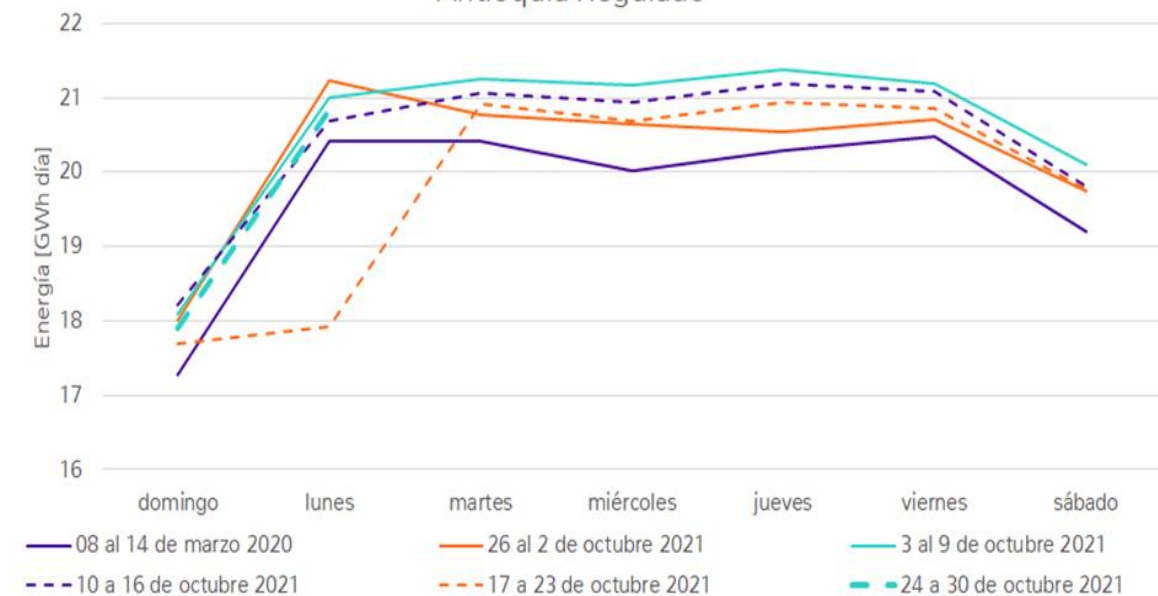
Antioquia*



Antioquia No Regulado



Antioquia Regulado

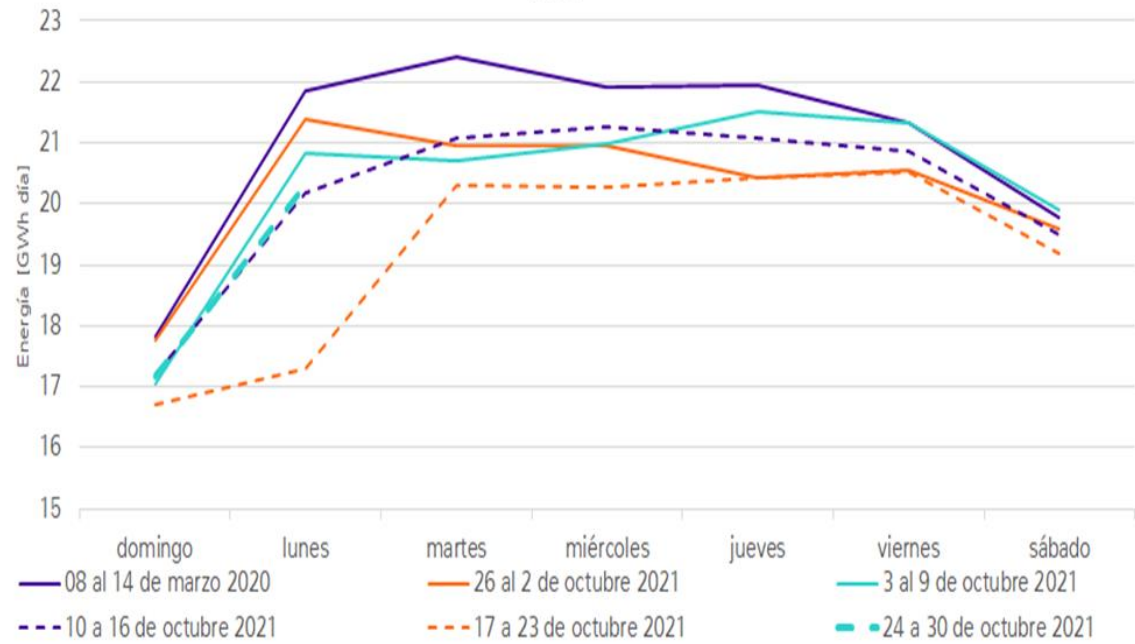


Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 3.4% para la semana del 17 al 23 de octubre de 2021 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

