

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-014

Jueves, 03 de agosto de 2023



Contenido

1. Variables del SIN

Demanda del SIN

Hidrología

Generación

Restricciones

Seguimiento a la senda de referencia

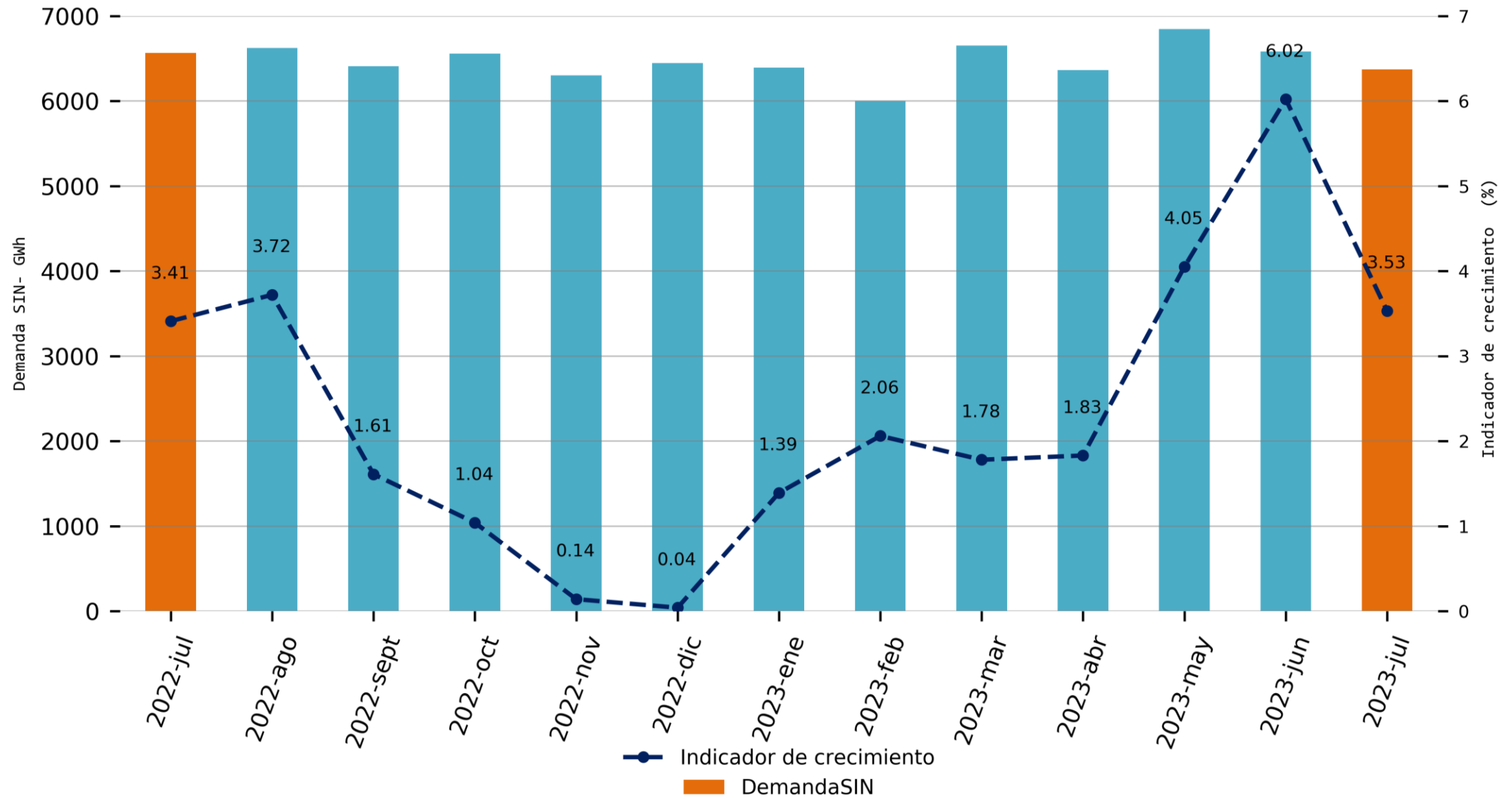


Sumamos energía,
sumamos pasión

¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

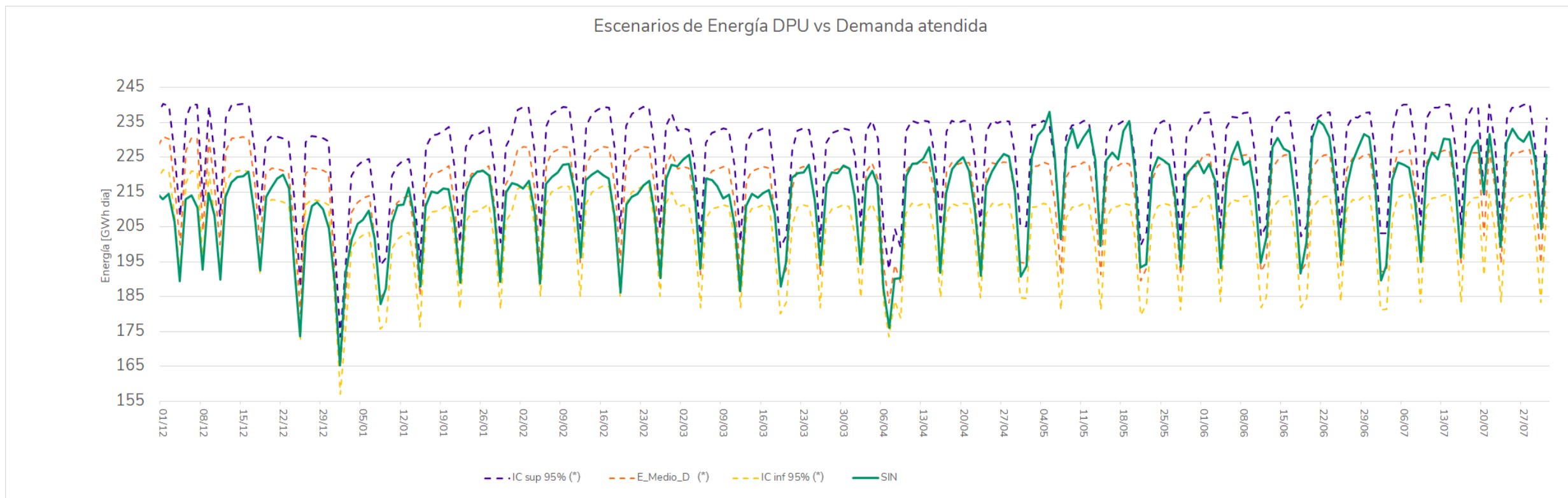


Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2023-07-28
Información actualizada el 2023-07-31

Escenarios de Energía desagregados a partir de las proyecciones de la UPME (DPU) respecto a la demanda actual del SIN



- El mes de abril se ubicó un 0.6% por debajo del escenario medio DPU y un 4.9% por encima del escenario DPU IC inferior 95%.
- El mes de mayo la demanda estuvo un 2.7% por encima del escenario medio DPU y un 8.4% por encima del escenario DPU IC inferior 95% respectivamente.
- Para el mes de junio la demanda se ubicó un 1.0% por encima del escenario medio DPU y un 6.7% del escenario bajo DPU.
- Finalmente, en lo corrido del mes de julio la demanda se ubica un 0.6% por encima del escenario medio DPU y un 6.7% del escenario bajo DPU.

(*) Valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME

Demanda comercial de energía del SIN - julio 2023

MC	COD_OR	2022-07	2023-07
ANTIOQUIA	EPM (EPMD)	2.69%	1.67%

MC	COD_OR	2022-07	2023-07
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	-2.7%	9.5%

MC	COD_OR	2022-07	2023-07
CALDAS	CHEC (CHCD)	1.57%	0.24%
CARTAGO	EEP (EPPD)	-0.32%	2.49%
PEREIRA	EEP (EPPD)	2.82%	4.69%
QUINDIO	EDEQ (EDQD)	2.54%	3.27%

MC	COD_OR	2022-07	2023-07
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	-2.1%	4.23%
TULUA	CETSA (CETD)	-3.22%	74.67%
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-0.82%	1.39%

MC	COD_OR	2022-07	2023-07
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	10.92%	9.78%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	-1.44%	0.44%
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	0.27%	3.0%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	72.24%	-18.66%
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	8.03%	7.64%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	1.51%	3.27%

MC	COD_OR	2022-07	2023-07
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	10.72%	5.09%
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	1.33%	0.43%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-0.49%	2.01%

Información hasta el 2023-07-30

Información actualizada el 2023-08-02

MC	COD_OR	2022-07	2023-07
CARIBE MAR	CARIBEMAR (CMMD)	2.46%	5.9%
CARIBE SOL	AIR(CSSD)	1.56%	5.91%

MC	COD_OR	2022-07	2023-07
ARAUCA	ENELAR (ENID)	148.99%	-7.06%
BOYACA	EBSA (EBSD)	13.83%	-0.89%
CASANARE	ENERCA (CASD)	1.49%	11.68%
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	6.52%	4.57%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	-31.94%	15.58%
SANTANDER	ESSA (ESSD)	-0.96%	6.03%

MC	COD_OR	2022-07	2023-07
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL (ENDD)	0.0%	-0.38%
META	EMSA (EMSD)	19.85%	20.51%

MC	COD_OR	2022-07	2023-07
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	13.14%	7.61%

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

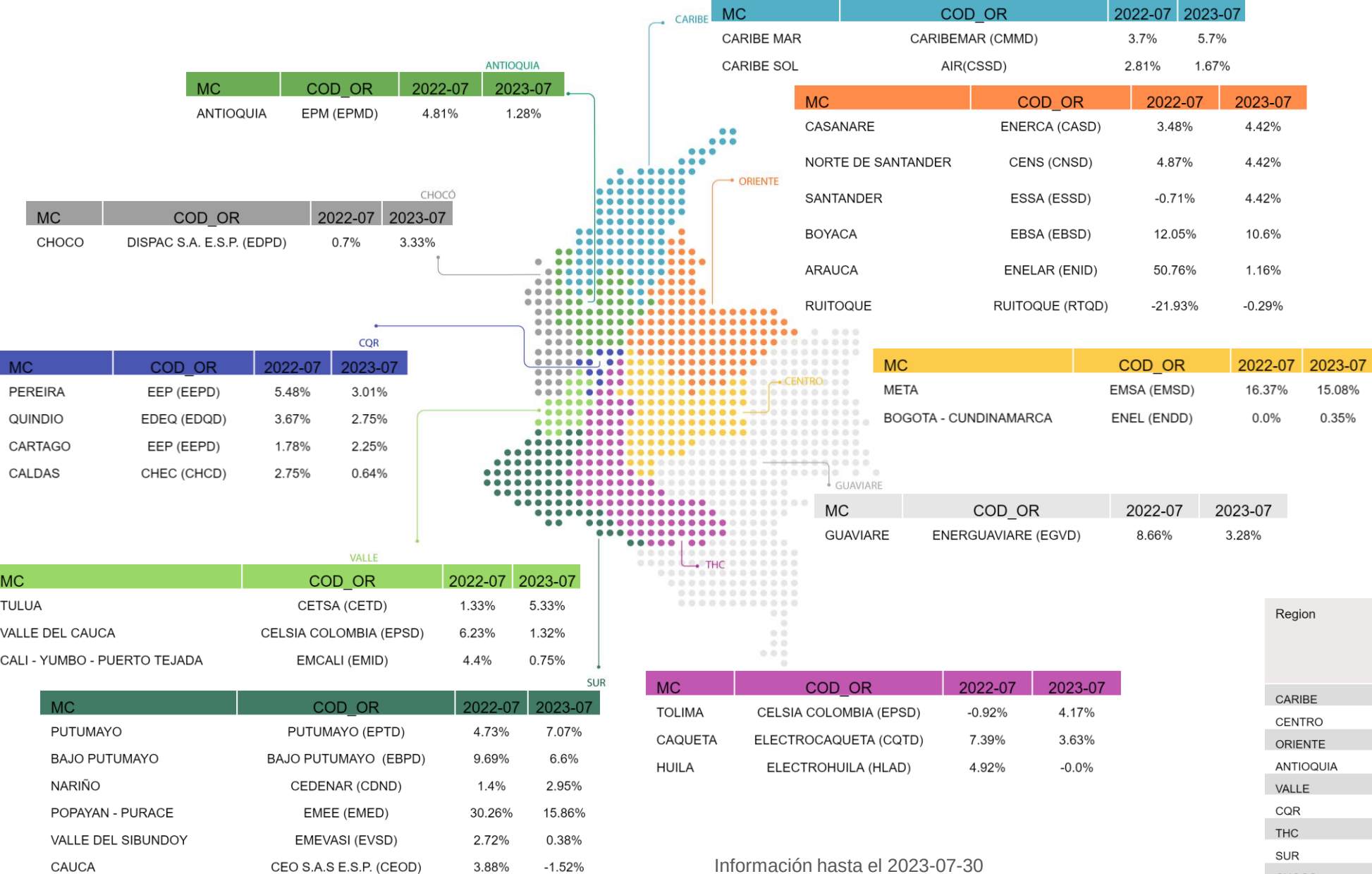
*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente 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] 2022-07	Demanda Comercial [GWh] 2023-07	Variación 2022-07	Variación 2023-07
CARIBE	1817.62	1862.72	2.03%	5.9%
CENTRO	1551.6	1531.68	4.31%	2.18%
ORIENTE	930.07	921.14	12.14%	2.41%
ANTIOQUIA	906.18	890.3	2.69%	1.67%
VALLE	590.83	603.16	-1.65%	5.48%
CQR	270.55	266.47	1.88%	1.86%
THC	264.15	259.7	1.17%	1.66%
SUR	178.7	176.47	0.28%	2.12%
CHOCO	21.56	22.83	-2.7%	9.5%
GUAVIARE	6	6.24	13.14%	7.61%

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta julio 2023



•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] 2022-07	Demanda Comercial [GWh] 2023-07	Variación 2022-07	Variación 2023-07
CARIBE	12083.86	12483.17	3.28%	3.8%
CENTRO	10577.65	10749.05	5.63%	2.12%
ORIENTE	6184.5	6530.49	8.24%	6.09%
ANTIOQUIA	6145.49	6194.7	4.81%	1.28%
VALLE	4075.62	4105.03	4.98%	1.12%
CQR	1838.54	1859.67	3.43%	1.62%
THC	1773.94	1808.16	2.18%	2.4%
SUR	1226.6	1233.89	3.16%	1.08%
CHOCO	151.1	155.41	0.7%	3.33%
GUAVIARE	42.71	43.88	8.66%	3.28%

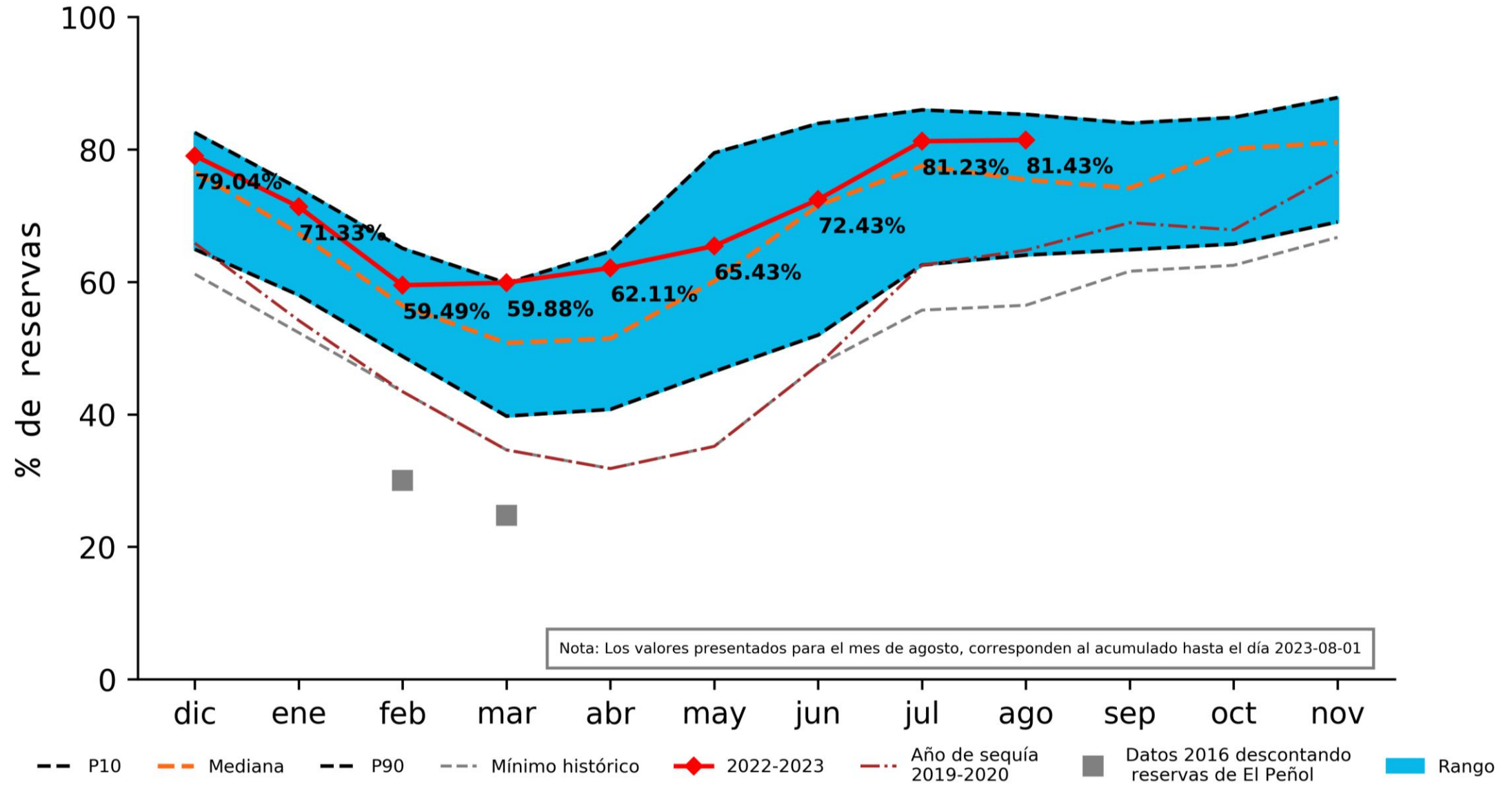
Información hasta el 2023-07-30

Información actualizada el 2023-08-02

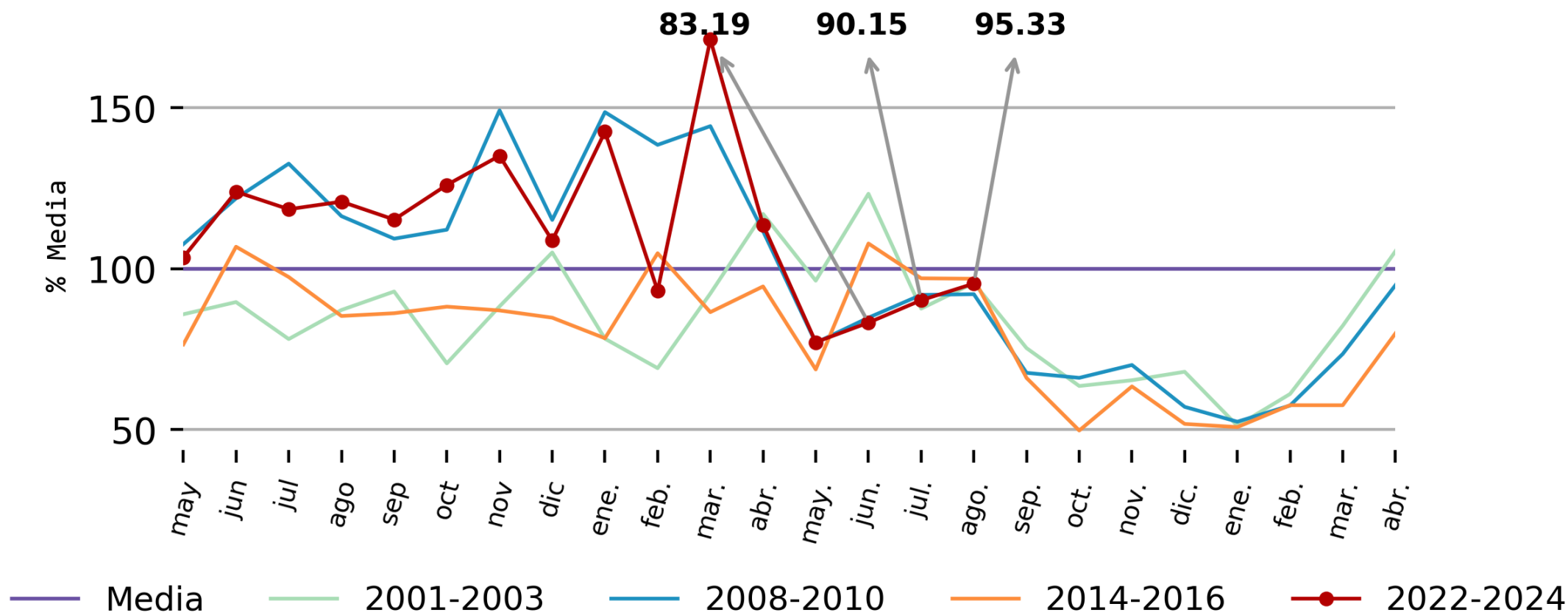
¿Cómo está la situación energética?



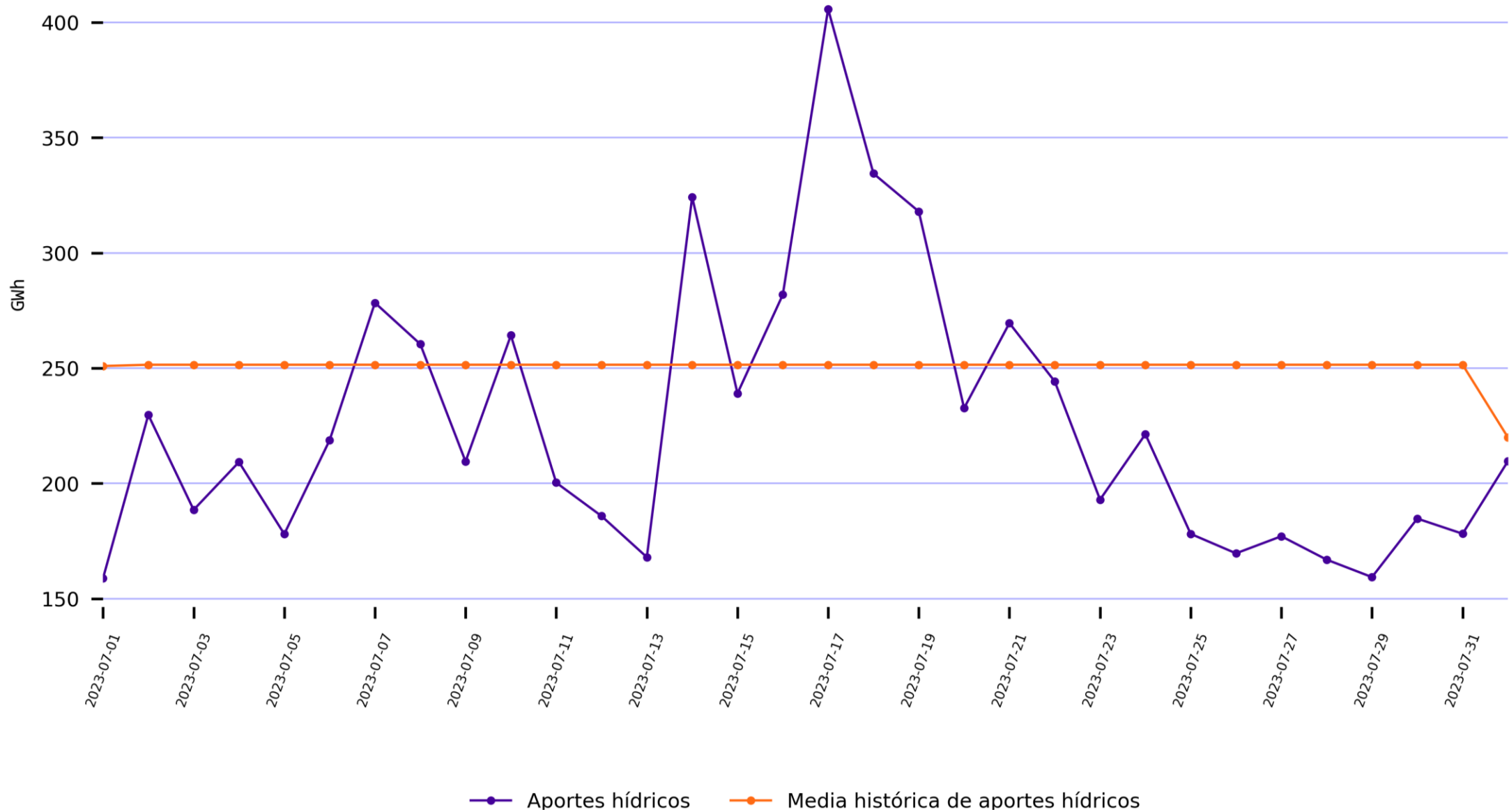
Reservas hídricas



Aportes hídricos

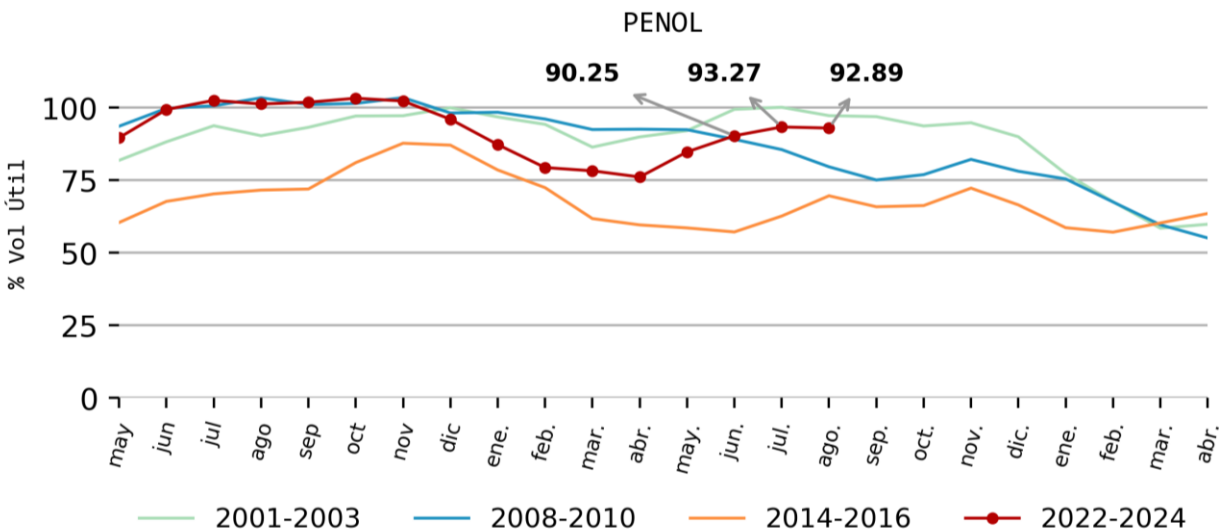


Aportes hídricos diarios

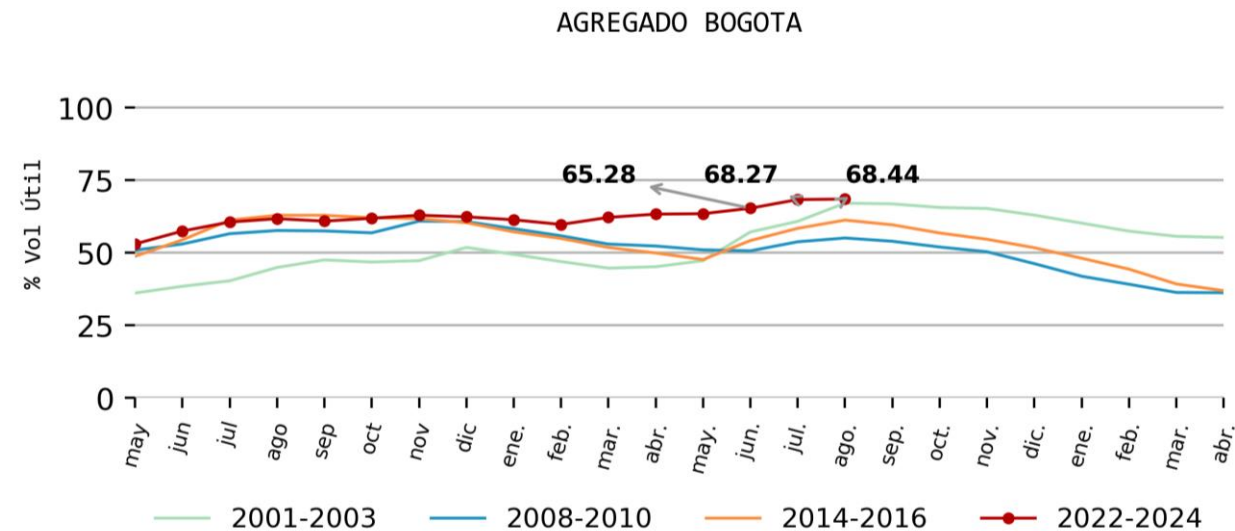


Evolución de principales embalses

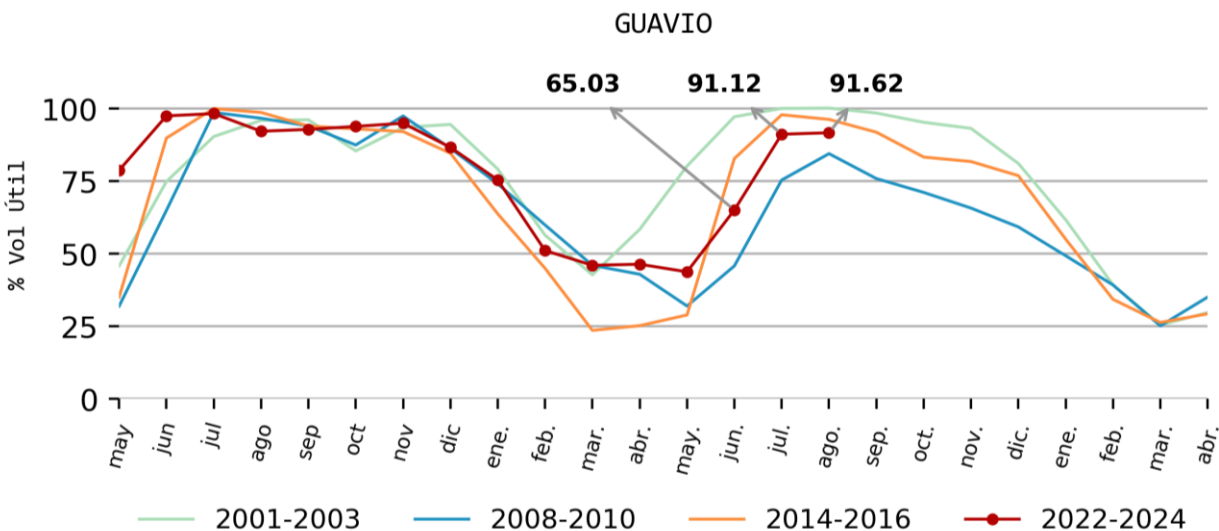
PENOL



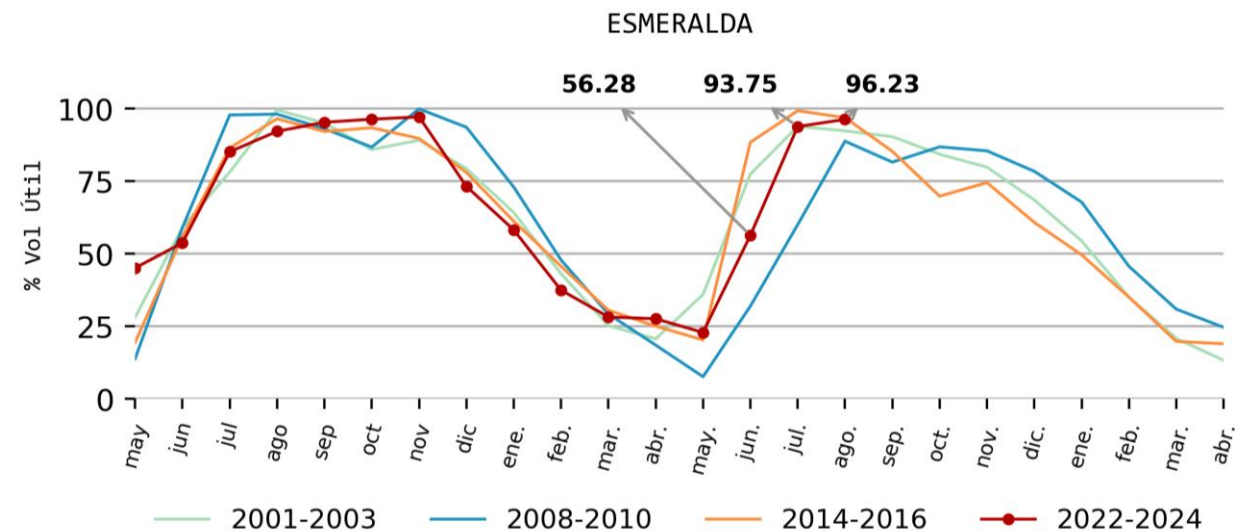
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



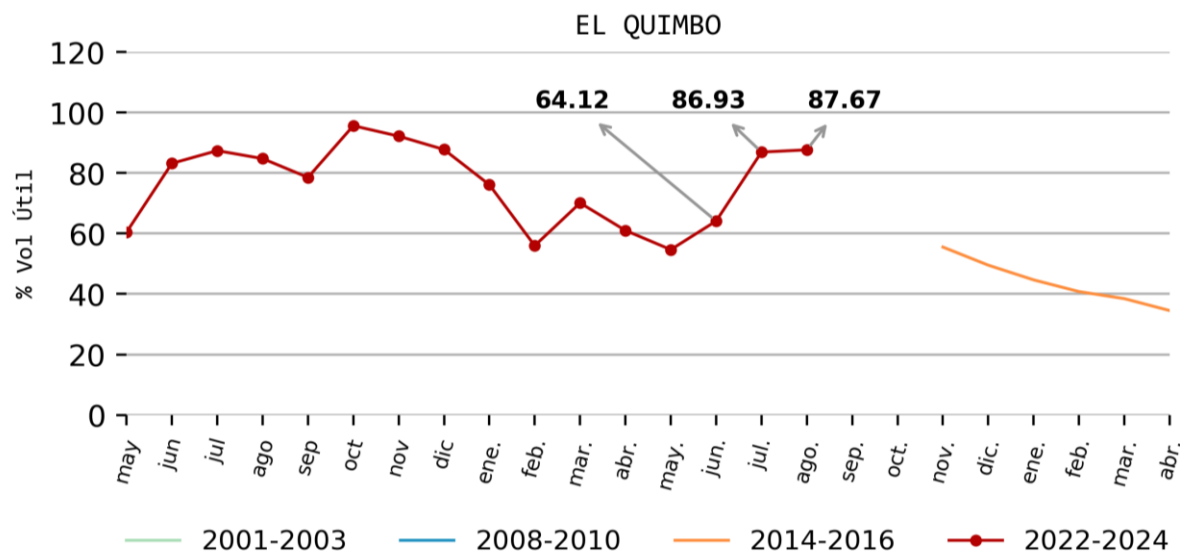
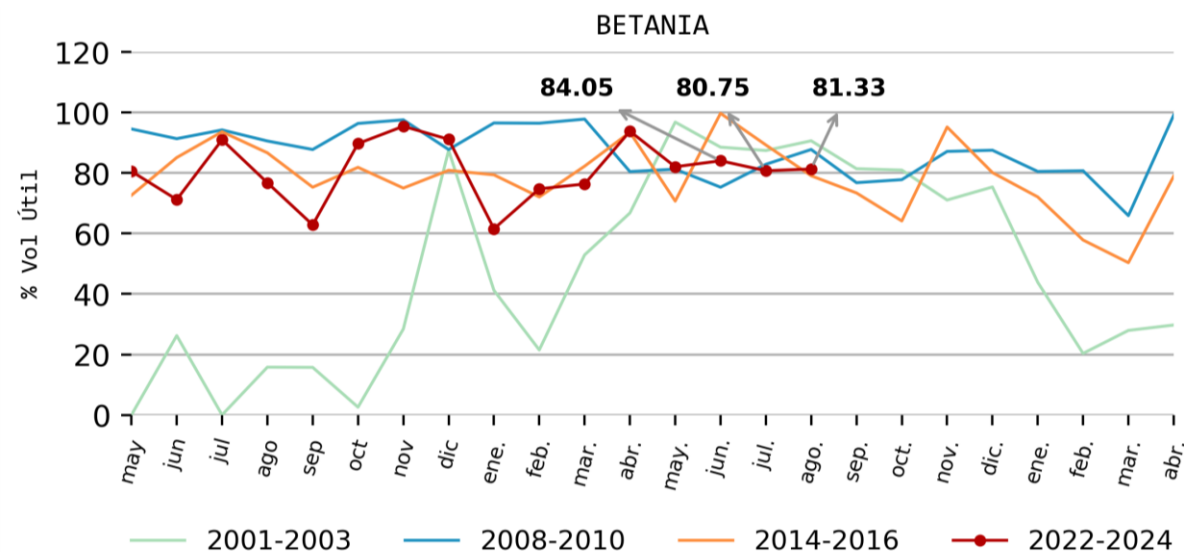
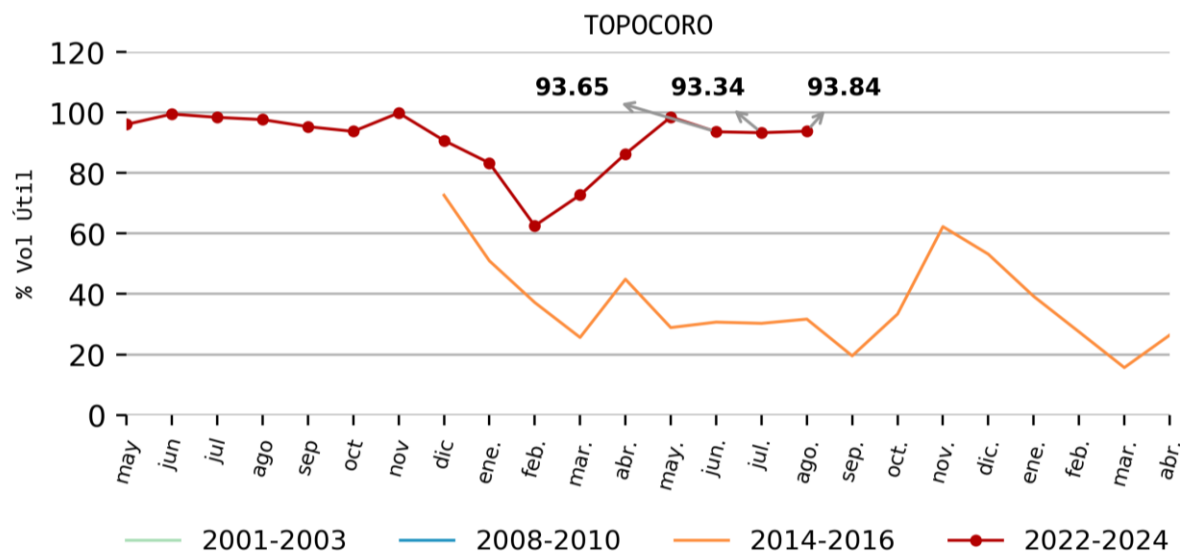
ESMERALDA



Información hasta el 2023-08-01

Información actualizada el 2023-08-02

Evolución de principales embalses

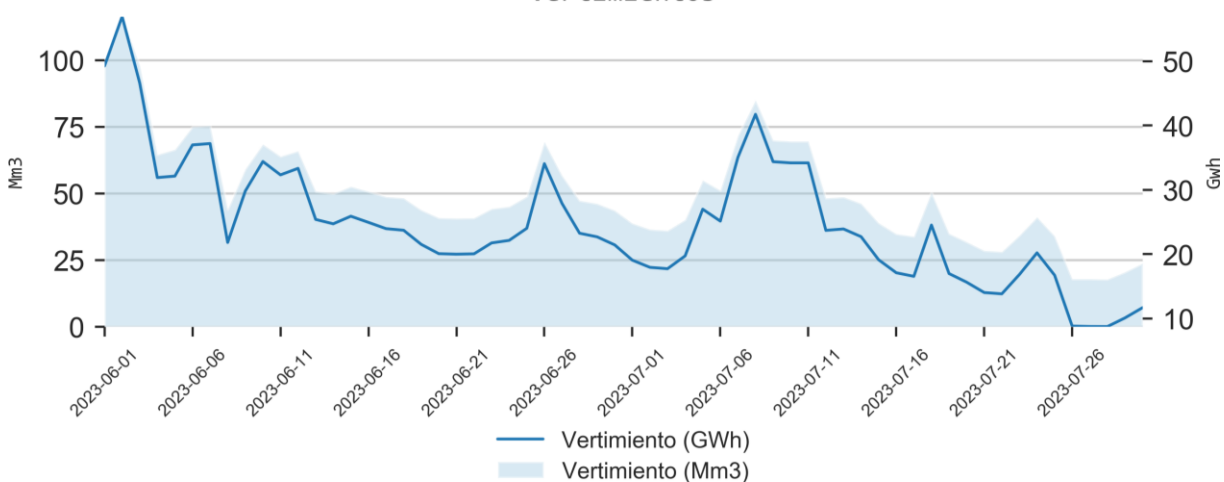


Información hasta el 2023-08-01

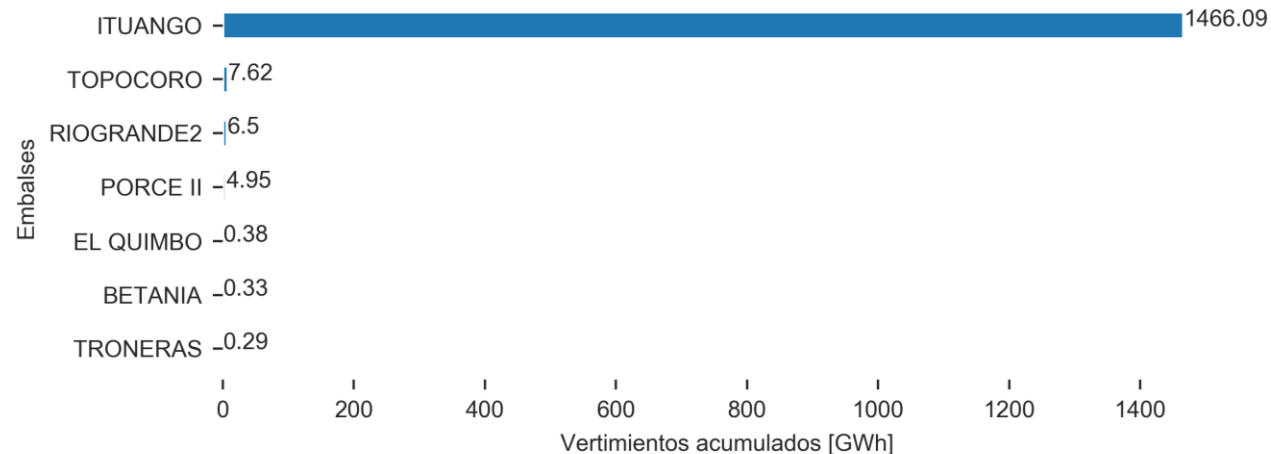
Información actualizada el 2023-08-02

Vertimientos del SIN

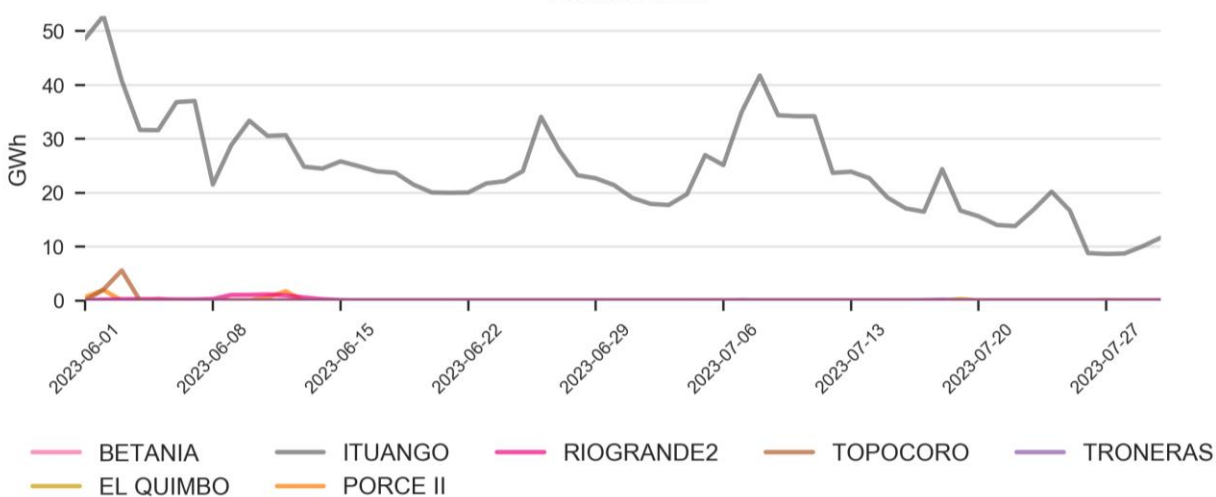
Vertimientos



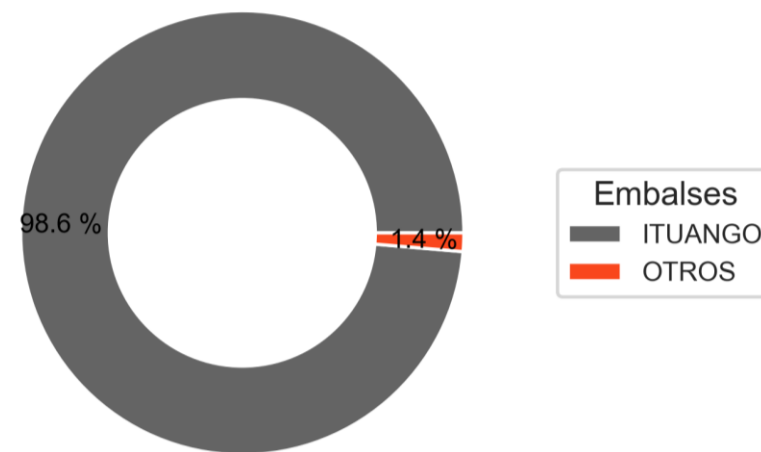
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse



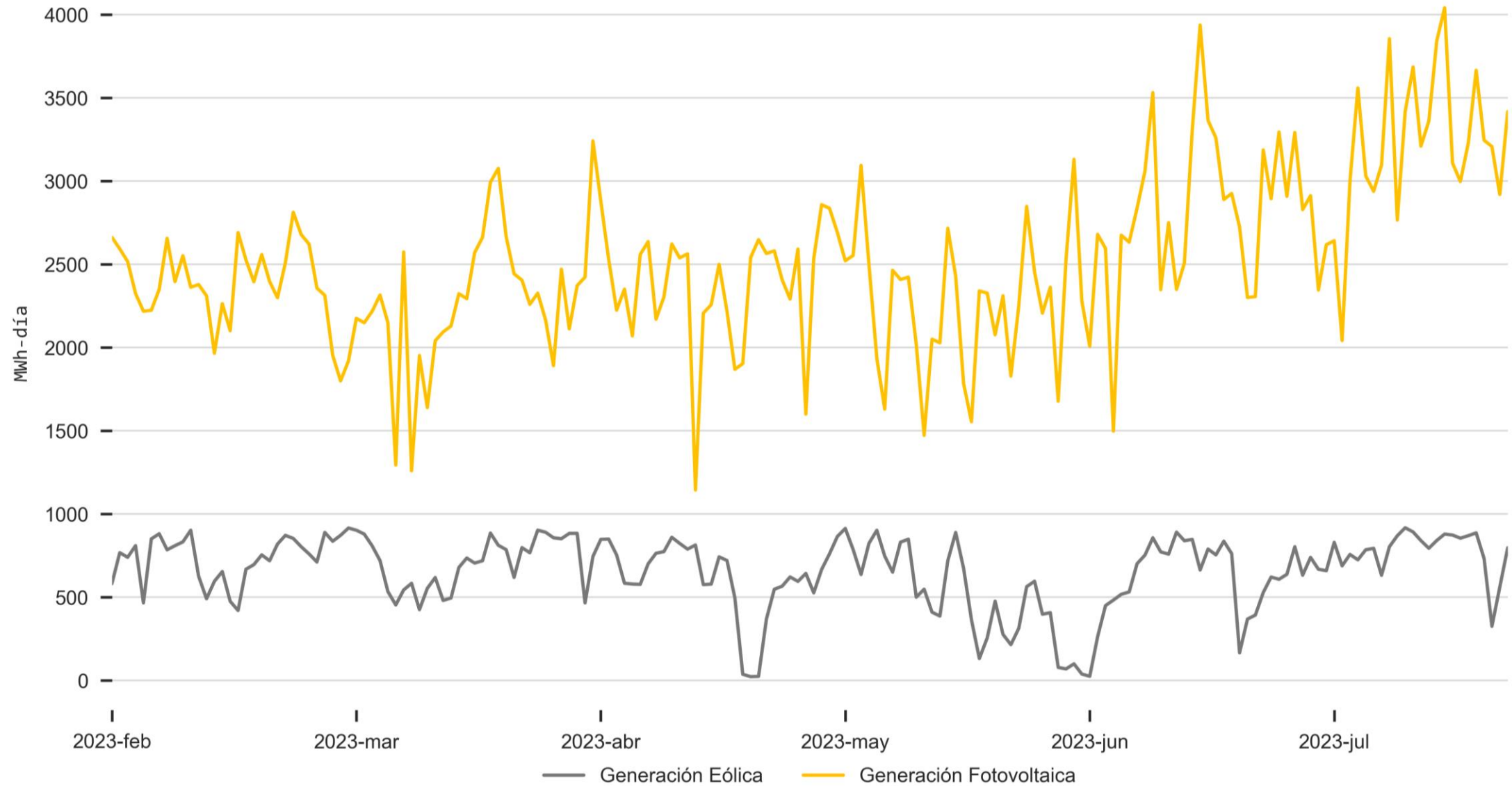
Información hasta el 2023-07-30

Información actualizada el 2023-07-31

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2023-06-01 hasta 2023-07-30.

