



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-011

Jueves, 4 de julio 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 – 011
Jueves 4 de julio de 2019



Contenido

1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Desbalances Energéticos
Análisis energético de mediano plazo
Análisis energético de largo plazo
Resolución CREG 030 de 2019

3

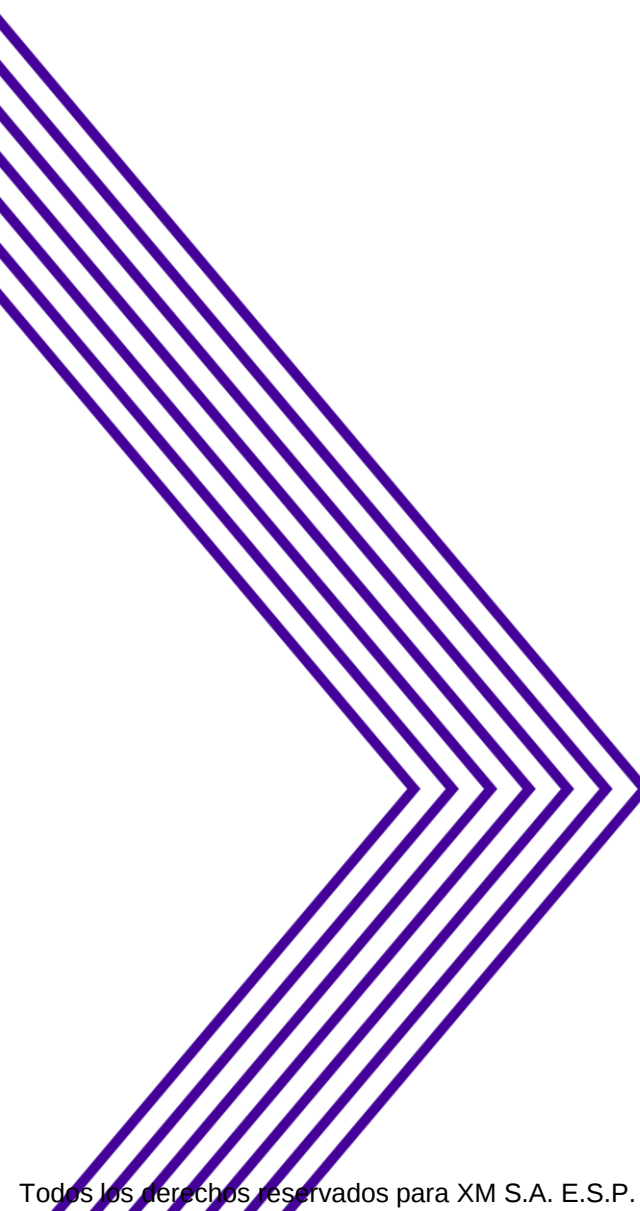
Situación operativa

Situación Operativa en área Caribe
Análisis crecimiento demanda del SIN 2019
Mantenimiento correctivo Gasoducto Barranquilla Cartagena