Valle*

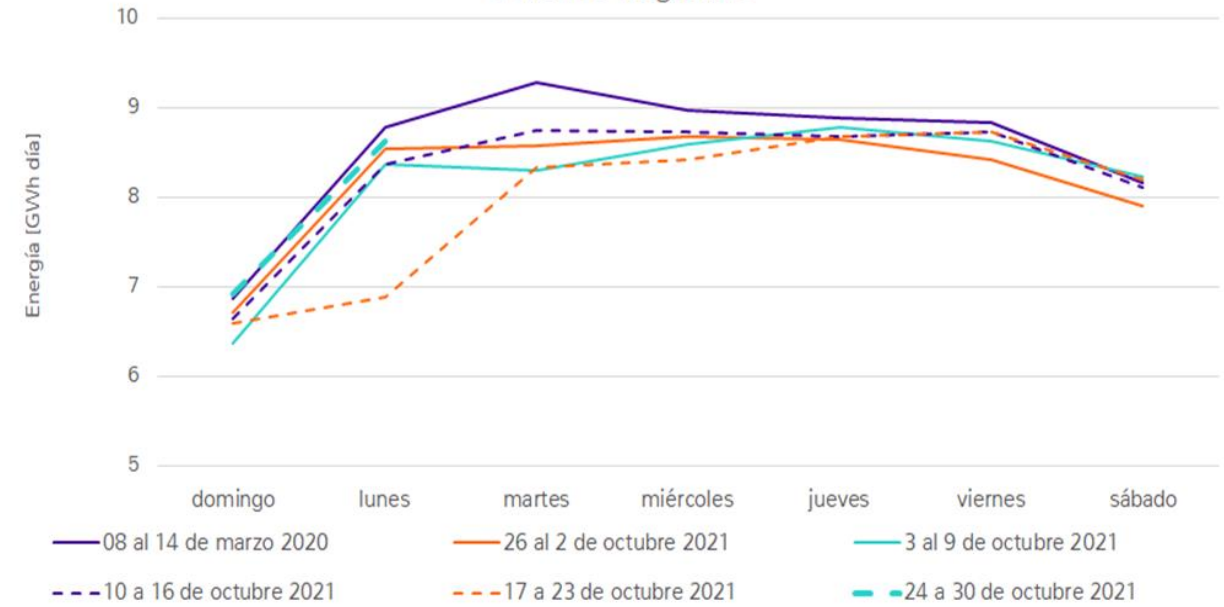
Valle



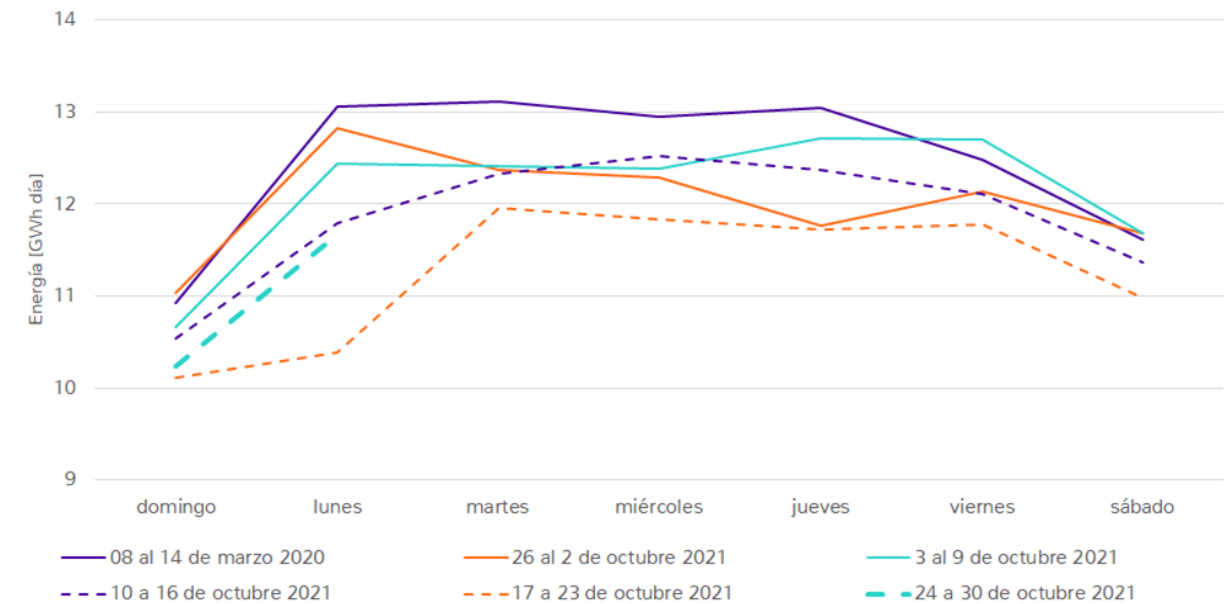
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 6.0% para la semana del 17 al 23 de octubre de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020

