

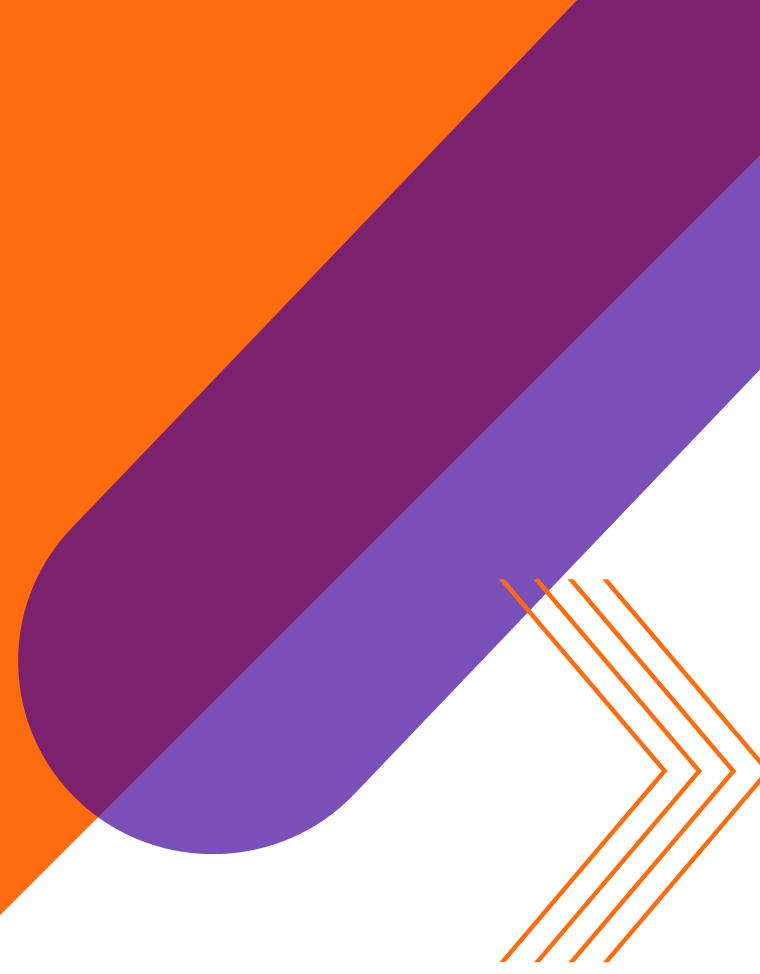




Informe CND Dirigido al Consejo Nacional de Operación Documento CM-CND-003

Jueves, 6 de febrero de 2020





Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

Jueves 6 de febrero de 2020



» Contenido

1

Variables del SIN

- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda
- Restricciones

2

Expectativas Energéticas

- Análisis energético de mediano plazo

3

Situación Operativa

- Operación enero 2020
- Desviaciones Resolución CREG 060 de 2019
- Aplicación Resolución CREG 96 de 2019

4

Varios

- Indicadores de Operación



Variables del SIN

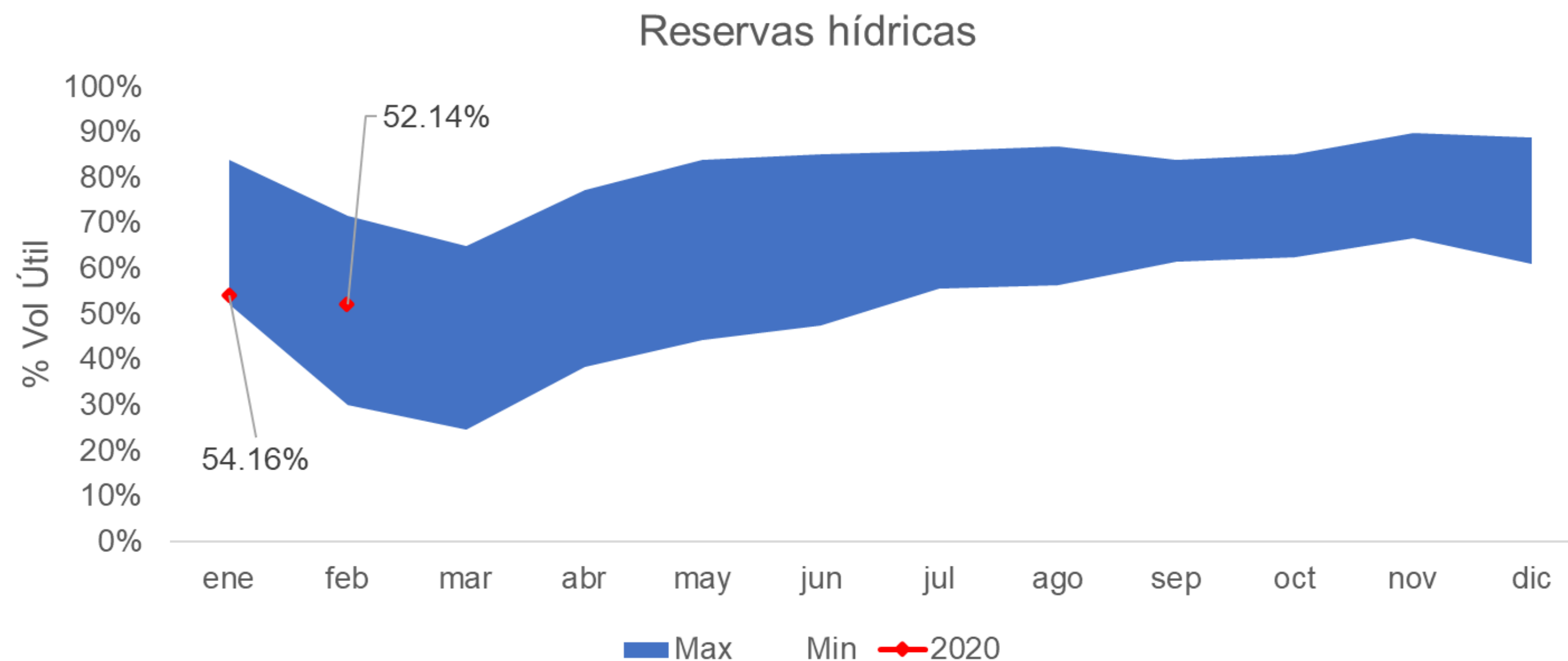
- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda del SIN
- Restricciones

Reservas hídricas

Hidrología del SIN

Informe CND dirigido al CNO

cantidad total de agua
almacenada en los embalses



Envolvente construida con datos considerados desde 2001 hasta la fecha

Información hasta el: 2020-02-05 / Información actualizada el: 2020-02-06

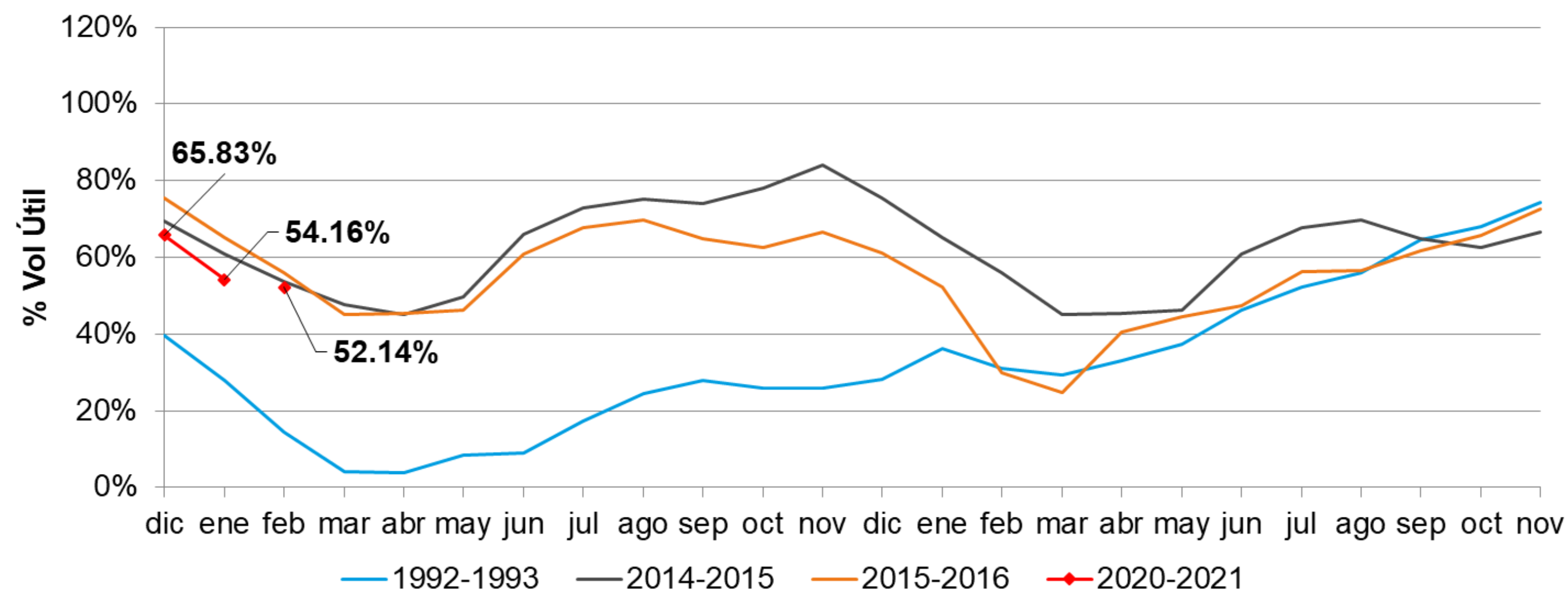
Reservas hídricas

Hidrología del SIN

Informe CND dirigido al CNO

cantidad total de agua
almacenada en los embalses

Reservas hídricas

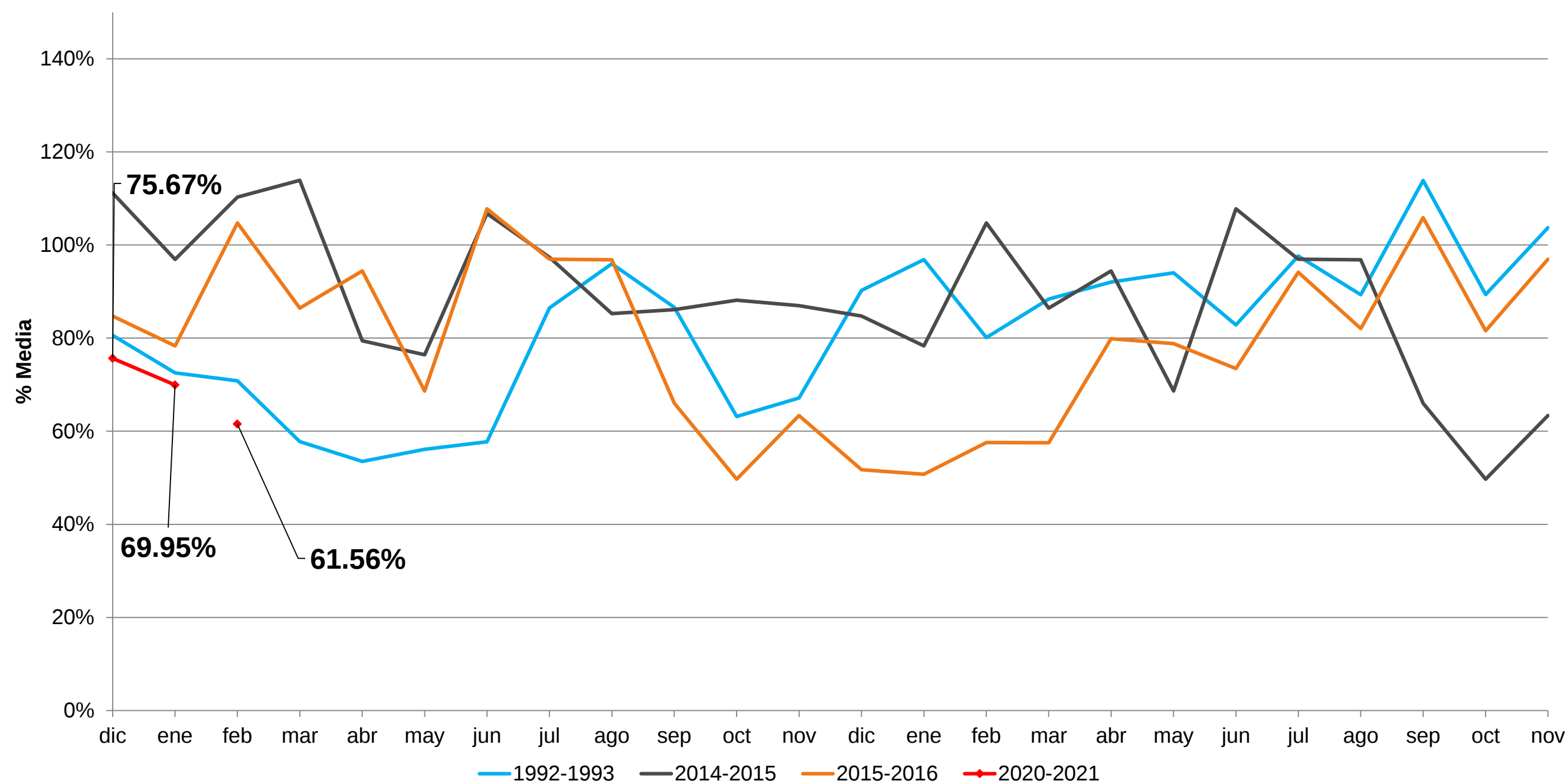


Información hasta el: 2020-02-05 / Información actualizada el: 2020-02-06

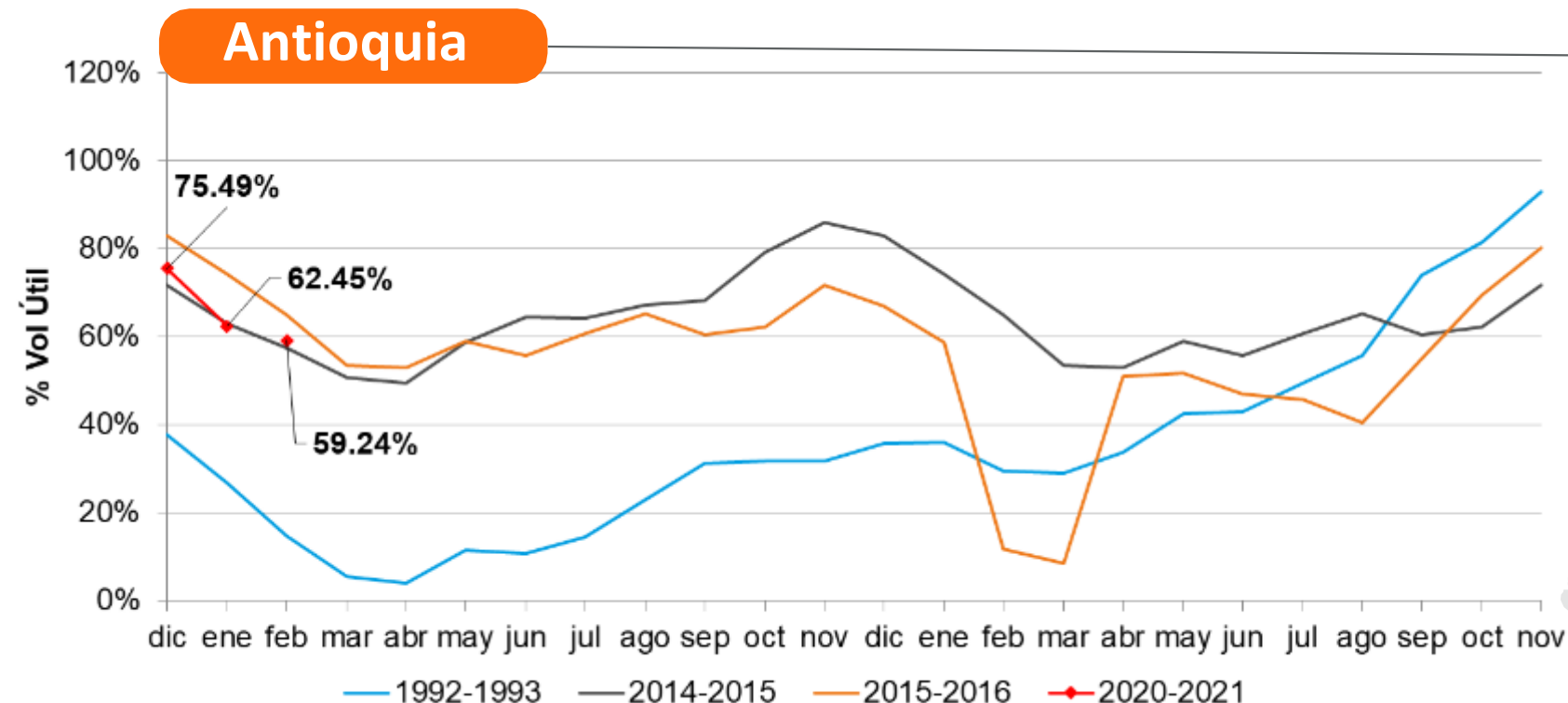


Aportes hídricos

cantidad de agua que llega
a los embalses del SIN

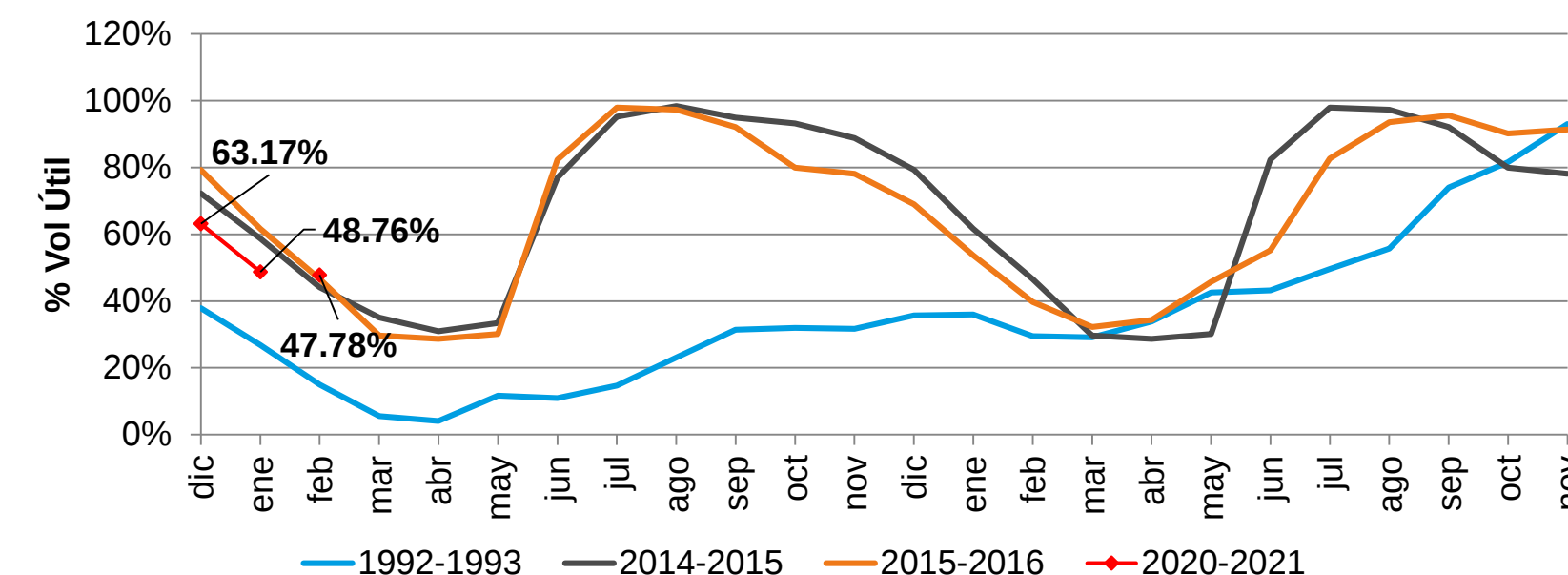


Participación Vol. Útil: 40.9%

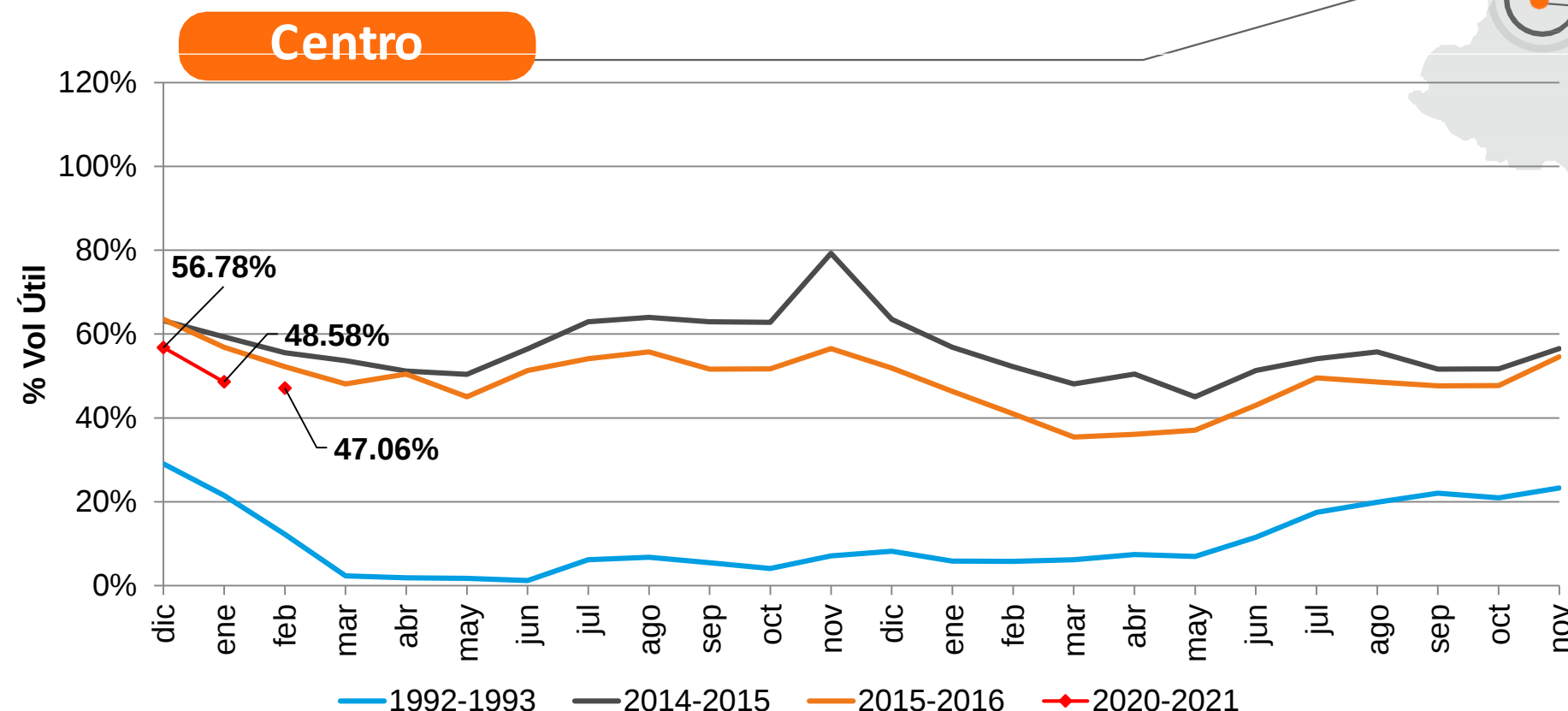


Oriente

Participación Vol. Útil: 22.7%

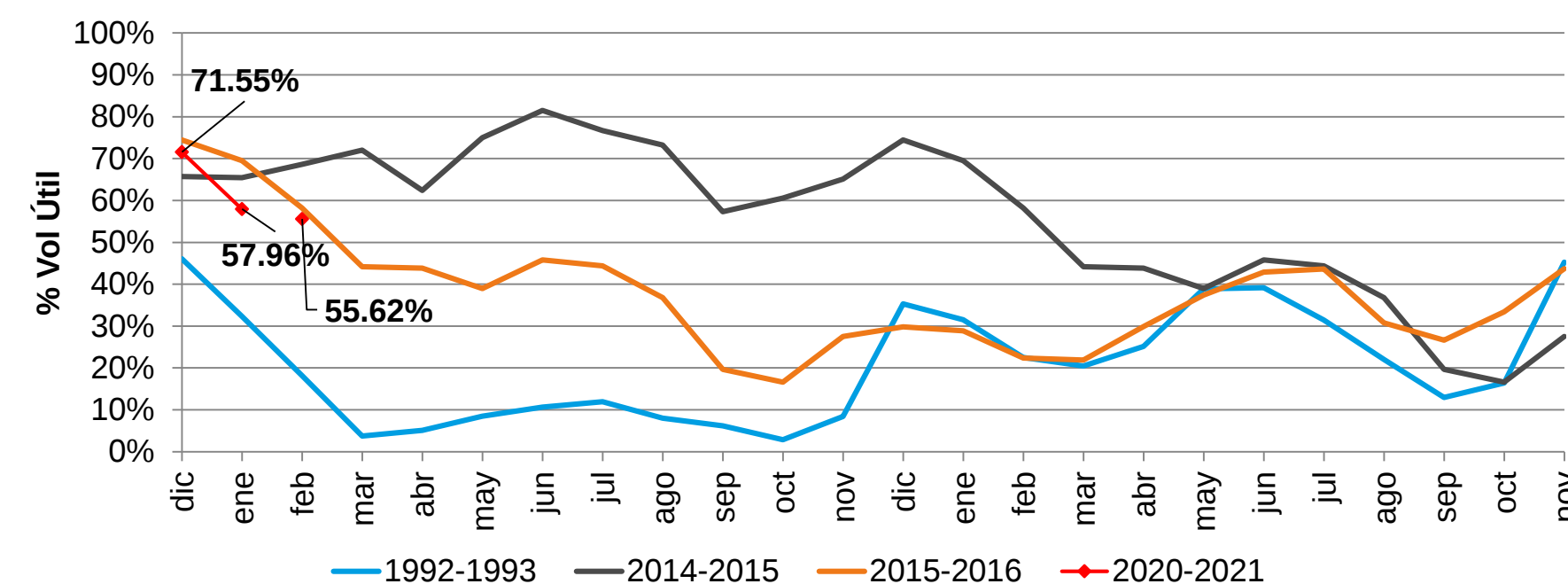


Participación Vol. Útil: 32.4%



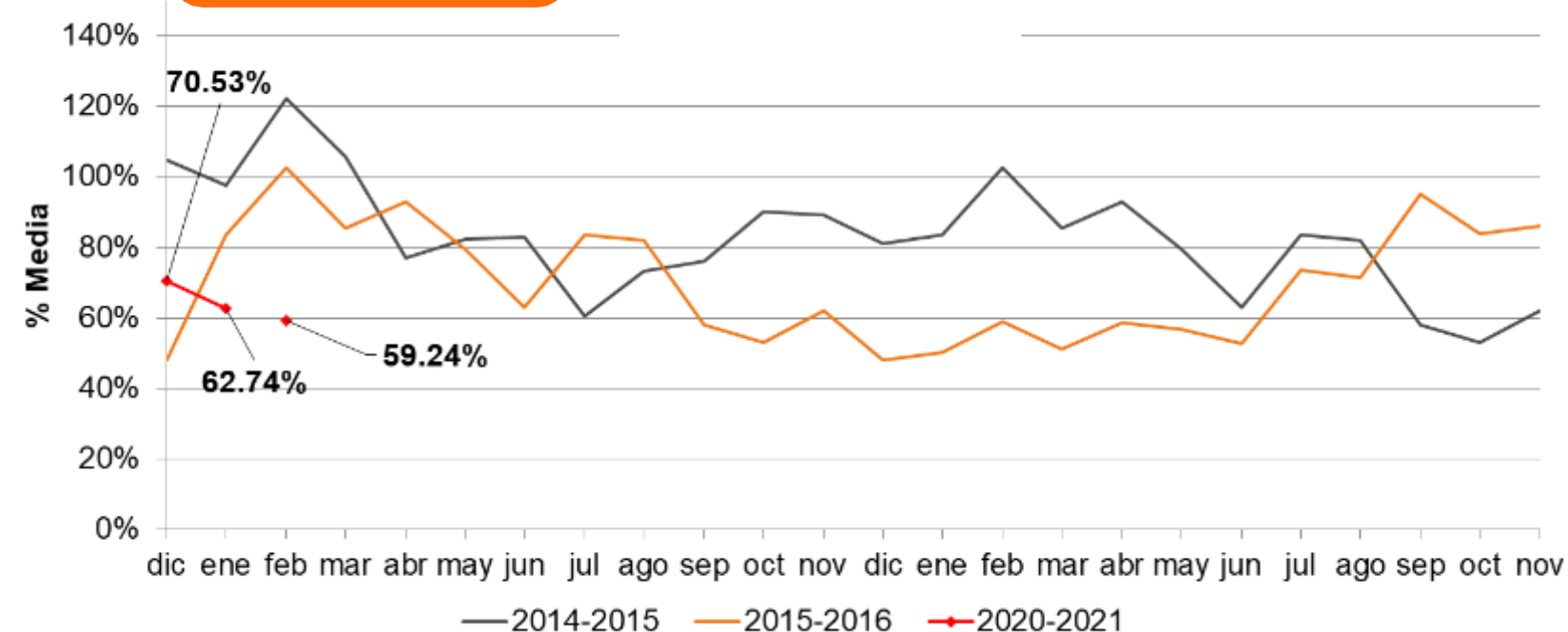
Valle

Participación Vol. Útil: 2.7%



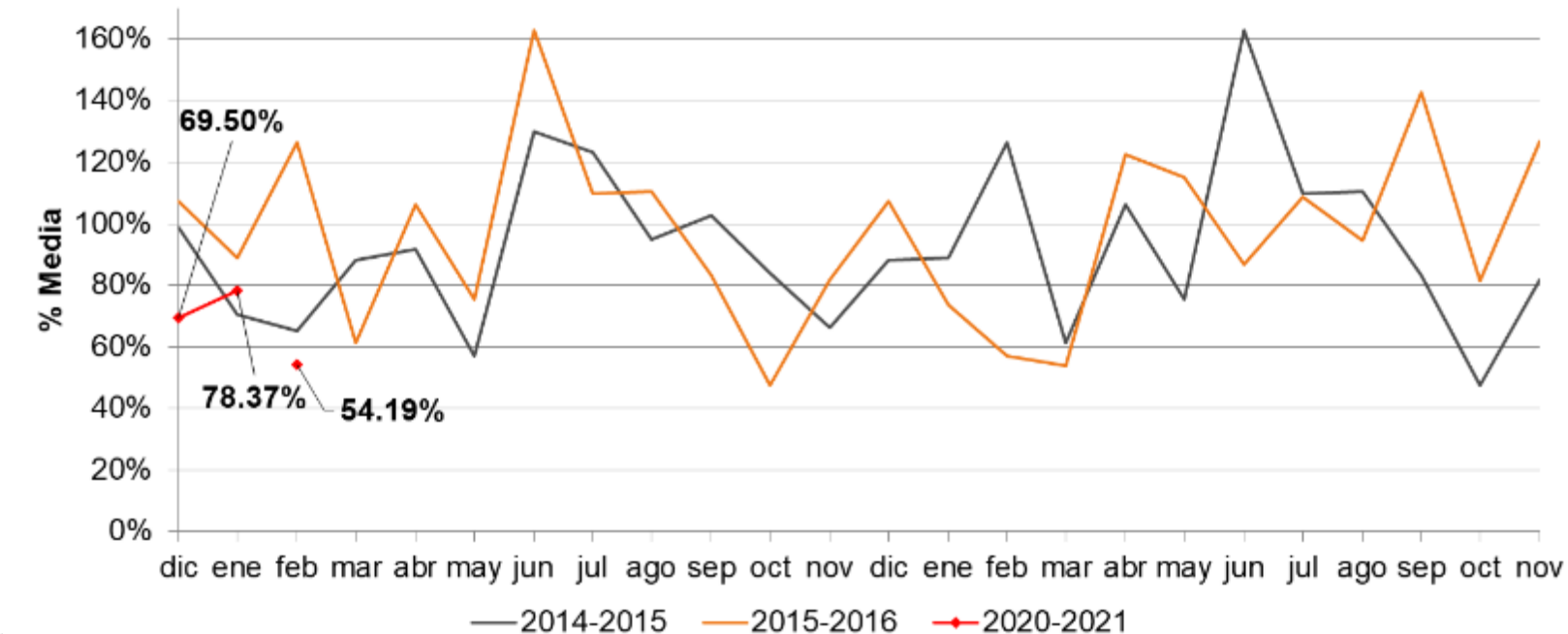
Participación Prom. Diario: 55.7%

Antioquia



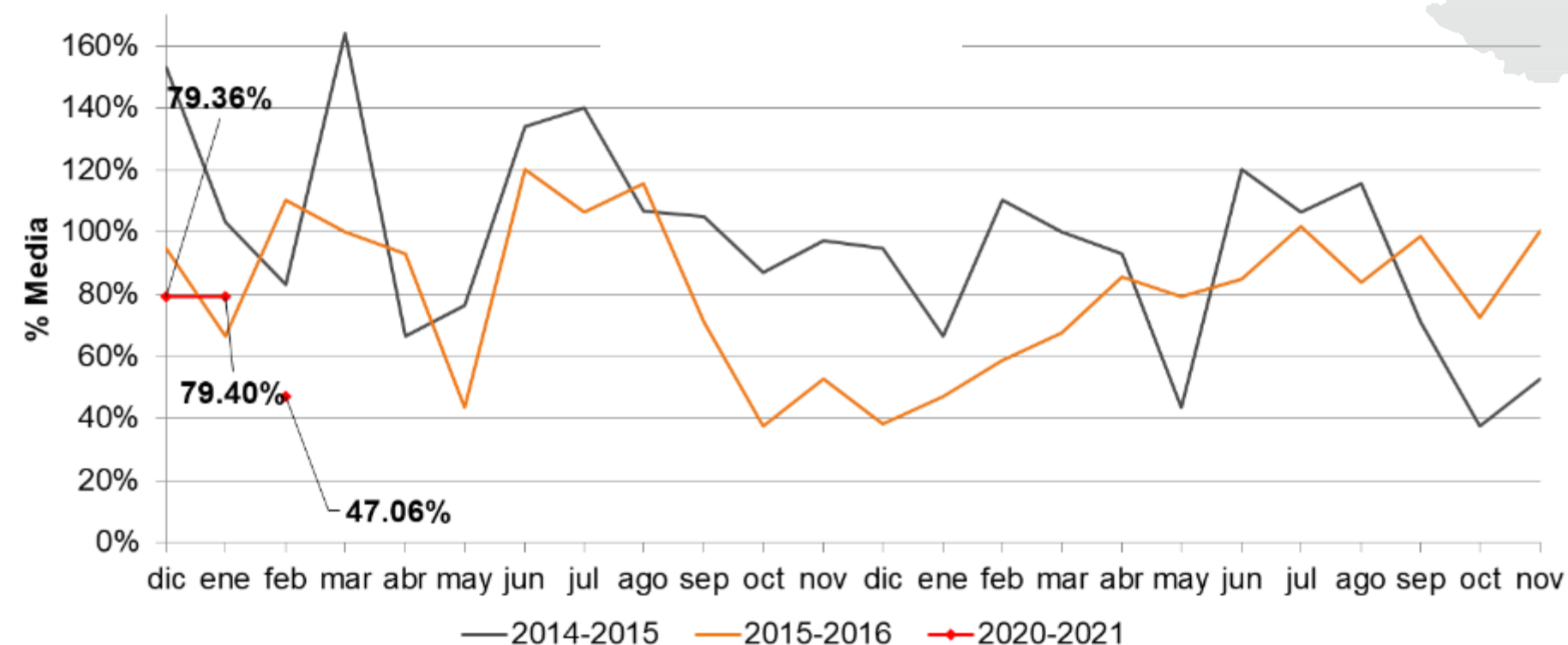
Participación Prom. Diario: 7.9%

Oriente



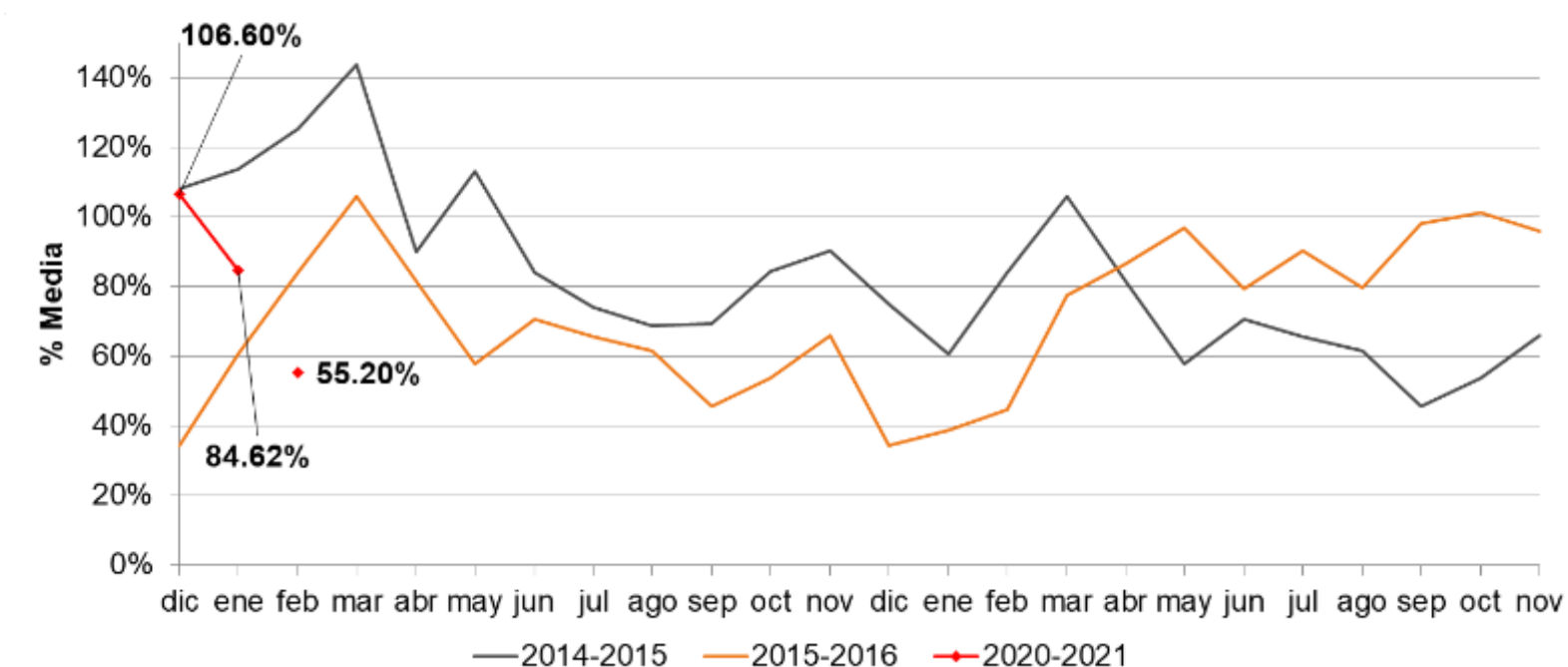
Participación Prom. Diario: 24.1%

Centro



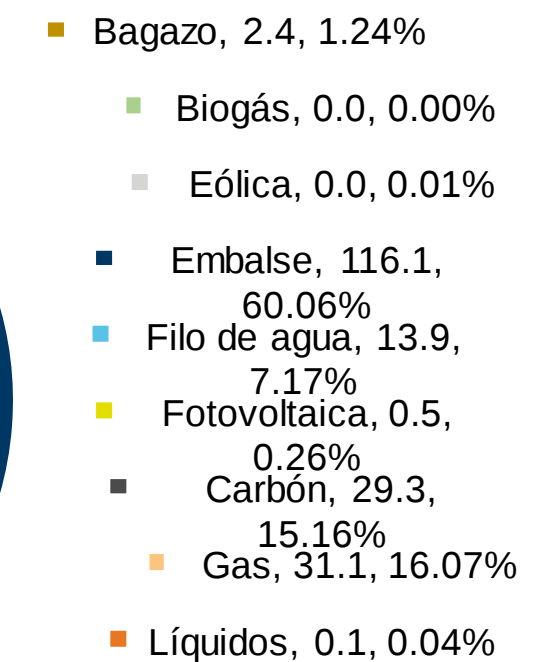
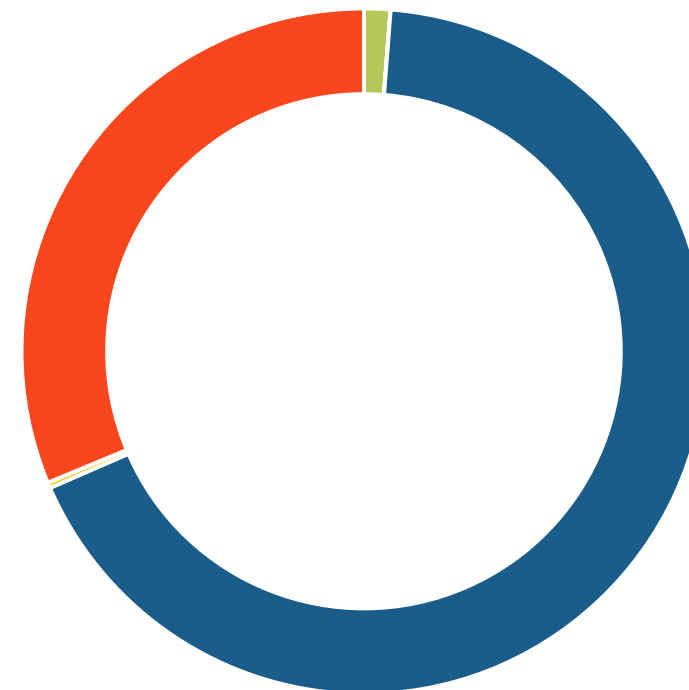
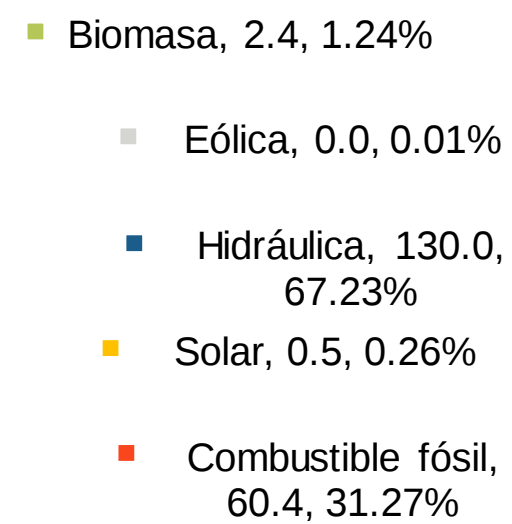
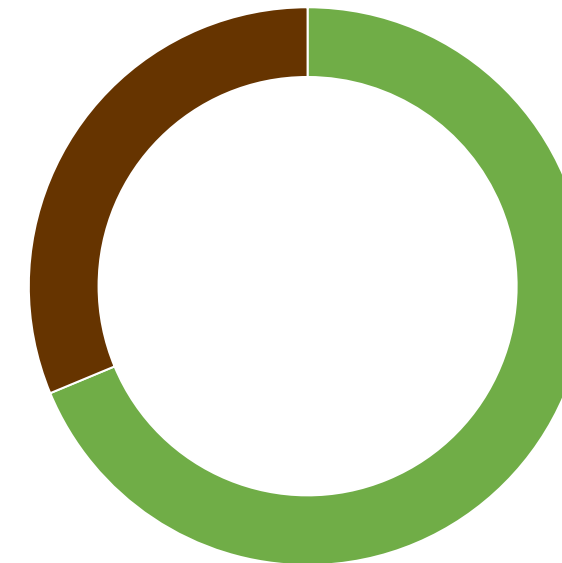
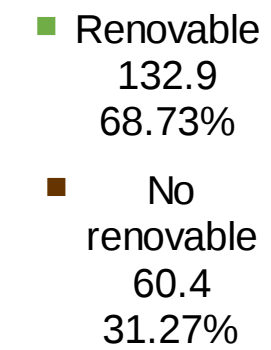
Valle

Participación Prom. Diario: 7.3%





La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 31 de enero de 2020



Información hasta el: 2020-01-31
Información actualizada el: 2020-02-05

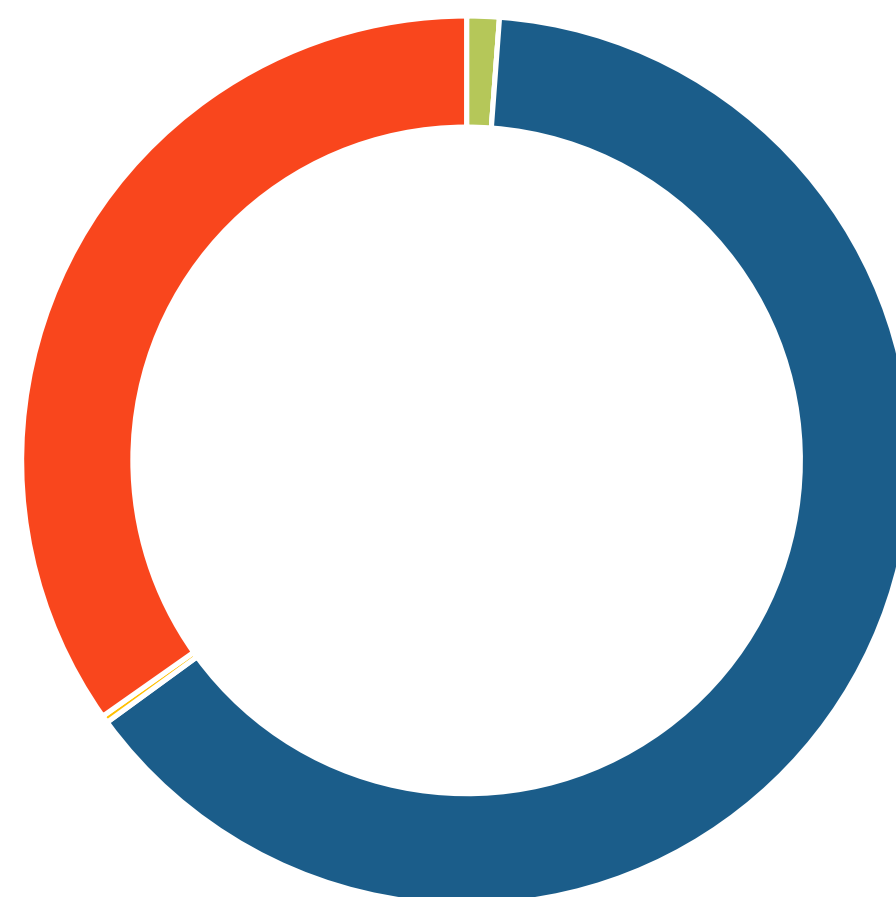
Generación promedio diaria en GWh-día

Informe CND dirigido al CNO

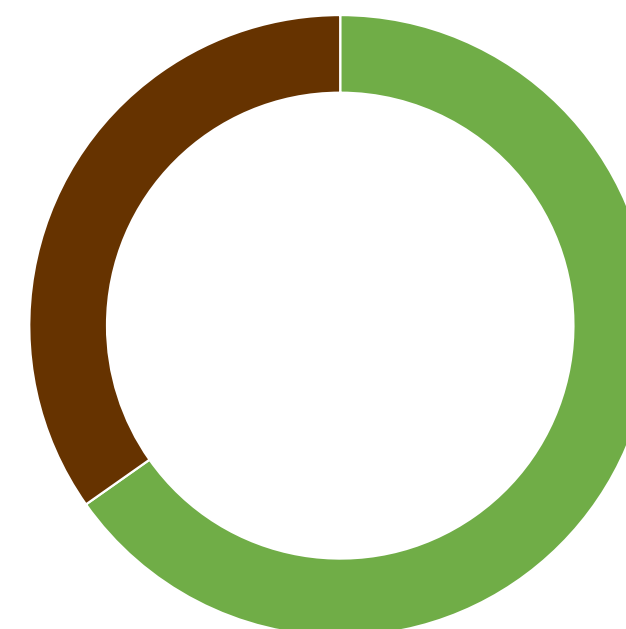
**Total 197.0
GWh-día**

La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 4 de febrero de 2020

- Biomasa, 2.3, 1.18%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Hidráulica, 125.7, 63.79%
- Solar, 0.5, 0.27%
- Combustible fósil, 68.5, 34.76%



- Renovable
128.5
65.24%
- No
renovable
68.5
34.76%



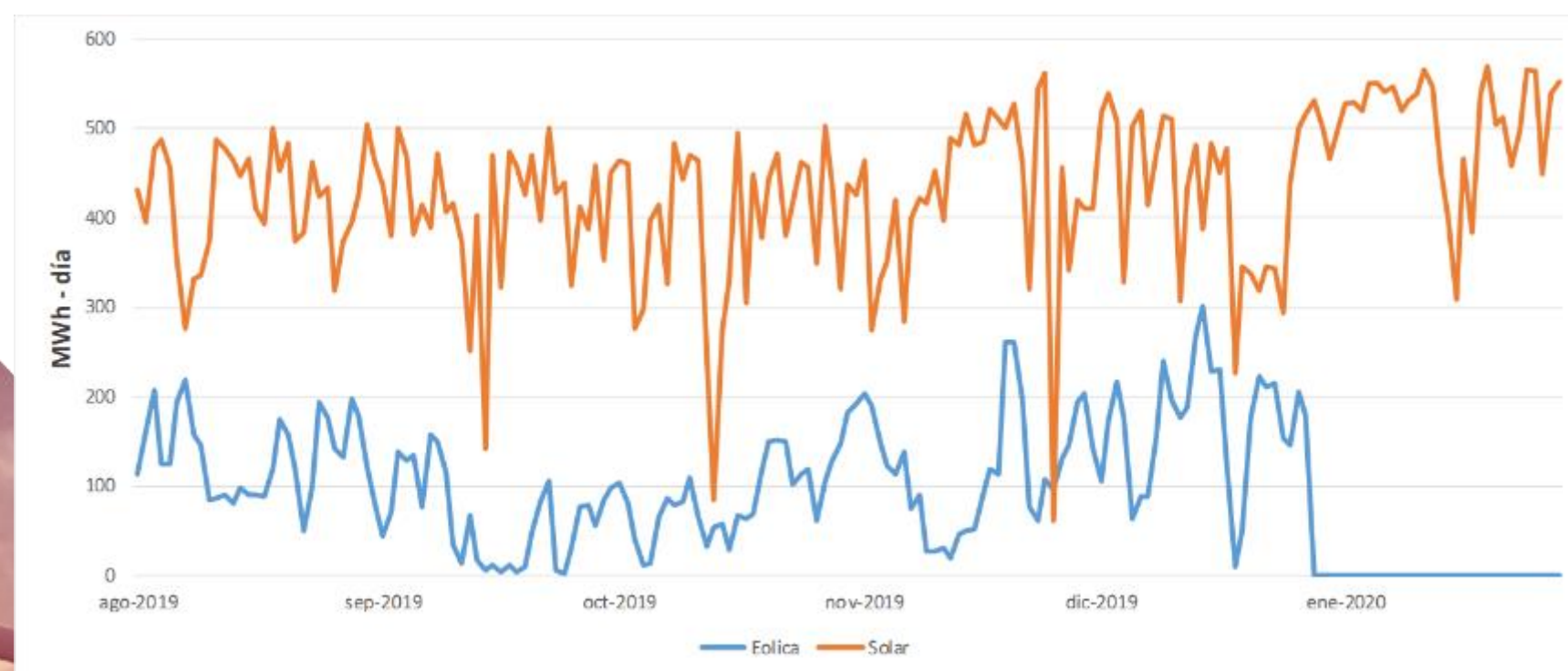
- Bagazo, 2.3, 1.18%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Embalse, 114.8, 58.29%
- Filo de agua, 10.8, 5.50%
- Fotovoltaica, 0.5, 0.27%
- Carbón, 32.5, 16.49%
- Gas, 36.0, 18.27%
- Líquidos, 0.0, 0.00%

Información hasta el: 2020-02-04
Información actualizada el: 2020-02-06

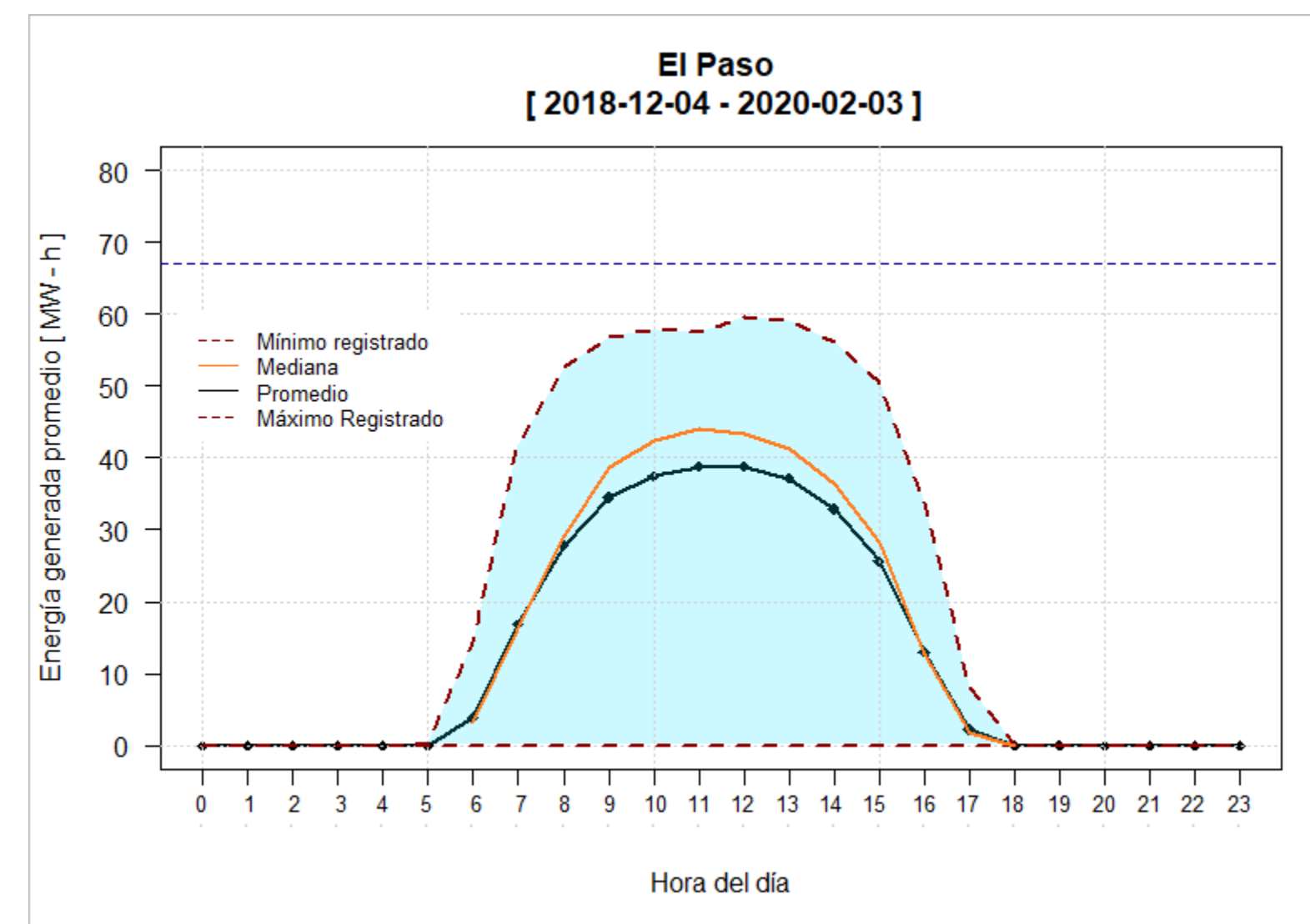
Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jeparachi 1
Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar
Yumbo, Celsia Solar Bolívar, El Paso.