4

Varios

Indicadores de Operación
Propuesta medición sincrofasorial

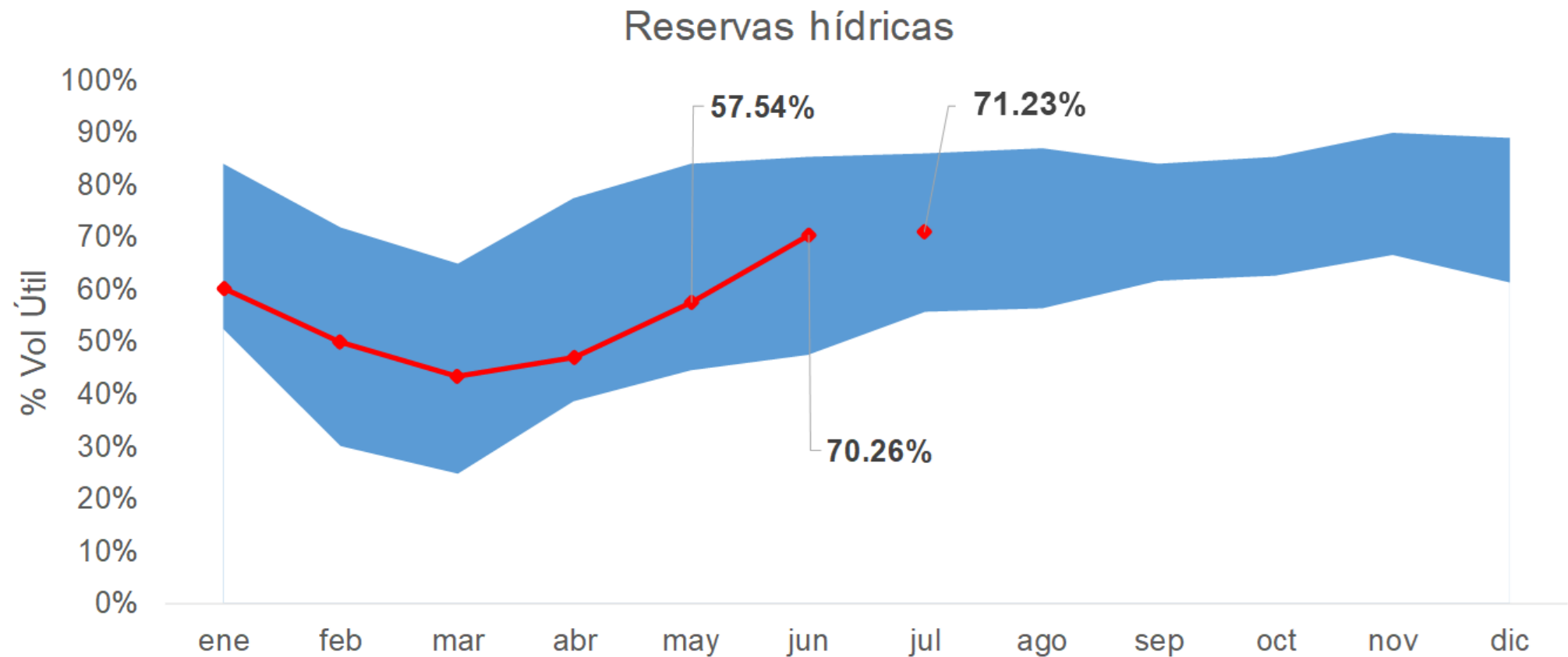


1. Variables del SIN

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

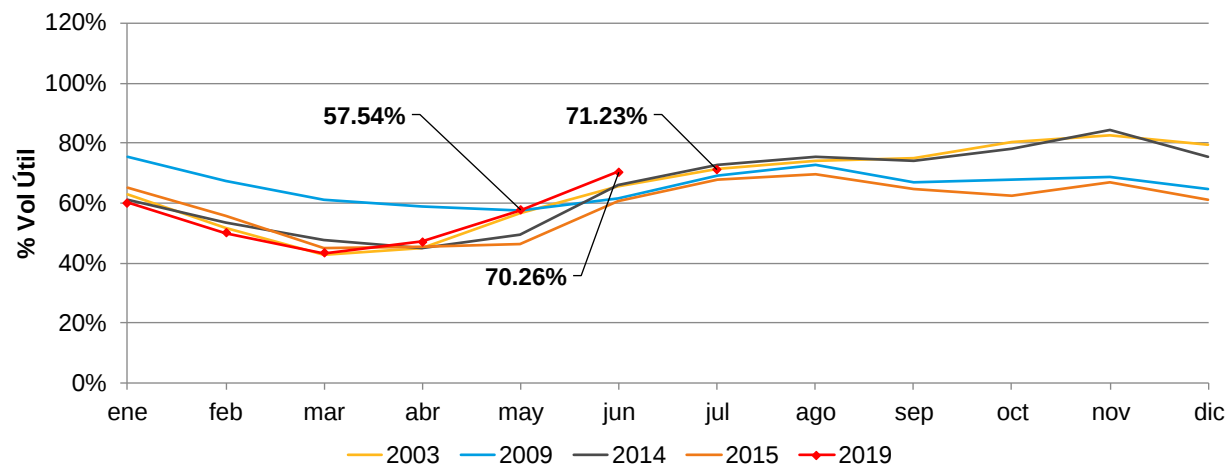


Evolución Reservas del SIN

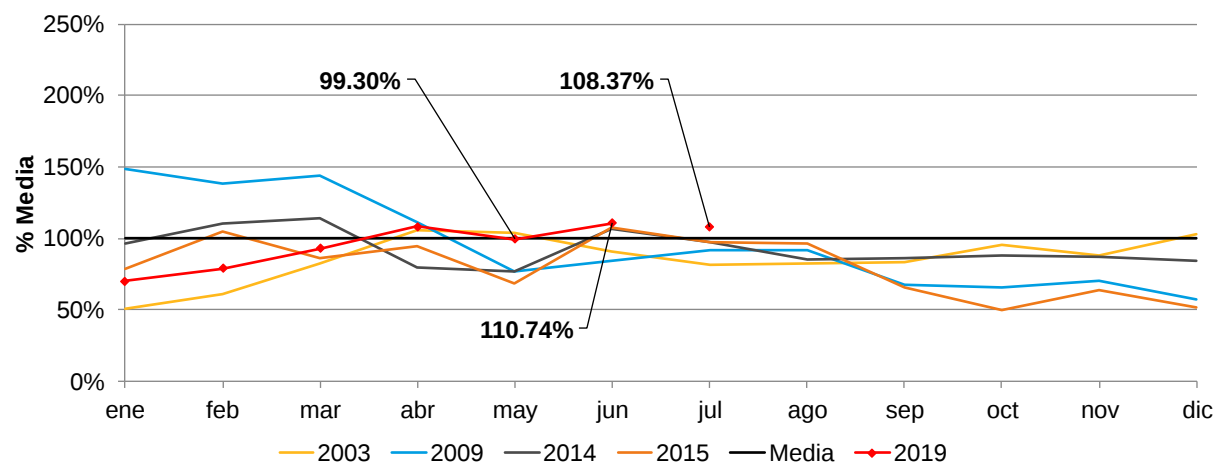


Hidrología del SIN

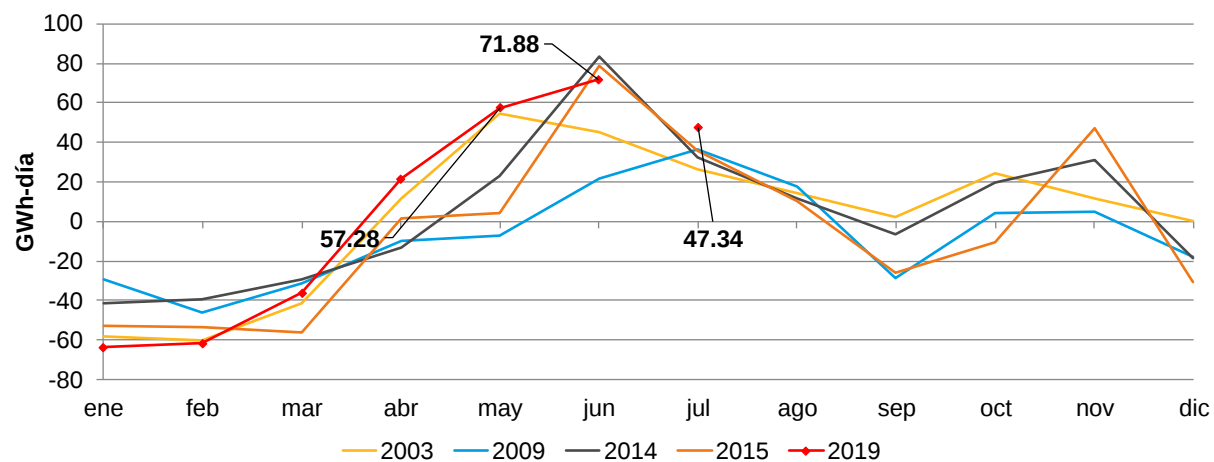
Reservas hídricas



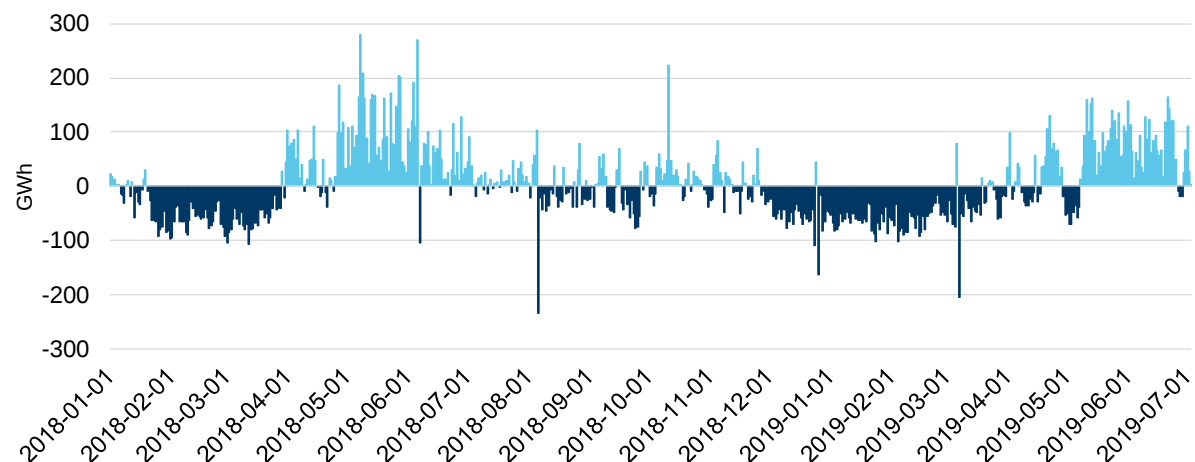
Aportes hídricos



SIN - Tasa de embalsamiento promedio

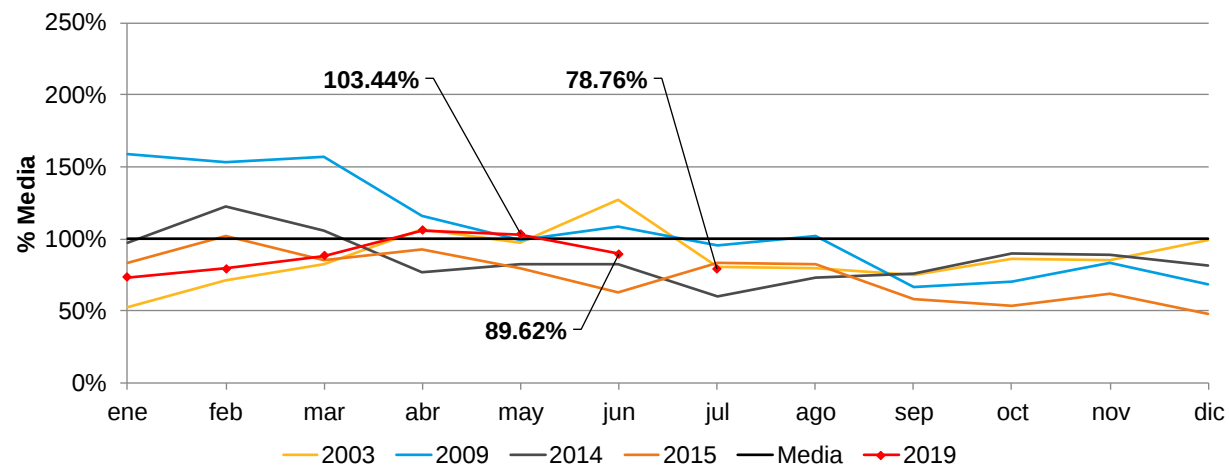


Tasa de embalsamiento

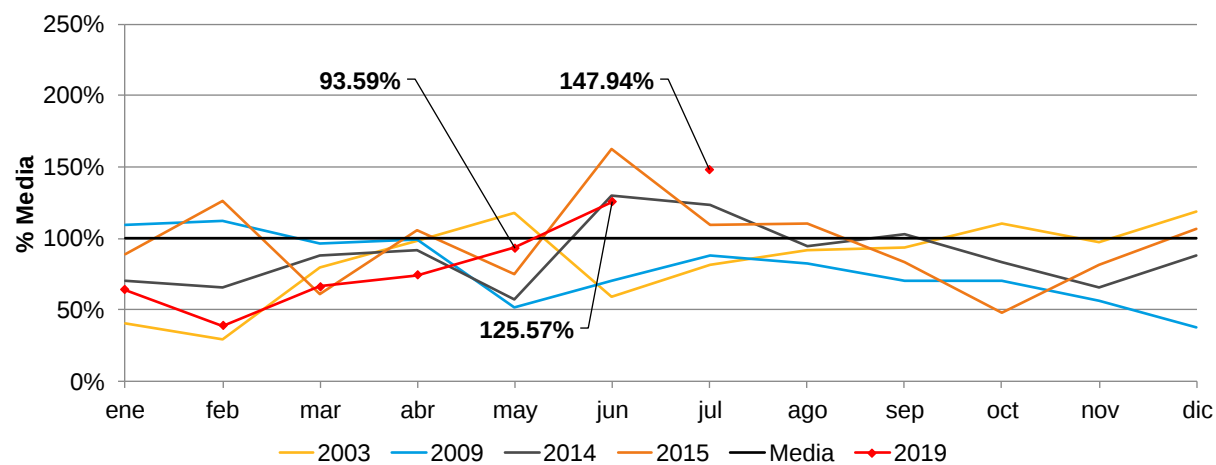


Aportes por regiones

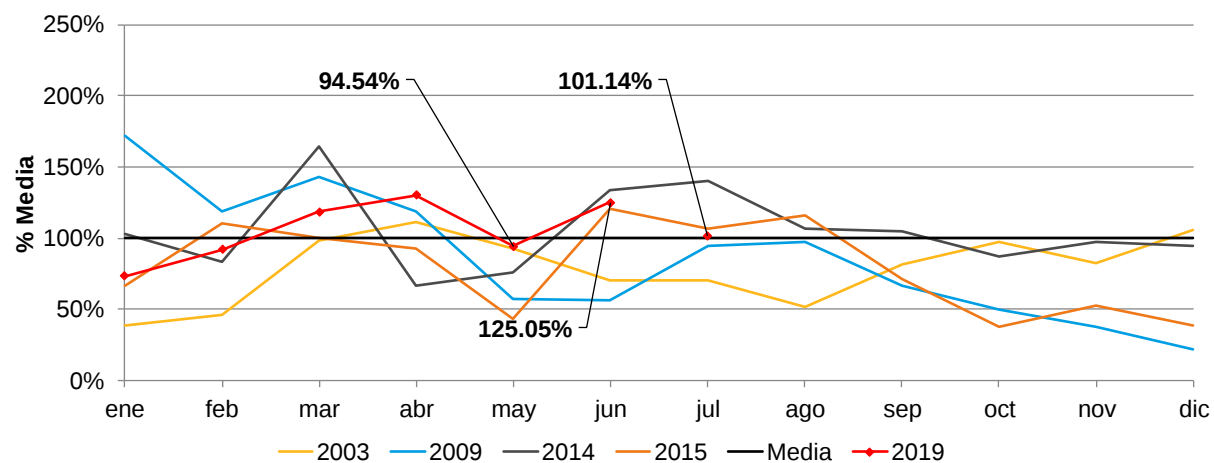
Antioquia



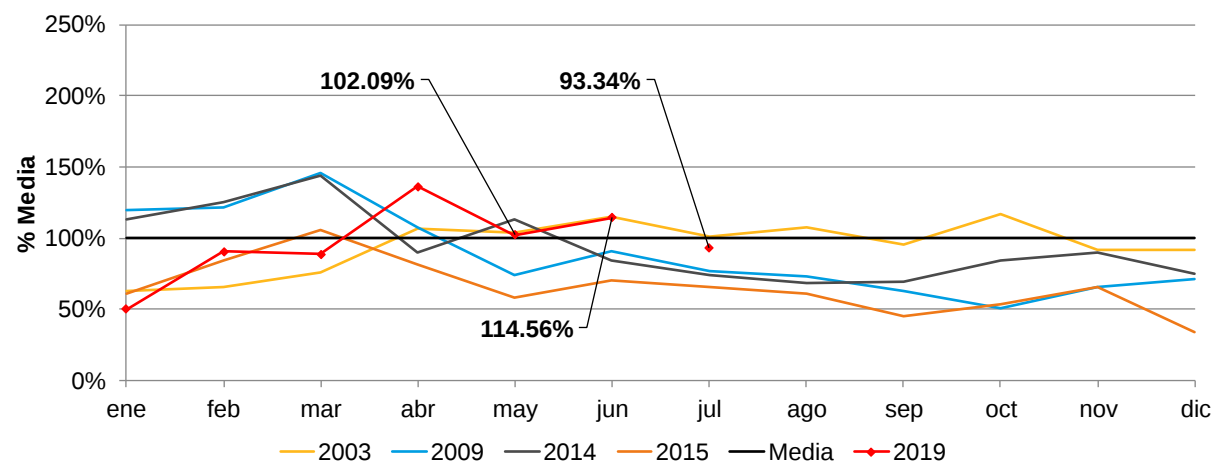
Oriente



Centro



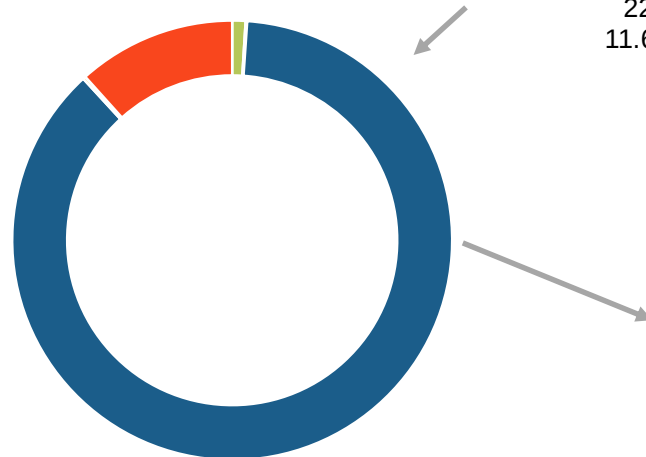
Valle



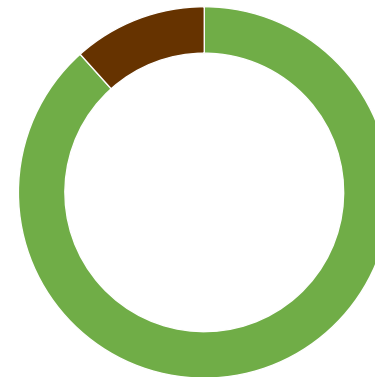
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 192.5
GWh-día

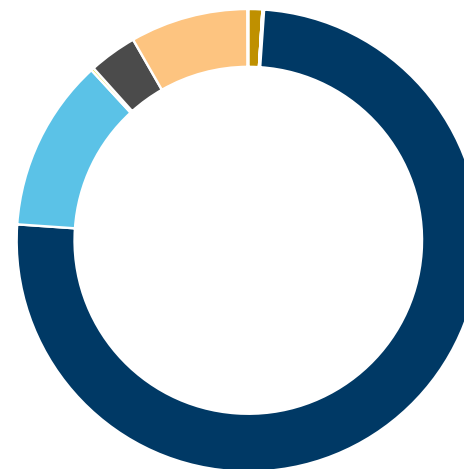
- Biomasa, 1.9, 0.98%
- Eólica, 0.2, 0.11%
- Hidráulica, 167.6, 87.07%
- Solar, 0.4, 0.20%
- Combustible fósil, 22.4, 11.64%



- Renovable
170.1
88.36%
- No
renovable
22.4
11.64%



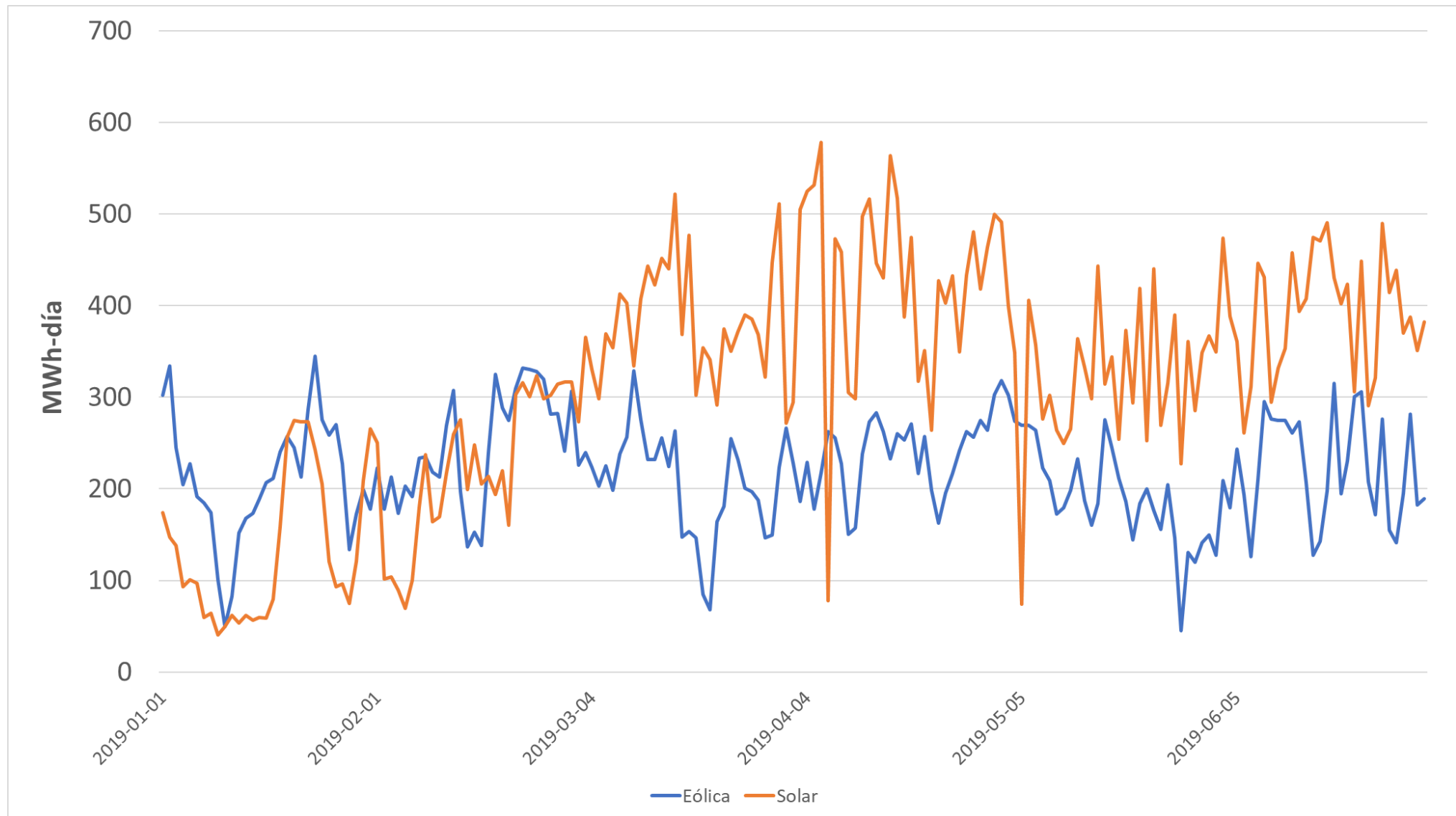
- Bagazo, 1.9, 0.97%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.2, 0.11%
- Embalse, 144.4, 75.01%
- Filo de agua, 23.2, 12.06%
- Fotovoltaica, 0.4, 0.20%
- Carbón, 6.5, 3.36%
- Gas, 15.8, 8.23%
- Líquidos, 0.1, 0.06%