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

Valle No Regulado

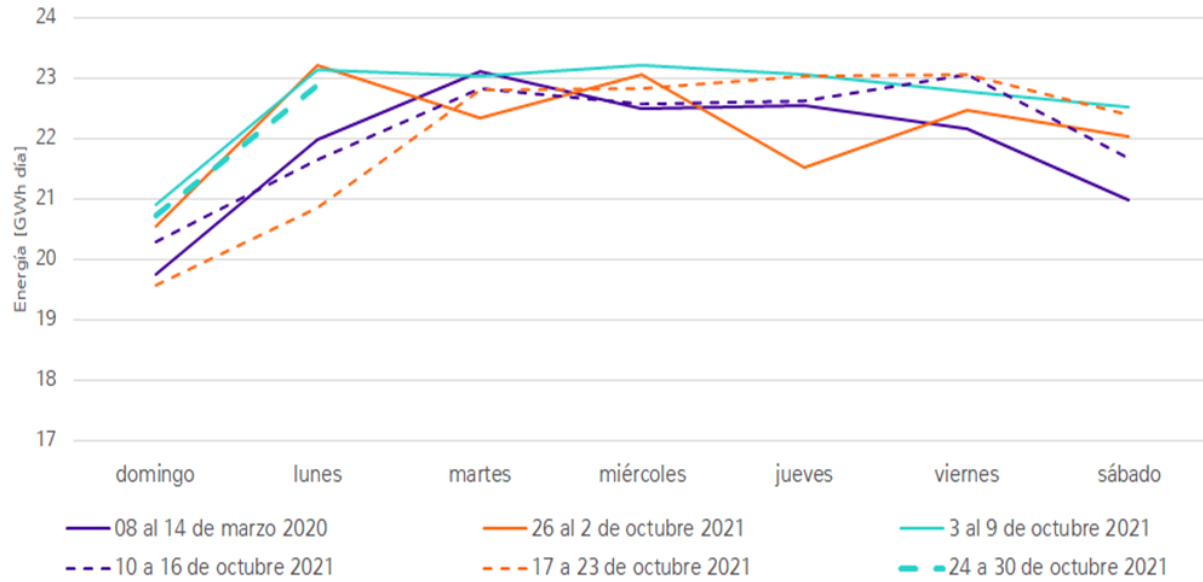


Valle Regulado



Oriente*

Oriente

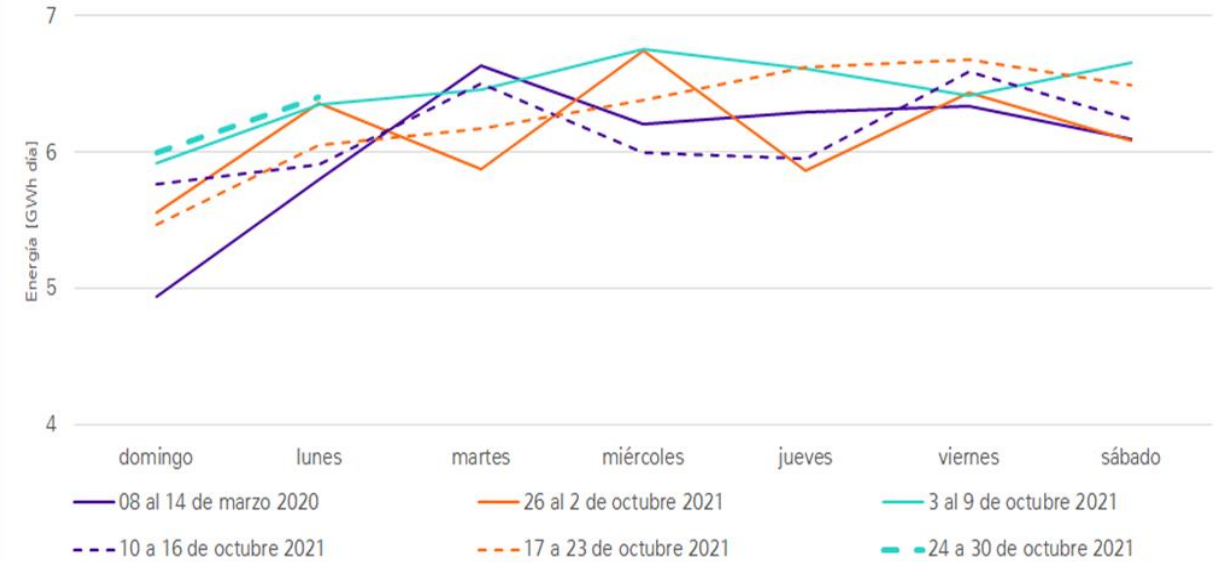


Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

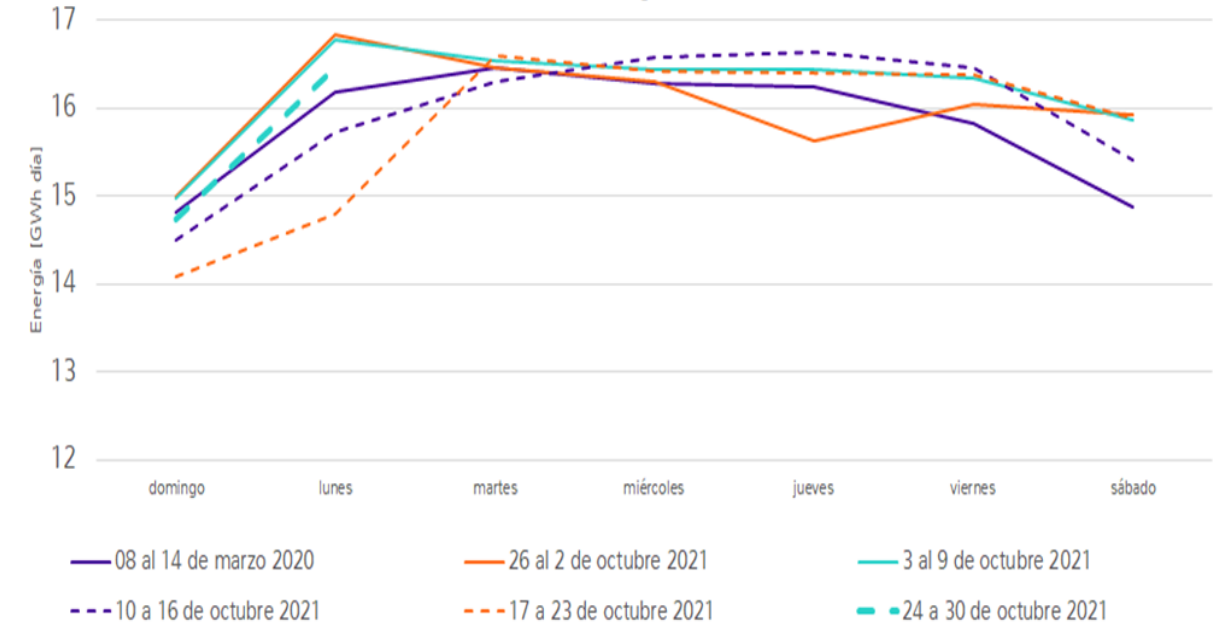
Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 2.8% para la semana del 17 al 23 de octubre de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

