



CAMMESA

**PROGRAMACIÓN ESTACIONAL
DEFINITIVA**

Noviembre 2023 – Abril 2024

Evolución Demanda

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA – POTENCIAS MÁXIMAS



Potencia Máxima

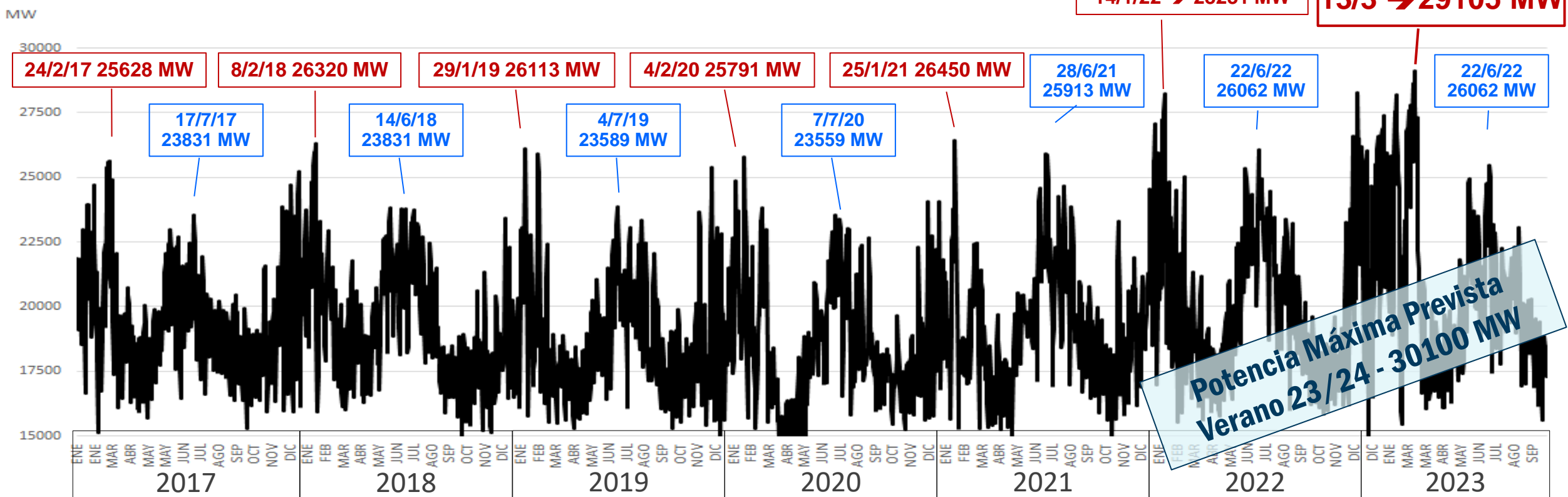
verano

2022/2023

29105 MW

	Verano 2016/2017	Invierno 2017	Verano 2017/2018	Invierno 2018	Verano 2018/2019	Invierno 2019	Verano 2019/2020	Invierno 2020	Verano 2020/2021	Invierno 2021	Verano 2021/2022	Invierno 2022	Verano 2022/2023	Invierno 2023
POTENCIA [MW]	25628	23738	26320	23831	26113	23859	25791	23559	26450	25913	28231	26062	29105	25476
FECHA	24/2/2017	17/7/2017	8/2/2018	14/6/2018	29/1/2019	04/07/2019	04/02/2020	07/07/2020	25/01/2021	28/06/2021	14/01/2022	22/06/2022	13/03/2023	18/07/2023
DÍA	Viernes	Lunes	Jueves	Jueves	Martes	Jueves	Martes	Martes	Lunes	Lunes	Viernes	Miércoles	Lunes	Miércoles
HORA	14:25	20:45	15:35	20:29	14:25	20:42	14:57	20:42	14:41	20:46	14:12	20:32	15:28	20:59
Temp GBA [°C]	27.7	5.8	30.2	8.3	30.9	7.3	29.5	7.4	30.8	7.7	33.8	7.5	31.0	6.2

Demanda Máxima de Potencia SADI



CRECIMIENTO MEDIO MÓVIL ANUAL



+2.3 %

Estos valores **no** incluyen Patagonia y están ajustados a igual cantidad de tipo de días y temperatura media mensual (hasta Octubre 2023).

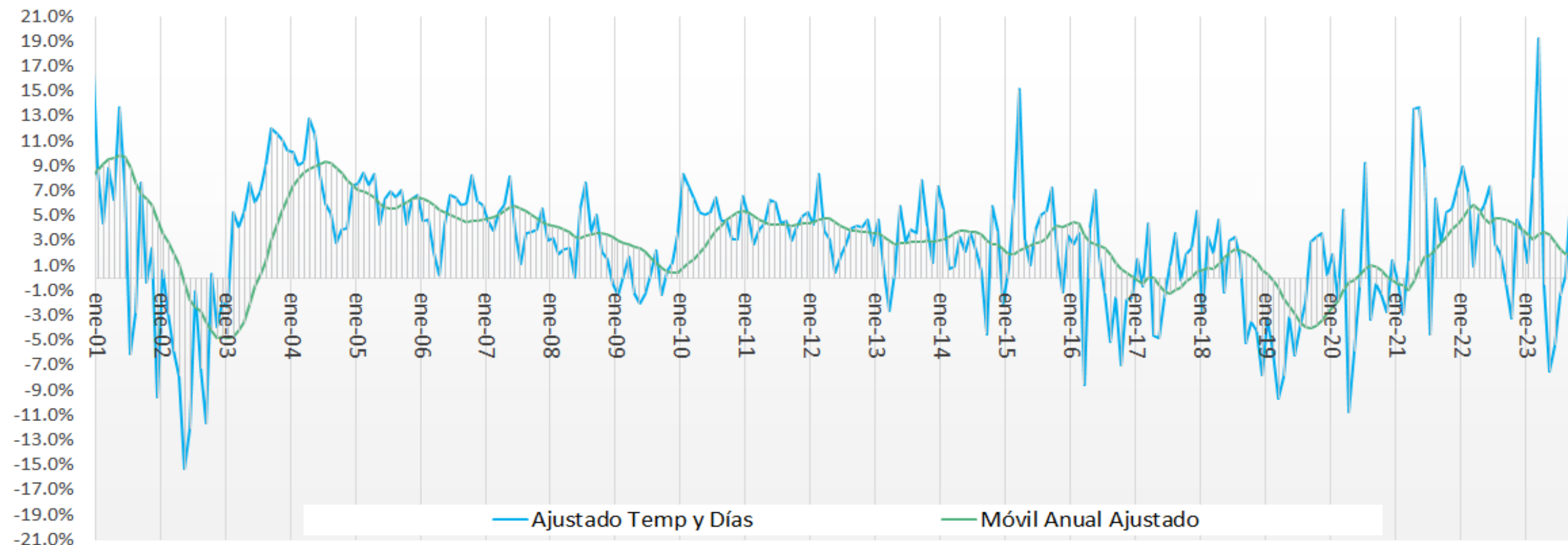
Hábiles

Lunes 13-mar 2023

590.7 GWh

31.0 °C

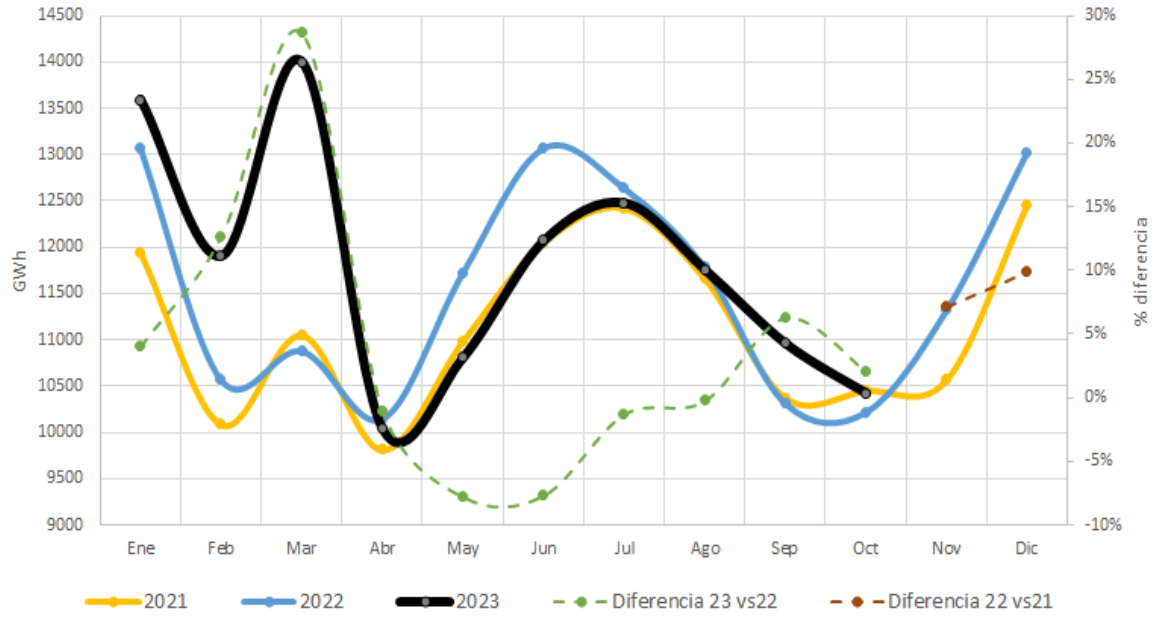
Demanda Neta de Energía Ajustada a Igual Cantidad de Tipo de Día y Temperaturas Medias (sin Patagonia)



EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA - ENERGÍA



Demandas Mensuales Netas Transaccionadas

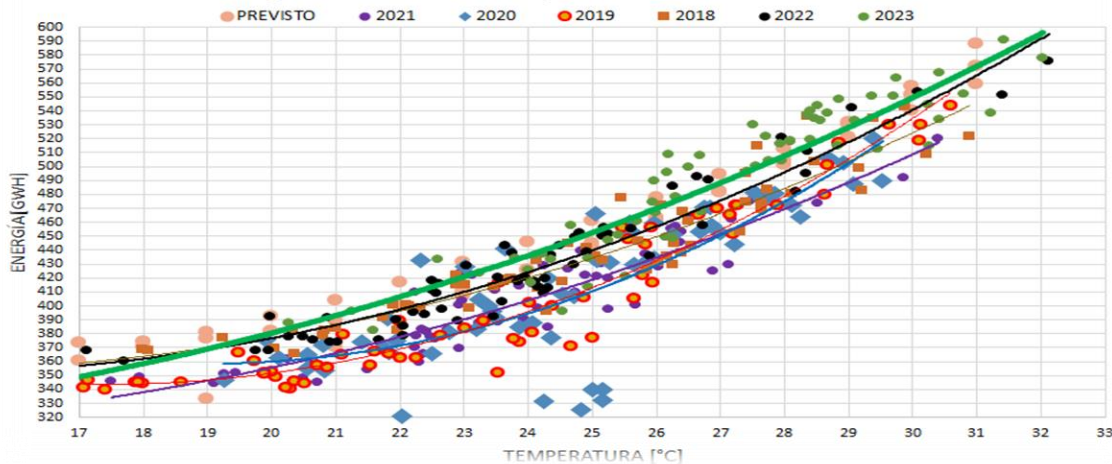


Los primeros 10 meses del 2023 presentan un crecimiento del 3.2% respecto al año anterior.

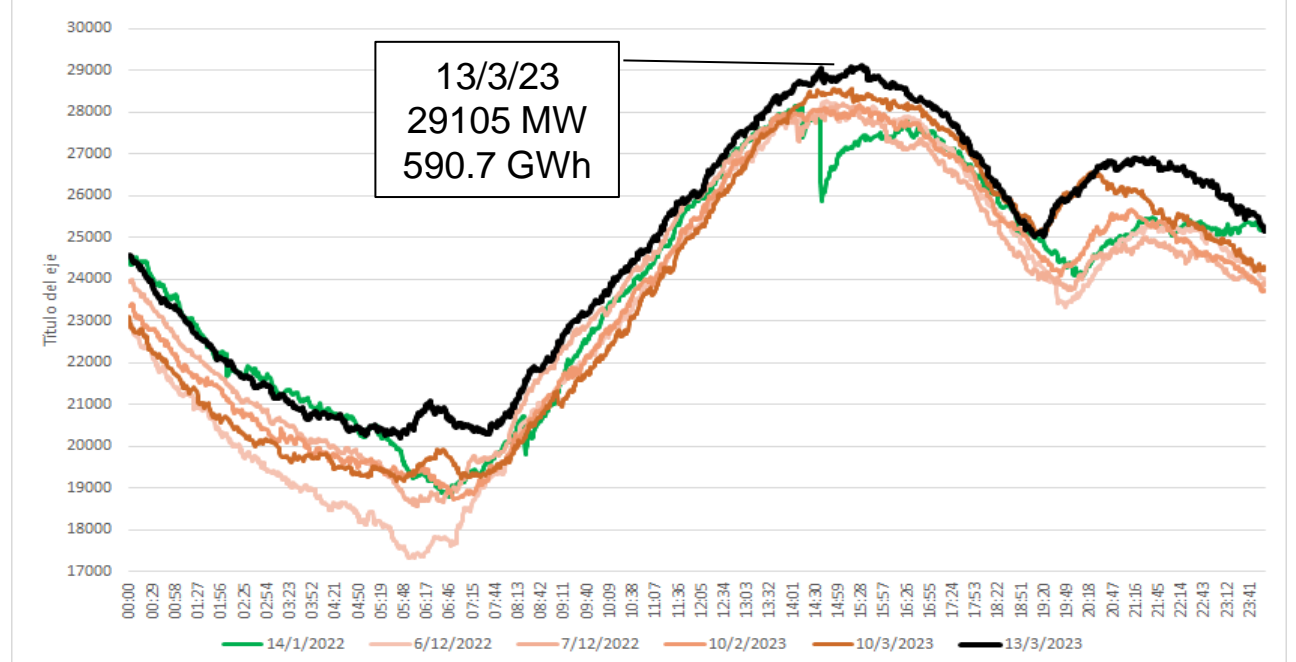
El período Dic'22-Mar'23 presentó un 11.8% por encima del mismo período del año anterior.

La previsión de los agentes para el Verano 2023/2024 es un **-3%** (inferior) a la registrada en el verano pasado, per a demanda ajustada a Temperatura media resulta **+4.5%**