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 junio de 2019

Información hasta el: 2019-06-30

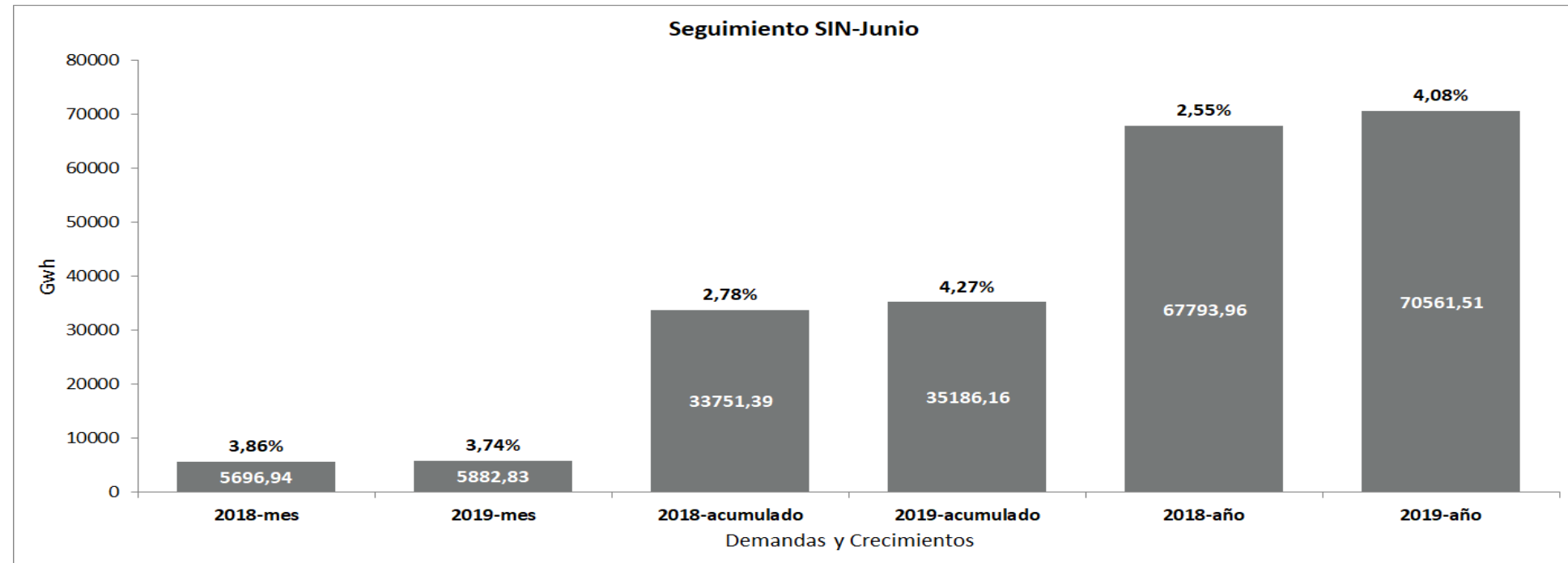
Generación real FNCR



Información hasta el: 2019-07-02

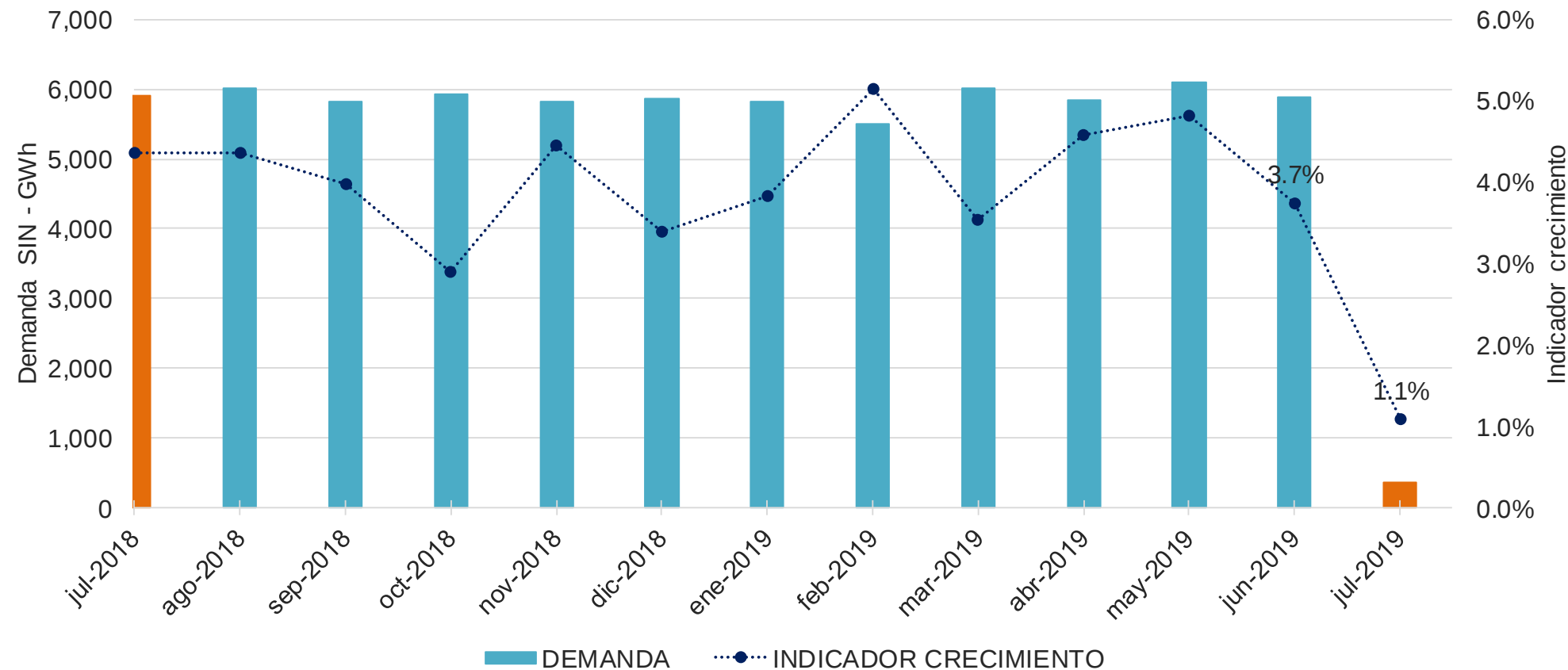
Información actualizada el: 2019-07-04

Demanda de energía del SIN- Hasta 30 junio 2019

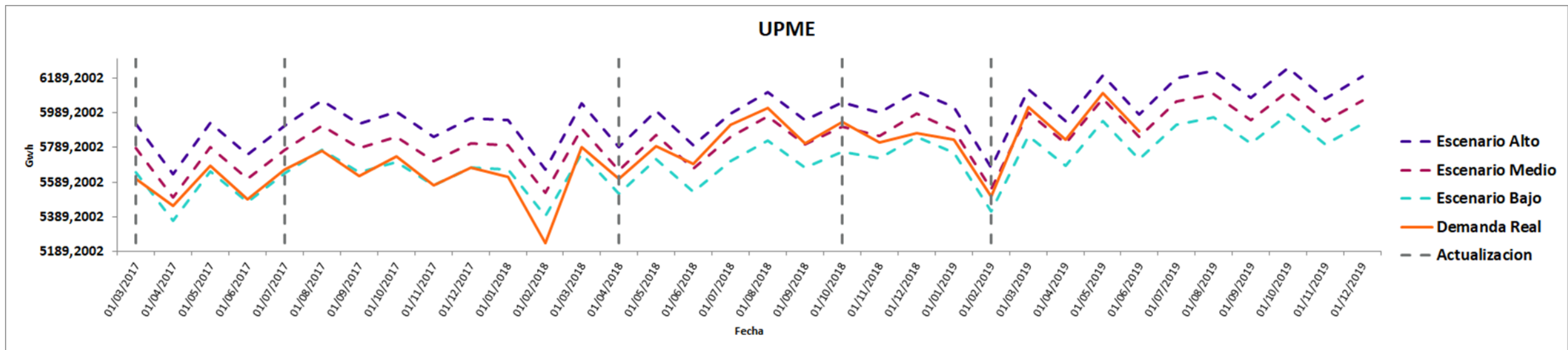


mes	2018-mes				2019-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	3738,05	19	196,74	3,88%	3681,50	18	204,53	3,96%
SAB	939,15	5	187,83	2,73%	969,78	5	193,96	3,26%
FEST	1019,75	6	169,96	4,71%	1231,55	7	175,94	3,52%
TOTAL	5696,94	30	189,90	3,86%	5882,83	30	196,09	3,74%

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



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



	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	5.928	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	6.187	6.231	6.076	6.250	6.073	6.197
Escenario Medio	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	6.053	6.097	5.945	6.114	5.941	6.062
Escenario Bajo	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	5.921	5.963	5.815	5.978	5.809	5.927
Demanda Real	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						

Fecha Actualización UPME

2017-02

2017-07

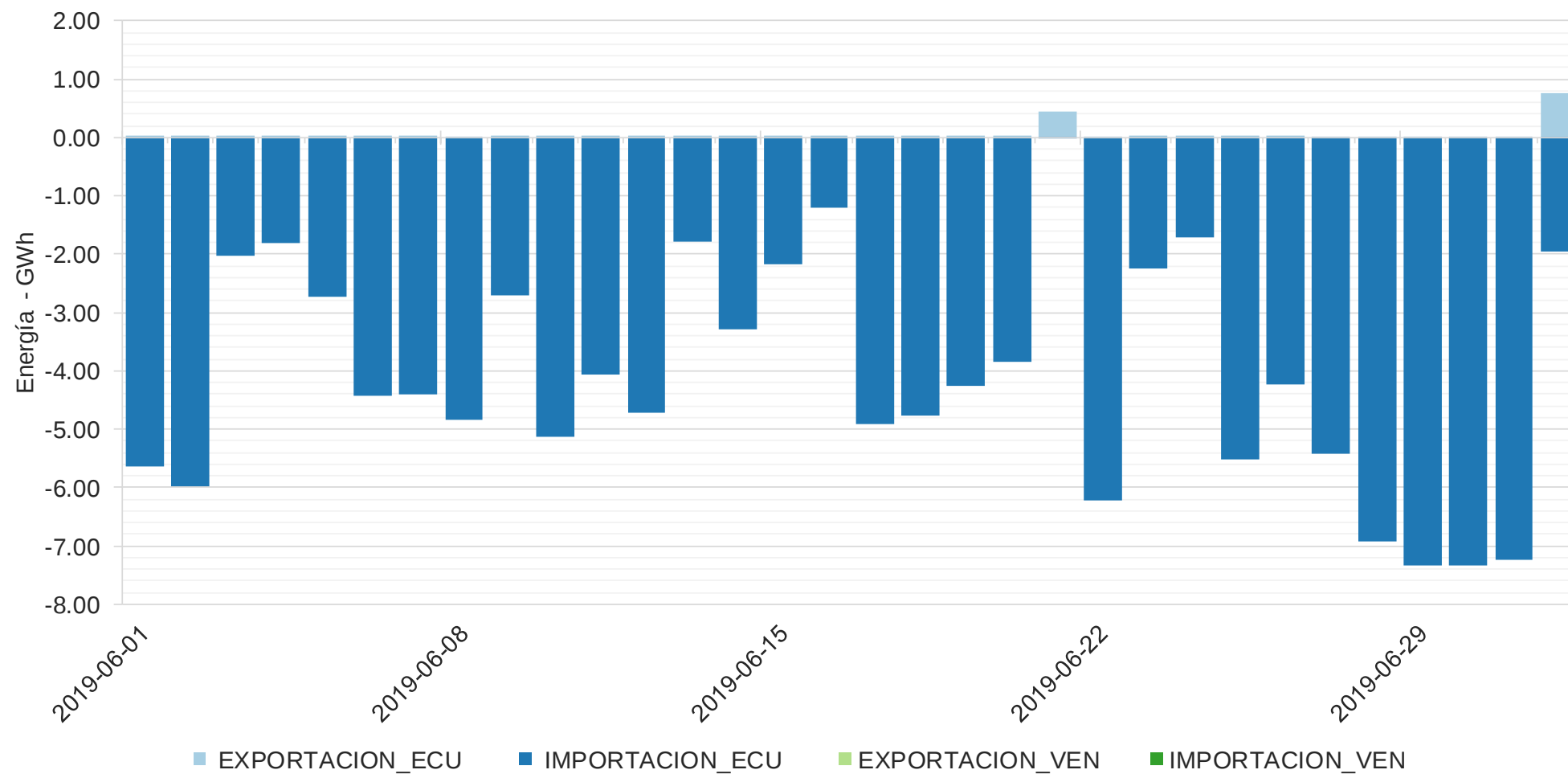
2018-04

2018-10

2019-02



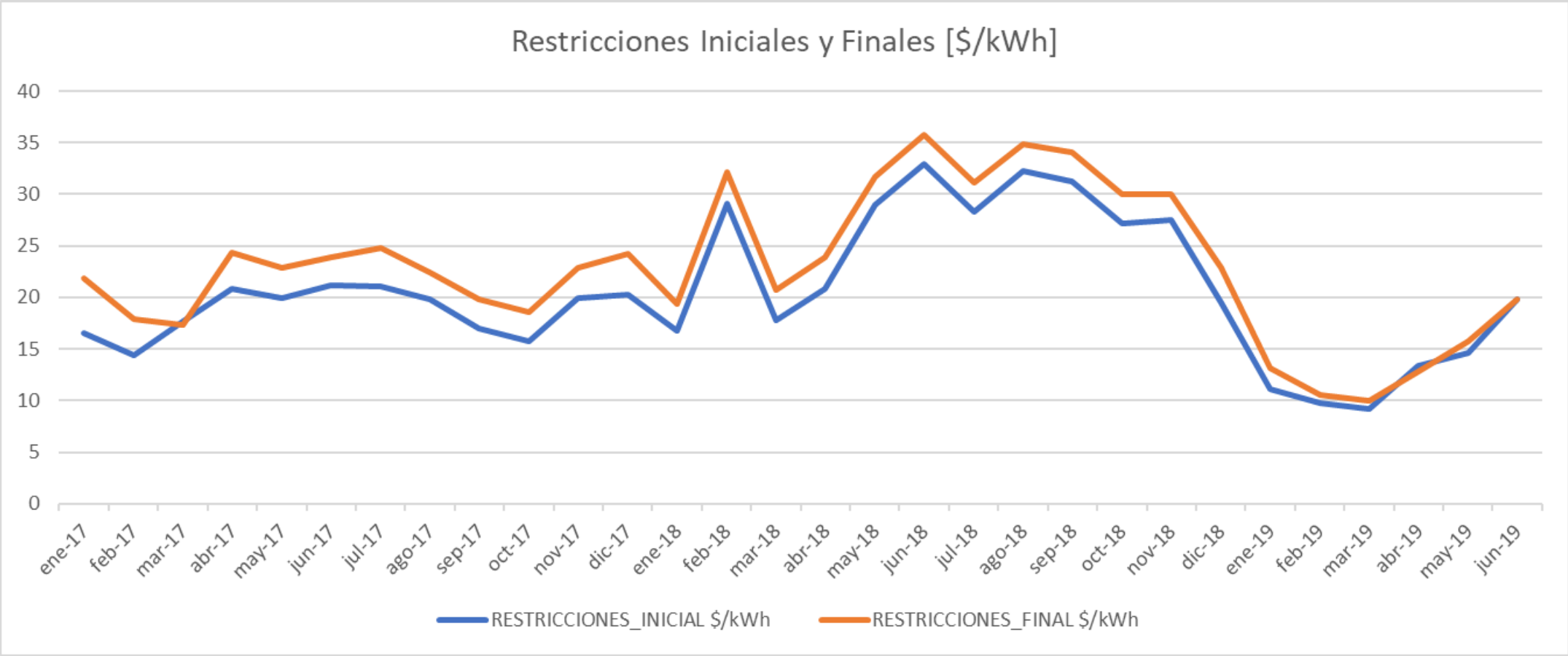
Importaciones y exportaciones de energía



