

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-016
Jueves, 1 de septiembre de 2022



Contenido

1. Variables del SIN

- Demanda SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones

2. Expectativas Energéticas

- Balance ENFICC - Demanda
- Análisis energético de Mediano plazo
- Análisis energético de Largo Plazo

3. Situación Operativa

- Mantenimiento planta regasificación
- Conexión proyecto Solar La Loma
- Seguimiento Área Oriental
- Situación operativa GCM
- Seguimiento Radar de proyectos Acuerdo CNO 696
- Indicadores operación

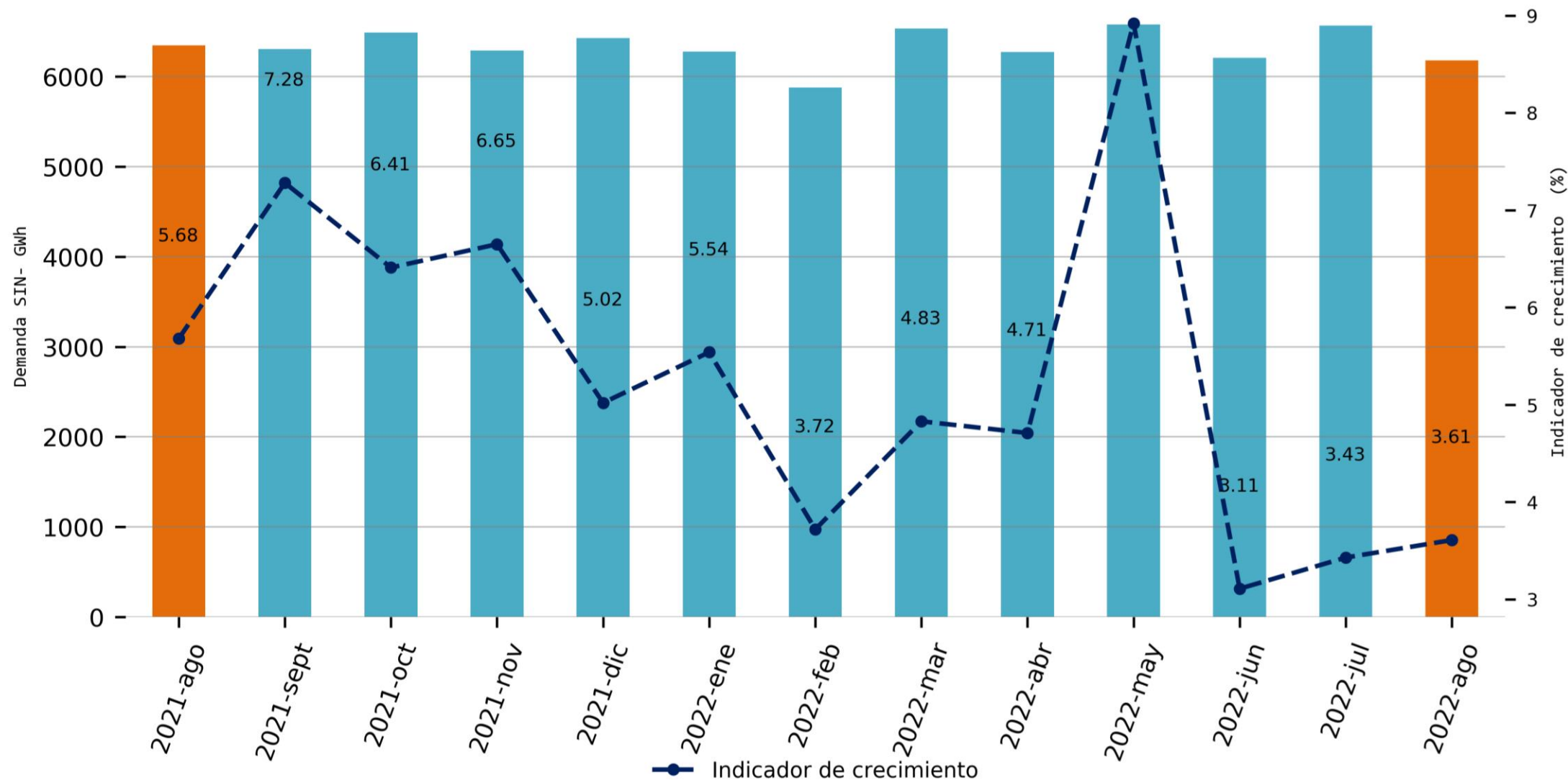
1. Variables del SIN

- Demanda del SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones



¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

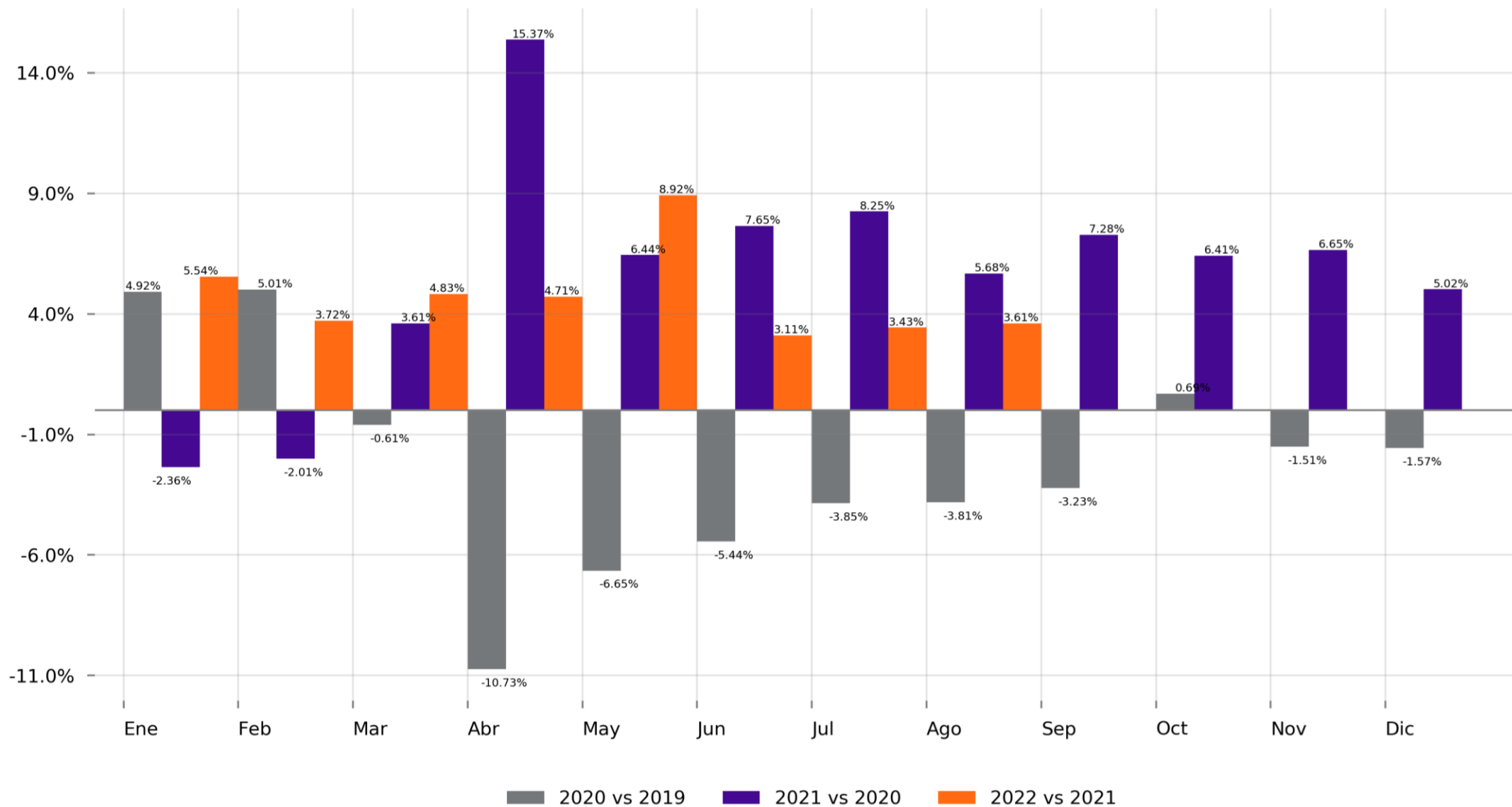
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2022-08-29

Información actualizada el 2022-08-31

Crecimiento Demanda del SIN

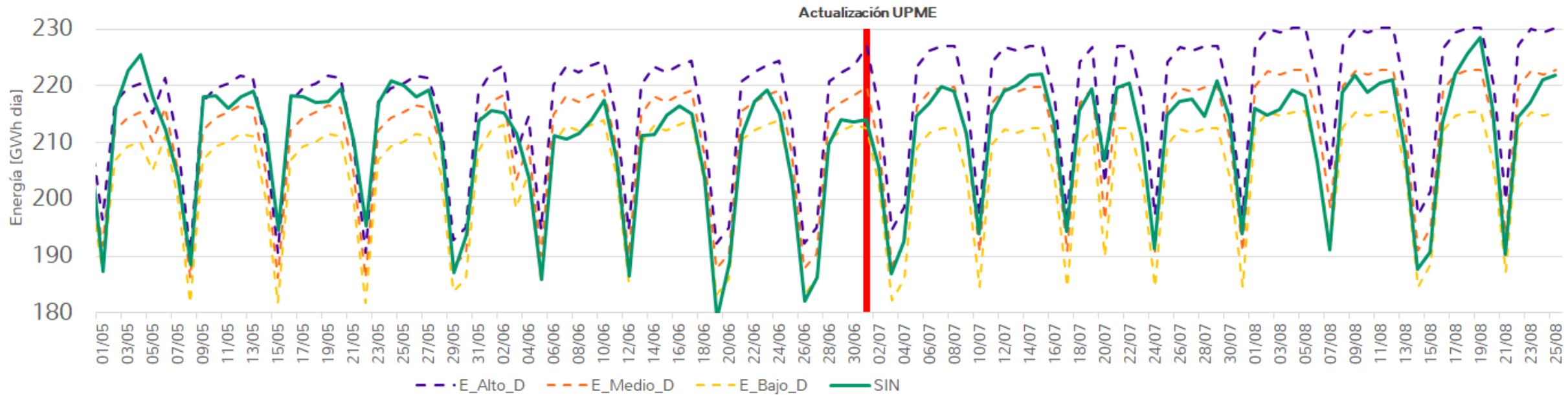


Información hasta el 2022-08-29
Información actualizada el 2022-08-31

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 - agosto 2022

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
ANTIOQUIA	EPM (EPMD)	8.69%	2.86%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	5.45%	1.85%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
CALDAS	CHEC (CHCD)	4.55%	3.0%
CARTAGO	EEP (EEPD)	1.39%	3.95%
PEREIRA	EEP (EEPD)	7.73%	4.51%
QUIINDIO	EDEQ (EDQD)	6.9%	4.93%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	5.35%	-0.57%
TULUA	CETSA (CETD)	1.0%	-1.77%
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	3.74%	0.27%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	18.37%	7.81%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	1.29%	1.02%
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	5.4%	0.65%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	16.96%	26.88%
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	1.92%	5.07%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	1.33%	0.61%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
COSTA CARIBE	AIR-E (CSSD) + CARIBEMAR (CMMD)	4.5%	2.16%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
ARAUCA	ENELAR (ENID)	4.68%	39.34%
BOYACA	EBSA (EBSD)	1.51%	2.15%
CASANARE	ENERCA (CASD)	2.67%	72.57%
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	7.9%	5.79%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	7.18%	-30.19%
SANTANDER	ESSA (ESSD)	6.44%	-0.02%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL (ENDD)	7.74%	2.2%
META	EMSA (EMSD)	-3.99%	26.78%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	9.98%	7.33%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	12.5%	4.44%
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	9.24%	4.02%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	6.66%	-1.01%

- MC: Mercado de comercialización
- OR: Operador de red

*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

**No considera consumos propios

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

Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-08	Demanda Comercial [GWh] 2022-08	Variación 2021-08	Variación 2022-08
CARIBE	1738.26	1606.22	4.5%	2.16%
CENTRO	1532	1463.93	6.16%	5.21%
ORIENTE	834.33	828.79	4.82%	9.61%
ANTIOQUIA	882.88	825.04	8.69%	2.86%
VALLE	601.67	545.14	4.57%	-0.29%
CQR	263.71	248.26	5.4%	3.72%
THC	261.84	240.77	8.19%	1.49%
SUR	177.21	162.95	3.55%	1.36%
CHOCO	21.51	19.82	5.45%	1.85%
GUAVIARE	5.75	5.59	9.98%	7.33%

Información hasta el 2022-08-28

Información actualizada el 2022-08-31

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta agosto 2022

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
ANTIOQUIA	EPM (EPMD)	8.17%	4.53%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	3.41%	0.86%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
PEREIRA	EEP (EEPD)	6.13%	5.32%
QUINDIO	EDEQ (EDQD)	6.16%	3.8%
CALDAS	CHEC (CHCD)	9.83%	2.75%
CARTAGO	EEP (EEPD)	-1.08%	2.05%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-2.73%	5.41%
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	2.05%	3.72%
TULUA	CETSA (CETD)	-0.84%	0.95%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	10.54%	9.45%
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	6.45%	4.81%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	1.31%	3.49%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	0.69%	29.76%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	0.04%	2.45%
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	4.93%	1.3%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
COSTA CARIBE	AIR-E (CSSD) + CARIBEMAR (CMMD)	4.07%	3.1%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
ARAUCA	ENELAR (ENID)	8.5%	49.16%
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	5.21%	4.92%
BOYACA	EBSA (EBSD)	10.77%	3.63%
CASANARE	ENERCA (CASD)	2.45%	24.25%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	4.26%	-22.88%
SANTANDER	ESSA (ESSD)	8.02%	-0.62%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL (ENDD)	7.05%	4.04%
META	EMSA (EMSD)	-8.74%	23.54%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	6.71%	8.54%

MC	COD_OR	2021-08	2022-08
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	5.33%	7.04%
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	9.91%	4.76%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	4.37%	-0.96%

- MC: Mercado de comercialización
- OR: Operador de red

*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

**No considera consumos propios

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

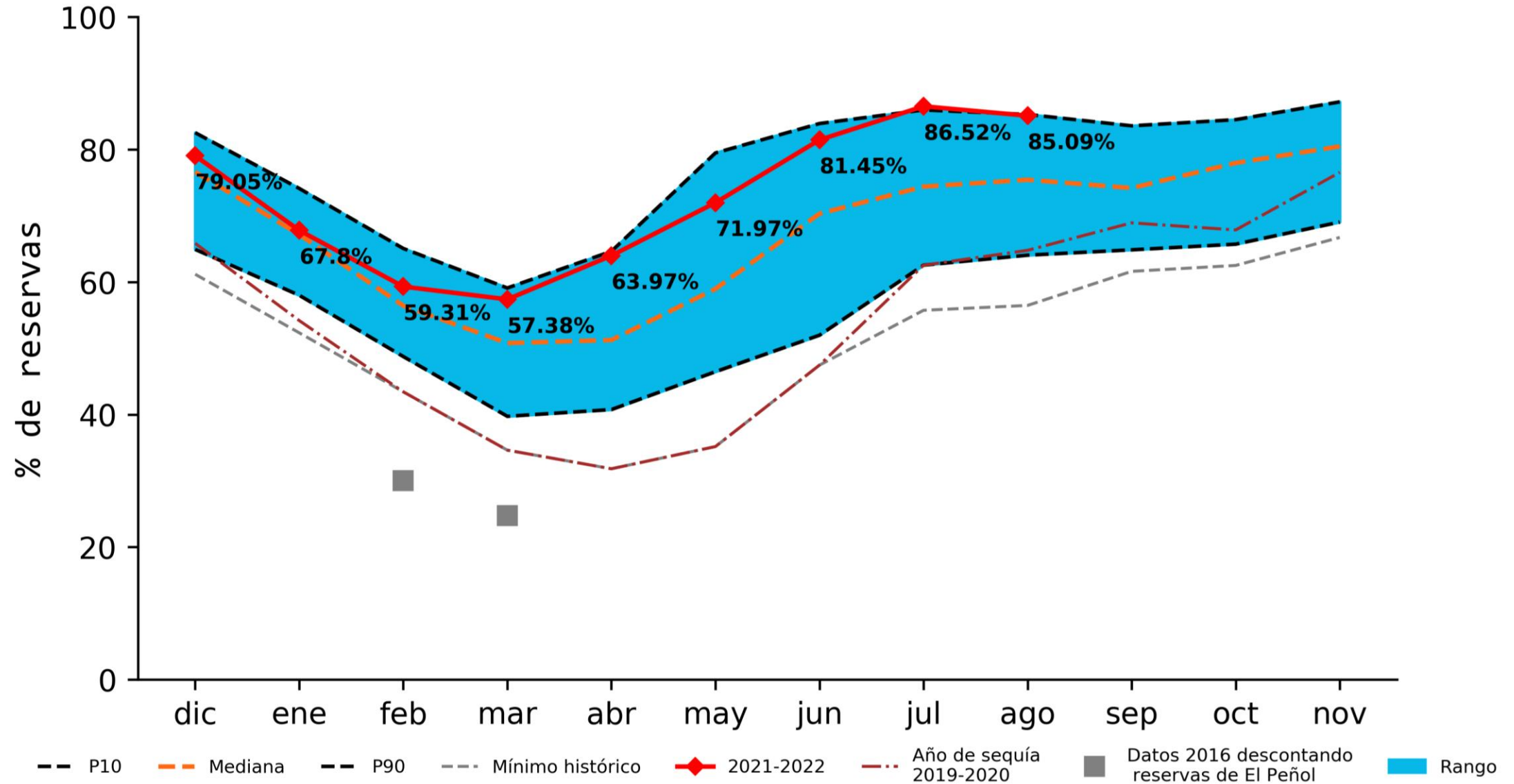
Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-08	Demanda Comercial [GWh] 2022-08	Variación 2021-08	Variación 2022-08
CARIBE	13440.22	13689.17	4.07%	3.1%
CENTRO	11695.23	12300.22	4.85%	6.41%
ANTIOQUIA	6747.36	6970.83	8.17%	4.53%
ORIENTE	6399.24	6759.48	7.88%	6.92%
VALLE	4483.26	4620.84	0.11%	4.26%
CQR	2041.17	2086.89	7.64%	3.44%
THC	1997.93	2014.96	6.6%	2.06%
SUR	1366.02	1389.61	3.31%	2.92%
CHOCO	171.58	170.93	3.41%	0.86%
GUAVIARE	45.04	48.3	6.71%	8.54%

Información hasta el 2022-08-28

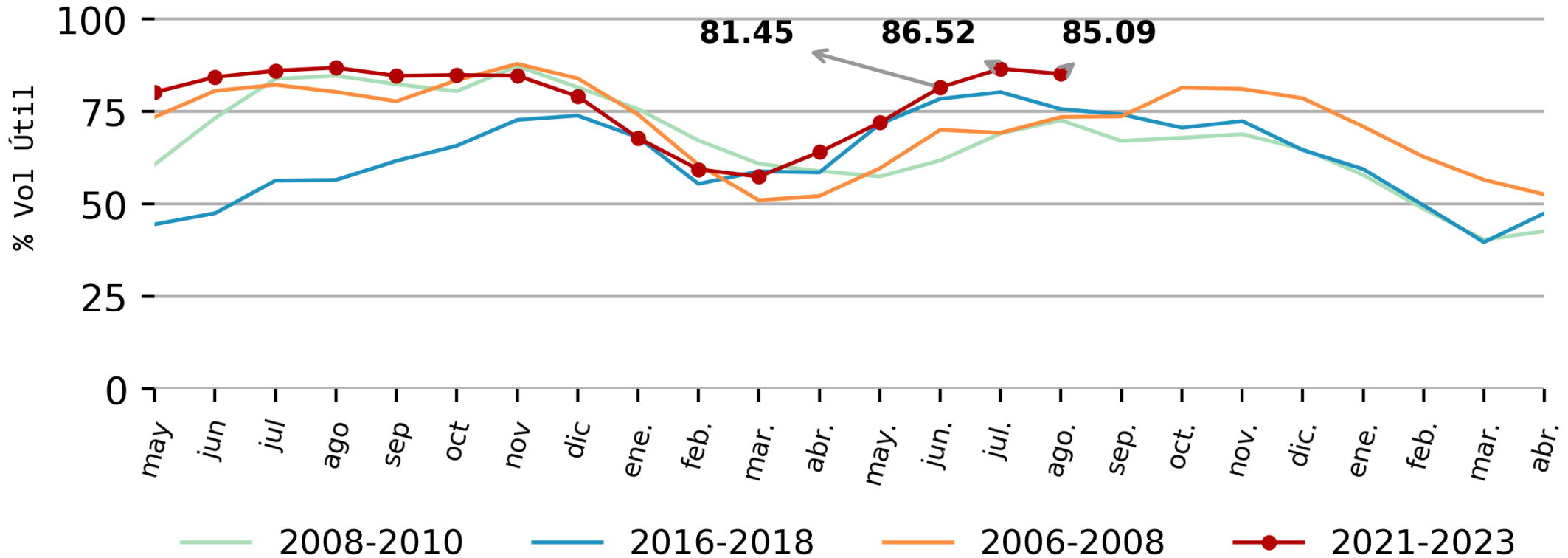
Información actualizada el 2022-08-31

¿Cómo está la situación energética?

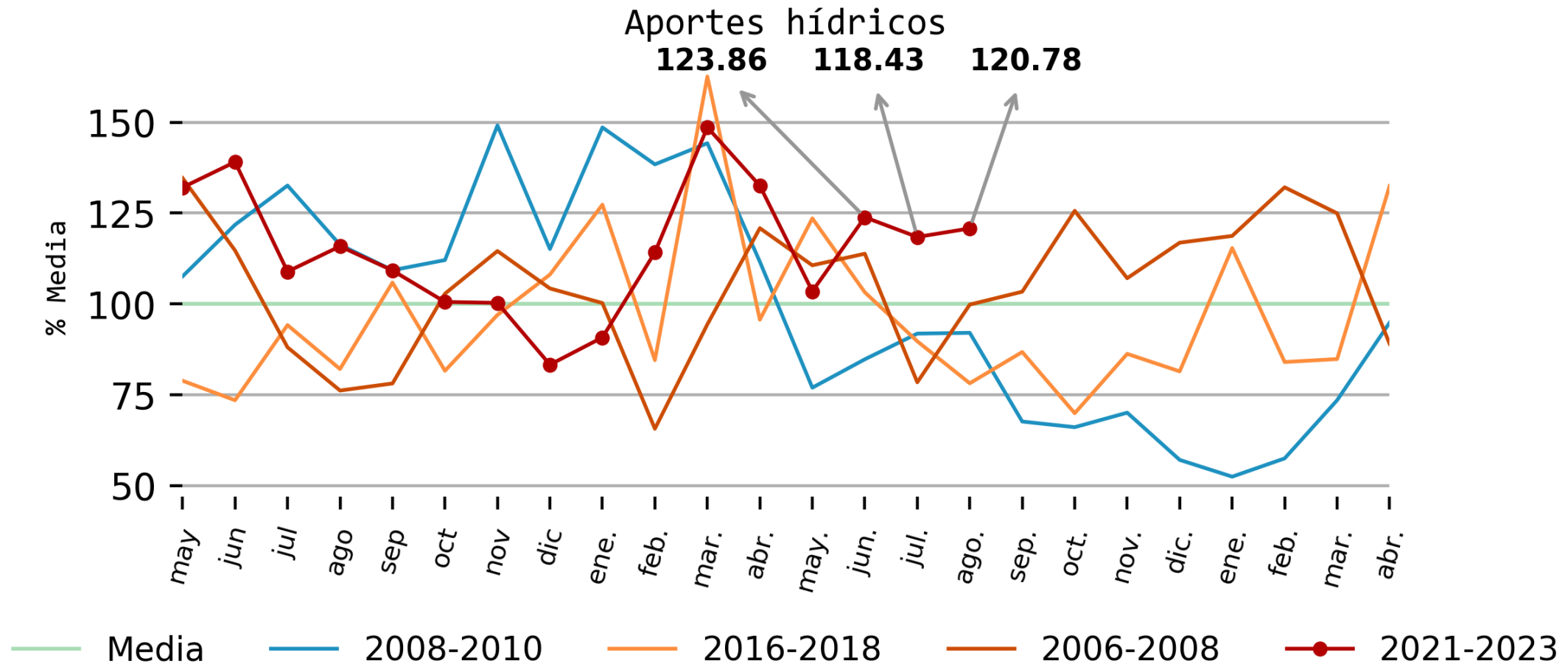
Reservas hídricas



Reservas hídricas

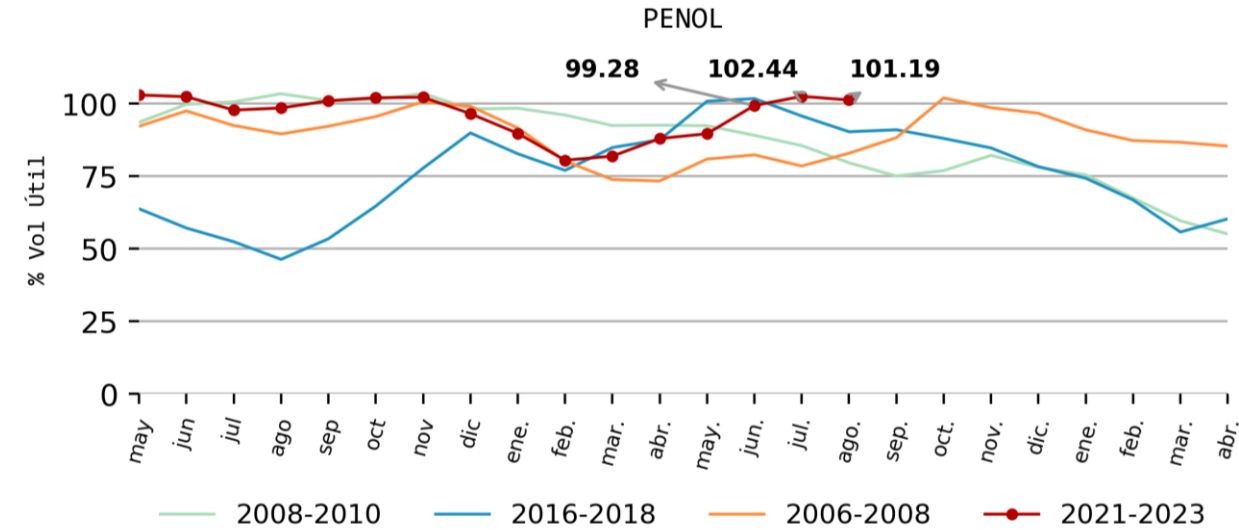


Aportes hídricos

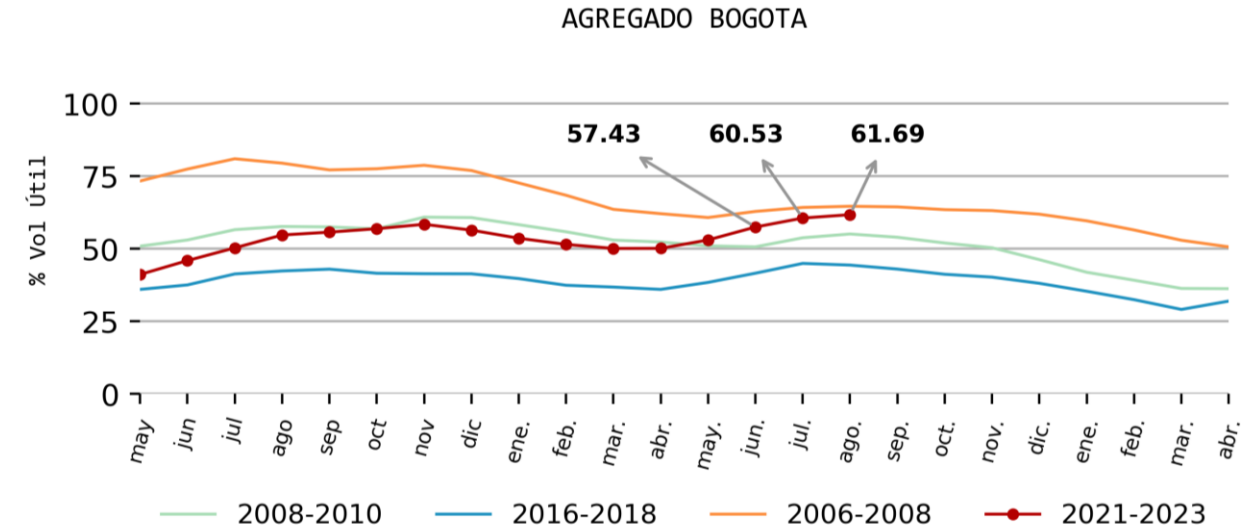


Evolución de principales embalses

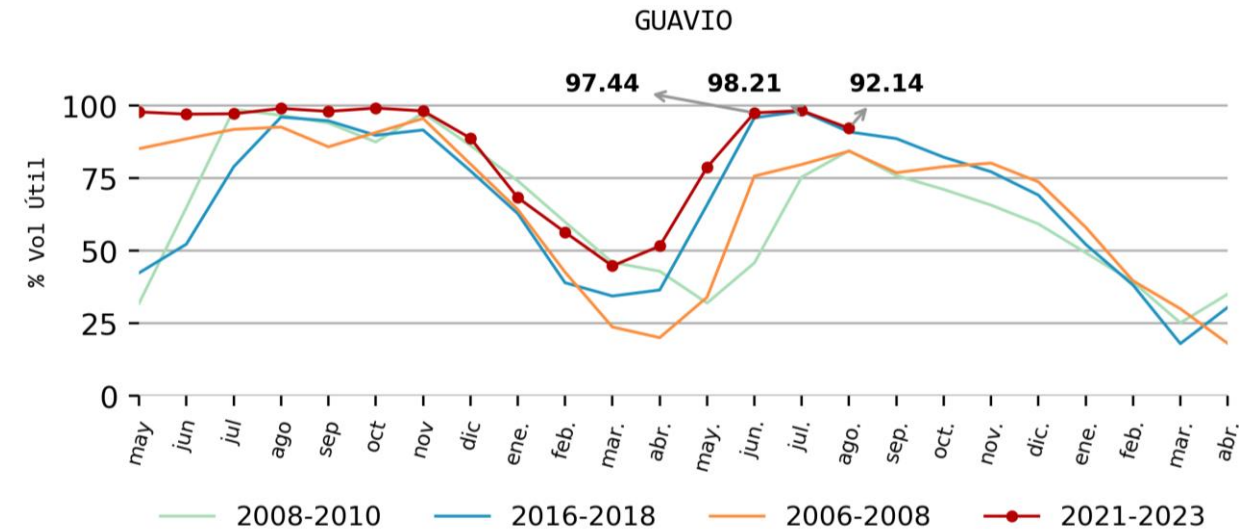
PENOL



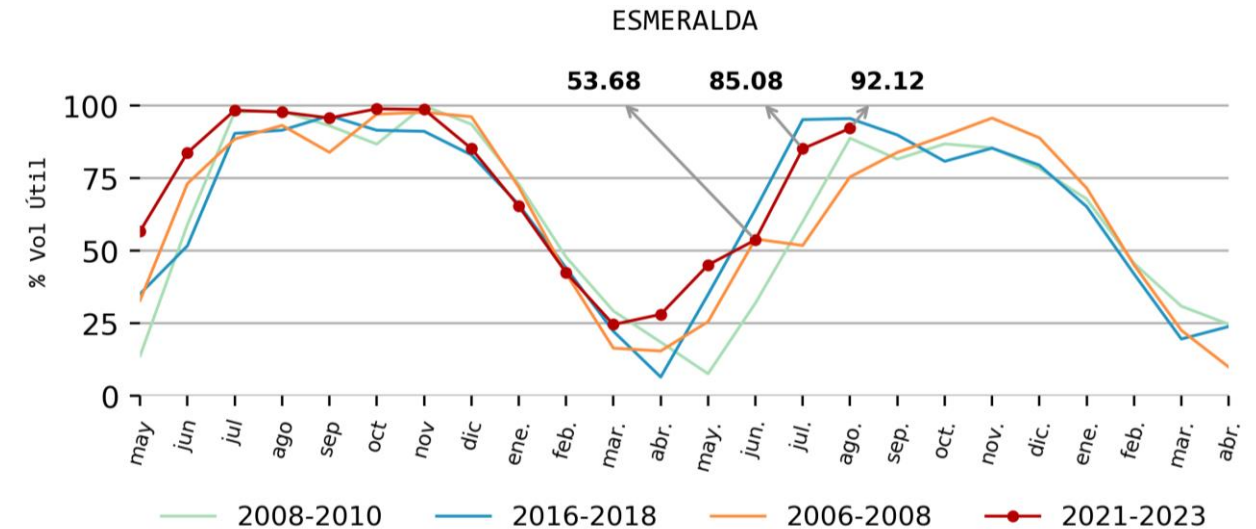
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



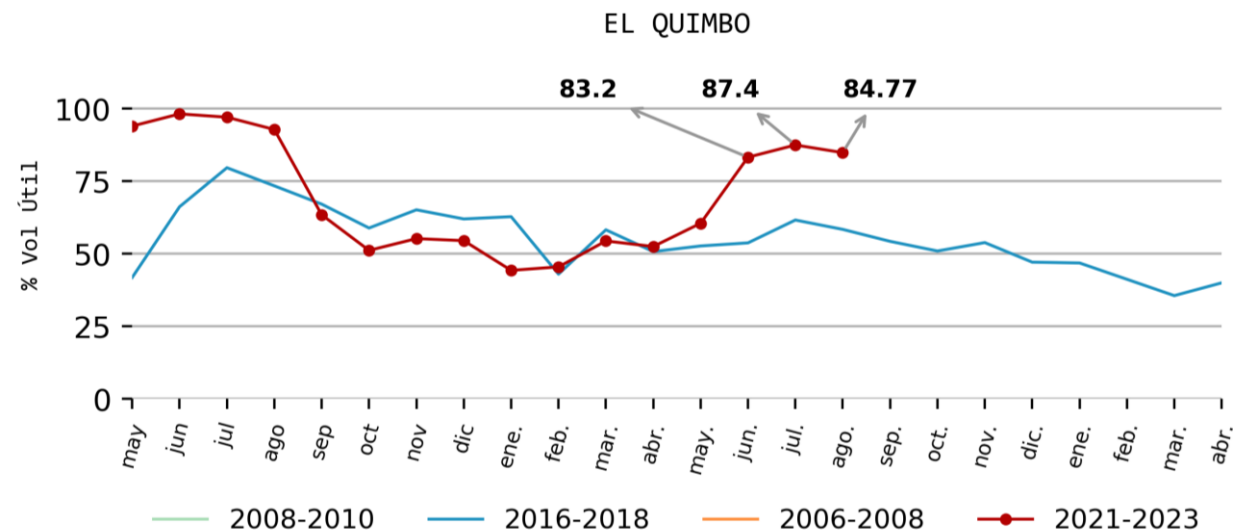
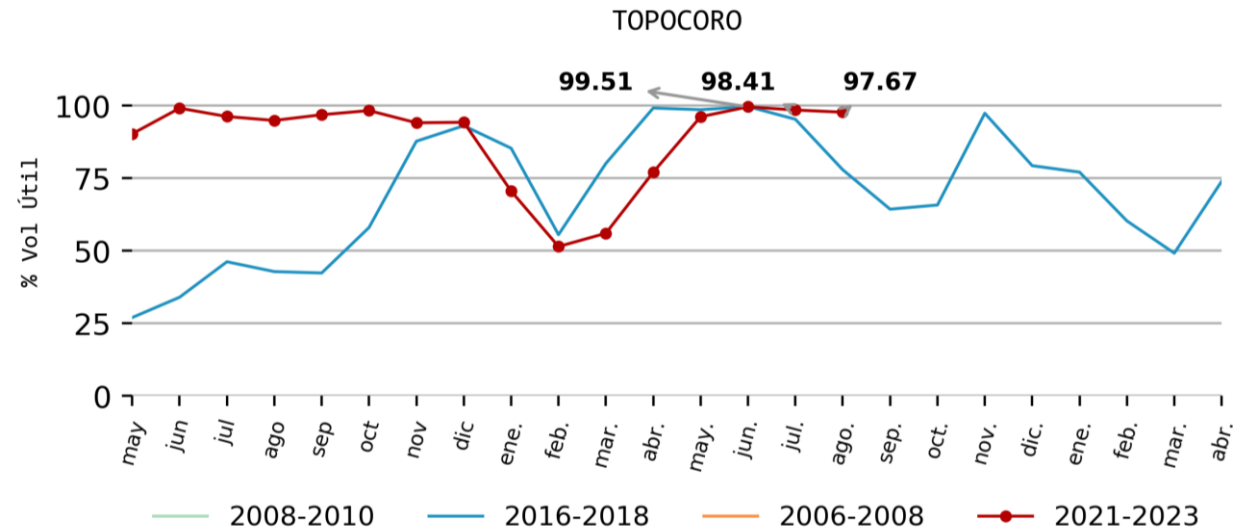
ESMERALDA



Información hasta el 2022-08-31

Información actualizada el 2022-09-01

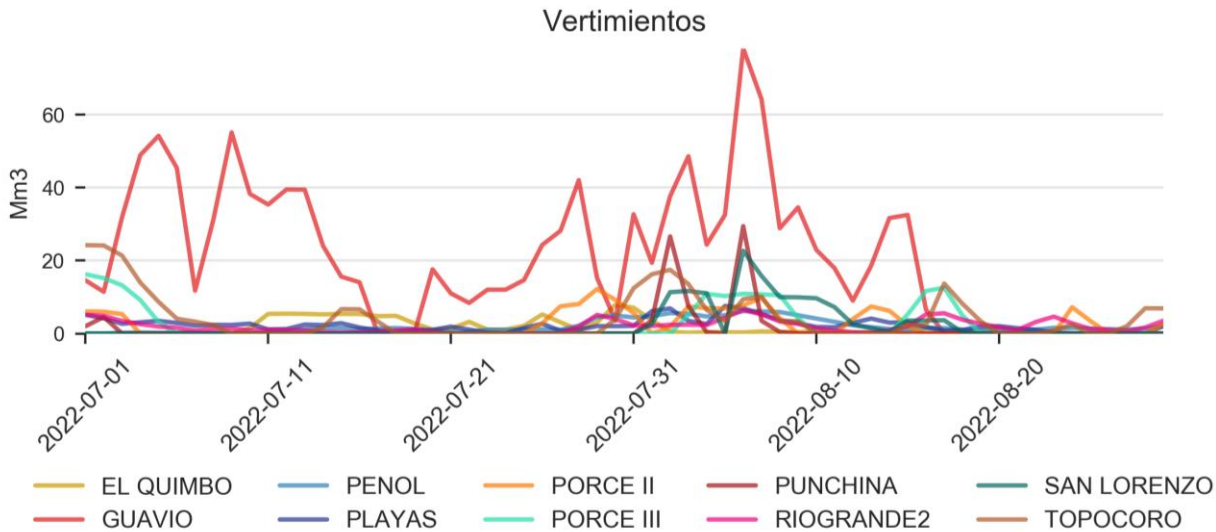
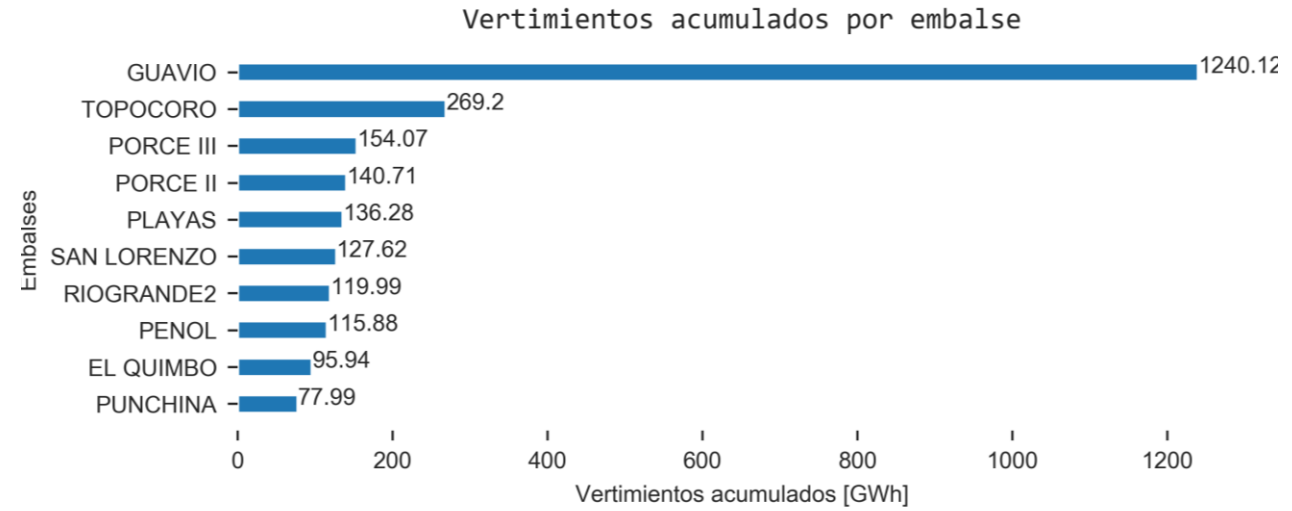
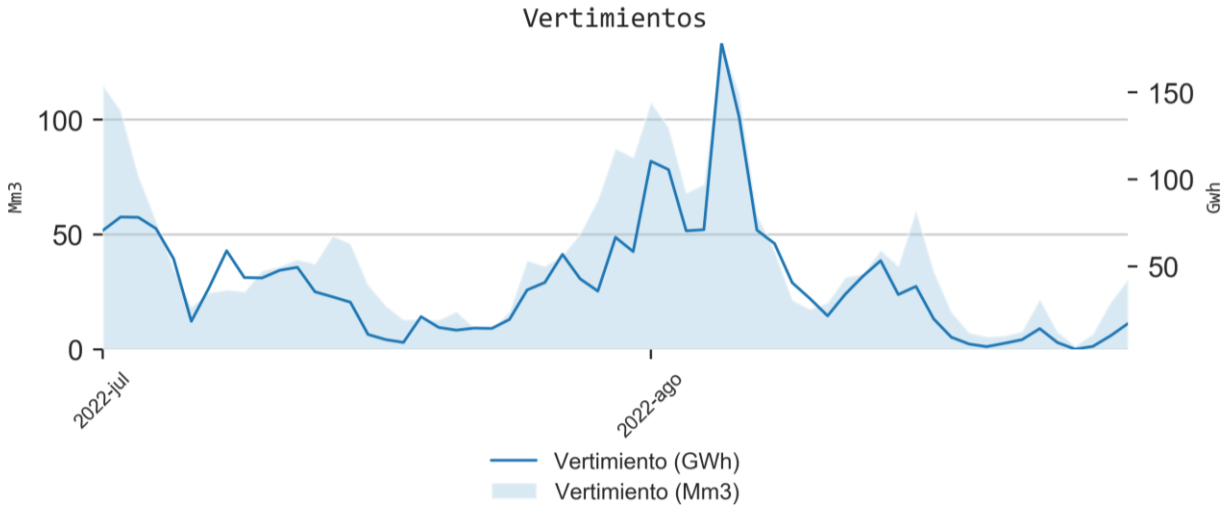
Evolución de principales embalses



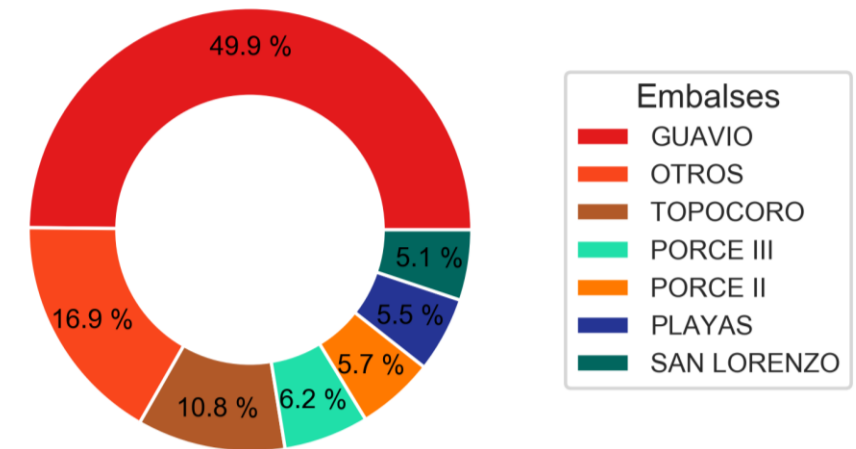
Información hasta el 2022-08-31

Información actualizada el 2022-09-01

Verimientos del SIN



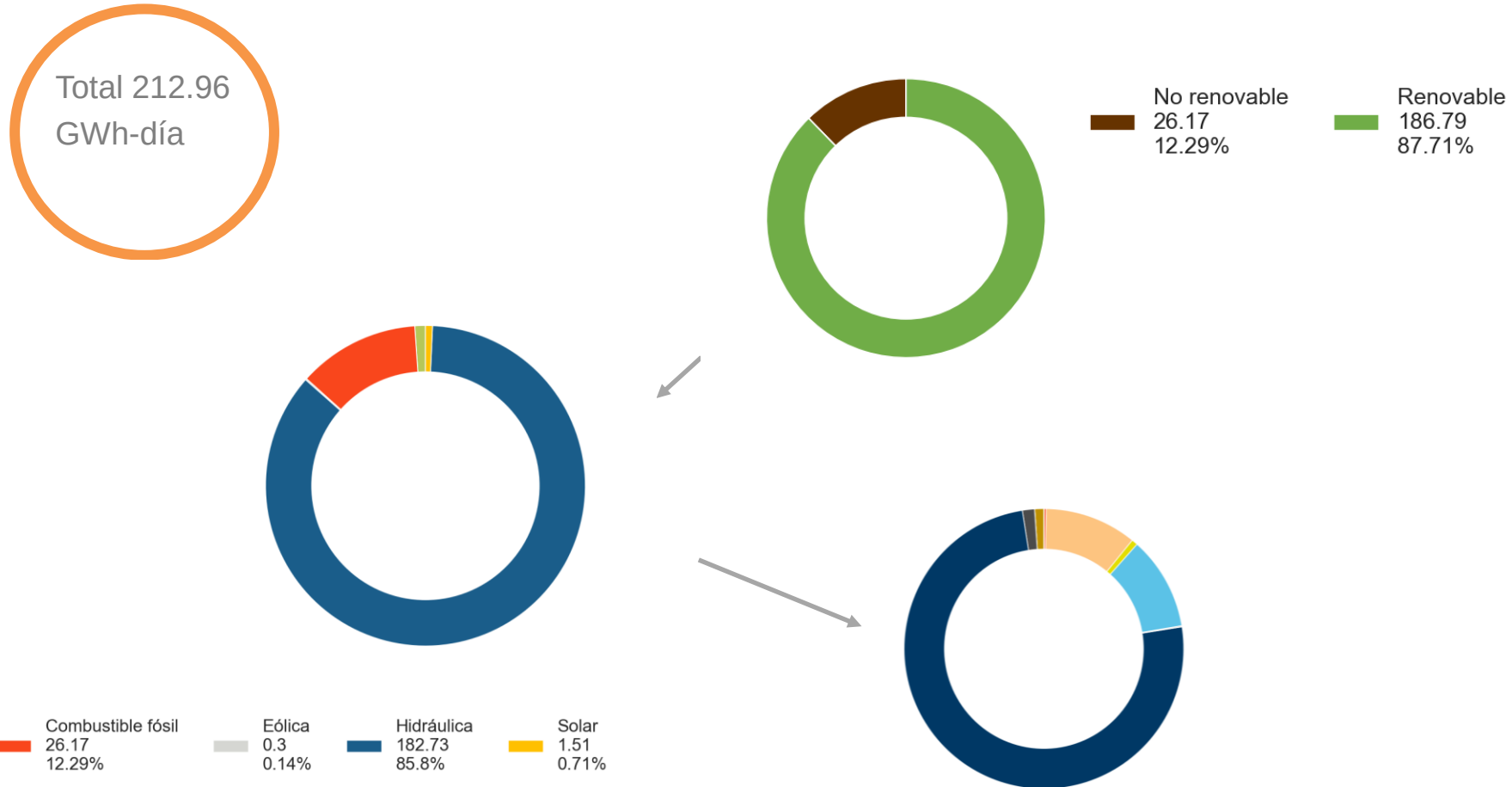
Participación vertimientos por embalse



Información hasta el 2022-08-29
Información actualizada el 2022-08-30

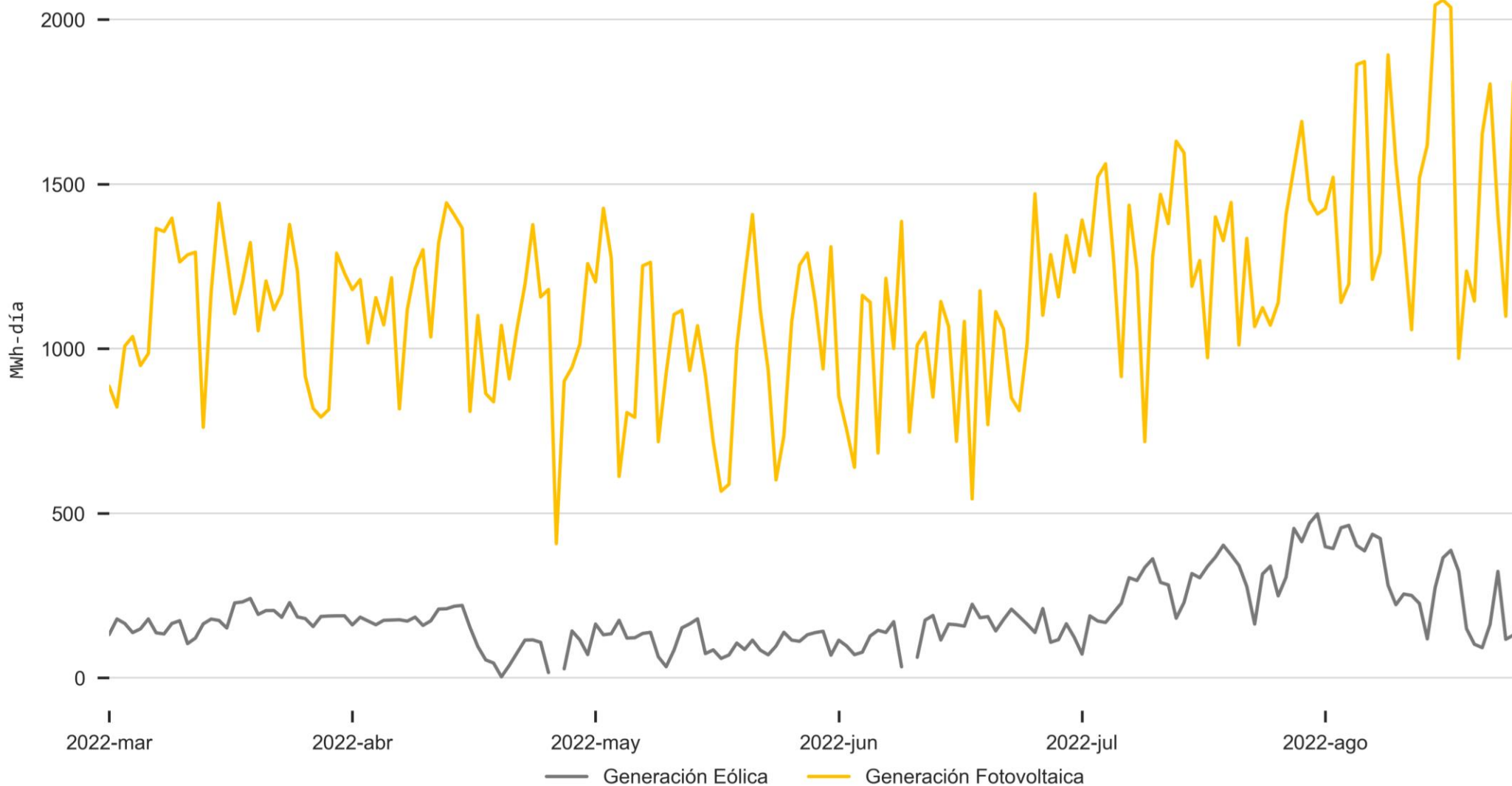
Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-07-01 hasta 2022-08-29.
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Generación promedio diaria en GWh-día



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-ago.-2022 hasta el 28-ago.-2022