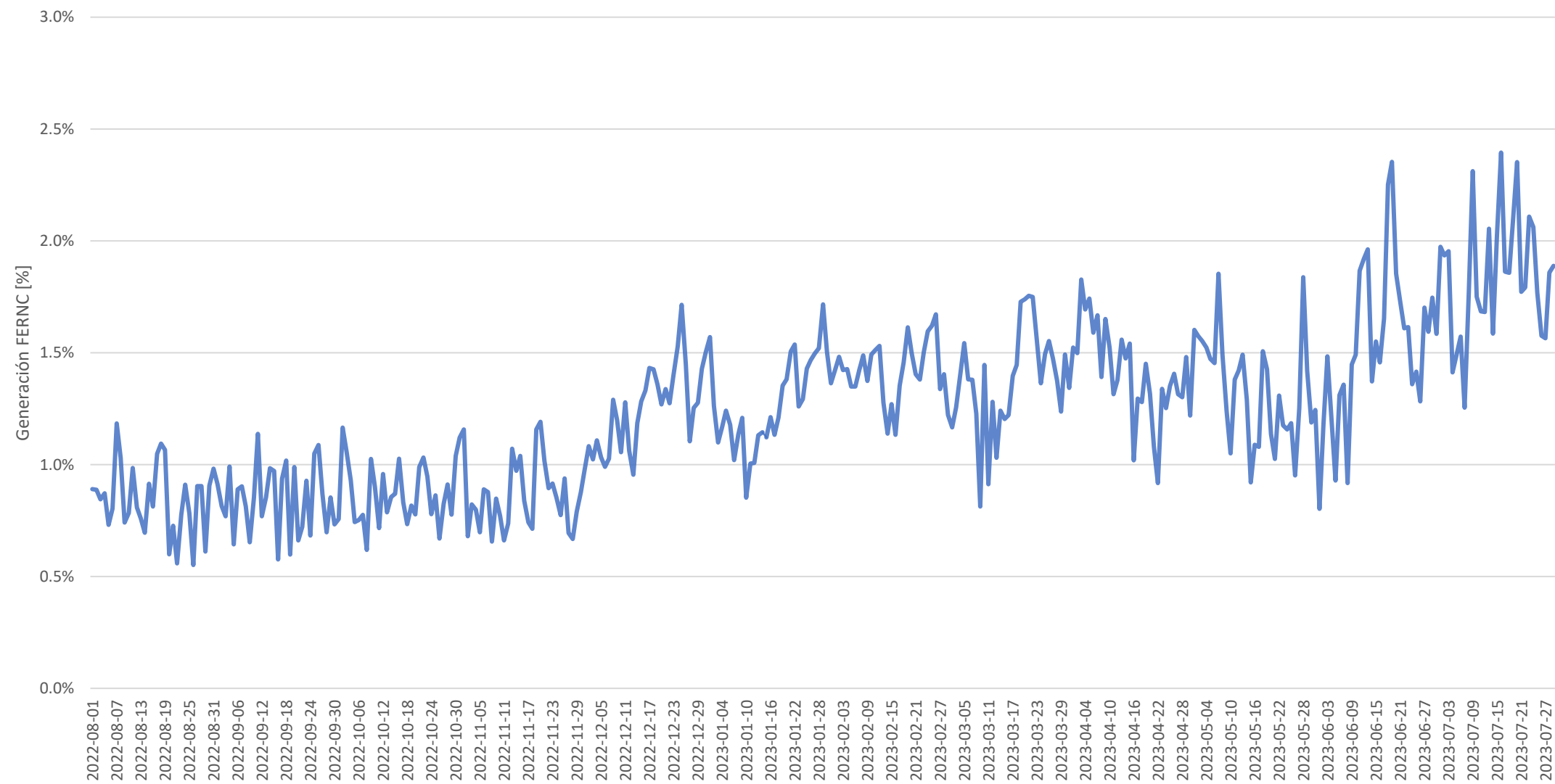
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Generación FERNC



Contiene la generación de los recursos solares y eólicos que se encuentran en operación comercial y pruebas iniciales.

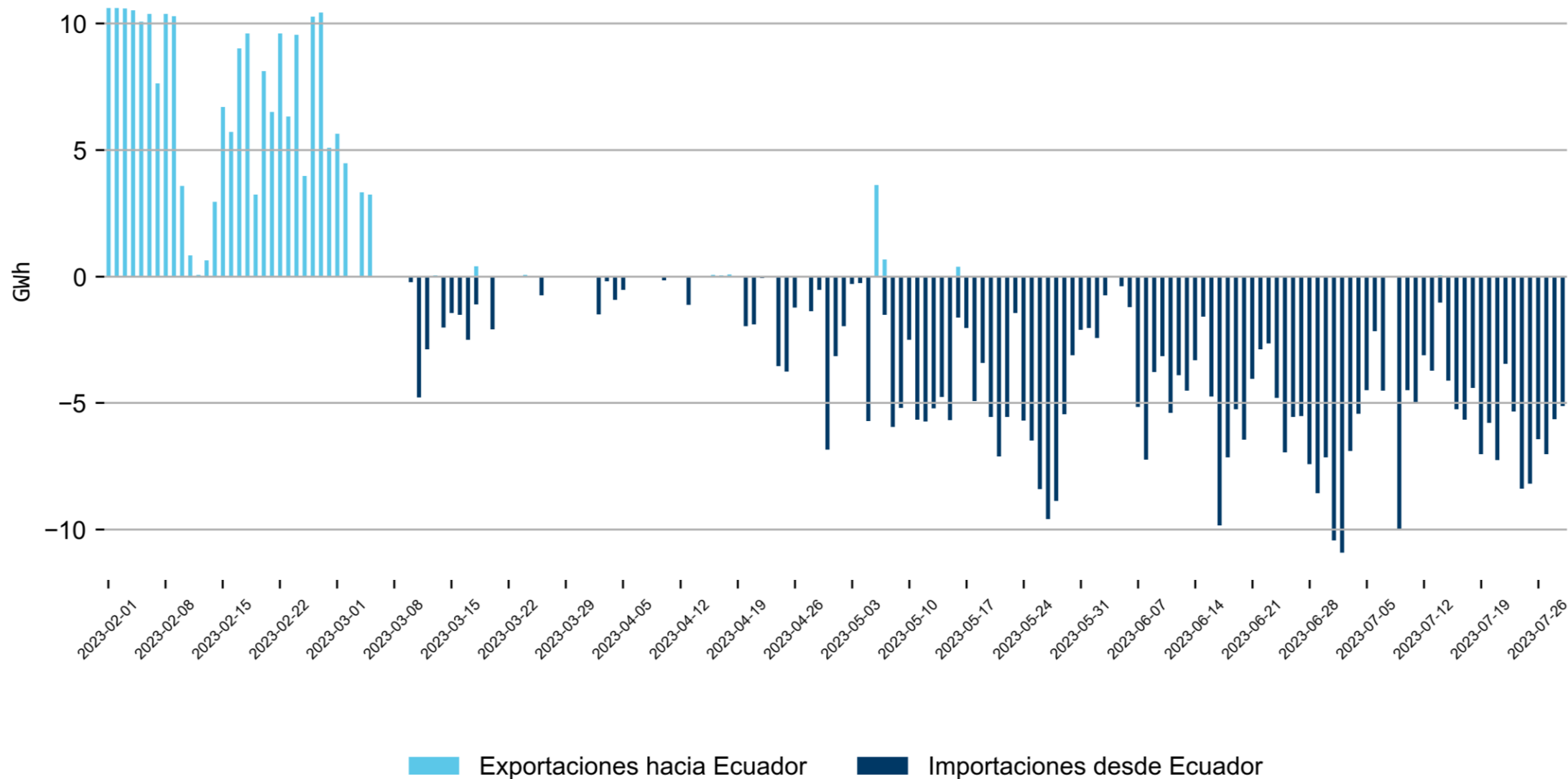
Porcentaje de participación de la Generación FERNC en el SIN



Información hasta el 2023-07-29

Información actualizada el 2023-07-31

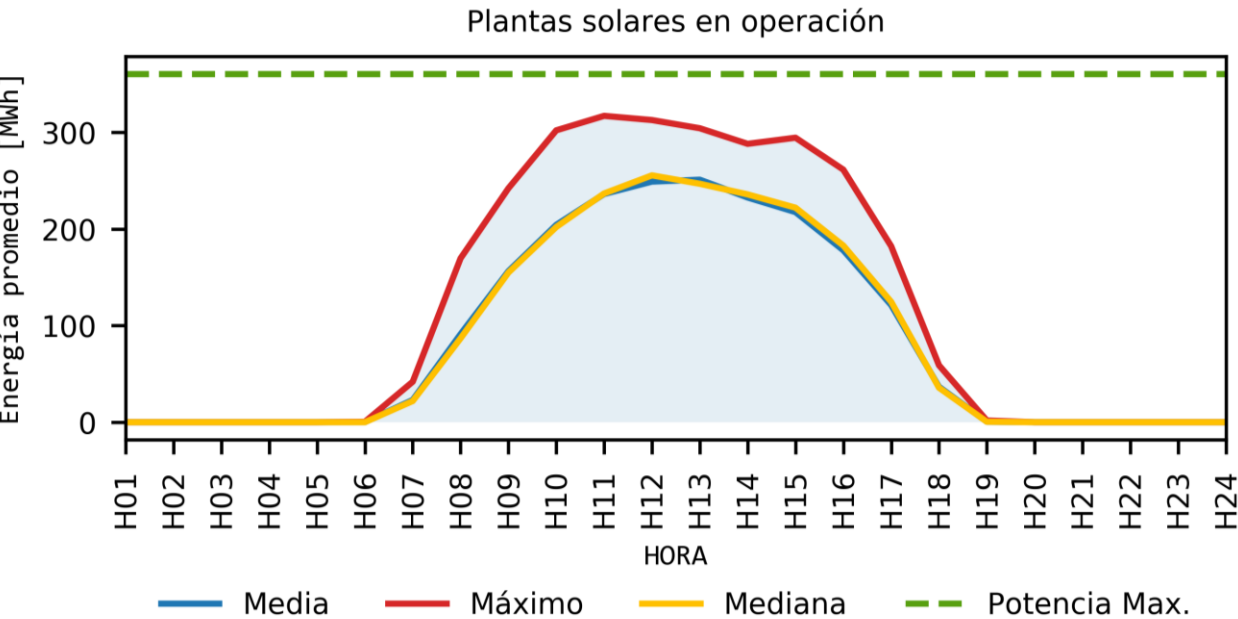
Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2023-07-29
Información actualizada el 2023-08-01

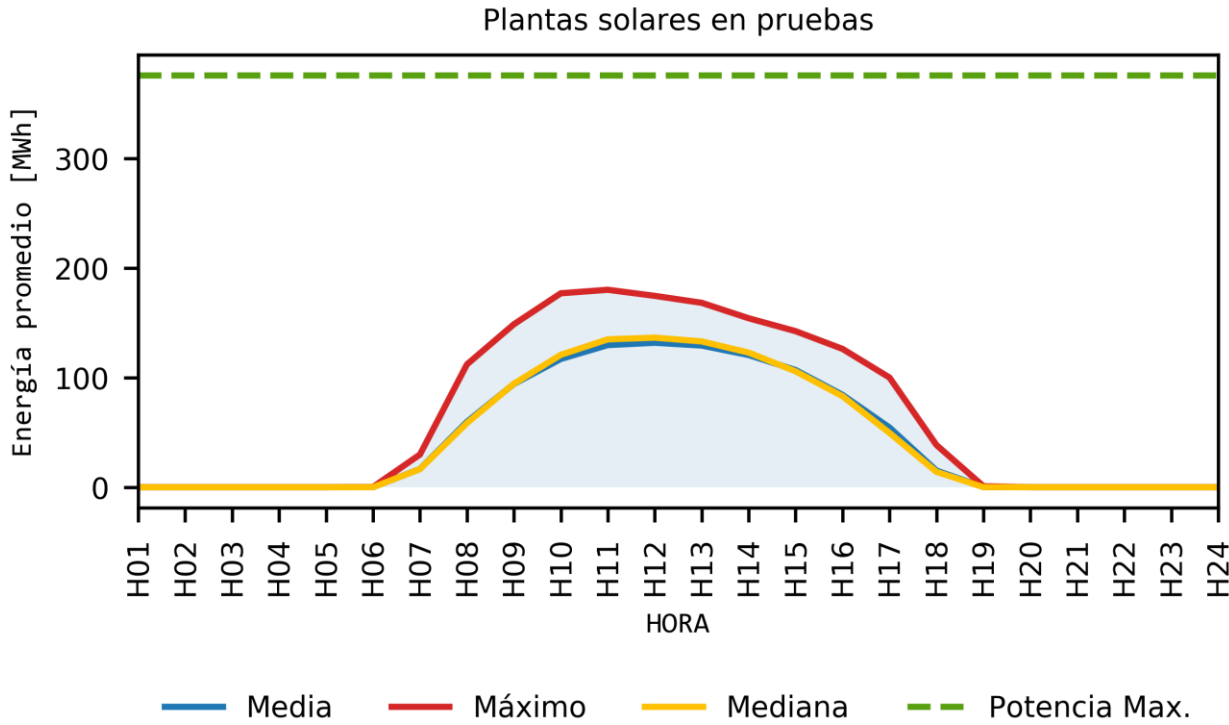
Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de julio de 2023 hasta el 29 de julio de 2023. Adicionalmente se consideran las plantas en operación con capacidad efectiva mayor a 5 MW.

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
GRANJA SOLAR FLANDES	19.9	138.33	29.0%
CELSIA SOLAR DULIMA	19.9	137.49	28.8%
SINCE	18.5	135.72	30.6%
LA SIERPE	19.9	133.33	27.9%
LA TOLUA	19.9	128.41	26.9%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	117.36	24.6%
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	113.61	23.8%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	110.9	23.2%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	109.51	22.9%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	105.77	24.6%
CERRITOS	9.9	72.27	30.4%
CELSIA SOLAR YUMA	9.1	65.33	29.9%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	61.45	25.9%
HELIOS I	16	60.17	15.7%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9.1	59.86	27.4%
LA MEDINA	9.9	56.27	23.7%
LOS CABALLEROS	9.9	56.05	23.6%
TIERRA LINDA	9.9	55.84	23.5%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9.1	54.64	25.0%
MONTELIBANO	9.9	53.06	22.3%
GY SOLAR AURORA	9.9	47.11	19.8%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	41.34	21.4%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	30.5	12.8%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	20.08	16.5%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	13.27	5.6%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	10.53	4.4%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	9.2	3.9%
Total	360.82	1997.4	

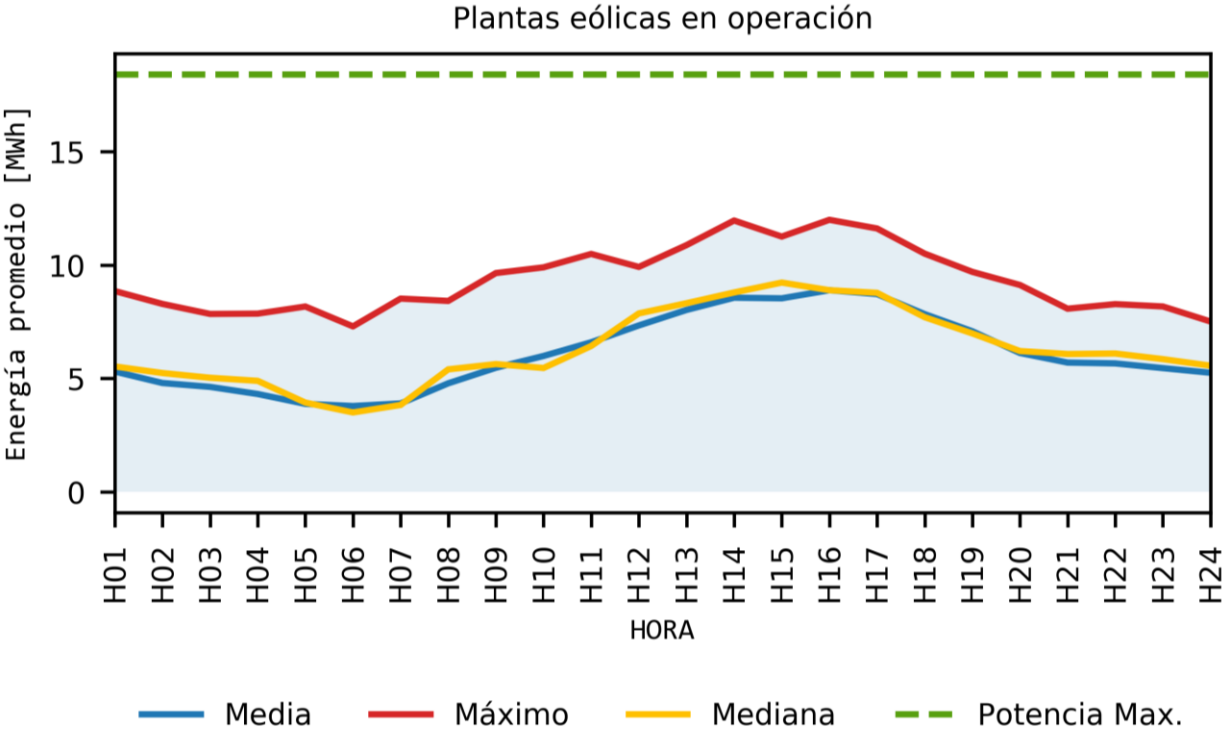
Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
EL PASO	67	426.5
LATAM SOLAR LA LOMA	150	320.35
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	19.9	97.01
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	19.9	95.8
PETALO DEL MAGDALENA	9.9	70.9
LOS GIRASOLES	9.5	43.83
FUNDACION	100	6.46
Total	376.2	1060.85

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de julio de 2023 hasta el 29 de julio de 2023 . Adicionalmente se consideran las plantas en pruebas con capacidad efectiva mayor a 5 MW.

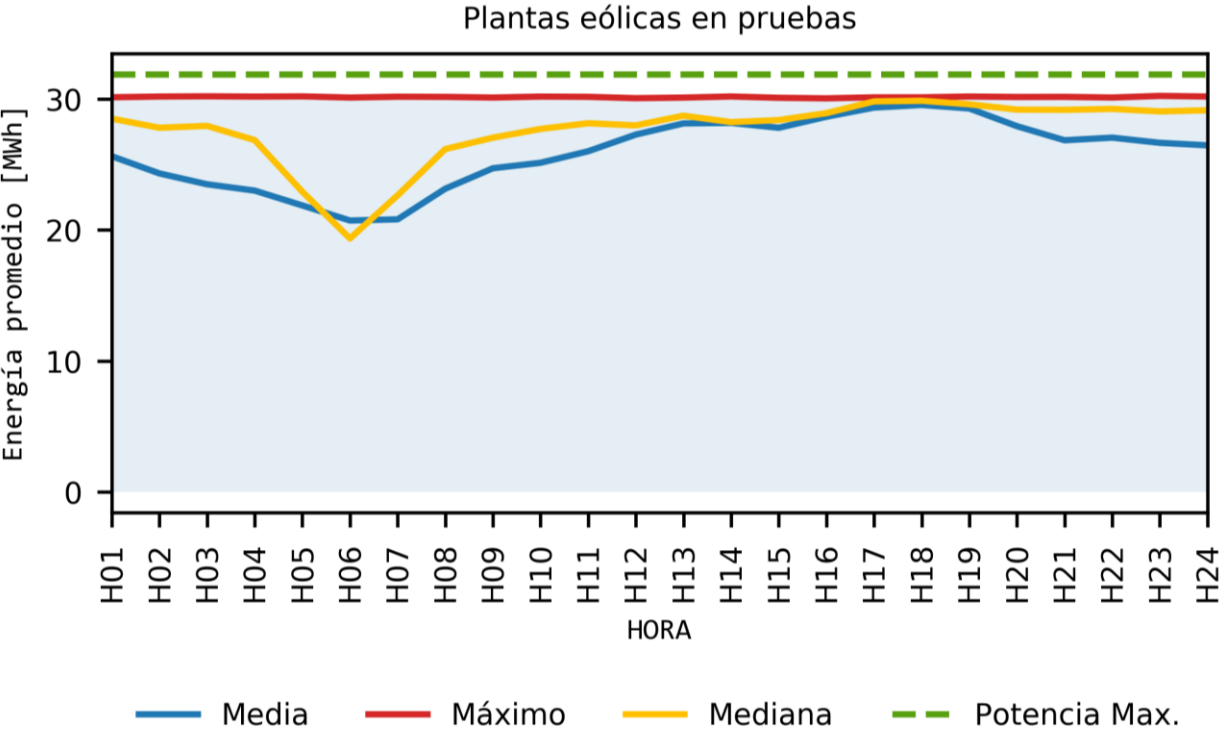
Curva Generación Eólica - Plantas en Operación



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
JEPIRACHI 1 - 15	18.42	146.63	33.2%
Total	18.42	146.63	

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de julio de 2023 hasta el 29 de julio de 2023.

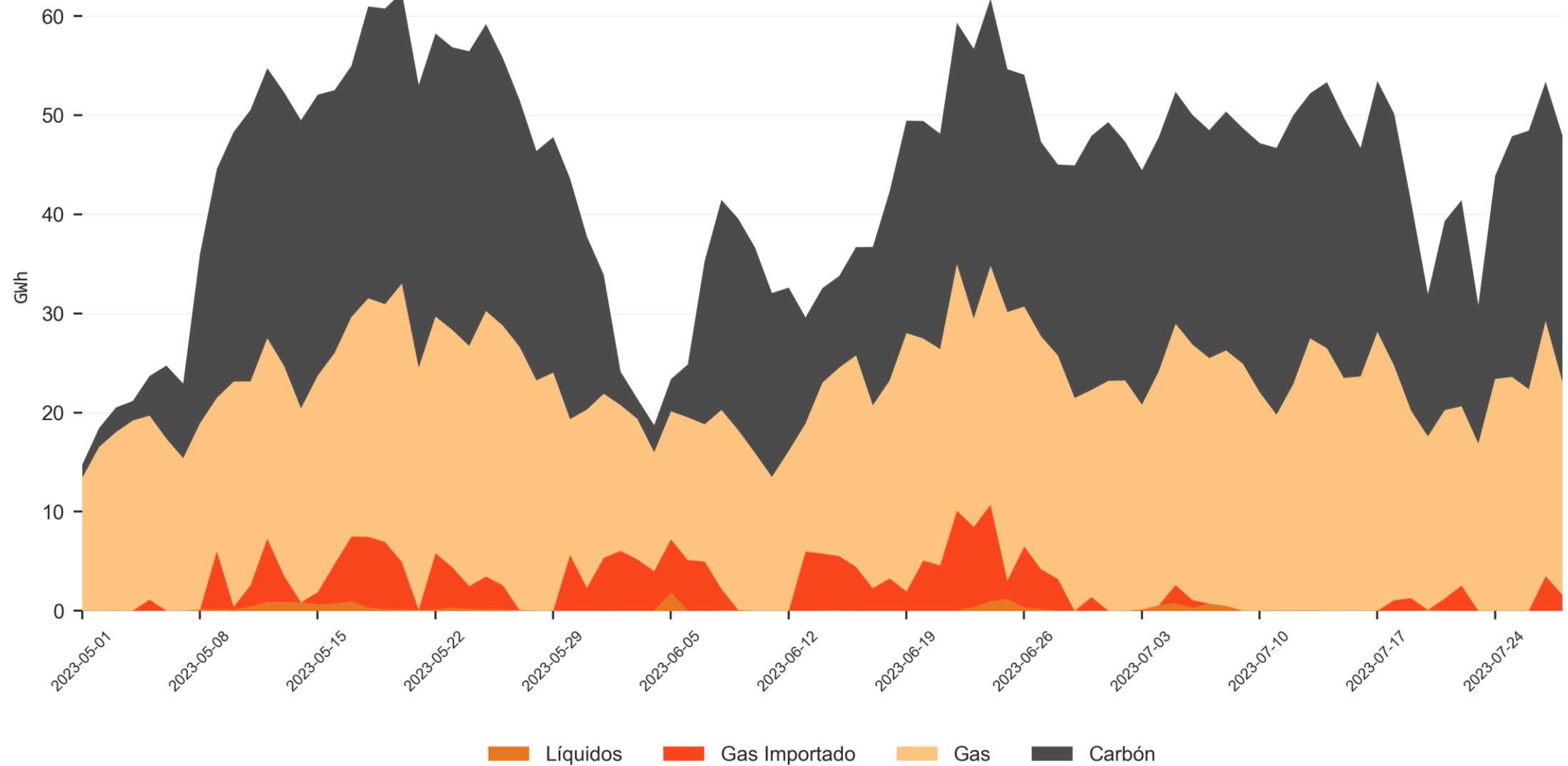
Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	371.36
PARQUE EOLICO WESP01	12	250.75
Total	31.9	622.1

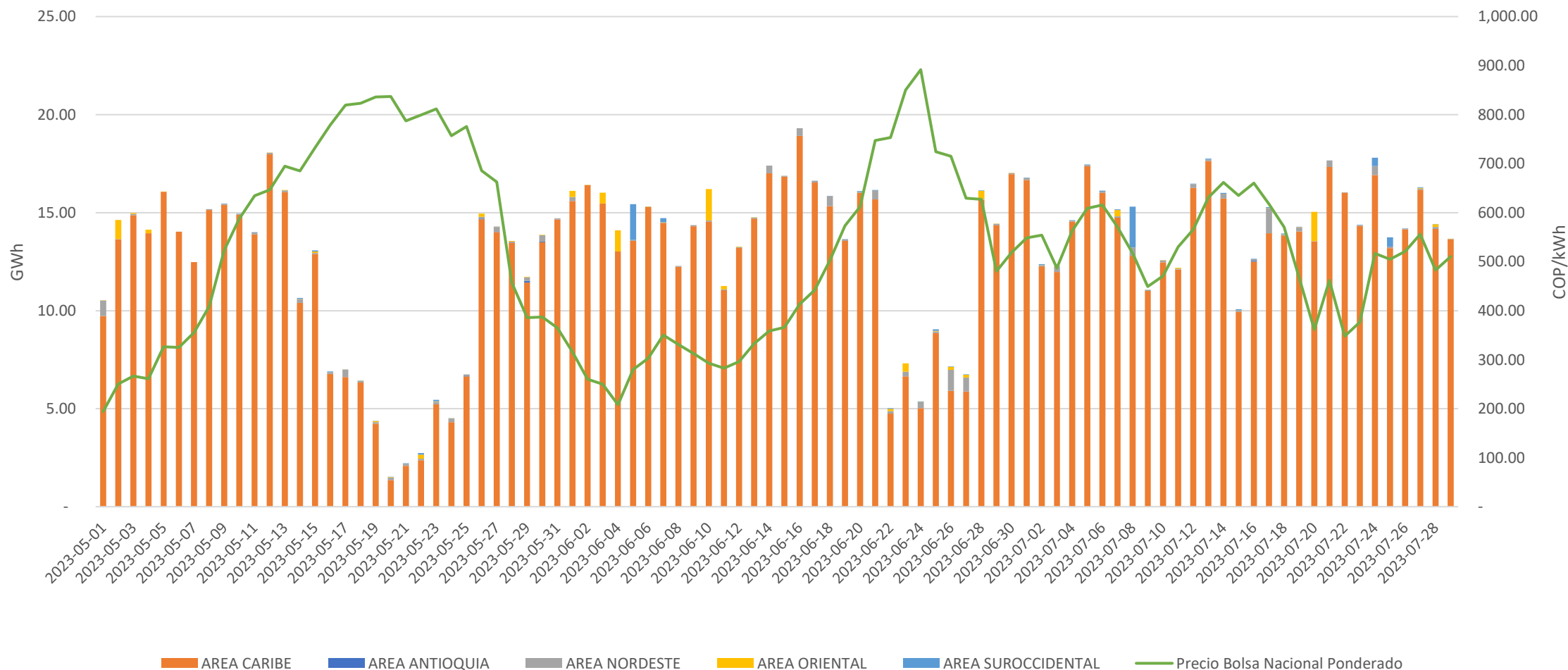
Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de julio de 2023 hasta el 29 de julio de 2023.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



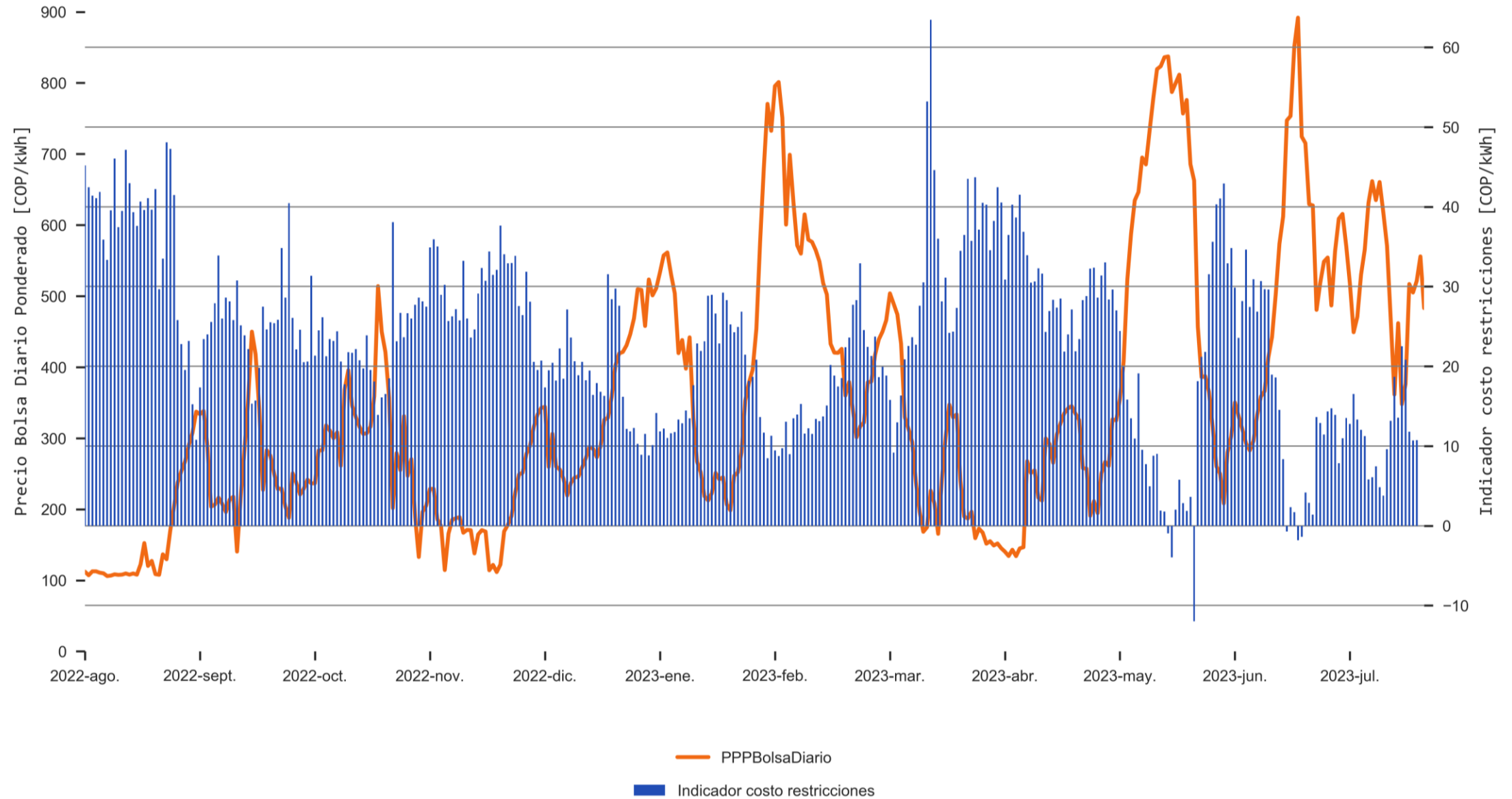
Información hasta el 2023-07-28
Información actualizada el 2023-07-31

Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa



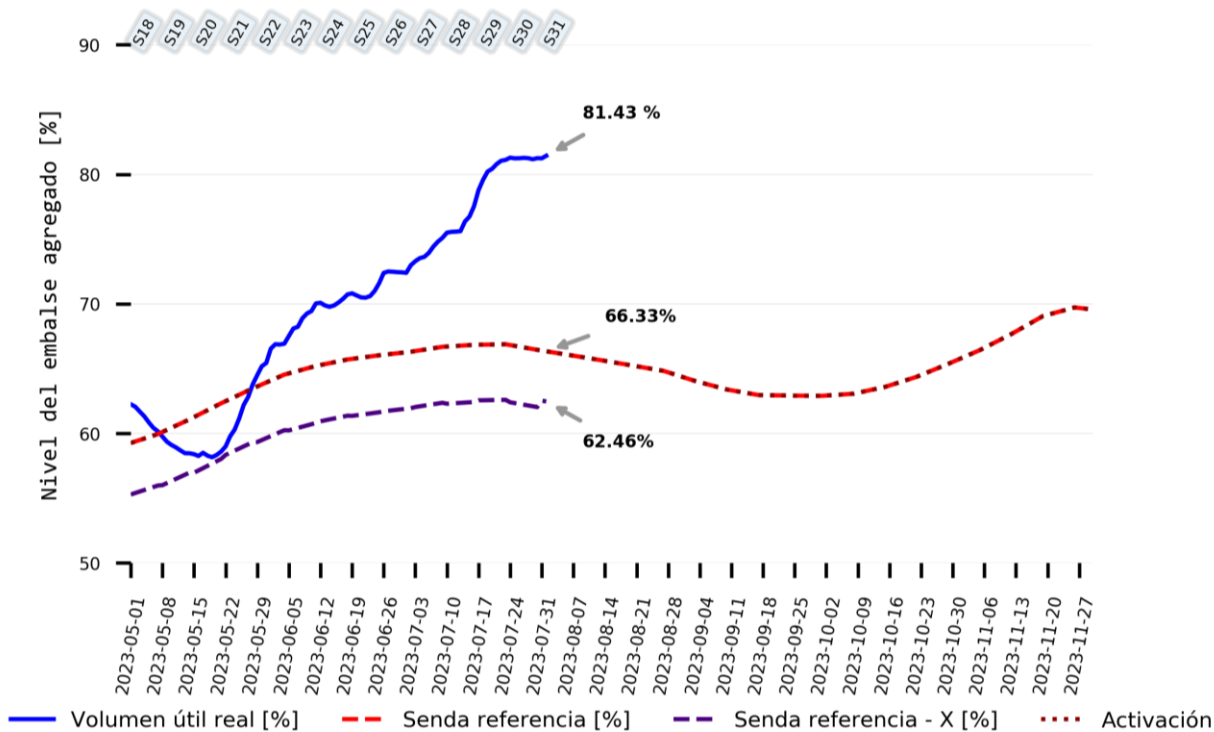
Información hasta el 2023-07-29
Información actualizada el 2023-08-01

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



Información hasta el 2023-07-28
Información actualizada el 2023-07-31

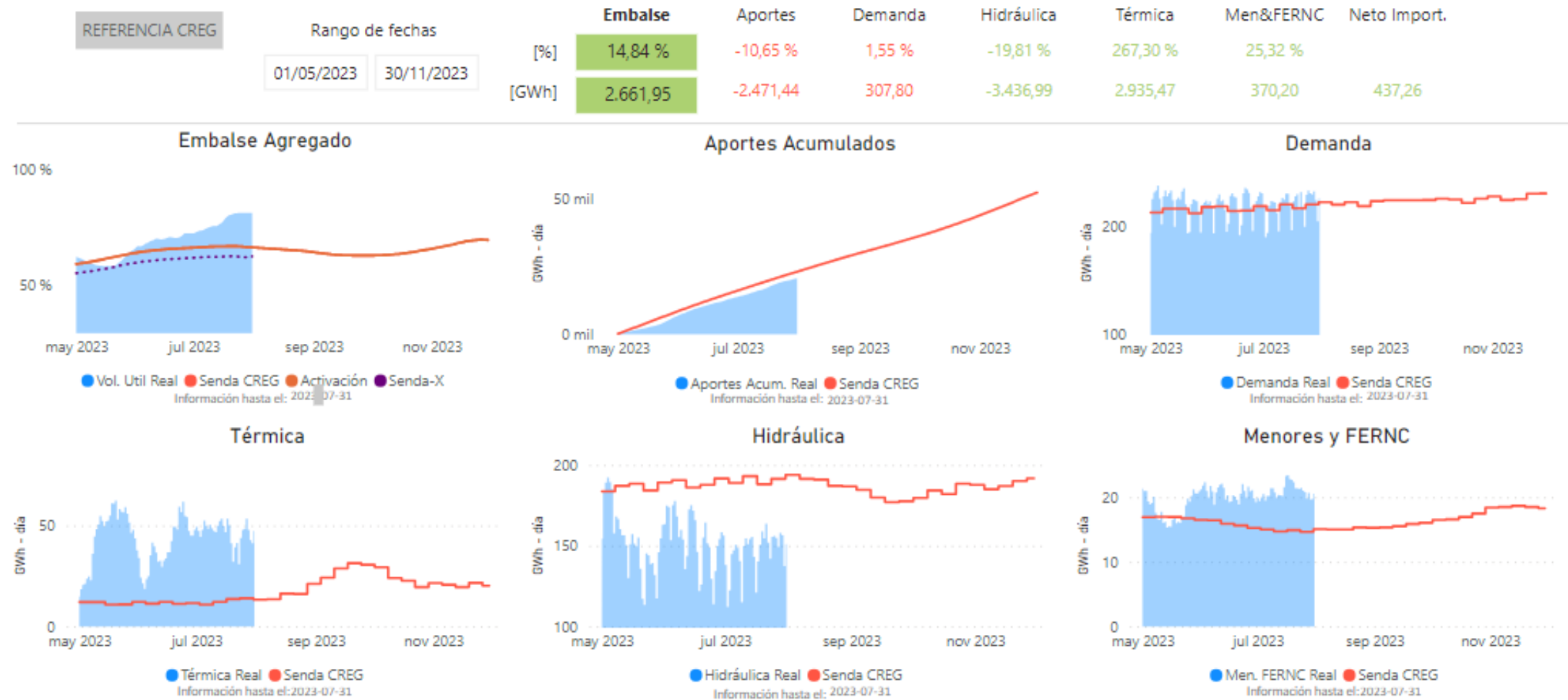
Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Semana	Senda referencia - X [%]	Senda referencia [%]	Volumen útil real [%]
S18	55.27	59.25	62.24
S19	55.99	60.1	59.75
S20	56.95	61.25	58.39
S21	58.33	62.48	58.98
S22	59.32	63.61	64.49
S23	60.22	64.63	67.51
S24	60.93	65.27	70.07
S25	61.34	65.74	70.8
S26	61.7	66.06	72.38
S27	62.03	66.35	73.29
S28	62.28	66.7	75.49
S29	62.54	66.83	78.77
S30	62.39	66.81	81.28
S31	62.52	66.39	81.23

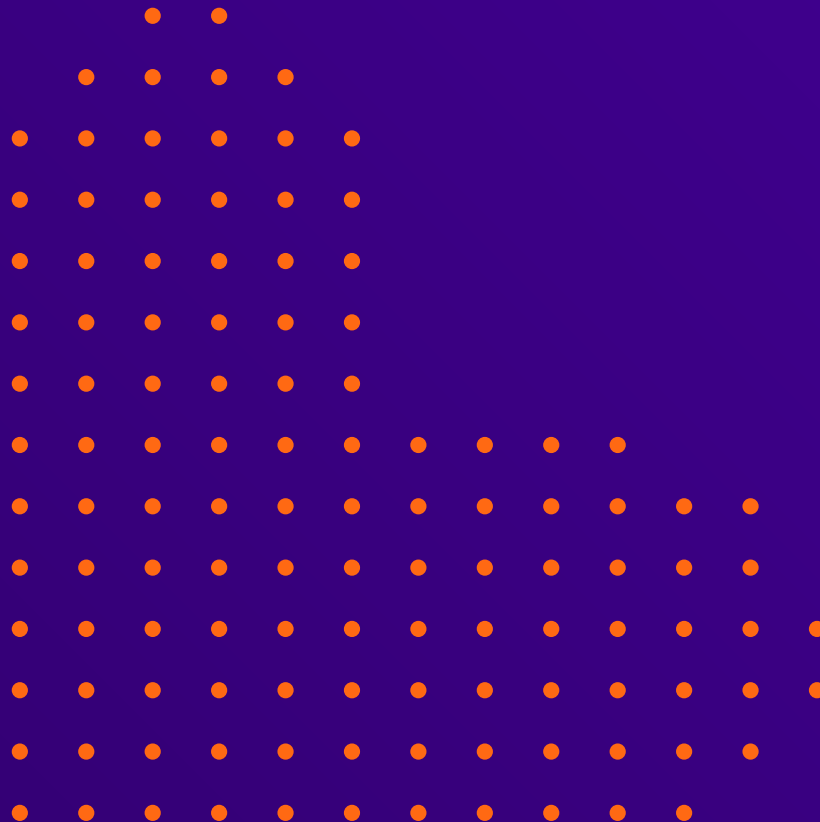
Se presentan, en resolución semanal, las fechas para las cuales se calcula el valor de la X según la Resolución CREG 209 de 2020 y su equivalente al número de semana del año cargo.

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Información hasta el 2023-07-31

Información actualizada el 2023-08-01



2. Expectativas Energéticas

Información de supuestos

Análisis energético de mediano, largo plazo y sensibilidades



Sumamos energía,
sumamos pasión

Información supuestos

Actualización de supuestos para corridas energéticas

Actualización en la entrada en operación proyectos



Se recibe actualización de información de Termocandelaria el día 27 de julio de 2023, indicando que la fecha máxima para la puesta en operación del proyecto es 20 de agosto de 2023.

Actualización en consideración de proyectos



En el CNO extraordinario del 14 de abril de 2023, ENEL solicitó que no se consideraran las plantas Cartagena 1, 2 y 3 en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre del 2023.

Cartagena 3 tiene consignaciones solicitadas a la fecha hasta el 30 de noviembre de 2023.

Enel reportó que con el consorcio SMN Termocartagena SAS adelantó un proceso de acuerdo de compraventa de la Central Térmica Cartagena y del 100% de la participación de la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.



El proyecto **Windpeshi no es considerado** de acuerdo con comunicación de ENEL COLOMBIA radicada en XM con el número 202344015301-3 del 24 de mayo de 2023



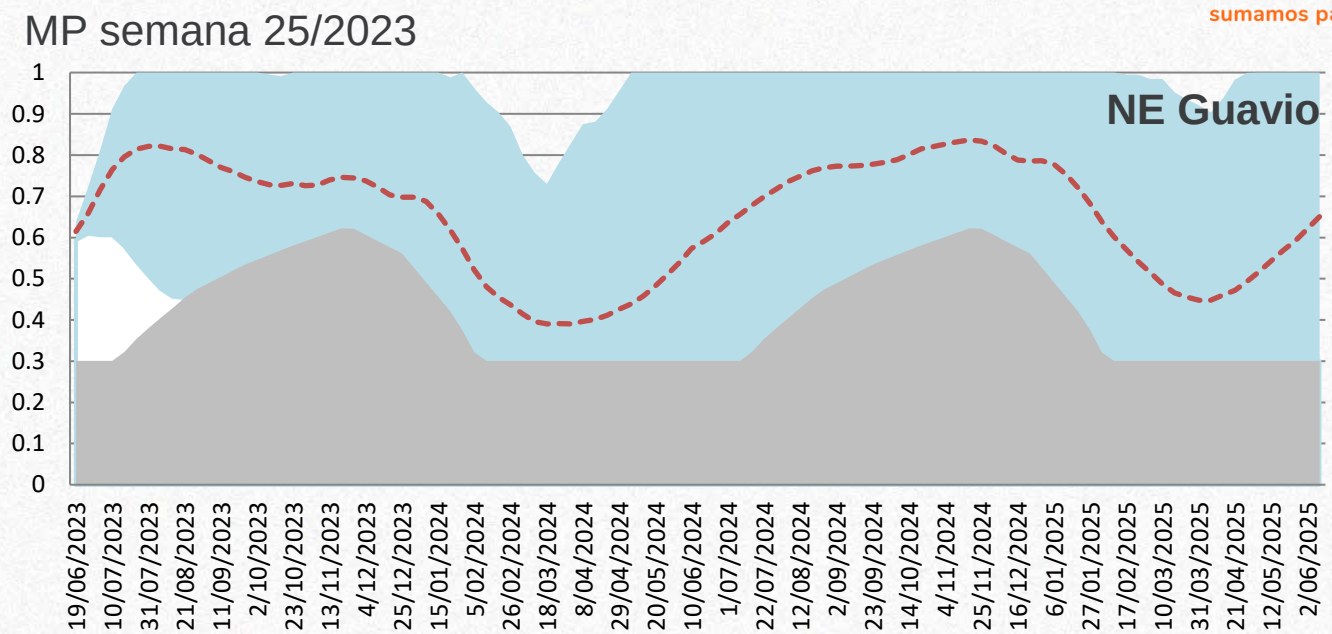
Los proyectos **Acacias2 y Camelias no son considerados** en el planeamiento energético de acuerdo a lo indicado por CELSIA a través de comunicación 202344017732 del 20 de junio de 2023

Restricciones actuales en la operación de los embalses



Volumen Min = 30% hasta el 31/12/2025
Volumen Max = 17.83% entre 1/01/2026 al 30/04/2026
(mantenimiento boctama)

Información reportada por ENEL 11 y 13 de abril de 2023



En curso la solicitud de cambio de parámetros del embalse (según acuerdo CNO 1585)

EMBALSE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
GUAVIO NEP	28%	19%	11%	2%	0%	0%	0%	12%	33%	37%	35%	33%
GUAVIO NPV	100%	100%	100%	100%	98%	97%	97%	99%	99%	99%	100%	100%

Se advierte que el cambio de parámetros de embalse tiene repercusiones en el volumen real almacenado como NEP ya que el mismo es un % de Vol Útil y no es sujeto a recálculo ante cambio de parámetros.