Información hasta el: 2019-07-02

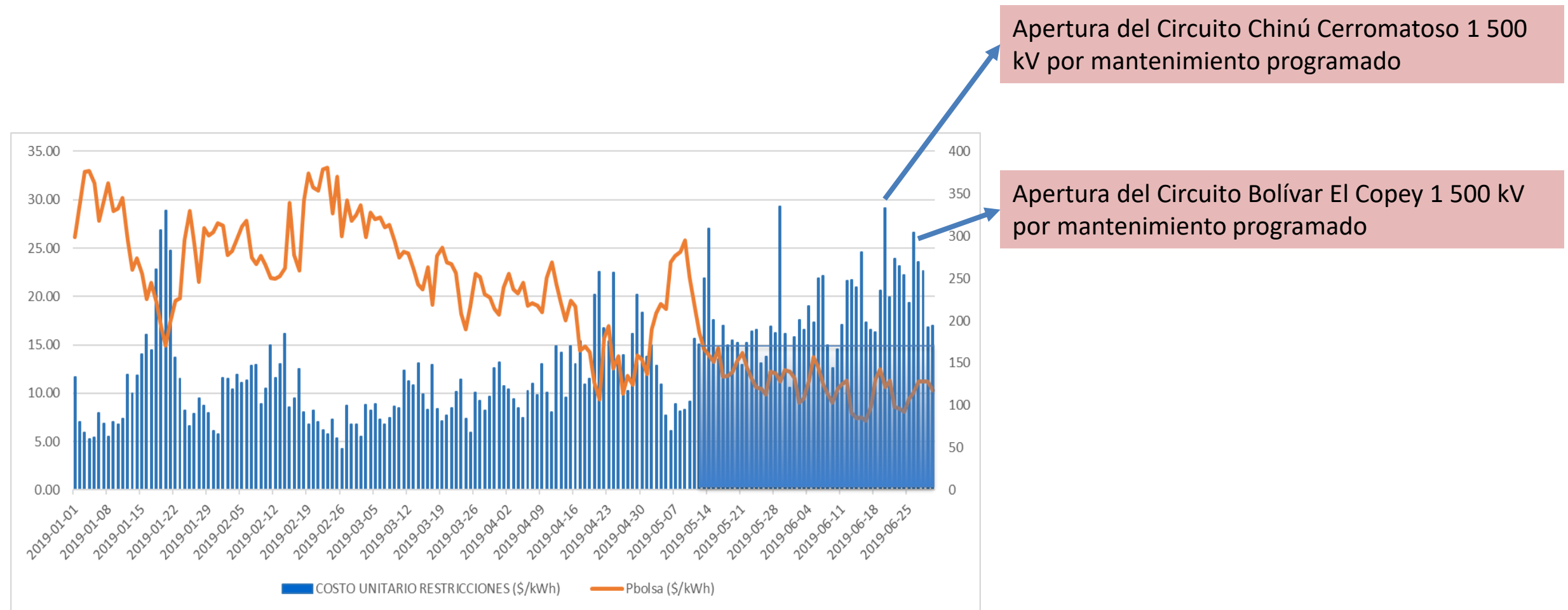
Información actualizada el: 2019-07-04

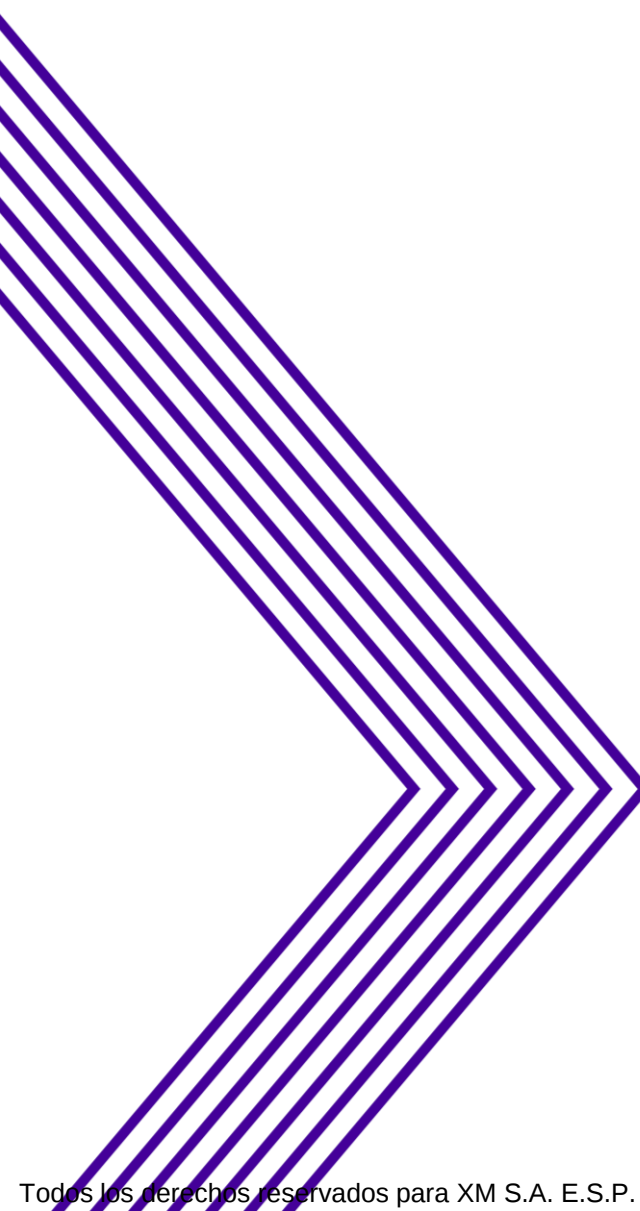
Costo restricciones iniciales Vs Costo restricciones finales



* Grafica realizada con datos hasta junio 30 del 2019

Seguimiento costo restricciones Vs precio de bolsa





2. Expectativas Energéticas

- Desbalances Energéticos
- Análisis energético de mediano plazo
- Análisis energético de largo plazo
- Resolución CREG 030 de 2019



Desbalances Energéticos





Recomendaciones UNAL - Desbalances

Metodología - Desbalances	Recomendación	Comentario XM
	Estimar la generación ($Q_{\text{turbinado}} * FC$)	No de acuerdo
	Incluir descargas no turbinadas	De acuerdo
	Tener en cuenta restricciones físicas	En análisis
	Tener en cuenta sólo recursos despachados centralmente.	De acuerdo
	Análisis de calidad de datos - outliers	De acuerdo
	Estimar balance por planta (Para las cadenas)	No de acuerdo
	Estimar el desbalance en masa	No de acuerdo
	No tener en cuenta el desbalance en el modelo de planeamiento	No de acuerdo

Metodología supuestos

Periodo de tiempo analizado: 1/06/2004 - 9/06/2019 (15 años)

Los recursos/cadenas tenidos en cuenta para el cálculo son:

- Cadena Nare
- Agregado Bogotá
- Quimbo - Betania *
- Guatrón - Riogrande – Porce*
- Cadena Alban
- Urrá
- Calima
- Chivor
- Guavio
- Miel
- Prado
- Salvajina
- Sogamoso

*Cambios en la topología de las cadenas:

Guatrón – Riogrande – Porce: entrada en operación de Porce y Carlos Lleras.

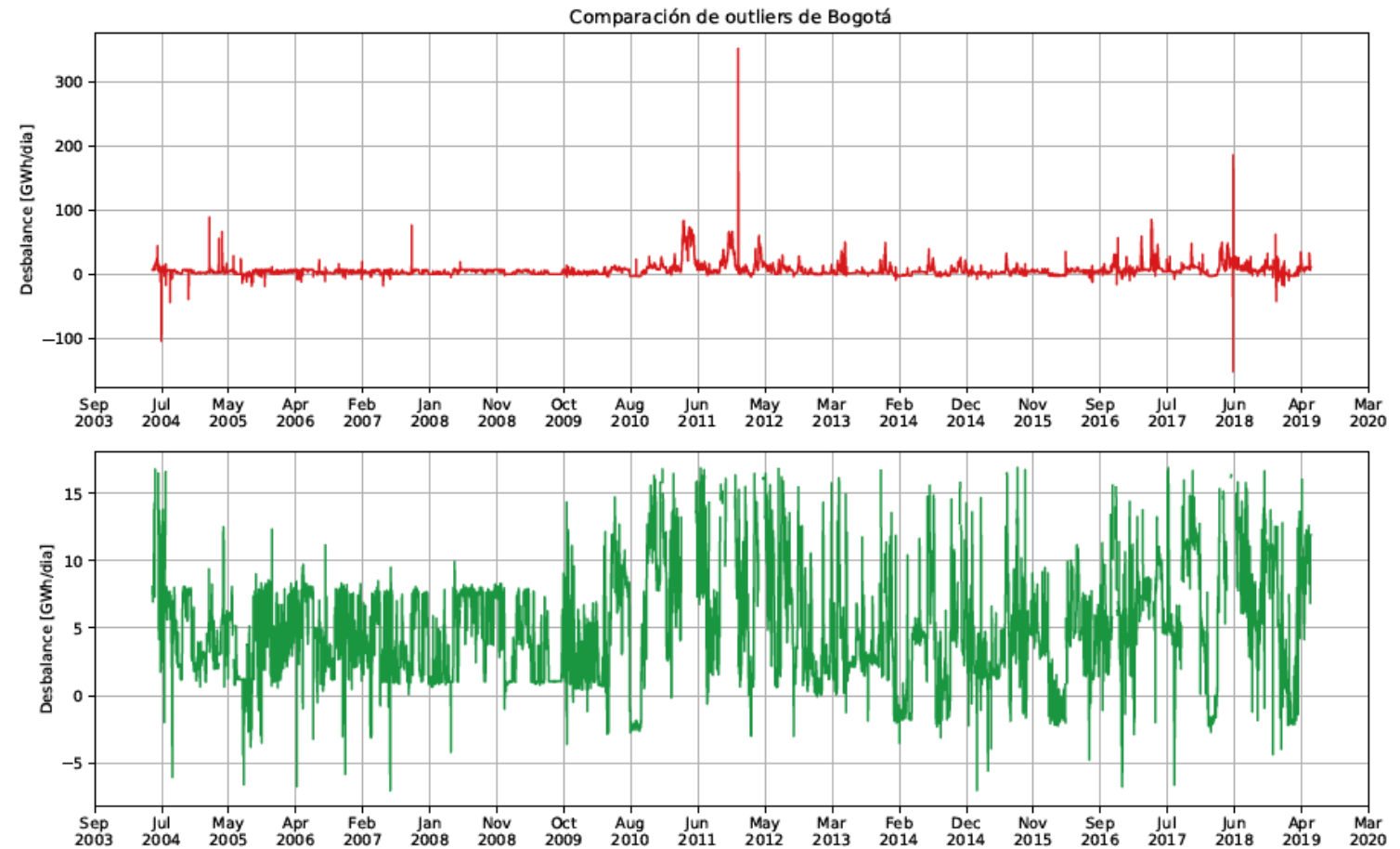
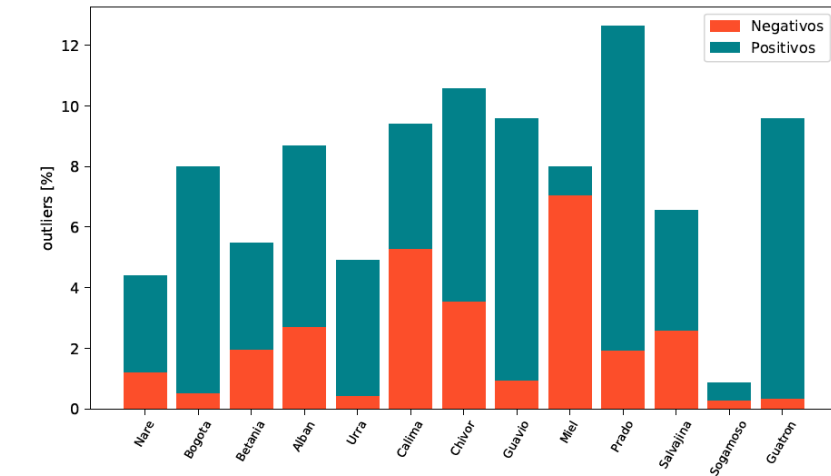
Quimbo – Betania: entrada en operación de Quimbo

$$Embalse_{Estimado} = Embalse_i + Aportes - Generacion - Vertimientos - Descargas no turbinadas$$

$$Desbalance = Embalse_{Estimado} - Embalse_{Reportado}$$

- Variables en energía (utilizando factores medianos)
- La generación utilizada es la registrada en contadores para cada recurso.
- Se asume que las descargas no turbinadas tienen igual destino que los vertimientos.