A partir del 4 de enero de 2020, el recurso Jeparachi oferta 0 MW de disponibilidad.

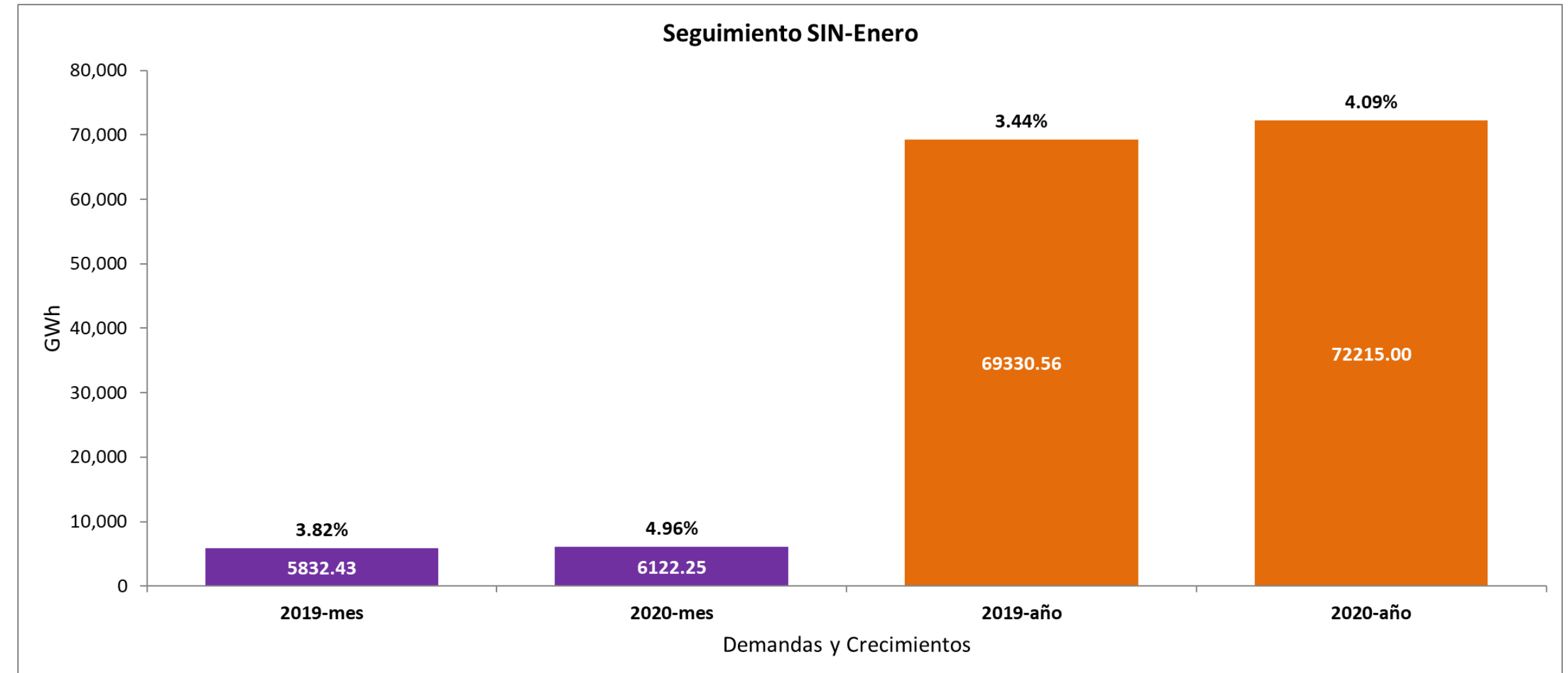


Seguimiento Demanda

Enero

Demandas y Crecimientos

Demanda de energía del SIN Enero 2020

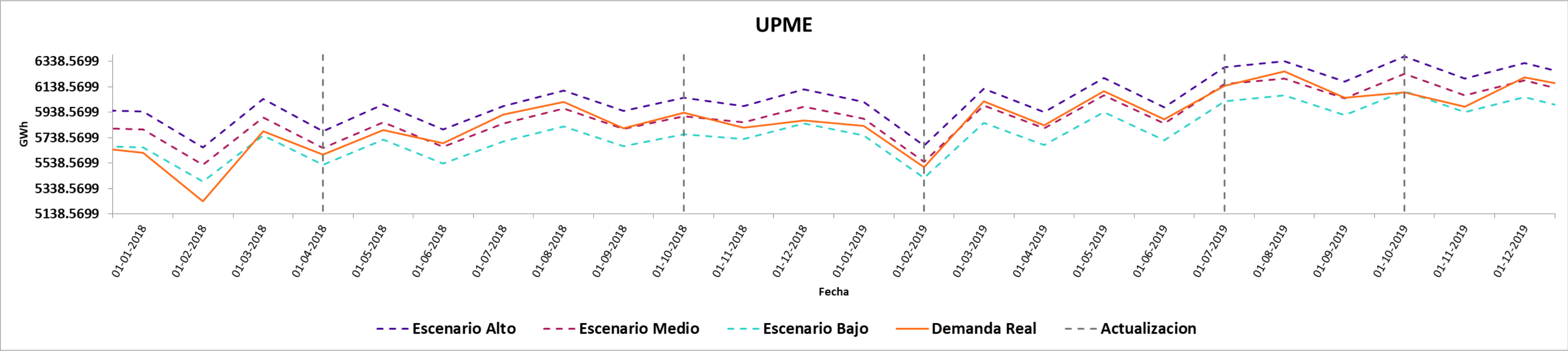


mes	2019-mes				2020-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4083.52	21	194.45	3.59%	4292.83	21	204.42	5.13%
SAB	751.06	4	187.76	4.28%	782.33	4	195.58	4.16%
FEST	997.85	6	166.31	4.35%	1047.09	6	174.51	4.93%
TOTAL	5832.43	31	188.14	3.82%	6122.25	31	197.49	4.96%



Seguimiento de la demanda de energía

del SIN con escenarios UPME Enero 2020



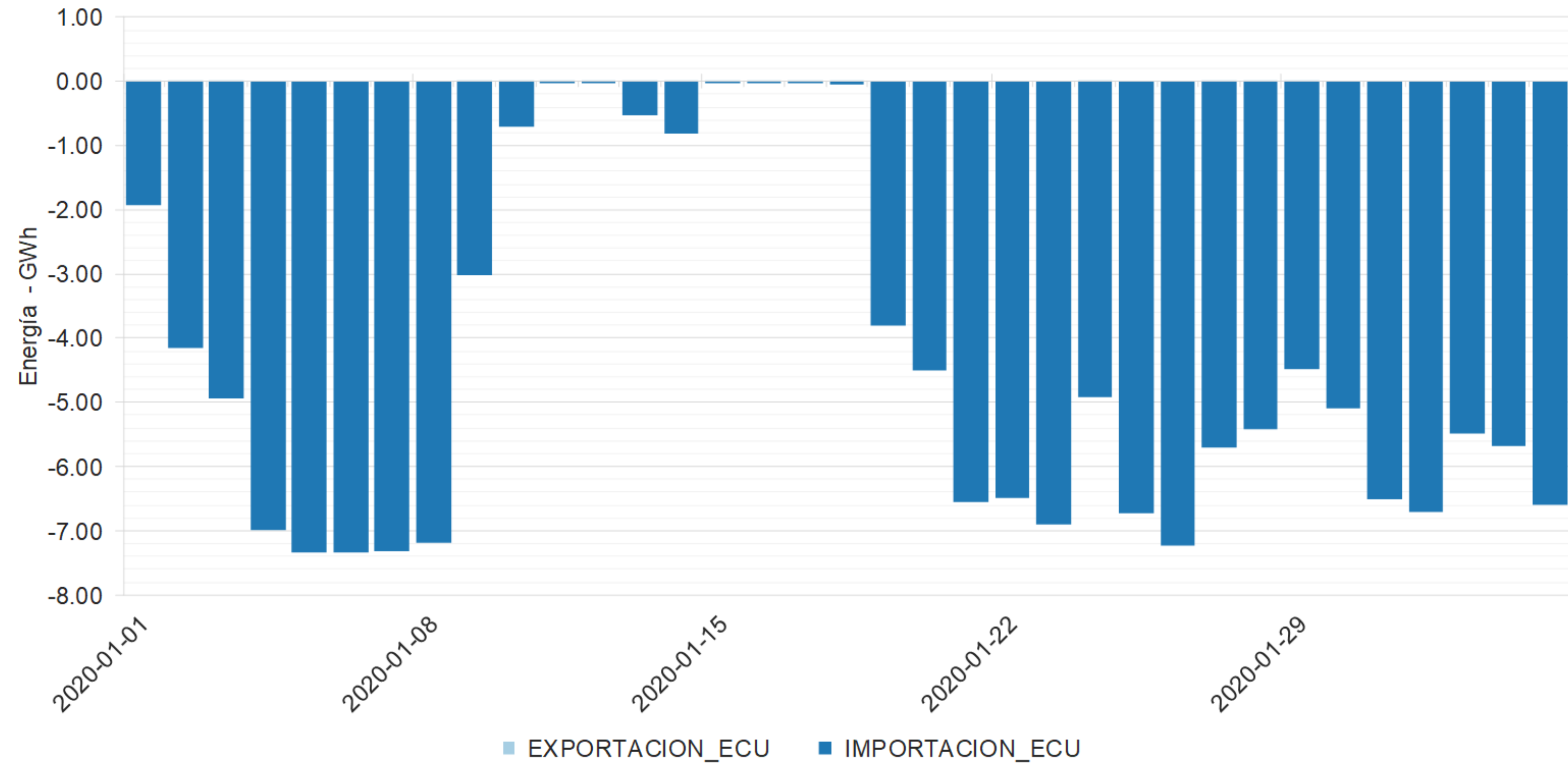
jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20
5,915	6,059	5,925	5,993	5,852	5,957	5,946	5,663	6,044	5,791	5,999	5,802	5,986	6,107	5,947	6,050	5,988	6,116	6,021	5,674	6,125	5,939	6,206	5,977	6,294	6,339	6,181	6,376	6,205	6,326	6,205
5,777	5,917	5,786	5,850	5,712	5,815	5,804	5,527	5,899	5,657	5,860	5,667	5,848	5,966	5,809	5,907	5,858	5,983	5,889	5,548	5,989	5,811	6,072	5,848	6,160	6,203	6,049	6,239	6,071	6,190	6,071
5,640	5,777	5,649	5,708	5,573	5,674	5,662	5,393	5,756	5,524	5,722	5,534	5,711	5,827	5,673	5,767	5,729	5,851	5,758	5,423	5,854	5,683	5,939	5,720	6,026	6,069	5,918	6,103	5,939	6,055	5,937
5,665	5,769	5,624	5,740	5,573	5,672	5,619	5,239	5,790	5,607	5,799	5,697	5,918	6,019	5,813	5,934	5,819	5,872	5,832	5,509	6,022	5,835	6,104	5,883	6,147	6,257	6,050	6,092	5,979	6,214	6,122

Demanda de energía Regulada y No Regulada Enero 2020

Informe CND dirigido al CNO

	2019-1	2020-1	Crec	Participacion
REGULADO	3970.15	4184.96	5.41%	68.65%
NO REGULADO	1835.27	1910.71	4.09%	31.35%
Industrias manufactureras	763.28	775.70	1.75%	40.60%
Explotación de minas y canteras	464.75	509.96	9.75%	26.69%
Servicios sociales, comunales y personales	138.54	132.31	-4.51%	6.93%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	118.99	124.48	4.67%	6.52%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	111.90	113.91	1.77%	5.96%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	99.79	104.95	5.17%	5.49%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	66.40	68.55	3.19%	3.59%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	36.10	41.84	15.88%	2.19%
Transporte y almacenamiento	35.96	38.87	8.08%	2.03%

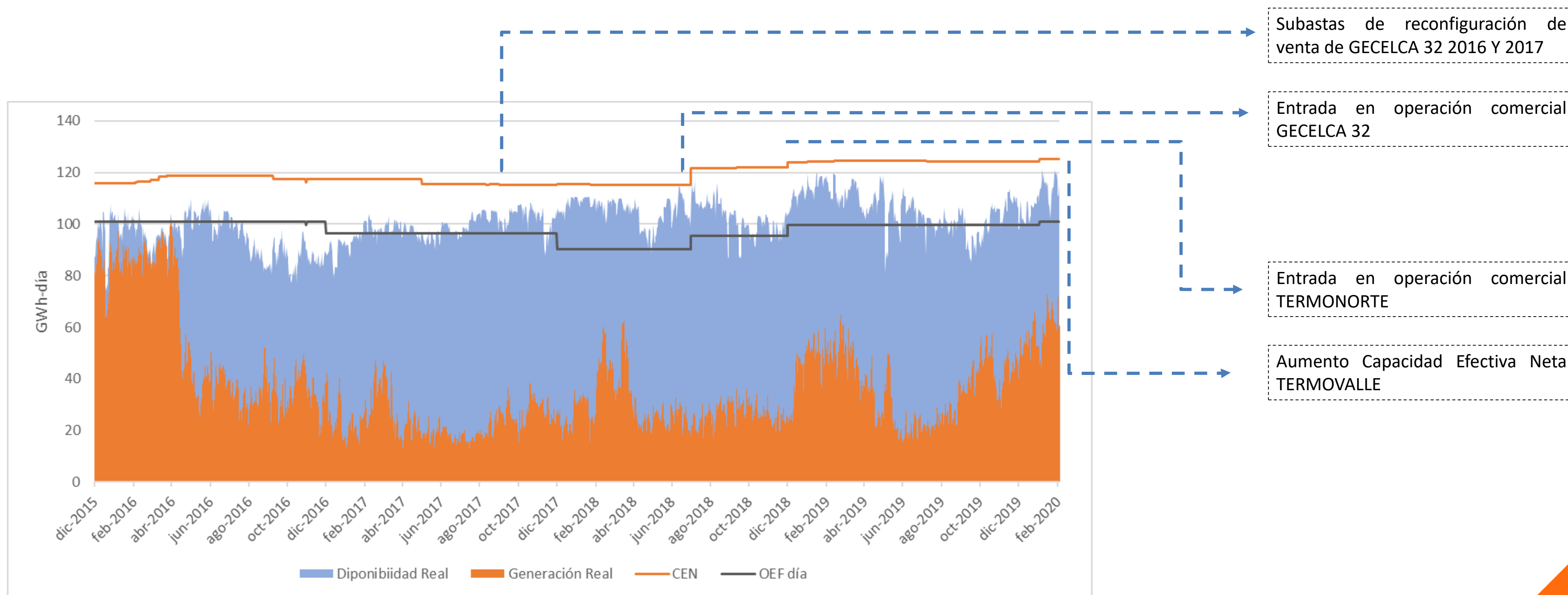
Importaciones y exportaciones de energía



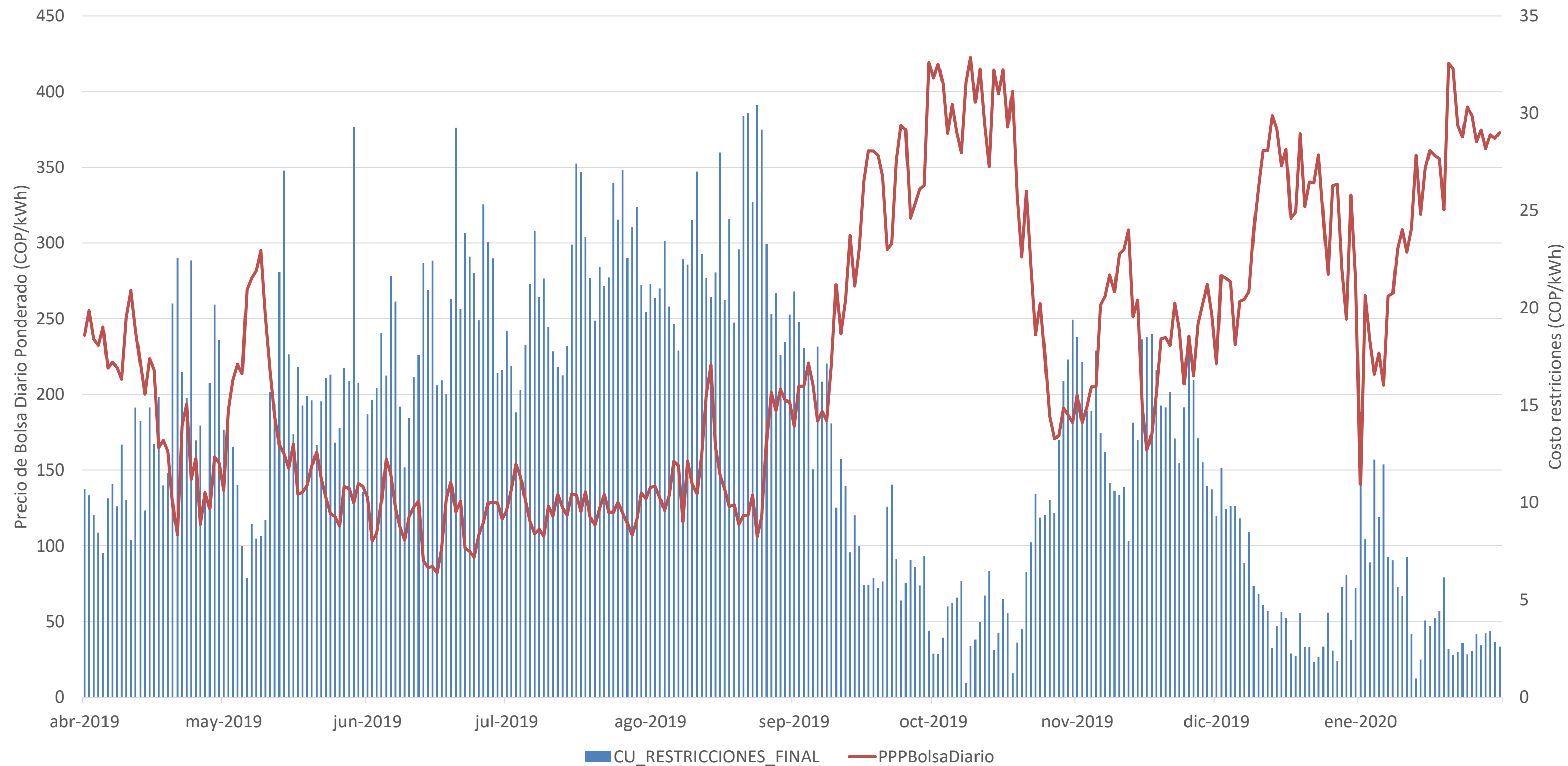


Comportamiento de la generación real de las térmicas desde 2015

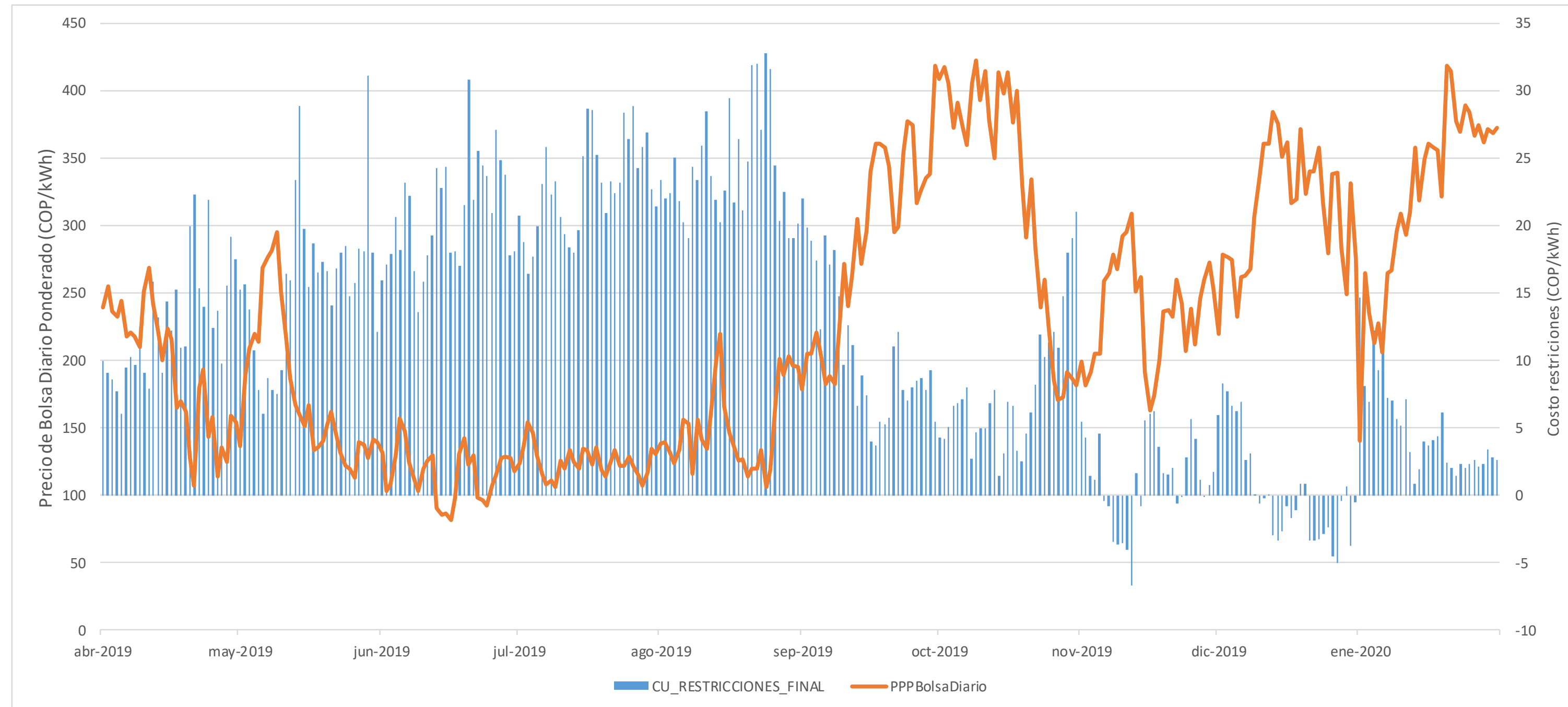
Informe CND dirigido al CNO



Restricciones Iniciales vs Precio de Bolsa Nacional



Restricciones Finales vs Precio de Bolsa Nacional



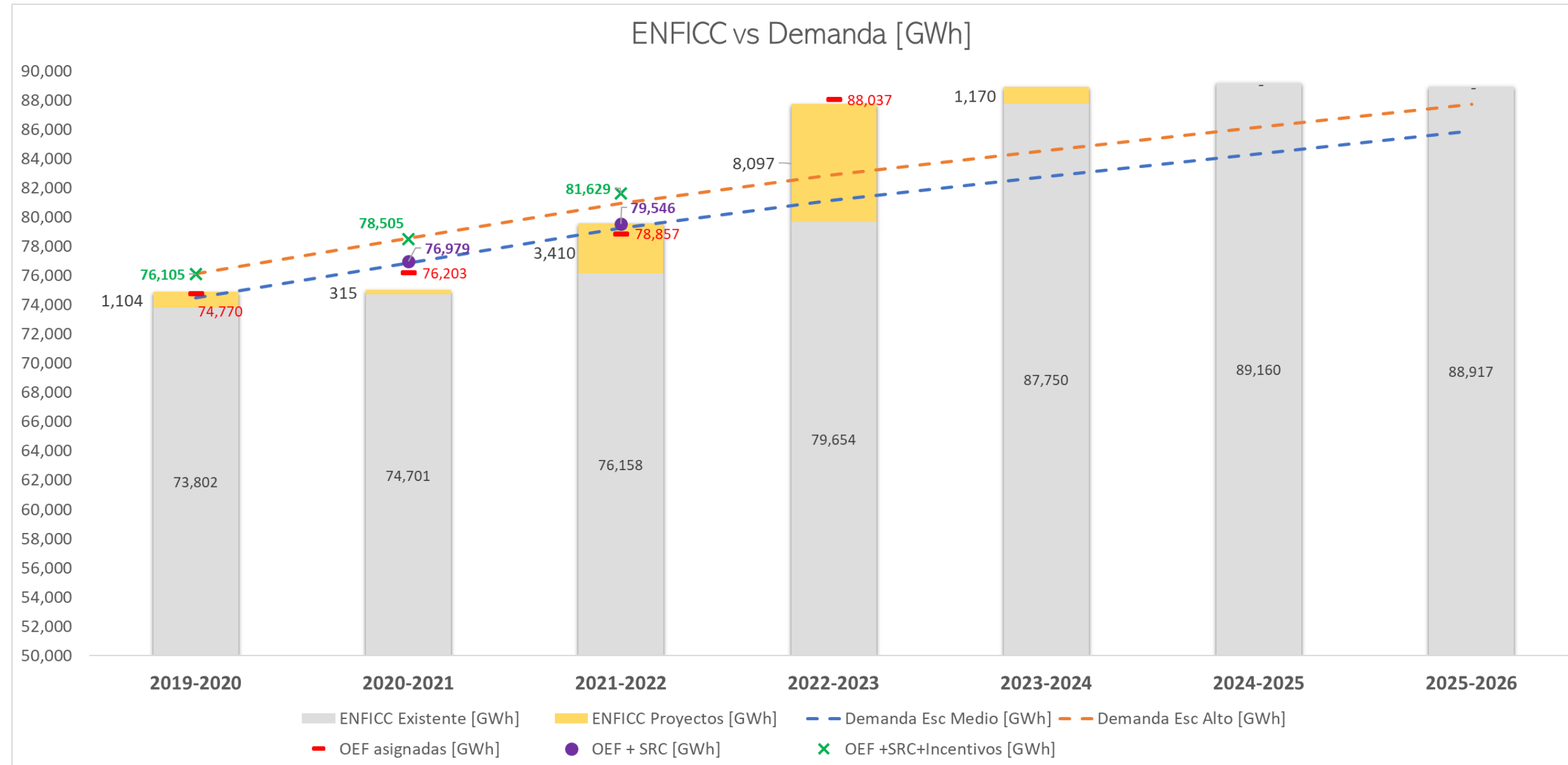
En el mes de noviembre y diciembre se evidenció una disminución en las restricciones finales debido a la ejecución de la garantía asociada al proyecto Hidroituango ocasionando valores negativos cuando se observa en una resolución diaria.

Información hasta el: 2020-01-31
Información actualizada el: 2020-02-05



Panorama energético

Balance ENFICC vs Demanda



✓ Al considerar la entrada temprana de proyectos de generación con asignaciones de OEF para 2022-2023, se observa que las OEF cubren el escenario actual de demanda para las primeras tres vigencias indicadas.

Para el ejercicio se consideró:

- ✓ Escenarios de Demanda UPME/octubre 2019
- ✓ La ENFICC de las PNDC en las OEF
- ✓ La planta Ituango entrará por unidades en las siguientes fechas reportadas por el agente: U1-30/12/2021 U2-28/02/2022 U3-30/08/2022 U4-29/11/2022, por lo anterior se considera la mitad de la ENFICC en la vigencia 2021-2022 y la otra mitad en la vigencia 2022-2023.

Análisis energético mediano plazo

Horizonte: 2 años

Etapas con resolución semanal

Datos de entrada y supuestos considerados

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



Condición Inicial Embalse

Febrero 2, 53.48%



Demanda

Escenario Medio UPME (Actu. Oct/19)



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución – feb/20 - ene/21
Trabajos Intake Chivor Verano 2020



Expansión Generación

Proyectos con OEF y subasta CLPE

Aportes hídricos

3 Series determinísticas / 1 Estocástico – 100 series

Parámetros del SIN

PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



Costos de racionamiento

Último Umbral UPME para enero/20.



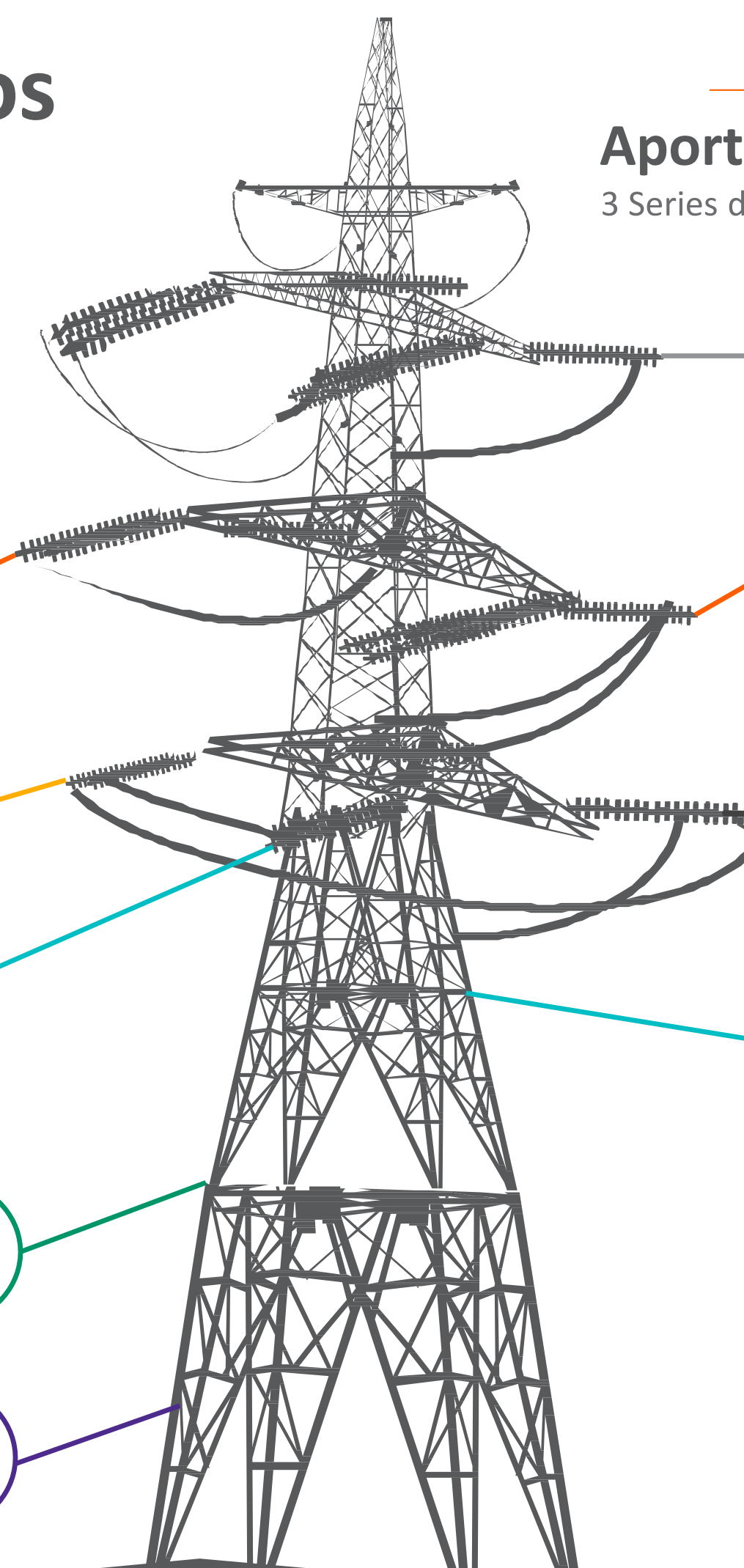
Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 7.9 GWh/día promedio



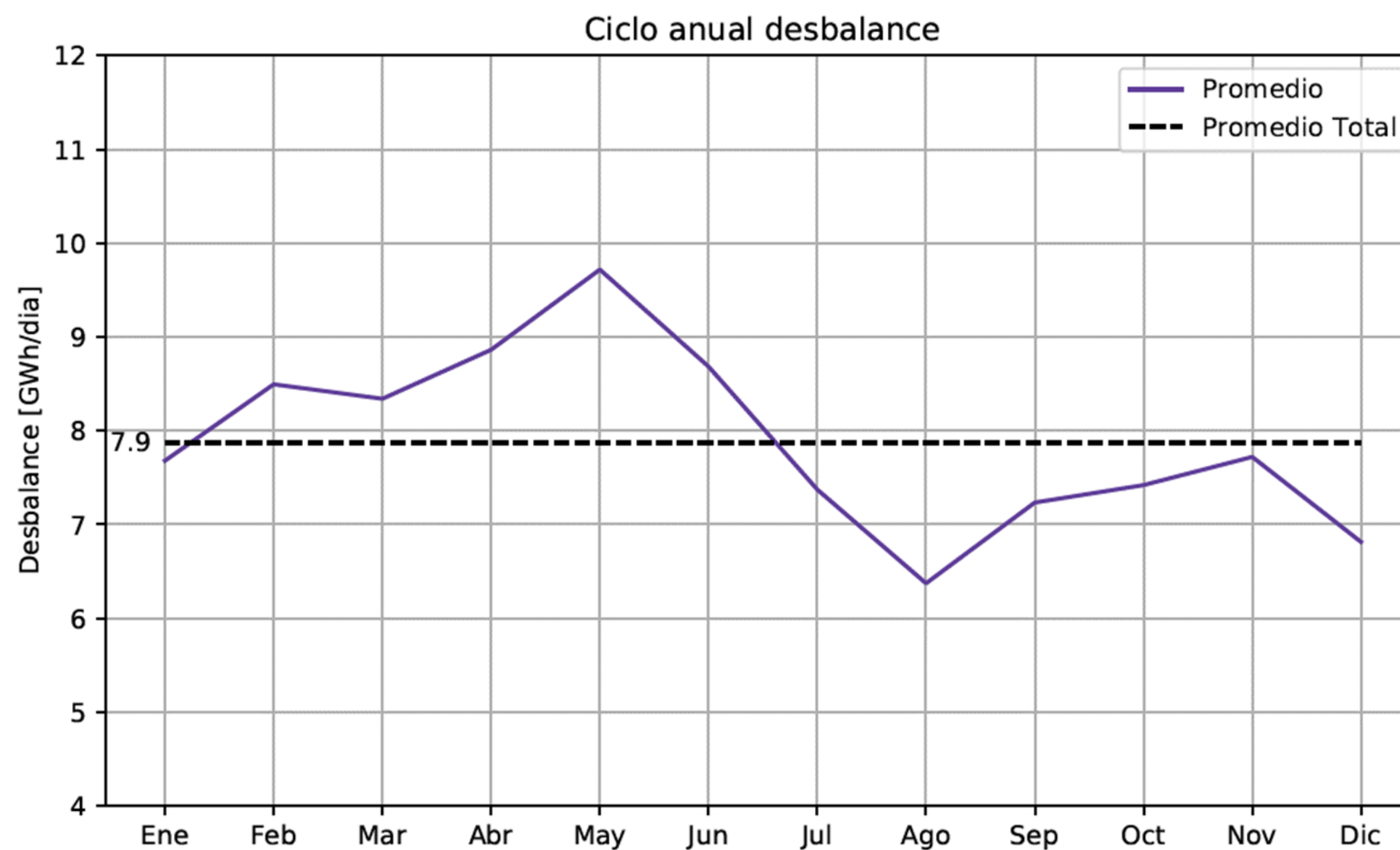
Información combustibles

Precios: UPME Ene/19 Disponibilidad reportada por agentes
(Pendiente actualización disponibilidad por parte de ISAGEN para Termocentro)

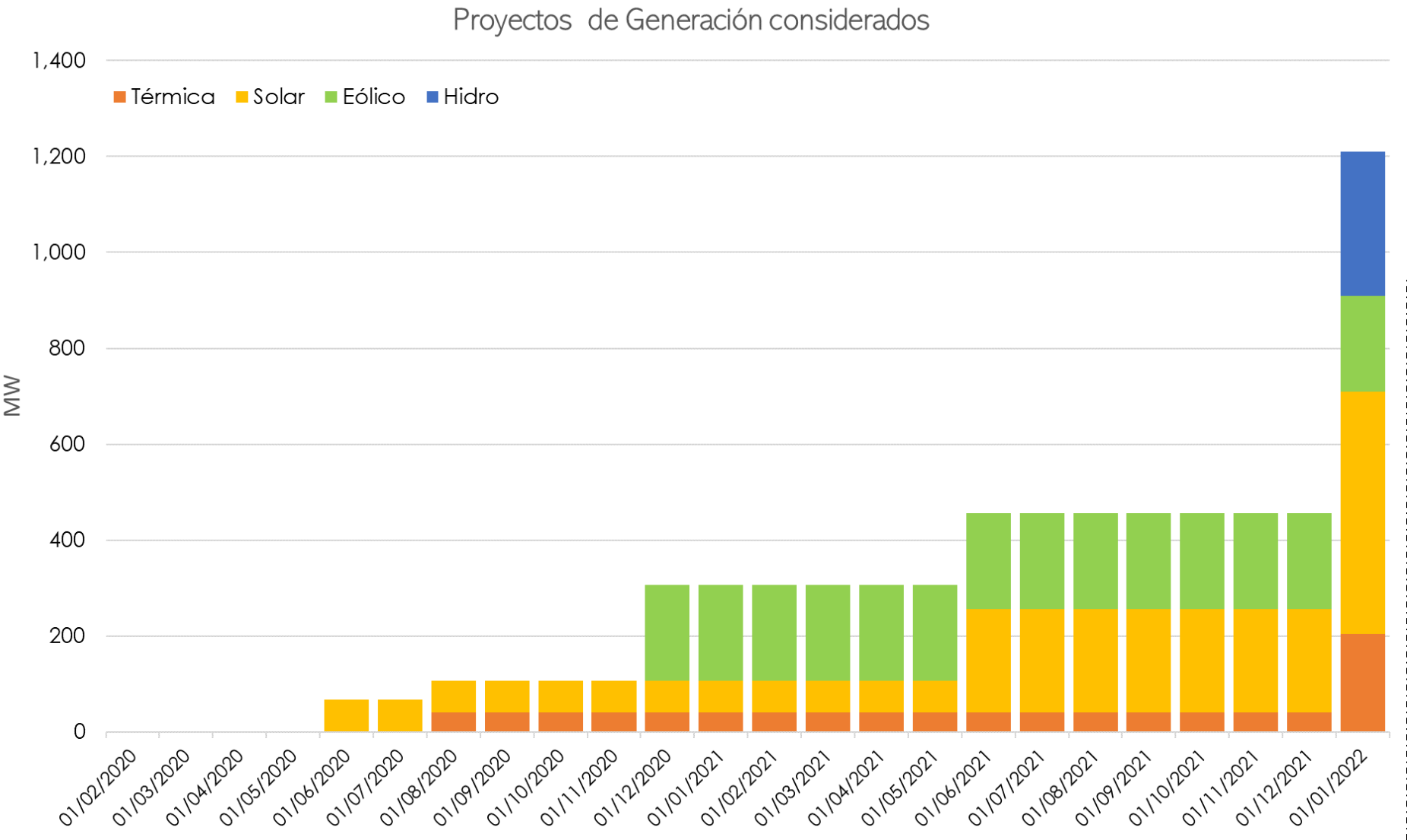


Datos de entrada y supuestos considerados

Desbalances



Datos de entrada y supuestos considerados



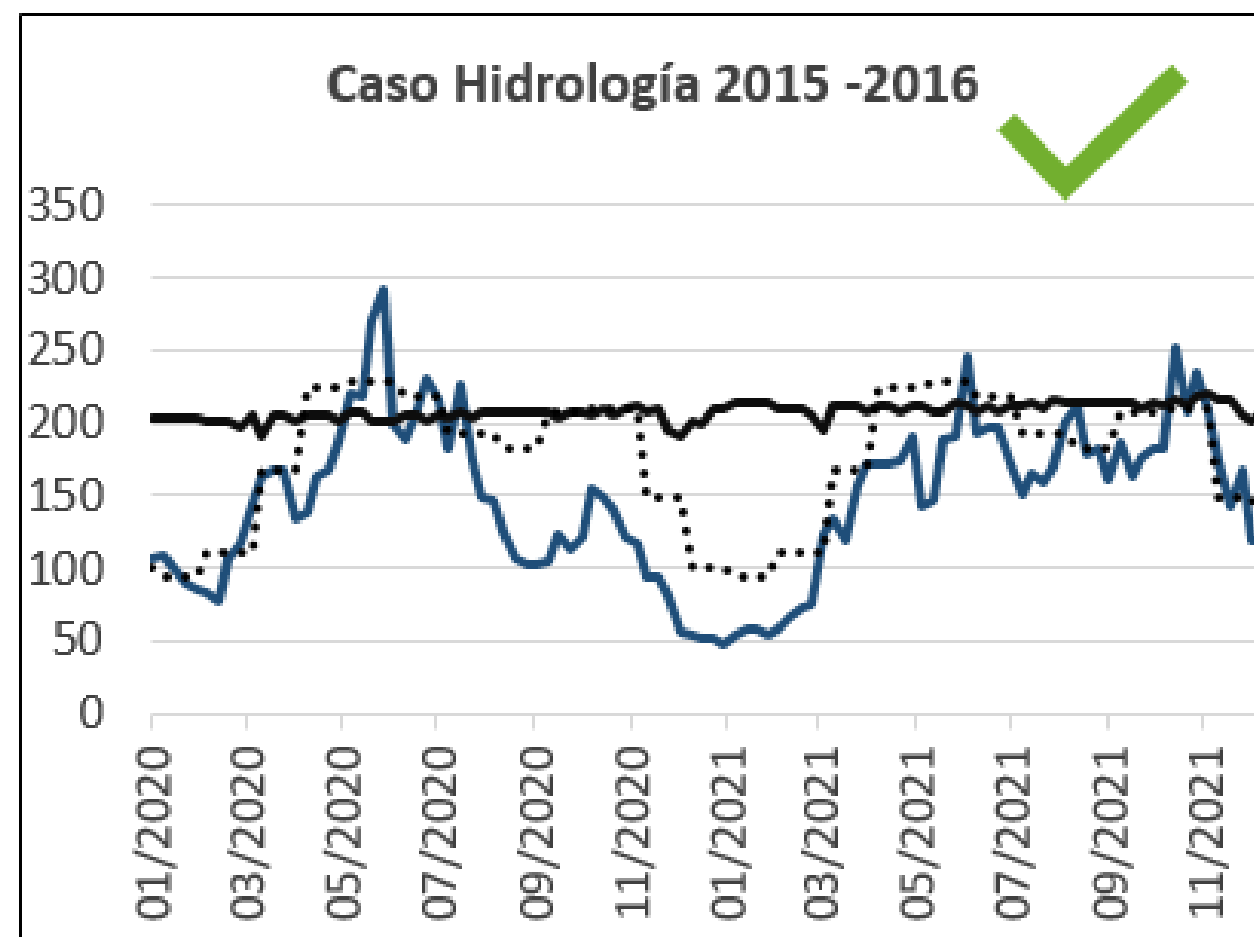
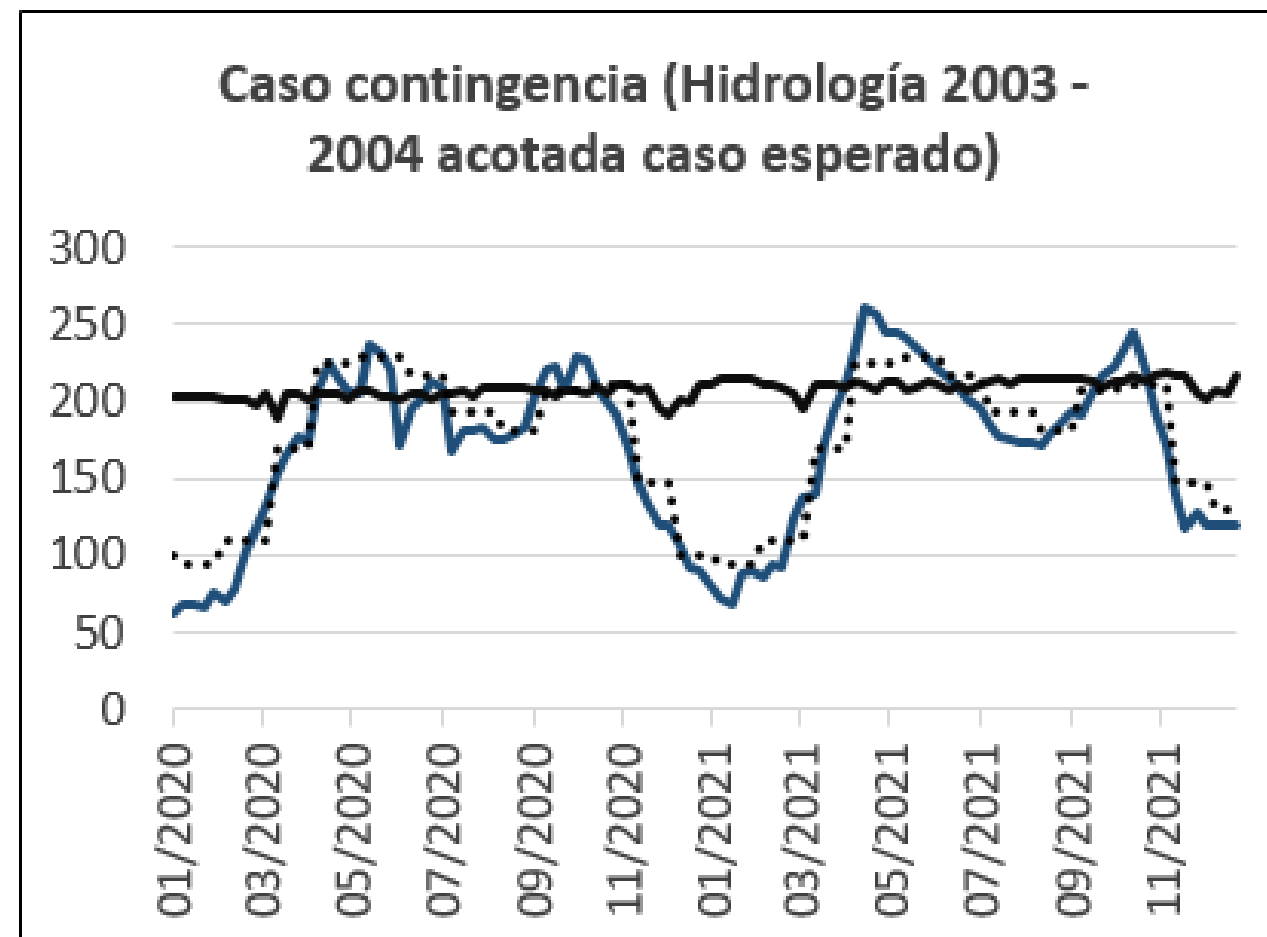
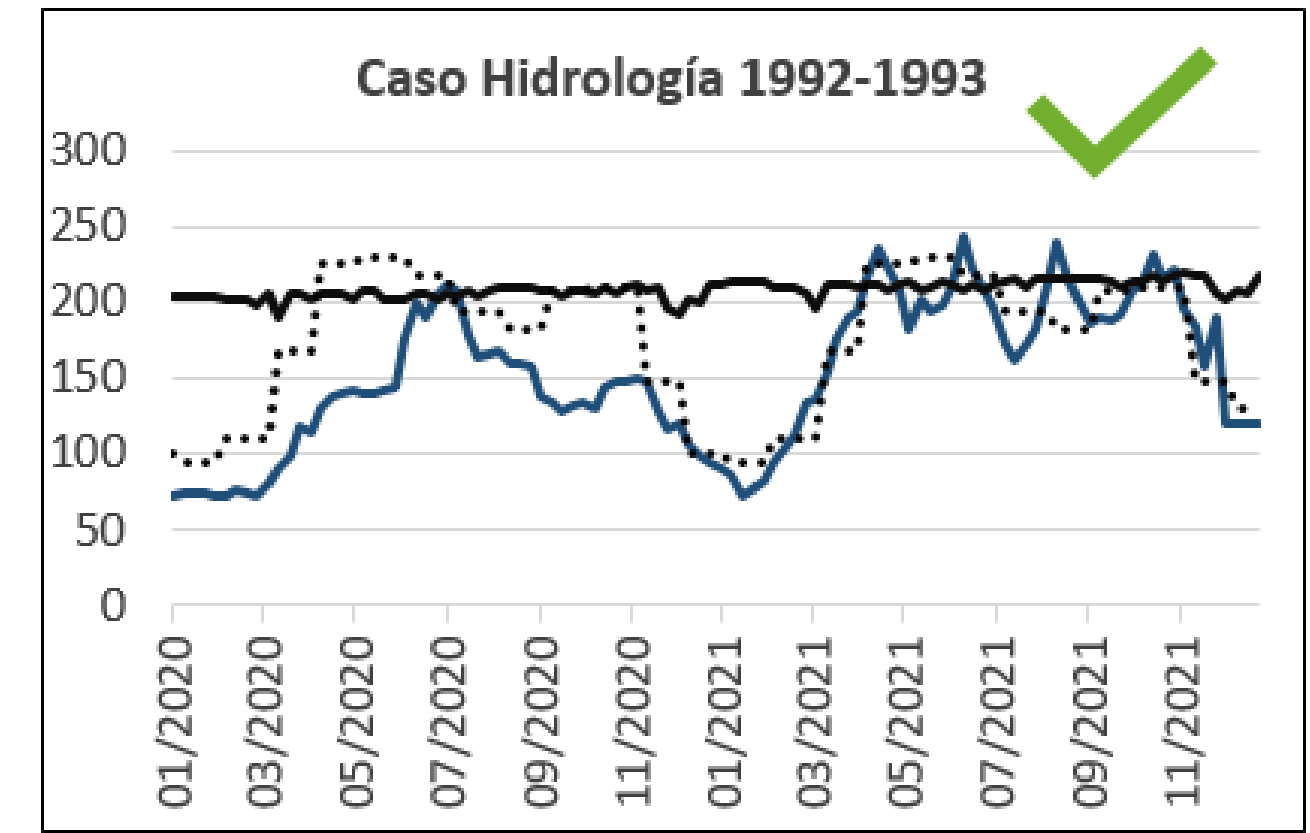
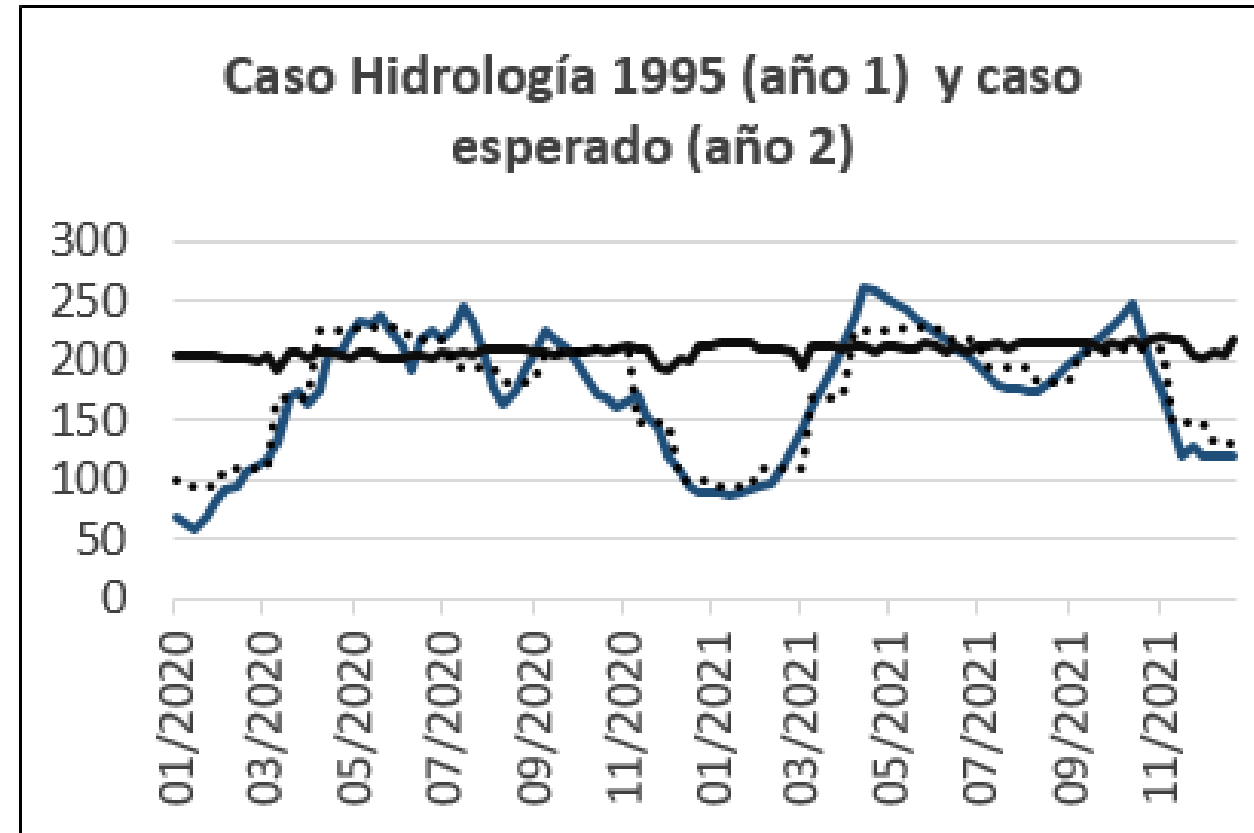
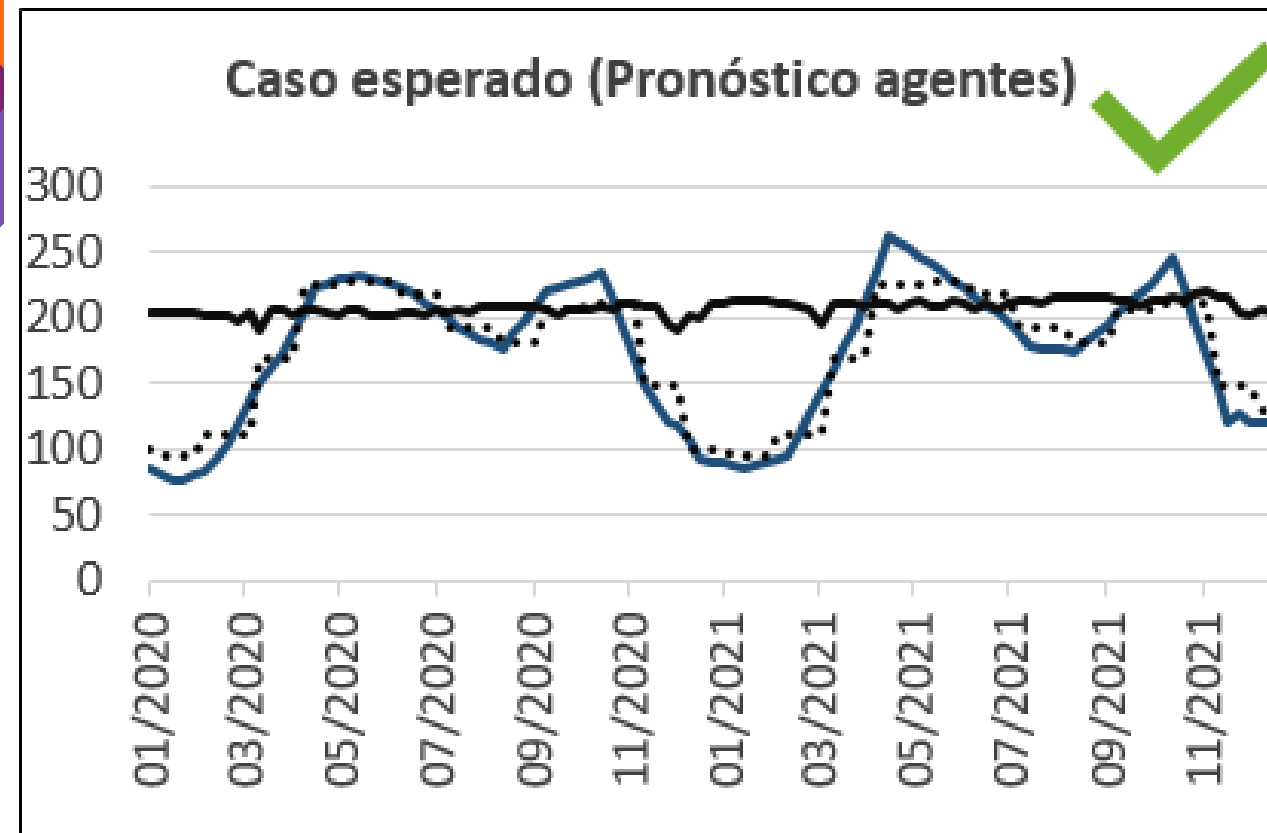
Expansión de generación considerada en el horizonte