ENEL dio respuesta a solicitud de revisión de actualizar NEP y NPV a lo que respondió que ya inicio el trámite de actualización temporal de parámetros, al no tener variación mayor al 10% de la ENFICC entiende que se mantiene igual NEP y NPV (Res CREG 036 de 2010).

Restricciones actuales en la operación de los embalses

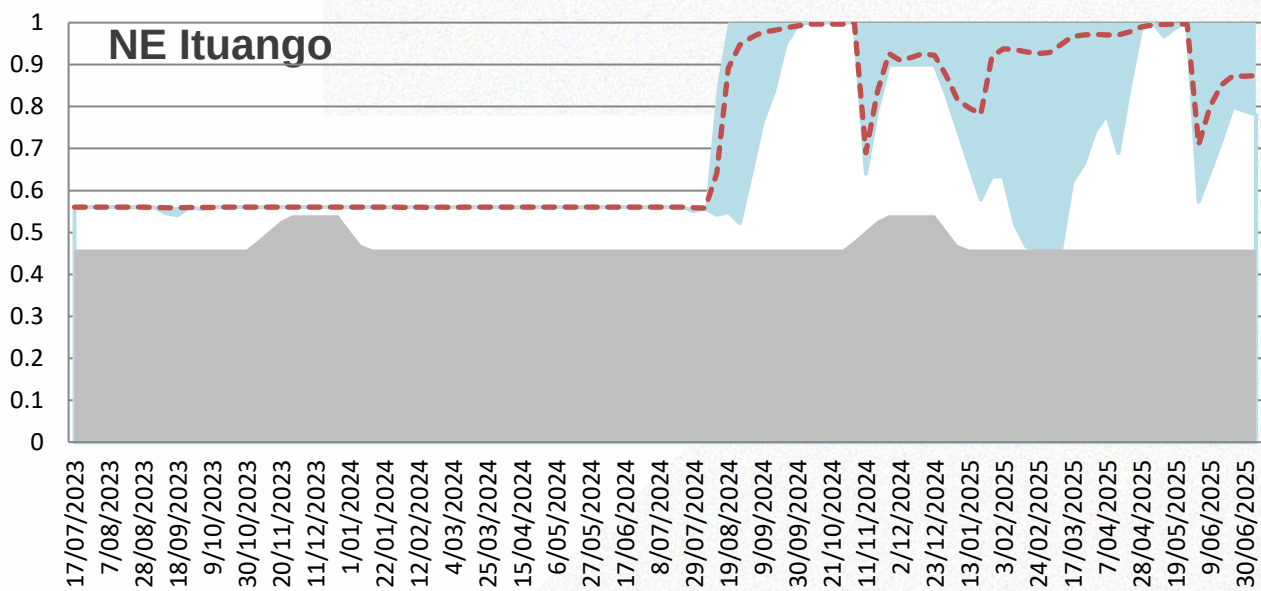


Ituango

Volumen Max = 56.2% hasta el 13/08/2024
(riesgo destaponamiento túnel de desviación)
Volumen Min = 45.9% hasta el 6/02/2026
(habilitación de la descarga intermedia de la presa)

Información reportada por EPM 13 de julio de 2023

MP semana 29/2023



EMBALSE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ITUANGO NEP	90%	53%	16%	0%	0%	49%	80%	76%	52%	21%	25%	90%
ITUANGO NPV	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%

Se advierte que el cambio de parámetros de embalse tiene repercusiones en el volumen real almacenado como NEP ya que el mismo es un % de Vol Útil y no es sujeto a recalcu­lo ante cambio de parámetros.



EPM dio respuesta a solicitud de revisión de actualizar NEP y NPV a lo que respondió que la operación filo de agua de la central permite el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme, por lo tanto consideran que las Obligaciones de EPM para preservar la confiabilidad del SIN no presentan novedad.

Restricciones en la operación de los embalses



Adicionalmente se solicita a los agentes verificar si se requiere actualizar las curvas de potencia vs nivel de embalse reportadas al CND según Acuerdo CNO 1558



Actualizó información 3/03/2023



Actualizó información 15/06/2023

CODIGO	NOMBRE	Nivel del embalse					
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
		m1	m2	m3	m4	m5	m6
504	MIEL I	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
508	SOGAMOSO	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
105	SAN CARLOS	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
103	JAGUAS	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
101	URRA	0.0%	25.0%	35.0%	50.0%	75.0%	100.0%
403	CHIVOR	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	50.0%	100.0%
408	BETANIA	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
213	GUAMO	0.0%	19.9%	39.6%	62.6%	82.4%	100.0%
506	PORCE III	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	43.0%	100.0%
104	PLAYAS	0.0%	15.0%	30.0%	45.0%	61.0%	100.0%
102	GUATAPE	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
505	PORCE II	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
112	TRONERAS	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
113	GUADALUPE 3	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
114	GUADALUPE 4	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
115	LA TASAJERA	0.0%	5.0%	10.0%	15.0%	50.0%	100.0%
409	ALTOANCHICAY	0.0%	2.1%	4.6%	35.2%	39.5%	100.0%
404	PRADO	0.0%	15.3%	22.1%	36.5%	43.9%	100.0%
414	SALVAJINA	0.0%	11.2%	18.3%	29.4%	32.1%	100.0%
412	CALIMA	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
399	EL QUIMBO	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%

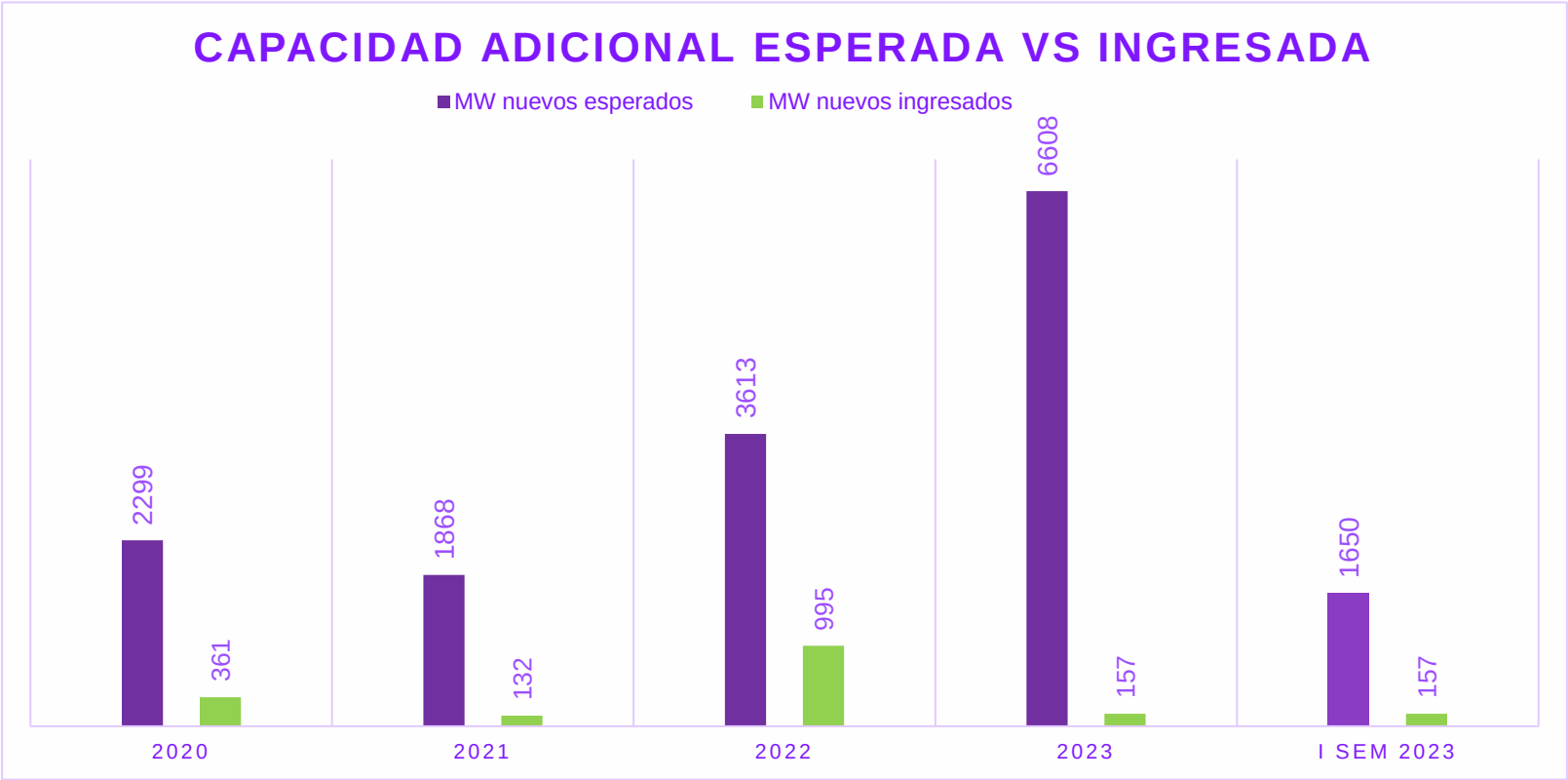
Potencia máxima						
[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
m1	m2	m3	m4	m5	m6	
252	279	312	351	381	396	4 Jun 2021 - E2021-004321
525	579	654	774	819	819	4 Jun 2021 - E2021-004321
1240	1240	1240	1240	1240	1240	2 Feb 2016 - 201644001878-3
170	170	170	170	170	170	2 Feb 2016 - 201644001878-3
148	220	241	270	316	338	4 Feb 2016 - 455006
640	720	800	920	960	1000	12 Nov 2019 - 4.944-2020
362	406	446	481	511	540	3 Feb 2016 - 00128009
1030	1110	1160	1195	1225	1250	28 Feb 2020 - 00207296
614	634	654	674	700	700	5 Jun 2020 - 202044014541-3
197	200	202	204	207	207	15 Jun 2023 - 202344017174-3
560	560	560	560	560	560	5 Jun 2020 - 202044014541-3
405	405	405	405	405	405	5 Jun 2020 - 202044014541-3
40	40	40	40	40	40	5 Jun 2020 - 202044014541-3
270	270	270	270	270	270	5 Jun 2020 - 202044014541-3
202	202	202	202	202	202	5 Jun 2020 - 202044014541-3
102	170	238	306	306	306	8 Jun 2020 - 20200130086735
280	280	345	345	355	355	21 Ene 2016 - 201600001480
33.5	38	40	44	46	46	21 Ene 2016 - 201600001480
180	227	248	280	285	285	21 Ene 2016 - 201600001480
132	132	132	132	132	132	21 Ene 2016 - 201600001480
221	286	334	371	394	400	9 Jun 2019 - 202044014911-3

Se requiere actualizar por:

No coincide con CEN

No tiene pendiente decrecientes

Capacidad adicional esperada vs Ingresada



A 1 de enero de 2023 se esperaba que ingresaran al SIN 6608 MW de nuevos proyectos. En el primer semestre se esperaba estuvieran en operación comercial 1650 MW, sin embargo, solo se materializo la entrada del 10%.

De acuerdo con las modificaciones de FPO dadas por UPME, se espera que en el segundo semestre ingresen al SIN 3879 MW, de los cuales 341 MW se encuentran en pruebas iniciales.

Información proyectos - De acuerdo con información de ANLA



De acuerdo con la información indicada por el ANLA en la reunión del CNO del mes de junio se realizó un cruce con la información de proyectos de generación considerados en los estudios de planeamiento operativo energético de lo cual se resalta:

- 2584 MW cuentan con licencia ambiental, de los cuales el 55% tiene obligaciones de energía con el Sistema,
- 492 MW que tienen licencia ambiental entendemos no tiene licencia de la conexión (Alpha y Beta)
- De los proyectos esperados para 2023:

	Proyectos esperados (MW)	Con licencia Anla (MW)
2023	3879	611
2024	4819	700
2025	3556	792
2026	3923	481

- De los proyectos que hoy se encuentran en pruebas iniciales, el ANLA solo mencionó 1 (150 MW) en su reporte

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.

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



Condición Inicial Embalse



Jul 30, 81.24 %

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME para julio 2023

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 4.37 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica

Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act. Mar/2023).
Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.

Expansión Generación



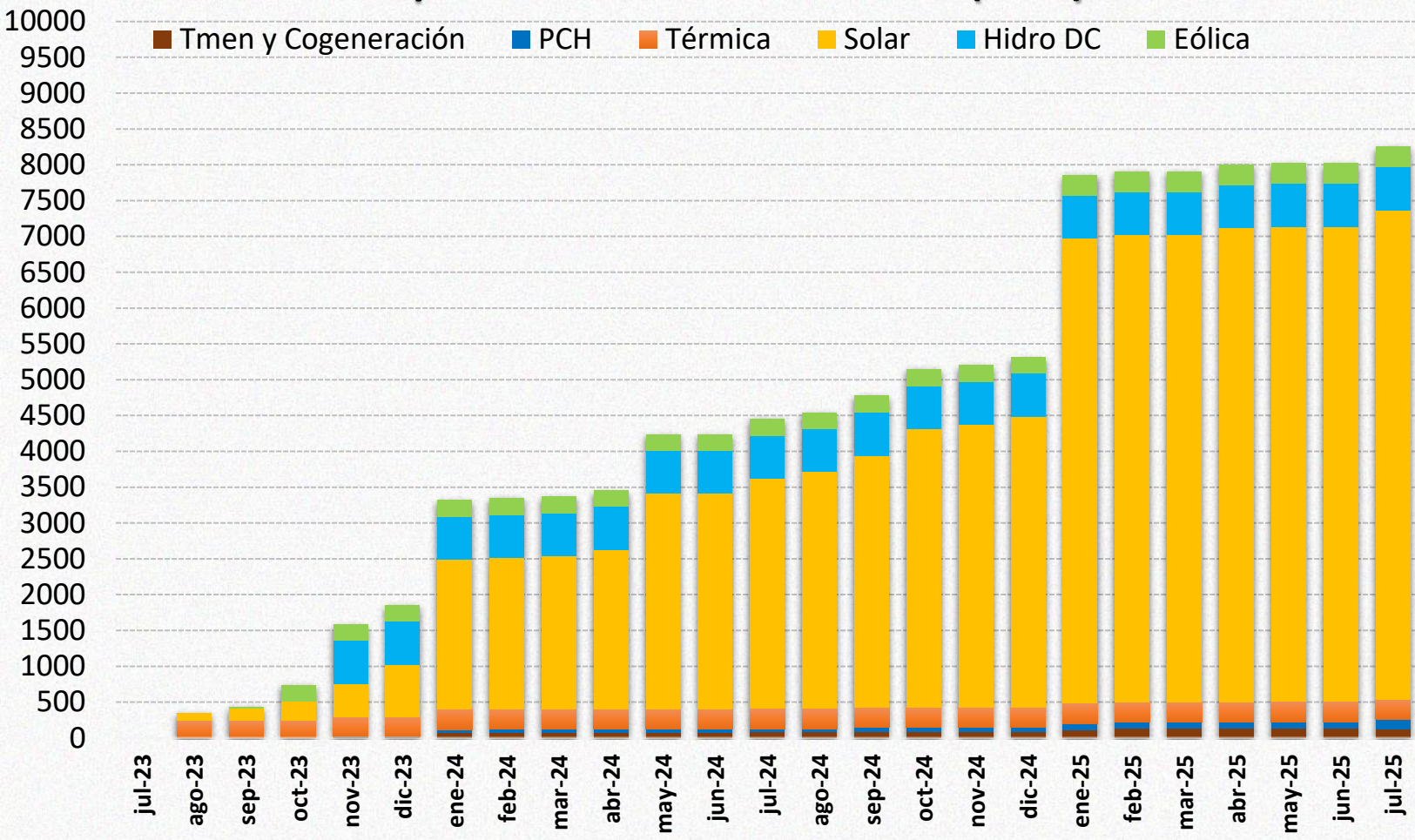
Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.

* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio y 11 de abril de 2023 respectivamente.
* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo a información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023 y reunión del CNO 700 del 13 de abril de 2023.

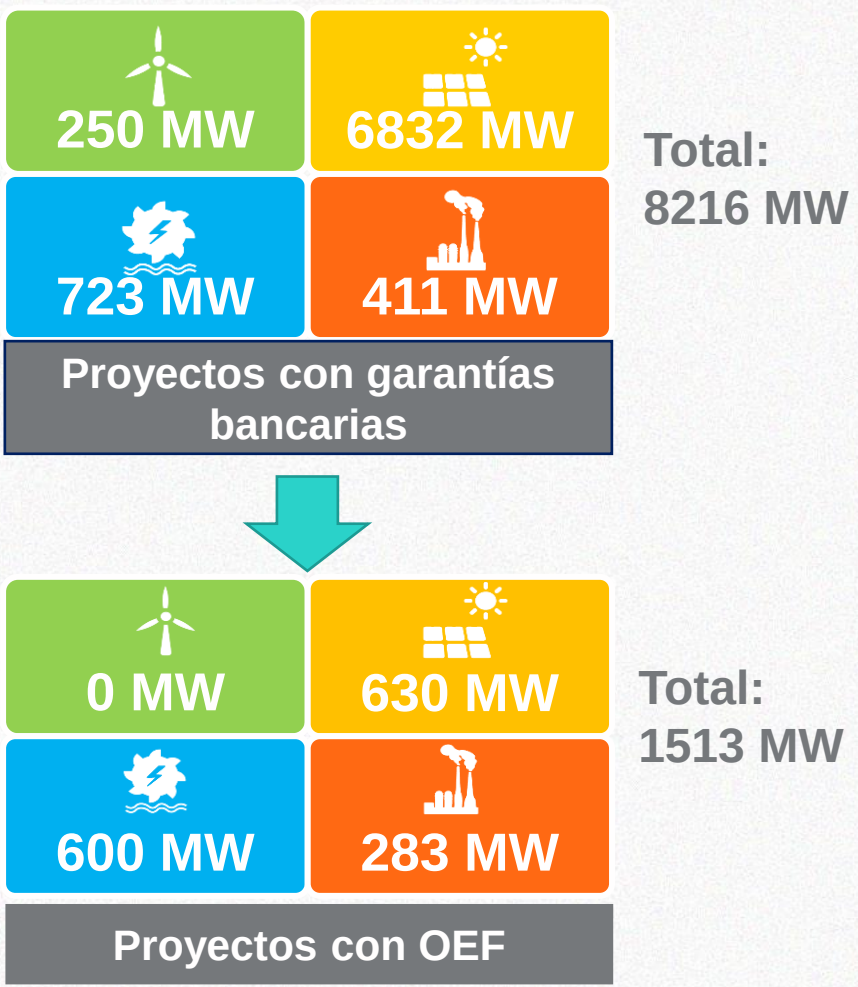
Datos de entrada y supuestos considerados



Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



Fueron considerados los proyectos de generación que en el horizonte de análisis que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021. En los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.
* Ver detalle de proyectos considerados en el Anexo - Proyectos considerados

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

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

Demanda SIN [GWh/día]



Hidrología

1

H 1990-1992:
hidrología histórica del periodo
jul de 1990 a jun de 1992

2

H 2009-2011:
hidrología histórica del periodo
jul de 2009 a jun de 2011

3

Caso Esperado CNO:
hidrología del escenario
esperado del CNO.

4

Caso Contingencia CNO:
hidrología del escenario
contingencia del CNO.

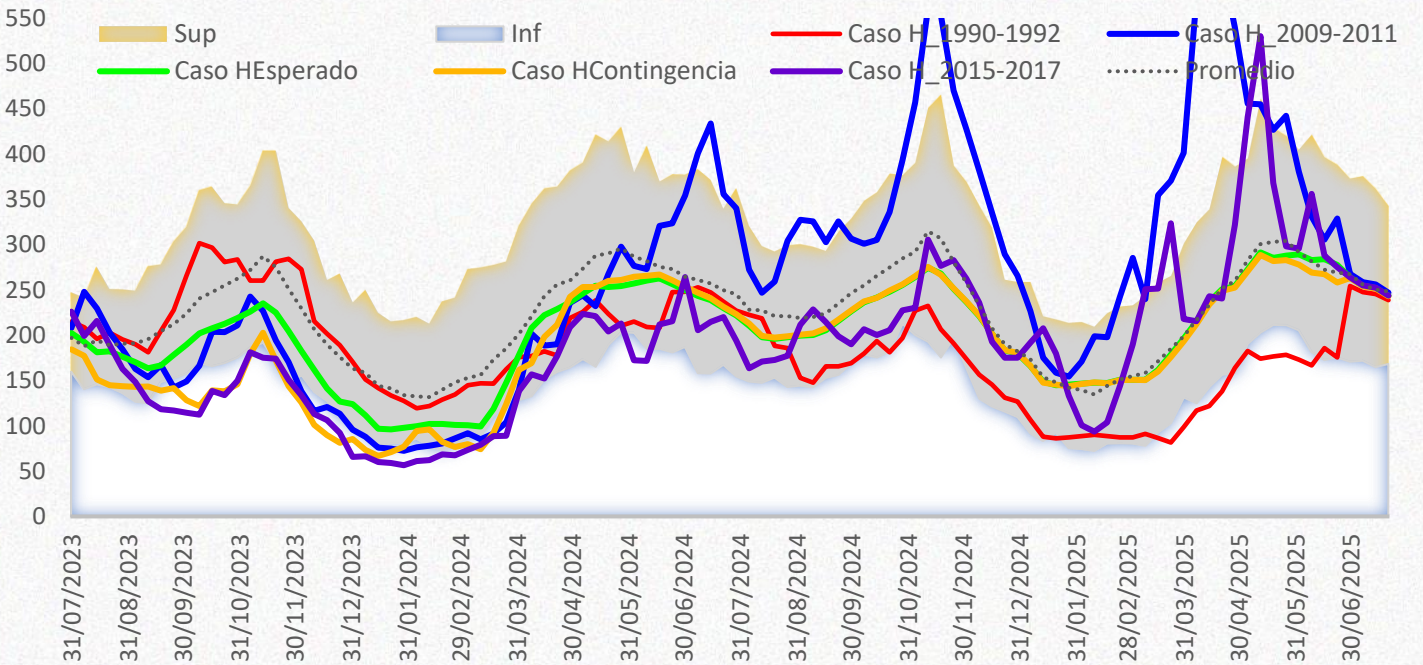
5

Caso H Crítica :
Hidrología histórica del periodo jul
2015 a jun de 2017 .

Estocástico

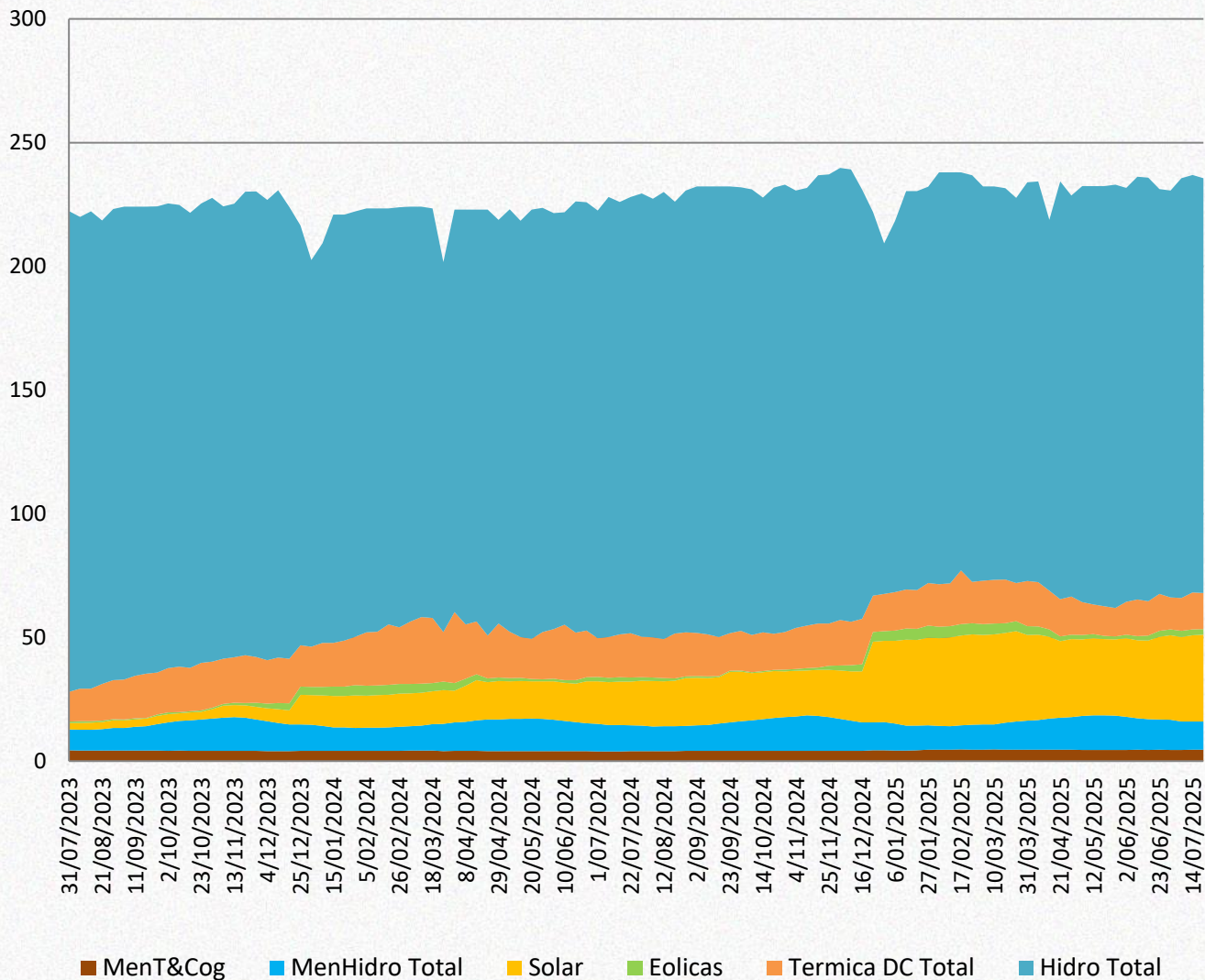
100 Series Sintéticas:
A partir de hidrología
Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



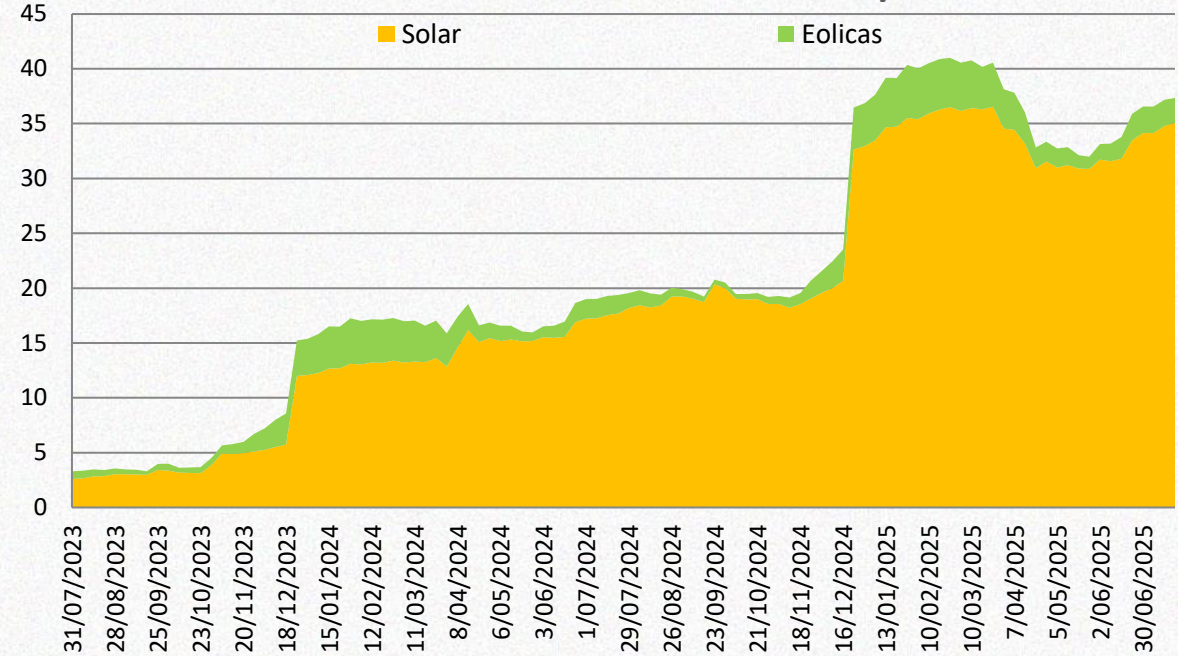
Resultados Estocástico

Generación Promedio - GWh/día

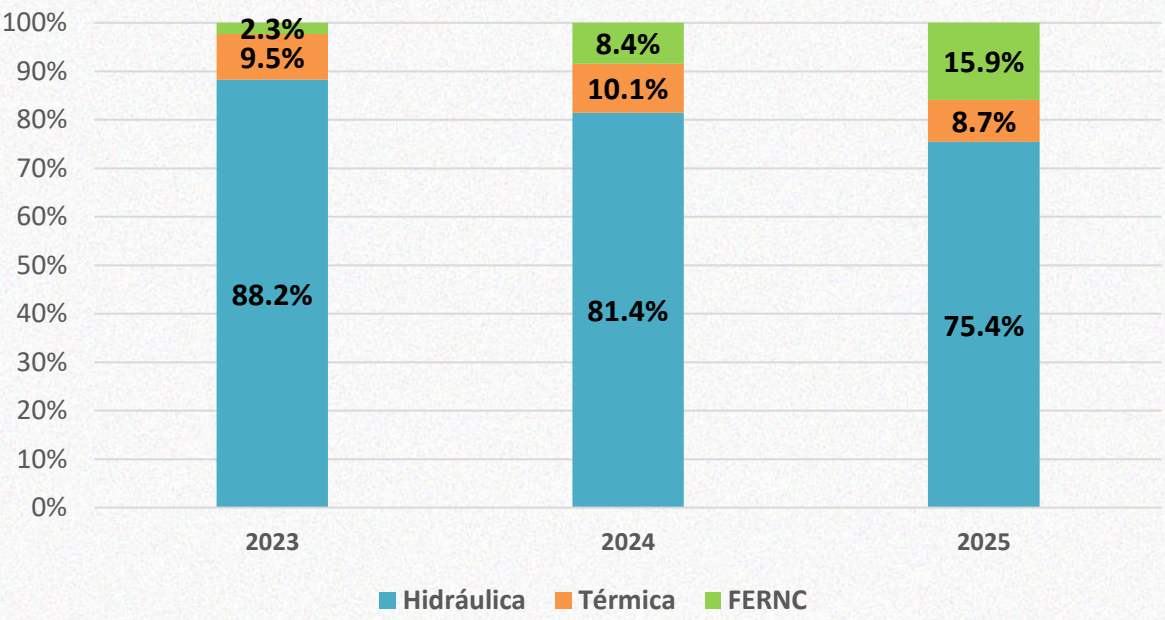


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación FERN C Promedio - GWh/día



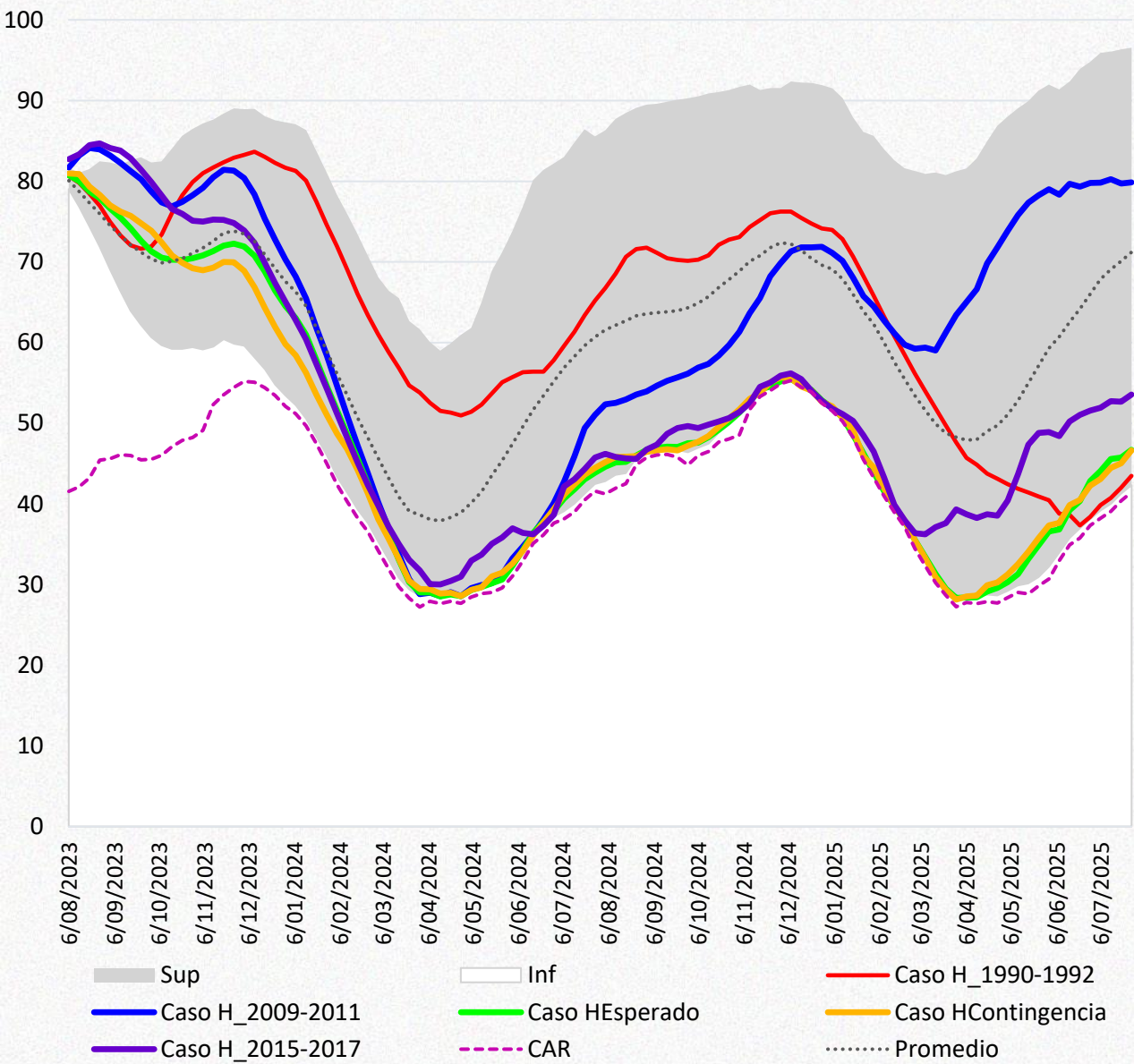
Participación de la generación en la atención de la demanda



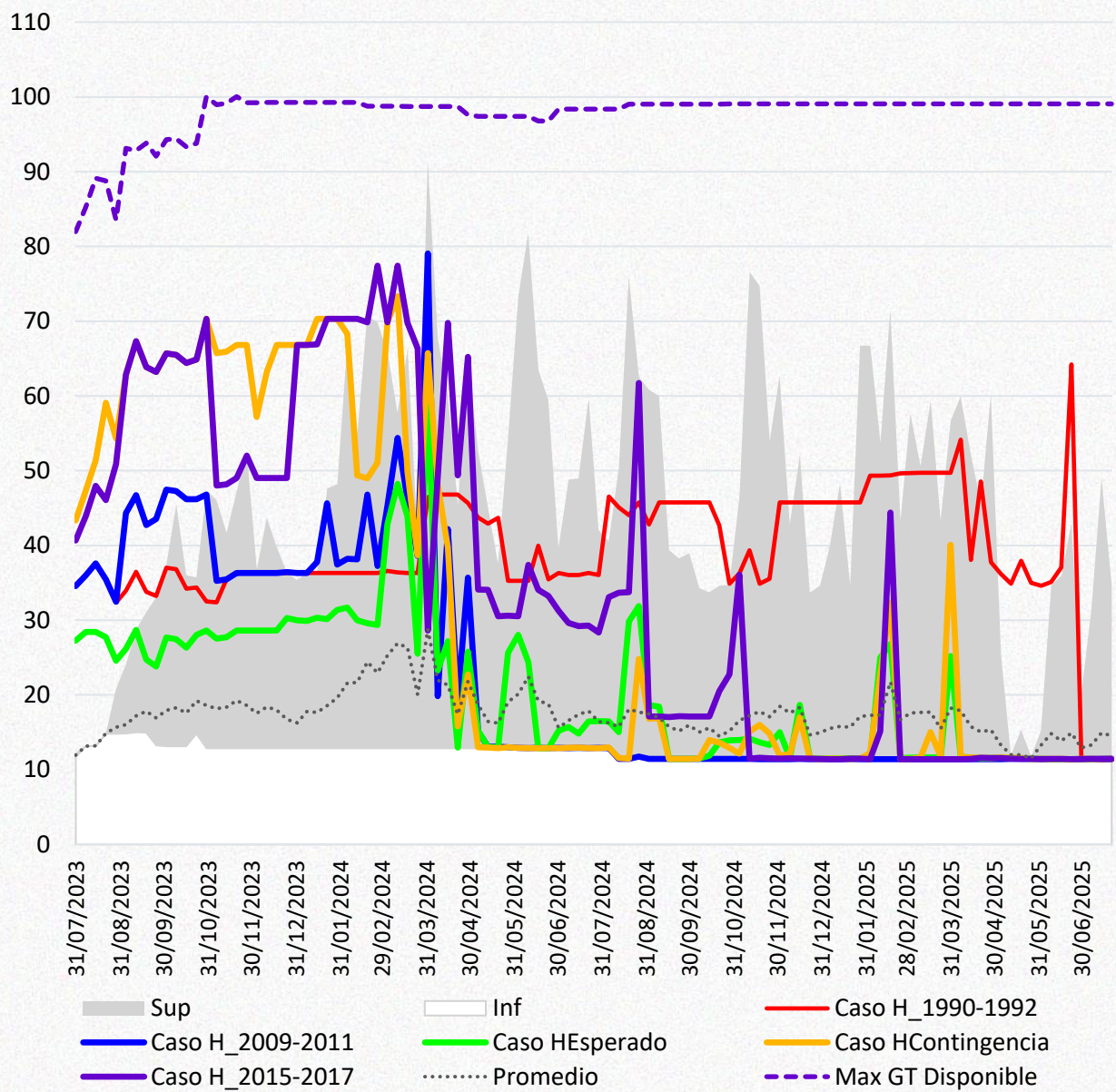
Resultados Determinísticos



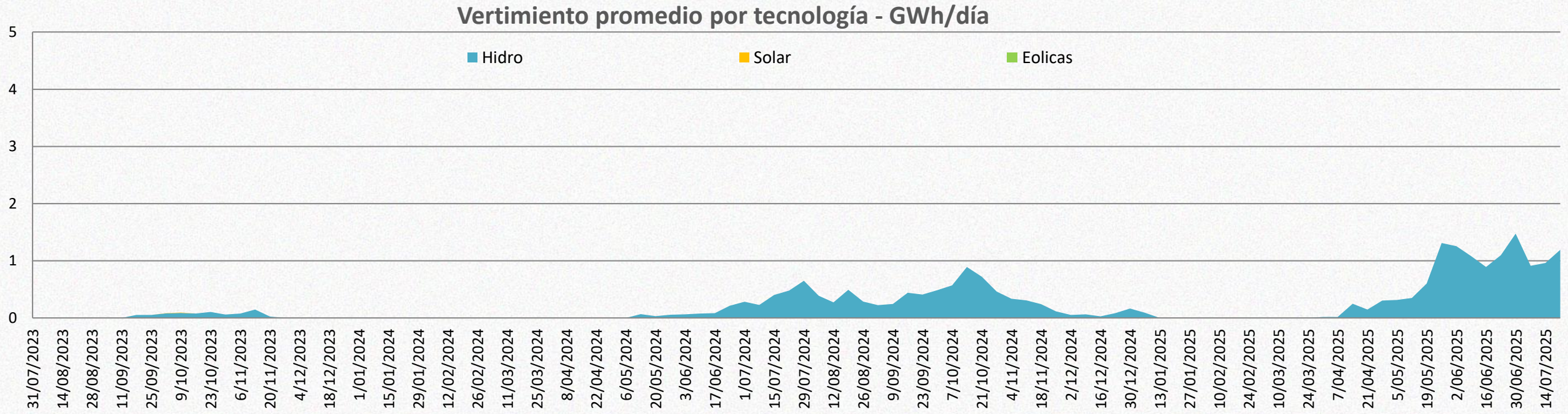
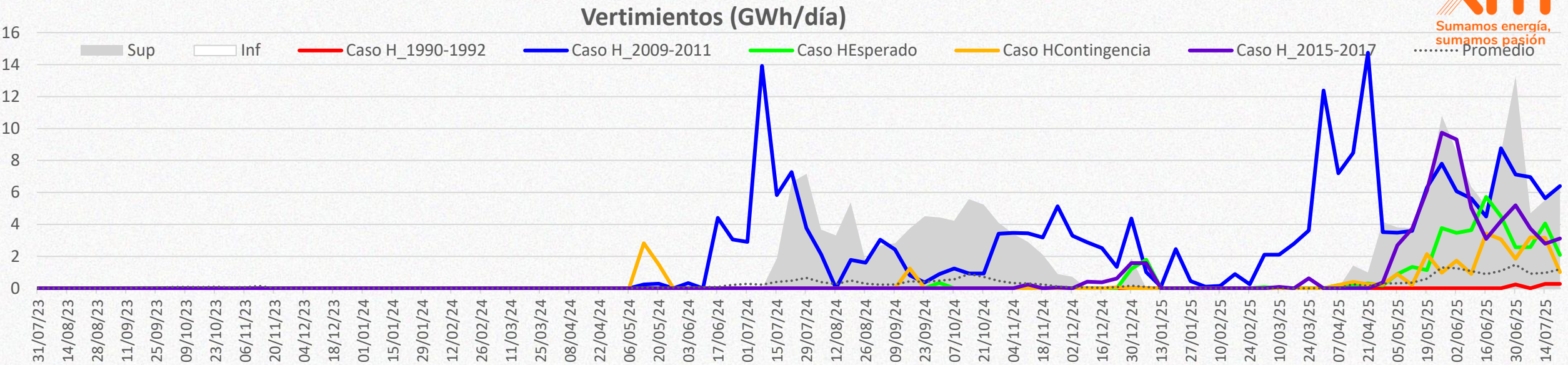
Embalse Agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



Resultados de Vertimientos



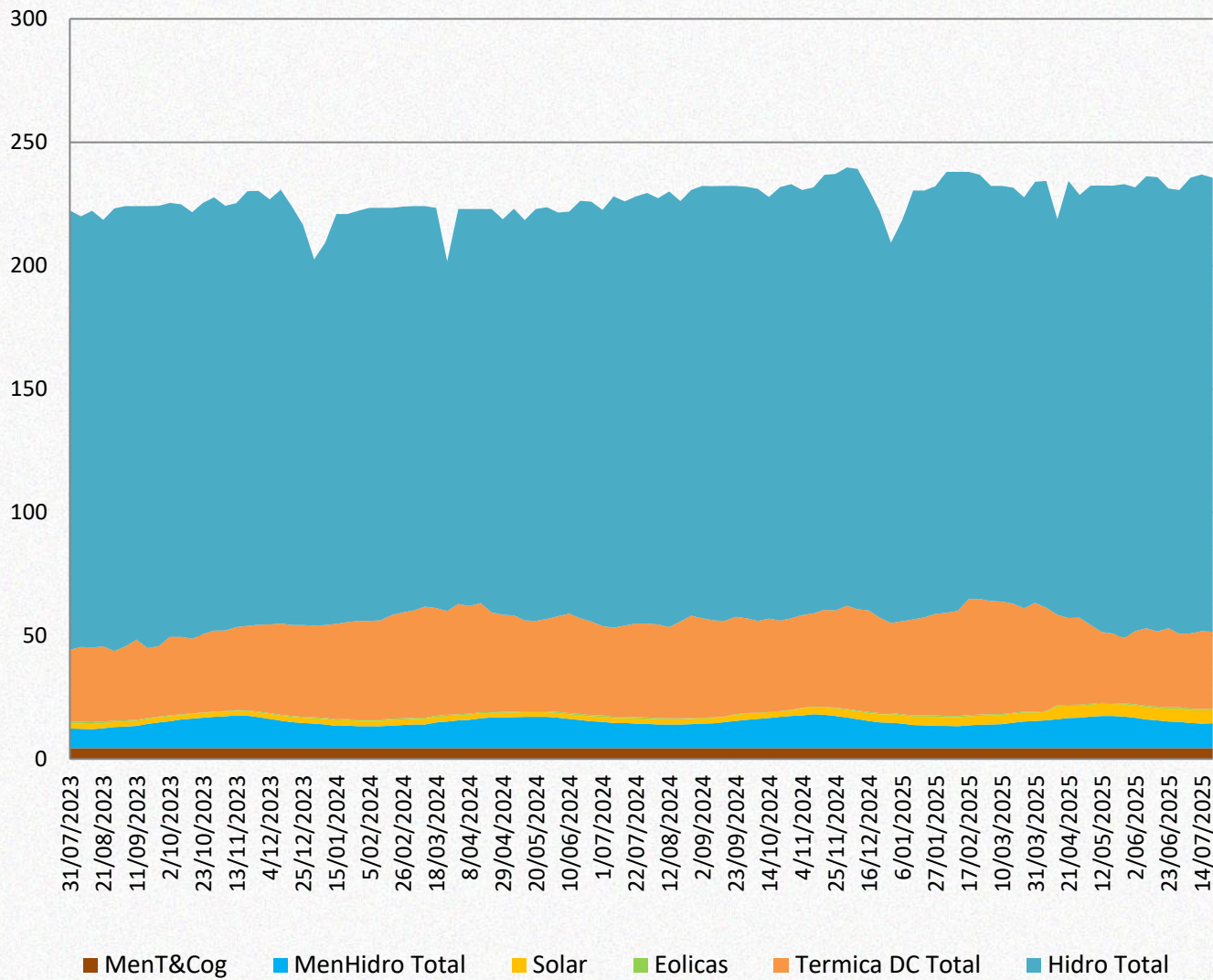
Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

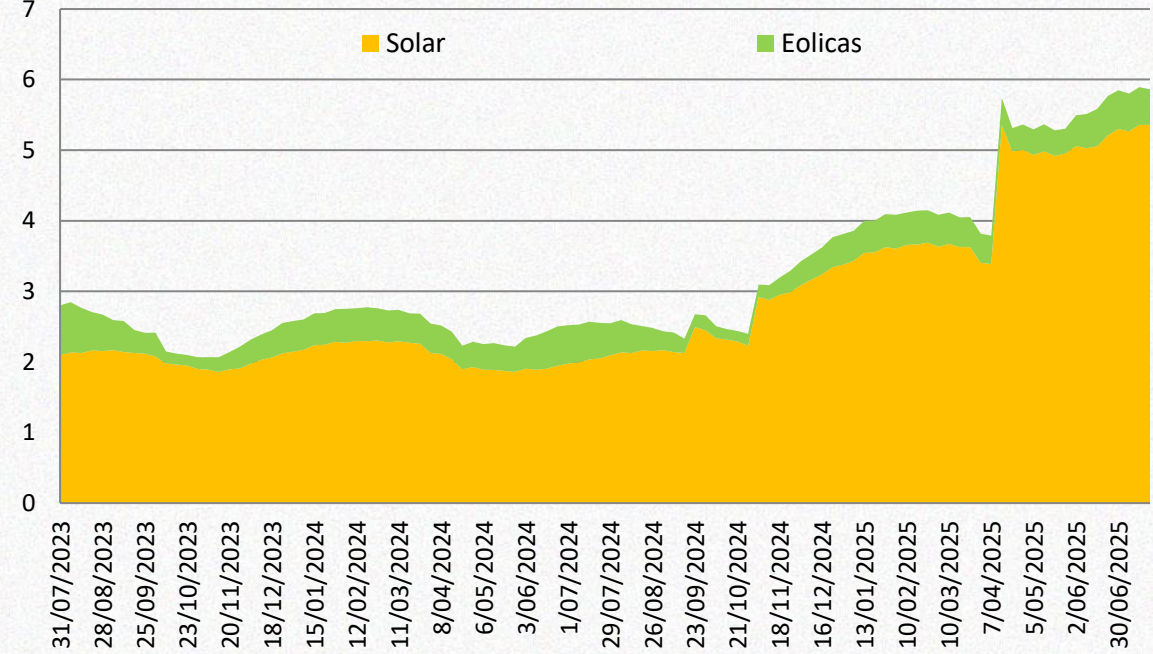
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico y series determinísticas deficitarias 1990-1992, 2009-2011, 2014-2016 y 2015-2017.