Resultados parciales – Análisis Outliers



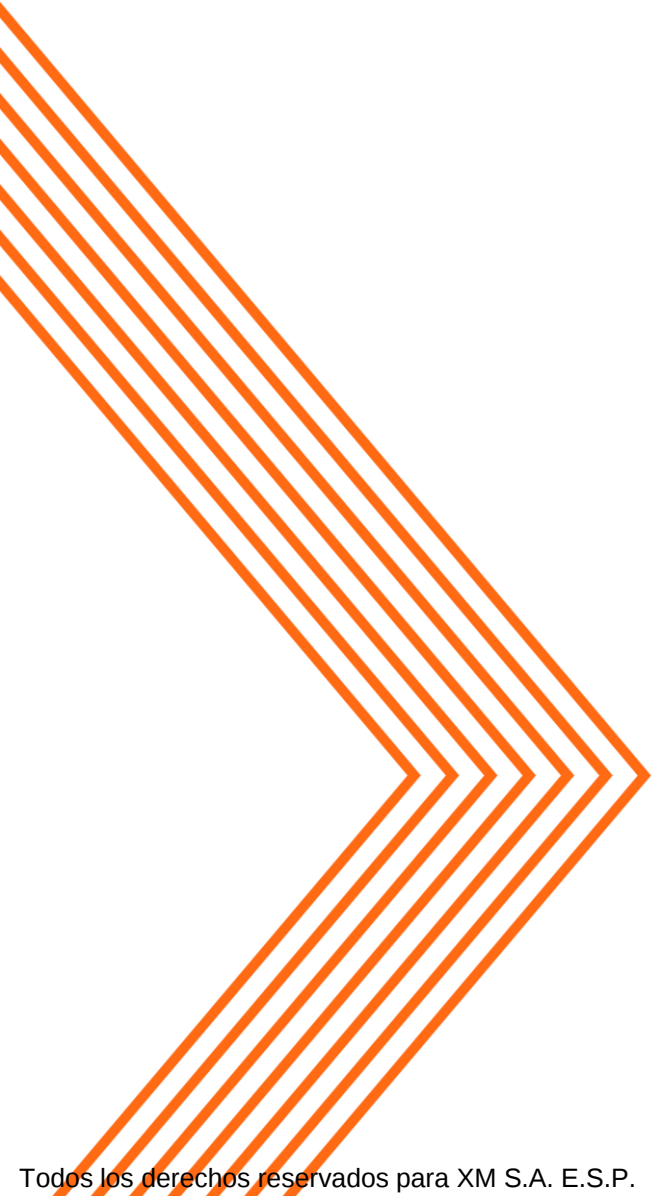


Reporte información Circular CNO 032

Con el objetivo de hacer el levantamiento de la información hidrométrica de las plantas de generación hidráulica se solicitó mediante Circular diligenciar un formato, con plazo hasta el 2 de julio de 2019. A continuación se presenta el listado de las empresas que enviaron la información:

- Empresa Multipropósito de Calarca SAS ESP
- IAC Energy
- Generadora Luzma
- Empresas Públicas de Medellín
- ISAGEN
- Generadora Colombiana de Electricidad
- AES Chivor
- EPSA



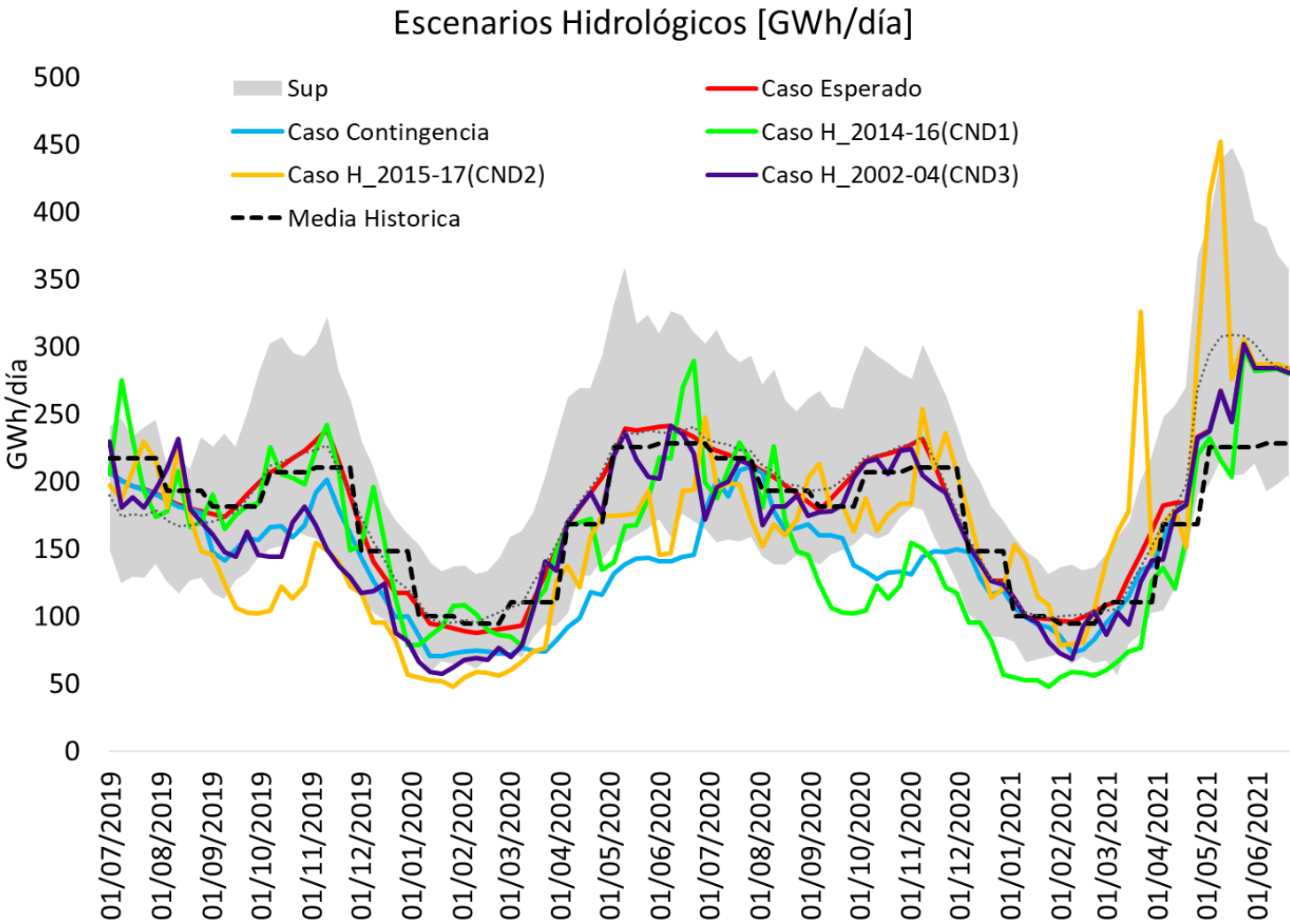


Mediano Plazo



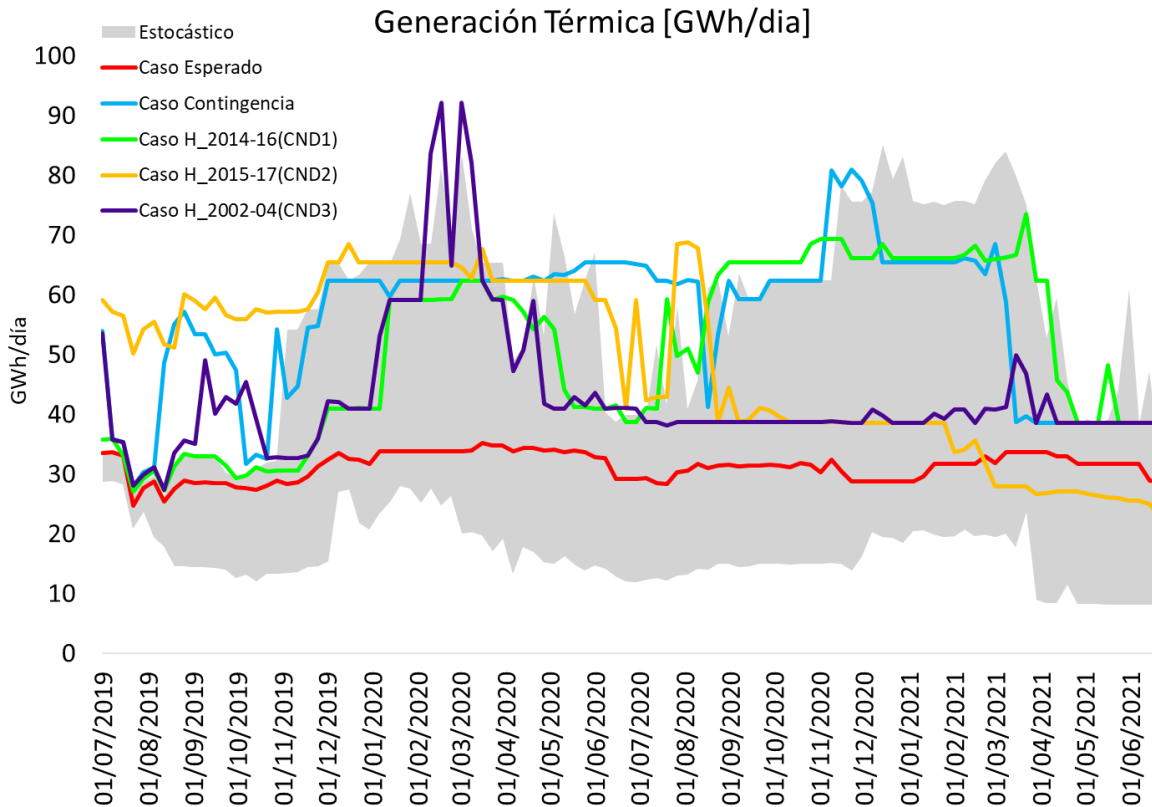
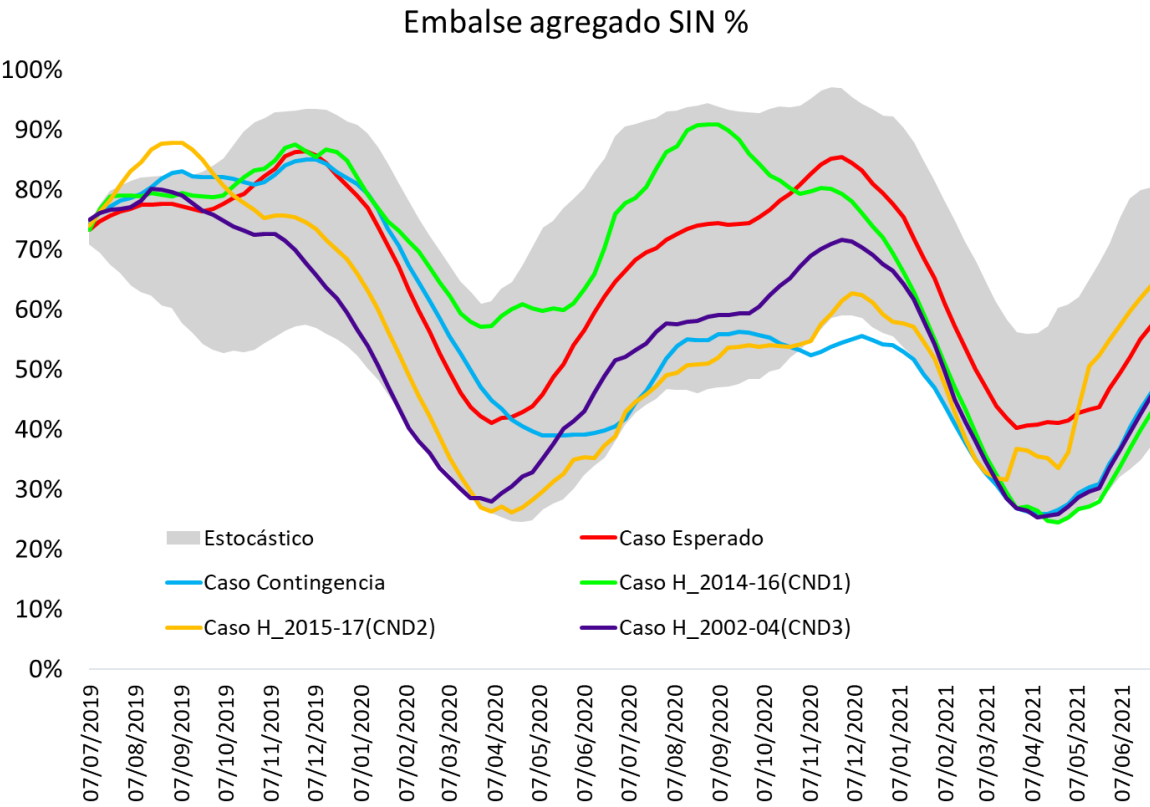
Supuestos considerados MP





Escenarios definidos en el
SURER para el mes de junio

Generación térmica y embalse



Largo Plazo



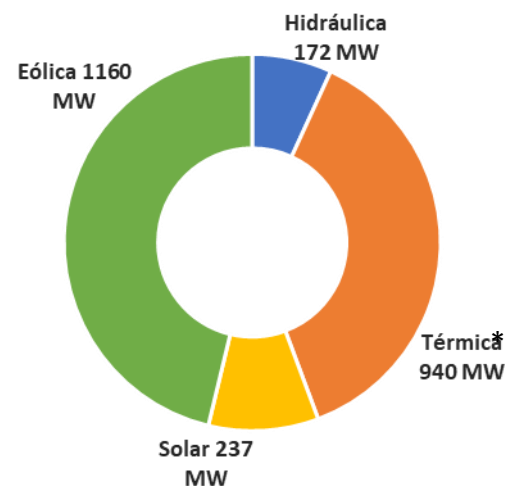
Supuestos considerados LP



Sensibilidades en el LP

Caso Base

Expansión Generación



Unidades Ituango	Fecha de entrada considerada Fuente: cronograma para la subasta CxC 2022-2023
Unidad 4	03/mayo/2021
Unidad 3	02/julio/2021
Unidad 2	30/septiembre/2021
Unidad 1	29/diciembre/2021