Energía Diaria vs. Temperaturas - Hábiles



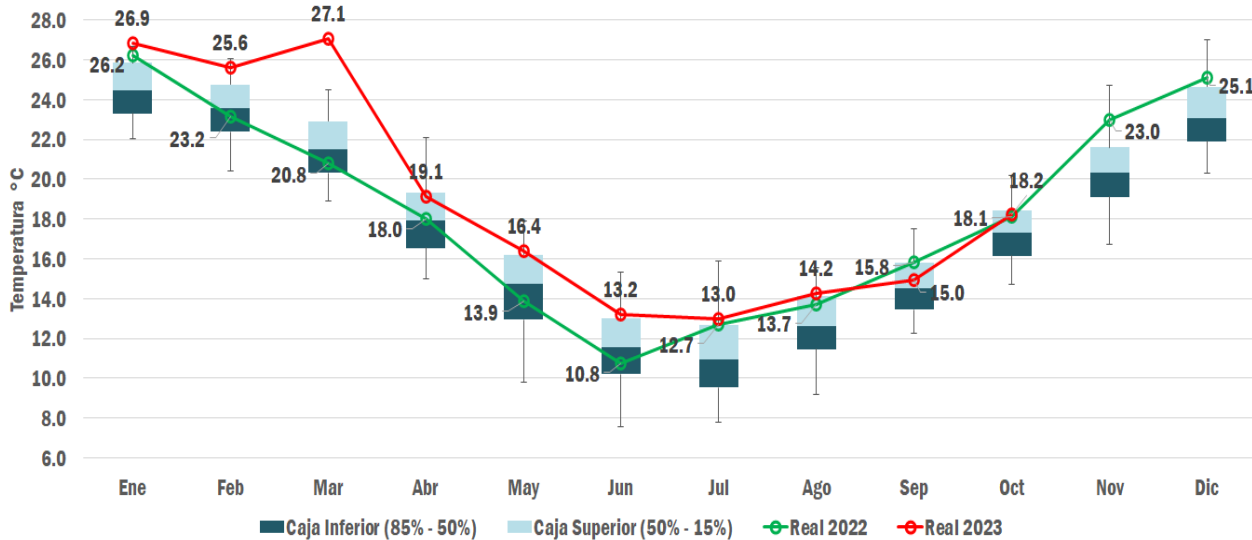
DEMANDAS MÁXIMAS HISTÓRICAS



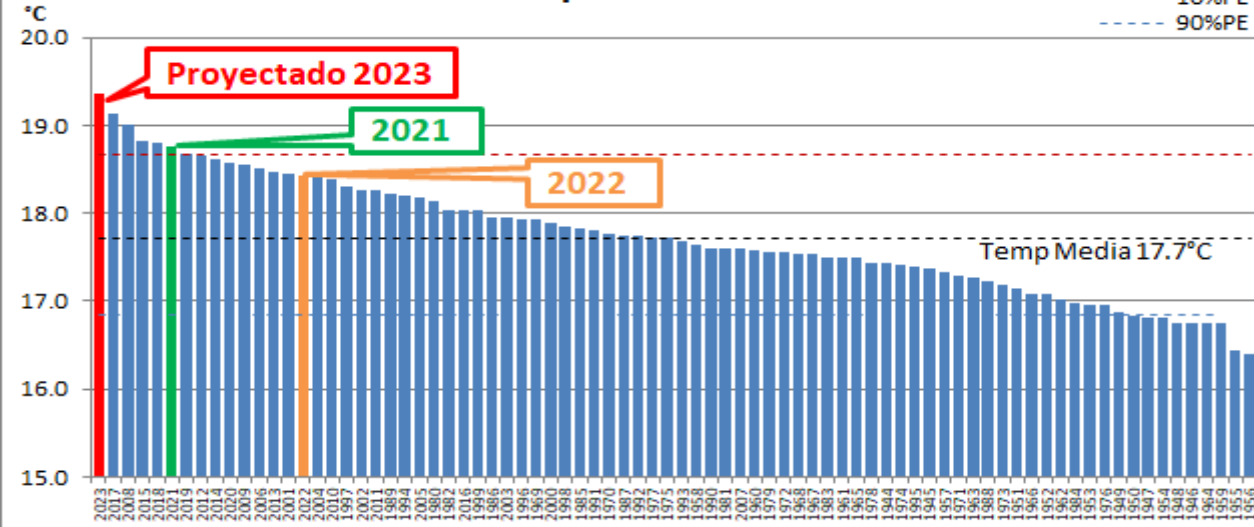
Temperaturas Históricas



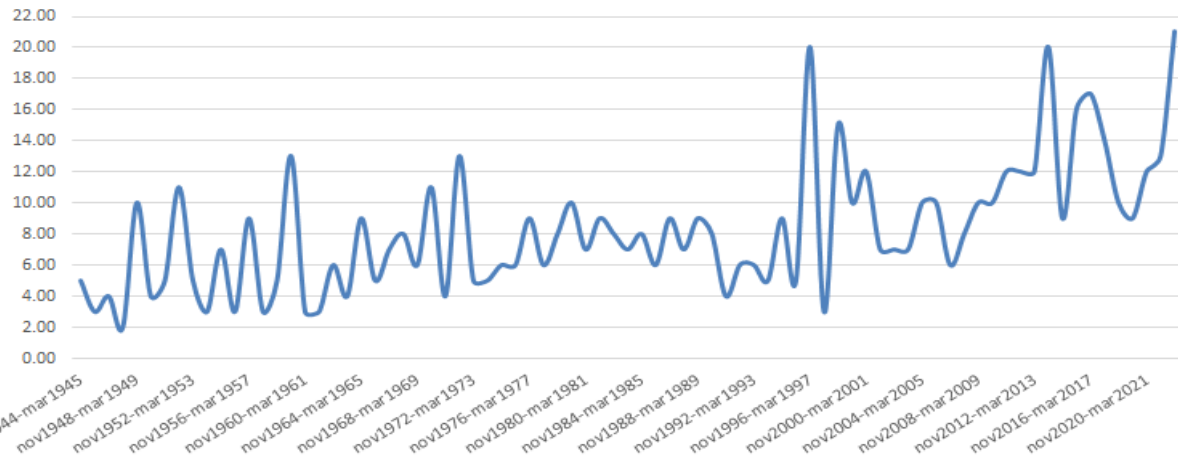
Temperatura Real 2022 y 2023 vs Serie Histórica



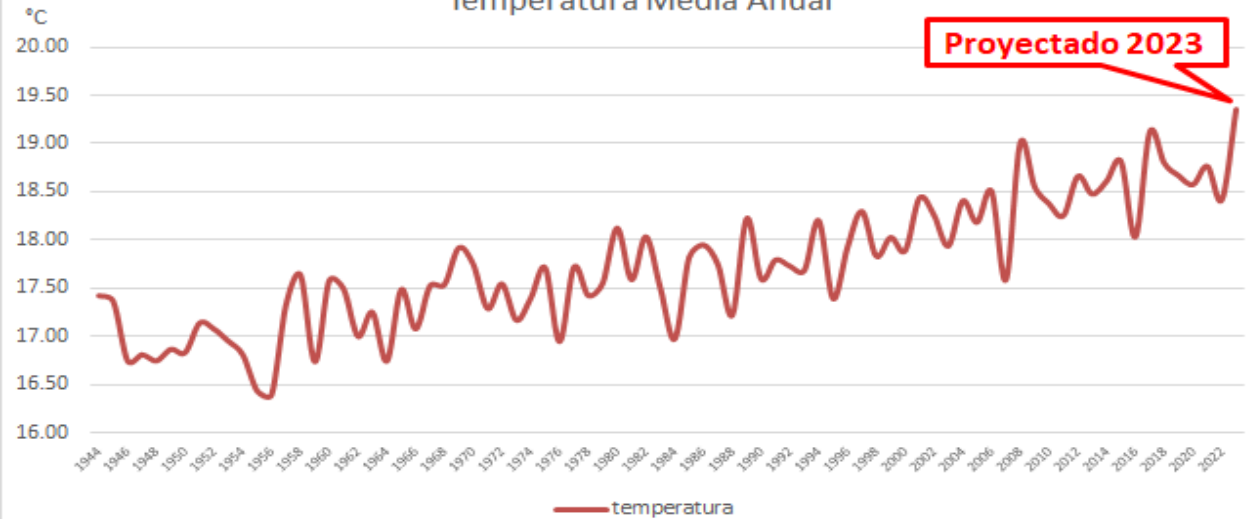
Monótonas Temperaturas Medias Anual



Máxima cantidad de días consecutivos con temperatura media diaria por sobre 25°C

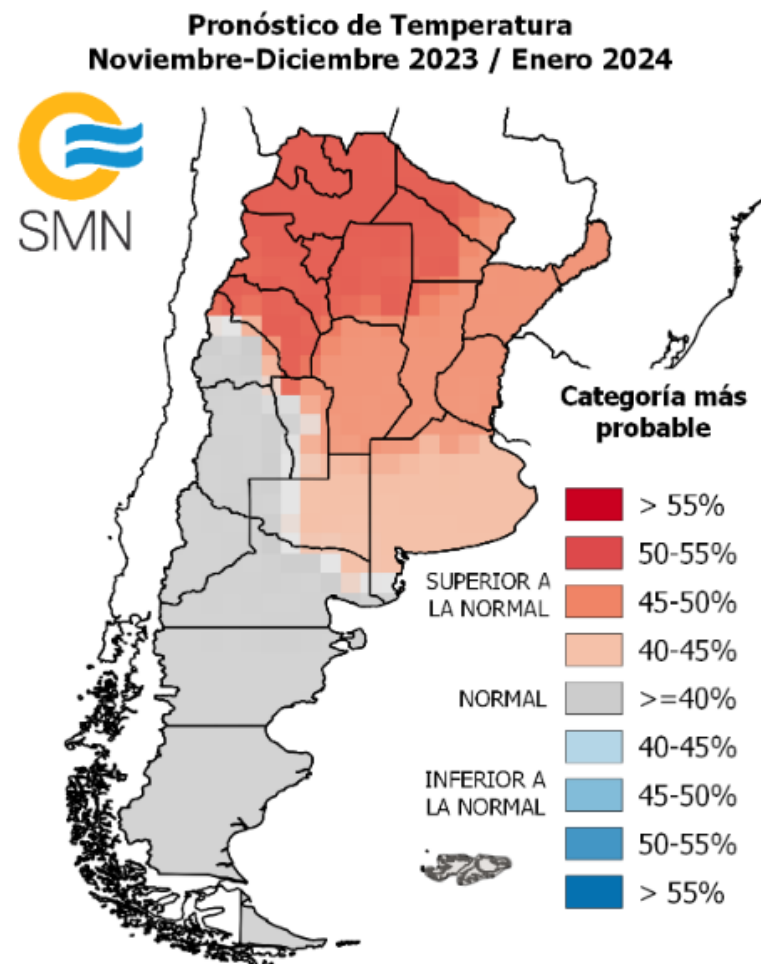
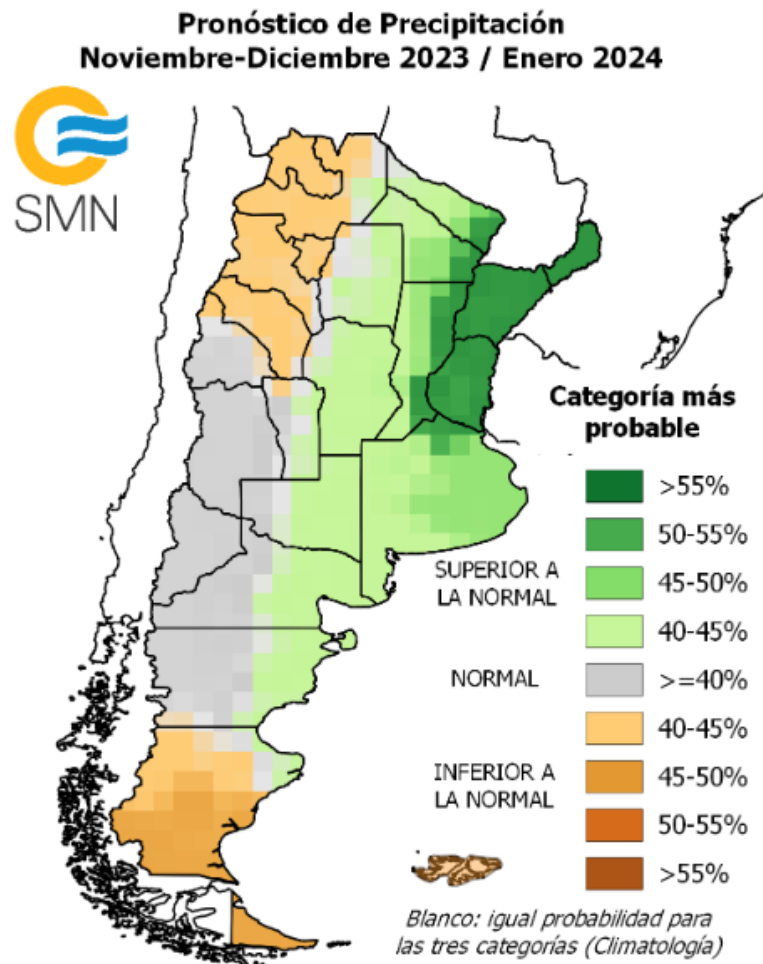


Temperatura Media Anual



CONDICIONES CLIMÁTICAS E HÍDRICAS ESPERADAS

Pronóstico trimestral Noviembre 2023 – Enero 2024

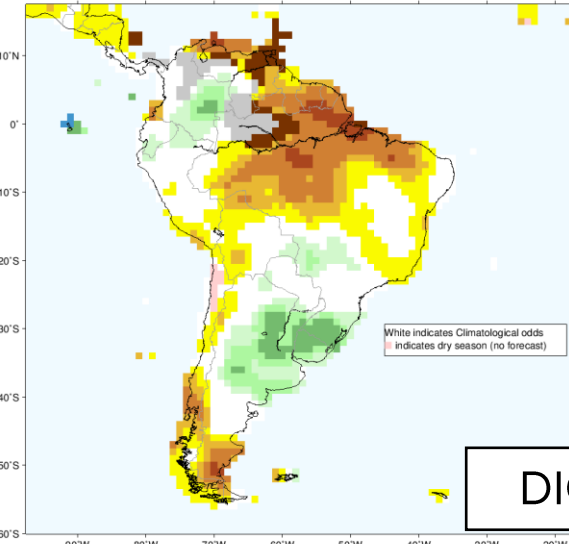


El SMN indica para el trimestre Noviembre'23-Enero'24 se espera mayor probabilidad de lluvias superiores a lo normal en la cuenca de los Ríos Paraná y Uruguay, mientras que en la región Comahue se esperan condiciones normales. Respecto a la temperatura se espera en el trimestre en el Centro y Norte del País mayor probabilidad de temperatura por sobre la media histórica.

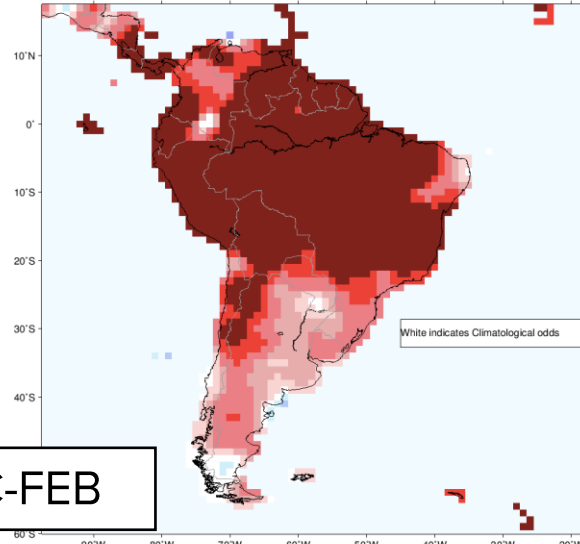


Pronósticos trimestrales Diciembre 2023 – Marzo 2024

IRI Multi-Model Probability Forecast for Precipitation for December–January–February 2024, Issued November 2023

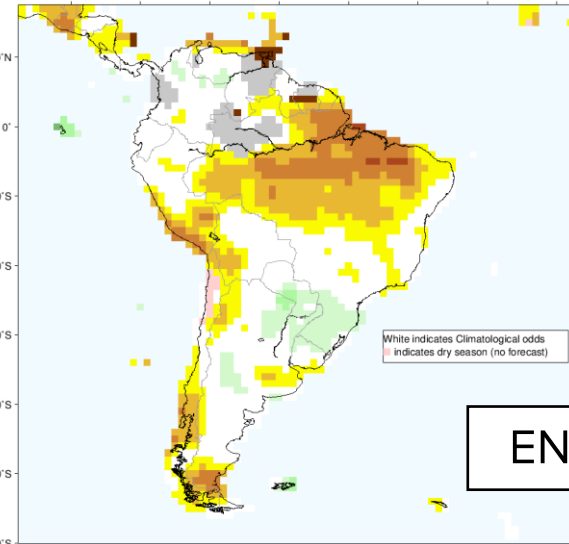


IRI Multi-Model Probability Forecast for Temperature for December–January–February 2024, Issued November 2023



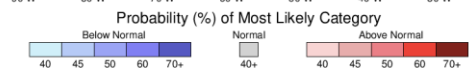
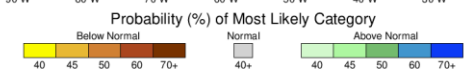
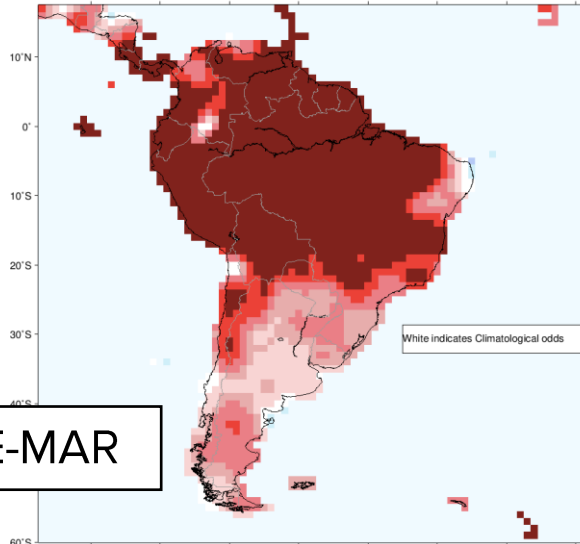
DIC-FEB

IRI Multi-Model Probability Forecast for Precipitation for January–February–March 2024, Issued November 2023



ENE-MAR

IRI Multi-Model Probability Forecast for Temperature for January–February–March 2024, Issued November 2023



El International Research Institute de la Universidad de Columbia indica en sus pronósticos que las lluvias en la región Comahue serán normales o inferiores a a los normales, sin embargo, en el litoral Argentino, Uruguay y sur de Brasil y Uruguay las lluvias serían continuarán siendo con mayor probabilidad superiores a los normales con tendencia de ir normalizándose, por lo que es de esperar que los aportes del Río Uruguay sigan siendo considerablemente mayores a los turbinables durante diciembre y atenuándose desde Enero 2024, mientras que en el Paraná seguirán siendo sostenidos (no secos). Respecto a la temperatura se prevé que sean superior a lo normal prácticamente en todo el país, normalizándose avanzando el verano. Como muestran las imágenes sobre Brasil se esperan condiciones secas en la región Norte y muy altas temperaturas en todo el territorio, por lo que sería probable que los excedentes exportables que tenga disponible para ofertar a Argentina sean a precios superiores a los registrados en el verano 22/23 (precios que fueron muy competitivos).