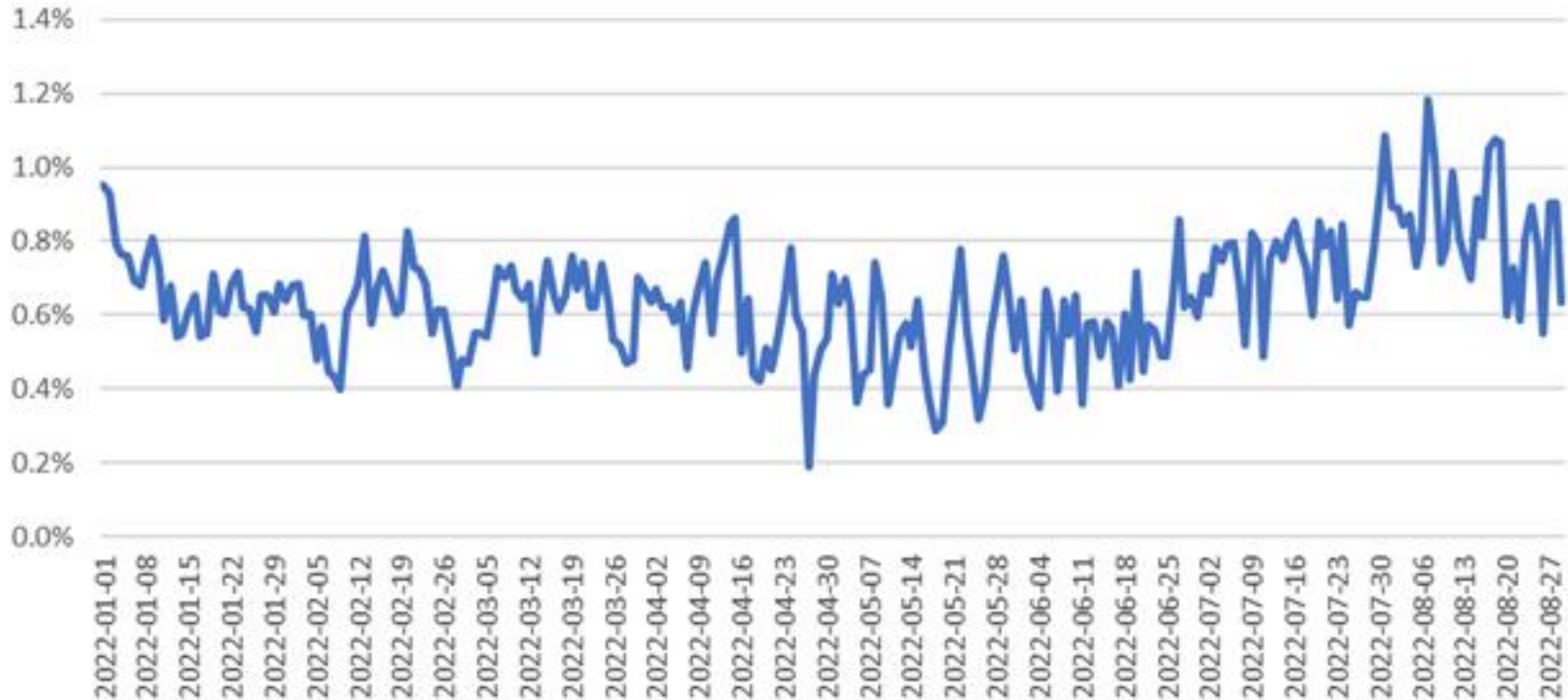
Generación FERNC



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

Recursos Solares: Autog Celsia Solar Harinas, Autog Celsia Solar Levapan, Autog Celsia Solar Yumbo, Autog Colombina Del Cauca, Bosques Solares De Los Llanos 4, Bosques Solares De Los Llanos 5, Celsia Solar Bolivar, Celsia Solar Carmelo, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar La Paila, El Paso, Gr Parque Solar Tucanes, Granja Solar Belmonte, Helios I, La Medina, La Sierpe, Latam Solar La Loma, Petalo De Cordoba I, Planta Solar Bayunca I, Since, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLII, Trina-Vatia BSLIII

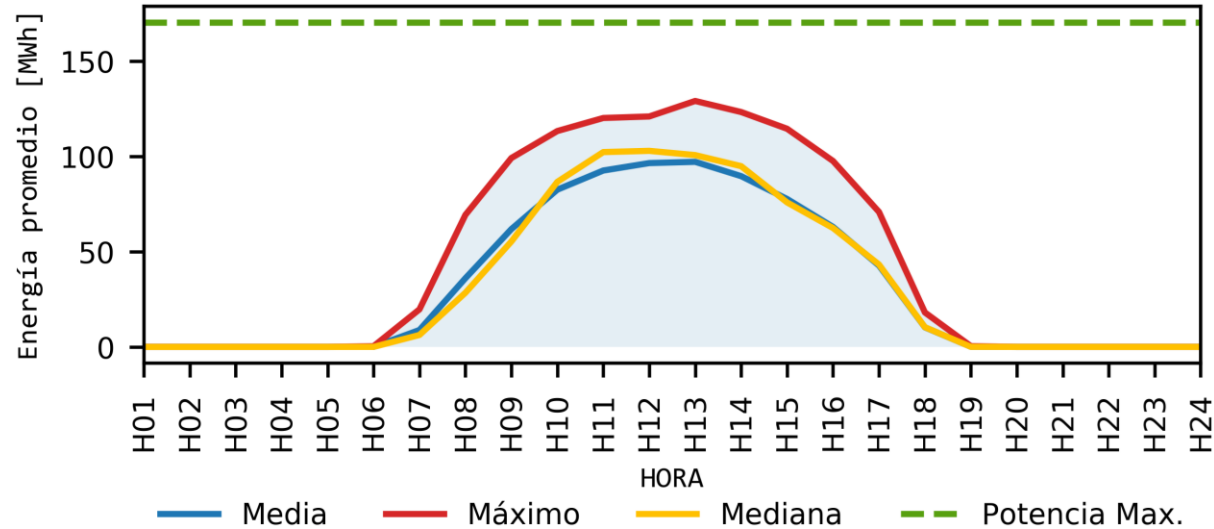
Porcentaje de participación de la Generación FNCER en el SIN



Información hasta el 2022-08-29
Información actualizada el 2022-08-30

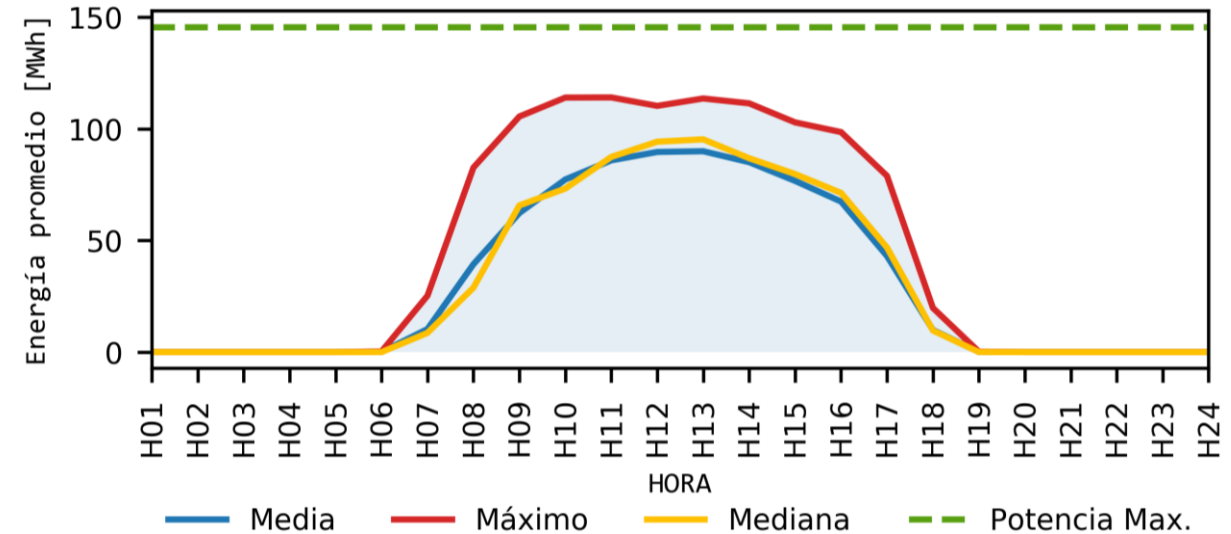
Curva Generación Solar

Plantas solares en operación



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de Planta [%]
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	123.65	25.89%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	123	25.75%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	120.31	25.19%
LA SIERPE	19.9	111.89	23.43%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	58.87	24.78%
PETALO DE CORDOBA I	9.9	45.56	19.18%
HELIOS I	9.9	41.76	17.58%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	37.75	19.52%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	32.69	13.76%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	18.93	15.59%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	15.44	6.50%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	14.14	5.95%
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	4.99	12.53	10.46%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	10.64	4.52%
PLANTA SOLAR BAYUNCA I	3	6.81	9.46%
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	0.3	0.23	3.19%
Total	170.21	774.2	

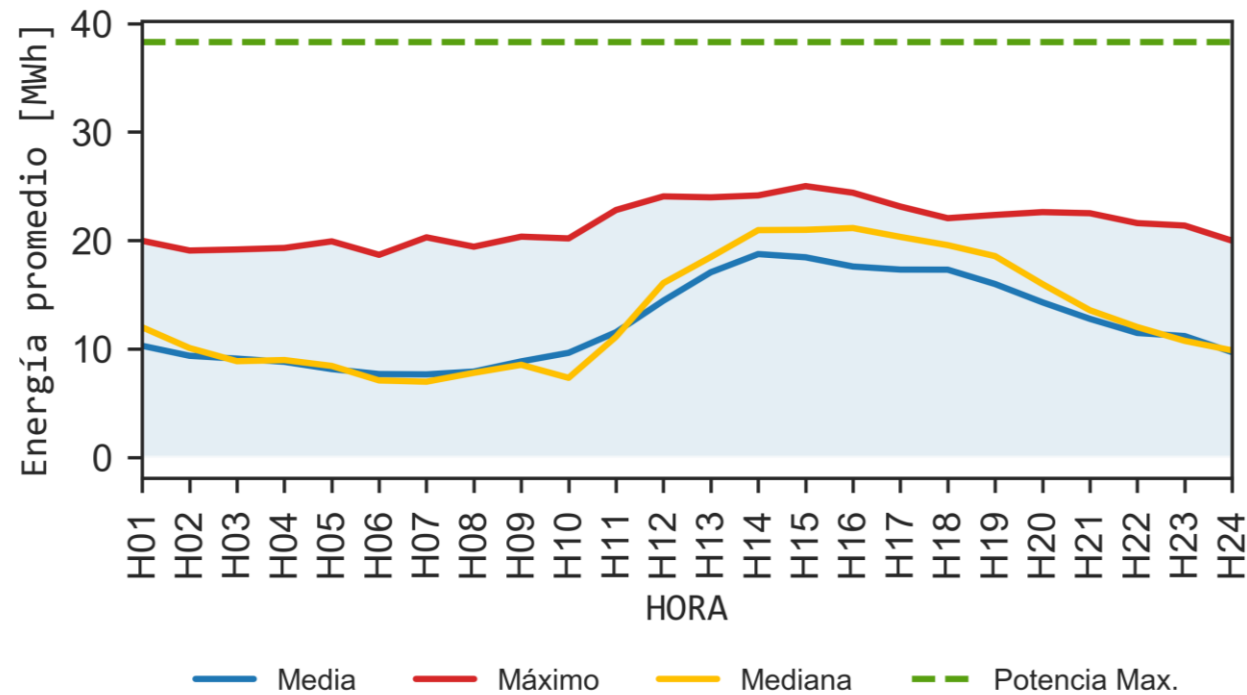
Plantas solares en pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
EL PASO	67	399.68
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	112.15
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	106.79
SINCE	18.5	98.77
LA MEDINA	9.9	4.57
AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS	2.45	3.32
LOS CABALLEROS	9.9	0.03
Total	145.55	725.31

Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de agosto de 2022 hasta el 30 de agosto de 2022.

Curva Generación Eólica



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]	Estado
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	174.28	NA	Pruebas
JEPIRACHI 1 - 15	18.42	121.13	27.40%	Operación
Total	38.32	295.41		

Corresponde a la generación real de todos los recursos eólicos que inyectaron energía al SIN desde el 01 de agosto de 2022 hasta el 29 de agosto de 2022. Incluye la potencia de las plantas que se encuentran en pruebas.

Plantas en pruebas iniciales

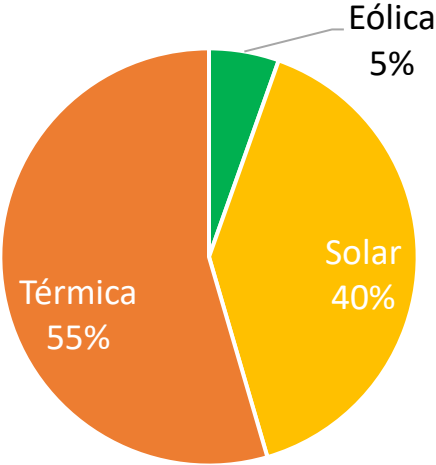
PLANTAS EN PRUEBAS INICIALES

Nombre	Capacidad [MW]	FIPPS	Tipo
EL PASO*	67	02/12/2018	Solar
BOSQUES SOLARES LLANOS 4	19.9	13/06/2022	Solar
BOSQUES SOLARES LLANOS 5	17.9	13/06/2022	Solar
PARQUE EÓLICO GUAJIRA 1	19.9	05/07/2022	Eólica
SINCÉ	19.9	30/07/2022	Solar
EL TESORITO	200	08/08/2022	Térmica
AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS	2.45	15/08/2022	Solar
LA MEDINA	9.9	27/08/2022	Solar
LOS CABALLEROS	9.9	27/08/2022	Solar

Actualmente se tienen en el SIN 366.85 MW en pruebas iniciales, previas a la declaración en operación.

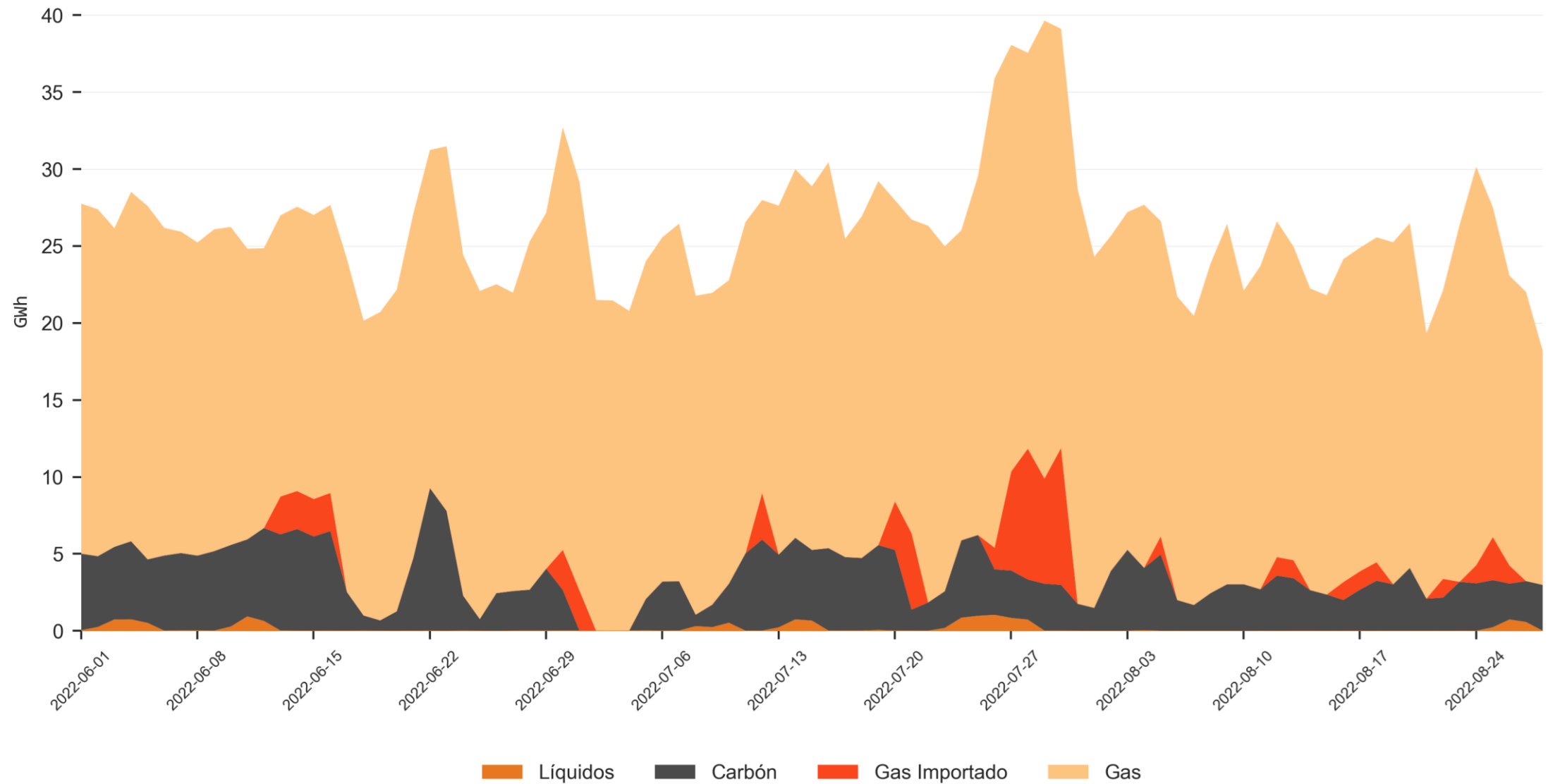
A 30/07 los MW en prueba eran 304 MW, entró en operación la planta Pétalo de Córdoba y se elimina del reporte la planta Solar la Loma,

Porcentaje de MW en pruebas por tipo de planta



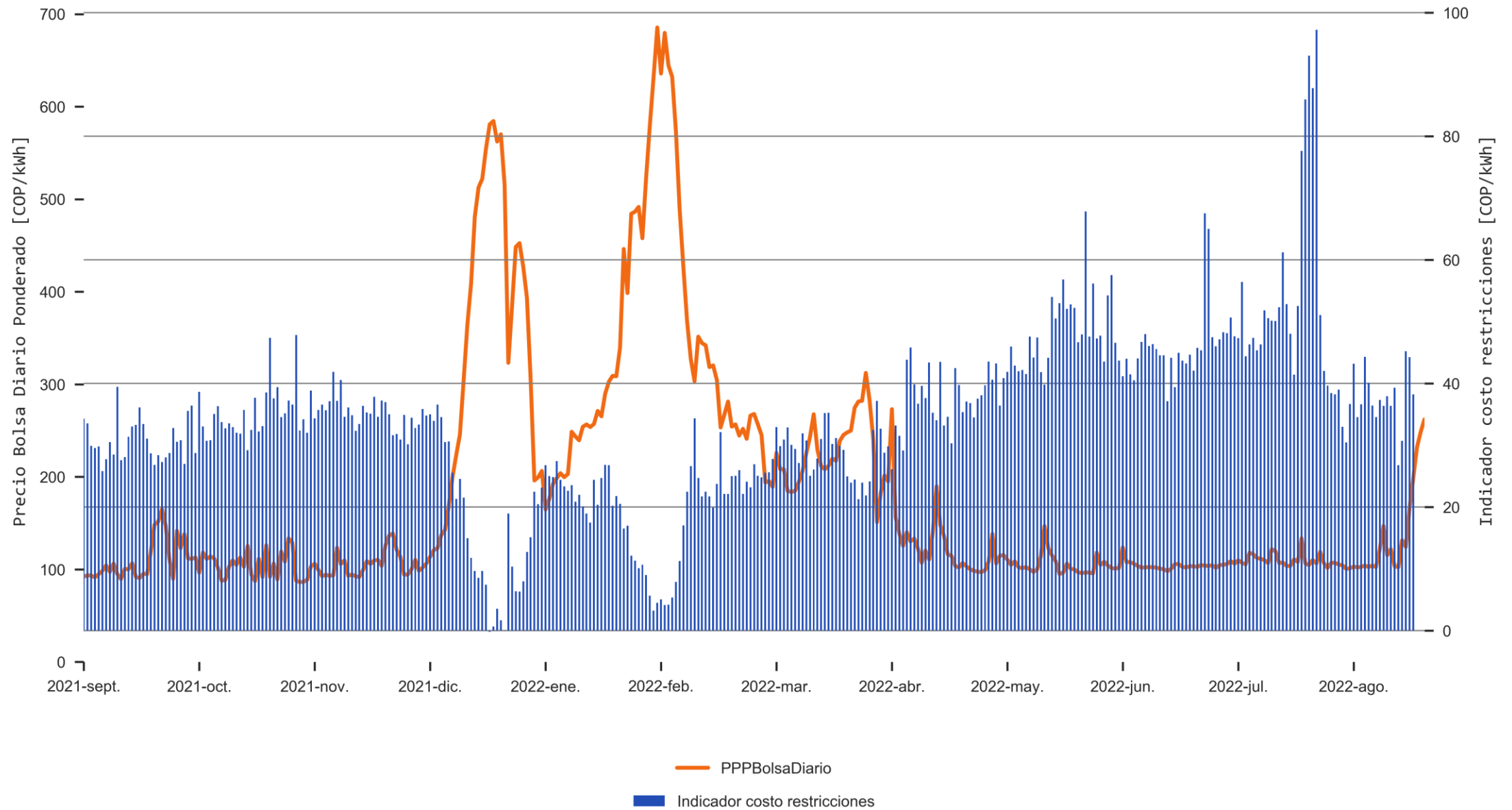
*En CO 389 ENEL informo que la FPO estimada de la planta es diciembre de 2024.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el 2022-08-28
Información actualizada el 2022-08-30

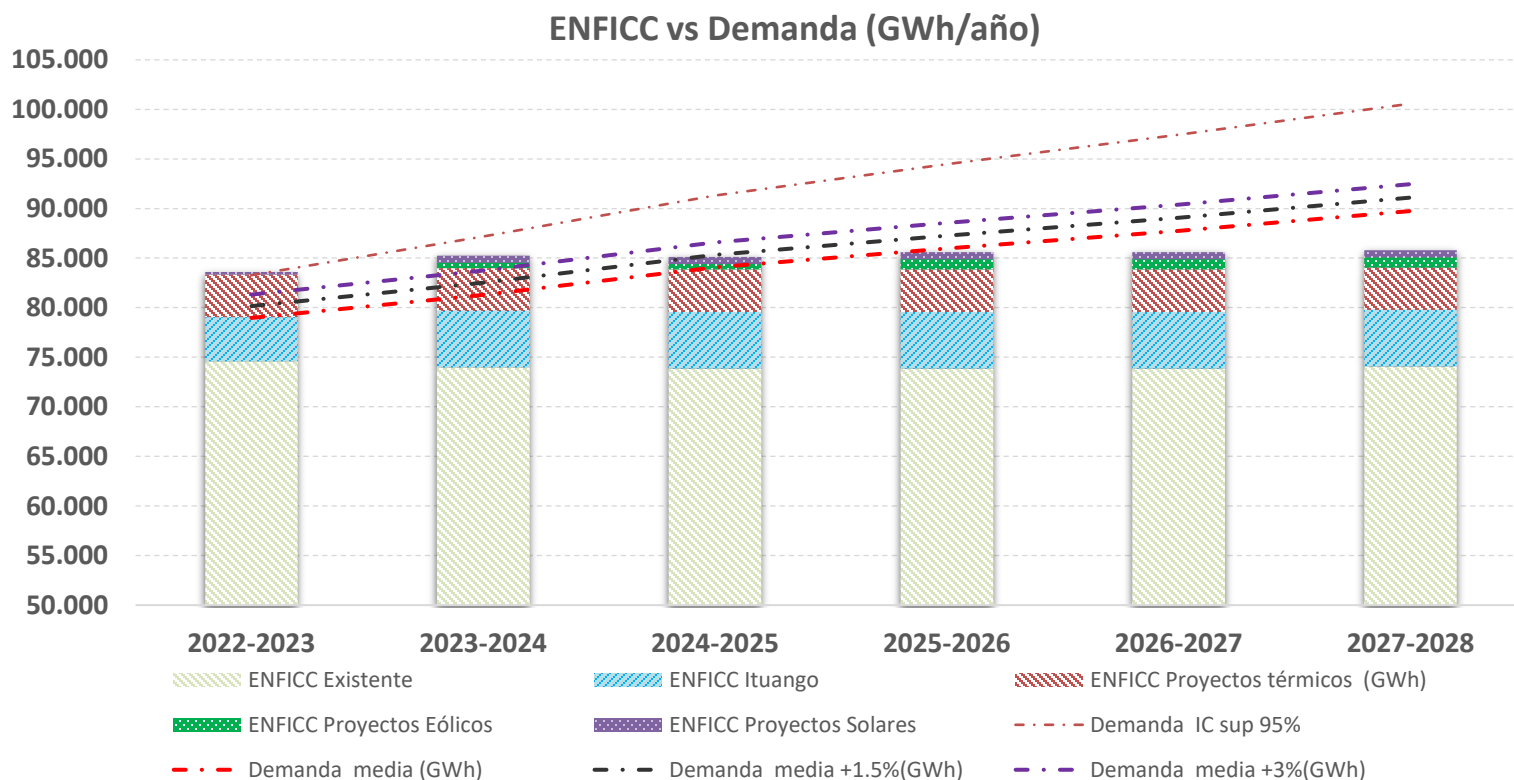
Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Información hasta el 2022-08-28
Información actualizada el 2022-08-30

2. Expectativas Energéticas

Balance ENFICC - Demanda



De acuerdo con los análisis realizados se identifica que para la vigencia 2024-2025 se cubriría el escenario medio de demanda + 1,5%, lo anterior teniendo en cuenta que para el balance se consideran las plantas que entrarán en operación por compromisos adquiridos bajo el mecanismo del Cargo por Confiabilidad; no se consideran las plantas en operación que no participaron en la última asignación de Obligaciones de Energía Firme. (Termocentro hasta nov/2021, Cartagena 1, 2,3 hasta nov/2023 y Tyopal 1 y 2 hasta nov/2022)

Recomendaciones

Es necesario la entrada en operación en las fechas comprometidas de los proyectos con mayor aporte de energía firme (*Ituango, Cierre de ciclo de Candelaria y El Tesorito*).

La entrada oportuna de los proyectos de transmisión que apalancan la entrada de nueva generación, es fundamental para que puedan honrar sus compromisos.

Se debe asegurar la continuidad en el abastecimiento de combustibles a las plantas térmicas, con el fin de preservar las condiciones de confiabilidad en el SIN.

Estado de cumplimiento de requisitos de Ituango



Análisis Energético Mediano Plazo

Horizonte 2 años

Datos de entrada y supuestos considerados

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

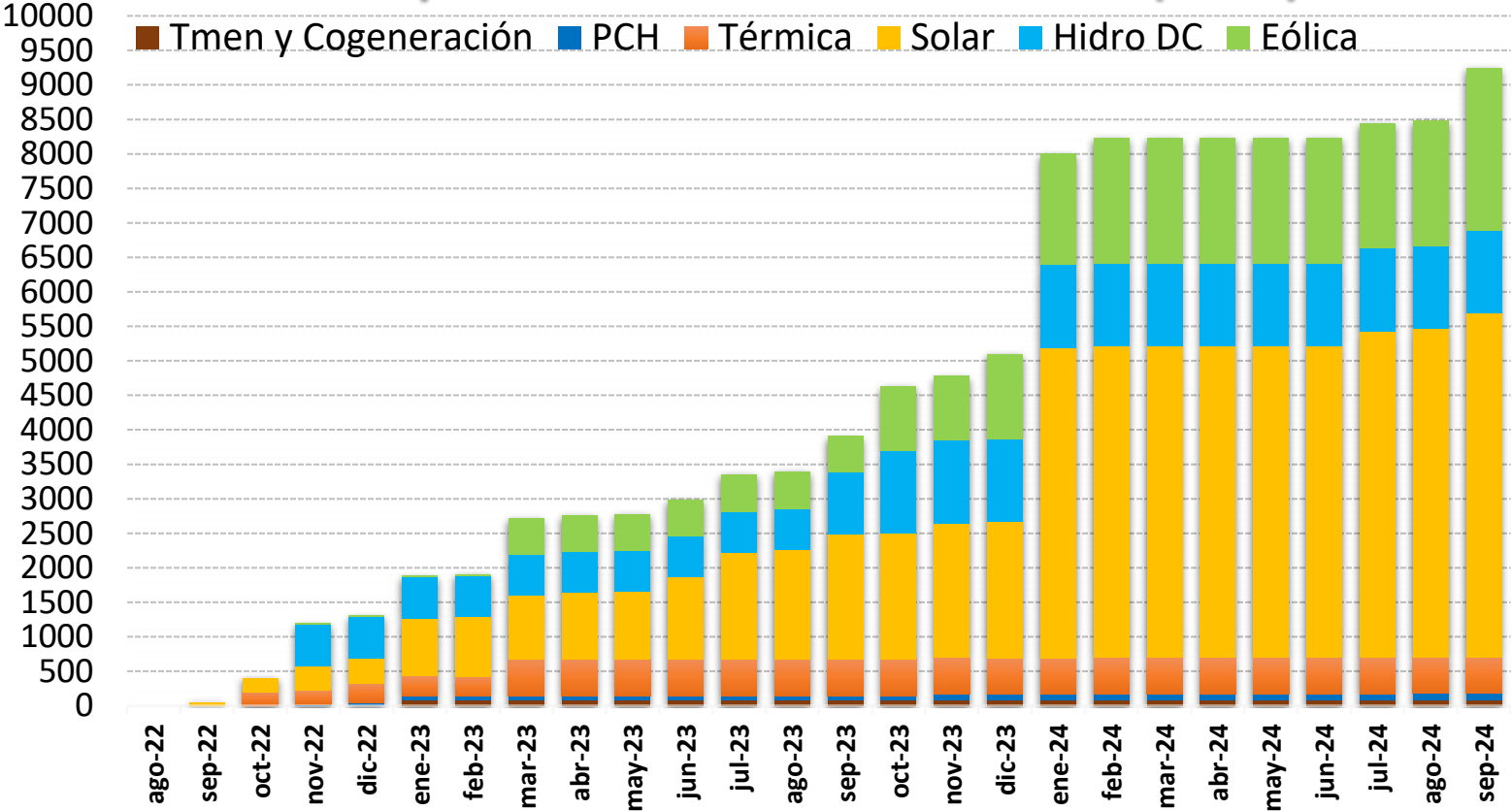


*Se incluye restricción del embalse Miraflores por mantenimiento que inicia el 1 de abril de 2023 y finaliza el 31 de agosto del mismo año.

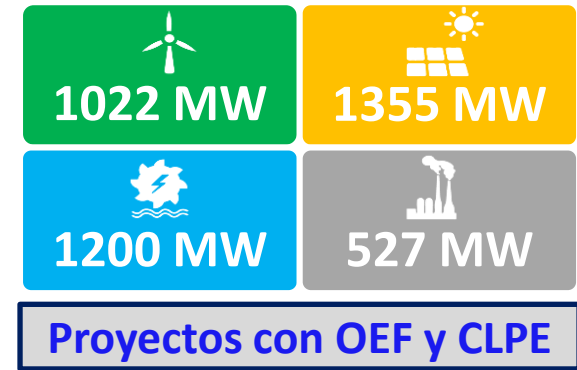
El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:
<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a septiembre del 2024:



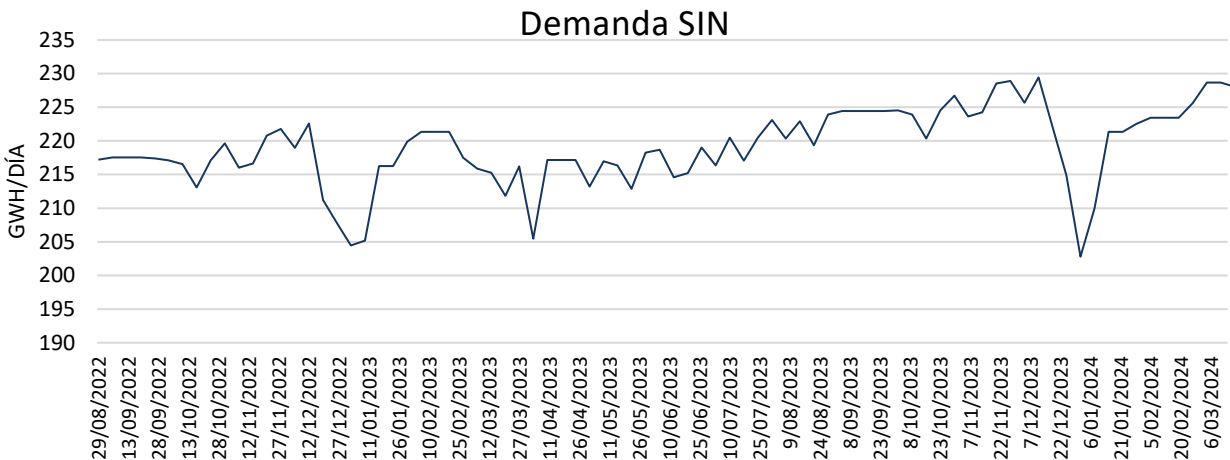
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

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

Datos de entrada y supuestos considerados

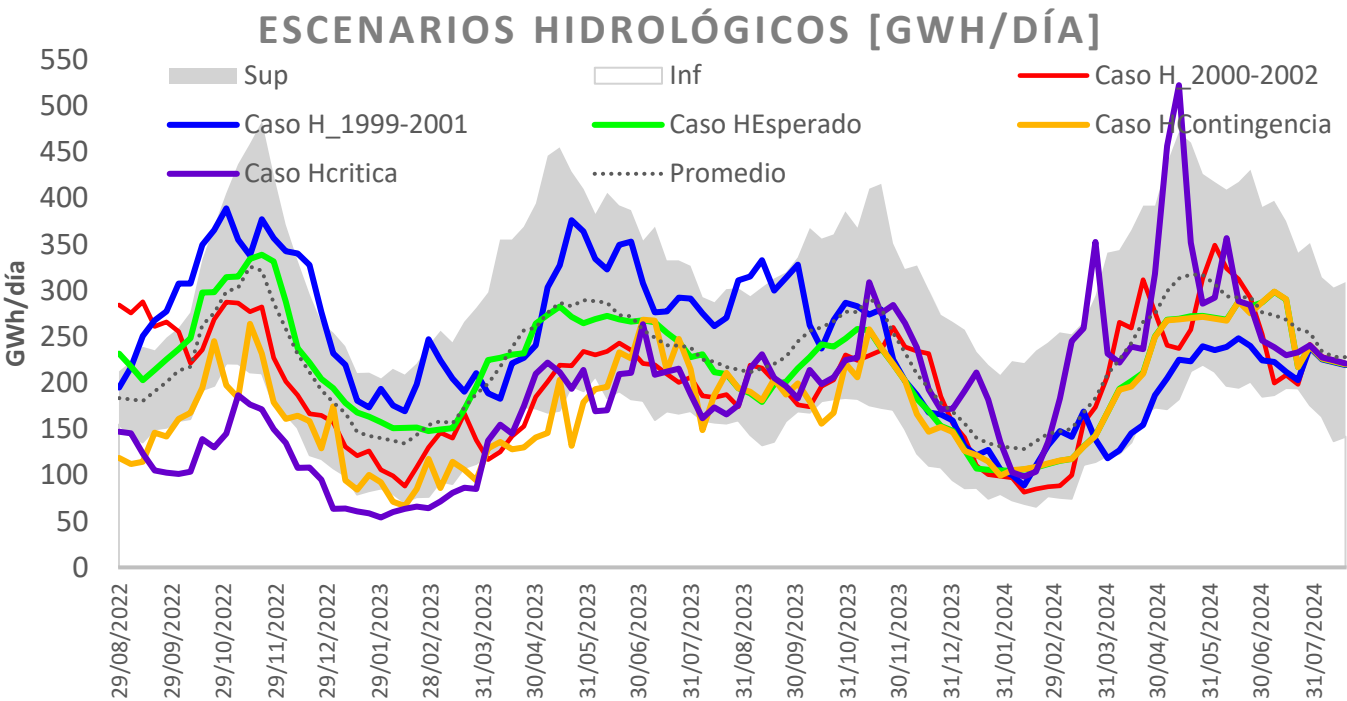
Demanda

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



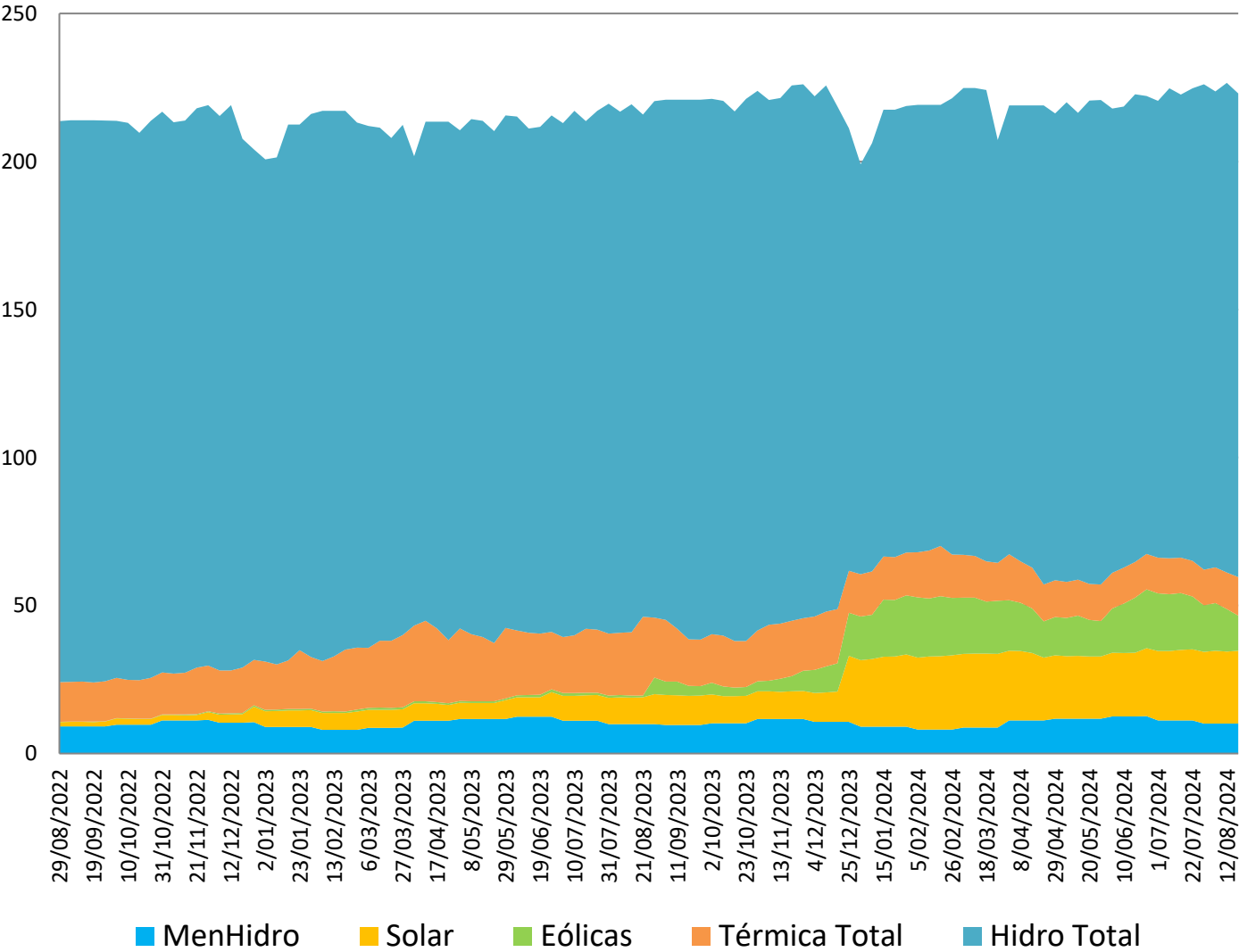
Hidrología

1	H 2000-2002: hidrología histórica del periodo ago de 2000 a jul de 2002	4	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
2	H 1999-2001: hidrología histórica del periodo ago de 1999 a jul de 2001	5	Caso H Crítica : Hidrología histórica del periodo ago 2015 a jul de 2017 .
3	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.	Estocástico	100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica

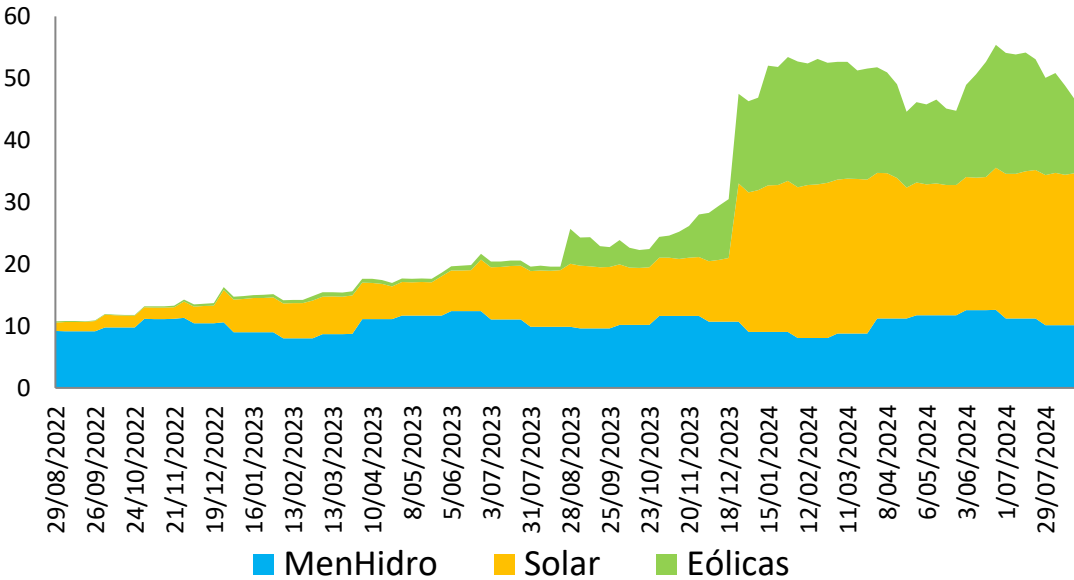


Resultados Estocásticos

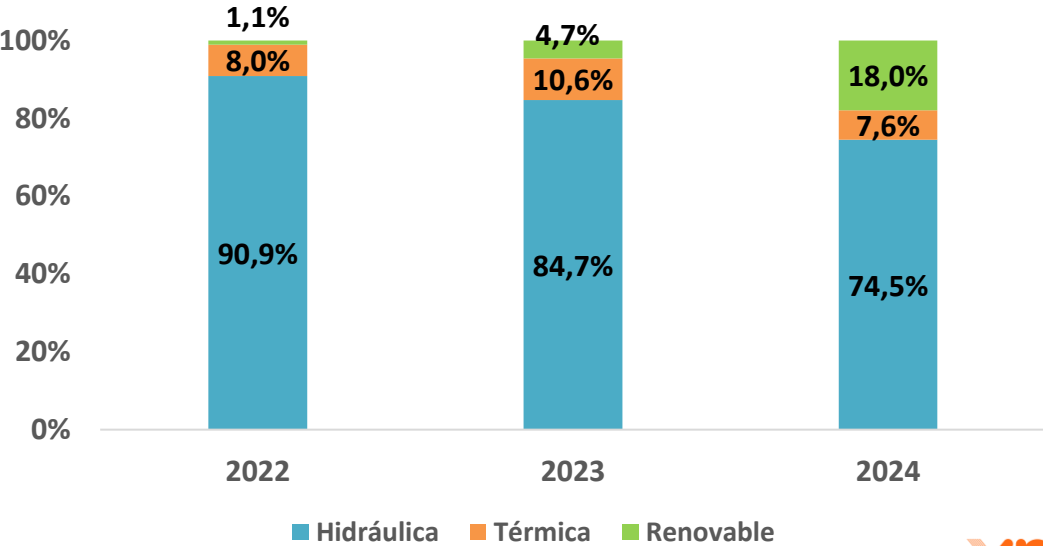
Generación promedio por tecnología - GWh/día



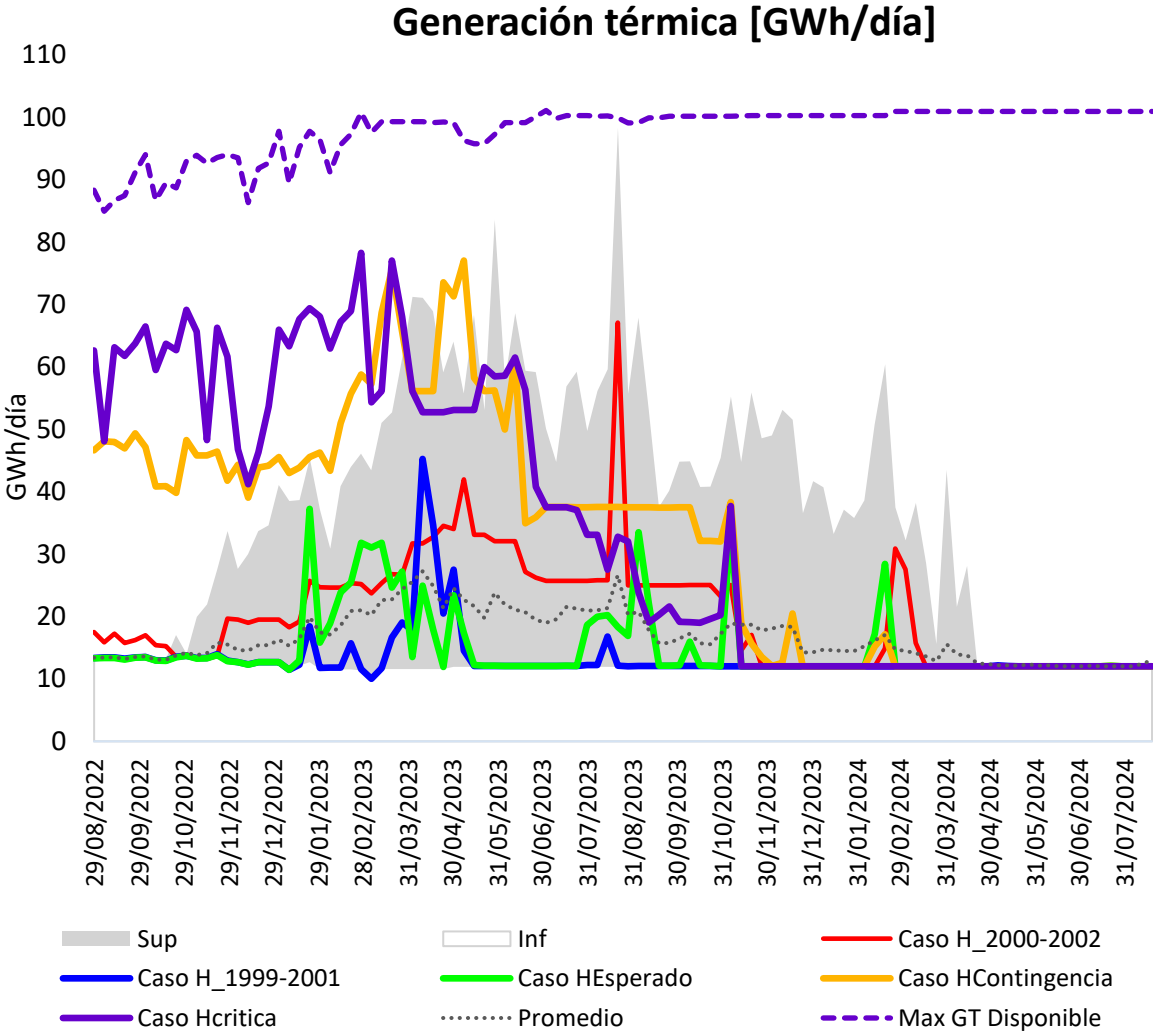
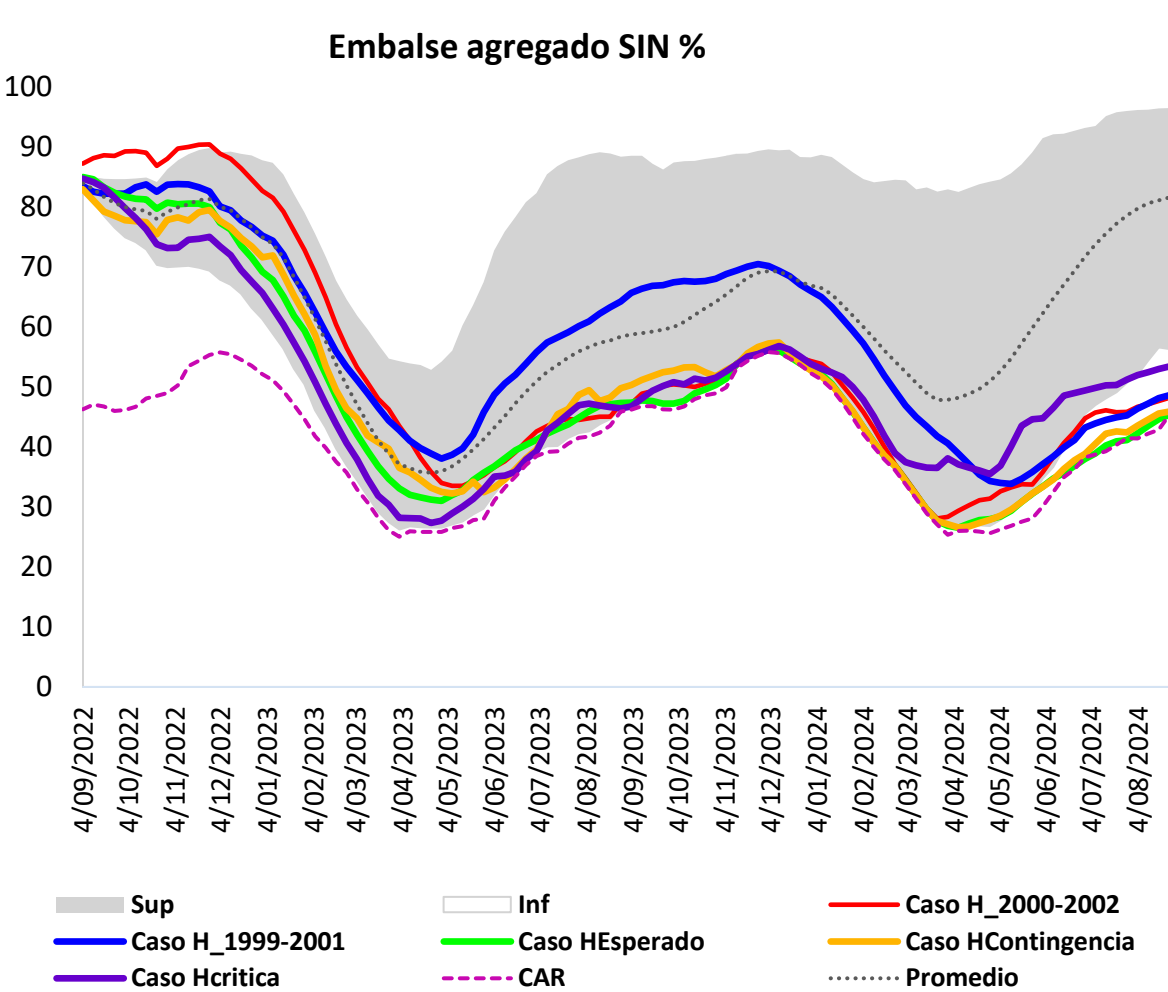
Generación renovable promedio - GWh/día



Participación de la generación en la atención de la demanda

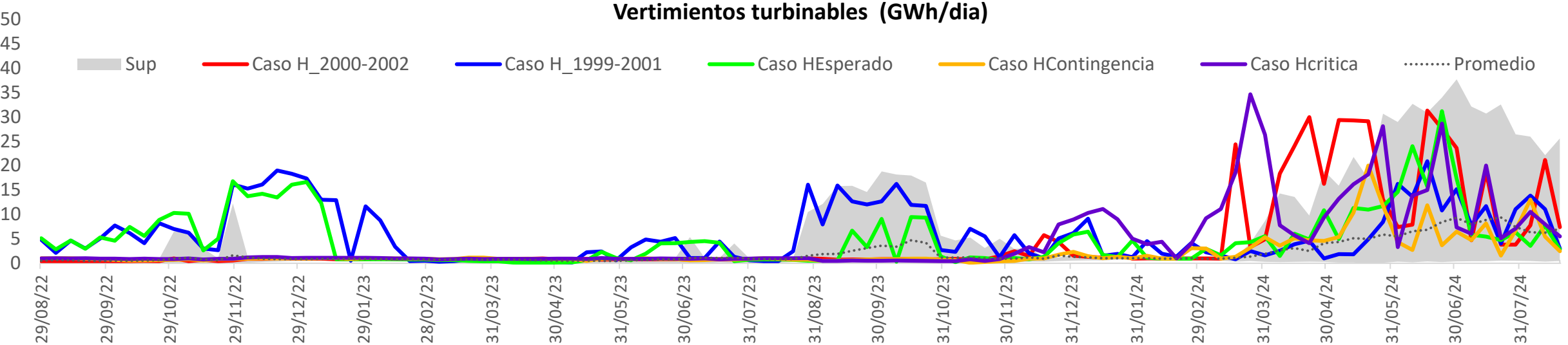


Resultados Determinísticos

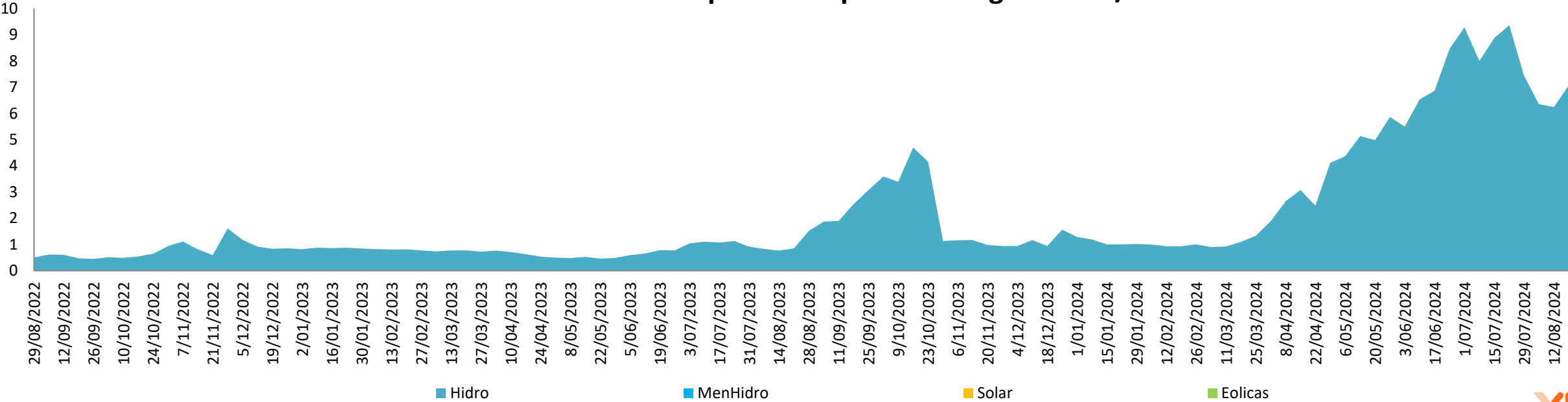


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Resultados de Vertimientos Turbinables