Oriente No Regulado

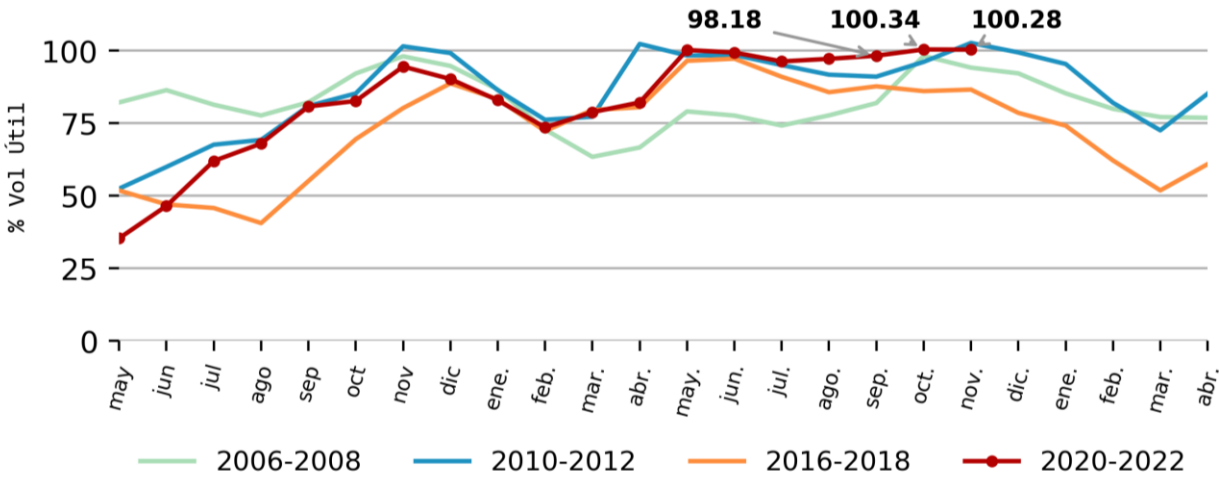


Oriente Regulado

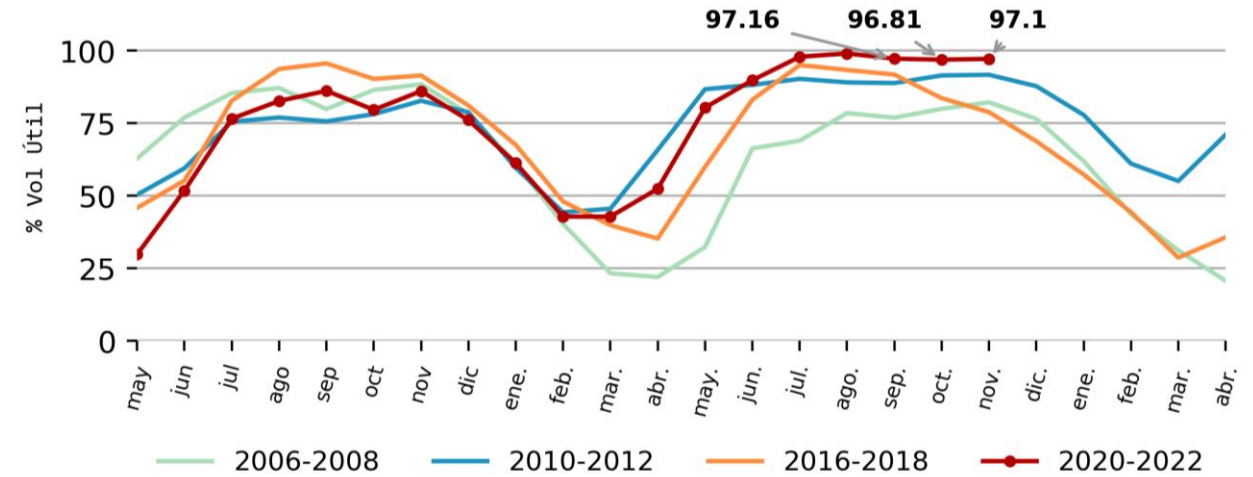


Evolución de reservas por regiones

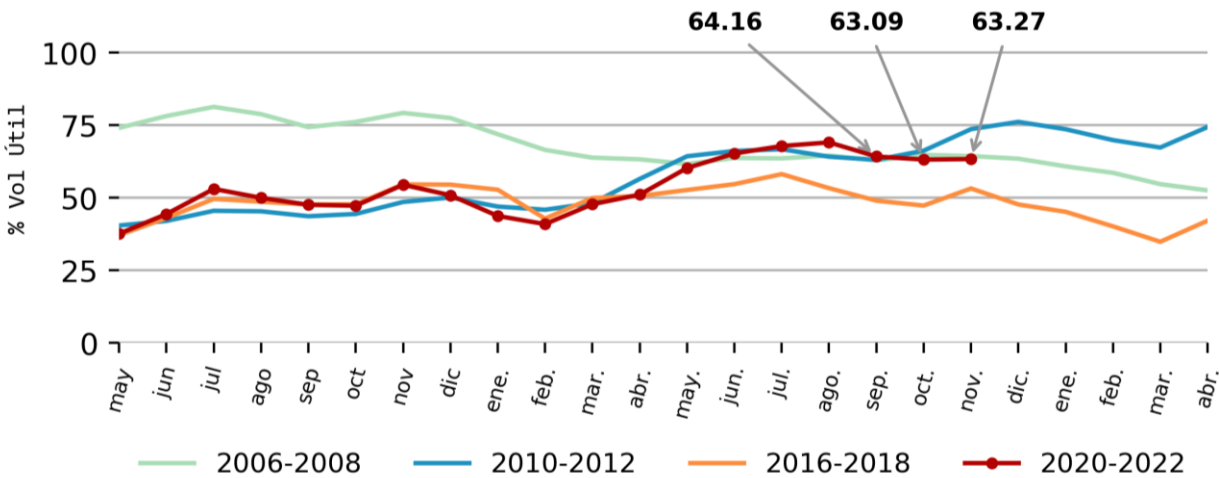
Antioquia



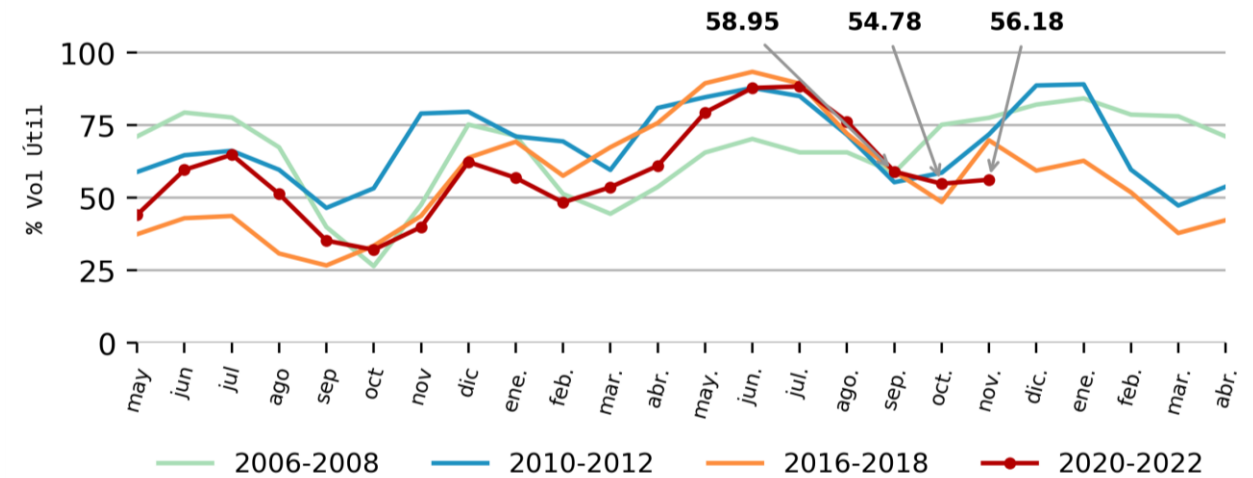
Oriente



Centro



Valle

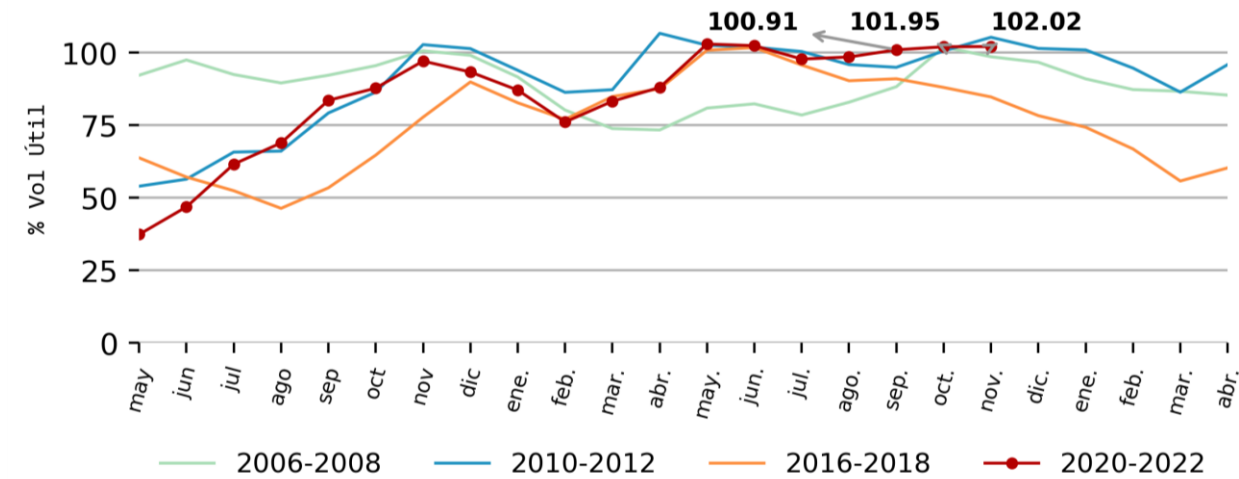


Información hasta el 2021-11-03