Noviembre 2023 – Marzo 2024 - Actualizada 24/11/2023

3- Estimación de caudales

El pronóstico trimestral nov-dic-ene indica que las precipitaciones serán cercanas a los valores medios históricos. Las precipitaciones ocurridas en lo que va de noviembre, ya superan las medias históricas en un 30% aproximadamente.

Para la estimación de la evolución de los caudales entrantes al sistema de embalses en los próximos meses hasta el fin del año hidrológico, se tuvieron en cuenta dos escenarios de precipitaciones medias para el trimestre. El escenario 1 contempla un trimestre con precipitaciones inferiores al escenario 2. Los resultados se muestran en la Tabla 2.

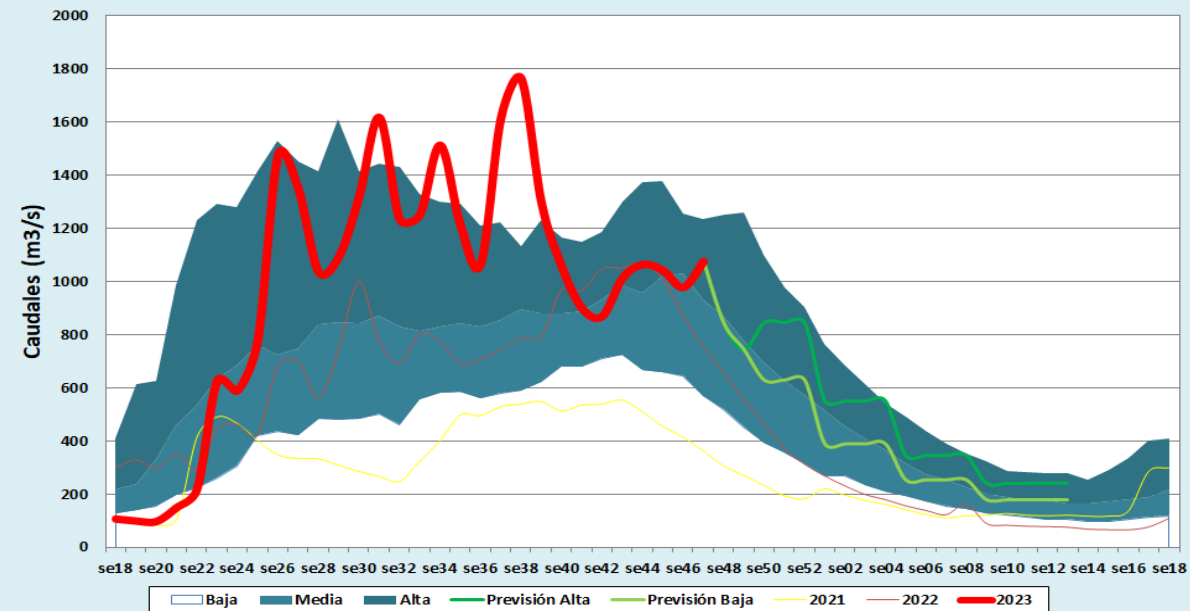
Caudales (m3/s)	RIO LIMAY ENTRANTE A ALICURA	C.CURÁ + PICHILEUFU ENTRANTE A PIEDRA DEL ÁGUILA	RÍO NEUQUÉN ENTRANTE A CERROS COLORADOS
nov-23	345 / 430	465 / 655	460 / 600
dic-23	315 / 390	315 / 455	285 / 410
ene-24	240 / 300	150 / 250	175 / 240
feb-24	165 / 205	90 / 140	115 / 155
mar-24	120 / 150	60 / 90	80 / 135

Tabla 2: Previsión estacional (para nov-mar : Esc.1 / Esc.2)

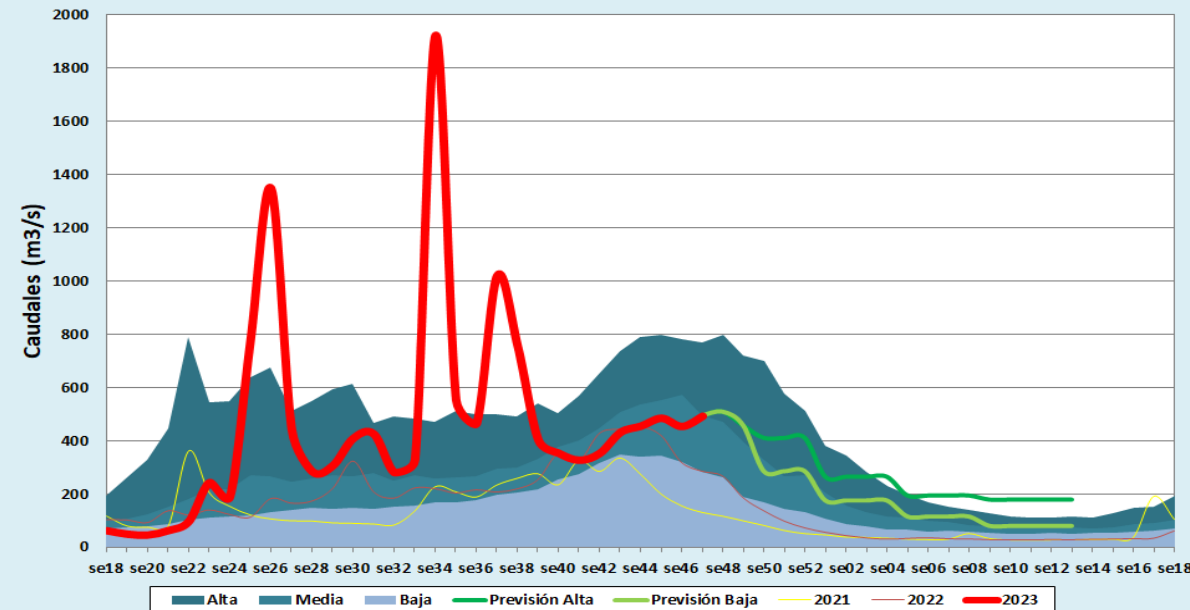
	Pronostico			
	Limay+Collón		Neuquén	
	Alto	Bajo	Alto	Bajo
nov-23	49%		63%	
dic-23	33%	50%	38%	51%
ene-24	29%	56%	22%	44%
feb-24	28%	50%	11%	21%
mar-24	29%	55%	6%	9%

La actualización de pronósticos de aportes elaborados por la AIC recientemente indican que el Limay + Collón se encontrará en valores medios para el pronóstico bajo y entre entorno al 30% de PE para los pronosticos altos. Ambos pronósticos del río Neuquén, indican que al avanzar el verano se irán evolucionando hacia bajas probabilidad de excedencia.

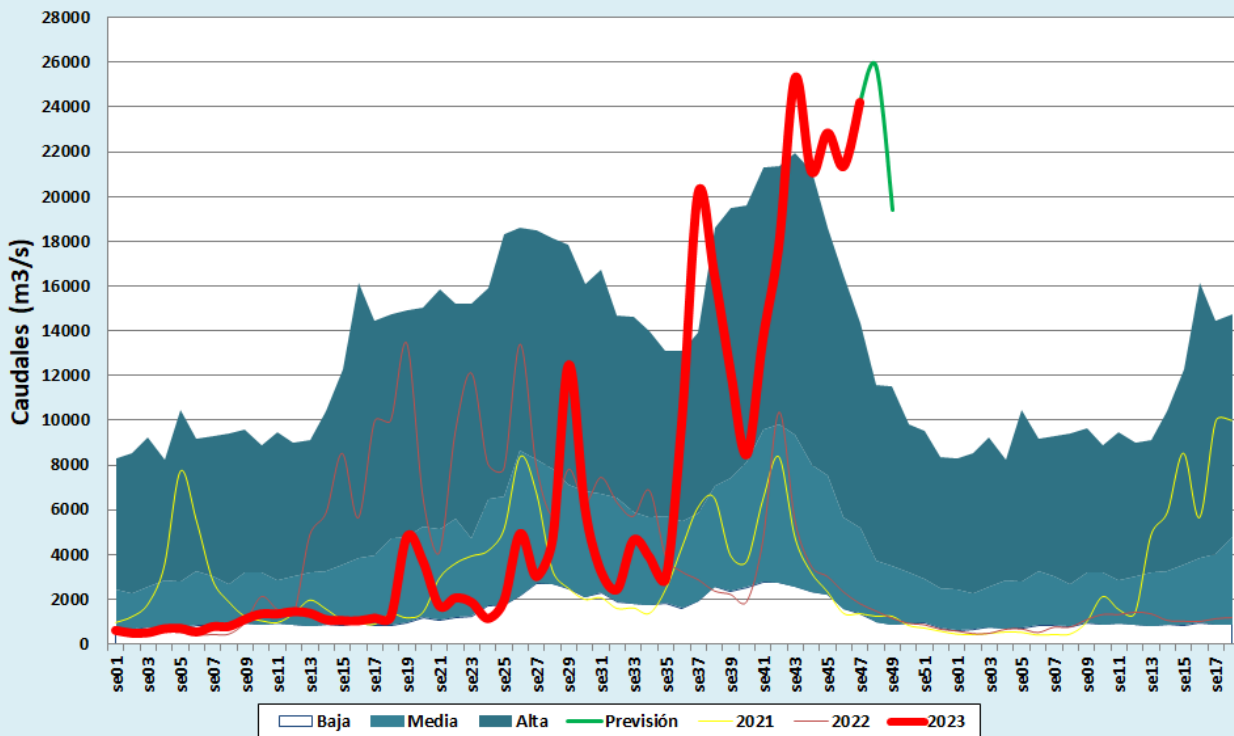
Caudales Medios - Río Lim+CC



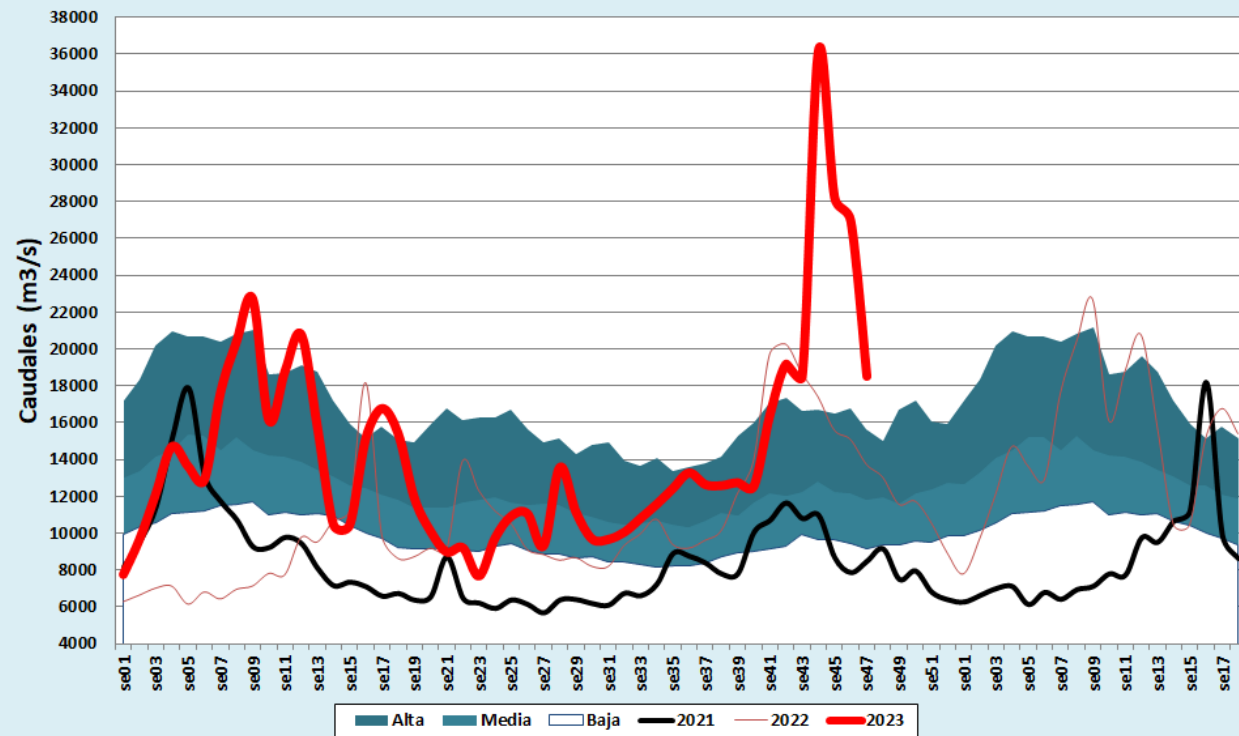
Caudales Medios - Río Neuquén



Caudales Medios - Río Uruguay



Caudales Medios - Río Paraná



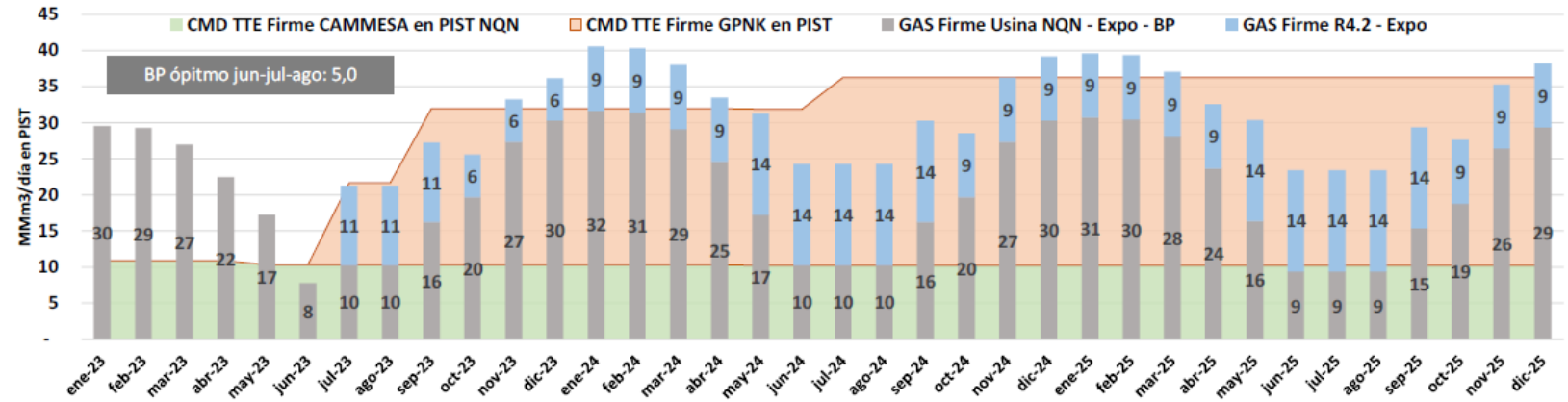
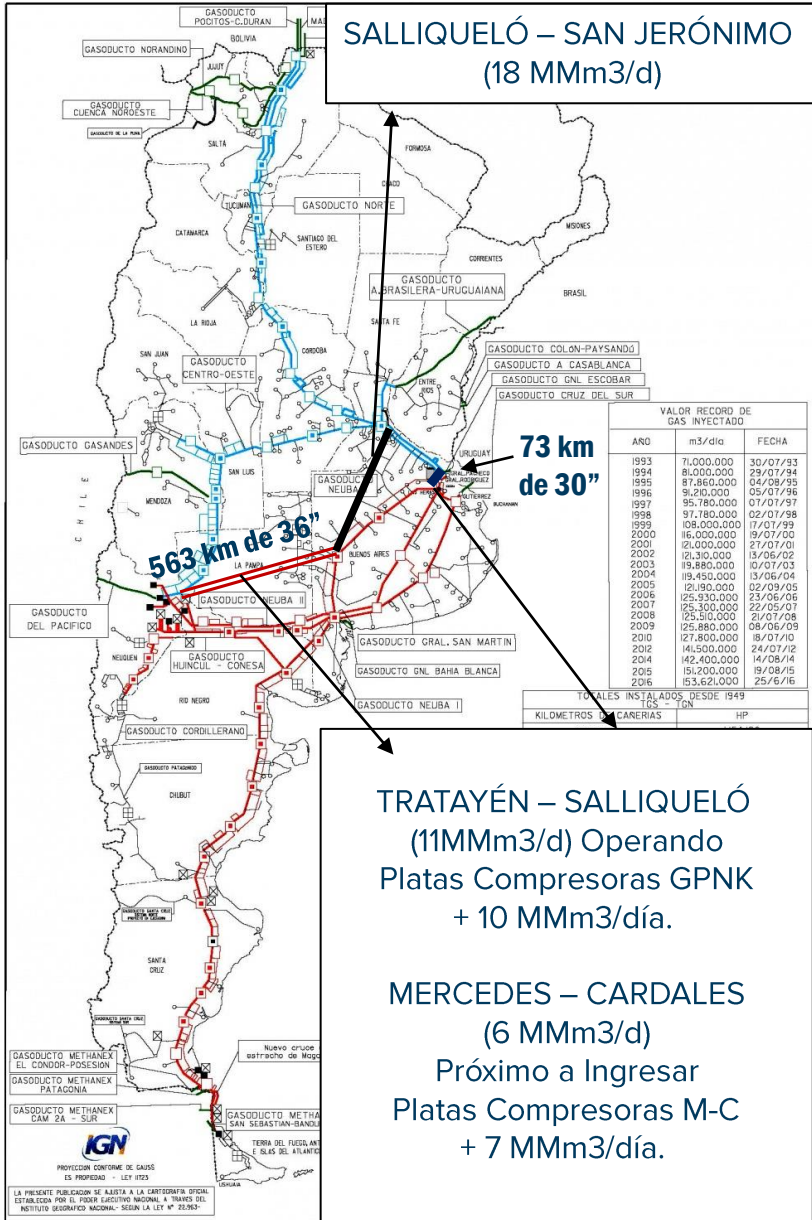
Situación Hidrológica Salto Grande

En cuanto al pronóstico cuantitativos realizados por Hidrología de la Central indican valores para el próximo trimestre, que se ubican mayoritariamente dentro del tercil superior en las 3 subcuencas, indicando mayores probabilidades de precipitaciones superiores a lo normal para el próximo trimestre. Con altísimos aportes requieren altos vertidos con la consiguiente pérdida de potencia.