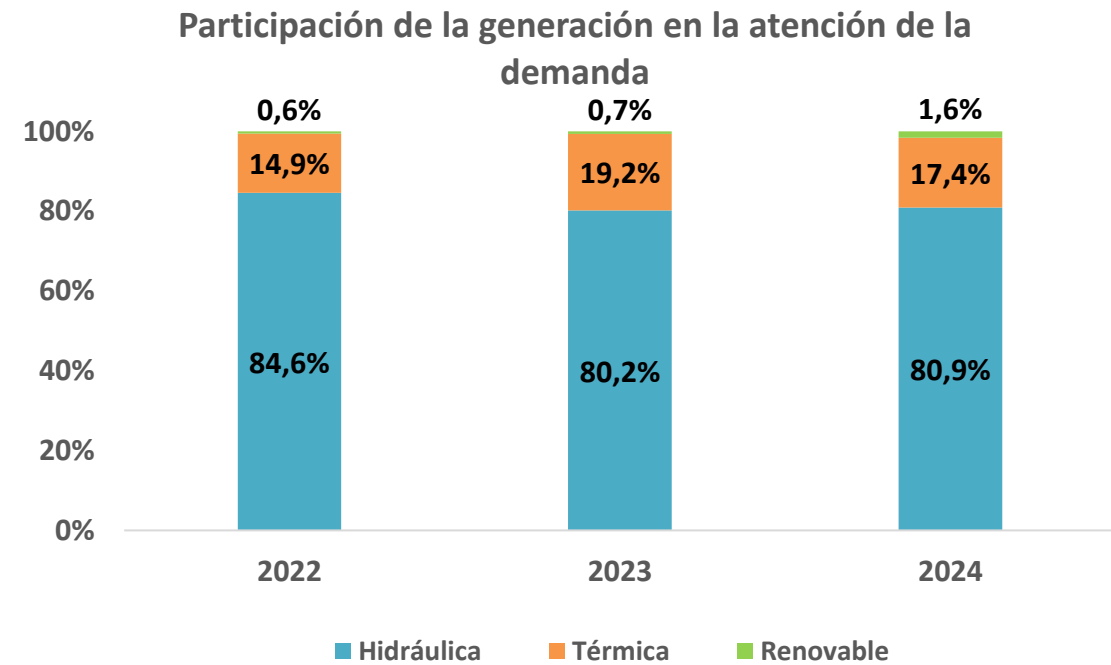
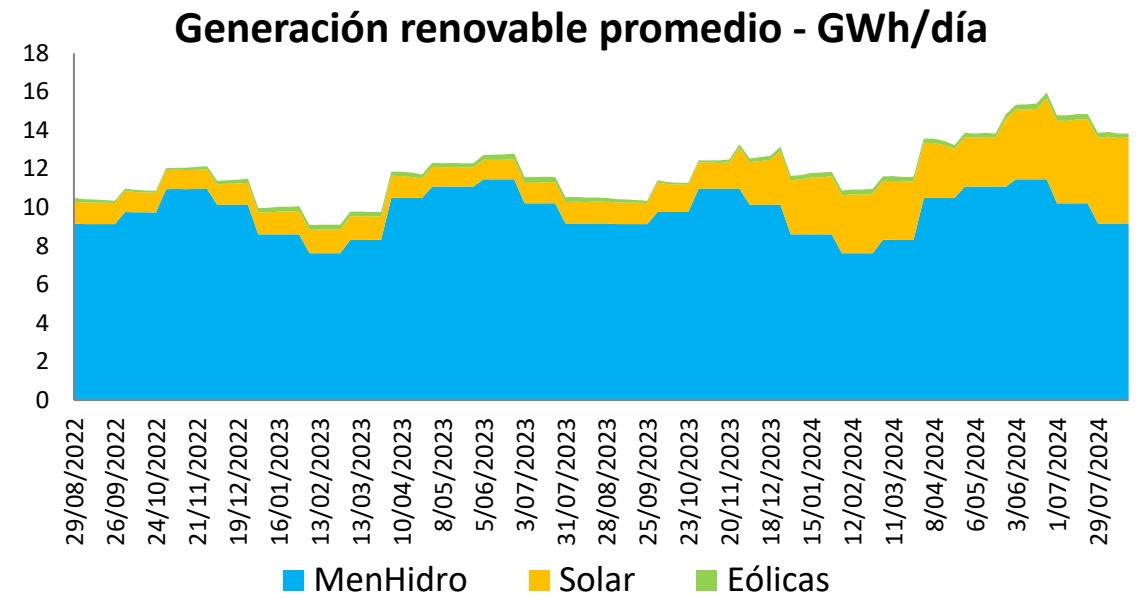
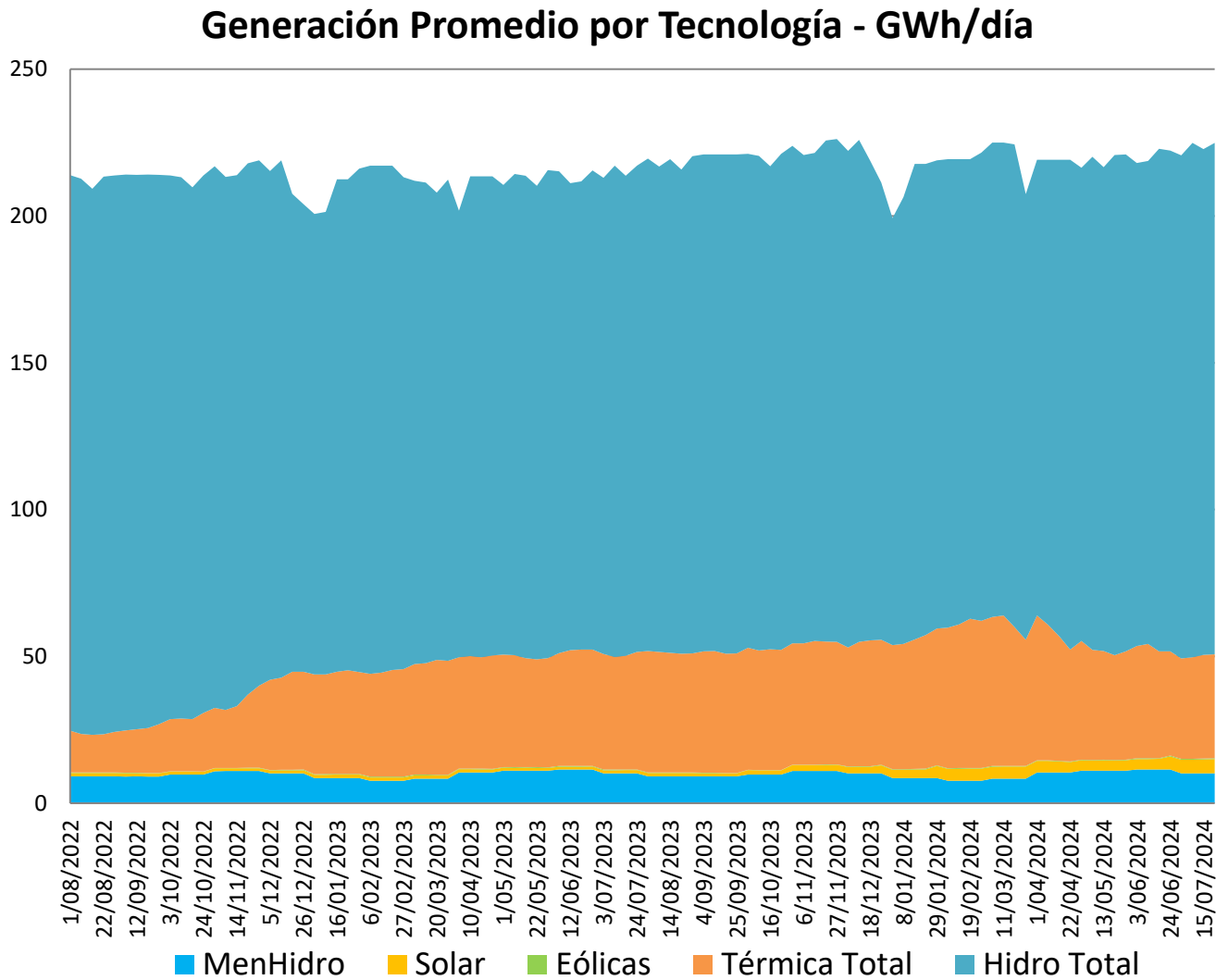
Vertimiento turbinable promedio por tecnología - GWh/día





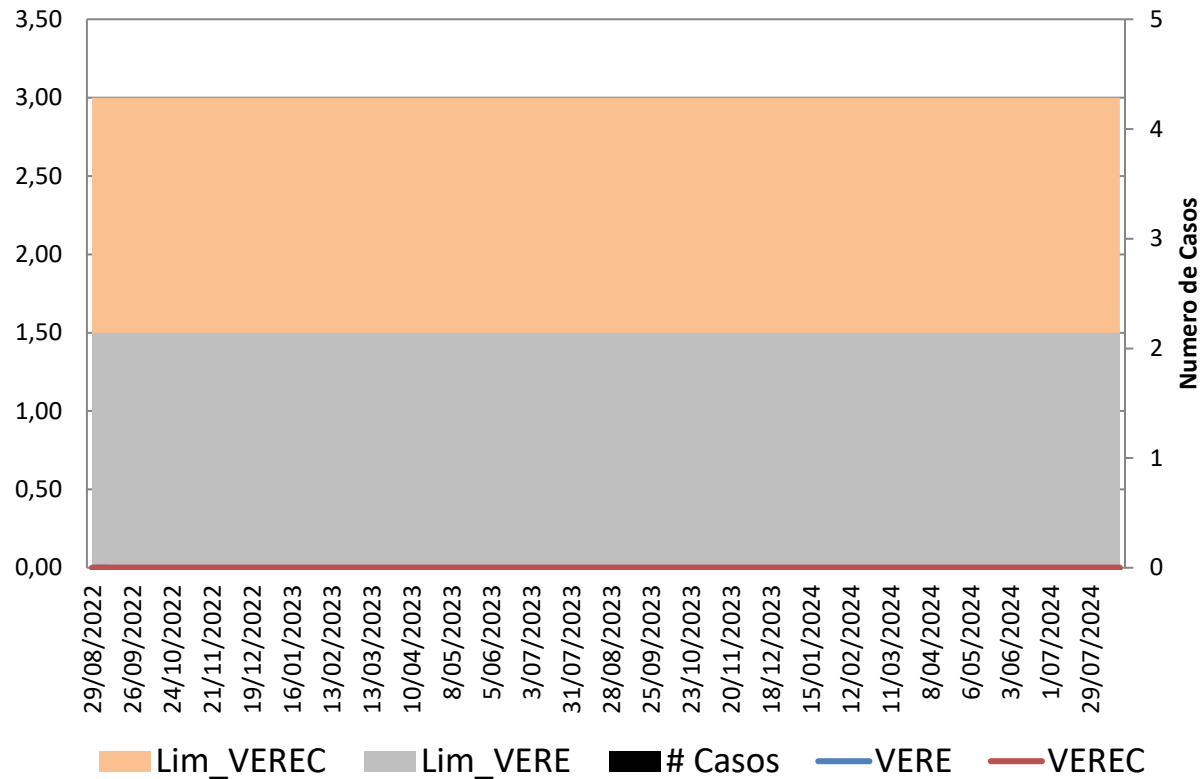
Sensibilidad caso estocástico
Proyectos con CLPE-OEF con retraso de un año a
excepción de Tesorito.

Resultados Estocásticos

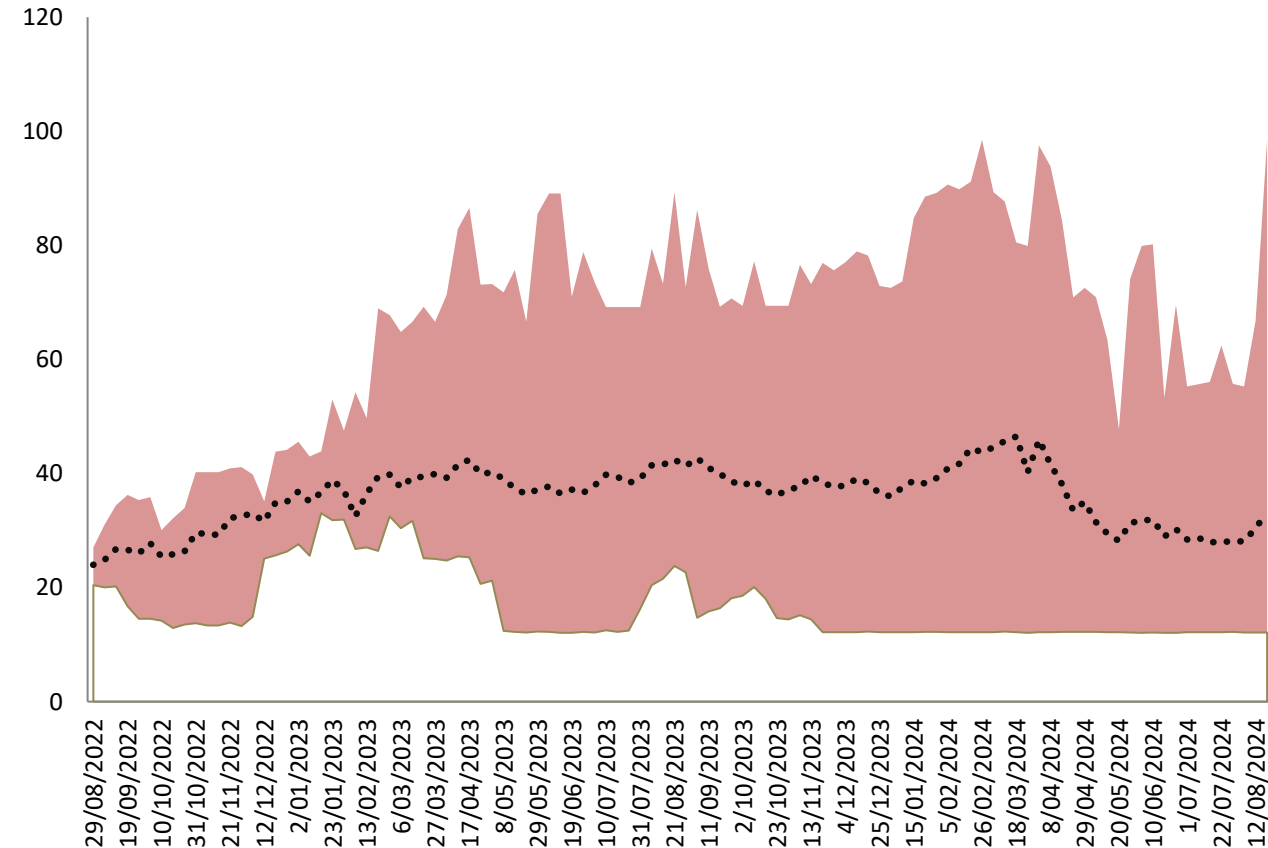


Resultados Estocásticos

Indices de confiabilidad



Generación térmica GWh/día

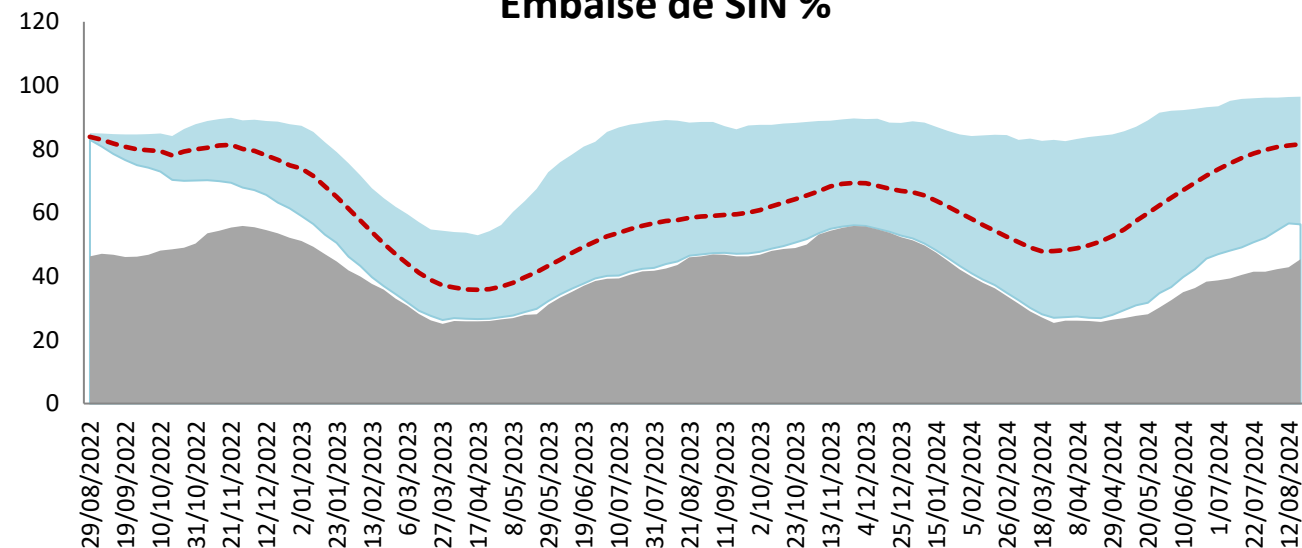


- Para los 100 escenarios simulados se cumple con los criterios de confiabilidad.

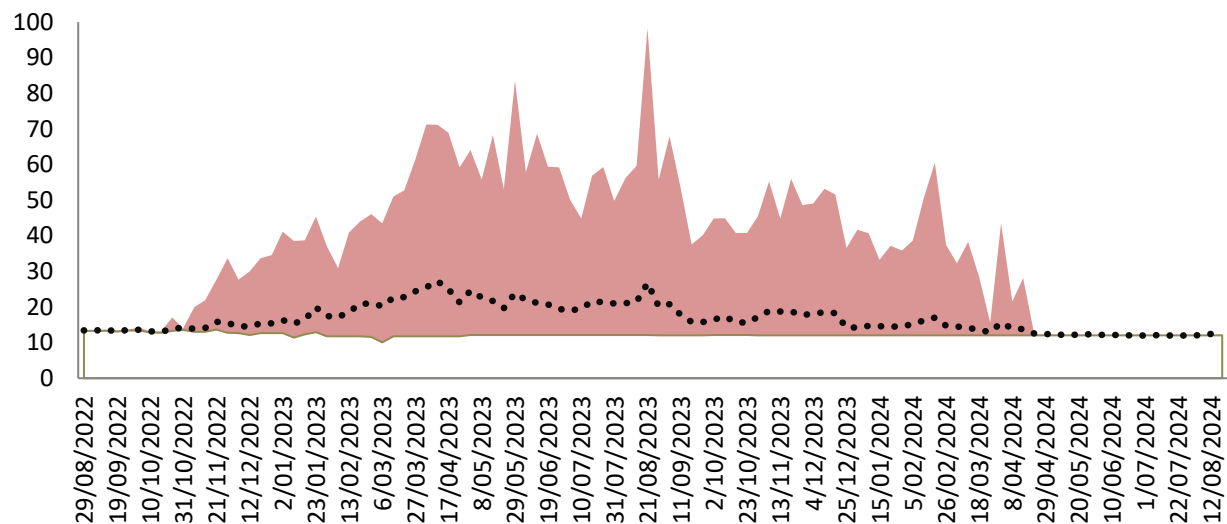
Comparación resultados

Resultados – Todos los proyectos

Embalse de SIN %

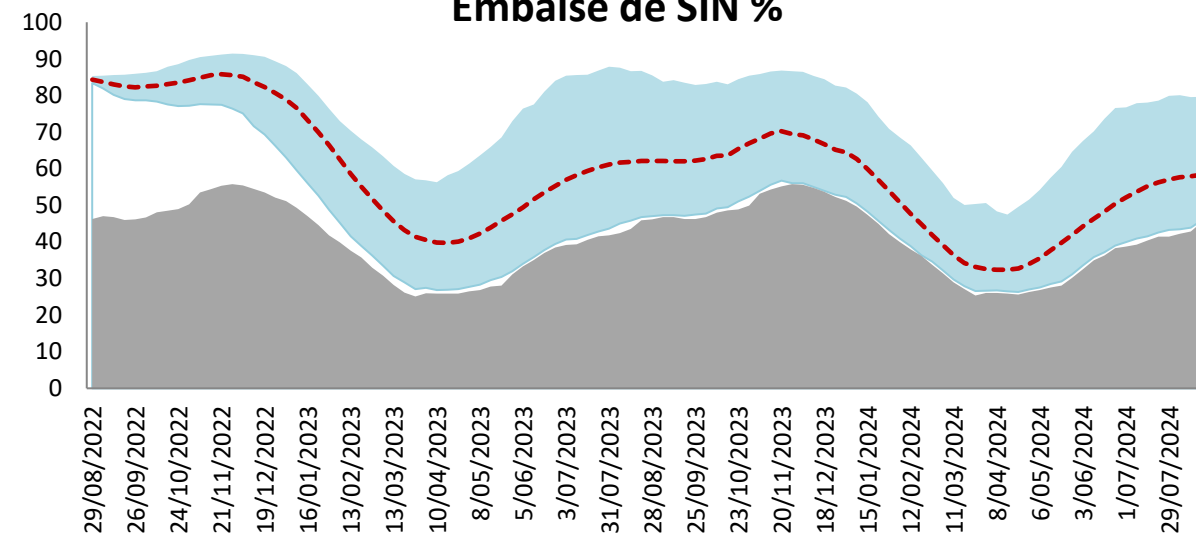


Generación térmica GWh/día

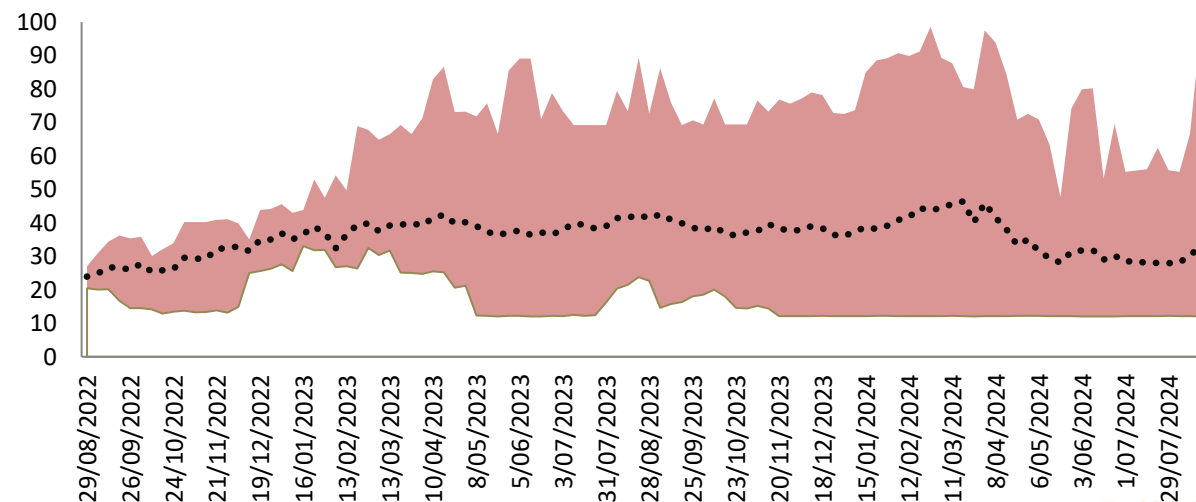


Resultados – Proyectos OEF y CLPE con atraso

Embalse de SIN %



Generación térmica GWh/día



Análisis Energético Largo Plazo

Horizonte 5 años

Datos de entrada y supuestos considerados

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

Condición Inicial Embalse



Agosto 30, 85.05%

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME para junio 2022

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Demanda del SIN



Escenario Medio
Ultima revisión UPME julio 2022

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 3.99 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica

Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act. Dic/2021).
Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.

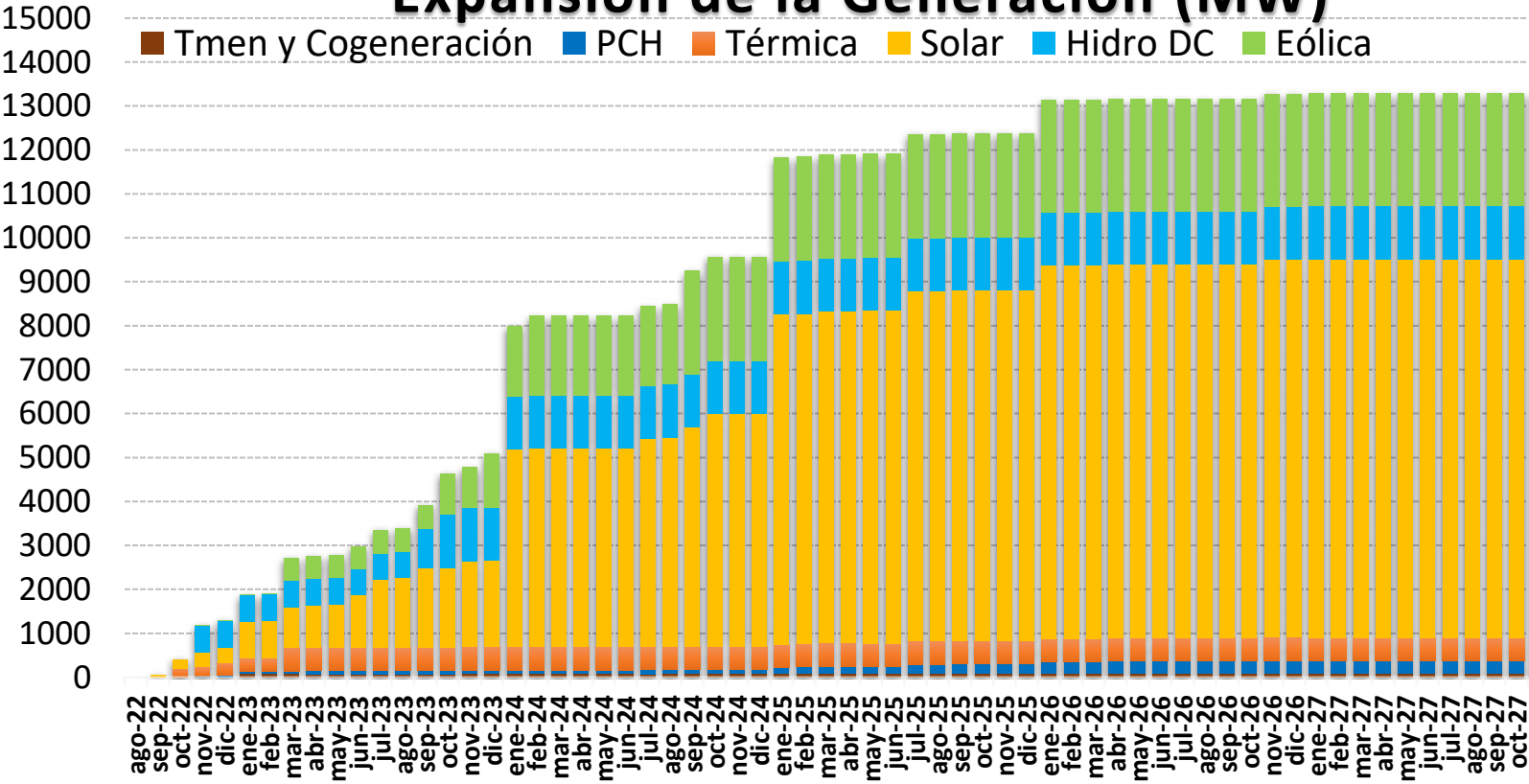
Expansión Generación



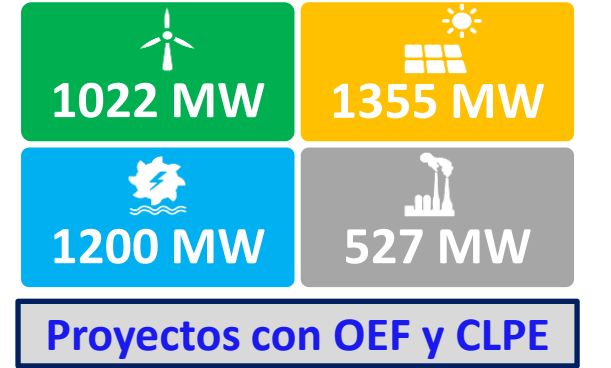
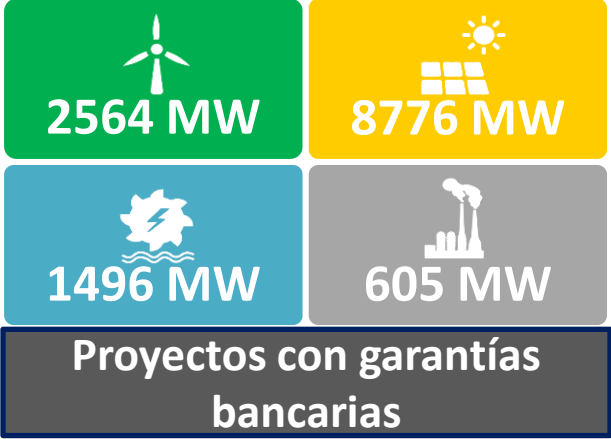
Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



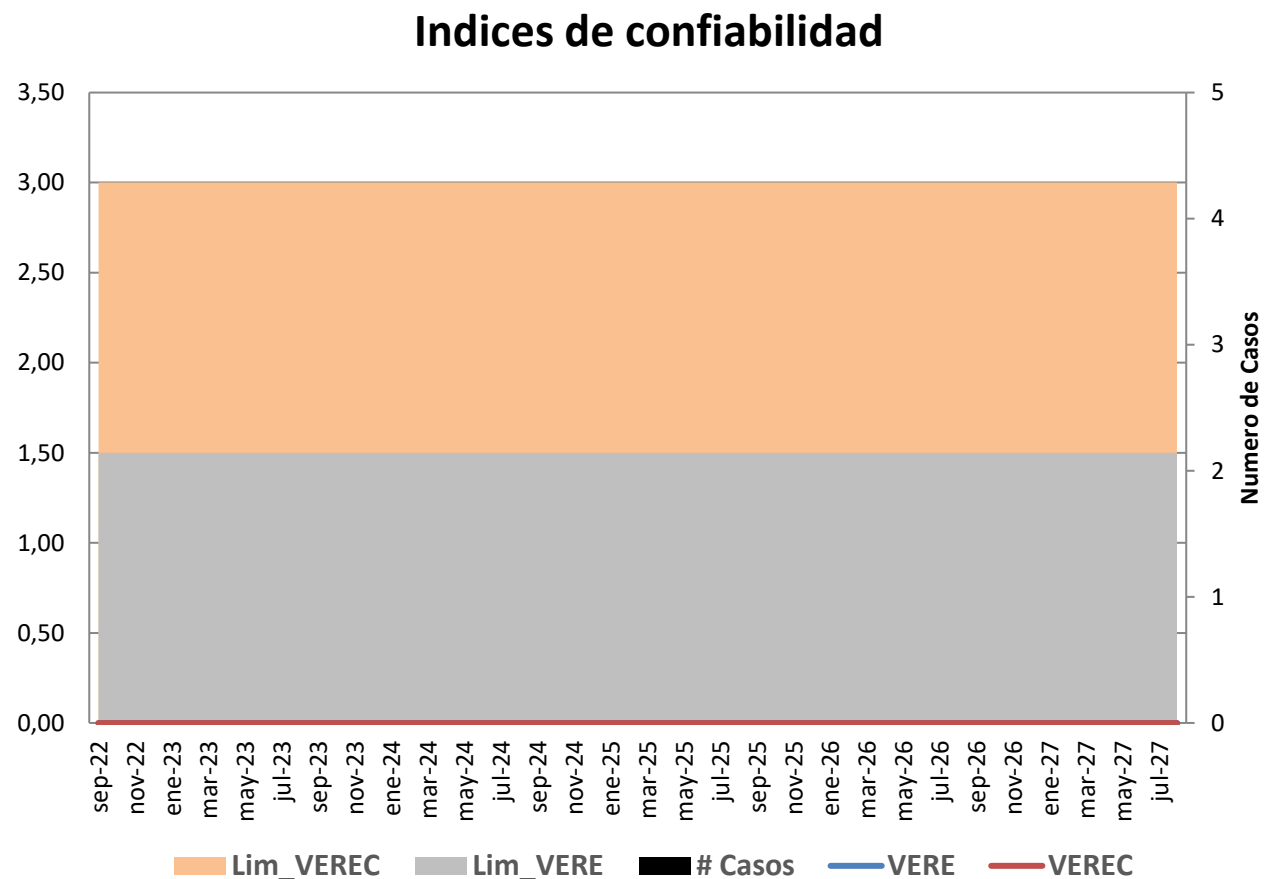
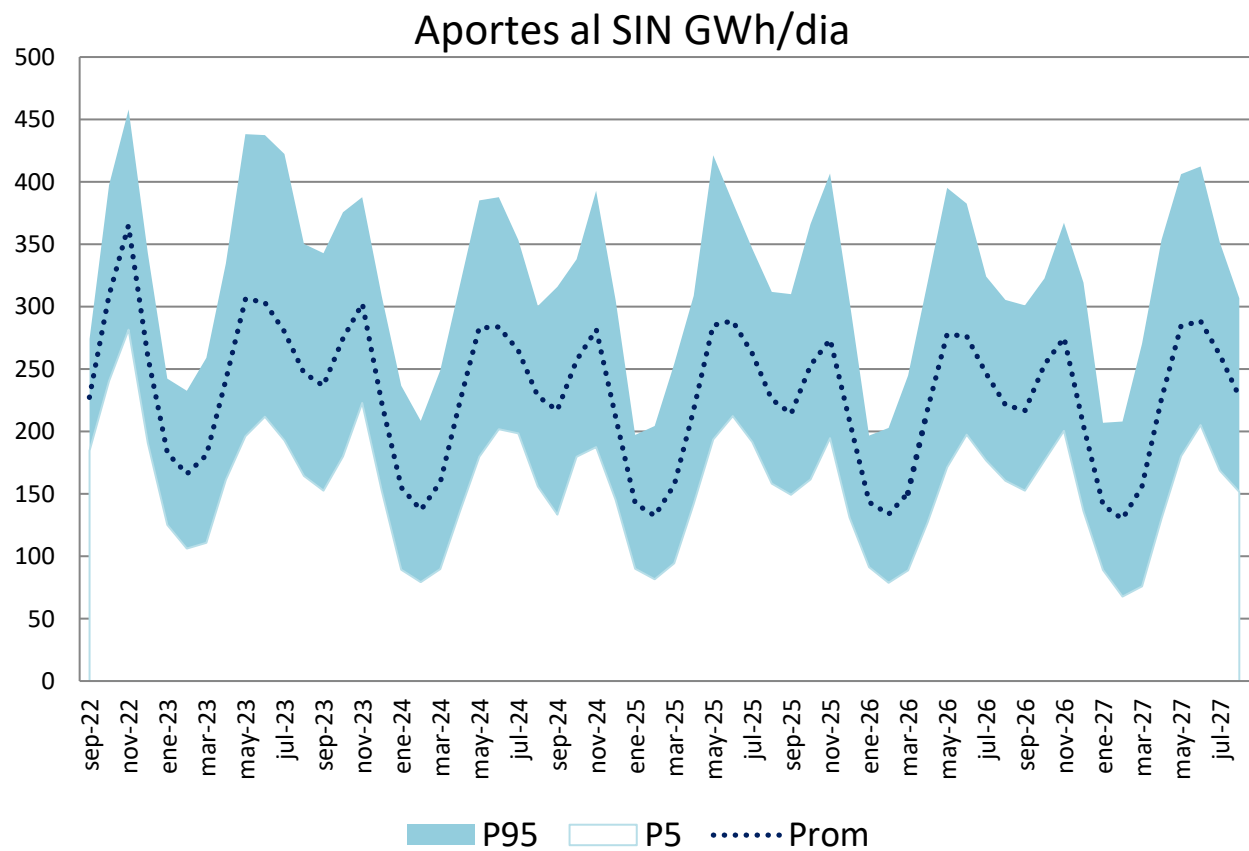
Detalle de proyectos de generación a sept del 2024:



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

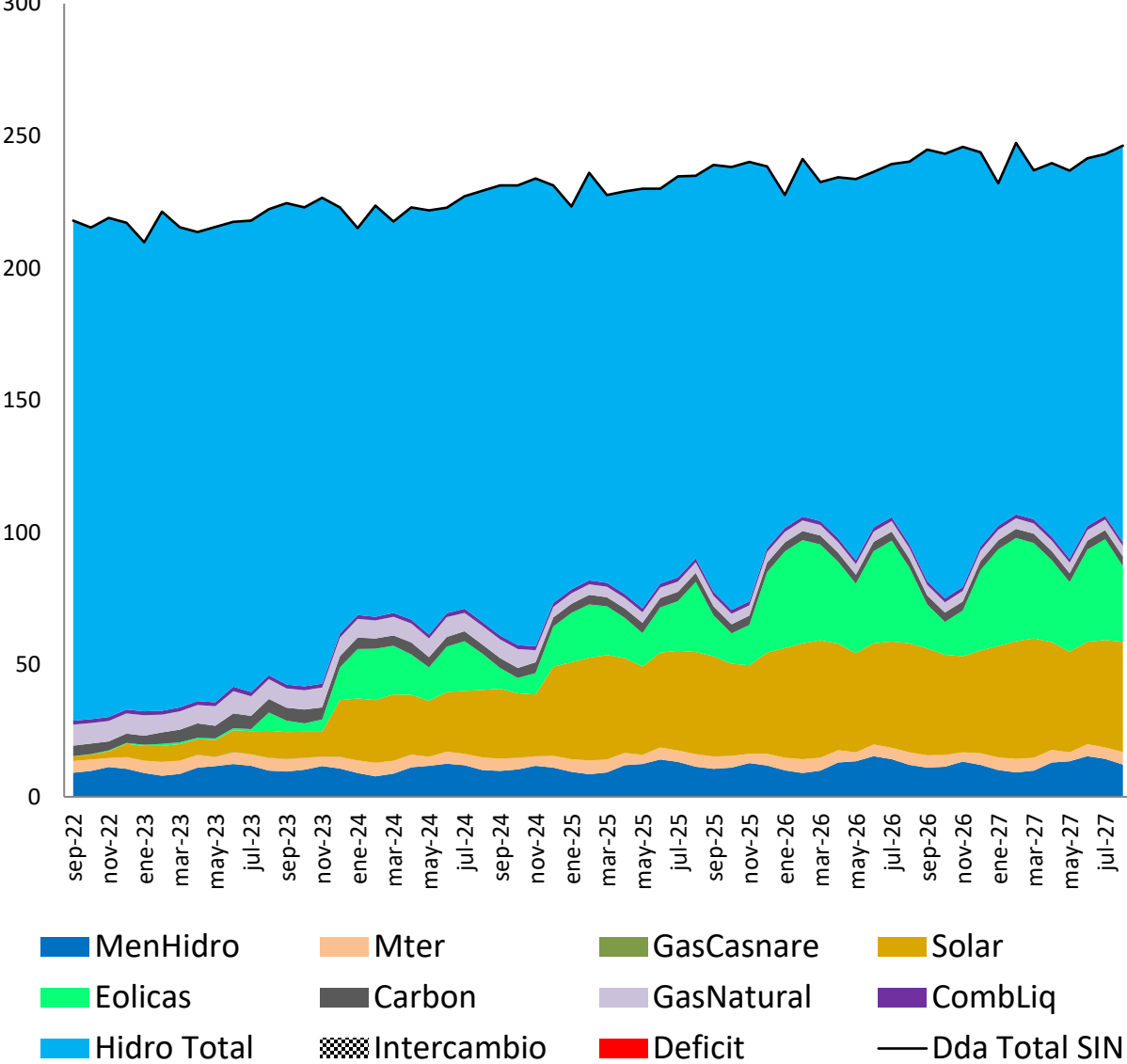
- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.