Sensibilidad 1

Las siguientes plantas por fuera de operación a partir del 1/12/2026

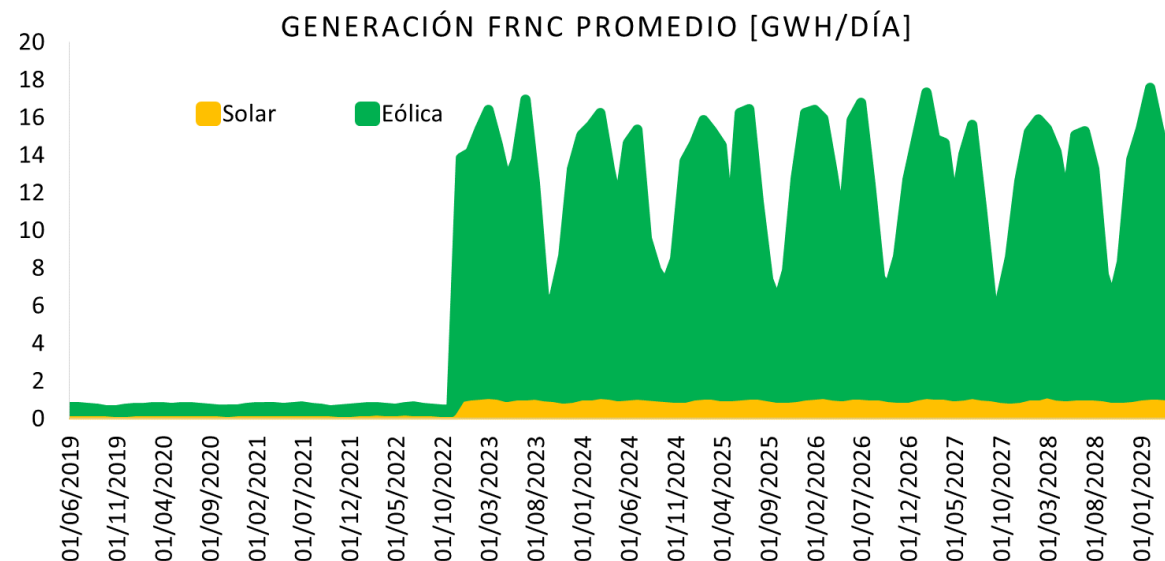
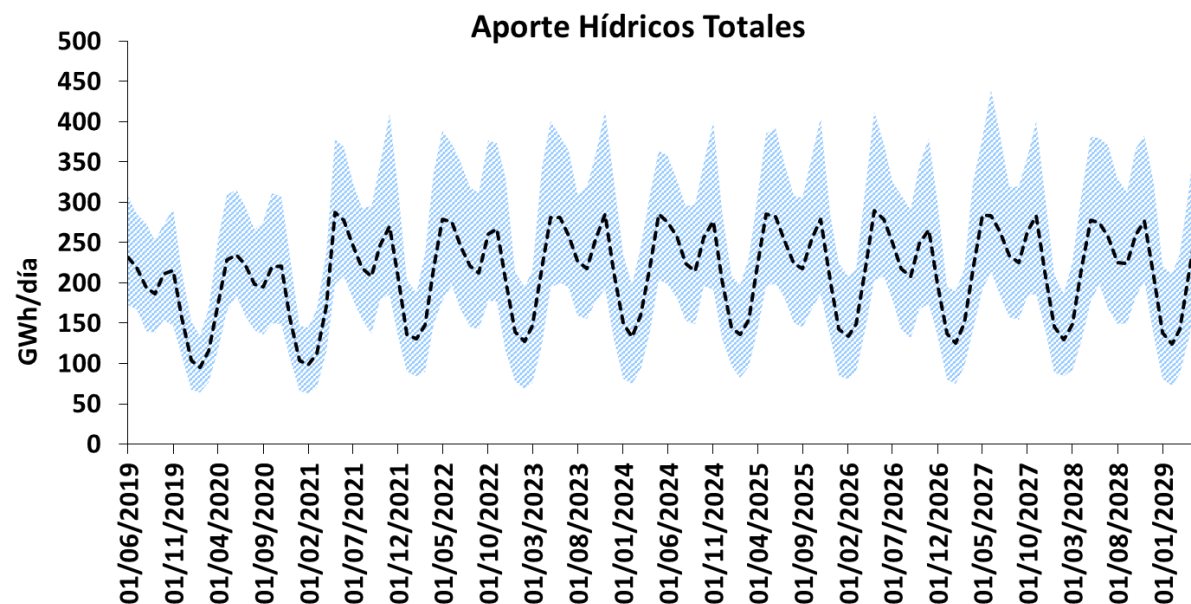


Planta	Capacidad Efectiva Neta
Tebesa	791 MW
Barranquilla 3 y 4	127 MW
Flores 1	160 MW
Flores 4	450 MW
Termocandelaria	314 MW
Total	1842 MW

*Dado que Termocandelaria tiene una OEF, con el Cierre de Ciclo hasta 2032, se deja disponible los MW necesarios para cumplir dicha OEF.

*Para el caso de Tvalle y Cierre de Ciclo de Candelaria solo se consideran los MW adicionales

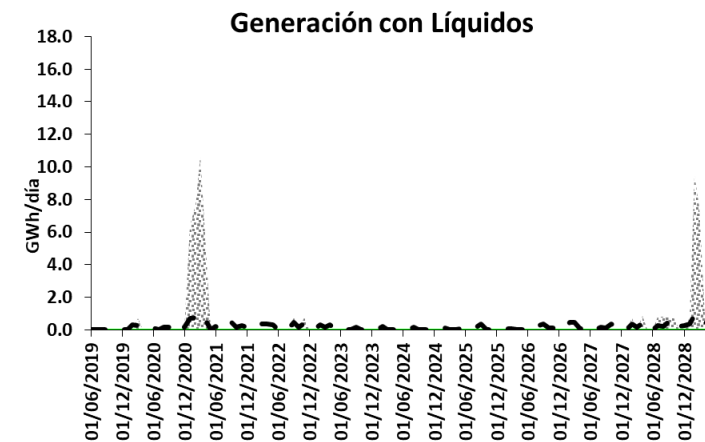
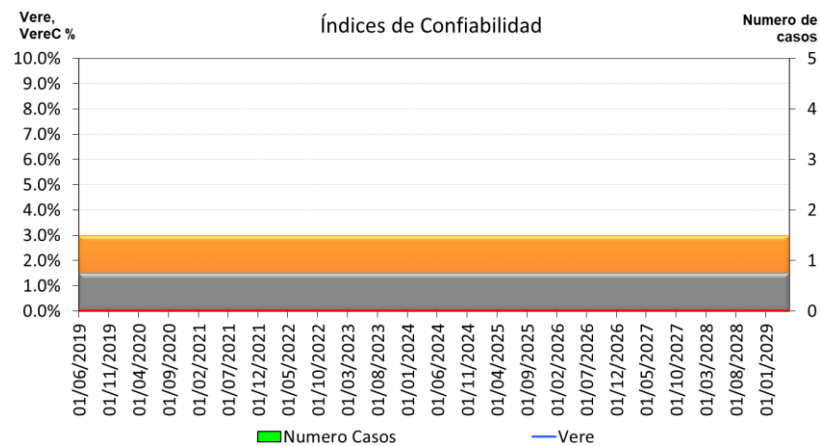
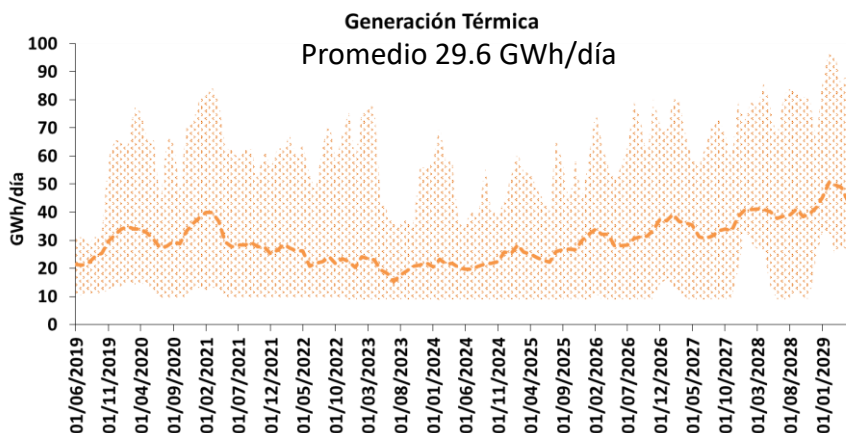
Análisis Energético – Largo Plazo 2019-2028



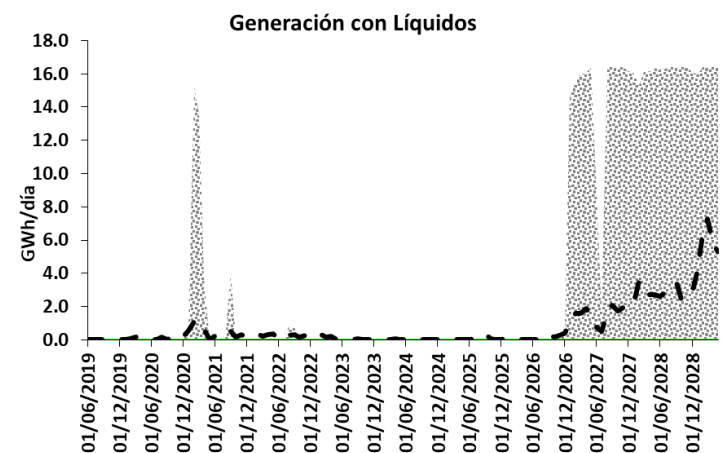
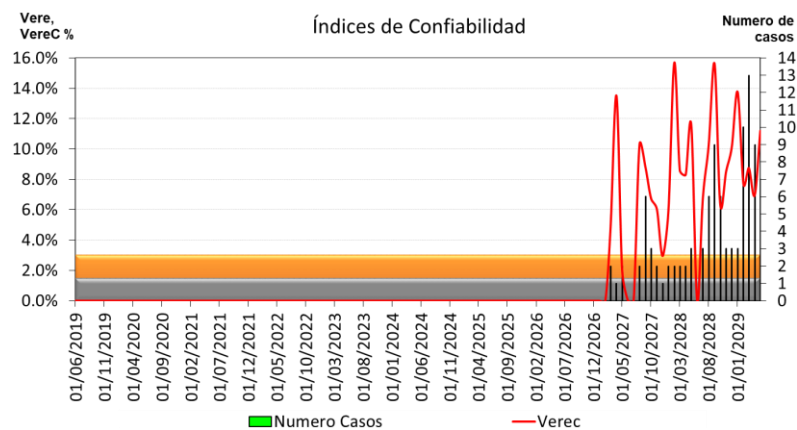
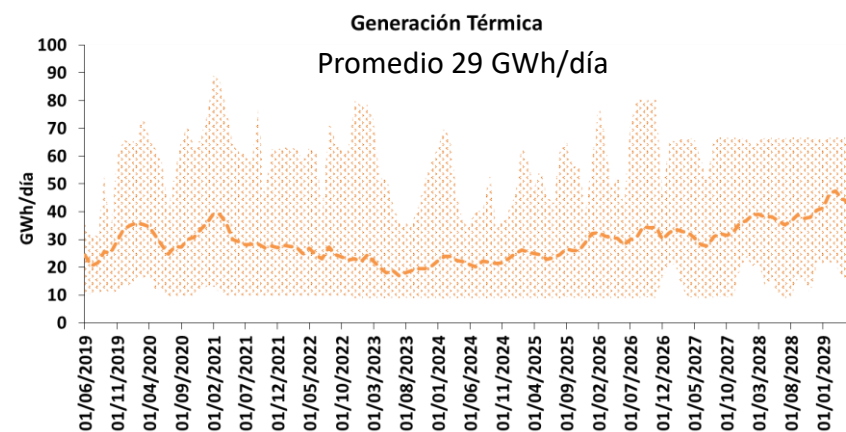
Los aportes hídricos y la a generación con FRNC es igual en los dos casos

Análisis Energético – Largo Plazo 2019-2028

1. Caso Base



2. Sensibilidad 1



Conclusiones



En el mediano plazo (2 años), el sistema cuenta con recursos para atender la demanda nacional con suficiencia, considerando la información reportada por los agentes, expectativas de aportes esperados y demás supuestos para el sistema.



El seguimiento a la información climática entregada por entes internacionales indica que podría mantenerse las condiciones actuales de El Niño débil durante los próximos meses, por lo que se requiere el seguimiento continuo a las variables hidro-climáticas.

Dependiendo de qué tan próximo se presente el evento de baja hidrología, los requerimientos de generación térmica para garantizar la operación segura y confiable del SIN pueden variar.



Se recomienda realizar un seguimiento permanente al desarrollo de los nuevos proyectos que tuvieron asignación OEF para la vigencia 2022-2023 con el fin tomar las acciones necesarias en caso de atrasos en su entrada en operación, especialmente si se presentan dificultades en el desarrollo de sus conexiones al STN.

Durante el desarrollo, y antes de la puesta en operación de los nuevos proyectos de generación, cobra importancia para la confiabilidad del SIN una adecuada gestión de la disponibilidad de los recursos existentes de generación, de la logística de abastecimiento de combustibles, la disponibilidad de los enlaces para importaciones internacionales y la gestión de respuesta de la demanda.



Auditoria de Parámetros

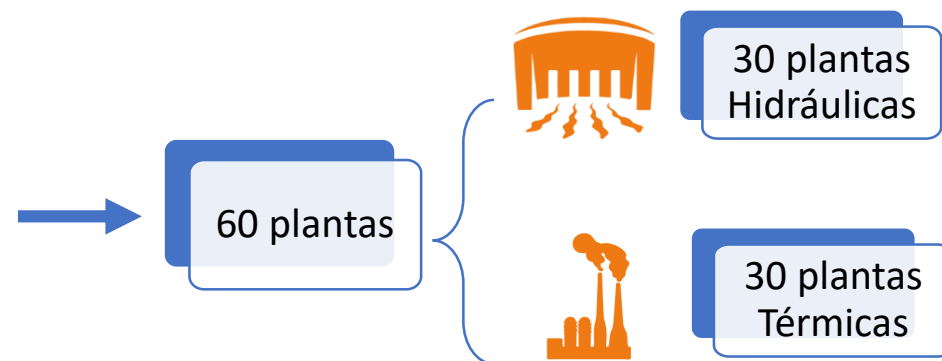
Res CREG 030 de 2019



Auditoria de Parámetros – Res CREG 030 de 2019

Artículo 1. Contratación de la auditoría de los parámetros declarados por plantas existentes que participaron en la subasta 2022-2023. EL CND deberá adelantar la contratación del auditor a la mayor brevedad, sin exceder seis (6) meses una vez publicada en el Diario Oficial la presente resolución.

La auditoría será sobre los parámetros declarados por las plantas existentes que resultaron con asignaciones de OEF en la subasta 2022-2023 y las plantas que tengan asignaciones previas para este período y que se encuentren en operación, de acuerdo con lo definido en el Anexo 6 de la Resolución CREG 071 de 2006.



