



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-023

Jueves, 5 de diciembre de 2019



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

Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND – 023
Jueves, 5 de diciembre de 2019



Contenido

1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Análisis disponibilidad Generación Térmica

3

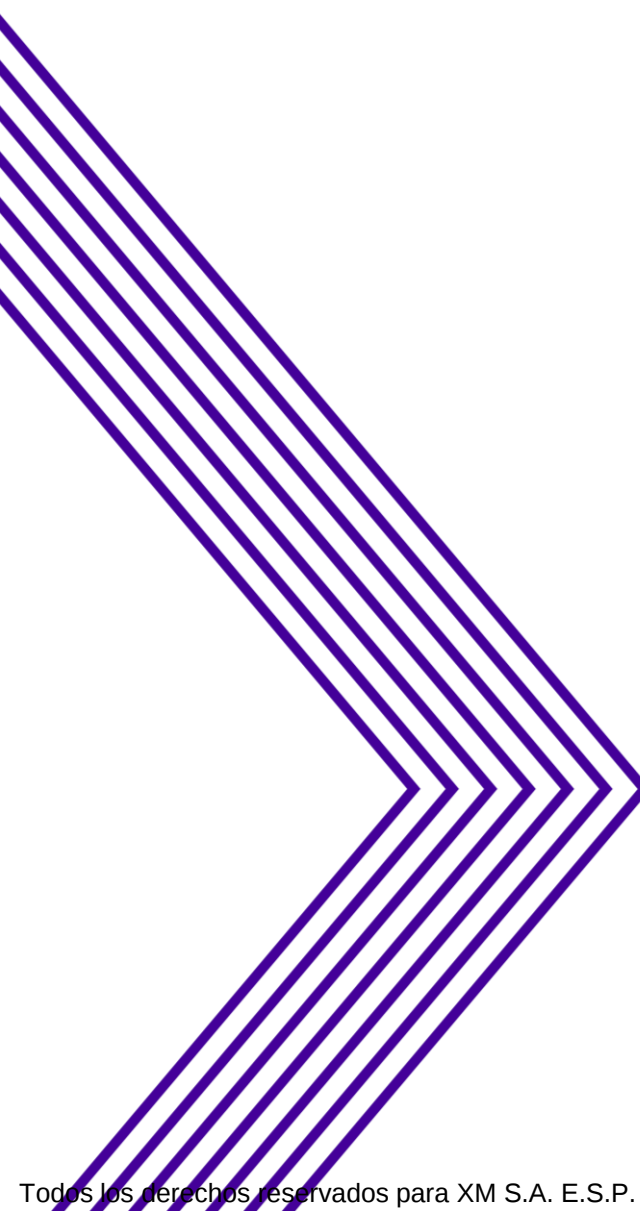
Situación operativa

Seguimiento Resolución CREG 60 de 2019
Seguimiento situación Caribe

4

Varios

Indicadores de Operación

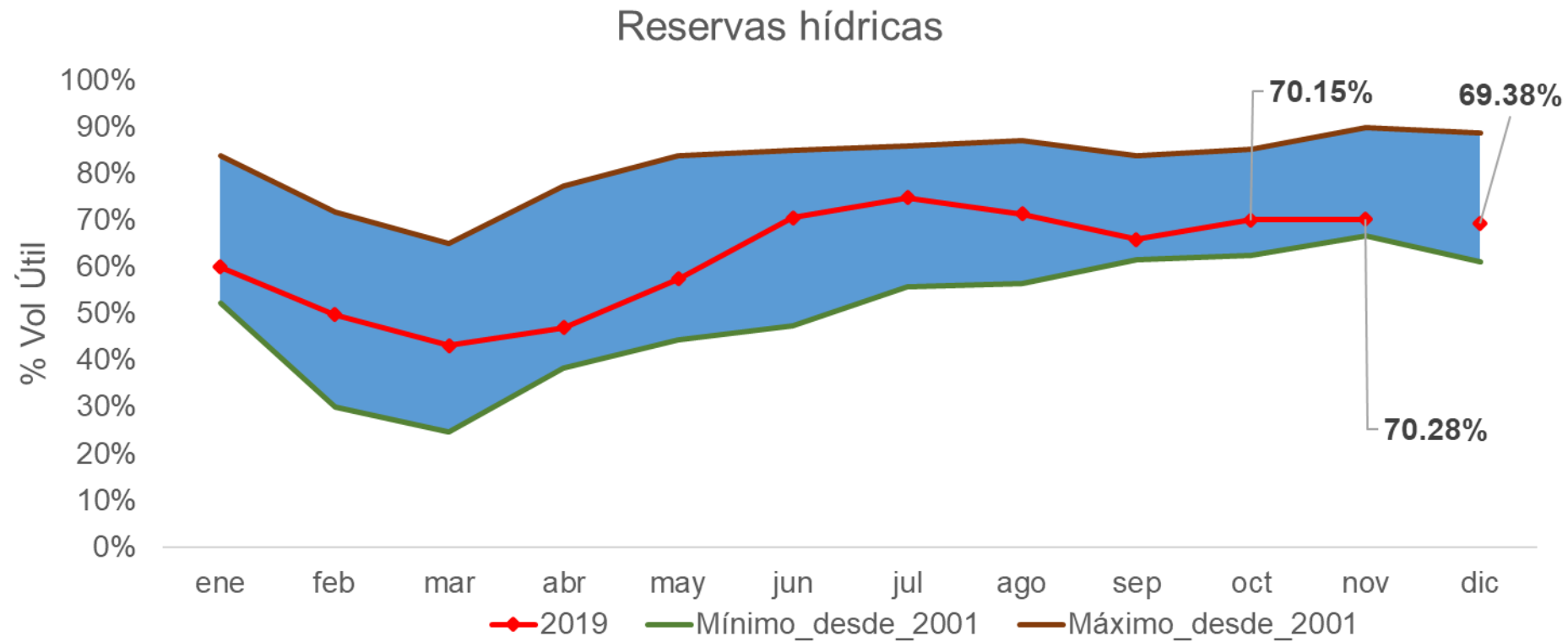


1. Variables del SIN

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



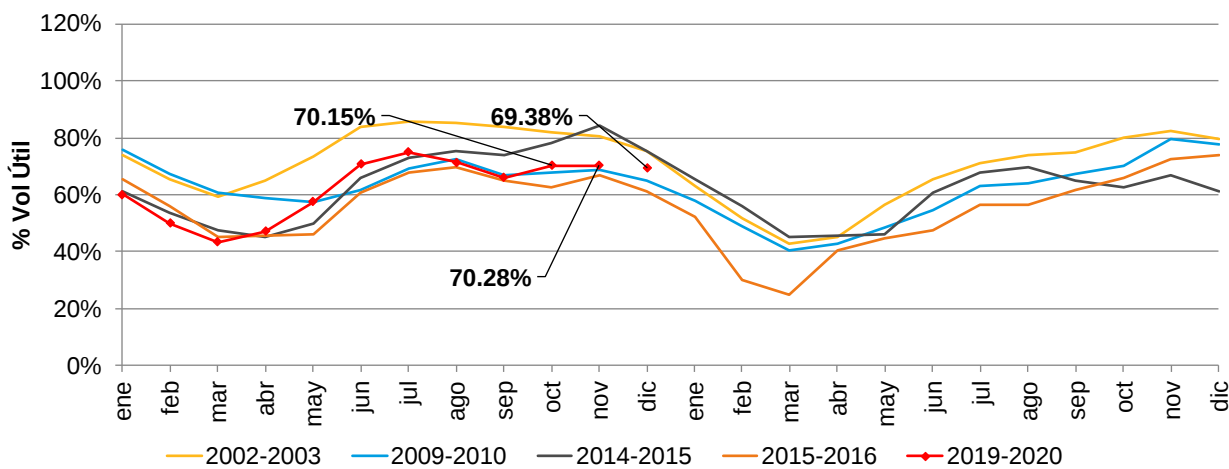
Evolución Reservas del SIN



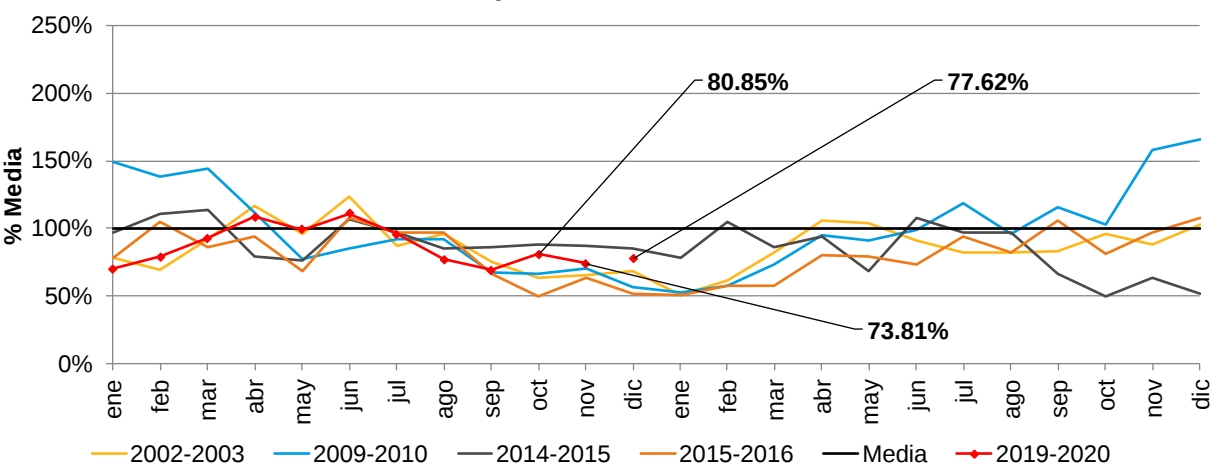
La banda azul fue construida considerando el mínimo y el máximo valor registrado para cada uno de los meses del año desde noviembre de 2001

Hidrología del SIN

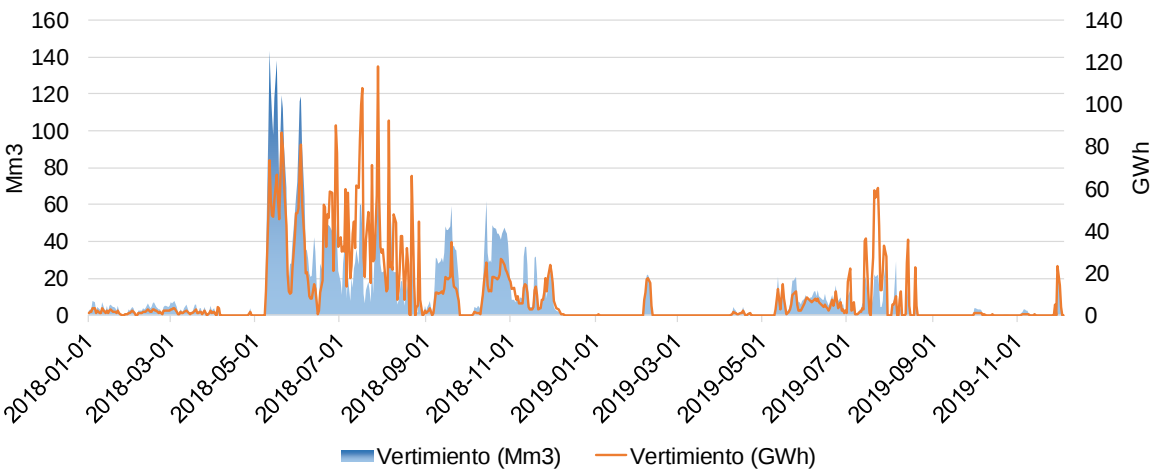
Reservas hídricas



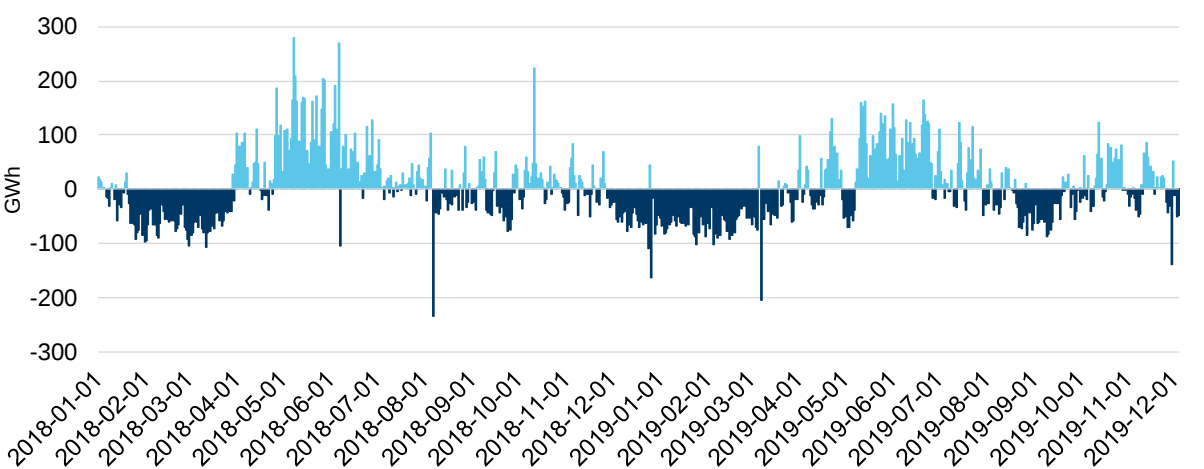
Aportes hídricos



Vertimientos

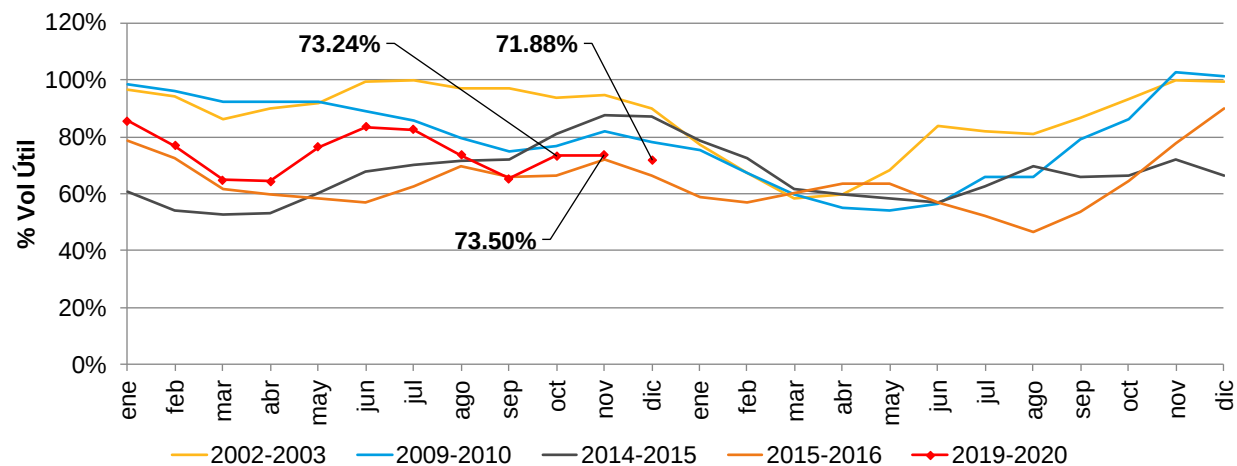


Tasa de embalsamiento

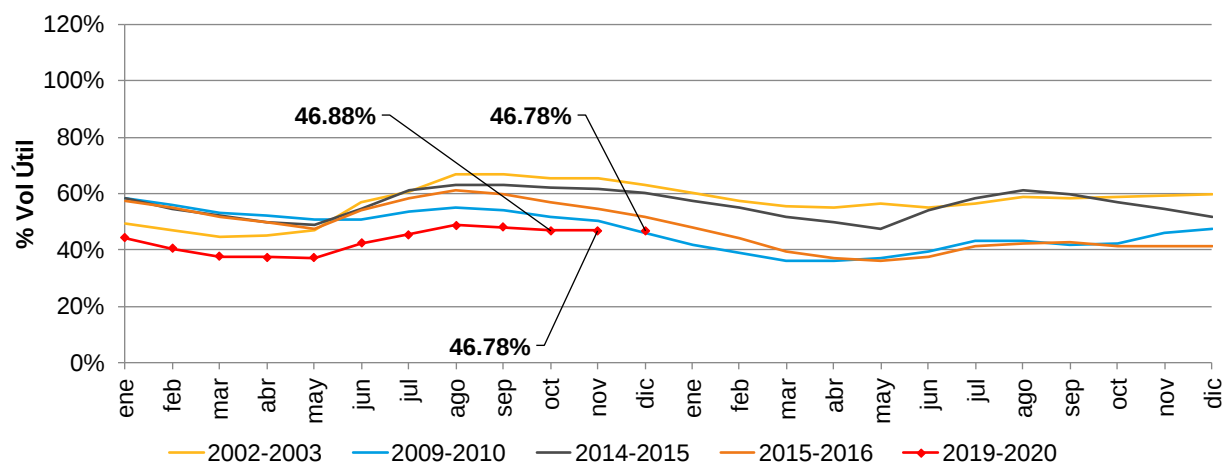


Evolución de principales embalses

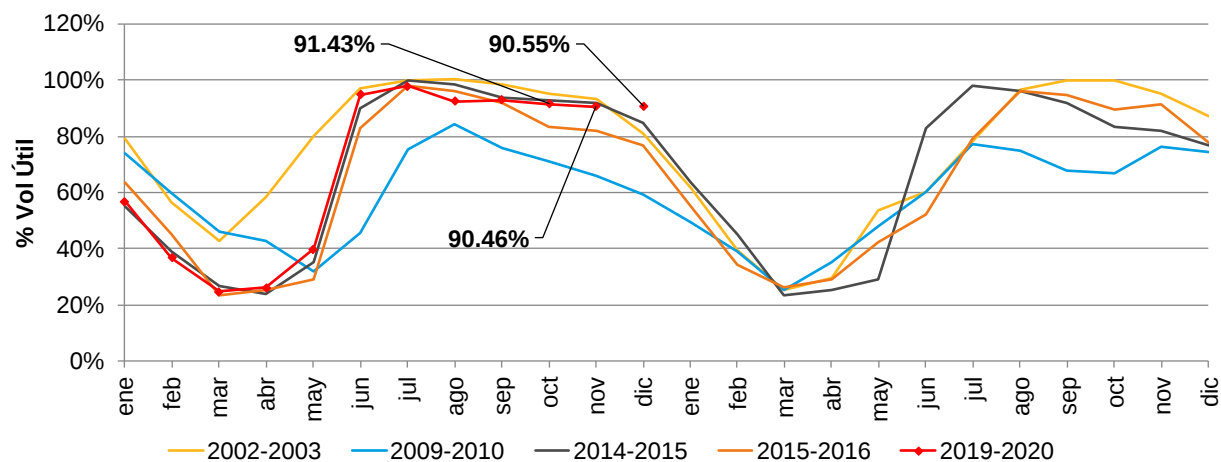
Peñol



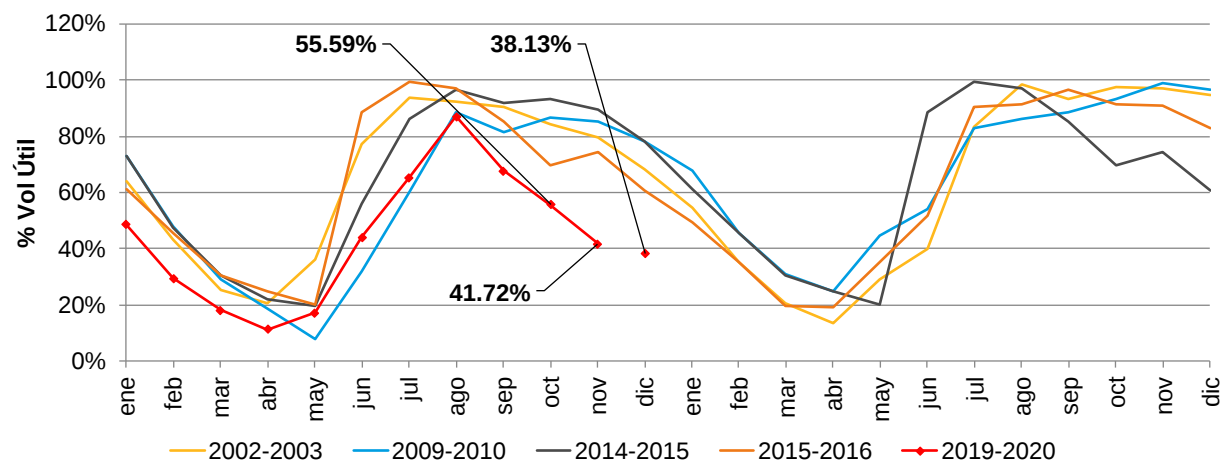
Agregado Bogotá



Guavio



Esmeralda - Chivor

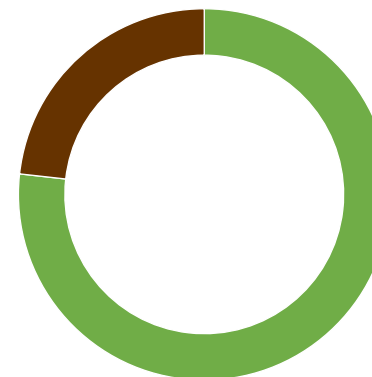


Generación promedio diaria en GWh-día

Total 194.7
GWh-día

■ Renovable
149.4
76.77%

■ No
renovable
45.2
23.23%



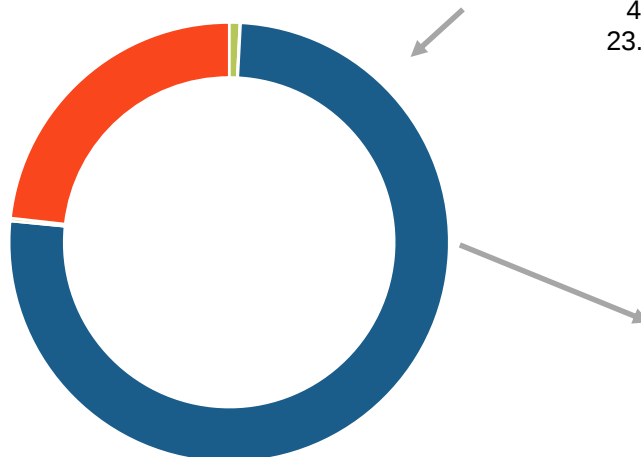
■ Biomasa, 1.5, 0.77%

■ Eólica, 0.1, 0.06%

■ Hidráulica, 147.4,
75.71%

■ Solar, 0.4, 0.22%

■ Combustible fósil,
45.2, 23.23%



■ Bagazo, 1.5, 0.77%

■ Biogás, 0.0, 0.00%

■ Eólica, 0.1, 0.06%

■ Embalse, 124.7,
64.06%

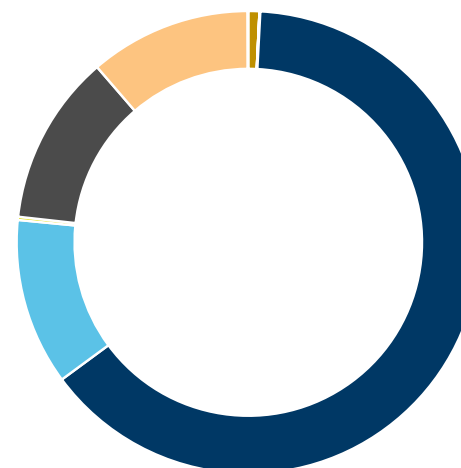
■ Filo de agua, 22.7,
11.65%

■ Fotovoltaica, 0.4,
0.22%

■ Carbón, 23.2,
11.91%

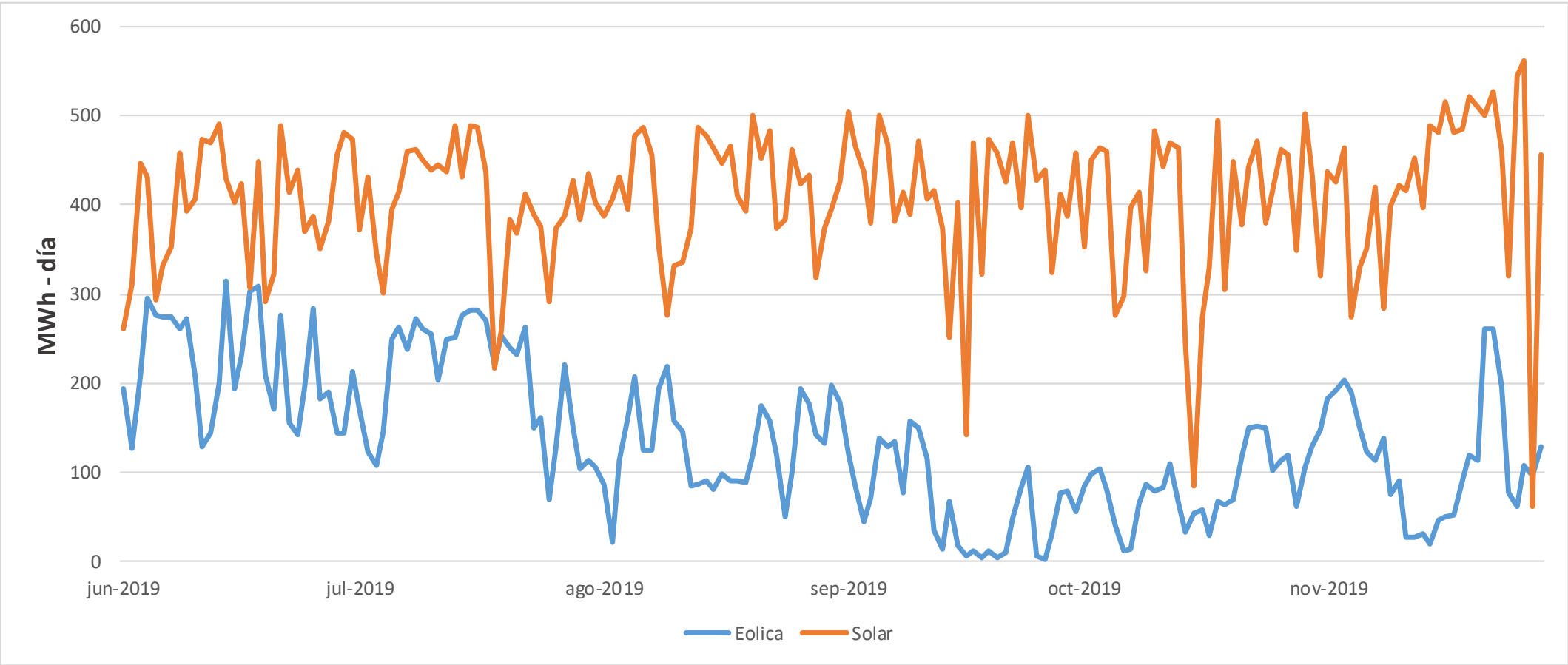
■ Gas, 21.9, 11.27%

■ Líquidos, 0.1, 0.05%



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 30 de noviembre de 2019

Generación FERN

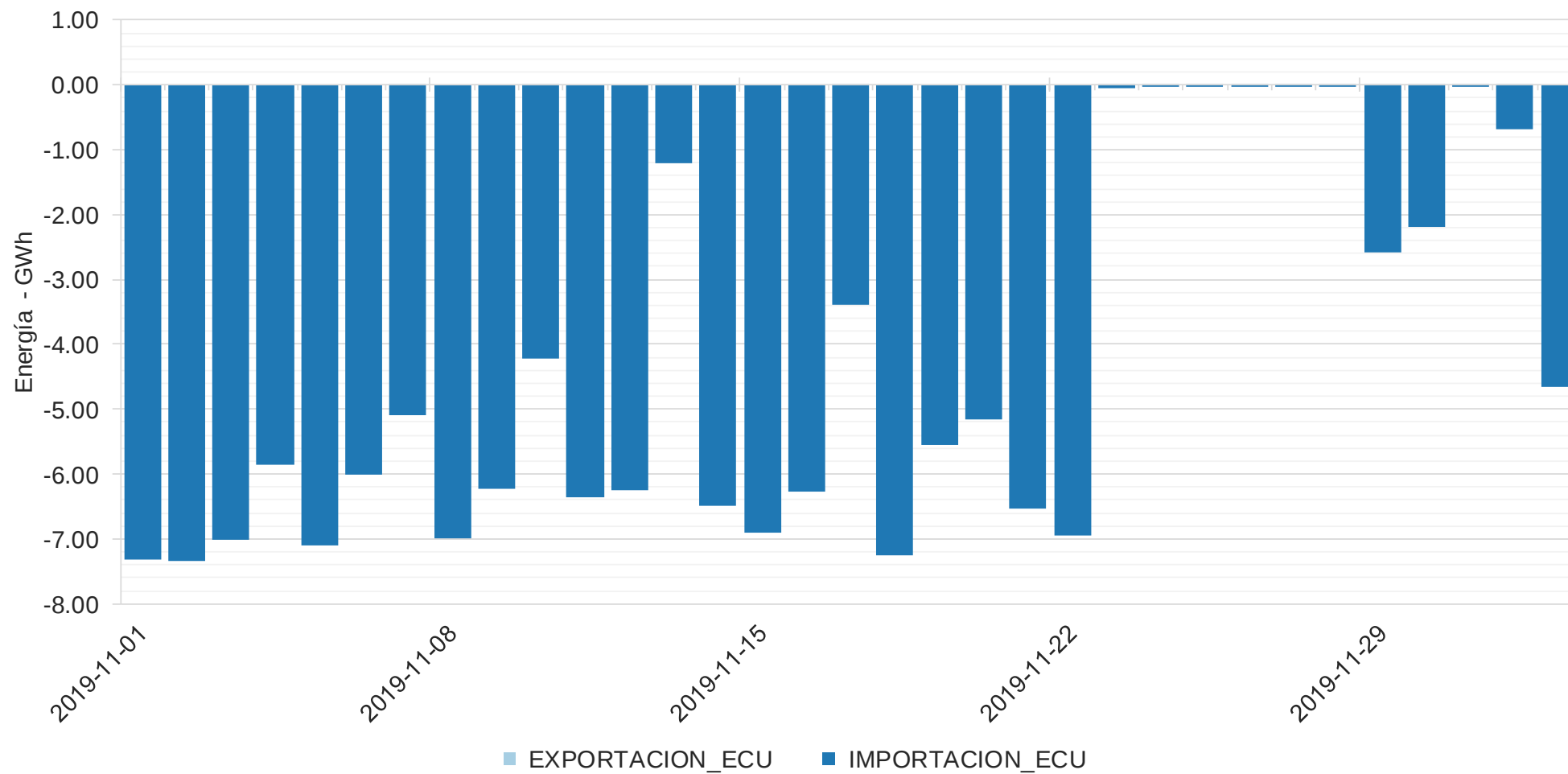


Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, El Paso

Información hasta el: 2019-12-03

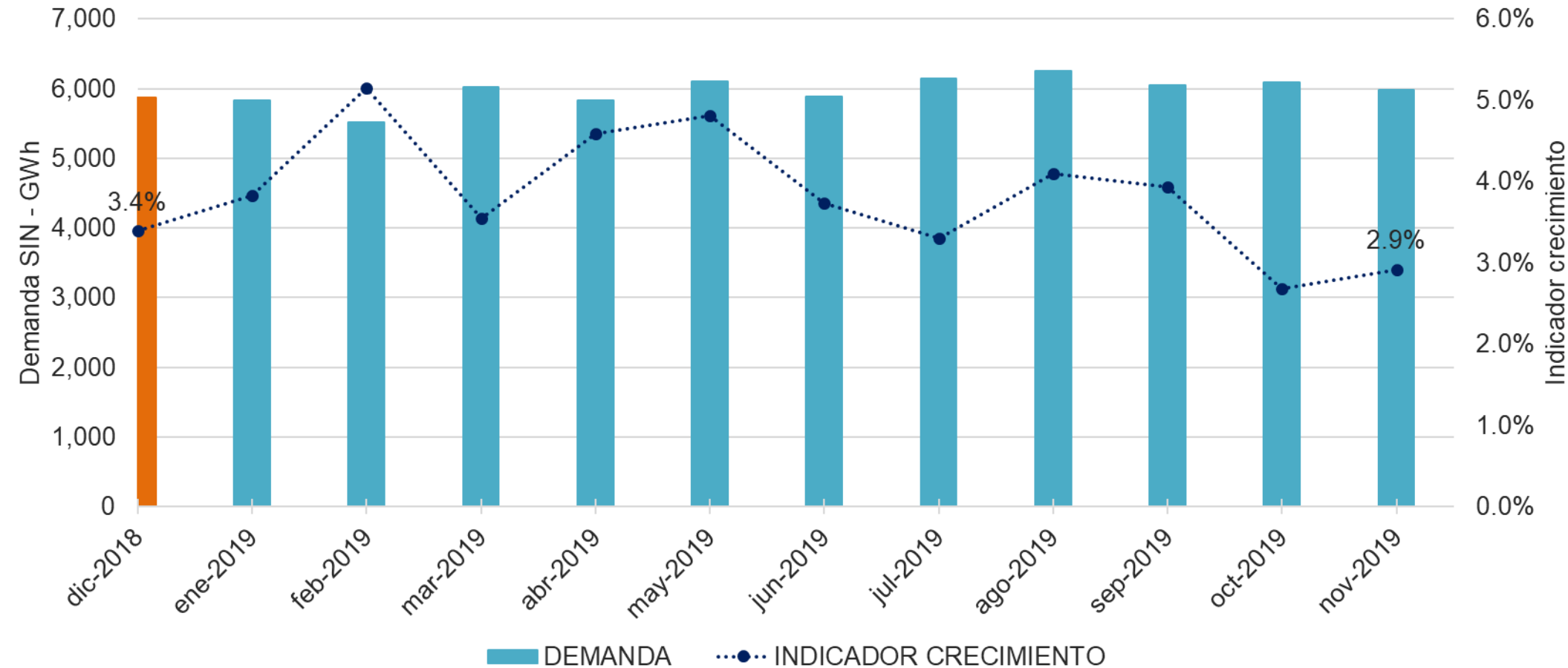
Importaciones y exportaciones de energía