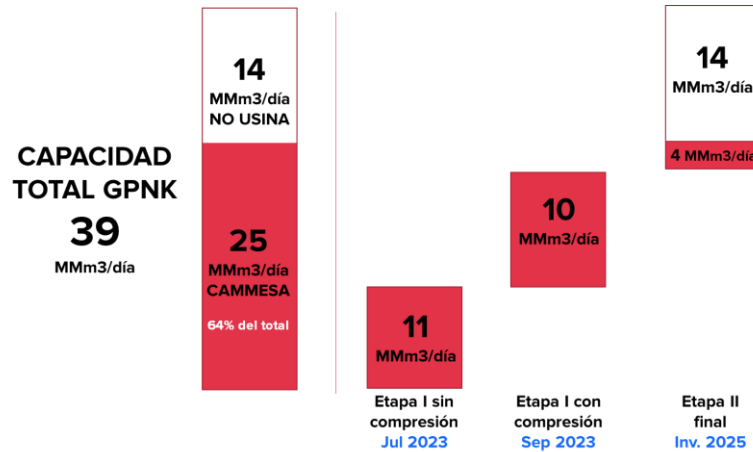
Situación operativa de Yacyretá

Los caudales en Yacyretá para los próximos días estarán acordes a la operación de las centrales hidroeléctricas aguas arriba, y a la evolución real de las precipitaciones pronosticadas sobre su cuenca de aporte. Del análisis efectuado con la información disponible hasta el momento sitúa dichos valores en el rango de los 16.000 a 18.000 m³/s.

Sistema de Gas



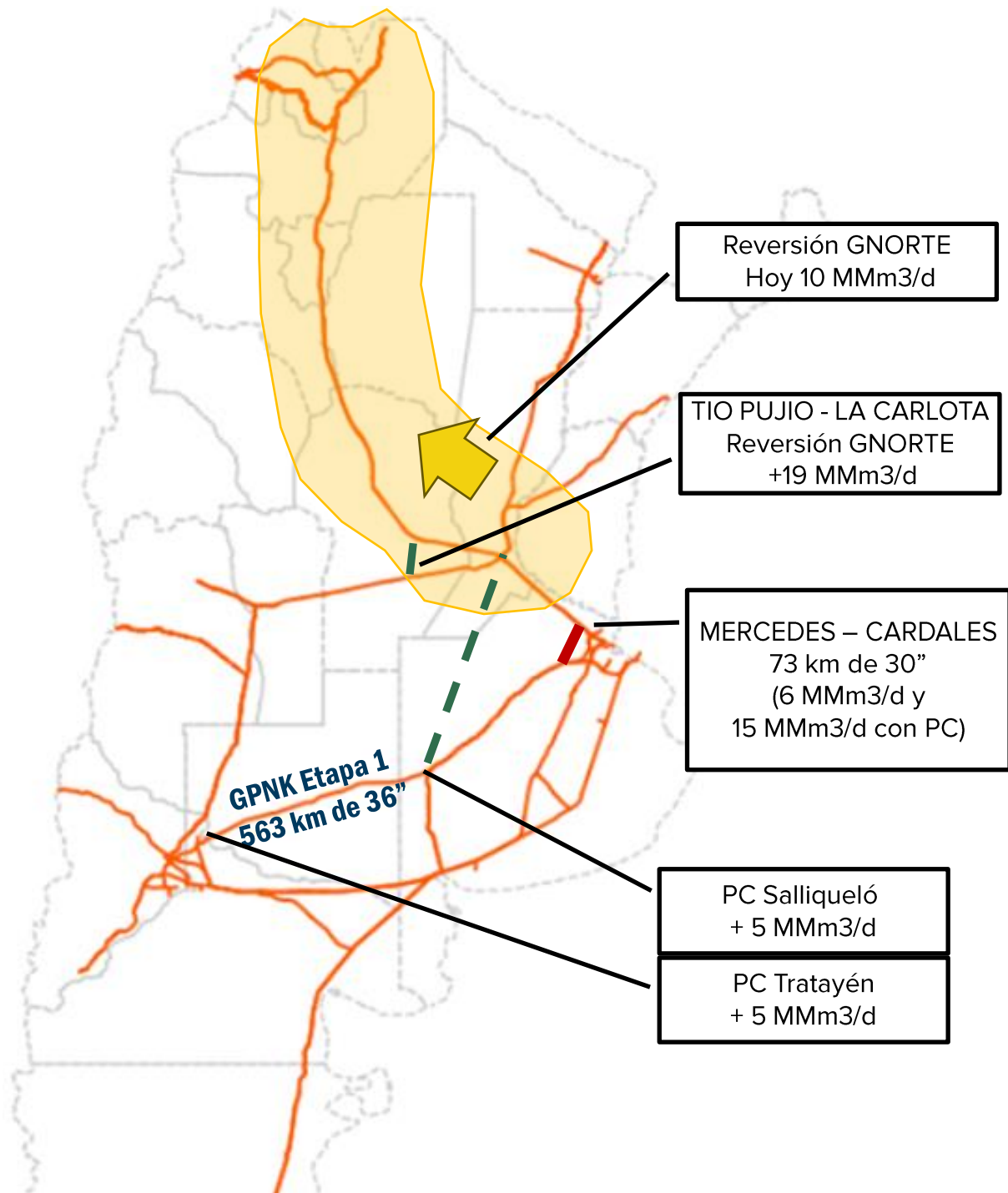
A los efectos comparativos de los volúmenes de gas y transporte en el Punto de Recepción, las capacidades están expresadas en MMm3/día en PIST NQN, incluyendo los porcentajes de gas combustible que corresponden a las rutas en análisis.




Finalizado el proyecto se dispondrán 39 MMm3/día. Contrato CAMMESA es de 25 MMm3/día, un 64% de la capacidad total del GPNK

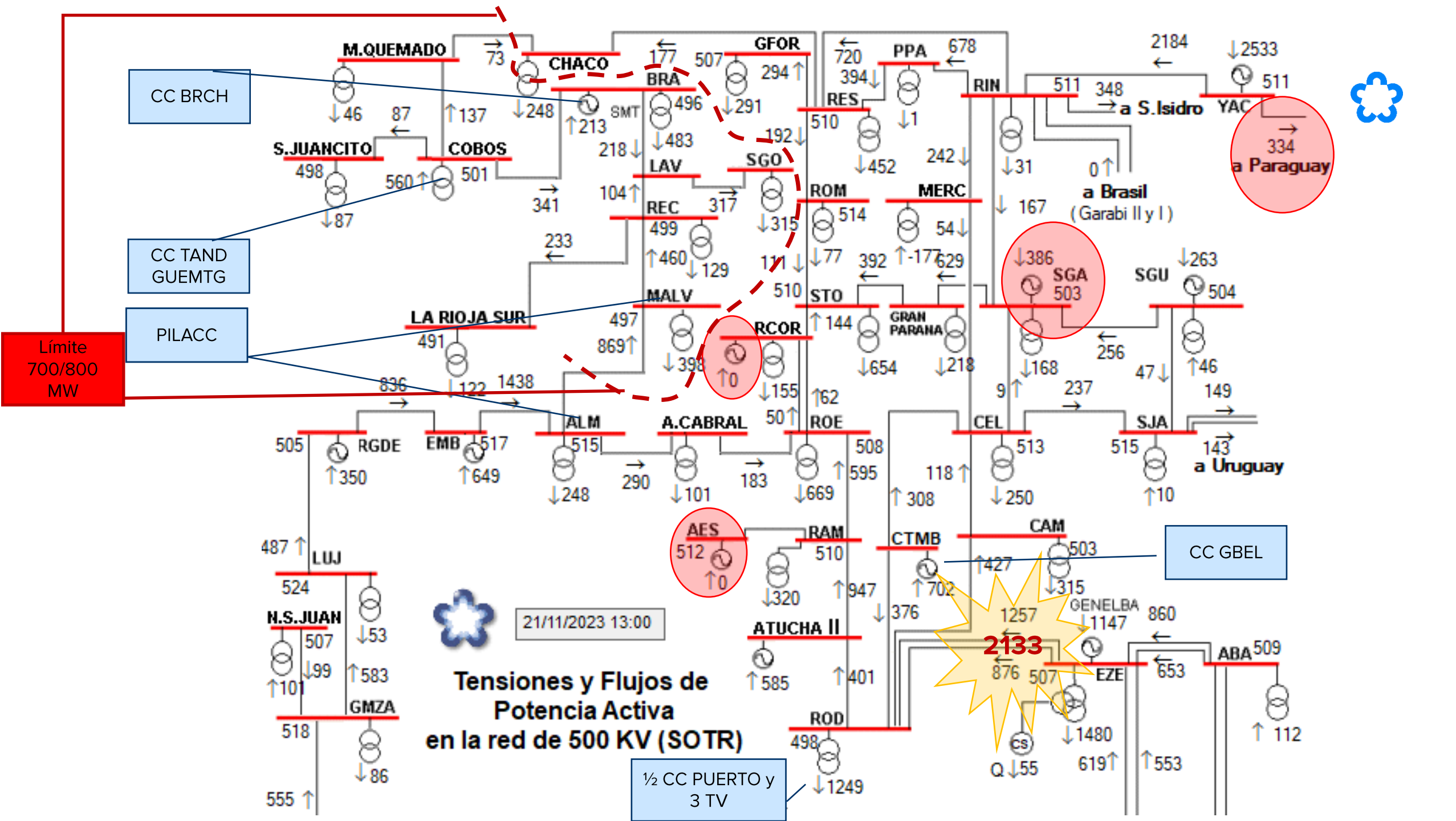
Beneficios operativos, económicos y ambientales:

- Reemplazo de combustibles alternativos al gas natural (mayormente importados).
- Reducción de los costos de abastecimiento del MEM.
- Recuperación de oferta térmica eficiente instalada del NOA y eliminar el actual riesgo de abastecimiento del servicio eléctrico en el área NOA y brinda seguridad del mismo a las regiones Centro, Cuyo y NOA.
- Mejora de la eficiencia del Sistema.
- Pleno acceso al volumen de Plan GasAr
- Mejora de la disponibilidad de máquinas (TG) al reducir las horas equivalentes de operación.
- Reducción de las emisiones por utilización de gas natural como combustible principal y la mejora de eficiencia.



La red de TGN que abastece de Gas  LIT+CEN+NOA es deficitaria de producto, mientras que la red de TGS es superavitaria pudiendo despachar toda la Oferta Térmica disponible en el Sur y generación Limitada en el Norte, empeorando el rendimiento térmico. Esta situación en el Norte es agravada con baja inyección de Bolivia (con alta imprevisibilidad) y con la baja potencia Operable de Salto Grande por los altos vertidos, llevando a operar sin cumplir límites de seguridad en CEN+NOA, con altos flujos por Ezeiza-Rodriguez y requiriendo GNL y Líquidos Alternativos por despachos mínimos en el Norte.

El ingreso del Gasoducto Mercedes - Cardales mejora esta situación permitiendo mayor traspaso de gas de TGS a TGN.



CC BRCH

CC TAND GUEMTG

PILACC

Límite 700/800 MW

334 a Paraguay

CC GBEL

1/2 CC PUERTO y 3 TV

21/11/2023 13:00

Tensiones y Flujos de Potencia Activa en la red de 500 KV (SOTR)

2133



Previsiones Demanda

Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024

Previsiones por regiones y Tipos de Agentes

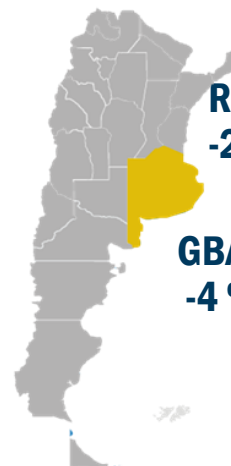
Tasa de variación prevista
por los Agentes para el Semestre
NOV'23 – ABR'24
-3%

Demandas Netas de Energía Programación Nov'23-Abr'24

REGIÓN	Nov'22-Abr'23 [GWh]	Nov'23-Abr'24 [GWh]	Crecimiento	Participación
BAS	8638	8654	0.2%	12.1%
CEN	6551	6516	-0.5%	9.1%
COM	2624	2611	-0.5%	3.6%
CUY	4536	4395	-3.1%	6.1%
GBA	26855	25410	-5.4%	35.4%
LIT	9428	9043	-4.1%	12.6%
NEA	6054	6140	1.4%	8.6%
NOA	6520	6479	-0.6%	9.0%
PAT	2686	2456	-8.6%	3.4%
Total	73893	71704	-3.0%	100%

GBA + BAS	35493	34064	-4.0%	47.5%
Resto	38399	37640	-2.0%	52.5%
Aluar	1320	1124	-14.8%	45.8%
PAT sin Aluar	1366	1332	-2.5%	54.2%

Compara demanda prevista estacional a temperatura media vs Demanda real registrada en el semestre anterior (muy exigente por las elevadas temperaturas registradas)



Resto del país

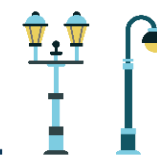
-2 %

GBA + BAS

-4 %



Distribuidores -3.2%



GU + AG - Aluar 1.0%



Tasas de variación previstas para el semestre Nov'23-Abr'24

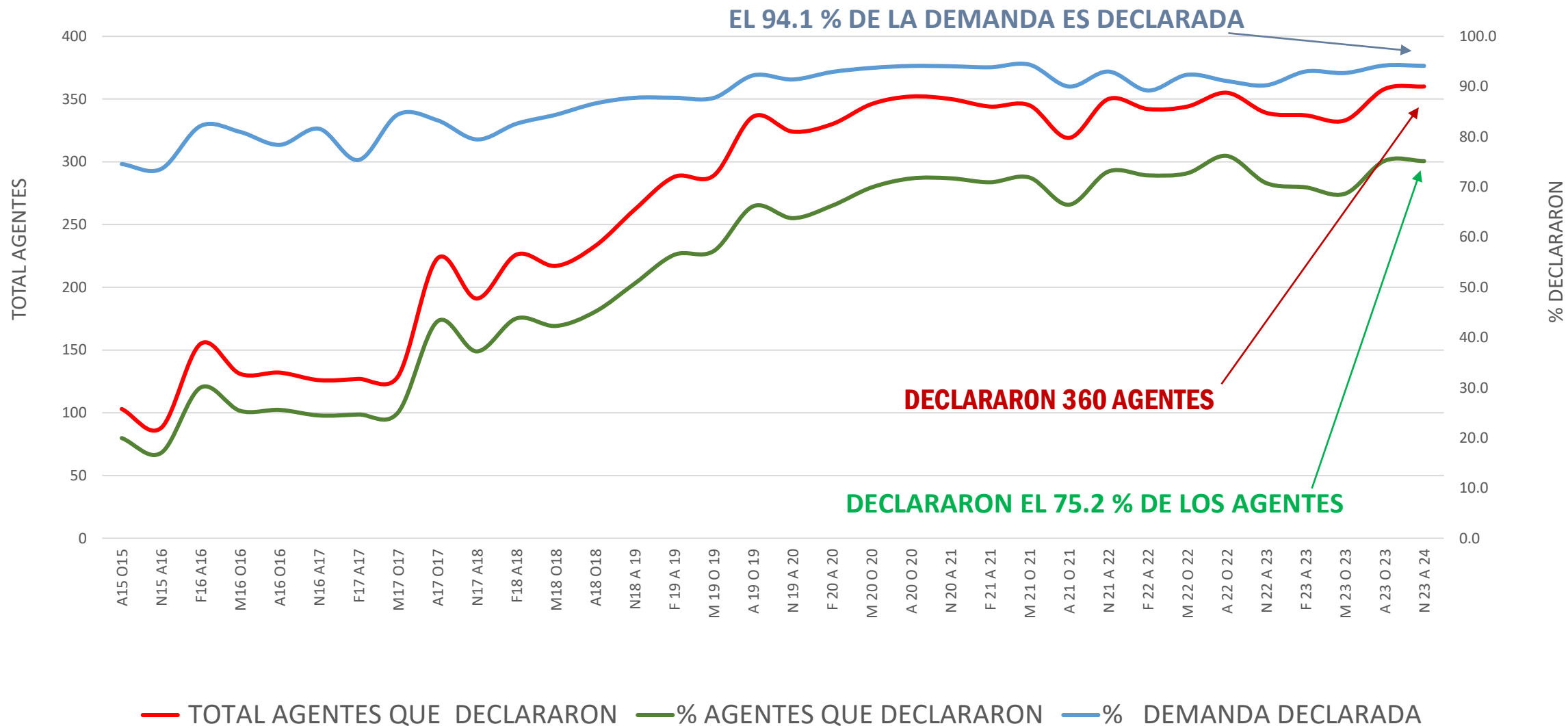
Programación Nov'23-Abr'24

TIPO	Nov'22-Abr'23 [GWh]	Nov'23-Abr'24 [GWh]	Crecimiento	Participación
Distribuidores	64630	62555	-3.2%	87.5%
GUMAs + Autog - Aluar	7942	8025	1.0%	10.7%
ALUAR	1320	1124	-14.8%	1.8%
Total	73893	71704	-3.0%	



Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024

AGENTES QUE DECLARARON PROG. ESTACIONAL DEMANDA



Hipótesis

Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024

- **Disponibilidad térmica:** Se prevé el ingreso de 301.3 MW de generación térmica convencional hasta fin de abril de 2024 (EZEITG04, TV05, TV06, PEDRTV01, ASECTG01,02).
- **Combustibles:** despacho por costos.
 - Gas:** los consumos de usinas son cubierto con Gas Nacional con evolución más probable de obras y compresión del GPNK y Mercedes - Cardales.
 - Fuel Oil:** límite máximo de consumo dependiendo de la disponibilidad de equipamiento.
 - Gas Oil:** con límite de consumo semanal sostenido por logística 175 mil m3.
- **Aportes hidráulicos:** se consideraron aportes por sobre la media en Comahue, acordes a los pronósticos estacionales de la AIC; y en los ríos Uruguay y Paraná se excluyeron crónicas secas. Toma de Paraguay de Yacyretá de acuerdo a previsión de ANDE, pero ante imprevistos podrán incrementar la solicitud.
- **Utilización de Embalses:** operatoria de embalses de acuerdo a las Normas de Manejo de Aguas → Erogado de Piedra del Águila según NMA.
- **Energías Renovables Ley 26190:** ingresos hasta abril 2024: 221 MW. Eólico → 36 MW, Solares → 183 MW, Bio Combustibles → 2 MW, Hidráulica → 0 MW.
- **Importación/Exportación:** Se considera importación de posibles excedentes provenientes de Uruguay por crónica. También oferta térmica de Brasil de 1000 MW medios. Se considera oferta térmica proveniente desde Bolivia.



PRECIO DE COMBUSTIBLES CONSIDERADOS

Composición del Gas Nacional + Bolivia + GNL previsto consumir		Gas Nacional	Gas Bolivia	GNL	Valores Medios Totales
Volúmenes [MMm3/día]	nov-23	36.0	0.0	0.0	36.0
	dic-23	42.0	0.0	0.2	42.1
	ene-24	52.6	0.0	0.3	52.9
	feb-24	47.6	0.0	0.2	47.8
	mar-24	46.4	0.0	0.0	46.4
	abr-24	39.1	0.0	0.1	39.2
Precio [U\$/MMBTU]	nov-23	3.19	0.0	17.0	3.19
	dic-23	3.26	0.0	17.0	3.26
	ene-24	3.28	0.0	17.0	3.28
	feb-24	3.26	0.0	17.0	3.26
	mar-24	3.21	0.0	17.0	3.21
	abr-24	3.33	0.0	17.0	3.33

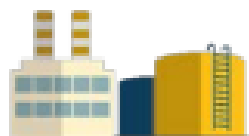
Costos de Combustibles Alternativos al gas considerados:

CM: 238.5 U\$/Ton (11.13 U\$/MMBTU)

FO: 580 U\$/Ton (14.91 U\$/MMBTU)

GO: 690 U\$/m3 (20.26 U\$/MMBTU)

Ingresos previstos



301.3 MW



2 MW



0 MW

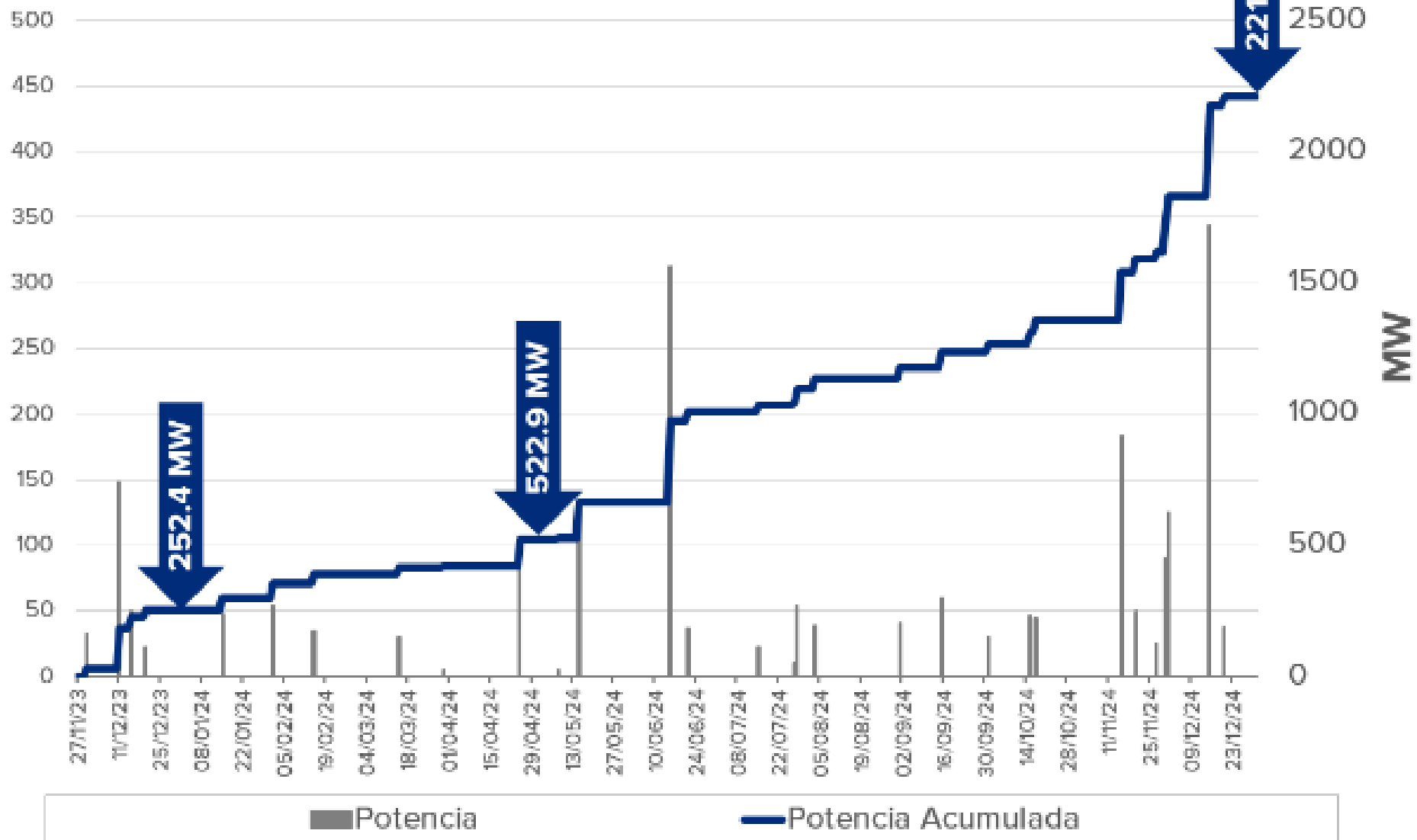


36 MW



183.6 MW

CRONOGRAMA INGRESOS DE GENERACIÓN



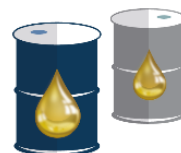
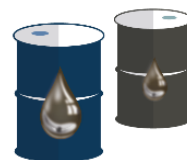
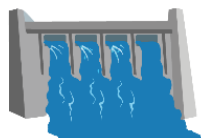
Resultados

Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024

Despacho y consumo de combustibles Trimestre Nov'23 – Ene'24



	Despacho Generación (MW med)		
	Real	Previsto	
	Noviembre - Enero 2023	Noviembre - Enero 2024	
TERMICO	10163	Alto	9556
		Medio	8461
		Bajo	7343
HIDRÁULICO RENOVABLE	4171	Alto	5791
		Medio	5349
		Bajo	4813
NUCLEAR	480	Alto	1417
		Medio	1417
		Bajo	1417
IMPORTACIÓN	917	Alto	81
		Medio	0
		Bajo	0
RENOVABLES (Ley 26190)	2264	Alto	3045
		Medio	2780
		Bajo	2490

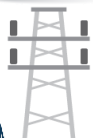
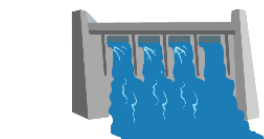


	Consumos Combustibles		
	Real	Previsto	
	Noviembre - Enero 2023	Noviembre - Enero 2024	
GAS (Mm3/dia)	46.5	Alto	49.7
		Medio	43.4
		Bajo	37.0
FUEL OIL (Miles Tn)	232	Alto	11
		Medio	2
		Bajo	1
CARBON (Miles Tn)	204	Alto	0
		Medio	0
		Bajo	0
GASOIL (Miles m3)	583	Alto	50
		Medio	49
		Bajo	48

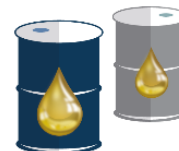
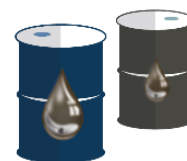


Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024

Despacho y consumo de combustibles Trimestre Feb – Abr'24



	Despacho Generación (MW med)		
	Real	Previsto	
	Febrero - Abril 2023	Febrero - Abril 2024	
TERMICO	9292	Alto	9640
		Medio	8925
		Bajo	8118
HIDRÁULICO RENOVBABLE	3821	Alto	4805
		Medio	4355
		Bajo	3902
NUCLEAR	892	Alto	1272
		Medio	1272
		Bajo	1272
IMPORTACIÓN	1294	Alto	207
		Medio	22
		Bajo	5
RENOVBABLES (Ley 26190)	2092	Alto	2852
		Medio	2563
		Bajo	2259



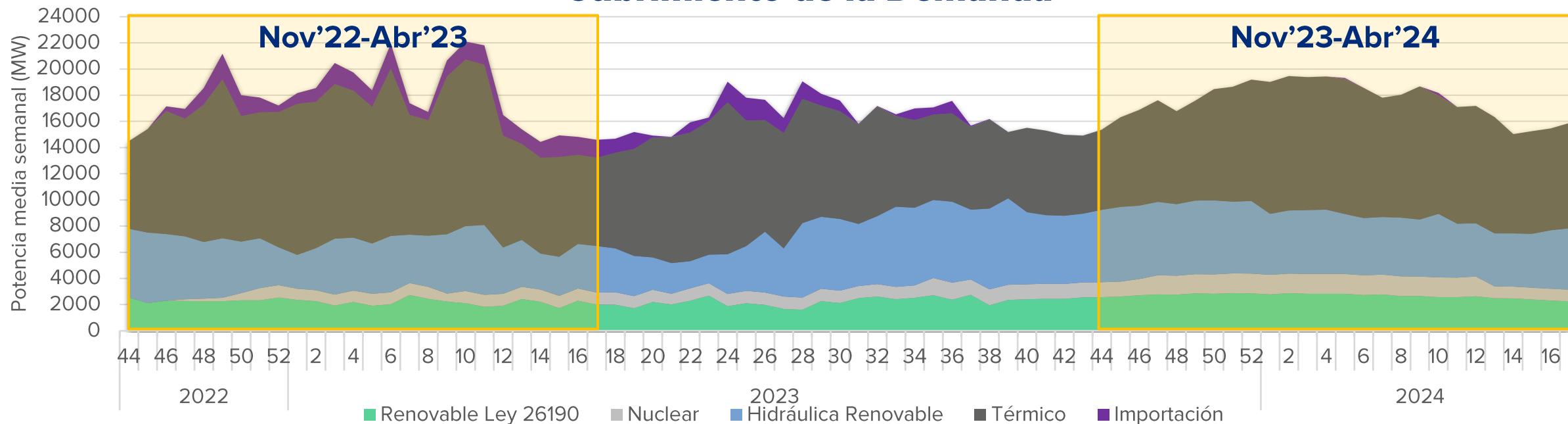
	Consumos Combustibles		
	Real	Previsto	
	Febrero - Abril 2023	Febrero - Abril 2024	
GAS (Mm3/dia)	40.7	Alto	49.5
		Medio	45.6
		Bajo	41.2
FUEL OIL (Miles Tn)	214	Alto	35
		Medio	8
		Bajo	1
CARBON (Miles Tn)	221	Alto	18
		Medio	0
		Bajo	0
GASOIL (Miles m3)	510	Alto	46
		Medio	45
		Bajo	44



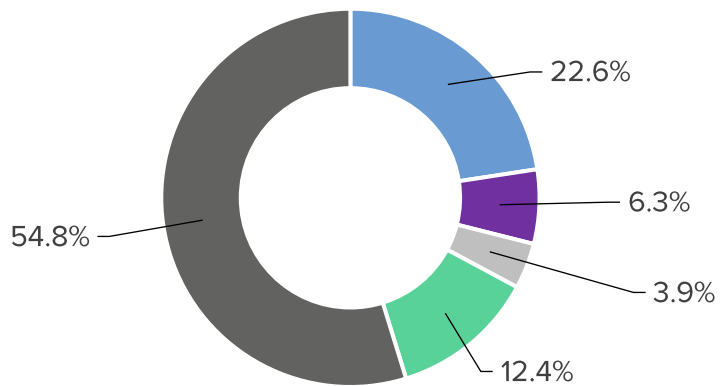
Generación Térmica y Combustibles Oferta Hidráulica y Evolución de Embalses

Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024

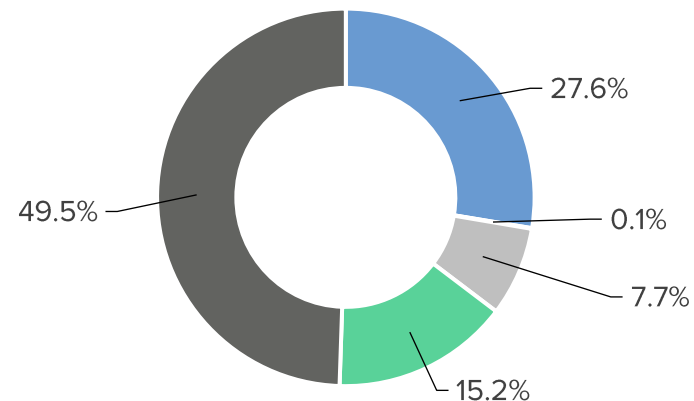
Cubrimiento de la Demanda



Generación por Tipo Nov'22-Abr'23



Generación por Tipo Nov'23-Abr'24

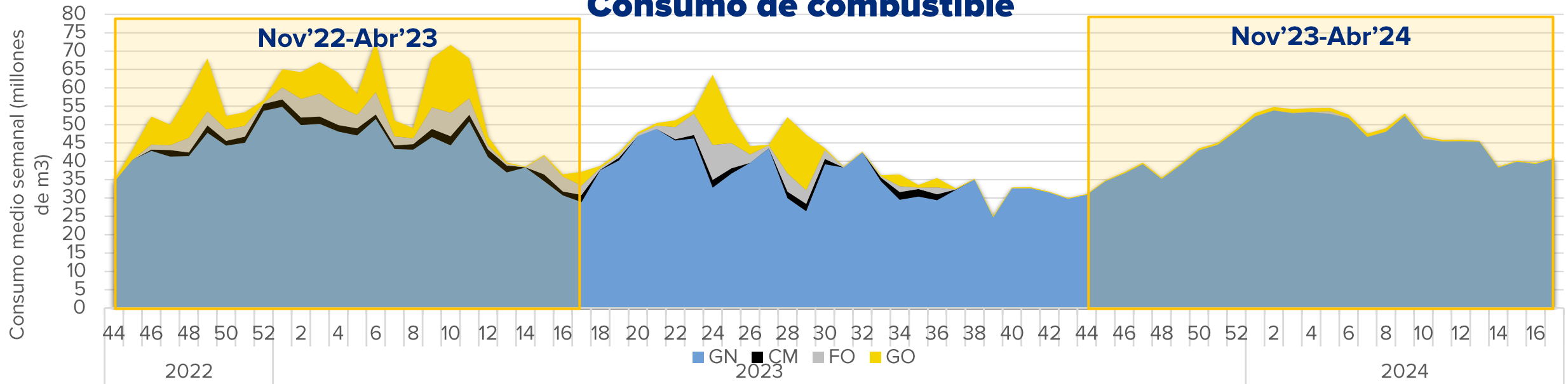


■ Hidráulica Renovable ■ Importación ■ Nuclear ■ Renovable Ley 26190 ■ Térmico ■ Hidráulica Renovable ■ Importación ■ Nuclear ■ Renovable Ley 26190 ■ Térmico