Plazos

Fecha de emisión: abril 24 de 2019

Plazo máximo contratación auditoria: octubre 24 de 2019

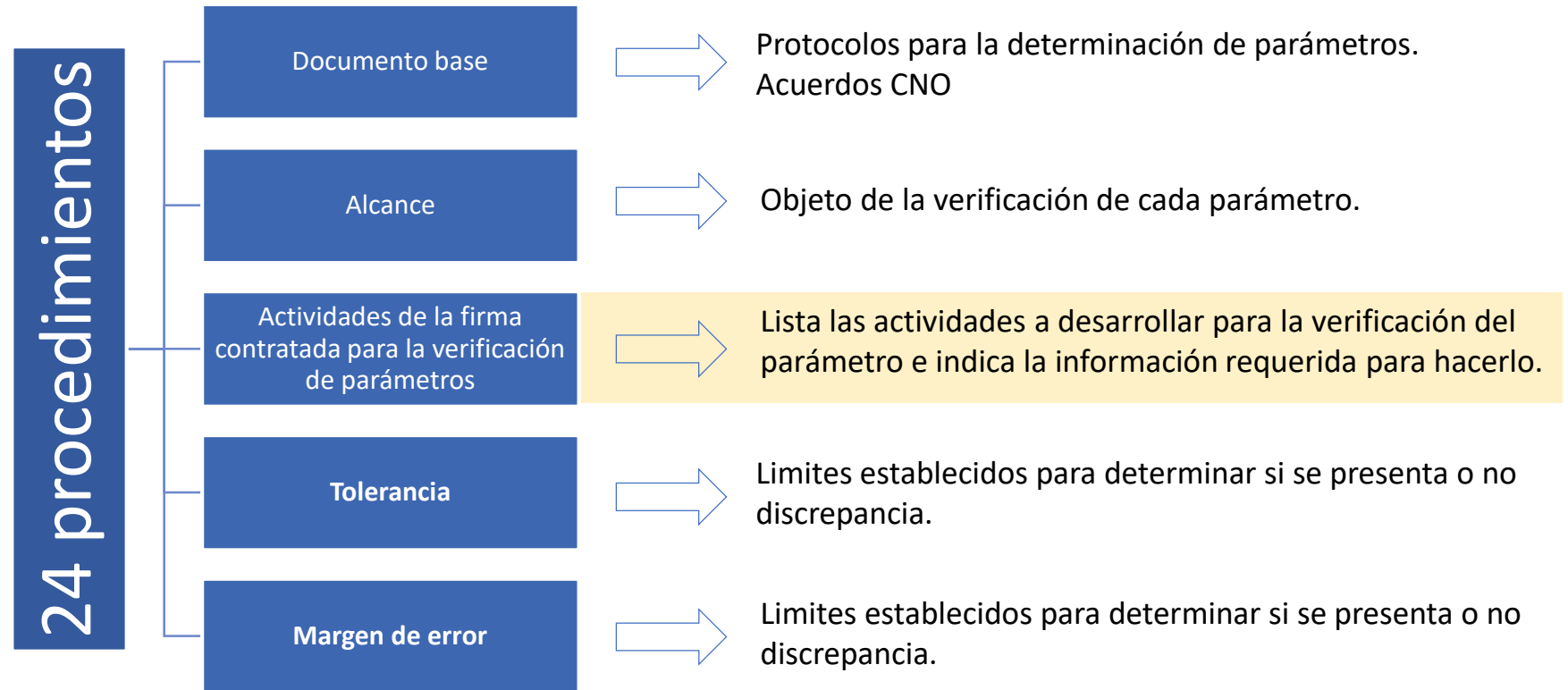
Plazo máximo informes finales a la CREG: 10 meses luego de la orden de inicio (Circular CREG 035 de 2019)

En el mes de julio se publicará la invitación a participar en el proceso.

El proceso puede dar como resultado la contratación de más de un auditor, dado que la invitación se está estructurando por tipo de plantas y se están considerando posibles conflictos de interés.

Procedimientos

En el Anexo 6 de la Res. CREG 071 de 2006, se establecen 24 procedimientos que se deberán considerar para la ejecución de la auditoria.



Una vez definidas la(s) firma(s), éstas deberán presentar en el CNO las metodologías que utilizarán para cumplir con la verificación de la información reportada por los agentes.

Información mínima requerida por el auditor

Plantas térmicas



Procedimiento	CREG	Agente	CNO	XM	Otros
Almacenamiento de Combustibles	Valores declarados	- Información utilizada para la declaración - Certificación (Parágrafo 1 Art 44 Res 071/2006)			
Capacidad Efectiva Neta Plantas Térmicas	Valores declarados	Resultados pruebas	Acuerdo pruebas o ampliación de plazo		
Consumos Térmicos Específicos Netos Plantas Térmicas	Valores declarados	Resultados pruebas	Acuerdo pruebas o ampliación de plazo		
Energía contratada para cubrir mantenimientos	Valores declarados			- Certificación de registro del contrato. - Copia del contrato	
IHF Plantas Térmicas	Valores declarados	Bitácora de plantas		Eventos registrados en HEROPE	
Suministro de Combustibles y Transporte de Gas Natural	- Valores declarados - Copia de los contratos				
Suministro, Transporte e Infraestructura de Importación de Gas Natural Importado	- Valores declarados - Contratos de suministro de combustibles, transporte y acceso a la capacidad de la infraestructura de importación de gas natural importado.				Revisión en sitio

Información mínima requerida por el auditor

Plantas hidráulicas 1/2



Procedimiento	CREG	Agente	CNO	XM	Otros
Arcos de Bombeo	Valores declarados	- Parámetros de diseño - Capacidad nominal de la estación de bombeo.			
Arcos de Descarga	Valores declarados	Parámetros de diseño Estudios hidráulicos			
Arcos de Generación	Valores declarados	Parámetros de diseño Estudios hidráulicos			
Capacidad Efectiva Neta Plantas Hidráulicas	Valores declarados	-Contrato de conexión -Información fabricante		Registros frontera comercial	
Capacidad Túneles (Aplicable a Chivor)	Valores declarados	- Parámetros de diseño - Estudios hidráulicos			
Curva Guía Mínima y Máxima	Valores declarados	Información sobre la restricción			Autoridad ambiental: Información sobre la restricción
Demanda de Acueducto y Riego	Valores declarados	Información recibida de las personas naturales o jurídicas que administran la extracción desde las fuentes.			
Descargas Máximas Embalses (Aplicable a Bogotá)	Valores declarados	- Parámetros de diseño que incluyan la capacidad hidráulica de diseño de la descarga. - Acuerdos operativos existentes entre las entidades que manejan y operan los embalses.			
Embalses. Máximo técnico	Valores declarados	- Parámetros de diseño - Estudios hidráulicos			



Información mínima requerida por el auditor

Plantas hidráulicas 2/2

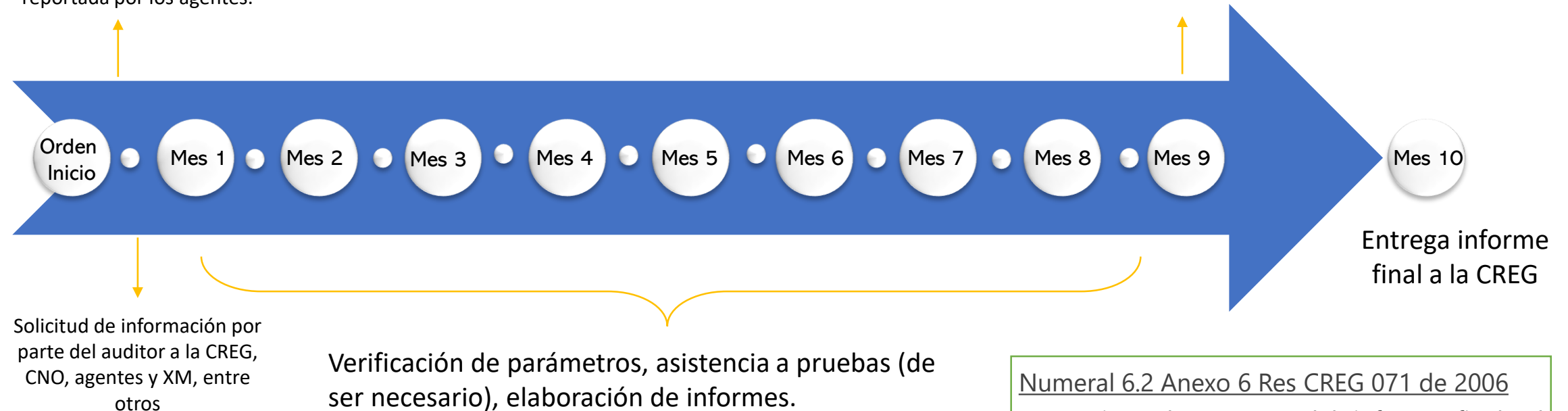


Procedimiento	CREG	Agente	CNO	XM	Otros
Embalses. Mínimo técnico	Valores declarados	- Parámetros de diseño - Estudios hidráulicos			
Factor de Retorno de Acueducto y Riego	Valores declarados	Información recibida de las personas naturales o jurídicas que administran los sistemas de aguas residuales			
Factores de Conversión Plantas Hidráulicas	Valores declarados	Resultados pruebas	Acuerdo pruebas o ampliación de plazo		
Filtraciones	Valores declarados	Licencia ambiental			Información de las personas que administran la extracción desde las fuentes.
IHF Plantas Hidráulicas	Valores declarados	Bitácora de plantas		Eventos registrados en HEROPE	
Serie Histórica de Caudales Medios Mensuales de los Ríos del SIN	Valores declarados		Acta con procedimiento de cálculo presentado por cada empresa		
Topología Plantas Hidráulicas	Valores declarados		Acuerdo Protocolo topologia		
Volumen de Espera	Valores declarados	Información sobre la restricción			Autoridad ambiental: Información sobre la restricción

Cronograma general

Presentar a la CREG y al CNO
las metodologías que
utilizarán para cumplir con la
verificación de la información
reportada por los agentes.

Entrega informe a XM.
El informe debe contener una
certificación del agente donde
indique que ya fue validado.



Numeral 6.2 Anexo 6 Res CREG 071 de 2006

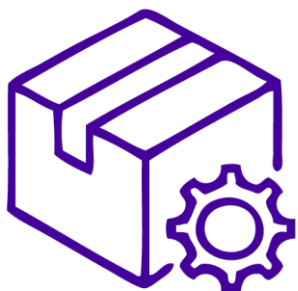
7. Previo a la entrega del informe final, el contratista validará sus conclusiones con los agentes afectados, dando acceso a las memorias de cálculo y permitiéndoles contradecir el informe y formular solicitudes de complementación o aclaración que se resolverán en el informe final.

Solicitudes

Dado que el auditor solicitará información, de acuerdo con lo establecido en la Res. 071 de 2006 y con el objeto de que los agentes cuenten con el tiempo suficiente para revisar los informes, XM como administrador del contrato, recomienda:

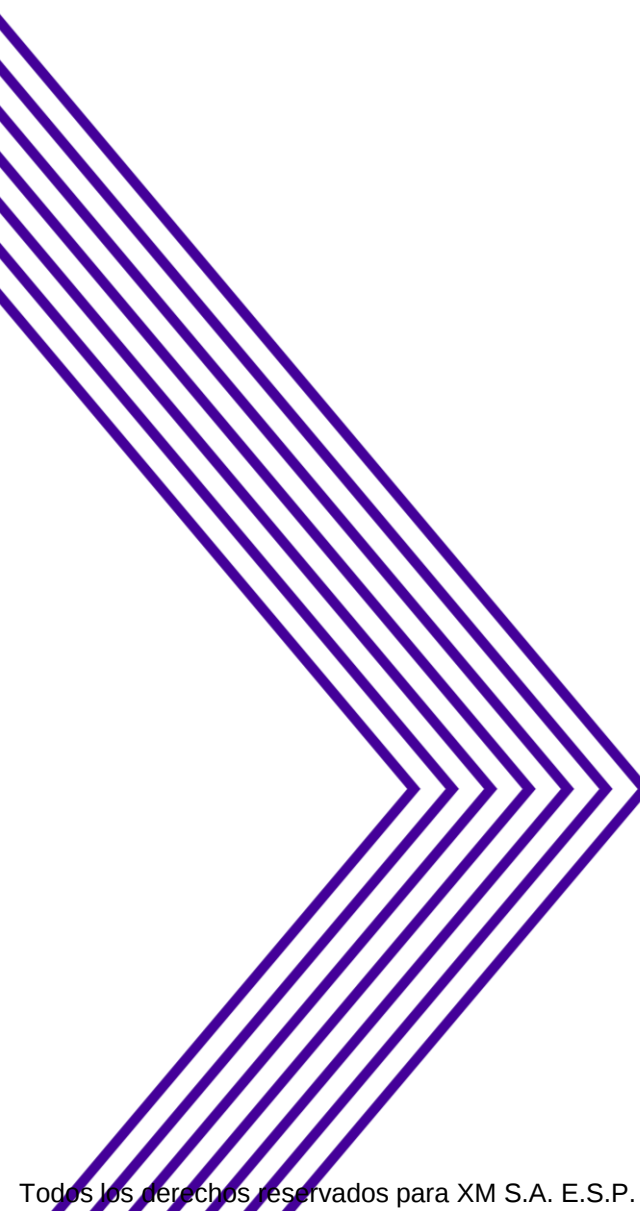
CNO

1. Contar con un listado con los protocolos actuales que el auditor debe considerar en la verificación de parámetros.
2. Contar con un listado de los Acuerdos expedidos donde se amplíe el plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva de las plantas térmicas, consumos térmicos específicos netos de plantas térmicas y factores de conversión de plantas hidráulicas, de las plantas que serán objeto de la auditoria.
3. Identificar las actas de las reuniones donde cada empresa presentó el procedimiento de cálculo para las series hidrológicas.



AGENTES

1. Recopilar la información mínima que solicitará el auditor y toda aquella que consideren necesaria para la verificación de cada uno de los parámetros objeto de auditoria.
2. Responder oportunamente la solicitud de información.
3. Enviar a XM un listado, a más tardar el 15 de julio a info@xm.com.co, con los contactos de cada empresa a quien se les debe dirigir la información relacionada con la auditoria. Esta información será compartida por XM con el auditor.