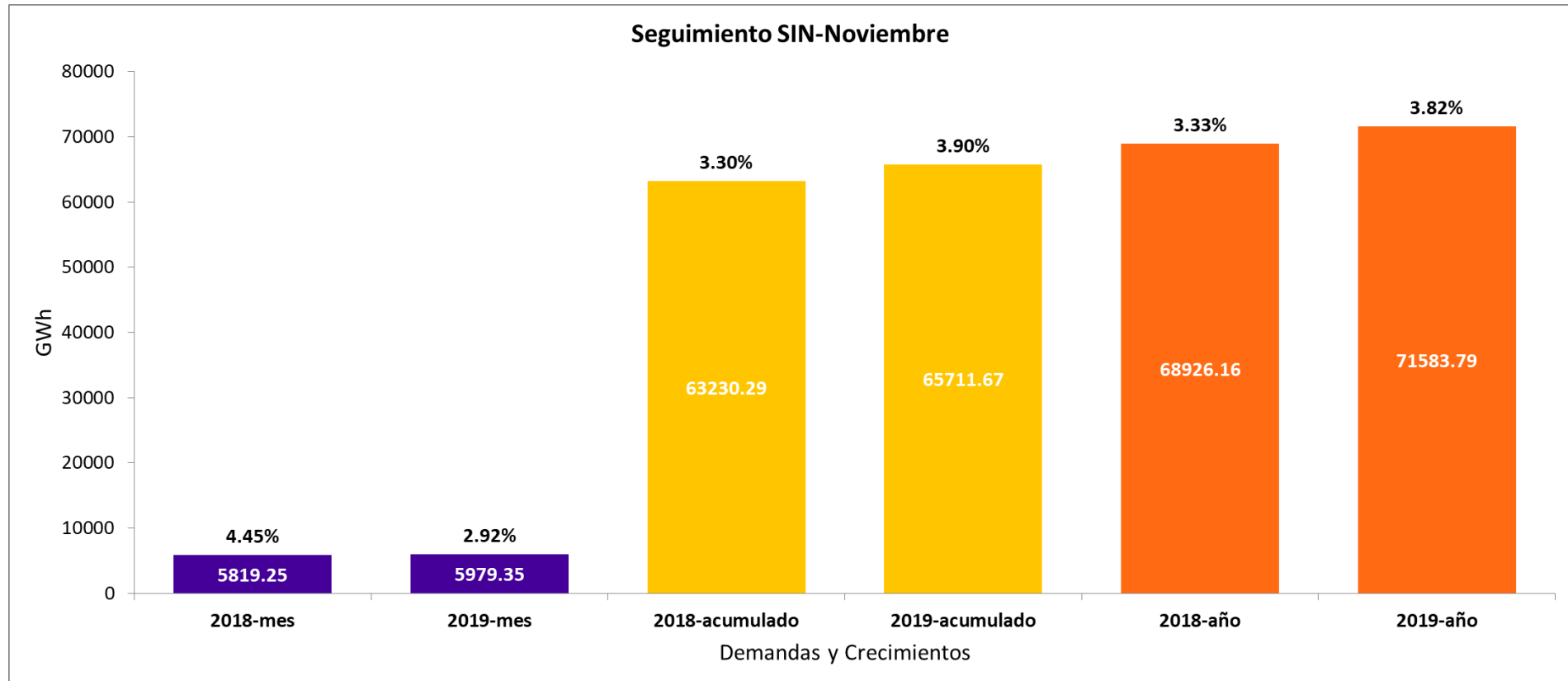
La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

Información hasta el: 2019-12-03

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

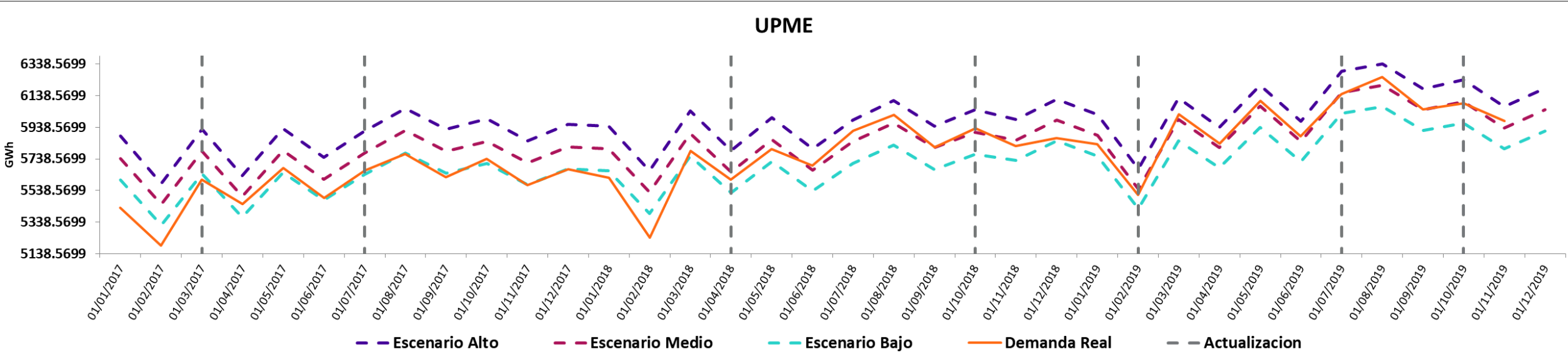


Demanda de energía del SIN Noviembre 2019



mes	2018-mes				2019-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4009.69	20	200.48	4.06%	3917.28	19	206.17	2.84%
SAB	768.08	4	192.02	5.47%	981.51	5	196.30	2.23%
FEST	1041.49	6	173.58	5.08%	1080.56	6	180.09	3.75%
TOTAL	5819.25	30	193.98	4.45%	5979.35	30	199.31	2.92%

Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Noviembre 2019



	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	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
Escenario Alto	5,882	5,583	5,928	5,634	5,932	5,747	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	6,239	6,068	6,184
Escenario Medio	5,742	5,451	5,786	5,501	5,792	5,611	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	6,102	5,934	6,048
Escenario Bajo	5,604	5,321	5,645	5,369	5,653	5,477	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	5,966	5,802	5,913
Demanda Real	5,428	5,189	5,608	5,451	5,682	5,493	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	

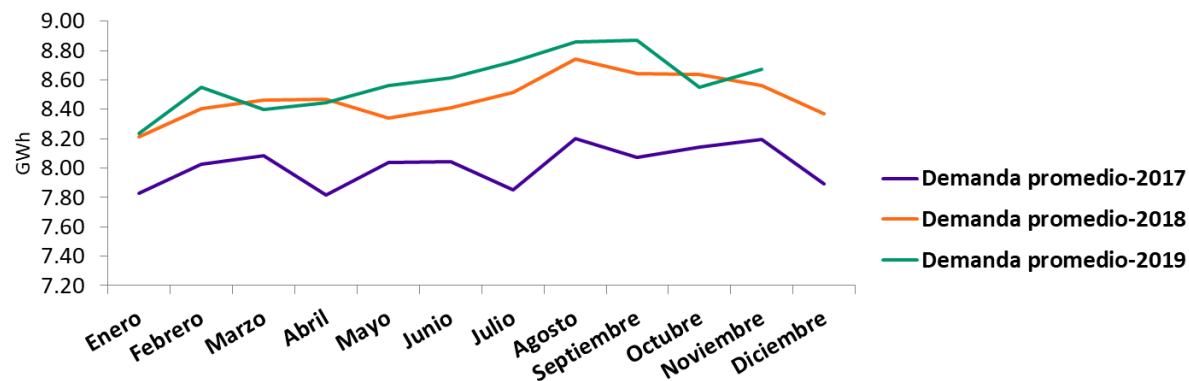
FECHAPUBLICACION

- 2016 11 01
- 2017 03 01
- 2017 07 01
- 2018 04 01
- 2018 10 01
- 2019 02 01
- 2019 07 01
- 2019 10 11

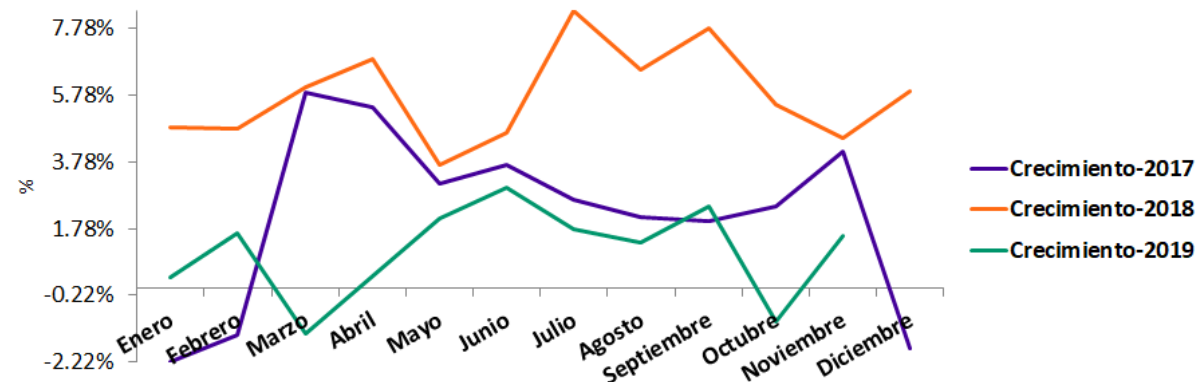


Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada caribe – hasta 28 de noviembre

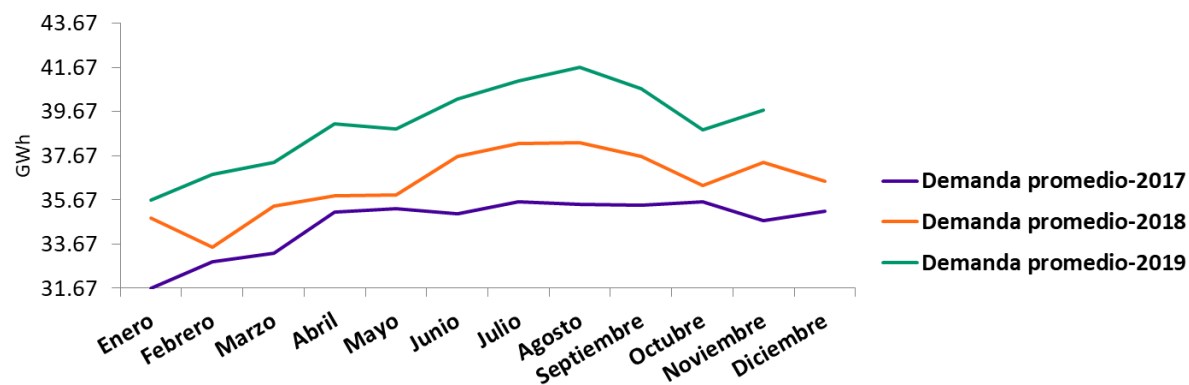
Demanda promedio no regulada caribe



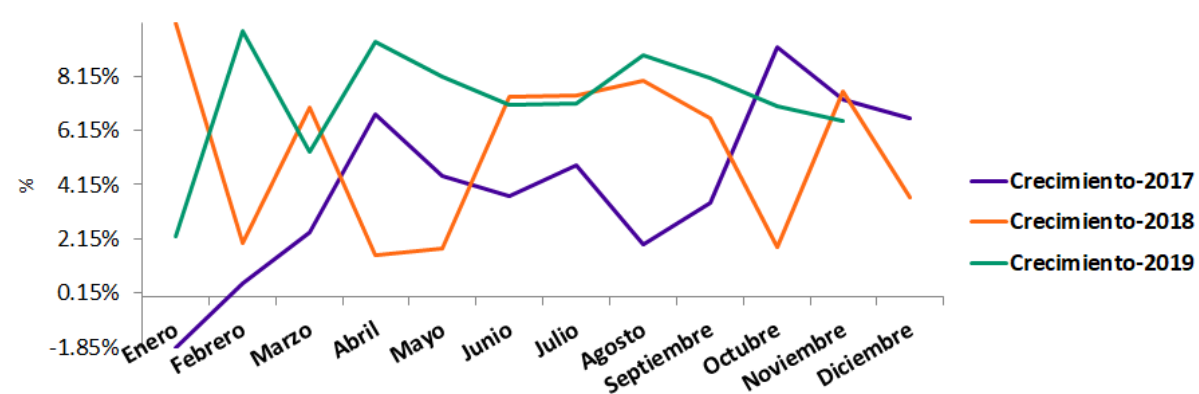
Crecimiento demanda no regulada caribe



Demanda promedio regulada caribe

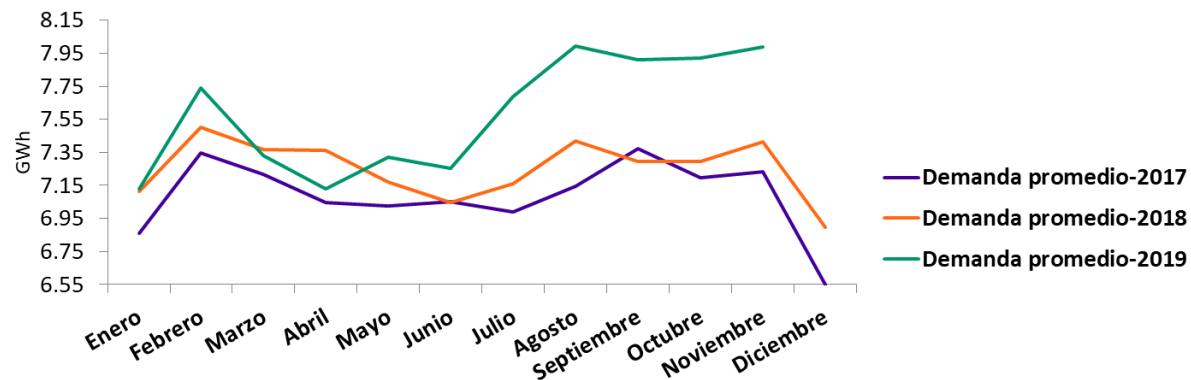


Crecimiento demanda regulada caribe

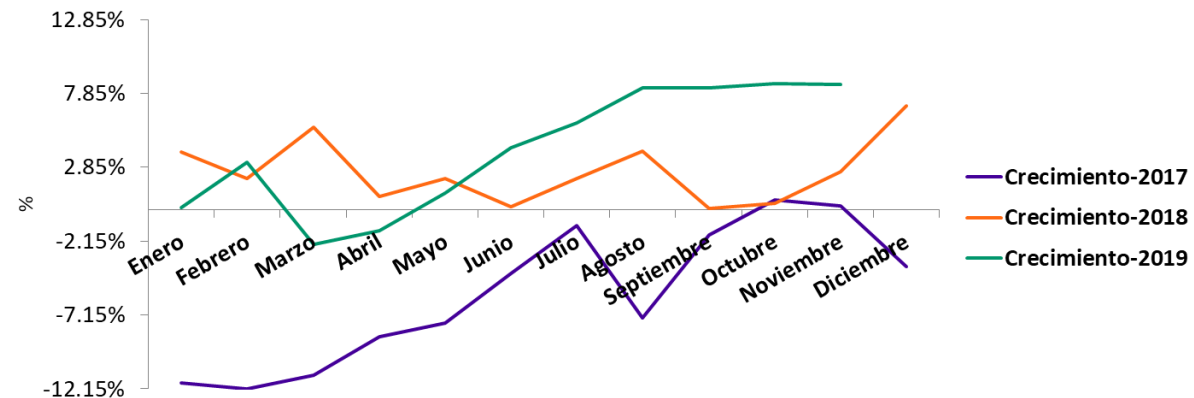


Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada Antioquia – hasta 28 de noviembre

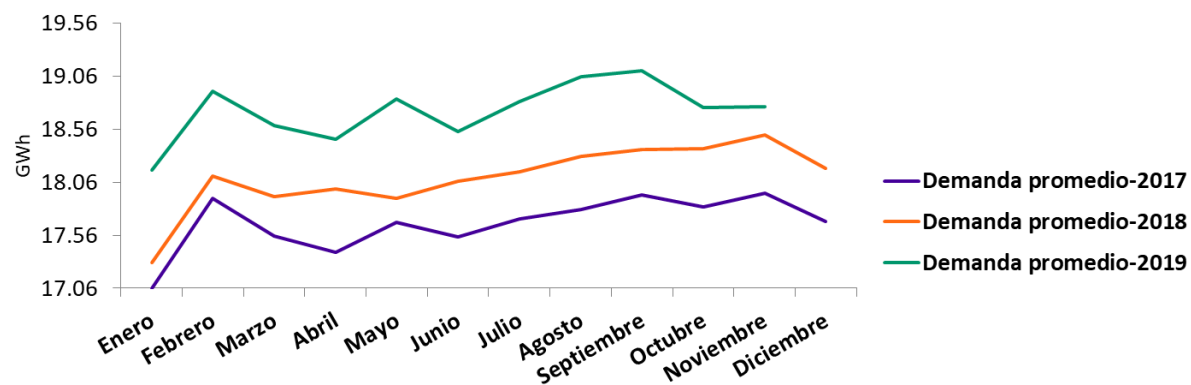
Demanda promedio no regulada antioquia



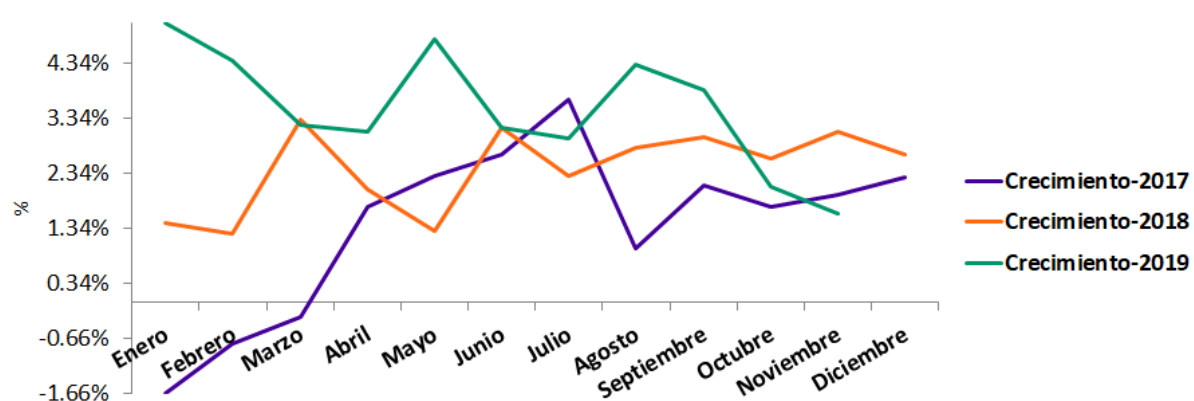
Crecimiento demanda no regulada antioquia



Demanda promedio regulada antioquia

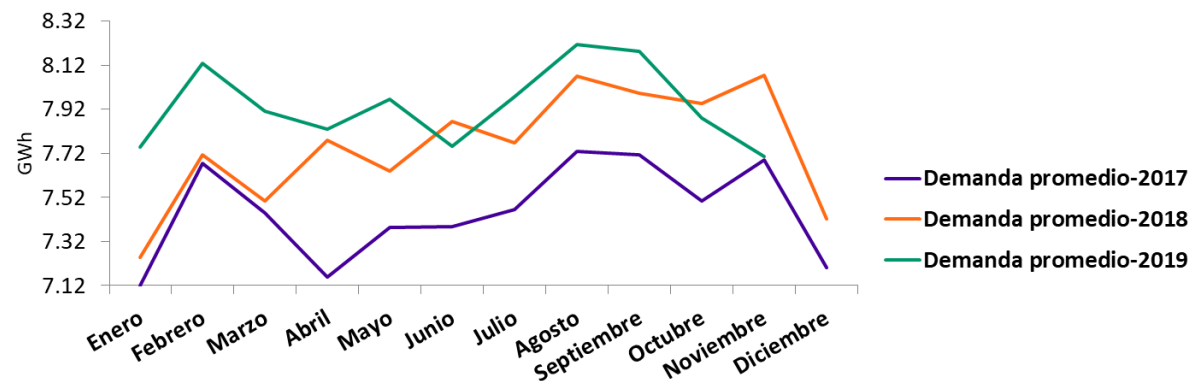


Crecimiento demanda regulada antioquia

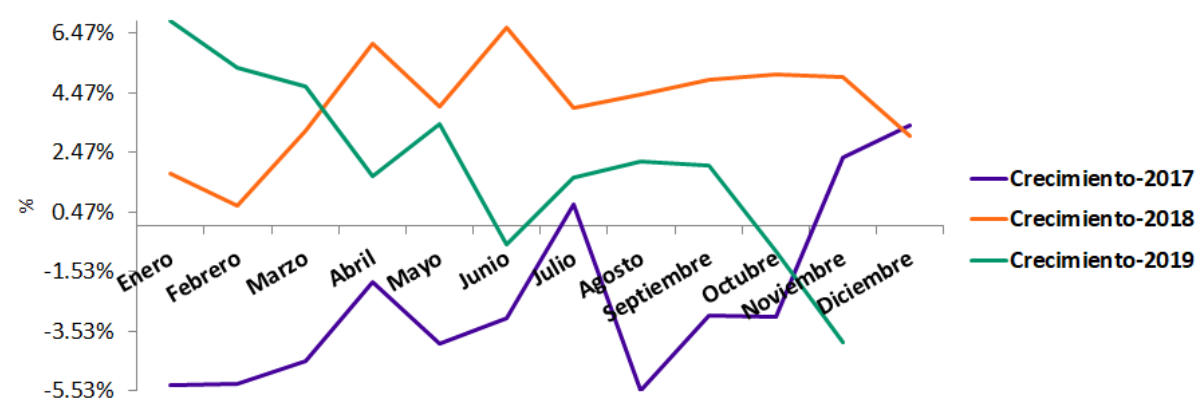


Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada valle – hasta 28 de noviembre

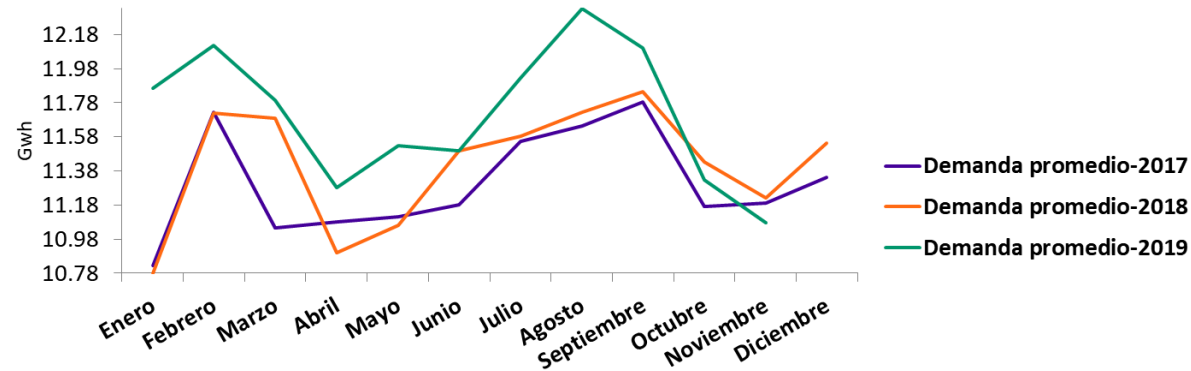
Demanda promedio no regulada valle



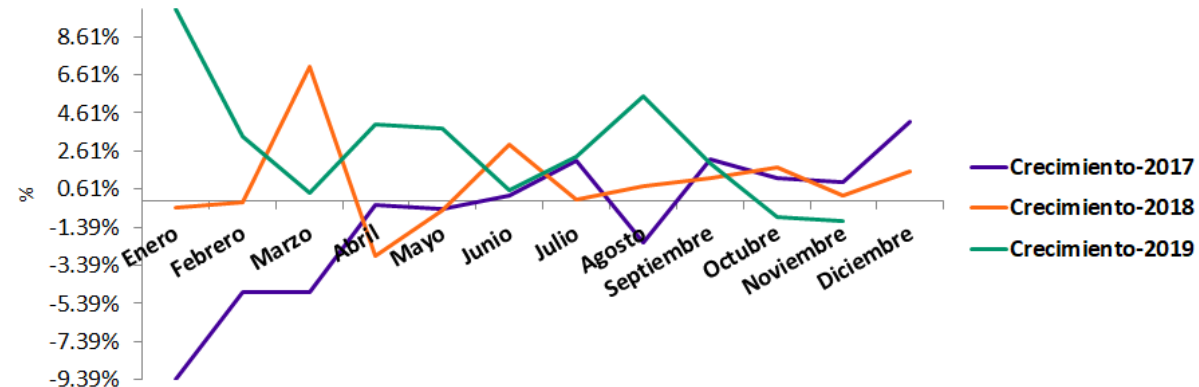
Crecimiento demanda no regulada valle



Demanda promedio regulada valle

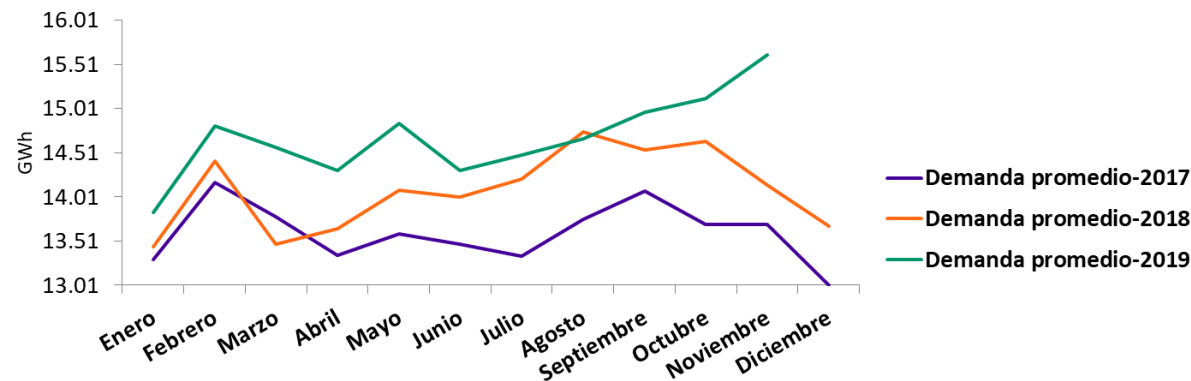


Crecimiento demanda regulada valle

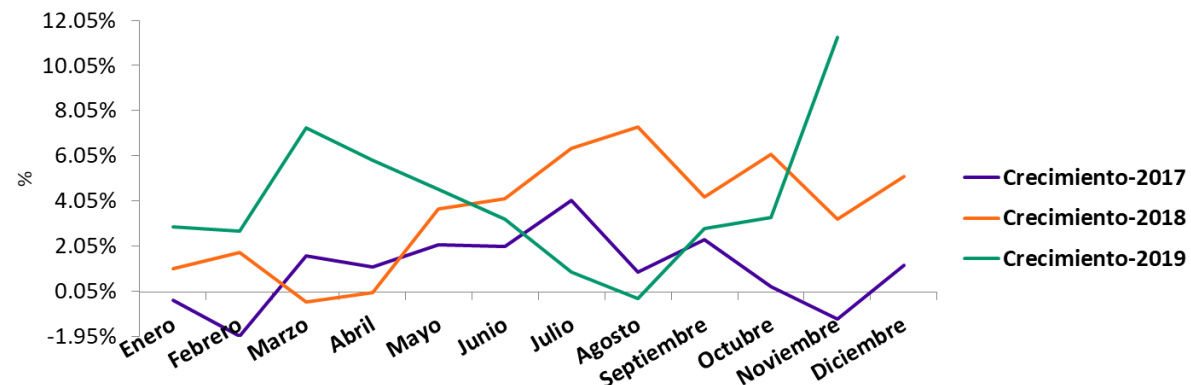


Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada centro – hasta 28 de noviembre