Resultados Estocásticos

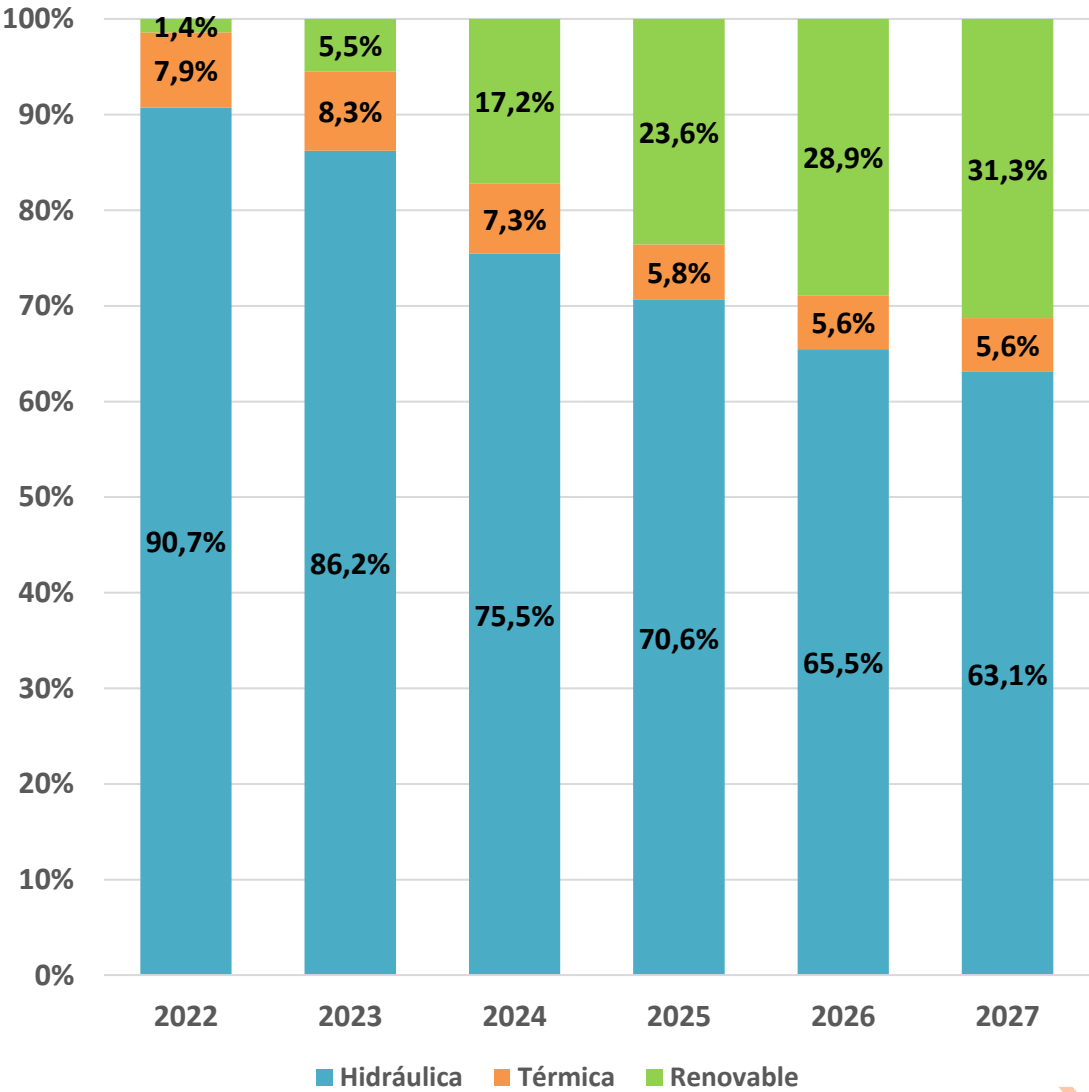


Resultados Estocásticos

Balance del SIN - GWh/día

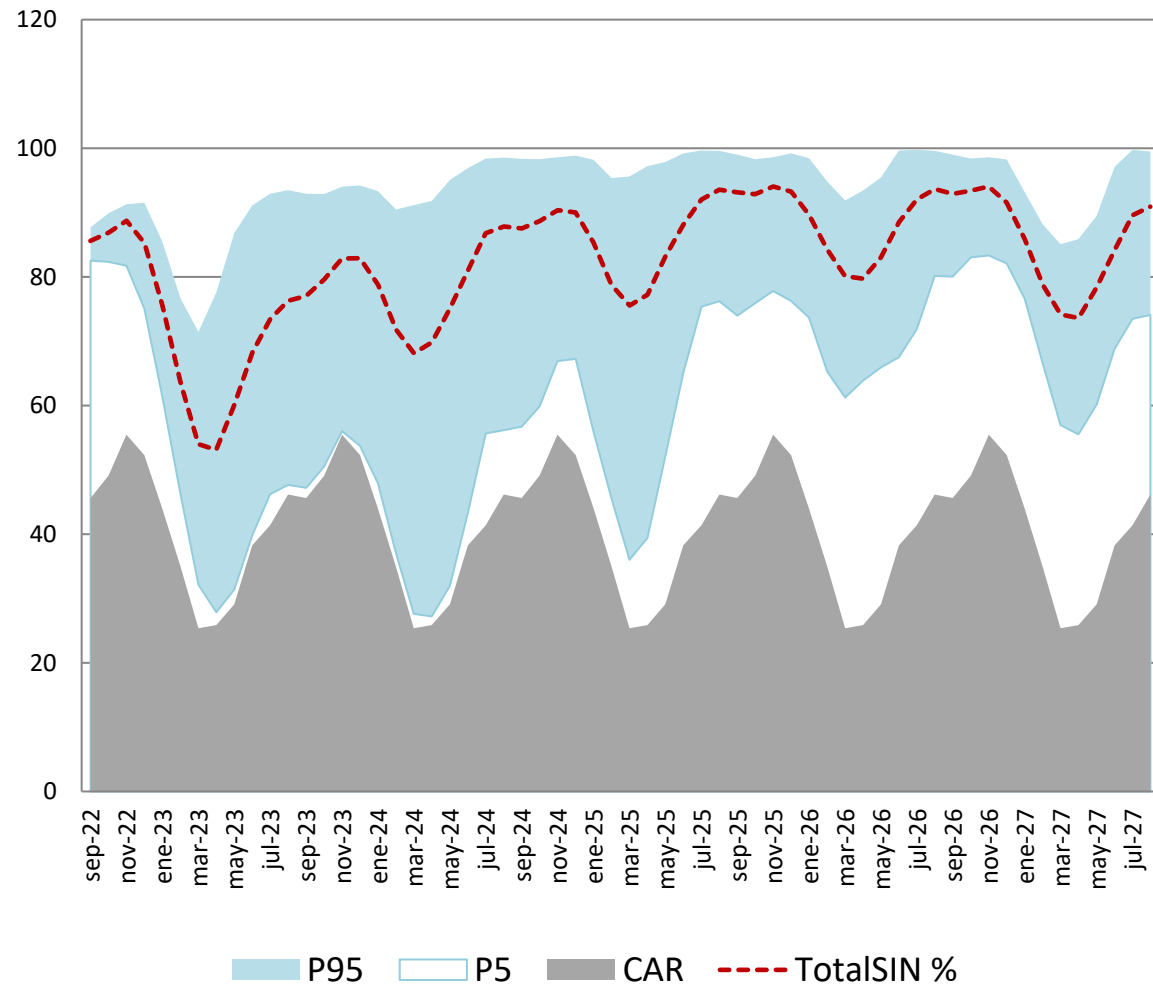


Participación de la generación en la atención de la demanda

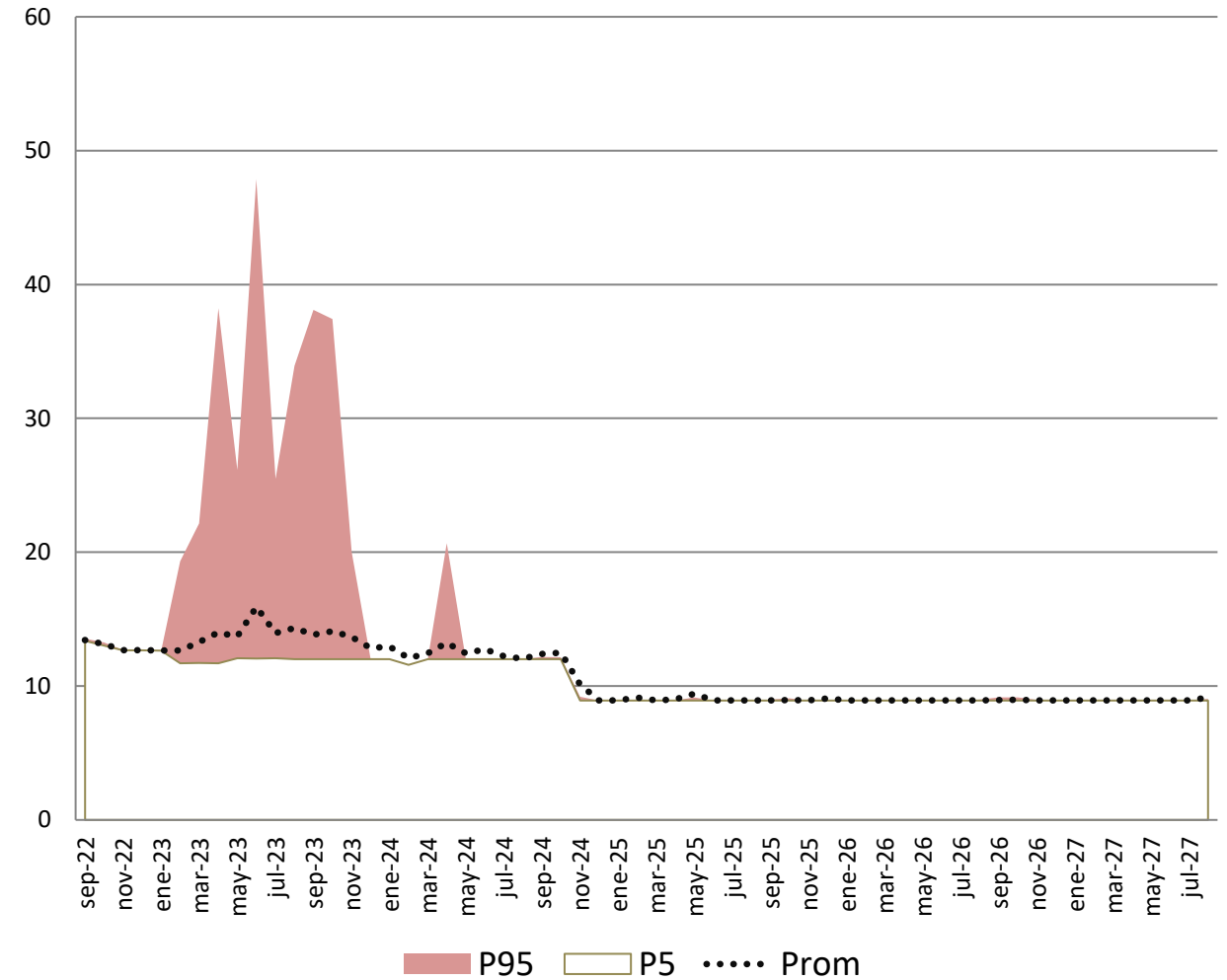


Resultados Estocásticos

Embalse de SIN %

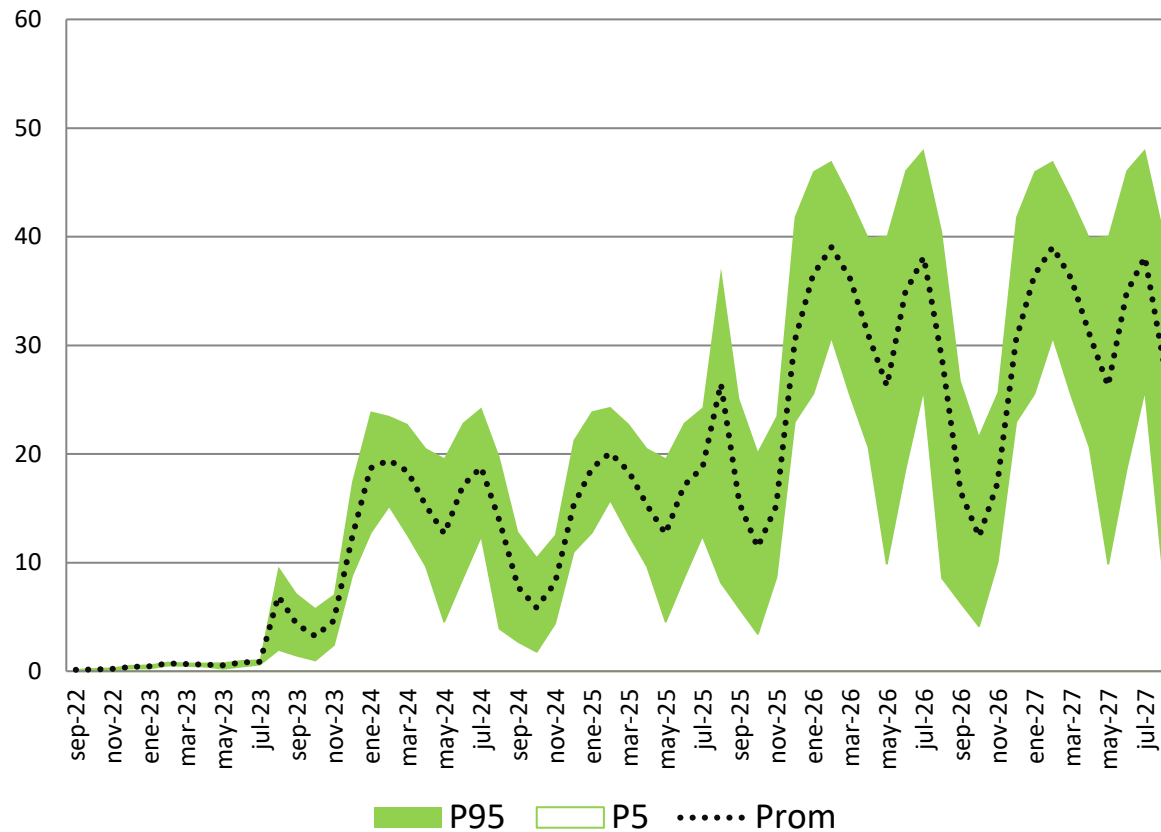


Generación Termica GWh/dia

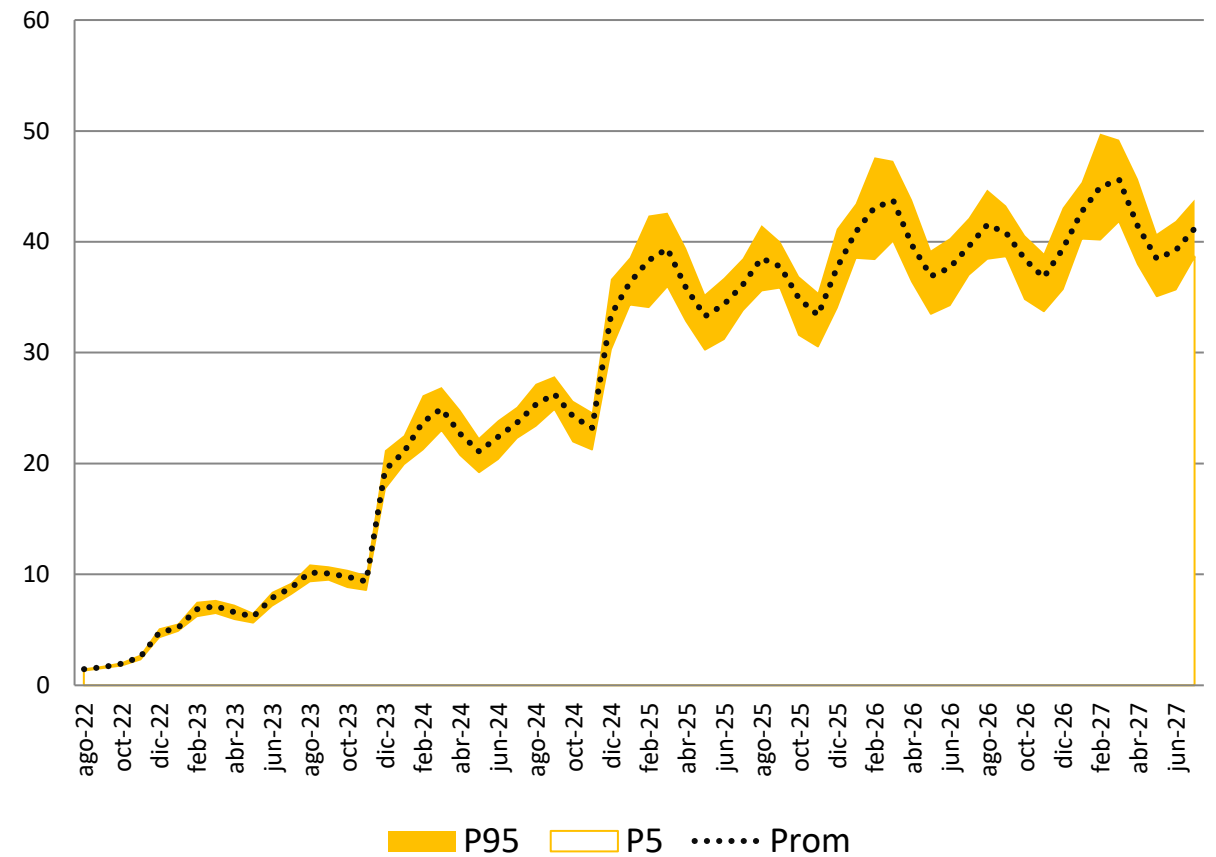


Resultados Estocásticos

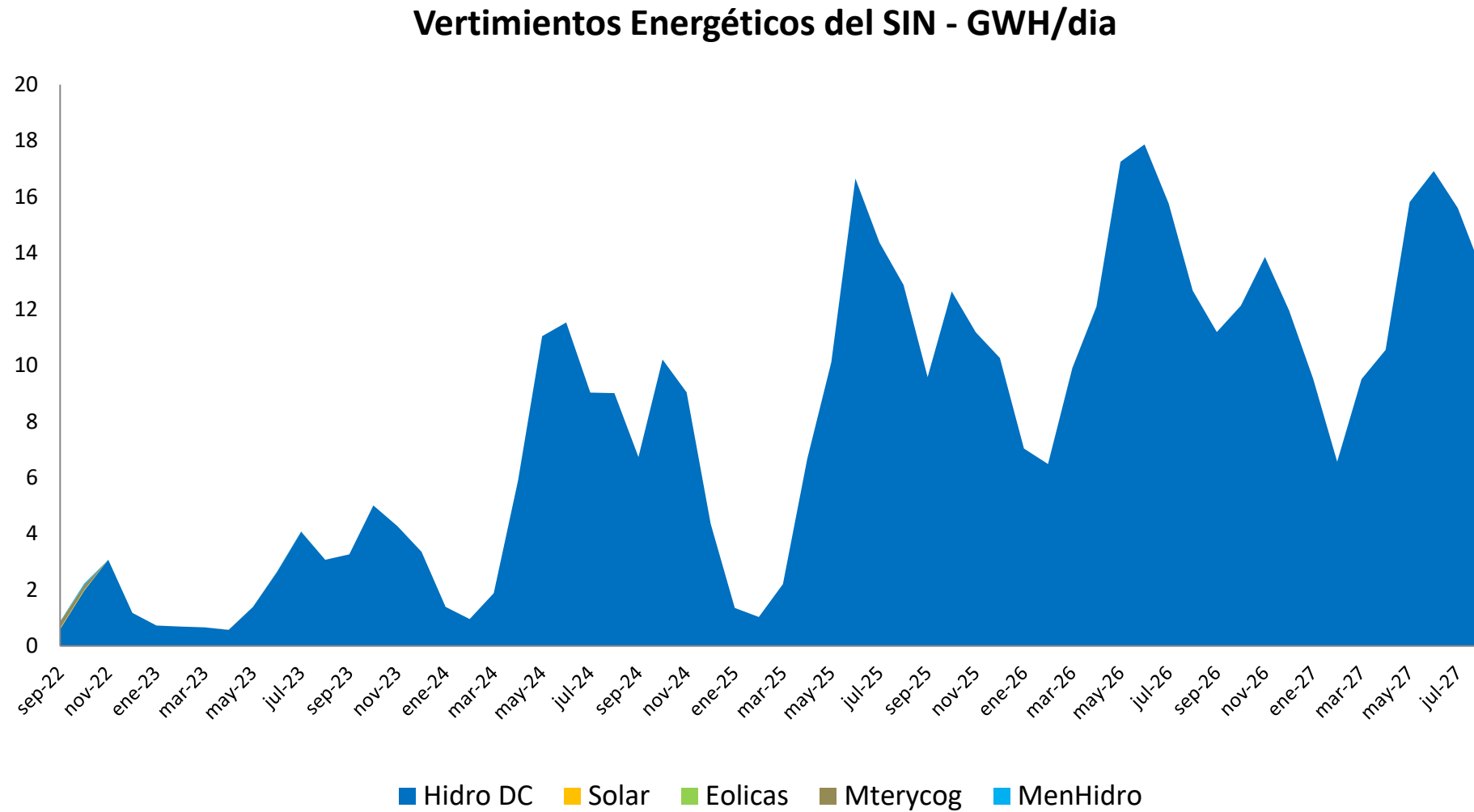
Generación Eolica- GWh/dia



Generación Solar GWh/dia



Resultados de Vertimientos Turbinables

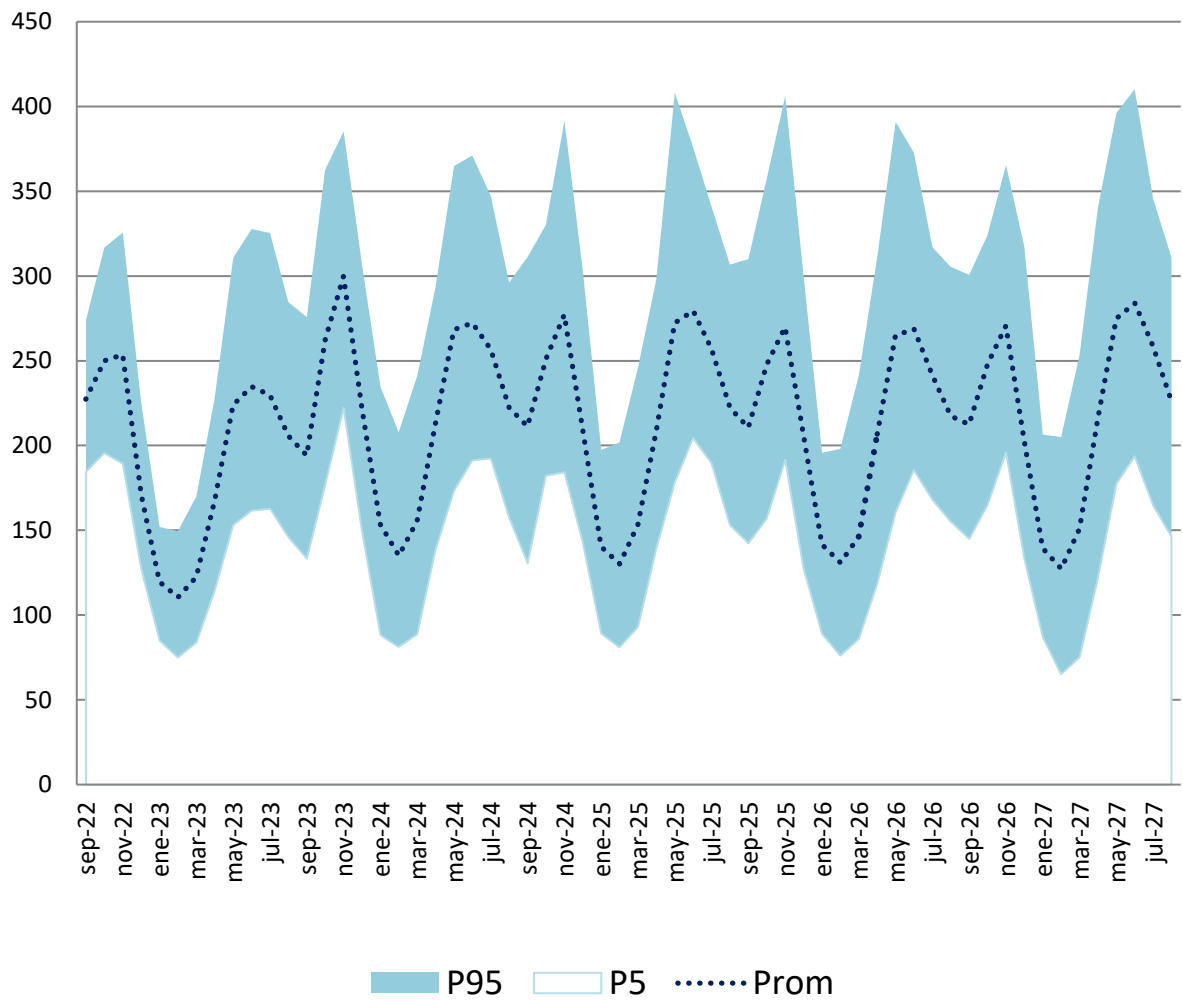




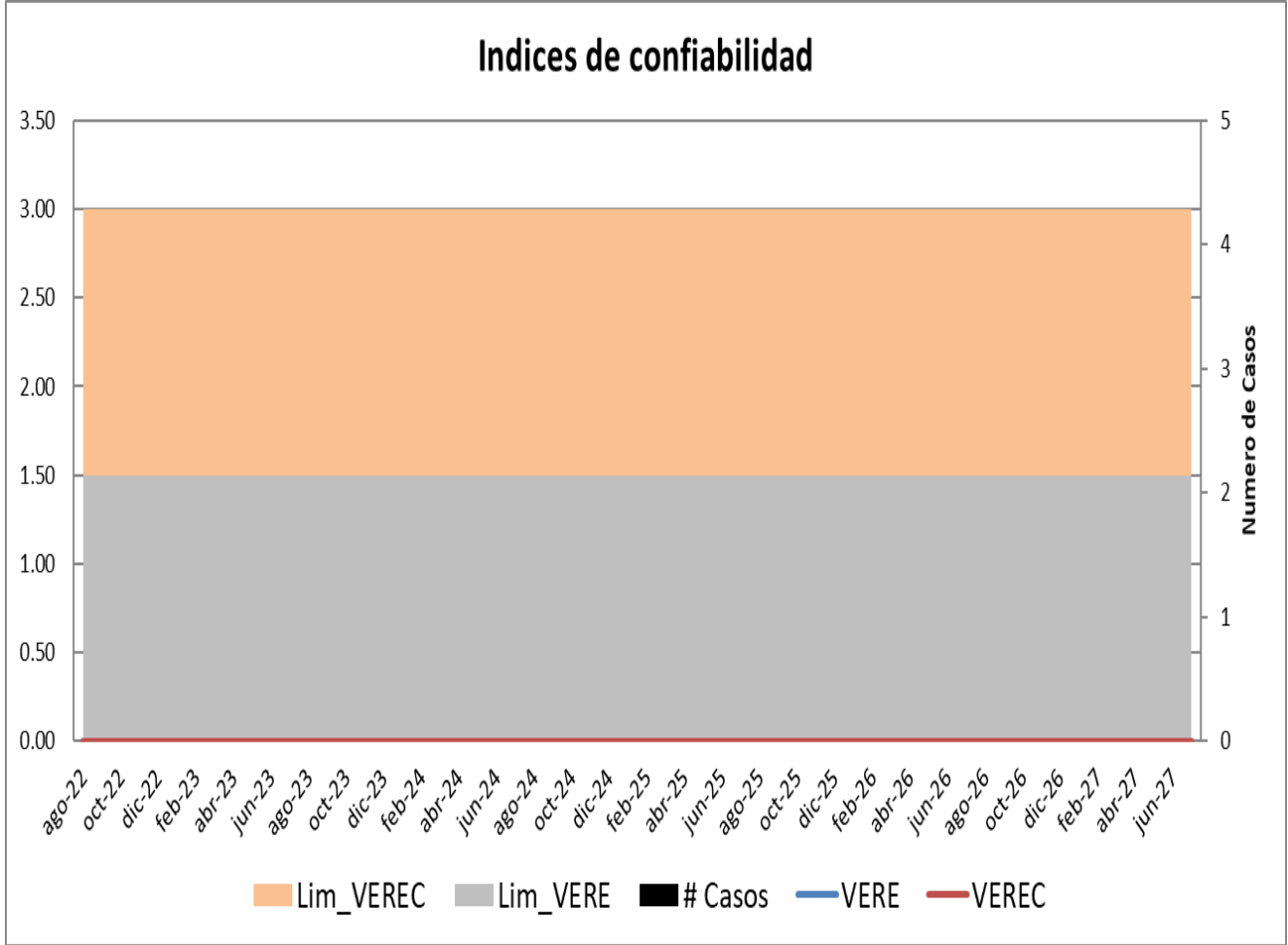
Sensibilidad caso estocástico
Proyectos con CLPE-OEF con retraso de un año.
(Tesorito sin atraso)

Resultados Estocásticos

Aportes al SIN GWh/día

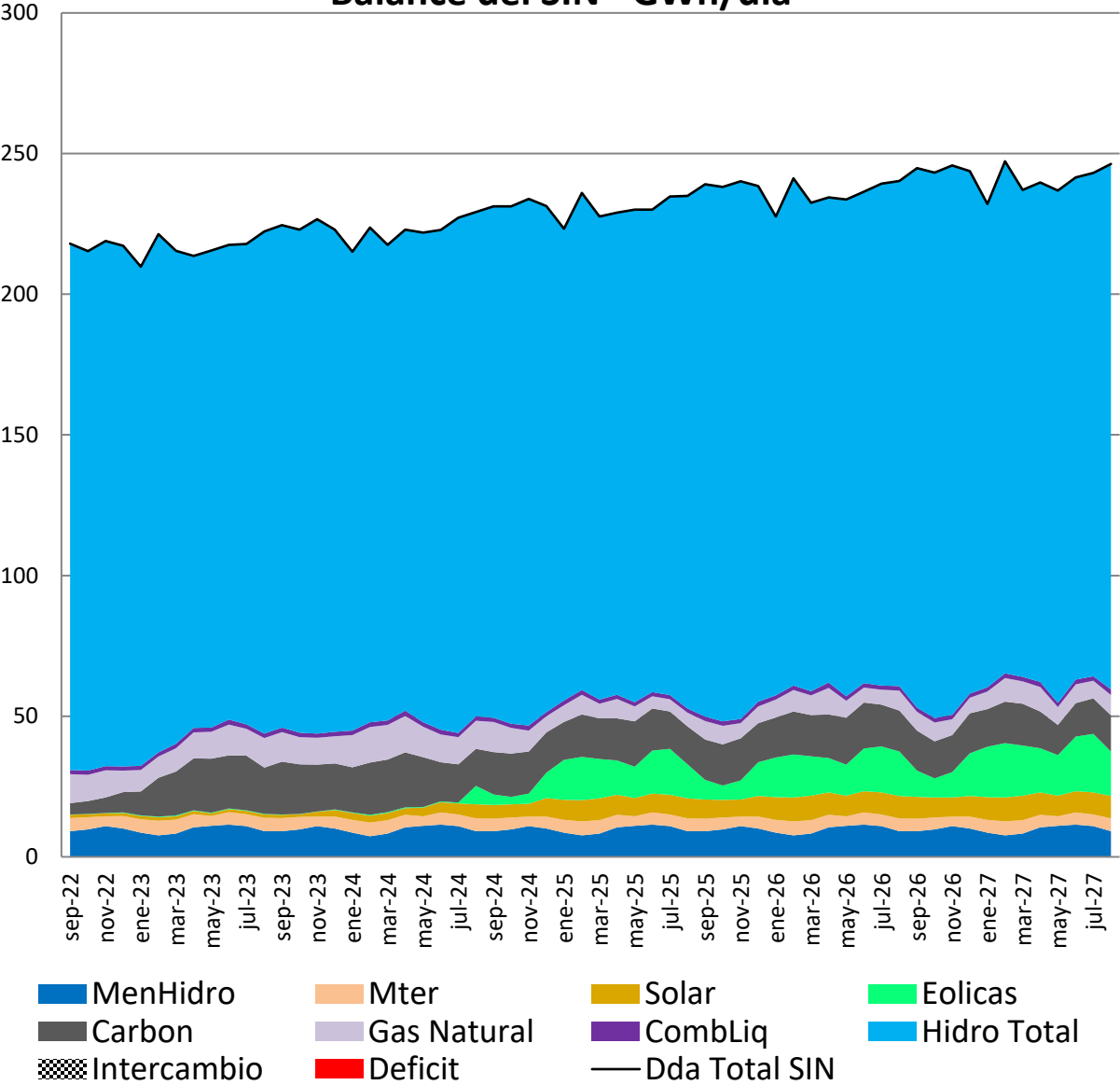


Indices de confiabilidad

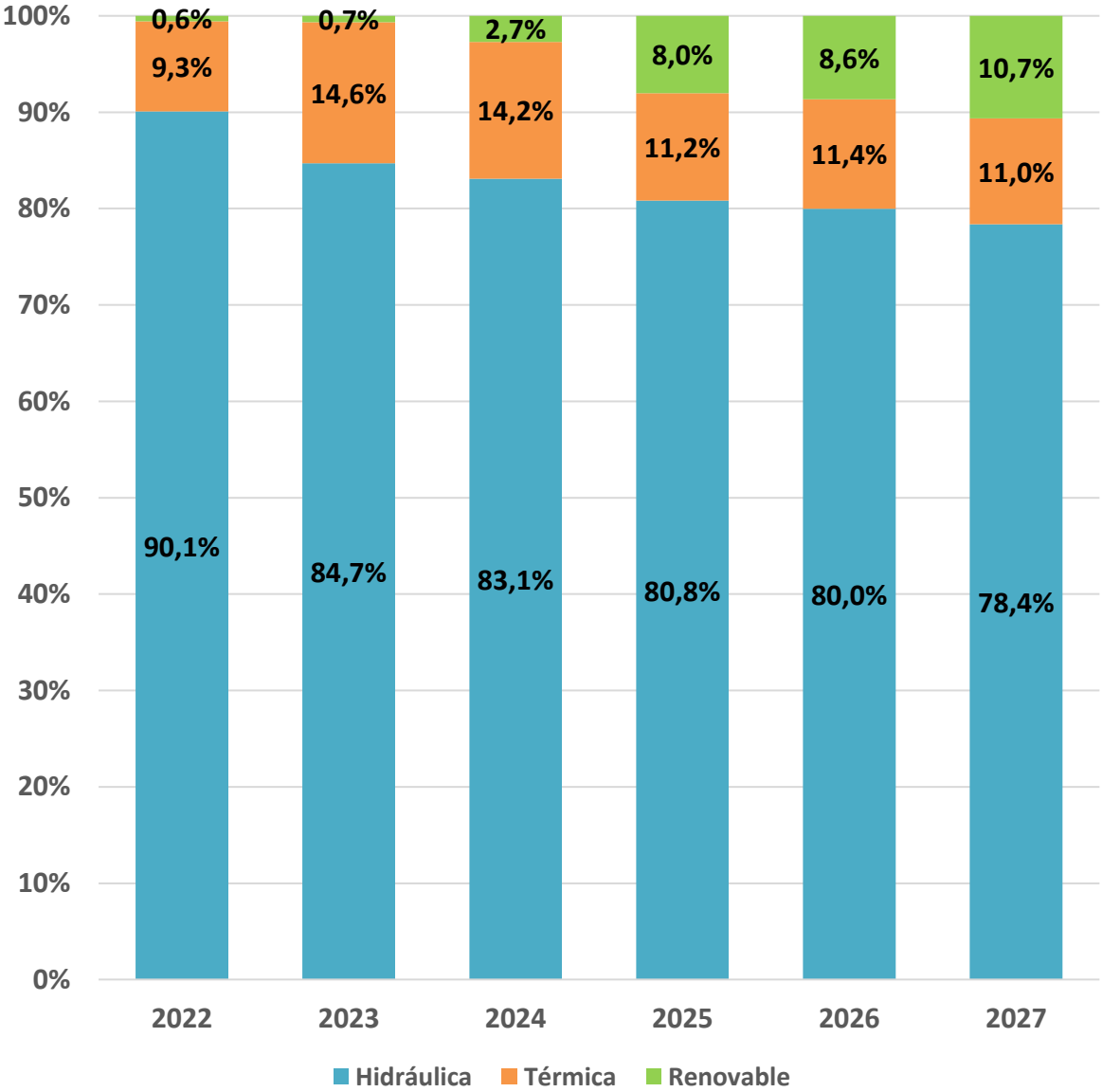


Resultados Estocásticos

Balance del SIN - GWh/día

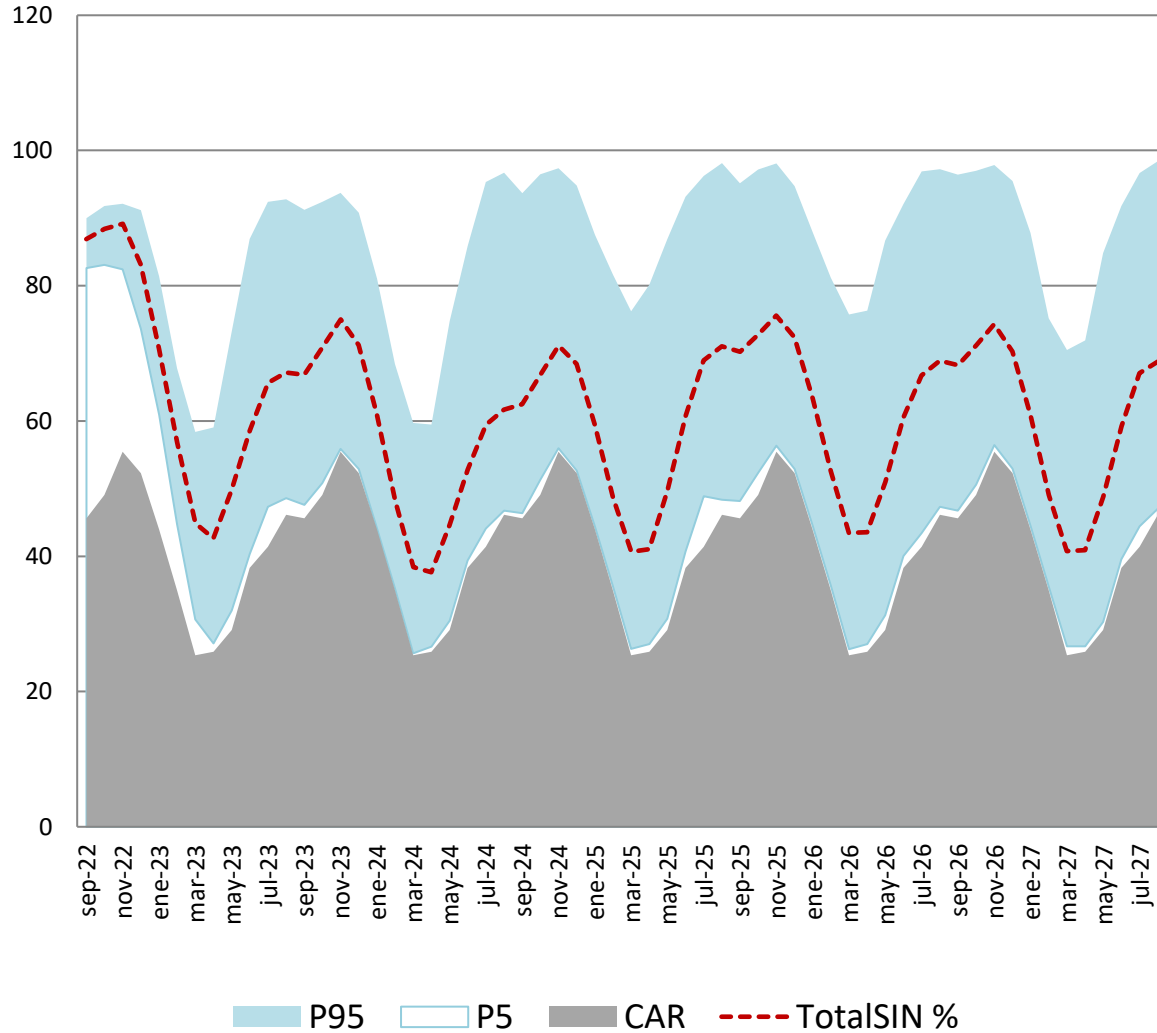


Participación de la generación en la atención de la demanda

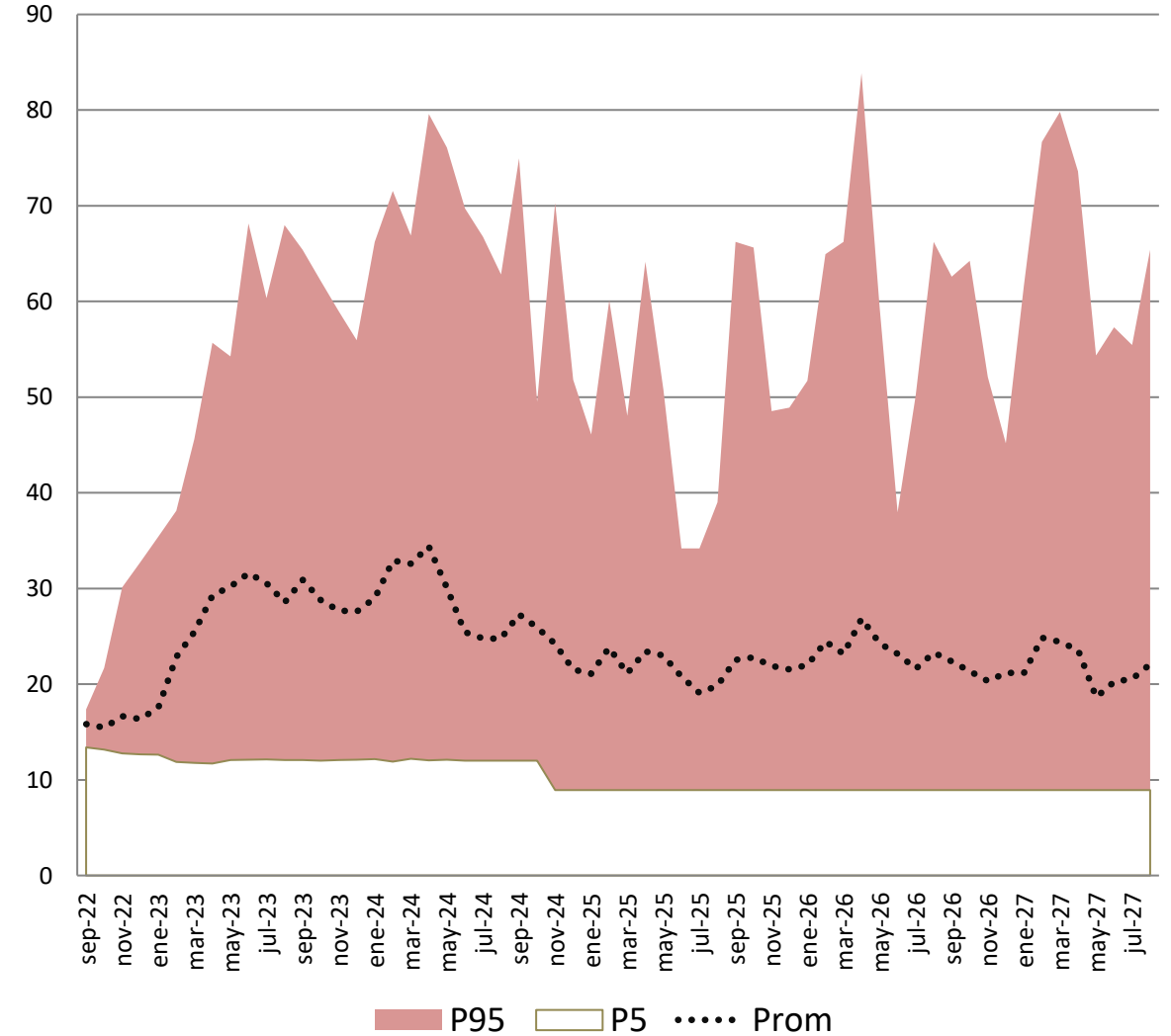


Resultados Estocásticos

Embalse de SIN %

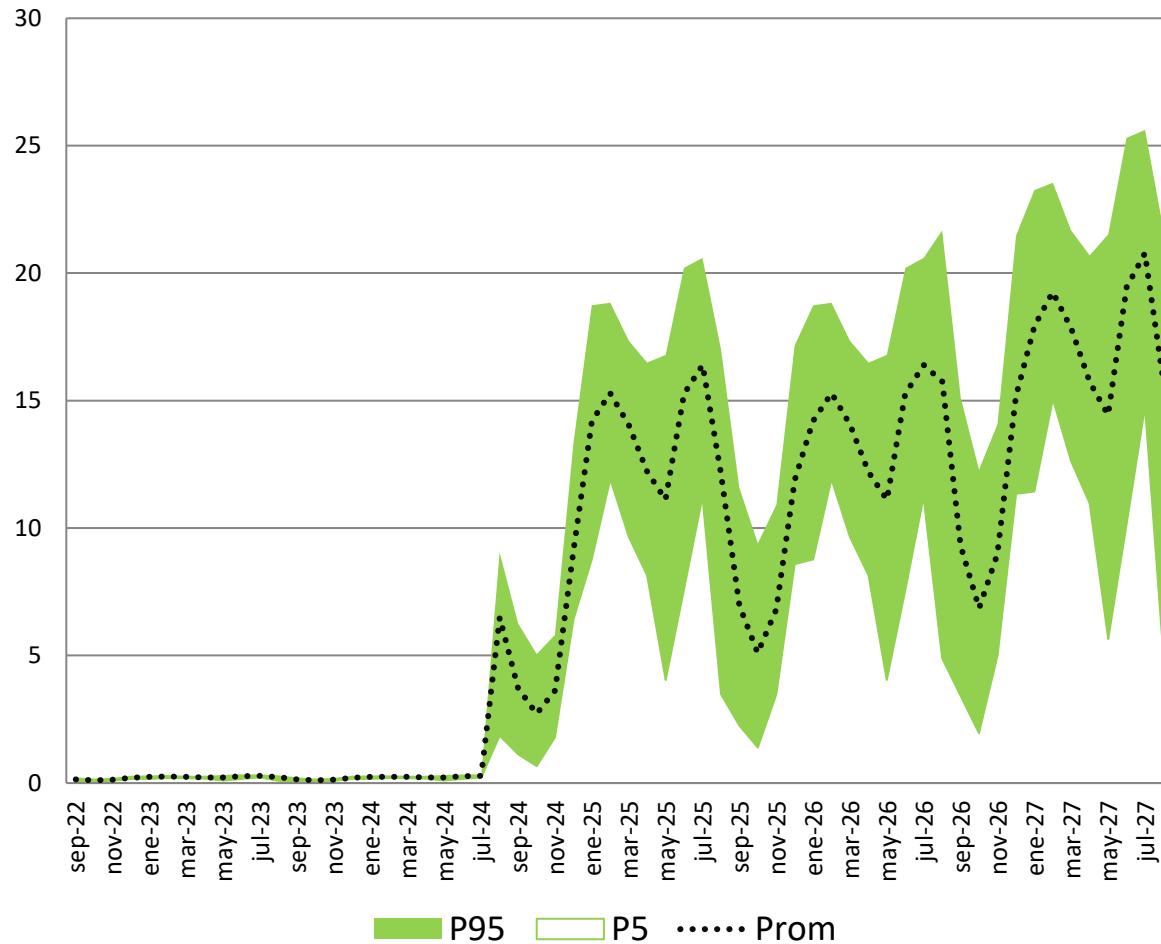


Generación Termica GWh/dia

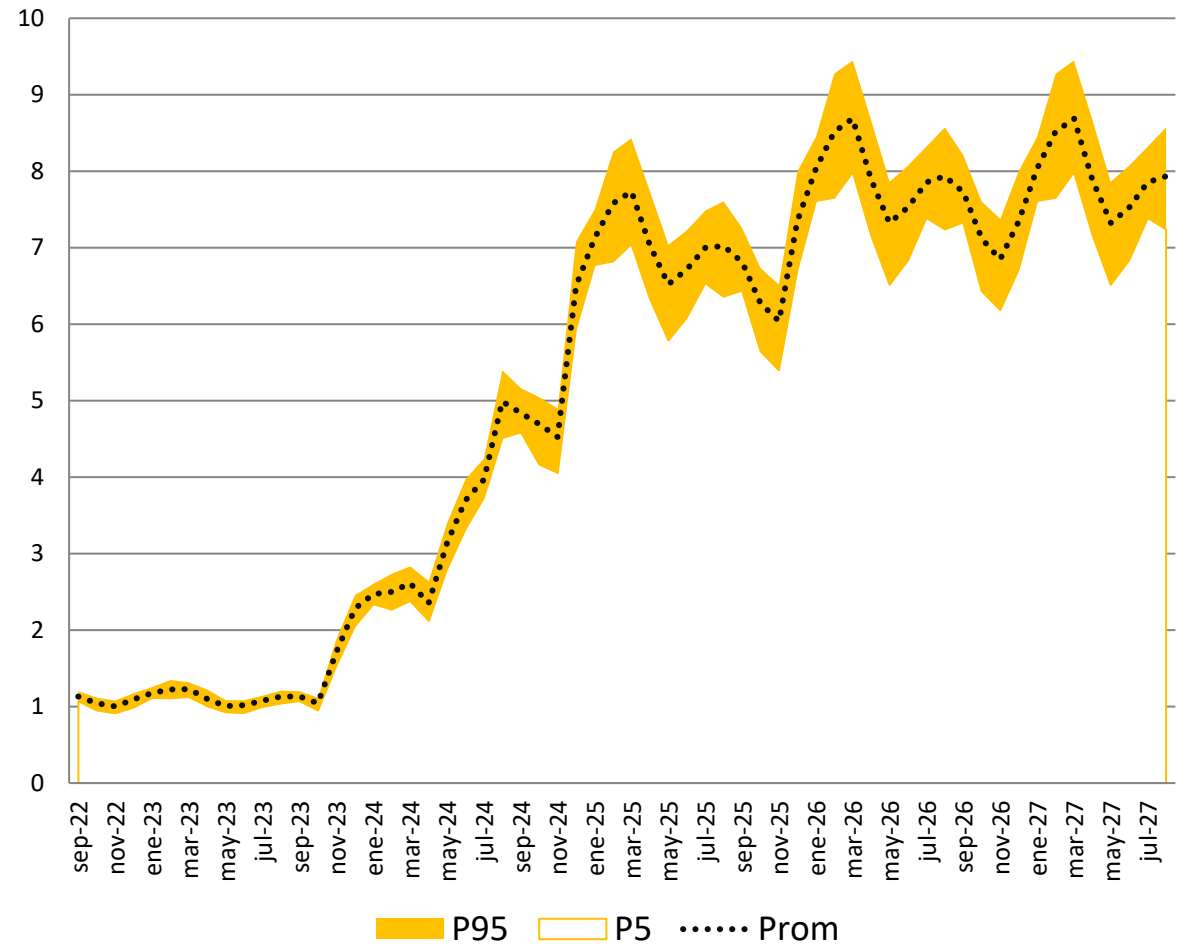


Resultados Estocásticos

Generación Eolica- GWh/dia

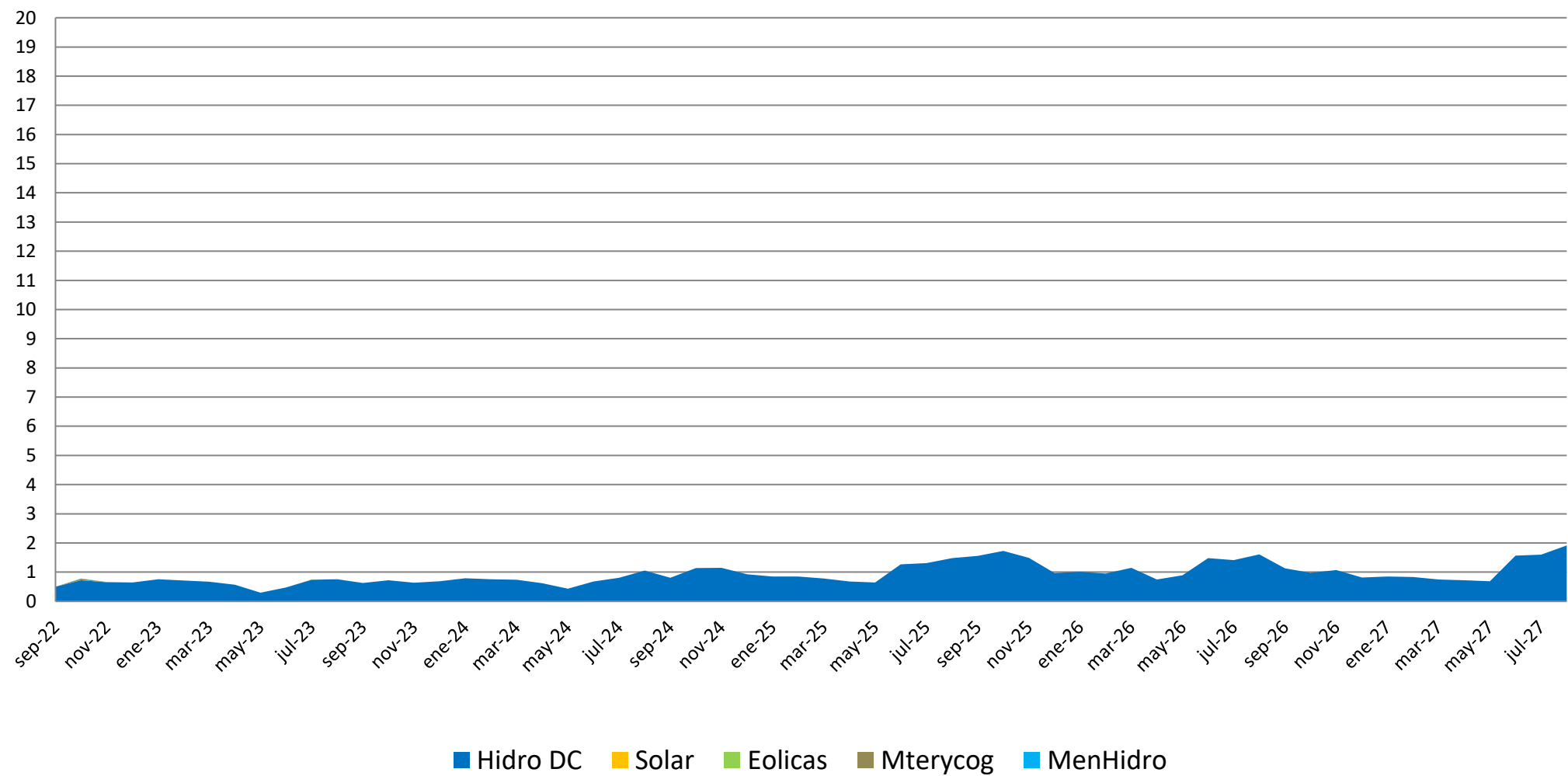


Generación Solar GWh/dia



Resultados de Vertimientos Turbinables

Vertimientos Energéticos del SIN - GWH/dia



Conclusiones y recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 y 5 años, con los supuestos considerados de entrada de proyectos y las sensibilidades a tiempos de entrada de los mismos, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.



De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 1,4% al inicio del horizonte del estudio a 18% al final del mismo en el horizonte de mediano plazo y 31.3% al final del horizonte del largo plazo.



Conclusiones y recomendaciones



La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.



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

3. Situaciones operativas

Bloqueos central Guavio



Bloqueos central Guavio



26 de Agosto

- ENEL informa de bloqueos por parte de la comunidad de la zona en la central Guavio y por tanto no ha sido posible realizar el cambio de personal del turno, generando riesgos para la continuidad en la operación de la central.
- Se informa al secretario técnico del CNO de la situación.
- Se realizan análisis preventivos ante la eventual salida de la central en operación y despacho.

27 de Agosto

- Se envía por parte del CND comunicado al MME, describiendo importancia de la central para el sistema y solicitando apoyo con la solución de la situación.

31 de Agosto

- ENEL informa que se logró hacer el cambio de turno, no obstante los bloqueos permanecen.

| Indisponibilidad transformador Valledupar



Condición Valledupar



24 de Agosto

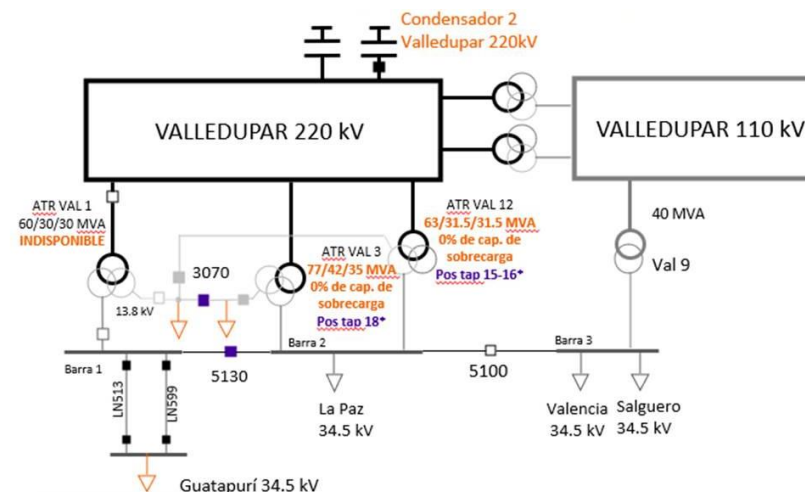
- TRANSELCA se reúne con el CND y AFINIA para informar que declarará indisponible el transformador **Valledupar T-VAL01 220/34.5/13.8 kV a partir de las 12:00 horas del 26/08/2022 hasta las 17:00 hrs 08/09/2022**, debido a condición crítica en el ATR por fuga de aceite.
- Transelca informa que los trabajos se dividirán en dos etapas:
- **Etapas 1:** Indisponibilidad del T-VAL01
- **Etapas 2:** Conexión de un transformador de reserva 45 MVA 220/34.5 kV conectado a la bahía original del T-VAL01

25 de Agosto

- De forma conjunta entre TRANSELCA, AFINIA y CND se elabora propuesta de un ESPS que permita mitigar la posible DNA ante sobrecarga de uno de los transformadores de Valledupar 220/34.5/13.8 kV en red completa o ante contingencia sencilla de uno de estos transformadores.
- Se define reconfiguración topológica de los acoples de las barras longitudinales a 34.5 y 13.8 kV, TDC y consignas operativas

26 de Agosto

- Se celebra reunión entre el AFINIA, TRANSELCA y el CND para verificar la viabilidad de implementación del ESPS previo a la indisponibilidad del T-VAL01 220/34.5/13.8 kV. El inicio de la indisponibilidad se posterga hasta que se confirme la implementación del ESPS
- El 27 de agosto, a las 10:58 horas, TRANSELCA confirma la implementación del ESPS e inicia las actividades mencionadas



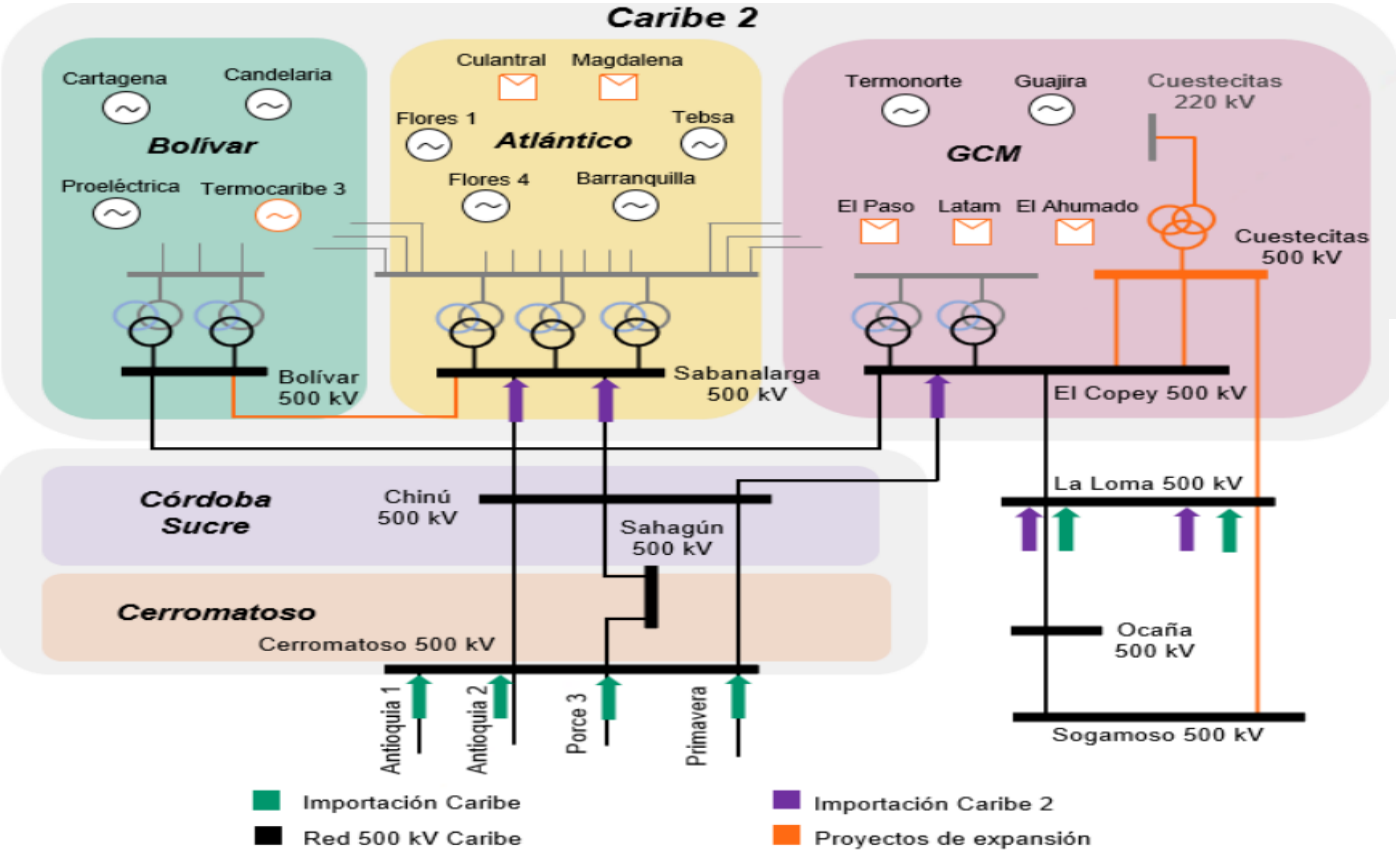
| Mantenimiento | Planta de Regasificación Septiembre 8 al 12



Balance energético Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12



Red áreas Caribe y Caribe 2 - Limites de importación



Área	Límite [MW]	Potencia a través de	Limitada por (N-1)
Caribe	2000	- Antioquia – Cerromatoso 1 500 kV - Antioquia – Cerromatoso 2 500 kV - Porce 3 – Cerromatoso 500 kV - Primavera – Cerromatoso 500 kV - Ocaña – La Loma 500 kV	- La Loma - El Copey 500 kV - Chinú – El Copey 500 kV Cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión en nodos del área, tanto en red completa como ante contingencia sencilla
Caribe 2	1300 - 1400	- Chinú – Sabanalarga 1 500 kV - Chinú – Sabanalarga 2 500 kV - Chinú – El Copey 500 kV - Ocaña – La Loma 500 kV	

Indisponibilidad	N-1 crítica	Límite importación [MW]	
		Caribe	Caribe 2
Red completa	- El Copey – La Loma 500 kV - Ocaña – La Loma 500 kV - Chinú – El Copey 500 kV	2000	1300 - 1400
Chinú – El Copey 500 kV	- El Copey – La Loma 500 kV - Ocaña – La Loma 500 kV	1650	1100 - 1200
Ocaña – La Loma 500 kV	Chinú – El Copey 500 kV	1650	1000
La Loma – El Copey 500 kV			
Chinú – Cerromatoso 500 kV	- El Copey – La Loma 500 kV - Ocaña – La Loma 500 kV	1800	1300
Primavera – Cerromatoso 500 kV	- El Copey – La Loma 500 kV - Ocaña – La Loma 500 kV	1800	1300
Porce 3 – Cerromatoso 500 kV			
Antioquia - Cerromatoso 500 kV	- El Copey – La Loma 500 kV - Ocaña – La Loma 500 kV	1900	1350
Chinú – Sabanalarga 500 kV	Chinú – Sabanalarga 500 kV	1650	1050
Red Completa sin SVC	- El Copey – La Loma 500 kV - Ocaña – La Loma 500 kV - Chinú – El Copey 500 kV	1900 - 2000	1300 - 1400

Balance energético Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12



ÁREA CARIBE MÁXIMA DEMANDA

Área Caribe (Circuitos Primavera Cerromatoso 500 kV + Porce III Cerromatoso 500 kV + Ocaña - La Loma - Copey 500 kV + Antioquia – Cerromatoso 1 y 2 500 kV)	5 Enlaces disponibles	4 Enlaces disponibles
Límite de Intercambio Interior-Costa [MW]	2000	1650

Demanda [MW] (Periodo Demanda Máx)	2976	2976	2983	2865	2976
Requerimiento 5 Enlaces [MW]	976	976	983	865	976
Requerimiento 4 Enlaces [MW]	1326	1326	1333	1215	1326

Diponibilidad plantas área Caribe MWh	sep-08	sep-09	sep-10	sep-11	sep-12	Disminucion Disponibilidad GWh-dia
Guajira (Carbón)	290	290	290	290	290	SR
Tebsa (Gas)	325	325	325	325	325	-466
Flores 4B (Gas)	0	0	0	0	0	-450
Flores I (Gas)	160	160	160	160	160	SR
Barranquillas 3-4 (Gas)	0	0	0	0	0	-120
Poreléctrica (Gas)	90	90	90	90	90	SR
Gecelca 3 (Carbón)	0	0	0	0	0	-164
Candelaria 1-2 (Gas)	0	0	0	0	0	-314
Urra (Agua)	324	324	324	324	324	-14
Cartagenas 1-2-3 (Líquidos)	113	113	113	113	113	-71
Gecelca 32 (Carbón)	273	273	273	273	273	SR
Termonorte (ACPM)	71	71	71	71	71	-19
Total Costa	1646	1646	1646	1646	1646	-1618

5 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	670	670	663	781	670
4 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	320	320	313	431	320

SR: Sin Restricción

Situación condiciones normales de operación:

- Se cubre la contingencia N-1, Resolución CREG 025 de 1995 (**Red de transmisión**), contingencias en la generación y desviaciones de la demanda.
- Indisponibilidad del **49,57%** de la generación área Caribe.
- Plantas Duales área Caribe:** Guajiras, Cartagenas y Termonorte.

Riesgos:

- No se identifican riesgos, con la generación disponible se puede cubrir la contingencia N-1-1 del área Caribe.

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12



ÁREA CARIBE 2 MÁXIMA DEMANDA

Área Caribe 2 (Circuitos Chinú – Sabana 1 + 2 500 kV + Ocaña -La Loma – Copey 500 kV + Chinú Copey 1 500 kV)	4 Enlaces disponibles	3 Enlace disponibles
Límite de Intercambio Interior-Costa [MW]	1400	930

Demanda [MW] (Periodo Demanda Máx)	2302	2302	2137	2188	2302
Requerimiento 4 Enlaces [MW]	902	902	737	788	902
Requerimiento 3 Enlaces [MW]	1372	1372	1207	1258	1372

Diponibilidad plantas área Caribe 2 MWh	sep-08	sep-09	sep-10	sep-11	sep-12	Disminucion Disponibilidad GWh-día
Guajira (Carbón)	290	290	290	290	290	SR
Tebesa (Gas)	325	325	325	325	325	-466
Flores 4B (Gas)	0	0	0	0	0	-450
Flores I (Gas)	160	160	160	160	160	SR
Barranquillas 3-4 (Gas)	0	0	0	0	0	-120
Poreléctrica (Gas)	90	90	90	90	90	SR
Candelaria 1-2 (Gas)	0	0	0	0	0	-314
Cartagenas 1-2-3 (Líquidos)	113	113	113	113	113	-71
Termonorte (ACPM)	71	71	71	71	71	-19
Total Costa	1049	1049	1049	1049	1049	-1440

4 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	147	147	312	261	147
3 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	-323	-323	-158	-209	-323

SR: Sin Restricción

Situación condiciones normales de operación:

- Se cubre la contingencia N-1, Resolución CREG 025 de 1995 (**Red de transmisión**).
- **Para los días ordinarios no se cubren algunas contingencias en la generación.**
- Indisponibilidad del **57,85%** de la generación área Caribe 2 (**G.C.M., Bolívar y Atlántico**).
- **Plantas Duales área Caribe 2:** Guajiras, Cartagenas y Termonorte.