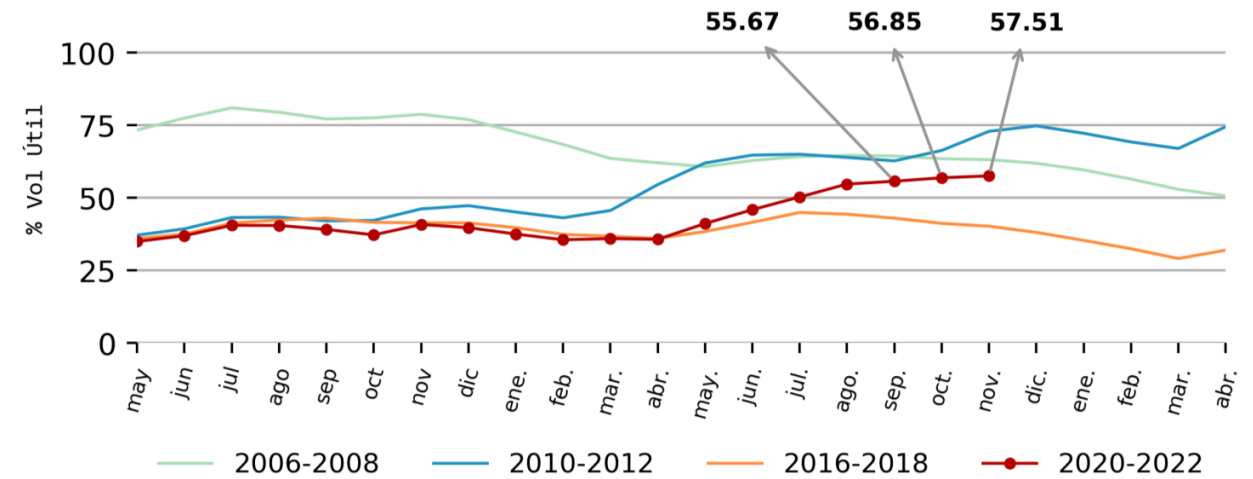
Información actualizada el 2021-11-04

Evolución de principales embalses

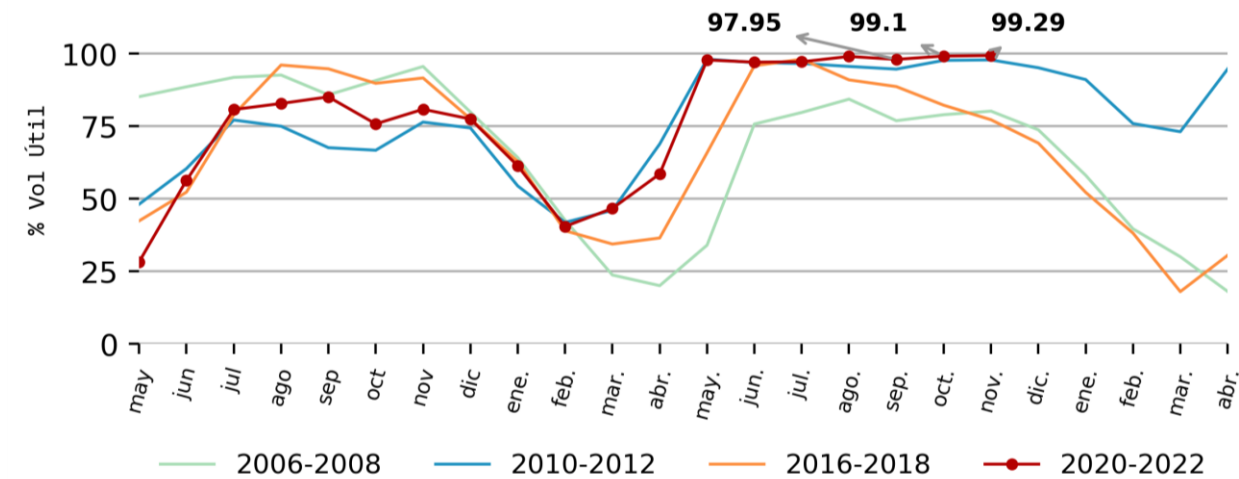
PENOL



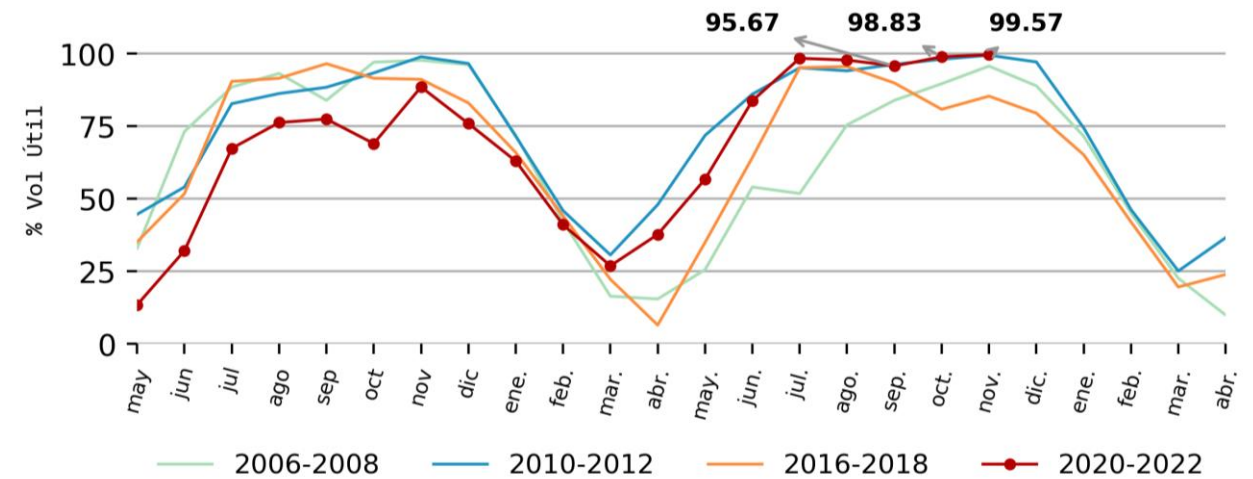
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



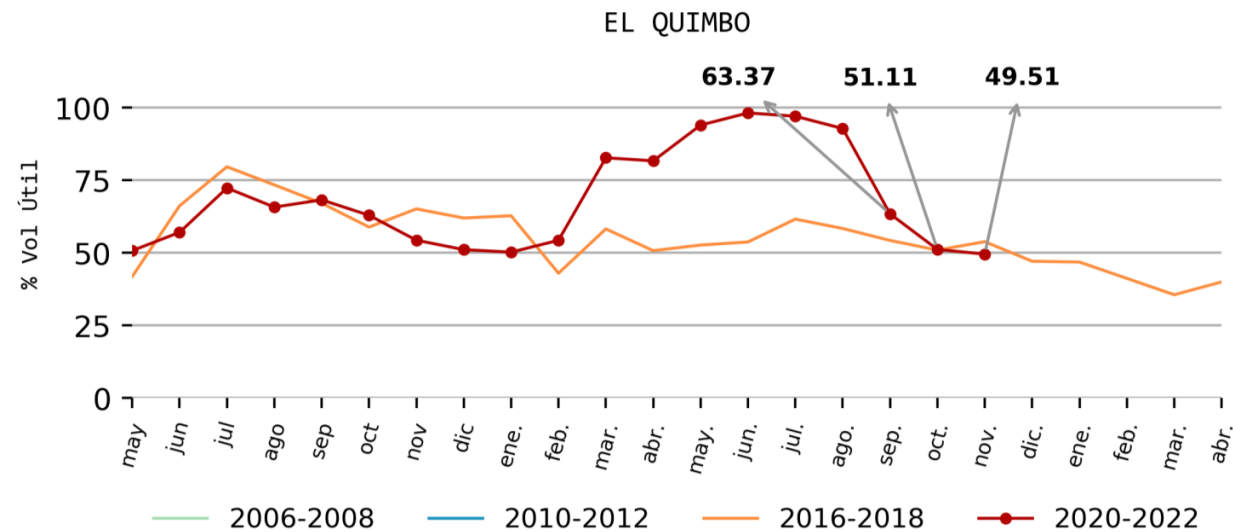
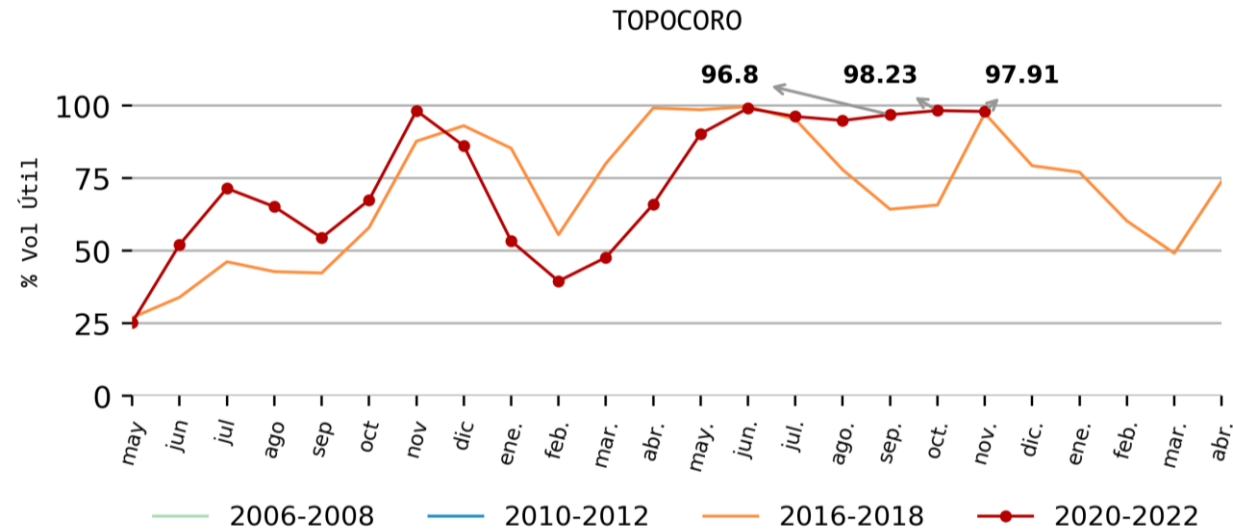
ESMERALDA