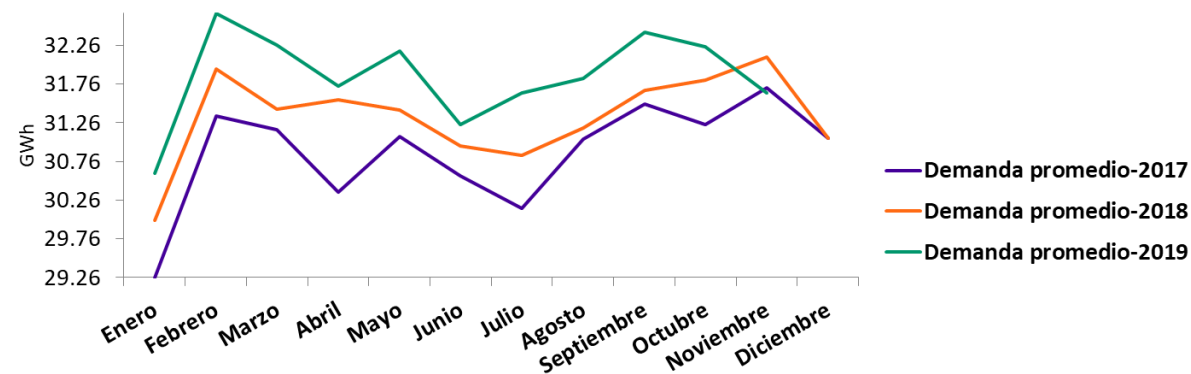
Demanda promedio no regulada centro



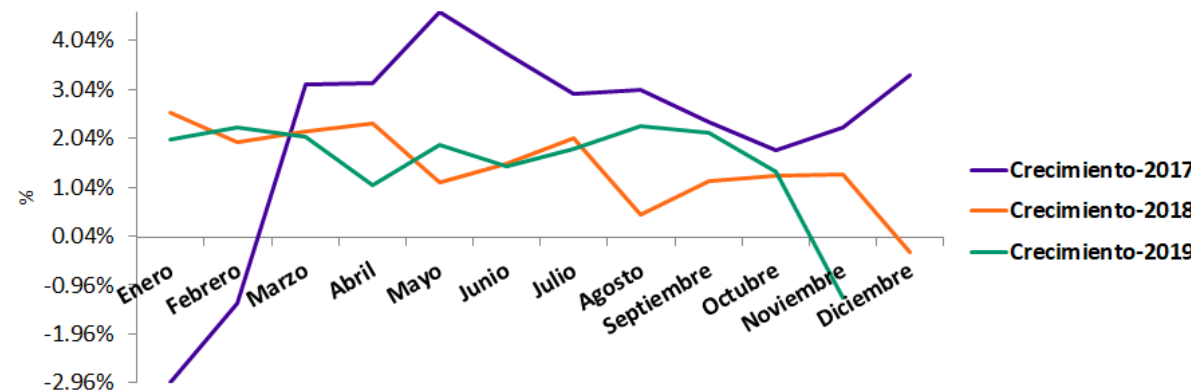
Crecimiento demanda no regulada centro



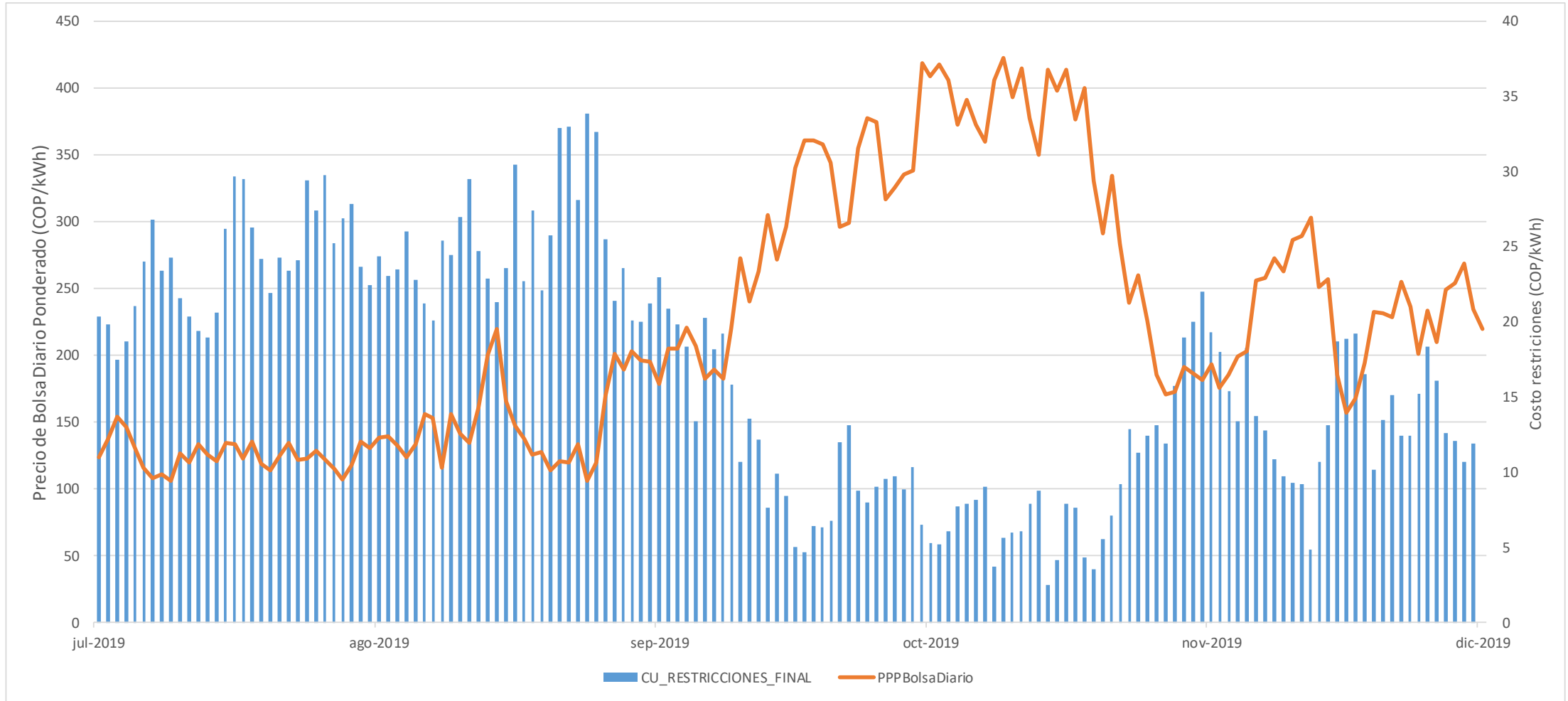
Demanda promedio regulada centro

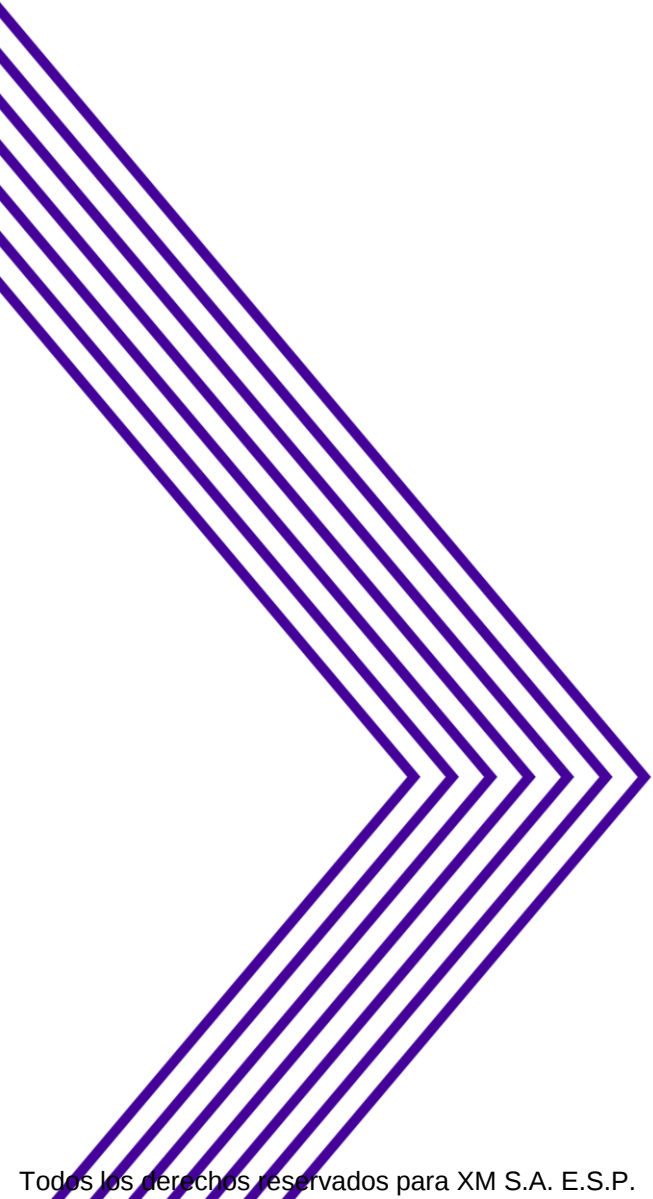


Crecimiento demanda regulada centro



Restricciones vs Precio de Bolsa Nacional





2. Expectativas Energéticas

- **Análisis energético de mediano plazo**
- **Análisis disponibilidad Generación Térmica**



Análisis Energético MP





*Para las simulaciones se consideran los promedios mensuales

Aportes – Escenarios considerados

Pronóstico agentes

- Escenario de condiciones esperadas por los agentes, revisadas el mes de noviembre

Contingencia (H02-04 Acot Esp)

- Escenario de condiciones deficitarias según agentes, revisadas el mes de noviembre (Hidrología histórica 2002-2004 acotada por el escenario de pronóstico agentes)

H_91-93

- Hidrología histórica 1991-1993

GESSPP40_ESP

- Nov-2019 a oct-2020: Hidrología sintética Percentil 40 en aportes energéticos; nov-2020 en adelante: escenario de condiciones esperadas por los agentes

H_14-16

- Hidrología histórica 2014-2016

Estocástico

Aportes



Pronóstico agentes

Contingencia (H02-04 Acot Esp)

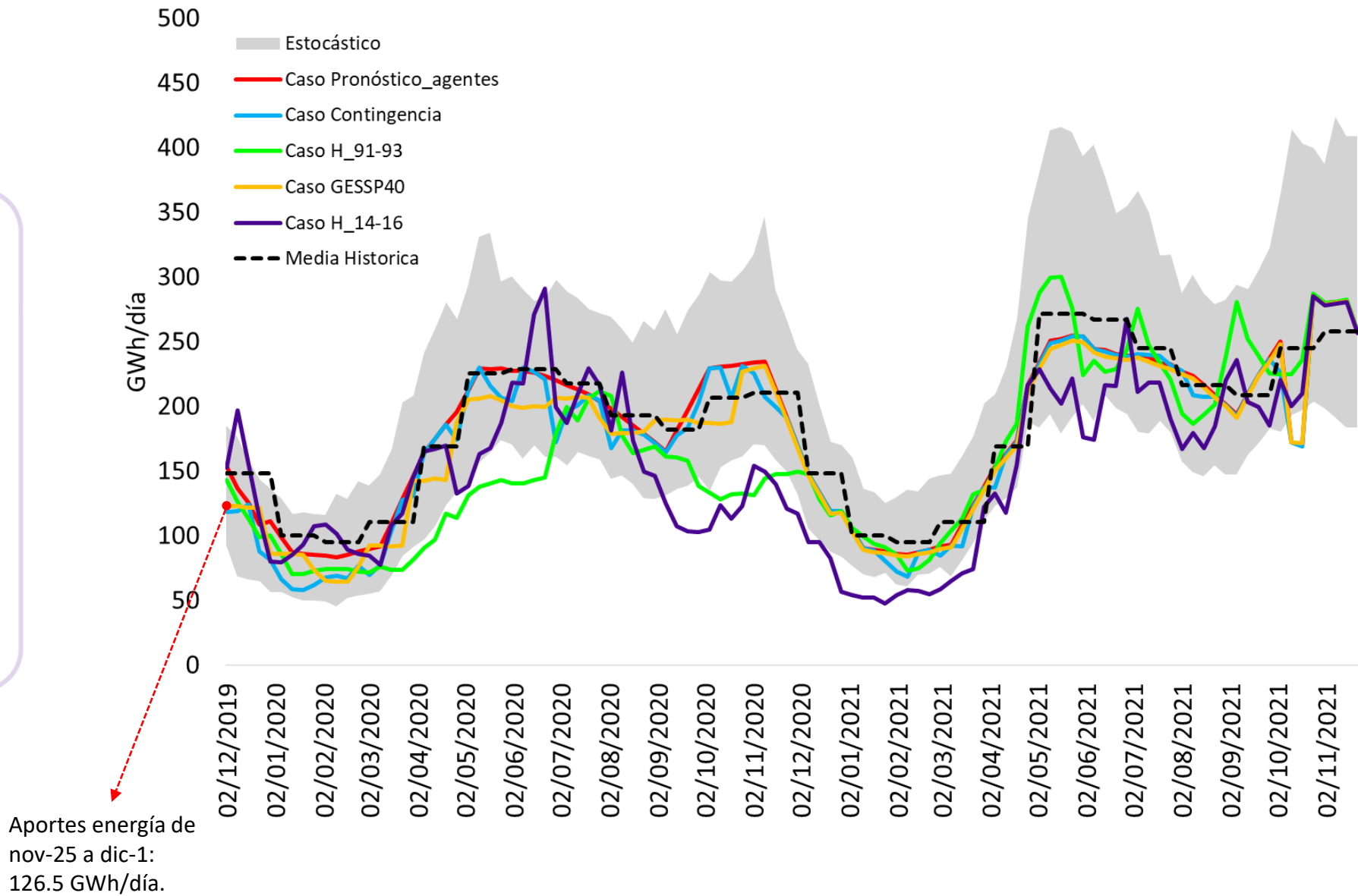
H_91-93

GEESP40_Esp

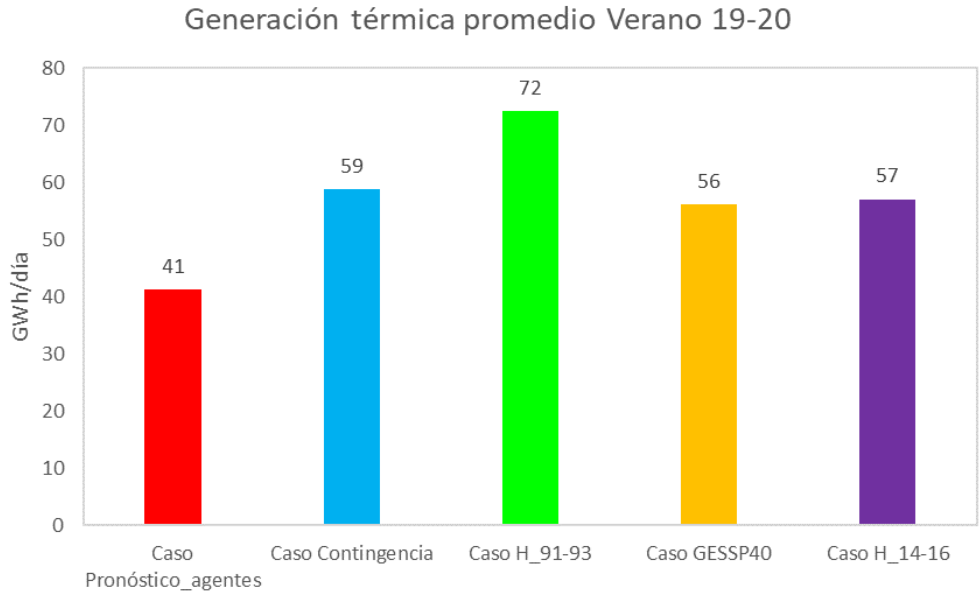
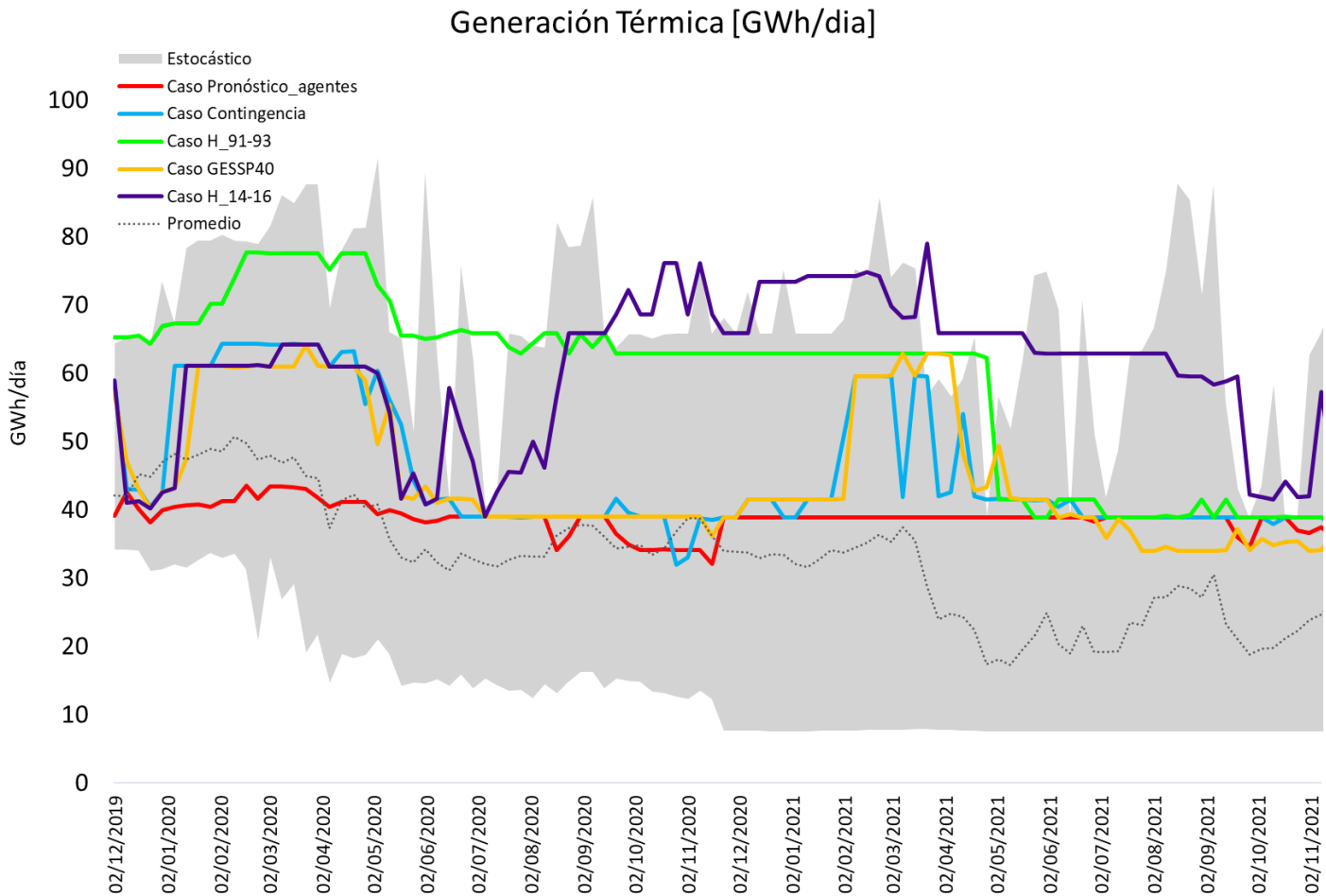
H_14-16

Estocástico

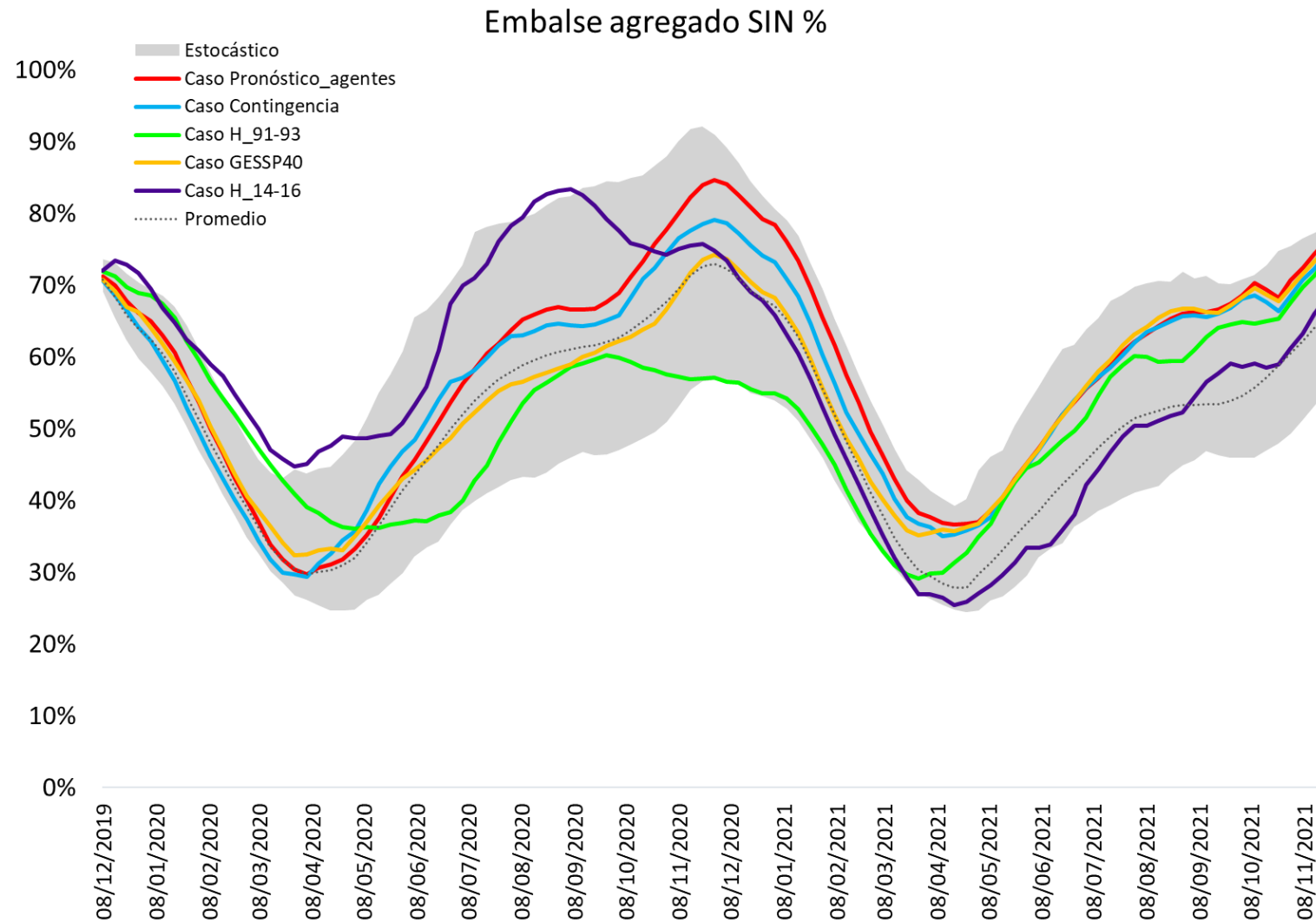
Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



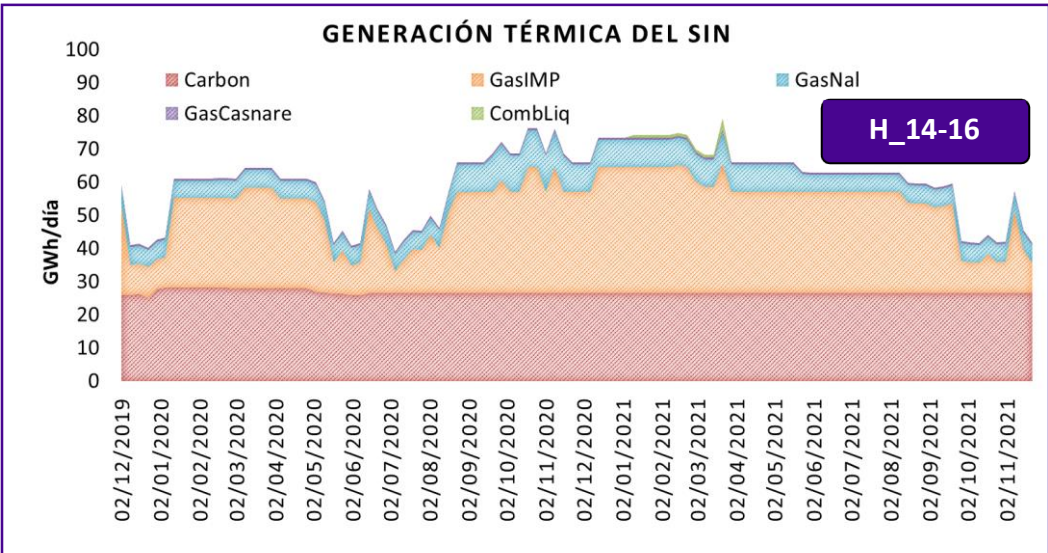
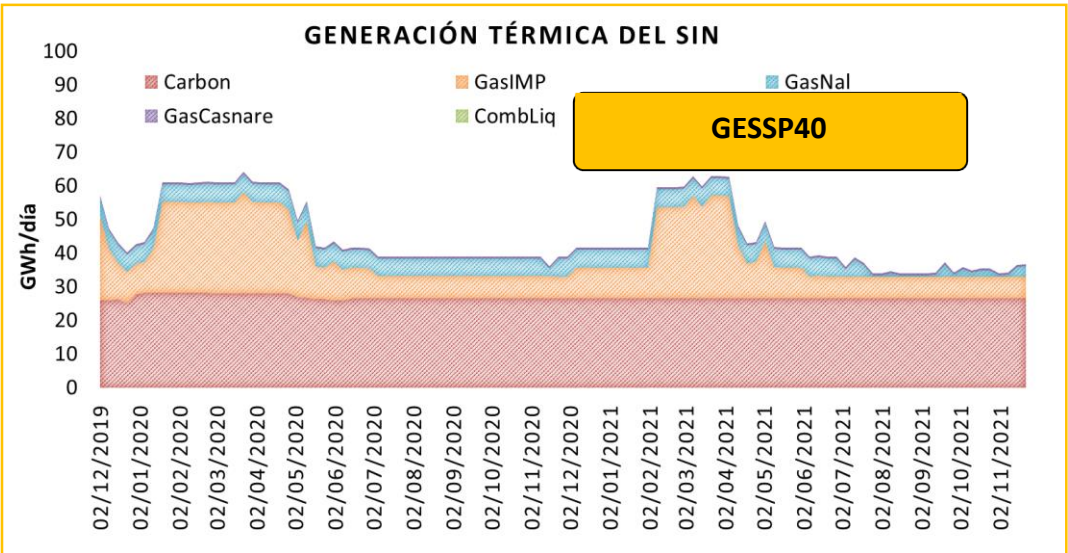
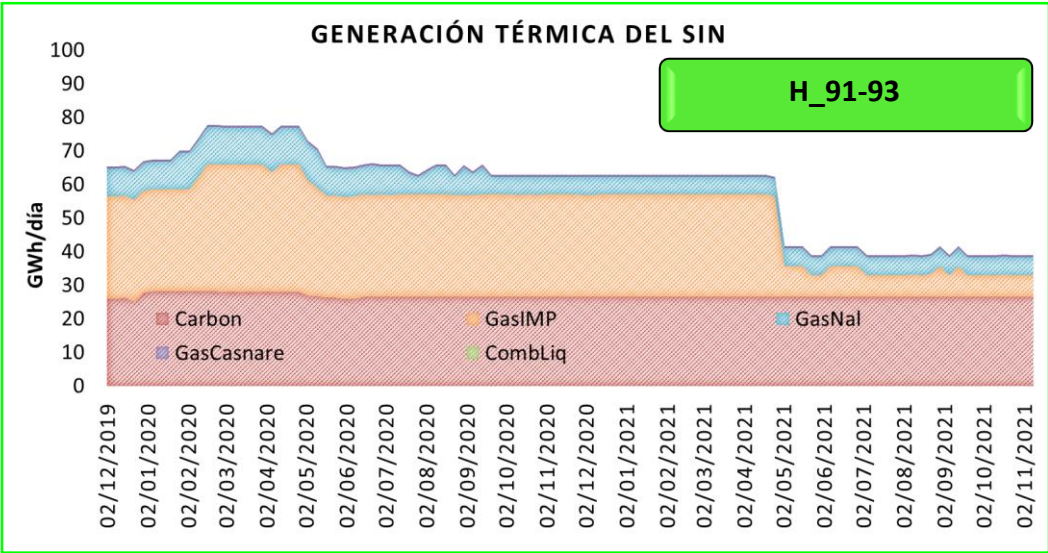
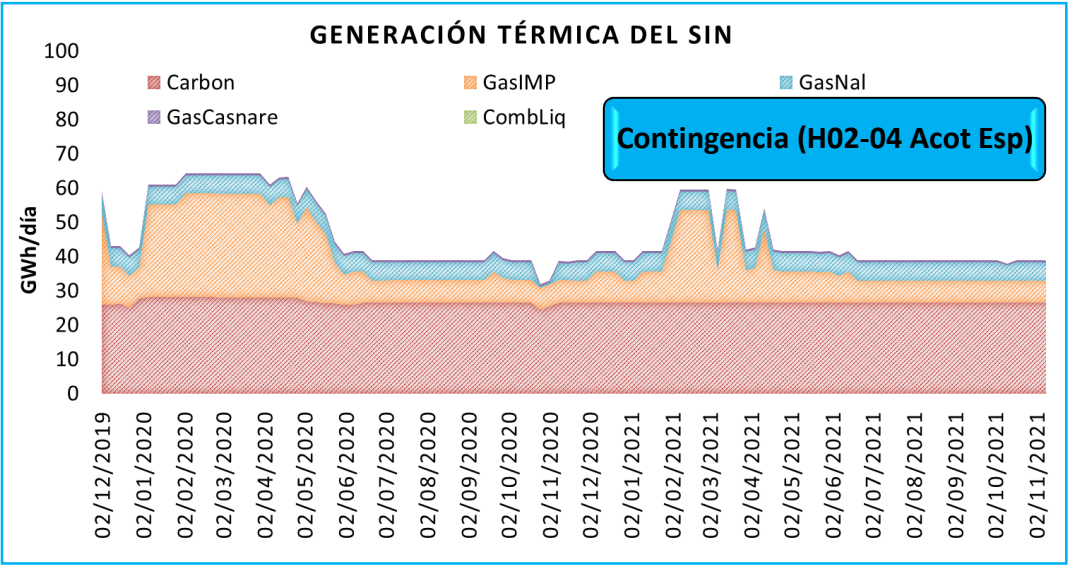
Generación térmica



Embalse

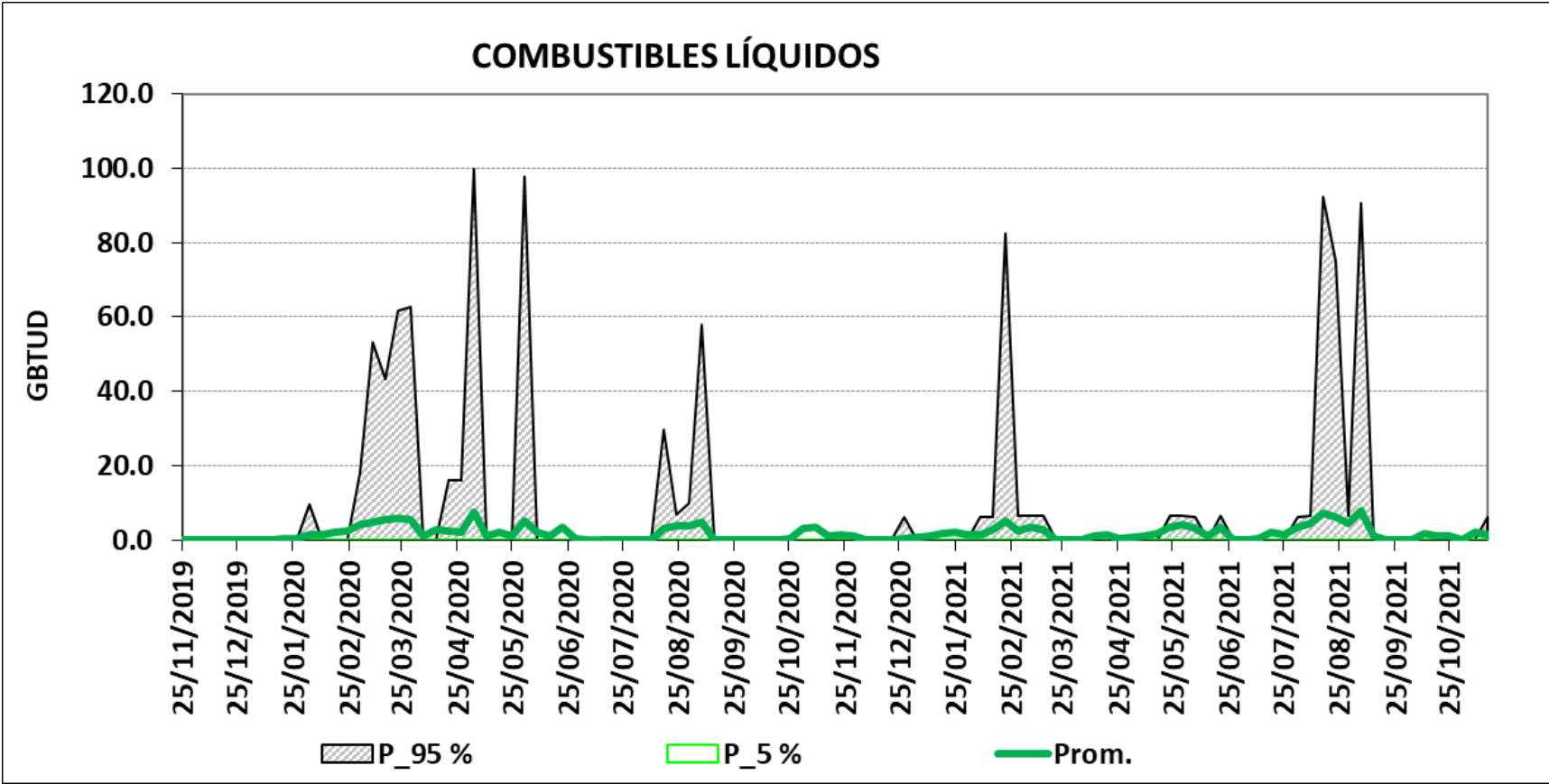


Generación por tipo de combustible



Consumo de combustibles

Estocástico



40 escenarios hidrológicos requieren uso de combustibles líquidos en el periodo nov-2019 a oct-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.

De continuar con las condiciones de aportes deficitarias, y de presentarse una demanda cercana al escenario medio de la UPME durante el verano 19-20, se observan valores de generación térmica promedio de 60 GWh/día durante dicho verano.

Bajo el escenario de una condición deficitaria en aportes para el verano 20-21 como la presentada durante el 15-16, se observan requerimientos de generación térmica en promedio de 70 GWh/día

Es importante resaltar la adecuada gestión de recursos disponibles de generación, logística de abastecimiento de combustibles para recursos con OEF, disponibilidad de los enlaces para intercambios internacionales, entre otros, para mantener la confiabilidad del SIN en dichos escenarios.