Riesgos:

- Ante indisponibilidad de un enlace a 500 kV del área Caribe 2 (**Circuitos Chinú – Sabana 1 + 2 500 kV, Ocaña - La Loma – Copey 500 kV y Chinú Copey 1 500 kV**), se podría tener DNA en la punta para **mantener el límite seguro**.
- Desviaciones de la demanda de energía del área.
- Indisponibilidades de las plantas de generación del área.

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12



Acciones de socialización del mantenimiento:

- Elaboración Balance Energético Subcomité de Plantas **(Reunión ordinaria 348 - Agosto 17).**
- Presentación Balance Energético al COMI - **Comité de Mantenimiento e Intervenciones del Sector Gas (Reunión semanal –Agosto 24).**
- Presentación Balance Energético al Comité de Operación **(Reunión ordinaria 389 – Agosto 25).**
- Plenaria Consejo Nacional de Operación – CNO **(Reunión ordinaria 675 – Septiembre 1).**

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12



Recomendaciones ejecución mantenimiento:

- Revisar por parte de Tebsa, Candelaria y Prime – Termoflores la posibilidad de contar con gas adicional, con el fin de lograr aumentar la disponibilidad de generación para los días del mantenimiento.
- Solicitud a los responsables de los pronósticos de la Demanda Regulada (AFINIA – AIR-E) y No Regulada del área Caribe (**Cargas conectadas al STN**) gestionar y ajustar los pronósticos de la demanda para los días del mantenimiento.
- Maximizar la disponibilidad de las líneas a 500 kV del área Caribe y el SVC de Chinu 500 kV.
- Maximizar la disponibilidad de la Central Hidroeléctrica Urra, térmicas a Carbón y Líquidos del área.
- Contar con la logística que garantice la disponibilidad de combustibles líquidos y carbón en las plantas del área.
- No realizar pruebas autorizadas de generación en el área Caribe.
- No realizar intervenciones en la red eléctrica del área Caribe que requieran generación térmica a gas.
- Maximizar la declaración de la disponibilidad de las unidades de generación del área Caribe.

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12



Acciones y recomendaciones ejecución mantenimiento:

- XM realizará declaración de estado de alerta o emergencia de la operación de las áreas Caribe o Caribe 2 según lo establecido en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995-Codigó de Operación, de acuerdo a la disponibilidad de las plantas de generación de las áreas Caribe y Caribe 2 y los balances diarios que se realizaran desde el Despacho Económico durante los días del mantenimiento (**Comunicado a: Agentes área Caribe, CNO-Gas, CNO Eléctrico, MME y SSPD**).
- Realización de teleconferencias diarias de seguimiento a la evolución del mantenimiento (**CNO-Gas, CNO Eléctrico**).

| Conexión proyecto solar La Loma



Conexión proyecto Solar La Loma



2017

Concepto de Conexión a SE
La Loma 110 kV supeditada

IPVO: 1/12/2022



- i) La Loma STR y STN,
- ii) La repotenciación de la Línea La Jagua – Codazzi 110 kV
- iii) Cerromatoso – Chinú 500 kV y Chinú – Copey 500 kV.

11/2021

- UPME dio concepto temporal (Art. 34 Res CREG 075/2021) por atrasos en los proyectos de expansión.
- FPO 31/12/2021
- Conexión mediante trafo 500/110 kV

02/2022

- Luego de cumplir los requisitos definidos en la reglamentación vigente se conectó al SIN el 14 de febrero en etapa de pruebas iniciales.

05/2022

- UPME modificó la FPO del proyecto al 31/10/2022 y derogó la conexión temporal.
- XM escribió a UPME e informó sobre la situación al CNO
- ENEL interpuso recurso de reposición

06/2022

- UPME dio respuesta a XM, indicando que debía esperarse la respuesta del recurso de reposición

07/2022

- XM informó a CNO sobre la respuesta de la UPME
- UPME respondió el recurso de reposición donde **confirmando la derogatoria** de la conexión temporal dejando sin punto de conexión a la planta conectada en pruebas.
- XM envió comunicación a ENEL y OR, indicando que entiende que la conexión actual no cumple con lo definido en el concepto

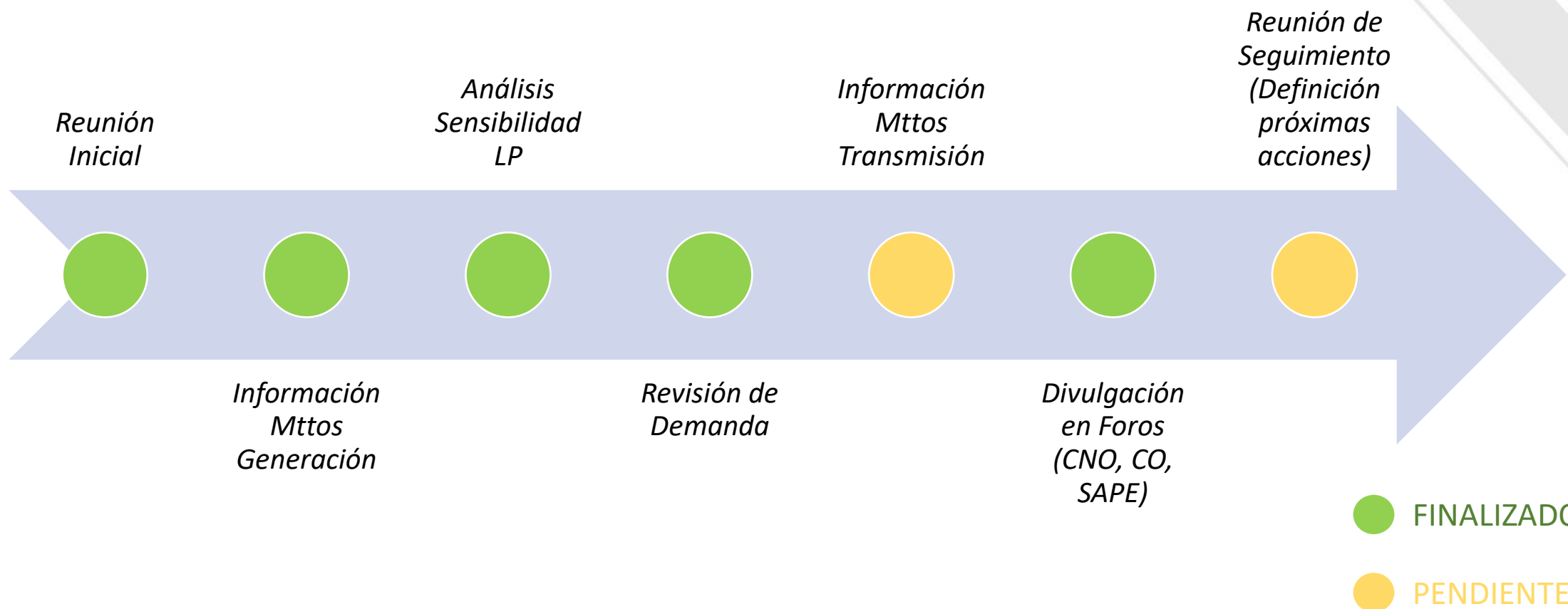
08/22

- El interruptor del trafo 500/110 kV se encuentra abierto y ENEL se encuentra declarando disponibilidad 0 MW desde el 7/08/2022 para la planta

Situación área Oriental



Seguimiento Situación Oriental



Seguimiento Situación Oriental



Tema	Responsable	Fecha	Observación
Reunión grupo de trabajo	CNO, UPME, XM, Agentes del área	12-07-2022	De la tarea se desprendió la necesidad de revisar la demanda del área
Revisión de demanda	ENEL, EMSA, XM	05-08-2022	Se recibieron proyecciones de demanda
Información de Mttos Gen	ENEL, AES, XM	21-07-2022	Las empresas de generación enviaron la información de los mantenimientos planeados para los próximos 5 años
Análisis Sensibilidad LP	XM	28-07-2022	El CND presentó los análisis de realizados
Revisión simultaneidades manttos de generación	ENEL, AES	30-09-2022	De acuerdo con lo presentado en el CO 387, los agentes revisarían simultaneidades para evaluar movimientos
Revisión de escenarios de demanda	XM - UPME	29-08-2022	Se revisa información de escenarios de demanda Vs conceptos de conexión
Información de Mttos Transmisión	GEB, INTERCOLOMBIA, XM	El CND solicitó la info el 07-08-2022	Pendiente respuesta agentes
Plan de trabajo normalización capacidad circuitos Bacatá – Chía 115 kV. Bacatá – El Sol 115 kV y obras asociadas	ENEL	Solicitado en CO 387 y CNO 673	Se recibió cronograma el 31 de agosto (Pendiente cronograma transformador Guavio)
Citación Reunión de Seguimiento	UPME	--	Pendiente citación del grupo de trabajo

Disminución capacidad nominal (Julio)

ENEL COLOMBIA solicitó modificar los parámetros técnicos de las siguientes líneas:

Línea	Parámetro a actualizar	Valor anterior	Valor nuevo
Bacatá - Chía 115 kV	Capacidad nominal (A)	854.0	800.0
	Elemento que impone el límite operativo	Transformador de corriente	Línea de transmisión
	Límite de emergencia durante 30 minutos (A)	1000.0	800.0
	Límite térmico (A)	900.0	800.0
Bacatá - El Sol 115 kV	Capacidad nominal (A)	854.0	800.0
	Elemento que impone el límite operativo	Transformador de corriente	Línea de transmisión
	Límite de emergencia durante 30 minutos (A)	1000.0	800.0
	Límite térmico (A)	900.0	800.0

El cambio se hizo efectivo a partir del 26/07/2022

Justificación dada por ENEL COLOMBIA*

*“Actualmente la línea **Bacatá – Chía 115 kV (BTIA)** tiene 21,8 km de los cuales 13,6 km se encuentran en un conductor instalado en el año 2008 y el resto en otro **conductor instalado en el año 1957**. Por su parte, la línea **Bacatá – El Sol 115 kV (BTES)** tiene 36 km de los cuales 12,4 km se encuentran en un conductor instalado en el año 2008 y **el resto en otro conductor instalado en el año 1957***

*...para los tramos con conductor con más de 60 años en operación y debido a las diferentes condiciones ambientales que se han presentado, el crecimiento de la carga, así como los eventos en los que se han presentado sobrecorrientes (fallas y/o descargas atmosféricas), **se ha presentado pérdida de la memoria elástica del conductor, por lo cual se presenta mayor elongación a la esperada en los diseños, disminuyendo las distancias de seguridad.***

Adicionalmente, estos corredores de líneas atraviesan diferentes sectores de los municipios de Cota, Chía y Cajicá (Cundinamarca), con varias condiciones topográficas, en las que se presentan múltiples invasiones a las servidumbres, en las que se construyen desde casas hasta almacenes de tipo agropecuario. La empresa ha realizado levantamientos y gestiones con las Alcaldías (especialmente de Cota) para liberar la franja, pero es un proceso jurídico largo y dinámico.”
subrayado fuera de texto

Cronograma ENEL Colombia



Repotenciación circuitos Bacatá – Chía-115 kV, Bacatá – El Sol 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Tenjo – El Sol 115 kV. **(Mayo del 2024)**

Repotenciación Líneas Sabana Norte a 115 kV		Comienzo	Fin	% Avance
		abr.-21	may.-24	36%
1	Planificación de necesidad Desarrollo de la Red	abr.-21	sep.-21	100%
1.1	Estudio de Alternativas	abr.-21	may.-21	100%
1.2	Ingeniería básica	jun.-21	sep.-21	100%
2	Ingeniería de detalle	nov.-21	sep.-22	93%
2.1	Ing. de Detalle Líneas	nov.-21	sep.-22	95%
2.1.1	Noroeste - Tenjo 115 kV	ene.-22	ago.-22	100%
2.1.2	Tenjo - El Sol 115 kV	nov.-21	jul.-22	100%

2.1.3	Bacatá - El Sol 115 kV	ene.-22	sep.-22	90%
2.1.4	Bacatá - Chía 115 kV	ene.-22	sep.-22	90%
2.2	Ing. de Detalle Subestaciones	dic.-21	sep.-22	90%
2.2.1	Conexiones entre equipos	dic.-21	mar.-22	100%
2.2.2	Cambio de Equipos TCs	may.-22	sep.-22	80%
3	Gestión de Materiales	ene.-22	mar.-23	42%
3.1	Herrajería	ene.-22	feb.-23	48%
3.1.1	Proceso licitatorio y adjudicación	ene.-22	ago.-22	95%
3.1.2	Fabricación y Suministro	sep.-22	feb.-23	0%
3.2	Conductor y equipos	ene.-22	mar.-23	38%
3.2.1	Proceso licitatorio y adjudicación	ene.-22	sep.-22	75%
3.2.2	Fabricación y Suministro	oct.-22	mar.-23	0%
4	Planeación de actividades	sep.-22	dic.-22	0%
4.1	Coordinación intervenciones OR-OS	sep.-22	dic.-22	0%
4.2	Recorridos en campo y estrategia de ejecución	sep.-22	feb.-22	0%
5	Repotenciación de líneas, adecuación en Subestaciones	abr.-23	may.-24	0%
5.1	Noroeste - Tenjo 115 kV	abr.-23	jun.-23	0%
5.1.1	Cambio de la barra subestación Tenjo	abr.-23	abr.-23	0%
5.2	Tenjo - El Sol 115 kV	jul.-23	sep.-23	0%
5.3	Bacatá - El Sol 115 kV	oct.-23	feb.-24	0%
5.4	Bacatá - Chía 115 kV	mar.-24	may.-24	0%
5.4.1	Cambio de la barra subestación Chía	mar.-24	mar.-24	0%

Cronograma ENEL Colombia



Cambio de los CT de la bahía de línea Termozipa a Sesquile 115kV con relación 1200A/5A (Mayo del 2024)

Repotenciación Líneas Sabana Norte a 115 kV		Comienzo	Fin	% Avance
		abr.-21	may.-24	36%
1	Planificación de necesidad Desarrollo de la Red	abr.-21	sep.-21	100%
1.1	Estudio de alternativas	abr.-21	may.-21	100%
1.2	Ingeniería básica	may.-22	jun.-22	100%
2	Ingeniería de detalle	nov.-21	sep.-22	93%
2.1	Línea ES - ZP 115kV Diseño Civil y electromecánico	jun.-22	sep.-22	95%
2.2	Línea TZ-SQ 115kV Diseño Civil y electromecánico	jun.-22	sep.-22	90%
2.3	Línea SQ-GT 115kV Diseño Civil y electromecánico	jun.-22	sep.-22	85%
3	Gestión de Materiales	abr.-22	sep.-22	42%
3.1	Estructuras y bajantes	abr.-22	may.-22	100%
3.2	Suministro de CTs y cables	may.-22	sep.-22	90%
4	Ejecución de los trabajos	abr.-23	may.-24	0%
4.1	Termozipa – Sesquile 115 kV	abr.-23	jun.-23	0%
4.1.1	Adecuación civil TZ-SQ	sep.-22	oct.-22	0%
4.1.2	Montaje y Puesta en servicio TZ-SQ	oct.-22	oct.-22	0%
4.2	El Sol - Termozipa 115 kV	jul.-23	sep.-23	0%
4.2.1	Adecuación civil ES-ZP	oct.-22	oct.-22	0%
4.2.2	Montaje y Puesta en servicio ES-ZP	oct.-22	oct.-22	0%
5.3	Bacatá - El Sol 115 kV	oct.-23	feb.-24	0%
4.3.1	Adecuación civil SQ-GT	oct.-22	nov.-22	0%
4.3.2	Montaje y Puesta en servicio SQ-GT	nov.-22	nov.-22	0%

Cambio parámetros (Agosto)



Se realizó cambio de los CT de la bahía de línea Termozipa a Sesquilé 115kV con relación 400A/5A (1 de septiembre 2022)

Parámetros Actuales

1.CÓDIGO DE LÍNEA	2.NOMBRE DE LA LÍNEA	7.CAPACIDAD NOMINAL (A)	8.ELEMENTO QUE IMPONE EL LIMITE OPERATIVO	9.LÍMITE DE EMERGENCIA DURANTE 30 MINUTOS	10.LÍMITE TÉRMICO
Lin0533	TERMOZIPIA-SESQUILE 115 kV	300	Transformador de corriente	345	489

Parámetros Nuevos

1.CÓDIGO DE LÍNEA	2.NOMBRE DE LA LÍNEA	7.CAPACIDAD NOMINAL (A)	8.ELEMENTO QUE IMPONE EL LIMITE OPERATIVO	9.LÍMITE DE EMERGENCIA DURANTE 30 MINUTOS	10.LÍMITE TÉRMICO
Lin0533	TERMOZIPIA-SESQUILE 115 kV	400	Transformador de corriente	460	489

Parámetros Actuales

1.CÓDIGO DE LÍNEA	2.NOMBRE DE LA LÍNEA	7.CAPACIDAD NOMINAL (A)	8.ELEMENTO QUE IMPONE EL LIMITE OPERATIVO	9.LÍMITE DE EMERGENCIA DURANTE 30 MINUTOS	10.LÍMITE TÉRMICO
Lin0004	BACATA - CHIA 1 115 kV	854	Línea de Transmisión	800	800
Lin0370	BACATA - EL SOL 1 115 kV	854	Línea de Transmisión	800	800

Parámetros Nuevos

1.CÓDIGO DE LÍNEA	2.NOMBRE DE LA LÍNEA	7.CAPACIDAD NOMINAL (A)	8.ELEMENTO QUE IMPONE EL LIMITE OPERATIVO	9.LÍMITE DE EMERGENCIA DURANTE 30 MINUTOS	10.LÍMITE TÉRMICO
Lin0004	BACATA - CHIA 1 115 kV	800	Línea de Transmisión	900	800
Lin0370	BACATA - EL SOL 1 115 kV	800	Línea de Transmisión	900	800

ENEL Colombia implementó acciones en la zona para aumentar el límite de emergencia durante 30 minutos, se solicita actualización del parámetro de Límite de emergencia durante 30 minutos para las líneas Bacatá – El Sol 115 kV y Bacatá – Chía 115 kV a 900 Amperios.

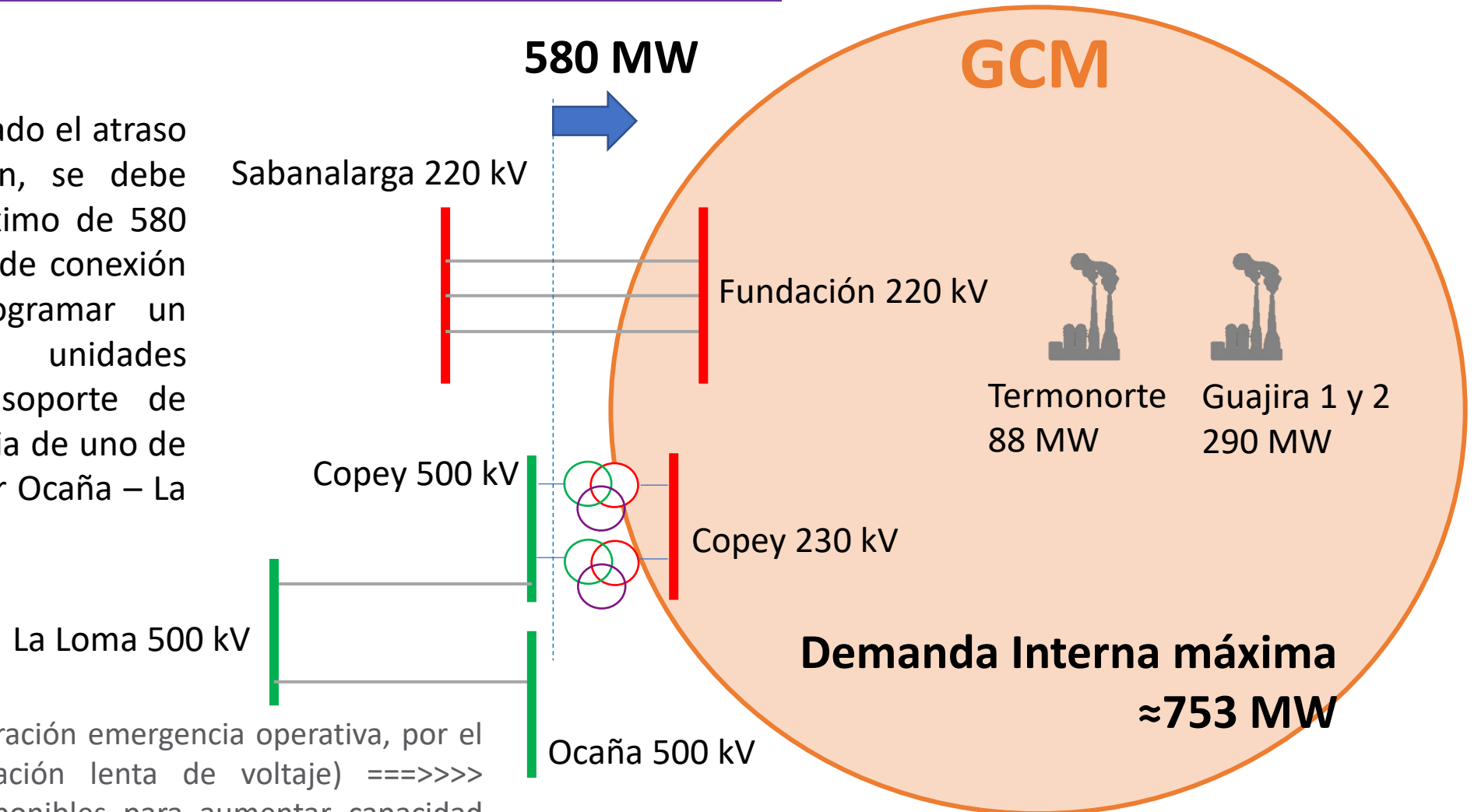
| Situación operativa GCM



Características área Caribe – Subárea GCM

Gen Interna mínima = Demanda interna GCM – Intercambio máximo

Con la red existente y dado el atraso en obras de expansión, se debe controlar un límite máximo de 580 MW por los elementos de conexión de la subárea y programar un número mínimo de unidades equivalentes para el soporte de tensión ante contingencia de uno de los circuitos del corredor Ocaña – La Loma – Copey 500 kV



Abril de 2022: Se hizo declaración emergencia operativa, por el fenómeno FIDVR (recuperación lenta de voltaje) ==>>>> programar generadores disponibles para aumentar capacidad corto circuito.

Racionamiento Subárea GCM

A continuación se presenta el racionamiento en la subárea GCM, principalmente por control del límite de importación y coincidente con indisponibilidades del recurso TERMOGUAJIRA



Fecha Inicial	Fecha Final	Duración [h]	Energía [MWh]	Descripción	Área
2022/04/12 21:03	2022/04/12 23:37	2,566	36,54	Demanda no atendida por instrucción del CND para control del límite de importación de la subárea GCM ante el disparo de la unidad 2 de TERMOGUAJIRA.	SubArea GCM
2022/05/23 13:37	2022/05/23 16:48	3,183	22,92	Demanda no atendida por instrucción del CND para control del corte EL COPEY - VALLEDUPAR 2 220 kV / EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kV.	SubArea GCM
2022/05/23 20:43	2022/05/23 23:45	3,033	18,2	Demanda no atendida por instrucción del CND para control del límite GCM.	SubArea GCM
2022/07/04 21:26	2022/07/04 22:56	1,5	18,2	Demanda no atendida por instrucción del CND para control del límite GCM en las S/Es CODAZZI (CESAR) 110 kV, SAN JUAN 110 kV y MAICAO 110 kV.	SubArea GCM
2022/07/05 20:25	2022/07/05 22:30	2,083	18,21	Demanda no atendida por instrucción del CND para control del límite GCM en las S/Es CUESTECITAS 110 kV, MAICAO 110 kV y VALLEDUPAR 110 kV.	SubArea GCM
2022/07/06 20:10	2022/07/06 23:32	3,366	40,18	Demanda no atendida por instrucción del CND para control del límite GCM en las subestaciones MAICAO 110 kV, VALLEDUPAR 110 kV, CODAZZI 110 kV y LA JAGUA 110 kV.	SubArea GCM
2022/07/07 14:23	2022/07/07 23:44	9,35	49,65	Demanda no atendida por instrucción del CND para control del límite GCM en la S/E SAN JUAN 110 kV.	SubArea GCM
2022-08-03 20:08	2022-08-03 20:32	0,4	4	Demanda no atendida por condición de seguridad para control del límite GCM en las S/Es CODAZZI (CESAR) 110 kV, VALLEDUPAR 110 kV y EL BANCO 110 kV debido a salida de unidad de generación en S/E Guajira.	SubArea GCM

Alta cargabilidad: Caribe

Abril a Julio

● Carga >95%

Atlántico

Bolívar

	Abr	May	Jun	Jul
El Carmen – Tsan Jacinto 66 kV	51	41	6	54
6 DNA por desconexiones				
Tenera – Gambote 66 kV	8	9	2	3
16 DNA por desconexiones				
Bolívar – Villa Estrella 66 kV	2	6	2	2
2 DNA por desconexiones				
El Carmen 1 60 MVA 10/66/13.8 kV	10	6	0	0

GCM

	Abr	May	Jun	Jul
El Paso – El Banco 110 kV*	0	0	0	0
Codazzi – La Jagua 110 kV**	27	0	0	0

*10 DNA por desconexiones El Paso – El Banco 110 kV

* 8 DNA por desconexiones El Paso – El Copey 110 kV

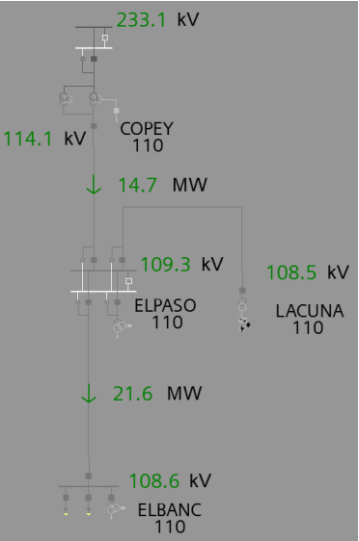
**8 DNA por desconexiones Valledupar – Codazzi 110 kV

Córdoba- Sucre

	Abr	May	Jun	Jul
Boston – Chinú 110 kV	22	16	1	0
Chinú – Sincé 110 kV'	11	3	0	11

'2 DNA por desconexiones Sincé – Magangué 110 kV

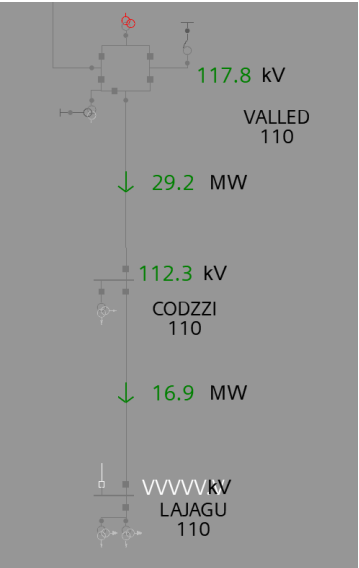
Radialidades DNA 2022



Copey – El Paso – El Banco 110 kV

DNA Programada	1,759 MWh
DNA No Programada	583 MWh

Proyecto La Loma – El Paso 110 kV

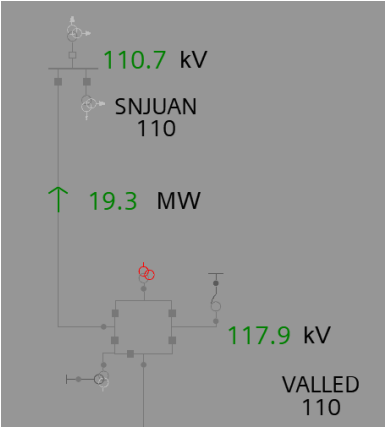


Valledupar – Codazzi – La Jagua 110 kV

DNA Programada	572 MWh
DNA No Programada	450 MWh

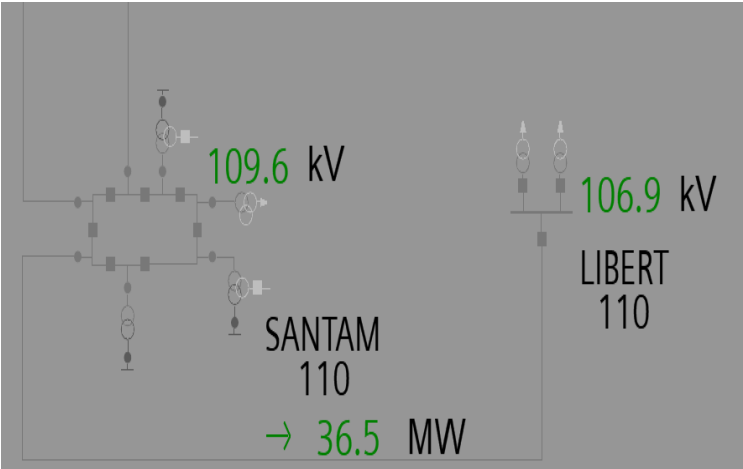
Proyecto La Loma - La Jagua 110 kV

Radialidades DNA 2022



Valledupar – San Juan 110 kV

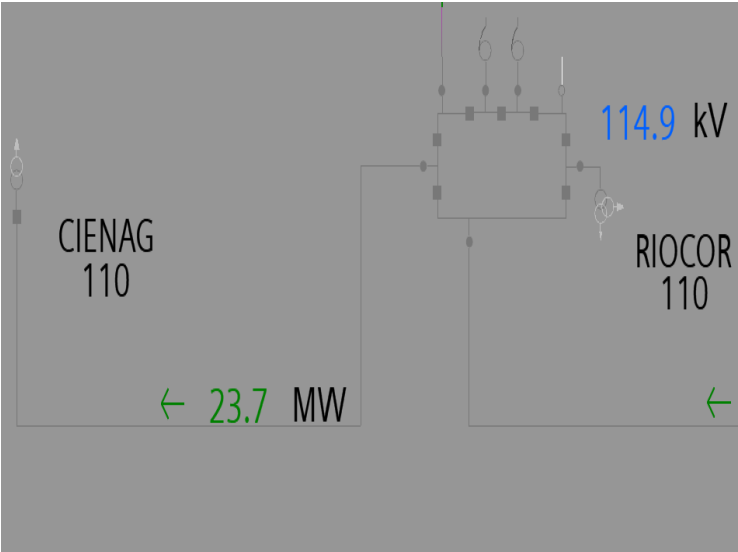
DNA Programada	388 MWh
DNA No Programada	17 MWh



Santa Marta – Libertador 110 kV

DNA Programada	51 MWh
DNA No Programada	150 MWh

Radialidades DNA 2022



Río Córdoba – Ciénaga 110 kV

DNA Programada	39 MWh
DNA No Programada	34 MWh

Recomendaciones



- 01** **A los generadores del área:**
Adelantar gestiones tendientes a maximizar la disponibilidad de las unidades.
- 02** **A ITCO y GEB:**
Adelantar gestiones tendientes a poner en operación a la mayor brevedad posible los proyectos de transmisión en construcción.
- 03** **A los Agentes (Aire y Afina):**
Considerar en los planes de expansión de la red de distribución (STR y SDL) opciones de mitigación al fenómeno FIDVR.
Evaluar el impacto de los cambiadores automáticos de tap's bajo carga a nivel del SDL en el fenómeno de fluctuaciones de tensión evidencia en la sub estaciones del área.
Instalar equipos que permitan registrar con precisión el comportamiento de la carga frente a perturbaciones (PMU).
- 04** **A la UPME:**
Definir proyectos de expansión que mitiguen la ocurrencia de fenómenos de FIDVR y los impactos sistémicos del mismo.
(Compensadores síncronos)
- 05** **Al CNO:**
Avanzar en la estandarización del reporte de modelos de carga que permitan representar el comportamiento evidenciado en los análisis postoperatorios.

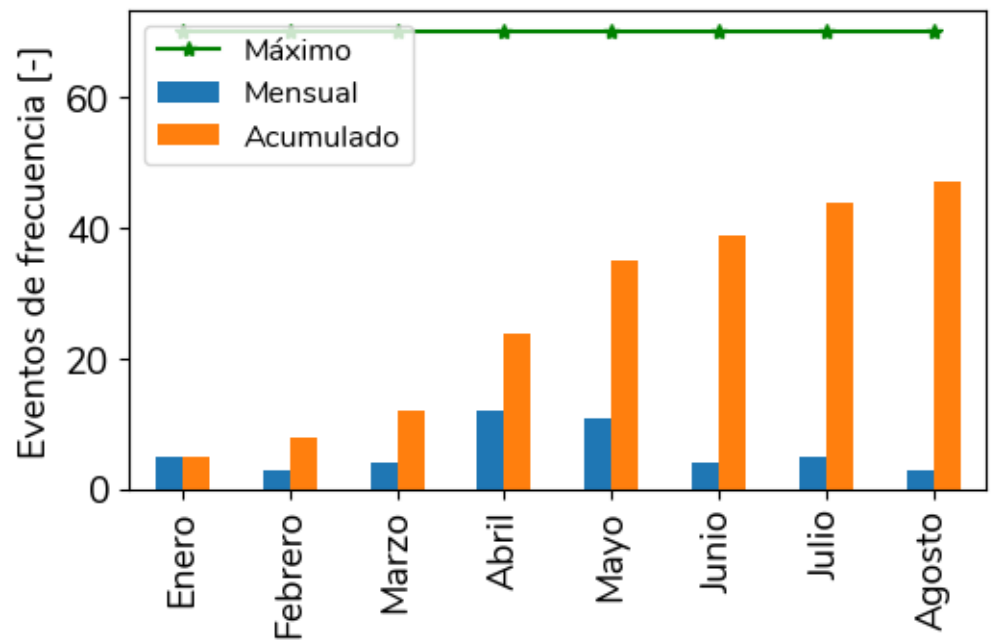
A photograph of a wind farm at sunset. Several wind turbines are visible in the background against a warm, orange and yellow sky. In the foreground, two workers wearing hard hats and safety gear are standing in a field of tall grass, looking towards the turbines. The image is framed by a large, stylized arrow pointing to the right, which is filled with a solid blue color.

Indicadores de Operación

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

Sumando **energías**

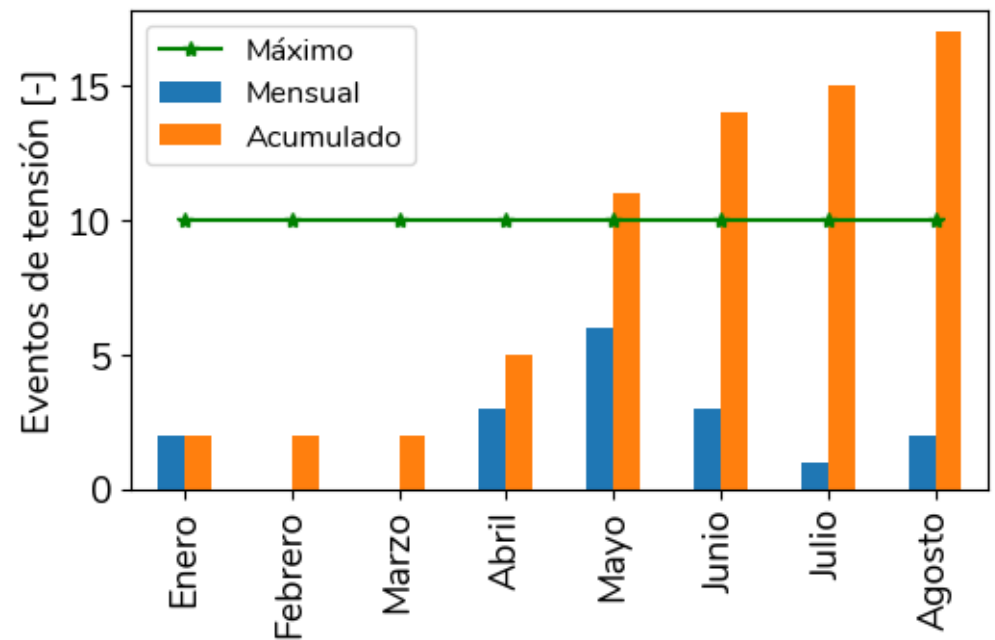
Eventos Transitorios de Frecuencia



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

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-08-18 10:58	2.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de las unidades 5, 6 y 7 de Guatapé 230KV con 210 MW aproximadamente. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,77 Hz.	No
2022-08-05 18:08	2.0	59.8	Evento de frecuencia por el disparo de las unidades SALVAJINA 1 y 3 con 221 MW aproximadamente. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.777 Hz.	No
2022-08-10 23:01	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad BETANIA 2 con 167 MW aproximadamente. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.799 Hz.	No

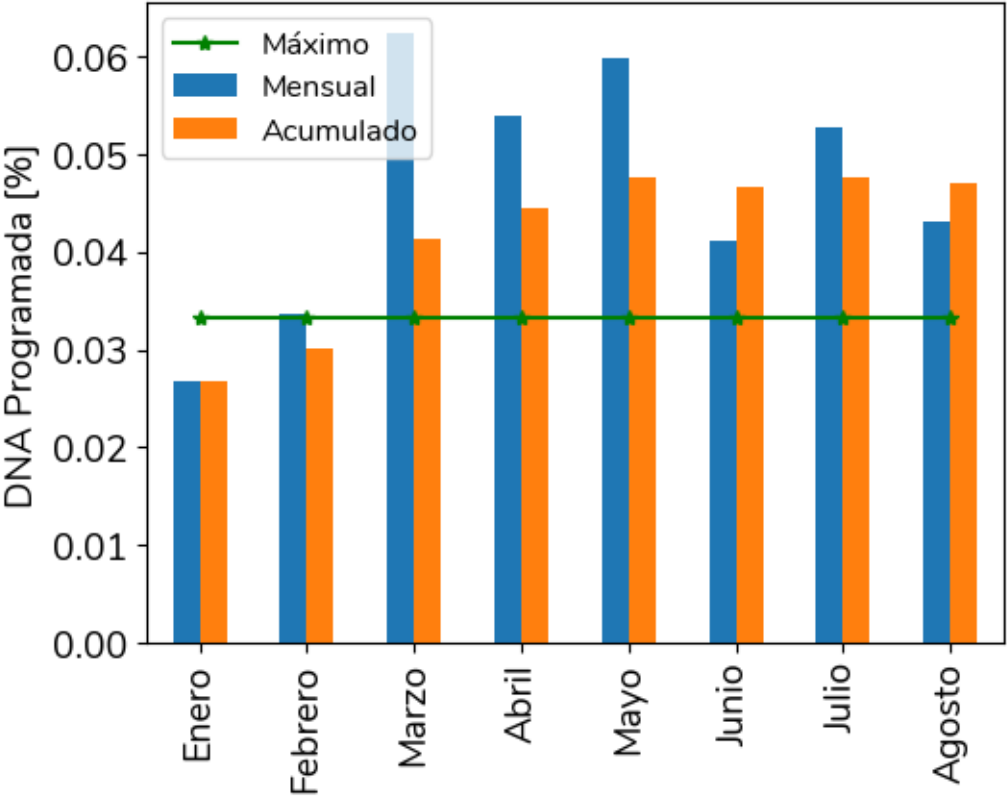
Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Agosto de 2022 se presentaron 2 eventos de tensión en el sistema

Fecha/hora	Descripción	Causa
2022-08-05 18:08	Evento de tensión por el disparo de todas las bahías asociadas a la BARRA SALVAJINA 230 kV, dejando sin tensión la subestación SALVAJINA 230 kV.	Evento STN
2022-08-17 18:00	Evento de tensión por el disparo de todas las bahías asociadas a la BARRA BALSILLAS 230 kV, dejando sin tensión la subestación BALSILLAS 230 kV.	Evento STN

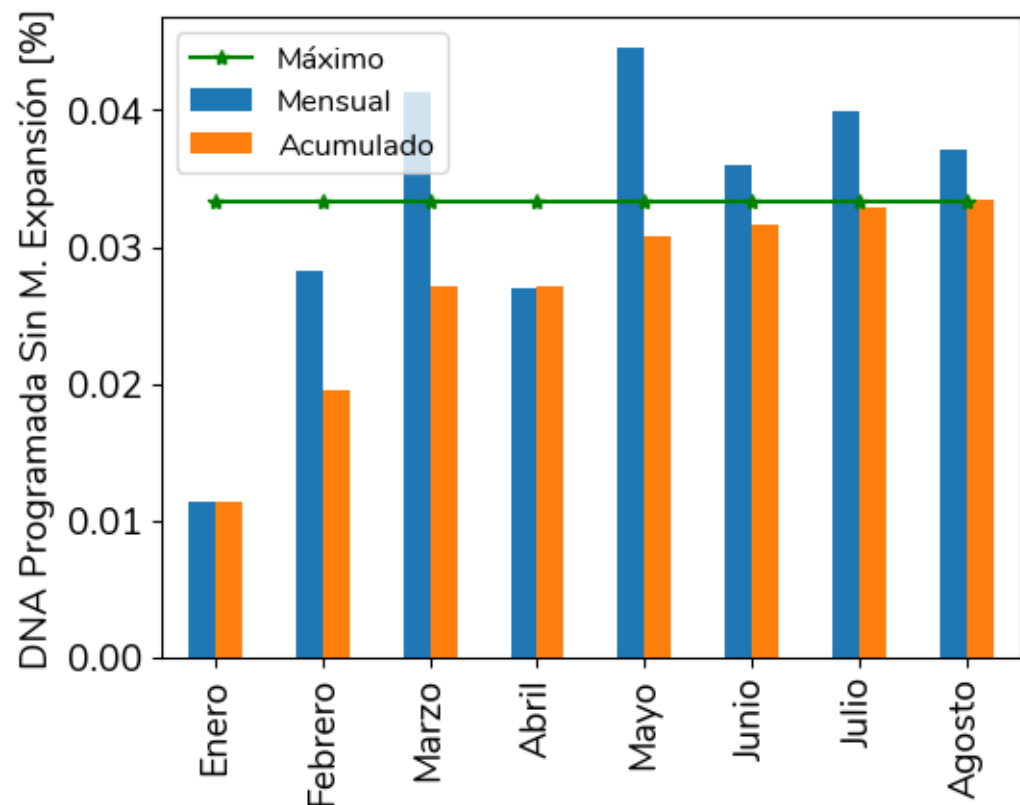
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 2.786 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-08-05 08:15	385.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0207378, C0208517, C0208518 y C0213032 de los activos BL1 CHINU A SINCE 110 kV, MOMPOX 1 45 MVA 110/34.5/13.8 kV, MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV y MAGANGUE 1 33 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2022-08-24 06:32	347.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0210473 y C0210476 de los activos BARRA URABA 110 kV y BARRA APARTADO 110 KV, respectivamente.
2022-08-21 09:04	211.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0213297 del activo BL1 ALTAMIRA A CENTRO (FLORENCIA) 115 kV.
2022-08-04 07:12	179.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0212993, C0212995 y C0212994 de los activos BL1 TOLUVIEJO A COVEÑAS 110 kV, TOLUVIEJO 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV y BL1 TOLUVIEJO A TERNERA 110 kV, respectivamente.
2022-08-20 05:10	173.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0213595 del activo BT RIO SINU 1 45 MVA 110 kV.
2022-08-27 18:30	153.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0216127 del activo CHINU 2 150 MVA 500/110/34.5 kV.
2022-08-27 09:46	143.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0216127 del activo CHINU 2 150 MVA 500/110/34.5 kV.
2022-08-30 04:21	126.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0206553 del activo SAUCES - MUÑA 1 115 kV.

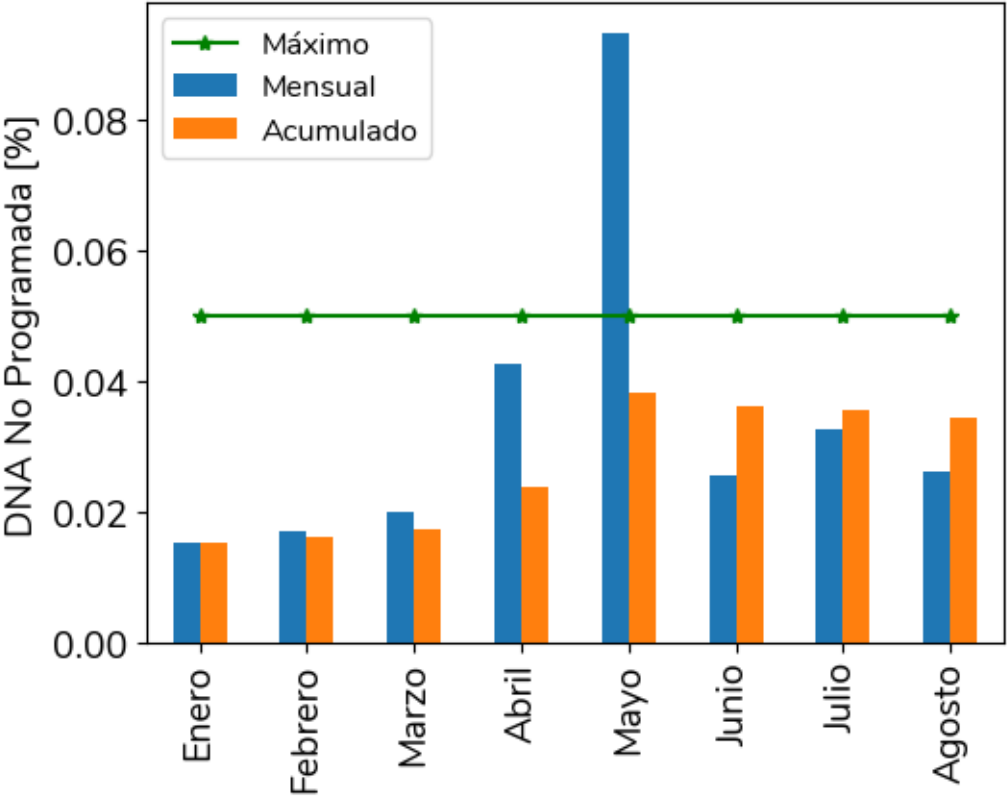
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.400 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-08-05 08:15	385.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0207378, C0208517, C0208518 y C0213032 de los activos BL1 CHINU A SINCE 110 kV, MOMPOX 1 45 MVA 110/34.5/13.8 kV, MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV y MAGANGUE 1 33 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2022-08-21 09:04	211.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0213297 del activo BL1 ALTAMIRA A CENTRO (FLORENCIA) 115 kV.
2022-08-04 07:12	179.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0212993, C0212995 y C0212994 de los activos BL1 TOLUVIEJO A COVEÑAS 110 kV, TOLUVIEJO 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV y BL1 TOLUVIEJO A TERNERA 110 kV, respectivamente.
2022-08-20 05:10	173.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0213595 del activo BT RIO SINU 1 45 MVA 110 kV.
2022-08-27 18:30	153.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0216127 del activo CHINU 2 150 MVA 500/110/34.5 kV.
2022-08-27 09:46	143.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0216127 del activo CHINU 2 150 MVA 500/110/34.5 kV.
2022-08-30 04:21	126.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0206553 del activo SAUCES - MUÑA 1 115 kV.

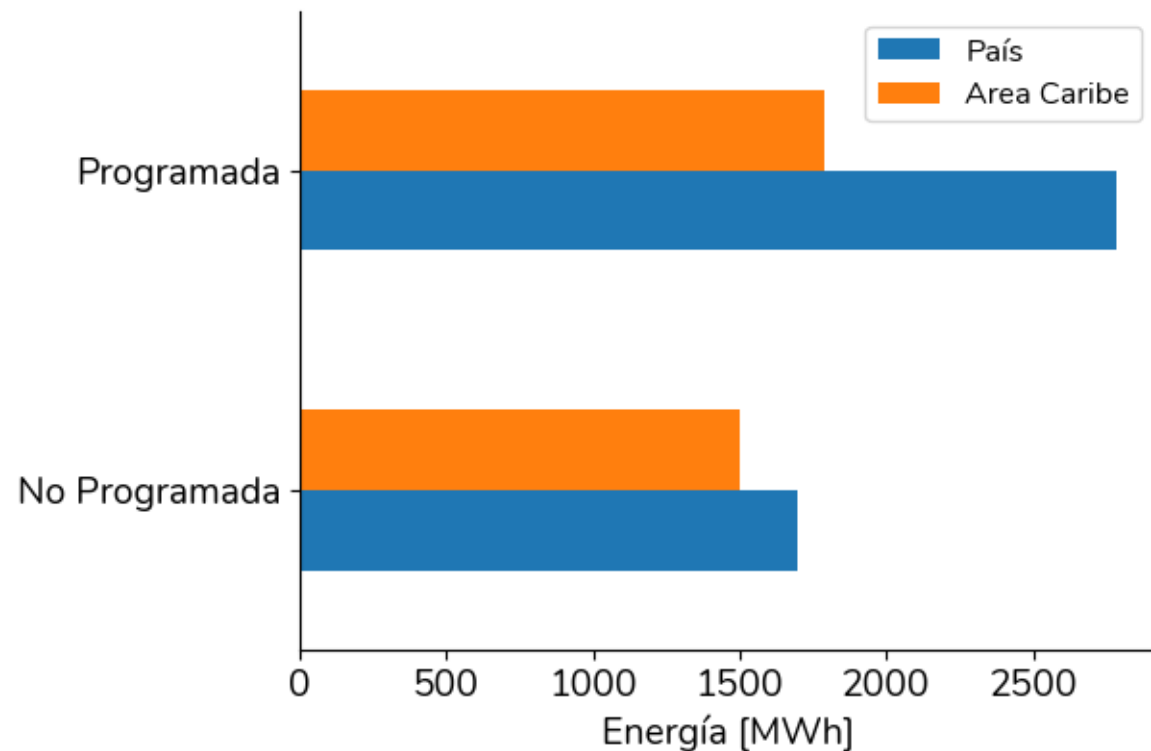
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.698 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-08-10 00:13	505.6	Demanda no atendida por disparo del activo CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV y LA MOJANA 110 kV.
2022-08-30 00:00	416.6	Continúa demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 kV.
2022-08-01 01:20	154.6	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2022-08-12 01:40	126.5	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2022-08-05 13:02	72.5	Demanda no atendida por disparo del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial BUCHELY 115 kV. Agente informa Árbol sobre la red en la Torre 329
2022-08-02 10:49	49.8	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2022-08-29 22:03	48.7	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 kV.

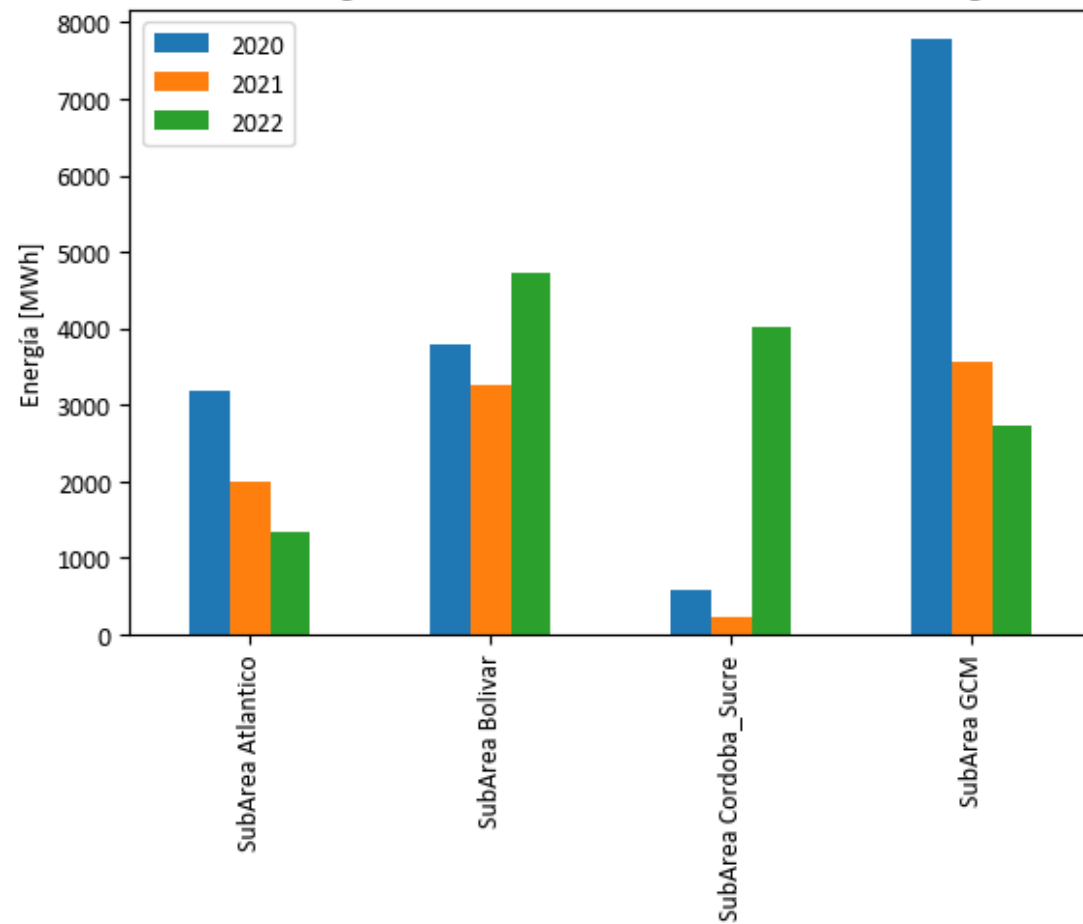
DNA Caribe vs. País



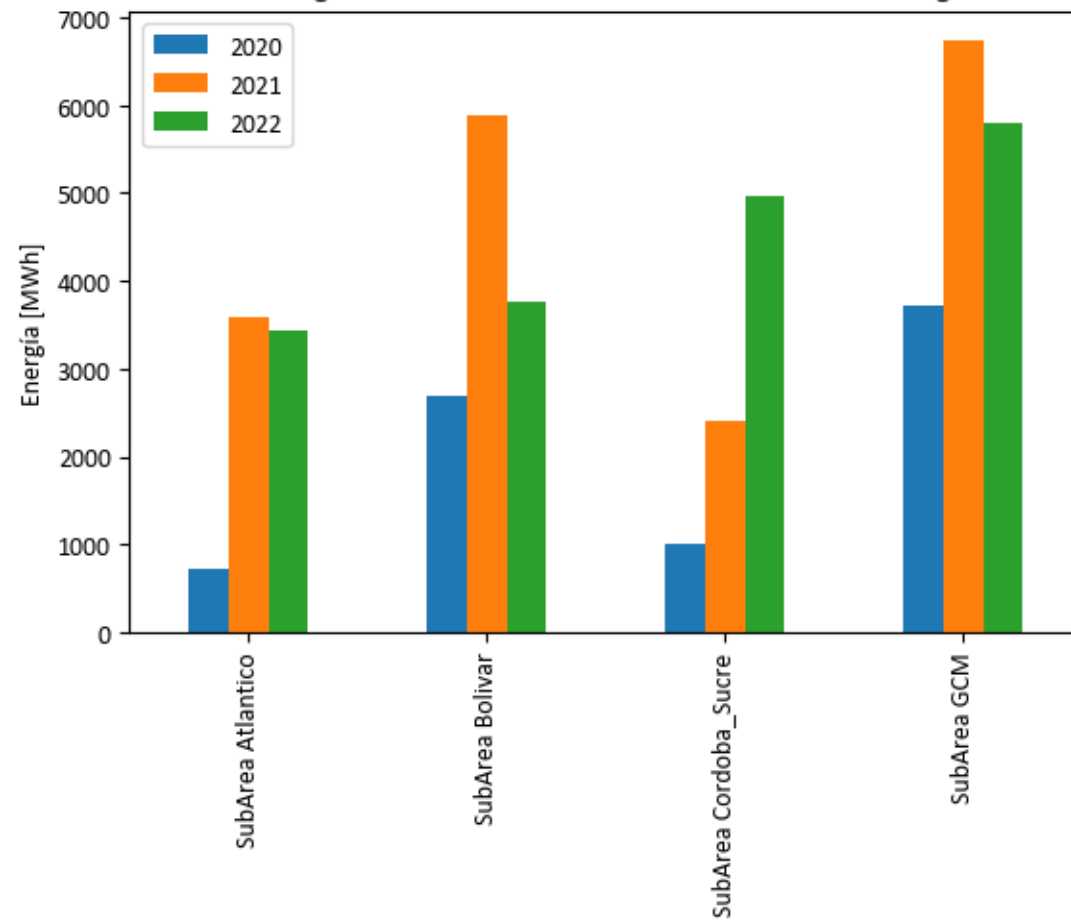
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 1.791 GWh, siendo un 64.31% de la demanda no atendida programada nacional (2.786 GWh) para el mes de Agosto.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 1.502 GWh, siendo un 88.45% de la demanda no atendida no programada nacional (1.698 GWh) para el mes de Agosto.