NOMBRE PLANTA	Tipo	CEN [MW]	FPO
EL PASO	Solar	68	30/05/2020
AUMENTO CEN TERMOYOPAL	Térmica	40	31/07/2020
WINDPESHI	Eólico	200	30/11/2020
LATAM SOLAR LA LOMA	Solar	150	30/05/2021
TERMOCARIBE	Térmica	42	30/11/2021
TERMOJAGÜEY	Térmica	21	30/12/2021
TERMORUBIALES	Térmica	21	30/12/2021
ITUANGO	Hidro	300	30/12/2021 Unidad 1
		600	28/02/2022 Unidad 2
		900	30/08/2022 Unidad 3
		1200	29/11/2022 Unidad 4
SAN FELIPE	Solar	90	01/01/2022
CARTAGO	Solar	99	01/01/2022
CAMPANO	Solar	100	01/01/2022

Proyectos que ya entraron en operación bajo el esquema de incentivos del CxC

Nombre Planta	Tipo	CEN [MW]	Fecha en que entró en operación
Escuela de Minas	Hidráulica	55	30/09/2019
Aumento de CEN Termovalle	Térmica	240 (aumento de 40 MW)	02/01/2020

Supuestos considerados (Aportes)



En términos de aportes, los casos “esperado”, “contingencia” e “Hidrología 1995 – caso esperado”, son muy similares. Son escenarios parecidos a la media histórica que tiene una profundidad alrededor de 100 GWh/día en los veranos 2019-2020 y 2020-2021.

Los casos de hidrología 2015 – 2016 y 1992 – 1993 presentan veranos mas prolongados y deficitarios con respecto a la media. El caso de hidrología 2015 -2016 presenta un verano 2020 – 2021 mas profundo, ambos casos presentan, en general temporadas de lluvias deficitarias.

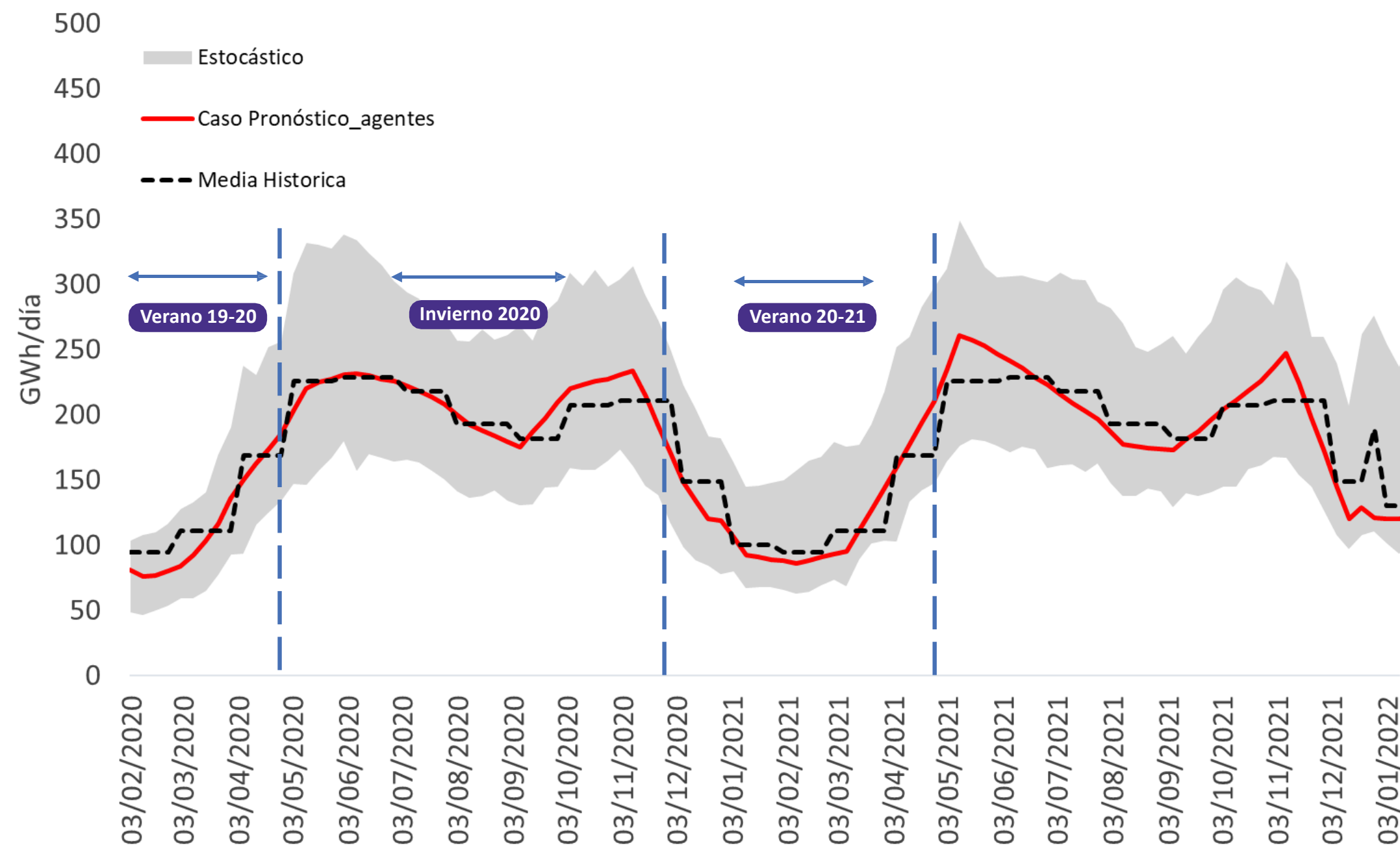
Supuestos considerados (Aportes)

Los aportes corresponden al agua que llega a los embalses del SIN, donde se almacena y administra la generación de las principales centrales hidroeléctricas. Se consideran escenarios determinísticos con los que se revisa que ocurriría en el futuro si se presentara una condición particular ya sea pronosticada o histórica, y un análisis estocástico que considera un conjunto de escenarios sintéticos generados a partir de la historia

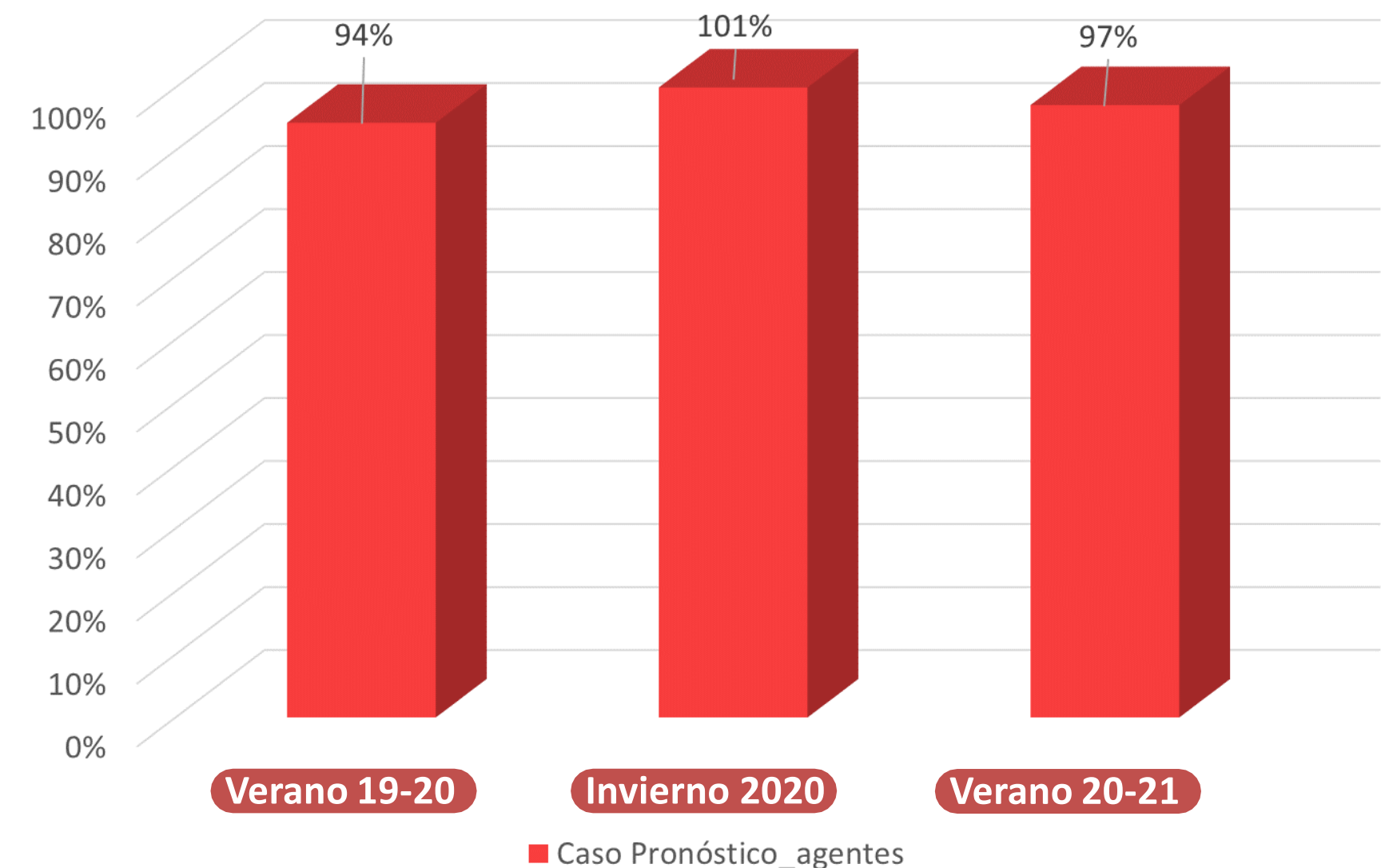
• Escenario Pronóstico agentes

- Escenario de condiciones esperadas por los agentes, revisadas el mes de enero. Tiene un comportamiento estacional similar a la media histórica registrada.

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



Promedio de aportes de cada escenario respecto de la media histórica



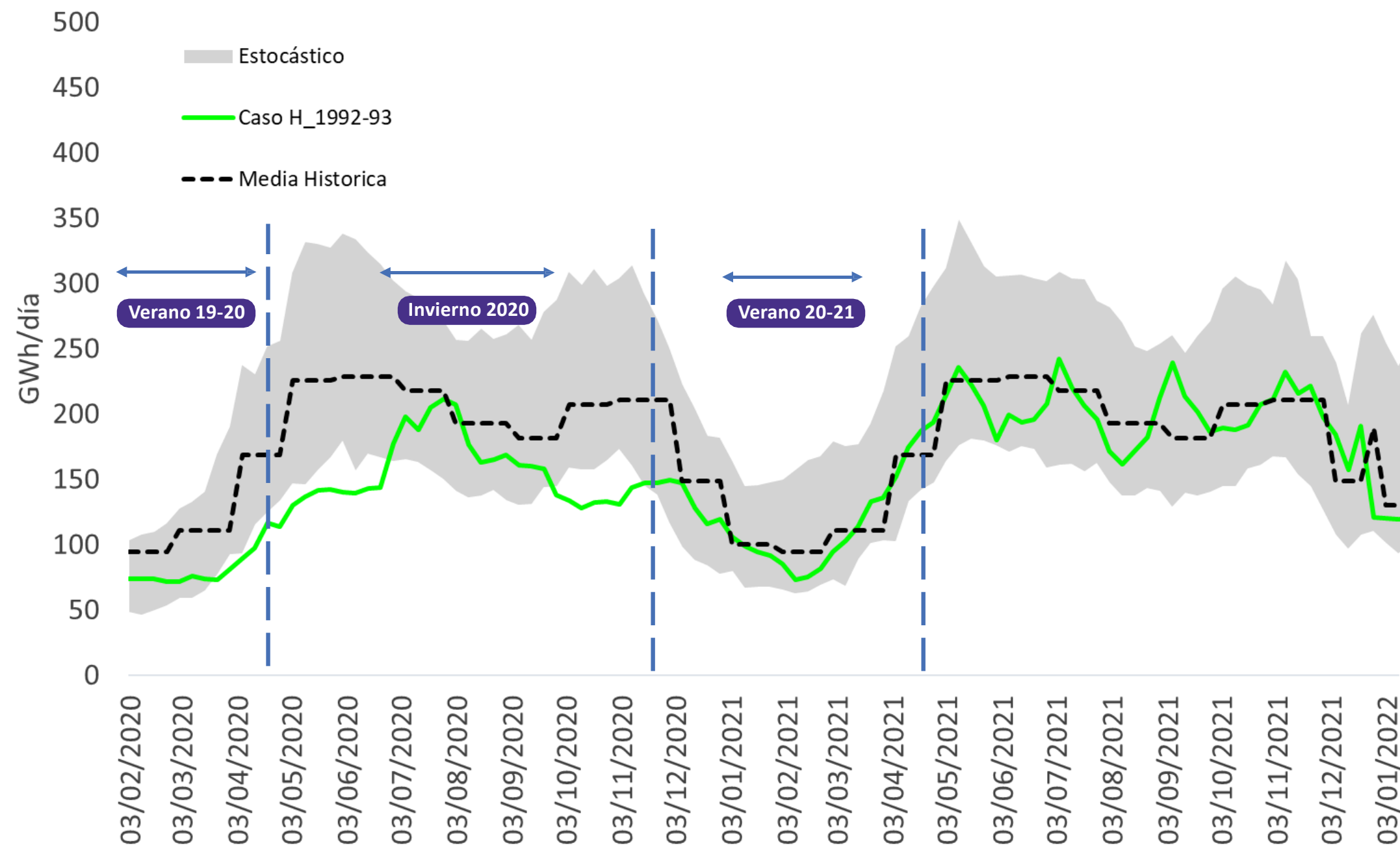
Supuestos considerados (Aportes)

Los aportes corresponden al agua que llega a los embalses del SIN, donde se almacena y administra la generación de las principales centrales hidroeléctricas. Se consideran escenarios determinísticos con los que se revisa que ocurriría en el futuro si se presentara una condición particular ya sea pronosticada o histórica, y un análisis estocástico que considera un conjunto de escenarios sintéticos generados a partir de la historia

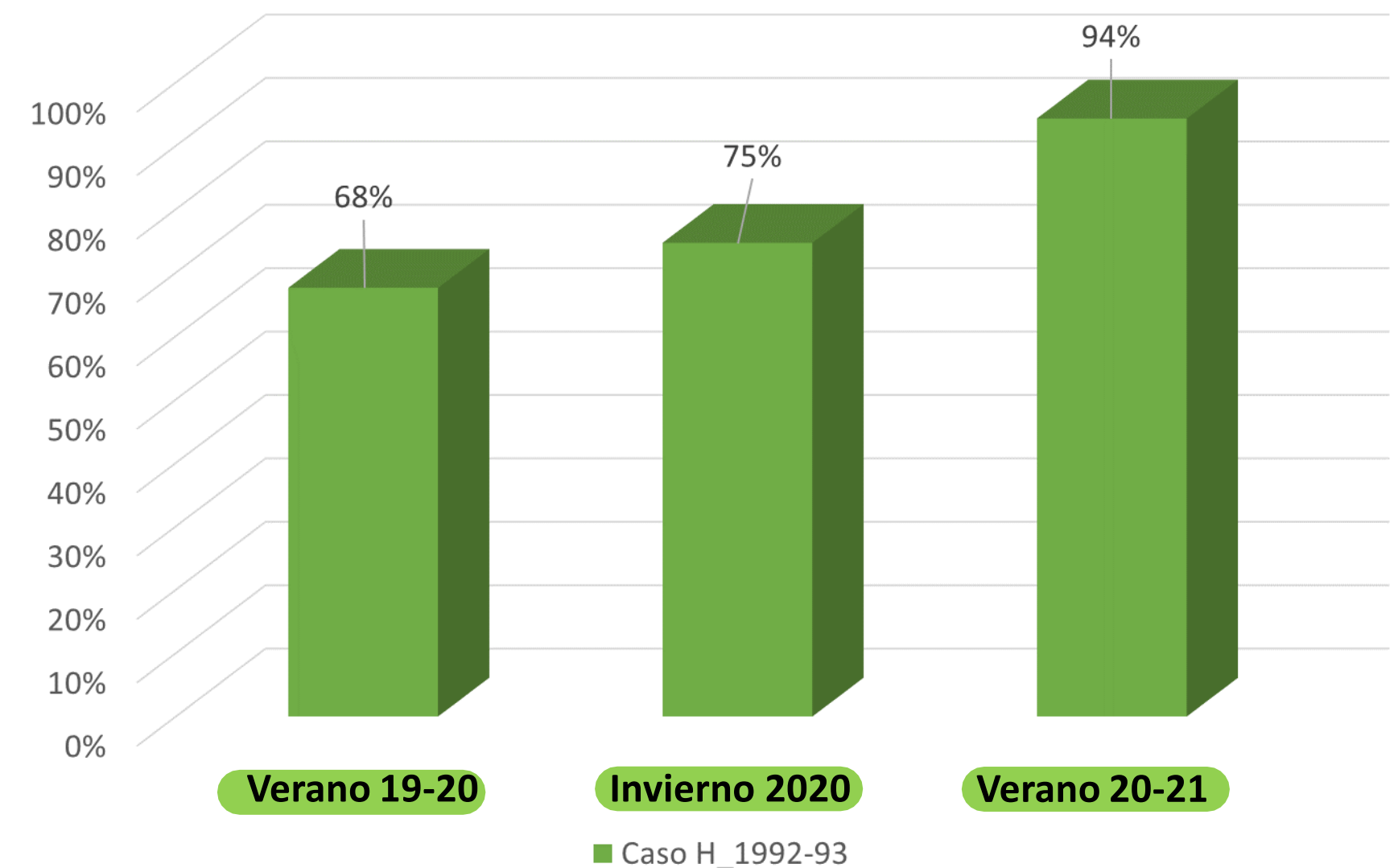
• Escenario hidrología histórica 1992-1993

Escenario de aportes deficitarios en el primer año de análisis, en especial en el primer verano (68% de la media histórica) el cual corresponderá al verano 2019-2020.

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



Promedio de aportes de cada escenario respecto de la media histórica



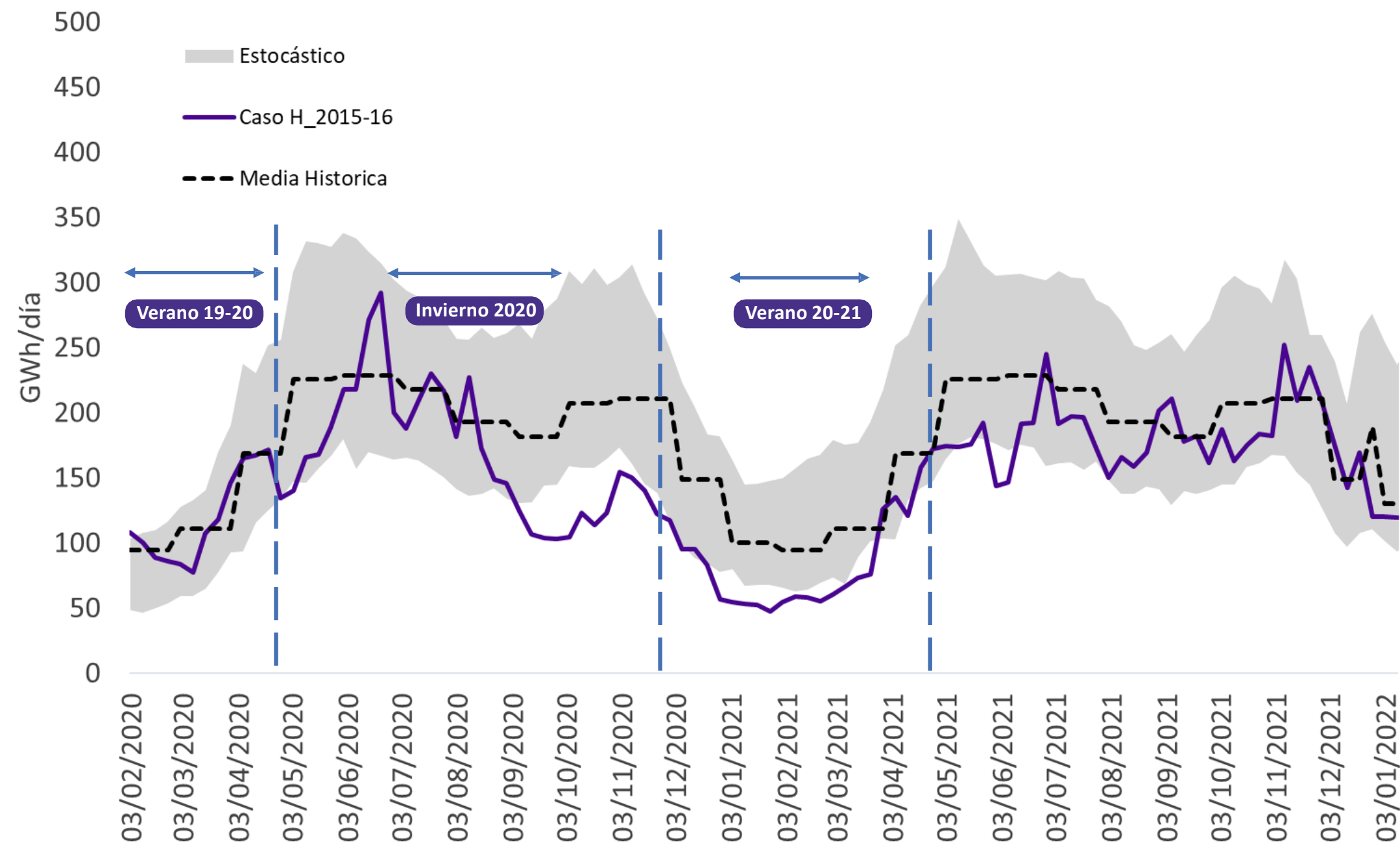
Supuestos considerados (Aportes)

Los aportes corresponden al agua que llega a los embalses del SIN, donde se almacena y administra la generación de las principales centrales hidroeléctricas. Se consideran escenarios determinísticos con los que se revisa que ocurriría en el futuro si se presentara una condición particular ya sea pronosticada o histórica, y un análisis estocástico que considera un conjunto de escenarios sintéticos generados a partir de la historia

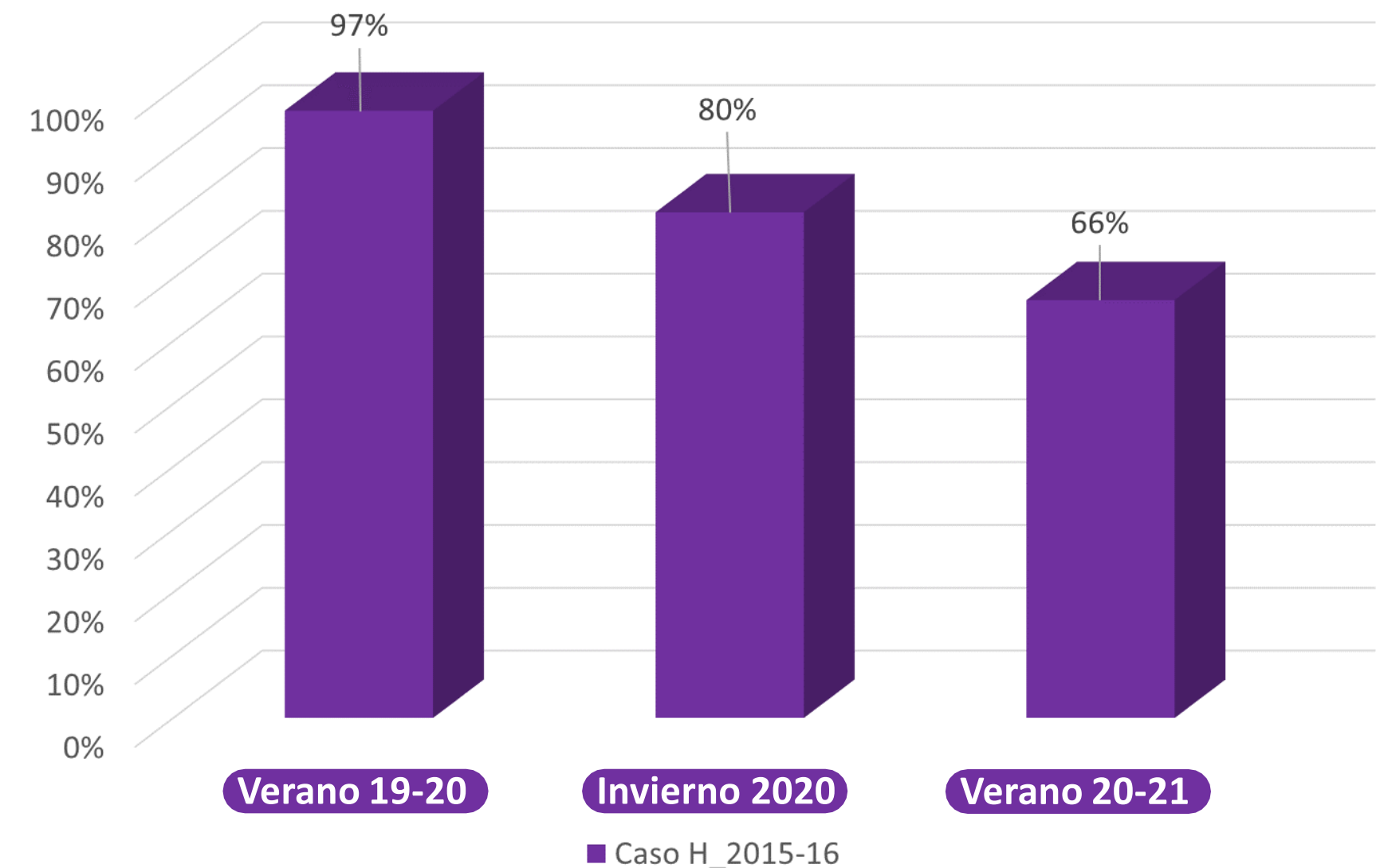
• Escenario hidrología histórica 2015-2016

Escenario de aportes deficitarios en el invierno de 2020 (80% de la media histórica) y en el verano 2020-2021 (66% de la media histórica)

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



Promedio de aportes de cada escenario respecto de la media histórica

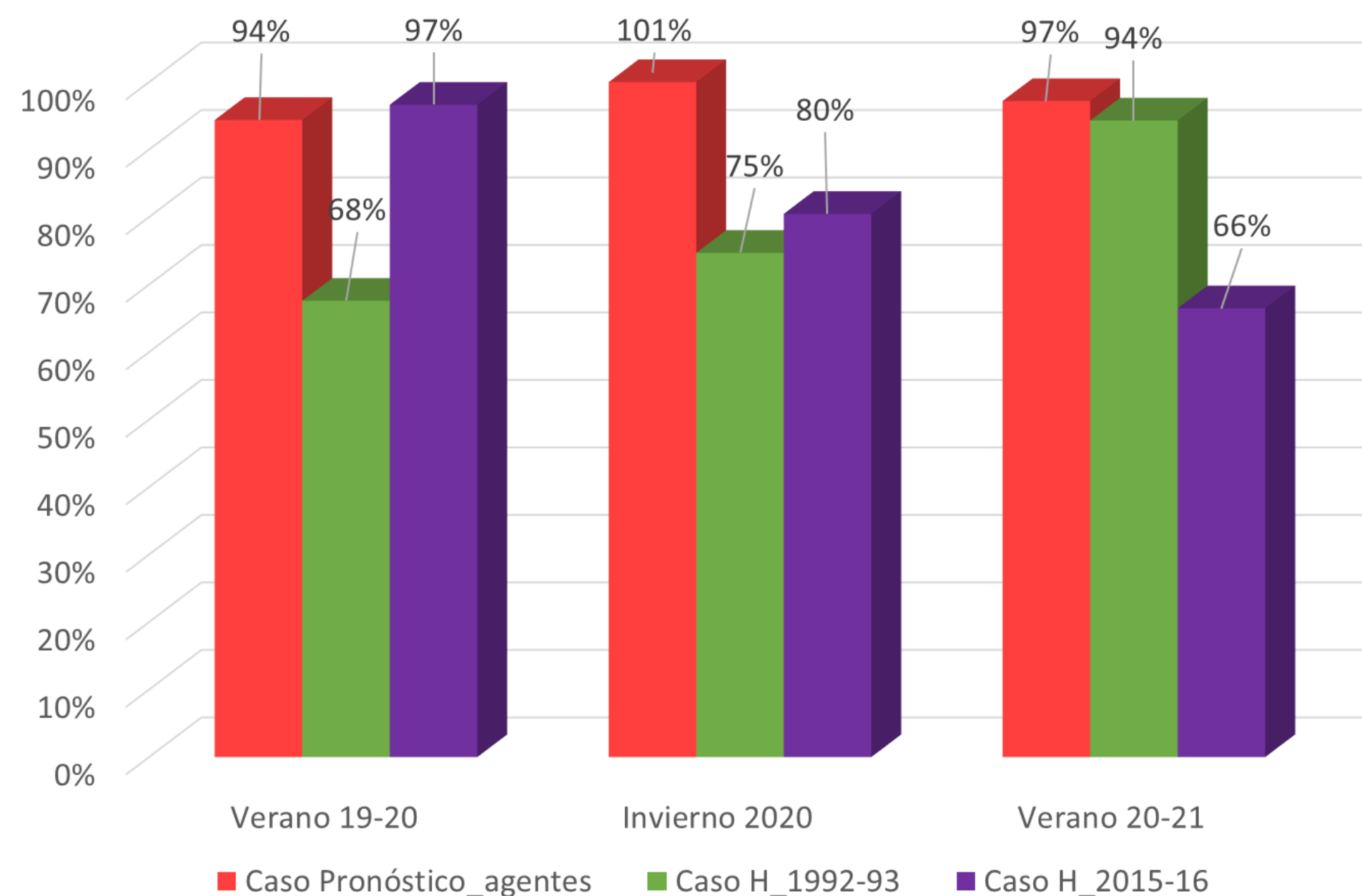




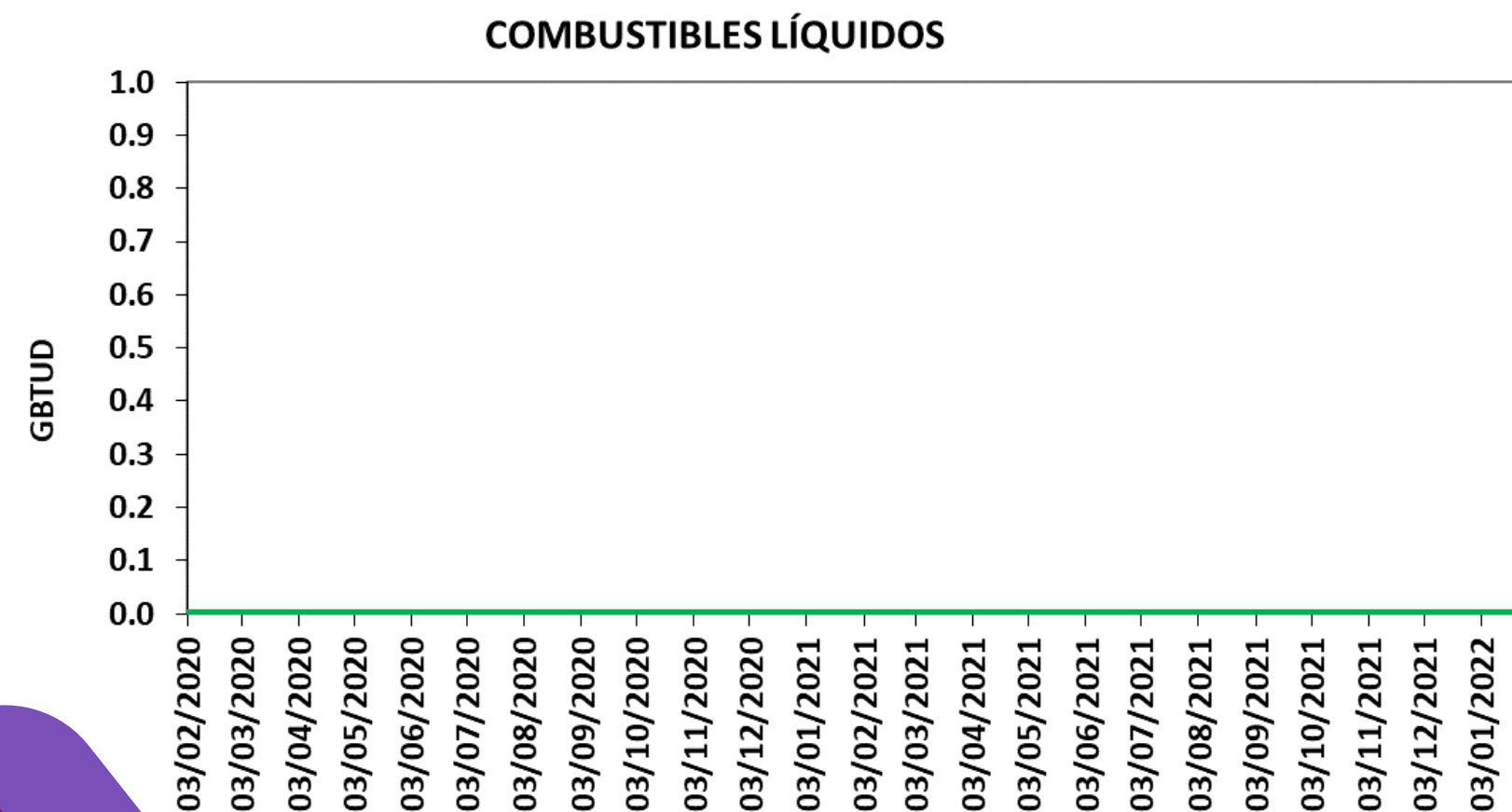
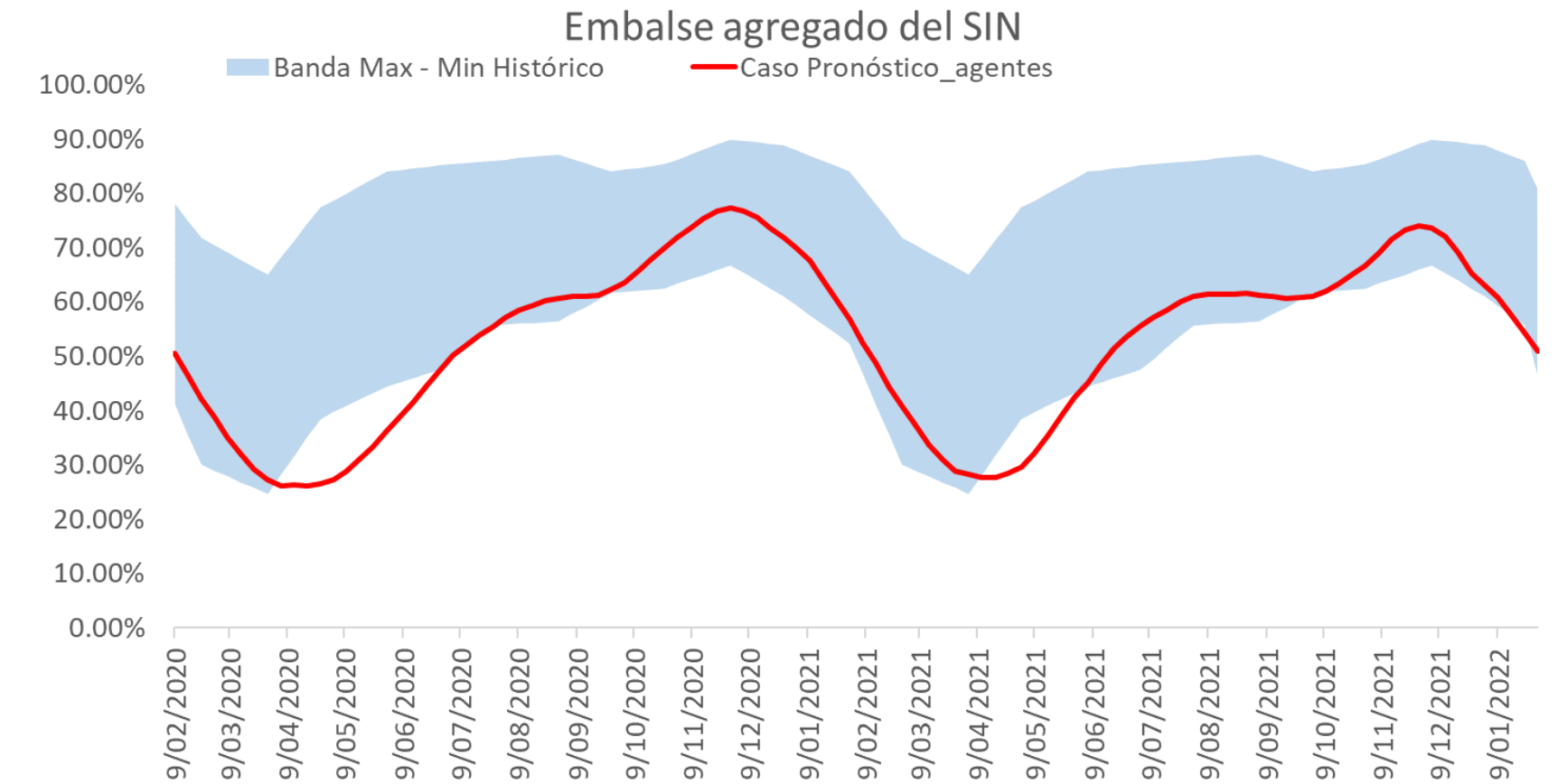
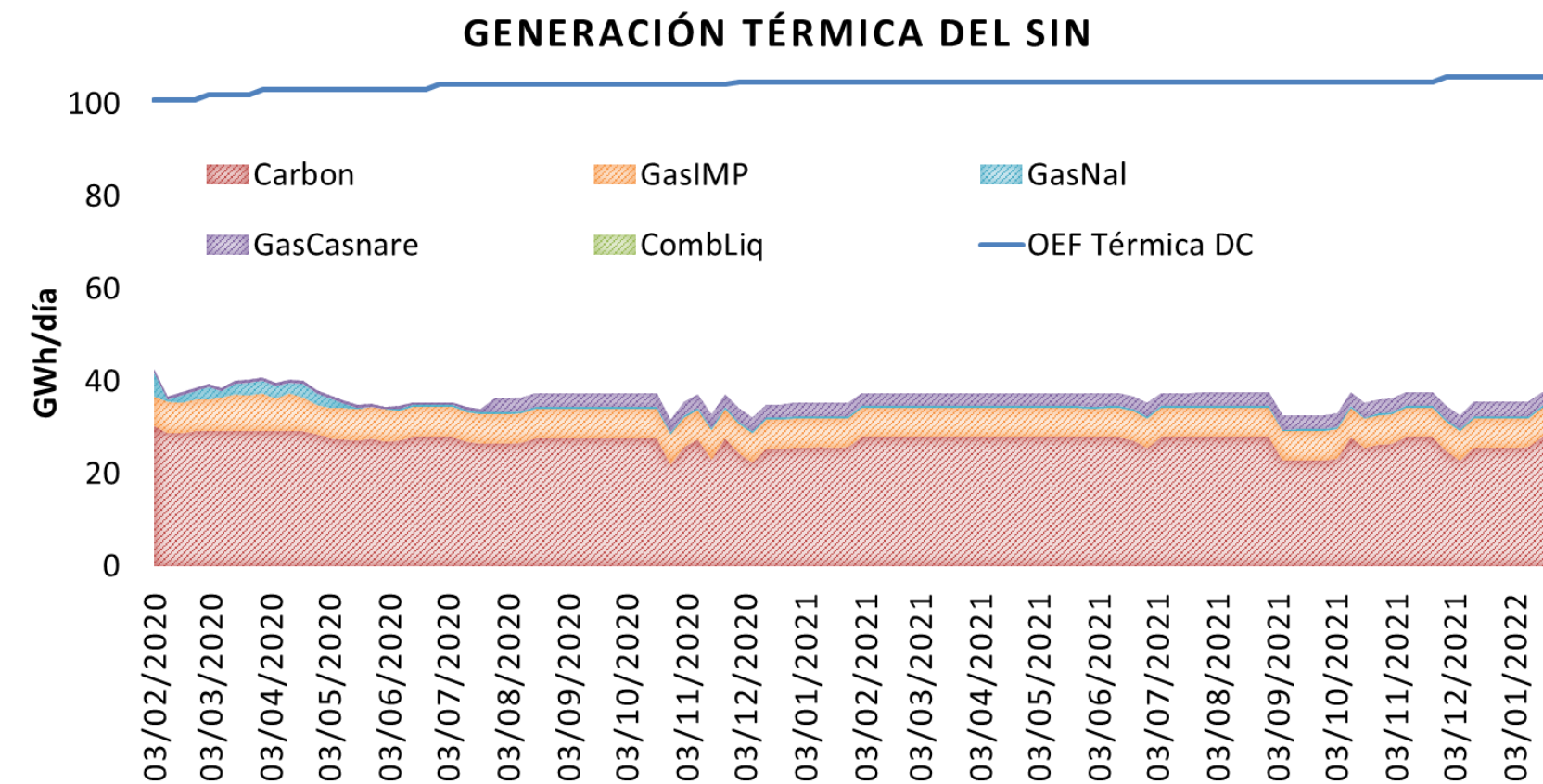
Supuestos considerados (Aportes)

Informe CND dirigido al CNO

Los aportes corresponden al agua que llega a los embalses del SIN, donde se almacena y administra la generación de las principales centrales hidroeléctricas. Se consideran escenarios determinísticos con los que se revisa que ocurriría en el futuro si se presentara una condición particular ya sea pronosticada o histórica, y un análisis estocástico que considera un conjunto de escenarios sintéticos generados a partir de la historia



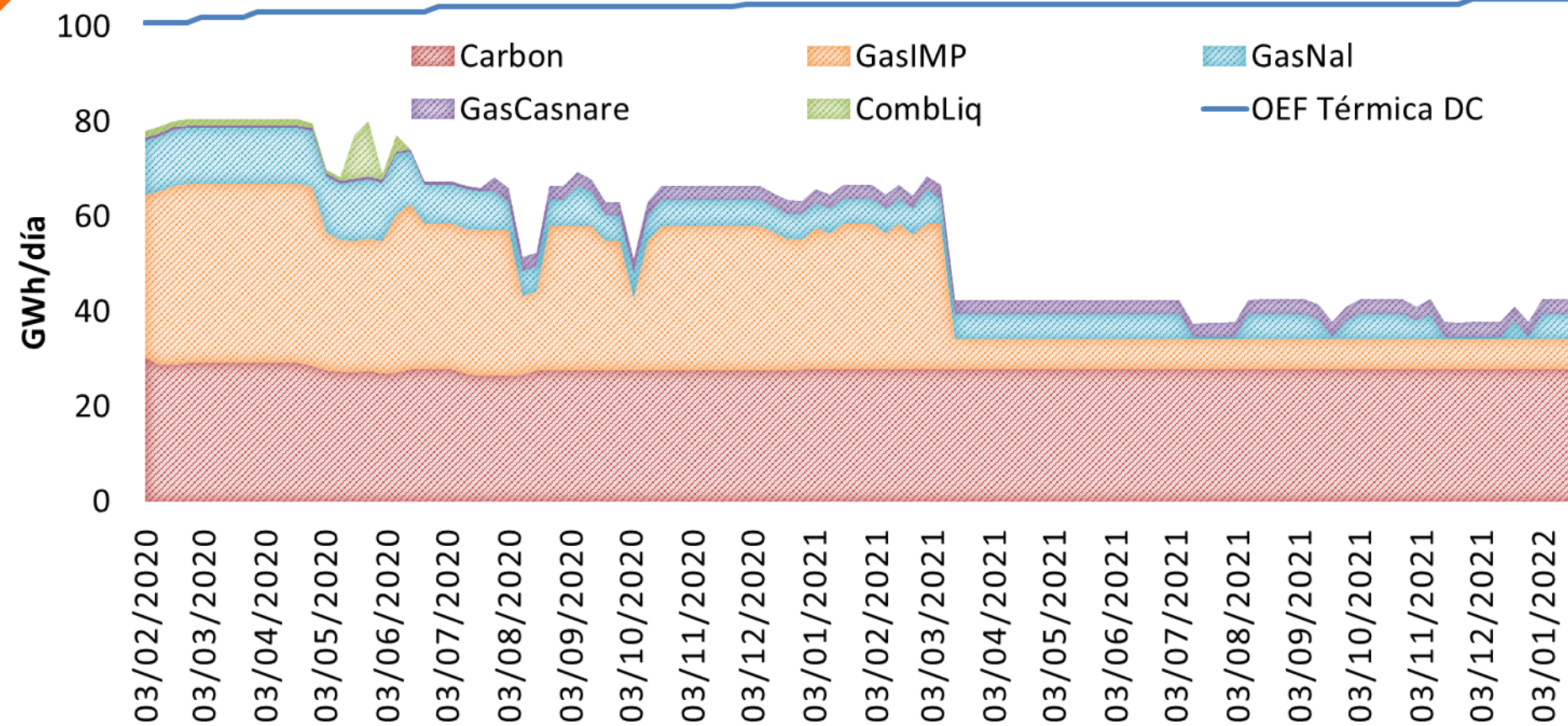
Escenario hidrológico pronóstico Agentes