Análisis disponibilidad Generación Térmica



Análisis disponibilidad – Consideraciones

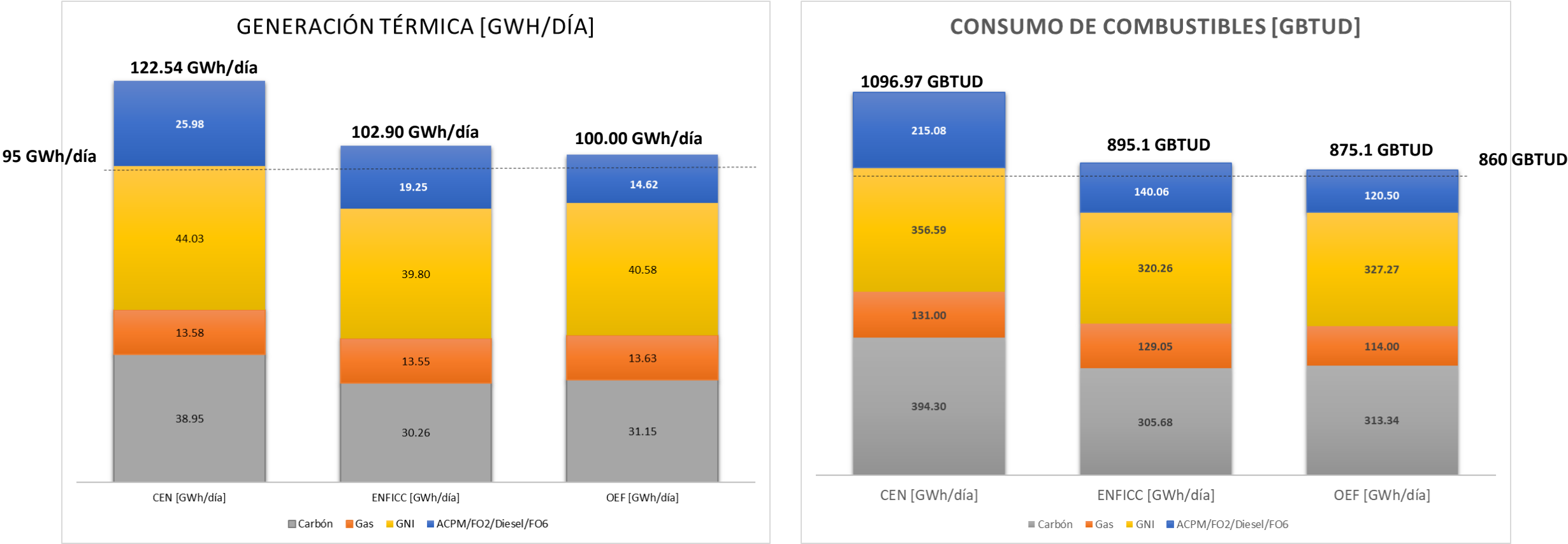
IH : Índice Histórico. Representa la indisponibilidad media del recurso en el tiempo. Tiene en cuenta todos los eventos de indisponibilidad (programados y forzados)

ICP : Índice de corto plazo. Representa la indisponibilidad esperada del recurso en corto plazo por eventos forzados. No considera la indisponibilidad por mantenimientos programados.

IHF : Indisponibilidad Histórica Forzada Planta Hidráulica – IHF. Indicador para el Cargo por Confiabilidad que excluye indisponibilidad de mantenimientos cubierto con contratos de respaldo.

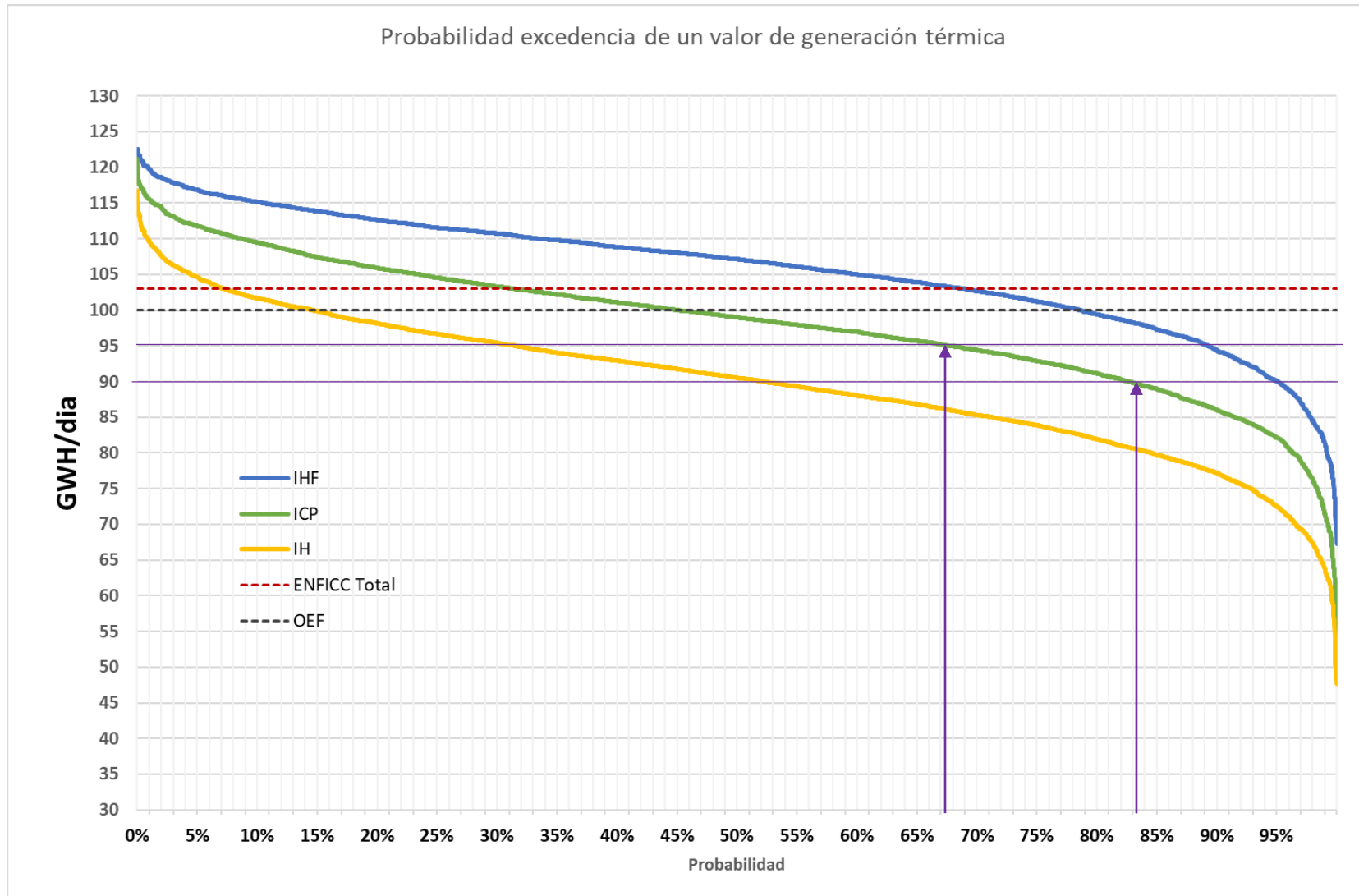
Se considera que cuando la planta térmica esta disponible su entrega de energía máxima teórica es (CEN *24Hrs)

Generación térmica y consumos por combustibles



Termosierra tiene su ENFICC y OEF respaldada con Gas y Combustibles líquidos, no obstante se considera su CEN solo con líquidos

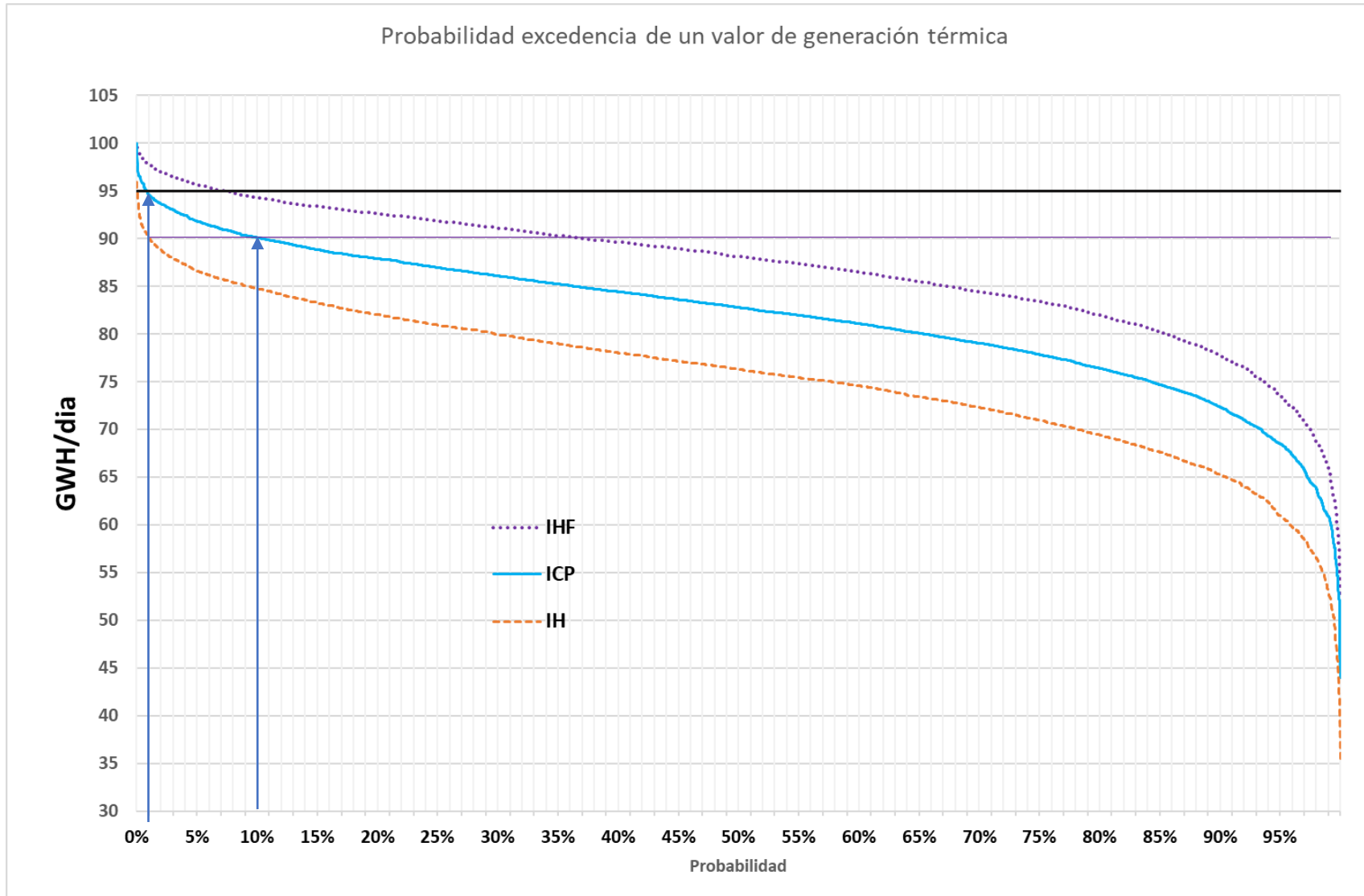
Análisis probabilístico de generación térmica



Consideraciones fundamentales de este análisis:

Las plantas térmicas entregan su energía máxima teórica (CEN *24): 122 GWh/día

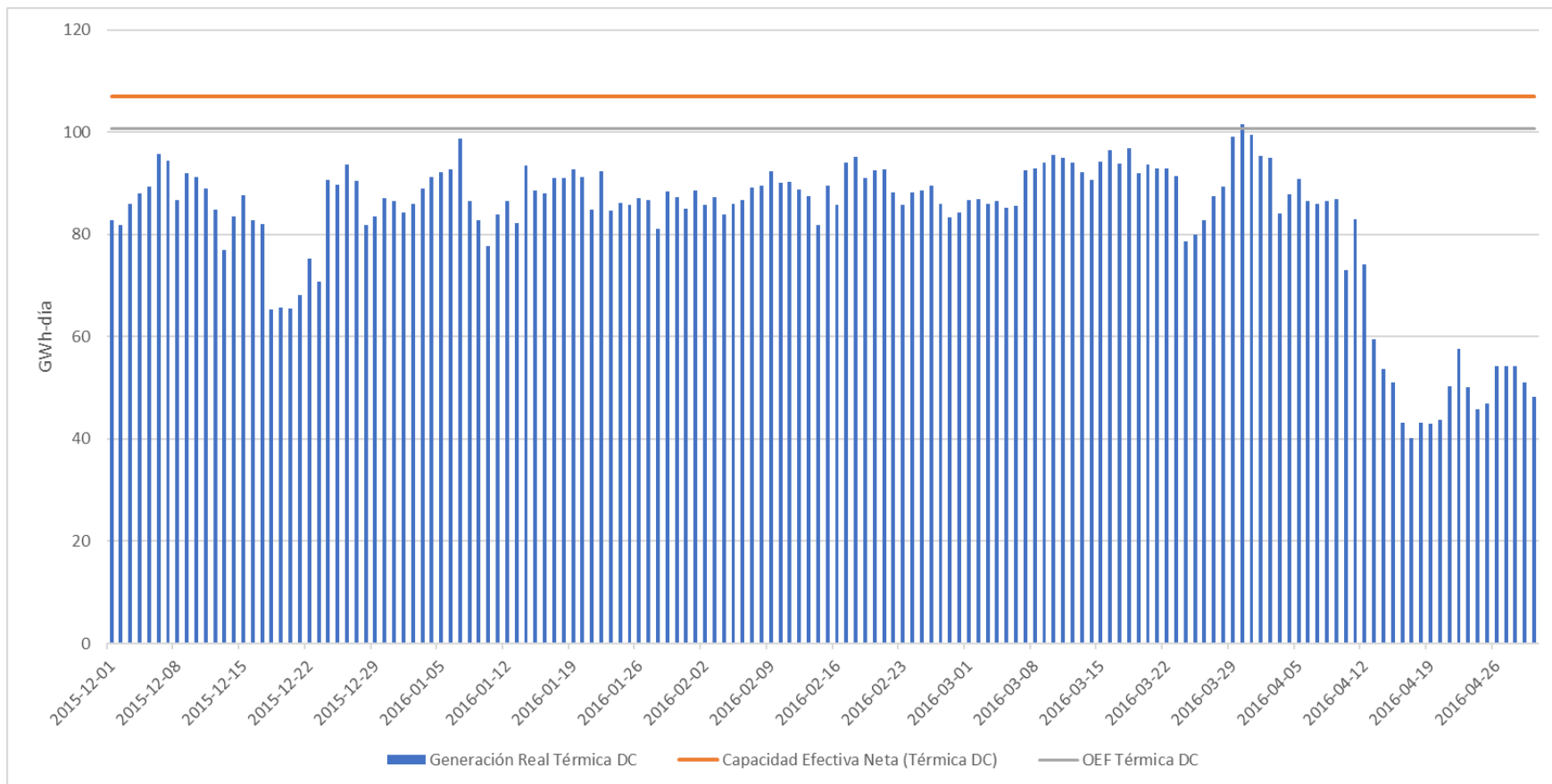
Análisis probabilístico de generación térmica



Consideraciones fundamentales de este análisis:

Las plantas térmica entregan como máximo su OEF
(La máxima generación térmica observable sería 100 GWh/día)

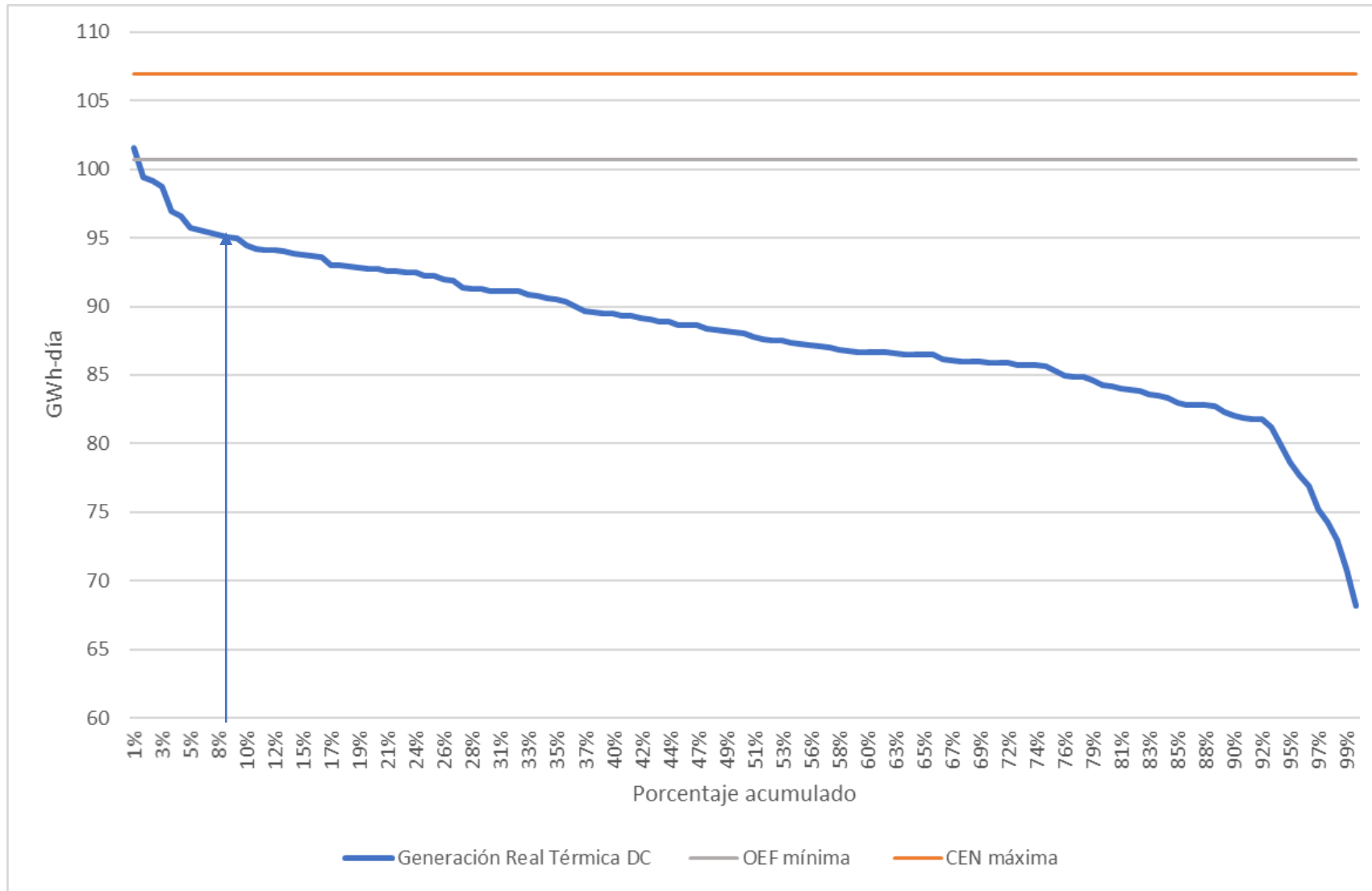
Generación térmica Verano 2015 -2016



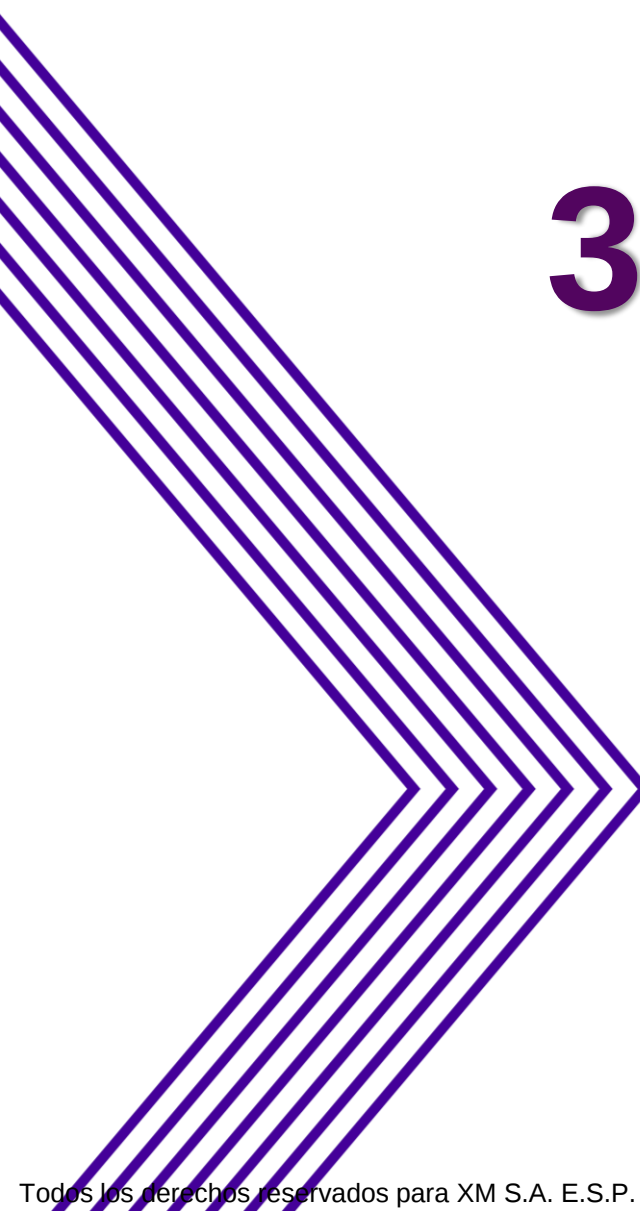
1 día del verano 2015 – 2016 la generación térmica diaria fue superior a la OEF.

Se consideran los recursos térmicos pertenecientes al Despacho Central para los periodos comprendidos entre el 01 de diciembre de 2015 hasta el 30 de abril de 2016.

Distribución acumulada de las generación térmica Verano 2015 - 2016



1 día del verano 2015 – 2016 la generación térmica diaria fue superior a la OEF.



3. Situación Operativa

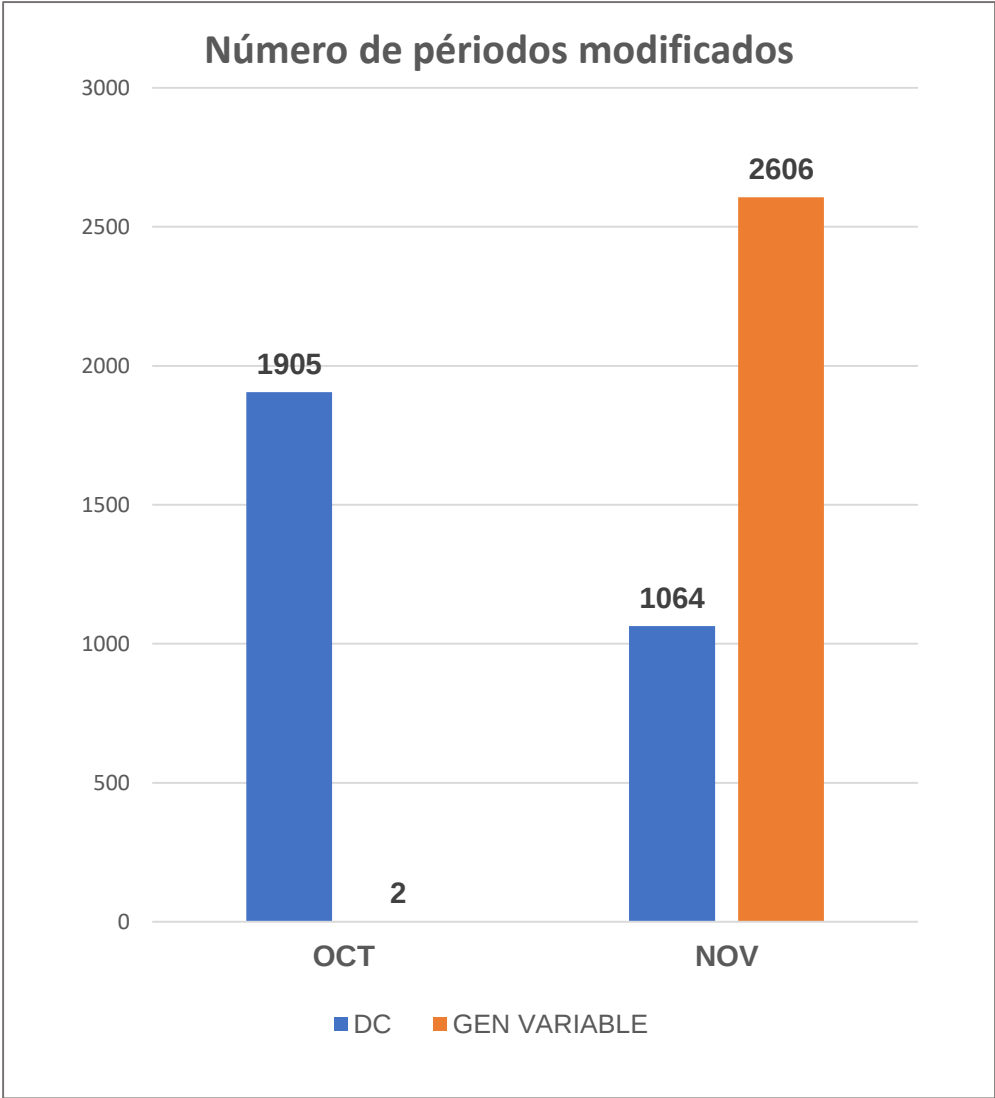
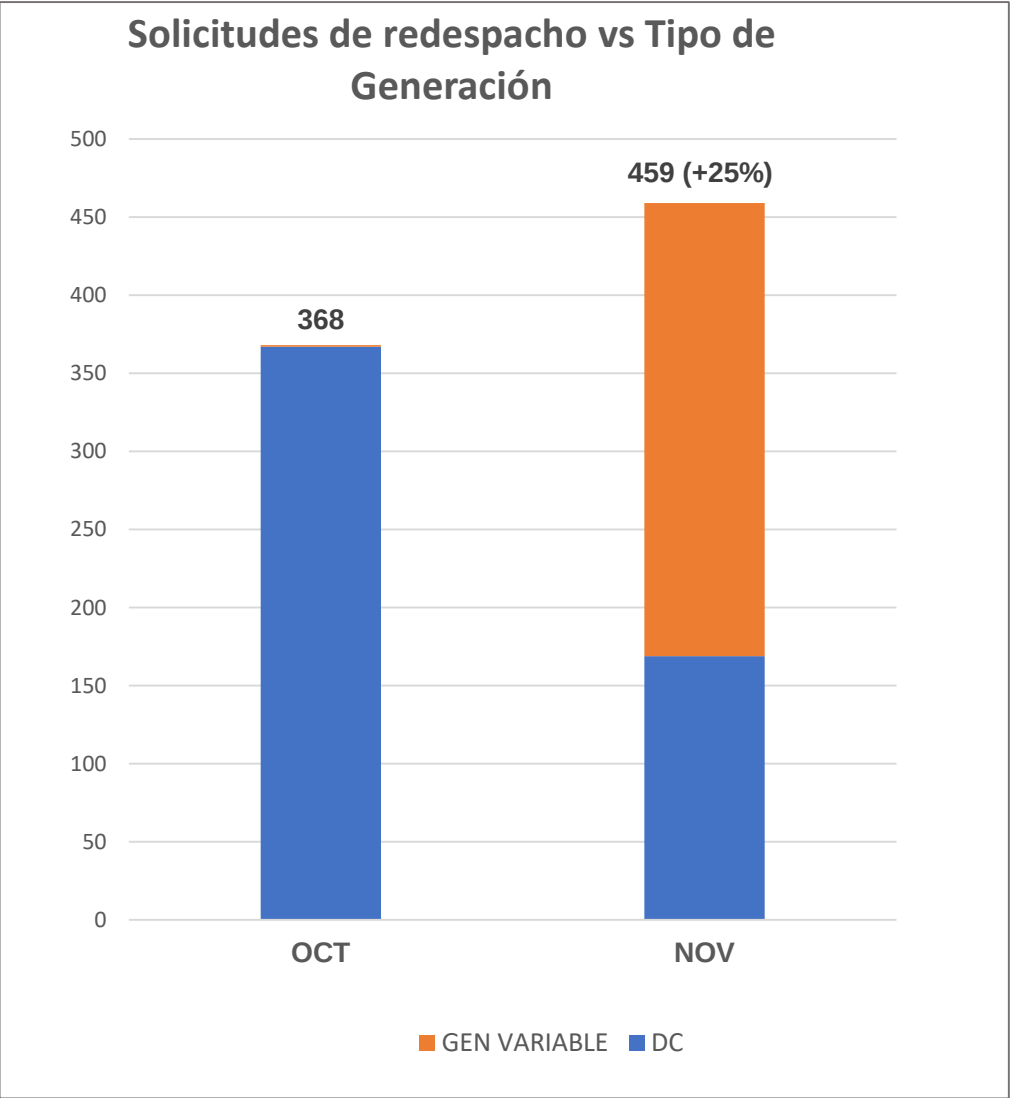
- Seguimiento Resolución CREG 60 de 2019
- Seguimiento situación Caribe