Información hasta el 2021-11-03

Información actualizada el 2021-11-04

Evolución de principales embalses

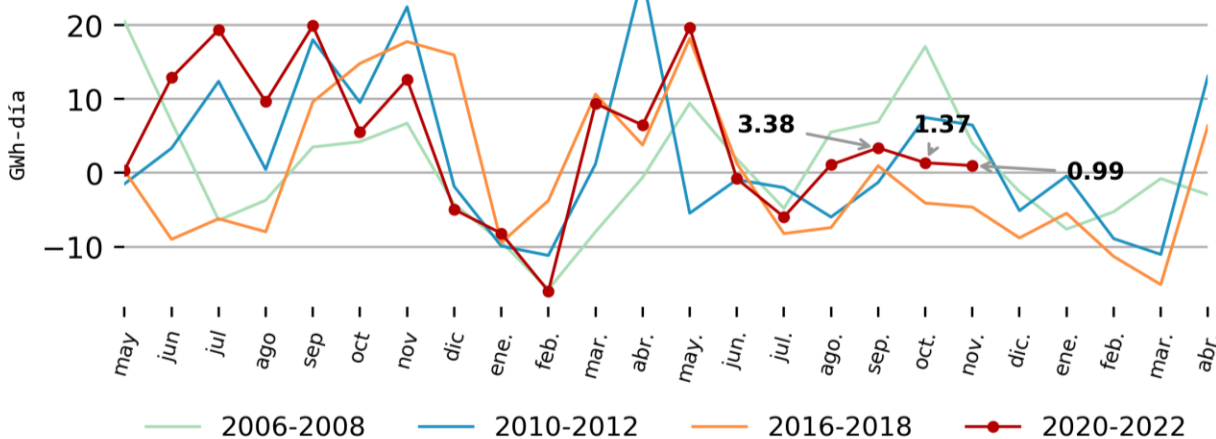


Información hasta el 2021-11-03

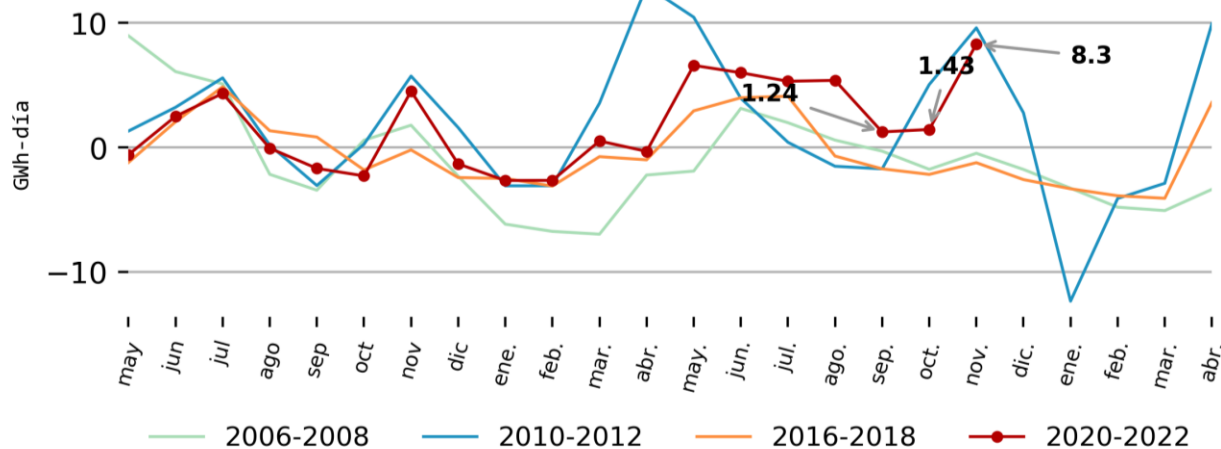
Información actualizada el 2021-11-04

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

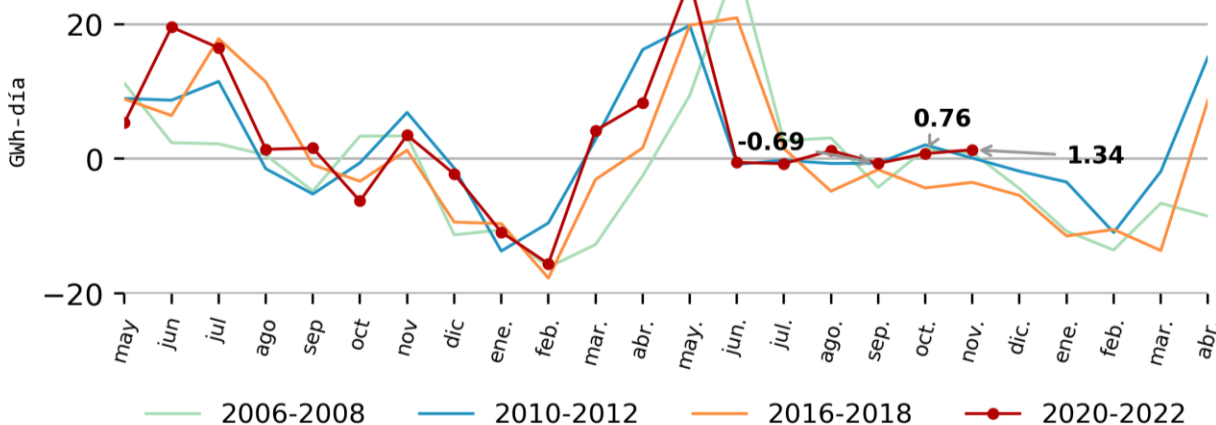
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