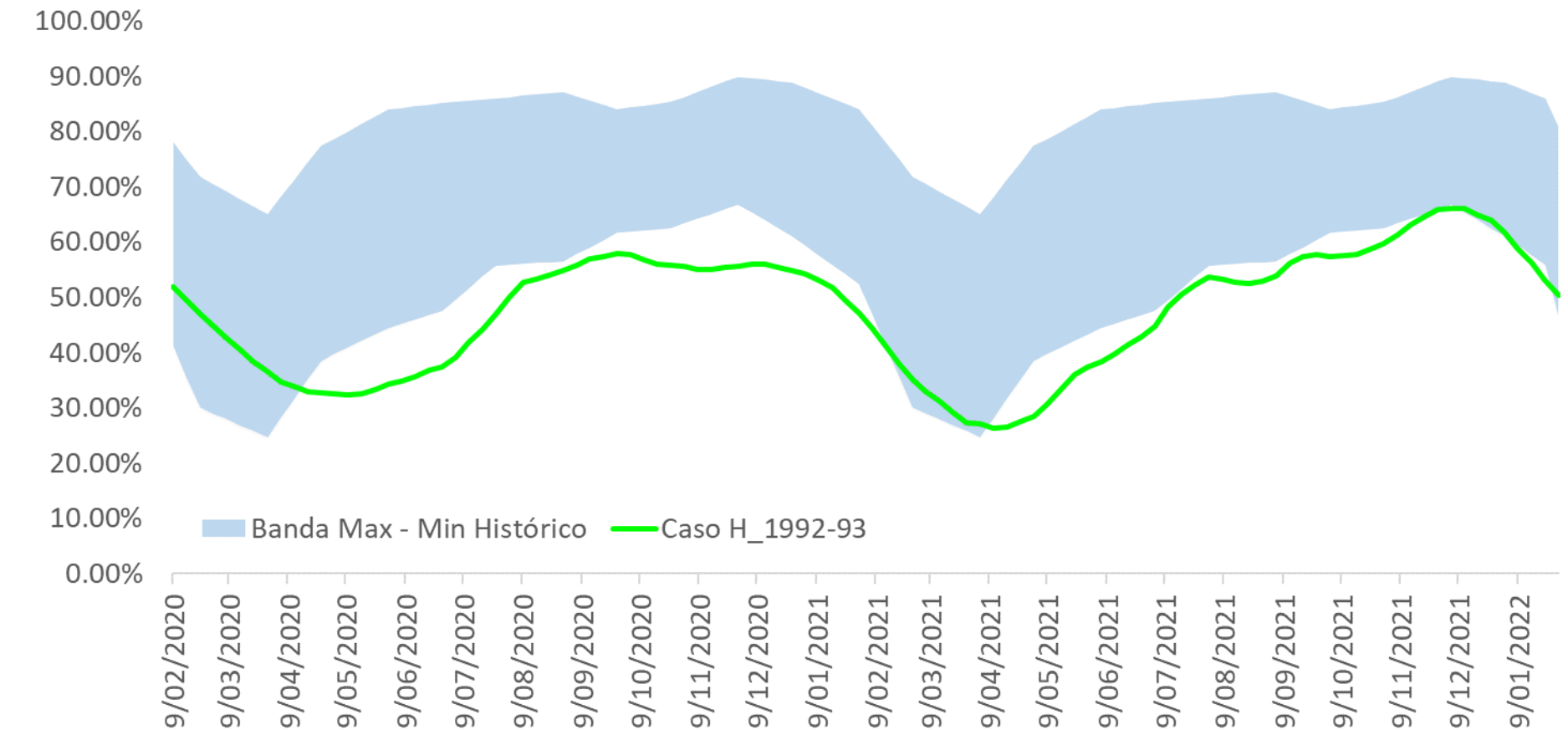
- La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.
- Generación térmica promedio de 37 GWh/día durante todo el horizonte de análisis.
- No se presenta consumo de combustibles líquidos durante el horizonte

Escenario hidrología histórica 1992-1993

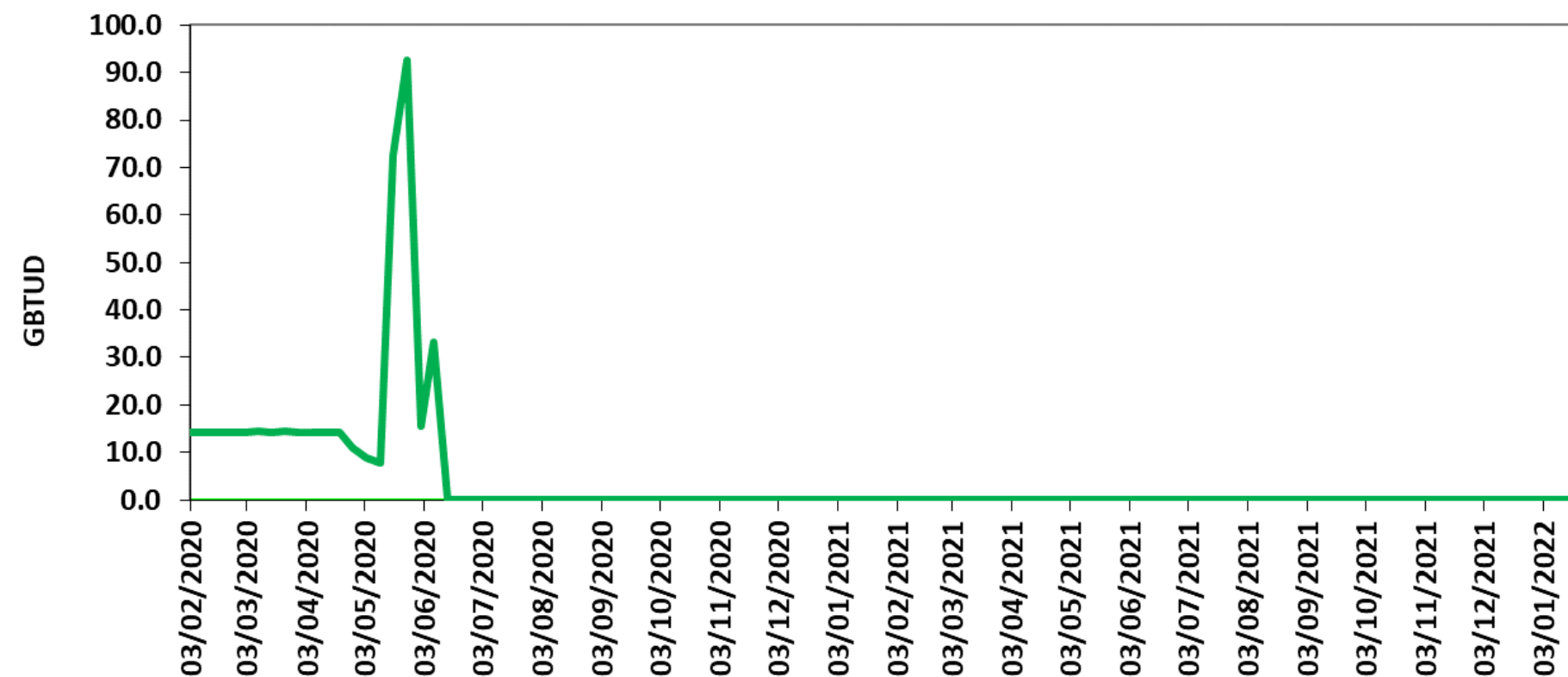
GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIN



Embalse agregado del SIN



COMBUSTIBLES LÍQUIDOS



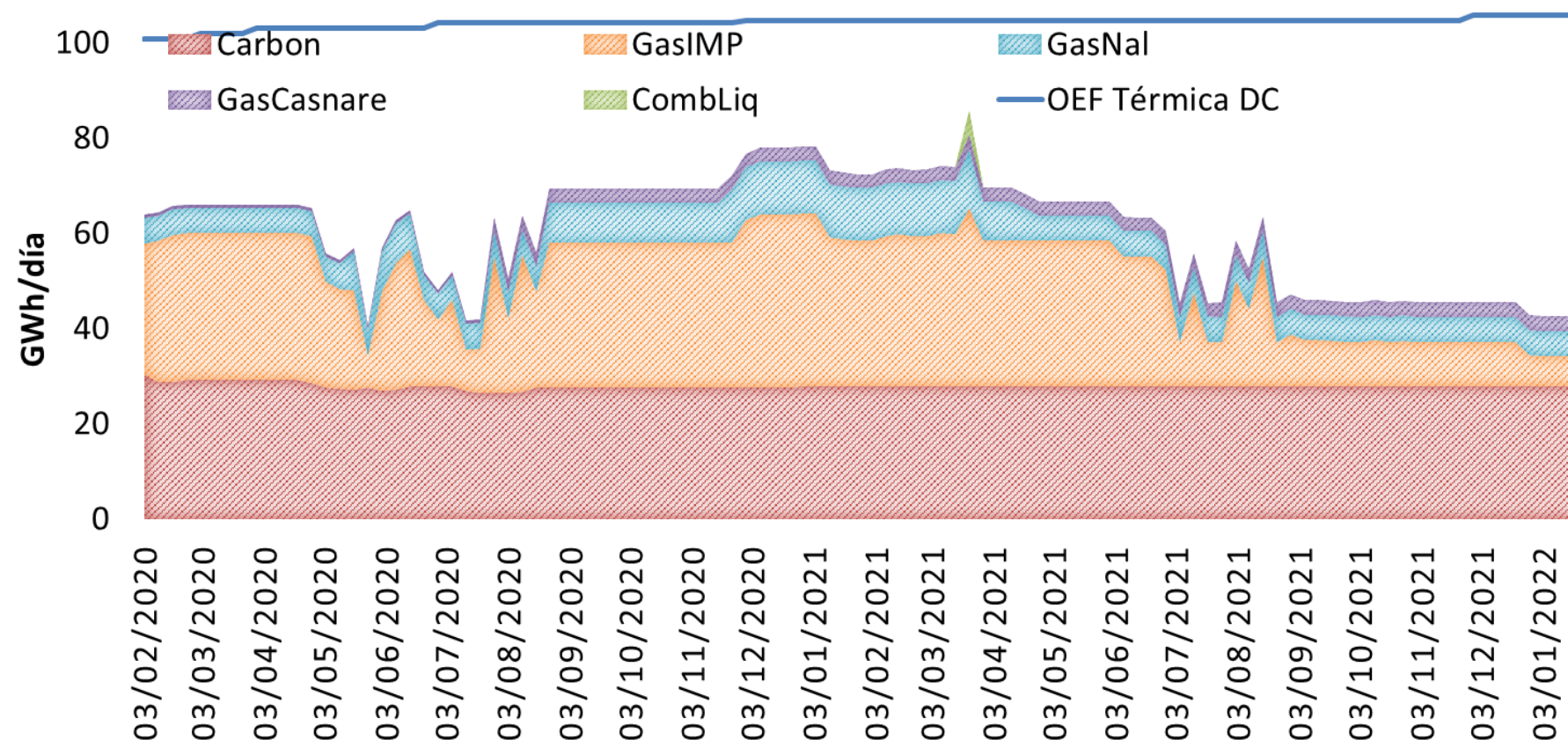
- La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.
- Generación térmica promedio de 80 GWh/día durante el verano 19-20 y 58 GWh/día durante el verano 20-21.
- Requerimiento de combustibles líquidos cercano a los 90 GBTUD en junio de 2020.
- La evolución del embalse por debajo de los históricos en el primer año obedece a los aportes reducidos en dicha etapa y que espera aportes para el siguiente verano cercanos a la media histórico.



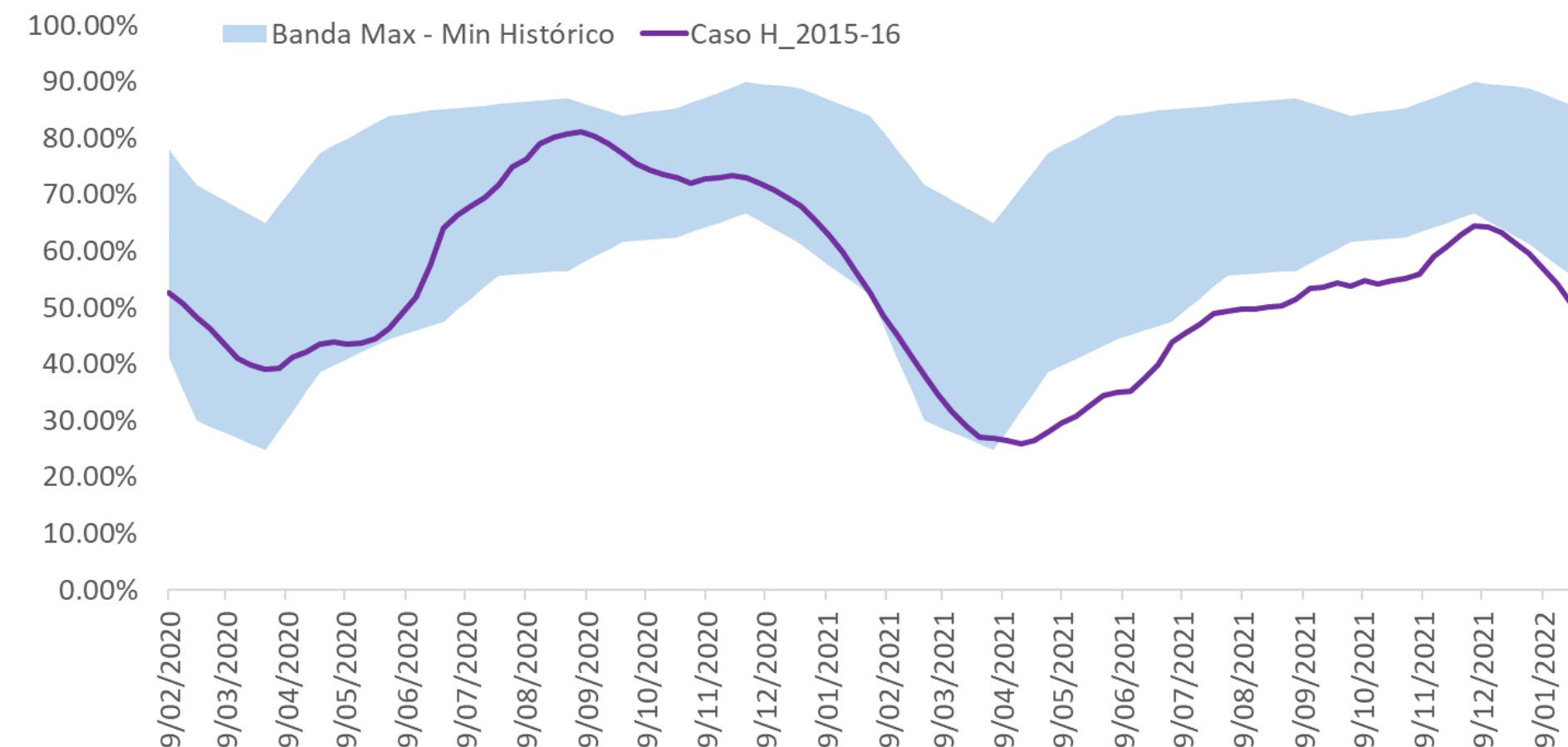
Escenario hidrología Histórica 2015-2016

Informe CND dirigido al CNO

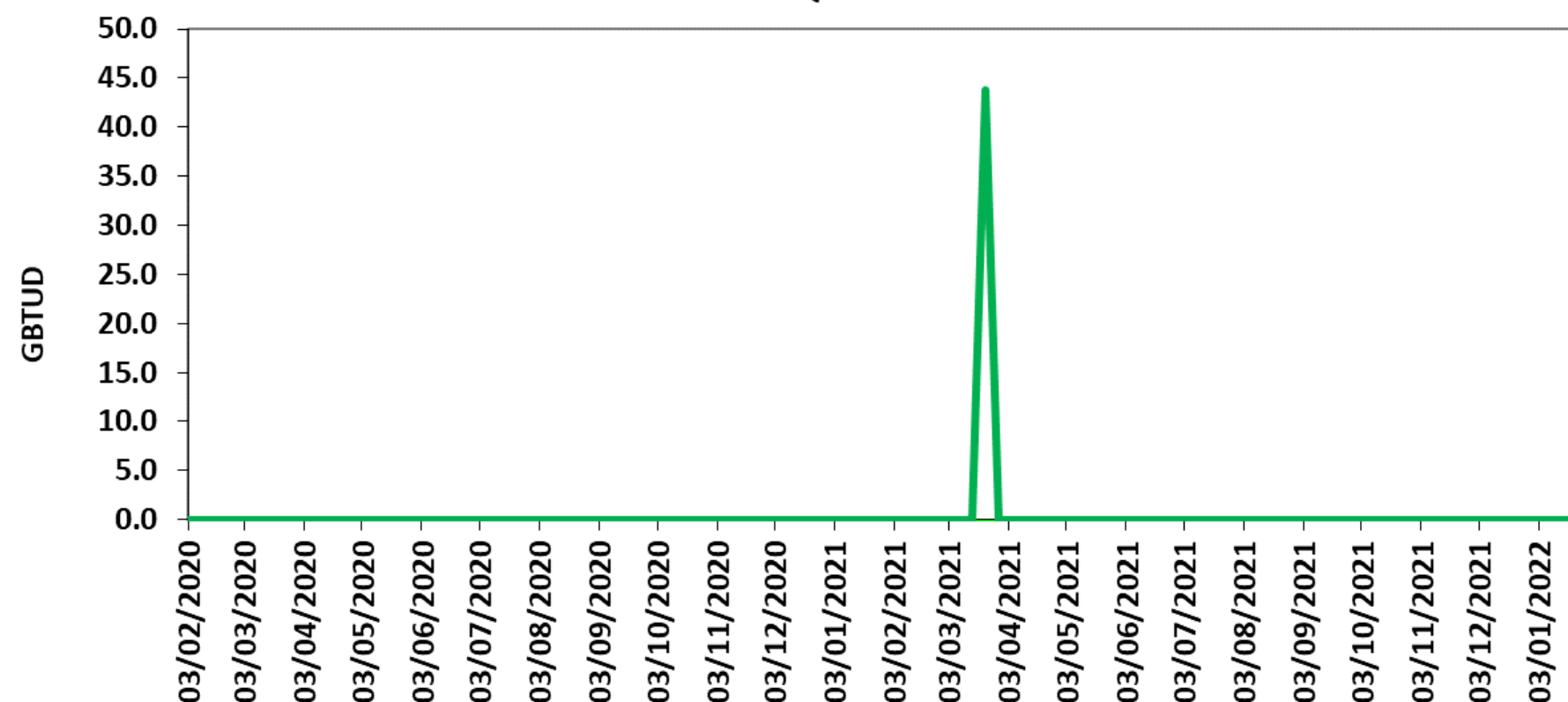
GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIN



Embalse agregado del SIN



COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

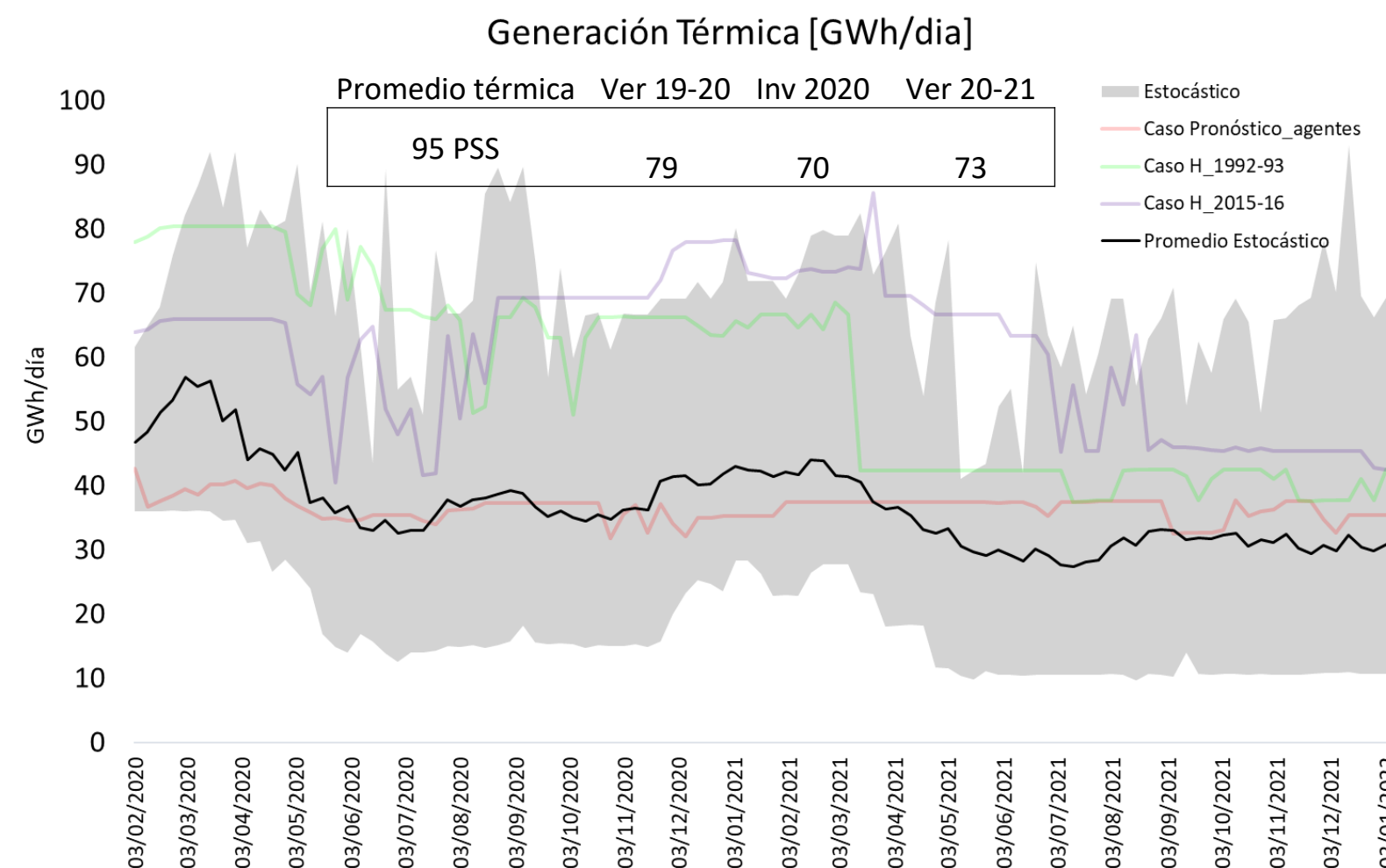


- Generación térmica promedio de 66 GWh/día durante el verano 19-20 y 74 GWh/día durante el verano 20-21.
- Se observa consumo de combustibles líquidos de 45 GBTUD en periodos puntuales del verano 2020-2021
- Existe un almacenamiento importante del embalse en el primer año para administrar la deficiencia en aportes del segundo año de la simulación

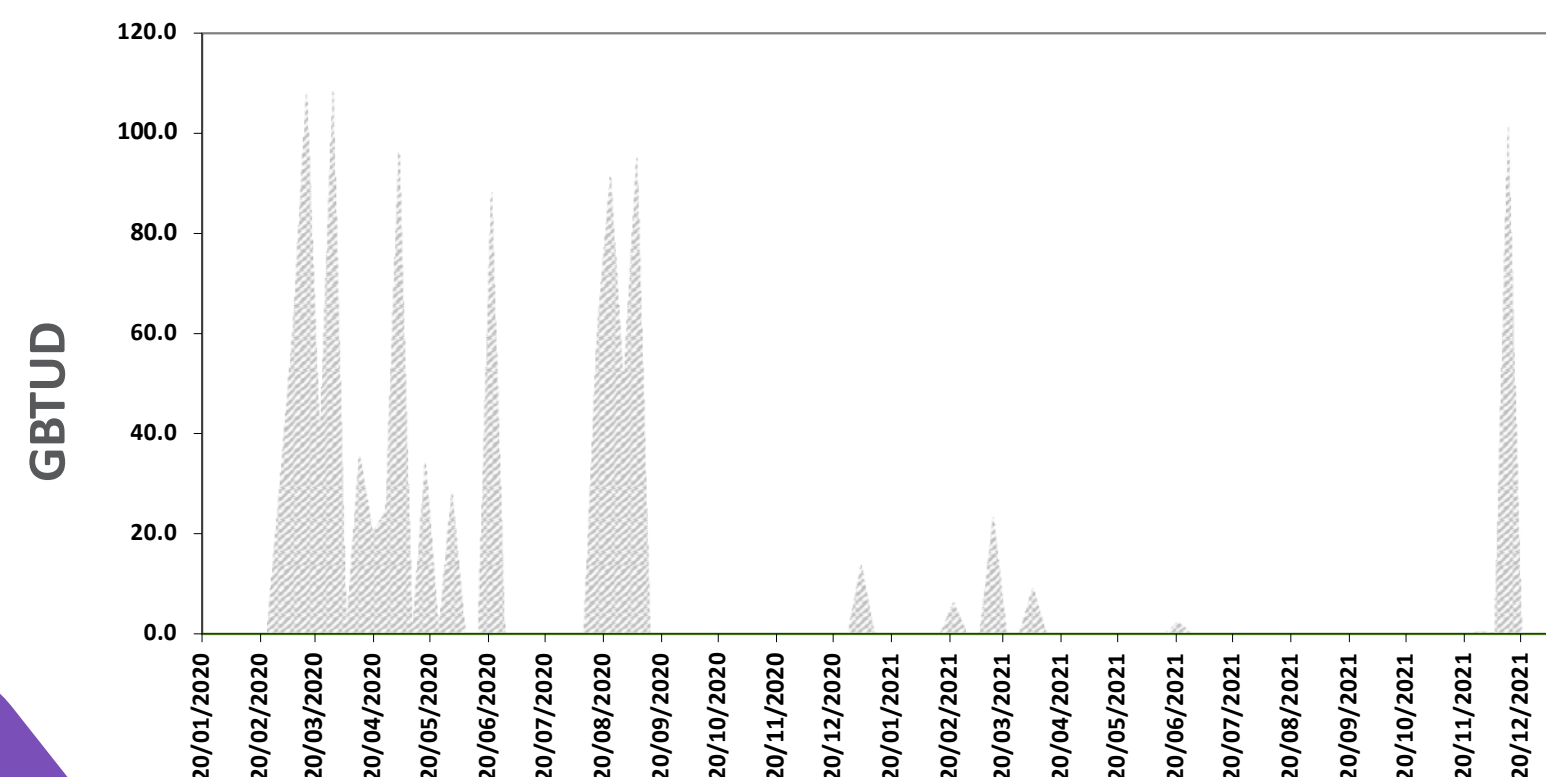


Escenario estocástico

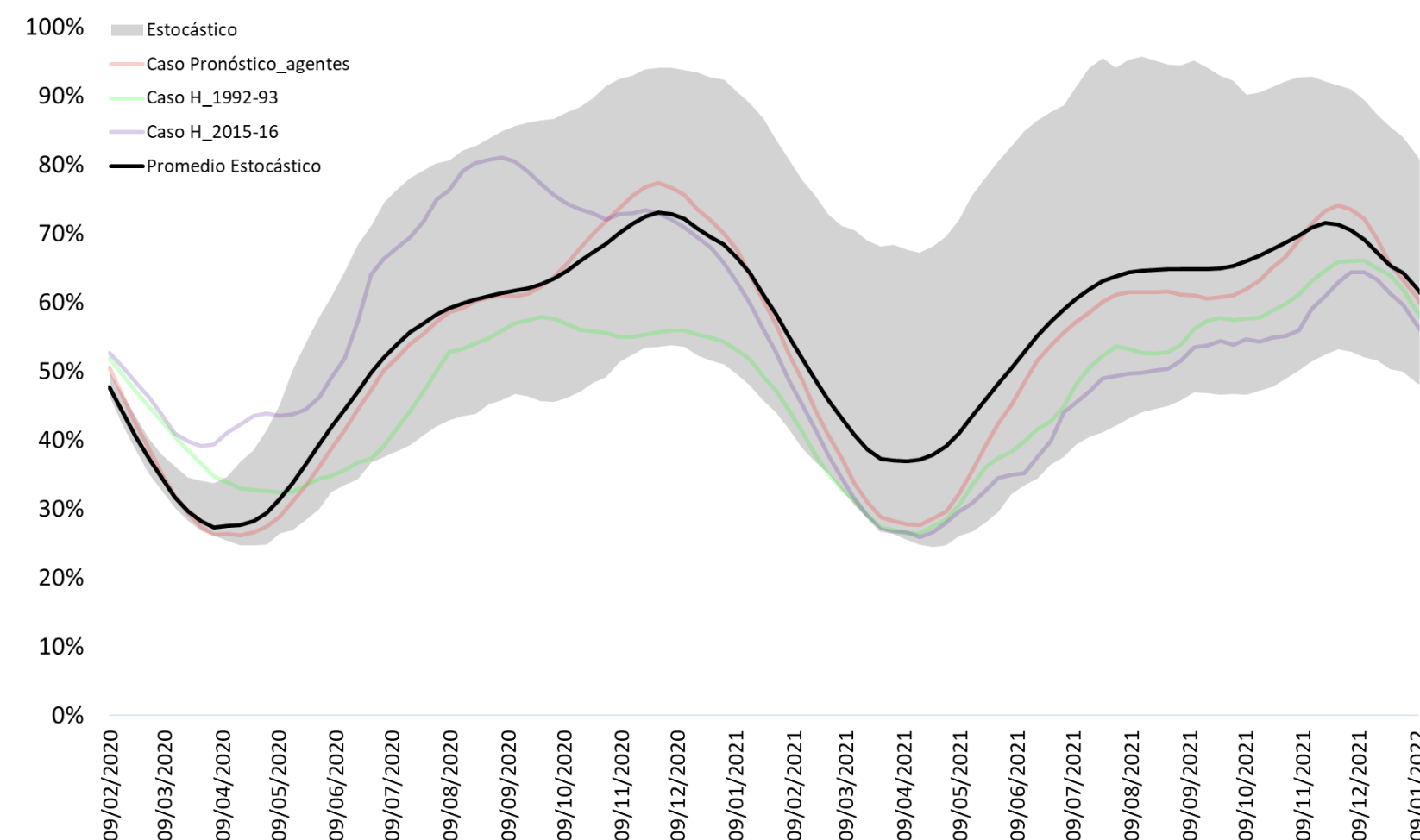
Informe CND dirigido al CNO



COMBUSTIBLES LÍQUIDOS



Embalse agregado SIN %

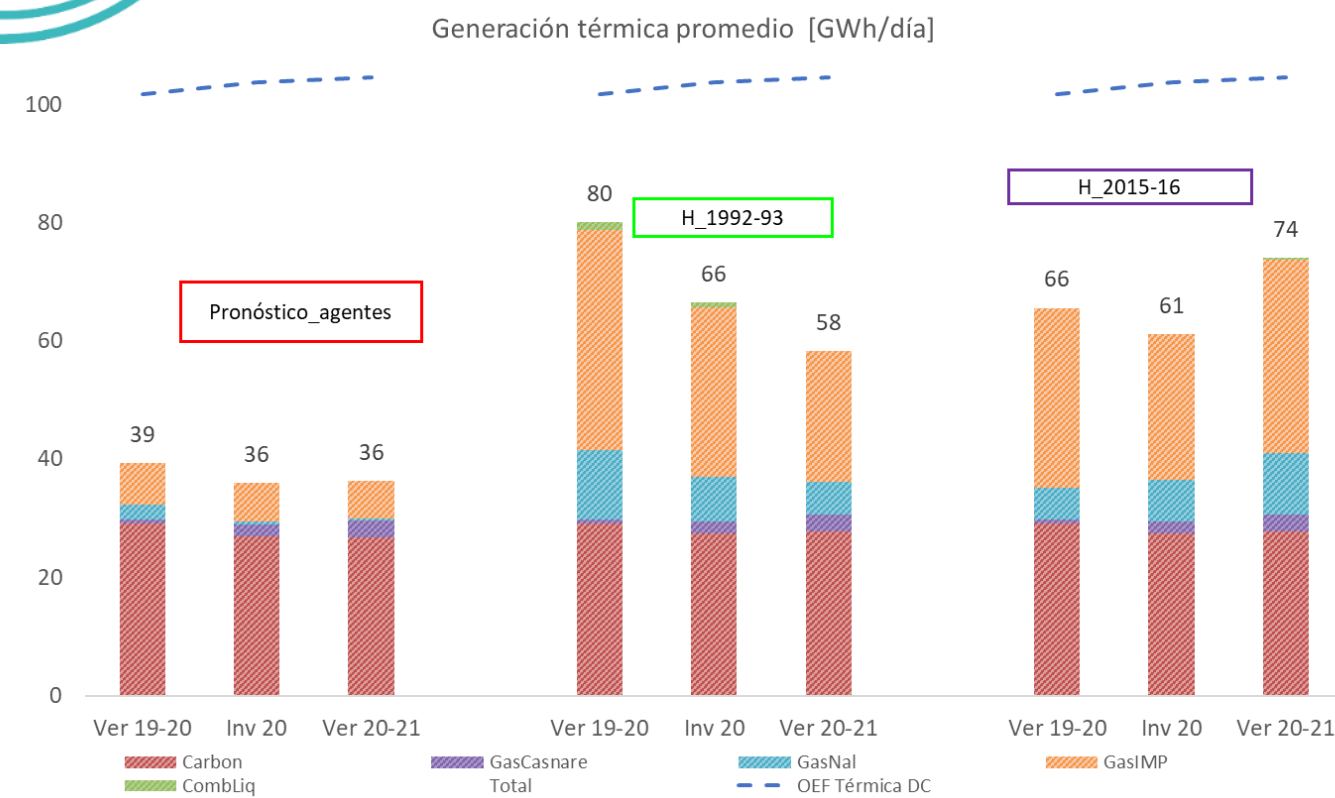


- Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.
- Generación térmica promedio de 50 GWh/día en el verano 2019-2020 y 40 GWh/día en el verano 2020-2021 (Promedio estocástico).
- 47 escenarios requieren consumo de combustibles líquidos en el 2020.

Conclusiones



Para el horizonte de mediano plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.



Los requerimientos de generación térmica promedio, para los casos con aportes hídricos bajos, son superiores a los 60 GWh/día por cerca de un año. Condición que exige una adecuada gestión, operación y mantenimientos de las plantas térmicas, así como de la infraestructura de suministro y transporte del combustible.

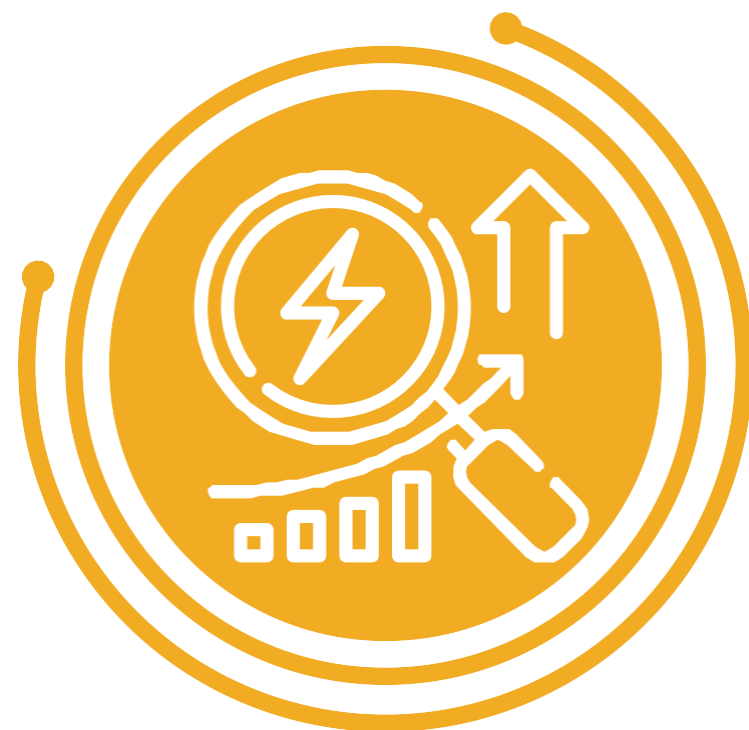


La persistencia de bajos niveles de aportes, desviaciones considerables de los pronósticos de demanda y/o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y prolongados en las siguientes semanas.

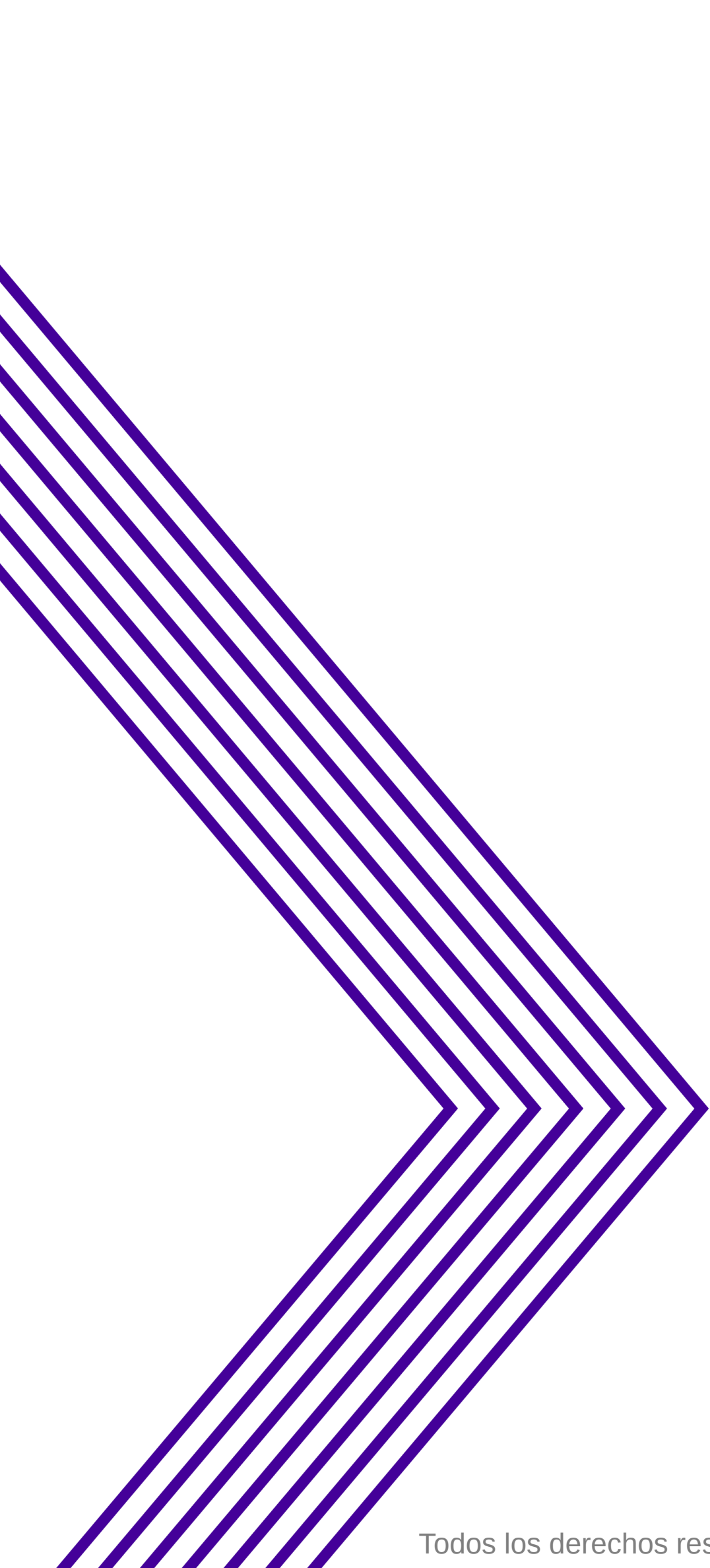
Recomendaciones



Ante una exigencia alta y prolongada de la generación térmica del SIN, la infraestructura de suministro y transporte de combustible es exigida en la misma medida, por tanto se recomienda disponer de la logística requerida para la entrega continua y simultánea de las OEF de las plantas térmicas.



Se debe mantener un seguimiento a todas las variables del sistema, resaltando la importancia en la calidad de la información suministrada para los diferentes análisis.



Sensibilidad verano 2020 - 2021



Sensibilidad hidrología histórica 2015-2016 en el periodo nov-2020 a oct-2021



Condición Inicial Embalse (2 casos de partida)

- Se considera para el inicio de la simulación (30/11/2020) el nivel histórico 30 de noviembre de 2015, 68.99%
- Se considera para el inicio de la simulación (30/11/2020) un nivel de 60% del embalse agregado del SIN



Mantenimientos generación

- Se considera trabajos previstos de reforzamiento estructural en Chivor (salida 500 MW) durante verano 20-21

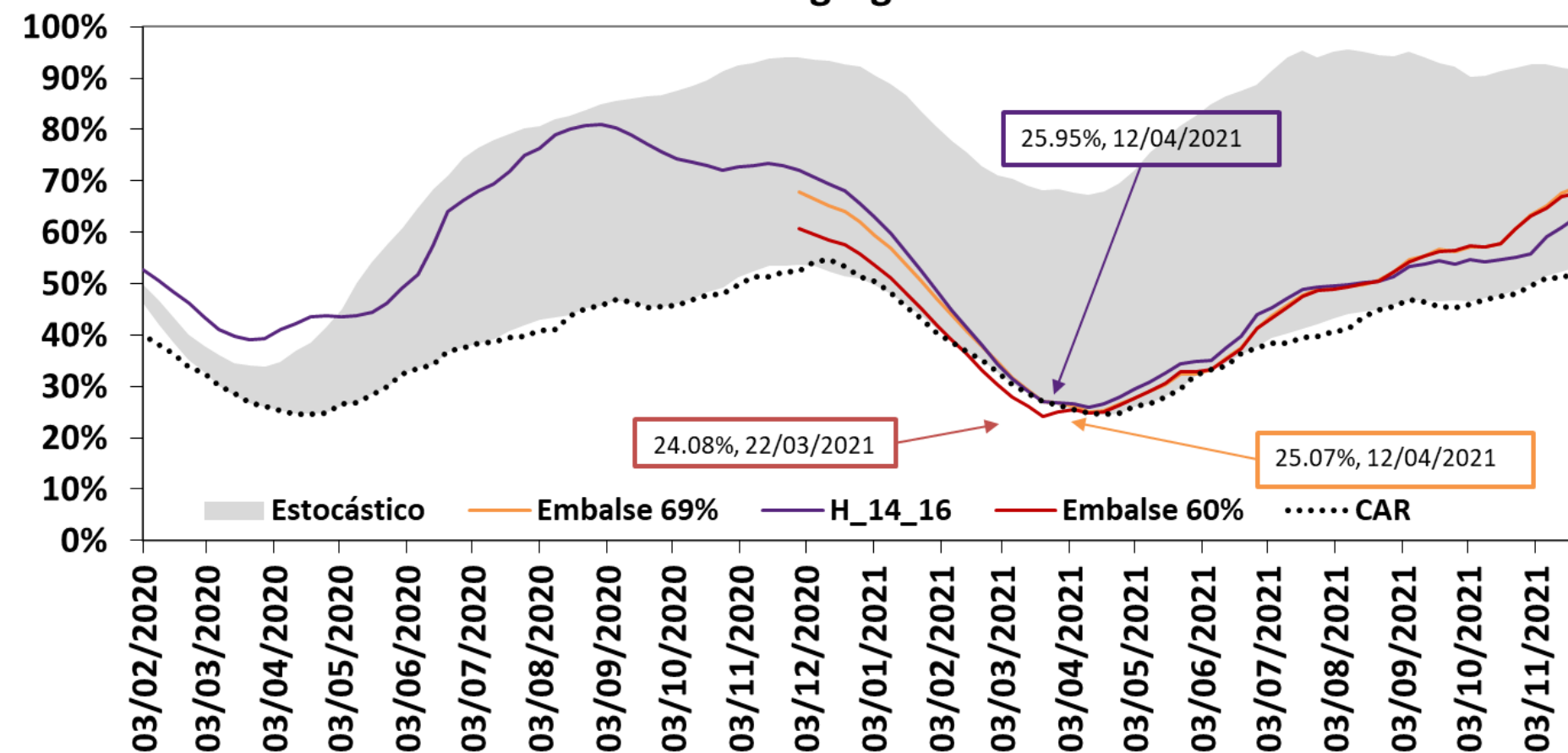


Expansión generación

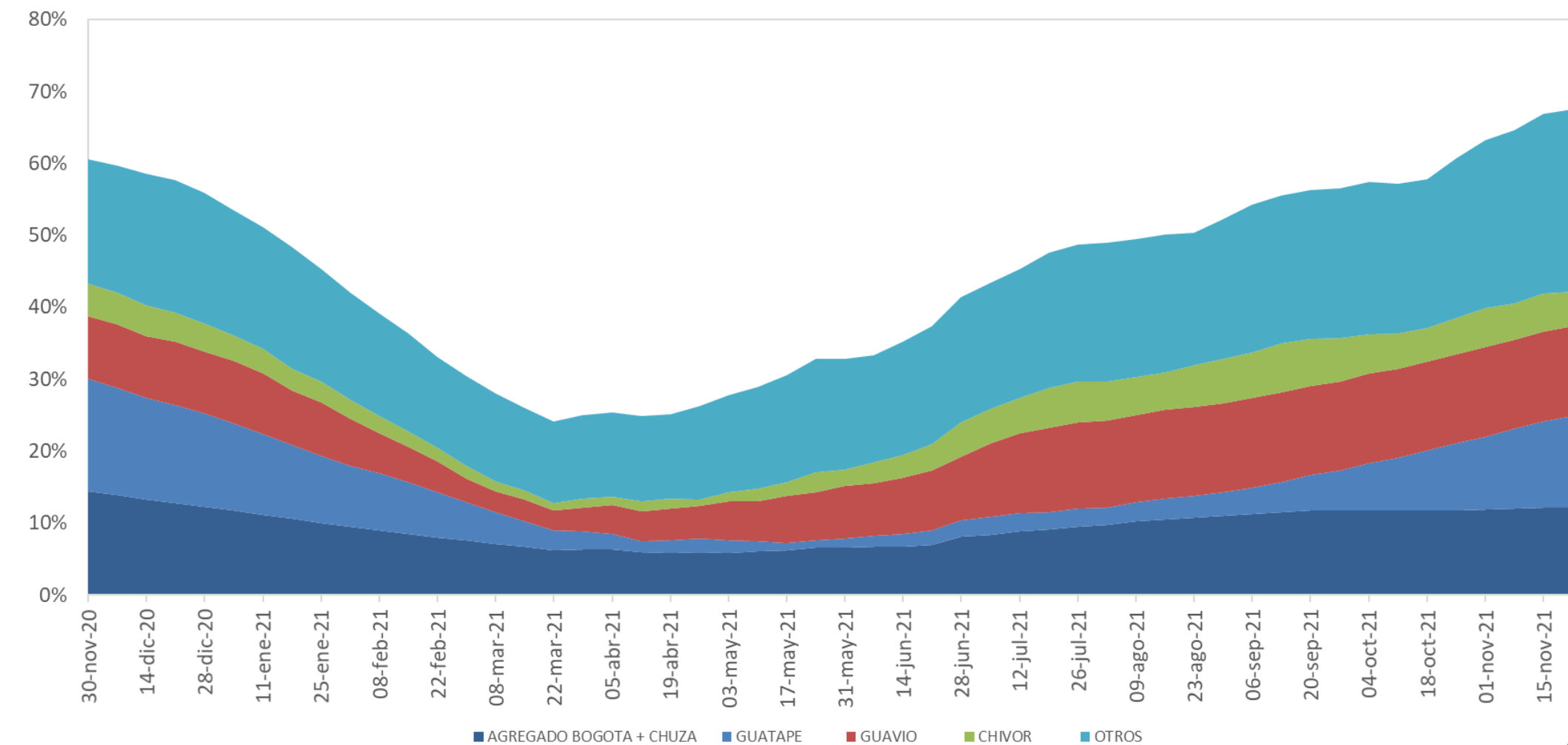
- Solo se consideran los proyectos Solar El Paso y Ampliación TermoValle
- Se considera Termocentro disponible con contratos de gas reportados

Sensibilidad hidrología histórica 2015-2016 en el periodo nov-2020 a oct-2021

Embalse Agregado del SIN



Evolución embalses desagregados (Caso embalse 60%)



Caso Embalse 60%: alcanza una condición mínima de 24% en la última semana de marzo de 2021, y se ubica debajo de la restricción CAR entre febrero y abril del mismo año