Resultados Estocástico

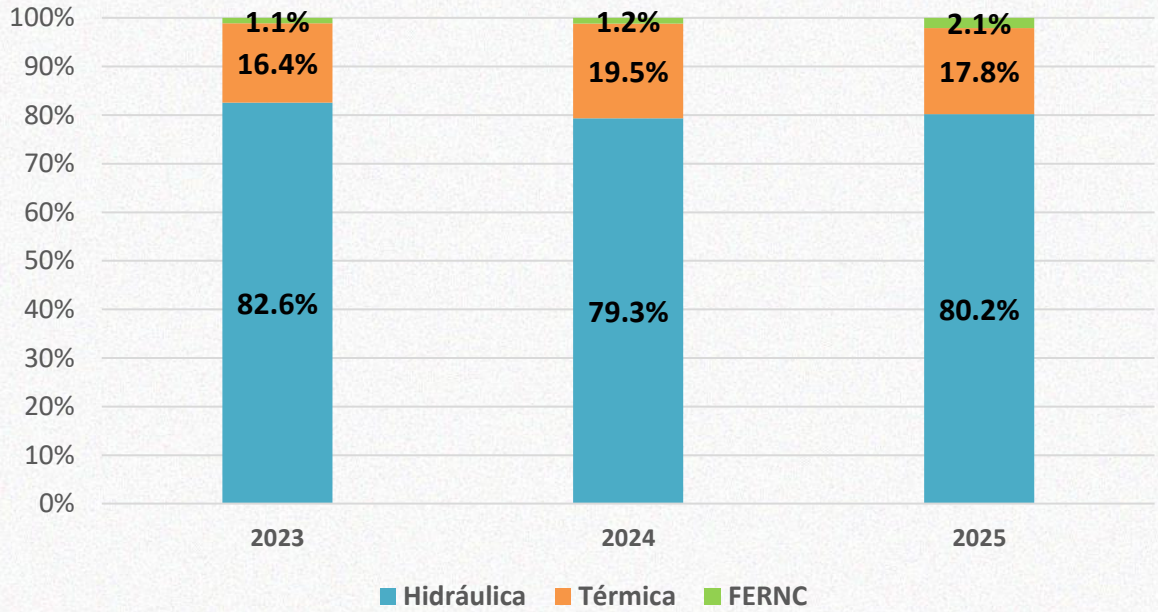
Generación Promedio - GWh/día



Generación FERN C Promedio - GWh/día



Participación de la generación en la atención de la demanda

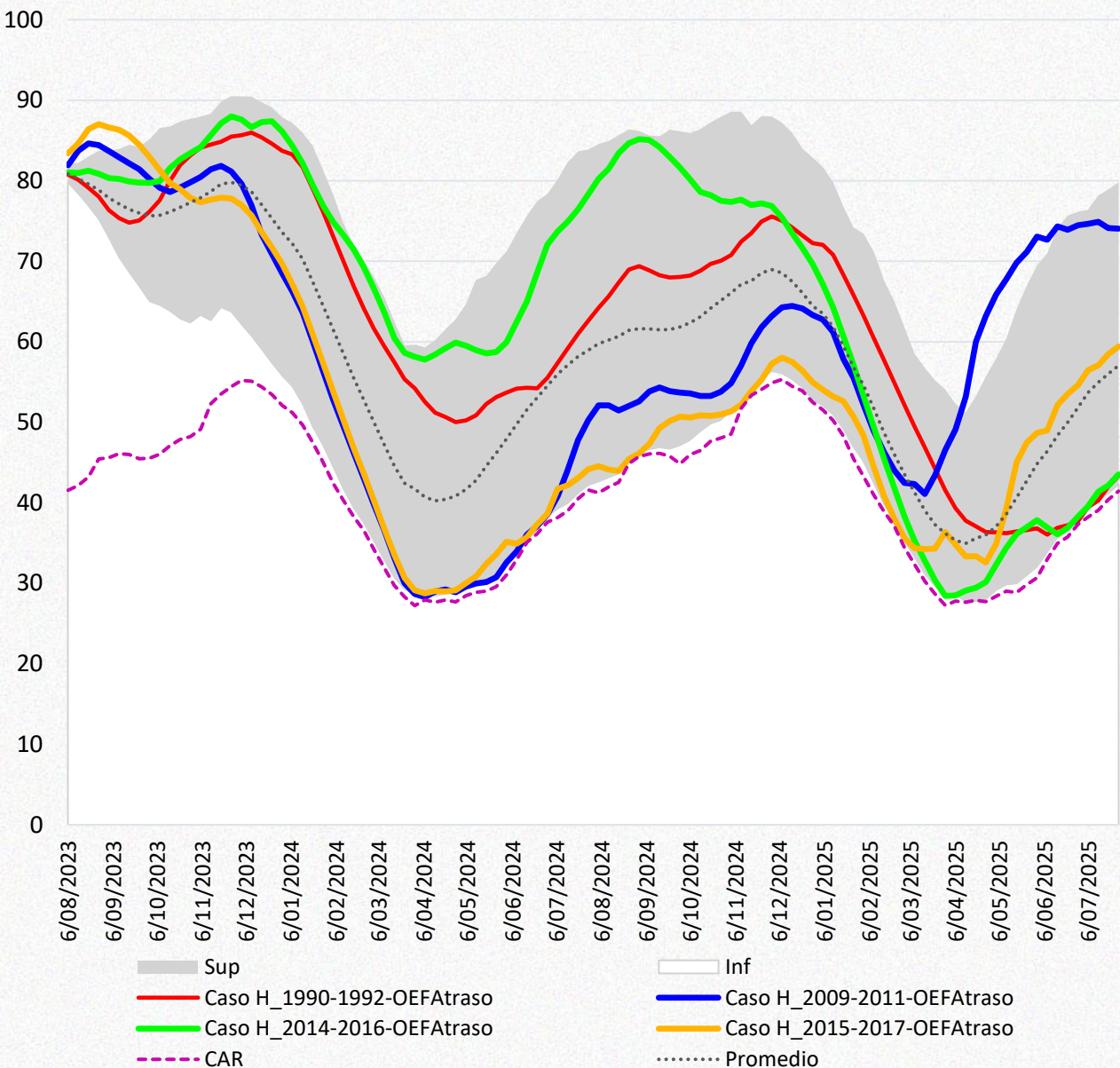


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

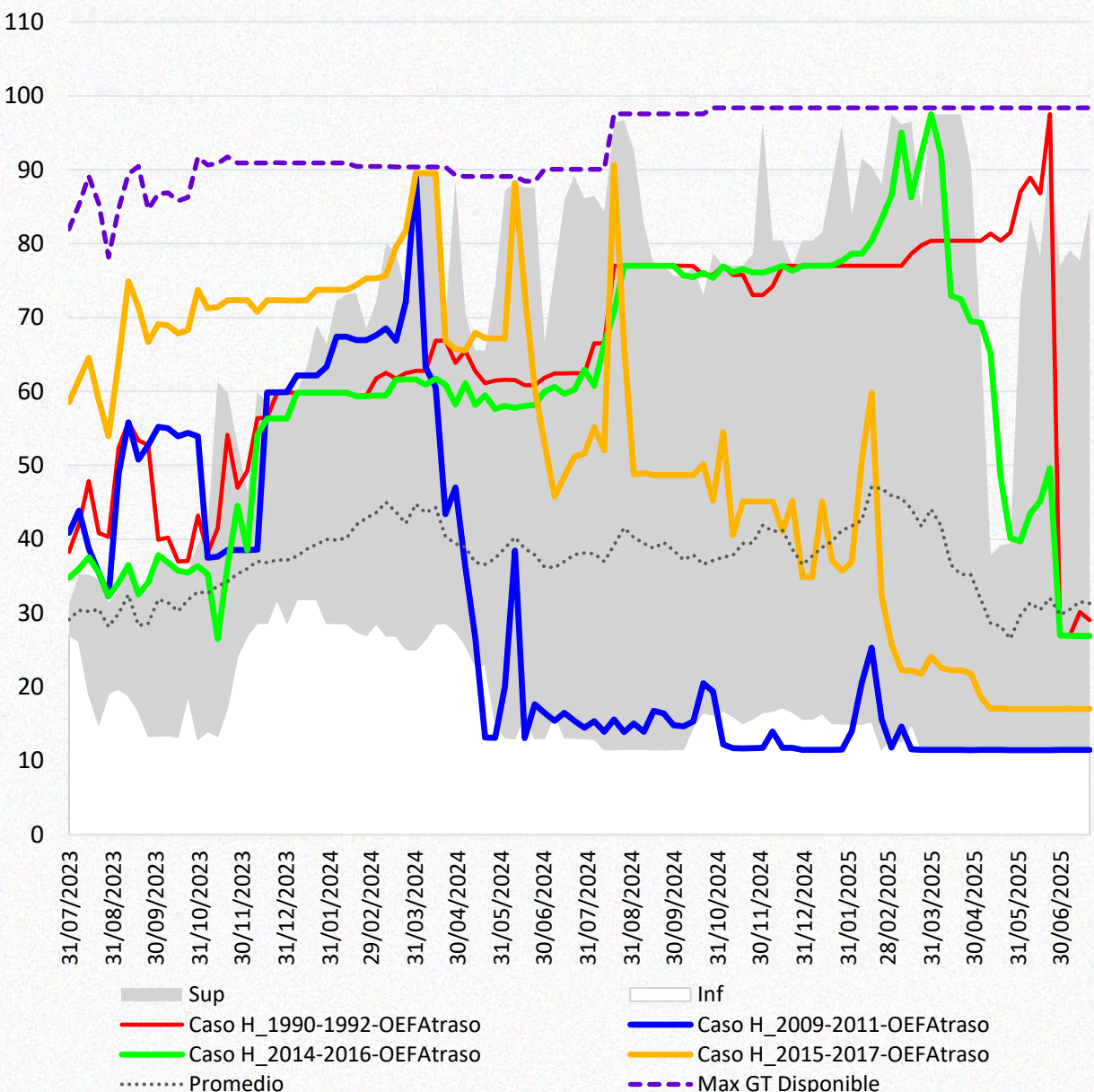
Resultados Determinísticos



Embalse Agregado SIN %



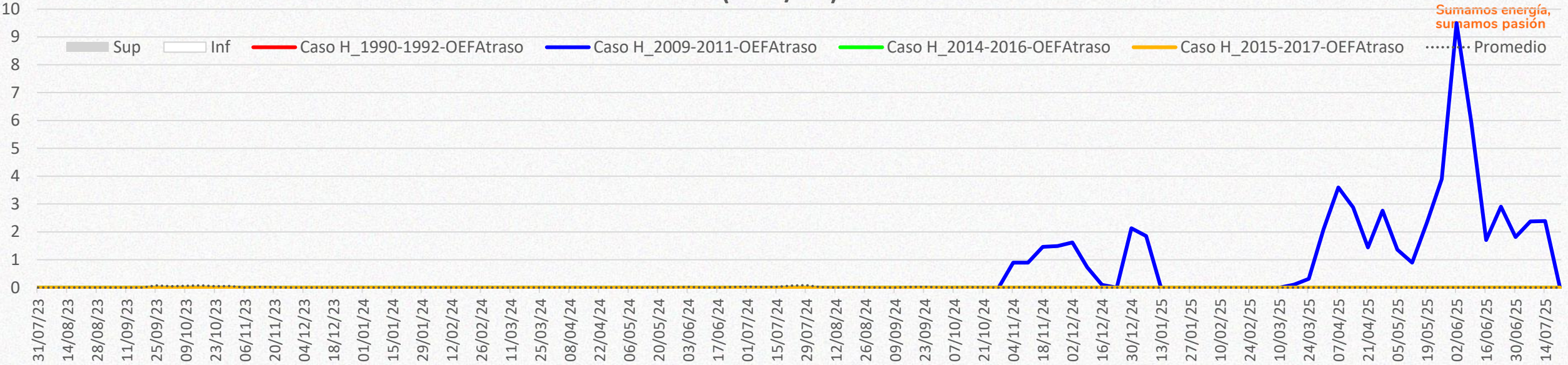
Generación Térmica [GWh/día]



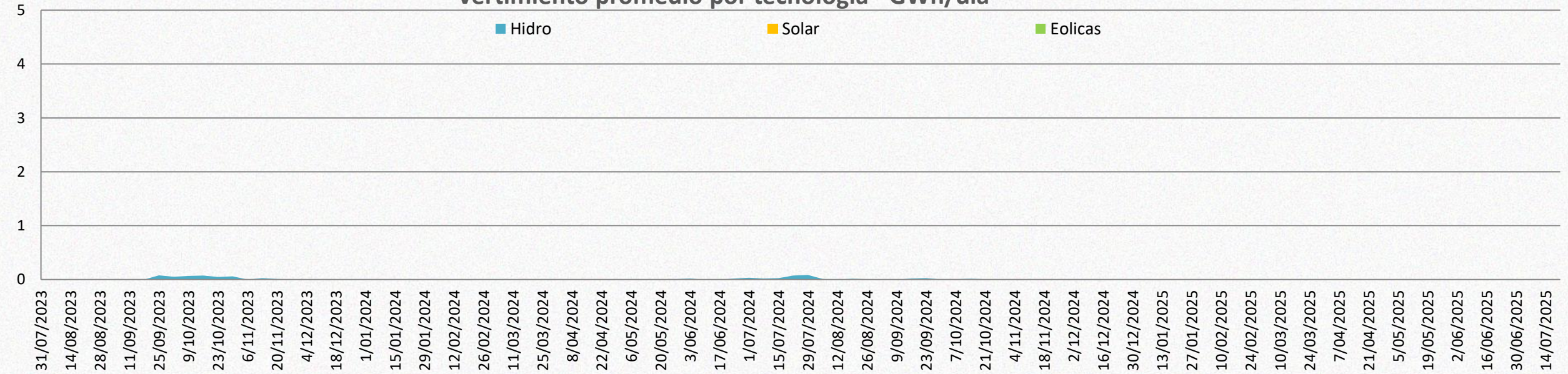
Resultados de Vertimientos



Vertimientos (GWh/día)



Vertimiento promedio por tecnología - GWh/día



Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados como escenario base 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 2.3% al inicio del horizonte del estudio a 15.9% al final del mismo.



Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su FPO se observa que no se incumplen los criterios de confiabilidad. Lo anterior, requiere la anticipación del uso de generación térmica que permite gestionar adecuadamente el recurso hídrico previo al evento del déficit de aportes hídricos.



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



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

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.

Tipo de simulación

Estocástico - 100 series

Horizonte del estudio

5 años

Condición Inicial Embalse



Julio 31 – 81.2%

Intercambios Internacionales



No se consideran
intercambios

Mantenimientos Generación



Aprobados,
solicitados y en
ejecución en el
horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME
para junio 2023

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate +
15% Plantas a Gas



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 3.7 GWh/día
promedio
Curva CAR sistémica

Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act.
Mar/2023).
Disponibilidad: Se considera que no
hay limitación.

Expansión Generación



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

Demanda del SIN



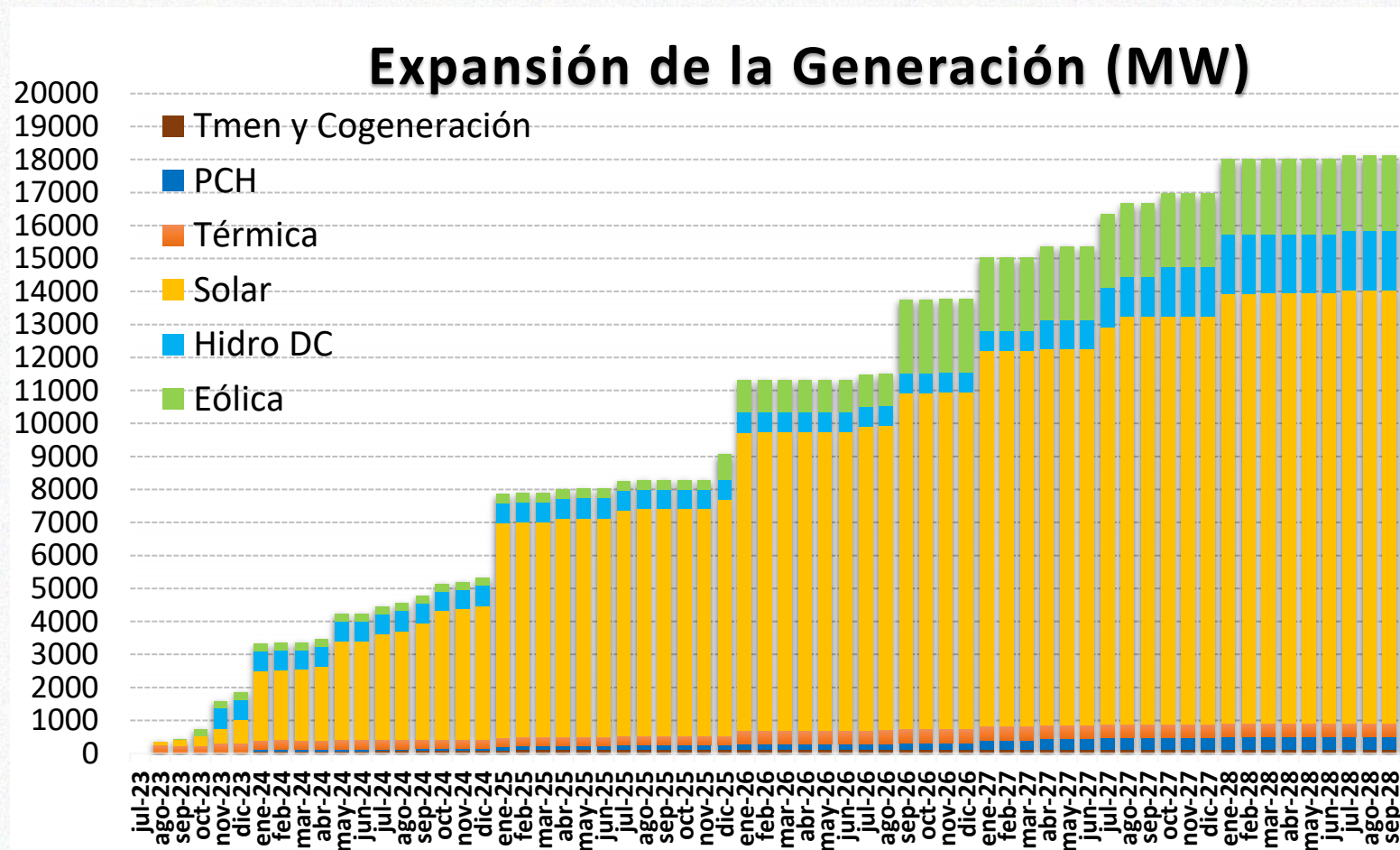
Escenario medio Proyección
UPME actualizada en Octubre
2022

* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022

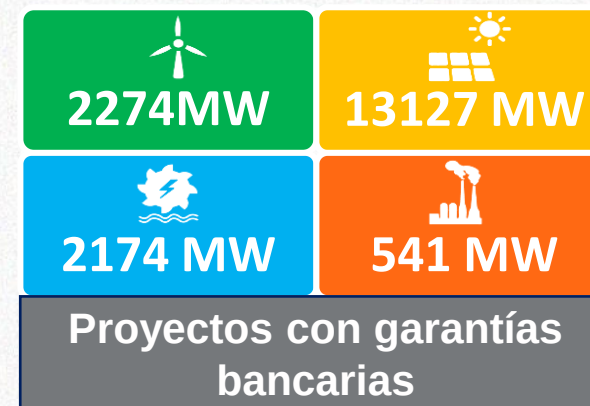
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 03 de marzo y 11 de abril de 2023 respectivamente.

* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo a información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023 y reunión del CNO del 13 de abril de 2023.

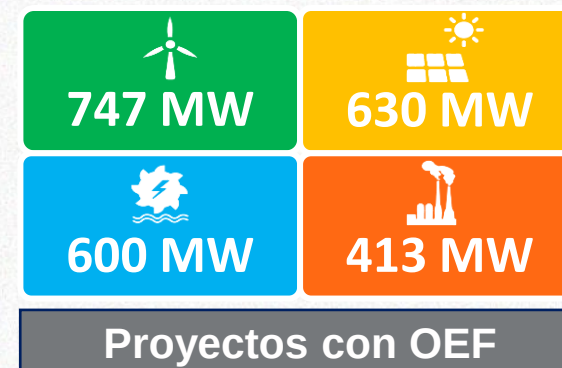
Datos de entrada y supuestos considerados



Detalle de proyectos de generación a julio del 2028:



Total:
18401 MW



Total:
2560 MW

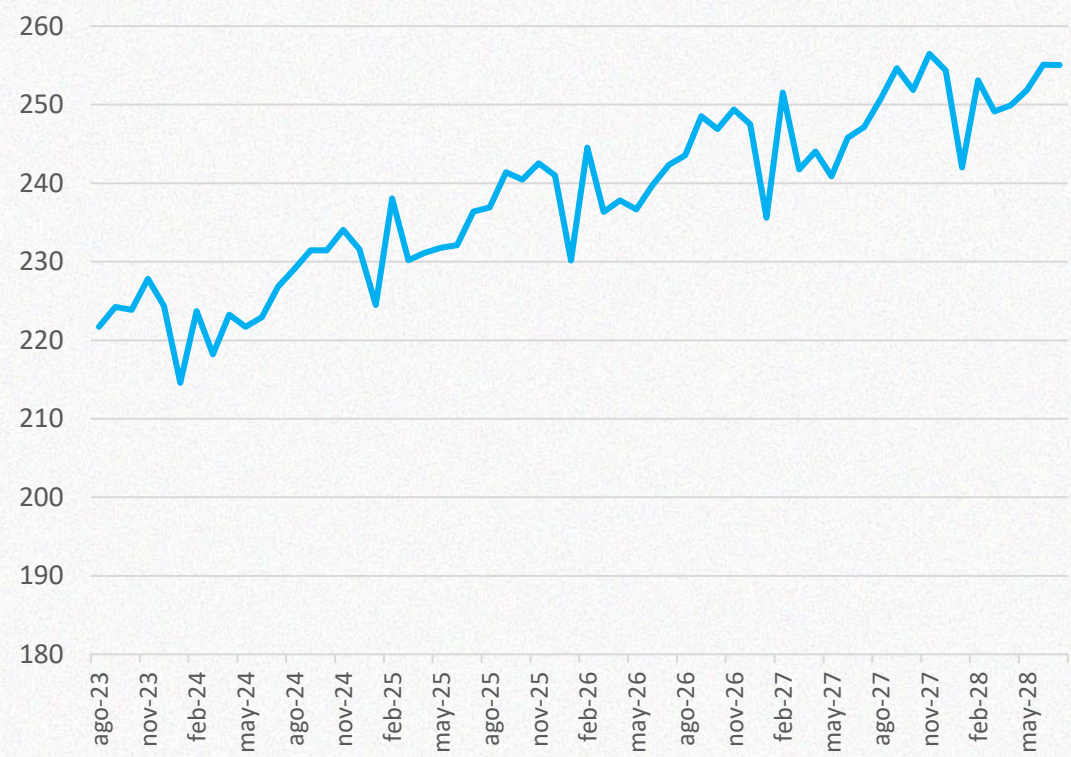
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

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

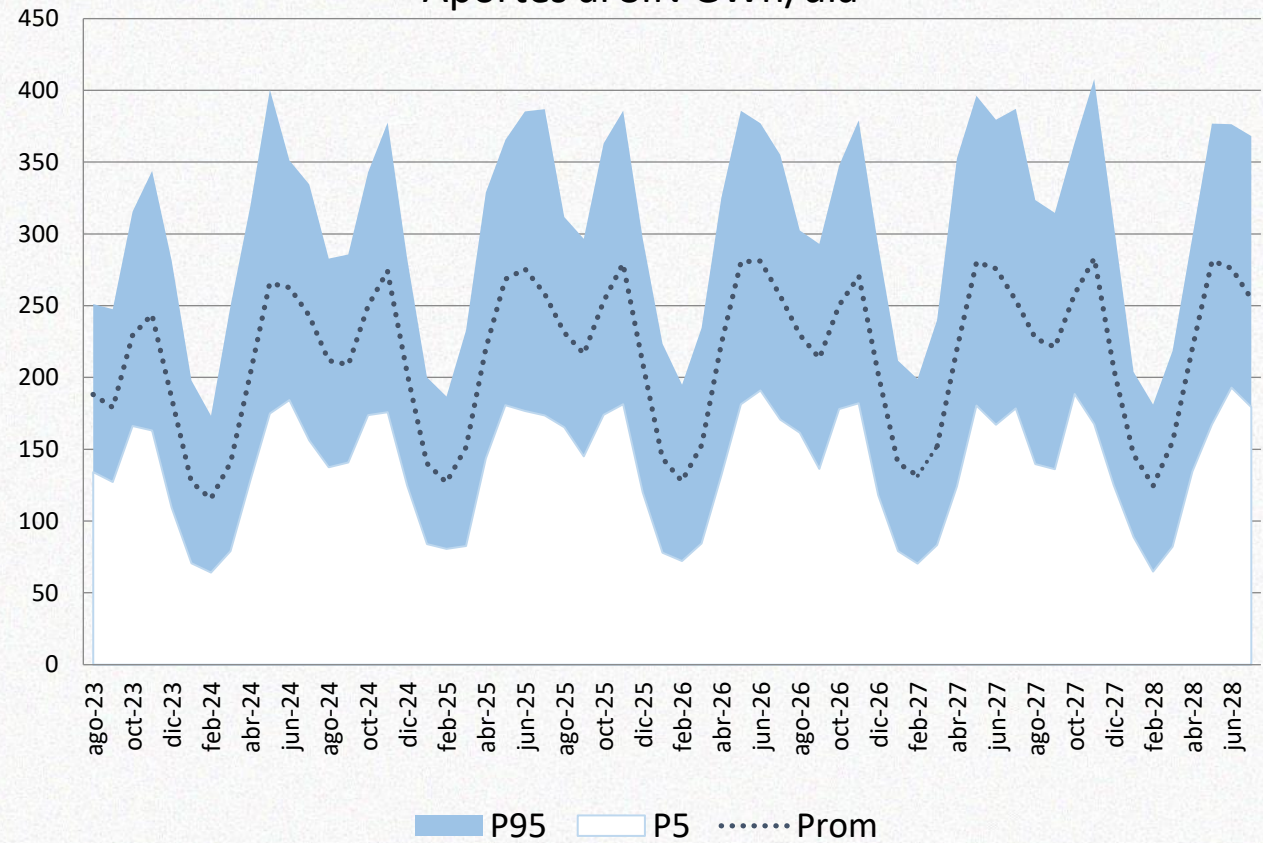
Cartagena 1, 2 y 3 no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por ENEL en el CNO del 14 de abril de 2023

Datos de entrada y supuestos considerados

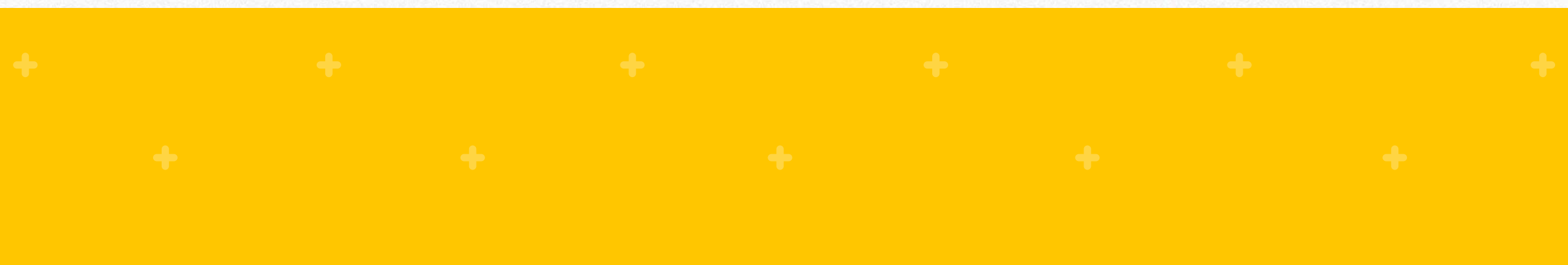
Demanda del SIN - GWh/día



Aportes al SIN GWh/día

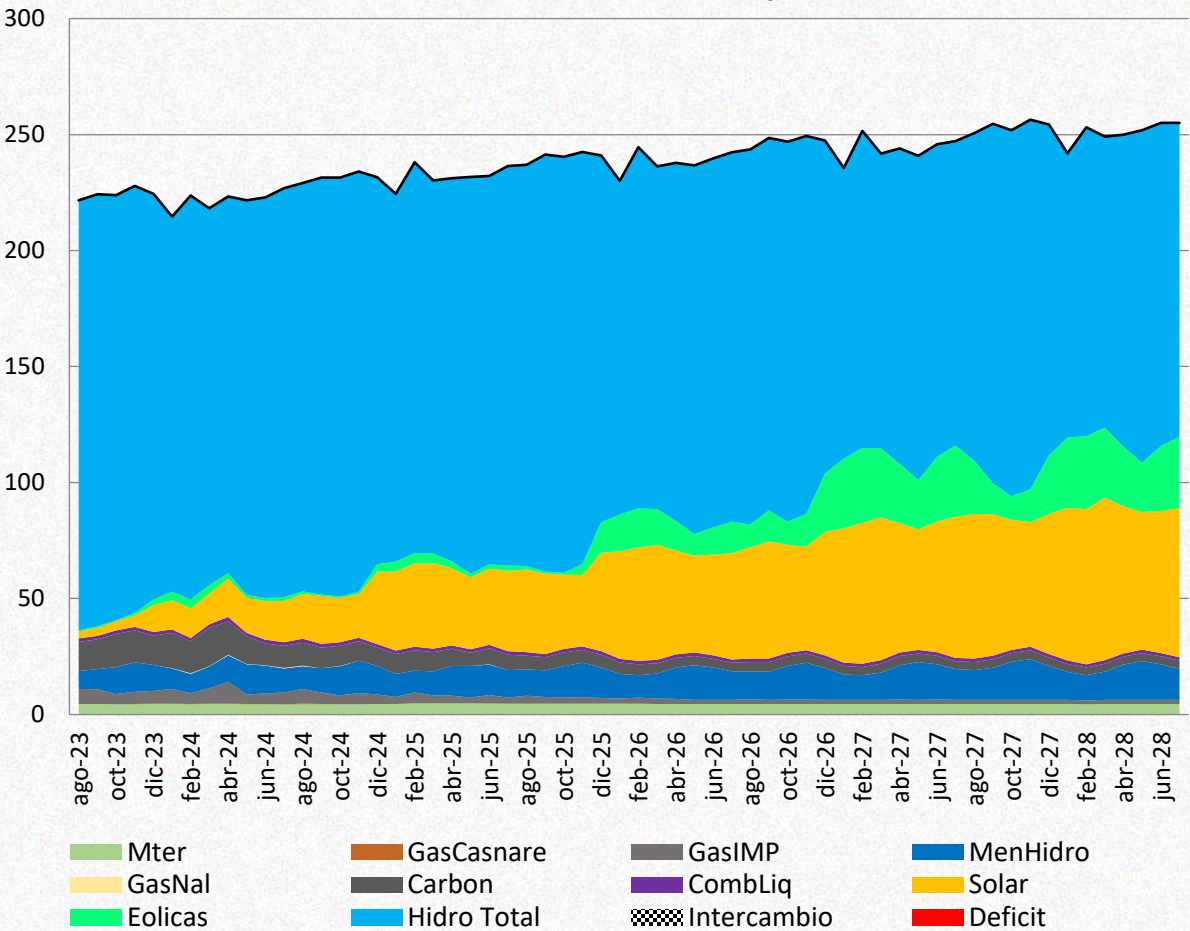


Análisis Energético de Largo Plazo Autónomo

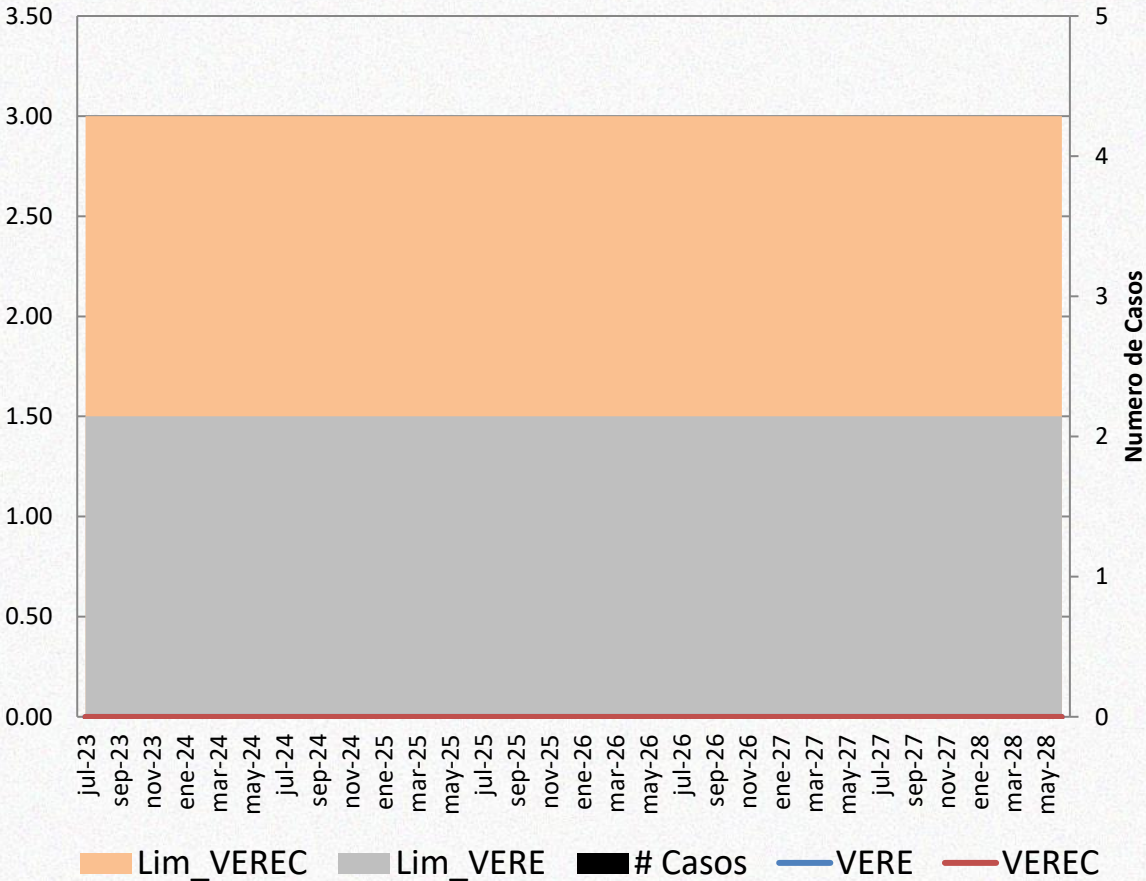


Resultados Largo Plazo – Estocástico

Balance del SIN - GWh/día

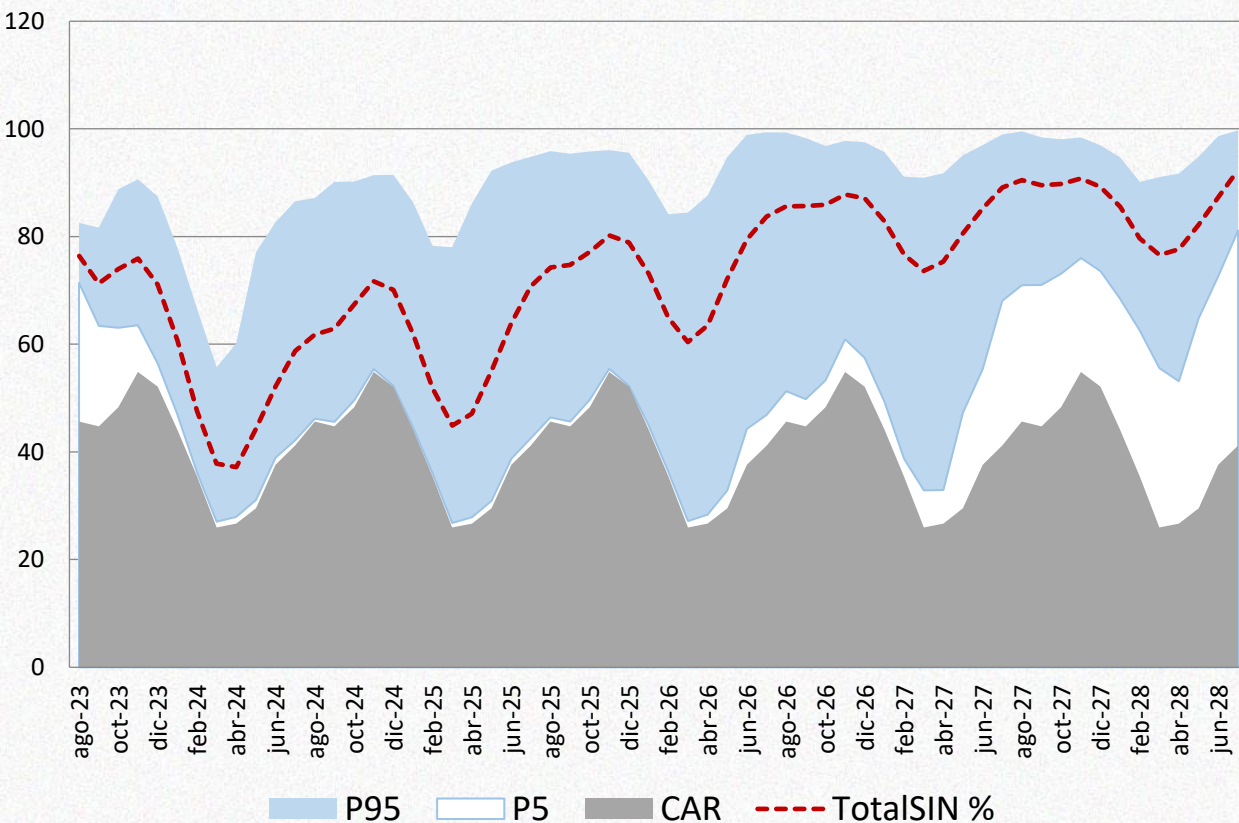


Indices de confiabilidad

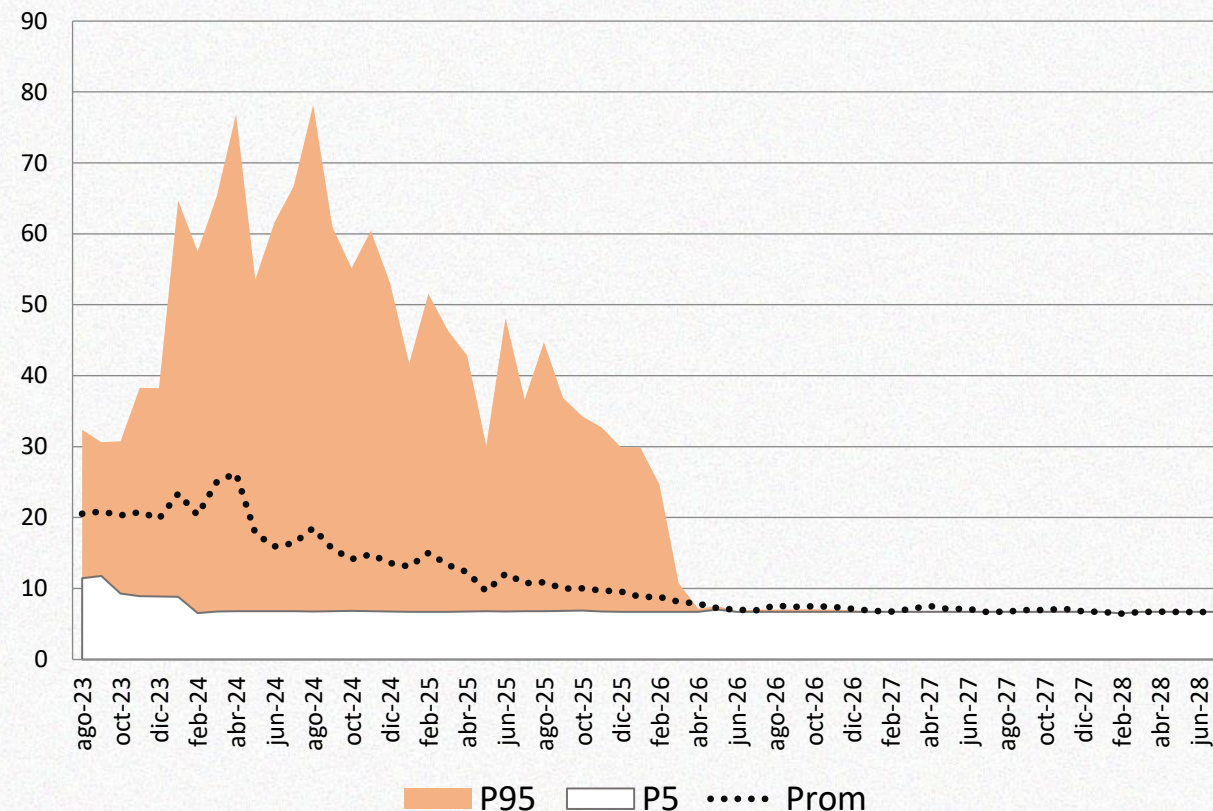


Resultados Largo Plazo – Estocástico

Embalse de SIN %

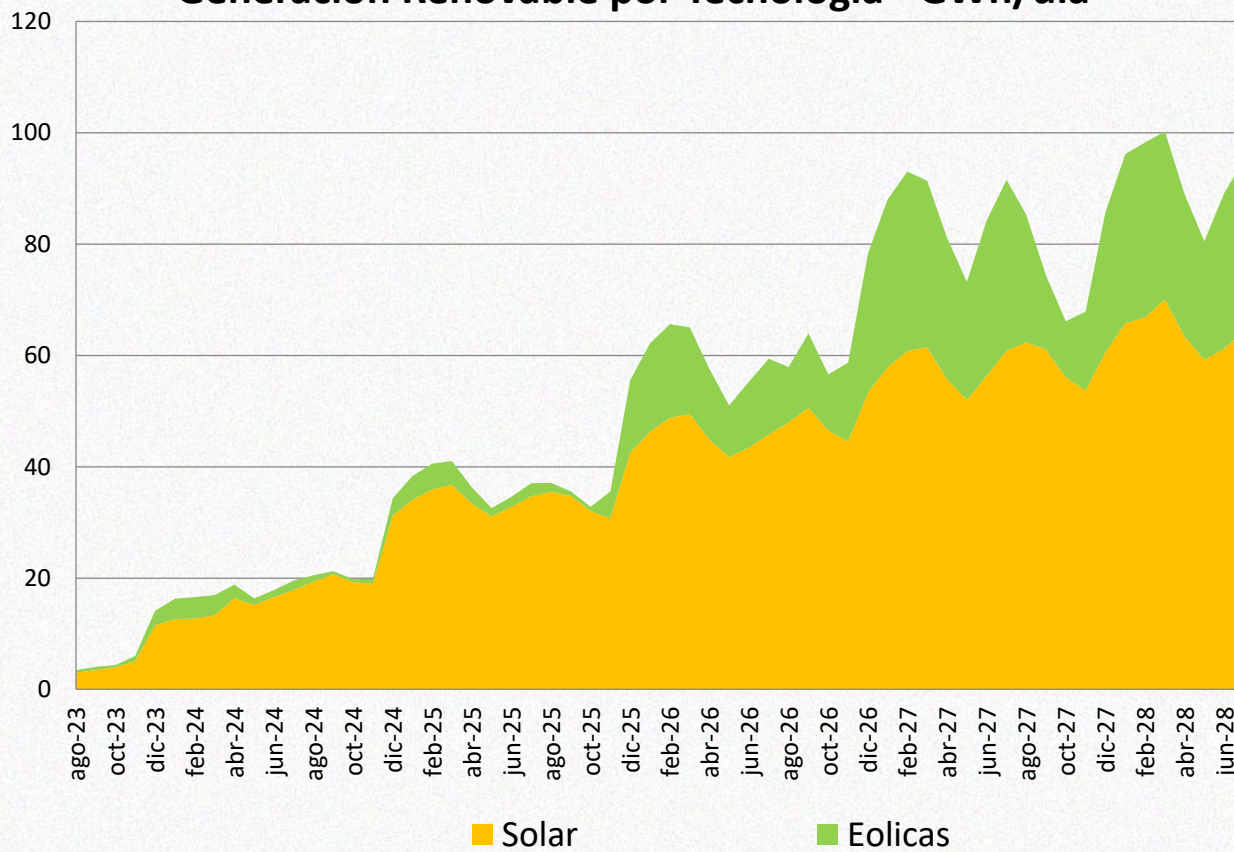


Generación Térmica GWh/día

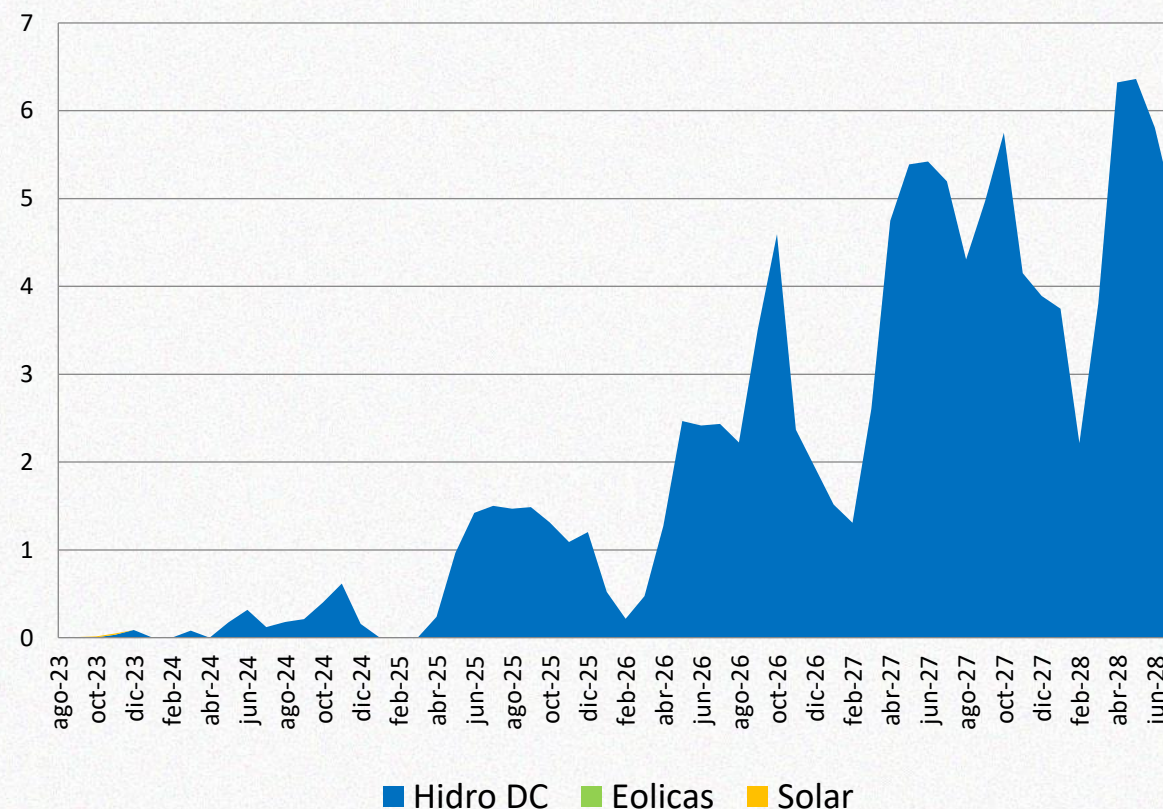


Resultados Largo Plazo – Estocástico

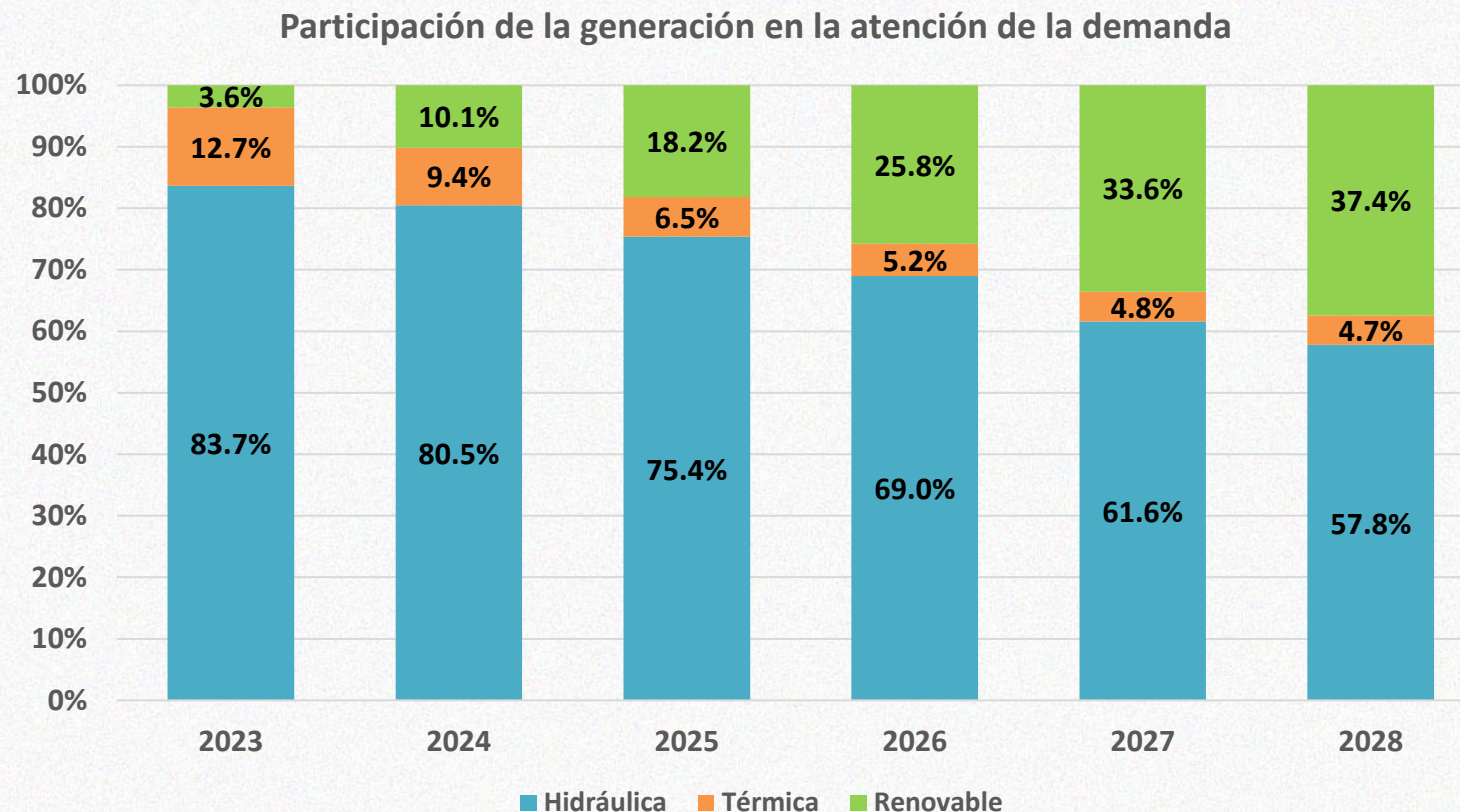
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