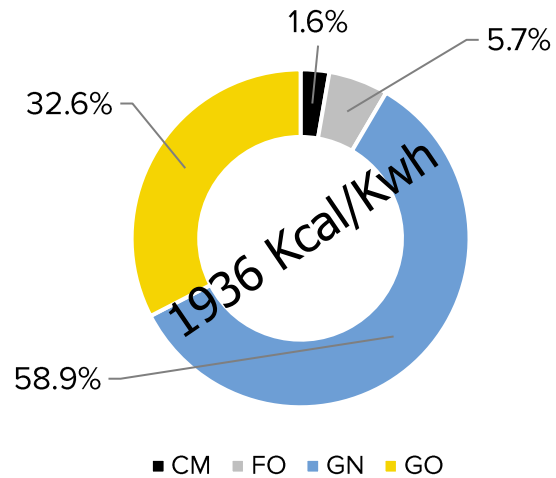


Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024

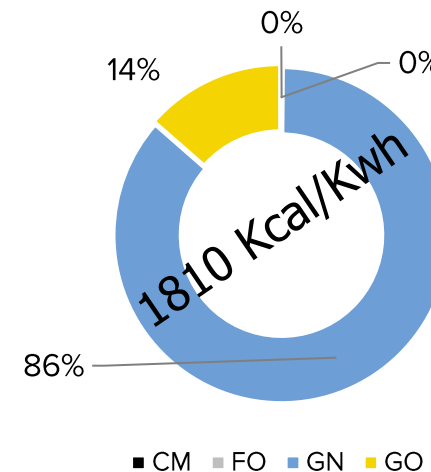
Consumo de combustible



Consumo Nov'22-Abr'23

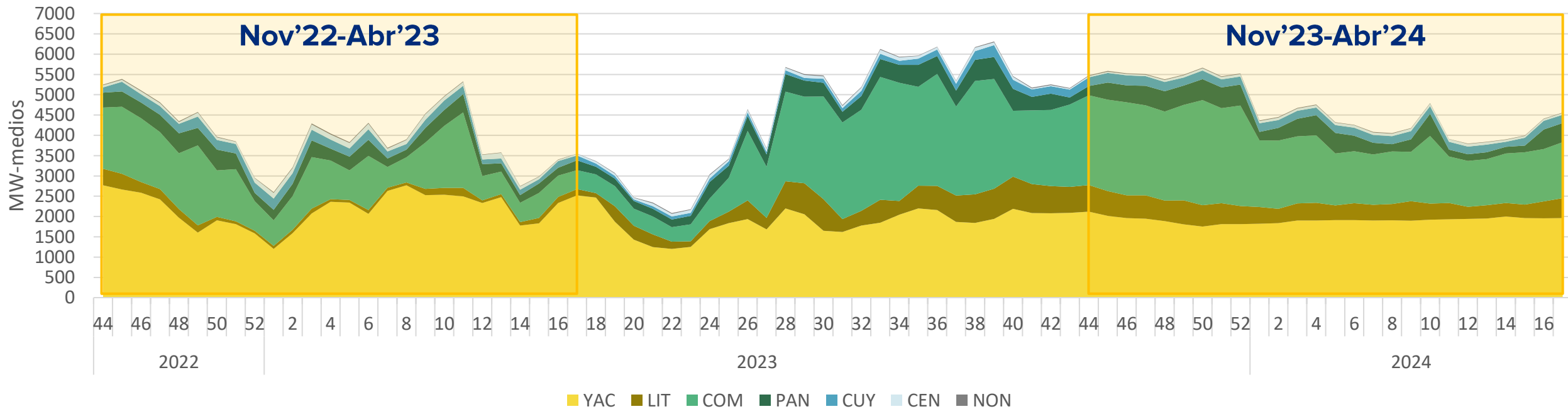


Consumo Nov'23-Abr'24

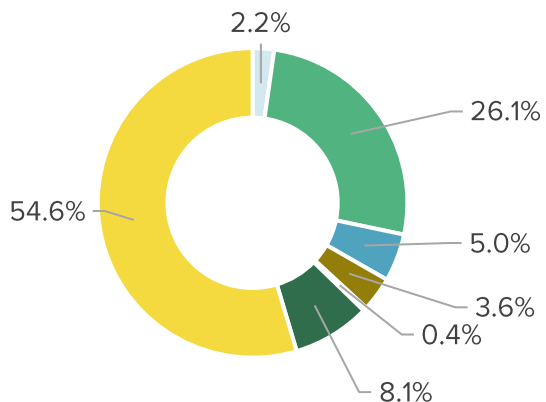


Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024

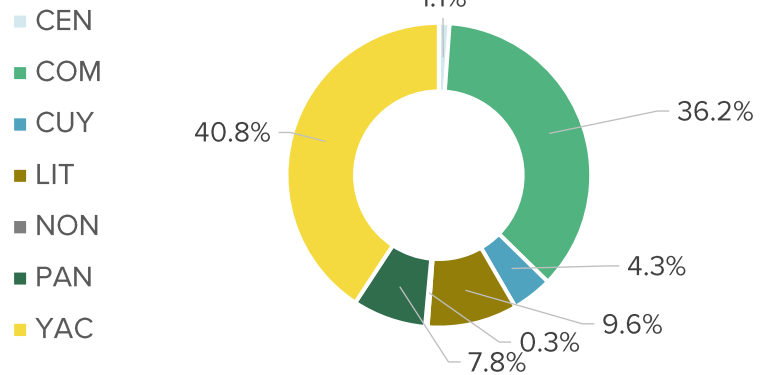
Generación Hidráulica Total (Sin Renovables Ley 26190)



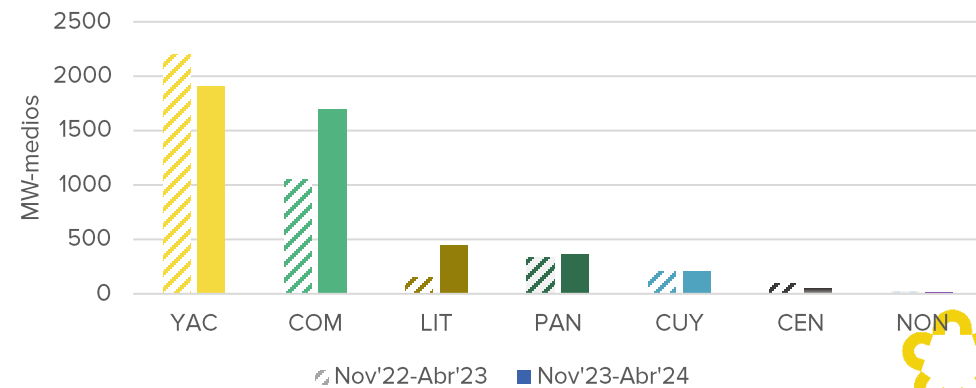
Generación Hidráulica Total (Nov'22-Abr'23)



Generación Hidráulica Total (Nov'23-Abr'24)



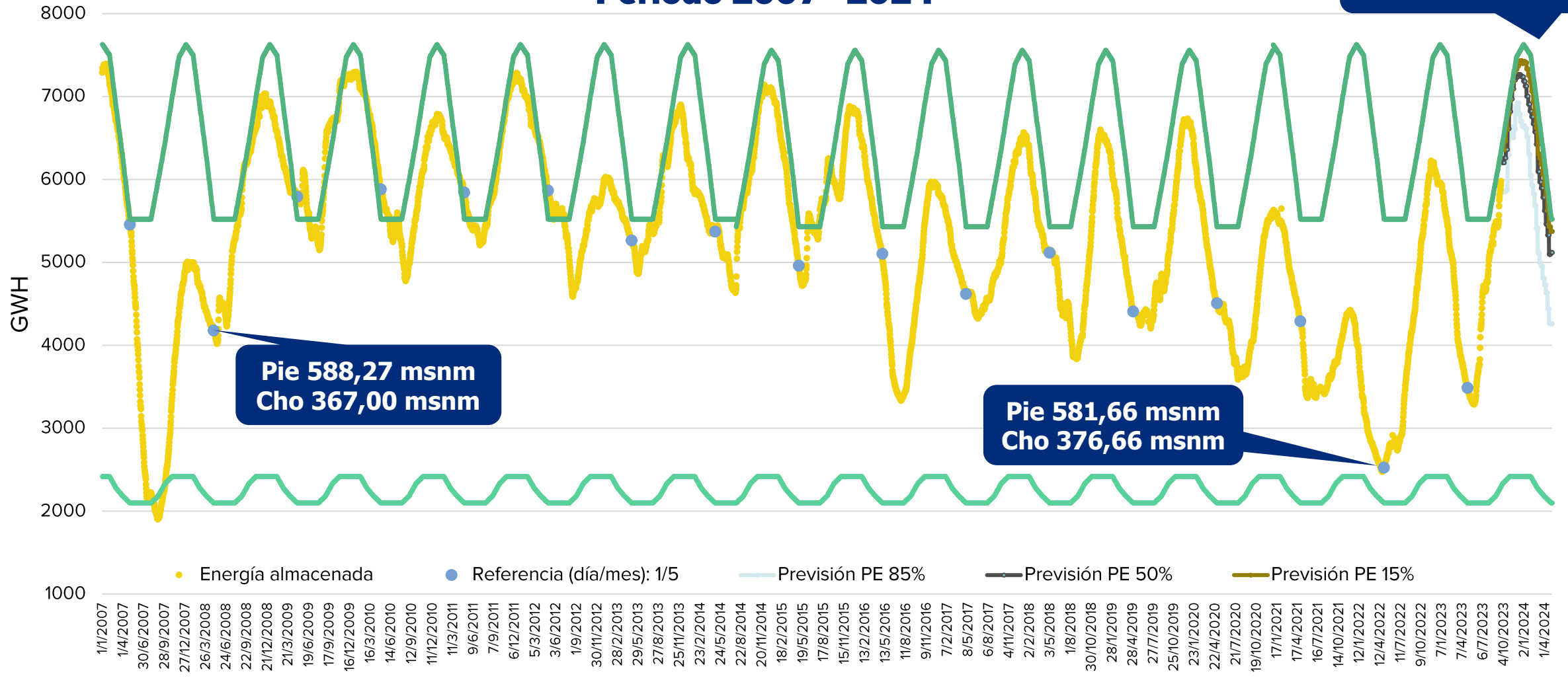
Generación Hidráulica Total (Nov'22-Abr'23 y Nov'23-Abr'24)



ENERGÍAS ALMACENADAS COMAHUE + PATAGONIA

Período 2007 - 2024

Niveles Previstos
Máximos



Pie 588,27 msnm
Cho 367,00 msnm

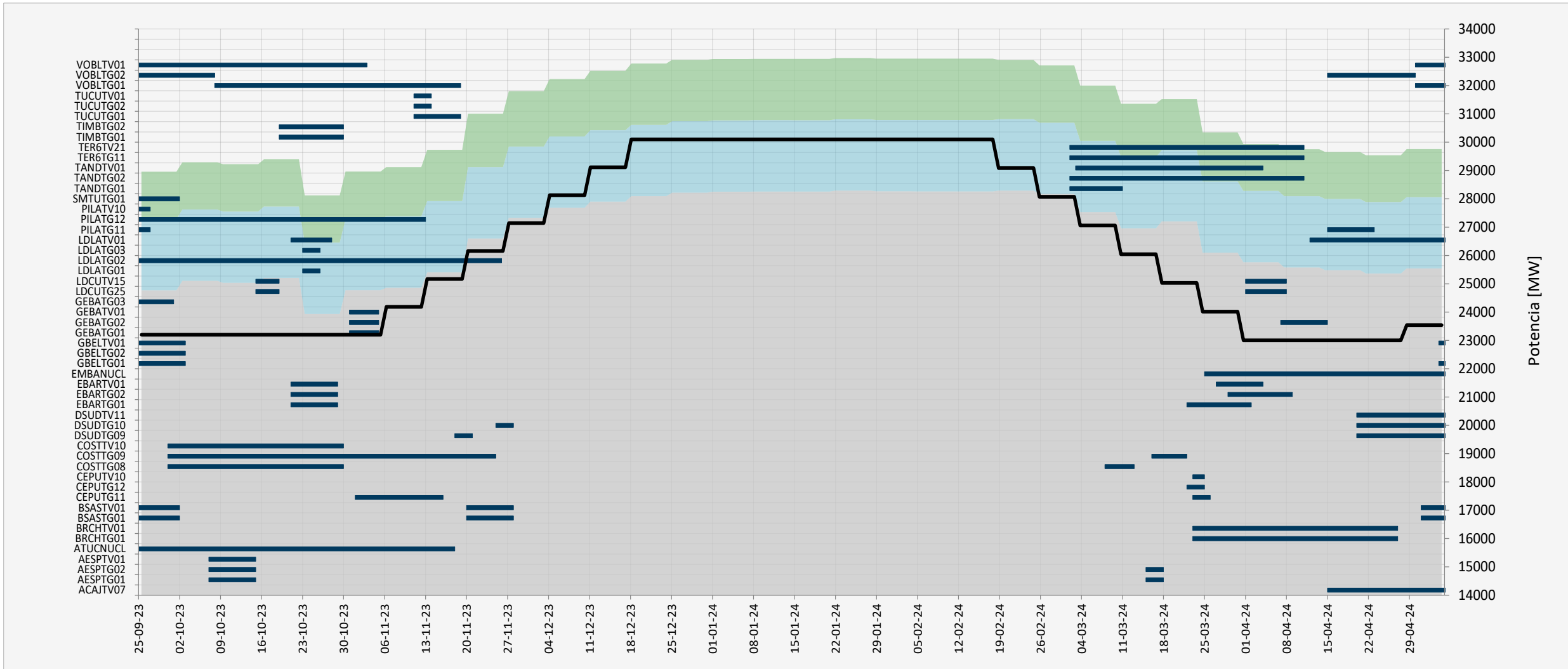
Pie 581,66 msnm
Cho 376,66 msnm

● Energía almacenada ● Referencia (día/mes): 1/5 — Previsión PE 85% — Previsión PE 50% — Previsión PE 15%



Mantenimientos de Generación

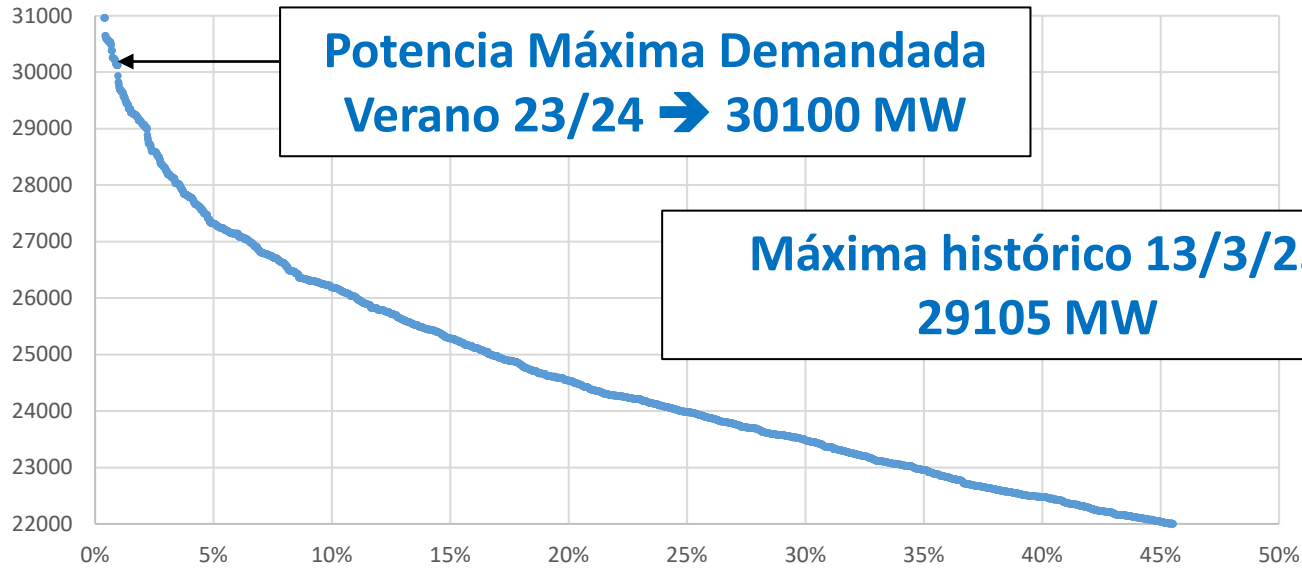
Resultado modificaciones a CC grandes y nucleares