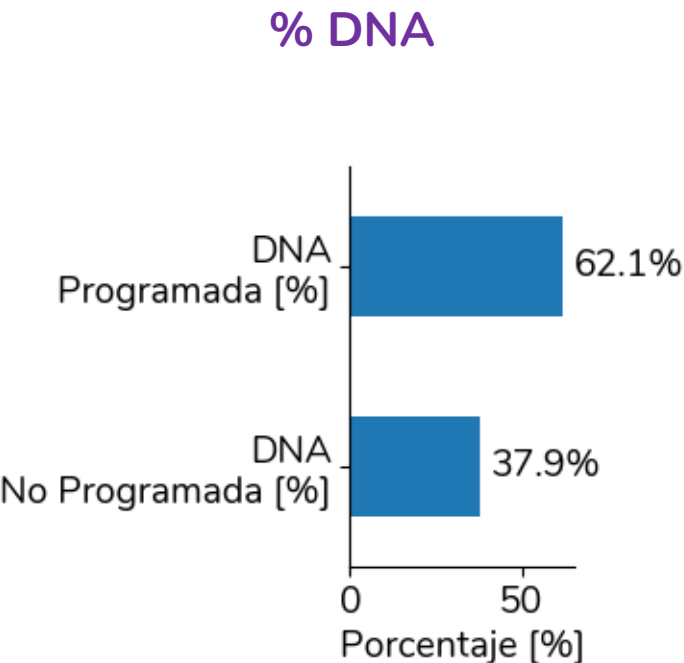
DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Agosto



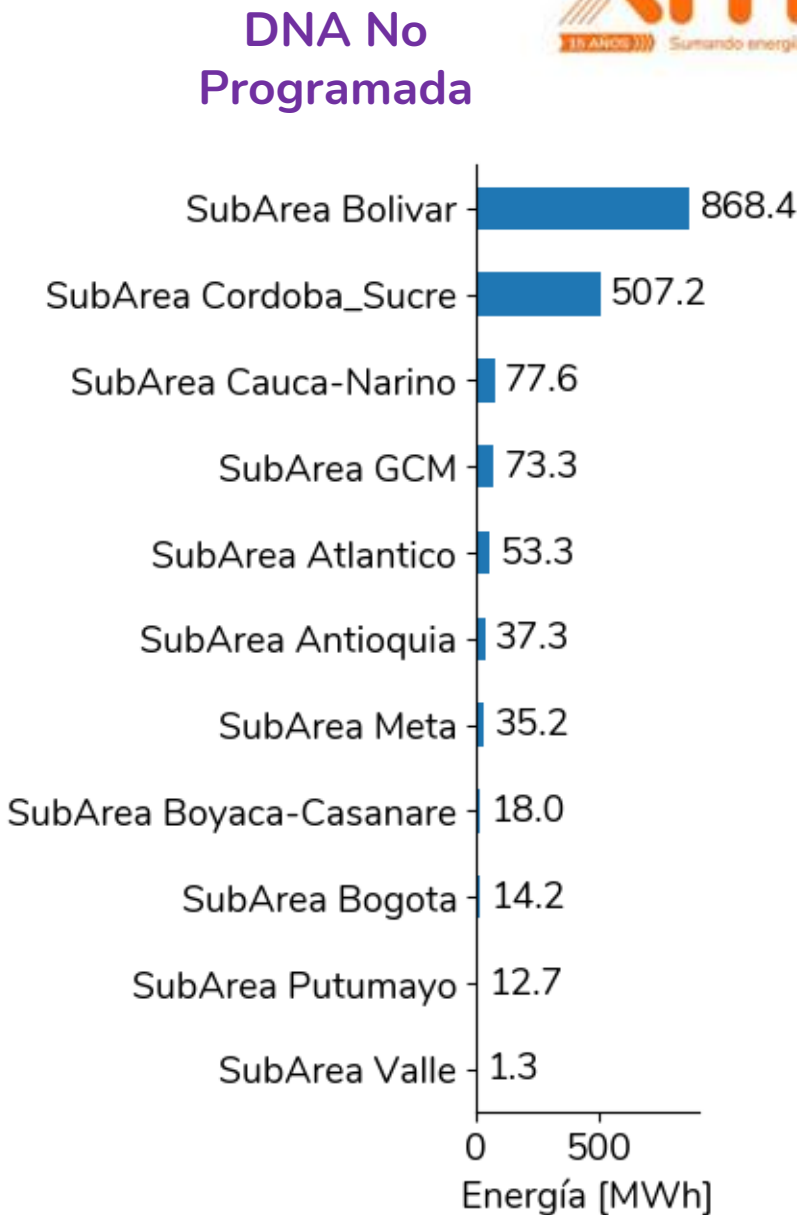
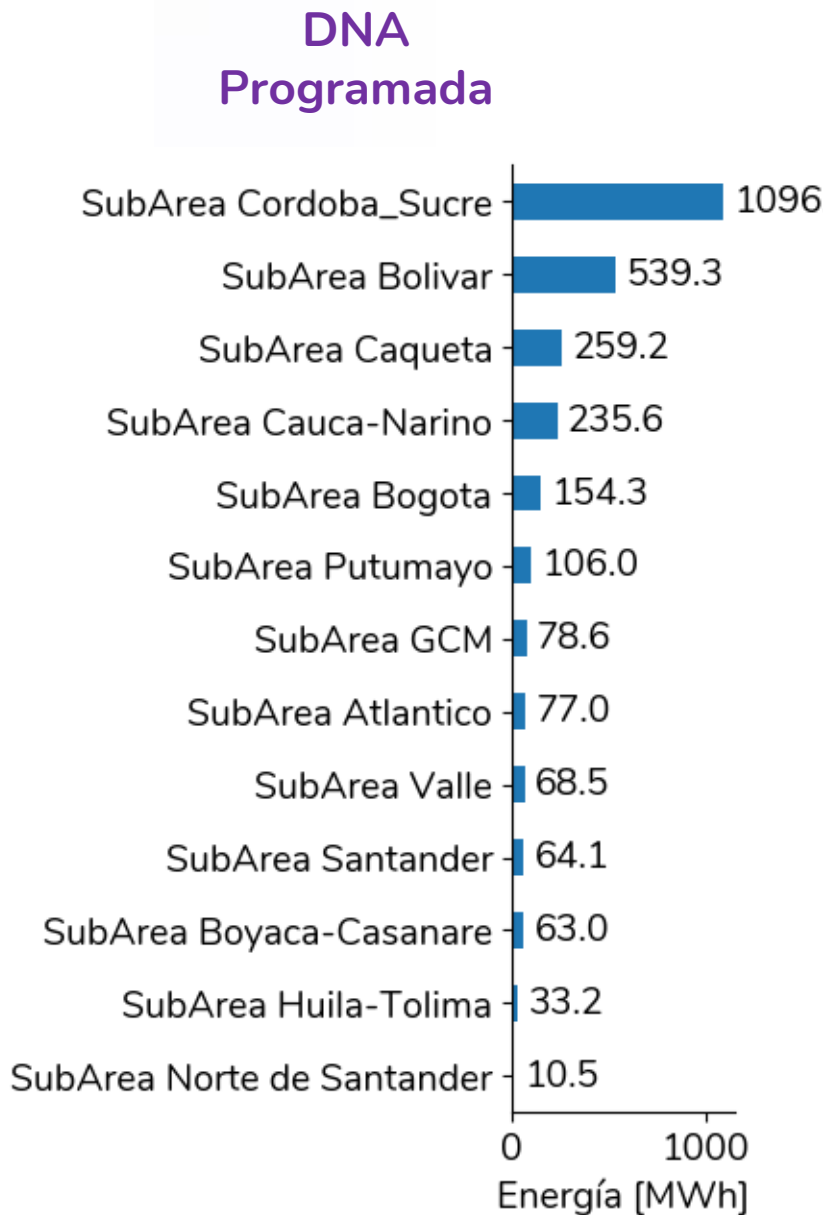
DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Agosto



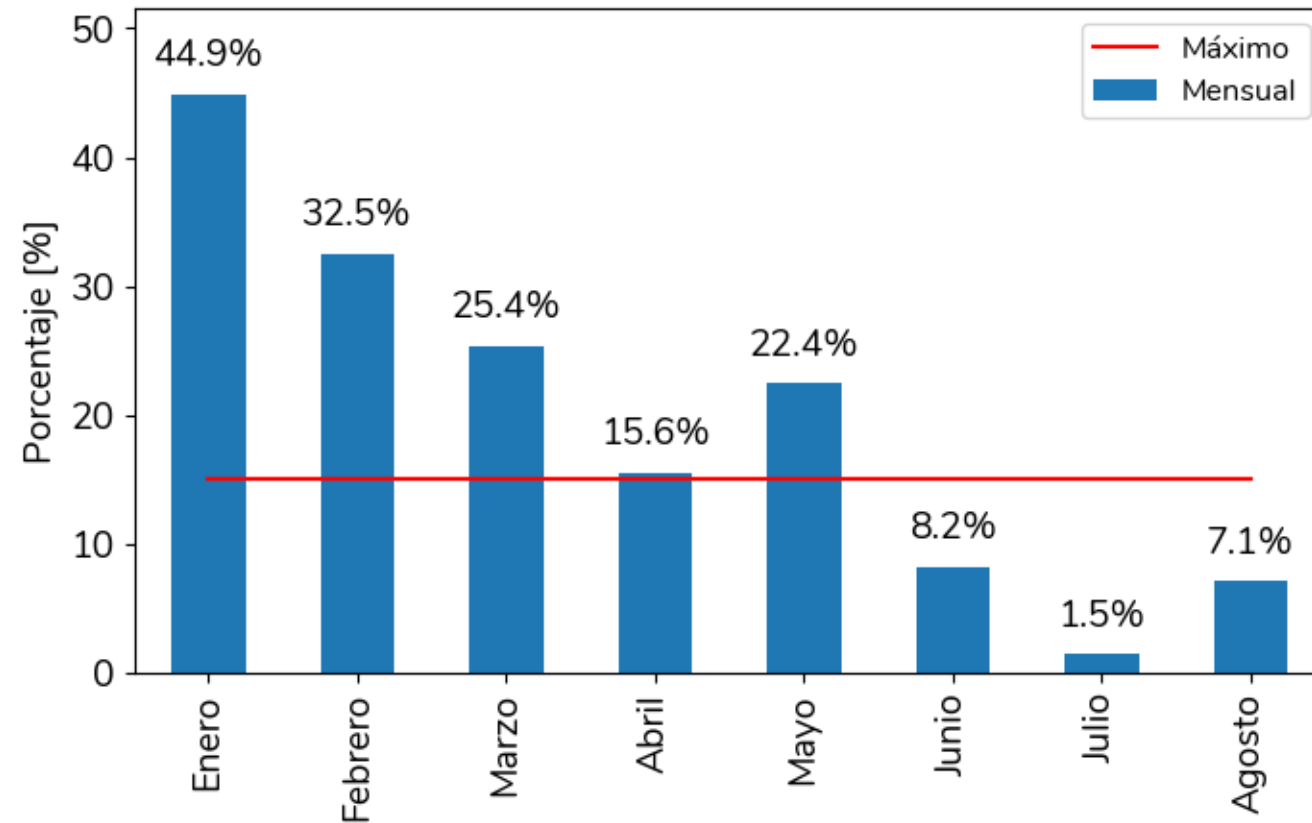
Resumen – Demanda no atendida



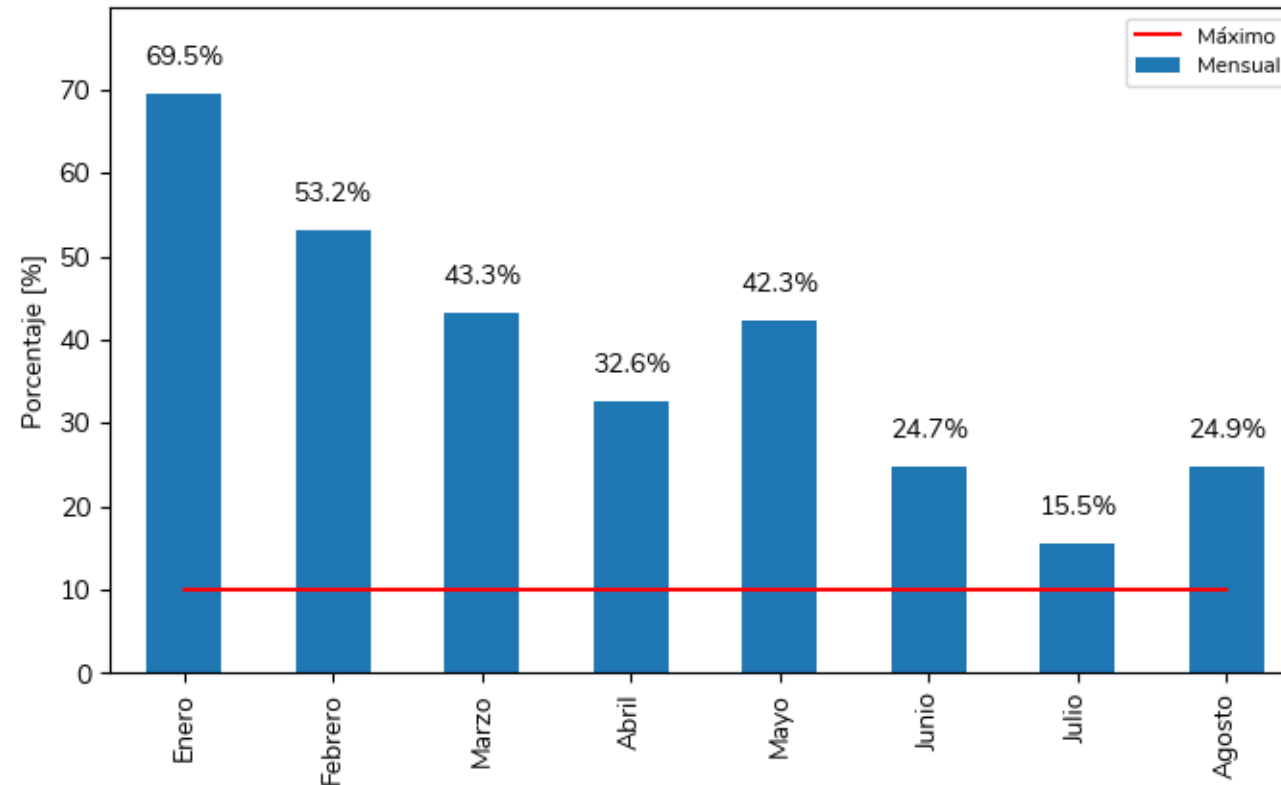
El total de demanda no atendida en Agosto fue 4.48 GWh



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



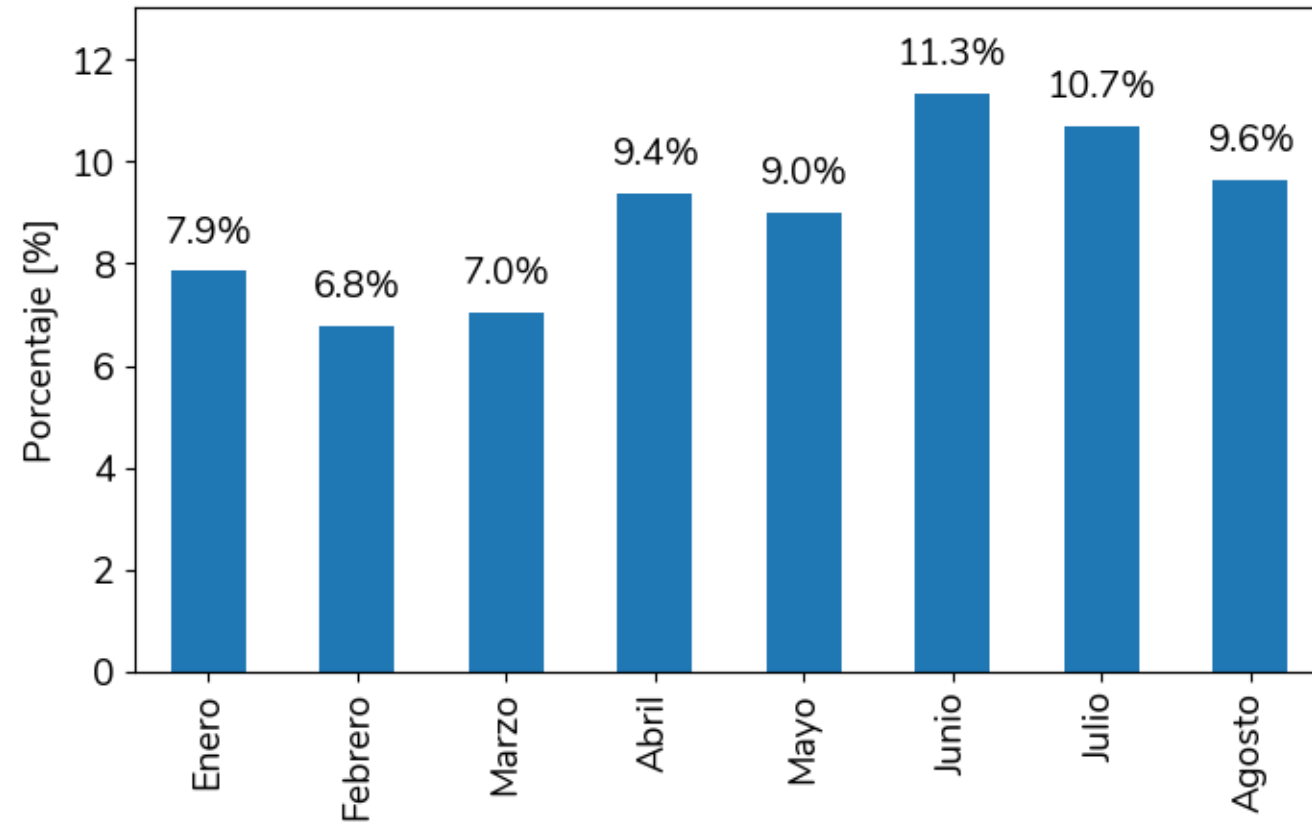
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 10%



Participación PNDC en la generación total del SIN

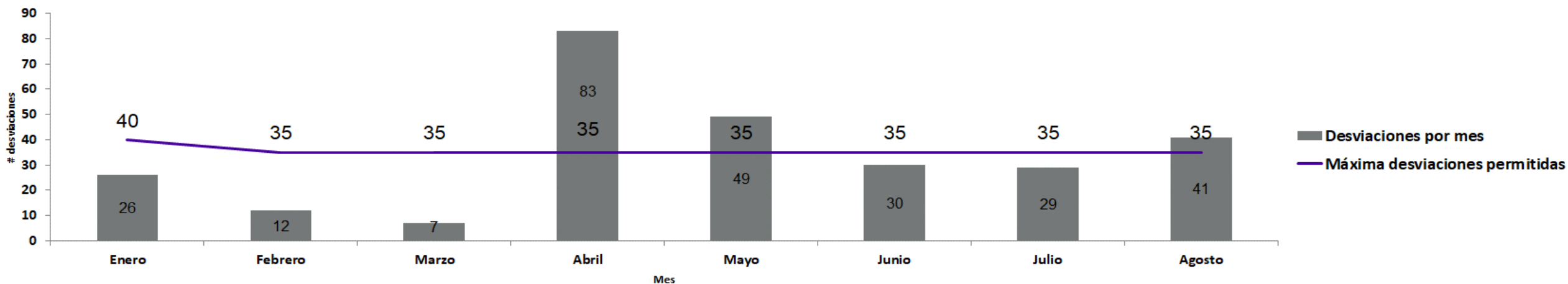


Participación PNDC en la generación total del SIN

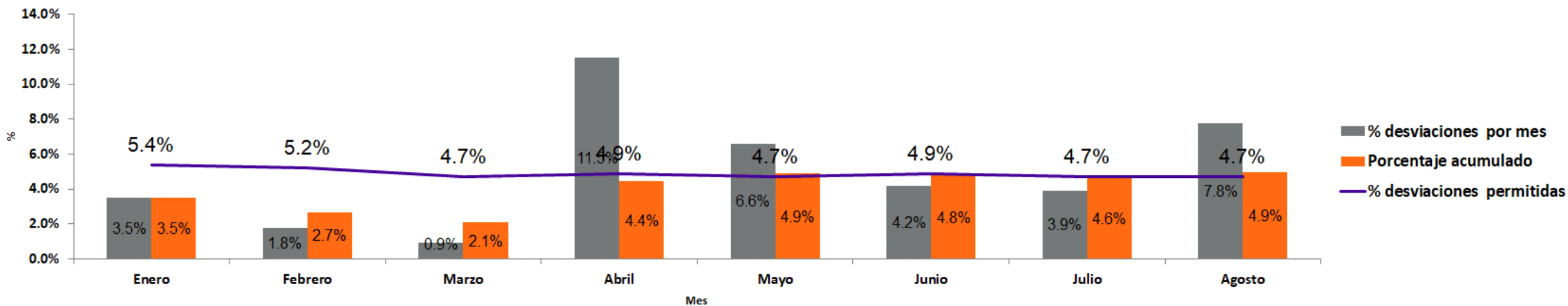


Indicador de calidad del pronóstico oficial julio 2022

Número de desviaciones mayores al 5%



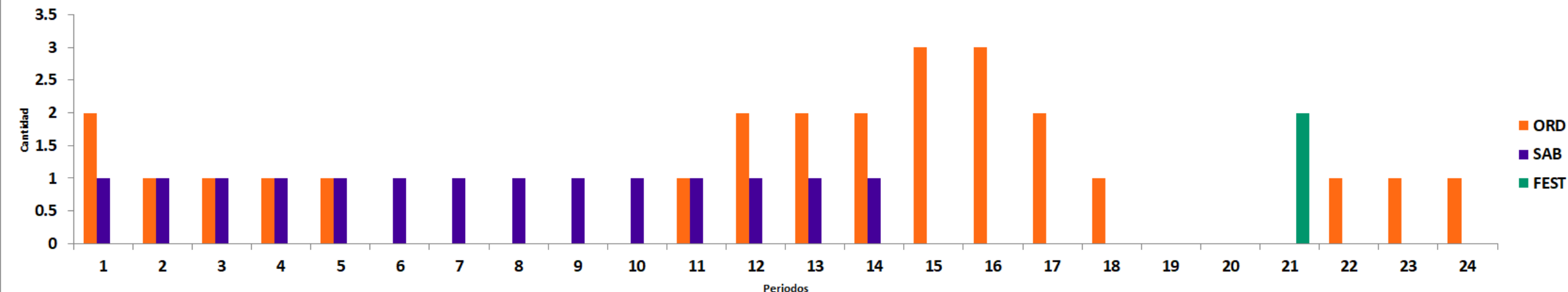
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



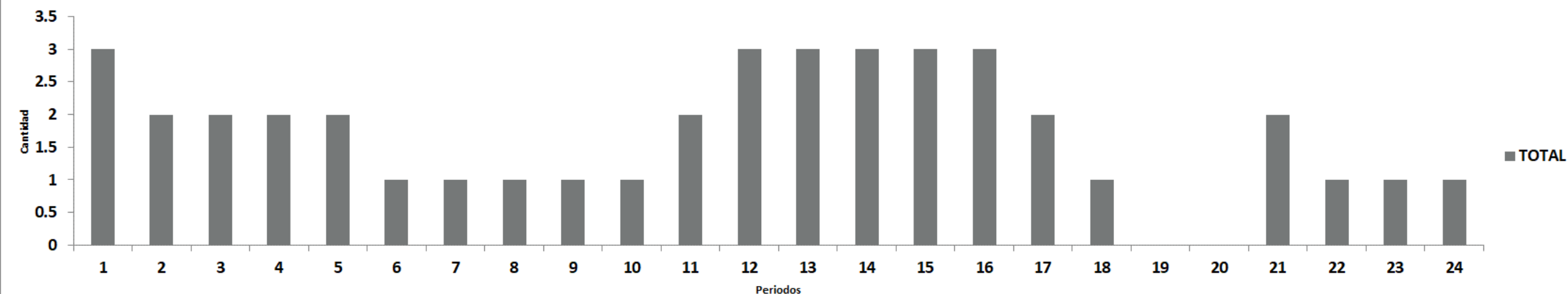
*Información actualizada el 26 de agosto de 2022

Indicador de calidad del pronóstico oficial agosto 2022

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

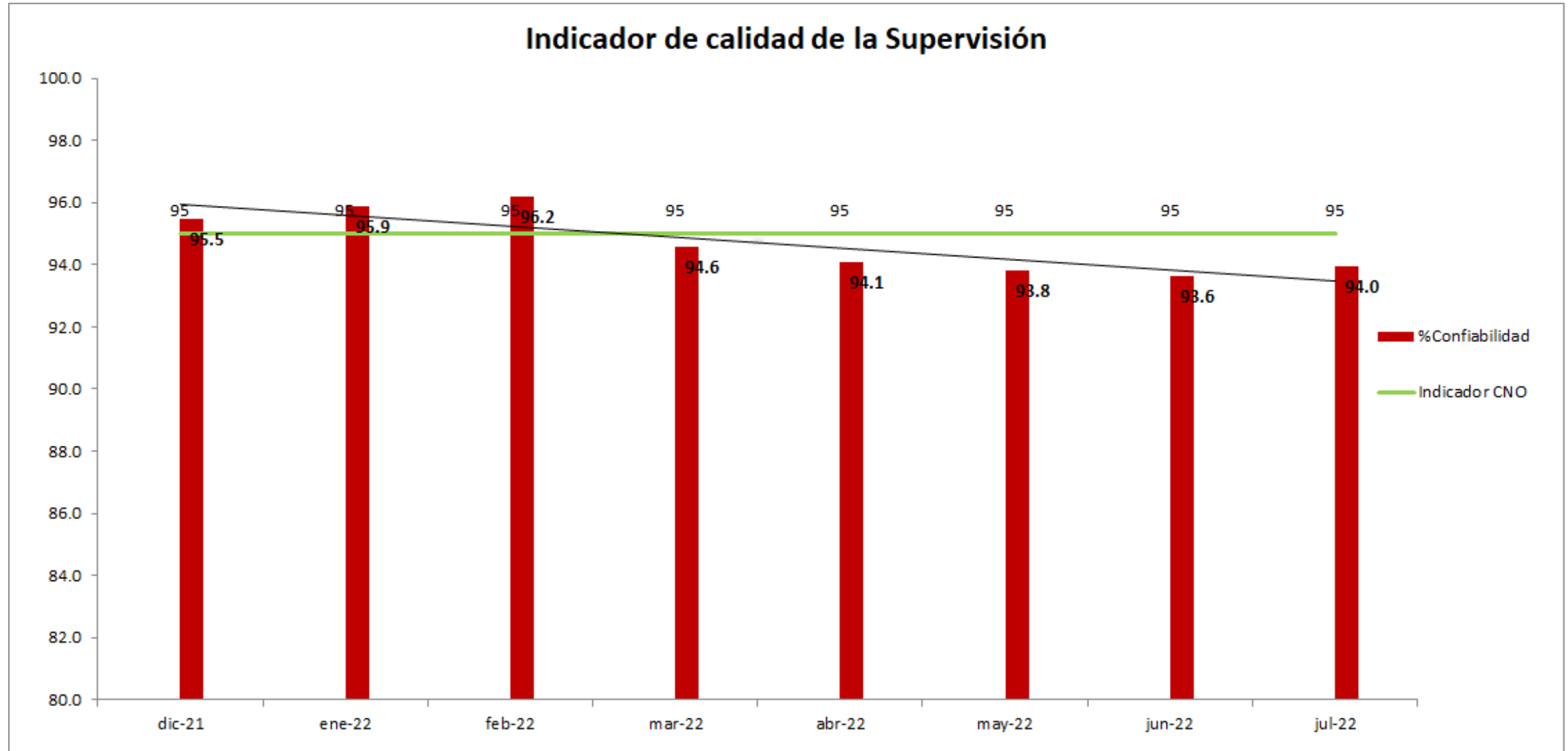


Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información actualizada el 26 de agosto de 2022

Indicador de calidad de la supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de julio de 2022

Reserva GCM menor al 10%

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

A photograph of a wind farm at sunset. The sky is a mix of orange, yellow, and dark blue. Several wind turbines are visible in the background. In the foreground, two workers wearing hard hats and safety gear are standing in a field of tall grass, looking towards the turbines. A large, semi-transparent purple arrow shape points from the left towards the right, framing the text and the logo.

Seguimiento Radar de proyectos



Proyectos del STN por convocatoria

Los proyectos en este color cambiaron de fecha del radar anterior*
Los proyectos en este color cambiaron de etapa o nivel*
FPO: Fecha de puesta en operación

7 proyectos

Proyectos a los que se les hace seguimiento

30

11 alternativas

Declarados en Operación comercial:

- UPME 05-2014 Refuerzo Costa Atlántica 500 kV: FPO 30 de julio 2022
- UPME 09-2019 Sahagún 500 kV: FPO 06 de agosto de 2022

16 proyectos

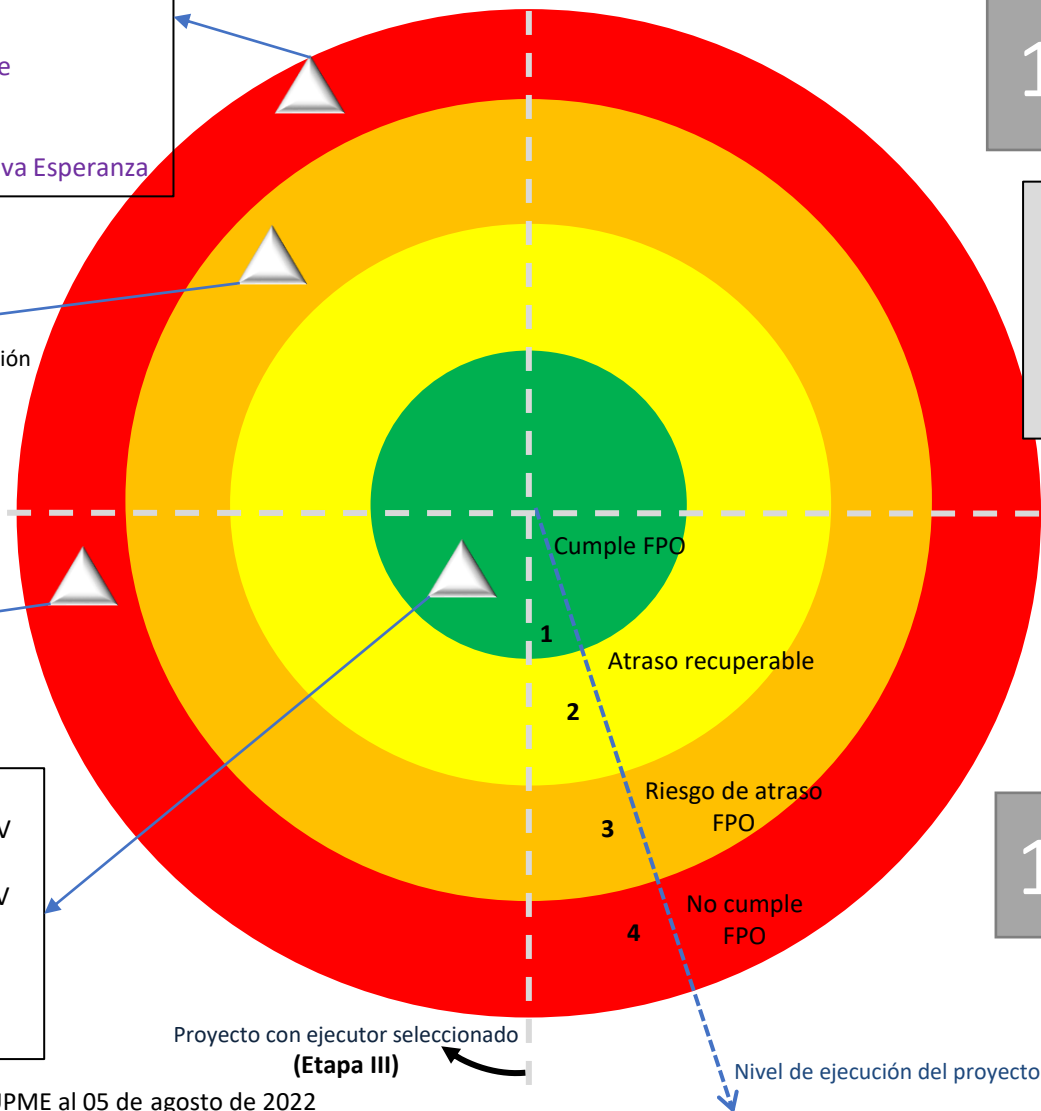
7 proyectos

Dic/22:
UPME 07-2017 Sabanalarga-Bolívar 500 kV
Dic/22*:
UPME 06-2018 El Río 220 kV

Mar/24:
UPME 05-2018 Tolviejo 220 kV
UPME 07-2016 LT Virginia-Nueva Esperanza
Ago/25:
UPME 06-2017 SE Colectora 500 kV

Nov/23:
UPME 10-2019 Rio Córdoba - Bonda 220 kV
Dic/23:
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV
Ene/25:
UPME 03-2021 Carriales 230 kV
May/25:
UPME 02-2021 Pacífico 230 kV

Oct/22:
UPME 05-2009 LT Tesalia - Alférez 230 kV
Jul/23:
UPME 09-2016 LT Copey-Cuestecitas 500 kV y Copey-Fundación 220 kV
Abr/25:
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente
Jun/25:
UPME 03-2010 SE Chivor II
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza



El atraso de expansión a nivel de STN, hace que se siga necesitando programar generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de STN.

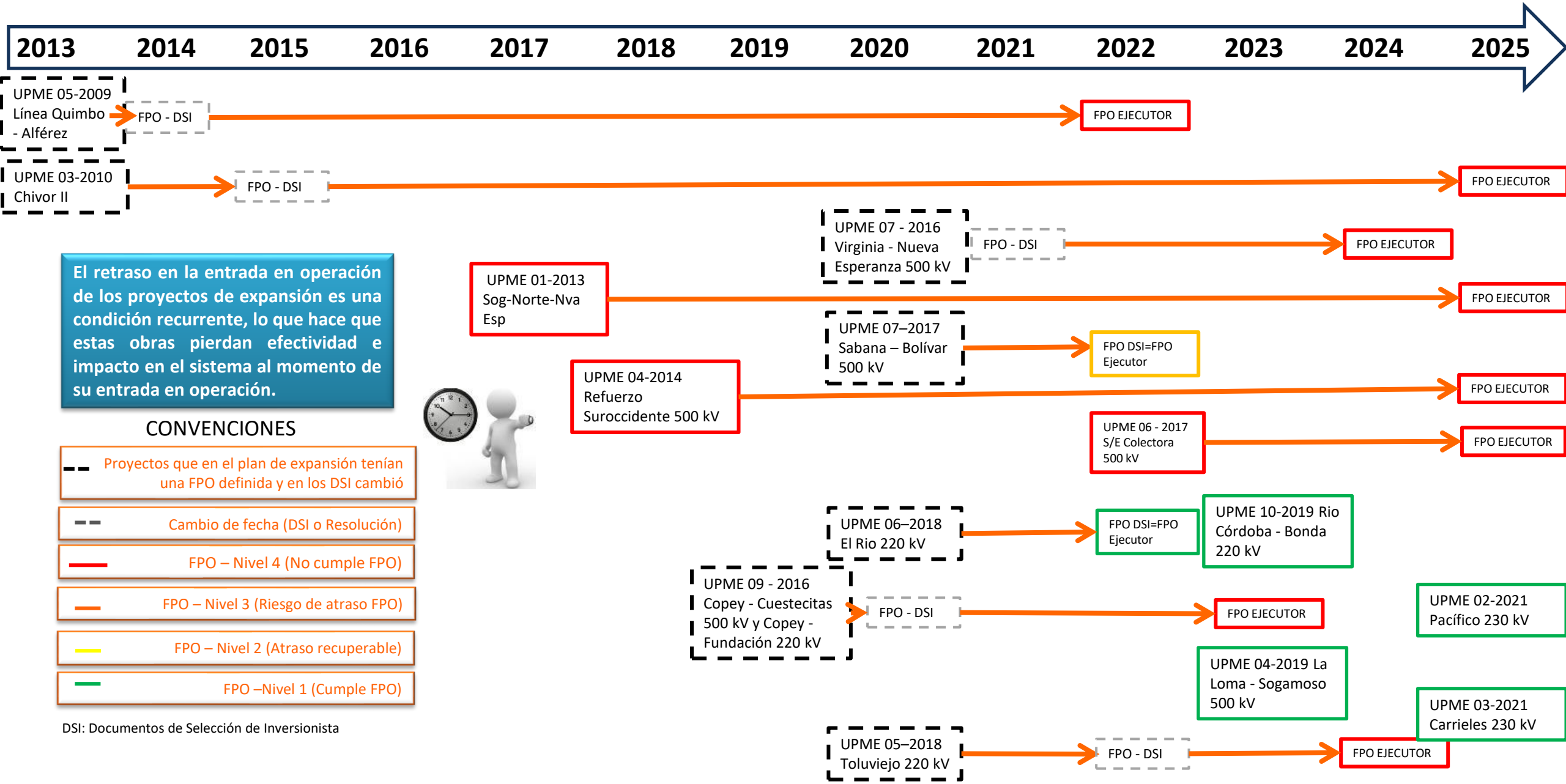
Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por la UPME al 05 de agosto de 2022
*Según el radar la FPO era Ago-2022, lo indicado por el promotor es Dic-2022

Proyectos por convocatoria STN

Proyectos que presentan retrasos en la FPO

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO DSI	FPO anterior <i>prevista por el ejecutor</i>	FPO actual <i>prevista por el ejecutor</i>	Causa Retraso
UPME 05-2009	LT Tesalia - Alférez 230 kV	4 ↑	31/08/2014	30/07/2022	31/10/2022	Dificultades climatológicas
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Medellín – La Virginia	↑	30/09/2018	30/07/2022	11/10/2022	Bajo rendimiento en construcción por poca mano de obra en zona
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Alférez – San Marcos	4 ↑		30/07/2022	07/11/2022	En construcción
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: La Virginia – Alférez	↑		30/03/2025	26/04/2025	Licencia ambiental Oposición comunidades
UPME 09-2016	Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	4 ↑	30/11/2020	30/05/2023	22/07/2023	Licencia ambiental
UPME 05 - 2018	Toluviejo 220 kV	4	30/06/2022	30/12/2023	15/03/2024	Licencia ambiental
UPME 06 - 2017	Subestación Colectora 500 kV	4 ↑	30/11/2022	30/12/2024	30/08/2025	Consulta Previa Licencia ambiental
UPME 07-2016	Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	4 ↓	30/11/2021	31/07/2024	15/03/2024	Licencia ambiental
UPME 03-2010	Chivor II	4 ↑	31/10/2015	10/04/2025	30/06/2025	Licencia ambiental
UPME 01-2013	Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	4 ↑	30/09/2017	28/02/2025	30/06/2025	En análisis conexión a Nueva Esperanza Licenciamiento de SE Norte 500 depende de Norte 230

Proyectos del STN por convocatoria



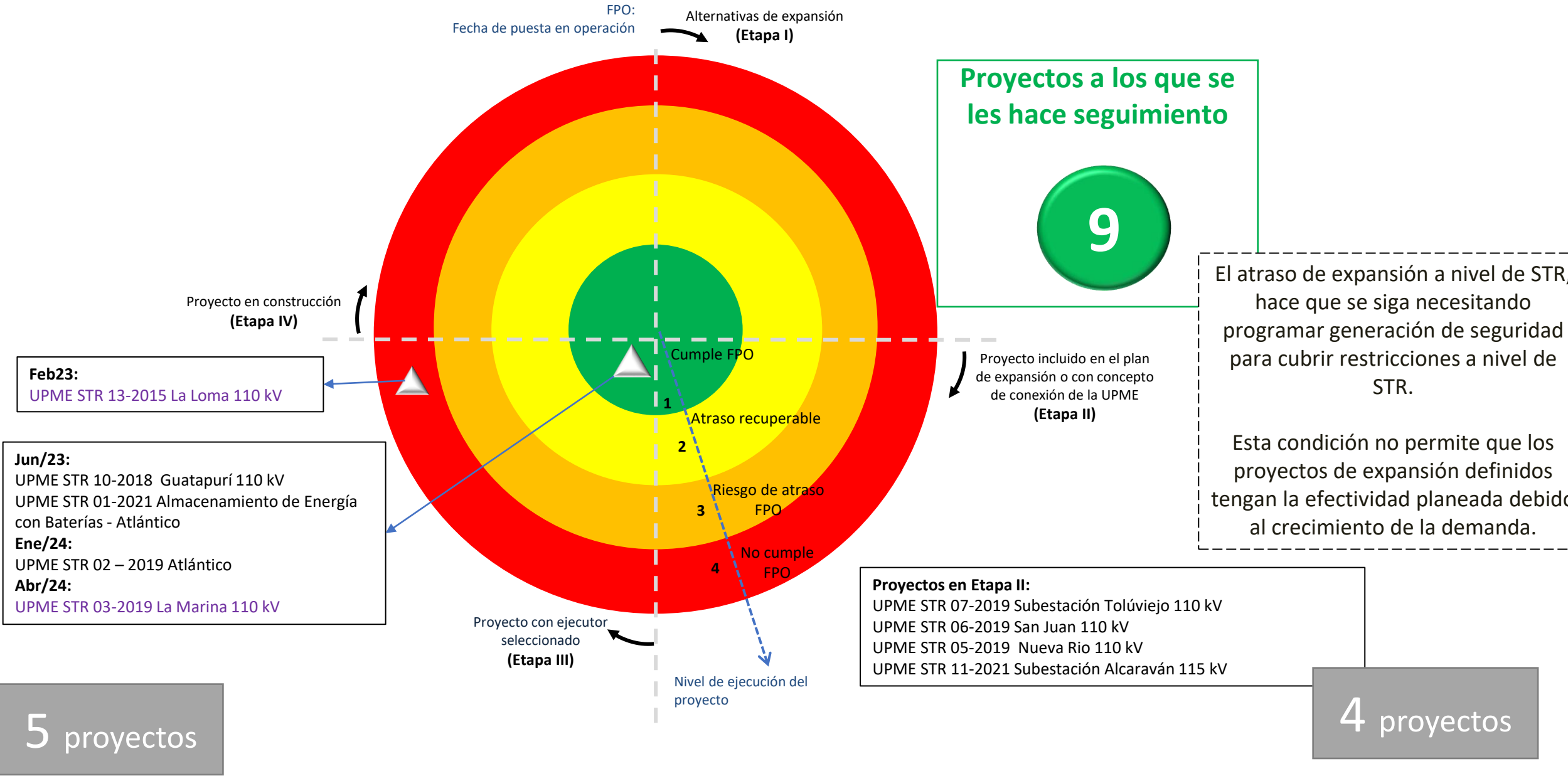
Proyectos del STN por Ampliación

Transmisor	Proyecto	Nivel	FPO concepto UPME	FPO actual prevista por el ejecutor	Causa Retraso
INTERCOLOMBIA	Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	3	31/08/2022	19/03/2024	Licencia Ambiental
GEB	Ampliación. Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	1	30/12/2023	No reporta	No reporta
TRANSELCA	FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Santa Marta – Termocol (Bonda) – Termoguajira 220 kV	1	31/07/2022	30/12/2022	Suministro de materiales

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por la UPME al 05 de agosto de 2022

Proyectos del STR por convocatoria

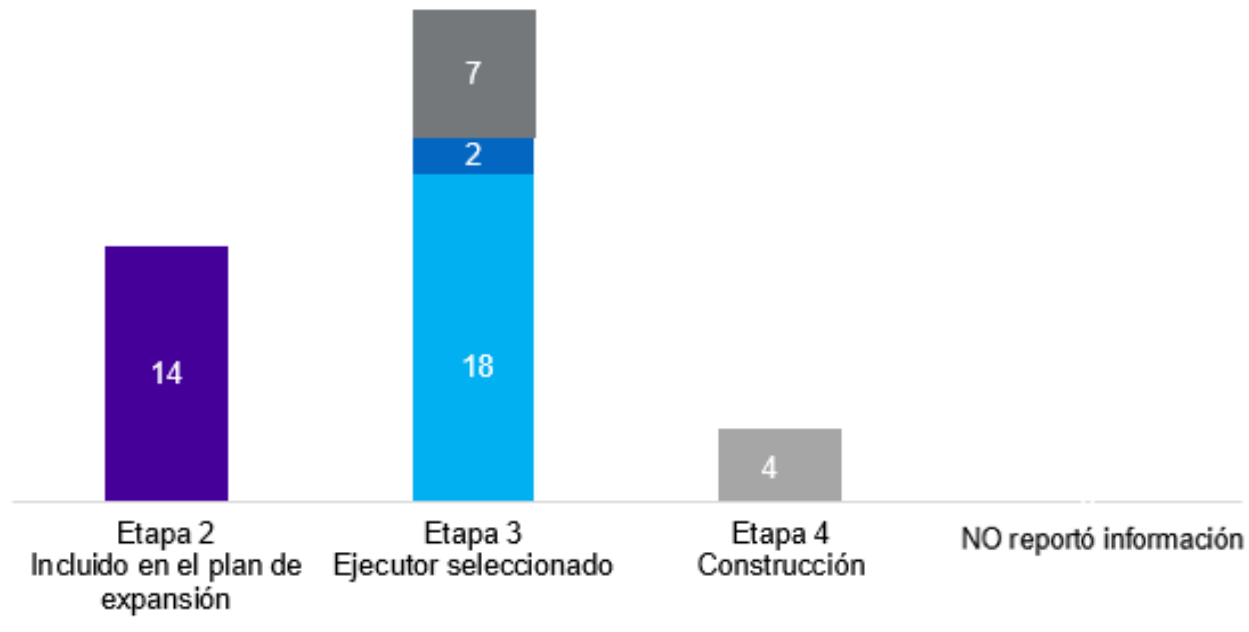
Los proyectos en este color cambiaron de fecha del radar anterior*
Los proyectos en este color cambiaron de etapa o nivel*



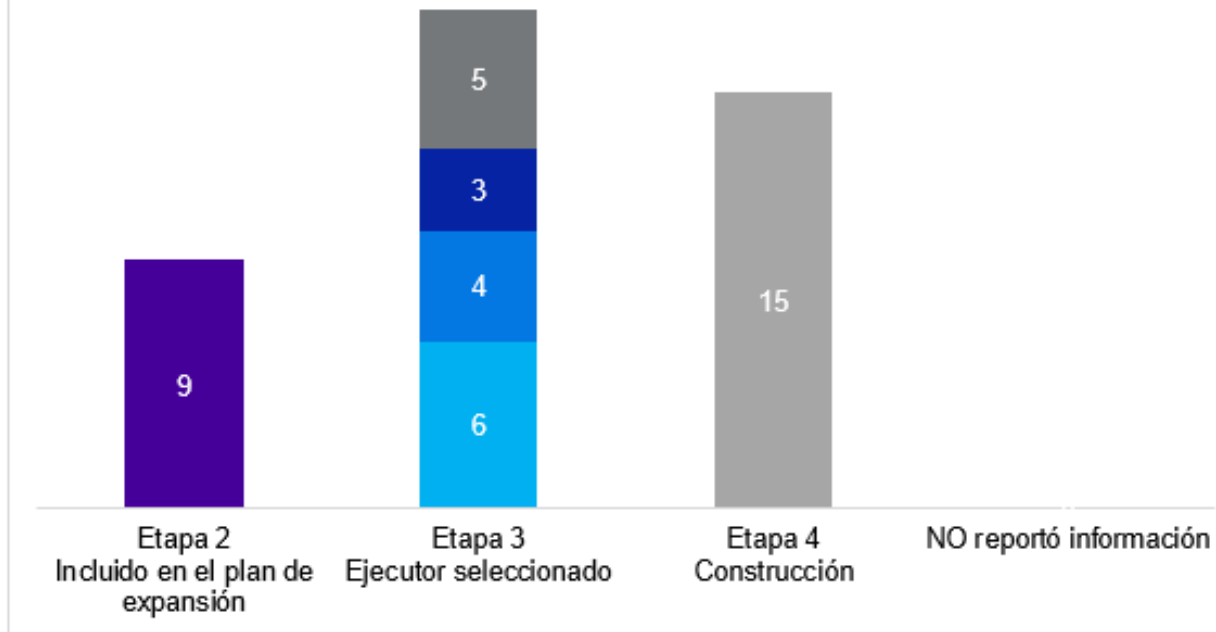
Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por la UPME al 05 de agosto de 2022

Proyectos del STR

Proyectos STR en cronograma por etapa: 45



Proyectos atrasados STR por etapa: 42

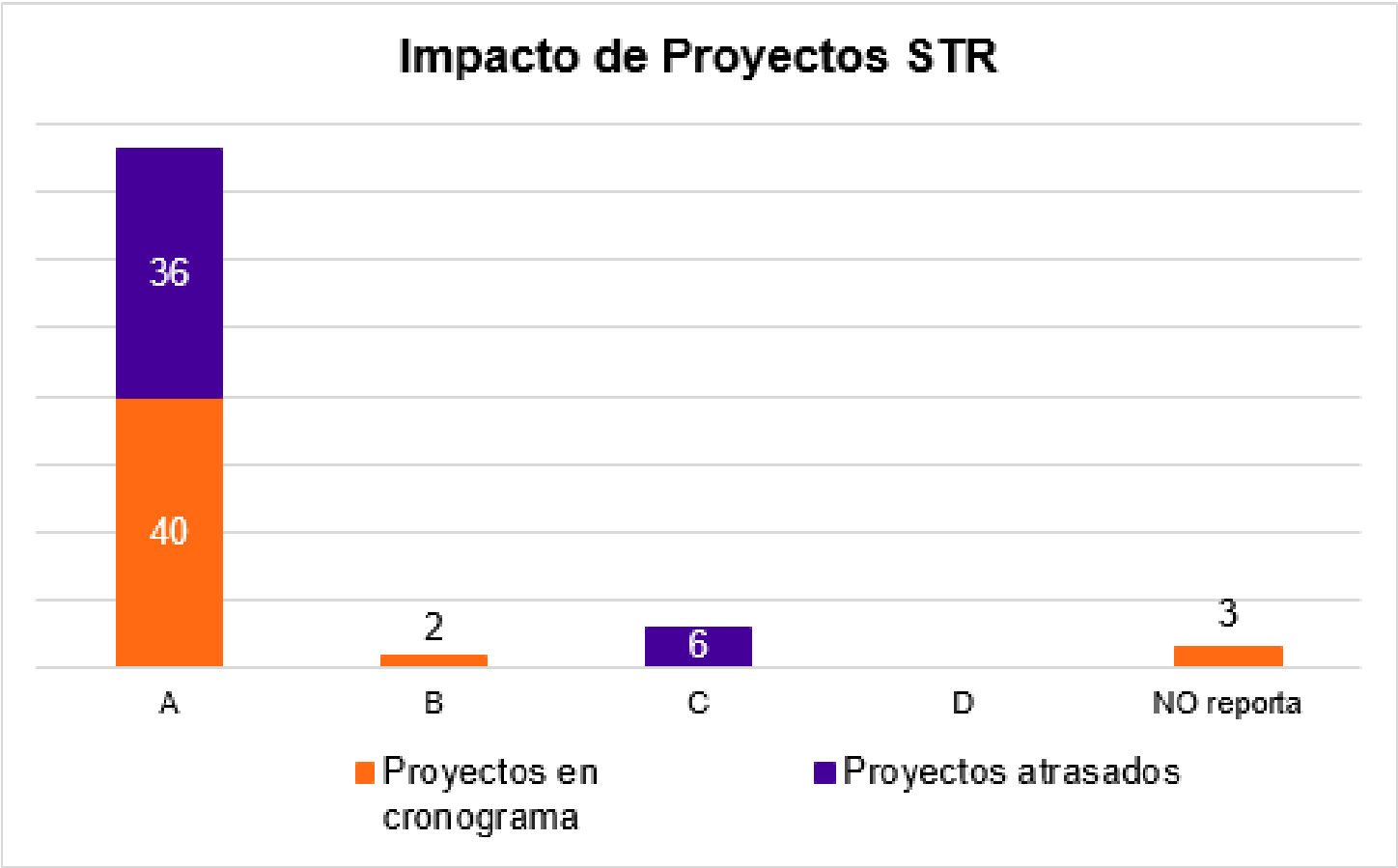


- 2.1. Pendiente Convocatoria
- 2.2. Pendiente manifestación de interés
- 3.2. E.P: Estudios previos
- 3.2. G.S: Gestión de suministro
- 3.2. P.D: Período de diseño
- 3.3. Trámites de licenciamiento ambiental y/o permisos

¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **87**

El retraso de los proyectos implica sobrecostos en la operación e implementación de medidas operativas para evitar desconexiones grandes de demanda.