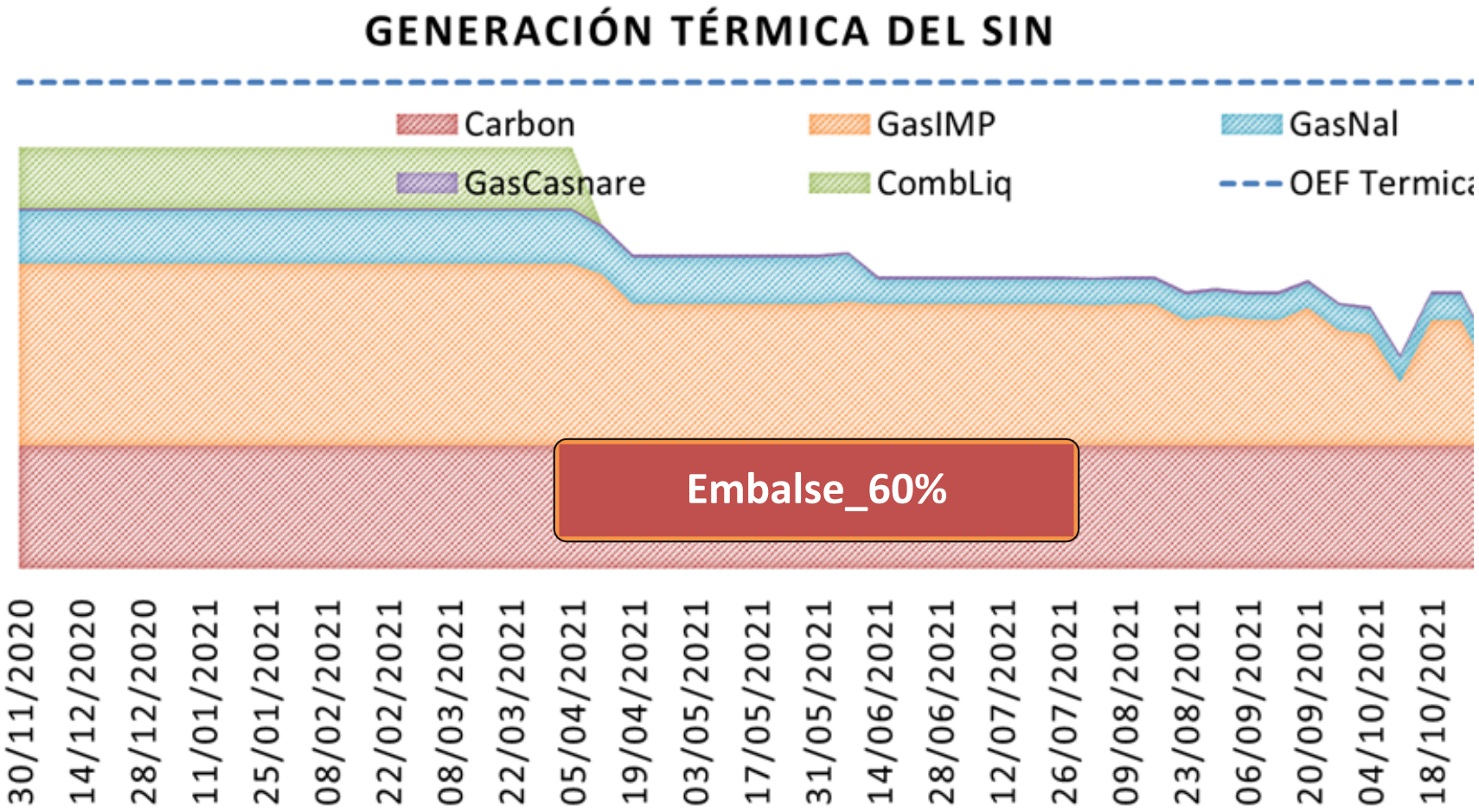
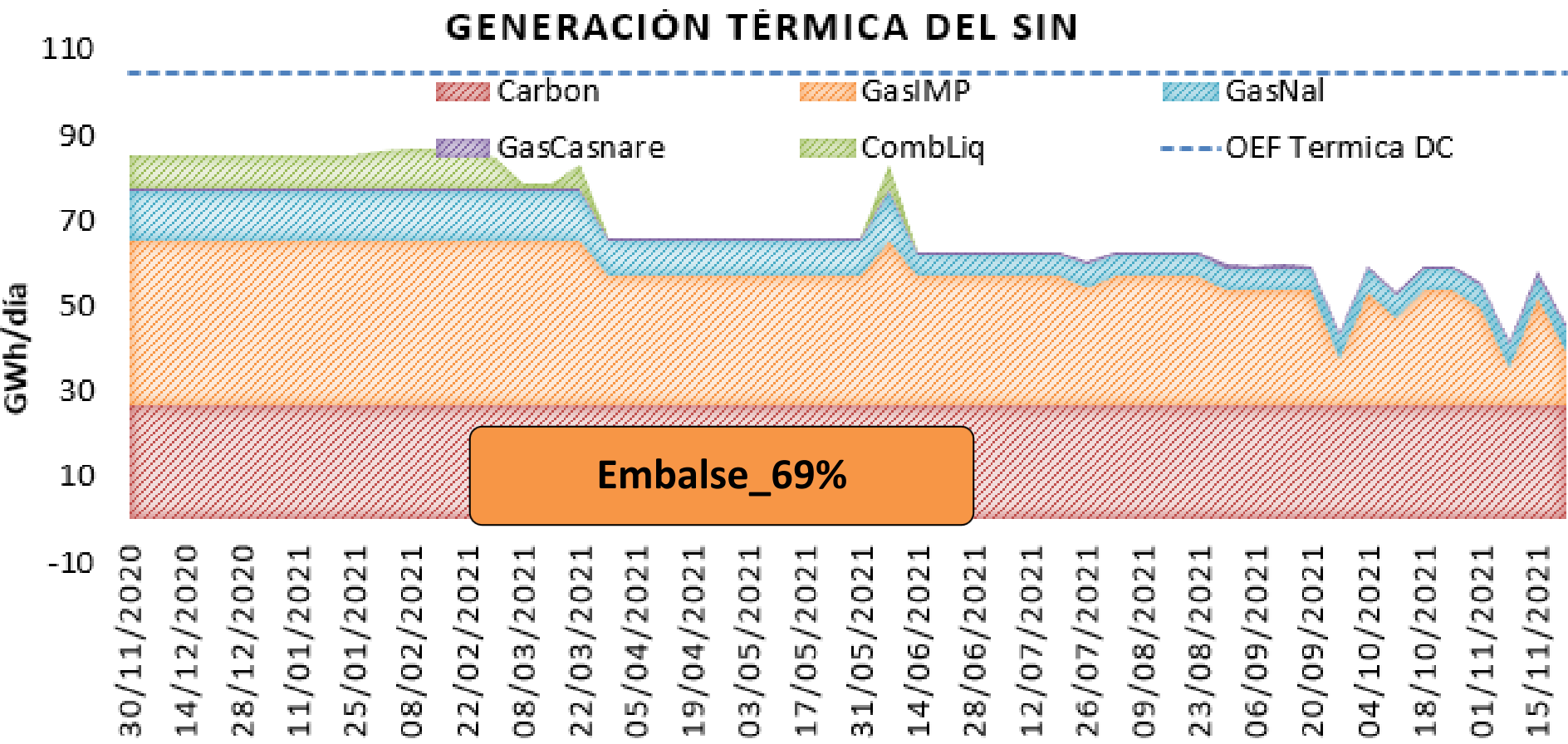
Generación térmica

Promedios
GWh/día

Mes

H_14-16 EMB 69% EMB 60%

Verano 2020-21	74	80	88
----------------	----	----	----

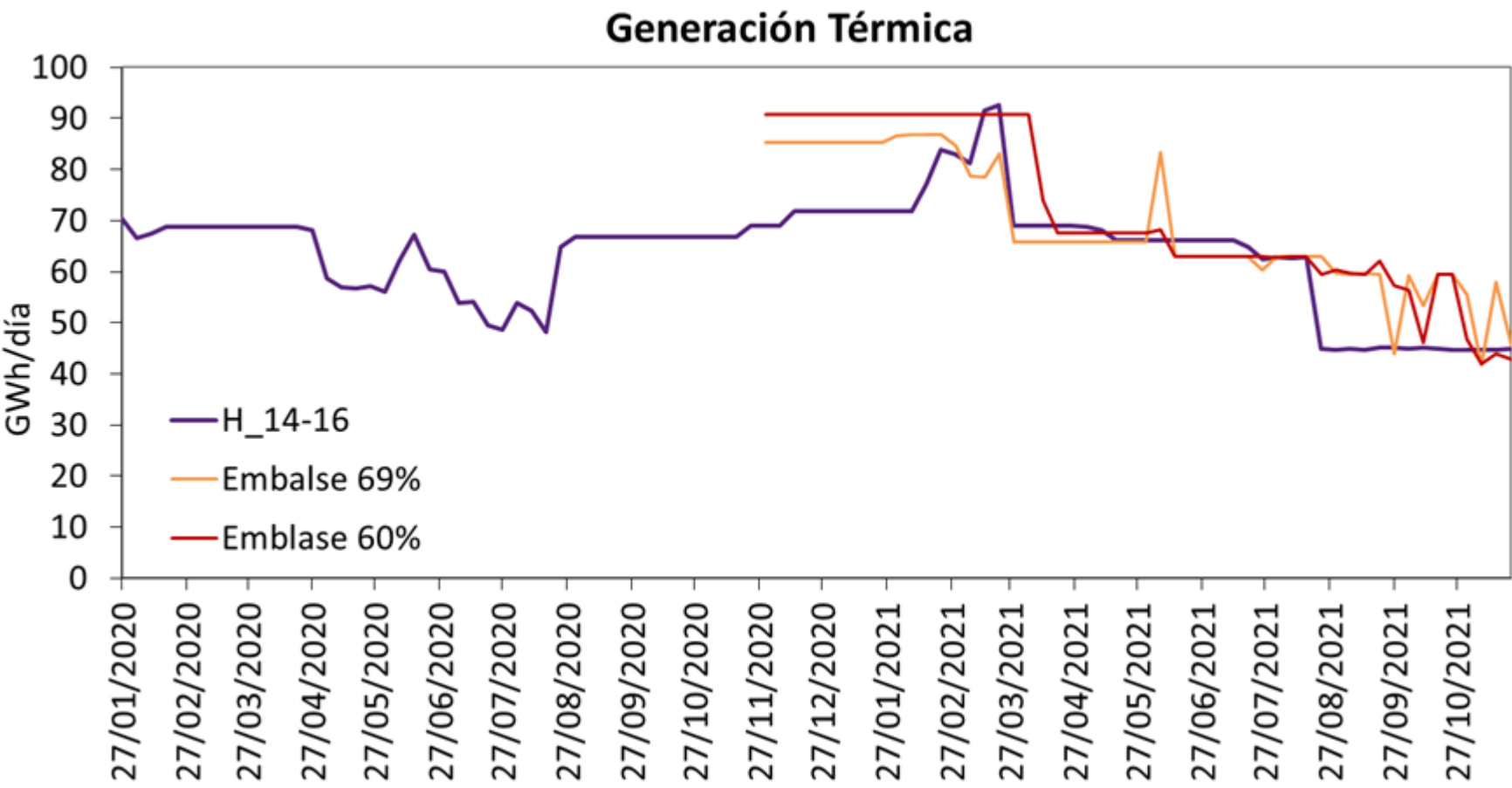


No se observa desatención de la demanda durante el horizonte de la simulación

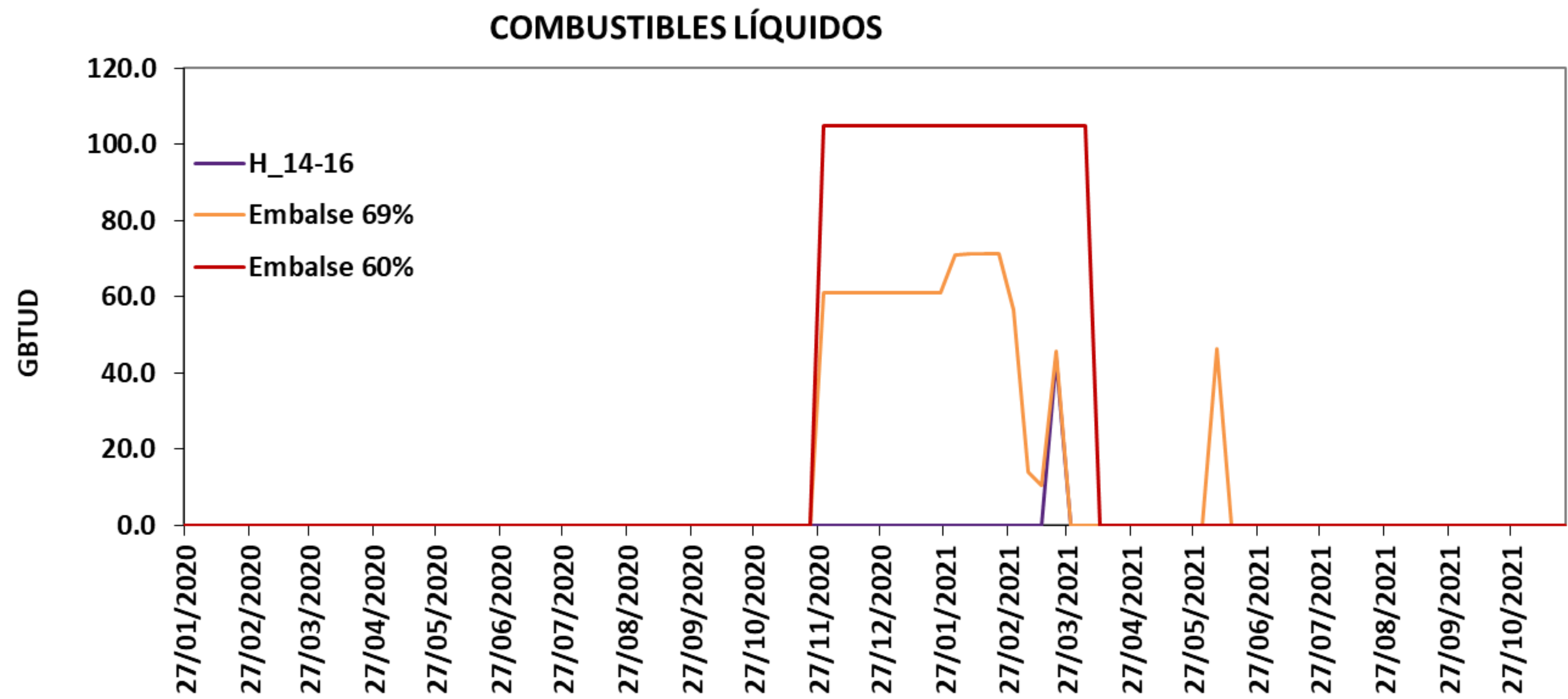
Al no haber mantenimientos programados en el horizonte, las plantas térmicas se ven afectadas por los IH, sumado a los contratos de combustibles reportados, se tienen disponibles 3703 MW (89.3 GWh/día)

De tener disponibilidad total en los combustibles, se podría disponer de 92.5 GWh/día (3850 MW). Las OEF térmica para el 20-21 son de 100 GWh/día.

De iniciar en una condición de embalse 60%, se requiere de toda la generación térmica disponible en el verano 2021



Consumo de combustibles



Análisis energético largo plazo – Sensibilidad atraso Ituango

Horizonte: 5 años
Etapas con resolución semanal

Datos de entrada y supuestos considerados

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



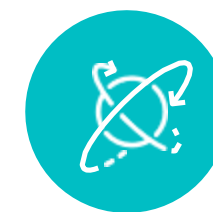
Condición Inicial Embalse

Diciembre 31-2019, 65.83%



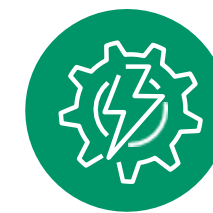
Demanda

Escenario Medio UPME (Actu. Oct/19)



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución – ene/20 - dic/20
Trabajos Intake Chivor Verano 2020



Expansión Generación

Proyectos con OEF y subasta CLPE

Aportes hídricos

1 Estocástico – 100 series

Parámetros del SIN

PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



Costos de racionamiento

Último Umbral UPME para enero/20.



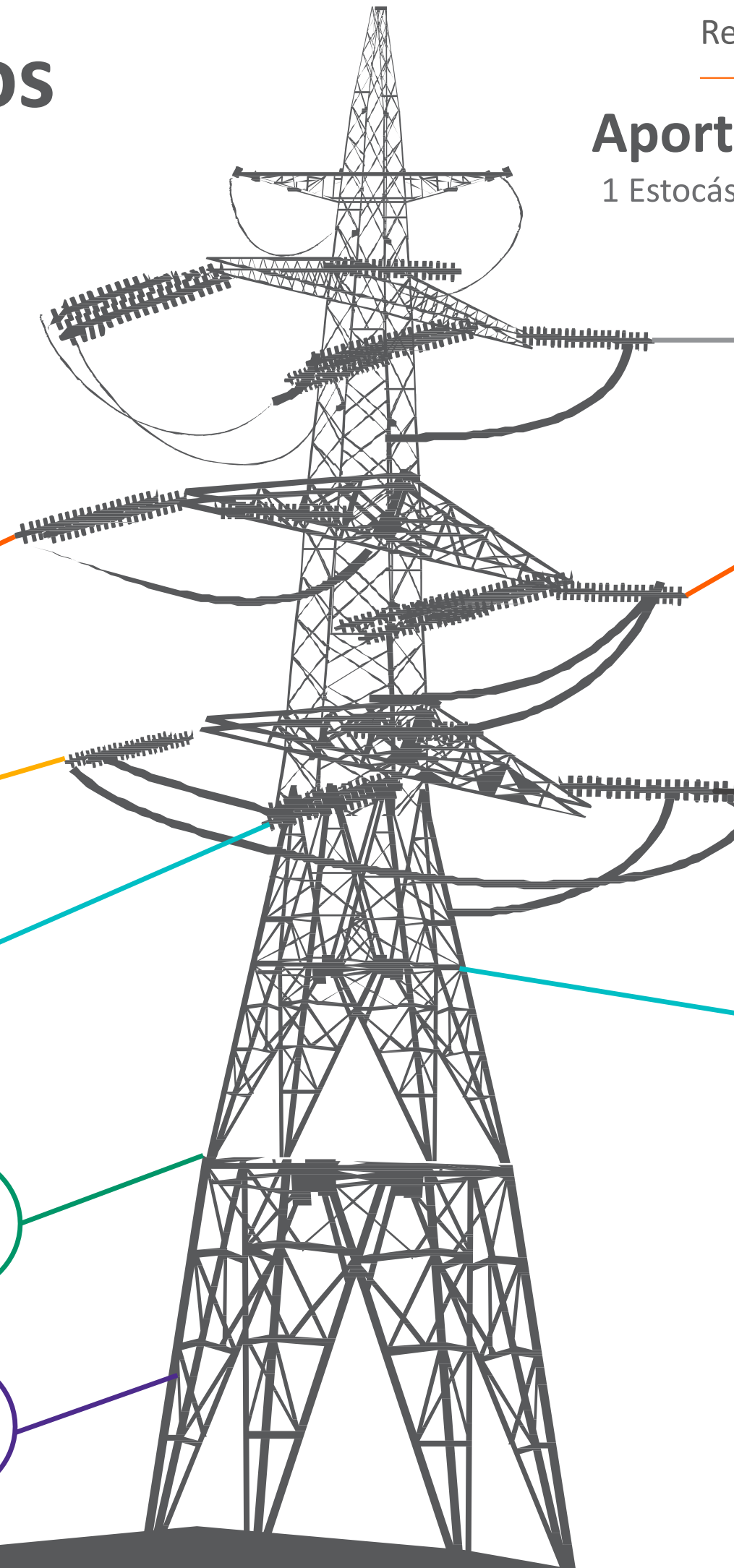
Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 11.8 GWh/día promedio



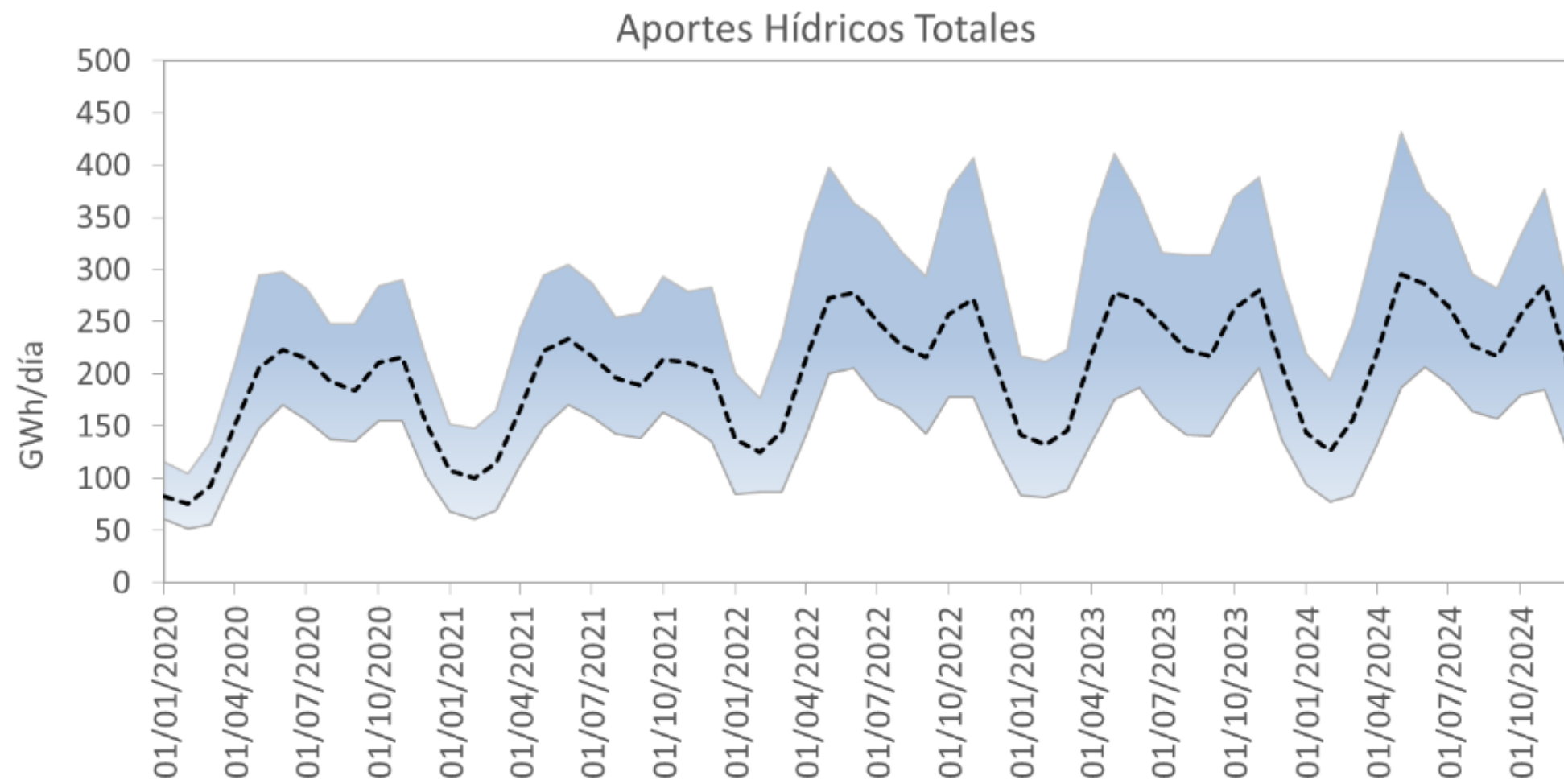
Información combustibles

Precios: UPME Ene/19 Disponibilidad reportada por agentes
(Pendiente actualización disponibilidad por parte de ISAGEN para Termocentro)

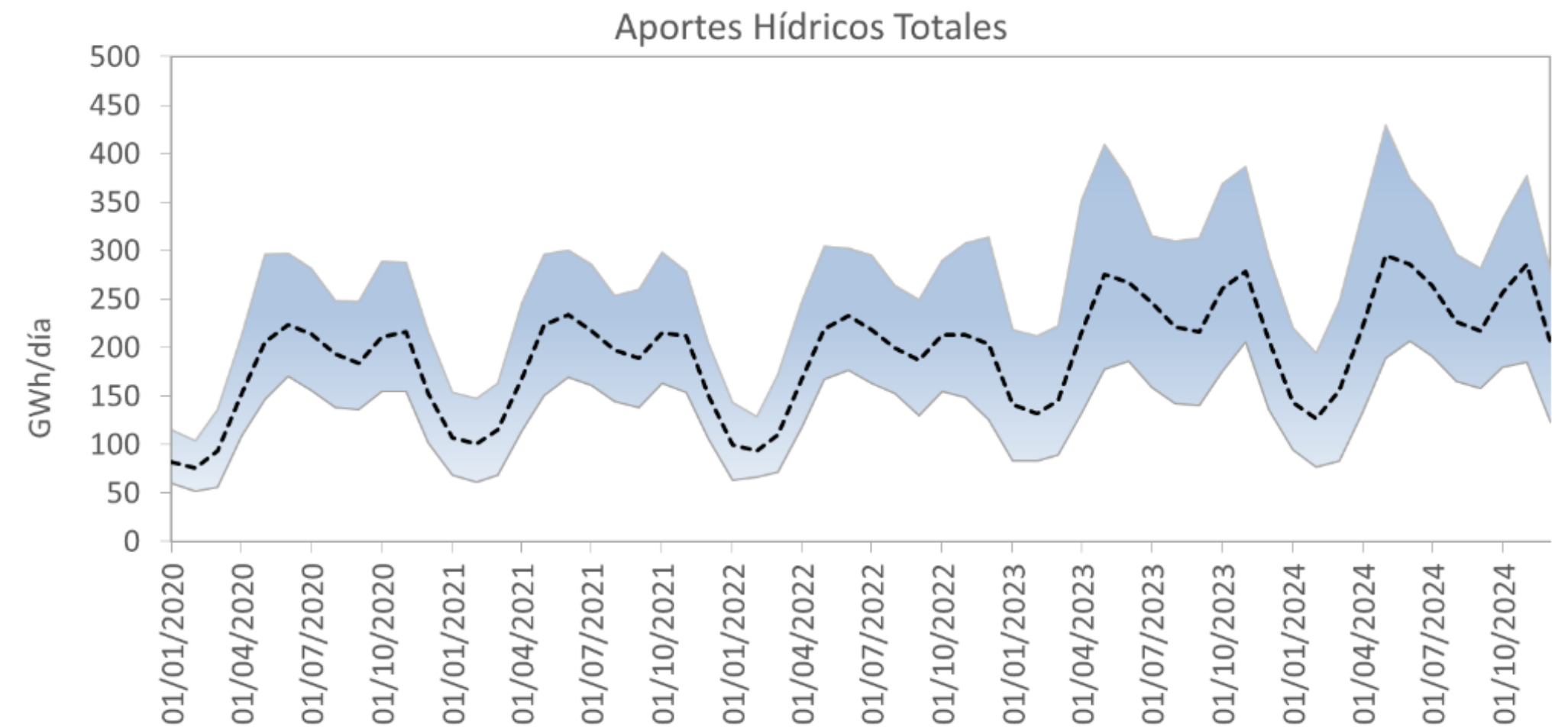


Resultados

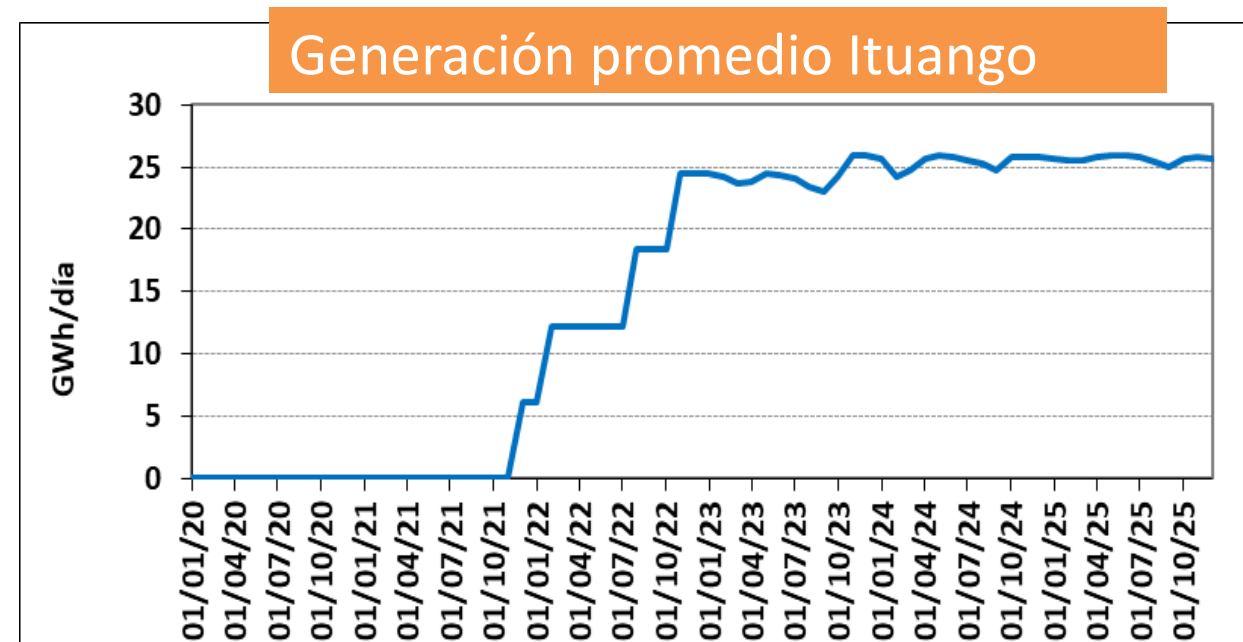
Fechas oficiales indicadas por EPM



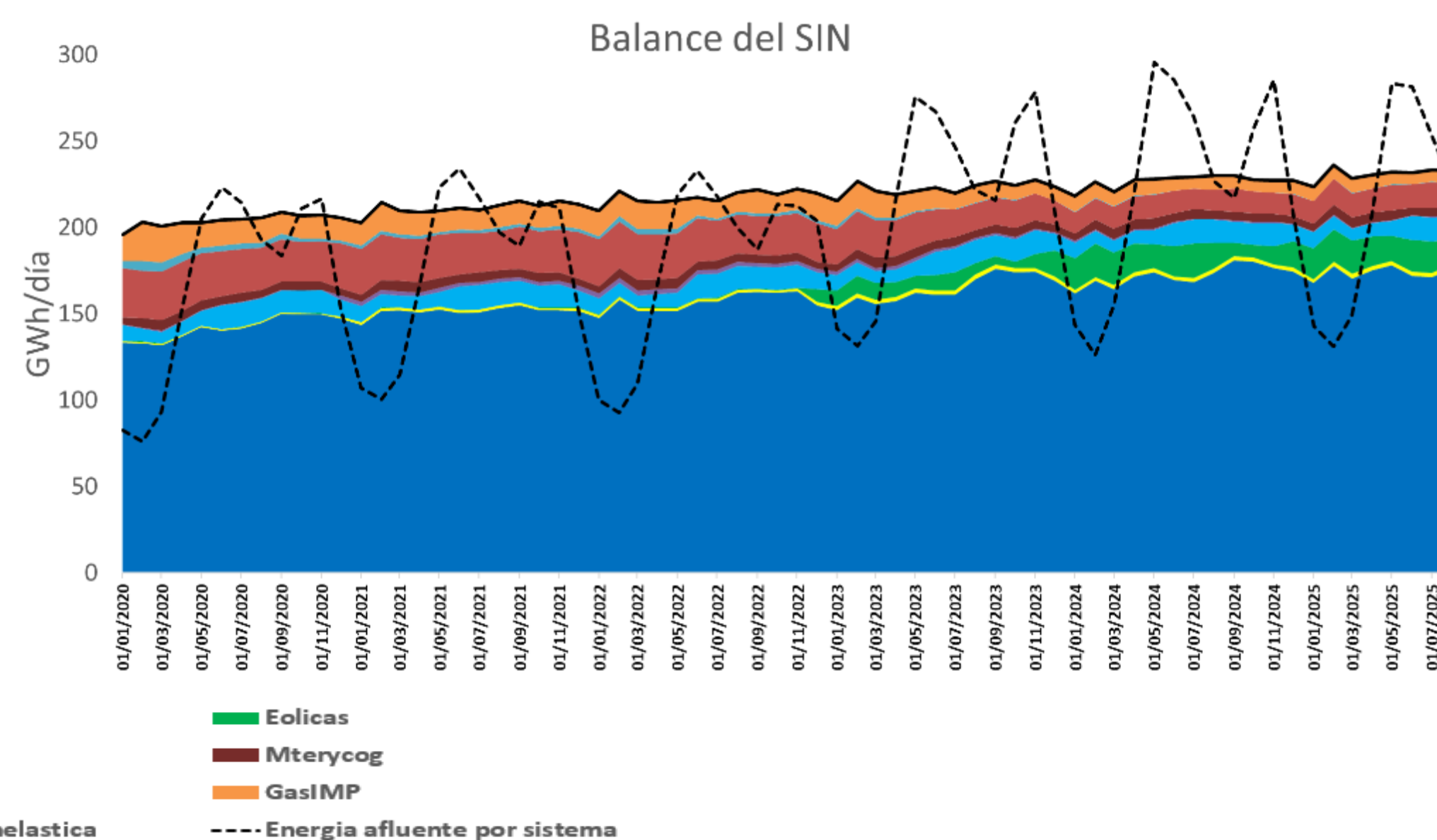
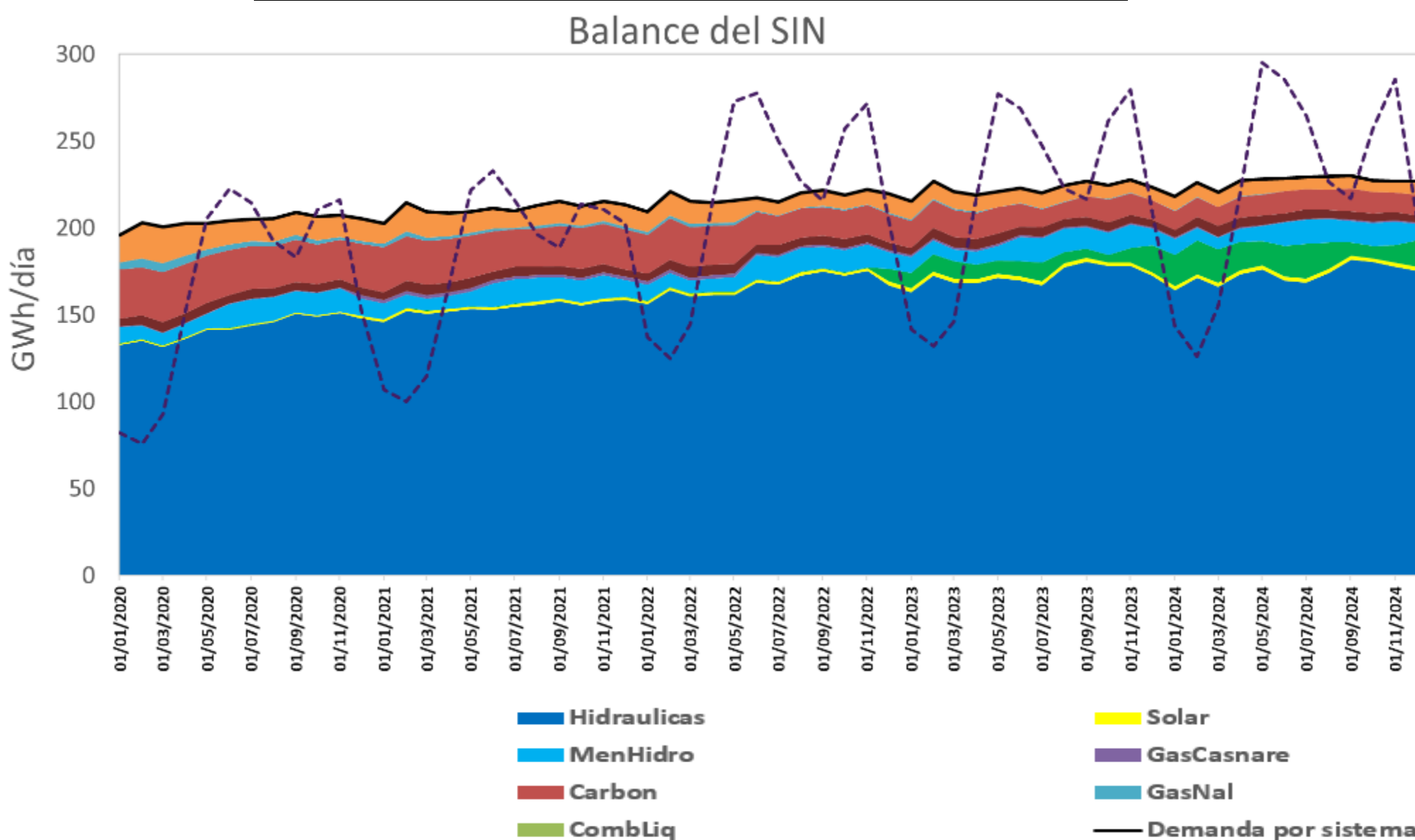
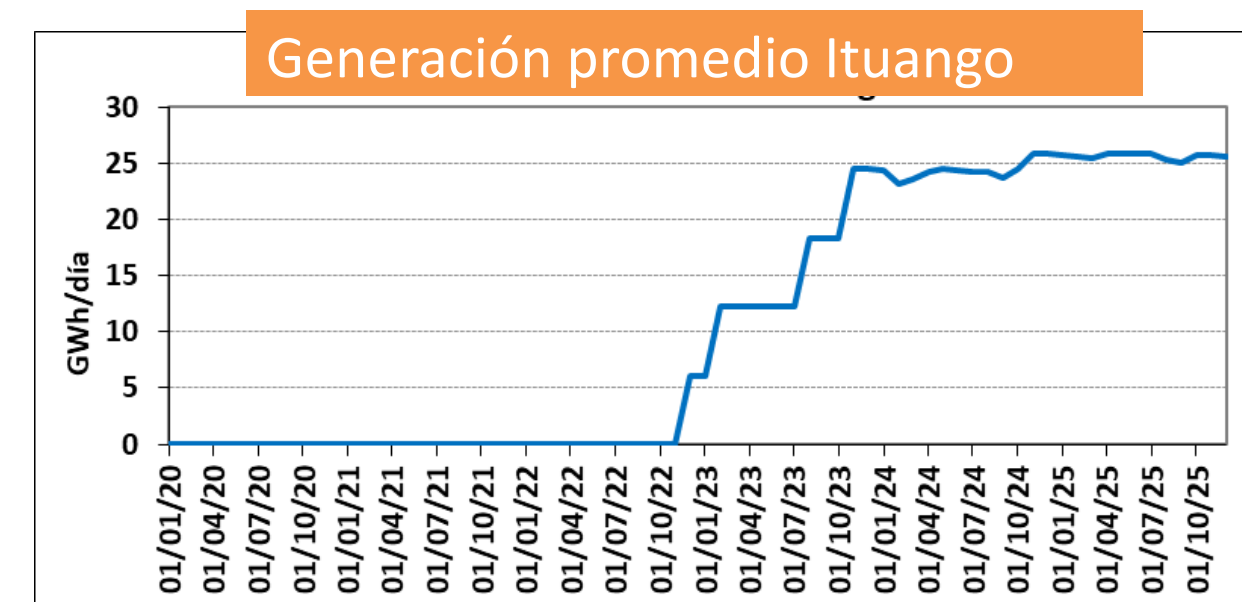
Fechas oficiales indicadas por EPM+ 1 año de atraso



Fechas oficiales indicadas por EPM



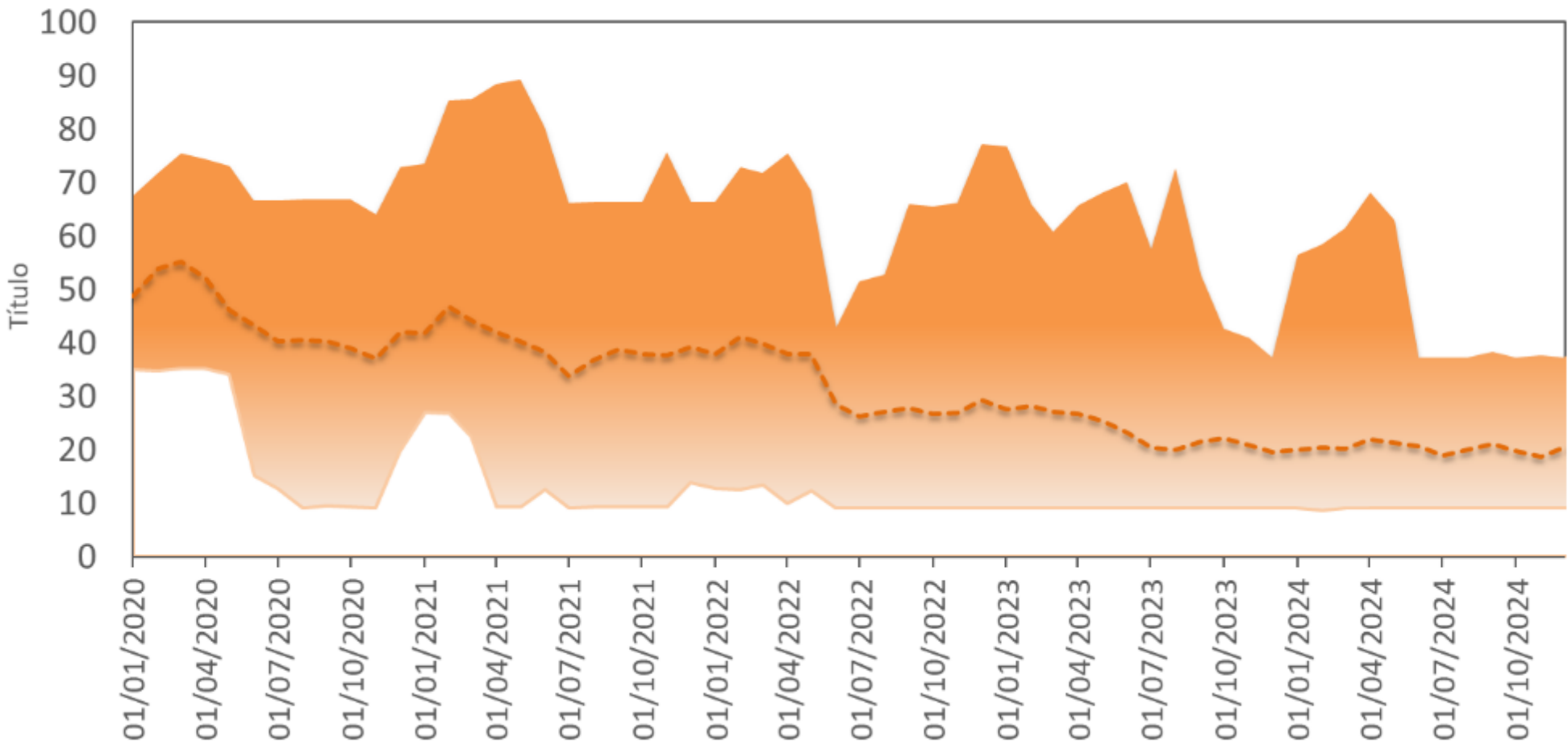
Fechas oficiales indicadas por EPM+ 1 año de atraso