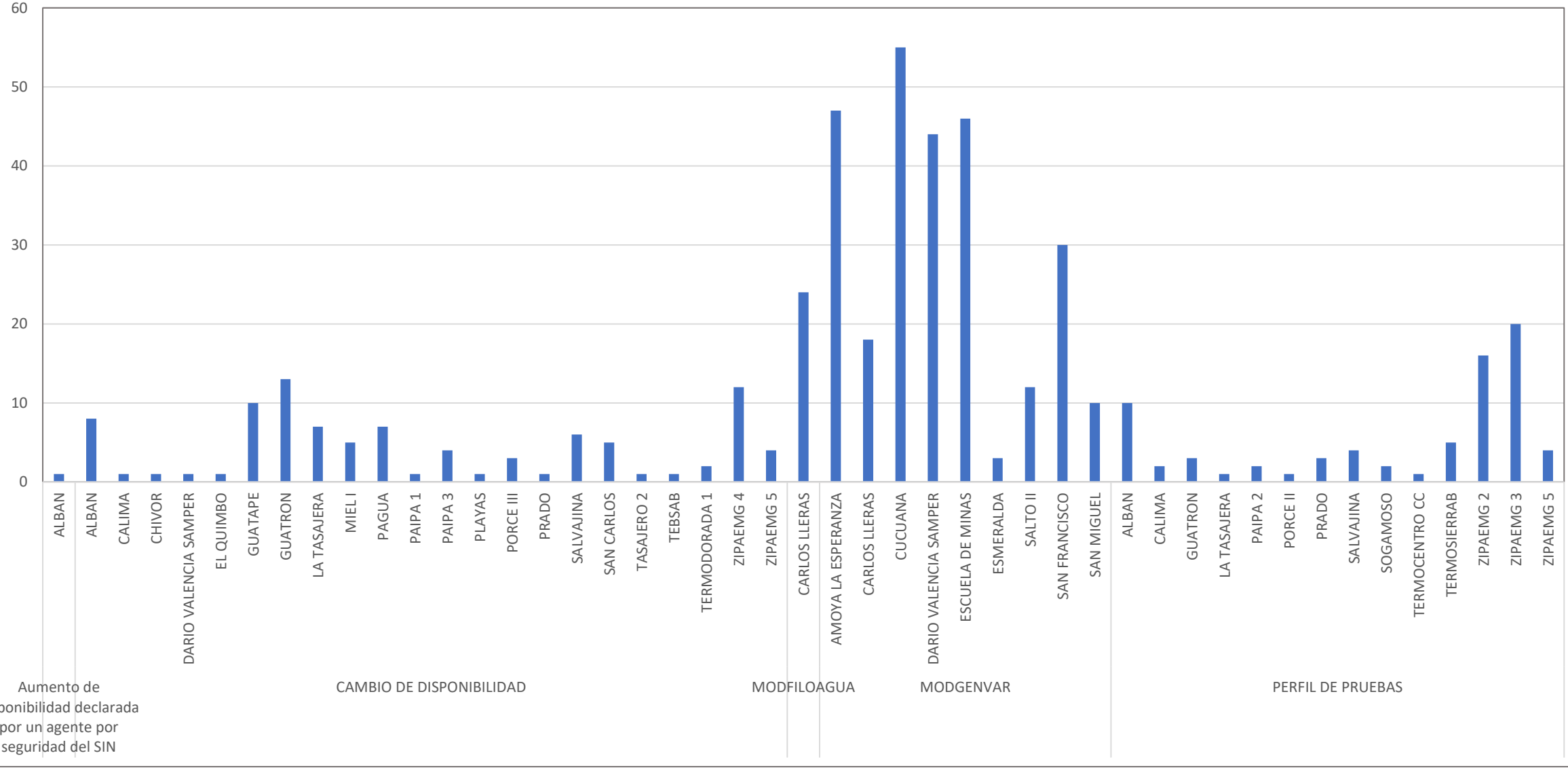
Seguimiento Resolución CREG 60 de 2019



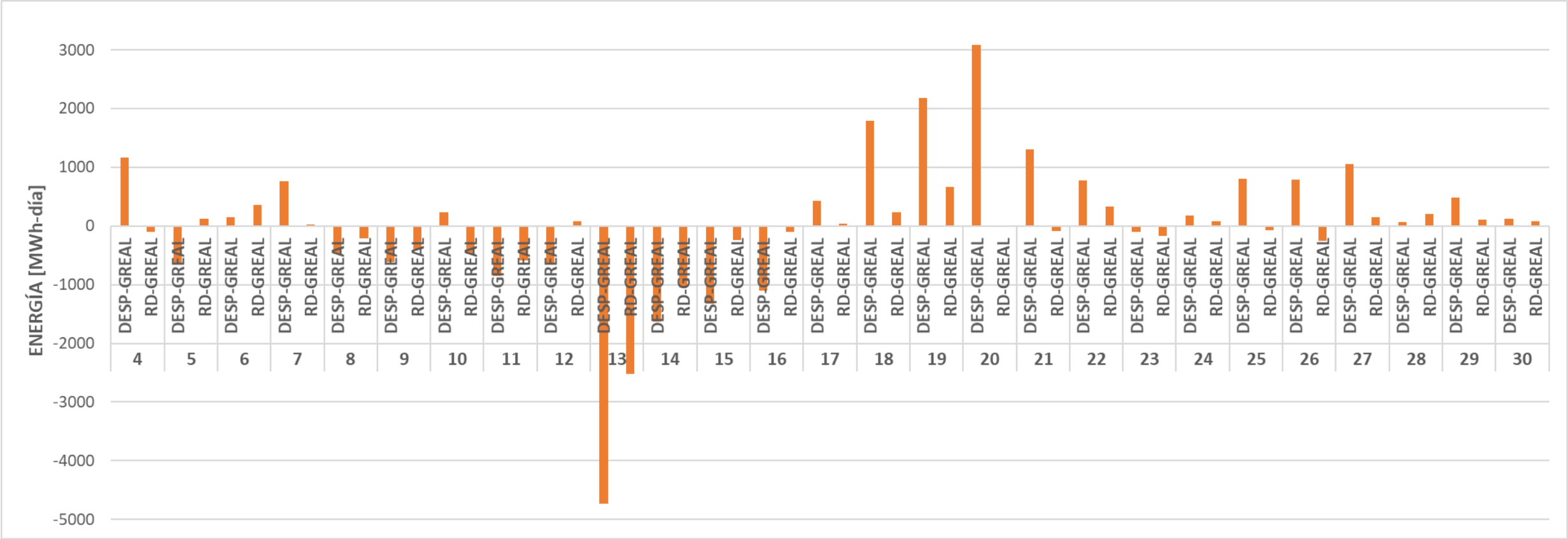
Estadísticas solicitudes de redespacho



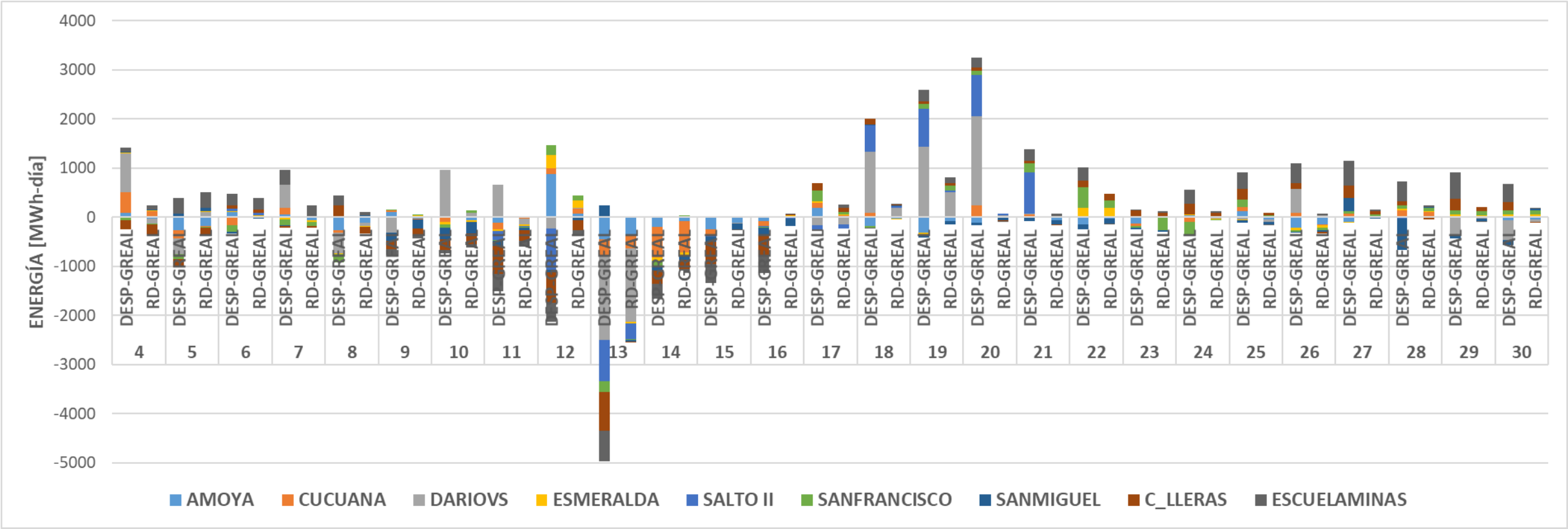
Tipo de Solicitudes de redespacho



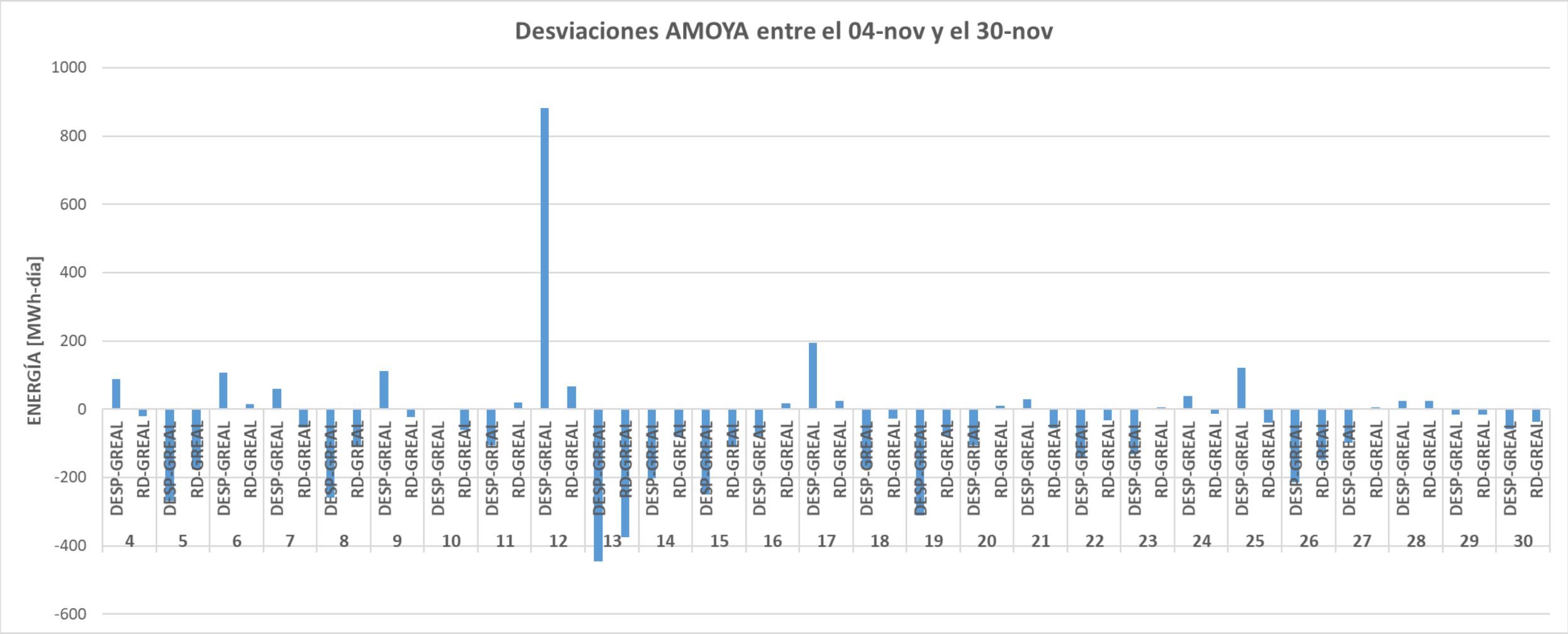
Desviaciones netas por día de recursos variables entre el 04-nov al 30-nov



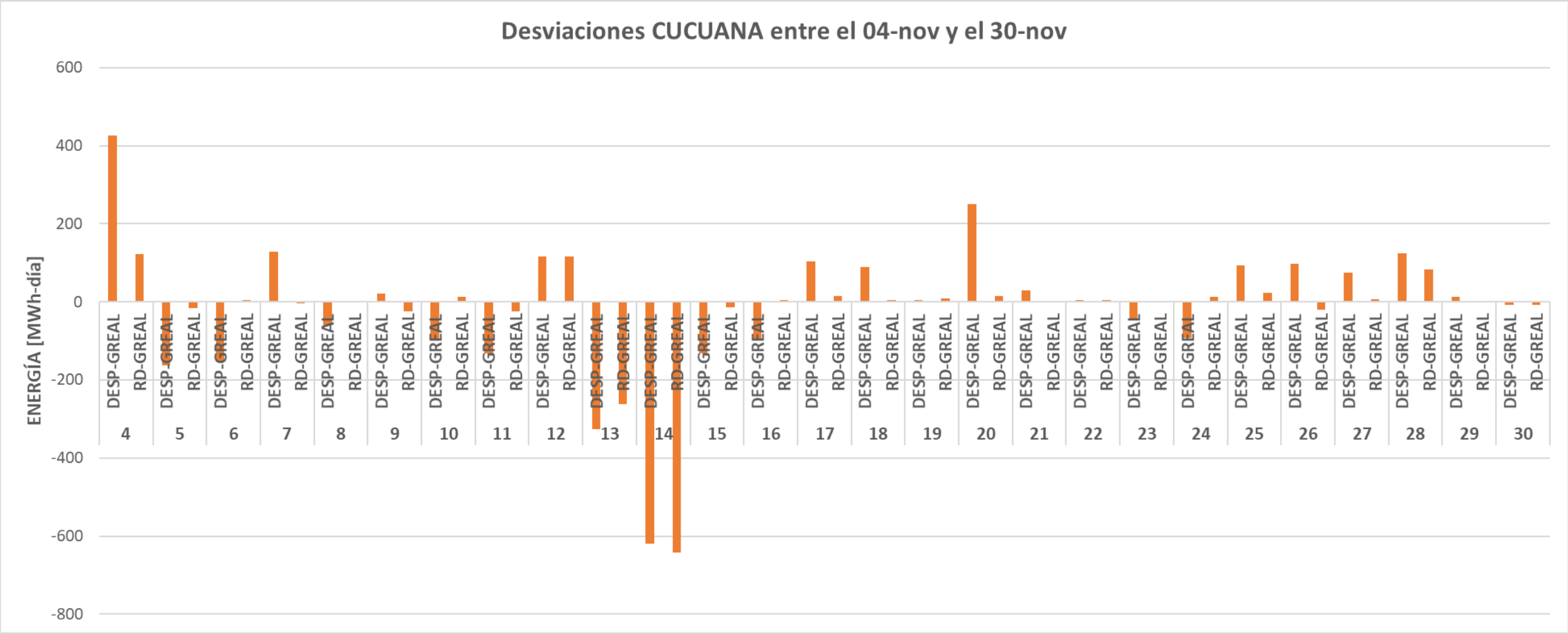
Desviaciones de cada recurso variable entre el 04-nov al 30-nov



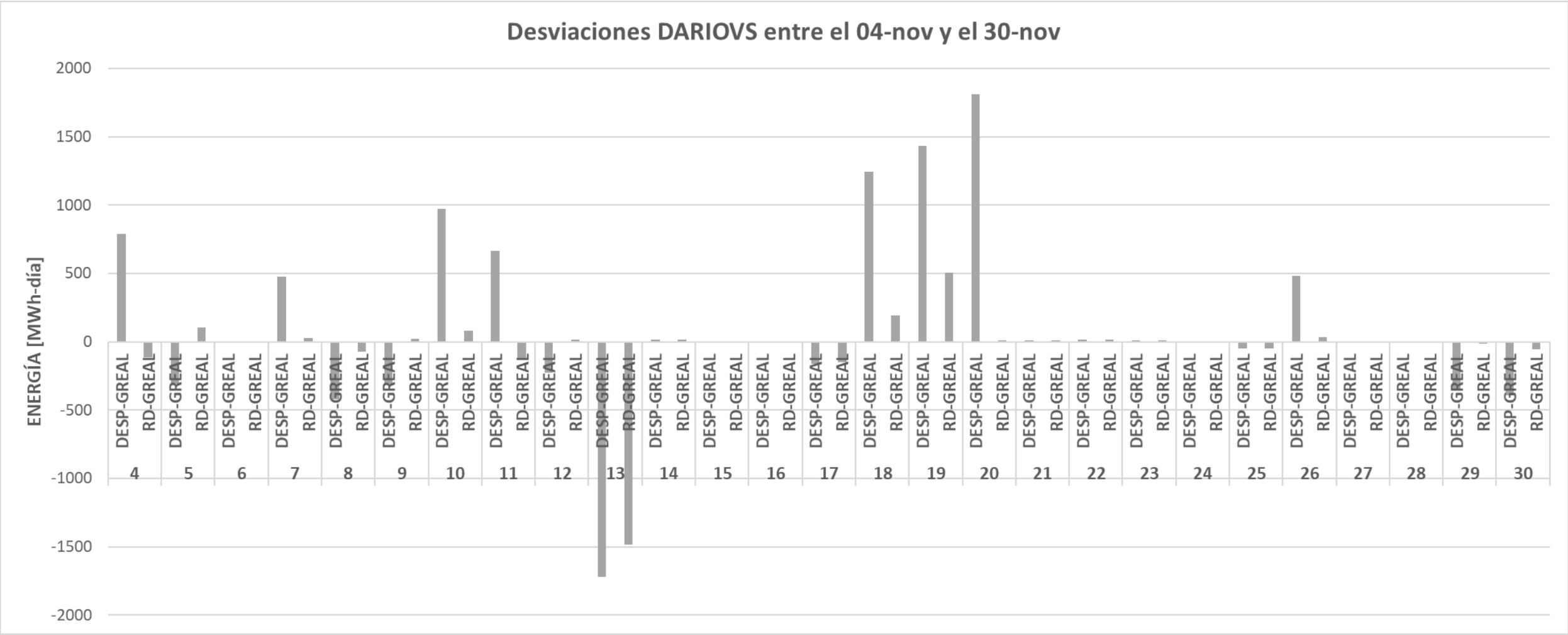
Desviaciones de cada recurso variable entre el 04-nov al 30-nov



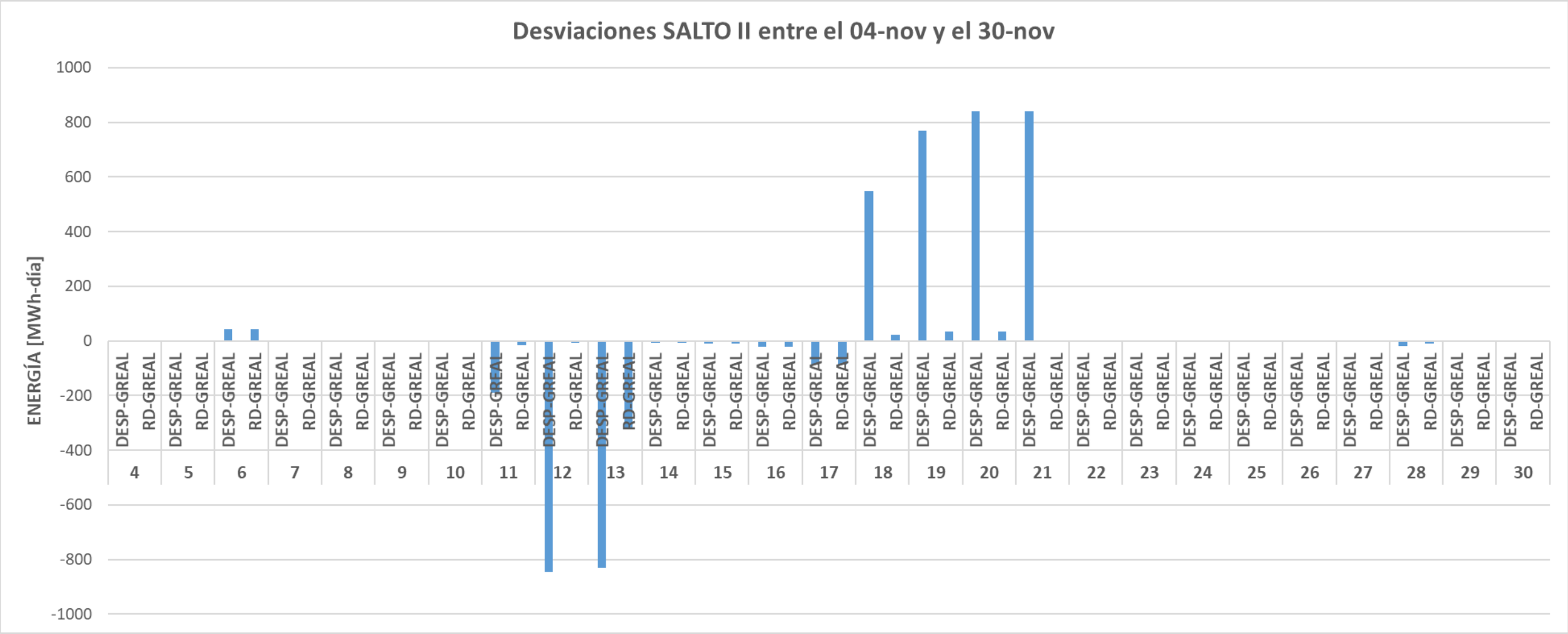
Desviaciones de cada recurso variable entre el 04-nov al 30-nov



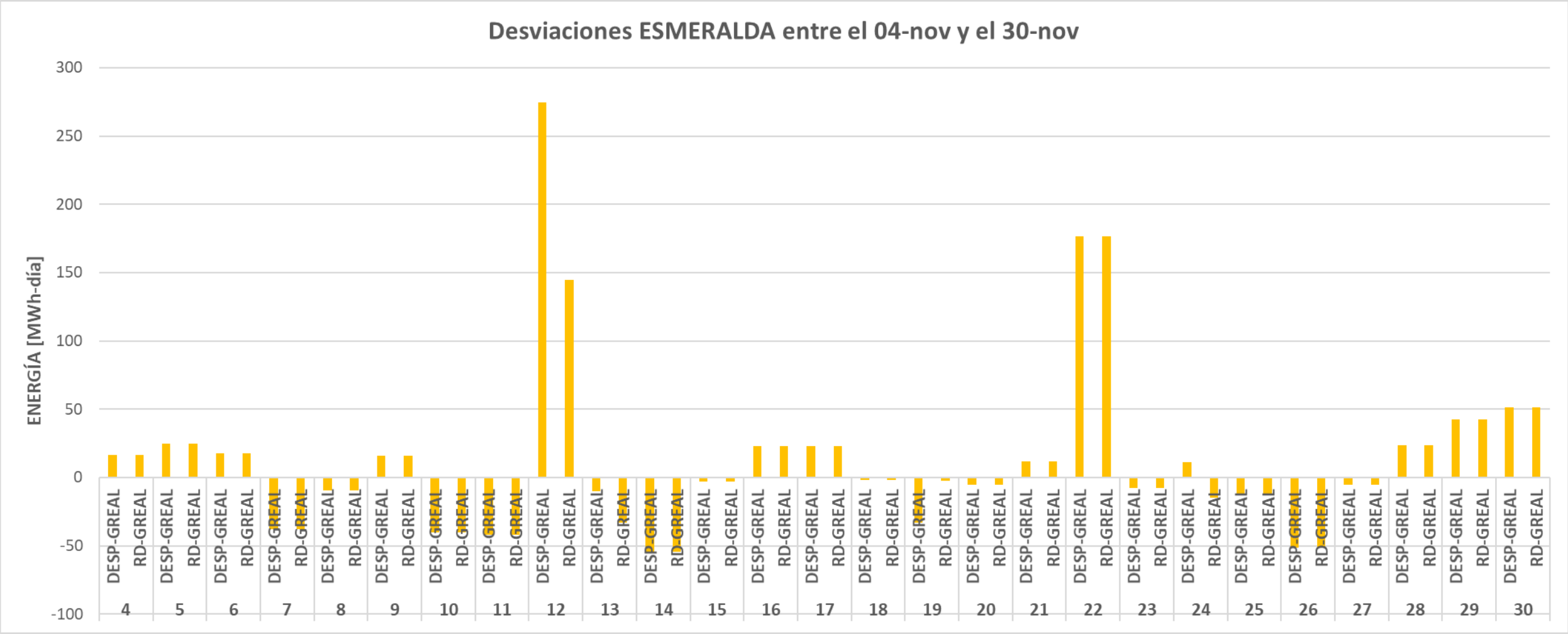
Desviaciones de cada recurso variable entre el 04-nov al 30-nov



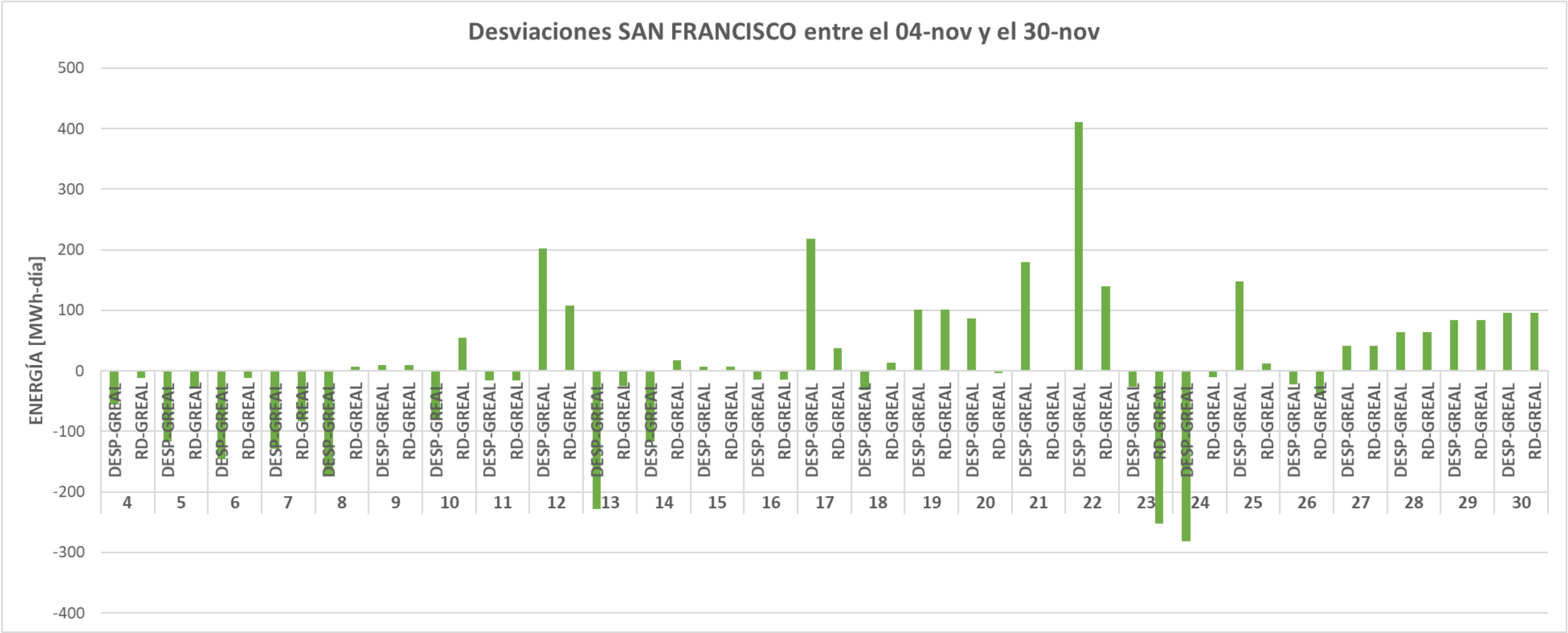
Desviaciones de cada recurso variable entre el 04-nov al 30-nov



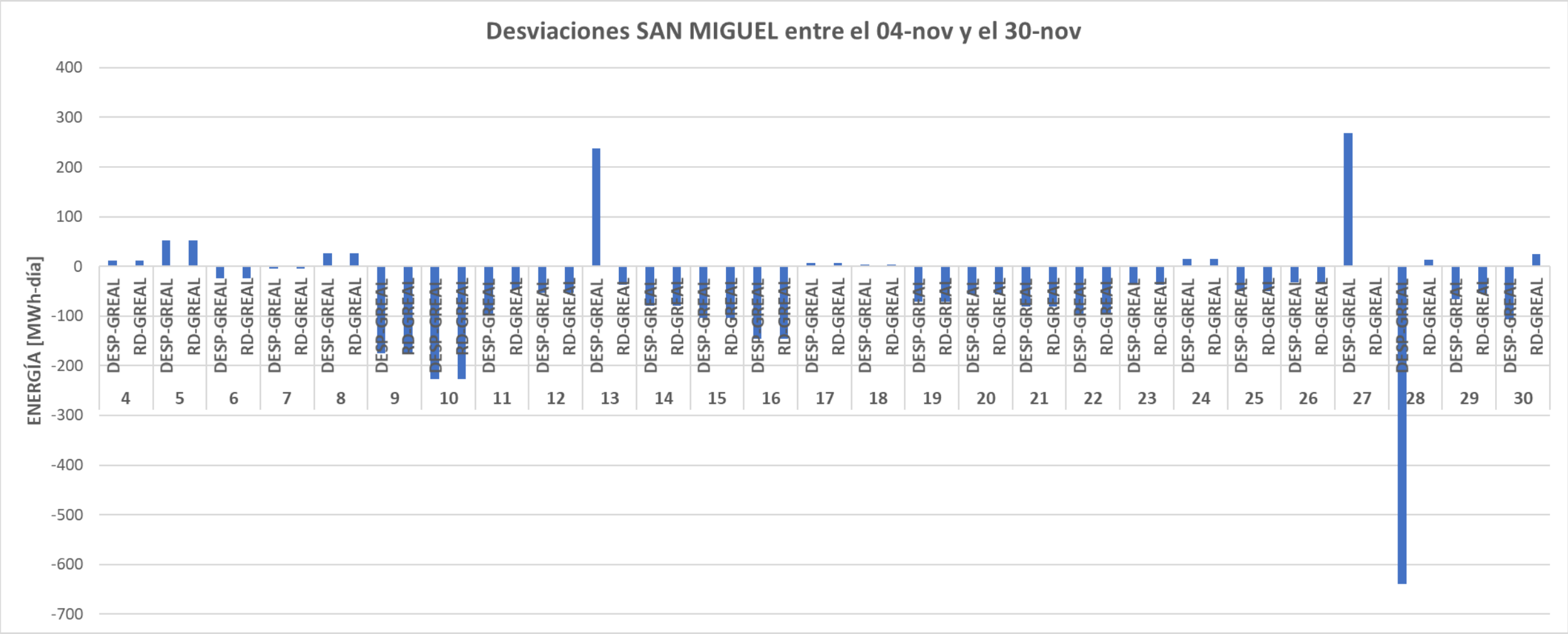
Desviaciones de cada recurso variable entre el 04-nov al 30-nov



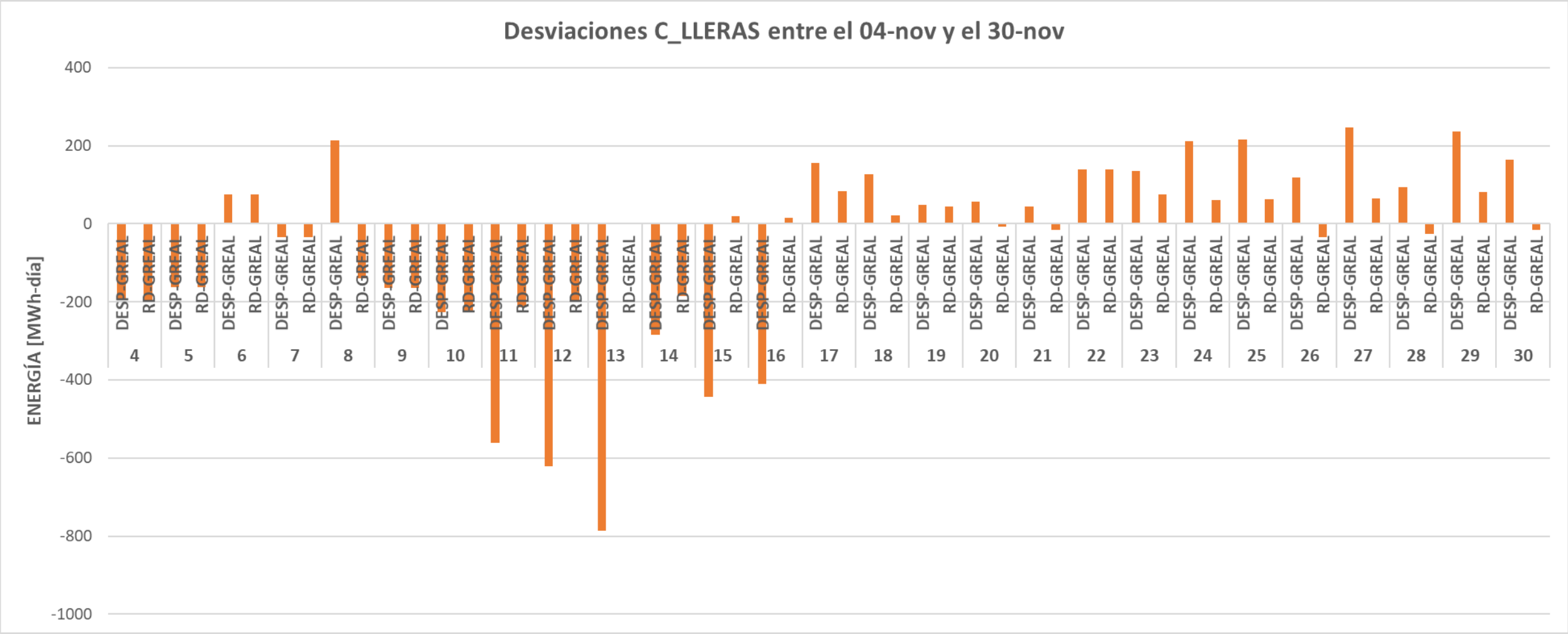
Desviaciones de cada recurso variable entre el 04-nov al 30-nov



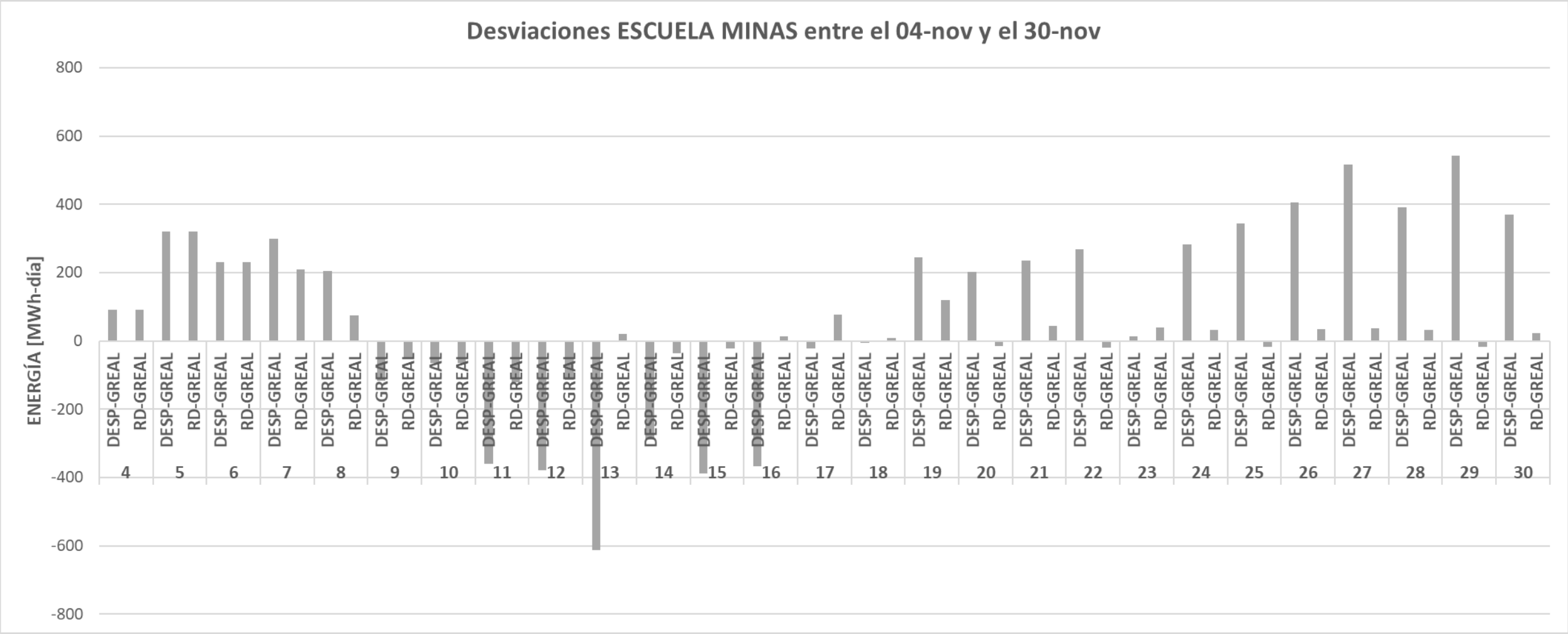
Desviaciones de cada recurso variable entre el 04-nov al 30-nov



Desviaciones de cada recurso variable entre el 04-nov al 30-nov



Desviaciones de cada recurso variable entre el 04-nov al 30-nov





Seguimiento situación Caribe



Acciones implementadas Septiembre - diciembre

Córdoba Sucre

Circuito Chinú –
Boston 110 kV

Incremento
capacidad circuitos

Intervención 4 ESPS

Bolívar

Circuito Chinú –
Boston 110 kV

Incremento
capacidad circuitos

Intervención 3 ESPS

Atlántico

Trafo
Caracolí
110/34.5 kV

GCM

Transformador
110/34.5 kV y obras
asociadas La Loma

Toma de carga devanado
34.5 kV transformador
Copey

Implementación 7 ESPS

Seguimiento y ajuste pronósticos de demanda y Factores de potencia

Coordinación de mantenimientos

Otras acciones en proceso

Regulatorias

Resolución CREG 153 de 2019

Revisión Acuerdos
Reporte DNA,
Comunicaciones

Supervisión

Incorporación
subestaciones críticas SDL
al CND

Otras

Revisión información SDL

Revisión viabilidad ESPS
ante N-1 con
indisponibilidad de circuito
Intercosta

- Actualmente no se programa DNA diariamente en el despacho por agotamiento de red.
- Se ha presentado una disminución en la DNA por causas sistémicas, entre septiembre y noviembre el 99.5% de la DNA No Programada de la región Caribe se debió a fallas en activos radiales del STR y activos del SDL.