Resultados Largo Plazo – Estocástico

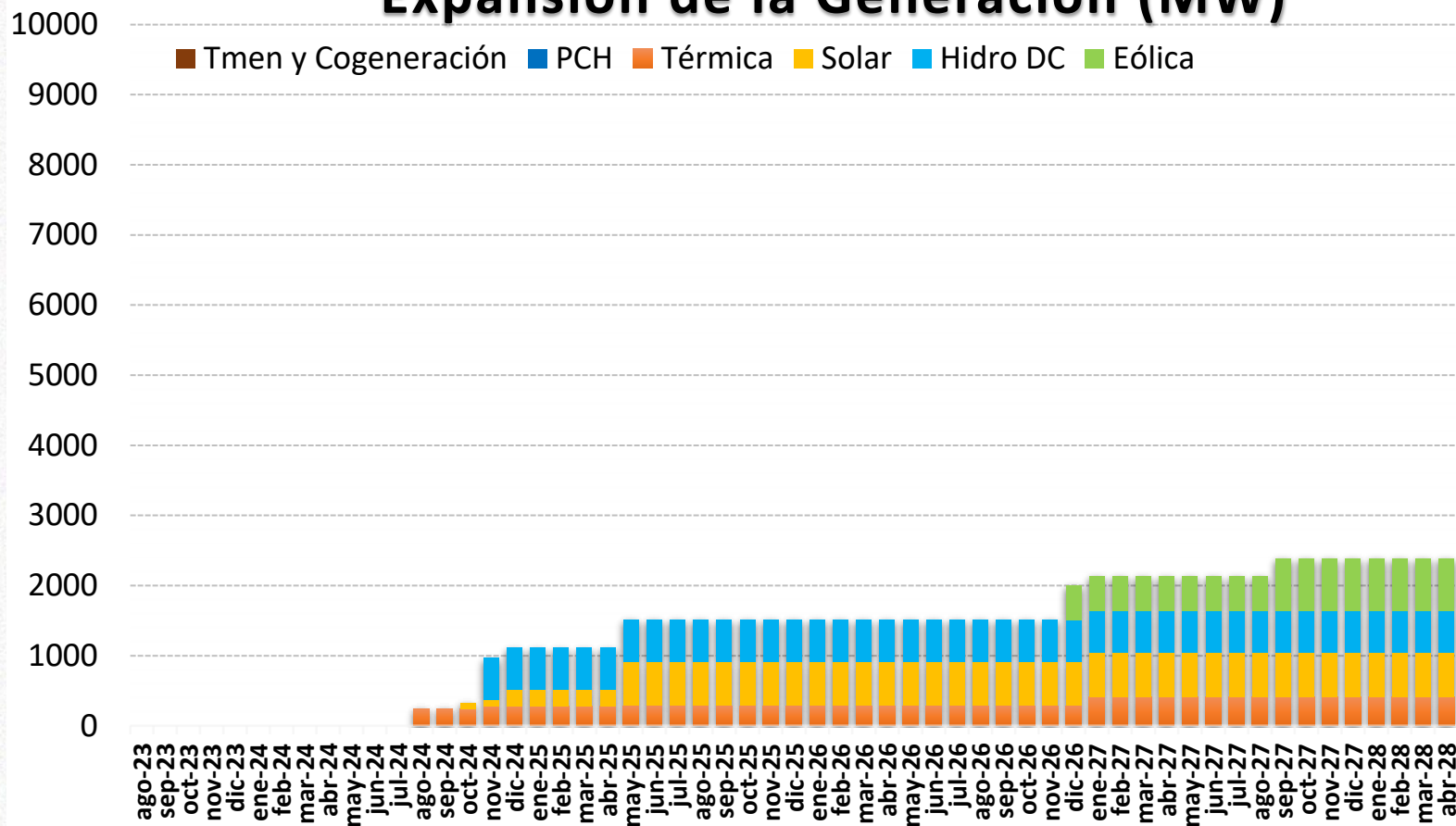


Análisis Energético de Largo Plazo Autónomo – Sensibilidad OEF atrasados un año

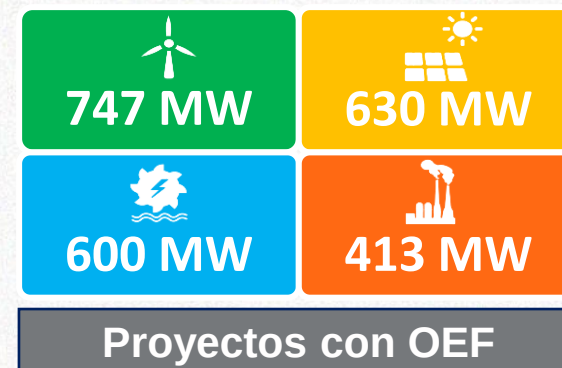
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO)

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a julio del 2028:



Total:
2390 MW

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

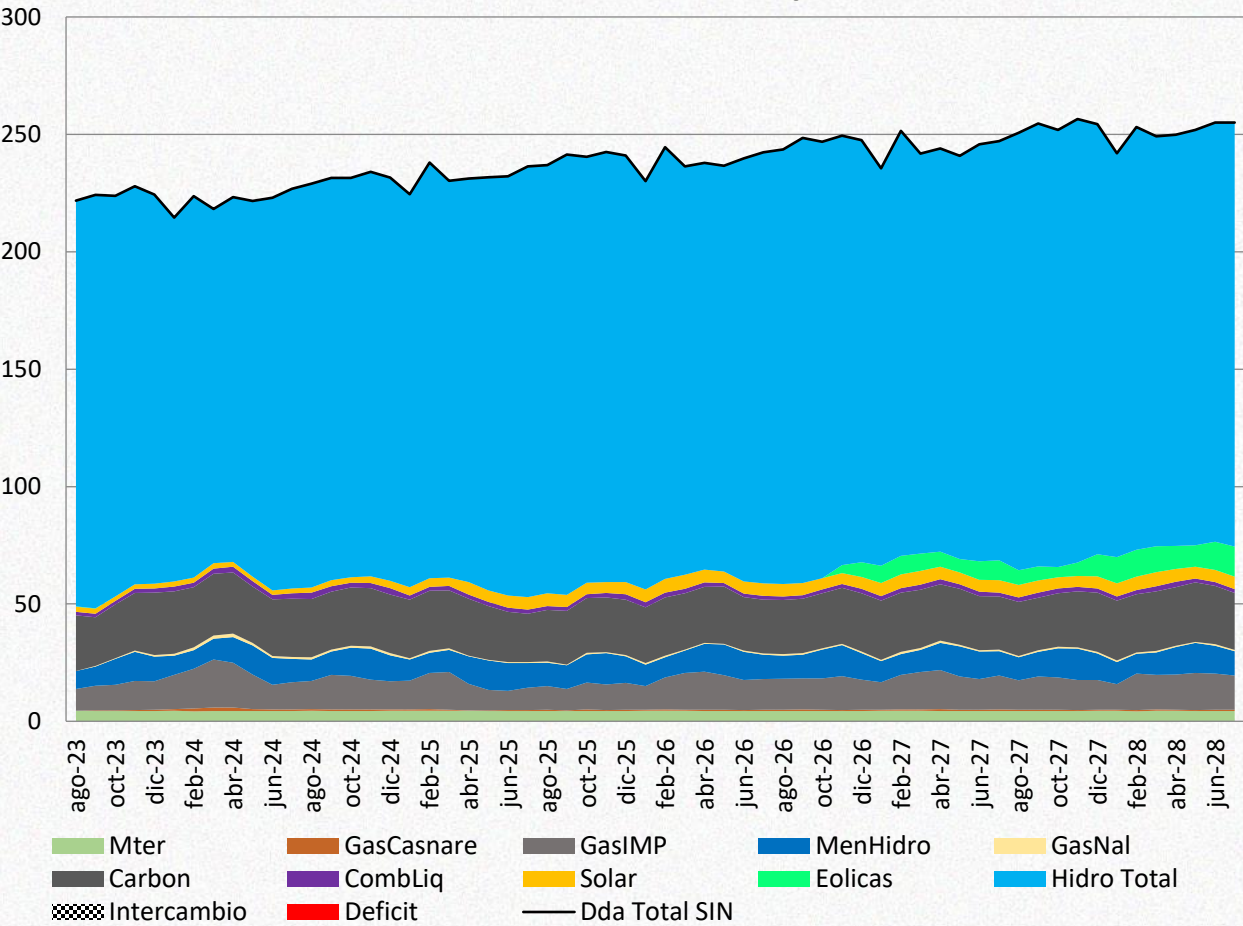
- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
- Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.

Cartagena 1, 2 y 3 no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por ENEL en el CNO del 14 de abril de 2023

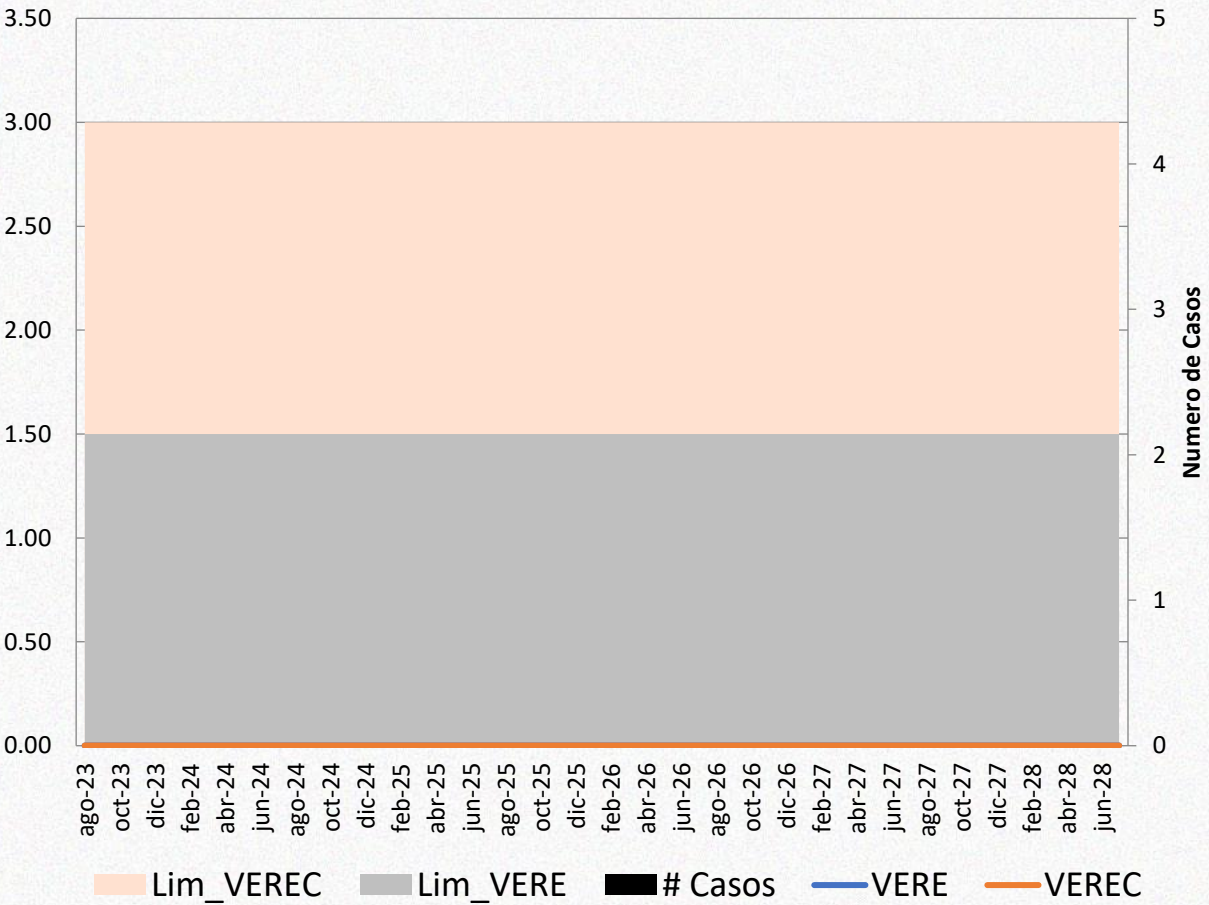
Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)



Balance del SIN - GWh/dia

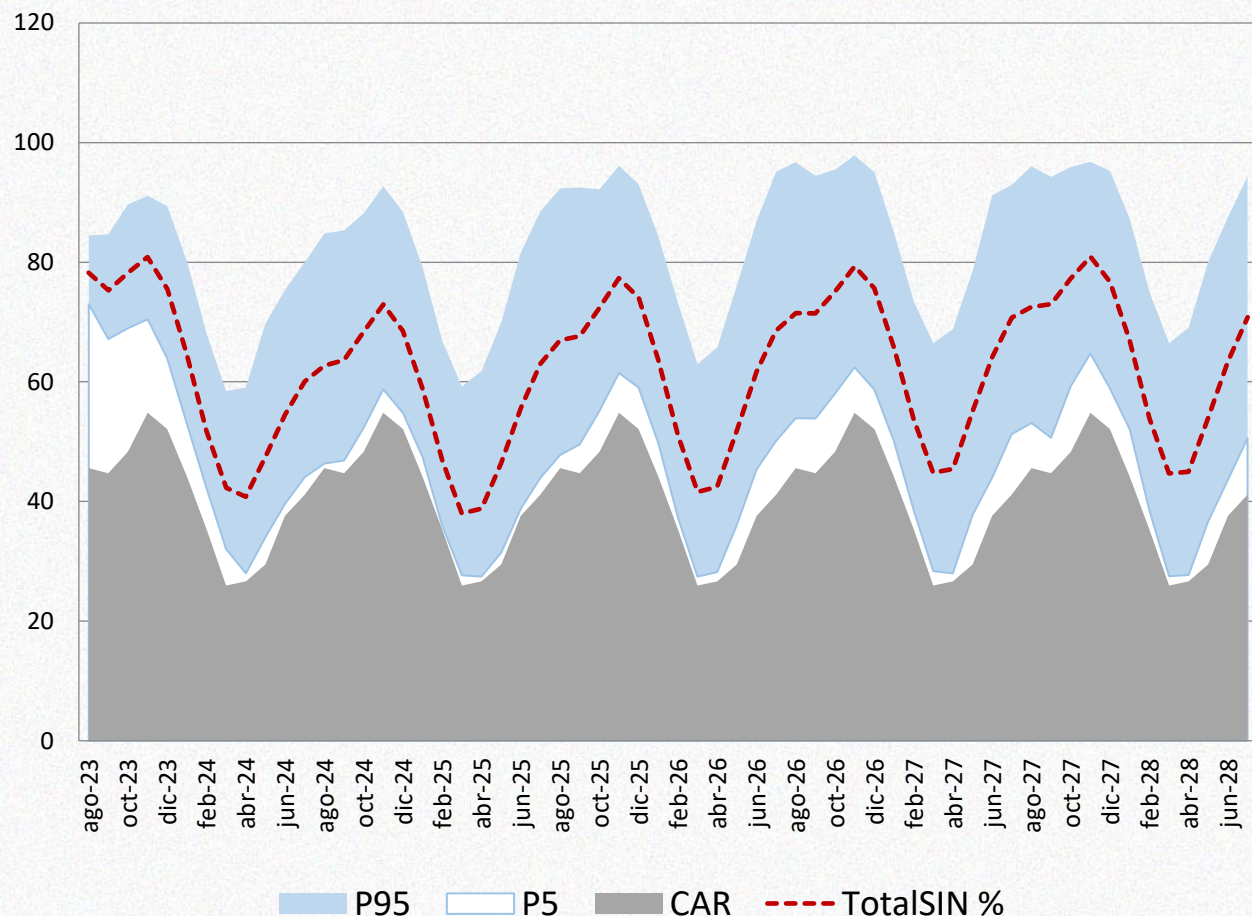


Indices de confiabilidad

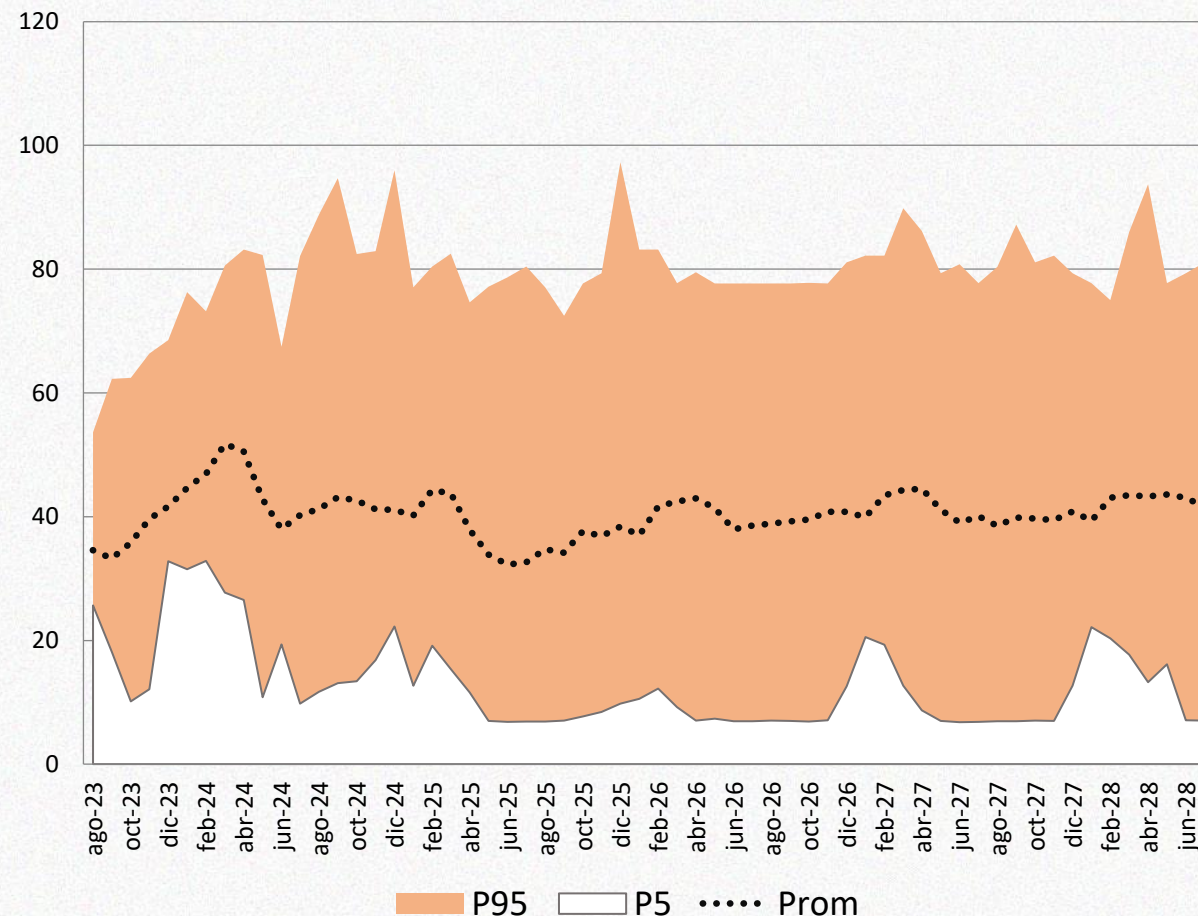


Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

Embalse de SIN %

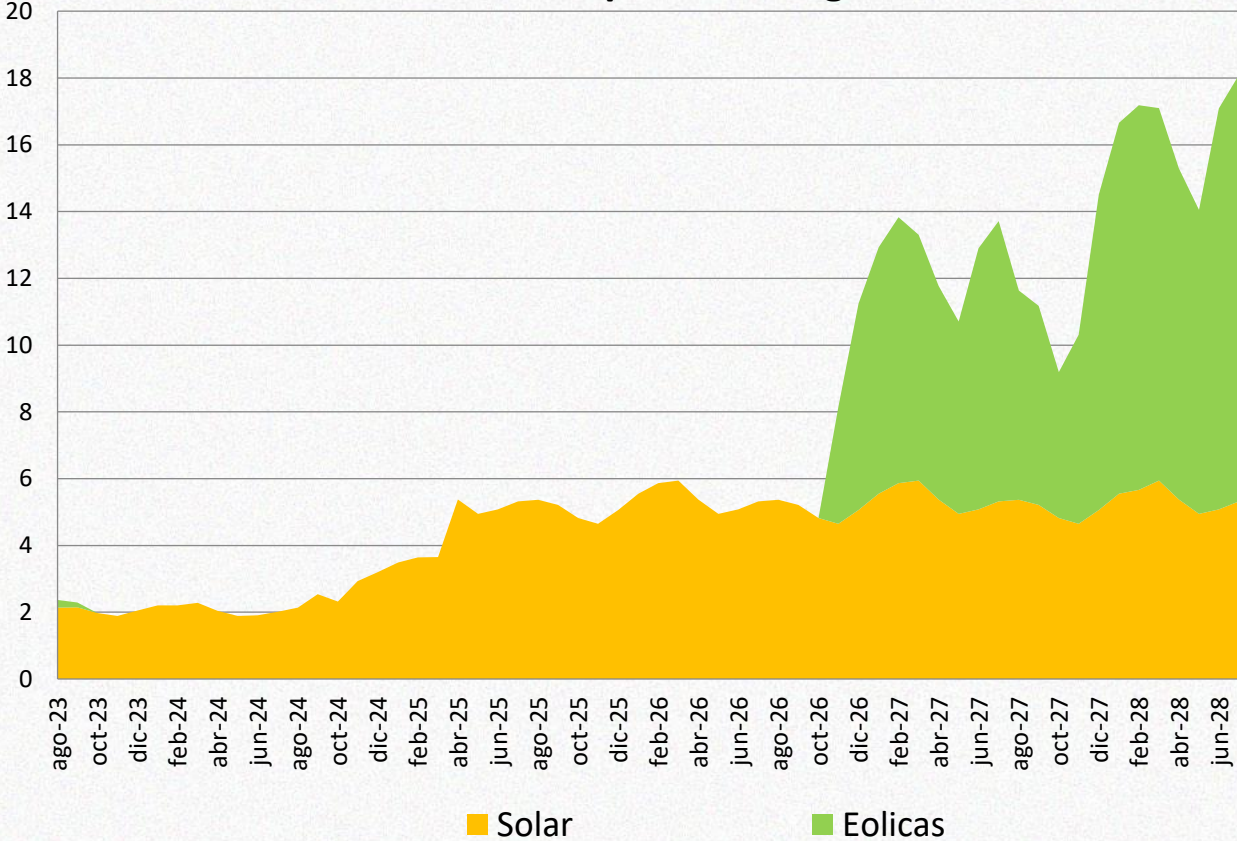


Generación Termica GWh/dia

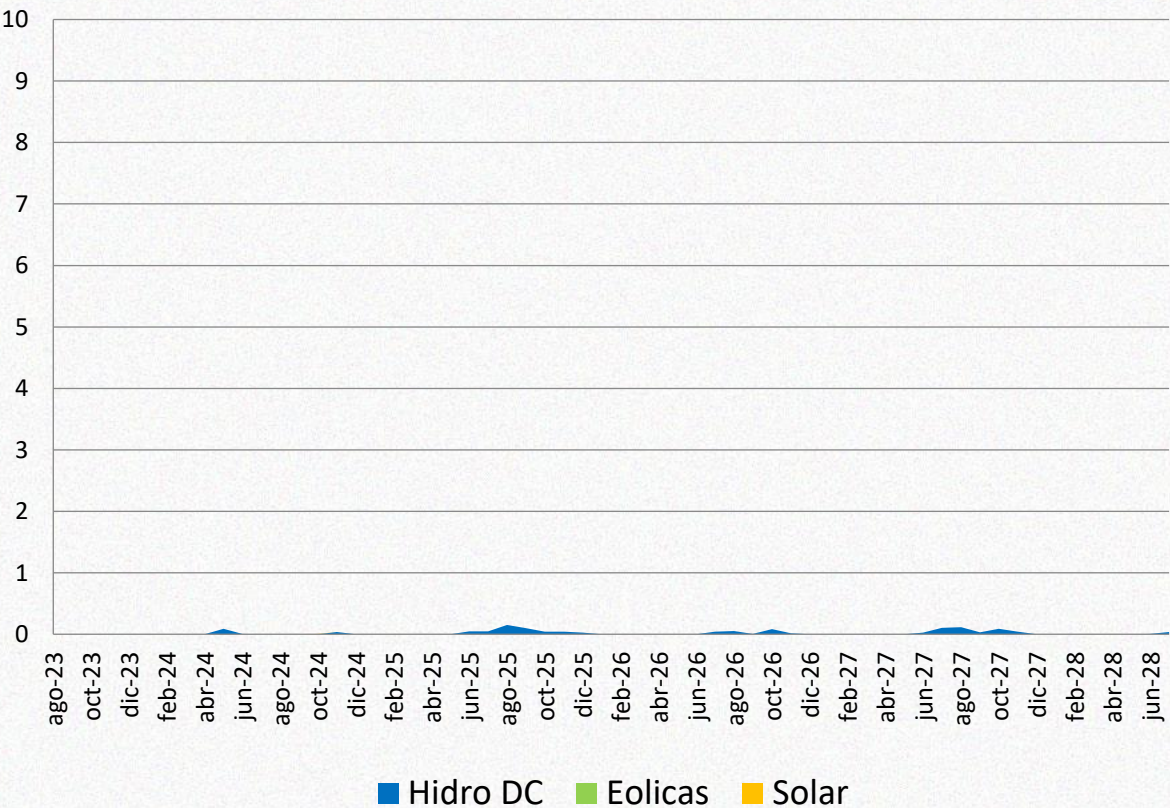


Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

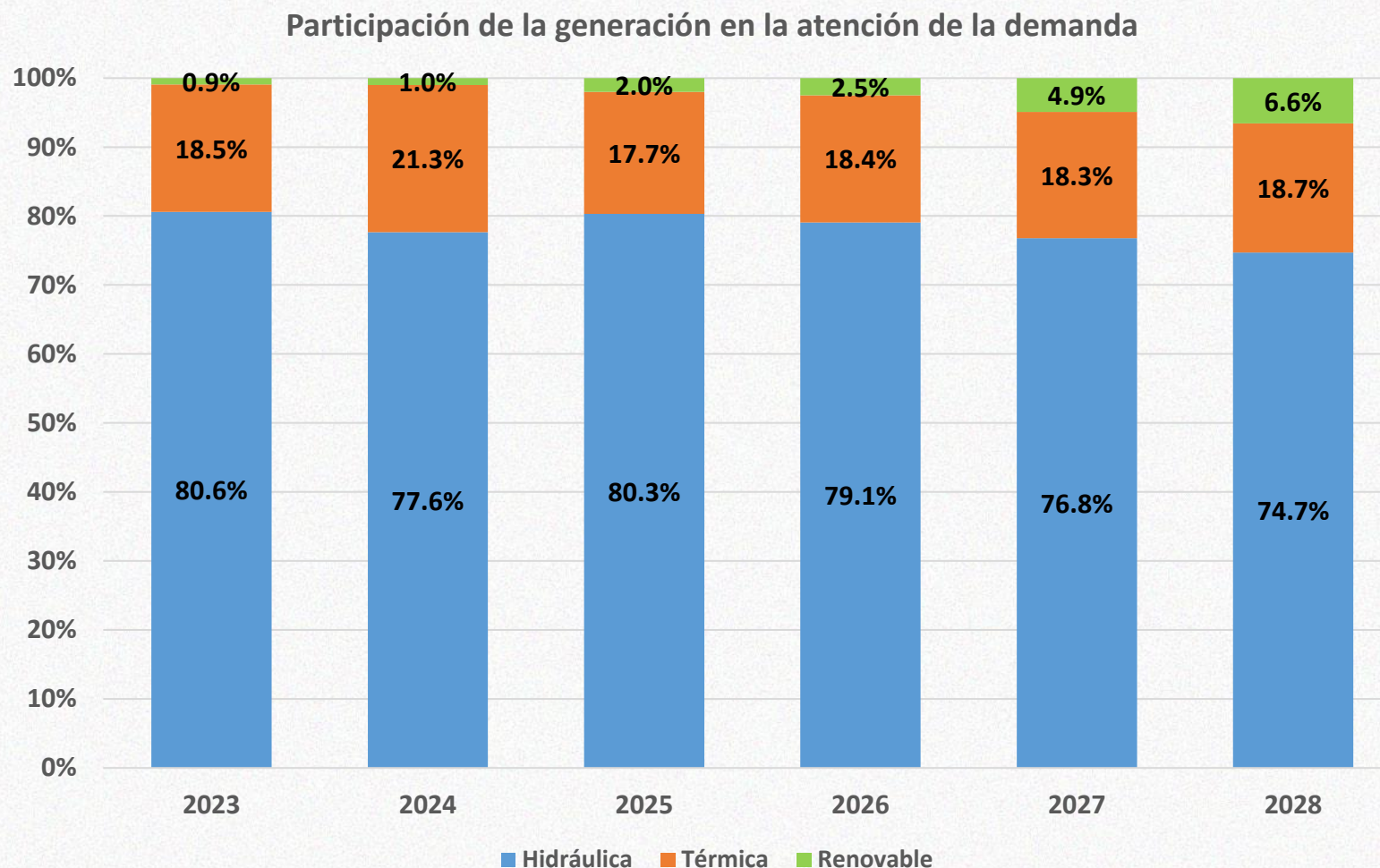
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

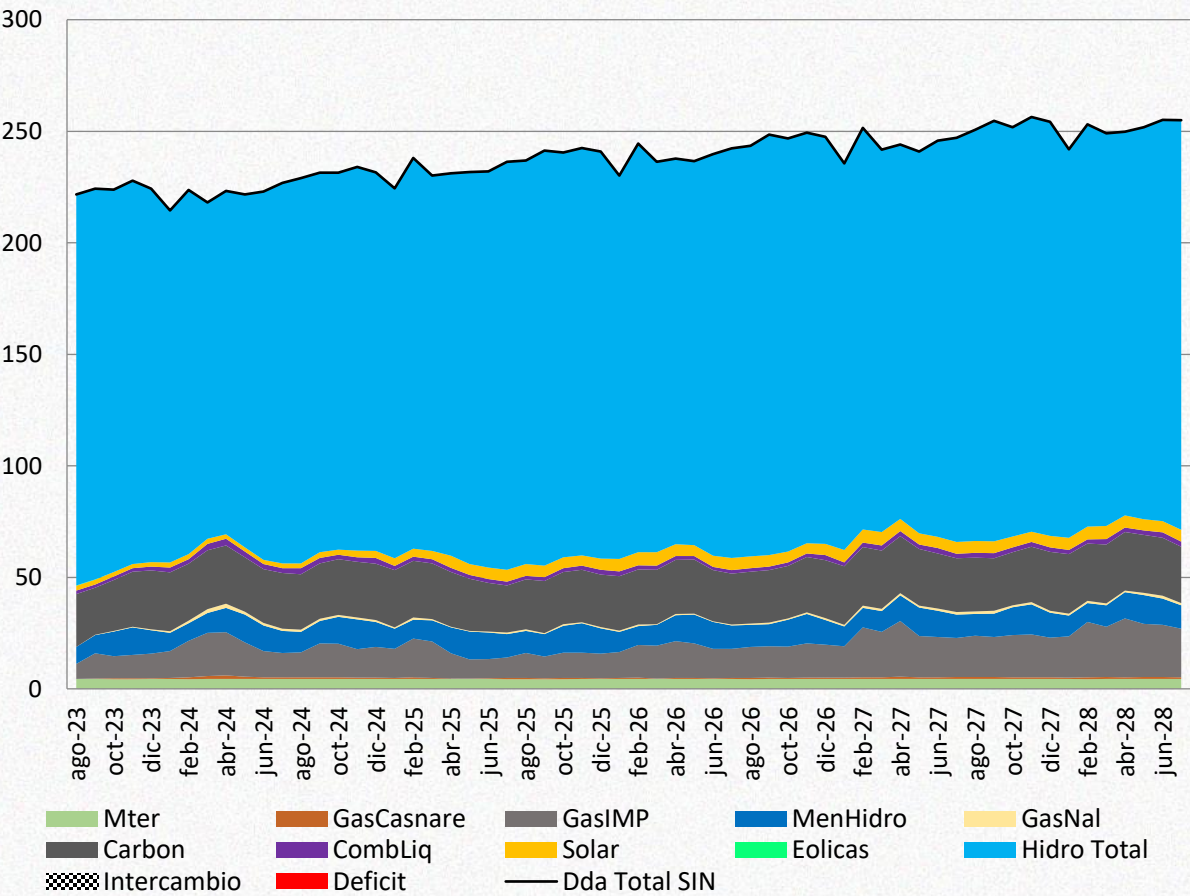


Análisis Energético de Largo Plazo Autónomo – Sensibilidad OEF atrasado y sin proyectos eólicos

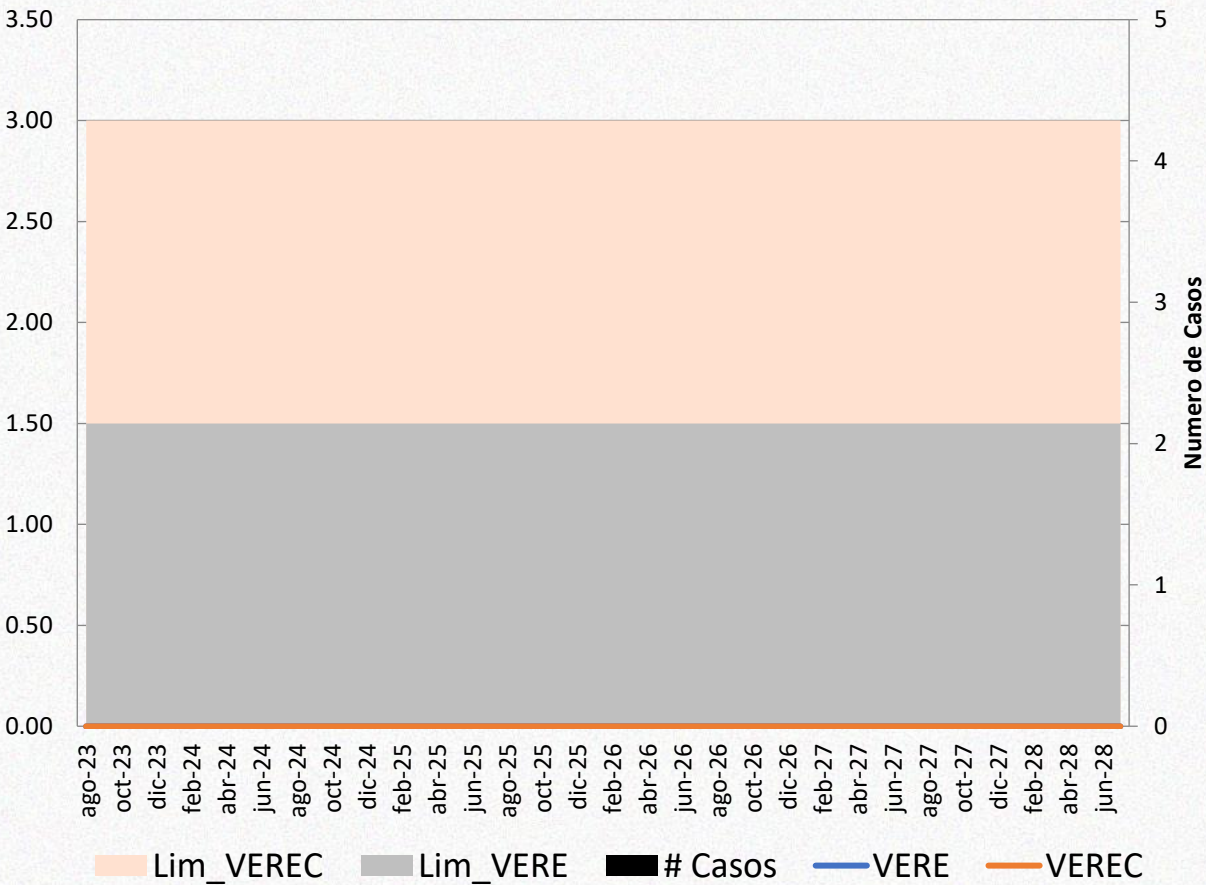
Se realiza sensibilidad considerando solo aquellos proyectos NO eólicos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO)

Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

Balance del SIN - GWh/día



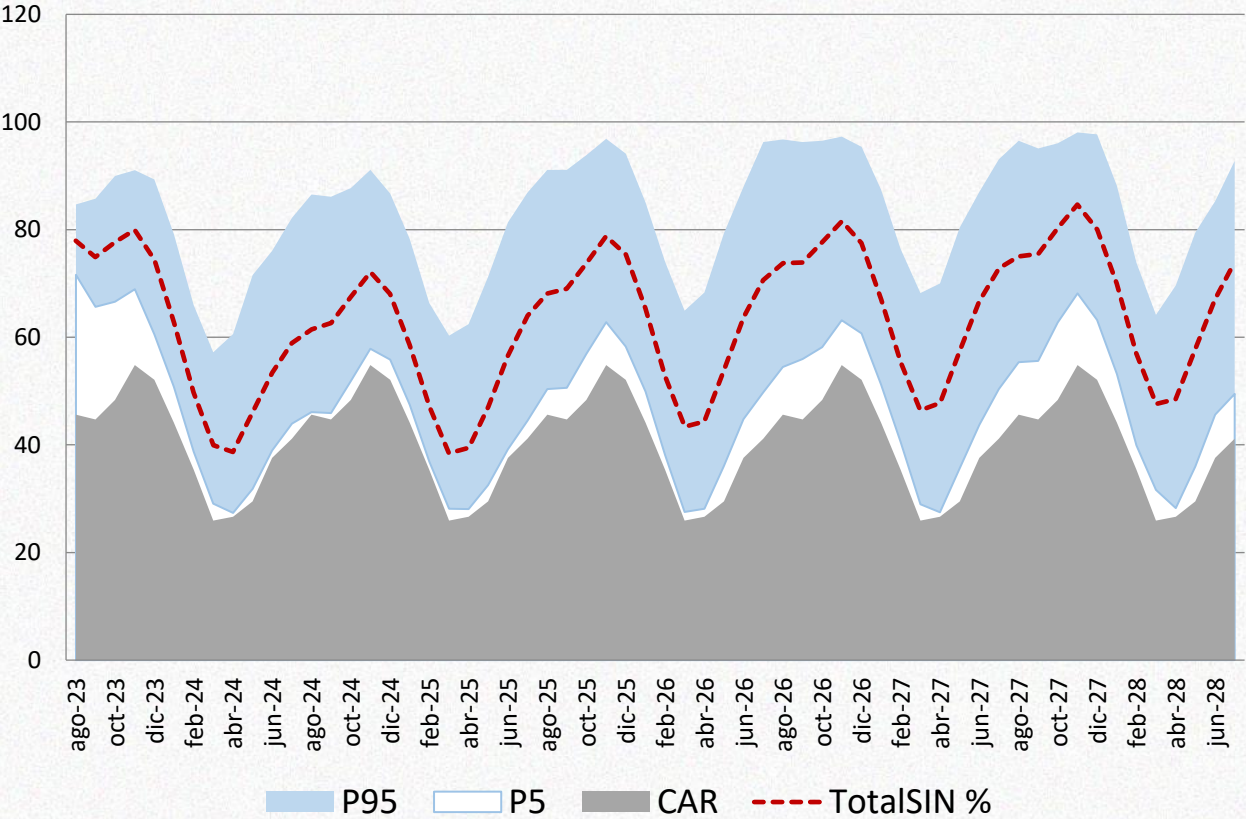
Indices de confiabilidad



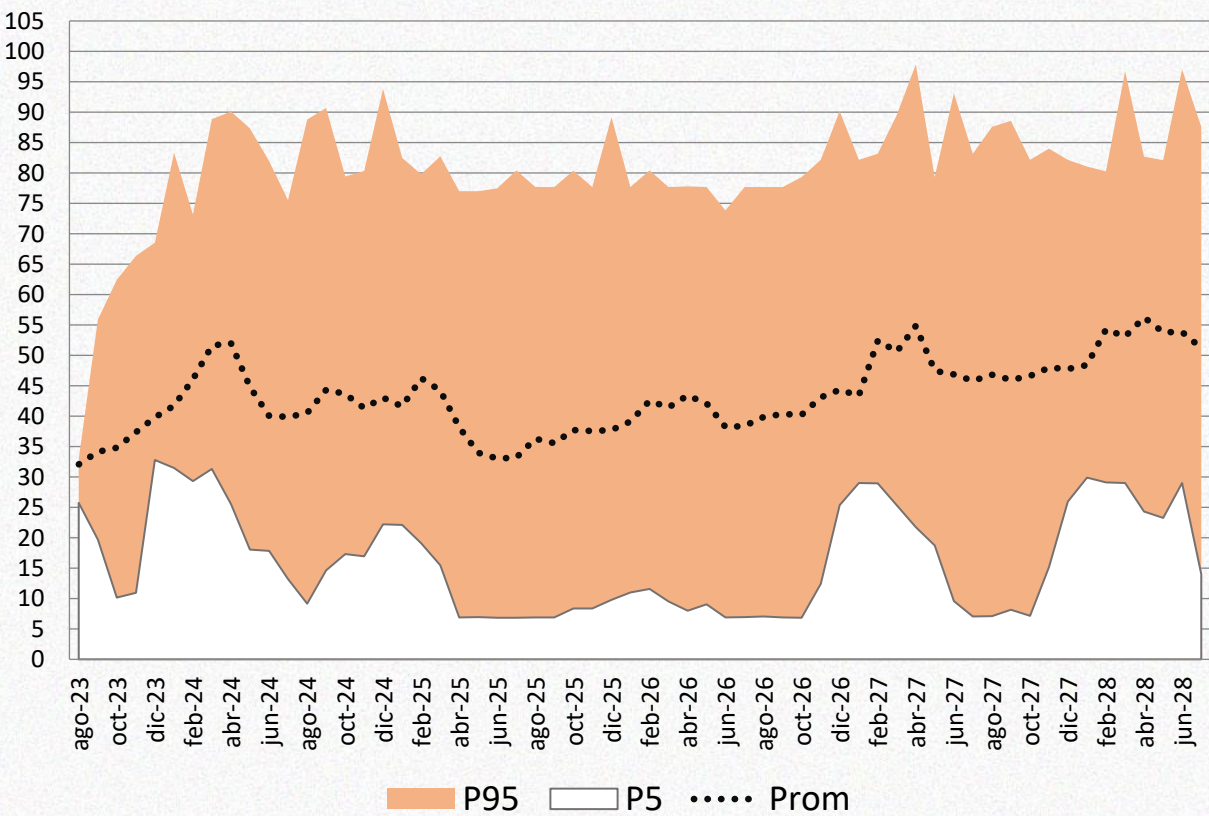
Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)