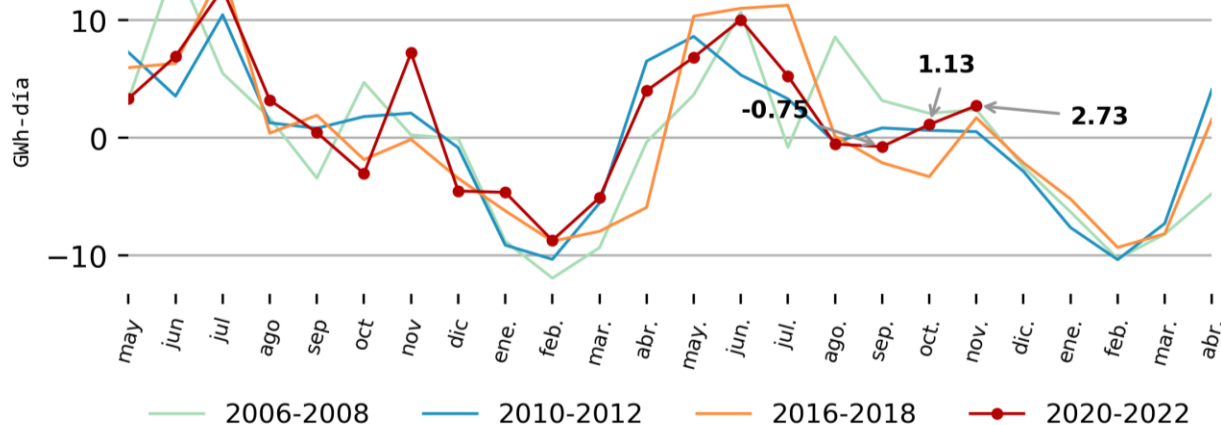
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



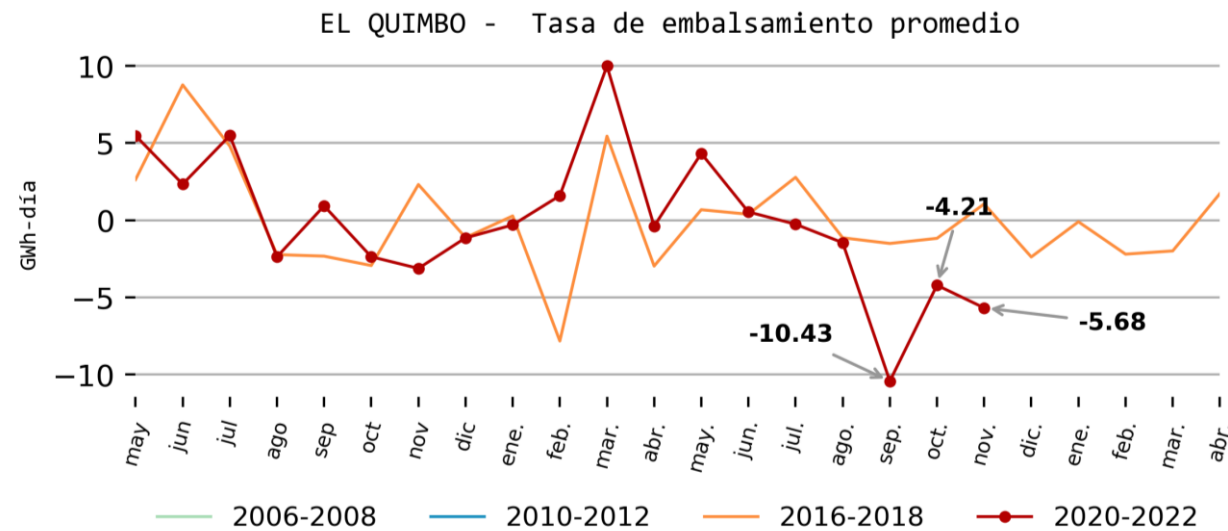
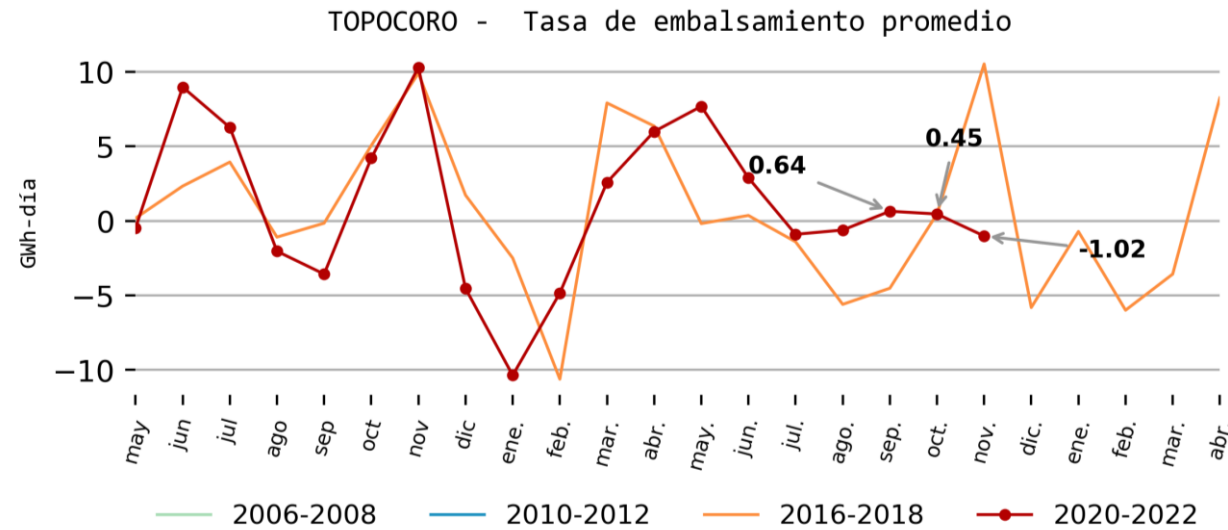
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2021-11-03