Resultados

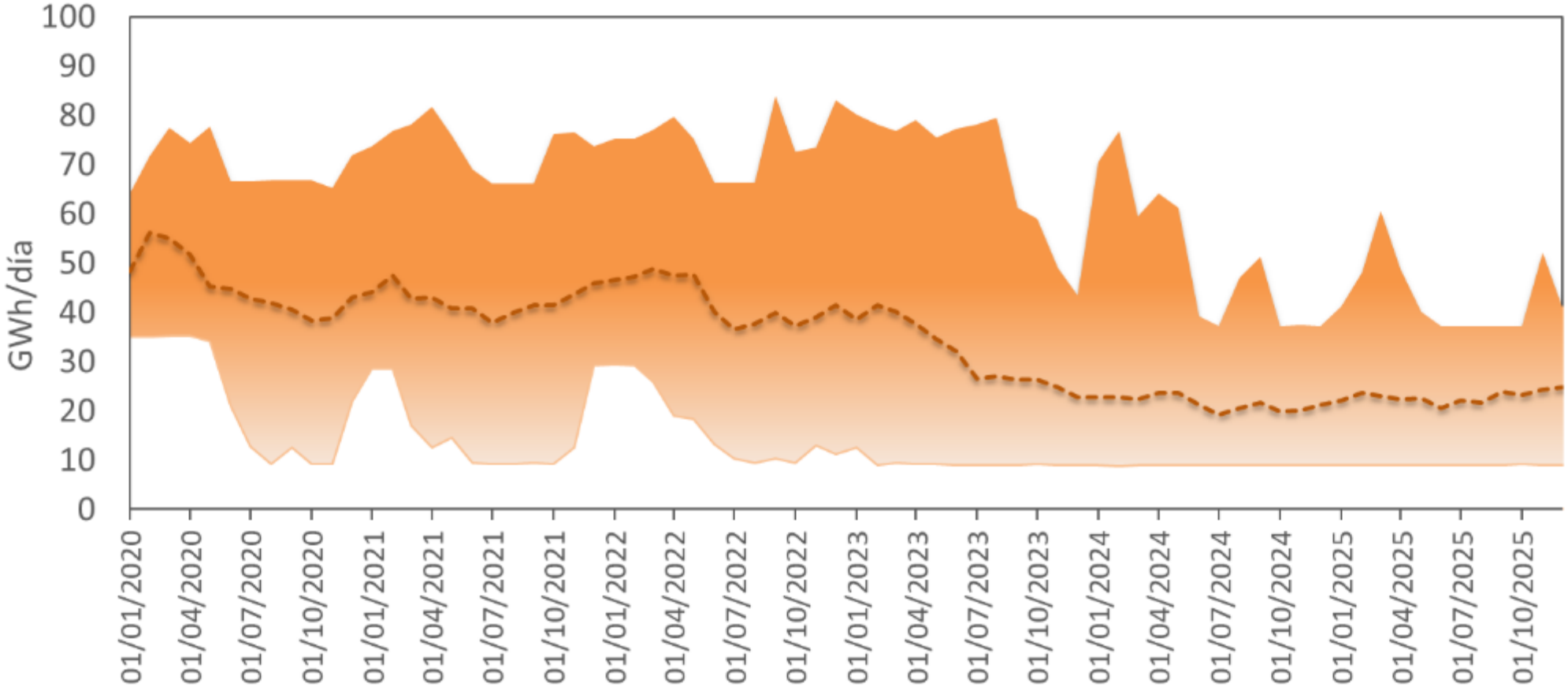
Fechas oficiales indicadas por EPM

Generación Térmica

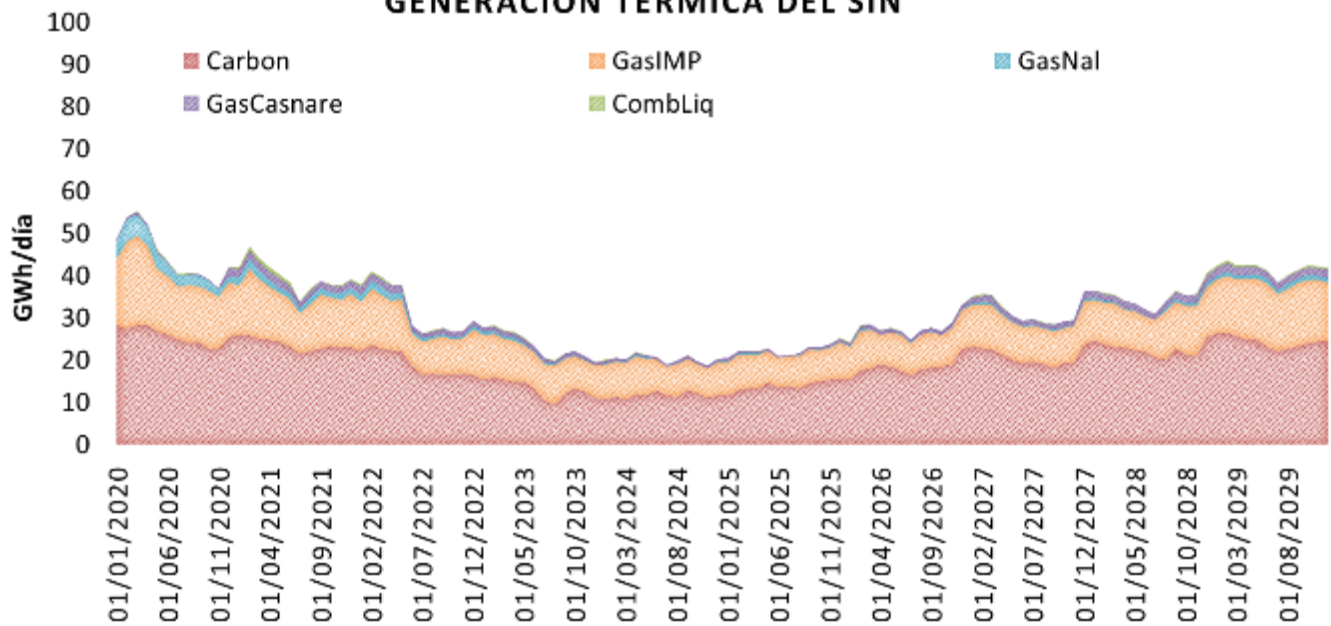


Fechas oficiales indicadas por EPM+ 1 año de atraso

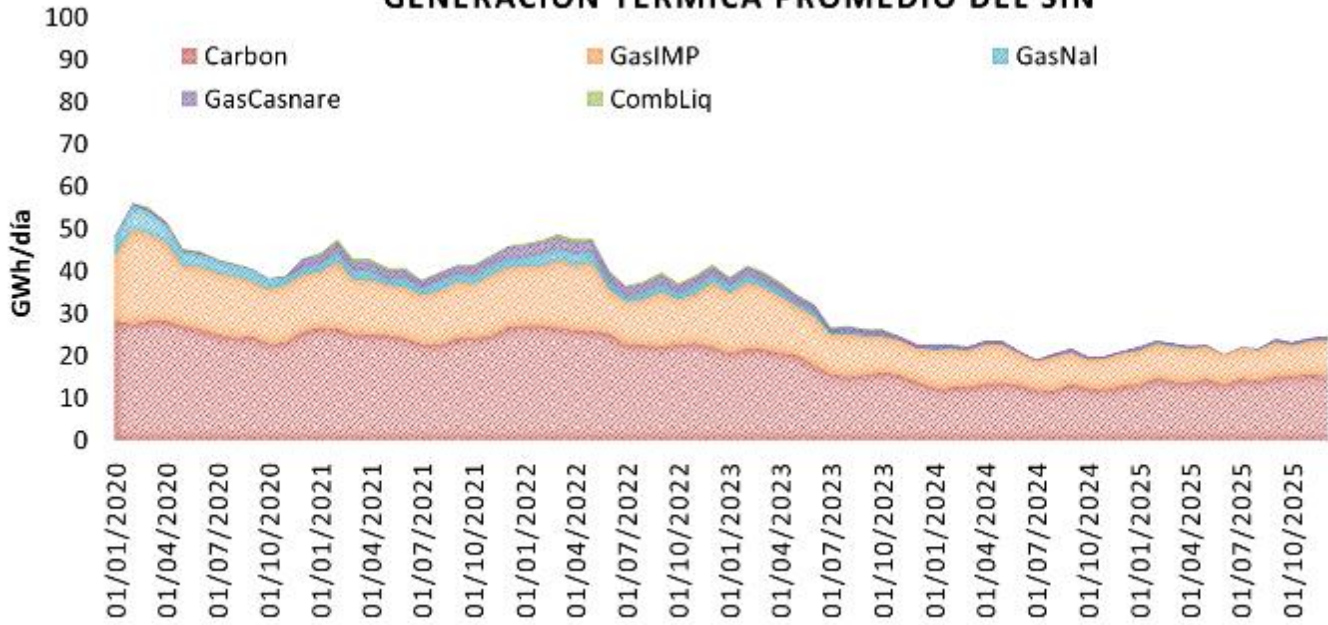
Generación Térmica



GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIN



GENERACIÓN TÉRMICA PROMEDIO DEL SIN

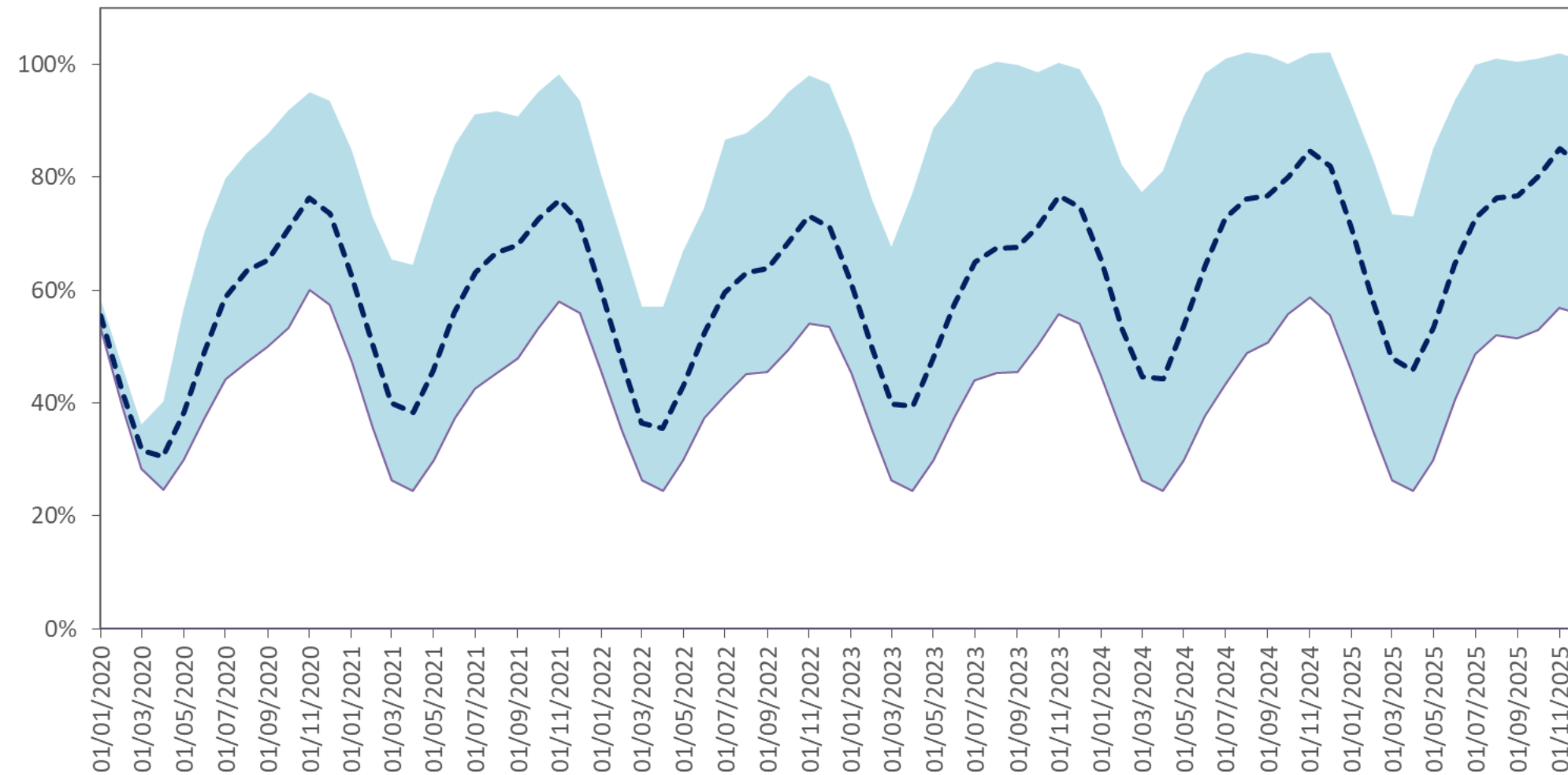




Resultados

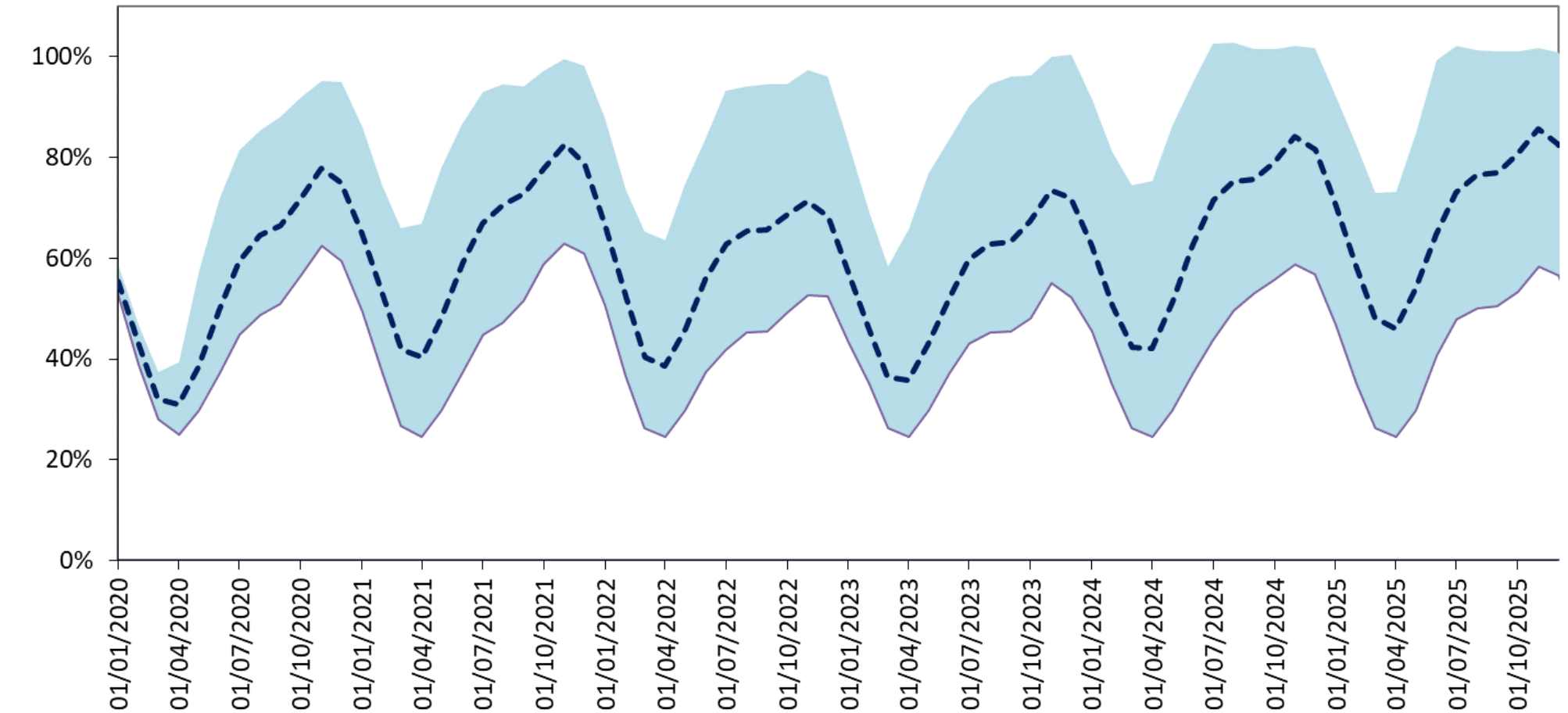
Fechas
oficiales

Embalse Agregado del SIN



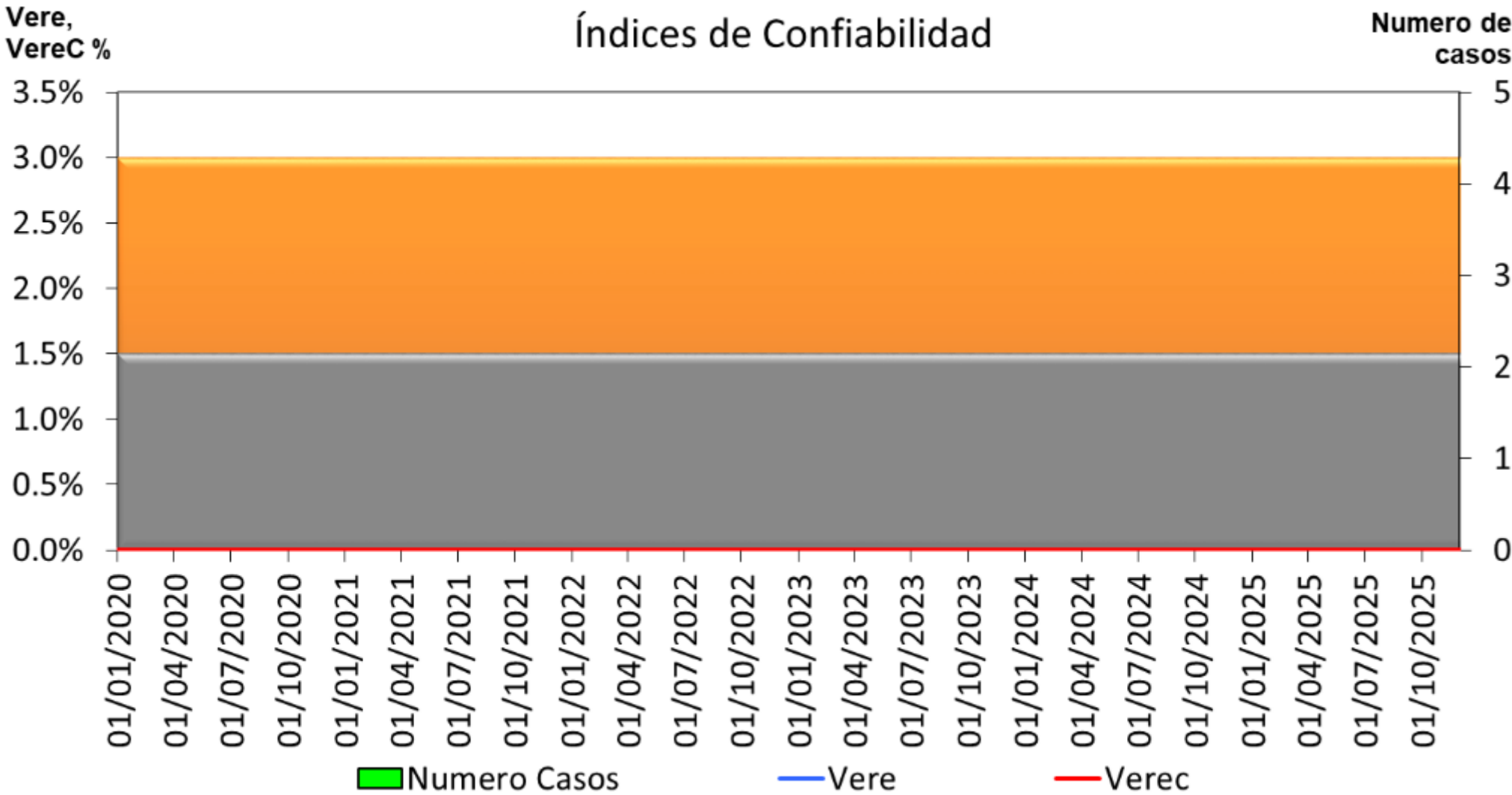
Fechas
oficiales + 1
año

Embalse Agregado del SIN

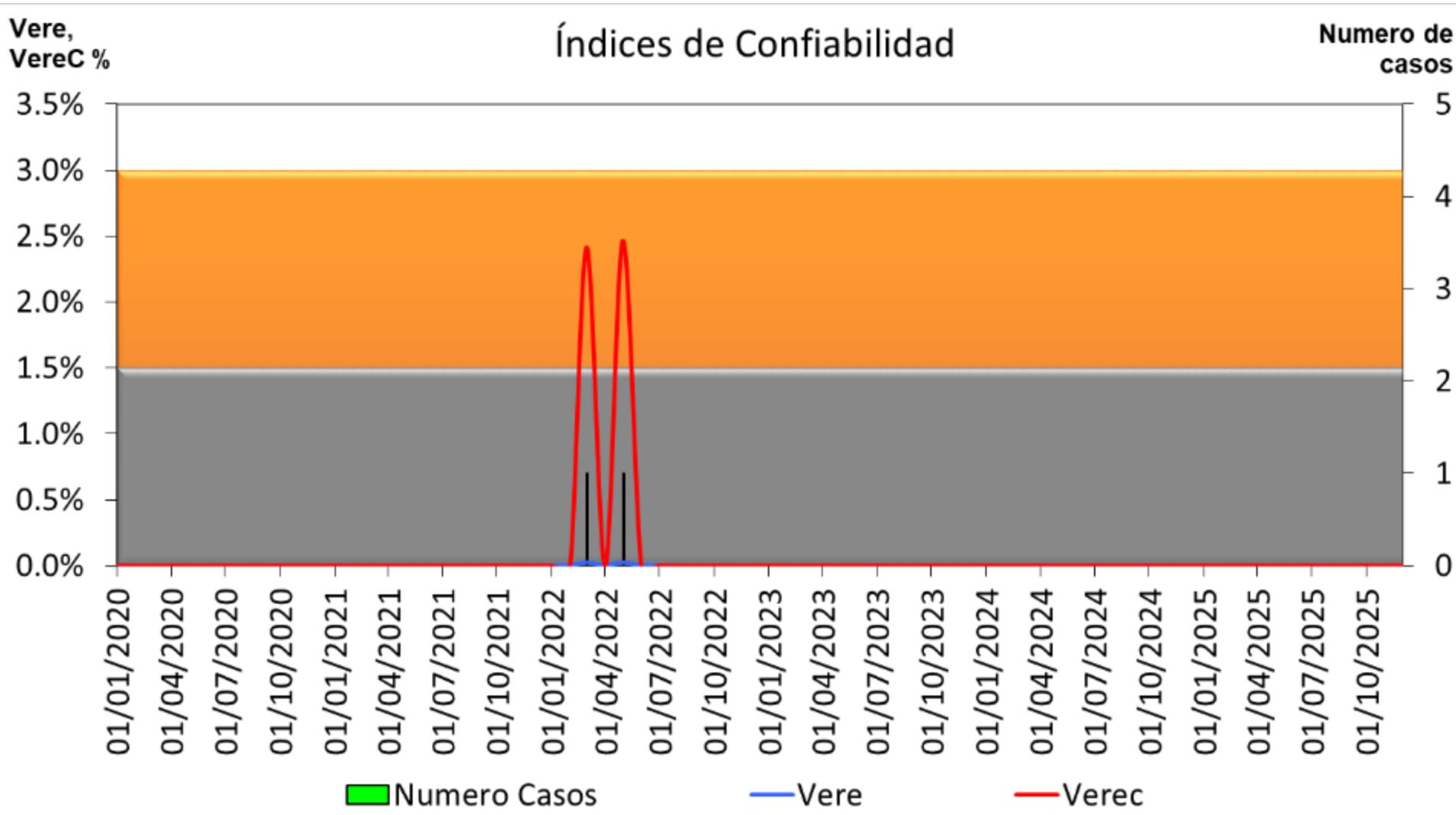


Resultados

Fechas oficiales



Fechas oficiales + 1 año



Conclusiones y recomendaciones



Para el horizonte de largo plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados, en especial la entrada oportuna de los proyectos de expansión, el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.



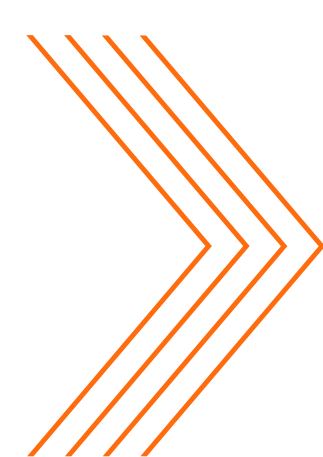
Bajo condiciones deficitarias de aportes hídricos en el SIN y atrasos considerables en la entrada de proyectos, puede verse comprometida la adecuada atención de la demanda. Por lo anterior, la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Ituango es de gran importancia para el SIN.



Se debe realizar un seguimiento detallado a la entrada oportuna de los proyectos de expansión, con el objeto de tener señales oportunas que permitan administrar riesgos de manera anticipada.



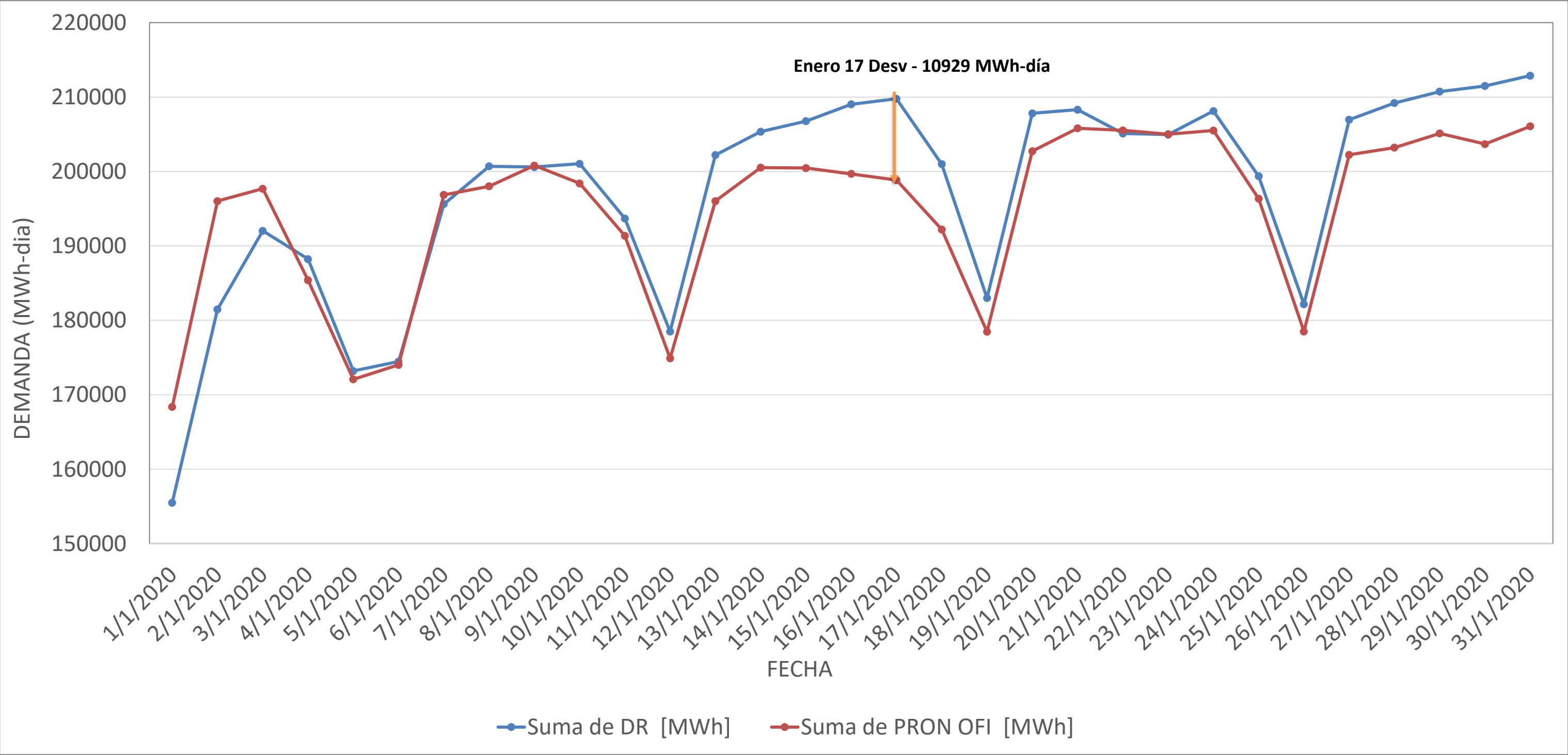
Situación Operativa



Operación enero 2020

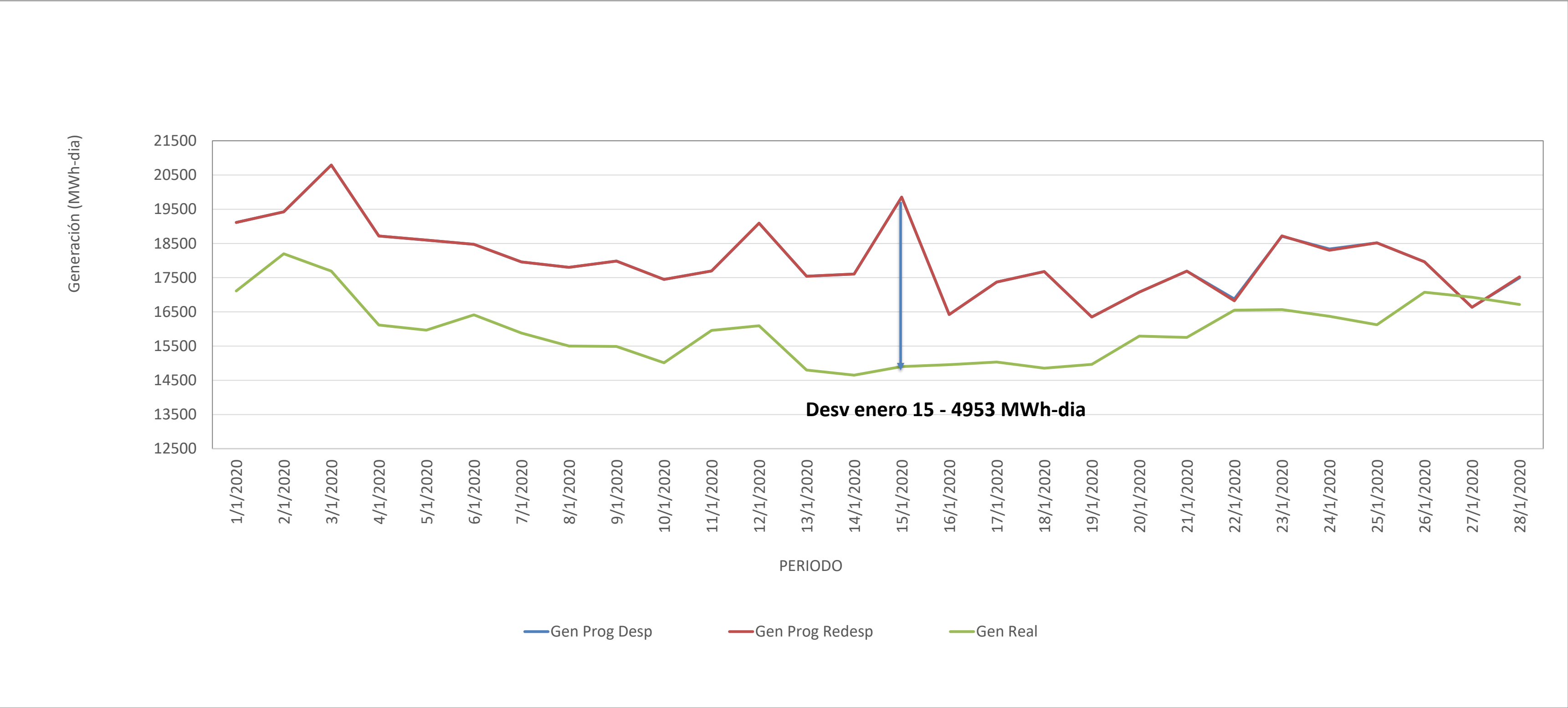


Comportamiento de la Demanda mes de enero



A nivel diario, en las semanas entre el 13 y el 18 y el 28 y el 31 de enero, se presentaron desviaciones sostenida de la demanda real por encima del pronostico

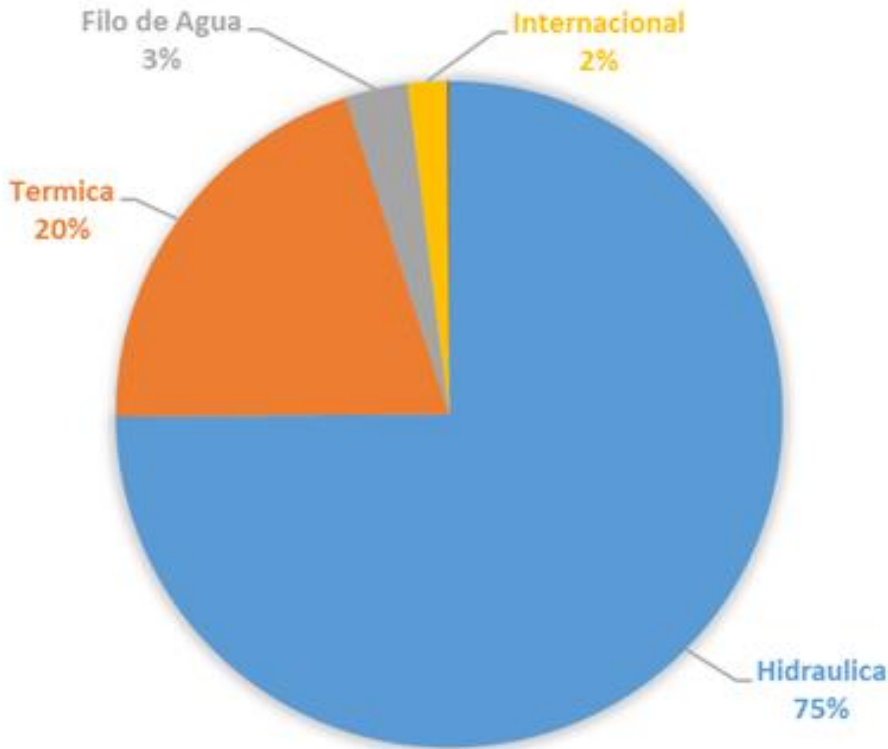
Generación no despachada centralmente mes de enero



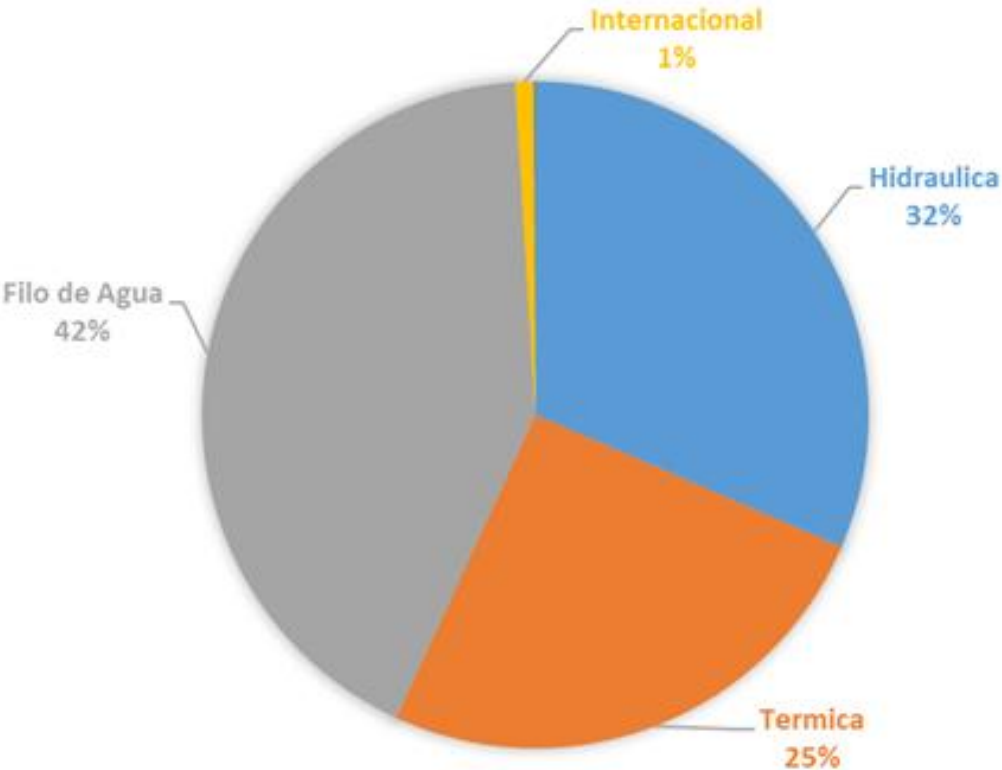
A nivel diario, a lo largo del mes de enero, se presentaron desviaciones sostenida de la generación real de las PNDC por debajo del programa de generación.

Comportamiento redespachos y operación real enero

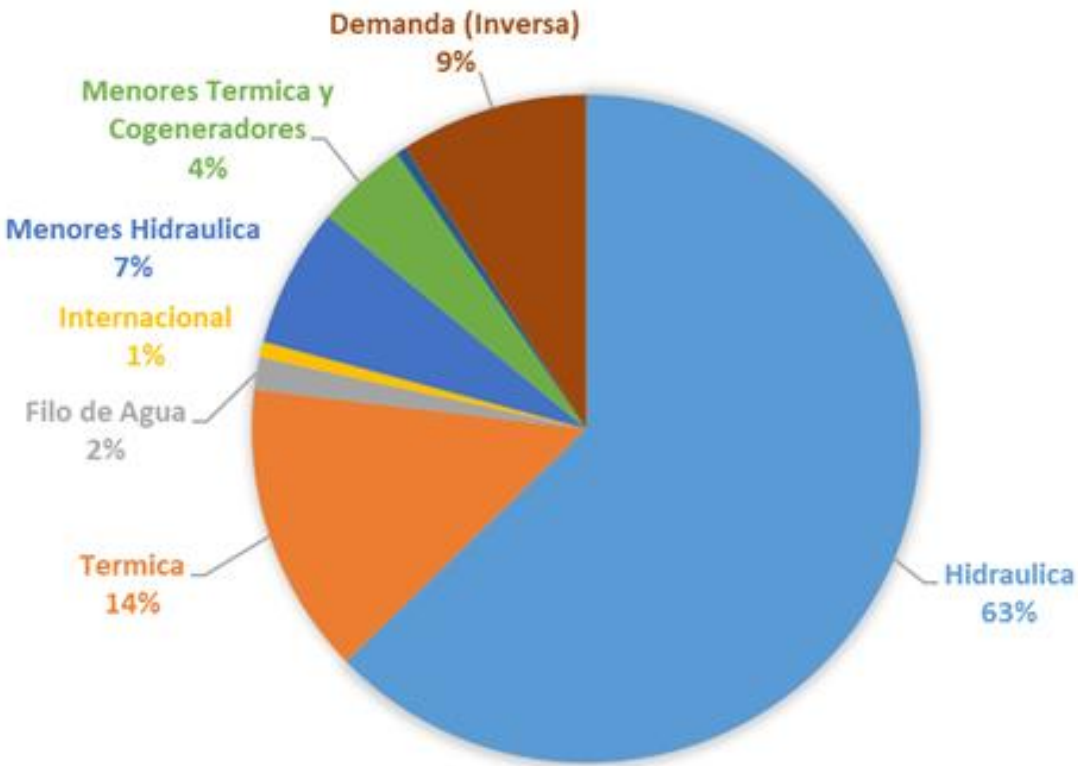
SUBEN GENERACIÓN EN EL REDESPACHO



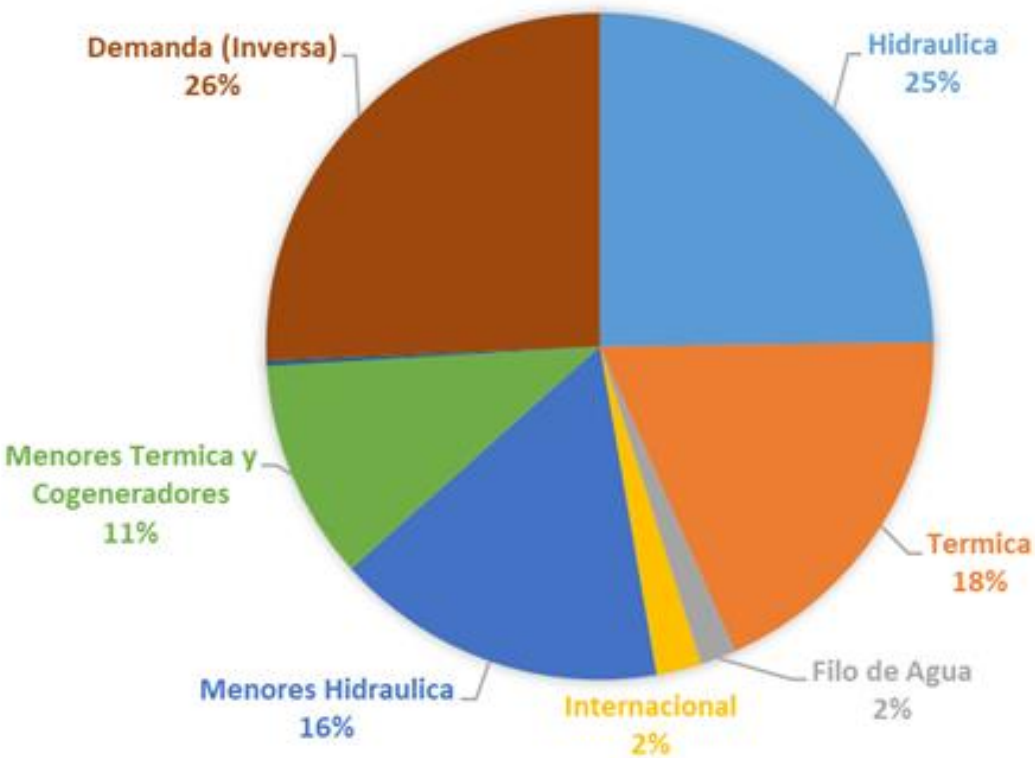
BAJAN GENERACIÓN EN EL REDESPACHO



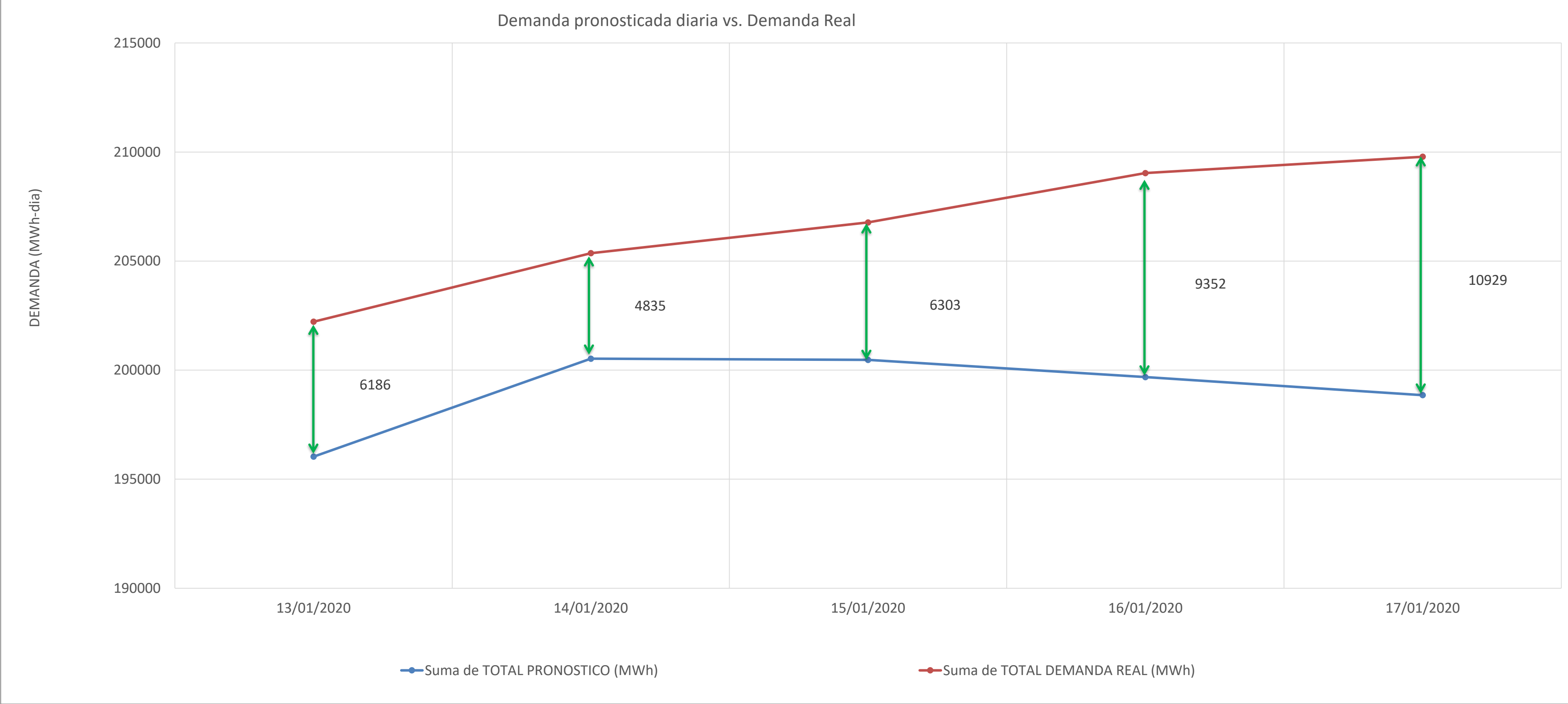
SUBEN GENERACIÓN EN LA OPERACIÓN REAL



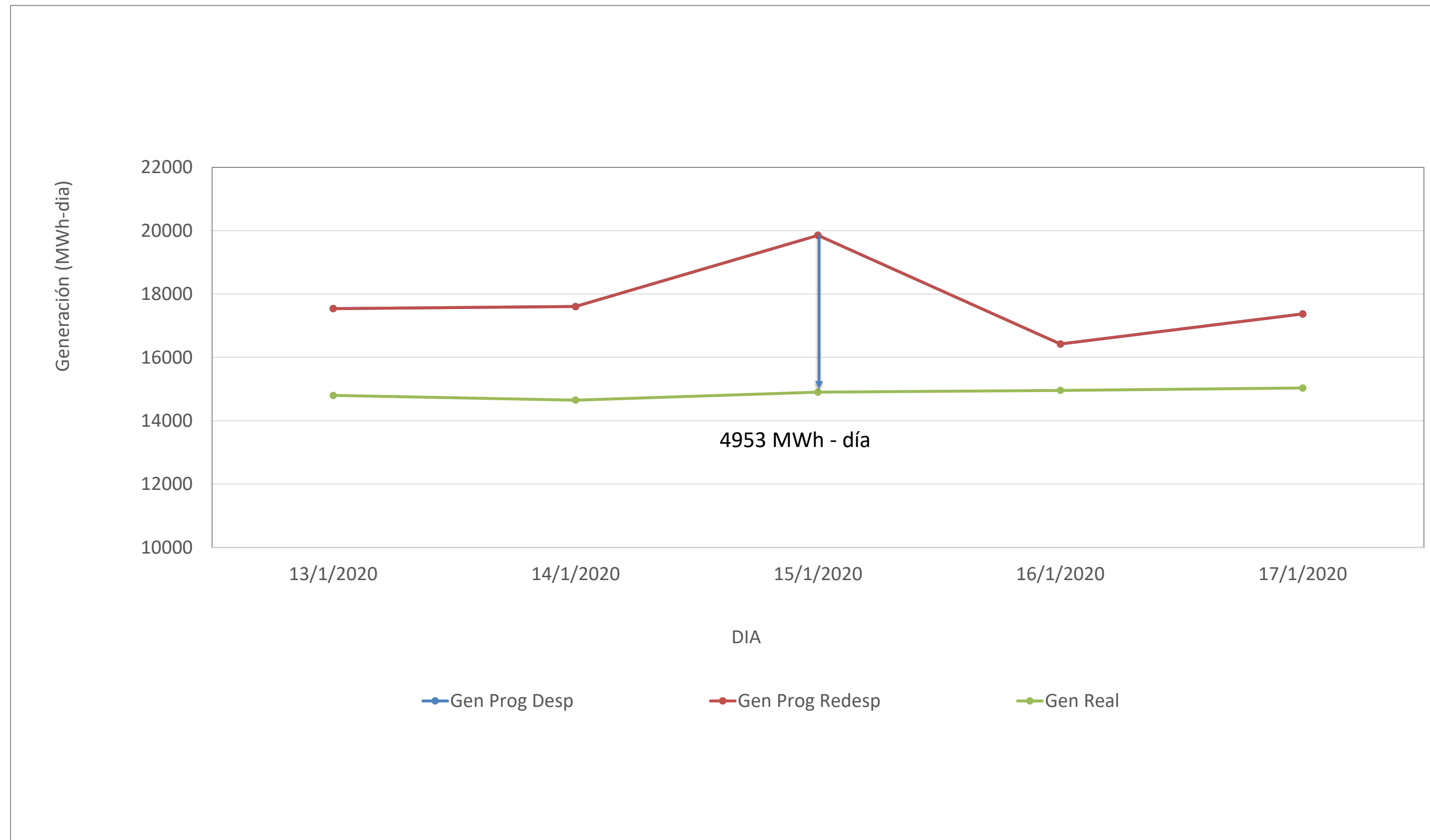
BAJAN GENERACIÓN EN LA OPERACIÓN REAL



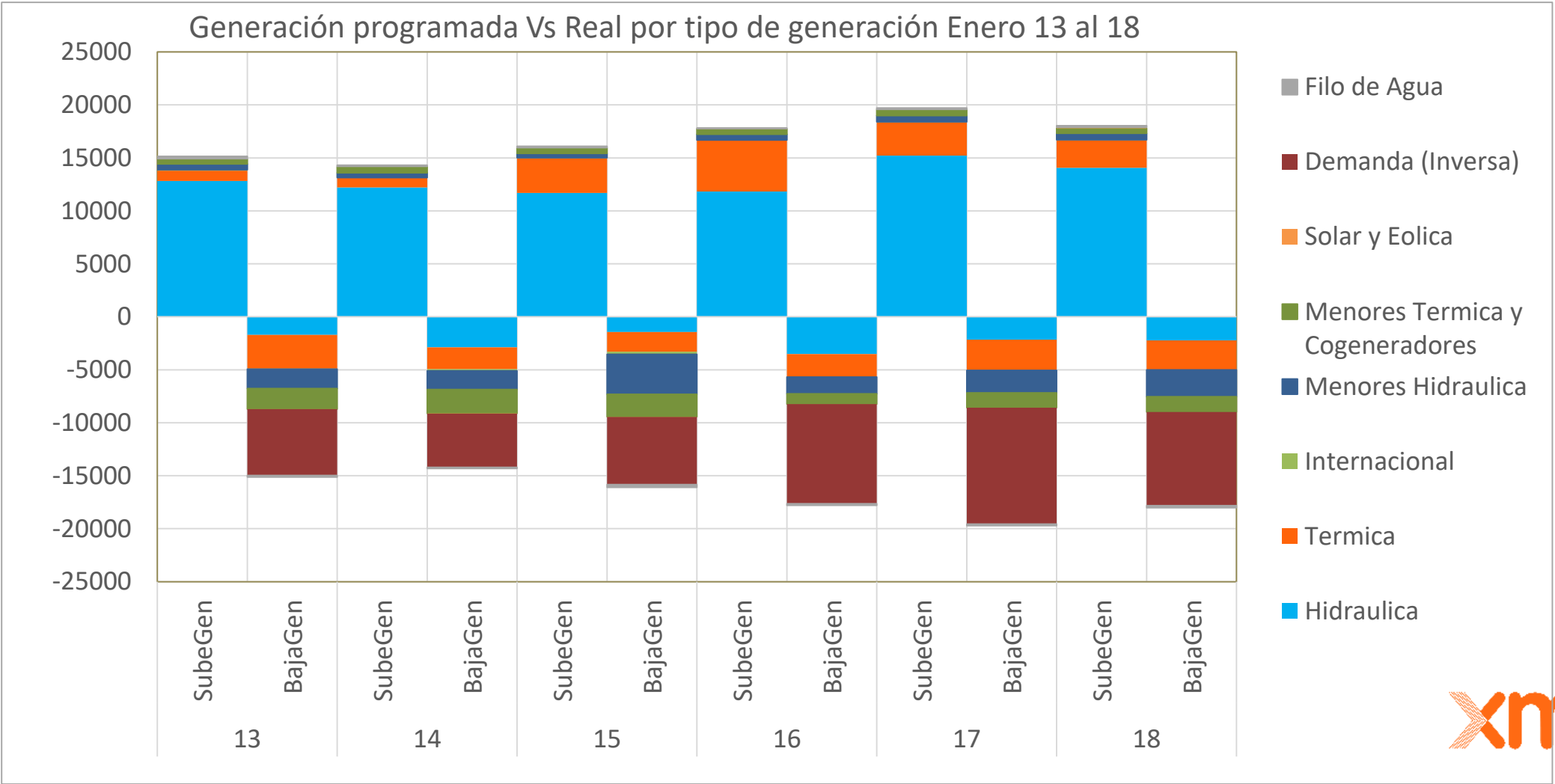
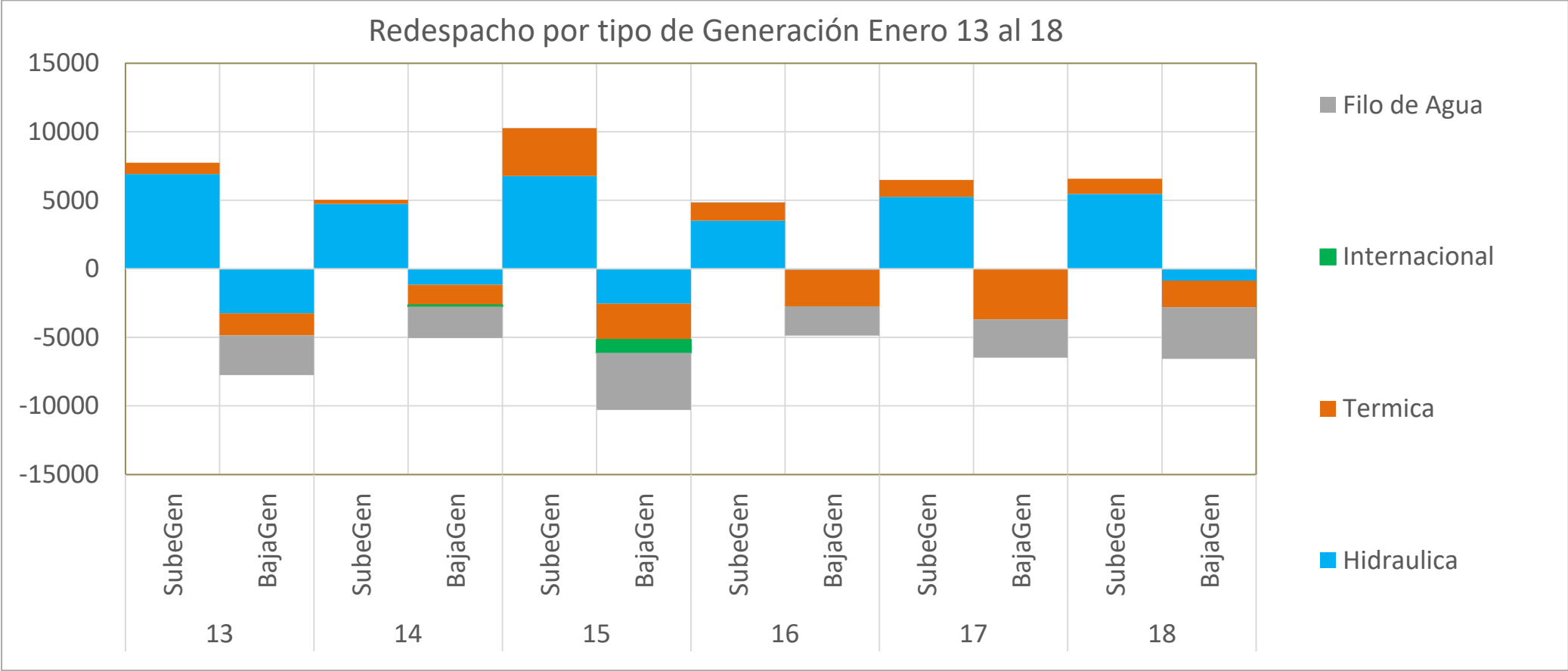
Comportamiento de la Demanda del 13 al 17 de enero



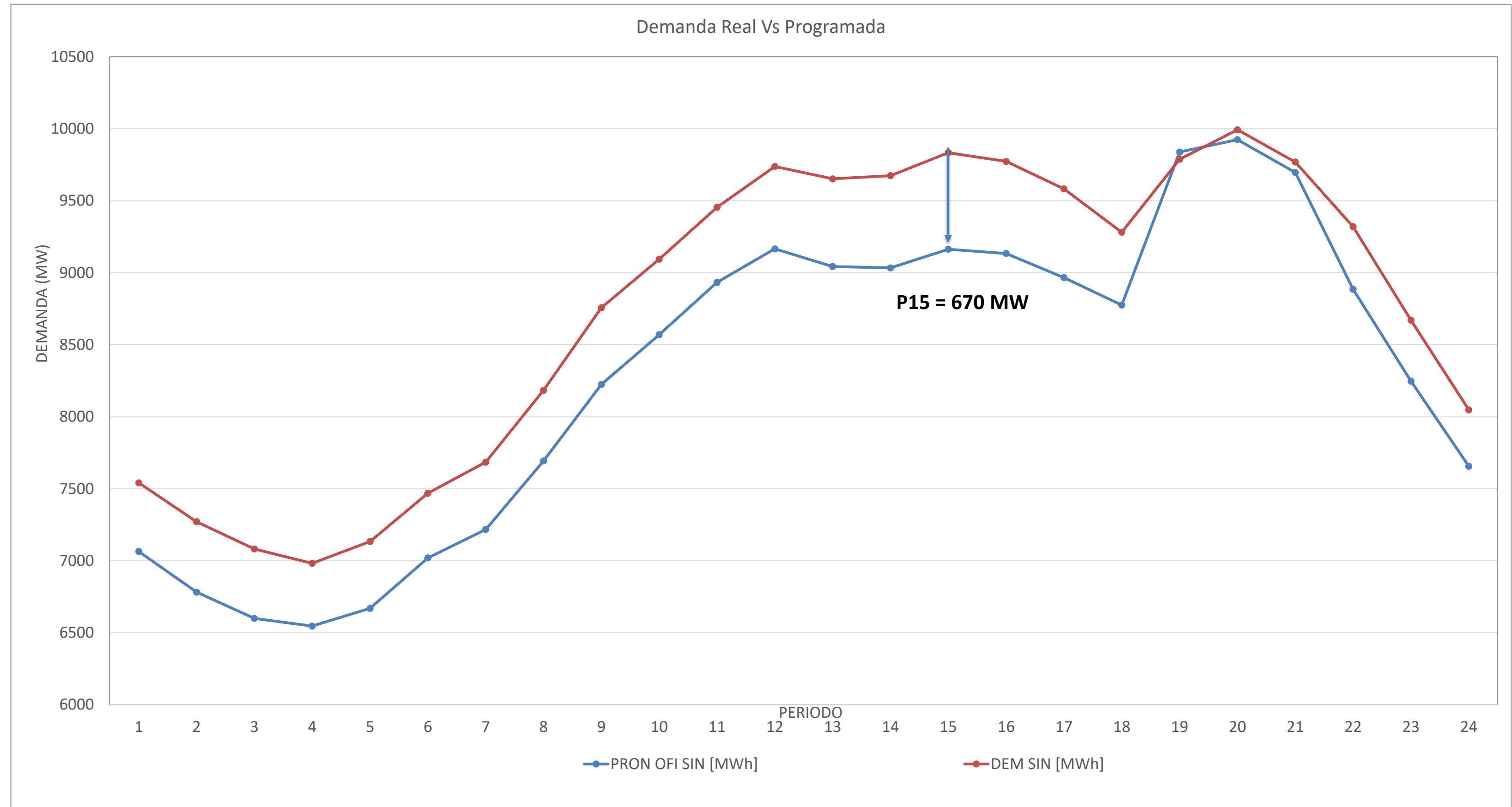
Generación no despachada centralmente del 13 al 17 de enero