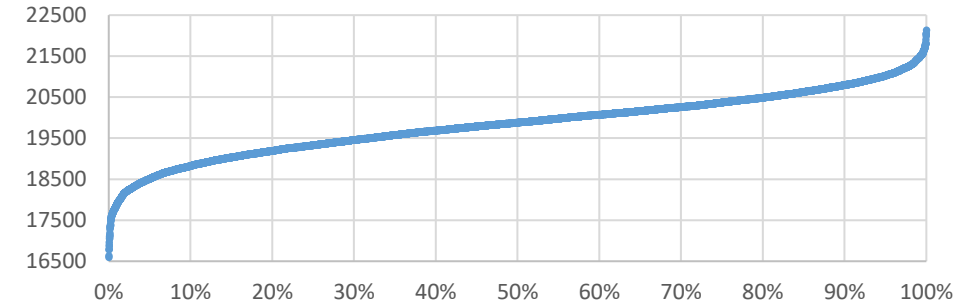
Cubrimiento de Potencia – VERANO 2024

Cubrimiento de Potencia VERANO 23/24

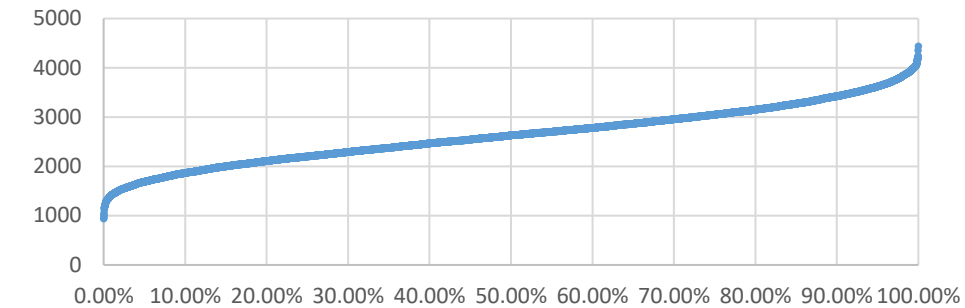
Demanda Máxima de Potencia



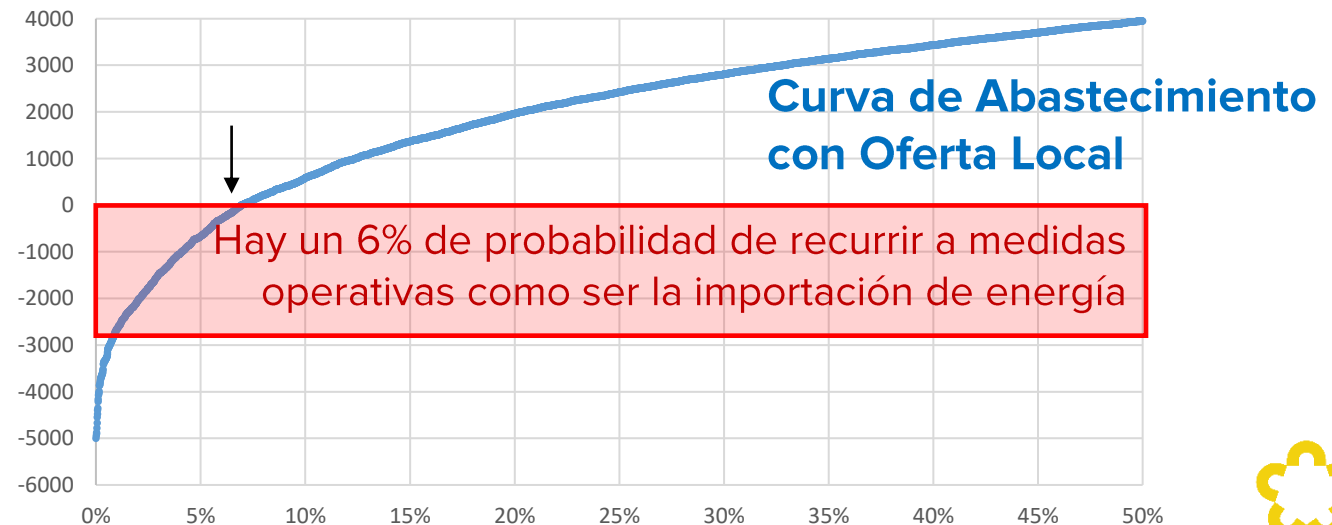
Disponibilidad Térmica



Total Renewable Variables



Balance Abastecimiento



Combinando las probabilidades de demandas máximas de potencia, con las de disponibilidades de Oferta Local (térmicas, nucleares, hidráulicas optimizables, de pasada, y de generación renovable intermitente) se obtiene la curva de probabilidad de abastecimiento que se muestra en la gráfica siguiente.

Se considera una toma de Paraguay de 1000 MW en Yacyretá.

La probabilidad de abastecer el pico máximo con las reservas requeridas es del 94 %.

Si se cuenta con una importación de 2800 MW la probabilidad de abastecer la demanda máxima crece al 99.3%

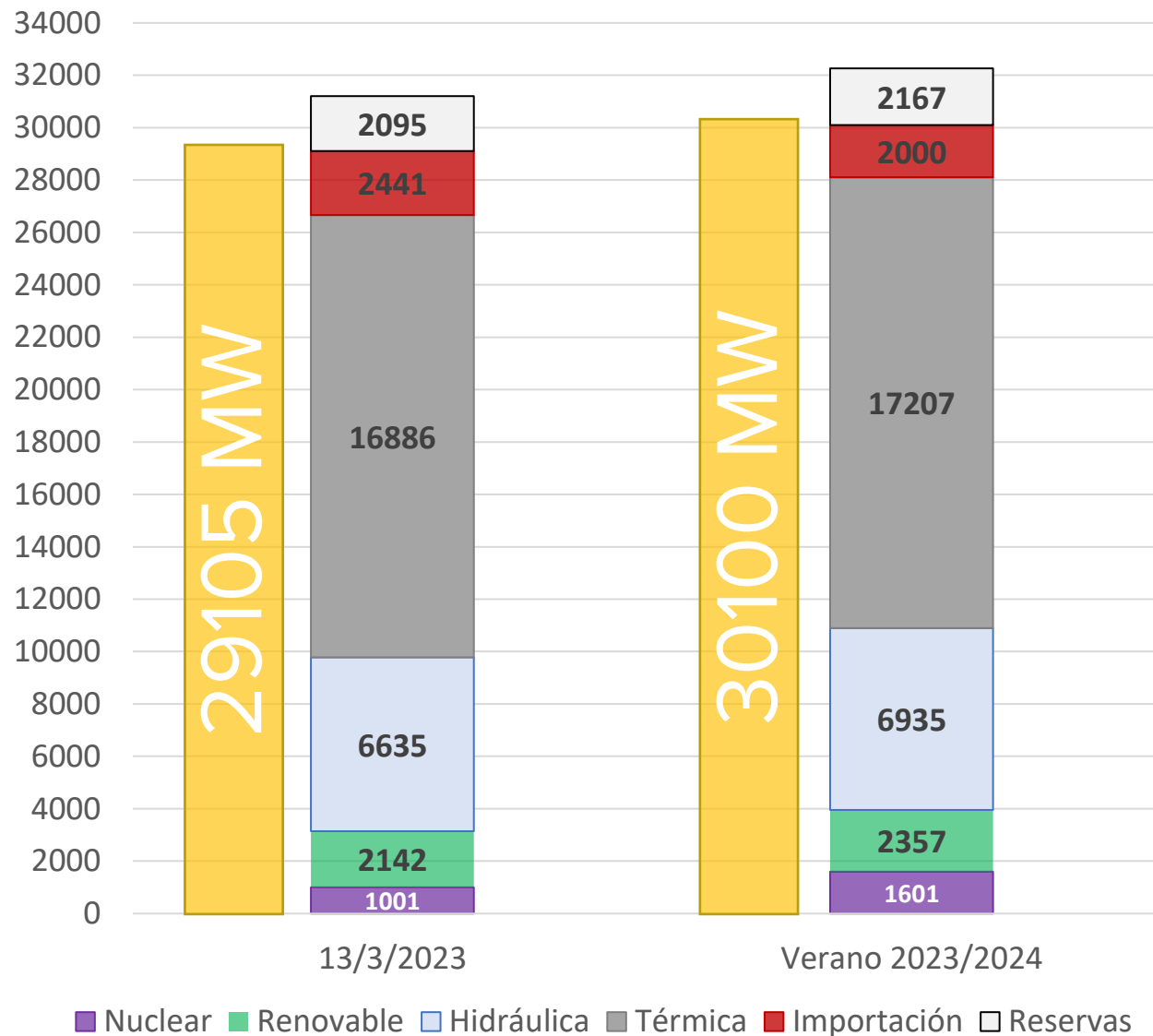


Considerando:

- ✓ Atucha 2 E/S
- ✓ Renovables +400 MW (FV +215 MW)
- ✓ Nuevo Equipamiento de Potencia Reactiva en Ezeiza E/S + 300 MW Hidro Comahue
- ✓ Térmico 320 MW adicionales (Genelba Completa y Ezeiza CC)

Se requerirá importar 2000 MW

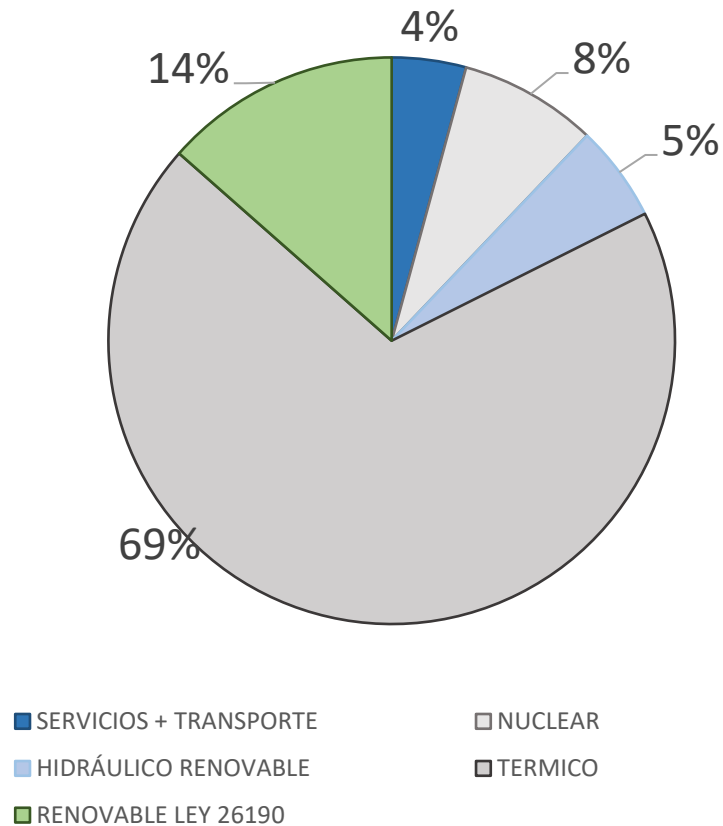
Cubrimeinto Demanda Máxima
Real 13/3/23 y Prevista Verano 23/24



COSTOS DE ABASTECIMIENTO

Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024

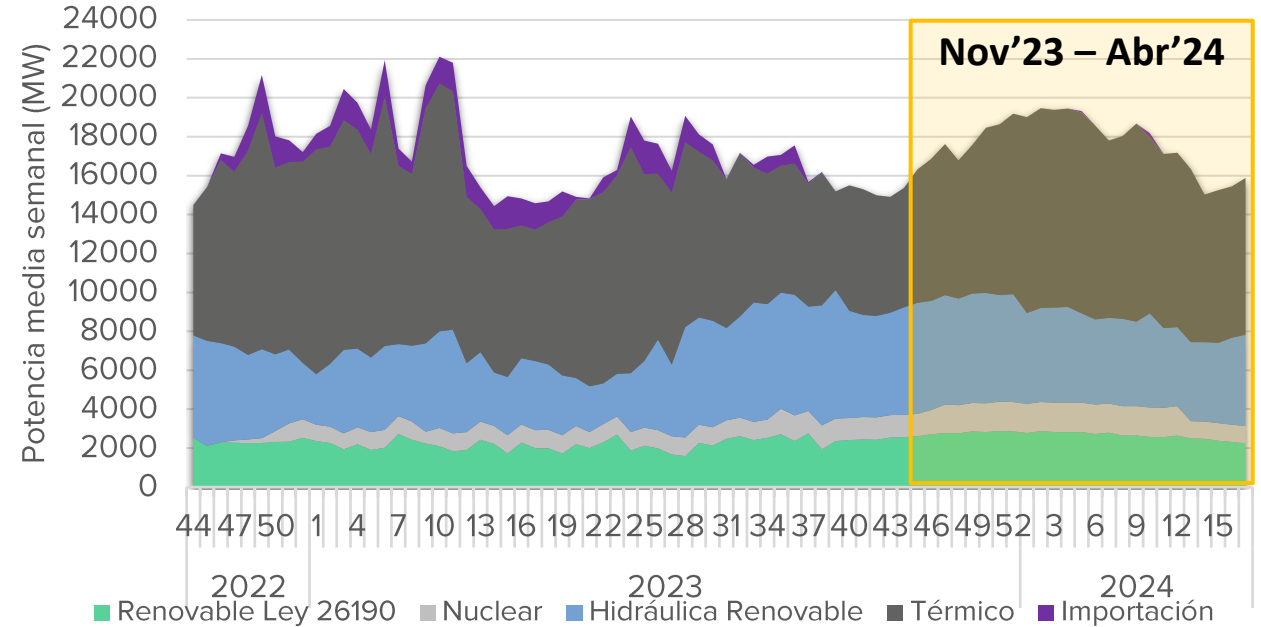
Costos de Abastecimiento Nov'23-Abr'24



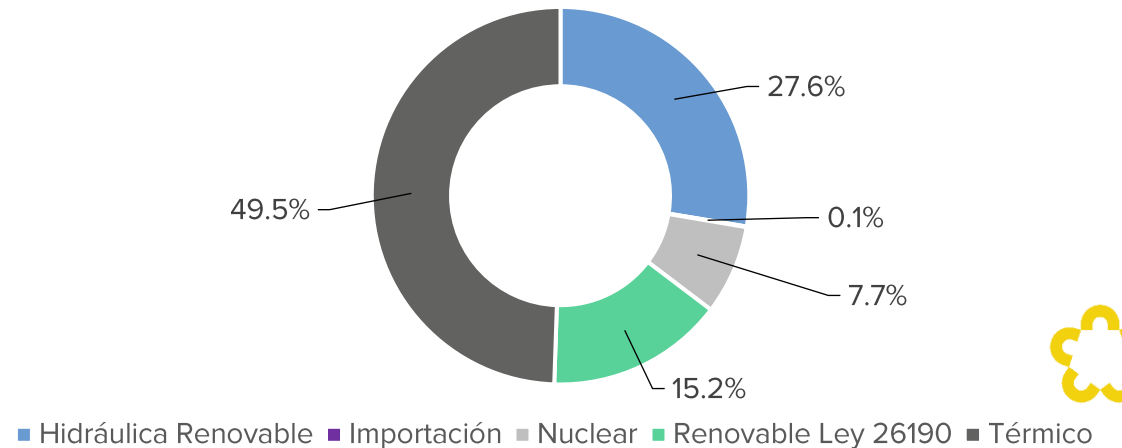
Costo Medio Nov'23-Abr'24 = 60.4 U\$S/MWh