Información actualizada el 2021-11-04

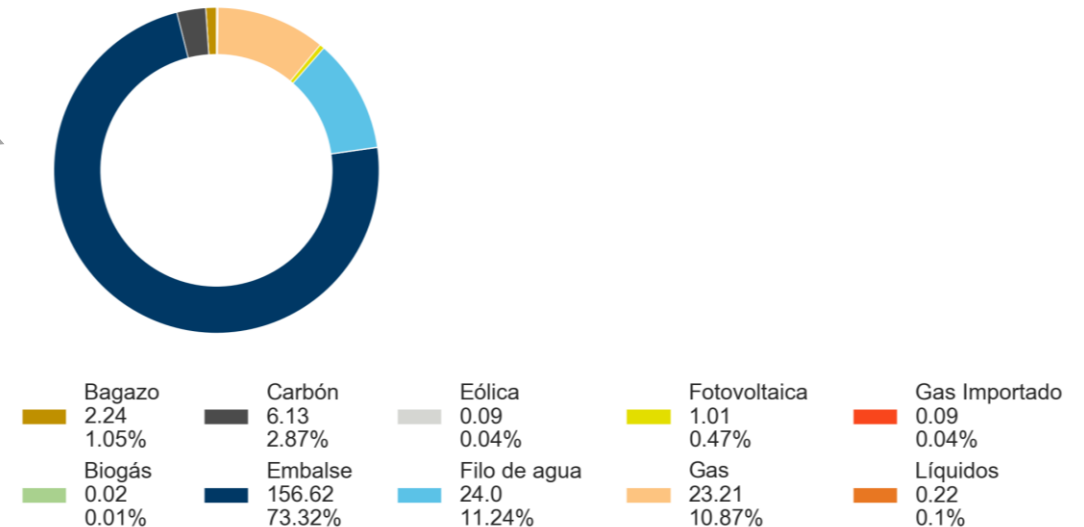
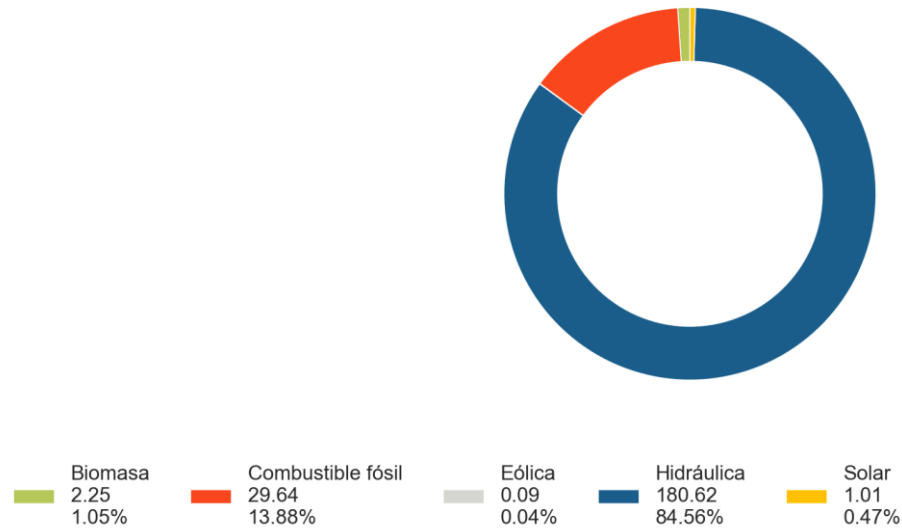
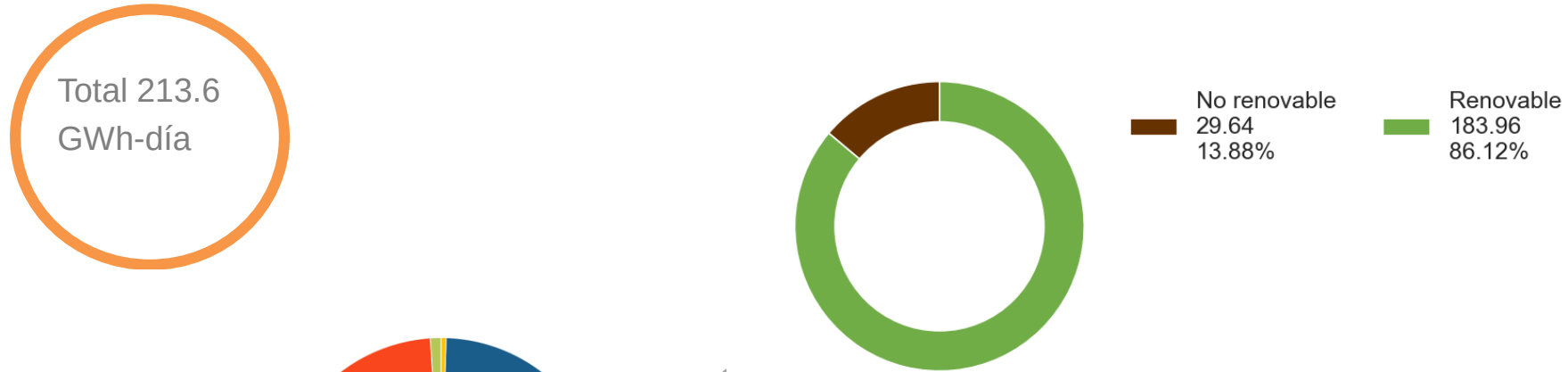
Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses



Información hasta el 2021-11-03

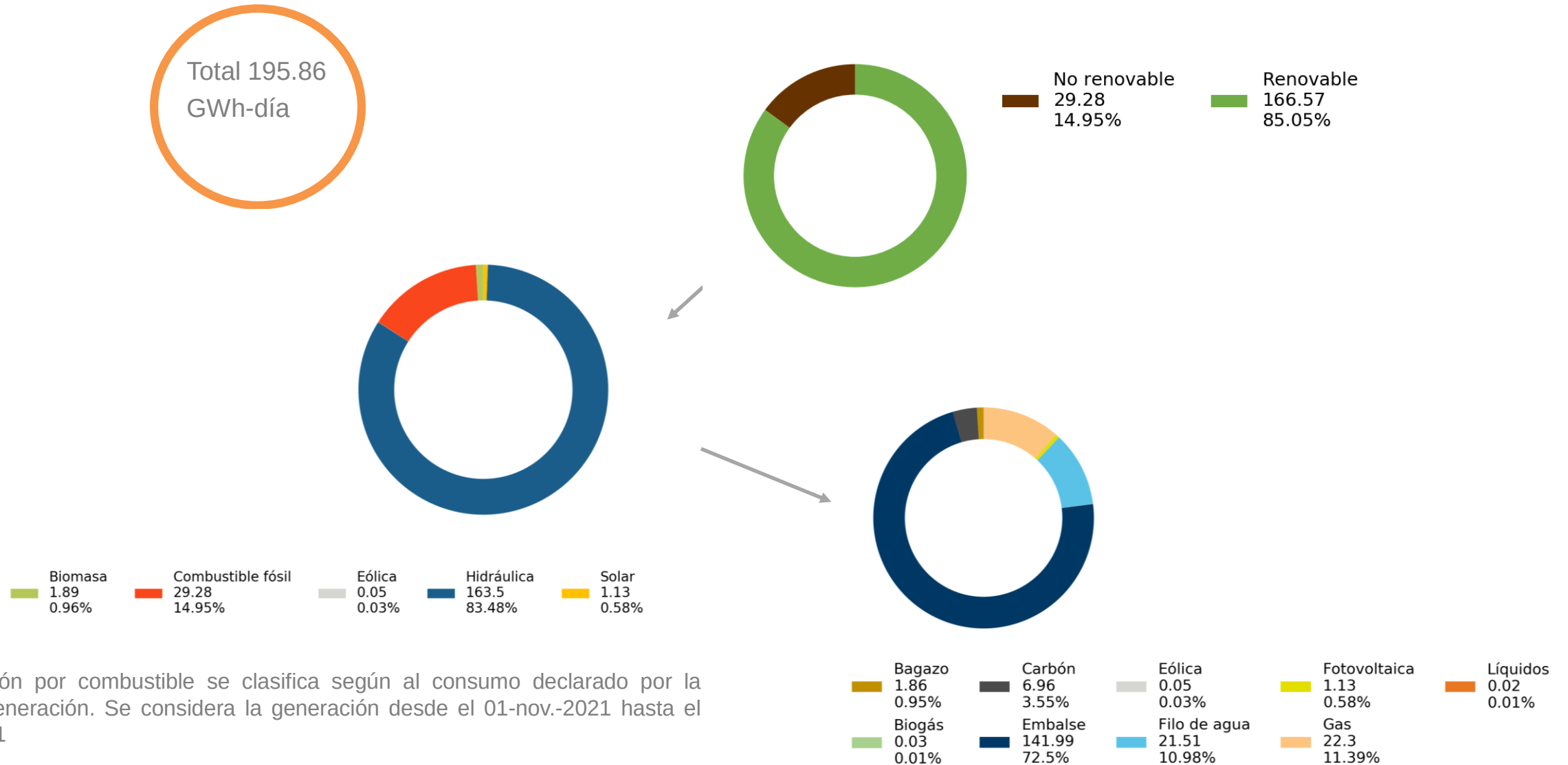
Información actualizada el 2021-11-04

Generación promedio diaria en GWh-día



La generación por combustible se clasifica según el 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



La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-nov.-2021 hasta el 02-nov.-2021



xm
Sumando energías