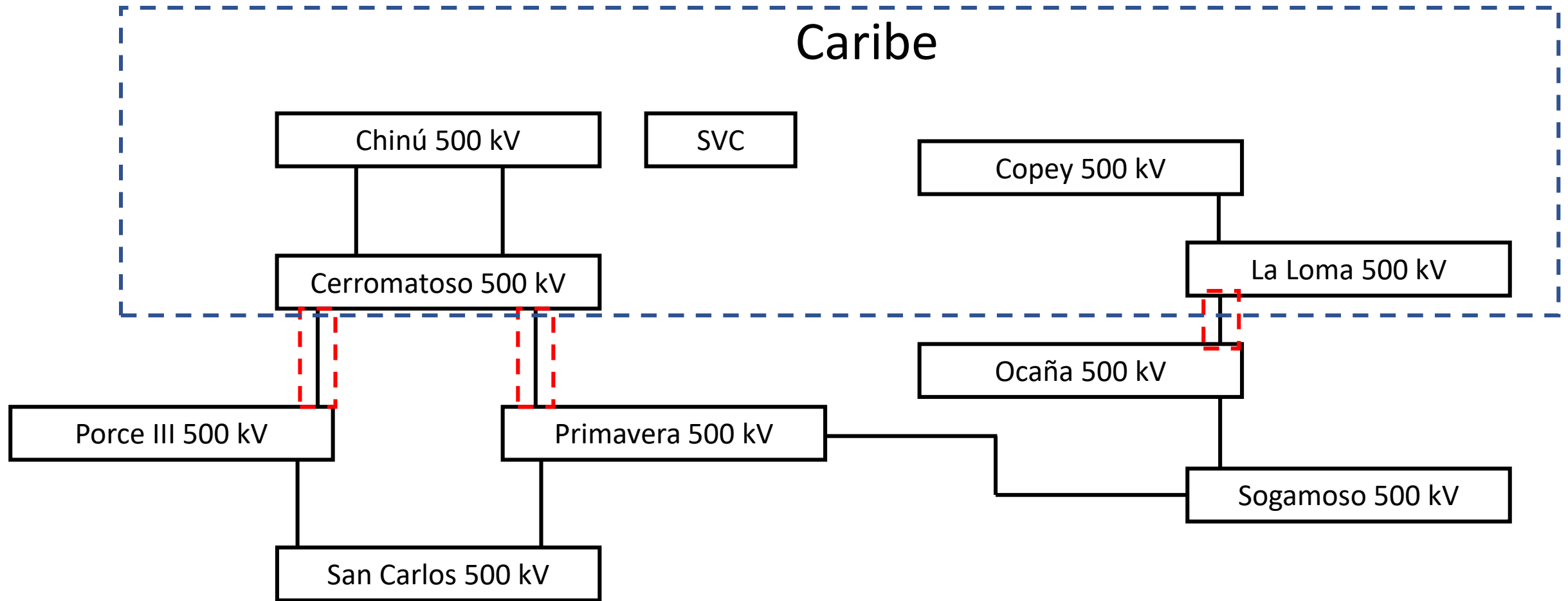
¿Qué sigue?

- Seguimiento permanente operación área Caribe
- Seguimiento adjudicación y desarrollo obras expansión STN, STR, SDL y generación en la región Caribe.
- Seguimiento y mejoramiento pronósticos de demanda y factores de potencia
- Seguimiento impacto Resolución CREG 153 de 2019.
- Definición obras Resolución CREG 98 de 2019 y seguimiento puesta en operación (Baterías)
- Implementación recomendaciones ajuste de protecciones subárea Atlántico
- Definición e implementación ESPS para N-1 ante indisponibilidad de circuito intercosta
- Seguimiento niveles de corto circuito y subestaciones anillo.

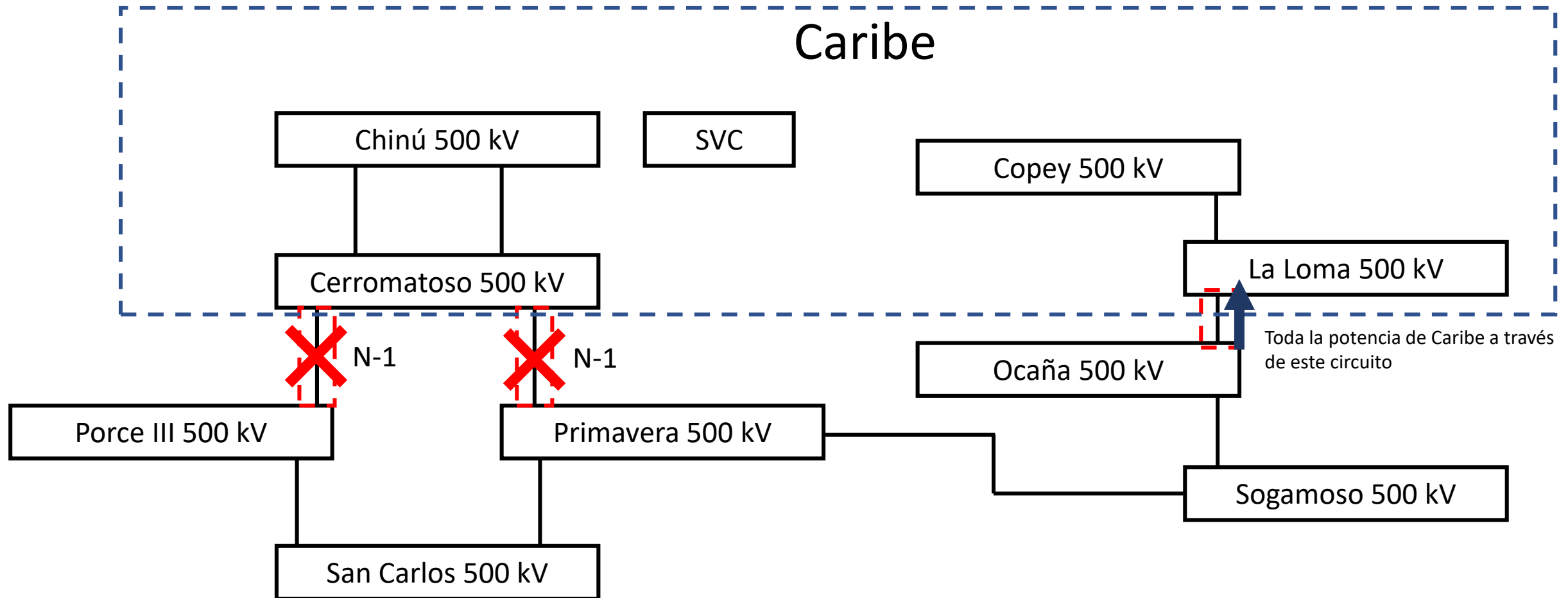
Avance ESPS N-1 ante indisponibilidad línea 500 kV



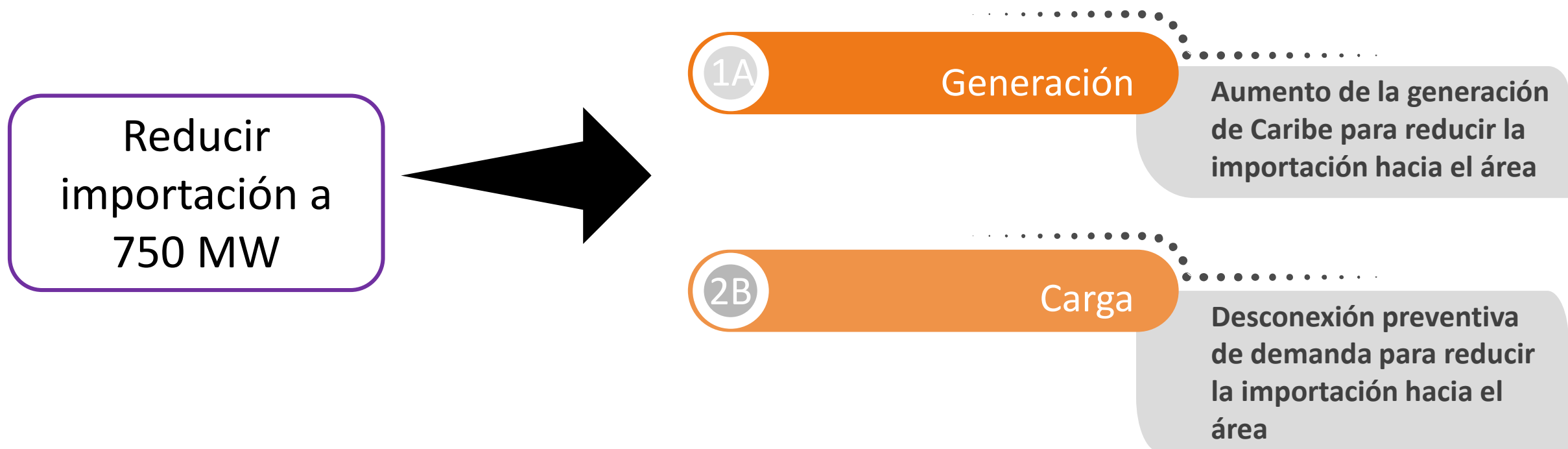
Topología de los corredores area Caribe



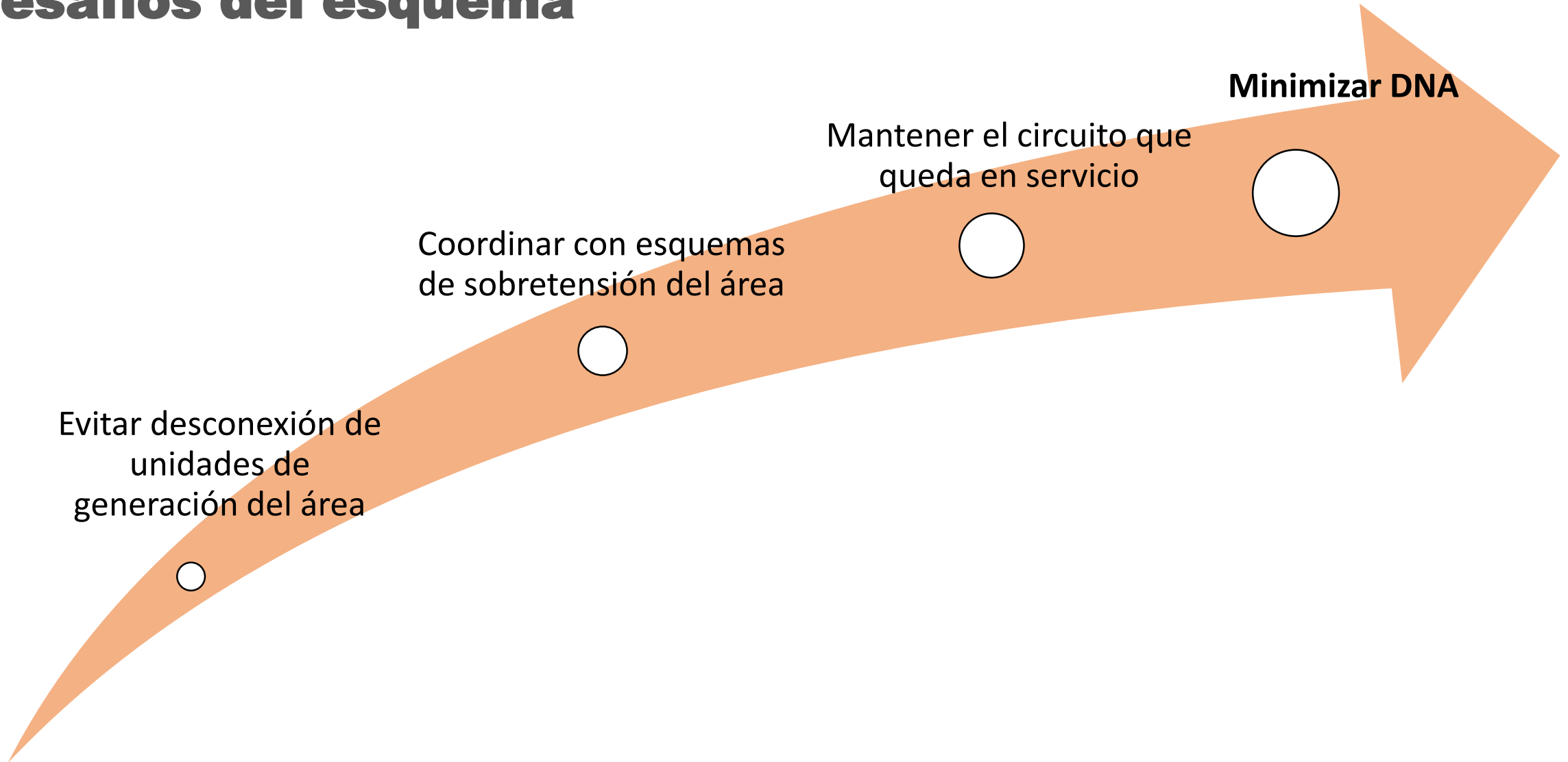
Contingencias críticas de importación de Caribe



Valor de importación seguro para la siguiente N-1



Desafíos del esquema

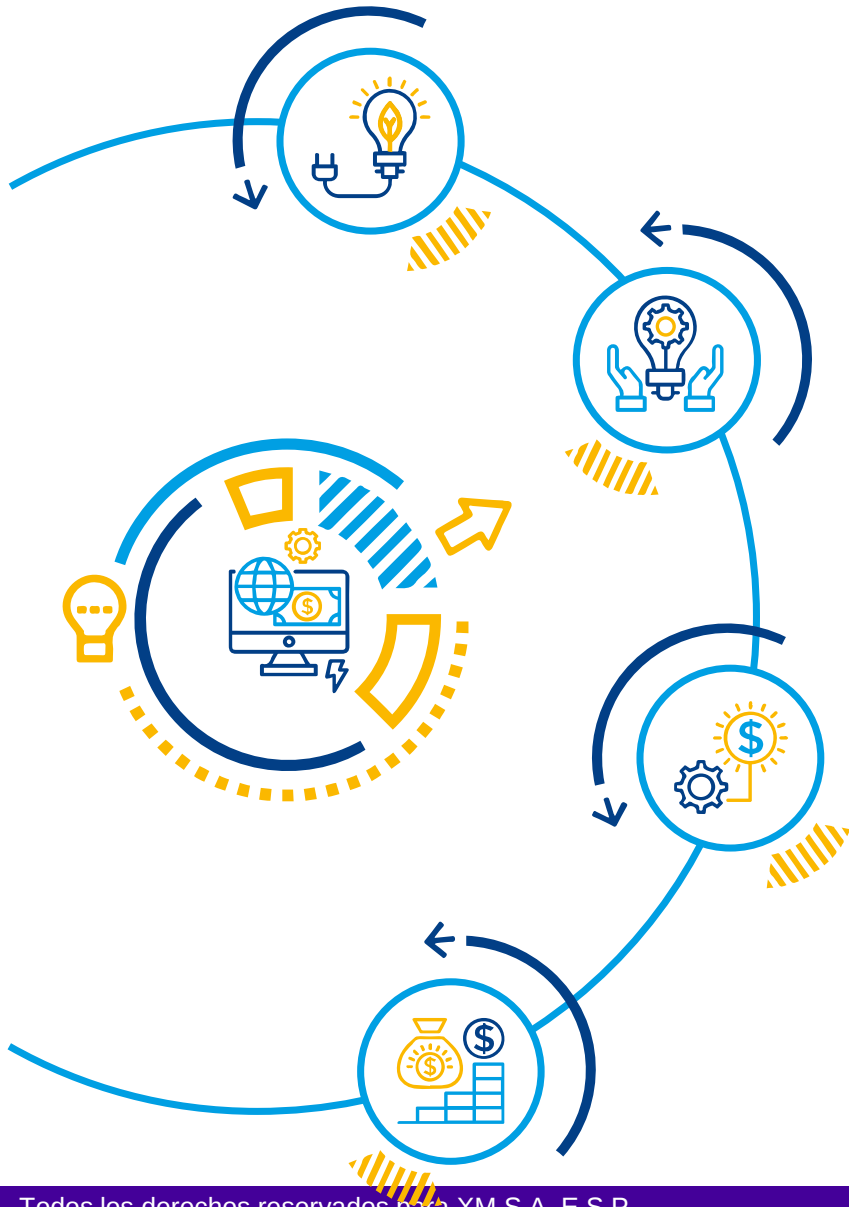


Complemento al esquema.

Dadas las características técnicas de las plantas del área y el riego para la operación del sistema de operar el área Caribe con una importación superior al límite de intercambio, se requiere el diseño e implementación de un automatismo que permita la desconexión rápida, por parte del operador de red, de bloques de demanda.

Estas desconexiones se materializarían dependiendo del punto de operación en que se encuentre el sistema y sería un complemento al esquema automático.

Supuestos y consideraciones



Disponibilidad del resto de elementos de la red

- Se considera disponibilidad del SVC, bancos de compensación capacitiva e inductiva, generadores del área, líneas de transmisión y transformadores

Modelo de carga implementado actualmente en la BD

- Se usa el modelo de carga actual en la BD, se requiere refinación de modelo de cargas especiales.

Factores de potencia reportados por los agentes

- Se ha identificado que los valores de los factores de potencia reportados son mas optimistas que los que se presentan en la realidad, factor que puede cambiar los resultados del presente estudio

Modelos de control de las unidades de generación

Criterios para los análisis eléctricos



Tensiones en estado normal de operación

- Entre 57.5 kV y 230 kV: 0.9 pu y 1.1 pu
- 500 kV: 0.9 pu y 1.05 pu

Limites de sobrecarga de los equipos

- Se respetan los limites de sobrecarga de los equipos del SIN tanto en estado normal de operación como ante N-1

Potencia reactiva

- Se respetan los limites de potencia reactiva de acuerdo con las curvas PQ de cada maquina

Estabilidad

- Se evalúa la estabilidad del sistema tanto en estado estable como transitoriamente

Amortiguamiento para los modos de oscilación

- Se verifica que el amortiguamiento de la oscilación a través del corredor Ocaña – Copey 500 kV sea de por lo menos del 3%

Actuación del EDAC

- Se verifica la no actuación del EDAC

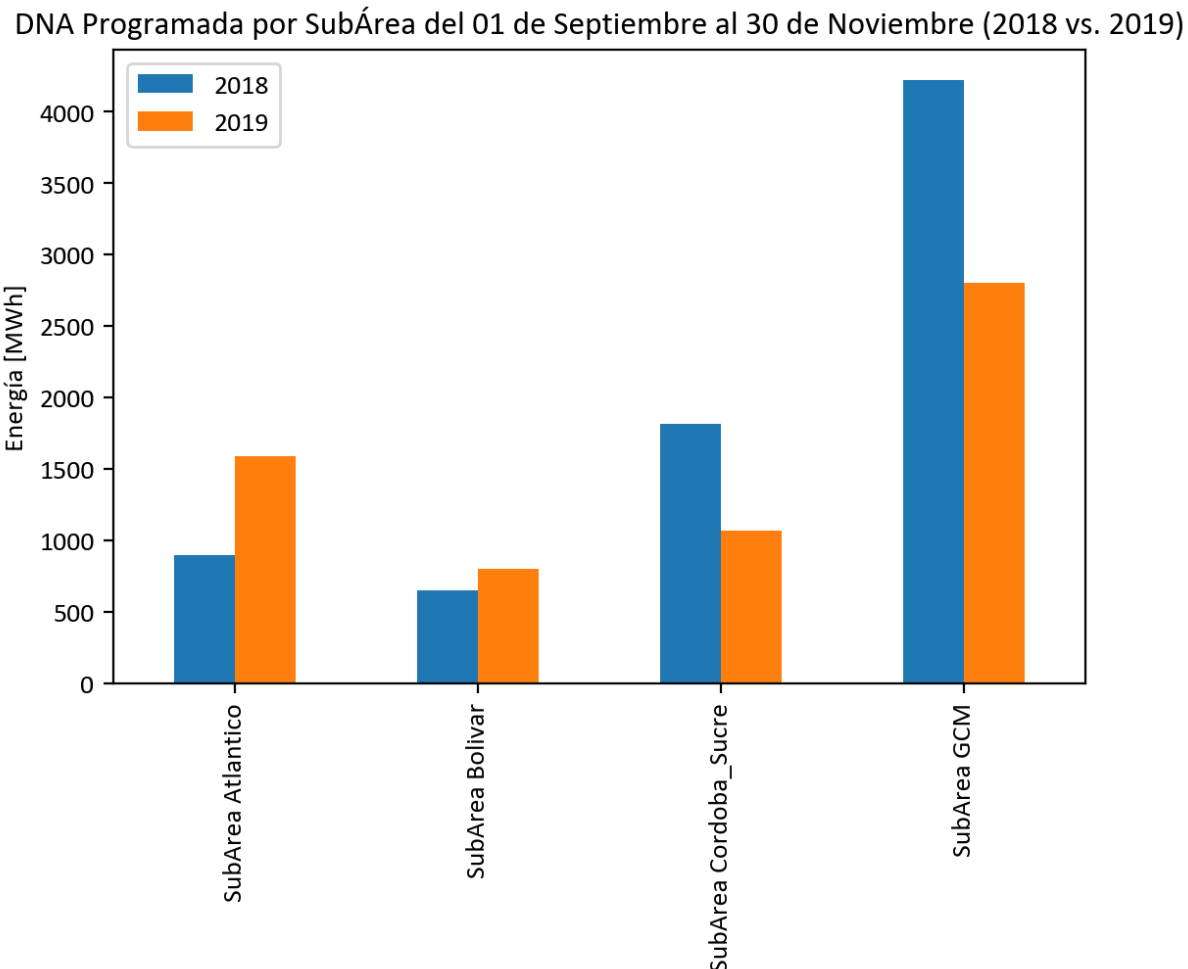
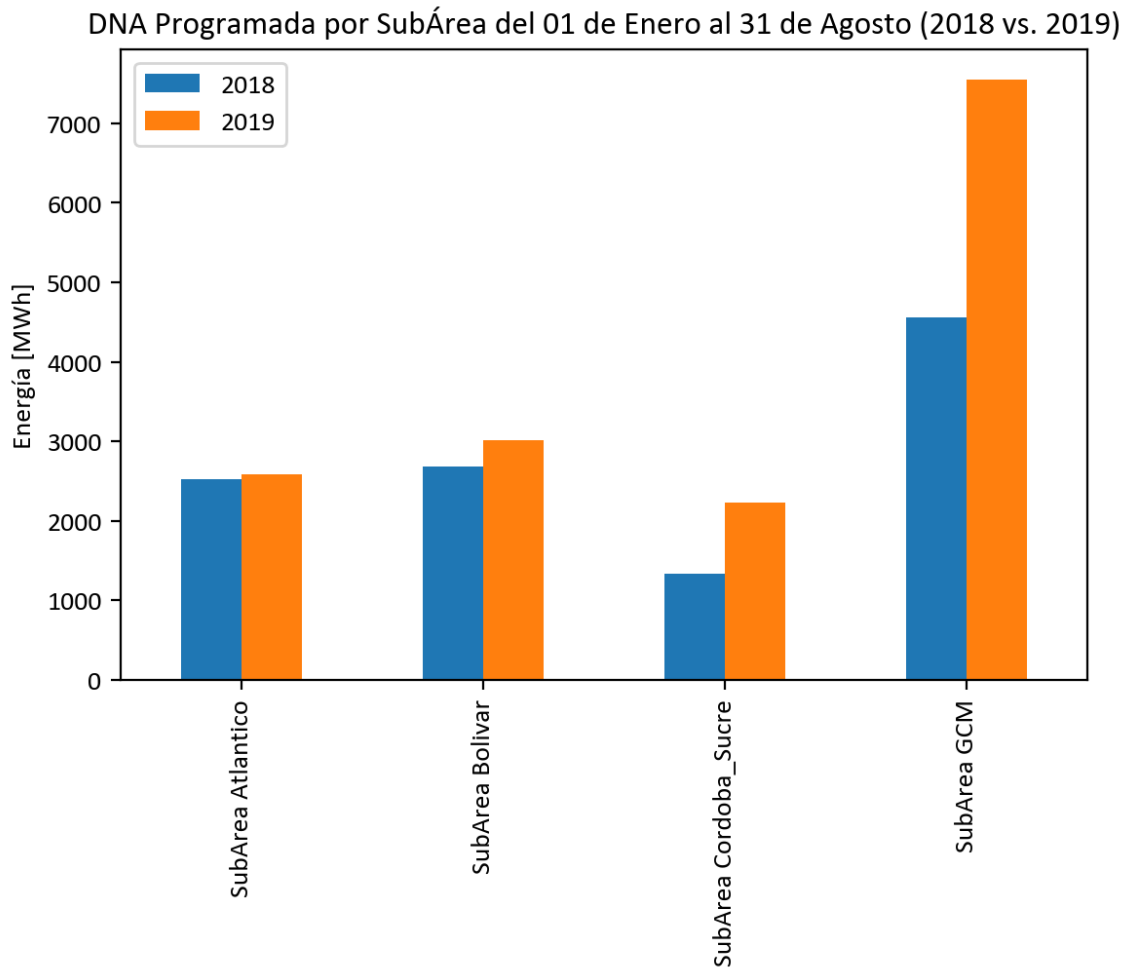
Umbrales de tensión transitorios

- Se verifica que las tensiones no estén por debajo de 0.8 pu por mas de 500 ms

DNA Área Caribe 2019

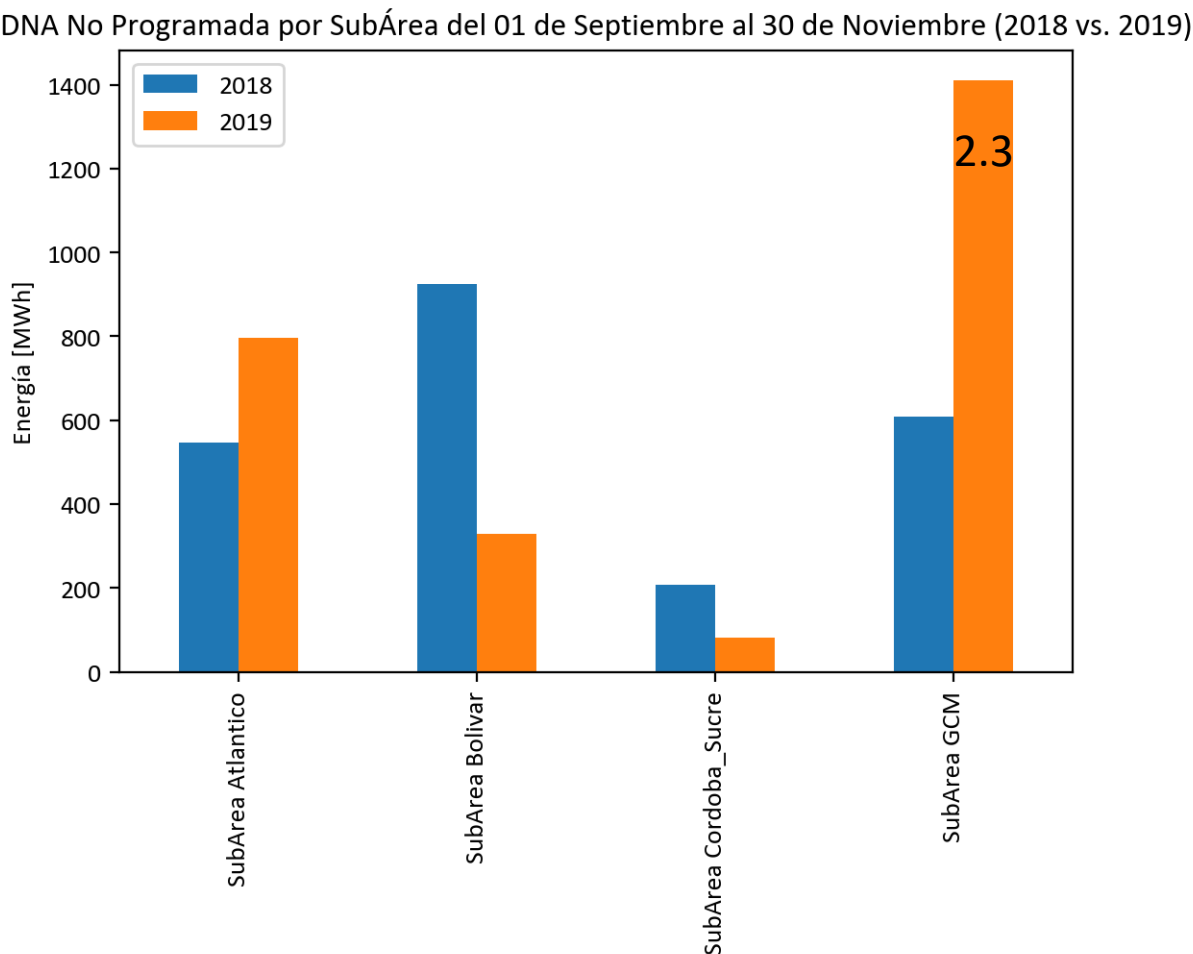
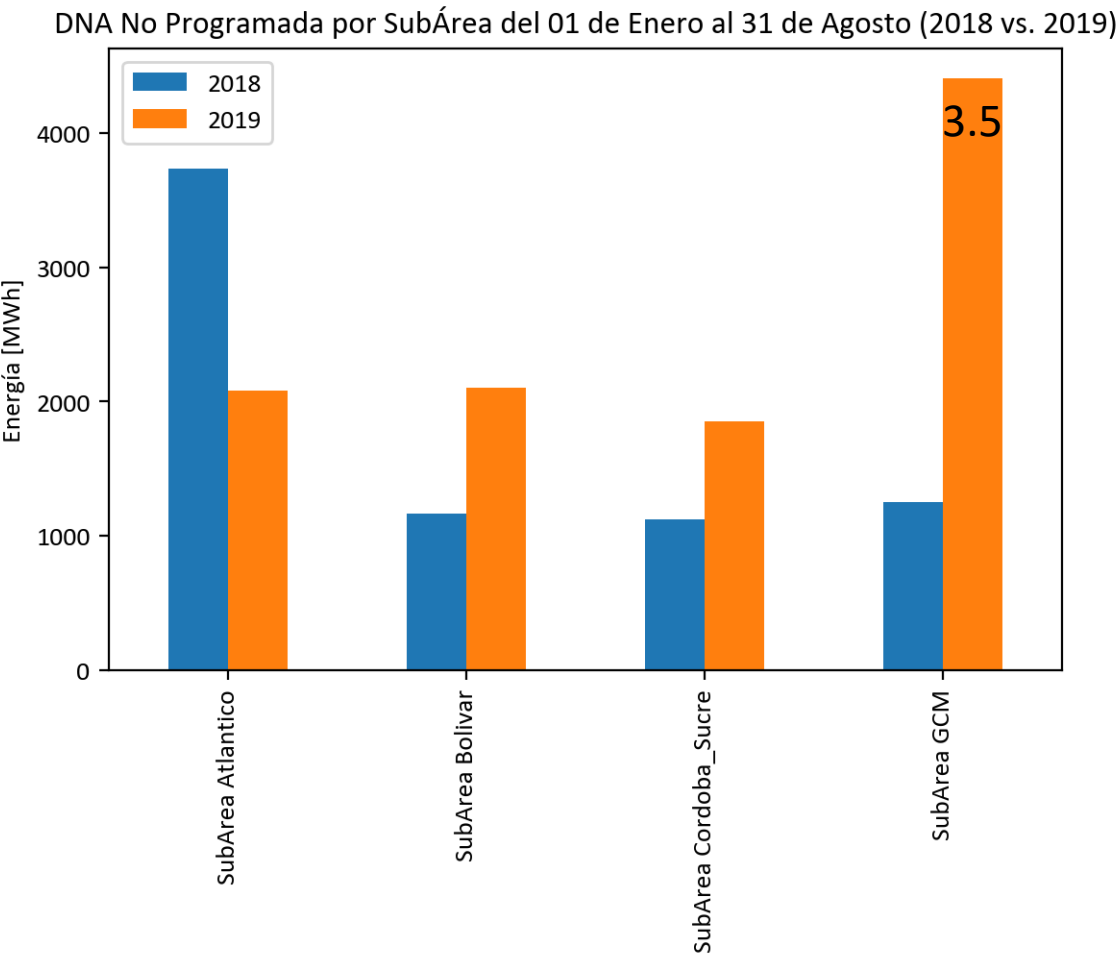