Demanda total = 71704 GWh

Cubrimiento de la Demanda

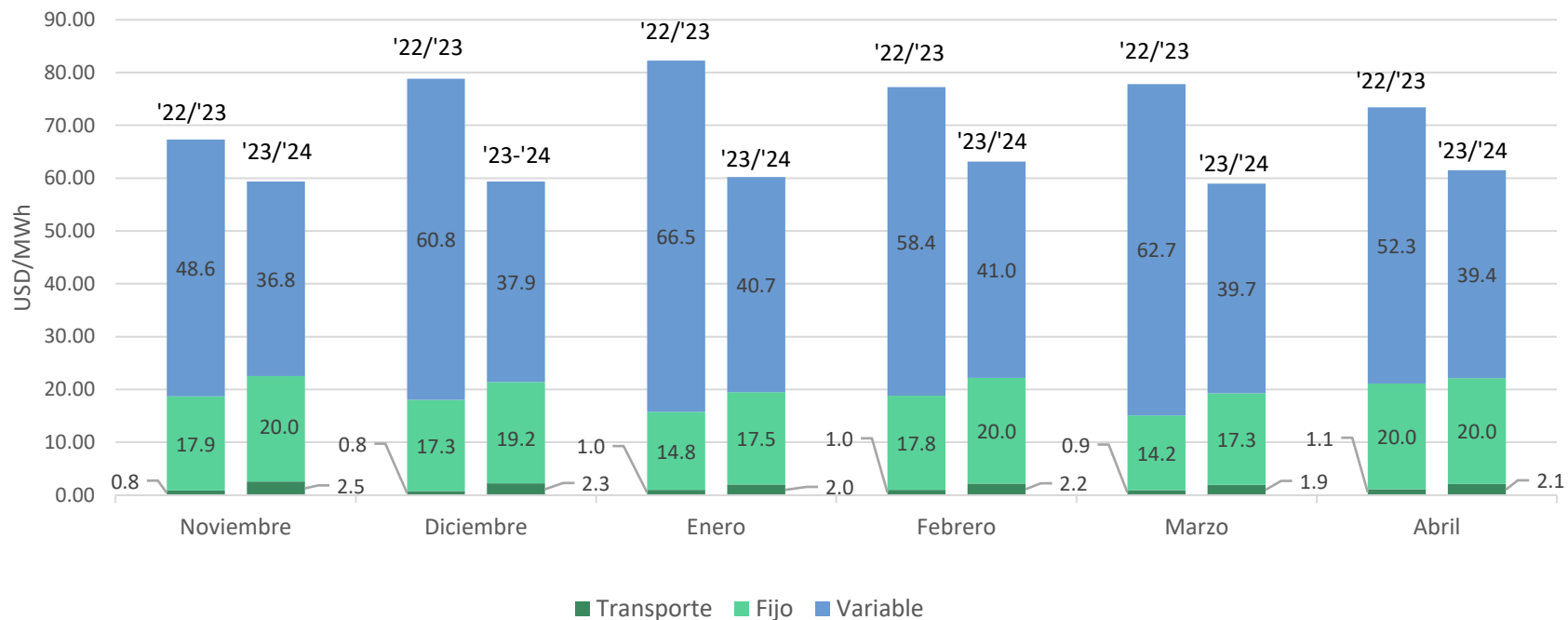


Generación por Tipo Nov'23-Abr'24



Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024

Costos reales Nov'22-Abr'23 vs previstos Nov'23-Abr'24



Costo Abastecimiento MEM U\$S/MWh	Nov'23-Ene'24			Feb-Abr'24			Nov'23-Ene'24	Feb-Abr'24	Nov'23-Abr'24
	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Trimestre	Trimestre II	Semestre
Variable	36.8	37.9	40.7	41.0	39.7	39.4	38.59	40.06	39.29
Fijo	20.0	19.2	17.5	20.0	17.3	20.0	18.84	19.04	18.93
Transporte	2.5	2.3	2.0	2.2	1.9	2.1	2.24	2.07	2.16
TOTAL	59.4	59.4	60.2	63.2	59.0	61.5	59.7	61.2	60.4

Considera RESOL-2023-750-APN-SE#MEC SECRETARIA DE ENERGÍA - MINISTERIO DE ECONOMÍA



Programación Estacional Definitiva | NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024



	Nov'23-Ene'24			Feb-Abr'24			Nov'23-Ene'24	Feb-Abr'24	Nov'23-Abr'24
	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Trimestre	Trimestre II	Semestre
Tasa de cambio	350.01	350.01	375.04	398.57	422.10	445.62	358.4	422.10	390.23
Estimación de Resultados Medios	\$/MWh								
Energía	3767.00	3767.00	3767.00	3767.00	3767.00	3767.00	3767.00	3767.00	3767.00
SCTD + Adicional SCTD	5605.55	6049.56	7828.49	8624.37	8724.84	9181.67	6557.59	8830.61	7646.19
E.Adic.+SCComb	645.52	661.04	758.58	827.25	834.12	892.40	691.55	849.61	767.25
Potencia Despachada	7.00	6.81	7.05	6.58	6.76	6.67	6.95	6.67	6.82
Res de Pot + SA + SRI	2689.16	2865.43	2747.80	3226.50	2608.88	3043.20	2770.06	2949.36	2855.93
SCAMEM + SC. Compra Conjunta + Importación	7080.20	6534.93	6591.55	7712.33	7992.61	9424.44	6719.16	8335.77	7493.39
Transporte	889.03	787.87	740.76	863.76	811.65	951.16	801.28	871.80	835.05
Costo Abastecimiento MEM + Transp.	20683.47	20672.63	22441.24	25027.79	24745.85	27266.53	21313.58	25610.83	23371.64

Demanda Distribuidor a P. Est. [GWh]	9278.21	10761.00	11476.15	10039.56	10129.43	8368.21	31515.36	28537.20	
Resultado Medio Fondos y Cuentas Demandas Distribuidores	Mensual [MM\$]						Trimestre [MM\$]	Trimestre [MM\$]	
	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Nov'23-Ene'24	Feb-Abr'24	Semestre
Resolución SE N° 612/2023 (*): Nov'23-Abr'24= 12526.7	-75680.42	-87658.60	-113780.98	-125505.57	-123773.24	-123346.26	-277120.00	-372625.07	-649745.07

Cargo Demanda Excedente \$/MWh	91.49	104.57	136.89	146.83	152.64	145.38	112.29	148.47	129.62
Costo Total MEM + Transp.\$/MWh	20774.95	20777.20	22578.13	25174.61	24898.49	27411.91	21425.88	25759.30	23501.25

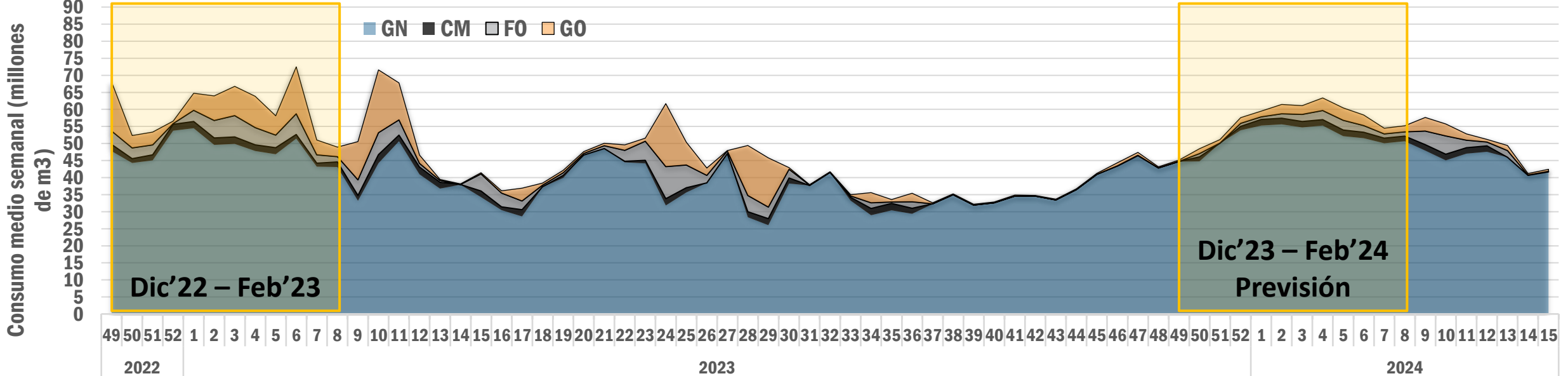
(*) Considera sin subsidio (E y P) GUDIS, N1 y N3 Excedente de Demanda Residencial al igual que las últimas Resoluciones de la SE
 Considera RESOL-2023-750-APN-SE#MEC SECRETARIA DE ENERGÍA - MINISTERIO DE ECONOMÍA



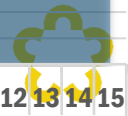
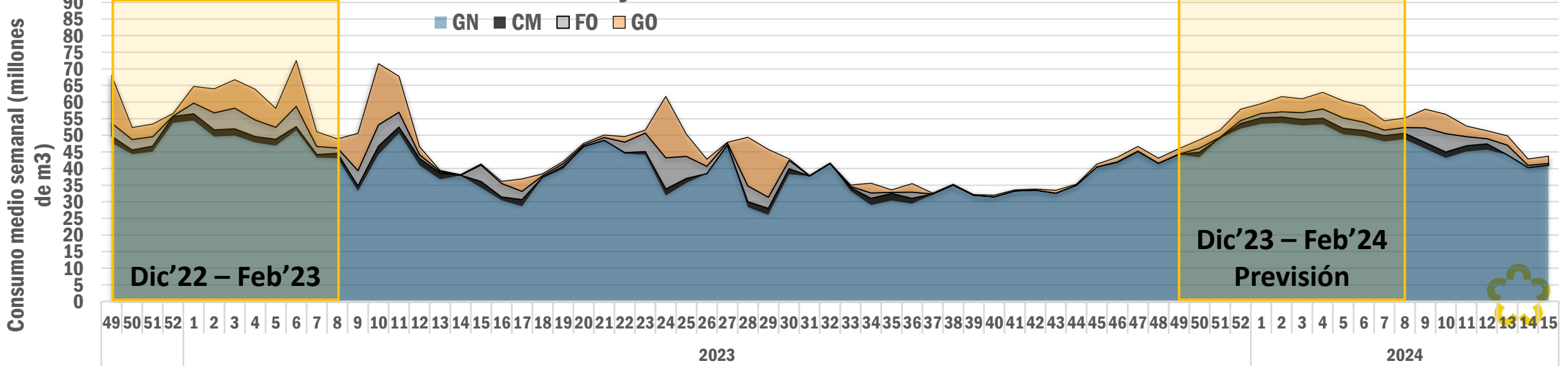
Operación Posible

Las gráficas siguientes muestran resultados medios semanales de consumos de Combustibles de los Casos factibles de presentarse en la operación de Verano

Consumo de combustible - Bolivia en valores Adenda



Consumo de combustible Bolivia en Bajo



Trimestre Diciembre - Febrero

Despacho Generación (MW med)

Real		Estacional Definitiva	Bolivia Adenda	Bolivia 2 MMm3/d	
Diciembre 2022 – Febrero 2023		Previsto - Diciembre 2023 – Febrero 2024			
TERMICO	10587	Alto	10470	10481	10473
		Medio	9523	9399	9310
		Bajo	8358	8394	8376
HIDRAULICO	3740	Alto	5346	5400	5427
		Medio	4908	4942	4964
		Bajo	4452	4475	4510
NUCLEAR	755	Alto	1501	1501	1501
		Medio	1501	1501	1501
		Bajo	1501	1501	1501
IMPORTACIÓN	1156	Alto	148	125	191
		Medio	0	27	49
		Bajo	0	0	9
RENOVABLES	2225	Alto	3047	3046	3047
		Medio	2797	2797	2797
		Bajo	2521	2521	2521

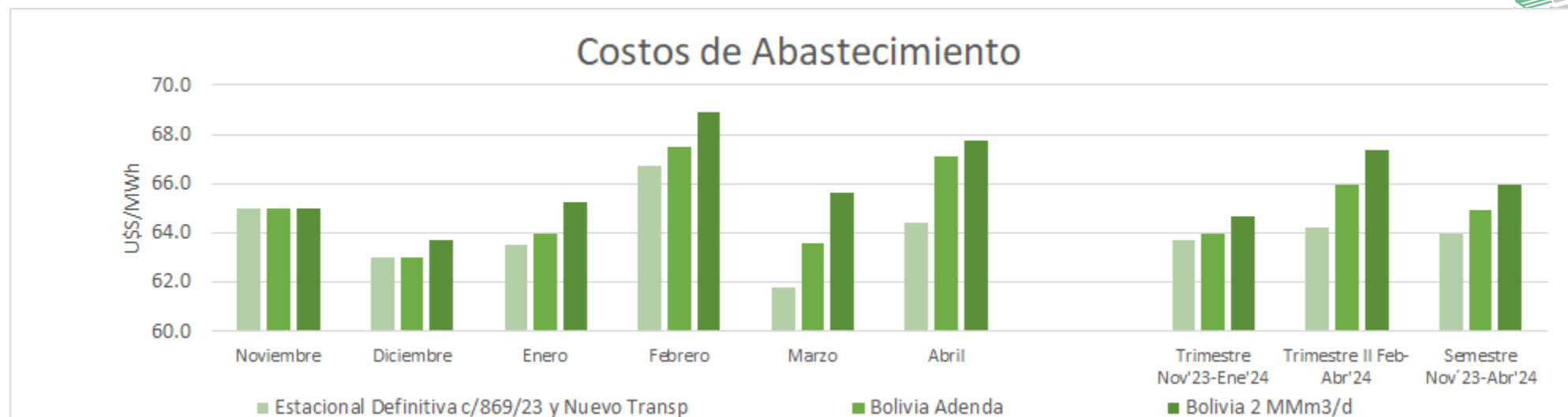
Consumos Combustibles

Real		Estacional Definitiva	Bolivia Adenda	Bolivia 2 MMm3/d	
Diciembre 2022 - Febrero 2023		Previsto - Diciembre 2023 – Febrero 2024			
GAS	47.9	Alto	54.6	51.3	49.6
		Medio	49.1	48.0	46.9
		Bajo	42.5	42.7	42.6
FUEL OIL	283	Alto	36	120	144
		Medio	6	26	45
		Bajo	2	3	4
CARBON	237	Alto	0	194	206
		Medio	0	34	66
		Bajo	0	0	0
GASOIL	602	Alto	69	200	328
		Medio	67	76	118
		Bajo	67	67	73

Las tablas comparan los resultados del trimestre Diciembre-Febrero de la Programación Estacional Definitiva Nov'23-Abr-24 respecto a los dos escenarios posibles considerados con menor disponibilidad de gas.



COSTO DE ABASTECIMIENTO - NOVIEMBRE 2023 – ABRIL 2024



Costo Abastecimiento MEM U\$/MWh		Nov'23-Ene'24			Feb-Abr'24			Nov'23-Ene'24	Feb-Abr'24	Nov'23-Abr'24
		Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Trimestre Nov'23- Ene'24	Trimestre II Feb-Abr'24	Semestre Nov'23- Abr'24
Estacional Definitiva c/869/23 y Nuevo Transp	Variable	38.2	38.8	41.5	41.8	40.4	40.1	39.6	40.8	40.2
	Fijo	23.7	21.1	19.3	21.9	18.8	21.4	21.2	20.6	21.0
	Transporte	3.0	3.1	2.7	3.0	2.6	2.9	2.9	2.8	2.9
	TOTAL	65.0	63.0	63.5	66.7	61.8	64.4	63.7	64.2	64.0
Bolivia Adenda	Variable	38.2	38.8	42.0	42.5	42.1	42.2	39.8	42.3	41.0
	Fijo	23.7	21.1	19.3	22.0	18.8	21.9	21.2	20.8	21.0
	Transporte	3.0	3.1	2.7	3.0	2.6	3.0	2.9	2.8	2.9
	TOTAL	65.0	63.0	64.0	67.5	63.6	67.1	64.0	66.0	64.9
Bolivia 2 MMm3/d	Variable	38.2	39.5	43.2	44.0	44.1	42.8	40.5	43.7	42.0
	Fijo	23.7	21.1	19.3	22.0	18.9	21.9	21.2	20.9	21.1
	Transporte	3.0	3.1	2.7	3.0	2.6	3.0	2.9	2.8	2.9
	TOTAL	65.0	63.7	65.2	68.9	65.6	67.7	64.6	67.4	65.9



El presente documento ha sido elaborado con la mejor información disponible e interpretable a la fecha, la cual ha sido provista por Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (“Agentes”) y terceros. CAMMESA asume que todos los datos suministrados por los Agentes son exactos, veraces, y correctos; producto de un adecuado y oportuno cumplimiento de las obligaciones que le competen como actores del Mercado Eléctrico Mayorista, así como de la normativa que les resulte aplicable. CAMMESA no se responsabiliza por las consecuencias que puedan producirse como resultado del incumplimiento de las obligaciones que le competen a los Agentes ni del suministro de informaciones incorrectas, imprecisas e incompletas por parte de los mismos.



CAMMESA

**COMPAÑÍA
ADMINISTRADORA DEL
MERCADO MAYORISTA
ELÉCTRICO S.A.**