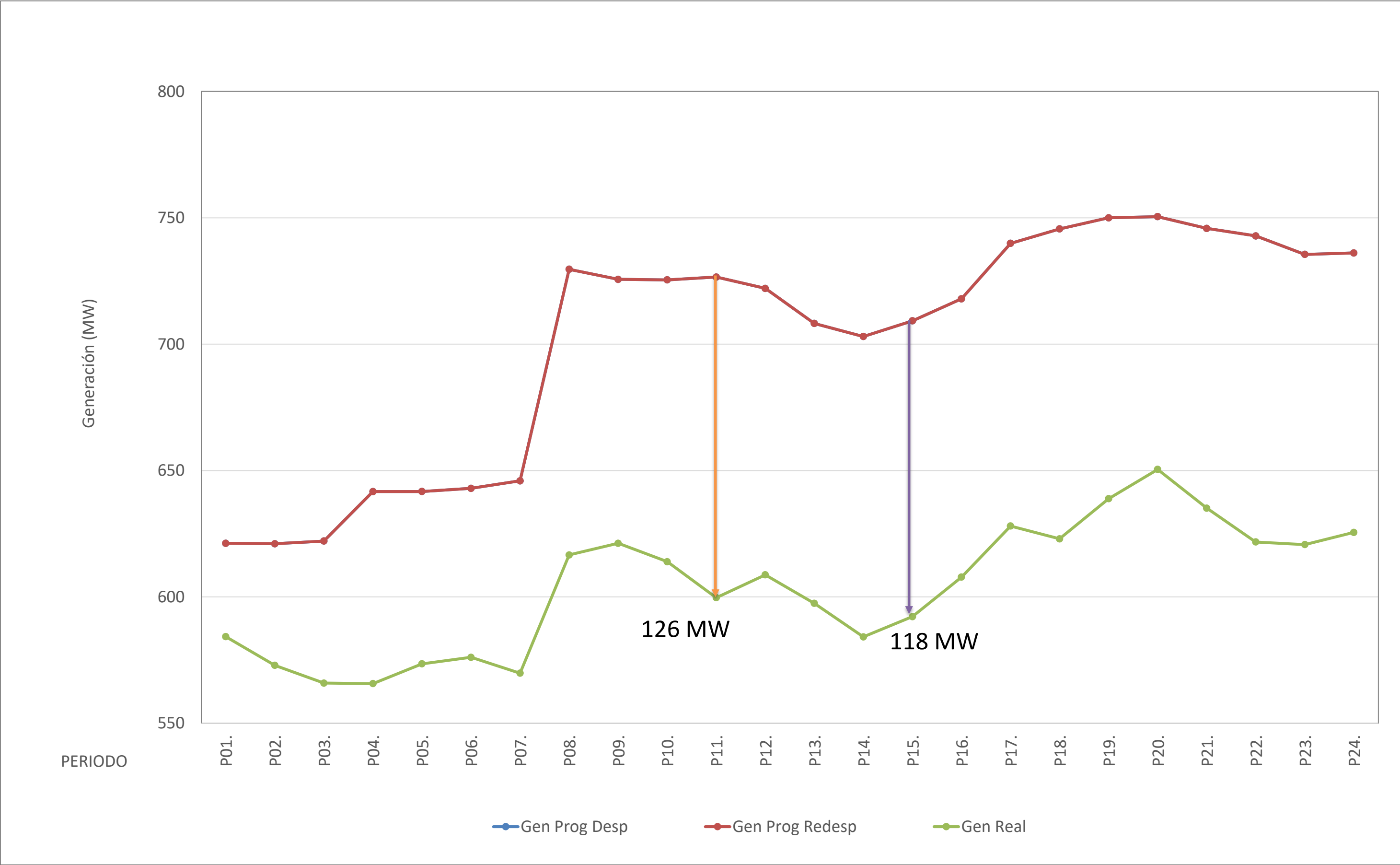
Comportamiento Generación Enero 13 al 18



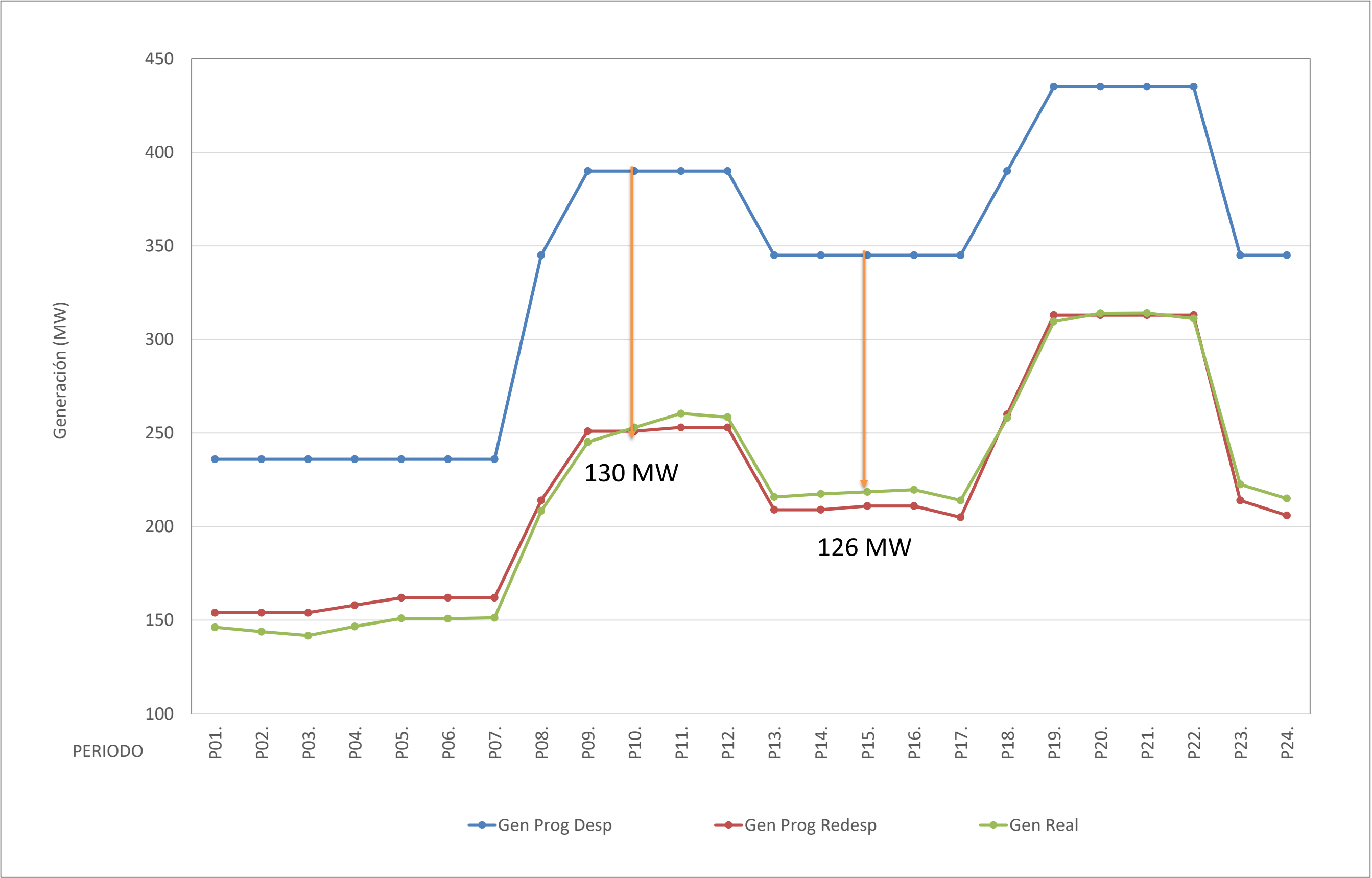
Demanda Real Vs Pronostico para el 17/01/2020



Comparación Generación PNDC 17/01/2020

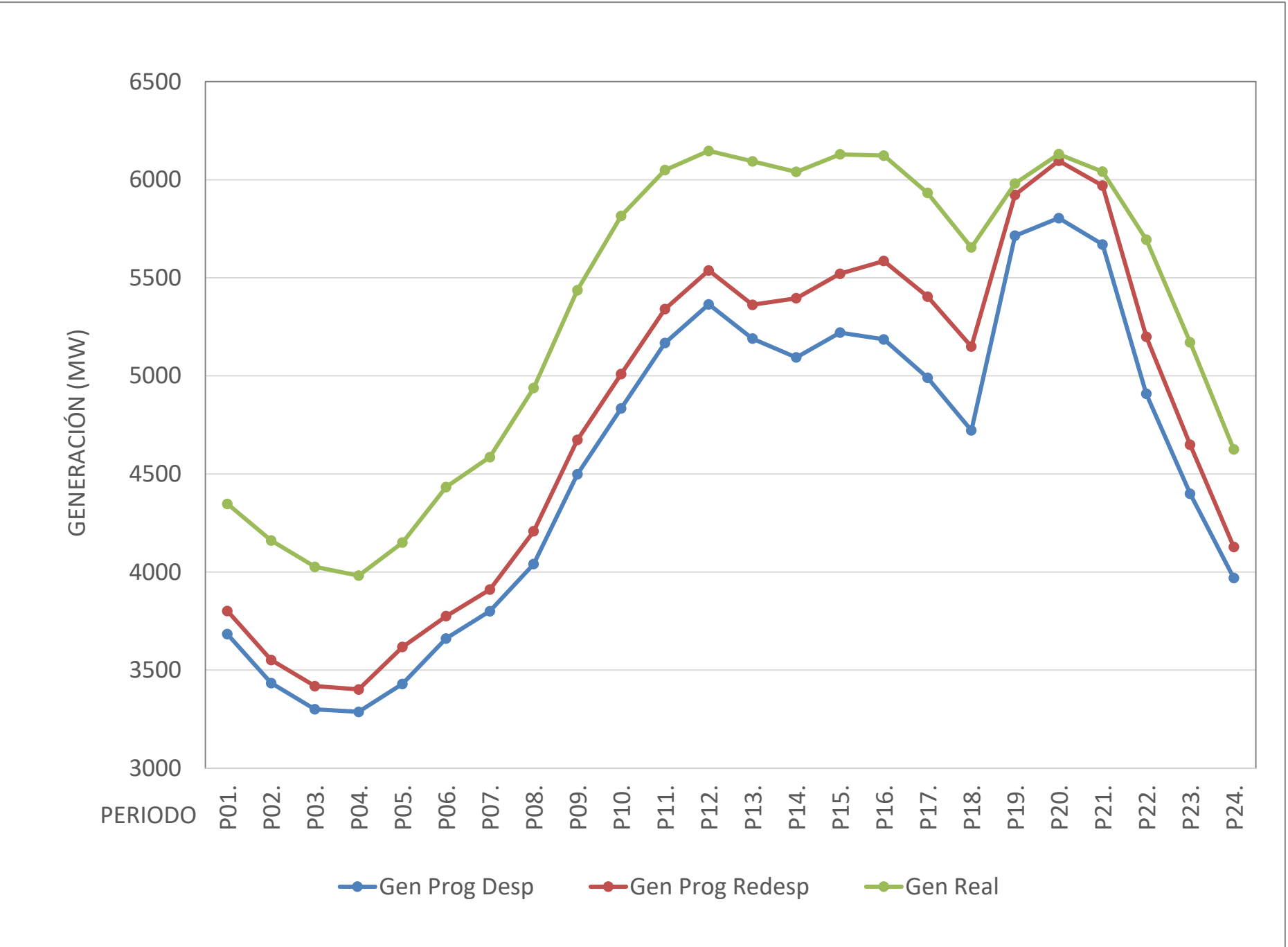


Comparación Generación variable 17/01/2020

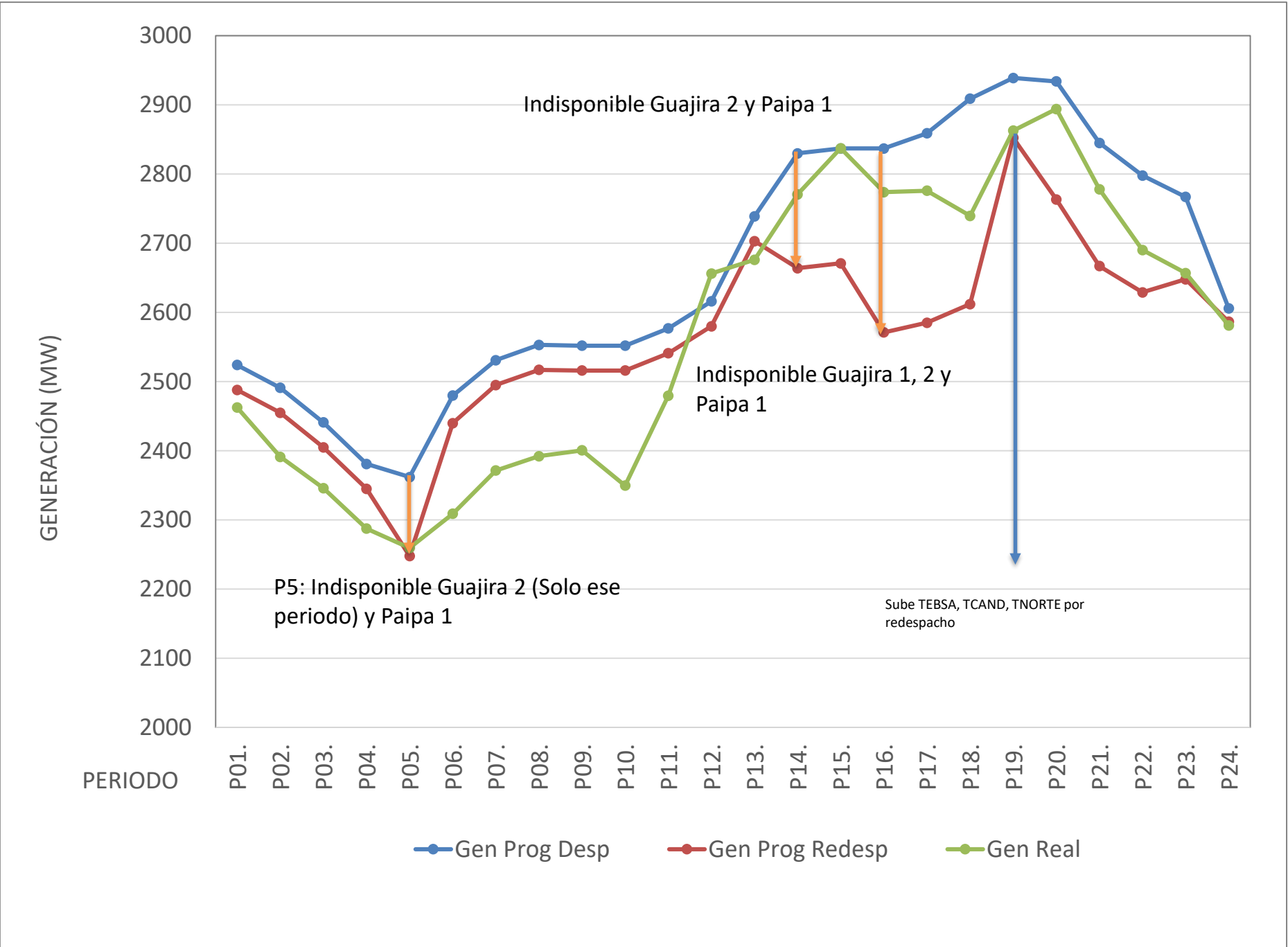


Comparación Generación despachada centralmente 17/01/2020

Generación hidráulica

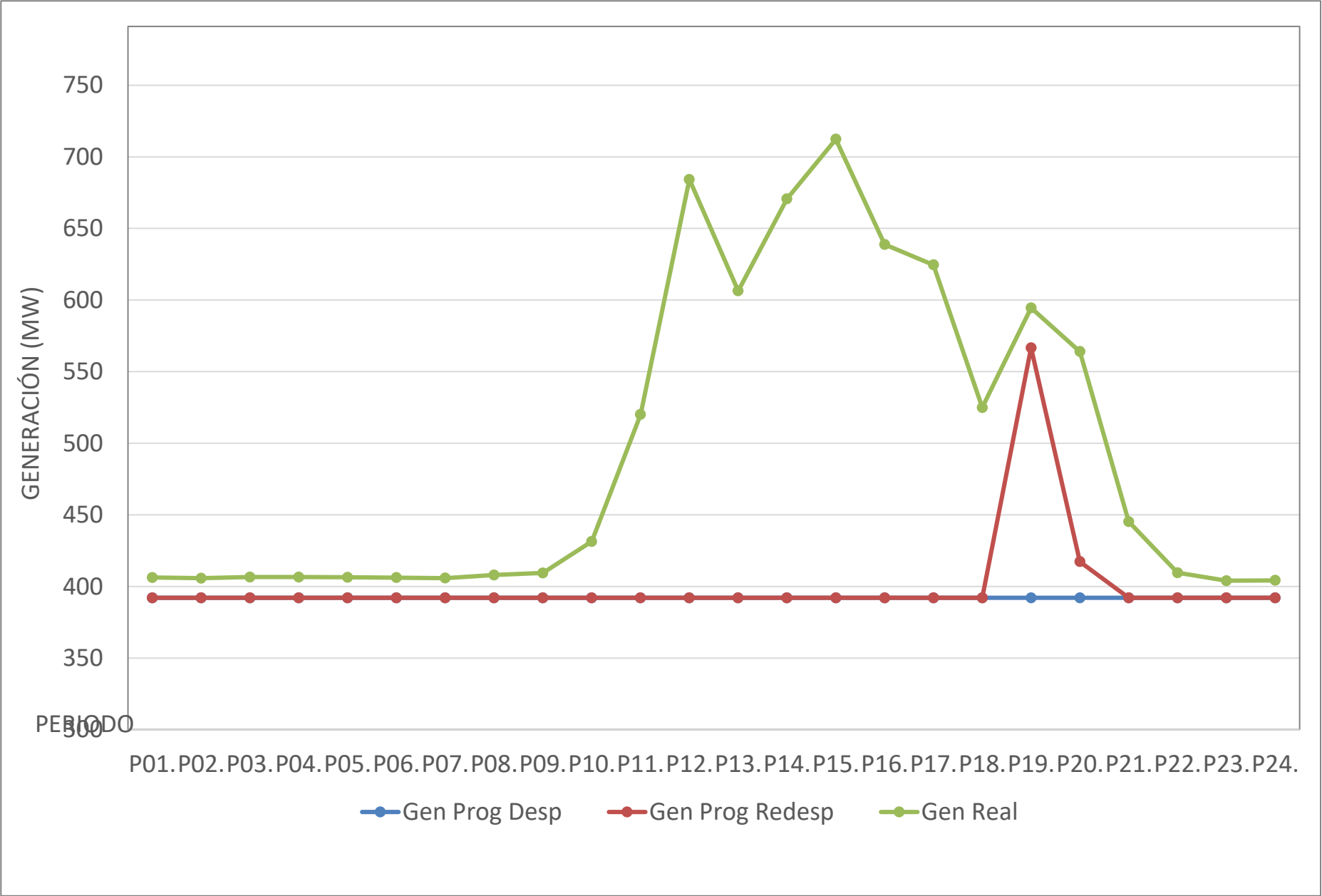


Generación térmica

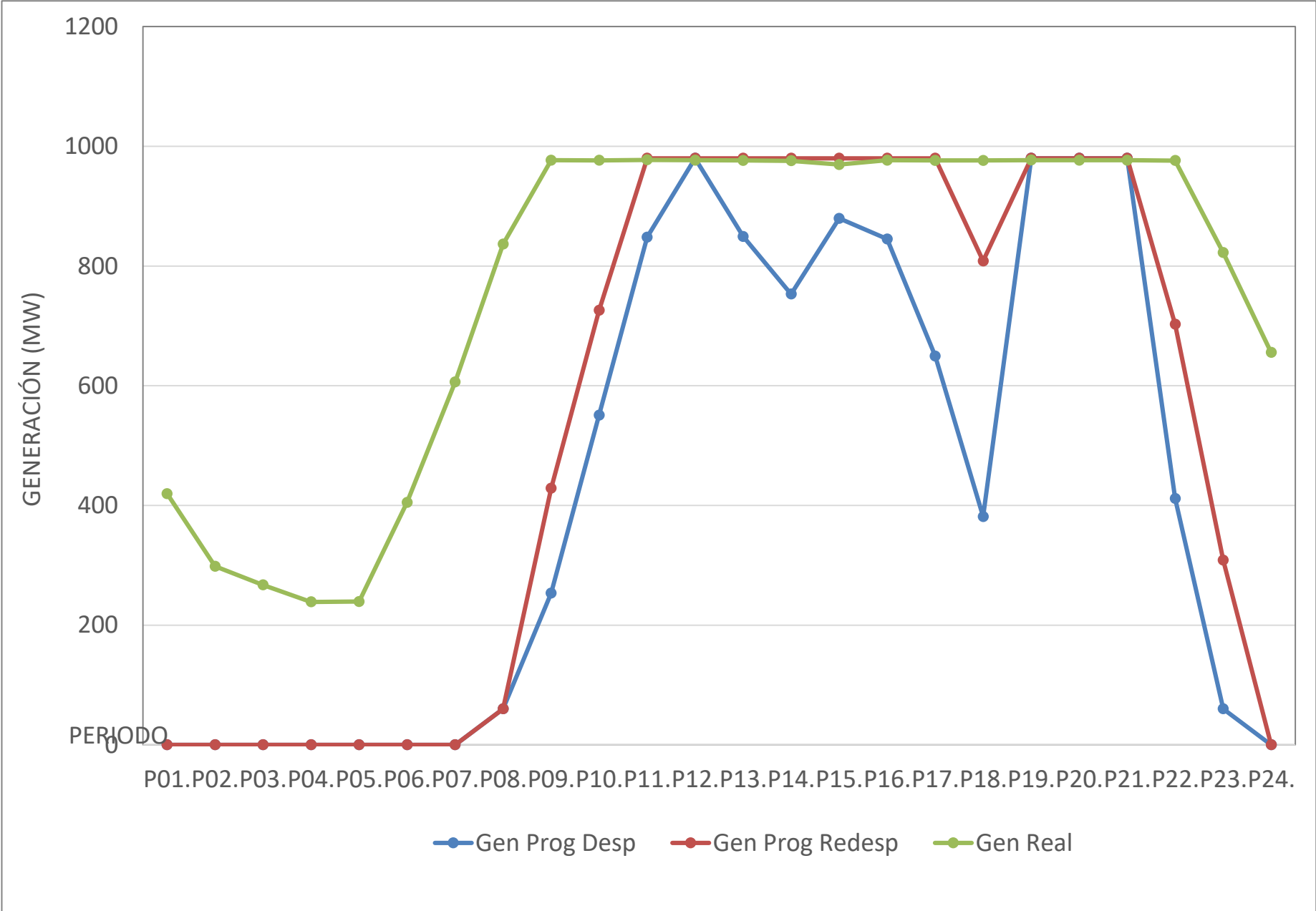


Operación del SIN 17 de enero DE 2020

TEBSA



GUAVIO

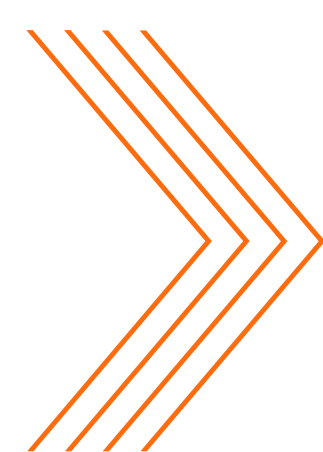


Autorizaciones en tiempo real para el 17 de Enero del 2020

Recursos autorizados el día 17 de enero de 2020 por desviaciones a la demanda

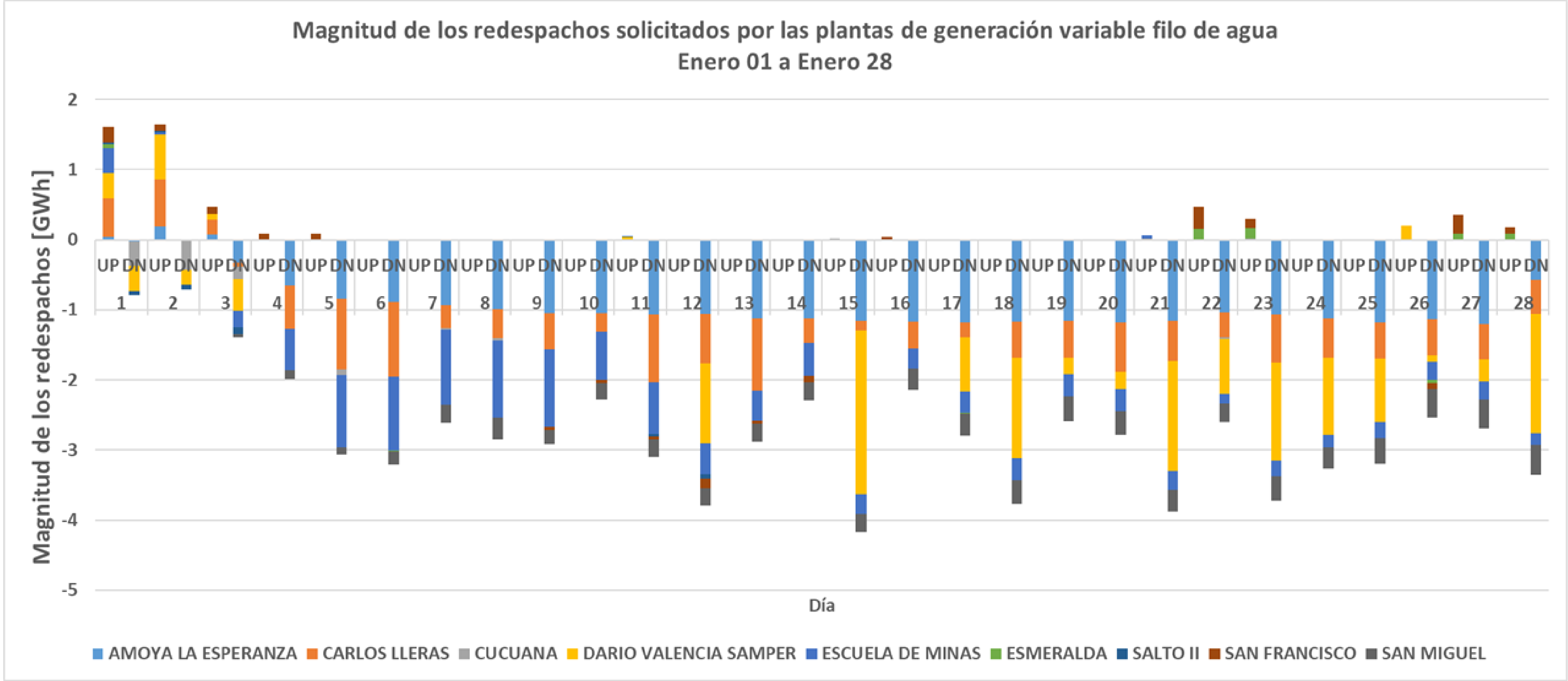
	AUTORIZACIONES																							
PLANTA	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
GUAJIR1																								
PORCE3																								
PROELEC1																								
PROELEC2																								
PRADO																								
SOGAMOSOP																								
GUAVIO																								
ALBAN																								
CALIMA1																								
BETANIA																								
TEBSA																								
FLORES 4B																								
MIEL1																								
GUATRON																								
TERMONORTE																								
CHIVOR																								
LATASAJE																								
PORCE3																								

- Se envió comunicación a las plantas menores solicitando ajustar la disponibilidad diaria al programa de generación esperada.
- Se realizó gestión con los agentes para que se ajusten los pronósticos de demanda.
- Se recomienda al CNO la definición de un indicador que mida el ajuste en la disponibilidad de las PNDC frente a su generación real.



Desviaciones Resolución CREG 60 de 2019

Redespachos plantas de generación variable (filo de agua)



CREG 060 de 2019, Artículo 30, Desviaciones diarias

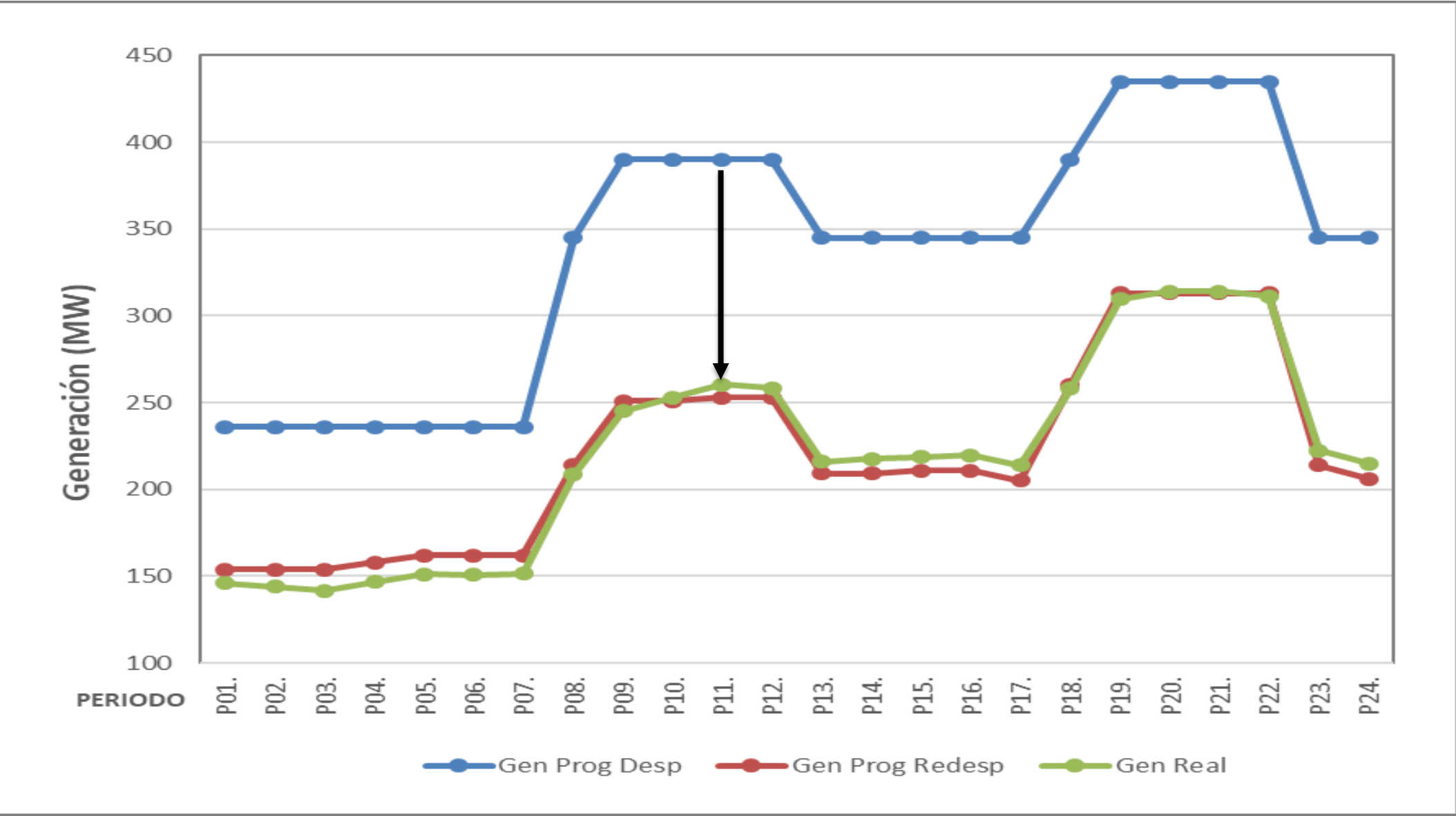
Desviación diaria despacho	Tolerancia Horaria Despacho
DESV. DIARIA D ≤ 15 %	No aplica
15% < DESV. DIARIA D < 20 %	25% –DESV. DIARIA D
DESV. DIARIA D ≥ 20 %	5%

$$DESV. DIARIA D = \frac{\sum_{i=1}^{24} GP_despacho_i - Gr_d}{\sum_{i=1}^{24} GP_despacho_i}$$

Desviación diaria Redespacho	Tolerancia Horaria Redespacho
DESV. DIARIA R ≤ 8 %	No aplica
8% < DESV. DIARIA R < 15 %	15.71% –0.71*DESV. DIARIA R
DESV. DIARIA D ≥ 15 %	5%

$$DESV. DIARIA R = \frac{\sum_{i=1}^{24} GP_redespacho_i - Gr_d}{\sum_{i=1}^{24} GP_redespacho_i}$$

Desviación diaria despacho	Tolerancia Horaria Despacho
DESV. DIARIA D ≤ 15 %	No aplica
15% < DESV. DIARIA D < 20 %	25% -DESV. DIARIA D
DESV. DIARIA D ≥ 20 %	5%



$$DESV. DIARIA D = \frac{\sum_{i=1}^{24} GP_despacho_i - Gr_d}{\sum_{i=1}^{24} GP_despacho_i}$$

Si la planta declara indisponibilidad total o parcial para el redespacho:

$$GP_despacho_Afectada_i = \min(GP_despacho_i, Disp_redespacho_i)$$

De lo contrario

$$GP_despacho_Afectada_i = GP_despacho_i$$

$$DESV. DIARIA D Afectada = \frac{\sum_{i=1}^{24} GP_despacho_Afectada_i - Gr_d}{\sum_{i=1}^{24} GP_despacho_i}$$

DESV. DIARIA D Afectada < DESV. DIARIA D

Aplicación artículo 30, literal b.4 (AUTORIZACIONES)

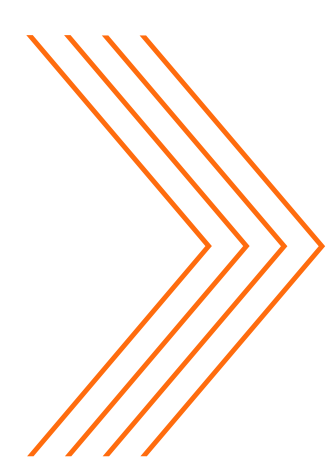
Artículo 30.

Para los casos en que el agente, antes de iniciar la operación diaria o durante la operación diaria, declare indisponibilidad total o parcial de la planta de generación variable para todos los periodos horarios posteriores a la declaración, y para dichos periodos no realice redespacho por aumento de disponibilidad, se considerará la afectación de esta declaración en el cálculo de las desviaciones diarias de las que tratan los literales b.1 y b.2 del primer despacho y redespacho.

La comisión, indicó a XM en comunicado CREG S-2019-005169 lo siguiente:

“... Respecto al sentido del literal b.4, le informamos que el entendimiento del mismo es para permitir ajustar el primer despacho o redespacho, para cuando la planta tuvo un evento que la obliga a declararse indisponible o derratear su disponibilidad para todo el periodo posterior al evento. En ese sentido, el despacho de referencia no podrá ser superior a la nueva disponibilidad de la planta.

Lo anterior solamente aplica cuando la planta que declare el cambio de la disponibilidad por el evento no solicite posteriormente redespacho por aumento de disponibilidad durante la operación ...”



Aplicación Resolución CREG 96 de 2019



Aplicación artículo 3, Resolución CREG 96 de 2019

Artículo 3.

*“..... **Parágrafo.** Cuando una planta que haya declarado una capacidad efectiva menor a 20 MW presente entregas de potencia promedio en período horario a la red mayor a dicho límite en cinco horas, continuas o discontinuas, en un período de treinta (30) días calendario consecutivos, sin que esta entrega de energía haya sido solicitada por el administrador del mercado, se modificará el valor de la capacidad efectiva de la planta.*”

La comisión, indicó a XM en comunicado CREG S-2019-006884 lo siguiente:

De acuerdo con lo planteado en su comunicación, entendemos que se refiere a una situación de fuerza mayor que se origina en un sector diferente al sector eléctrico.

En ese sentido, es preciso recordar que la fuerza mayor como aquel hecho imprevisible e irresistible -causal eximente de responsabilidad contractual o extracontractual-, le corresponde a un Juez de la República determinar o no su existencia previa prueba de quien la alega.

La norma en consulta, no prevé ninguna causal eximente para su inaplicación; empero de llegar a presentarse, tendrá que ser probada y validada ante autoridad competente judicial o administrativa.



Varios

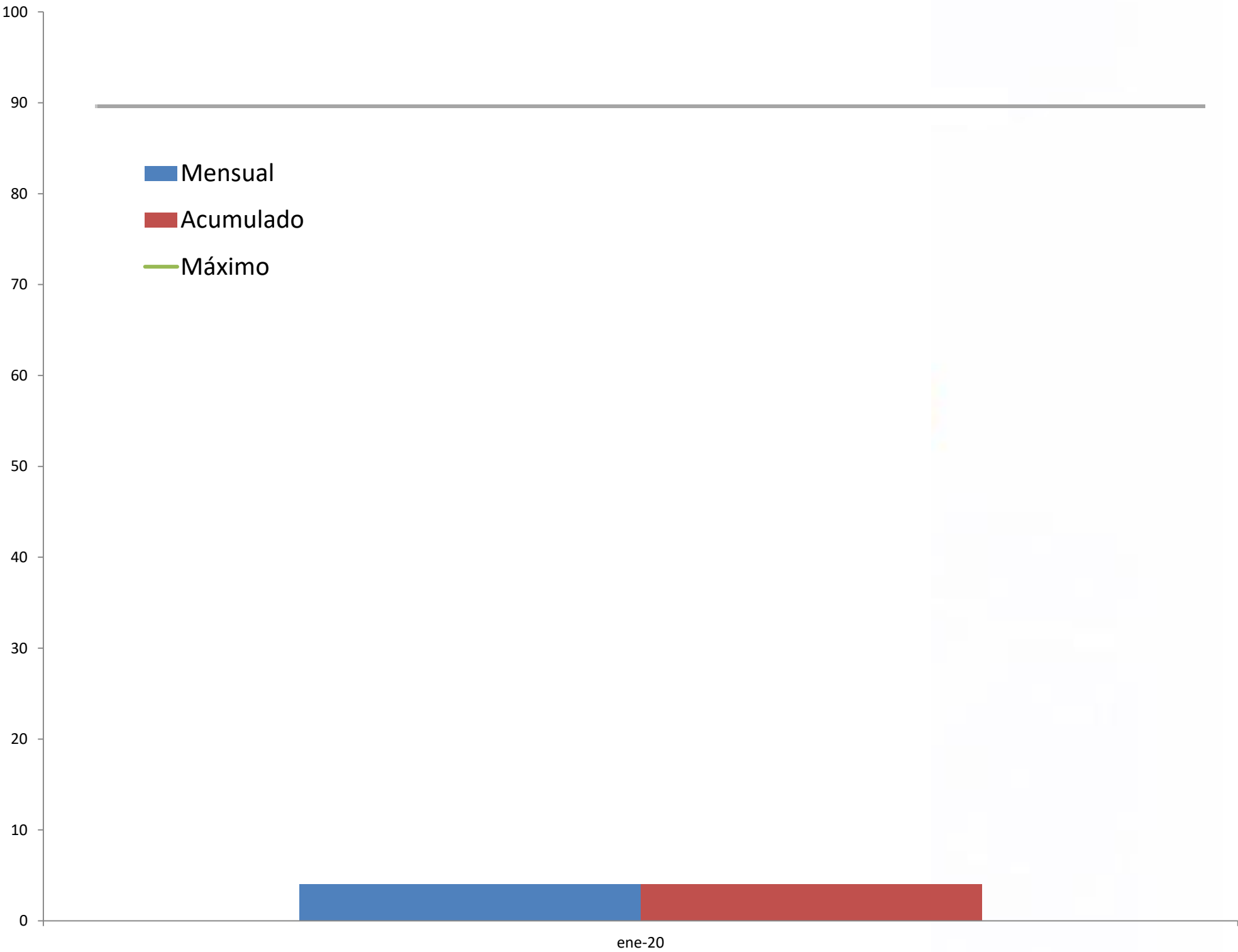


Indicadores operación

Eventos transitorios de frecuencia



Frecuencia transitorio



Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
24/01/2020 15:52	6	59,71	Transitorio	Disparo de las unidades 1, 2, 3 y 4 de Guatapé con una generación total de 240 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.71 Hz. El agente reporta cierre intempestivo de la válvula mariposa.	NO
29/01/2020 14:58	3	59,78	Transitorio	Disparo de 3 unidades de generación de la Central Sopladora en Ecuador con 450 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz.	NO
29/01/2020 23:48	4	59,76	Transitorio	Disparo de la unidad 3 de SOGAMOSO. La unidad se encontraba generando 244 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.76 Hz.	NO
31/01/2020 22:09	4	59,77	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de PORCE III. La unidad se encontraba generando 170 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz.	NO

Durante el mes de Enero de 2020 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas

Frecuencia Lento



Durante el mes de Enero de 2020 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

Eventos de tensión fuera de rango

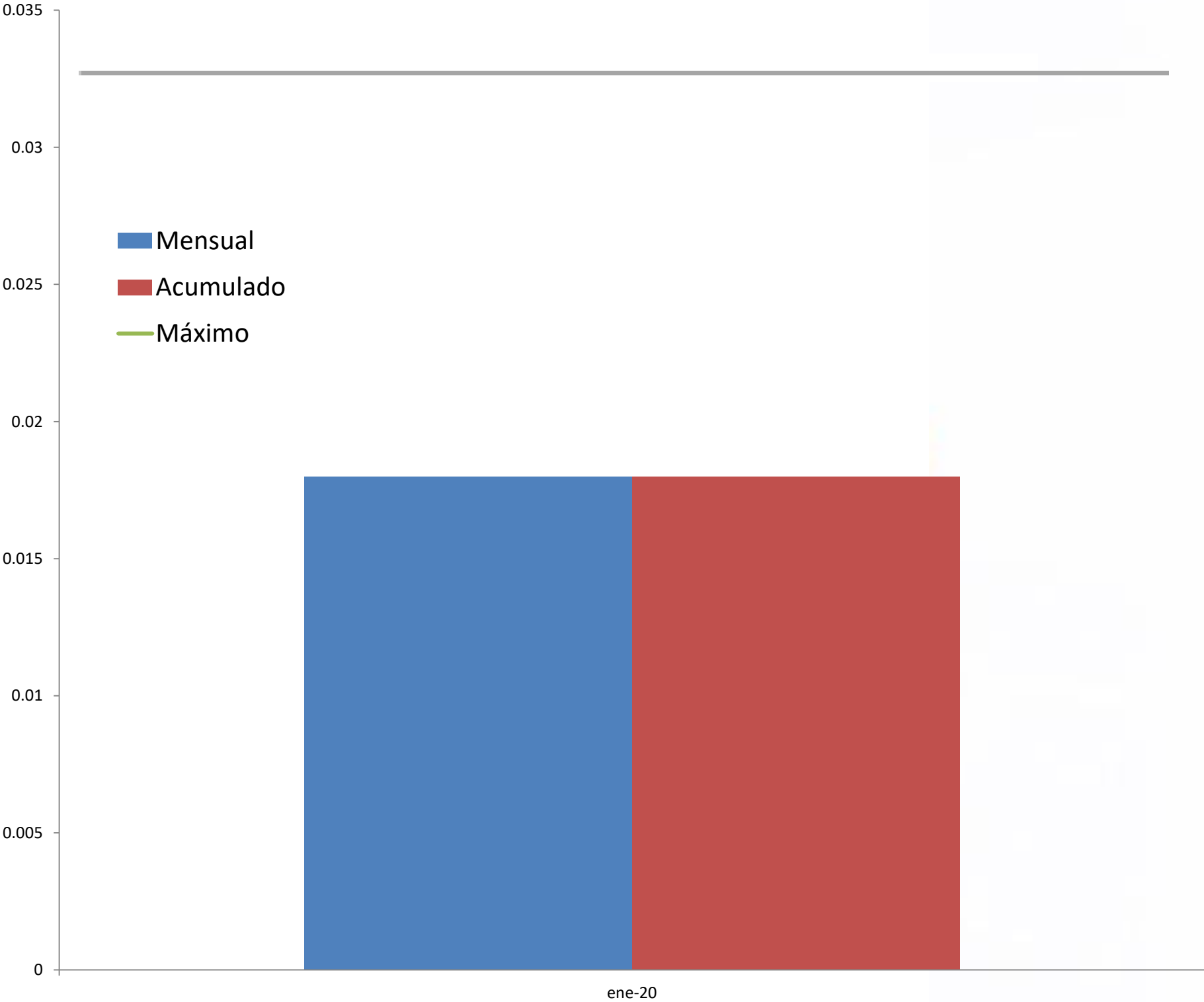
Eventos de tensión



Durante el mes de Enero de 2020 no se presentaron eventos de tensión en el sistema.

Porcentaje de DNA Programada

DNA Programada

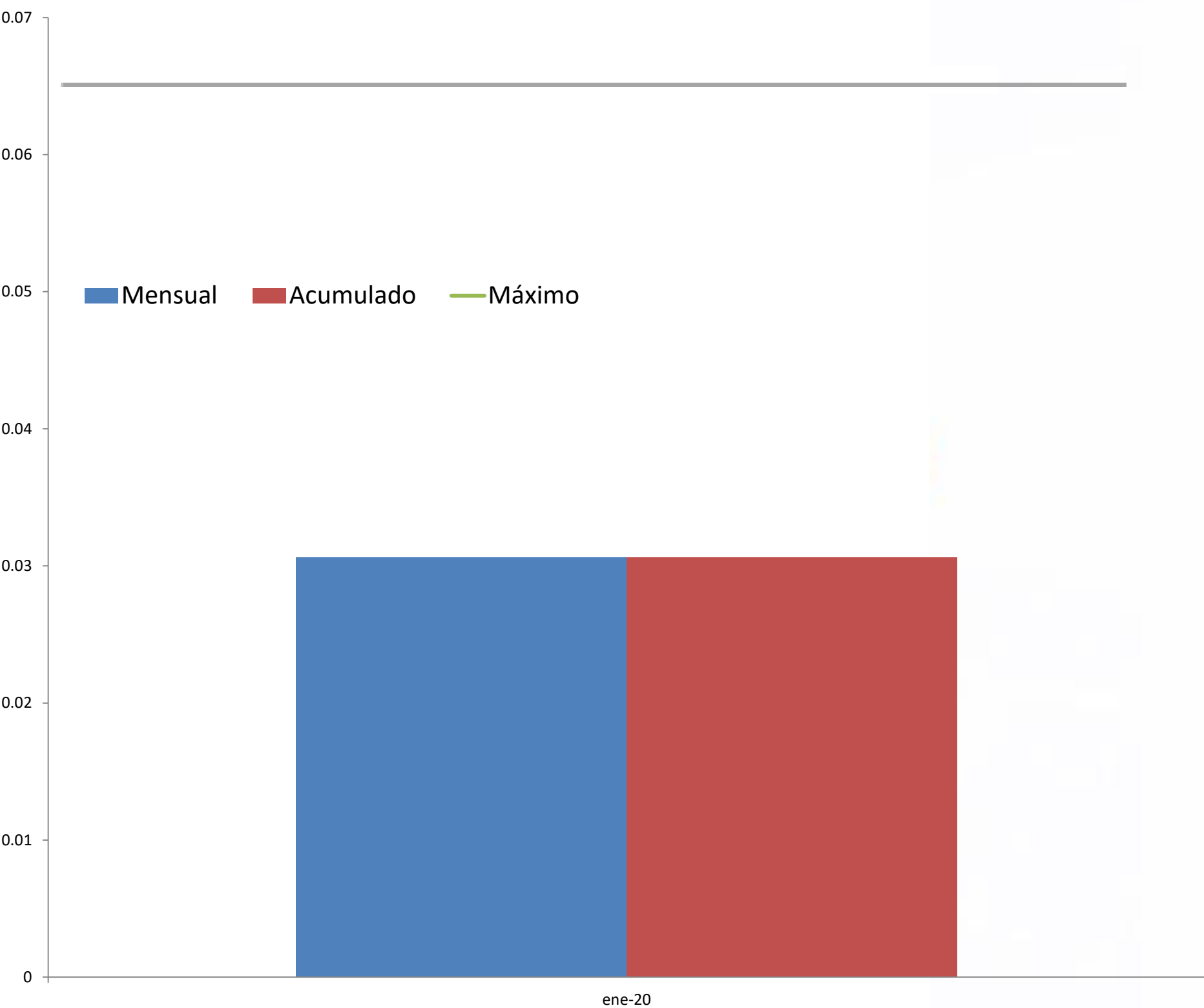


Por causas programadas se dejaron de atender 1,075 GWh en el mes de Enero de 2020. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
22/01/2020 7:05	436,3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0172833, C0172961, C0172988, C0173249, C0173250, C0173251, C0173252, C0173253, C0173262, C0176053, C0176076, C0176103, C0176105, C0176173, C0176175, C0176232 y C0176419 de los activos SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, BANADIA - CANO LIMON 1 230 kV, BL1 TOLEDO A SAMORE 230 kV, BL1 TOLEDO A LOS PALOS 230 kV, BL1 SAMORE A BANADIA 230 kV, BT TOLEDO 1 50 MVA 230 kV, BT SAMORE 1 50 MVA 230 kV, BL1 SAMORE A TOLEDO 230 kV, TOLEDO 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV, BL1 CAÑO LIMON A BANADIA 230 kV, BL1 BANADIA A SAMORE 230 kV, BL1 BANADIA A CAÑO LIMON 230 kV, CAÑO LIMON - ARAUCA 1 34.5 kV, CAÑO LIMON - ARAUQUITA 1 34.5 kV, BANADIA - FORTUL 1 34.5 kV y BANADIA - SARAVERA 1 34.5 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales TOLEDO, SAMORE, BANADIA y CAÑO LIMON 230 kV.
23/01/2020 7:03	354,2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0172833, C0172961, C0172988, C0173249, C0173250, C0173251, C0173252, C0173253, C0173262, C0176053, C0176103, C0176105, C0176173, C0176175, de los activos SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, BANADIA - CANO LIMON 1 230 kV, BL1 TOLEDO A SAMORE 230 kV, BL1 TOLEDO A LOS PALOS 230 kV, BL1 SAMORE A BANADIA 230 kV, BT TOLEDO 1 50 MVA 230 kV, BT SAMORE 1 50 MVA 230 kV, BL1 SAMORE A TOLEDO 230 kV, TOLEDO 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV, BL1 BANADIA A SAMORE 230 kV, BL1 BANADIA A CAÑO LIMON 230 kV, CAÑO LIMON - ARAUCA 1 34.5 kV, CAÑO LIMON - ARAUQUITA 1 34.5 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales TOLEDO, SAMORE, BANADIA y CAÑO LIMON 230 kV.
19/01/2020 6:01	150,96	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0175860, C0175861 y C0176353 de los activos SANTA MARTA 20M1 30 MVA 110/13.8 kV y BT SANTA MARTA 20 M1 30 MVA 110 kV.
26/01/2020 7:24	45,1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0175862 del activo BL1 VALLEDUPAR A LA PAZ 34.5 kV.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA No Programada

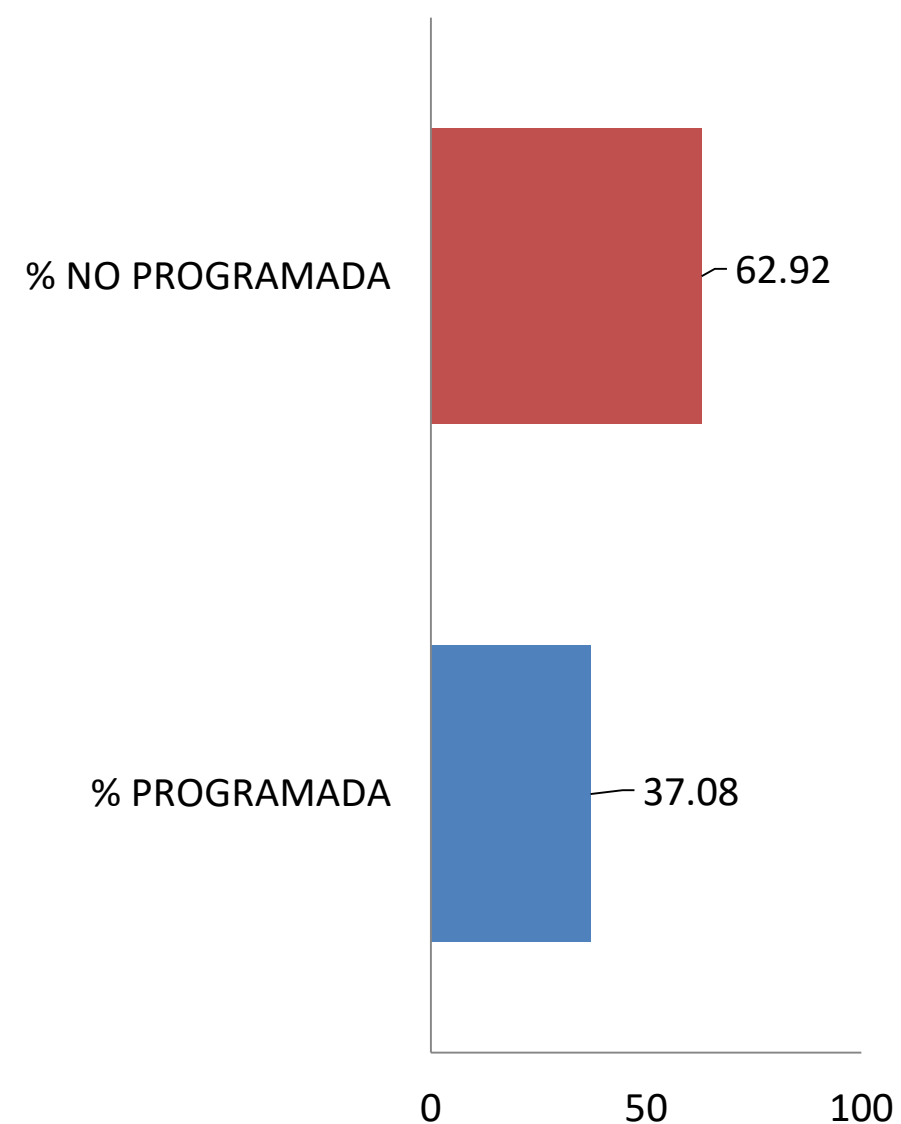


Por causas no programadas se dejaron de atender 1,823 GWh en el mes de Enero de 2020. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
14/01/2020 0:00	392,26	Continúa demanda no atendida por disparo del activo JUNIN - BUCHELY 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial BUCHELY 115 kV.
2/01/2020 9:00	229,04	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0176049 del activo BT GAIRA 1 60 MVA 13.8 kV.
17/01/2020 0:00	226,1	Continua demanda no atendida por disparo del activo AGUACHICA - BUTURAMA 1 115 KV, dejando sin tensión la S/E radial BARRA AGUACHICA 115 KV. El agente reporta falla en CT de BL1 BUTURAMA A AGUACHICA 115 KV.
24/01/2020 3:42	157,8	Disparo del activo BL1 EL CARMEN A ZAMBRANO 66 kV dejando sin tensión la subestación radial ZAMBRANO 66 kV
31/01/2020 13:04	151,14	Demanda no atendida por disparo del activo SAN JUAN 2 50 MVA 110/34.5/13.8 KV, transformador de carga de la S/E radial San Juan 110 kV.
8/01/2020 0:00	98,24	Continúa demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0176107 del activo SAUCES - MUÑA 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial SAUCES 115 kV.
23/01/2020 11:50	84,5	Demanda no atendida por disparo de los activos del SDL SILENCIO 4 110/34.5 kV, SILENCIO 5 110/34.5 kV, BT1 LAS FLORES 34.5 kV y BT2 LAS FLORES 34.5 kV, quedando sin tensión las subestaciones LAS FLORES 34.5 KV, RIOMAR 34.5 KV y SILENCIO 34.5 kV.
13/01/2020 20:41	68,31	Demanda no atendida por disparo del activo JUNIN - BUCHELY 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial BUCHELY 115 kV.
7/01/2020 6:00	56,5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0176091 del activo MANZANARES (MAGDALENA) - SANTA MARTA 1 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial MANZANARES (MAGDALENA) 110 kV.
7/01/2020 13:59	53,79	Demanda no atendida por disparo del activo CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV y LA MOJANA 110 KV.