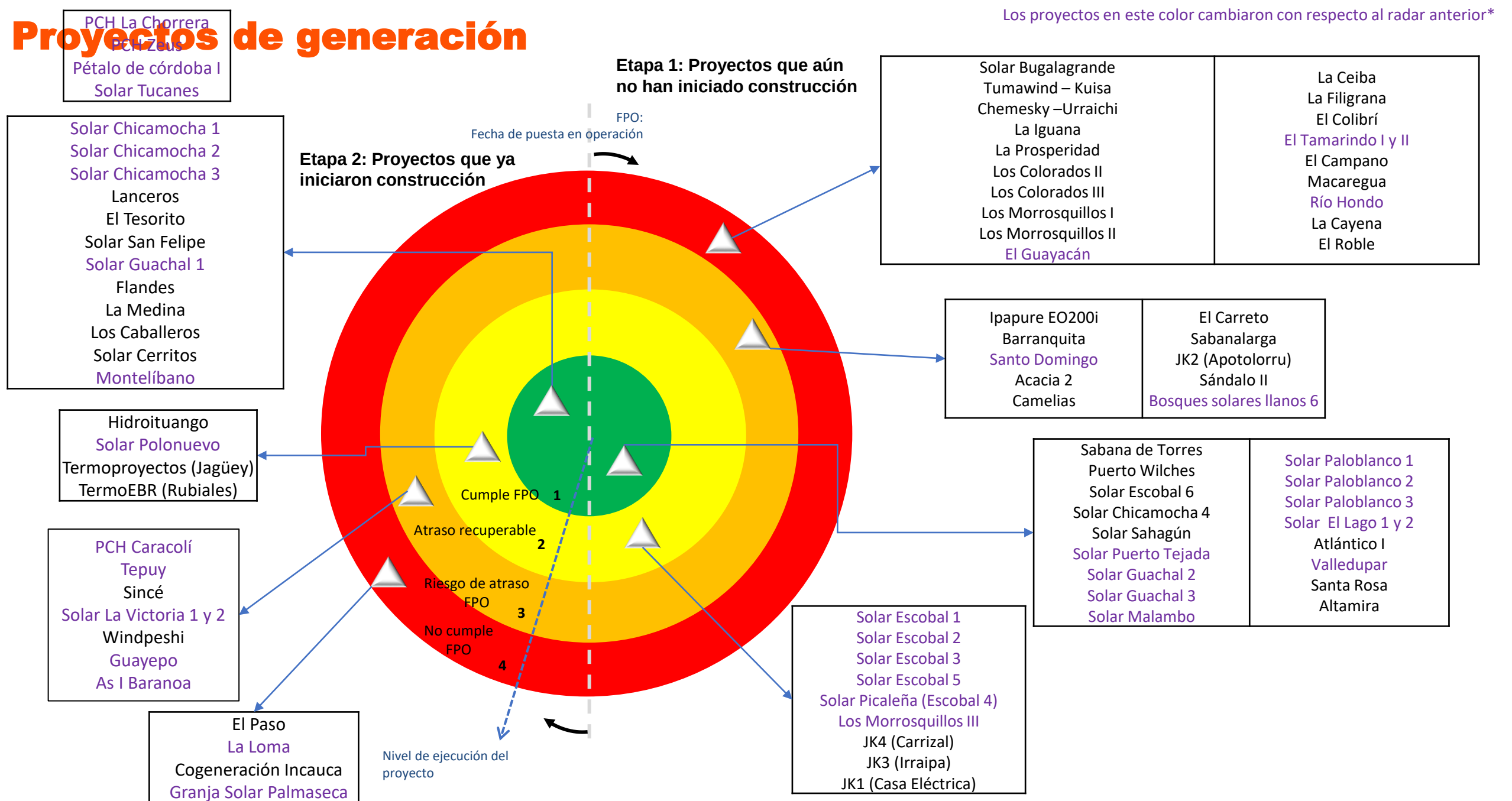
Proyectos del STR



- A - Aumento de Confiabilidad
- B - Disminución o eliminación de Restricciones operativas
- C - Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas
- D - Disminución DNA

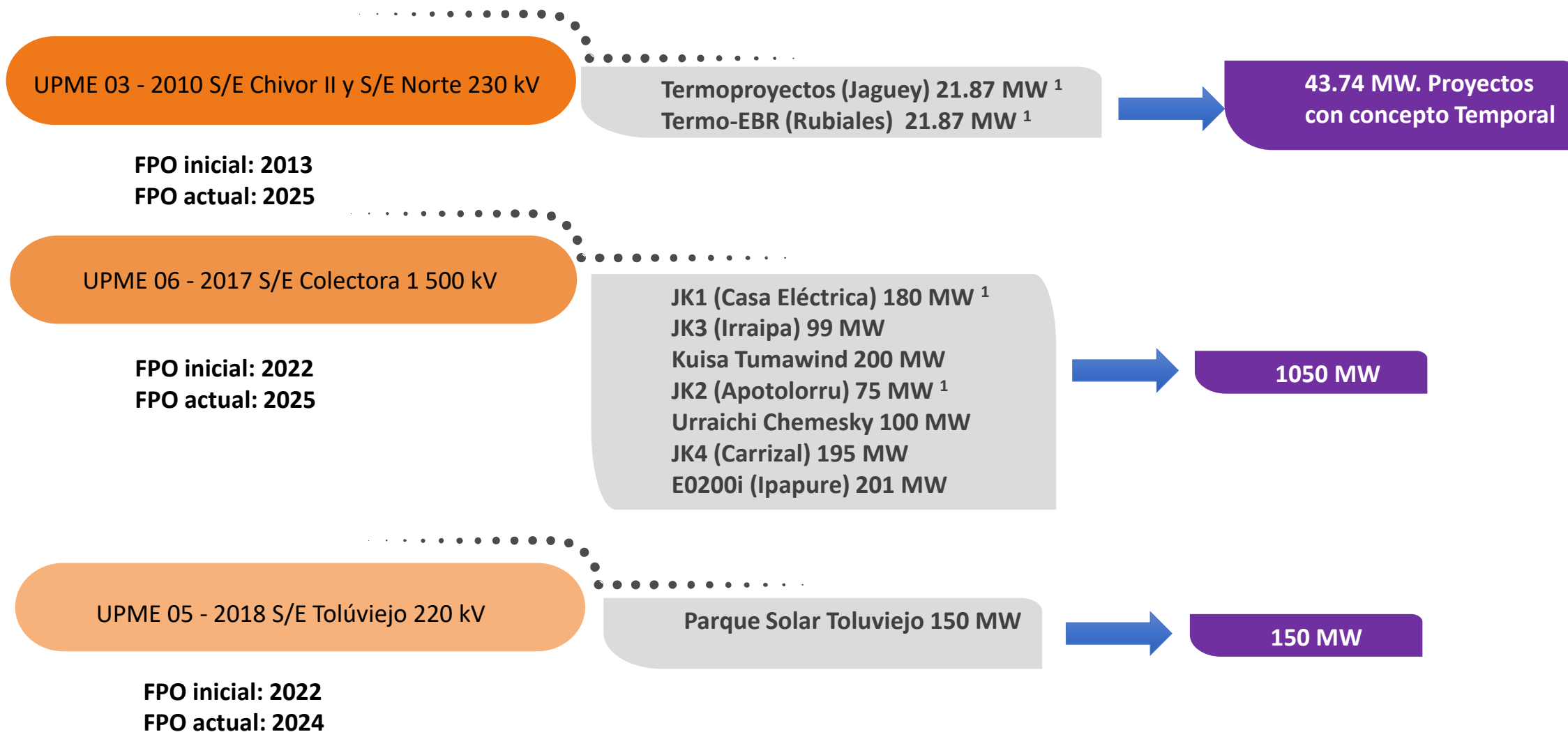
¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **87**

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por la UPME al 05 de agosto de 2022



Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por el CNO el 09 de agosto de 2022

Proyectos de generación Supeditados a proyectos de transmisión del STN que tienen atrasos



GRACIAS



Anexos



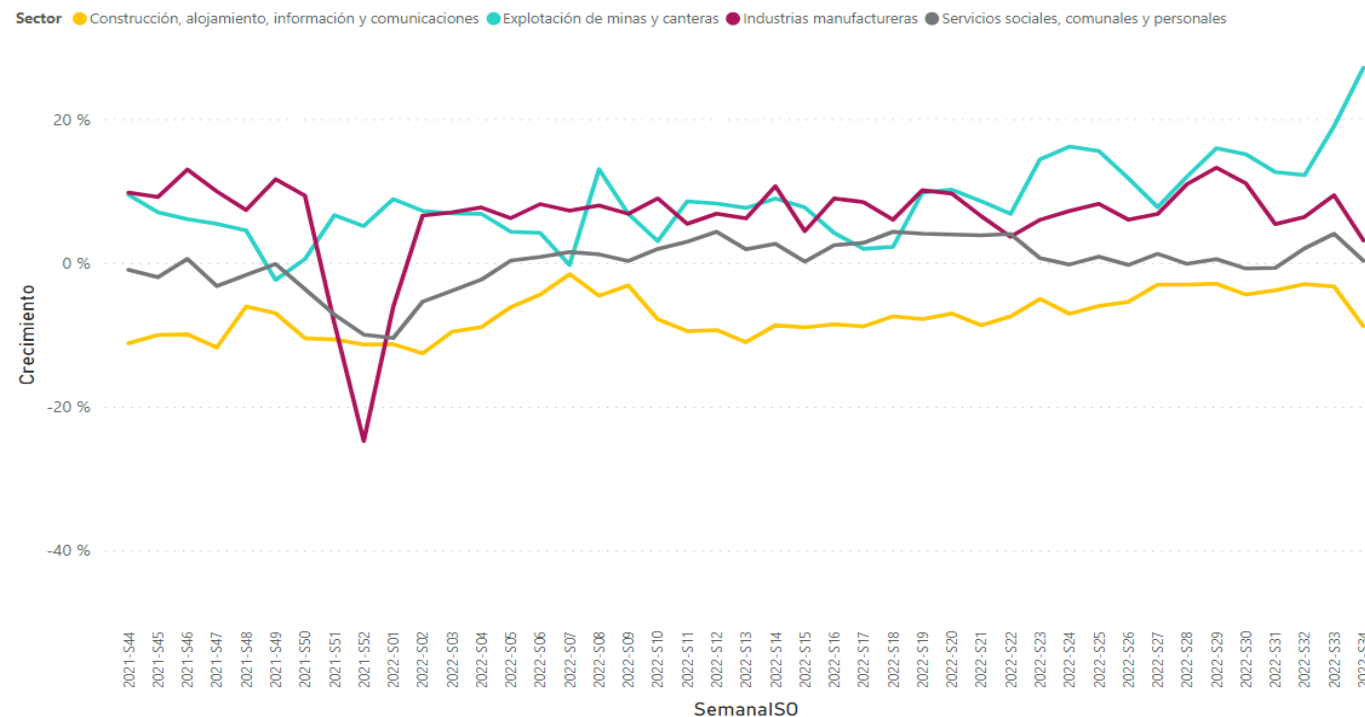
Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2021-08	Demanda [GWh] 2022-08	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	2007.13	1896.36	7.33%	32.96%
Regulado	4312.03	3857.89	2.14%	67.04%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2021-08	Demanda [GWh] 2022-08	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	462.25	512.57	27.3%	27.03%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	126.32	120.33	9.06%	6.35%
Transporte y almacenamiento	41.62	39.77	8.15%	2.1%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	72.35	69.07	7.58%	3.64%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	110.68	104.36	7.17%	5.5%
Servicios sociales, comunales y personales	137.38	127.37	5.73%	6.72%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	33.15	30.01	3.64%	1.58%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	110.5	97.91	0.76%	5.16%
Industrias manufactureras	912.89	794.97	-1.83%	41.92%

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*

Evolución actividades económicas - Semanal



La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 23 de agosto de 2022 fue del 43.5% del sector de industrias manufactureras; el 24.8% de la explotación de minas y canteras; el 6.5% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 6.9% de los servicios sociales, comunales y personales.

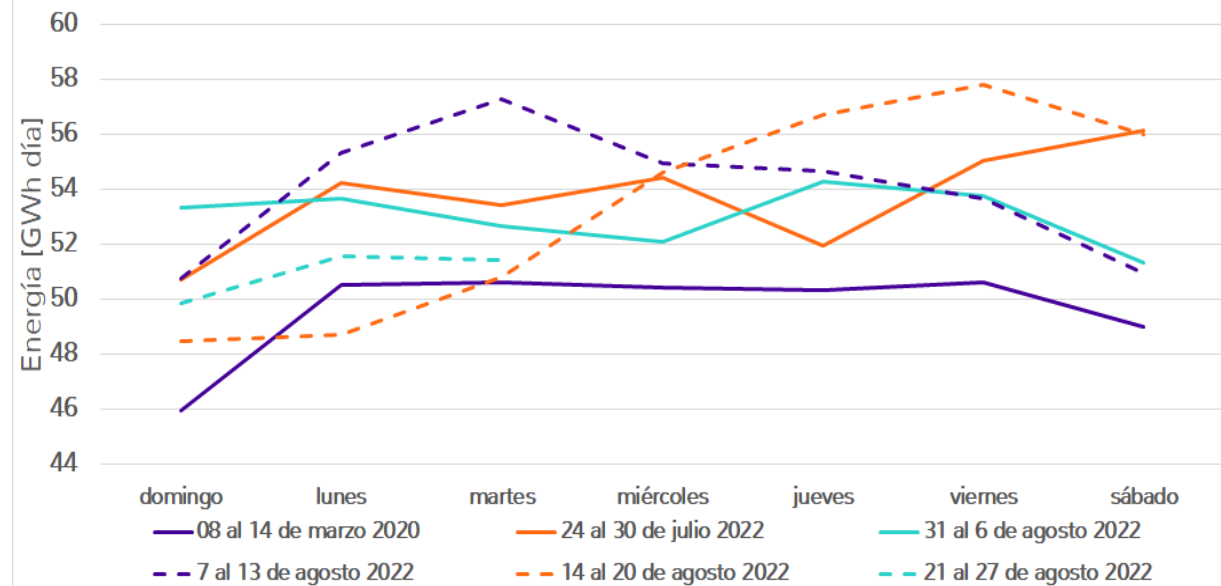
Para la **semana del 15 al 21 de agosto de 2022 (2022-S33)** las **industrias manufactureras** y **explotación de minas y canteras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 9.43% y 19% respectivamente contra la demanda base (9 al 15 de marzo 2020). Por otra parte, los **Servicios sociales, comunales y personales** se han logrado recuperar para dicha semana con crecimiento de 4.05%; Sin embargo, las actividades de **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** continúa con un decrecimiento de -3.29% para esta misma semana.

*Información hasta el 23 de agosto de 2022

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

Caribe*

Caribe



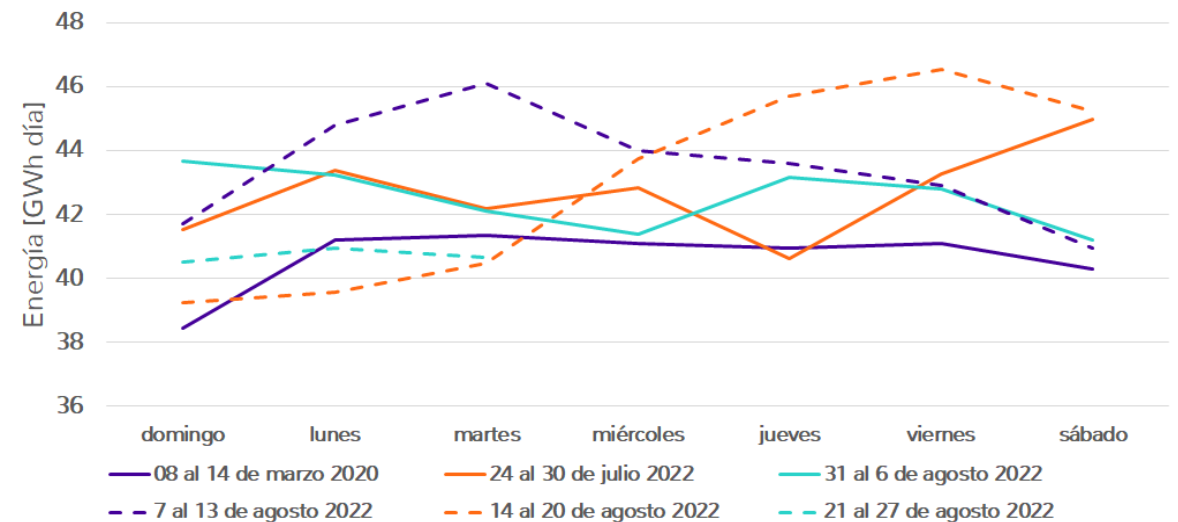
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 9.2% para la semana del 14 al 20 de agosto de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

Caribe No Regulado



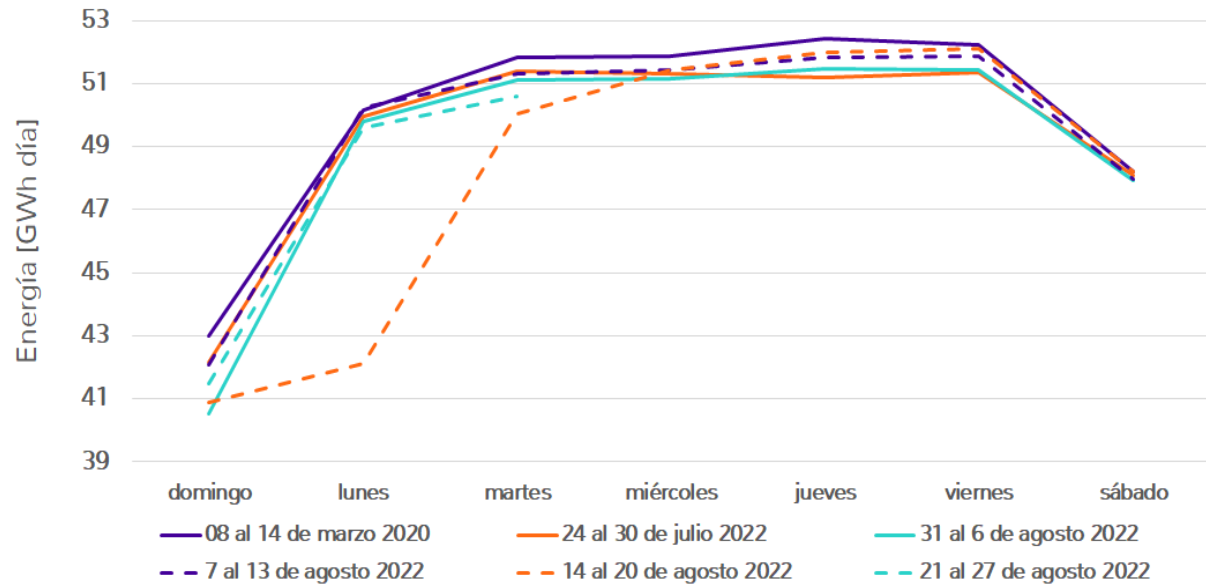
Caribe Regulado



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

Cundinamarca y Meta*

Cundinamarca y meta

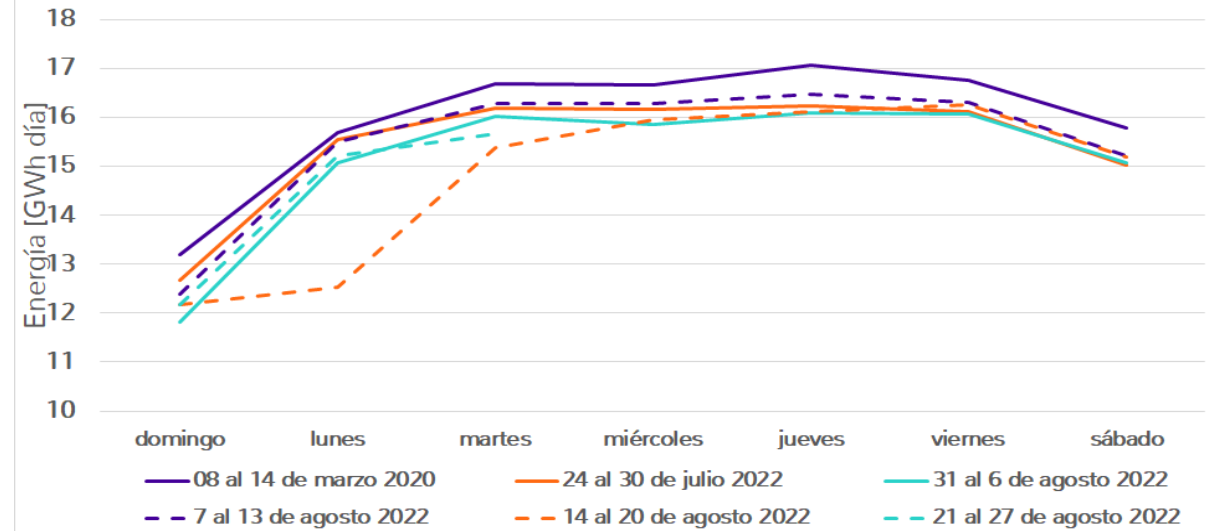


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

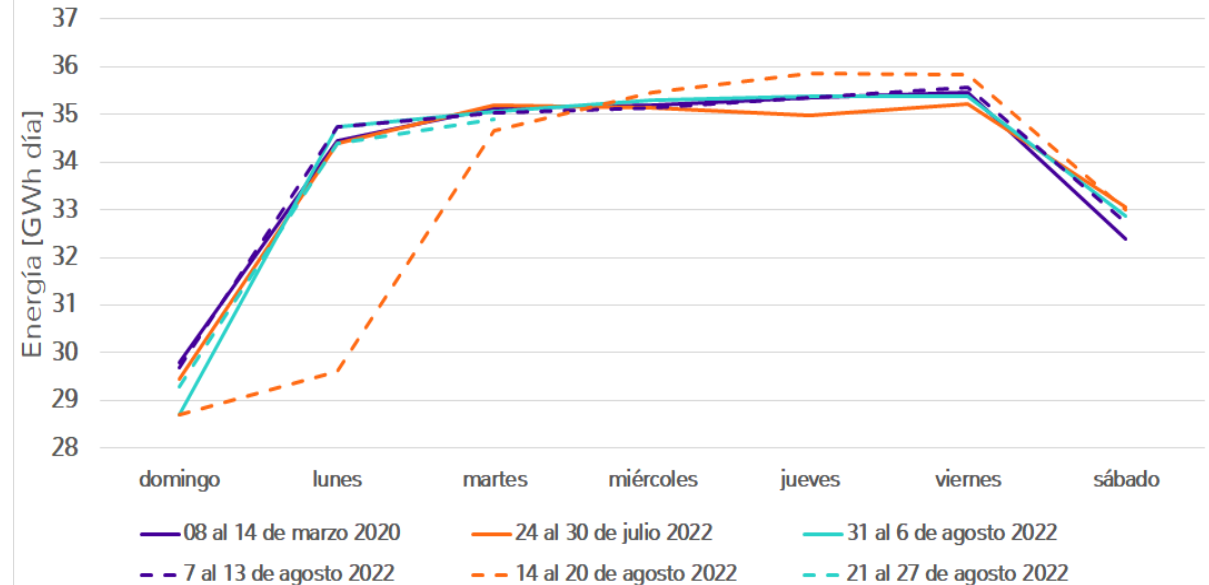
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 0.9% para la semana del 14 al 20 de agosto de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

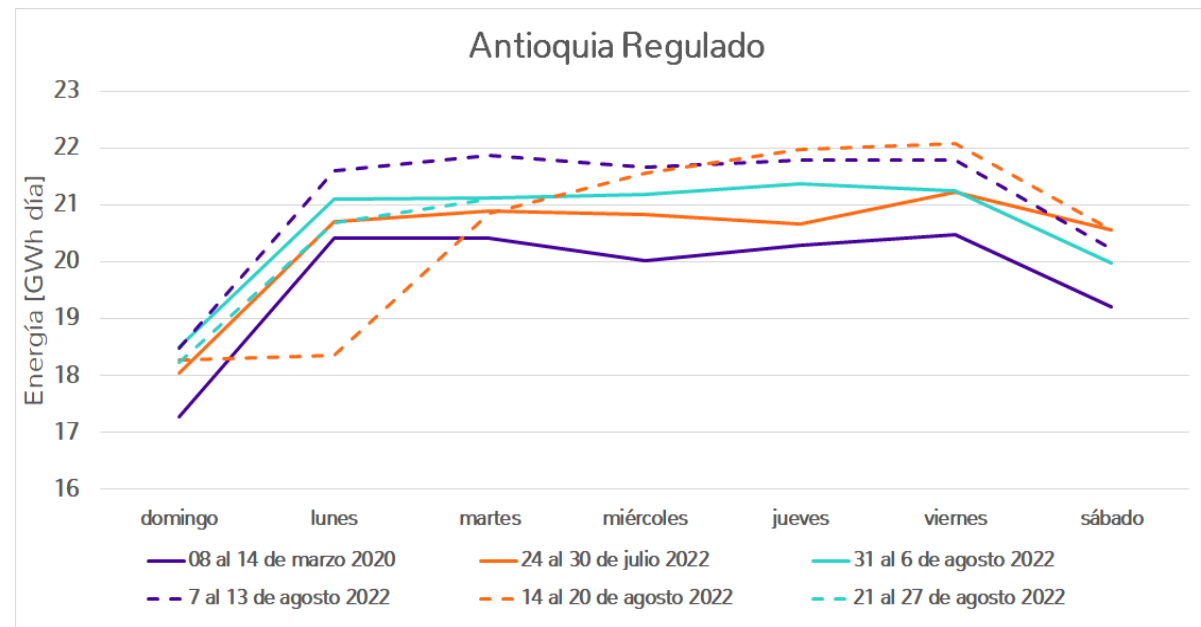
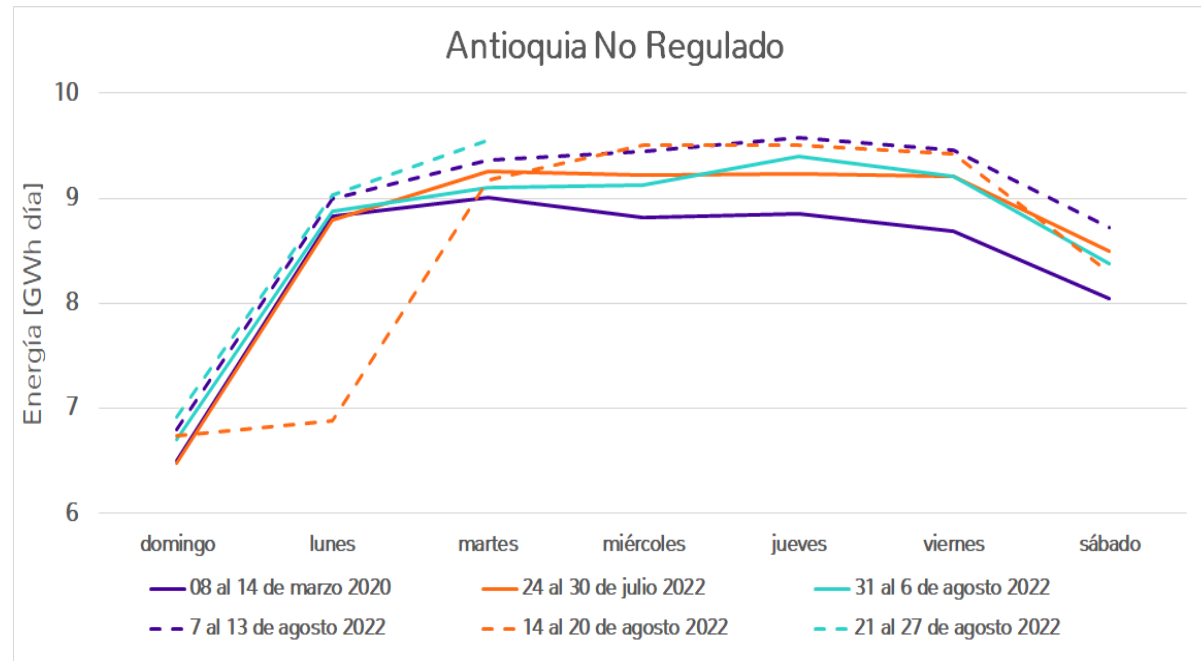
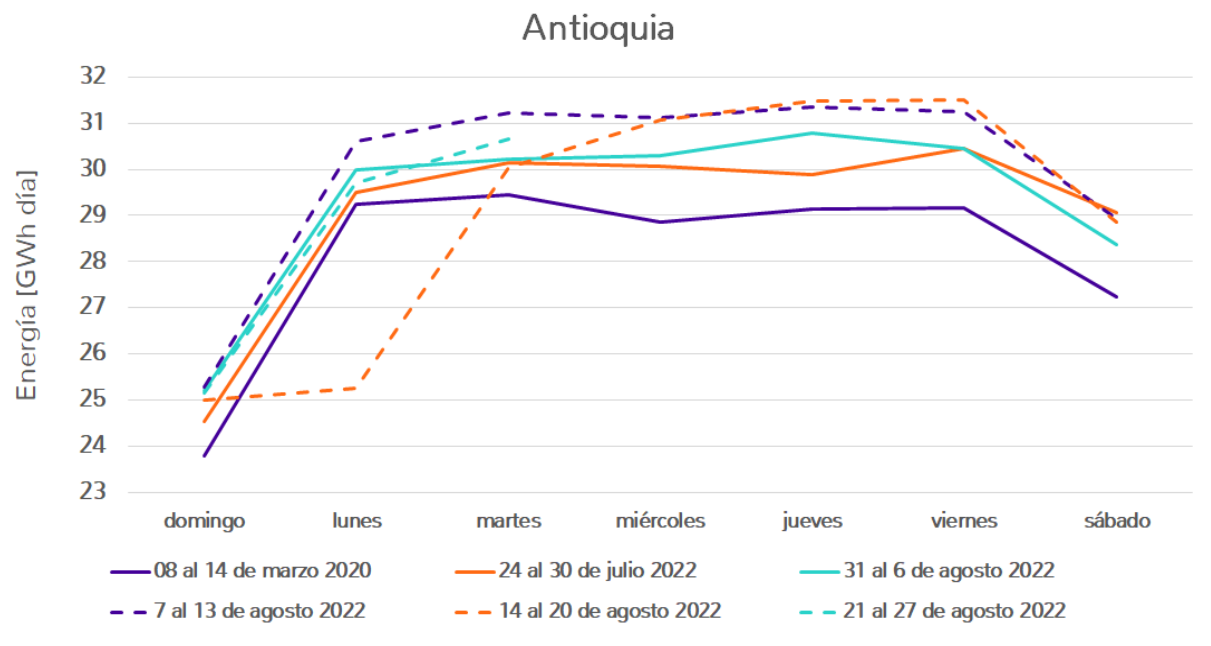
Cundinamarca y meta No Regulado



Cundinamarca y meta Regulado



Antioquia*

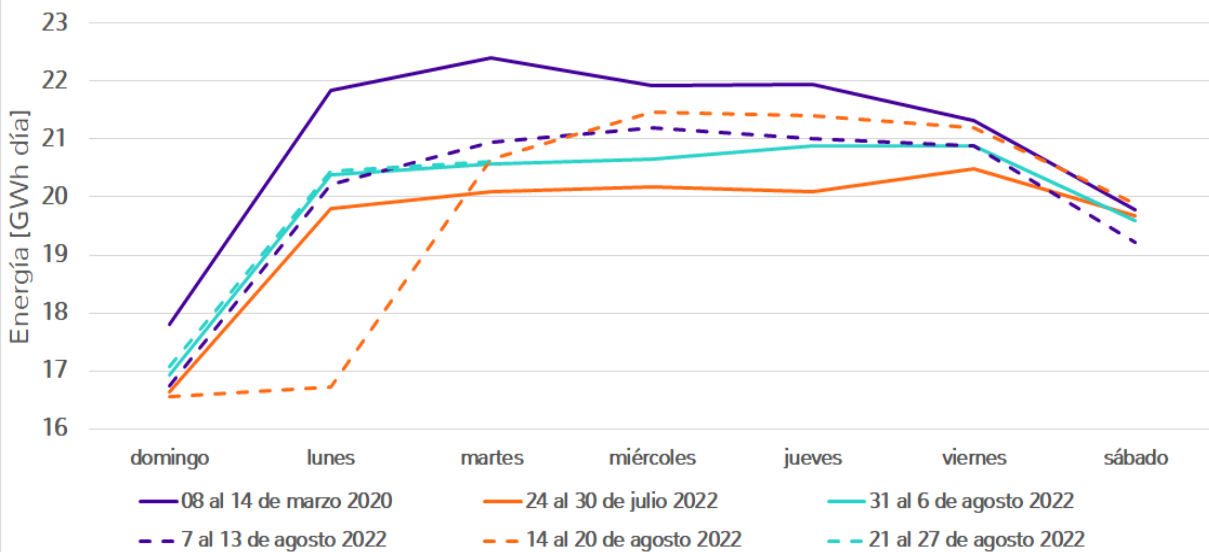


Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 6.2% para la semana del 14 al 20 de agosto de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

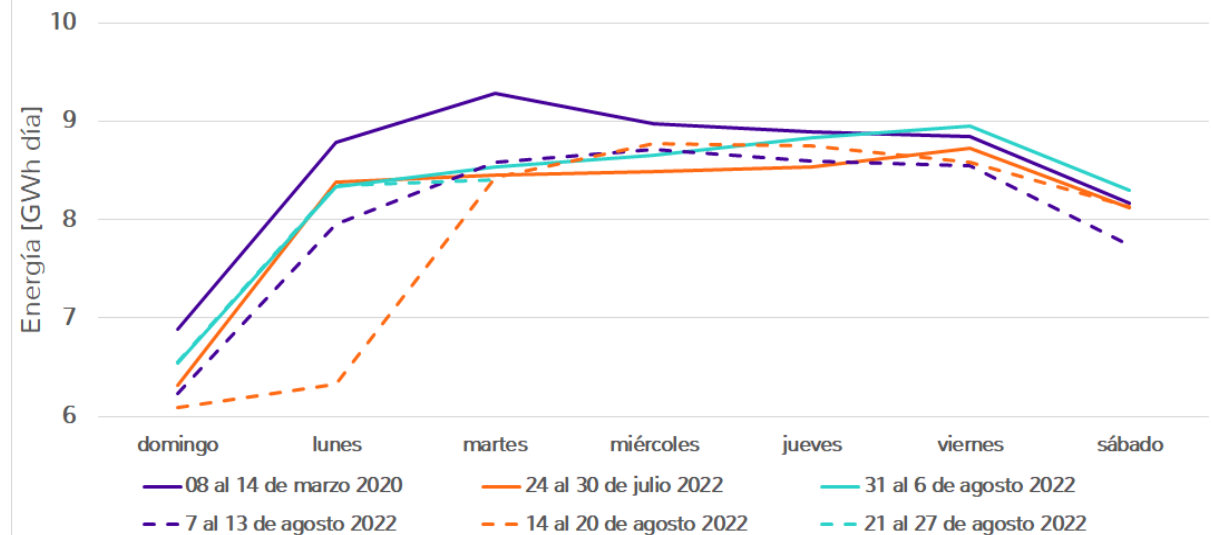
Valle*

Valle

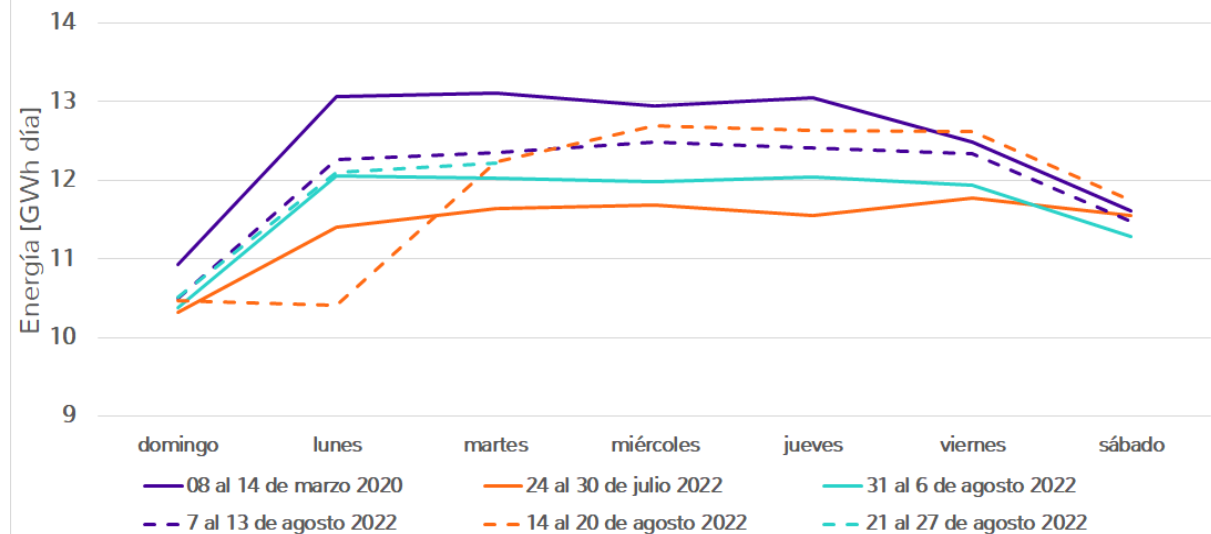


Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 3.2% para la semana del 14 al 20 de agosto de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

Valle No Regulado



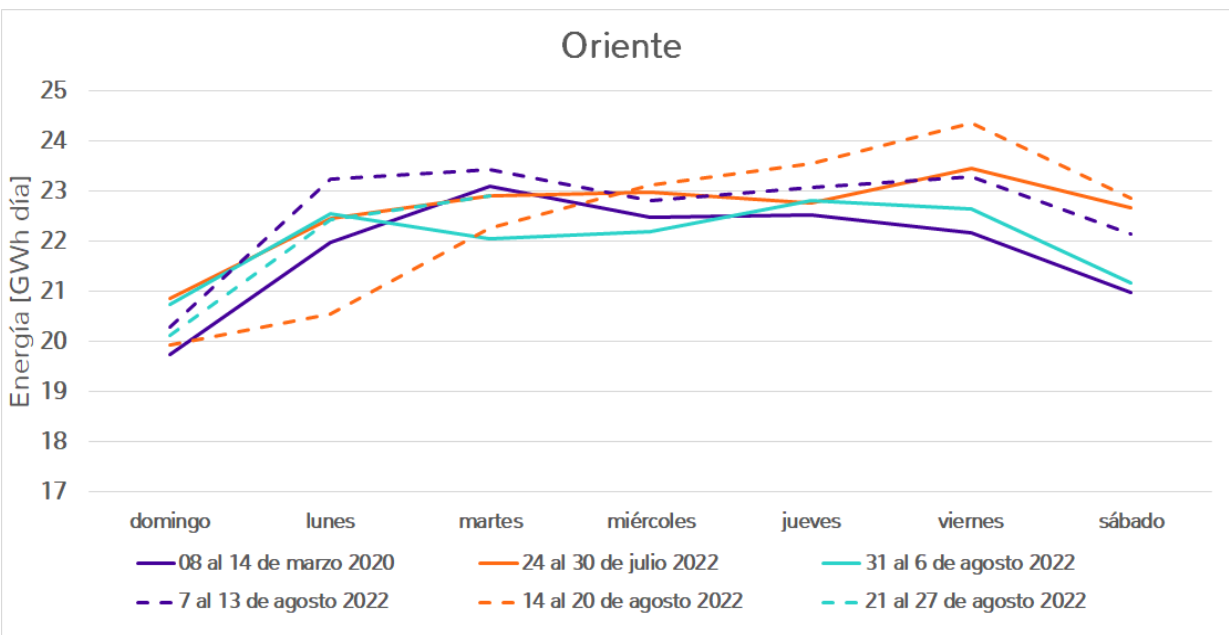
Valle Regulado



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

Oriente*

Oriente

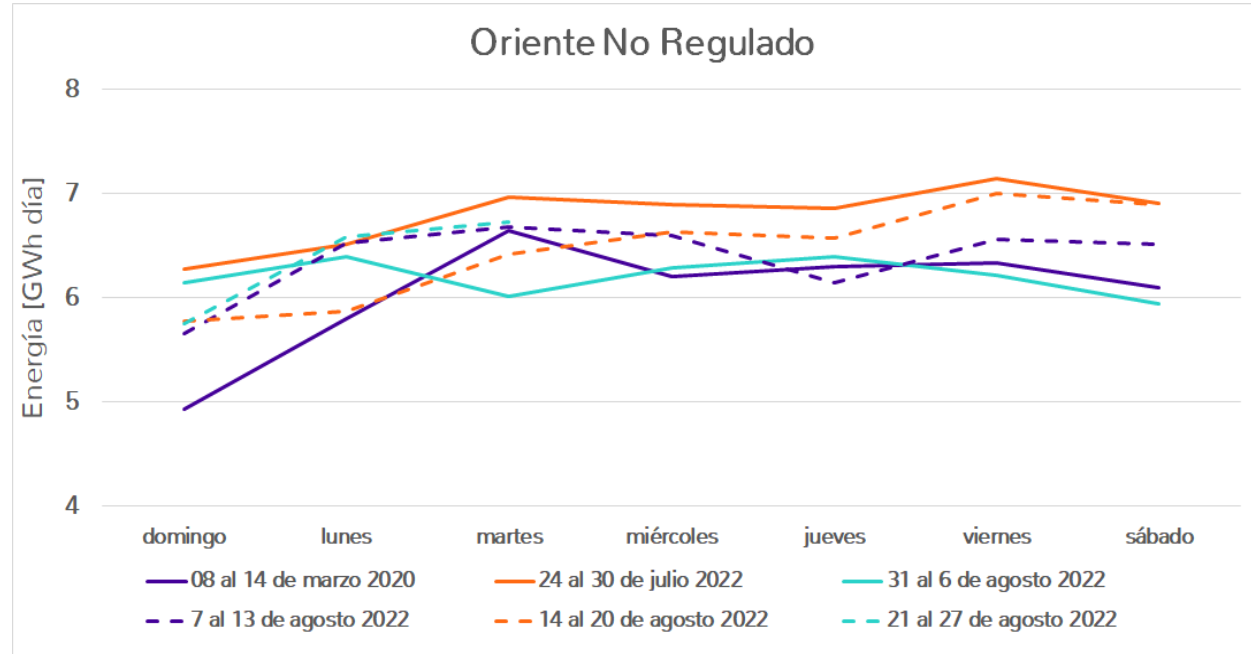


Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

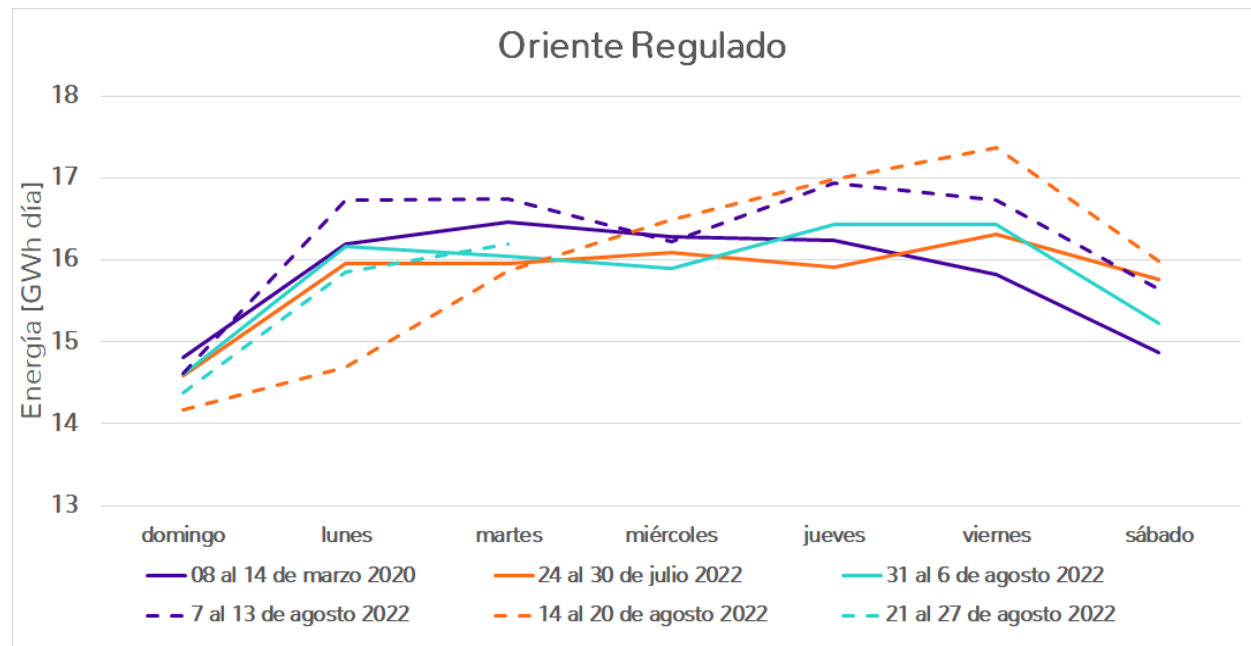
Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 4.5% para la semana del 14 al 20 de agosto de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

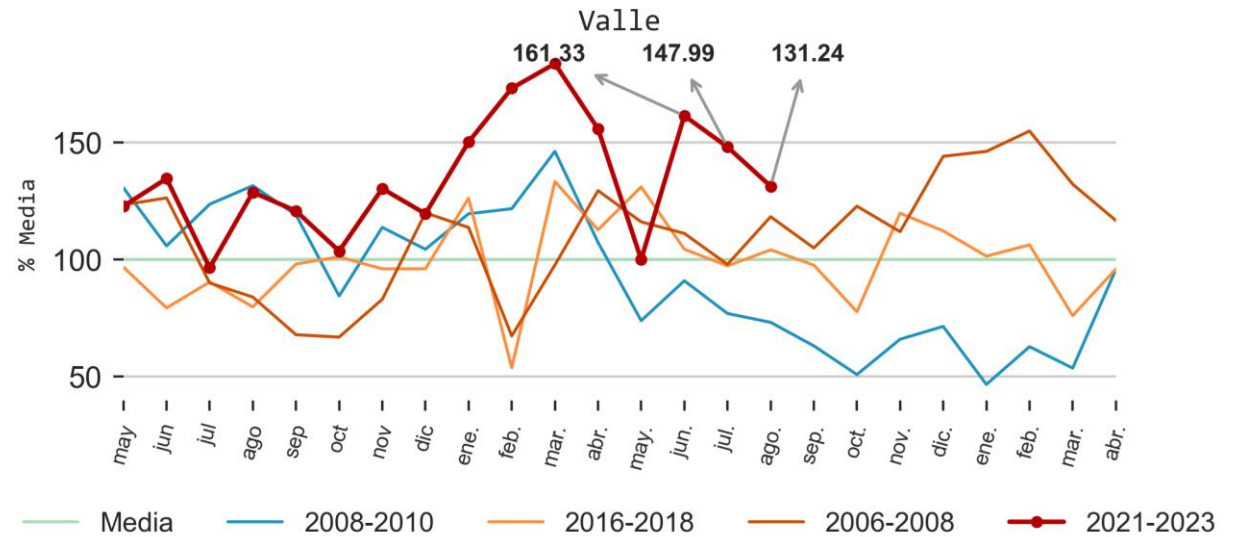
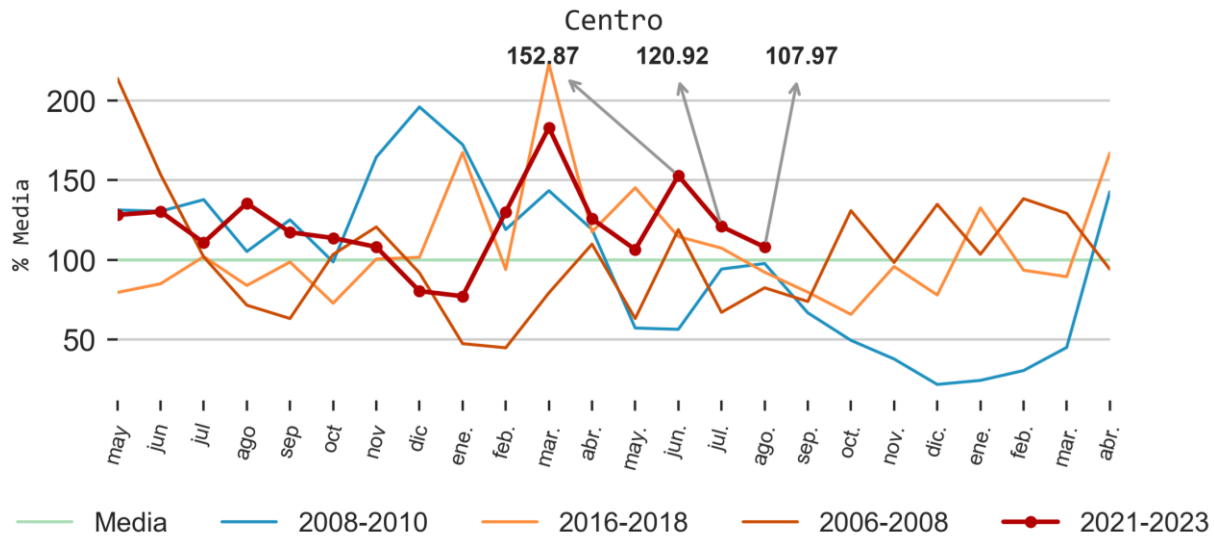
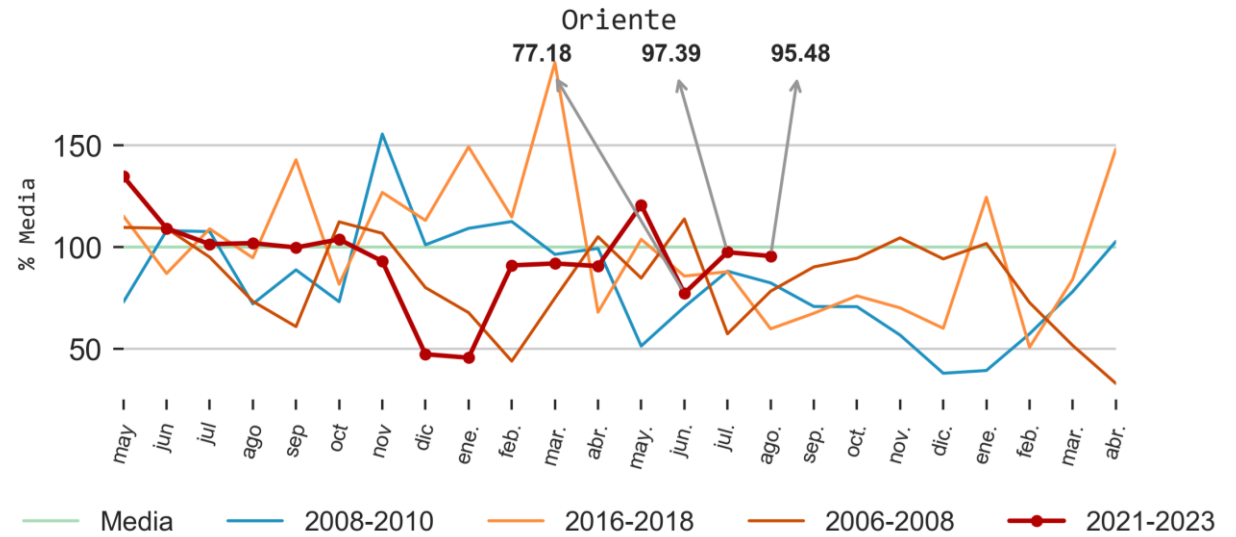
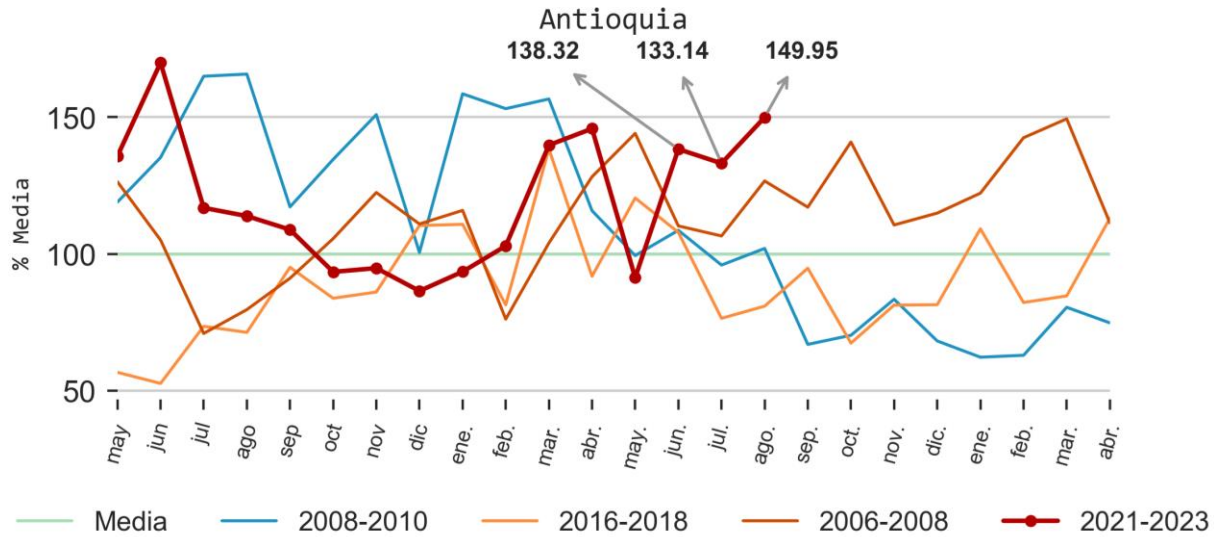
Oriente No Regulado