Embalse de SIN %



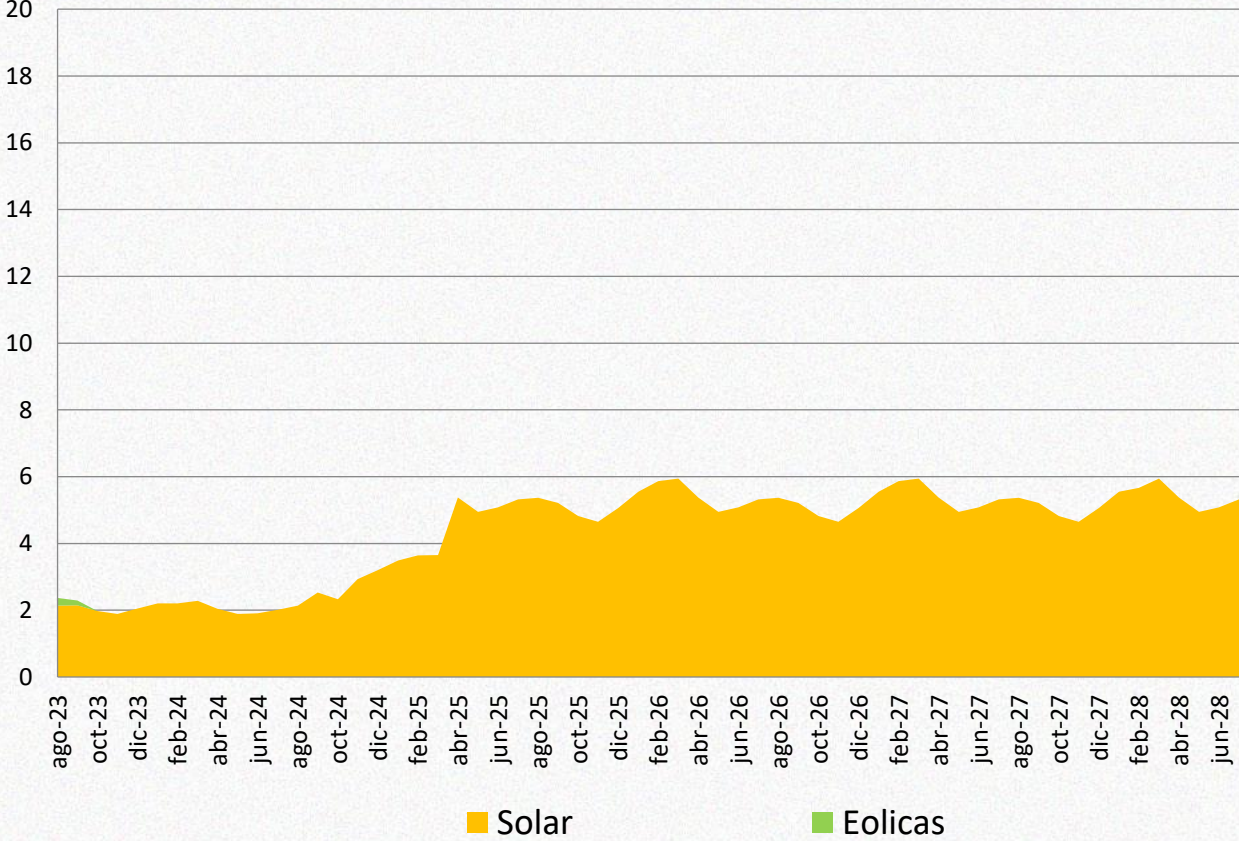
Generación Termica GWh/dia



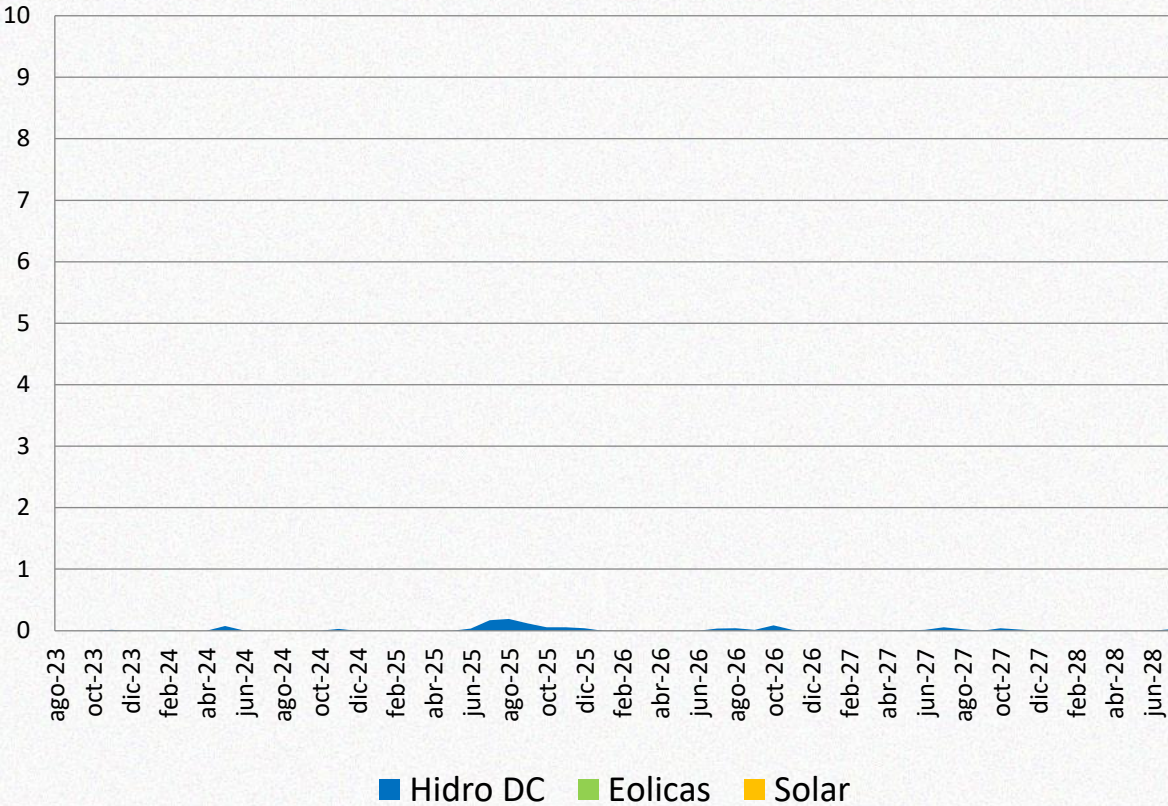
Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)



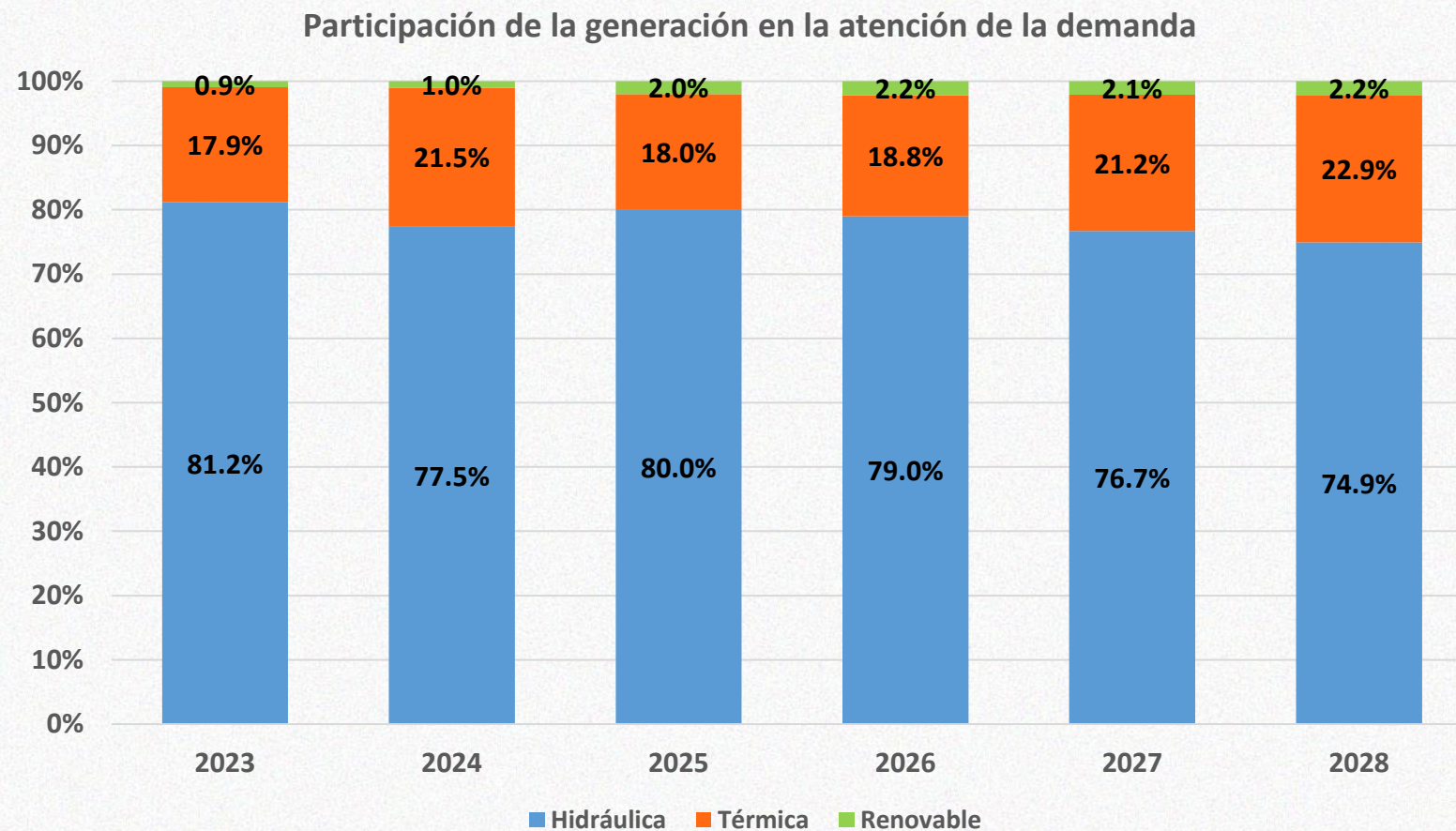
Generación Renovable por Tecnología - GWh/día



Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)



Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que se cumplen 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 no convencionales, las cuales pasan de un 3.6% al inicio del horizonte del estudio a 37 % en el año 2028.



Para el caso de sensibilidad a la expansión de la generación que considera proyectos OEF (Sin eólicos) atrasados un año, se cumplen los criterios de confiabilidad del sistema establecidos en el código. Se observa una mayor participación de la generación térmica con altos valores (promedios mensuales que pueden superar 90 GWh/día) en series deficitarias extremas y en meses de los veranos del horizonte



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



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

3. Situación Operativa

Situación Operativa Actual

- Caribe
- Dispac

Eventos sobre la infraestructura de 500kV

Mantenimiento de la planta de regasificación

Indicadores de operación

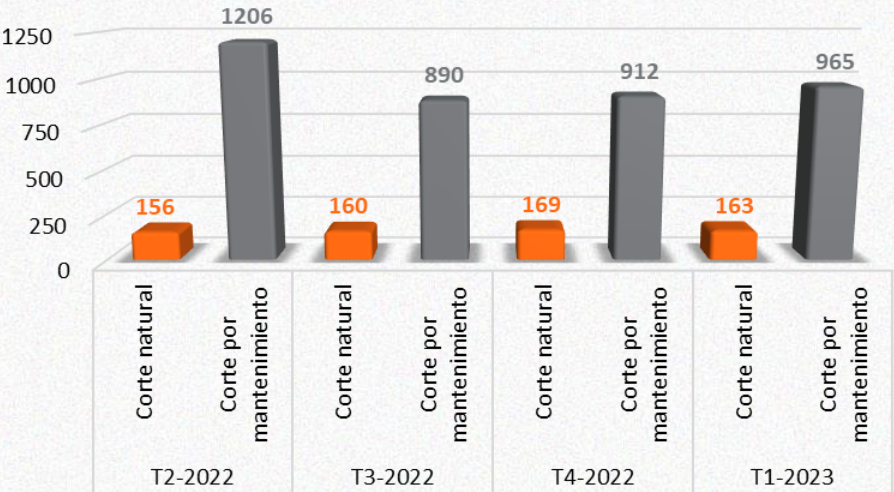


Sumamos energía,
sumamos pasión

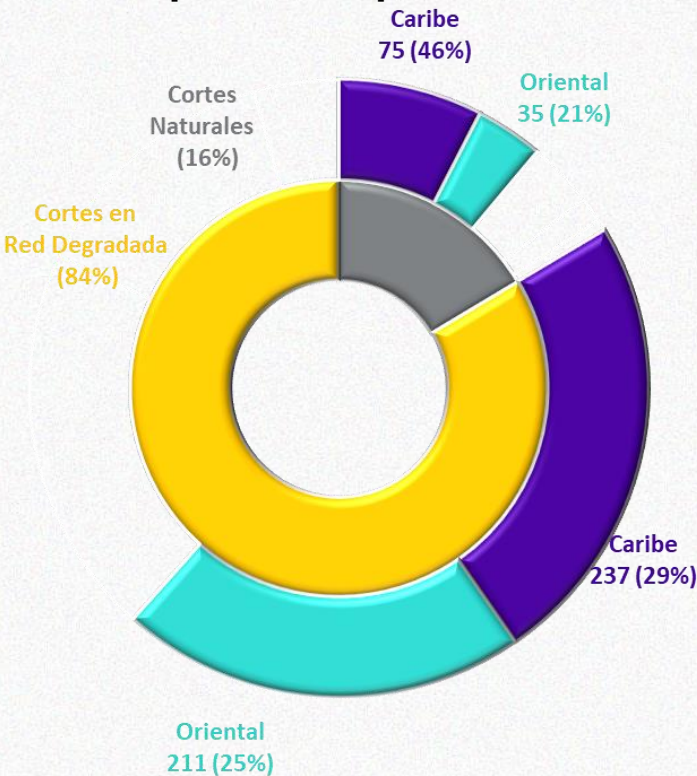
Situación Operativa Actual

Resumen restricciones en condición normal y por mantenimiento

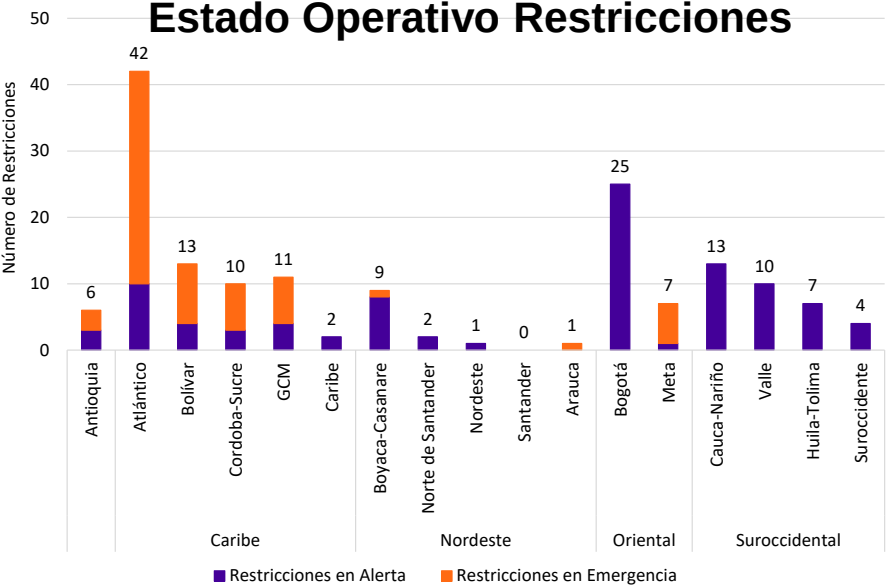
Evolución Cortes



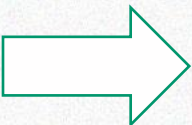
Distribución restricciones por área operativa



Estado Operativo Restricciones



Estado de las restricciones IPOEMP II 2023

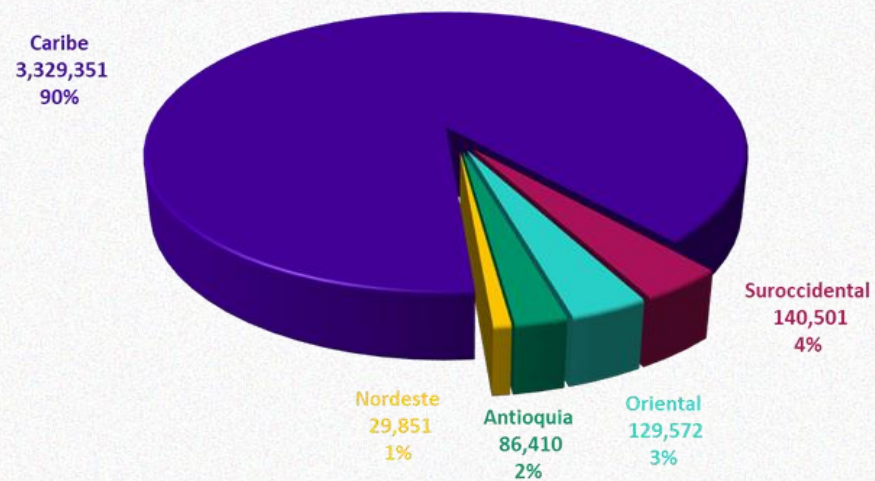


163

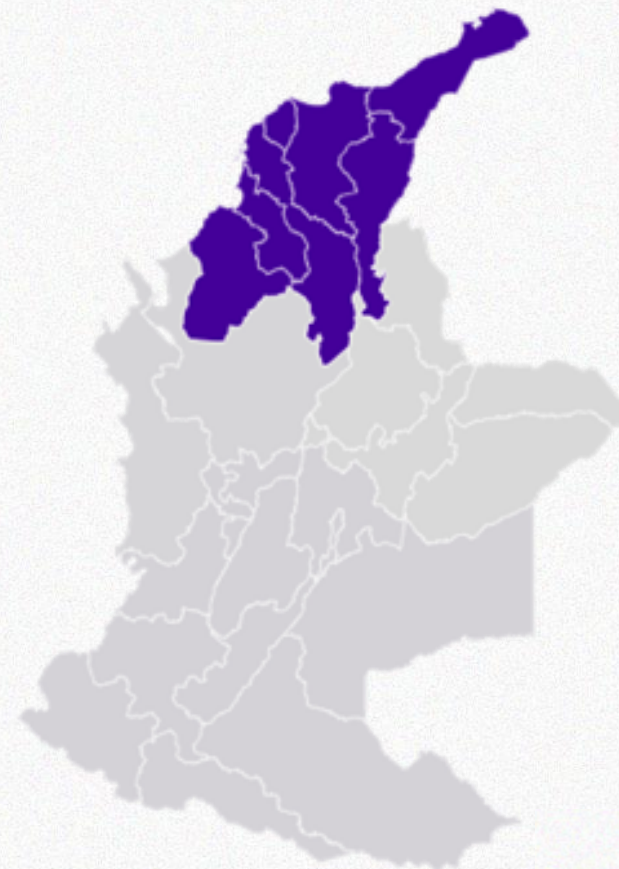
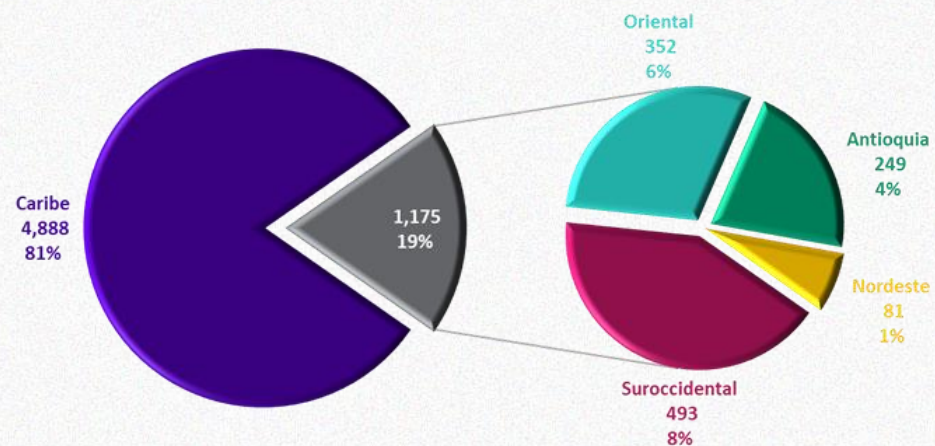
Cortes en alerta: 97
Cortes en emergencia: 66

Distribución reconciliaciones y generación fuera de merito

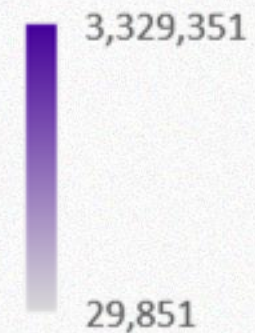
Distribución costo asociado a RECONPOS [MCOP]



Distribución Energía asociada a RECONPOS [GWh]



RECONPOS MCOP



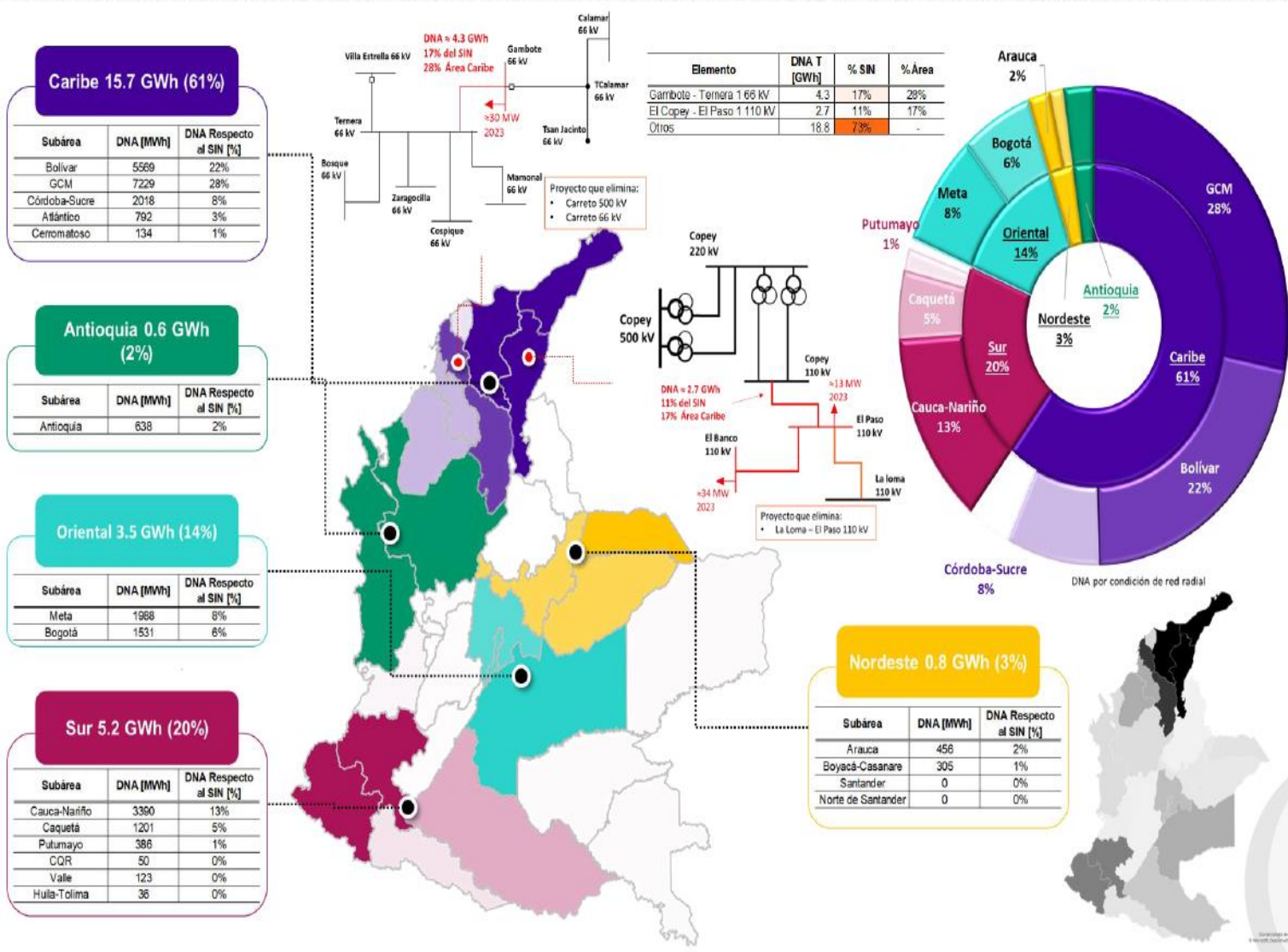
Subestaciones en configuración radial o débilmente enmalladas.

Actualmente en el SIN se tienen 115 nodos en configuración radial, estos nodos se caracterizan por (41 zonas excluidas):

- Crecimiento de la demanda.
- Baja confiabilidad.
- Sobrecarga en los circuitos de conexión
- Baja tensión y dificultad en el cumplimiento del criterio de recuperación transitoria de tensión.

Subárea	Nodo de conexión	DEMANDA	Restricción
Bolívar	Calamar, El Carmen, San Jacinto y Zambrano 66 kV	~55 MW	Sobrecarga y Tensión
Bolívar	Gambote 66 kV	~30MW	Sobrecarga y Tensión
Bolívar	Villa Estrella 66 kV	~30 MW	sobrecarga
Córdoba Sucre	Since, Magangué, Mompox 110 kV	~80 MW	Sobrecarga y Tensión
GCM	El Banco 110 kV	~ 40 MW	Tensión
Caquetá	Doncello 115 kV	~18 MW	Tensión
Cauca – Nariño	Jardinera, Junín y Tumaco 115 kV	~ 35 MW	Tensión

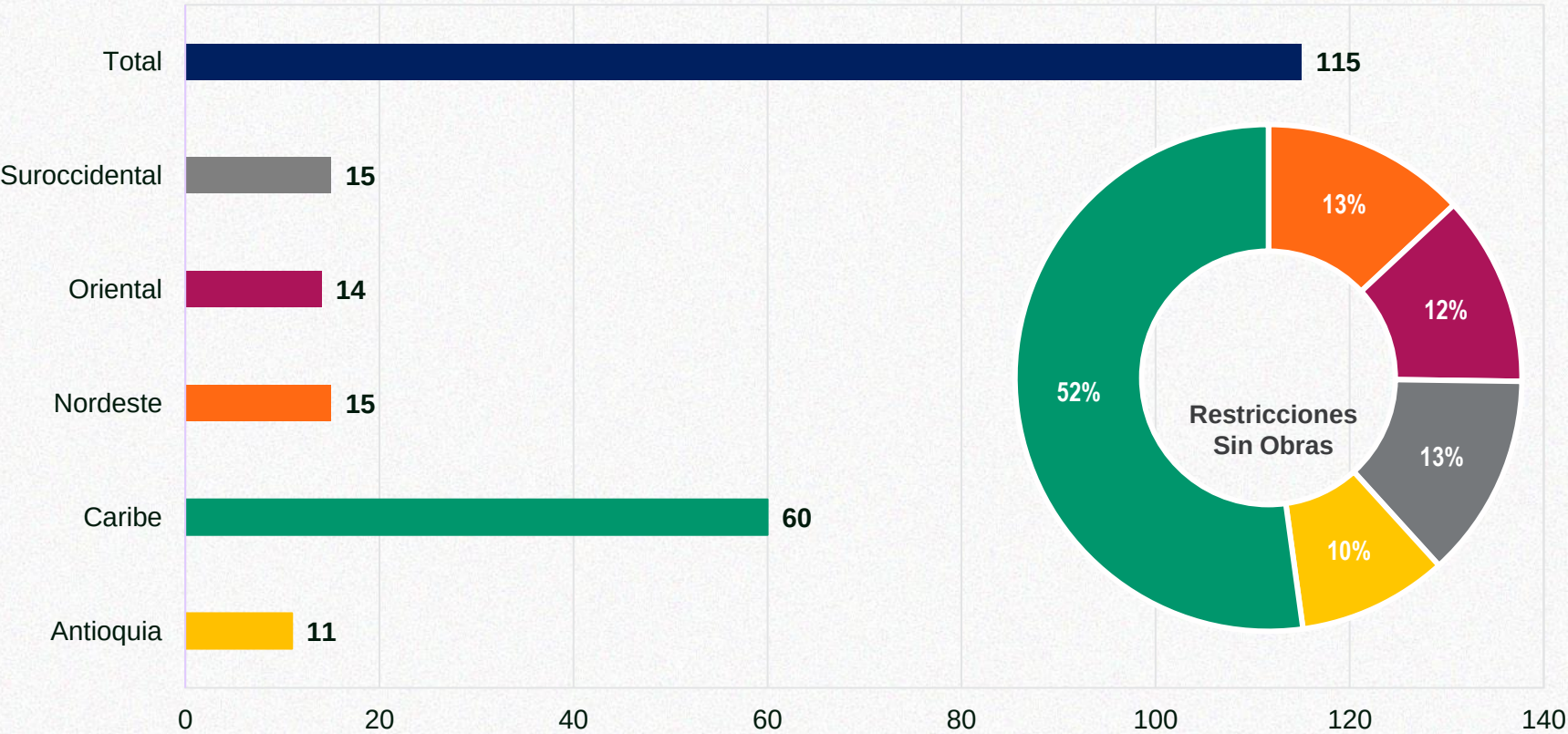
Nodos en condición radial con riesgo de DNA por agotamiento de red.



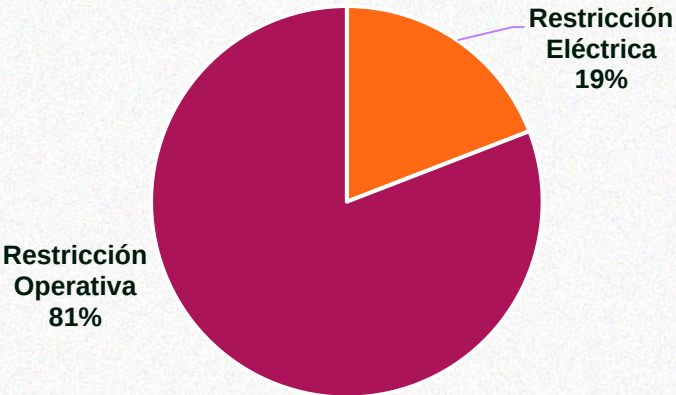
Resumen restricciones por área operativa sin obras de transmisión asociada (Análisis a 2028)



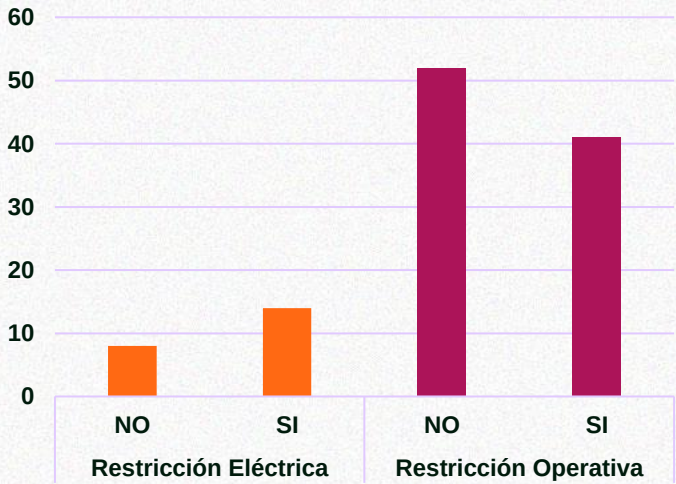
Restricciones sin expansión definida por área operativa



Clasificación Restricciones



Afectación de demanda (DNA)



*Se considera en servicio todas las obras en construcción o prepublicación.
** No se incluyen obras propuestas por los OR no aprobadas por la UPME.
*** Algunas restricciones requieren traslados de carga que no han sido reportados al CND.

Situación operativa eléctrica actual – Caribe y Chocó

Agotamiento de la red, debido a la no entrada y/o no definición de proyectos de expansión a nivel de STR y crecimiento continuo de la demanda.

Subárea GCM: DNA en el Banco (baja tensión) y alta dependencia de generación de Guajiras para control de límite de importación. Fenómeno FIDVR.

Subárea Bolívar: DNA en el Gambote 66 kV (baja tensión y sobrecarga de Ternera – Gambote 66 kV).

Subárea Bolívar: DNA por baja tensión en nodos a 66 kV Carmen, Zambrano, Calamar, San Jacinto y alto valor de carga del Carmen 110/66 kV

Subárea Córdoba – Sucre: DNA por Sobrecarga estado estacionario Chinú – Sincé 110 kV y bajas tensiones en Mompox.

Departamento del Chocó: DNA por Contingencias N-1.

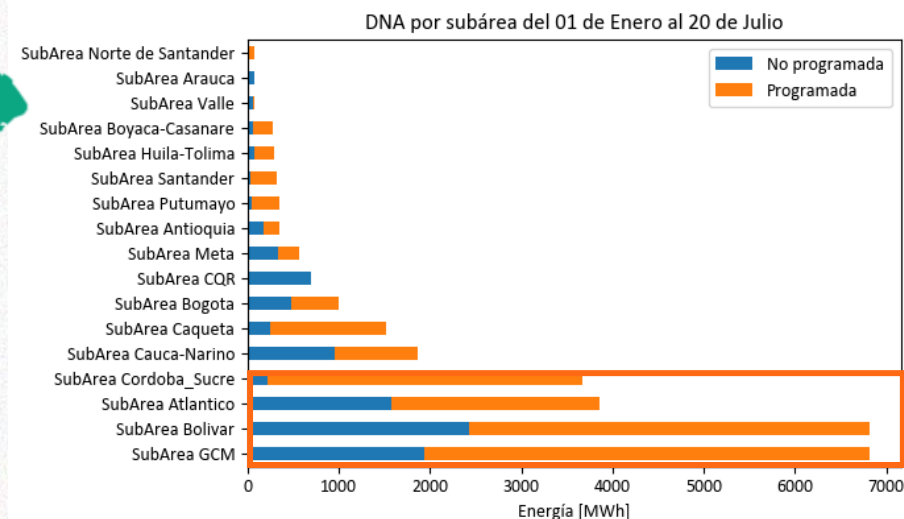
Zona Chocó:
Declarada en estado de alerta en febrero de 2023

Por riegos para la demanda ante contingencia ante N-1.

Subárea GCM:
Declarada en estado de emergencia en Abril de 2022 por susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de Recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR).

Subárea Bolívar, Córdoba Sucre, y GCM:
Declarada en estado de emergencia en Junio de 2023

Nodos puntuales por bajas tensiones y recuperación de tensión en las cargas radiales.



Situación Operativa Caribe

Situación operativa Caribe (2023)

Situación operativa	GCM	Bolívar	Córdoba-Sucre	Atlántico
Sobretensiones (cercanas o superiores a 1.1 p.u.)	Ante evento en red de 66 kV de Bolívar (FIDVR): - Copey 220 kV - Copey 500 kV - La Loma 500 kV - Valledupar 220 kV		Nva Montería 110 kV Chinú 110 kV Montería 110 kV Tierralta 110 kV Cereté 110 kV	
Bajas tensiones	El Banco 110 kV		Mompox 110 kV Zambrano 66 kV Gambote 66kV	
Sobrecargas		El Carmen 110/66/13.8 kV Tenera - Gambote 1 66 kV (límite emergencia: 100%) Bolívar – Villa Estrella 1 66 kV	Chinú – Sincé 1 110 kV	Tebesa – Unión 1 110 kV
DNA por control de tensión o límite GCM	Confiabilidad GCM El Banco 110 kV Santa Marta 110 kV San Juan 110 kV Codazzi 110 kV			
DNA desconexiones y mantenimientos	Dxn Fundación – Rio Córdoba 110 kV Dxn El Banco 110/34.5/13.8 kV Mtto Fundación 110/34.5/13.8 kV Mtto BT Fundación 2 110 kV Mtto Valledupar – Codazzi - La Jagua 110 kV Mtto Valledupar – San Juan 110 kV	Mtto Bolívar – Villa Estrella Dxn Bolívar – Villa Estrella Mtto Bocagrande 66/13.8/7.84 kV Dxn Tenera – Cospique 66 kV Mtto El Carmen – Tsan Jacinto Dxn Membrillal - Proeléctrica 66 kV Mtto Tenera – Gambote 66 kV Dxn El Carmen – Tolviejo 110 kV	Mtto Chinú – Planta 110 kV Mtto Boston – Chinú Dxn Magangué – Mompox 110 kV Mtto Chinú – Sincé 110 kV Dxn Sincé – Magangué 110 kV Mtto Río Sinú – Tierralta 110 kV Mtto Cereté – Chinú 110 kV	Mtto Sabanalarga 2 220 kV Mtto Silencio 34.5 kV Mtto El Río – Unión Mtto El Río 110 kV Dxn Malambo 110/34.5/13.8 kV Dxn BT Cordialidad 110 kV

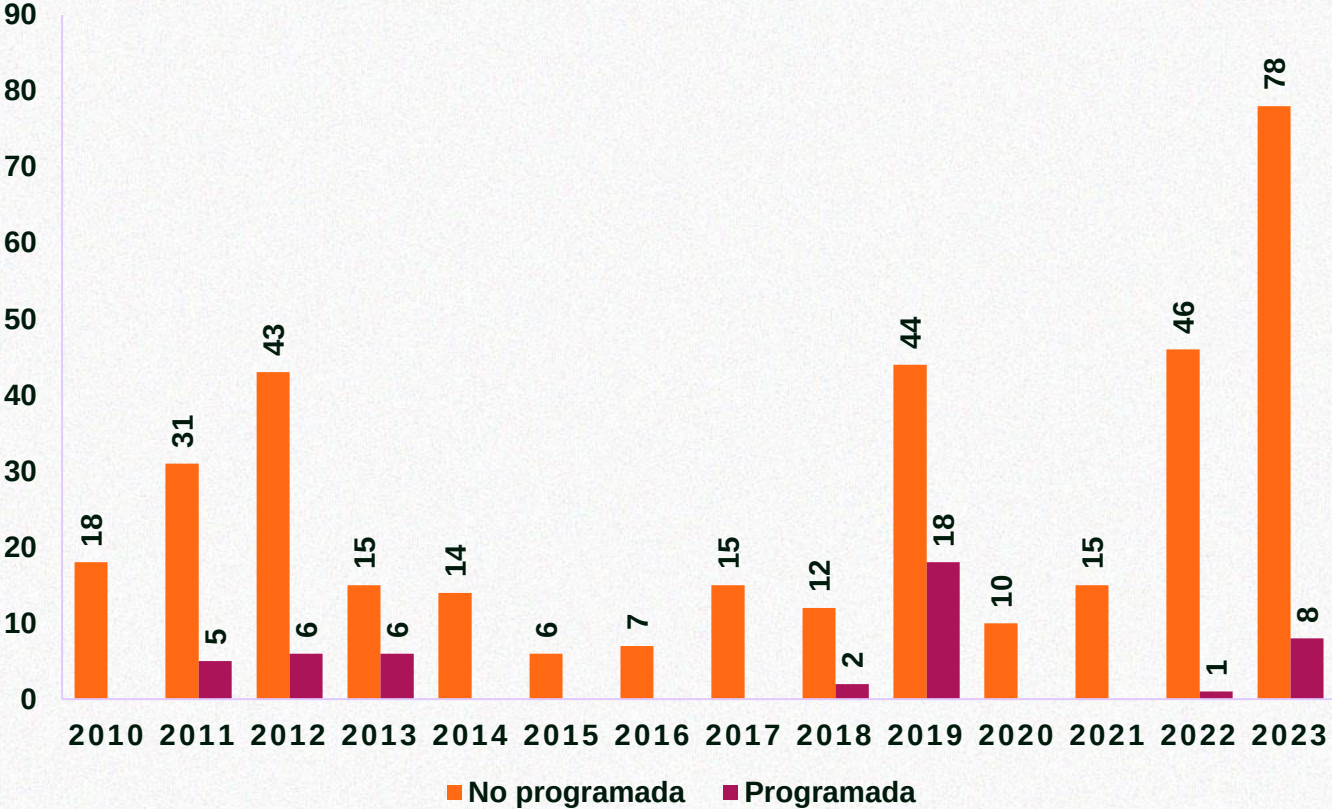
■ DNA programada

■ DNA no programada

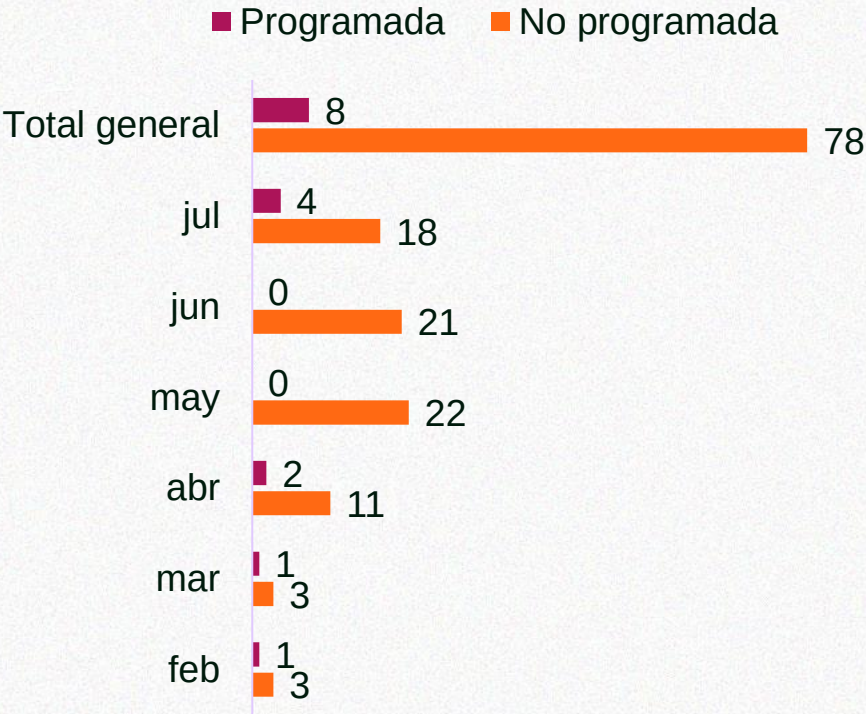
Número de eventos de DNA por agotamiento de red (Caribe)



EVENTOS DE DNA POR AGOTAMIENTO DE RED

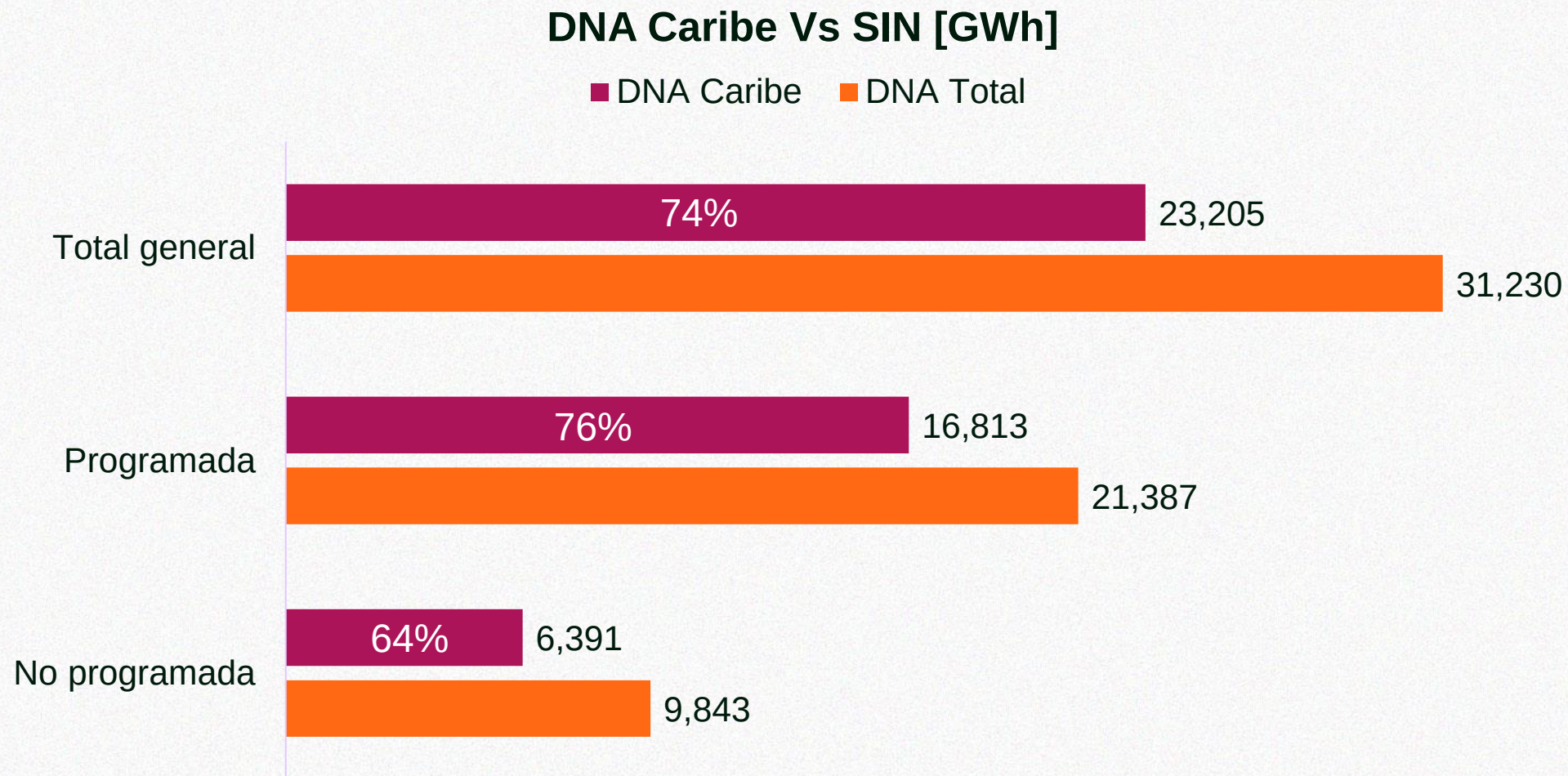


Instrucciones DNA 2023



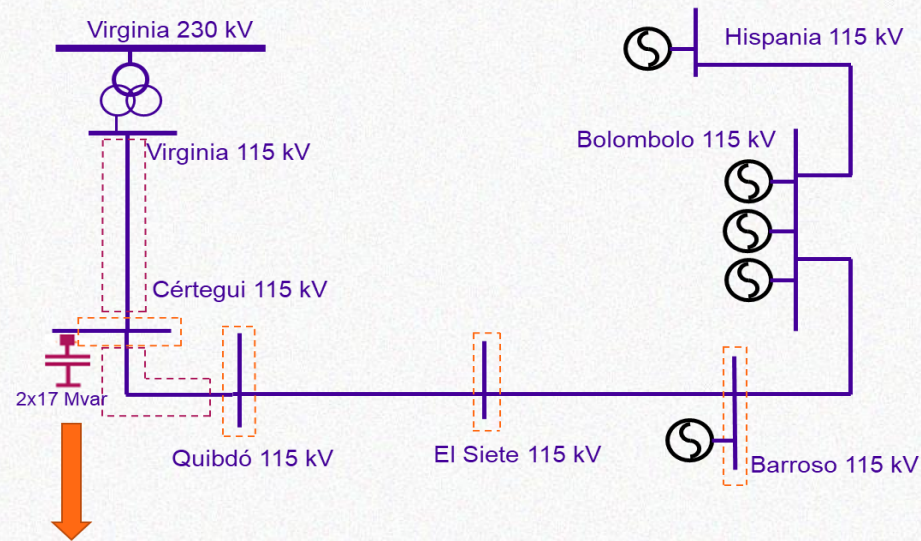
* La información de 2023 tiene corte al mes de Julio