DNA Programada Caribe 2018 Vs 2019



Demanda no atendida asociada a la realización de mantenimientos en las redes para garantizar su operación o viabilizar entrada de nuevos proyectos

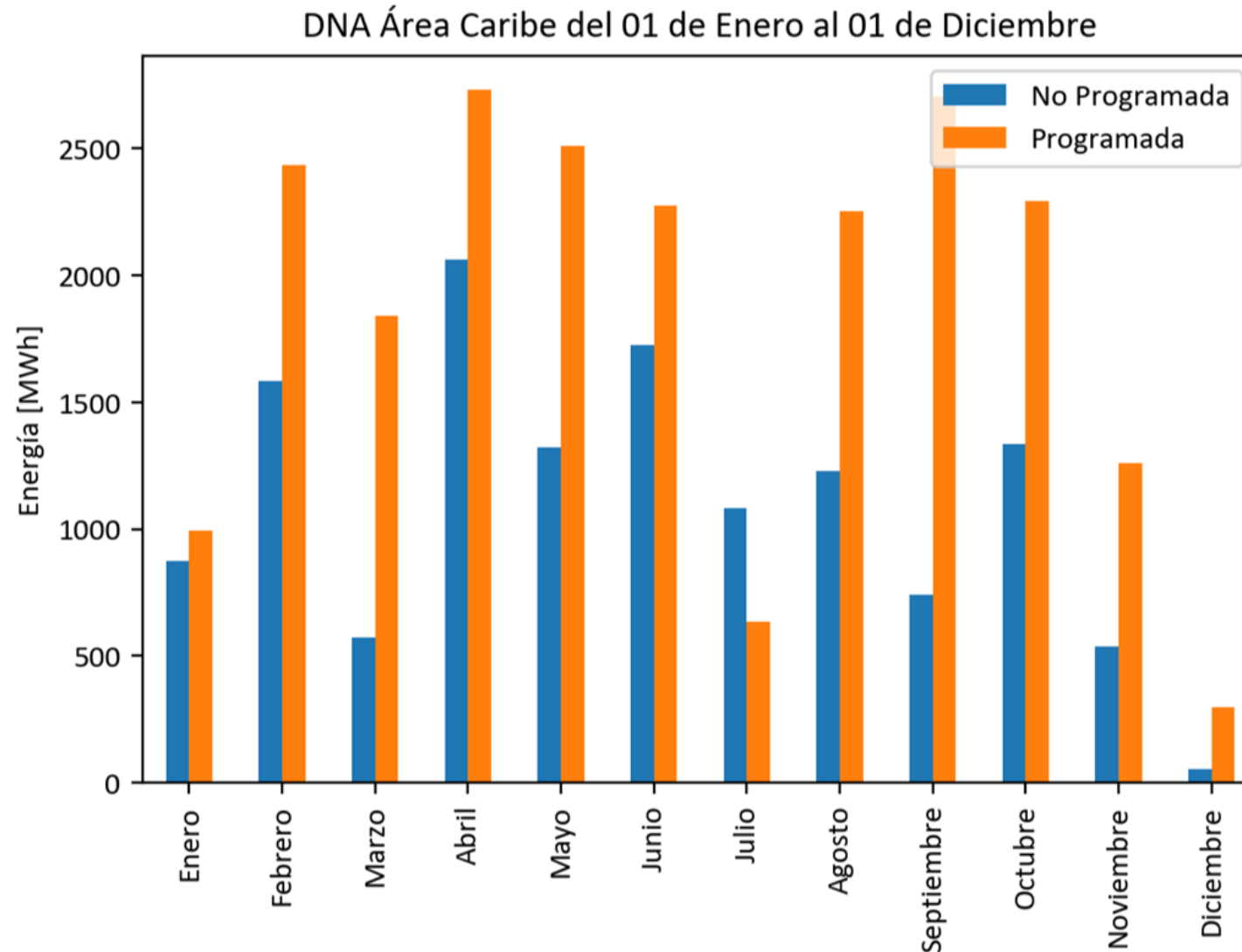
DNA No Programada Caribe 2018 Vs 2019



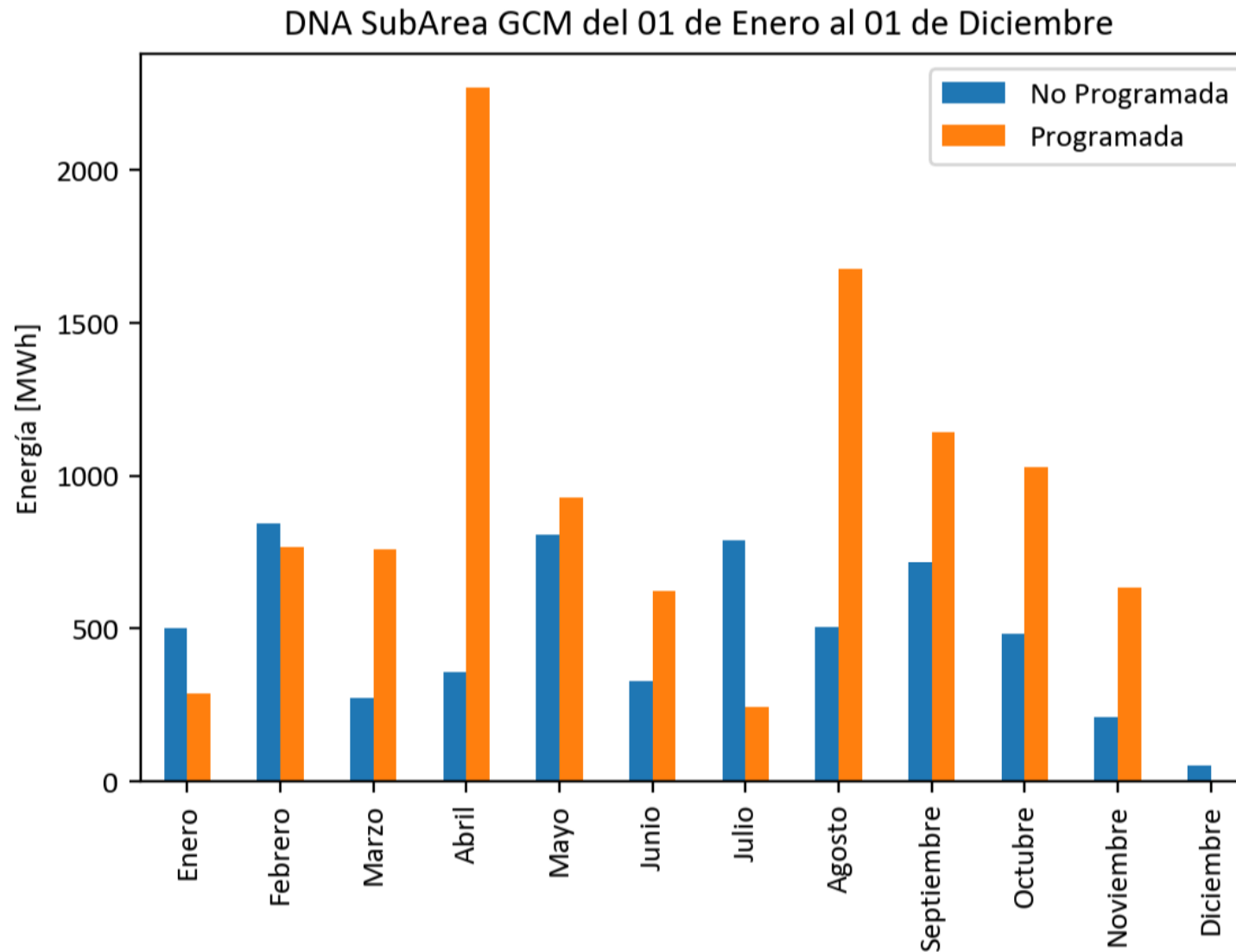
Entre septiembre y noviembre el 99.5% de la DNA No Programada de la región Caribe se debió fallas en activos radiales del STR y activos del SDL.



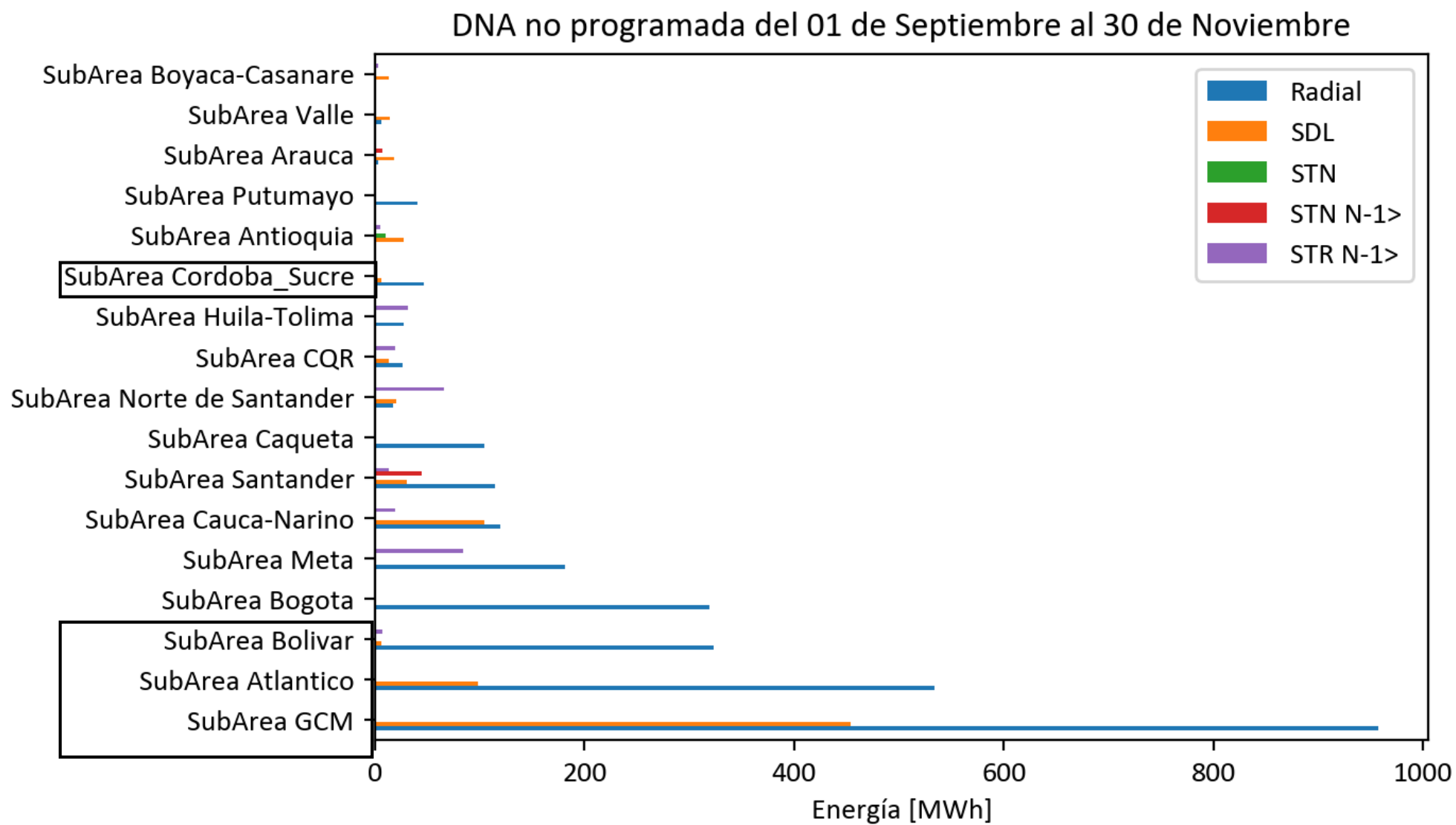
DNA Programada y No Programada (Caribe)



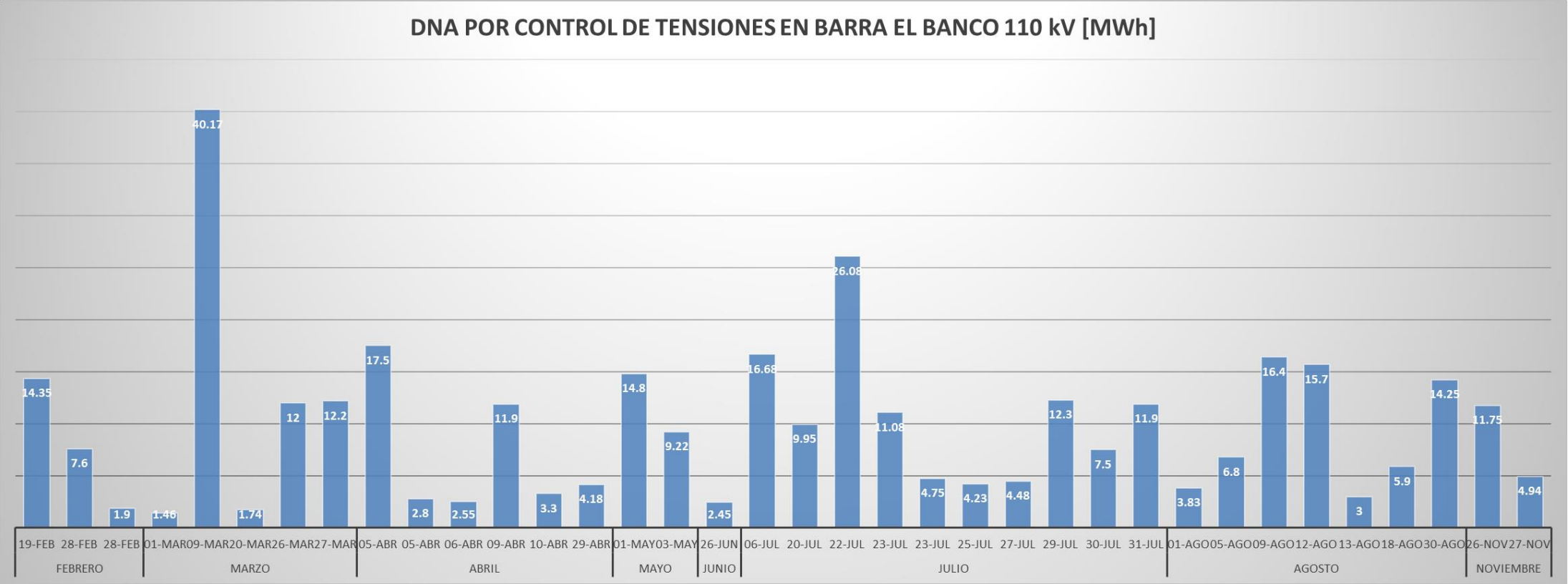
DNA Programada y No Programada (GCM)



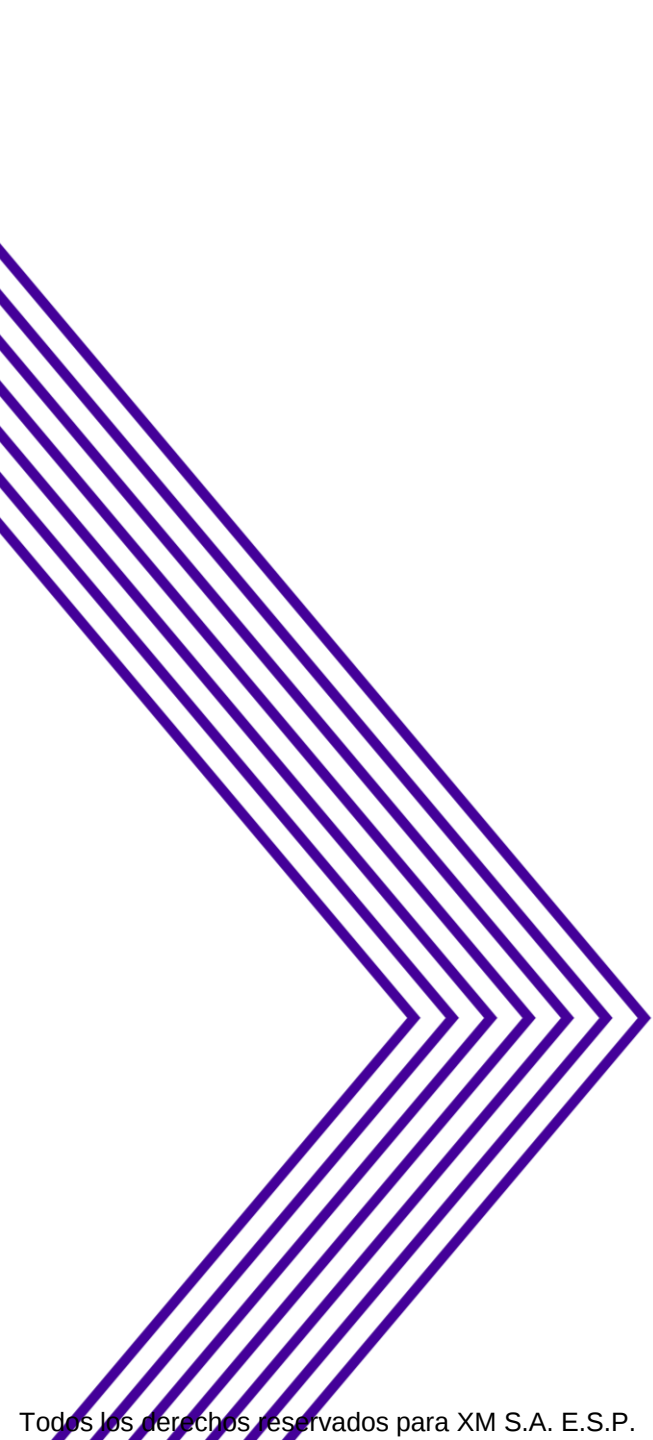
DNA No Programada Septiembre - noviembre (MWh)



DNA Agotamiento de red Copey – El Banco El Paso



En los meses de Septiembre y octubre y gran parte de noviembre no fue necesario instruir DNA en el Banco en tiempo real, ni se recibe reporte de ECA por esta causa, con las obras implementadas no se prevé esta DNA en el corto plazo.



4. Varios

- Indicadores de operación



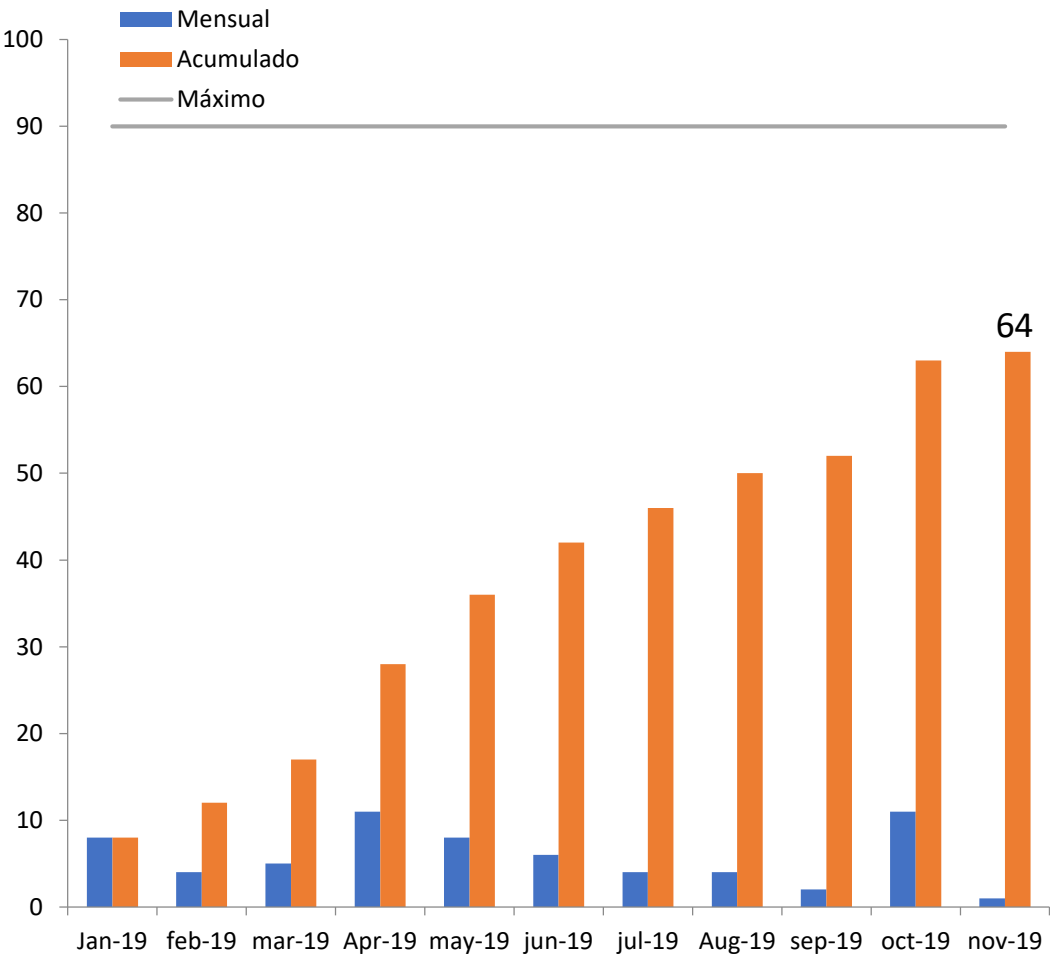


Indicadores de operación



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

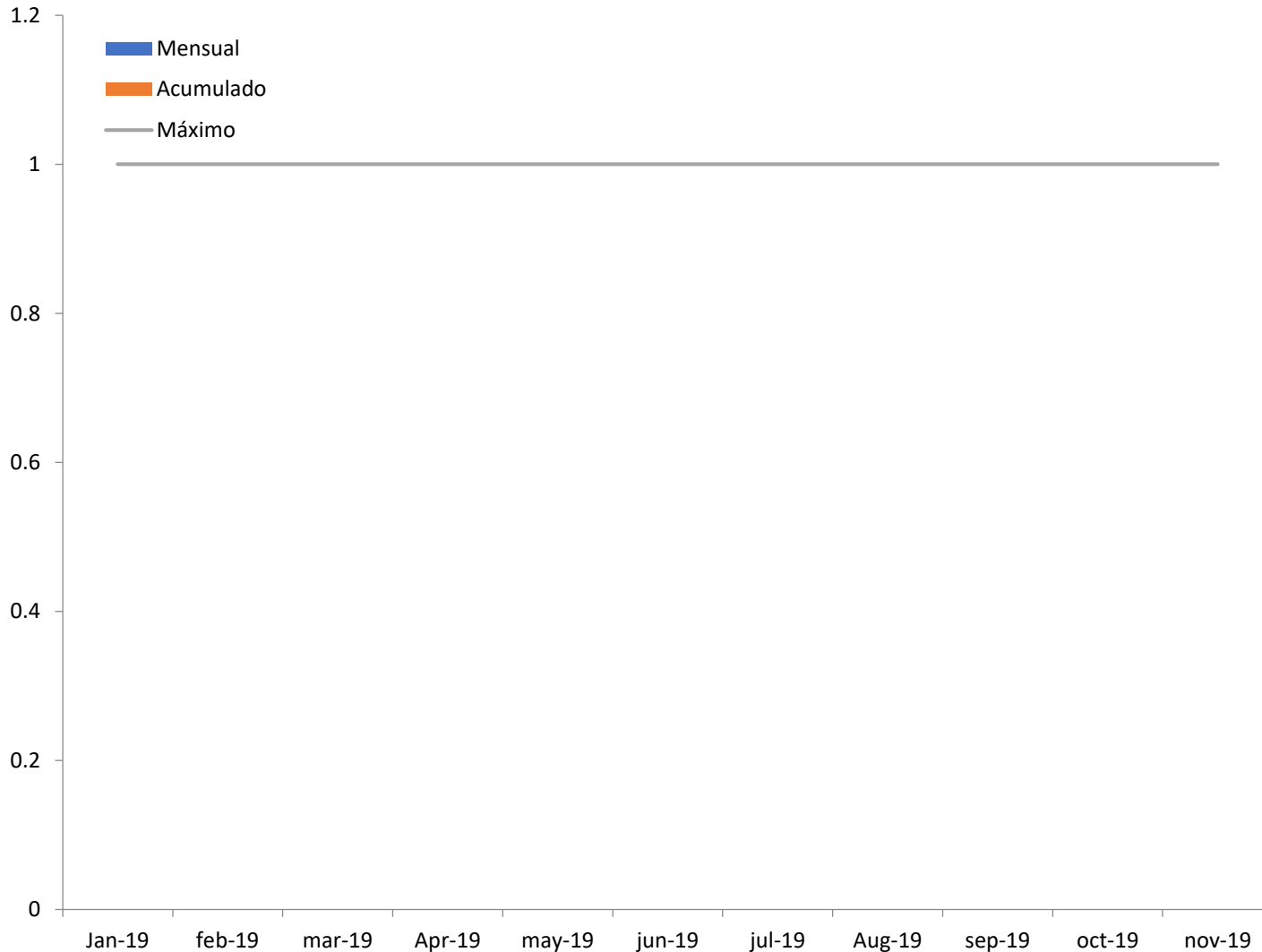


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
22/11/2019 17:24	6	59,73	Transitorio	Disparo de la unidad GUAVIO4 mientras generaba a máxima carga, alcanzando un valor de frecuencia de 59.73 Hz. El operador informa fallas en su medida, al no actualizar el dato de generación real dispara la unidad.	NO

Durante el mes de Noviembre de 2019 se presentó 1 evento de frecuencia transitoria en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas

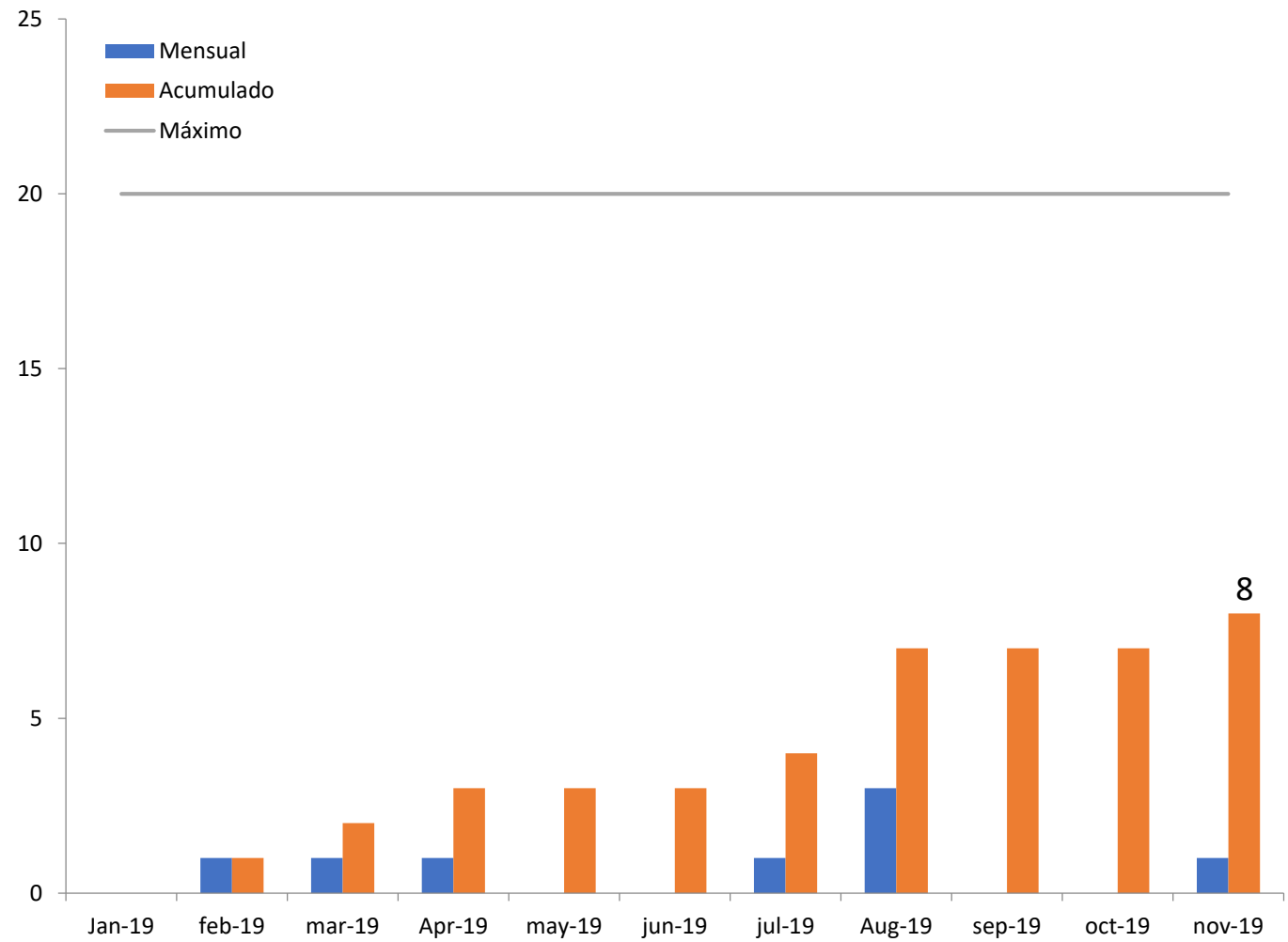
FRECUENCIA LENTO



Durante el mes de Noviembre de 2019 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

Eventos de tensión fuera de rango

TENSIÓN

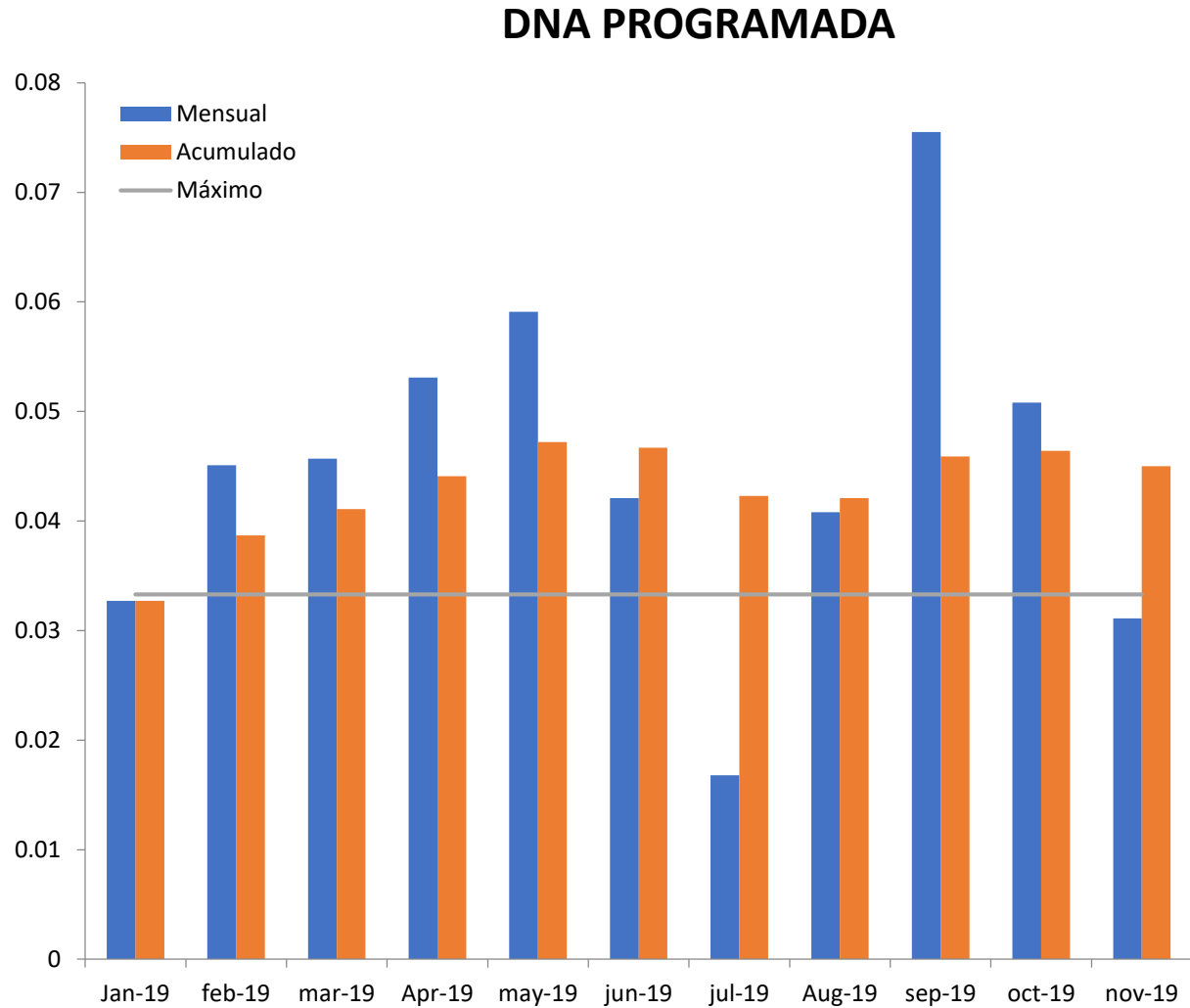


Fecha	Descripción	Causa
24/11/2019 2:36	Disparo de todas las bahías asociadas a la barra 1 en S/E SALVAJINA 230 kV, quedando sin tensión la S/E SALVAJINA 230 kV. El agente reporta falla en la bahía por 230 kV del activo SALVAJINA 4 10MVA 230/34.5/13.8 kV.	Evento STN

Durante el mes de Noviembre de 2019 se presentó 1 evento de tensión en el sistema.