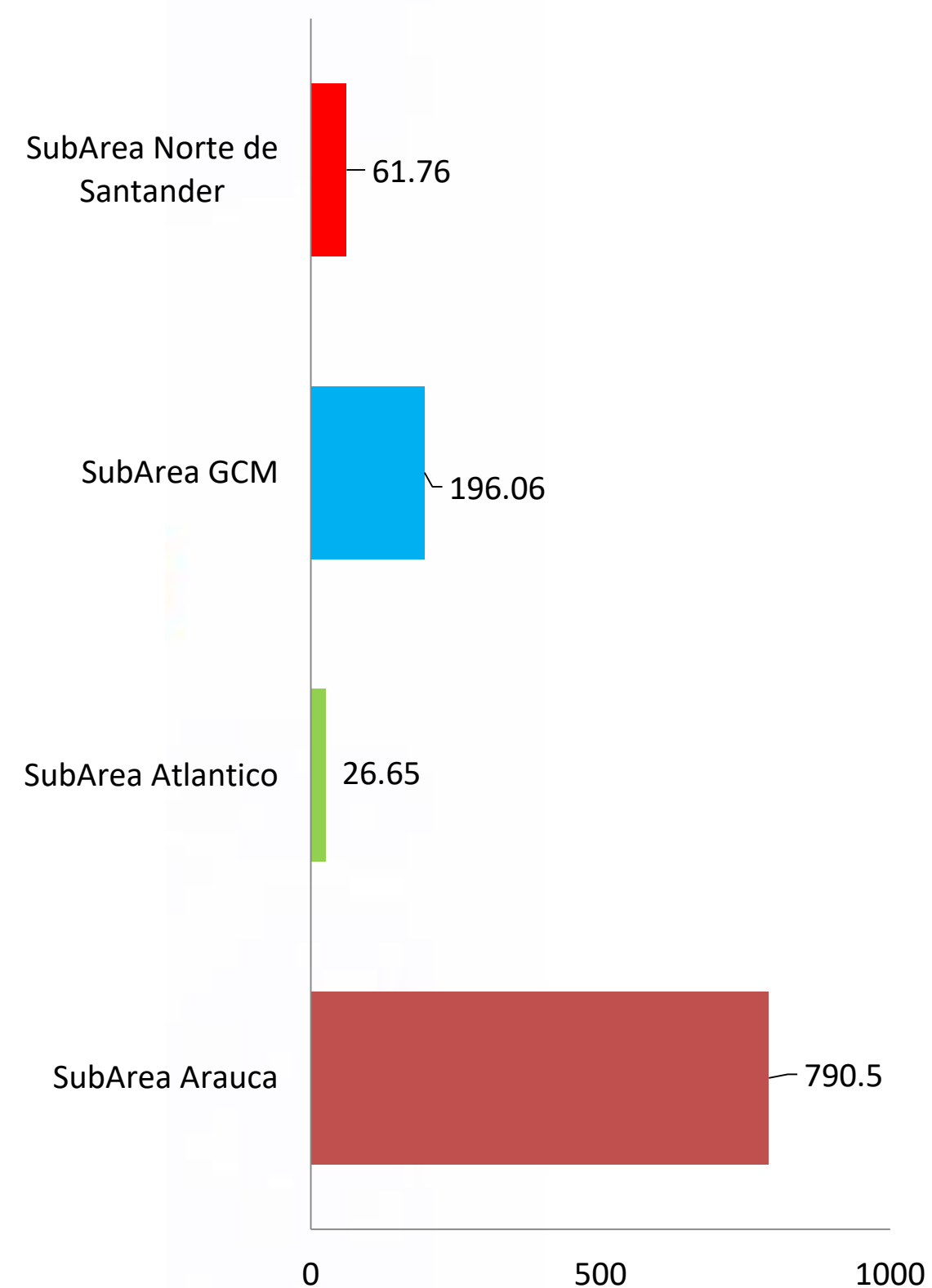
Demanda No Atendida

% DNA

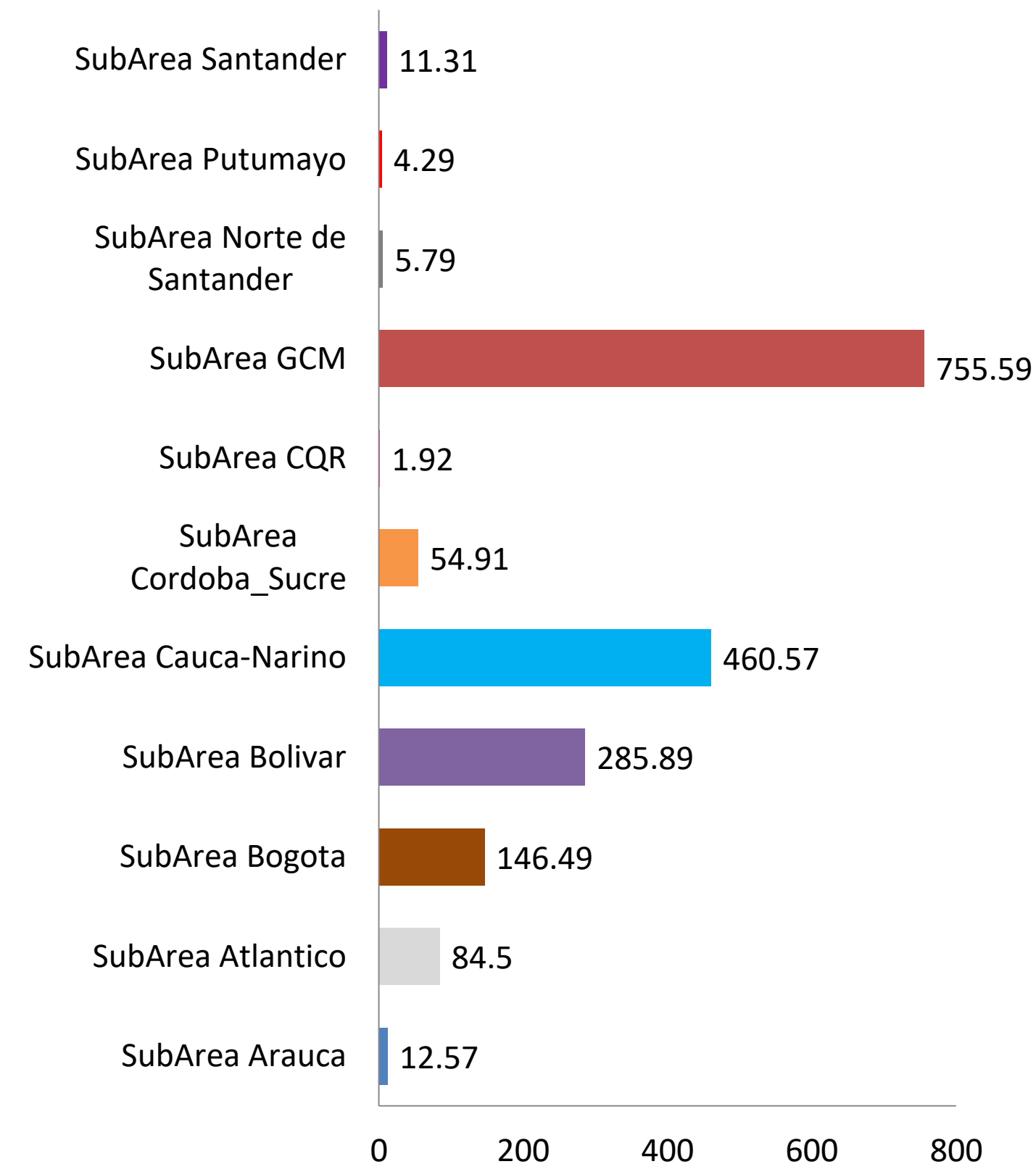


El total de demanda no atendida en Enero de 2020 fue 2,898 GWh.

DNA Programada

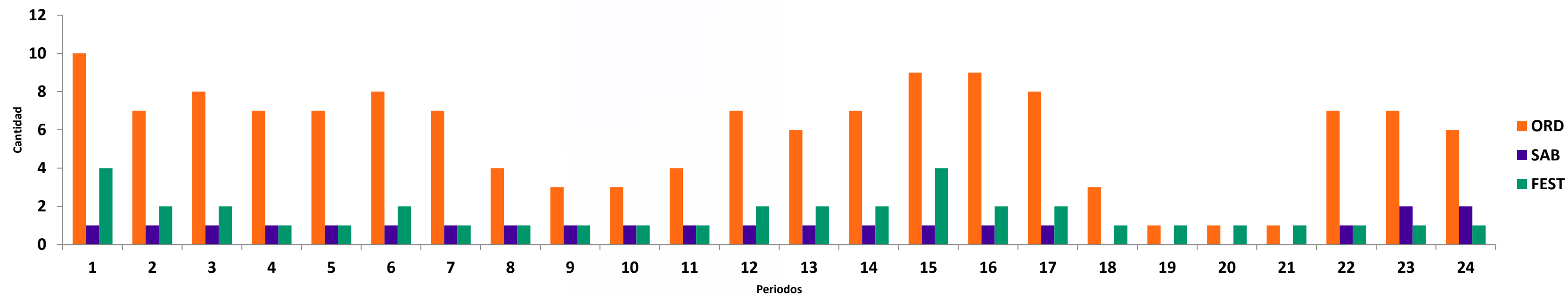


DNA No Programada

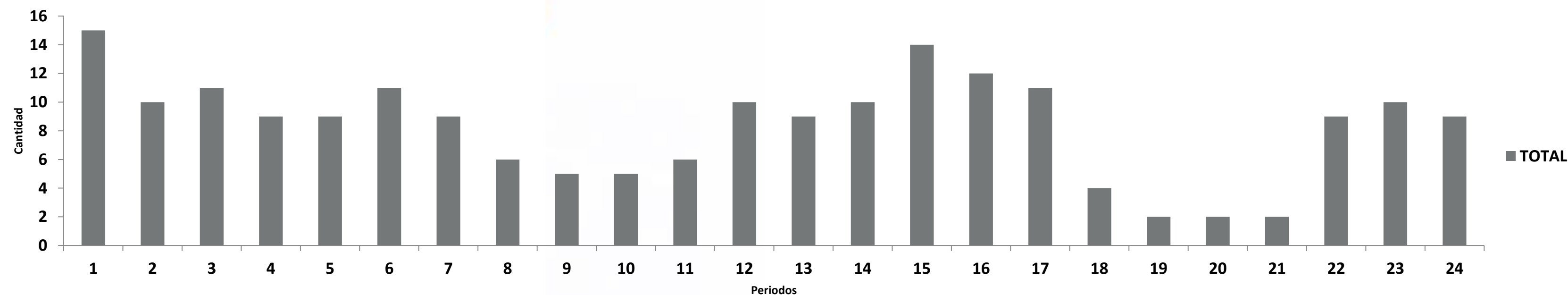


Indicador de calidad del pronóstico oficial enero 2020

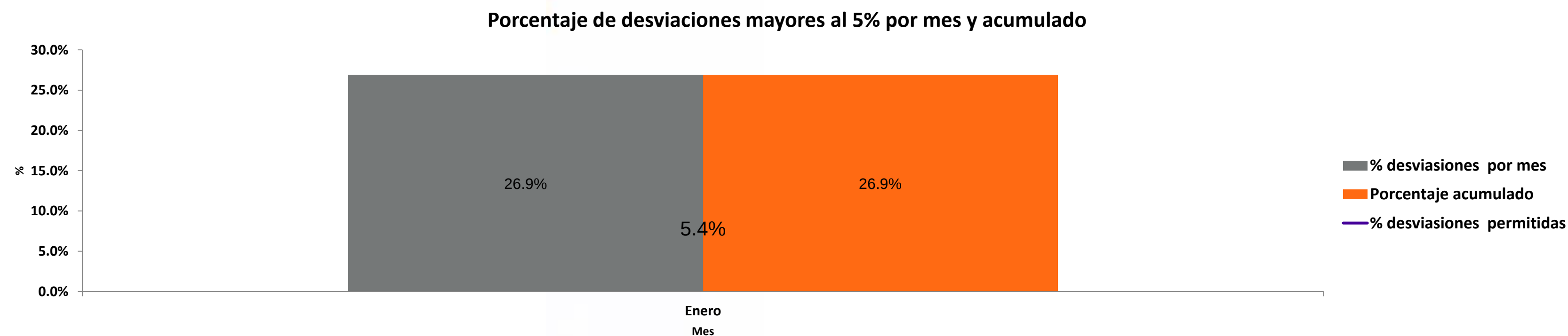
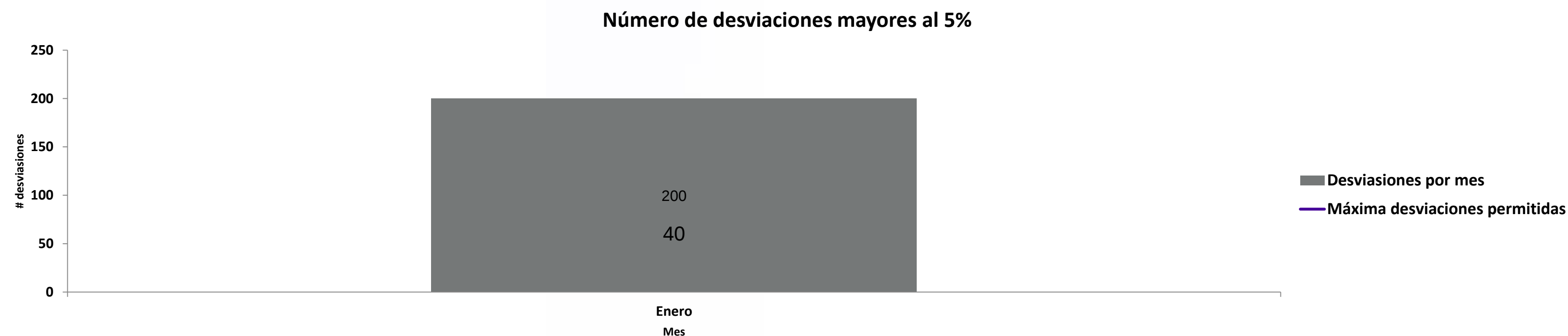
Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



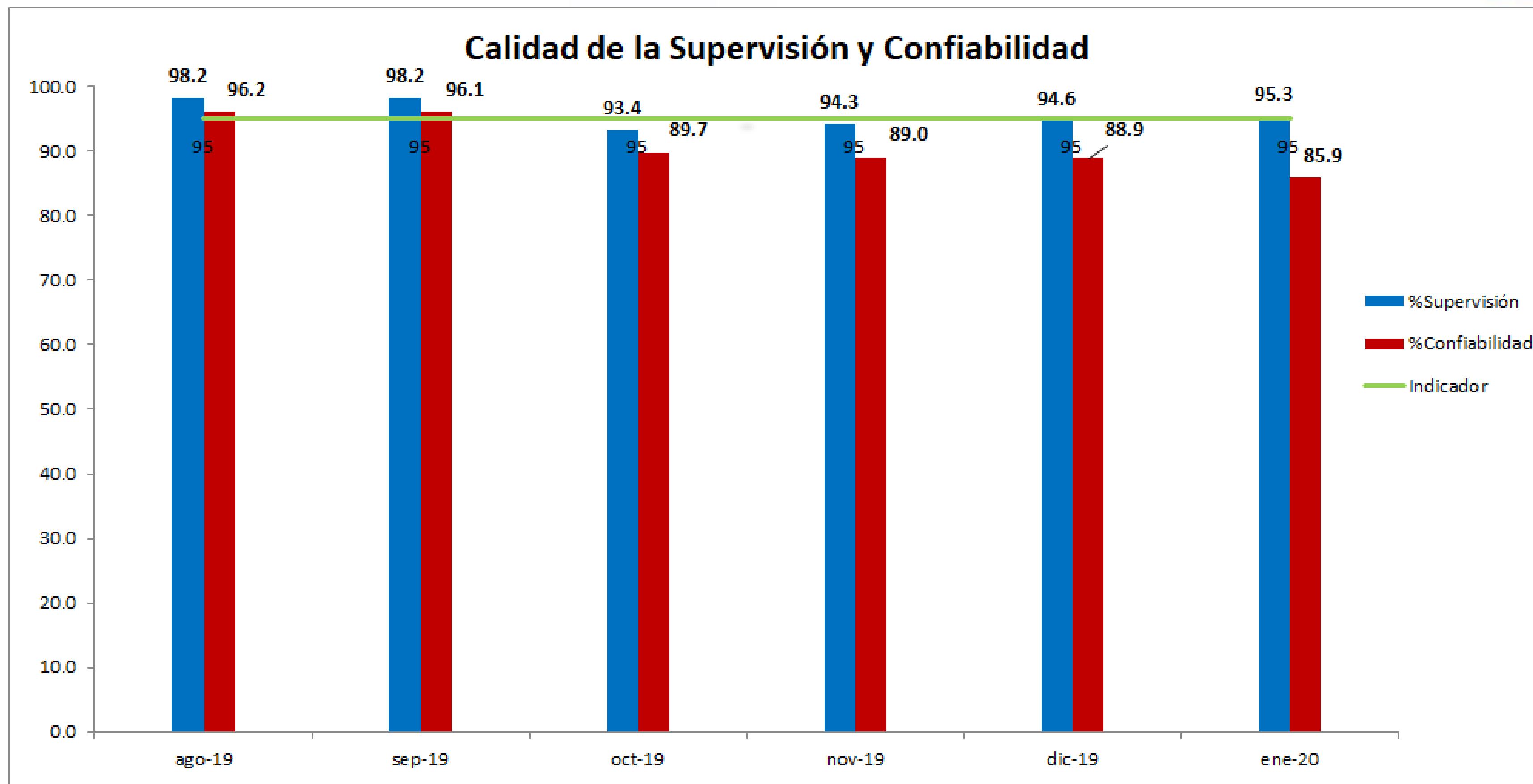
Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad del pronóstico oficial enero 2020



Indicador de Calidad de la Supervisión



El porcentaje de confiabilidad para el mes de enero de 2020, es un valor preliminar y debe ser ajustado.



Propuesta Indicadores operación 2020

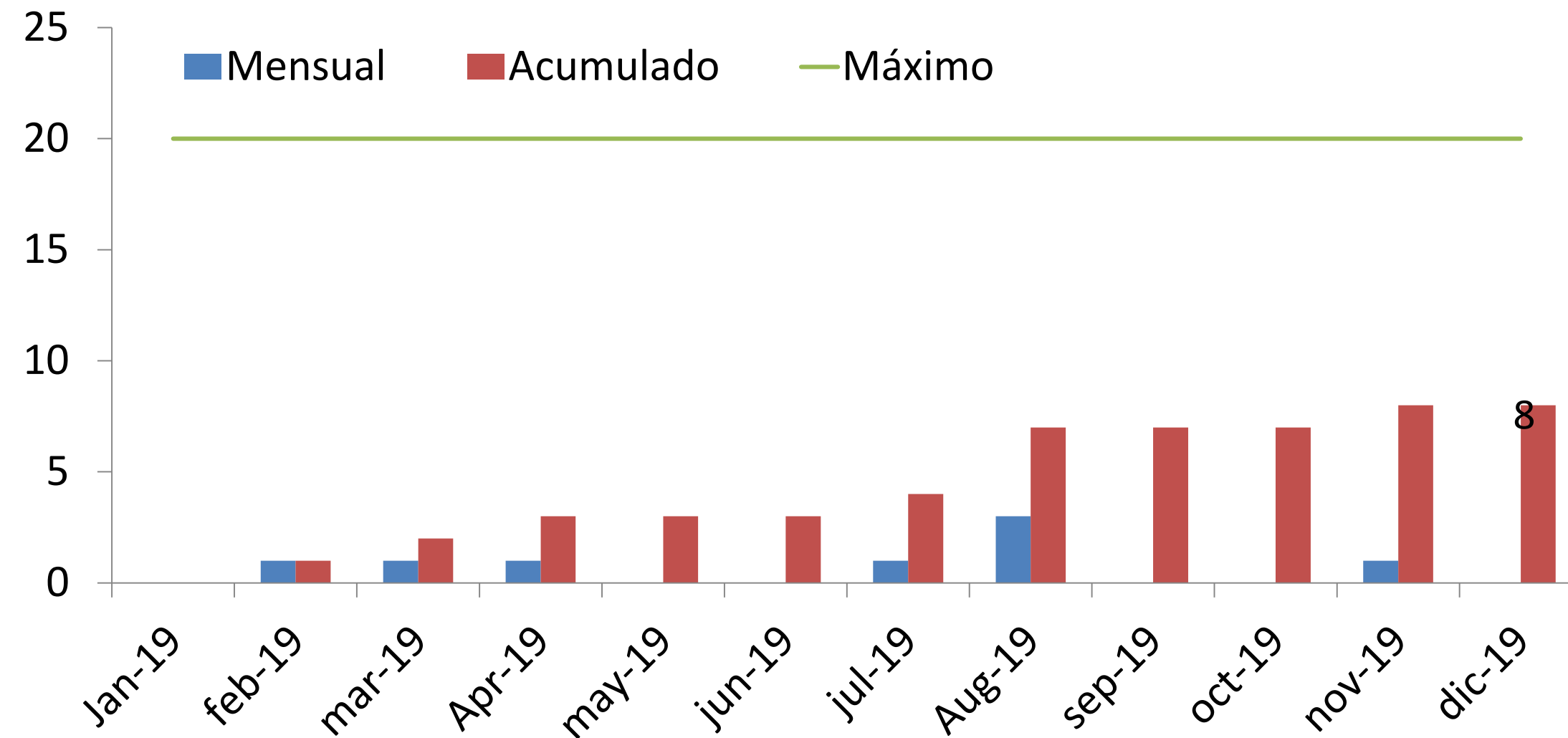
Indicador de Tensión fuera de rango.

Se considera deterioro en el nivel de tensión, cuando este queda por fuera de los rangos definidos en el Código de Operación por un lapso mayor de un minuto (90-110% para 220/230 kV y entre 90-105% para 500 kV).

- Para el seguimiento del cumplimiento se excluyen las condiciones de deterioro de la tensión causadas por atentados.
- Para el seguimiento del cumplimiento se incluirán sólo aquellos eventos de tensión que afecten la calidad del voltaje con una duración superior a un (1) minuto.
- El índice de tensión por fuera del rango se calculará mensualmente, como el número de veces que se desvíe la tensión por fuera de los rangos de calidad con una duración superior a un minuto.

Número máximo: 20 eventos/año

Eventos de tensión fuera de rango



Valor 2018: 15 eventos

Se recomienda al CNO mantener este indicador, dado que con este se realiza seguimiento a una de las principales variables del sistema

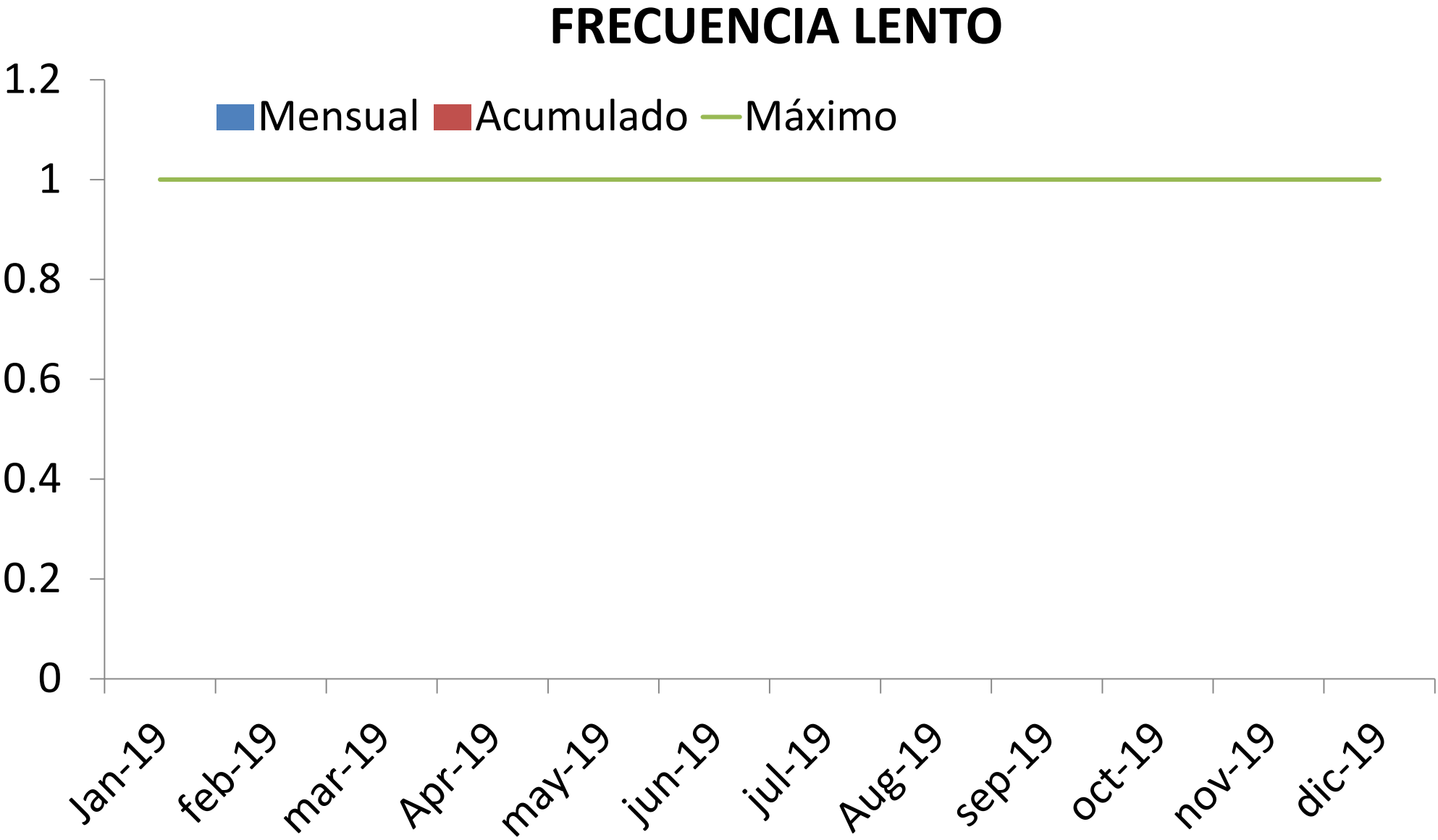
Variaciones Lentas de Frecuencia

Se considera desviación de frecuencia del SIN, cuando esta variable sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando las plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

El índice de desviación de frecuencia lenta del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango por un periodo mayor a 60 segundos.

Número máximo: 1 eventos/año

Variaciones de frecuencia lentas



Valor 2018: 0 eventos

El CO recomendó eliminar este indicador.

Variaciones Transitorias de Frecuencia

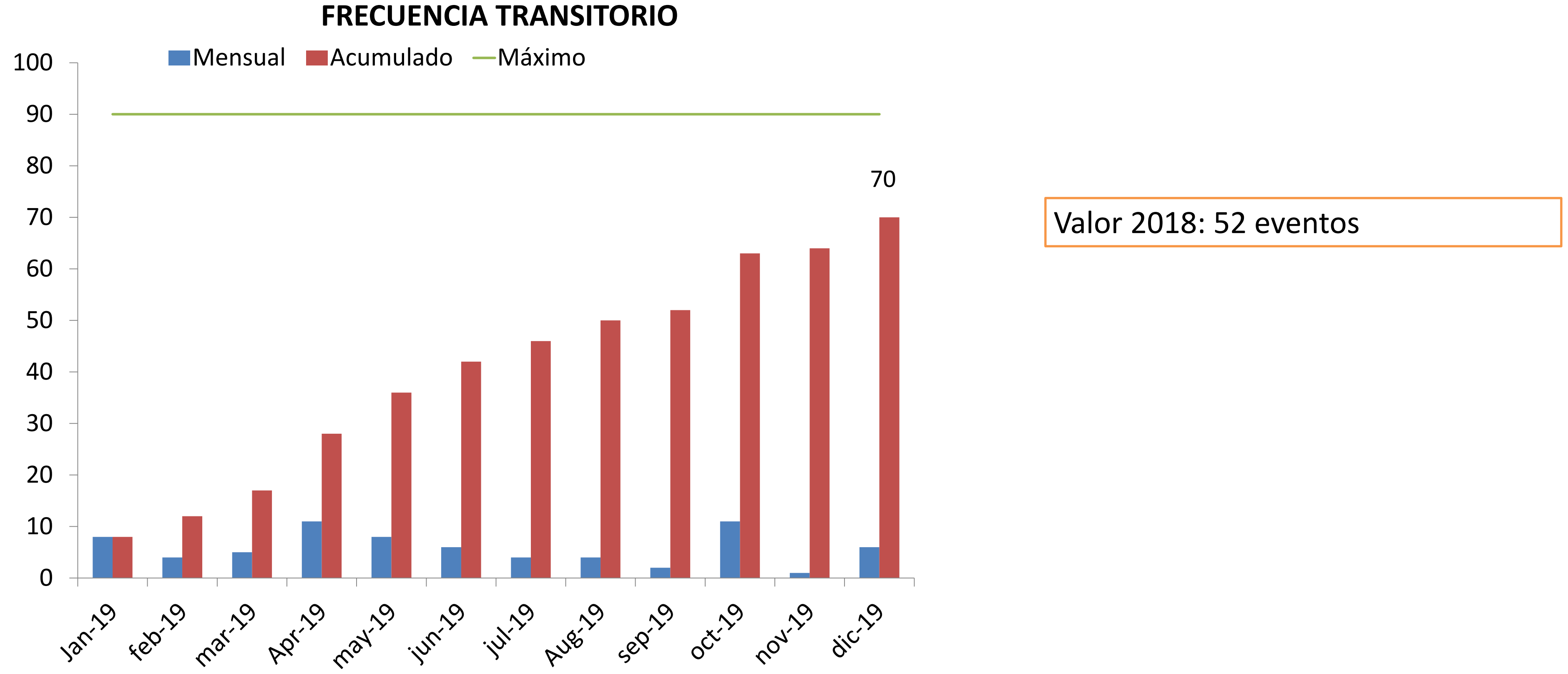
Se considera desviación de frecuencia del SIN, cuando esta variable sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando las plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

El índice de desviación de frecuencia transitorio del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango por un periodo menor a 60 segundos.

Número máximo: 90 eventos/año

Recomendación Número máximo: 80 evento/año

Eventos transitorios de frecuencia



El CO acoge la recomendación de ajustar el valor máximo a 80 eventos en el año

Demanda no Atendida Programada

Se considera demanda no atendida programada, cuando ocurre la ausencia del suministro debido a las siguientes causas:

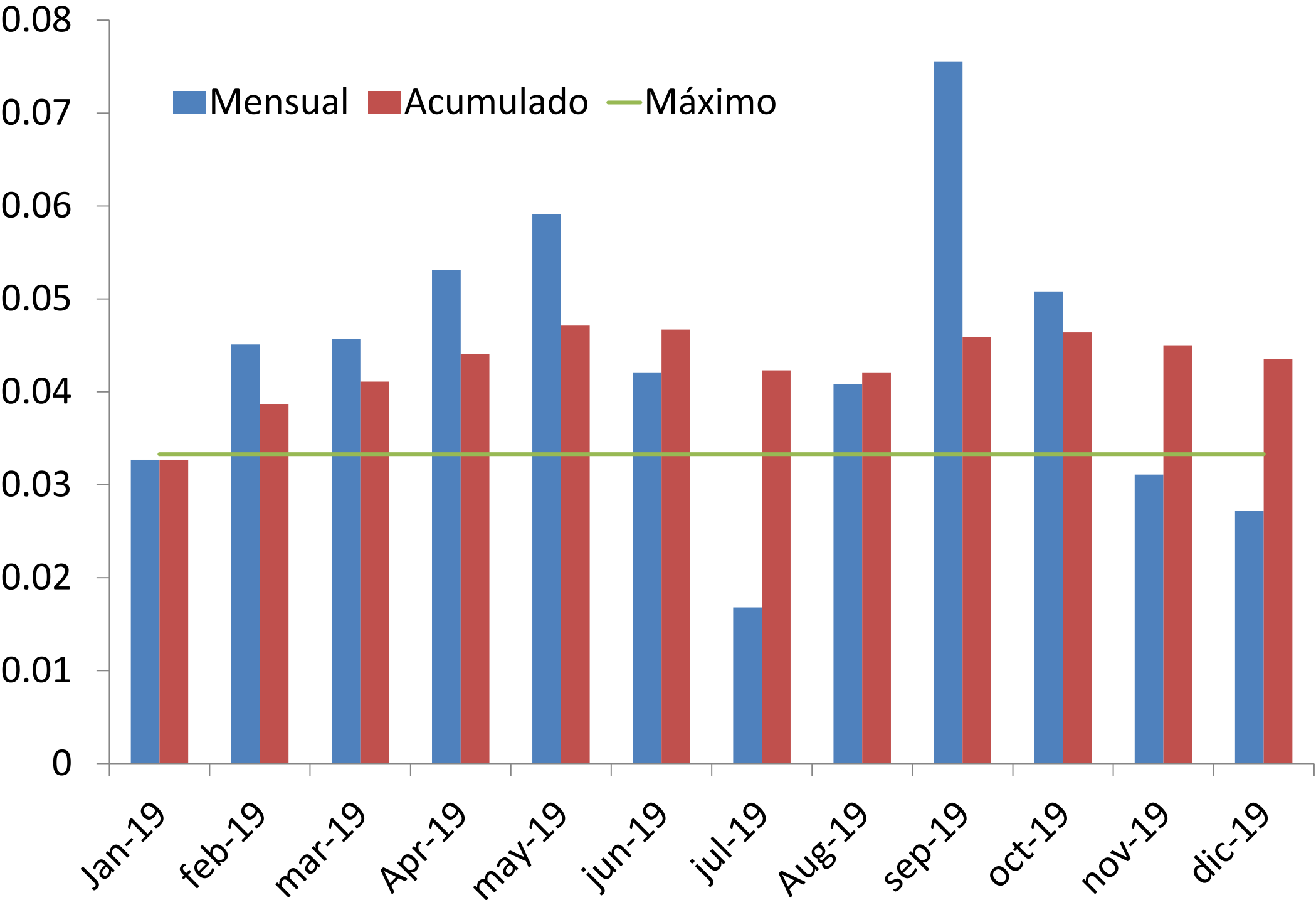
- Mantenimientos en equipos del Sistema Interconectado Nacional - SIN.
- Determinada desde el despacho diario por déficit de generación ante indisponibilidad de unidades o por insuficiencia en el suministro de combustibles.
- Programada mediante Acuerdo del CNO.
- Se excluye la limitación de suministro, debida al cumplimiento de la Resolución CREG 116 de 1998 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Se calcula como: MWh no atendidos en el período de interés / MWh de demanda total en el período de interés.

Número máximo actual:
0.0333 % anual

Porcentaje de DNA Programada

DNA PROGRAMADA



Se recomienda al CNO mantener este indicador, dado que es un reflejo de la condición actual del SIN

El CO acoge la recomendación de mantener este indicador

Demanda no Atendida NO programada.

Se considera demanda no atendida no programada, cuando ocurre la ausencia del suministro debido a las siguientes causas:

- Salidas forzadas de elementos del Sistema Interconectado Nacional SIN.
- Condición eléctrica o energética ocasionada por atentados en contra de elementos del SIN.

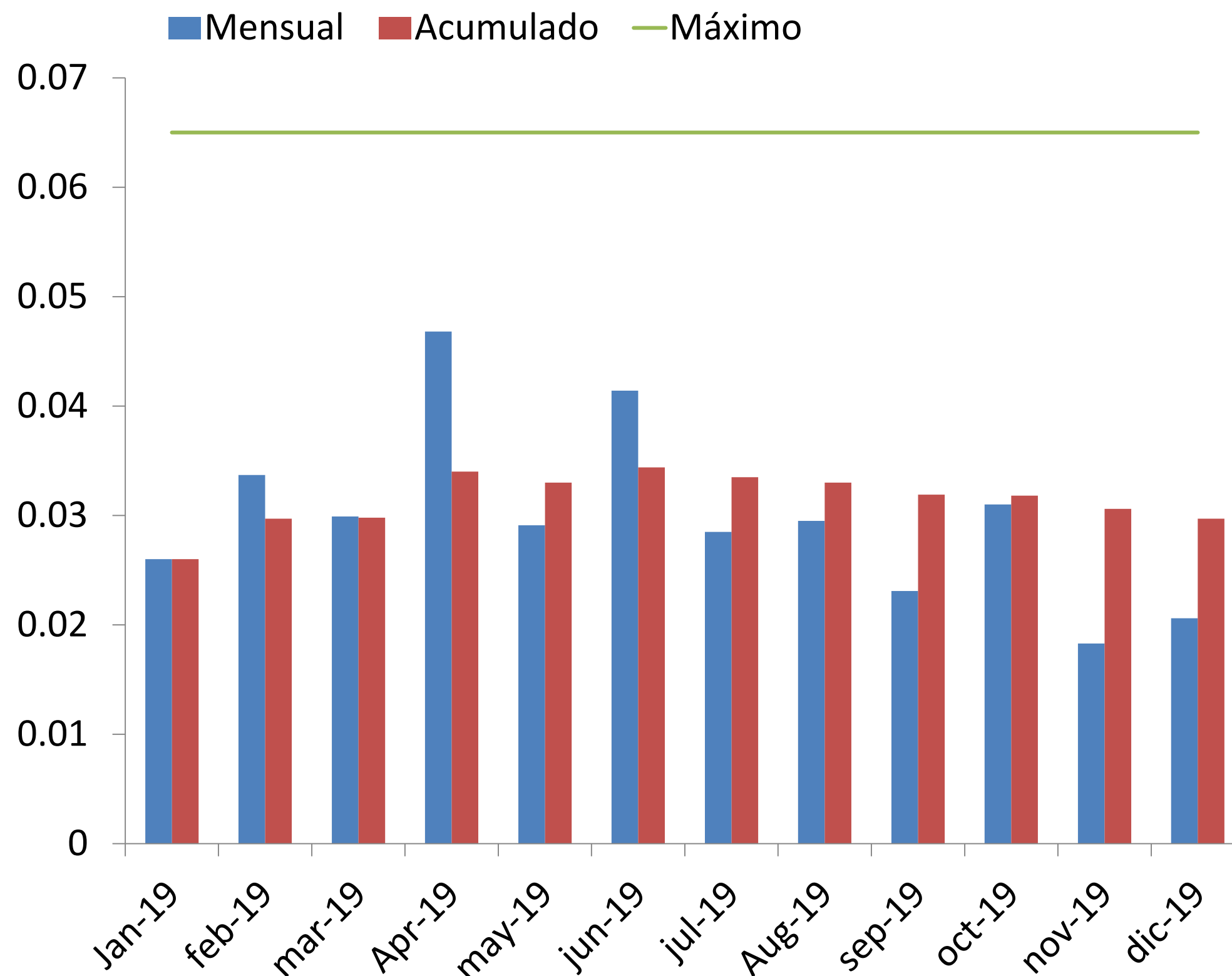
Se calcula como: MWh no atendidos por causas no programadas en el período de interés / MWh de demanda total en el período de interés.

Número máximo actual:
0.065 % anual

Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA

Por causas no programadas se dejaron de atender 1,243 GWh en el mes de Diciembre de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:



Se recomienda al CNO mantener este indicador, dado que es un reflejo de la condición actual del SIN

94

El CO recomienda cambiar el valor máximo a 0,05

Indicador Calidad del Pronóstico Oficial (Propuesta)

Demanda Real (ASIC) Vs Pronóstico Oficial (AGTE) - SIN

El indicador de desviación de demanda mide para el mes y lo corrido del año, el porcentaje de periodos en que la desviación del pronóstico oficial de demanda para el SIN (Cada mercado) con respecto a la demanda real es mayor al valor absoluto del 5%.

Se calcula como:

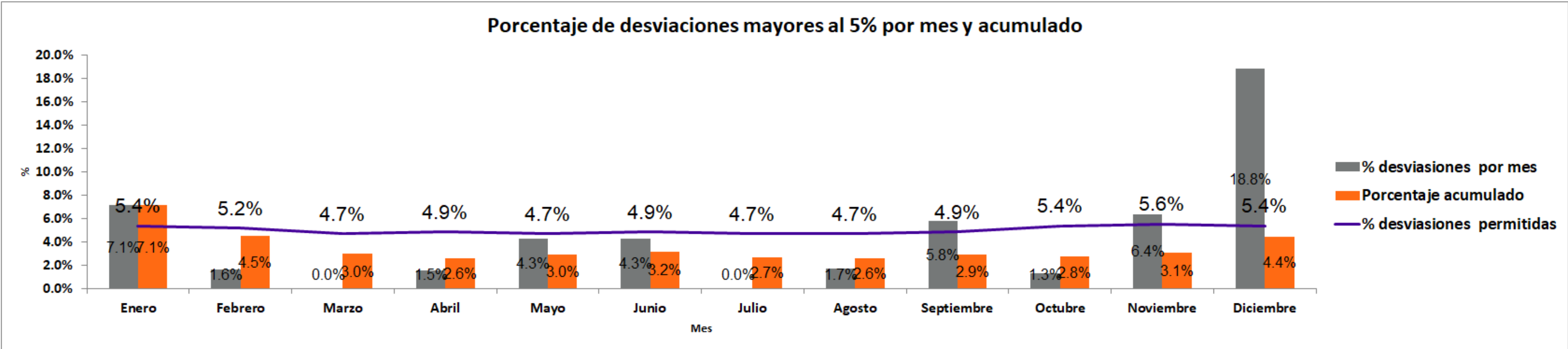
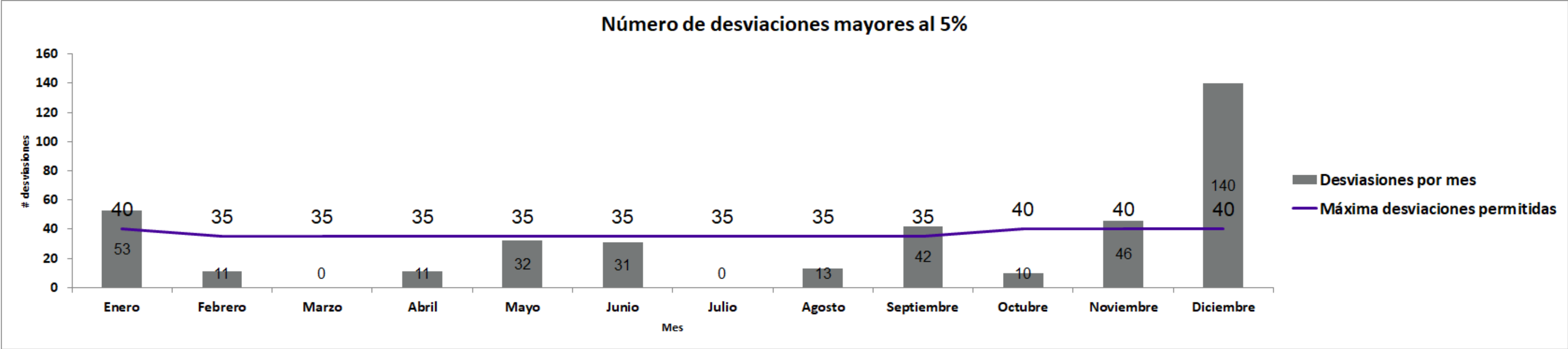
Indicador acumulado:
$$\frac{\text{Número de periodos del año en el que la desviación es } > 5\%}{\text{Número de periodos del año}}$$

Desviación = Valor Absoluto [(Demanda Real Atendida en el periodo t - Pronóstico para el periodo t)/(Demanda Real Atendida en el periodo t)] * 100

El número de periodos desviados máximo en el mes es 40 para octubre a diciembre y enero, para los demás meses es 35 periodos.

Propuesta: Llevar también este indicador por mercado de comercialización.
Esto fue aprobado en Comité de Distribución y comité de operación.

Indicador de calidad del pronóstico oficial Diciembre 2019



Indicador Calidad de la Supervisión

Objetivo: implementar el indicador de calidad de la supervisión con el fin de entregar datos teledados confiables al CND, lo que va a garantizar una operación mas segura del SIN.

Se considera una supervisión no confiable, cuando ocurren uno o mas de las siguientes situaciones:

- La medida o estado de equipos de corte no esta disponible o implementada por el agente.
- La medida o estado de equipos de corte tiene estado no renovado o no actualizada.
- La medida o estado de equipos de corte tiene un valor o estado errado que difiere de la realidad.

Se calcula como:

Calidad Medidas Análogas (%) = $\frac{\sum_{i=1}^n P_{i_ok} + Q_{i_ok} + U_{i_ok}}{N^{\circ} medidas_Totales} * 100$

Inicial

$P_{i_ok} = 1$, Si la potencia activa de un elemento es confiable; es igual a cero en caso de estar errada.
 $Q_{i_ok} = 1$, Si la potencia reactiva un elemento es confiable; es igual a cero en caso de estar errada.
 $U_{i_ok} = 1$, Si la tensión de una barra es confiable; es igual a cero en caso de estar errada.

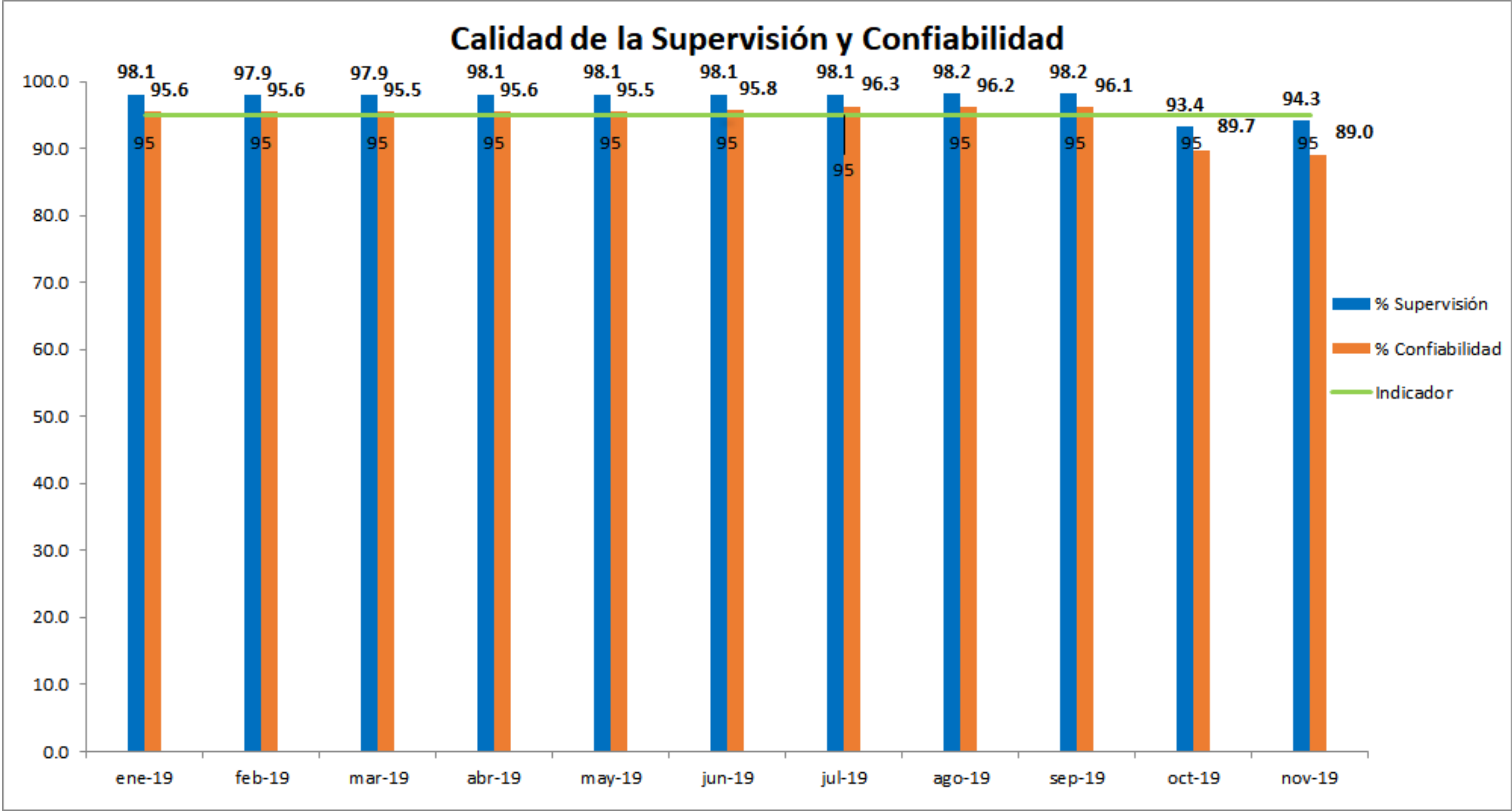
Calidad Medidas Digitales (%) = $\frac{\sum_{i=1}^n Iso_{i_ok} + CB_{i_ok}}{N^{\circ} medidas_Totales} * 100$

2019

• $Iso_{i_ok} = 1$, Si la posición o estado de un seccionador es recibido de forma confiable y renovada; es igual a cero en caso de ser recibida de forma no renovada, si ha sido removido de operación o presenta disturbios.

• $CB_{i_ok} = 1$, Si su posición o estado de un interruptor es recibido de forma confiable y renovada; es igual a cero en caso de ser recibida de forma no renovada, si ha sido removido de operación o presenta disturbios.

Indicador de Calidad de la Supervisión



Dada la exigencia regulatoria de contar con supervisión se propone eliminar el indicador de % de supervisión la cual debe ser del 100% y fijar el de confiabilidad con un valor meta mínimo del 95%, recomendación acogida comité operación