DNA Caribe en 2023



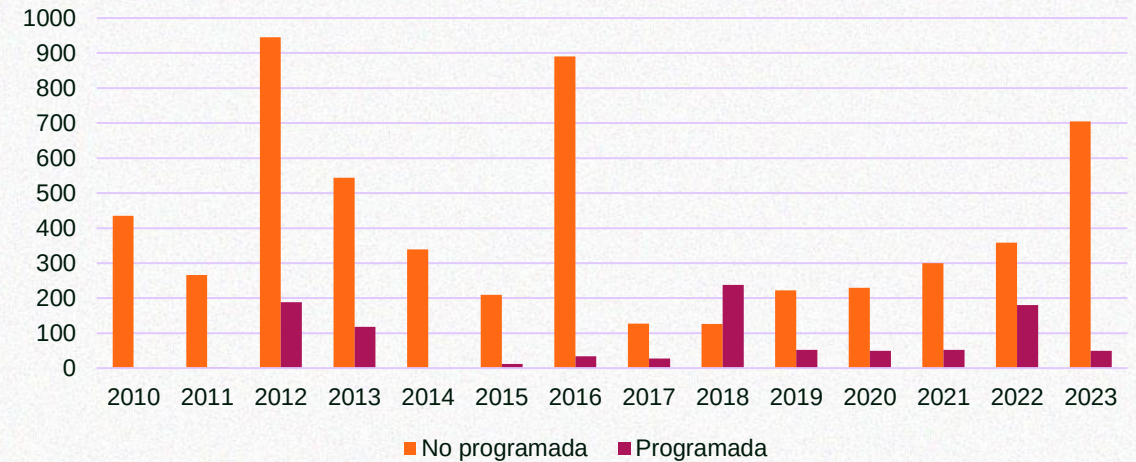
Situación Operativa Dispac

Situación Chocó (Declarada en Alerta Febrero de 2023)

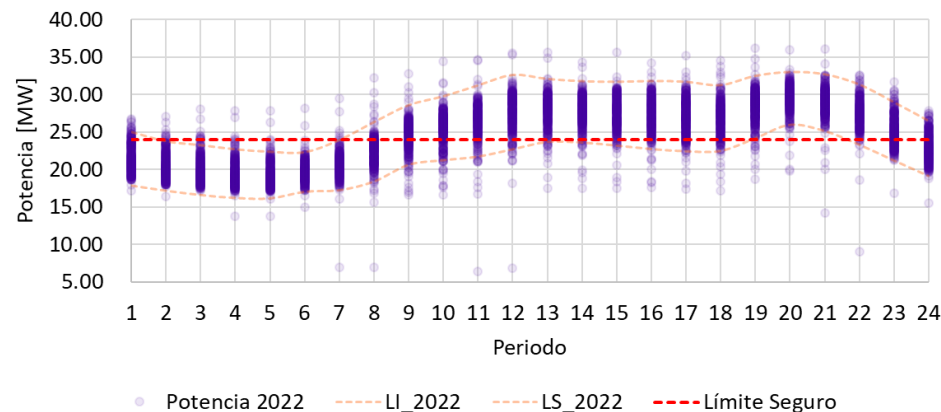


Aun con la compensación en Cértégui 115 kV, se requieren obras estructurales para garantizar la seguridad y confiabilidad en el departamento de Chocó

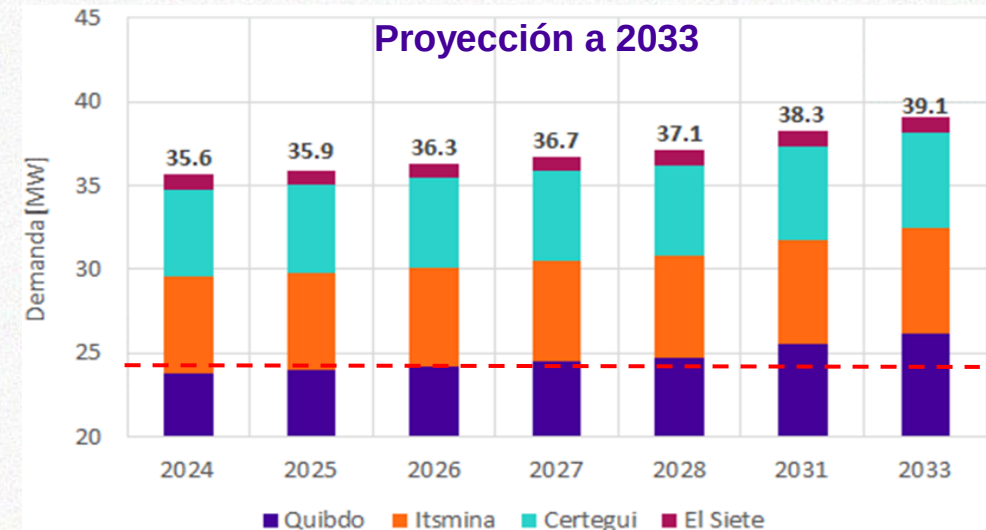
DNA DEPARTAMENTO DE CHOCÓ



Demanda Quibdó, Cértégui e Istmina a 2022



Proyección a 2033



Proyectos que eliminan o mitigan riesgos en el mediano plazo:



Adoptados por el Plan - sin promotor:

Se propone a la UPME evaluar la posibilidad de adelantar las FPO's de estos proyectos

Proyecto	FPO
UPME 06-2021 Subestación Carreto 500 kV	2027*
UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV	2027
UPME STR 11-2021 Subestación Alcaraván 115 kV	2027
Bahía por 500 kV transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV	2024

(FPO reportada en el portal MDC de XM)

Opciones de mitigación evaluadas:

Se propone a la UPME evaluar y adoptar lo antes posible las obras de mitigación propuestas por el CND y/o los agentes

Proyecto	FPO
Compensadores síncronos GCM	2024*
Sopo 230/115 kV (Oriental)	2026
Magangué 230/115 (GCM y Córdoba – Sucre)	2027*
Tonchala 230/115 KV (Norte de Santander)	2027
Corso 500/115 kV (Oriental)	2027
Mitigación Choco (infraestructura STN y/o STR)	2026*

Las obras en naranja eliminan riesgos ya materializados para la atención segura y confiable de la demanda

Eventos en la infraestructura de 500 kV

Indisponibilidades por AMI - Julio 2023

Antioquia – Porce III 500 KV

- Activo indisponible, por declaración del agente por Acto Terrorista en los circuitos de LT Antioquia – Porce III 500 kV.
- El día 16 de julio de 2023 a las 13:37 horas se produjo una falla en los circuitos de LT Antioquia – Porce III 500 kV y Porce III – San Carlos 500 kV, quedando estos indisponibles.
- En inspección aérea efectuada el mismo día, cerca de las 15:00 horas, se observó derribada en el suelo la torre 200 y al caer esta torre afectó las torres 199 y 198 y el vano de las torres 198 y 197 del circuito Antioquia – Porce III 500 kV. Estas torres están ubicadas en el municipio de Guadalupe, departamento de Antioquia.
- El día 22 de julio, de 2023, el grupo EXDE y el grupo Marte del Ejército Nacional logró ingresar al sitio de la torre 200 del circuito Antioquia - Porce III 500 kV confirmando que la causa de la caída de esta torre fue por la activación de explosivos en las patas de la misma, al parecer, por grupos al margen de la ley.
- A la fecha indisponible LT Antioquia – Porce III 500 kV

Cerromatoso –Porce III 500 KV

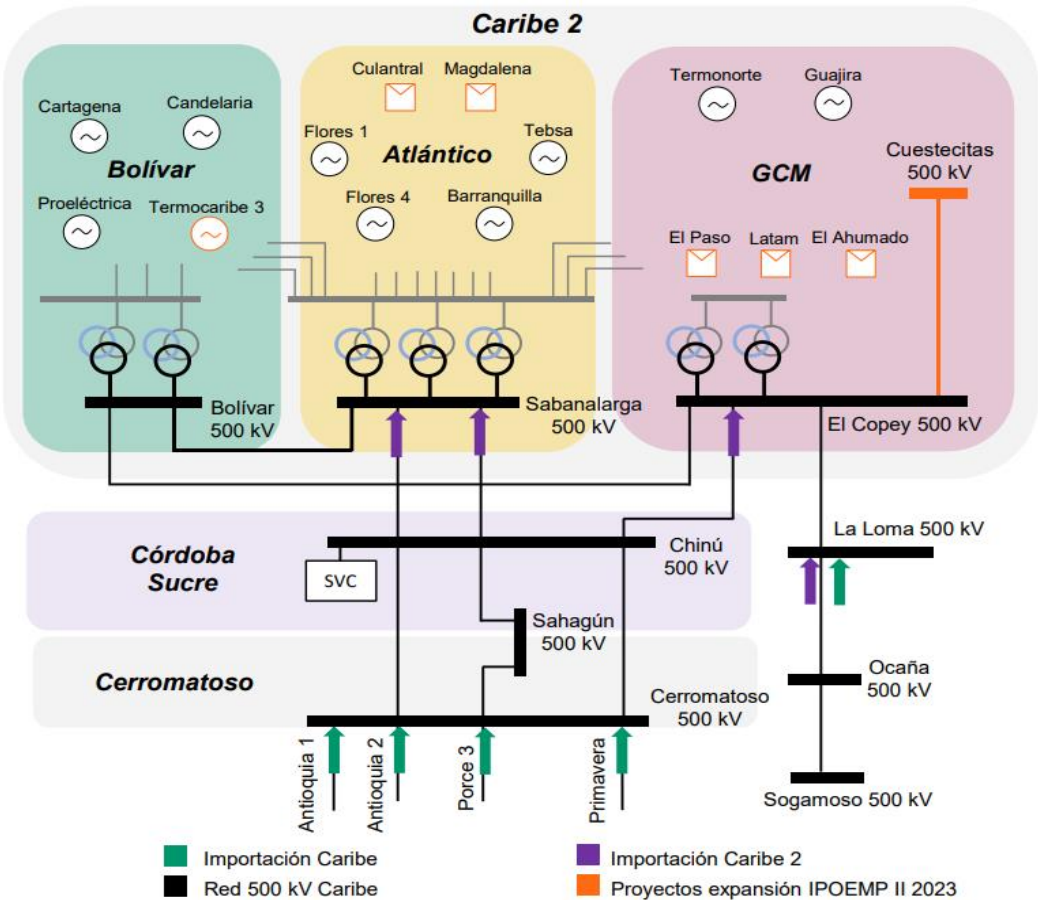
Activo disponible, afectación en torre reportada el 30 de julio de 2023 - pendiente por confirmar causa raíz. (recierres deshabilitados)

Mantenimiento de la Planta de Regasificación

Balance energético Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Agosto 10 al 13



Red áreas Caribe y Caribe 2 - Límites 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	Respuesta segura de tensión en nodos del área ante contingencia sencilla de circuitos de 500 kV. Los casos más restrictivos son: Nodos en configuración radial de GCM 110 kV, (El Paso, El Banco, La Jagua), ante contingencia del circuito La Loma - El Copey 500 kV o Chinú – El Copey 500 kV
Caribe 2	1300 - 1400	Chinú – Sabanalarga 1 500 kV Chinú – Sabanalarga 2 500 kV Chinú – El Copey 500 kV Ocaña – La Loma 500 kV	Nodos en configuración radial de Bolívar 66 kV, (Gambote, Zambrano, Calamar, San Jacinto), ante contingencia de un circuito entre las S/E Chinú y Cerromatoso 500 kV y Chinú - Sahagún 500 kV

Tabla 3-4 Capacidad de importación de potencia área Caribe en red completa

Condición de red / Disponibilidad	Contingencias críticas	Límite importación [MW]	
		Caribe	Caribe 2
Red completa	Circuitos red 500 kV, en especial: - El Copey – La Loma 500 kV - Chinú – El Copey 500 kV - Chinú – Cerromatoso 500 kV - Chinú – Sahagún 500 kV	2000	1300 - 1400
Chinú – El Copey 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: - El Copey – La Loma 500 kV - Chinú – Sahagún 500 kV - Chinú – Cerromatoso 500 kV	1800	1000 - 1100
Ocaña – La Loma 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: - Chinú – El Copey 500 kV - Chinú – Cerromatoso 500 kV - Chinú – Sahagún 500 kV	1650	900 – 1000
La Loma – El Copey 500 kV			
Chinú – Sabanalarga 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: Chinú – Sabanalarga 500 kV	1800 - 1900	1100 - 1200
Chinú – Cerromatoso 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: - Chinú – Cerromatoso 500 kV - Chinú – Sahagún 500 kV	1700 - 1800	1100 - 1200
Primavera – Cerromatoso 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: - Chinú – Sahagún 500 kV - Chinú – Cerromatoso 500 kV - Chinú – El Copey 500 kV - El Copey – La Loma 500 kV	1800 - 1900	1300 - 1400
Porce 3 – Cerromatoso 500 kV			
Antioquia - Cerromatoso 500 kV	Circuitos red 500 kV, en especial: - Chinú – Sahagún 500 kV - Chinú – Cerromatoso 500 kV - Chinú – El Copey 500 kV - El Copey – La Loma 500 kV	1800 - 2000	1200 - 1400
Red Completa sin SVC de Chinú			

Balance energético Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Agosto 10 al 13



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)	3260	3260	2981	3112
Requerimiento 5 Enlaces [MW]	1260	1260	981	1112
Requerimiento 4 Enlaces [MW]	1610	1610	1331	1462

Diponibilidad plantas área Caribe MWh	ago-10	ago-11	ago-12	ago-13	Disminucion Disponibilidad GWh-día
Guajira (Carbón)	270	270	270	270	-20
Tebsa (Gas)	400	400	400	400	-391
Flores 4B (Gas)	0	0	0	0	-450
Flores I (Gas)	160	160	160	160	SR
Barranquillas 3-4 (Gas)	0	0	0	0	-120
Poreléctrica (Gas)	90	90	90	90	SR
Gecelca 3 (Carbón)	0	0	0	0	-164
Termocandelaria (Gas)	65	65	65	65	-249
Urra (Agua)	150	150	150	150	-188
Cartagenas 1-2-3 (Líquidos)	109	109	109	109	-75
Gecelca 32 (Carbón)	273	273	273	273	SR
Termonorte (ACPM)	71	71	71	71	-19
Tesorito (Gas)	200	200	200	200	SR
Total Costa	1788	1788	1788	1788	-1676

5 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	528	528	807	676
4 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	178	178	457	326

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 **48,38%** de la generación área Caribe.
- Plantas Duales área Caribe:** Guajiras, Cartagenas y Termonorte.

Riesgos:

- Indisponibilidad de enlaces a 500 kV hacia el área Caribe (**Primavera Cerromatoso 500 kV, Porce III Cerromatoso 500 kV, Ocaña La Loma-Copey 500 kV y Antioquia Cerromatoso 1 y 2 500 kV**).

Balance energético Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Agosto 10 al 13



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
Limite de Intercambio Interior-Costa [MW]	1400	920

Demanda [MW] (Periodo Demanda Máx)	2545	2545	2276	2342
Requerimiento 4 Enlaces [MW]	1145	1145	876	942
Requerimiento 3 Enlaces [MW]	1625	1625	1356	1422

Diponibilidad plantas área Caribe 2 MWh	ago-10	ago-11	ago-12	ago-13	Disminucion Disponibilidad GWh-dia
Guajira (Carbón)	270	270	270	270	-20
Tebesa (Gas)	400	400	400	400	-391
Flores 4B (Gas)	0	0	0	0	-450
Flores I (Gas)	160	160	160	160	SR
Barranquillas 3-4 (Gas)	0	0	0	0	-120
Poreléctrica (Gas)	90	90	90	90	SR
Termocandelaria (Gas)	65	65	65	65	-249
Cartagenas 1-2-3 (Líquidos)	109	109	109	109	-75
Termonorte (ACPM)	71	71	71	71	-19
Total Costa	1165	1165	1165	1165	-1324

4 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	20	20	289	223
3 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	-460	-460	-191	-257

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 **53,19%** de la generación área Caribe 2 (**G.C.M., Bolívar y Atlántico**).
- **Plantas Duales área Caribe 2:** Guajiras, Cartagenas y Termonorte.

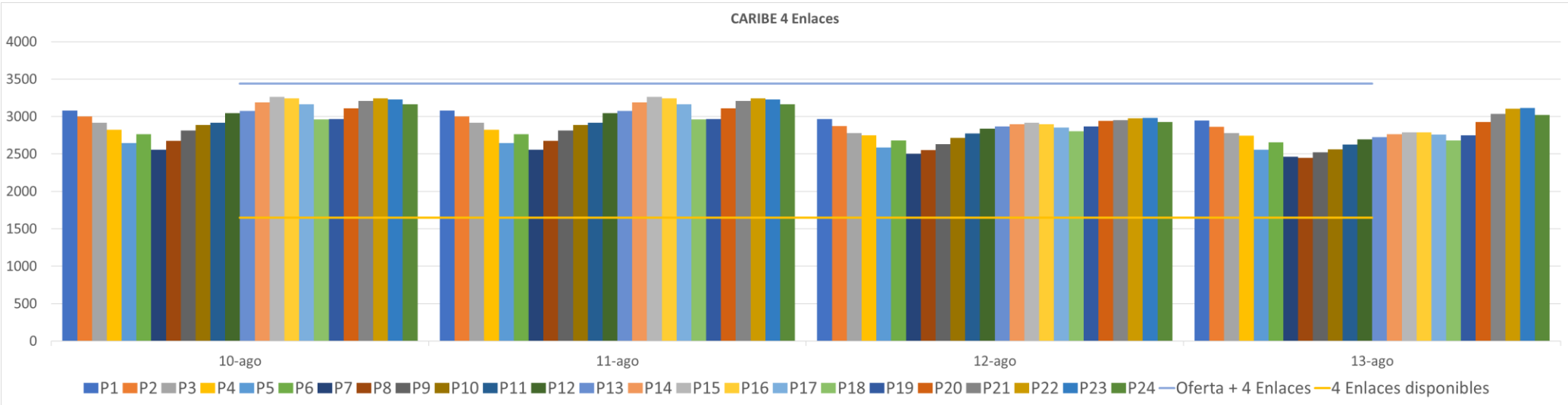
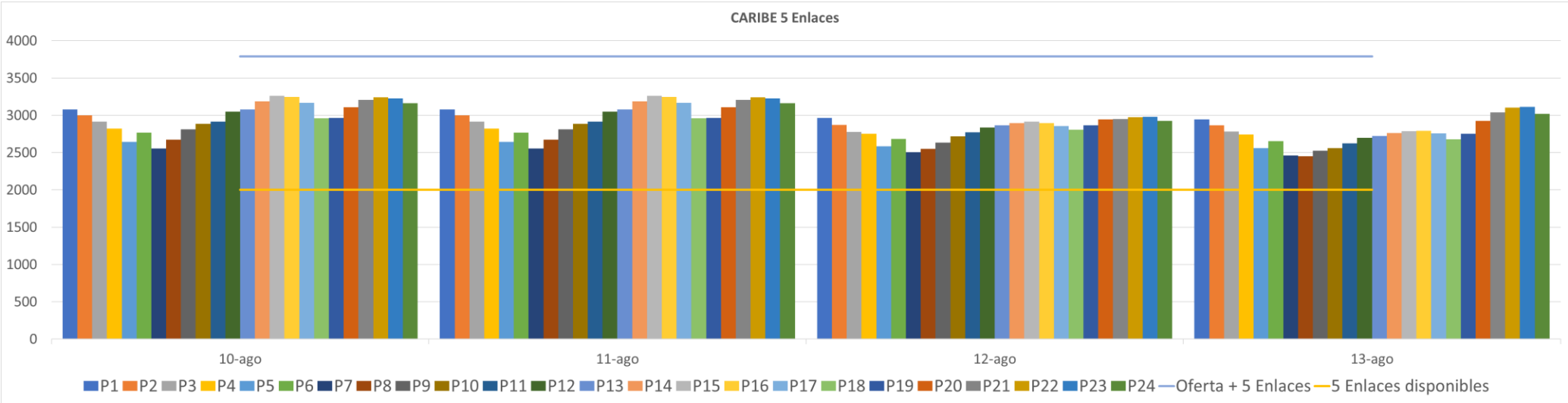
Riesgos:

- Indisponibilidad de un enlace a 500 kV área Caribe 2 (**Circuitos Chinú – Sabana 1 + 2 500 kV, Ocaña - La Loma – Copey 500 kV y Chinú Copey 1 500 kV**), se tendría DNA para lograr tener el **límite seguro de la contingencia N-1**.
- Desviaciones de la demanda de energía del área.
- Indisponibilidades de las plantas de generación del área.

Balance energético Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Agosto 10 al 13



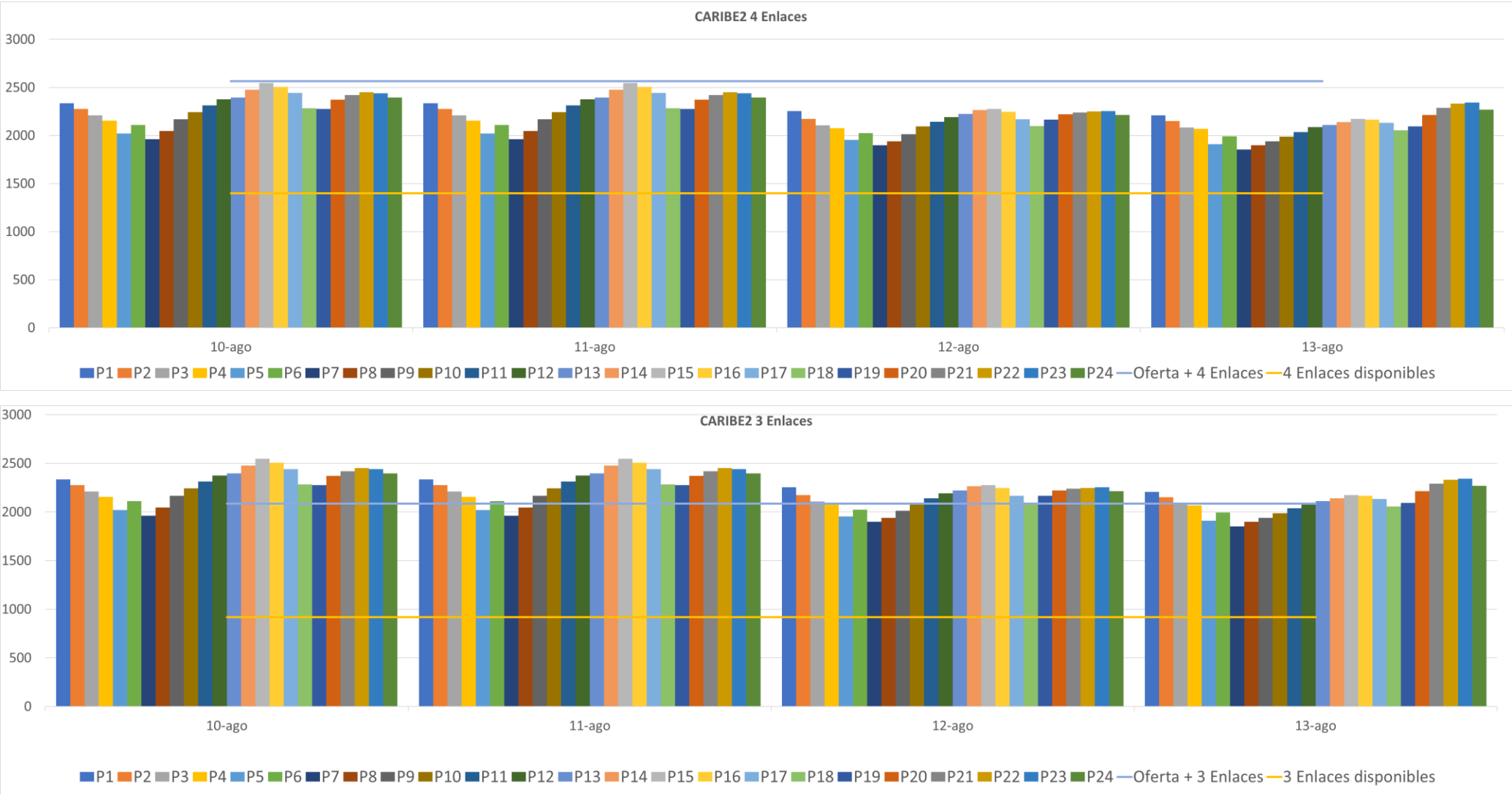
Balance energético diario área Caribe



Balance energético Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Agosto 10 al 13



Balance energético diario área Caribe 2



Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena

FSRU- Agosto 10 al 13



Acciones y recomendaciones previas a la ejecución del mantenimiento:

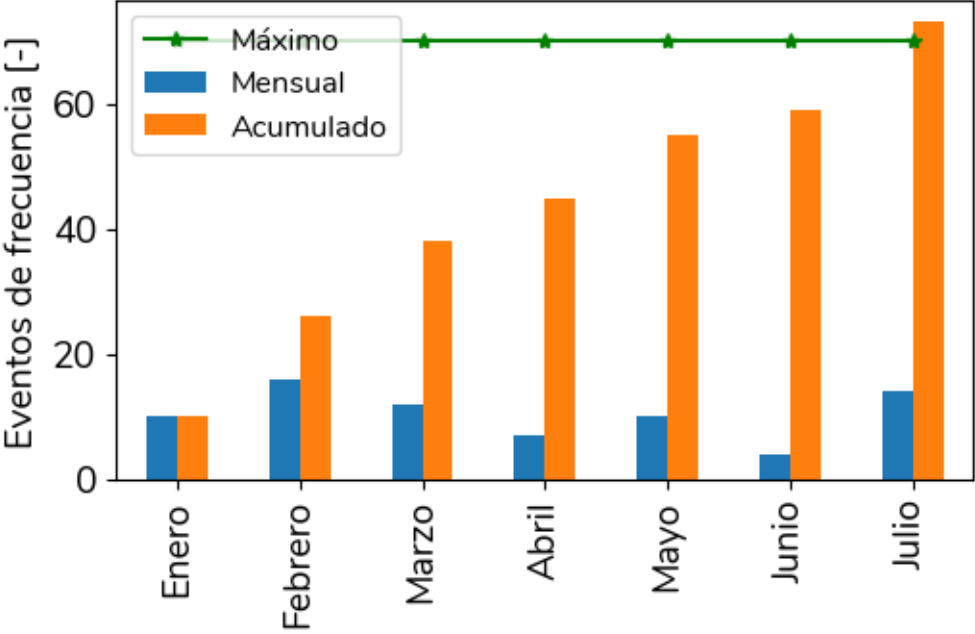
- Revisar por parte de Tebsa, Candelaria y Prime – Termoflores la posibilidad de contar con gas adicional, con el fin de lograr aumentar la disponibilidad de generación para los días del mantenimiento.
- Solicitud a los responsables de los pronósticos de la Demanda Regulada (AFINIA – AIR-E) y No Regulada del área Caribe **(Cargas conectadas al STN)** de gestionar y ajustar los pronósticos de la demanda para los días del mantenimiento.
- Maximizar
 - disponibilidad de las líneas a 500 kV en general de las áreas Caribe y Caribe 2.
 - disponibilidad de la Central Hidroeléctrica Urra, térmicas a Carbón y Líquidos del área Caribe.
- Contar con la logística que garantice la disponibilidad de combustibles líquidos y carbón en las plantas del área Caribe durante la ejecución del mantenimiento.
- No realizar
 - pruebas autorizadas de generación en el área Caribe.
 - intervenciones en la red eléctrica del área Caribe que requieran generación térmica a gas.

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)**.

Indicadores de operación

Eventos Transitorios de Frecuencia

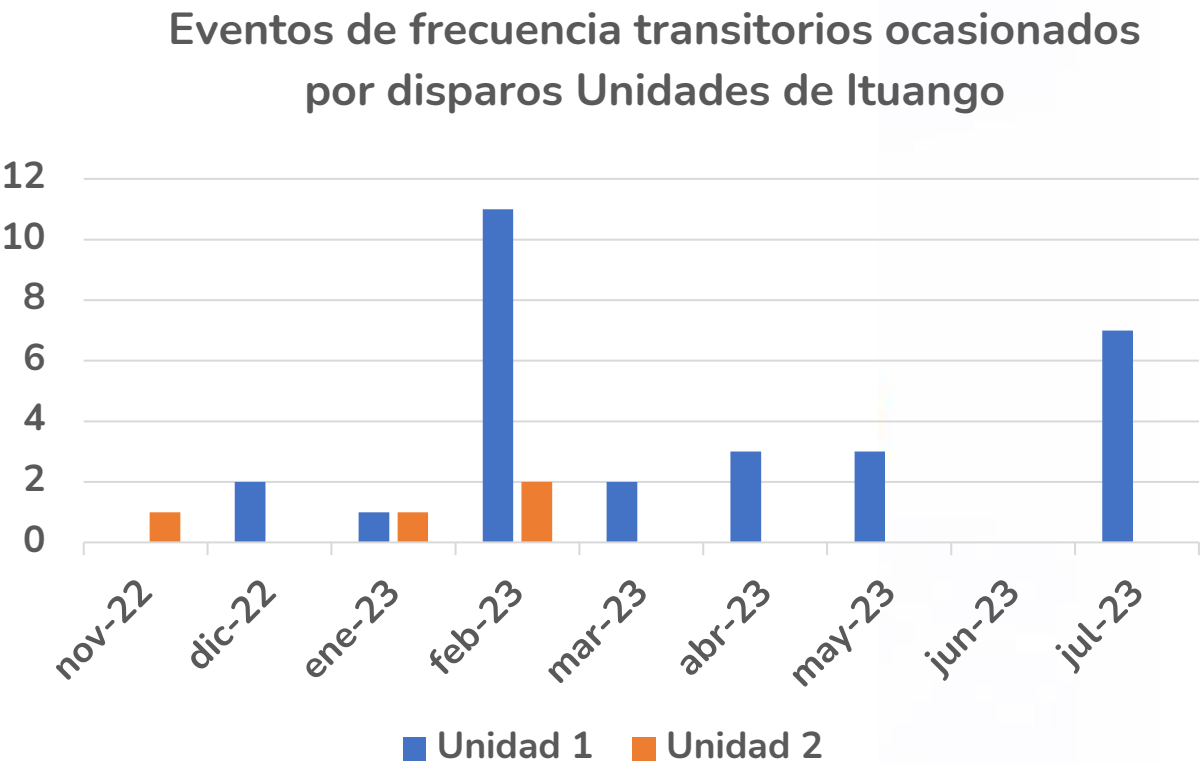


Durante el mes de Julio de 2023 se presentaron 14 eventos de frecuencia transitoria en el sistema.

Detalle de eventos transitorios de frecuencia más relevantes en el mes de Julio:

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2023-07-31 08:42	1.0	59.5	08:42 Evento de frecuencia por pérdida de carga en Ecuador, Centrales Sopladora, Normandía y San Bartolo, equivalente a 540 MW. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59,4679 Hz.	No
2023-07-18 09:41	1.0	59.6	Evento de frecuencia por actuación del esquema de separación de áreas entre los sistemas de Colombia y Ecuador, disparan los circuitos JAMONDINO - PIMAMPIRO 1, 2, 3 y 4 230 KV; ocasionado por disparo de los circuitos de las subestaciones POSMASQUI 230 kV y PIMAMPIRO 230 kV. En el instante del evento se estaba importando aproximadamente 400 MW desde Ecuador. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.58 Hz.	No
2023-07-21 15:11	2.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de las unidades LA GUACA 1, 2 Y 3, con aproximadamente 324 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.68 Hz.	No

Eventos de frecuencia transitorios ocasionados por disparos Unidades de Ituango

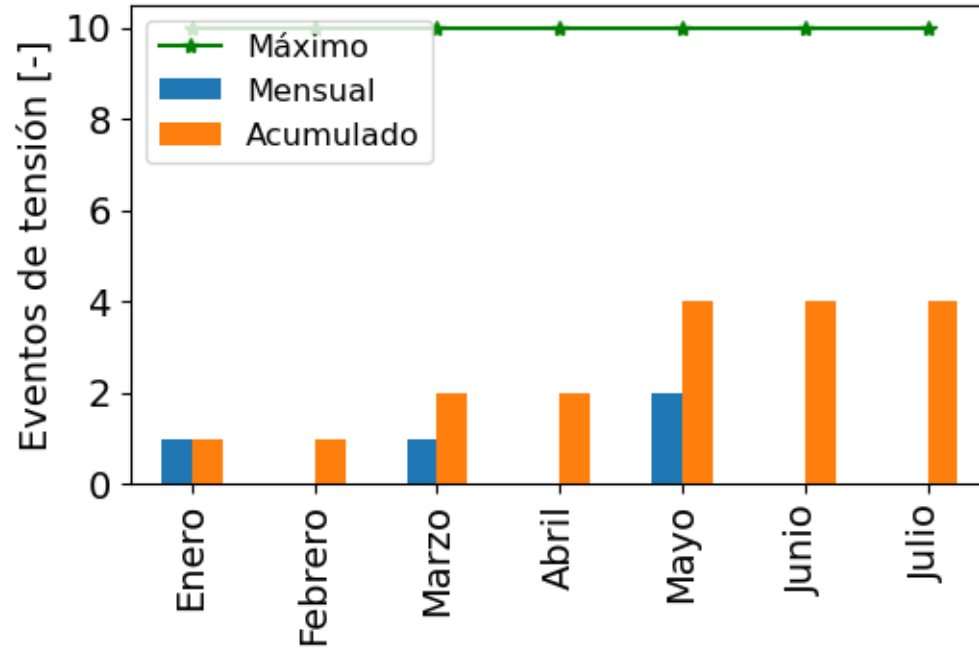


Mes	Unidad 1	Unidad 2
nov-22	0	1
dic-22	2	0
ene-23	1	1
feb-23	11	2
mar-23	2	0
abr-23	3	0
may-23	3	0
jun-23	0	0
jul-23	7	0

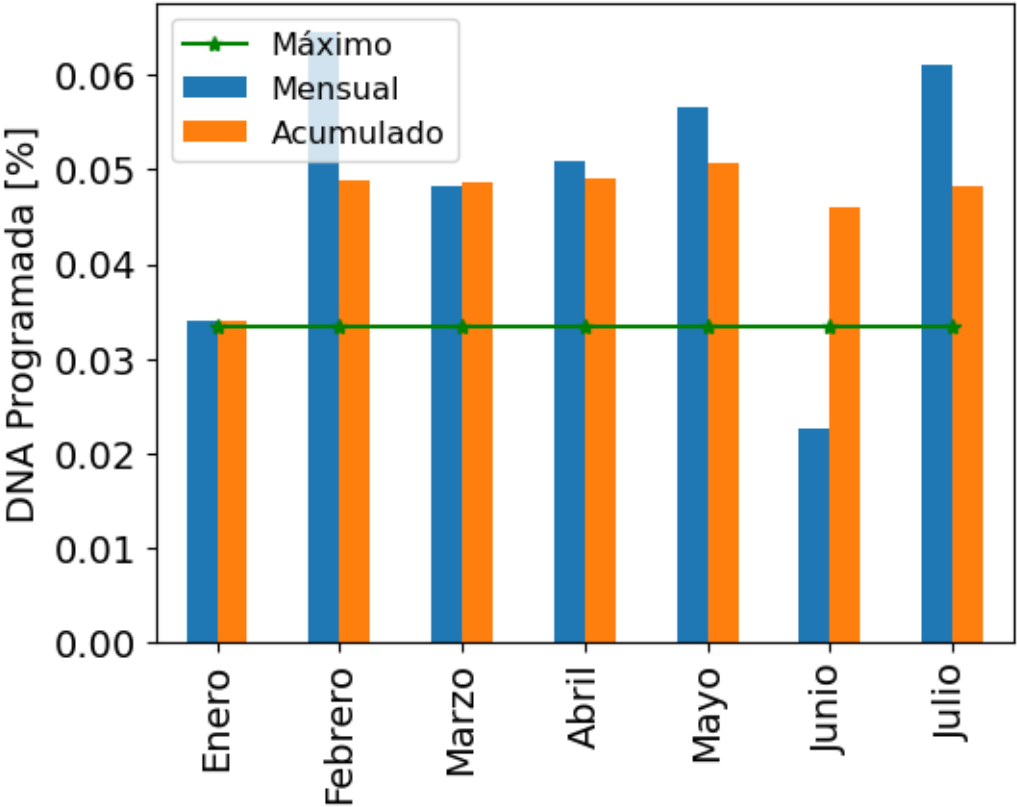
Se han presentado 33 eventos de frecuencia debido a las unidades 1 y 2 de Ituango desde el inicio de las pruebas de estas unidades.

En el mes de Julio se presentaron 7 eventos de frecuencia transitorios ocasionados por disparo de unidades de Ituango

Eventos de Tensión Fuera de Rango



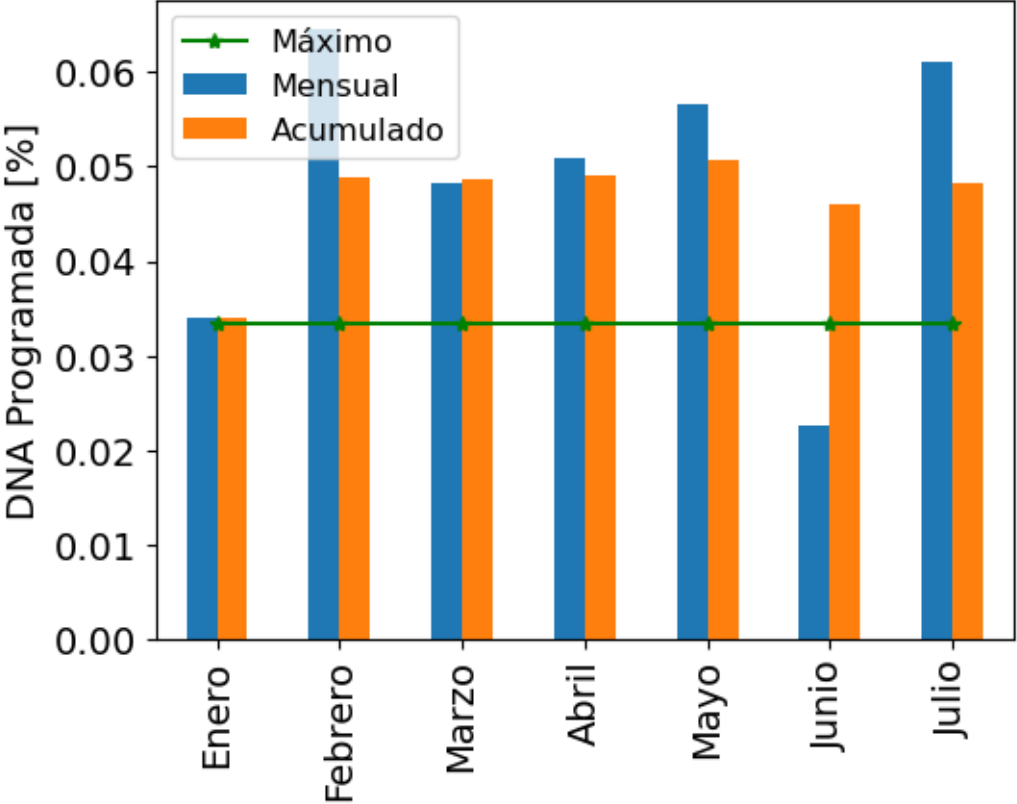
Durante el mes de Julio de 2023 no se presentaron eventos de tensión en el sistema



Por causas programadas se dejaron de atender 3.901 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2023-07-10 07:09	518.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2001591, C2001582 y C2001587 de los activos SINCE 1 30 MVA 110/34.5/13.8 kV, CHINU - SINCE 1 110 kV y MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV, respectivamente.
2023-07-23 06:00	388.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2001718 del activo VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110/13.8 kV.
2023-07-29 07:00	270.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2001760 del activo BARRA CENTRO (BARRANQUILLA) 110 kV.
2023-07-23 07:36	267.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0222922 y C2000577 de los activos BARRA EL CARMEN 66 KV y EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV, respectivamente.
2023-07-09 06:30	260.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C02001183 del activo EL RIO 1 110 kV, C0222165 del activo BT EL RIO 5 125 MVA 110 kV, C0222166 del activo BT EL RIO 5 125 MVA 34.5 kV y C0222192 del activo EL RIO 5 125 MVA 110/34.5 kV.
2023-07-06 03:30	246.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0223940 del activo BT PUERTO WILCHES 1 40 MVA 115 kV.
2023-07-26 07:10	242.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0223949, C0223950, C0223951, C2001762, C2001763, C2001764, C2001765, C2001766, C2001767, C2001768, C2001769, C2001943 y C2002035 de los activos BANADIA 1 50 MVA 230/115/34.5 kV, MODULO CAÑO LIMON DIFERENCIAL BARRAS 230 kV, BL1 CAÑO LIMON A BANADIA 230 kV, BL4 CAÑO LIMON A OXY 34.5 kV, BL1 CAÑO LIMON A ARAUCA 34.5 kV, BT CAÑO LIMON 3 50 MVA 34.5 kV, BT CAÑO LIMON 2 50 MVA 34.5 kV, BT CAÑO LIMON 1 50 MVA 34.5 kV, BT CAÑO LIMON 3 50 MVA 230 kV, BT CAÑO LIMON 2 50 MVA 230 kV, BT CAÑO LIMON 1 50 MVA 230 kV, BANADIA - CAÑO LIMON 1 230 kV, BARRA CANO LIMON 1 34.5 kV.

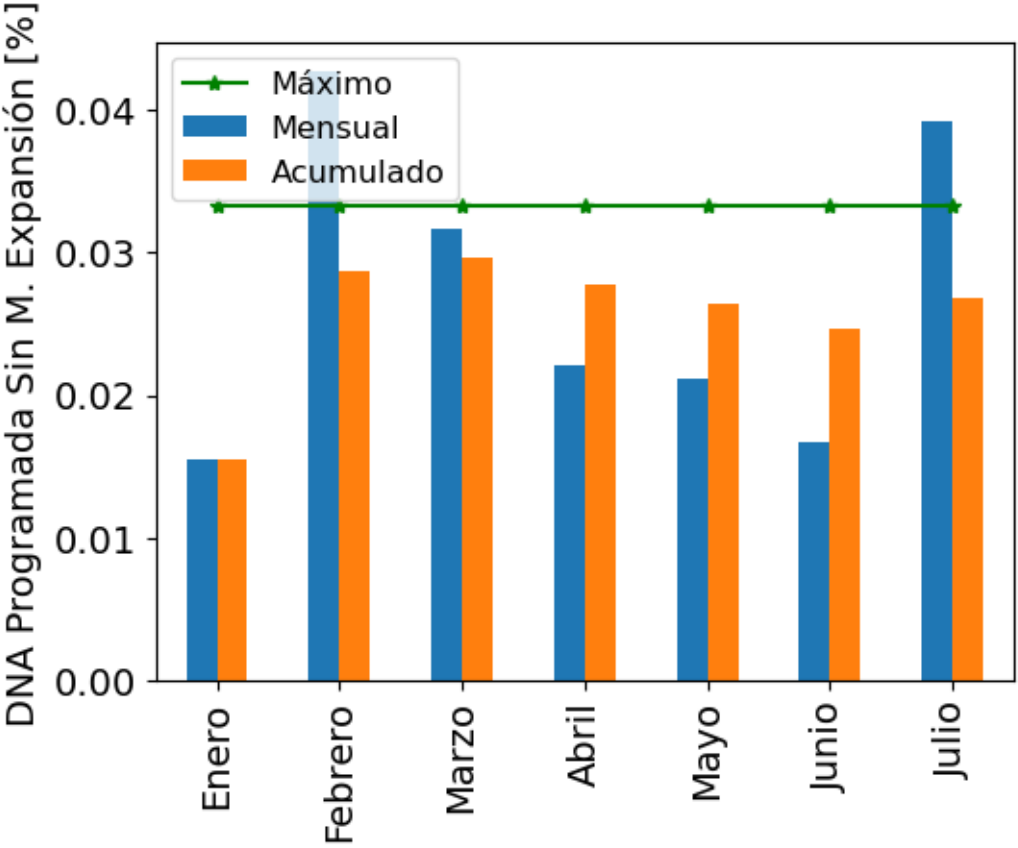
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 3.901 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	Energía	Descripción
2023-07-23 05:07	233.3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2001737 y C2001707 de los activos EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV y BT CALAMAR 1 12 MVA 66 KV, respectivamente.
2023-07-09 05:35	208.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2001381 del activo BT TERMOCANDELARIA 6 15 MVA 110 KV.
2023-07-30 07:13	208.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2001920, C2001916 y C2001915 de los activos BT CERROMATOSO 1 30 MVA 110 kV, CERROMATOSO 30 MVA 110/34.5 kV y BT CERROMATOSO 1 30 MVA 34.5 kV, respectivamente.
2023-07-30 07:15	206.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0223361, C0223362 y C0223371 de los activos MONTERIA - NUEVA MONTERIA 1 110 kV, MONTERIA - NUEVA MONTERIA 2 110 kV y BARRA MONTERIA 110 kV, respectivamente.
2023-07-23 06:08	178.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2001177 del activo BARRA LAS FLORES 110 KV.
2023-07-23 04:03	105.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2001889 del activo TPELDAR - UBATE 1 115 kV.
2023-07-17 04:07	92.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0224732 del activo SAUCES - MUÑA 1 115 kV.
2023-07-09 04:00	86.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2001338 del activo RIOHACHA 4 30 MVA 110/13.8/6.9 kV.
2023-07-16 07:15	61.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0222933 del activo PROELECTRICA - MAMONAL 1 66 kV.

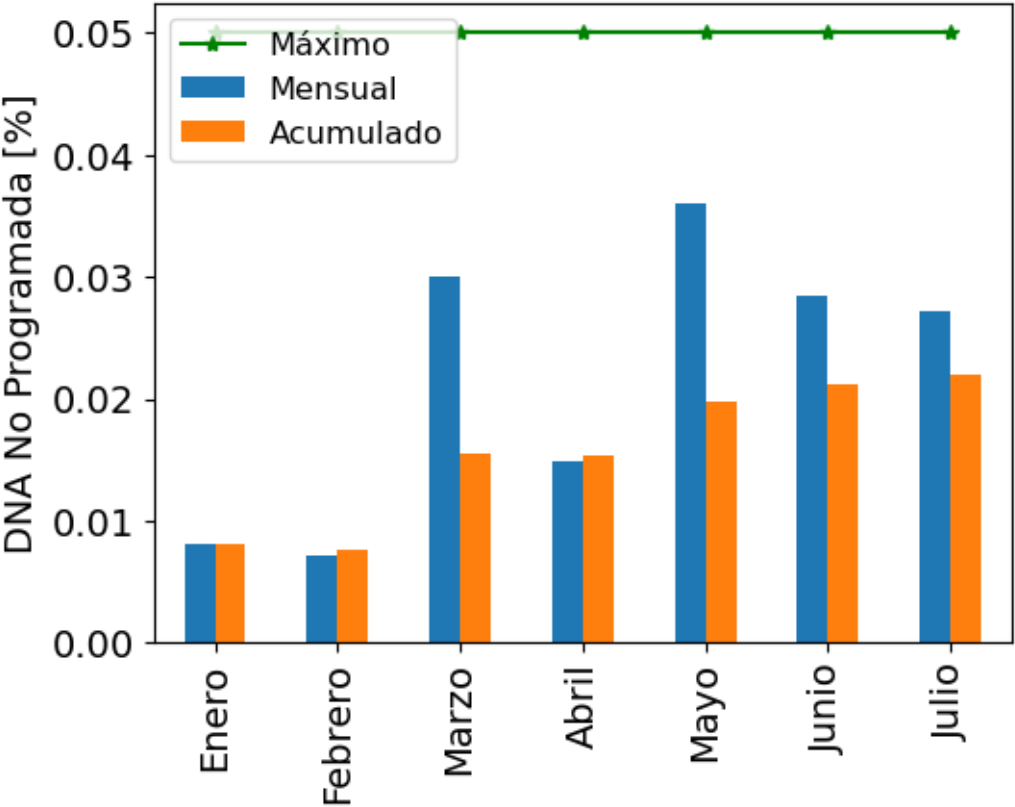
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.502 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energia	Descripcion
2023-07-23 06:00	388.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2001718 del activo VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110/13.8 kV.
2023-07-23 07:36	267.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0222922 y C2000577 de los activos BARRA EL CARMEN 66 KV y EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV, respectivamente.
2023-07-09 06:30	260.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C02001183 del activo EL RIO 1 110 kV, C0222165 del activo BT EL RIO 5 125 MVA 110 kV, C0222166 del activo BT EL RIO 5 125 MVA 34.5 kV y C0222192 del activo EL RIO 5 125 MVA 110/34.5 kV.
2023-07-06 03:30	246.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0223940 del activo BT PUERTO WILCHES 1 40 MVA 115 kV.
2023-07-26 07:10	242.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0223949, C0223950, C0223951, C2001762, C2001763, C2001764, C2001765, C2001766, C2001767, C2001768, C2001769, C2001943 y C2002035 de los activos BANADIA 1 50 MVA 230/115/34.5 kV, MODULO CAÑO LIMON DIFERENCIAL BARRAS 230 kV, BL1 CAÑO LIMON A BANADIA 230 kV, BL4 CAÑO LIMON A OXY 34.5 kV, BL1 CAÑO LIMON A ARAUCA 34.5 kV.
2023-07-09 05:35	208.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2001381 del activo BT TERCOCANDELARIA 6 15 MVA 110 KV.
2023-07-30 07:13	208.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2001920, C2001916 y C2001915 de los activos BT CERROMATOSO 1 30 MVA 110 kV, CERROMATOSO 30 MVA 110/34.5 kV y BT CERROMATOSO 1 30 MVA 34.5 kV, respectivamente.
2023-07-30 07:15	206.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0223361, C0223362 y C0223371 de los activos MONTERIA - NUEVA MONTERIA 1 110 kV, MONTERIA - NUEVA MONTERIA 2 110 kV y BARRA MONTERIA 110 kV, respectivamente.

DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.733 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha	Energía	Descripción
2023-07-09 04:04	237.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2001726 del activo BT CUESTECITAS 3 25 MVA 110 kV.
2023-07-01 02:22	153.2	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2023-07-11 00:00	103.6	Continua demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2023-07-08 19:40	102.5	Demanda no atendida por apertura de emergencia (C2001844) del activo BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV.
2023-07-09 00:00	95.8	Continua demanda no atendida por apertura de emergencia (C2001844) del activo BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV.
2023-07-12 08:40	79.5	Demanda no atendida por disparo del activo EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales SAN JACINTO 66 kV y CALAMAR 66 kV.
2023-07-08 00:00	69.1	Continua demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV
2023-07-07 21:01	66.5	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV
2023-07-20 10:33	66.0	Demanda no atendida por disparo de los activos PROELECTRICA - MAMONAL 1 66 kV y TERNERA - MAMONAL 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E MAMONAL 66 kV.
2023-07-19 20:46	62.9	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 PLANETA RICA A CERROMATOSO 110 kV.

DNA No Programada por agotamiento de red



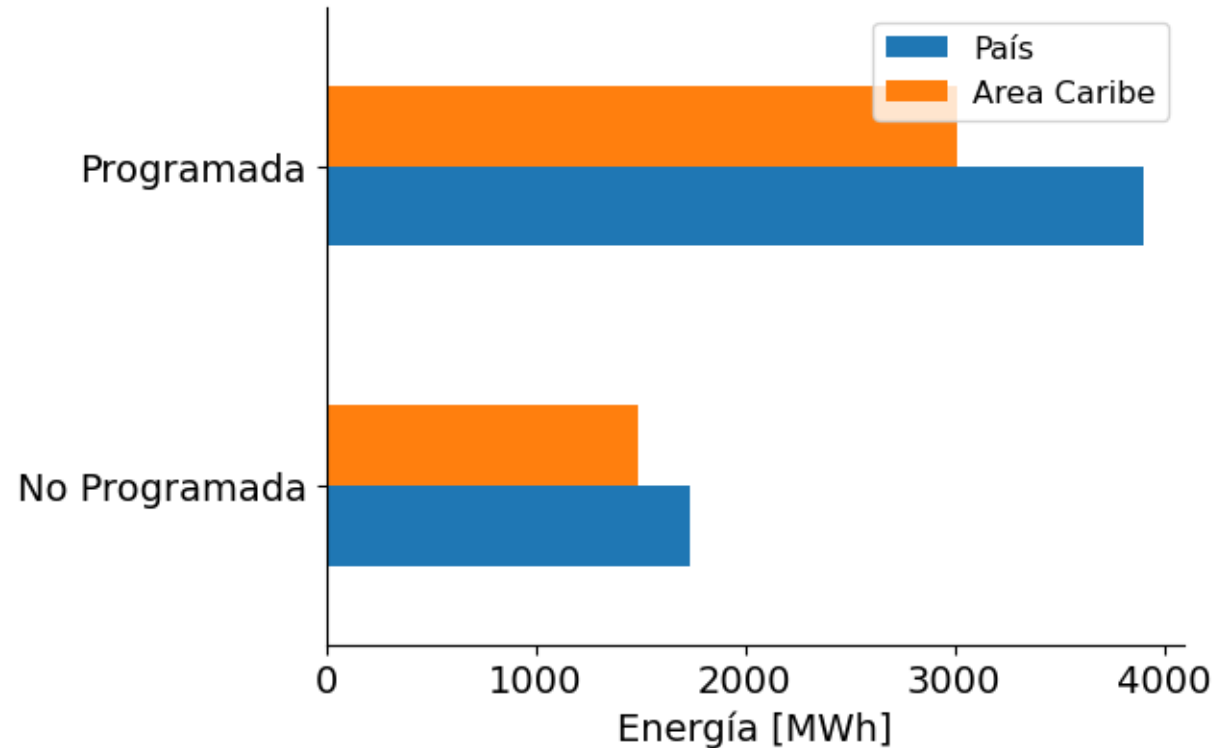
Por causas no programadas - sobrecargas y criterios de criterios de confiabilidad, se dejaron de atender **78.1 MWh** en el mes de Julio. Las demandas no atendidas más significativas bajo este criterio fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
19/07/2023 14:29	29.0	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad del área Córdoba - Sucre.
29/07/2023 11:42	11.1	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad del área Bolívar.
20/07/2023 14:31	10.5	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad ante el desarrollo de los trabajos en la consignación C0224225 del activo BL1 EL COPEY A VALLEDUPAR 220 kV
21/07/2023 19:33	8.3	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad en la subestación CERROMATOSO.
21/07/2023 22:05	5.6	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad en la subestación CHINÚ.
25/07/2023 21:38	4.7	Demanda no atendida por cargabilidad del activo EL CARMEN 1 60 MVA 110/66/13.8 kV.
29/07/2023 22:29	4.7	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad del área Córdoba - Sucre.
29/07/2023 19:27	4.2	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad del área Bolívar.

Por causas no programadas para mantener los valores de tensión en los rangos regulatorios, se dejaron de atender **60.4 MWh** en el mes de Julio. Las demandas no atendidas más significativas bajo este criterio fueron:

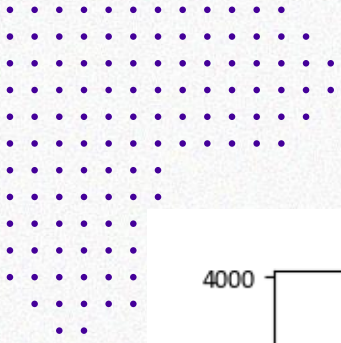
FechaIni	Energia	Descripción
21/07/2023 20:09	15.9	Demanda no atendida por bajas tensiones en la subestación EL BANCO 110 kV.
29/07/2023 20:29	10.1	Demanda no atendida por bajas tensiones en la subestación EL BANCO 110 kV.
10/07/2023 20:25	6.8	Demanda no atendida por bajas tensiones en la subestación EL BANCO 110 kV.
27/07/2023 20:32	6.1	Demanda no atendida por bajas tensiones en la subestación EL BANCO 110 kV.
12/07/2023 19:56	4.4	Demanda no atendida por bajas tensiones en la subestación EL BANCO 110 kV.
9/07/2023 21:00	4.4	Demanda no atendida por bajas tensiones en la subestación EL BANCO 110 kV.
13/07/2023 20:23	4.2	Demanda no atendida por bajas tensiones en la subestación EL BANCO 110 kV.
25/07/2023 21:02	3.0	Demanda no atendida por bajas tensiones en la subestación EL BANCO 110 kV.
28/07/2023 21:08	2.8	Demanda no atendida por bajas tensiones en la subestación EL BANCO 110 kV.
31/07/2023 20:56	2.7	Demanda no atendida por bajas tensiones en la subestación EL BANCO 110 kV.

DNA Caribe vs. País



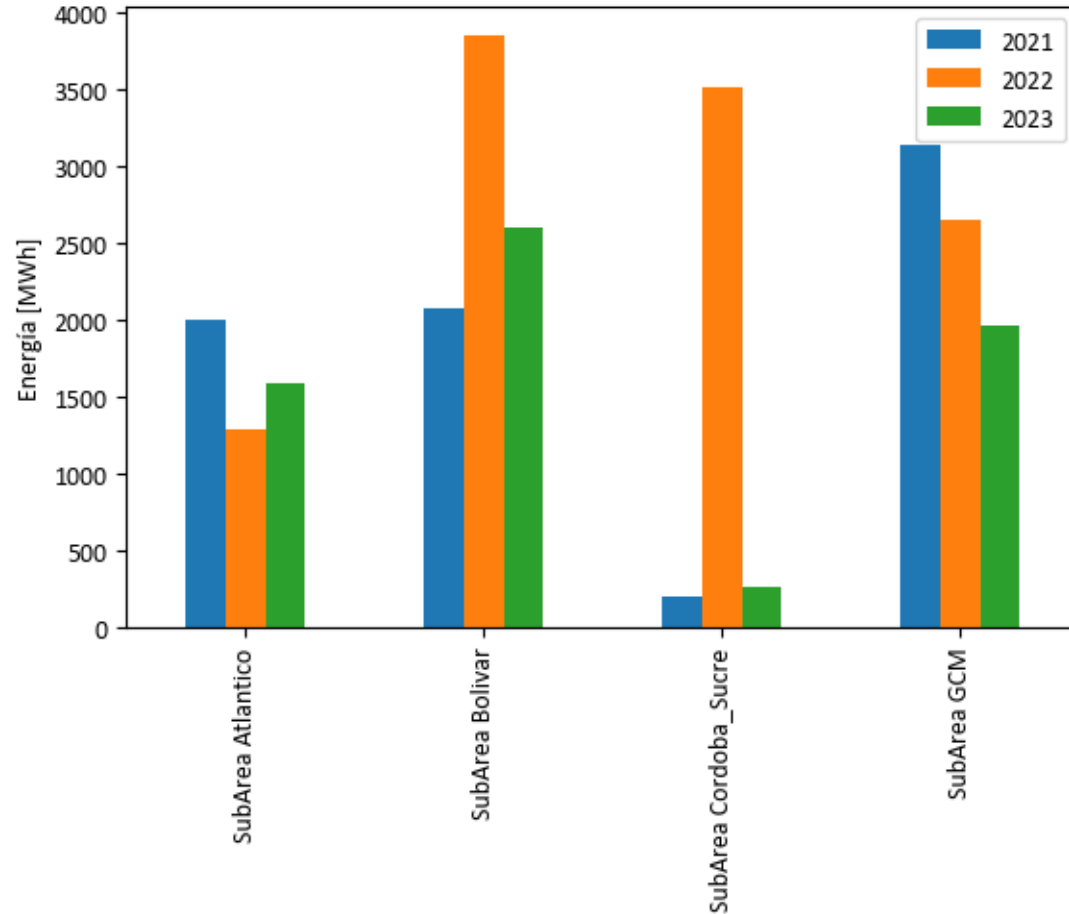
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 3.014 GWh, siendo un 77.27% de la demanda no atendida programada nacional (3.901 GWh) para el mes de Julio.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 1.489 GWh, siendo un 85.94% de la demanda no atendida no programada nacional (1.733 GWh) para el mes de Julio.

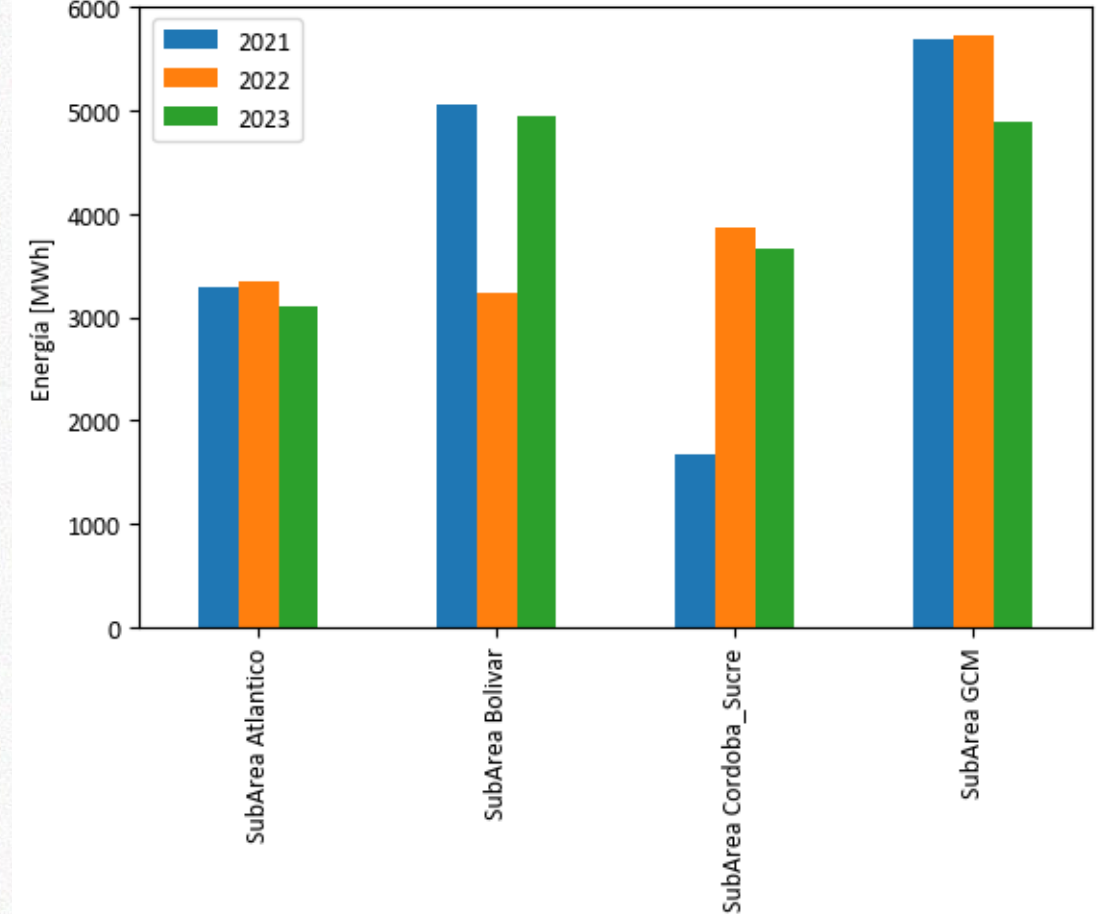


DNA Caribe

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



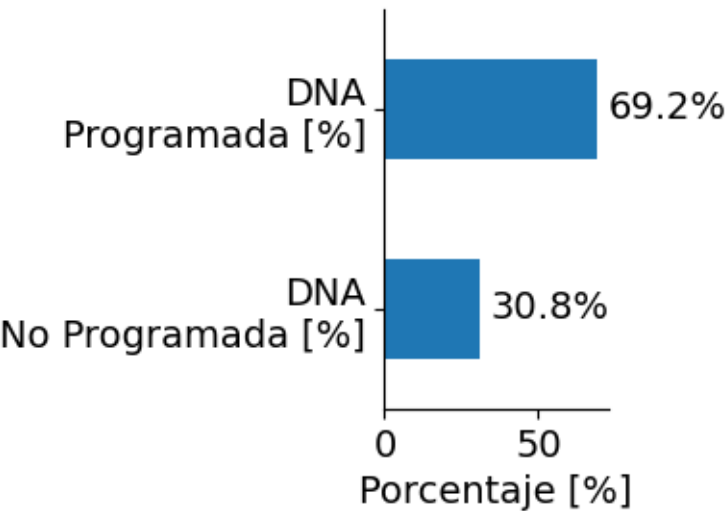
DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Julio



Resumen – Demanda no atendida

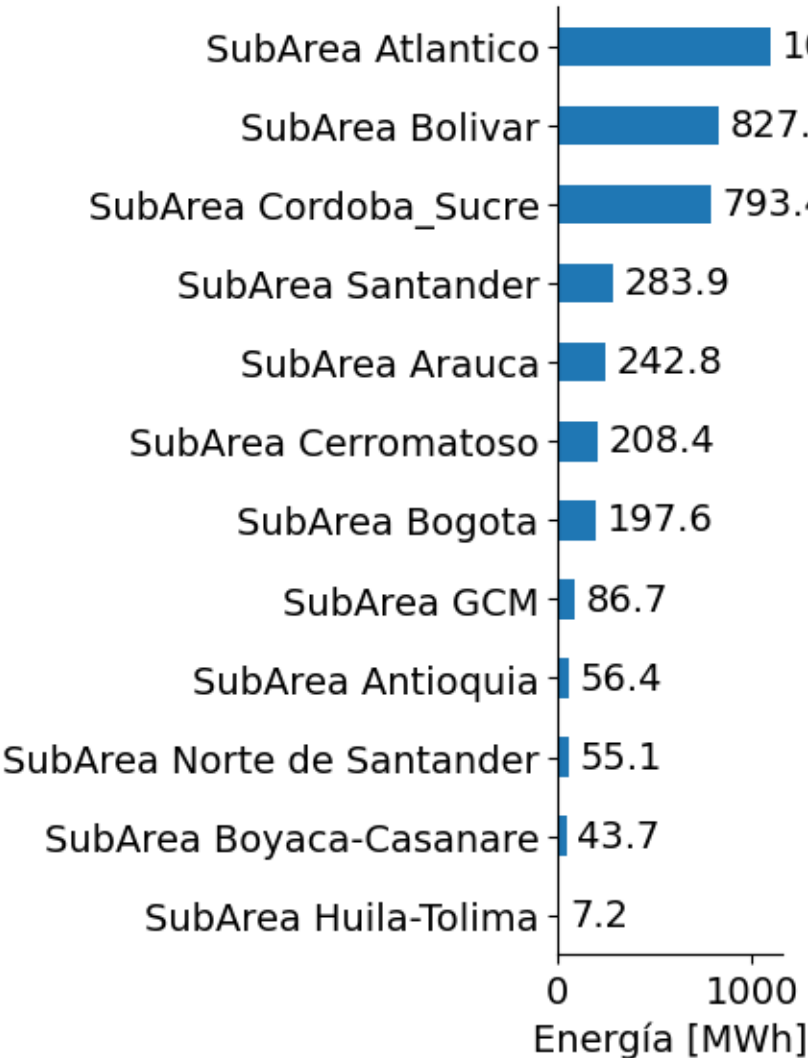


% DNA

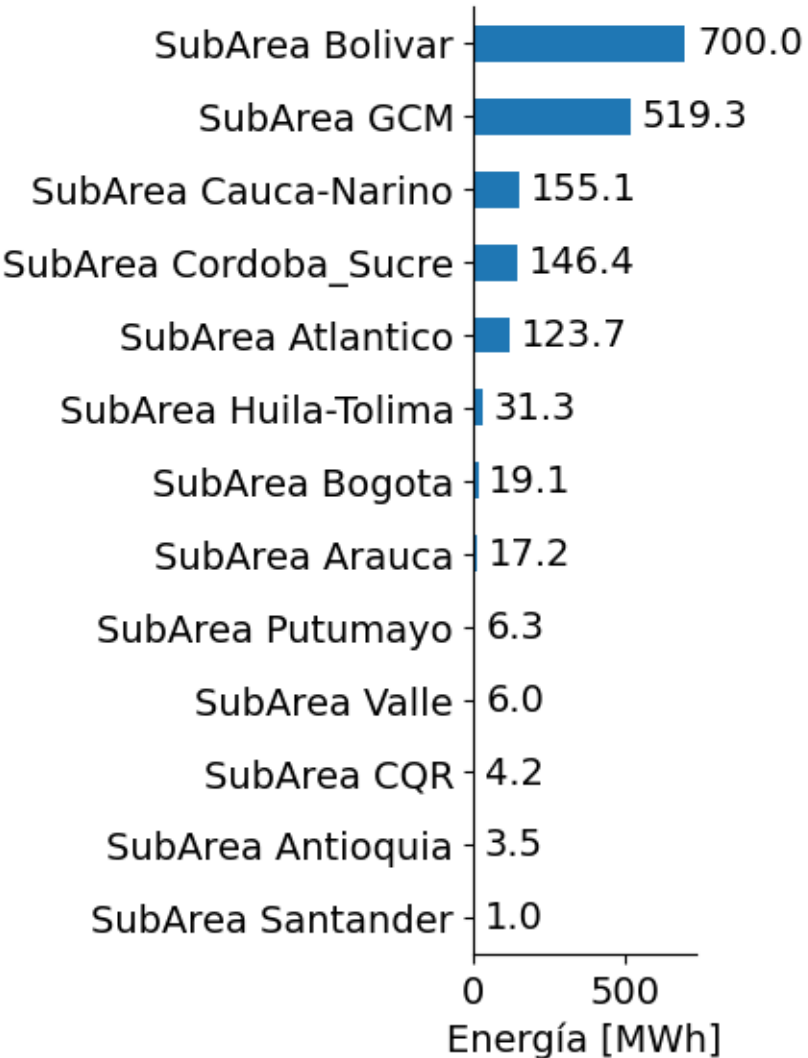


El total de demanda no atendida en Julio fue 5.63 GWh

DNA Programada



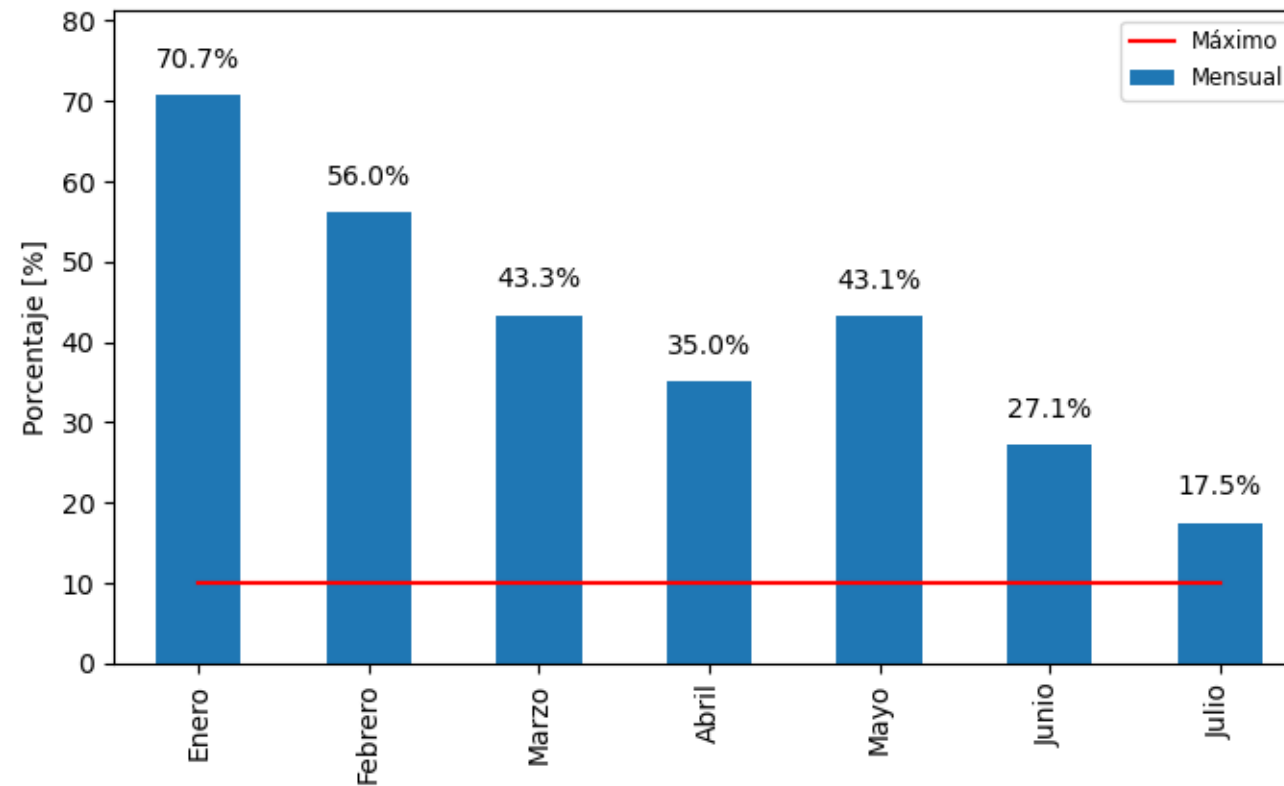
DNA No Programada



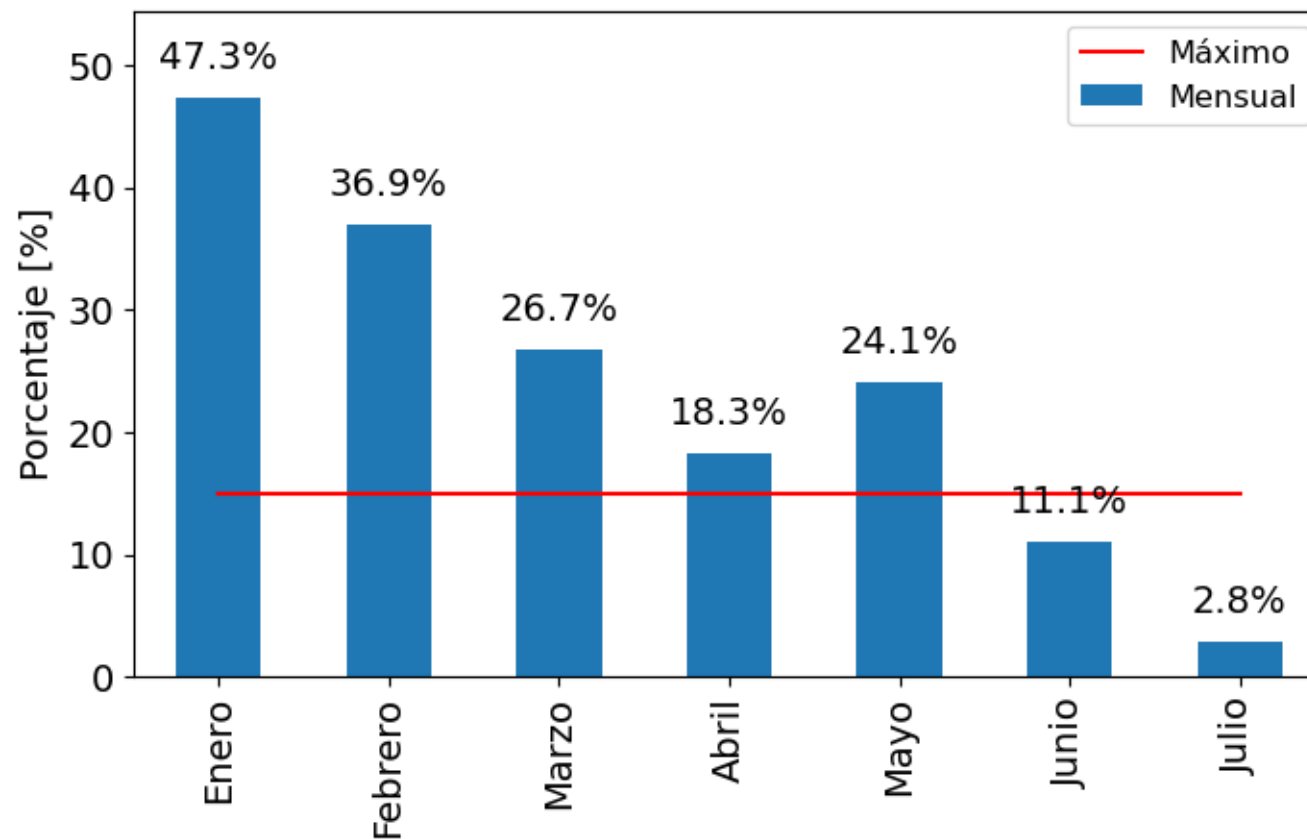
Desviación Plantas Menores



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



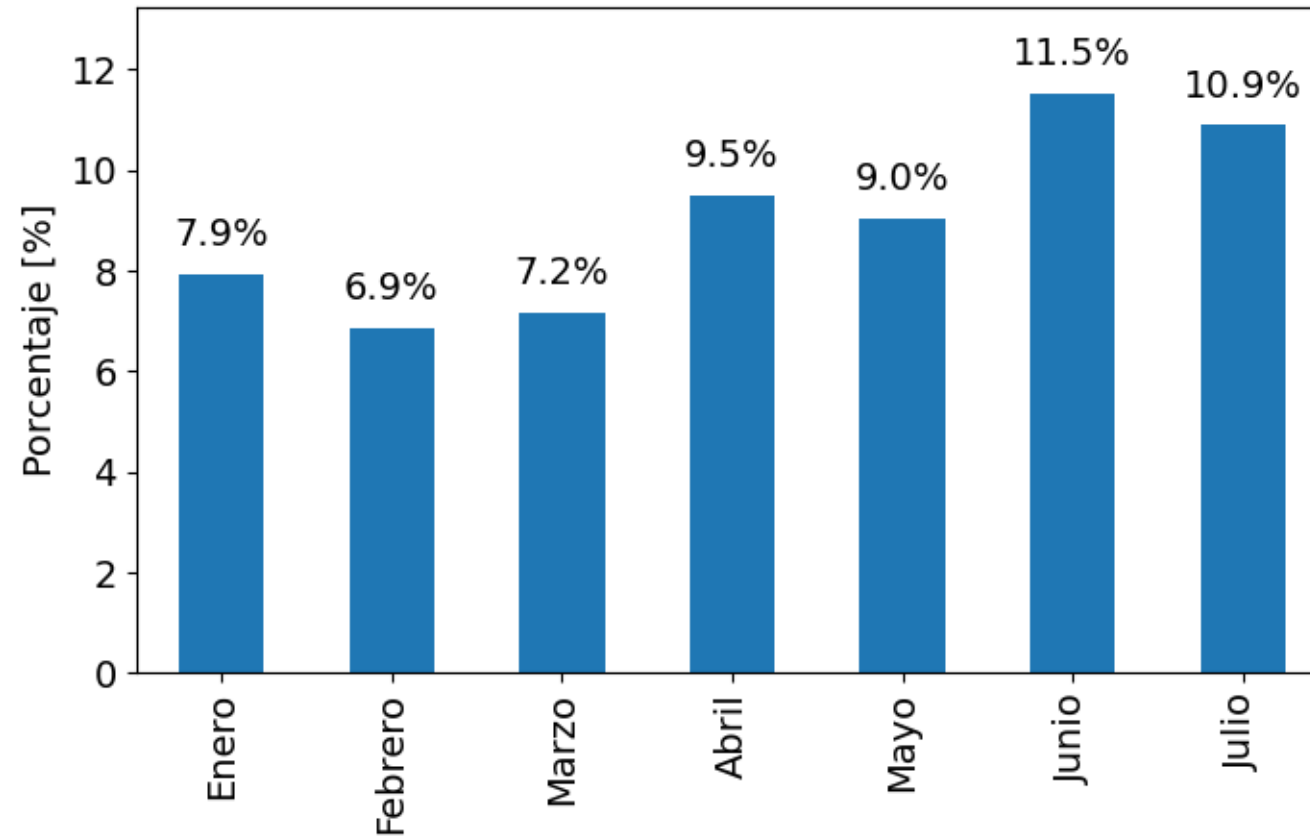
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 15%



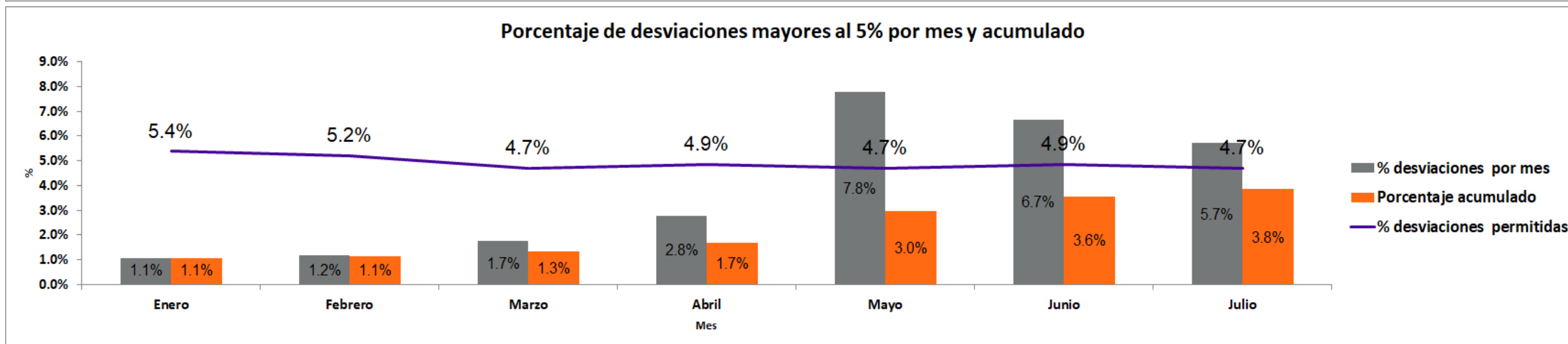
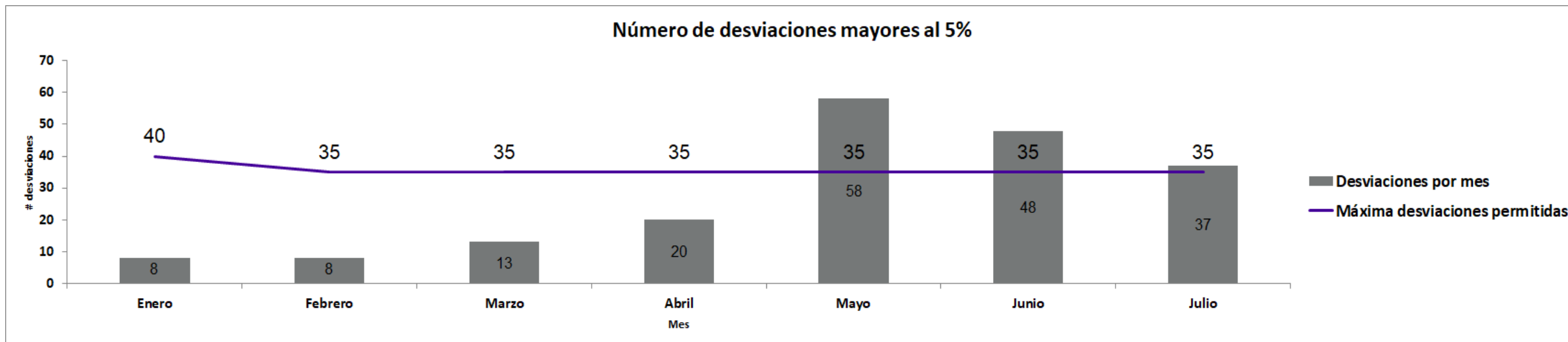
Participación PNDC en la generación total del SIN



Participación PNDC en la generación total del SIN



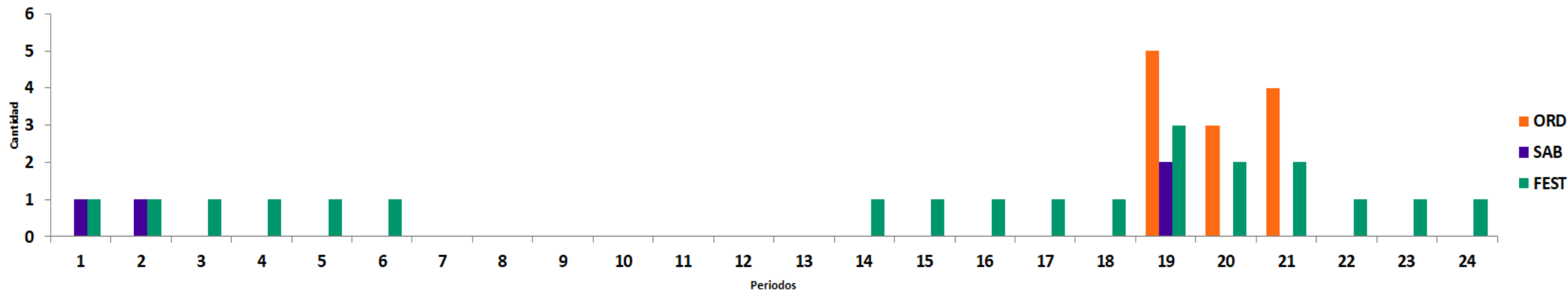
Indicador de calidad del pronóstico oficial julio 2023



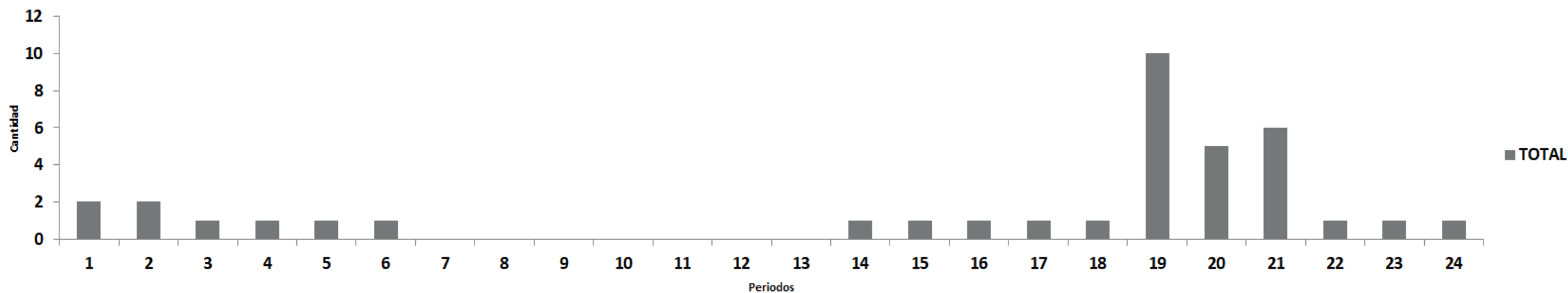
*Información actualizada el 30 de julio de 2023

Indicador de calidad del pronóstico oficial julio 2023

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

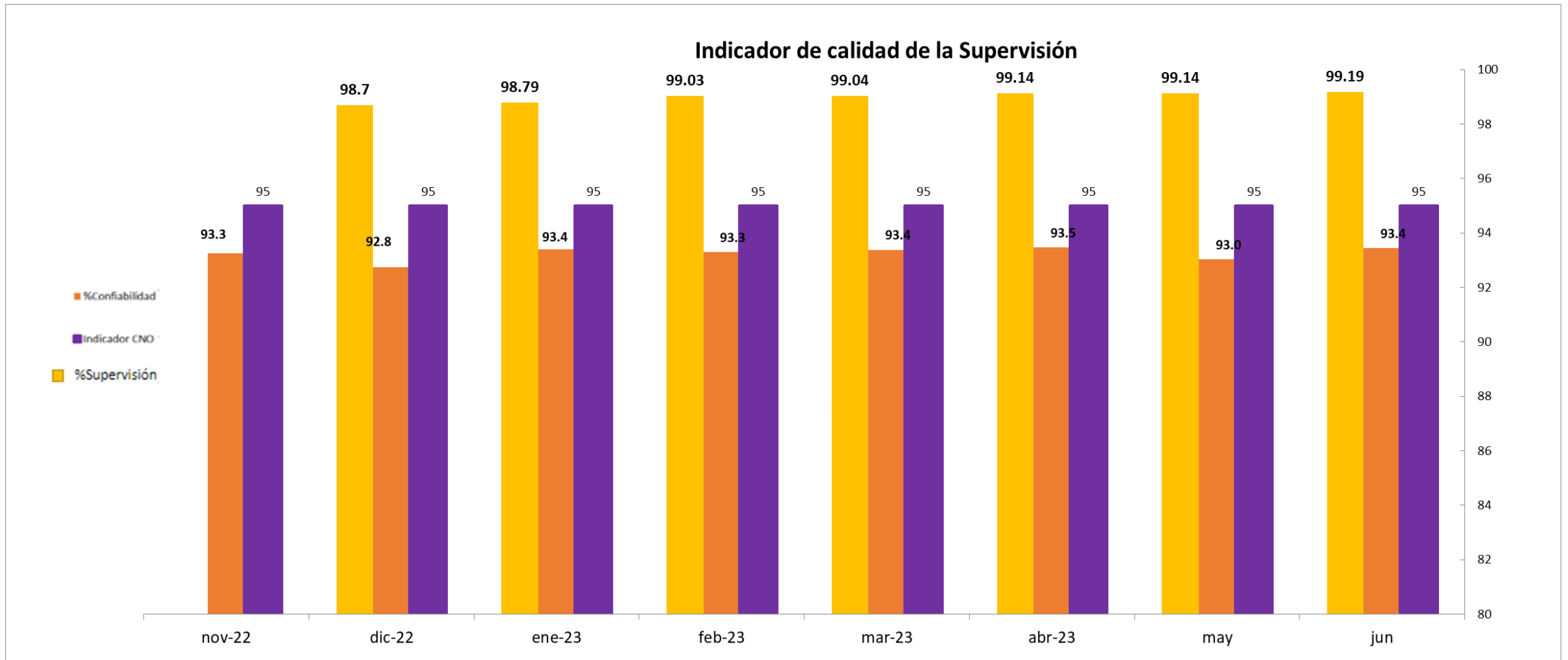


Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información actualizada el 30 de julio de 2023

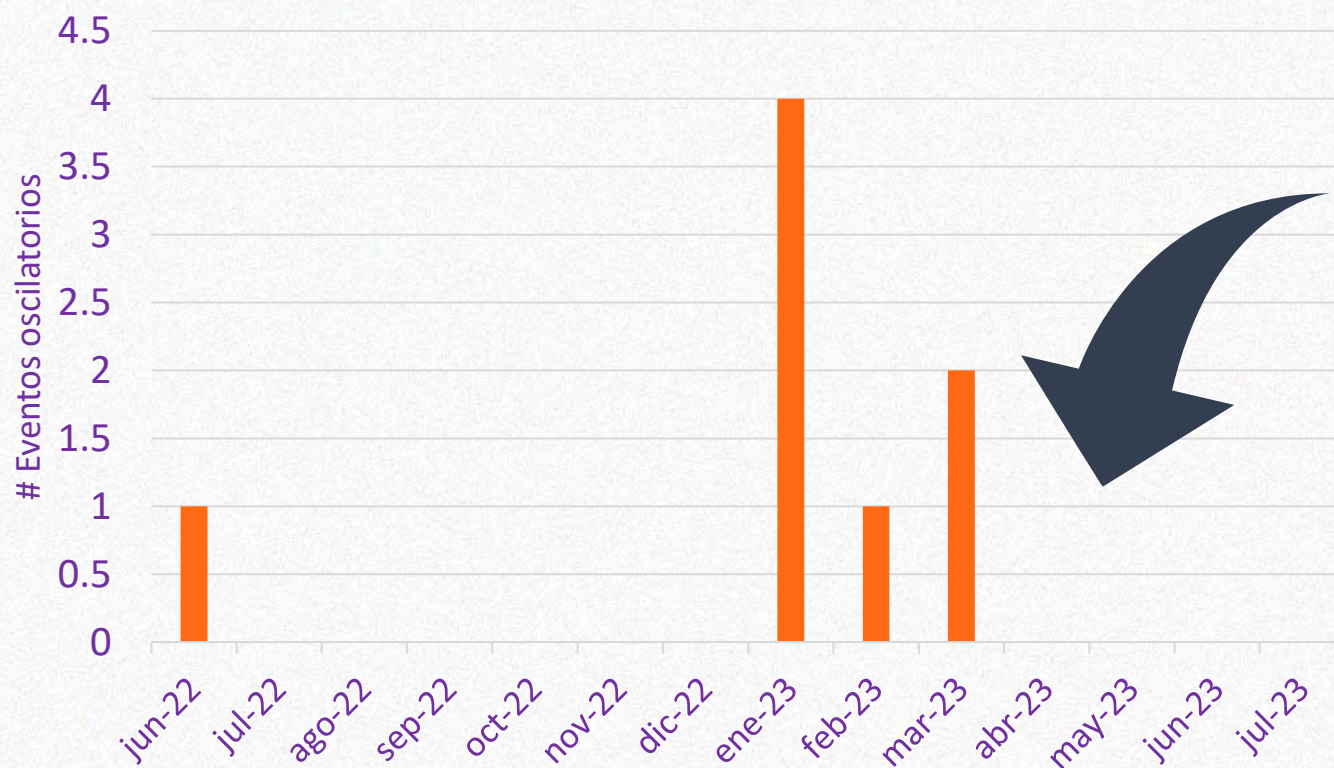
Indicador de calidad de la supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de junio de 2023

Indicador propuesto (2023)

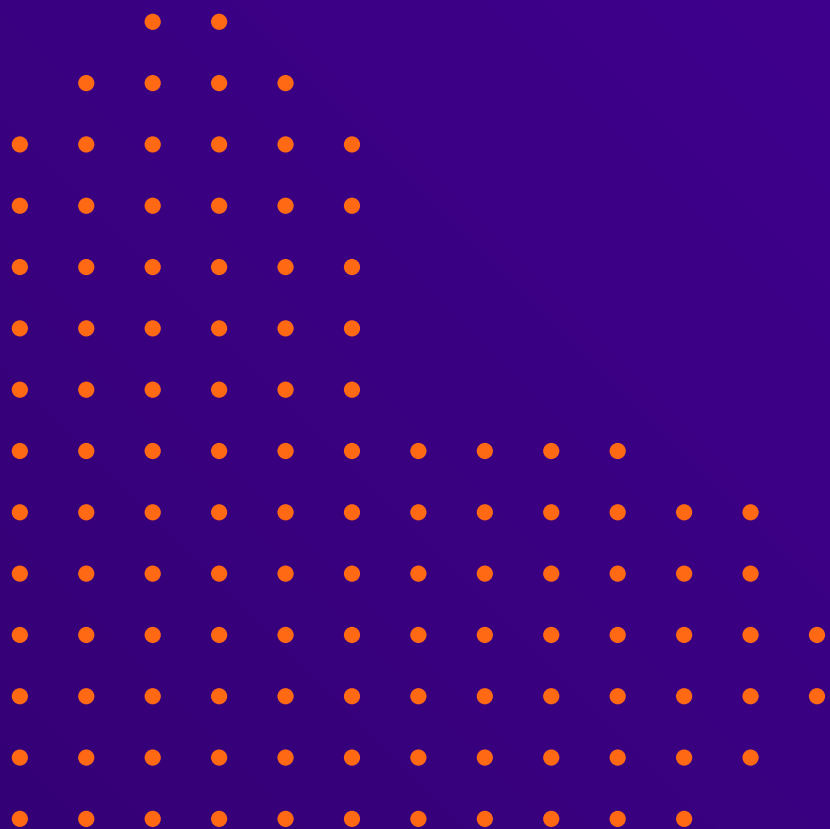
Indicador oscilaciones baja frecuencia



03 Abril de 2023:

Debido a respuesta oscilatoria, se aumenta la banda muerta de Betania, unidades 2 y 3, hasta que ajusten los PSS.

Definición: Cantidad de eventos oscilatorios con duración mayor a un minuto, amplitud mayor o igual a 60 mHz, y amortiguamiento menor o igual a 5% del modo de baja frecuencia (0.05 Hz a 0.1 Hz).



GRACIAS



Sumamos energía,
sumamos pasión