Porcentaje de DNA Programada

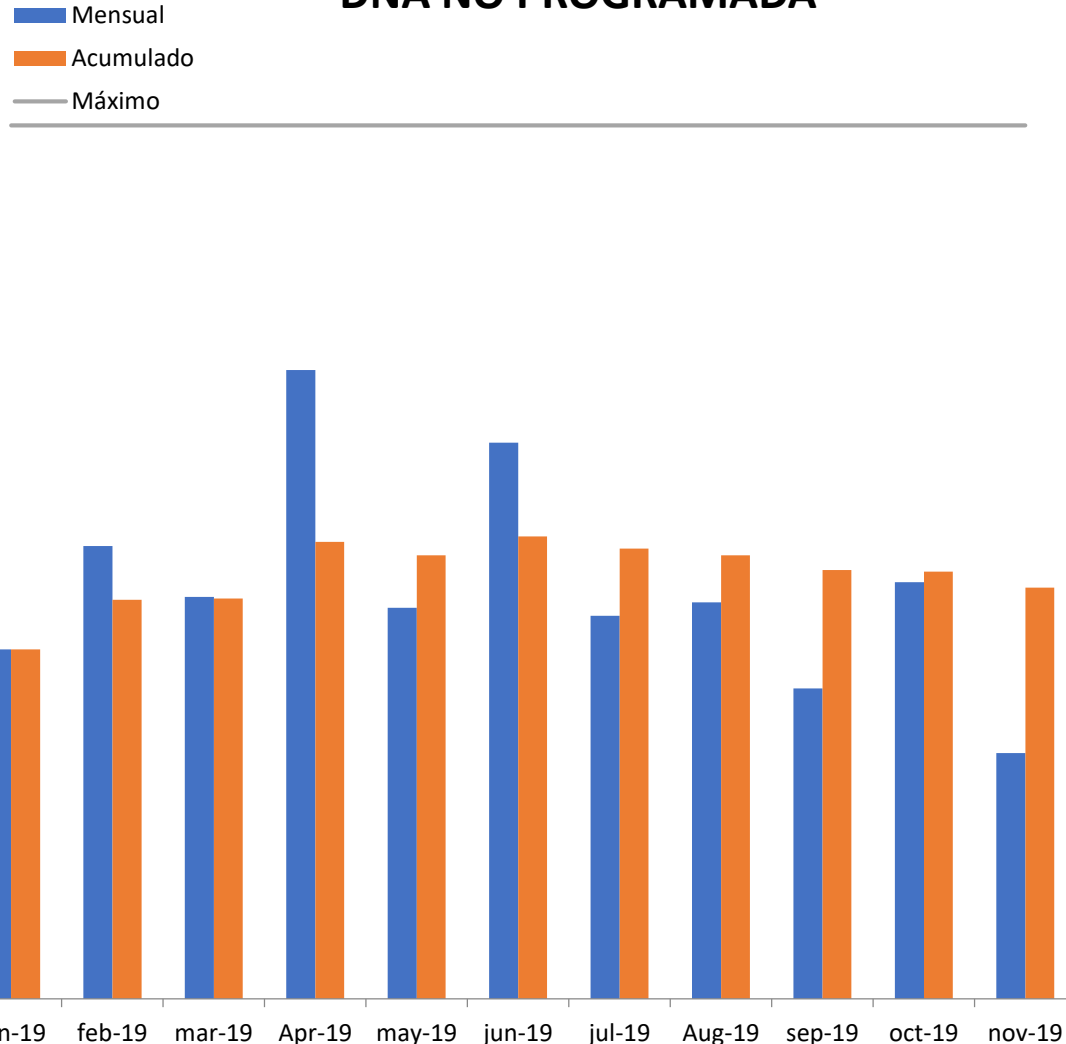
Por causas programadas se dejaron de atender 1.816 GWh en el mes de Noviembre de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:



Fecha	MWh	Descripción
3/11/2019 6:37	379.09	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0165919, C0167374 y C0170727 de los activos RIOHACHA 1 30/10/25 MVA 115/34.5/13.2 KV, BL1 CUESTECITAS A RIOHACHA 110 kV y CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial RIOHACHA 110 kV.
2/11/2019 6:01	255.04	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0170730, C0170800, C0173420 y C0173421 de los activos CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV, BT MAICAO 1 25 MVA 110 kV, BL1 MAICAO A CUESTECITAS 110 kV y MAICAO BAHIA CONDENSADOR PARALELO 01 15 MVAR 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial MAICAO 110 kV.
4/11/2019 6:14	164	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0174877 del activo BT CENTRO (FLORENCIA) T1 30 MVA 115 kV.
30/11/2019 7:42	159.75	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de C0174978 del activo BT BOSQUE 1 20 MVA 66 kV.
15/11/2019 5:00	141.75	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0174846 y C0174847 de los activos BARRANCA PROVISIONAL- PUERTO WILCHES 1 115 KV y BL1 PUERTO WILCHES A BARRANCA PROVISIONAL 115 KV, dejando sin tensión la subestación PUERTO WILCHES 115 KV.
17/11/2019 7:07	114.42	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0174645 y C0174658 de los activos GAMBOTE - TCALAMAR 1 66 kV y BL1 CALAMAR A TCALAMAR 1 66 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales SAN JACINTO 66 kV y CALAMAR 66 kV.
12/11/2019 7:02	114.16	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0174857 del activo BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV.
13/11/2019 7:05	83.25	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0171224, C0171225, C0171226 y C0171231 de los activos BL1 SAN MARCOS (SUCRE) A CHINU 110 kV, BL1 SAN MARCOS (SUCRE) A LA MOJANA 110 KV, BT SAN MARCOS (SUCRE) 1 30 MVA 110 kV y CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV y LA MOJANA 110 KV.
4/11/2019 8:39	80.41	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0171227 y C0171228 de los activos BT SIERRA FLOR 1 60 MVA 110 kV y SIERRA FLOR 1 60 MVA 110/34.5/13.8 KV.
24/11/2019 8:25	69.17	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0165973 del activo BT MONTERIA 2 40 MVA 110 kV.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA

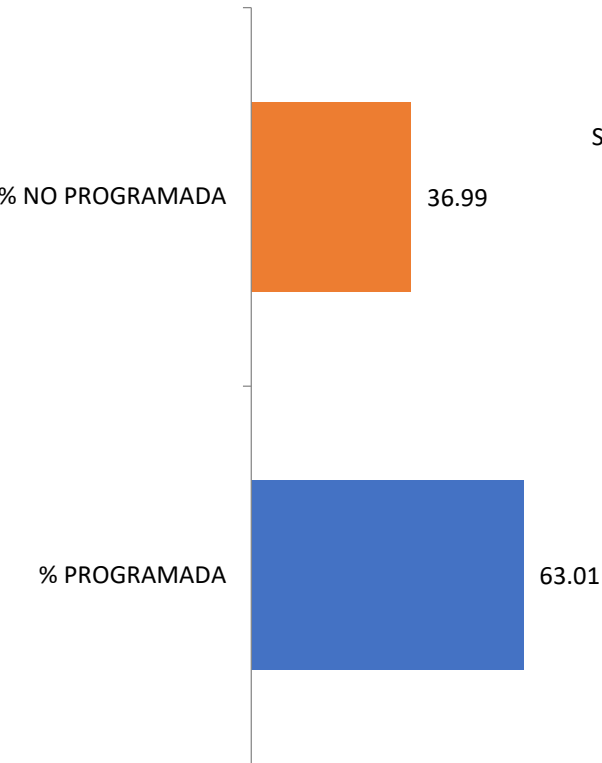


Por causas no programadas se dejaron de atender 1.066 GWh en el mes de Noviembre de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
13/11/2019 15:21	164.21	Demanda no atendida por disparo del activo LA UNION A TEBSA 110 KV, quedando sin tensión las subestaciones UNION 34,5 KV, MAGDALENA 34,5 KV y EL RIO 34,5 KV.
13/11/2019 7:00	139.36	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0175087 del activo CODAZZI (CESAR) - LA JAGUA 1 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial LA JAGUA 110 kV.
30/11/2019 10:42	108	Demanda no atendida por disparo de los activos BL1 GORGONZOLA A TVERAGUAS 57.5 kV, BL1 SAN JOSE A VERAGUAS 57.5 kV, BT VERAGUAS 1 60 MVA 115 kV y BT VERAGUAS 2 60 MVA 115 kV, dejando sin tensión la S/E VERAGUAS 57.5 kV y las S/Es radiales INDUMIL 57.5 kV y MUÑA II 57.5 kV.
20/11/2019 7:23	98	Demanda no atendida por evento en el SDL, dejando sin tensión la S/E Silencio 13.8 kV
23/11/2019 0:00	76.75	Demanda no atendida por disparo los circuitos 3 y 4 a 13.2 kV en la subestación SANTANDER, dejando sin tensión el casco urbano de SANTANDER DE QUILICHAO. El agente reporta falla en el SDL, por acto mal intencionado (AMI).
10/11/2019 1:39	68.8	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 BARBOSA (SANTANDER) A CIMITARRA 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial CIMITARRA 115 KV.
20/11/2019 22:06	58.37	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0175288 del activo TPELDAR - ZIPAQUIRA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales UBATE 115 kV y SIMIJACA 115 kV.
21/11/2019 0:00	38.75	Continúa demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0175288 del activo TPELDAR - ZIPAQUIRA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales UBATE 115 kV y SIMIJACA 115 kV.
11/11/2019 1:29	37.68	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 CHINU A CHINU PLANTA 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial CHINU PLANTA 115 KV, por descargas atmosféricas en la zona.
2/11/2019 6:21	25.86	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0174900 del activo BT OCOA 2 40 MVA 115 KV.
18/11/2019 19:17	21	Demanda no atendida por disparo del activo JUNIN (MOCOYA) - ALTAMIRA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales JUNIN (MOCOYA), PUERTO CAICEDO 115 KV y EL YARUMO 115 KV.

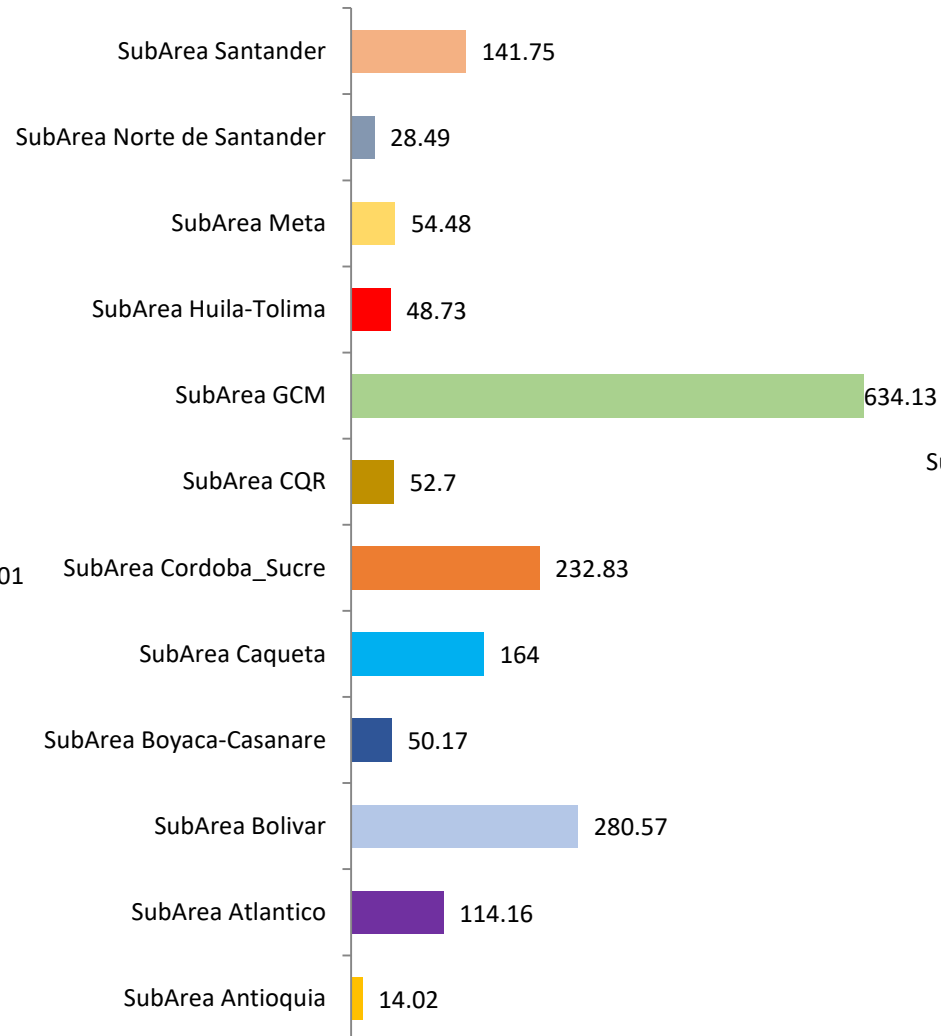
Demanda No Atendida

% DNA

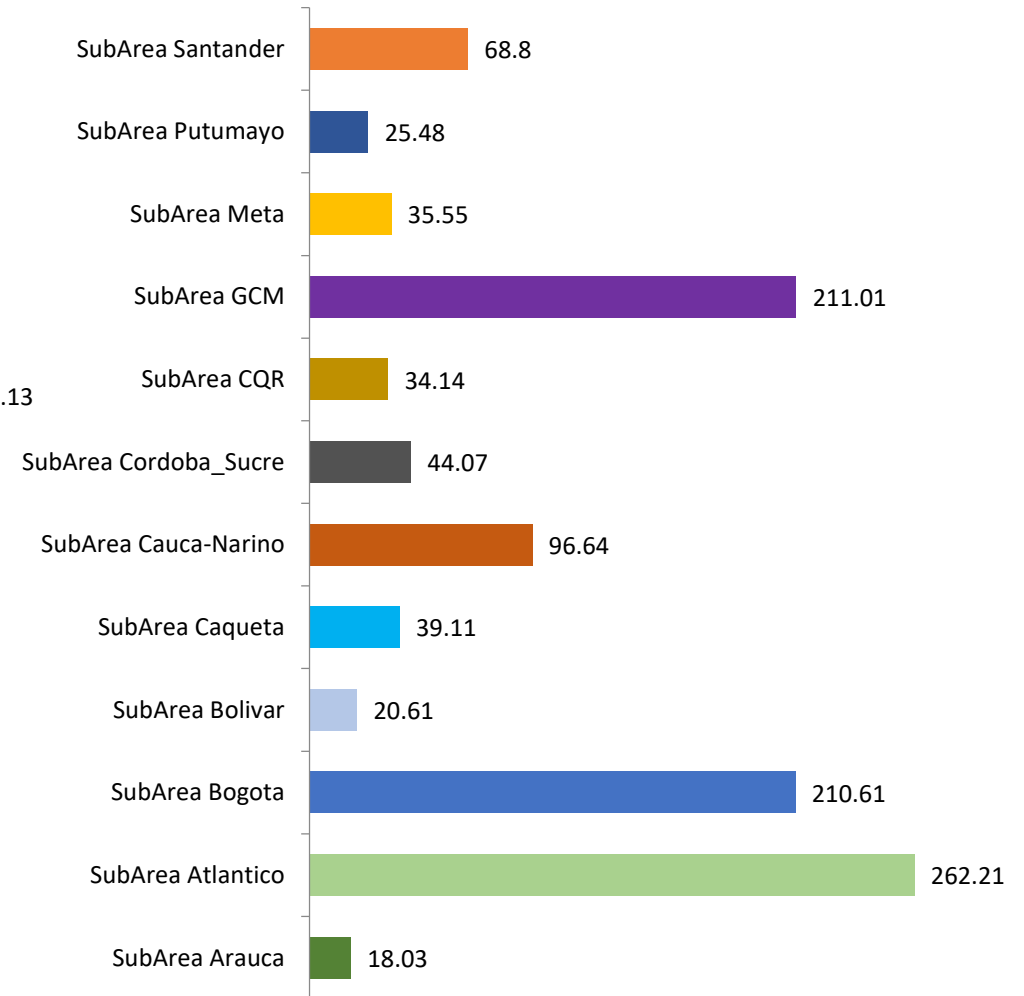


El total de demanda no atendida en Noviembre de 2019 fue 2.882 GWh.

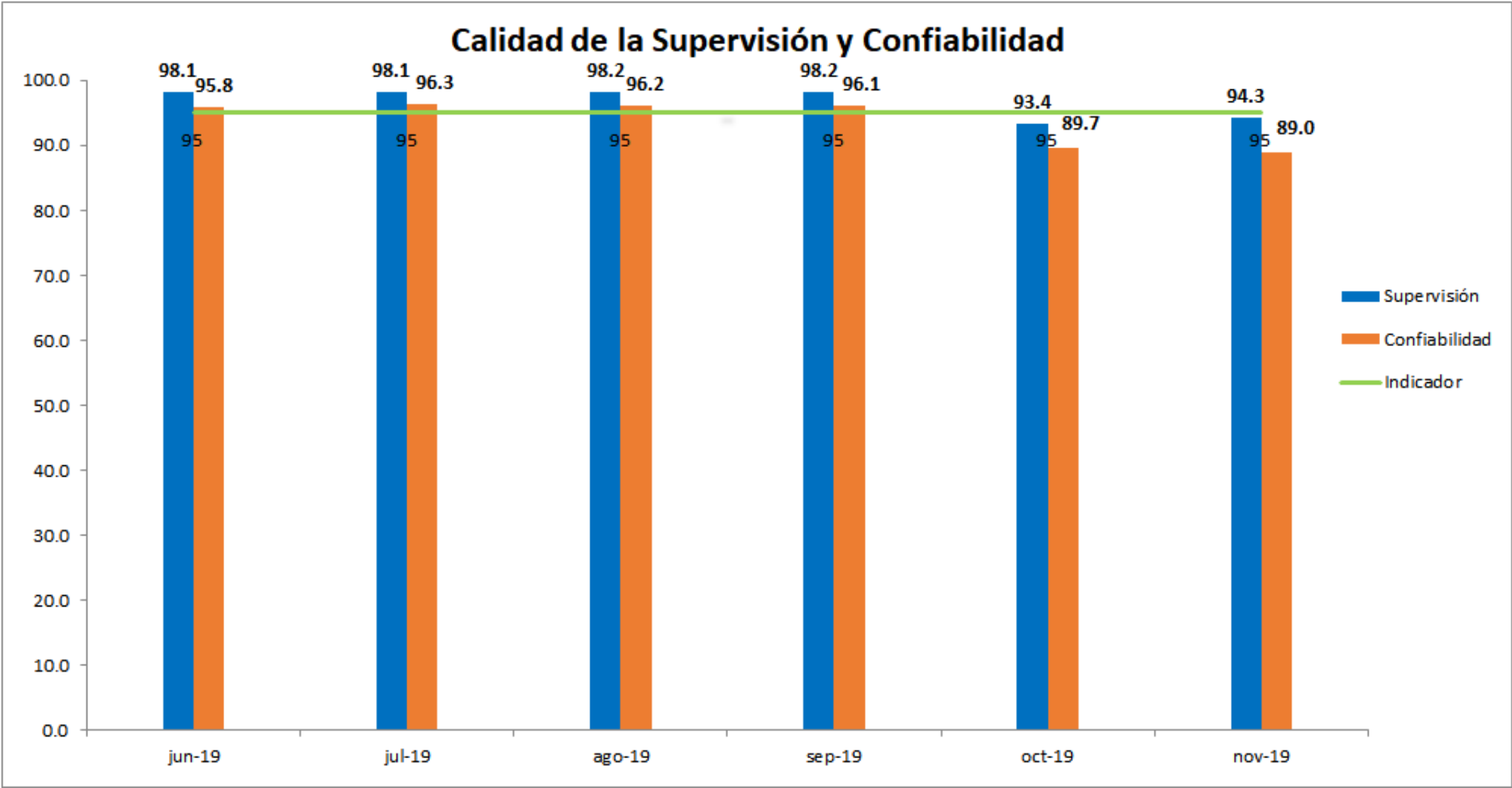
DEMANDA PROGRAMADA



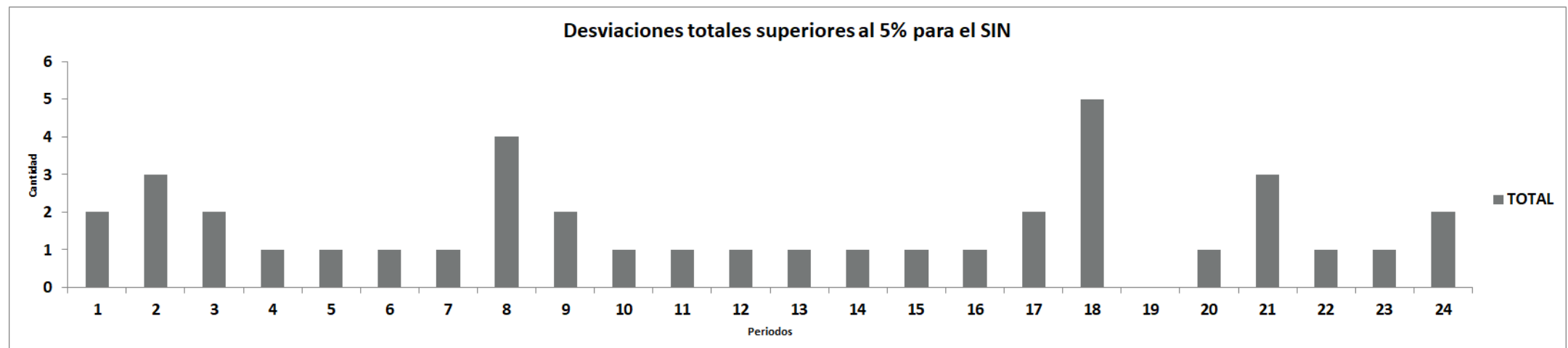
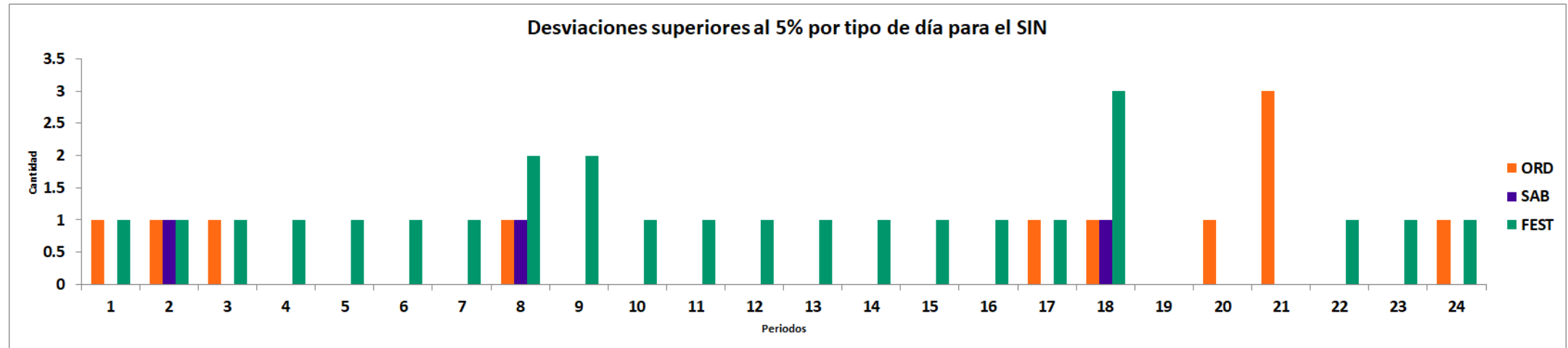
DEMANDA NO PROGRAMADA



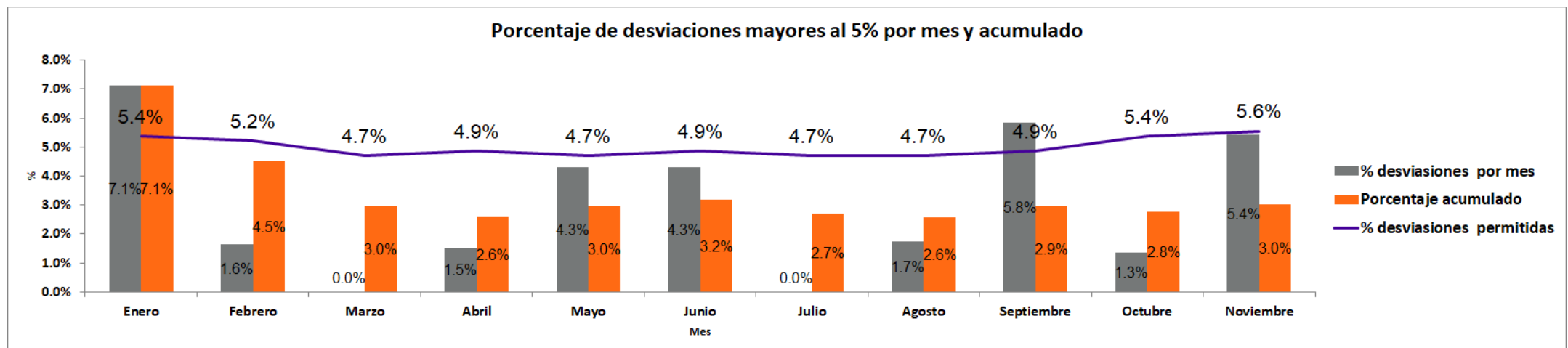
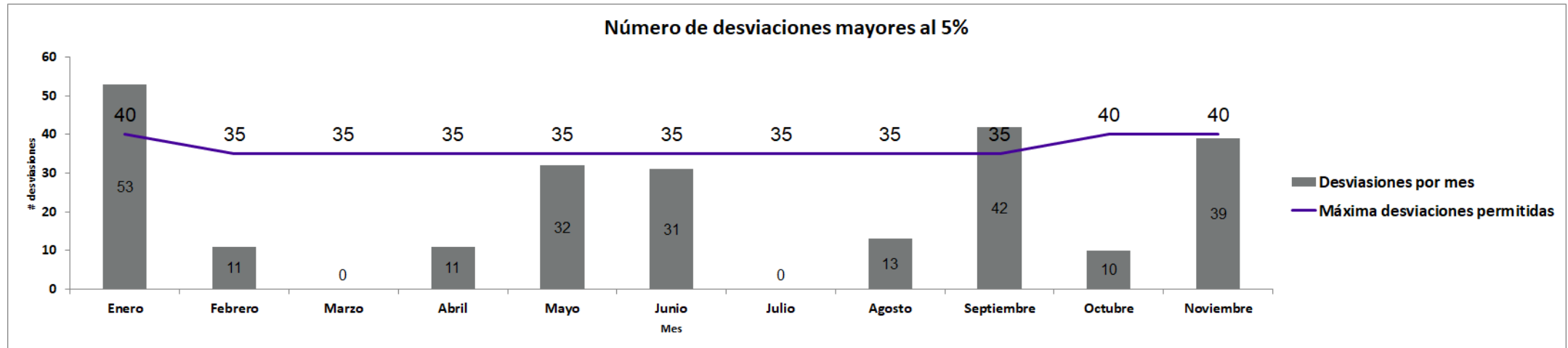
Indicador de Calidad de la Supervisión



Indicador de calidad del pronóstico oficial Noviembre 2019



Indicador de calidad del pronóstico oficial Noviembre 2019





Esquema nuevos o reajustados en los últimos meses

Nombre del esquema
Deslaste de Carga asociado a la sobrecarga de la línea Bosque - Chambacú 1 66 kV
Deslaste de Carga asociado a la sobrecarga de la línea Bosque - Chambacú 2 66 kV
Esquema de deslaste de carga por baja tensión en El Banco 110 kV
Esquema de deslaste de carga por baja tensión en La Jagua 110 kV
Esquema de deslaste de carga por sobrecarga de Copey - Valledupar 1 230 kV
Esquema de deslaste de carga por sobrecarga en Valledupar - Guatapuri LN513 34.5 kV
Esquema de deslaste de carga por sobrecarga en Valledupar - Guatapuri LN599 34.5 kV
Esquema de deslaste asociado a la barra de Boston 110 kV
Esquema de deslaste asociado a la línea Chinú - Boston 110 kV
Esquema de deslaste asociado a la línea Chinú - Coveñas 110 kV

Esquemas pendientes por reajustar o nuevos

Nombre del esquema
Esquema de deslastre de carga asociado a la sobrecarga de los transformadores Valledupar 220/34.5/13.8 kV
Esquema de deslastre de carga asociado a la sobrecarga de los transformadores Valledupar 220/110 kV
Esquema de deslastre de carga por baja tensión en San Jacinto 66 kV
Esquema de deslastre asociado a la línea Boston - Sierra Flor 110 kV