Oriente Regulado



Aportes por regiones



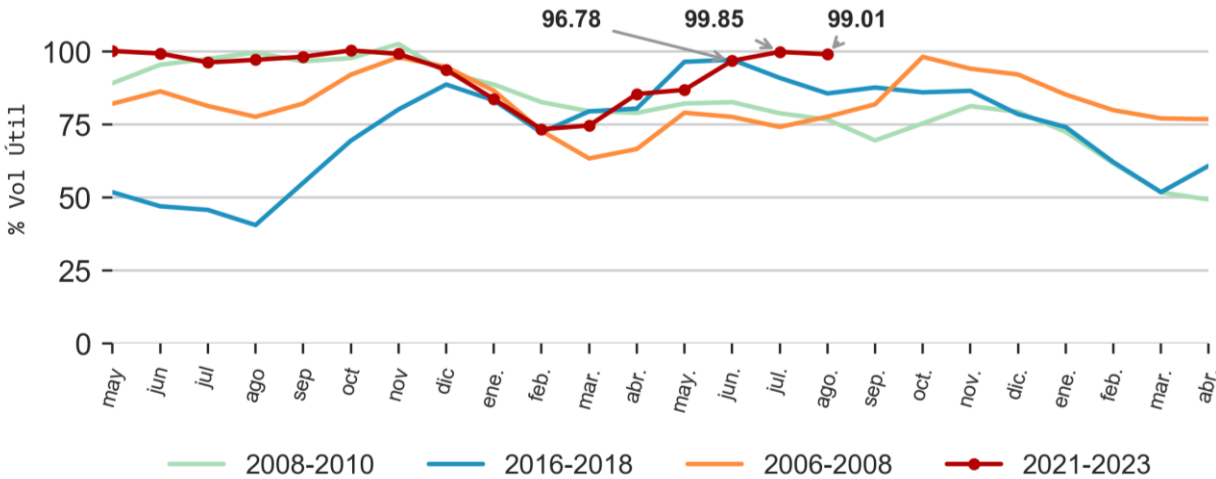
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2022-08-29

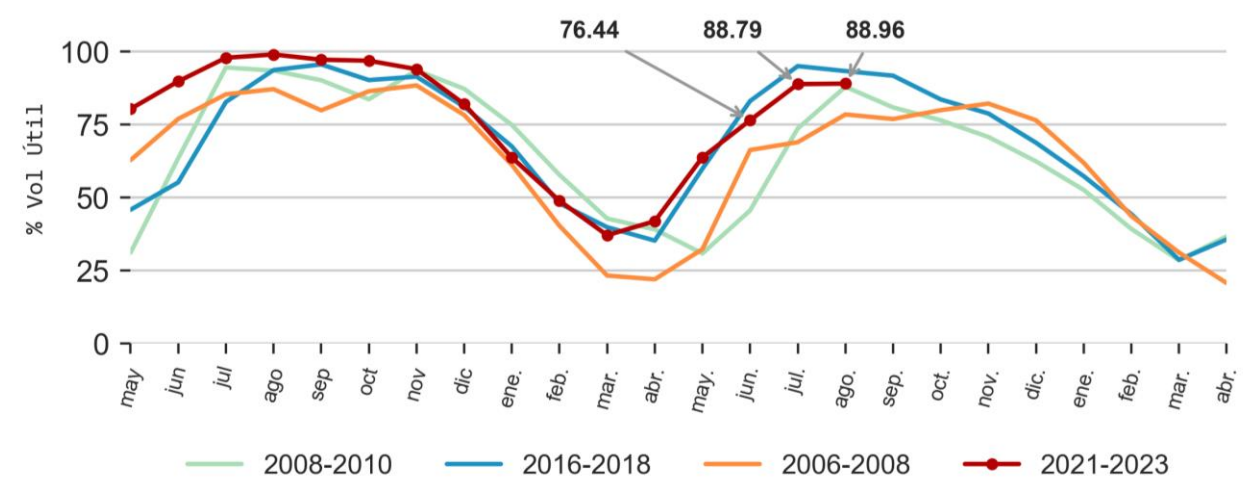
Información actualizada el 2022-08-30

Evolución de reservas por regiones

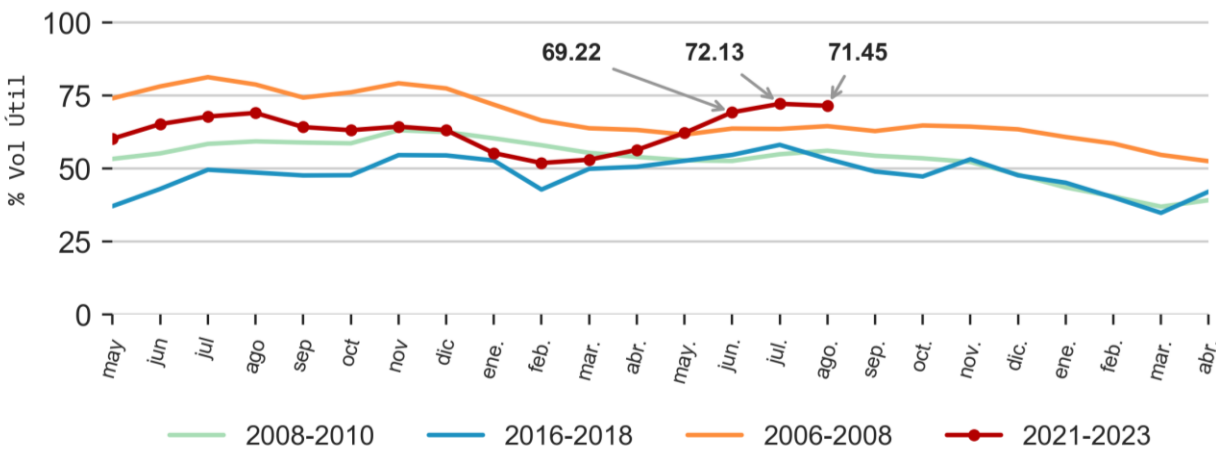
Antioquia



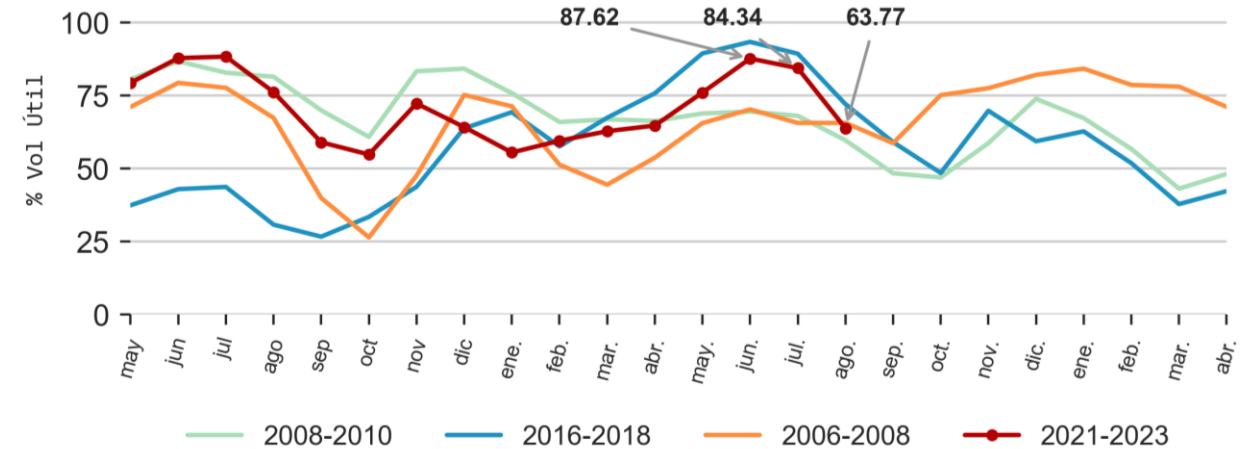
Oriente



Centro



Valle

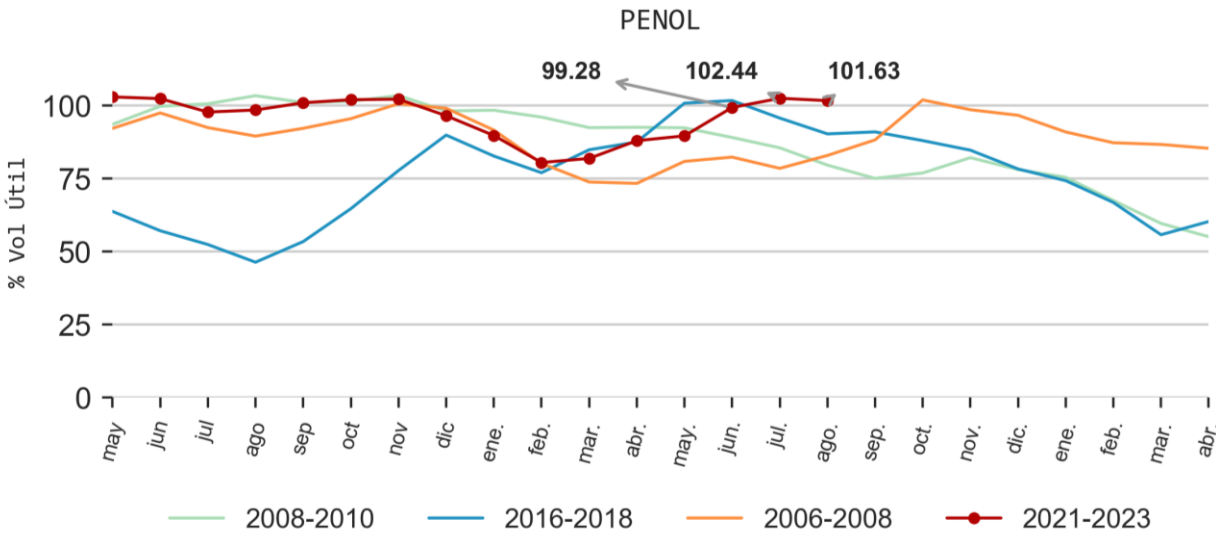


Información hasta el 2022-08-29

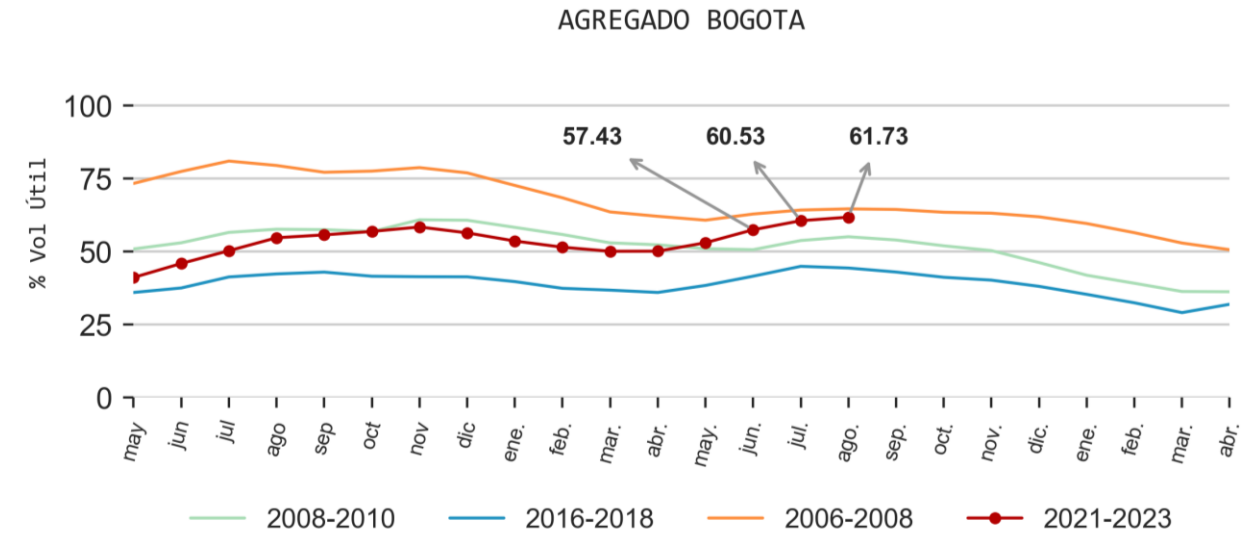
Información actualizada el 2022-08-30

Evolución de principales embalses

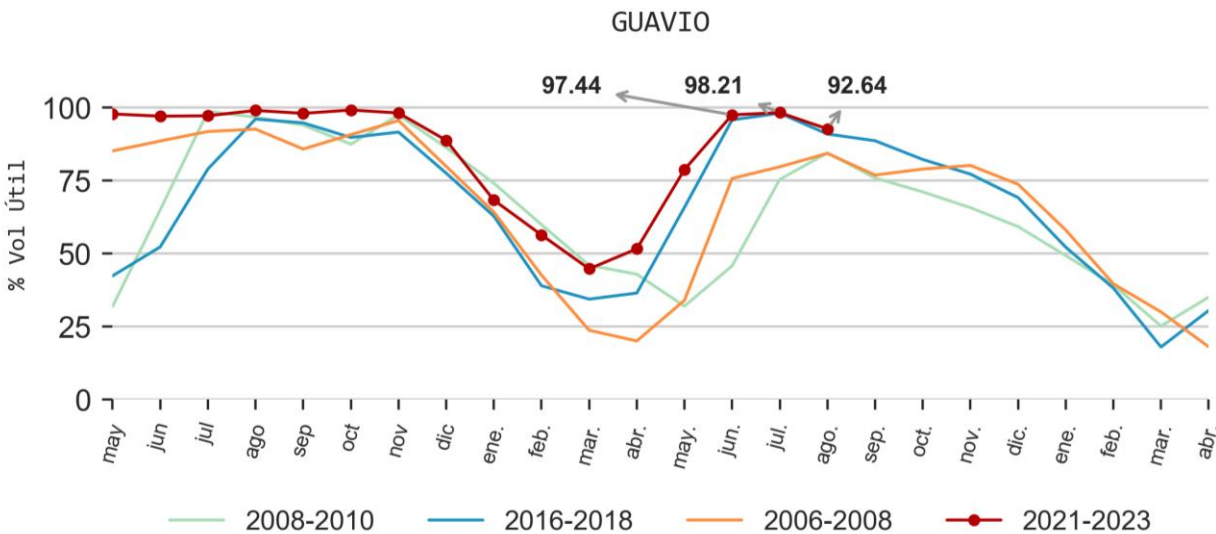
PENOL



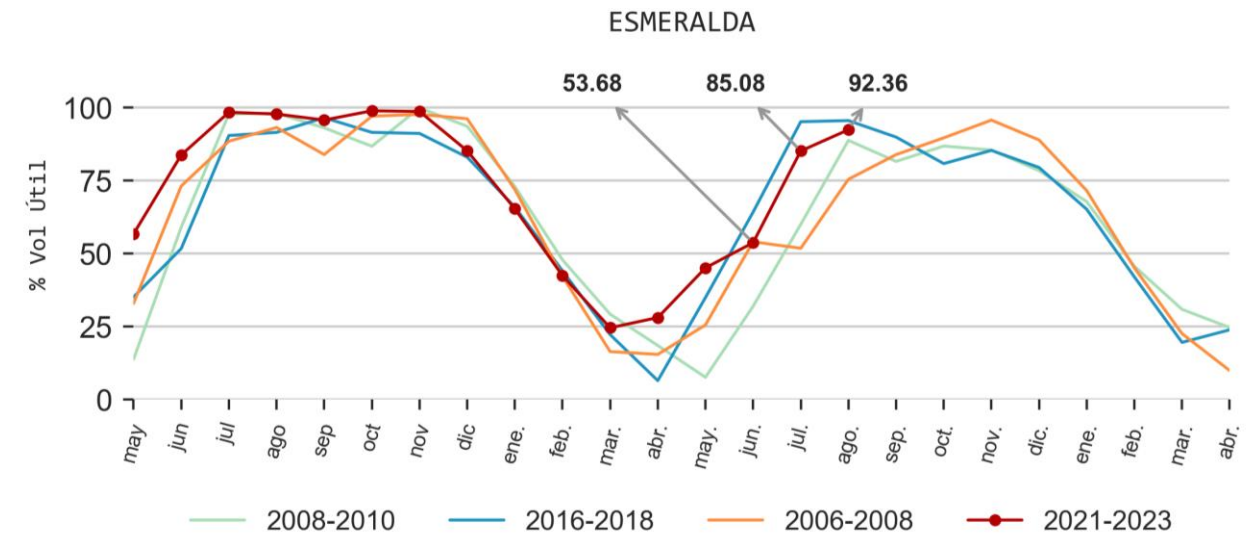
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



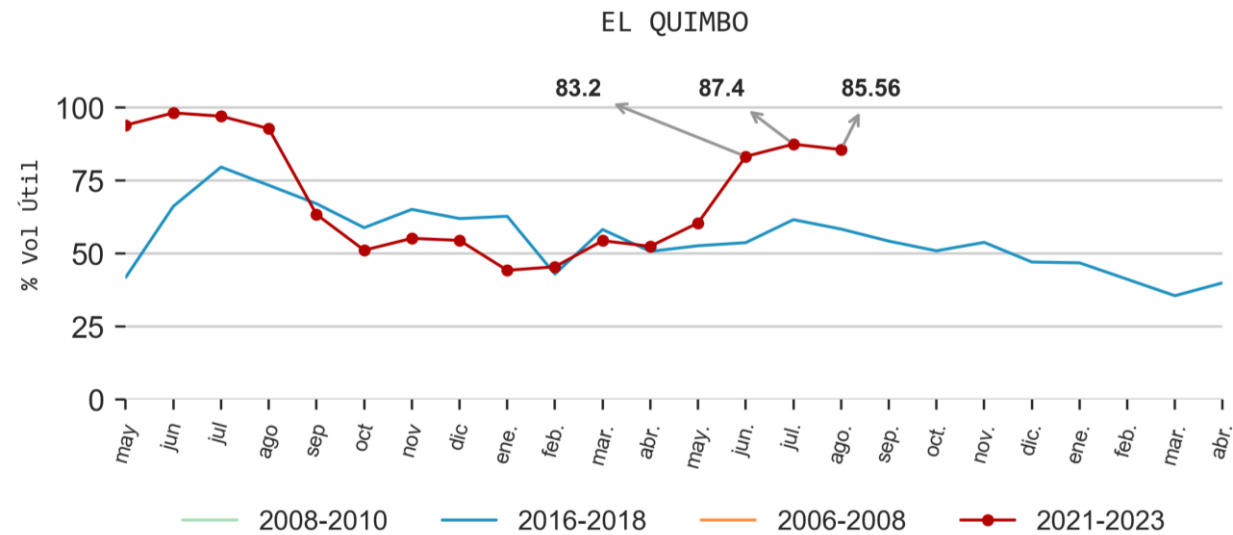
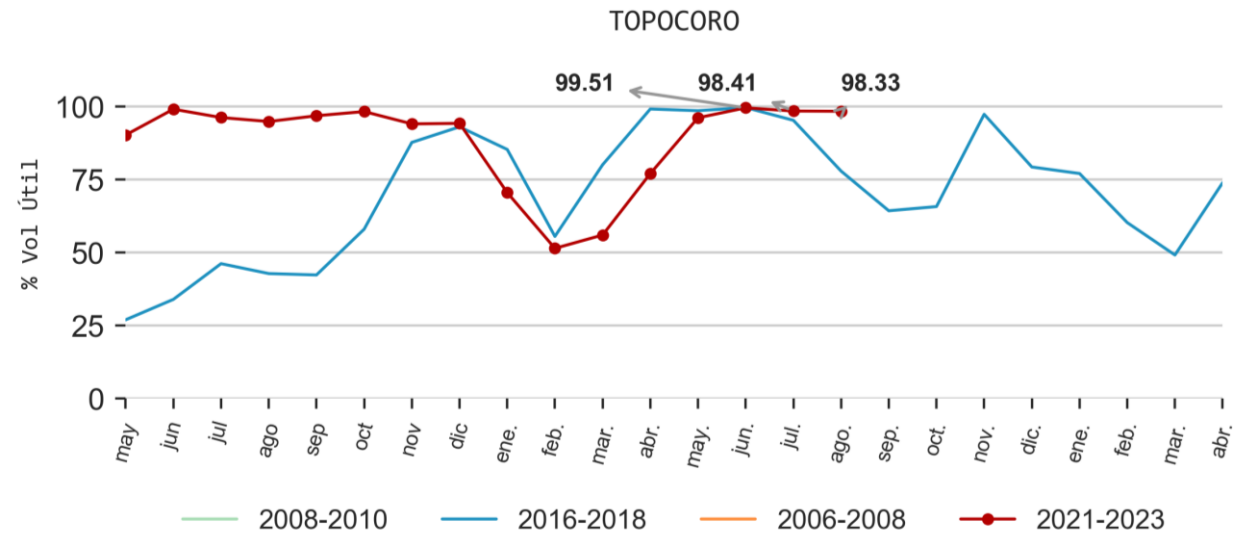
ESMERALDA



Información hasta el 2022-08-29

Información actualizada el 2022-08-30

Evolución de principales embalses

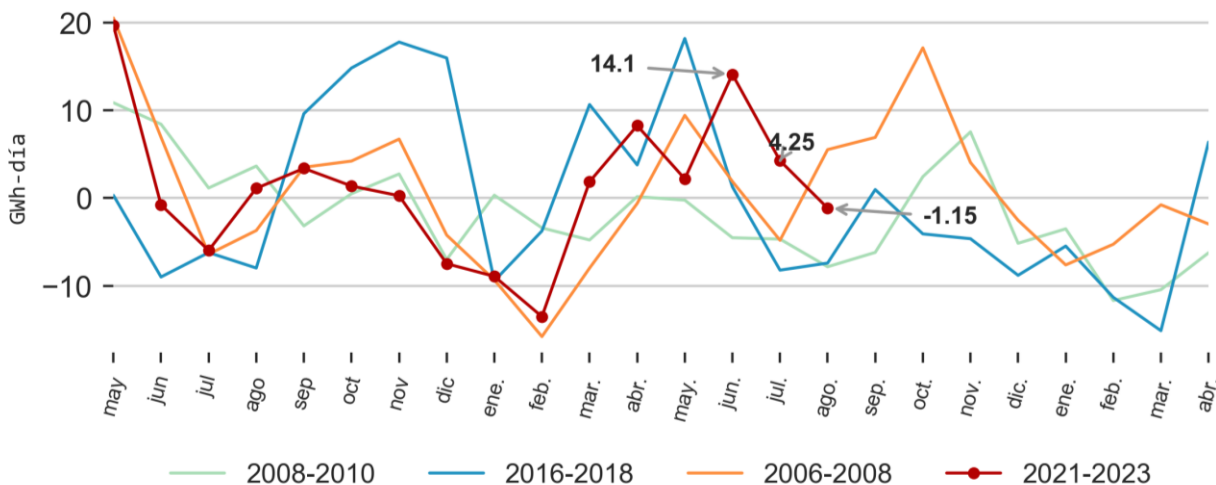


Información hasta el 2022-08-29

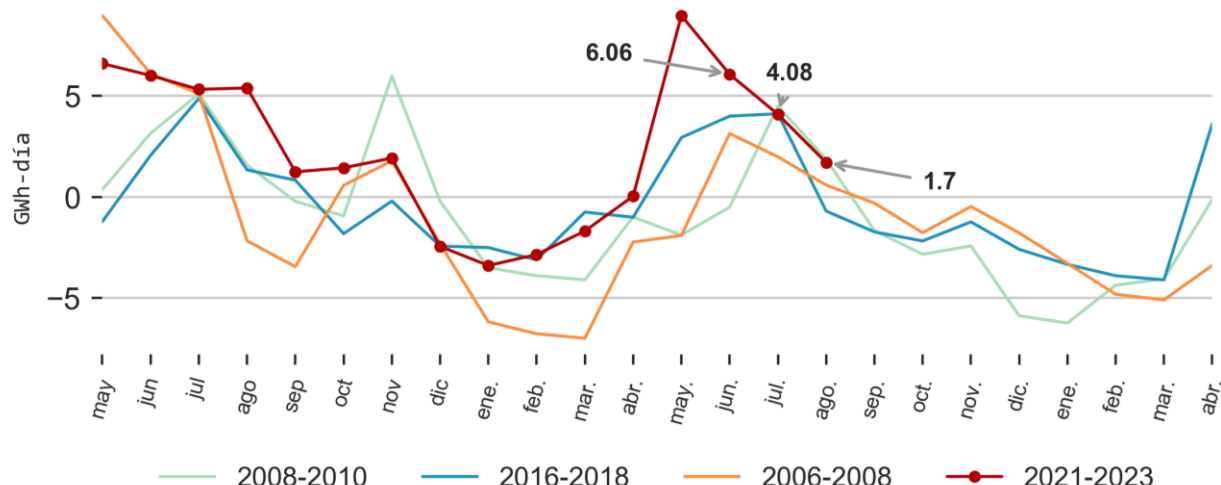
Información actualizada el 2022-08-30

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

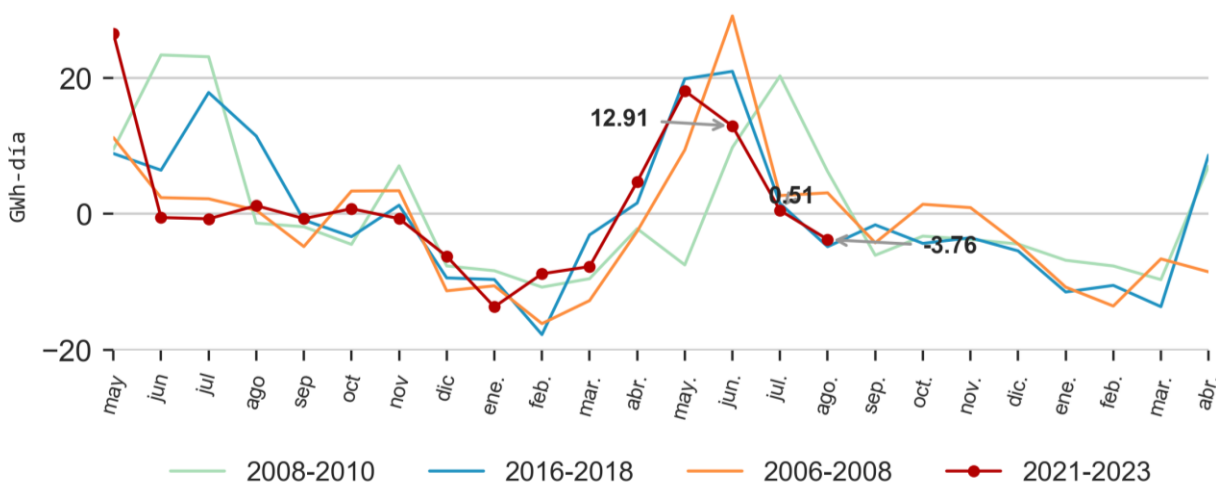
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



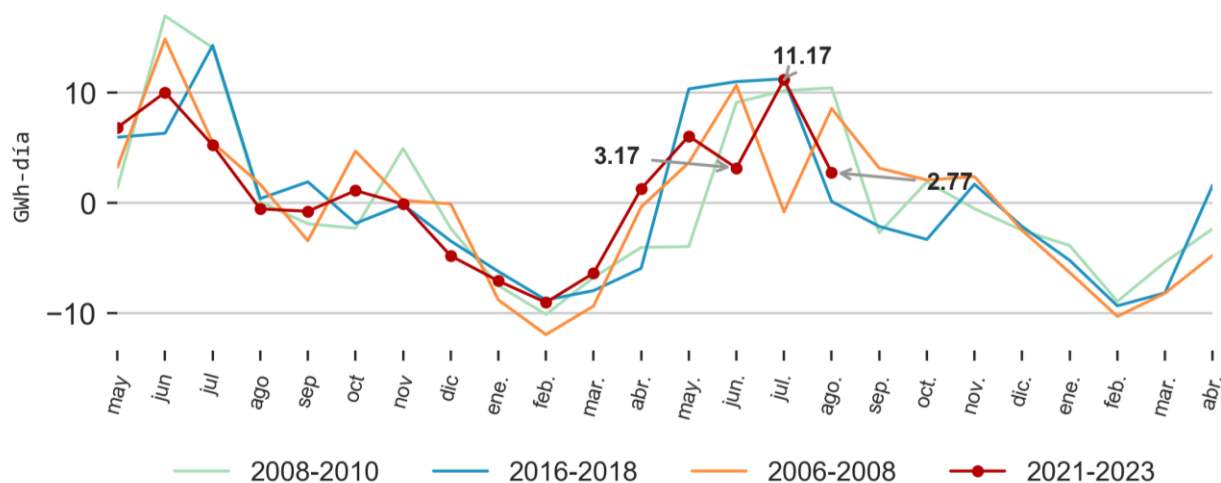
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



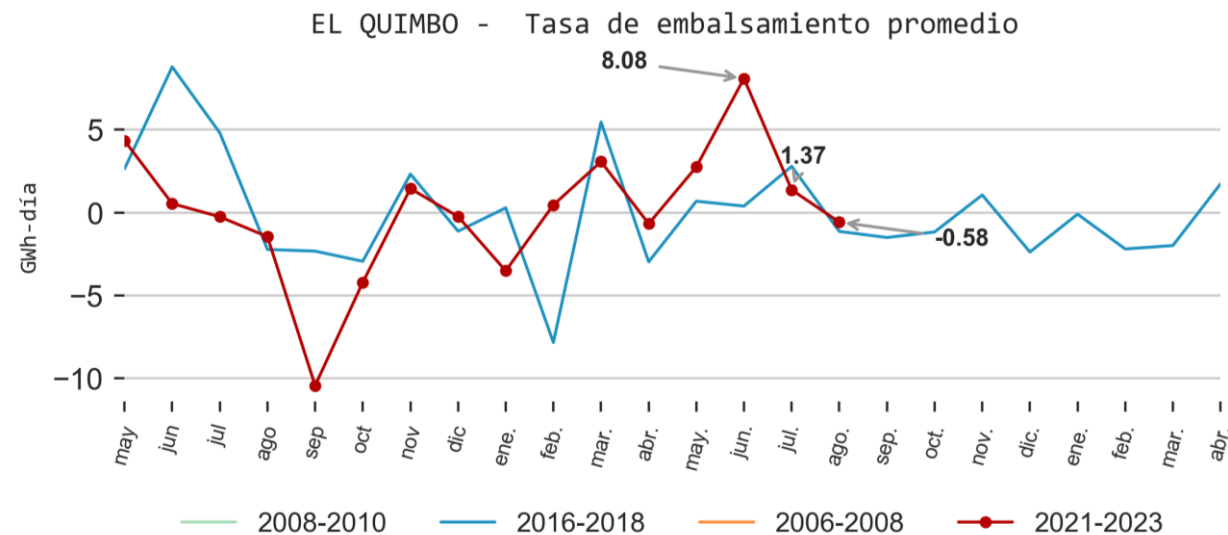
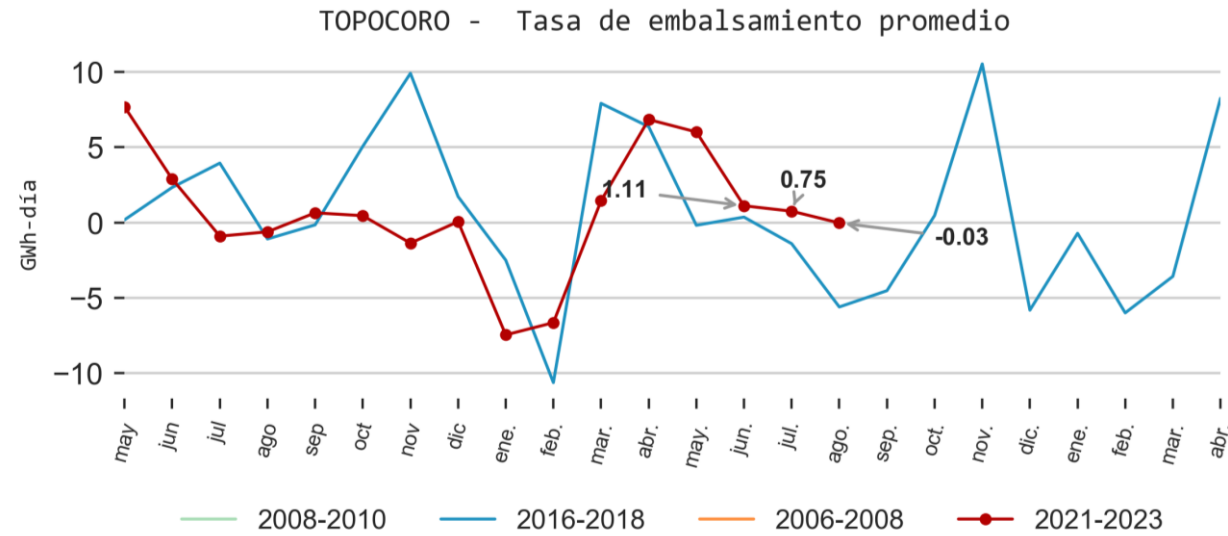
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2022-08-29

Información actualizada el 2022-08-30

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses



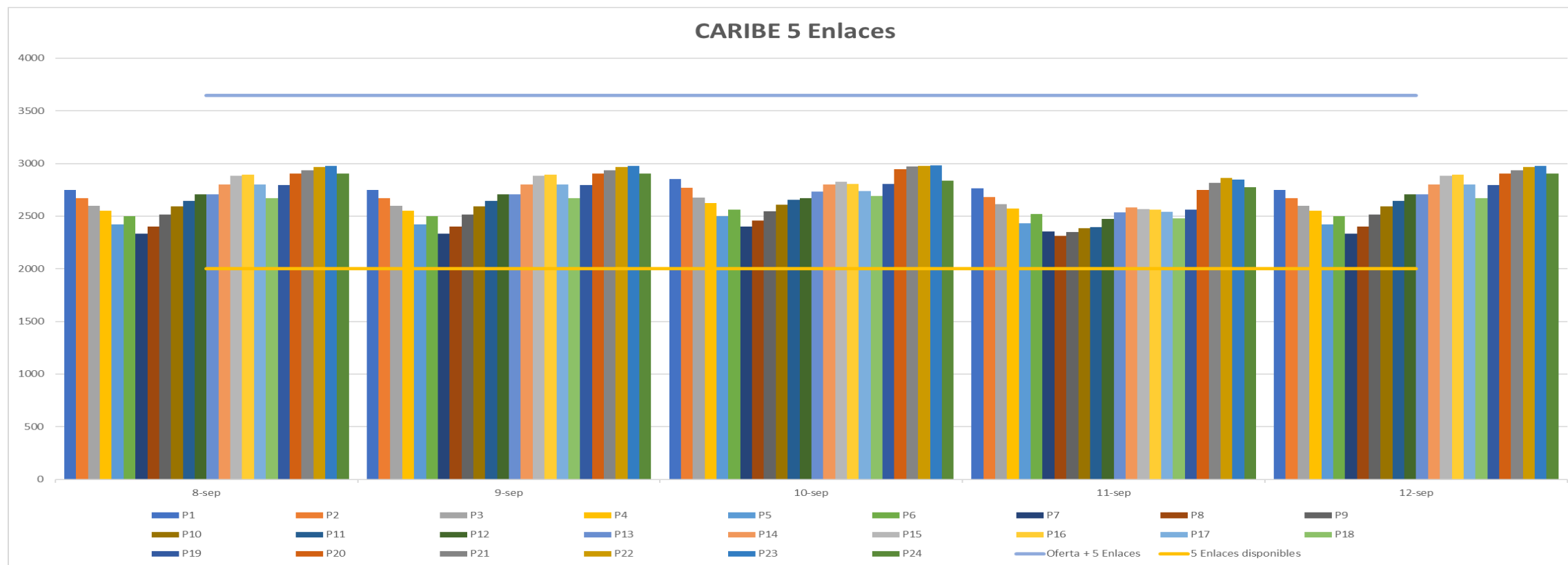
Información hasta el 2022-08-29

Información actualizada el 2022-08-30

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12



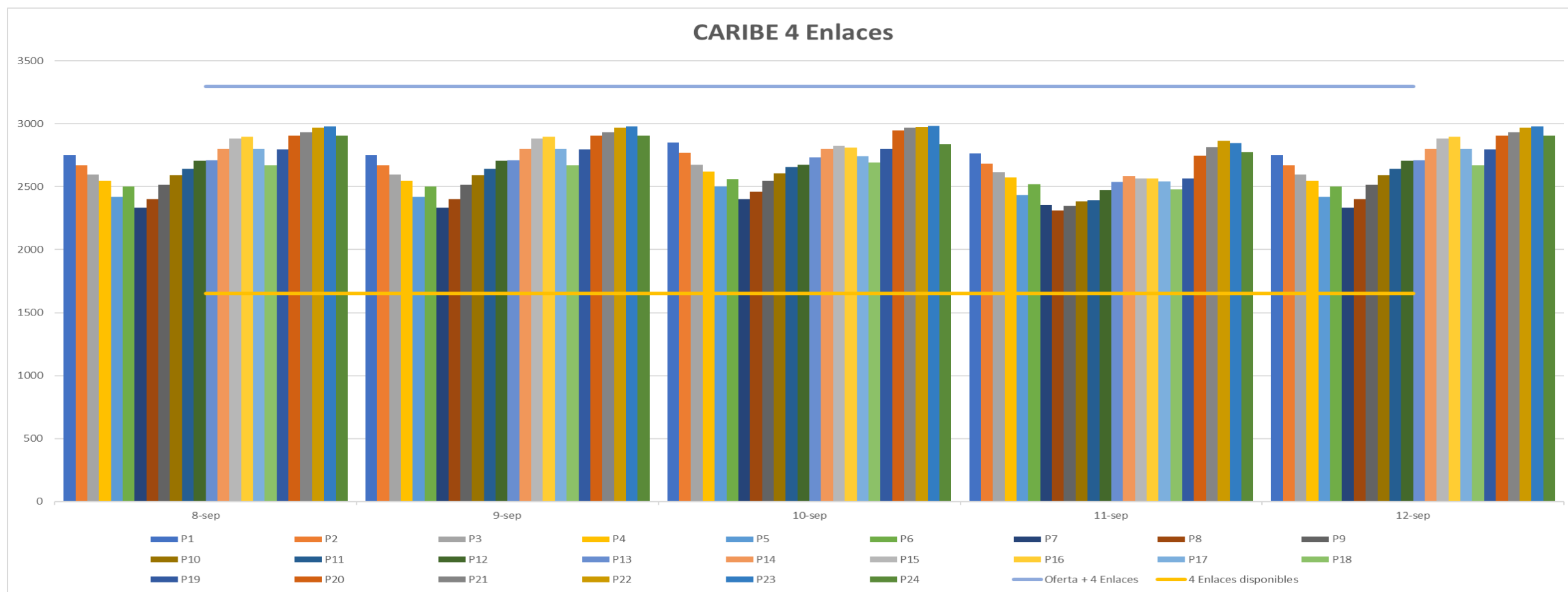
Balance energético diario área Caribe



Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12



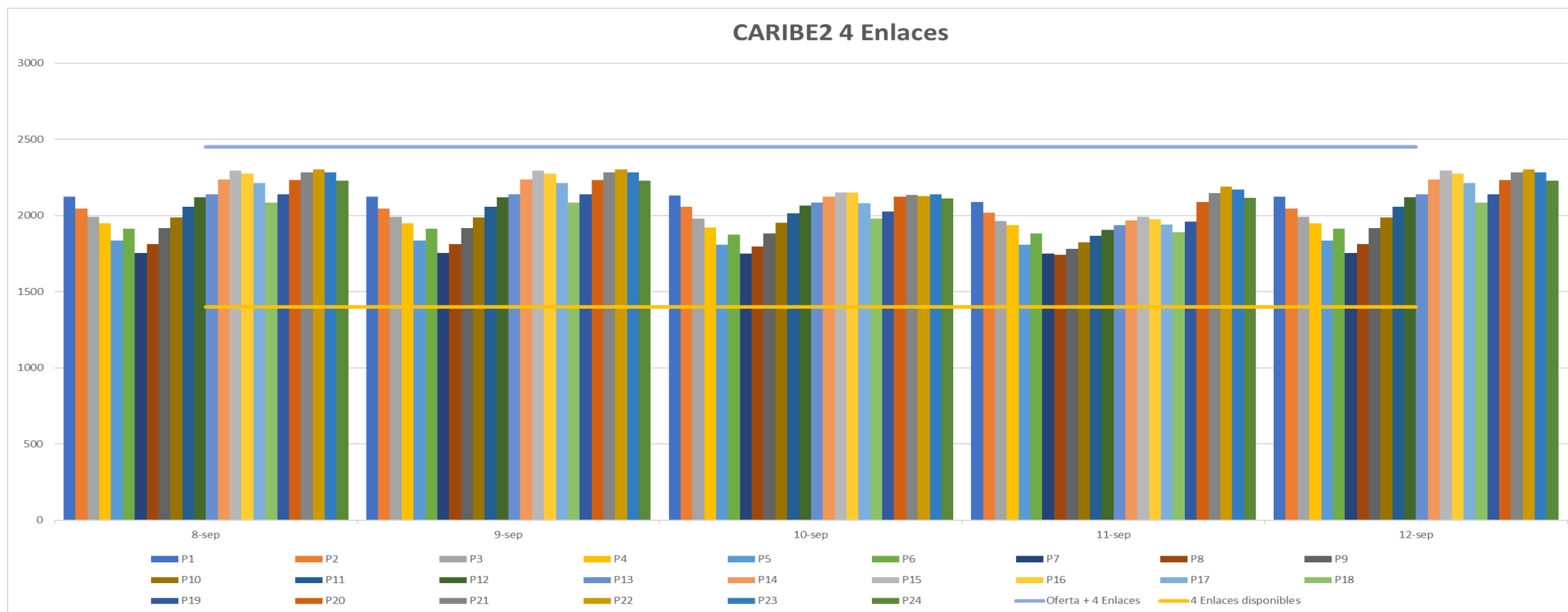
Balance energético diario área Caribe



Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12



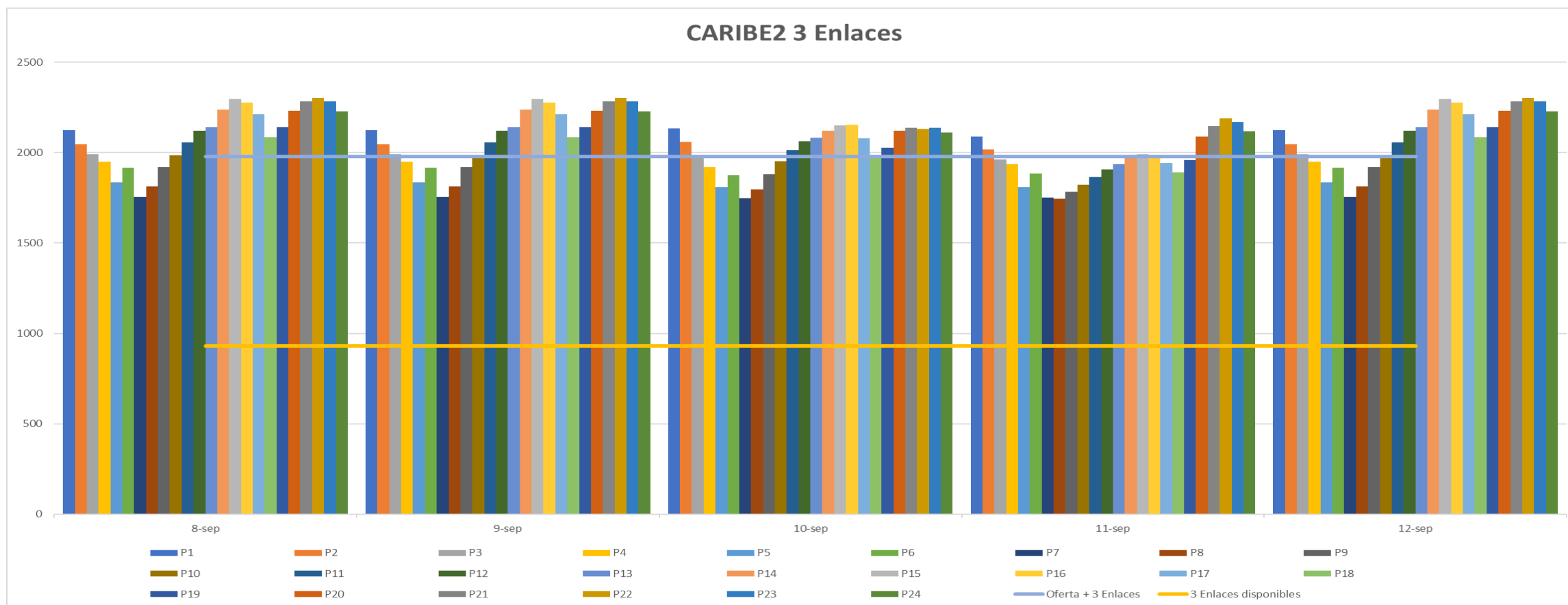
Balance energético diario área Caribe 2



Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12



Balance energético diario área Caribe 2



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

Fecha	Agente Representante	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior(MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2022-08-11	GREENYELLOW COMERCIALIZADORA S.A.S. E.S.P. - GENERADOR	PETALO DE CORDOBA I	Solar	Fotovoltaica	ND	-	9.9	-	Declarada en operación por GREENYELLOW a partir del 11/08/2022 PROG00579

Se considera los cambios de capacidad efectiva neta desde el 01-jul.-2022 hasta el 31-jul.-2022

Anexo radar proyecto: Proyectos del STN en etapa I

1. Análisis las alternativas de expansión identificados por la UPME que permitirán eliminar las restricciones eléctricas u operativas

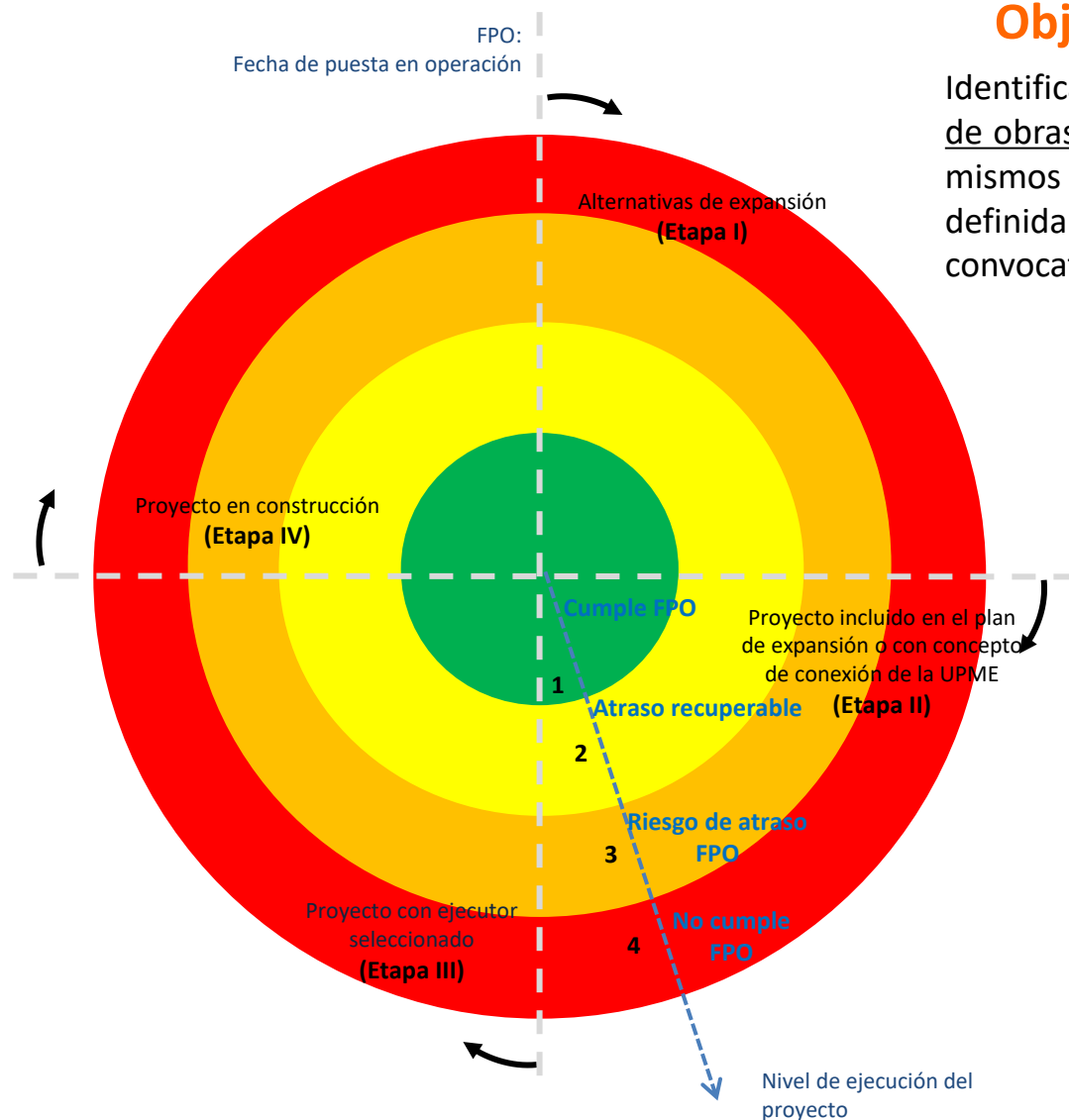
ÁREA / SUB ÁREA	RESTRICCIÓN	ETAPA	ESTADO	OBSERVACIONES	Fecha preliminar (Estimada)
Antioquia	Atención radial de la demanda desde el ATR Urabá 220/110 kV	1.1	Pendiente aclaración por parte OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2017
Casanare	Agotamiento en la red a 115 kV	1.2	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2015
Arauca	Atención radial de la demanda	1.1	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2017
Suroccidental - Valle	Sobrecargas en estado estacionario; se observan sobrecargas del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV	1.1	Analizado por la UPME. Pendiente aclaraciones por parte del OR		2017
Nariño	Agotamiento de la red a 115 kV de Cauca - Nariño	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2015
	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Cauca	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Tolima – Huila - Caquetá	Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda	1.1	En análisis UPME		2017
Putumayo	Atención Radial de la demanda	1.1	Conceptuado 2 TRF Mocoa 220/115 kV - 50 MVA		2017
Meta	Atención radial de la demanda San José del Guaviare.	1.2	Conceptuado eliminación de radialidad hasta Granada		2017
	Sobrecarga circuito Ocoa - Barzal 115 kV ante N-1 Reforma - Barzal 115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	-

Anexo radar de proyectos: Proyectos del STN en etapa II

2. Listado de proyectos de convocatoria del STN en etapa II

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO - anterior	FPO – actual
1	UPME 05-2021 Subestación Pasacaballos 220 kV	ago-24	ago-26
2	UPME 06 -2021 Carreto 500 kV	sep-24	oct-26
3	UPME 10-2021 Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	ene-25	oct-26
4	S/E Cabrera (Nueva Granada) 230 kV	ene-25	oct-26
5	Subestación Salamina 230 kV	mar-25	dic-26
6	UPME 07-2021 Alcaraván 230 kV	jun-25	feb-27
7	UPME 04 -2021 Atrato 230 kV	jun-25	jun-25
8	UPME 08-2021 La Paz 230 kV	oct-26	Ene-28
9	Fase 2.B Renovables: Colectora 3 en 500 kV en AC, Colectora 2 en 500 kV en AC, Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV, Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV	Por definir	Por definir
10	Subestación Huila 230 kV	ago-26	ago-26
11	Subestación Estambul 230 kV	ago-26	ago-26
12	Reactor 120 MVar en San Marcos 500 kV	jun-24	jun-24
13	Cuarto Transformador Sogamoso 500/230 kV – 450 MVA	jun-24	jun-24
14	Segundo Transformador Primavera 500/230 kV – 450 MVA	jun-24	jun-24
15	Dispositivos FACTS Tebsa – Sabanalarga 1 y 2 220 kV, Nueva Barranquilla – Flores 1 y 2 220 kV y Caracolí – Sabanalarga 220 kV	dic-23	jun-24
16	Bahía de alta del segundo transformador 500/115 kV en subestación Nueva Esperanza	dic-23	dic-23

Radar de seguimiento proyectos de expansión



Objetivo

Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos y el impacto de los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

Metodología

Clasificación proyectos: en etapas
Variables a monitorear: Nivel de ejecución del proyecto respecto al cronograma establecido e Impacto por la entrada o atraso del proyecto.

Impacto Operativo

- ▲ Aumento de Confiabilidad - A
- ▲ Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B
- ▲ Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C
- ▲ Disminución DNA - D

GRACIAS