3. Situación Operativa

- Situación Operativa en área Caribe
- Análisis crecimiento demanda del Sin 2019
- Mantenimiento correctivo Gasoducto Barranquilla Cartagena



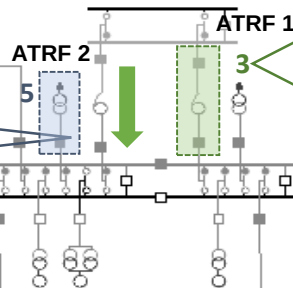
Operación 8 de junio Atlántico



5

A las 10:35 se da instrucción de racionar para evitar sobrecarga de los ATR 1 y 2 Tebsa y ATR 2 Termoflores 220/115 kV

Termoflores
110 kV



A las 10:30:01, se presenta desconexión del ATR1 220/110 kV Termoflores por error en la parametrización de función sobrecorriente en la protección principal del ATR, generando sobrecarga en los ATR 1 y 2 de Tebsa 220/110 kV

3



Equipo en mantenimiento



Equipo con operación de protecciones



Equipo con operación en sobrecarga

En total se presenta una DNA de 148 MWh entre las 10:30 y 11:24 horas, por ESP y solicitud de racionamiento para evitar sobrecarga de los ATR de Termoflores y Tebsa.

Oasis
110 kV

Centro
110 kV

El Rio
110 kV

Magdalena
34.5 kV

2

La desconexión de las unidades 3 y 4 de Barranquilla origina incremento de potencia por los ATR 1 y 2 220/110 kV de las S/E TEBSA y TERMOFLORES.
Sin Sobrecarga de los ATRs

4

A las 10:30:02 actúa el ESP Unión por sobrecarga de los ATR 1 y 2 Tebsa 220/110 kV.

Unión
110 kV

4

4

4

ATR 2

ATR 1

ATR 3

Tebsa
110 kV

1

A las 10:29:35 y 10:29:39 se presenta desconexión de las unidades 3 y 4 de Barranquilla con 89 MW por pérdida de los SSAA

GEN 3

GEN 4

1

2

Termobarranquilla
110 kV

Resumen de evento

Eventos

TBarranquilla: Pérdida de SSAA de las unidades de generación 3 y 4.

TERMOFLORES: Error en el ajuste de la función sobrecorriente en relé.

ELECTRICARIBE:
Desconexión automática de carga en S/E Unión por activación del ESP de sobrecarga de ATRs 1 y 2 de Tebsa.

Desempeño de protecciones

TBarranquilla: Operación de protecciones (OP) por pérdida de alimentación DC

TERMOFLORES: OP en condiciones normales de operación y ausencia de falla en el equipo.

ELECTRICARIBE: OP por activación de la etapa 1 de ESP de la S/E Tebsa (con teledisparo a la carga de la S/E Unión).

Acciones

TBarranquilla: Revisar y solucionar causa de pérdida de SSAA en condiciones normales de operación.

TERMOFLORES: Se revisó y corrigió parametrización de relé 7UT (Ejecutada con Consig. de emergencia)



Operación 13 de junio Caribe



Operación 13 de junio - Despacho

despacho económico coordinado - Fecha: 13-06-2019(DE0000025549)

VERSION: V1

FECHA: 2019-jun.-13

JUEVES

F.O CPLEX: 19,752,447,024.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
BOLIVAR	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	12	11	10	8	5	54
GCM	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	12	13	12	7	4	56
CTGEMG2	0	0	0	0	0	0	0	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	1054
TEBSA	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	349	373	365	397	433	422	389	357	465	560	475	435	389	365	9104
PROELEC1	42	42	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	104
PROELEC2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20
GUAJIR21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	72	72	72	109	145	130	103	101	145	145	145	145	117	72	1589
TERMONORTE	27	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36
GUAJIR11	81	72	72	72	72	72	72	72	72	91	86	126	126	145	145	145	145	104	145	145	145	145	145	112	2607
SALVAJINA	0	30	0	0	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	0	3640
GECELCA3	122	90	90	90	90	90	90	90	105	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	3317

06:47 Guajira 2 solicita redespacho Periodos 10 al 12, Se da orden de arranque P 13.

13 :06 Guajira 2 solicita redespacho Periodos 16 al 19, se da orden de arranque junto a Candelaria 2 P20

Por falta de reserva en el periodo 20, a la 1:44 horas se da orden de arranque para el P10 a Termonorte.

Operación 13 de junio - Redespacho

DESPACHO POR RECURSO/UNIDAD

CASO OFICIAL DEL REDESPACHO CASO: RE0000006196 HORA 22:04:17 COSTO TOTAL DEL SISTEMA: 19,245,214,171

RECURSO	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
GCM	2	2																	4	12	13	12	7	4
BOLIVAR	2	1																	5	12	11	10	8	5
CTGEMG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	30	30	30	47	47	47	30	30	30
TCANDEL2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	65	65	65	65	65
TEBSA	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	362	373	365	397	422	480	420	357	538	568	430	459	370	283
PROLEC1	42	42	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PROLEC2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUAJIR21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	72	84	0	0	0	0	36	72	129	145	129
TERMONORTE	27	9	0	0	0	0	0	0	0	9	27	53	53	37	72	72	72	64	72	72	64	72	71	72
GUAJIR11	81	72	72	72	72	72	72	72	72	91	145	145	145	145	145	145	145	141	145	145	134	0	0	0
SALVAJINA	0	30	0	0	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	0
GECELCA3	122	90	90	90	90	90	90	90	105	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164

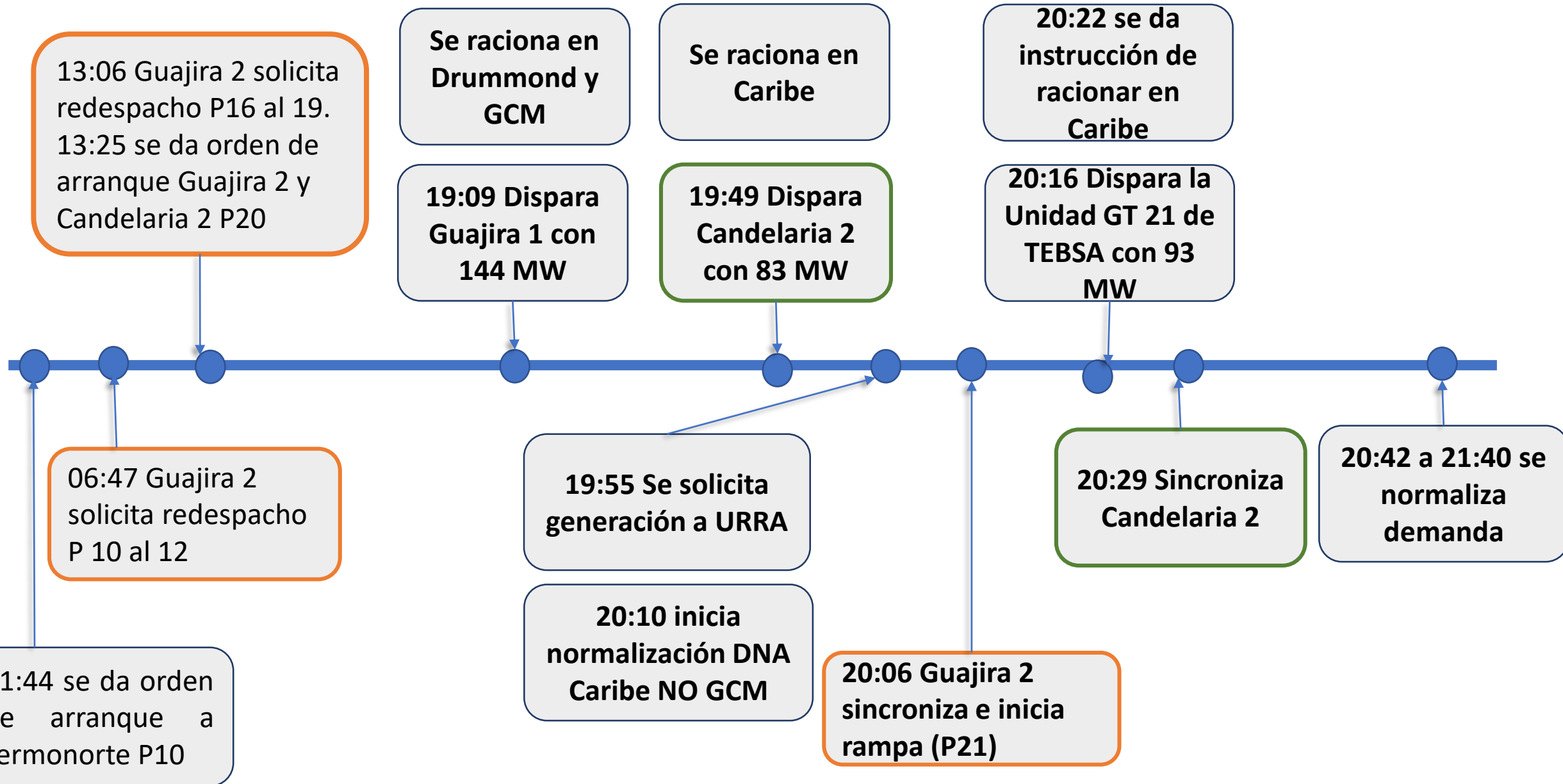
06:47 Guajira 2 solicita redespacho Periodos 10 al 12, Se da orden de arranque P 13.

13 :06 Guajira 2 solicita redespacho Periodos 16 al 19, se da orden de arranque para el P20 junto con Candelaria 2.

Por falta de reserva en el periodo 20 se da orden de arranque a Termonorte.



Secuencia eventos



Operación 13 de junio - DNA

DNA Evento pérdida de Generación Costa – Caribe						
Subestación	Salida de MT	Hora Inicio	Hora Fin	Potencia	Energía	Municipios afectados
EL PASO	LN-593	20:12	21:11	15,5	15,2	Casa De Zinc - La Loma - Potrerillo - La Aurora - Puente Canoa
	LN-594	19:46	21:40	8,6	16,3	Astrea - Arjona - Mandinguilla - Chimichagua - El Guamo - Pijiño Del Carmen - San Sebastian De Buenavista
FUNDACIÓN	LN-518 (R-N0021)	20:10	21:10	7,5	7,5	Guacamayal - Sevilla - Zona Bananera
LA JAGUA	LN-571	19:47	21:33	11,7	20,7	Curumaní - San Roque - Chiriguana
SAN JUAN	LN-527	19:49	20:18	12,6	6,1	Fonseca - Distracción - Los Hornitos - Cardonal - Buenavista - El Hatico - El Confuso
	IT-3010	19:49	20:57	10,2	11,6	San Juan - Cañaveral - Corralejas - Boca Del Monte - Los Pondores - Los Pozos - La Junta - Guacayanal - Los Haticos - Villa Del Rio - Zambrano - Corral De Piedra - El Totumo - La Sierrita
HATO NUEVO	LN-567	19:48	20:57	6,9	7,9	Barrancas - Guamachal - Carretalito - Potrerito - Quebrachal - Pozo Hondo - Guayacanal - Nuevo Oreganal - Papayal
EL BANCO	LN-573	20:10	20:55	10,8	8,1	Barranco De Loba - Hatillo De Loba - San Martin De Loba - Altos Del Rosario – Guamal
PUERTO LIBERTADOR	IT-3010	19:59	20:46	5,2	4,1	Loma Seca - Pica Pica - Puerto libertador
MAGANGUE	OLAYA (MAGANGUE)	20:33	20:44	5,9	1,1	Magangue
	LN-556	19:57	20:48	2,8	2,4	Pinillos
MOMPOX	LN-531	20:01	20:47	6,2	4,8	Talaigua
SAN ESTANISLAO	IT-3010	20:00	20:47	5,0	3,9	San Estanislao
GAMBOTE	GAMBOTE 4	20:02	20:48	4,8	3,7	Arjona - Mahates - Malagana
SAN JUAN NEPOMUCENO	LN-5128	19:58	20:09	3,0	0,5	San Juan Nepomuceno
SINCE	LN-5113	19:56	20:47	4,0	3,4	Galeras
MONTELIBANO	LN-547	20:35	20:46	4,8	0,9	Ayapel - La Apartada - Delicias
			TOTAL	125,5	118,2	

Conclusiones

Entre los periodos 20 y 21 del 13 de junio, se presentó, por eventos independientes, la salida de tres unidades de generación en el área Caribe y la no entrada en forma oportuna de una unidad adicional, situación que sumada a la condición operativa de la red del área Caribe, implicaron la necesidad de programar DNA en la Subárea GCM y el área Caribe como un todo, con un valor de desconexión reportado por Electricaribe de 118,2 MWh.



Mantenimiento correctivo Gasoducto Barranquilla Cartagena 7 de julio de 2019



Mantenimiento Gasoducto Barranquilla Cartagena

El día 7 de Julio de 2019, Promigas realizará mantenimiento correctivo en el tramo del gasoducto Barranquilla - Cartagena. Como consecuencia de esta intervención no se podrán realizar entregas físicas de gas desde la planta de Regasificación de Cartagena y los pozos de gas del Sur de Bolívar a las plantas de generación ubicadas en la ciudad de Barranquilla (**Tebsa, Barranquillas 3-4, Flores 1, Flores IV**) y adicionalmente, Termocandelarias 1 – 2 no podrán estar disponibles debido a restricción de la planta de Regasificación ocasionada por dicho mantenimiento.

Impacto en la generación Térmica del Área Caribe

Balance de Generación Área Caribe Vs Límite de intercambio del Área

	3 Enlaces disponibles	2 Enlaces disponibles
Límite de Intercambio Interior-Costa [MW]	1500	700

Demanda [MW] (Periodo Demanda Máx)	2627
Requerimiento 3 Enlaces [MW]	1127
Requerimiento 2 Enlaces [MW]	1927

Disponibilidad plantas MWh	jul-07	Disminución Disponibilidad GWh-día
Guajira (Carbón)	286	SR
Tebesa (Gas)	0	-791
Celsia Flores IV (Gas)	0	-450
Celsia Flores I (Gas)	0	-160
Barranquillas 3-4 (Mezcla)	0	-115
Proeléctrica (Gas)	90	SR
Gecelca 3 (Carbón)	0	-164
Candelaria 1-2 (Gas)	0	-314
Urra (Agua)	320	SR
Cartagenas 1-2-3 (Líquidos)	184	SR
Gecelca 32 (Carbón)	273	SR
Termonorte (Combustoleo)	70	SR
Total Costa	1223	-1994

Mtto Flores 1 del 24 de junio al 26 de julio

Mtto Gecelca 3 del 15 de junio al 15 de julio

3 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	96
2 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit) [MW]	-704

SR: Sin Restricción

Impacto en la generación Térmica del Interior del País

Plantas Térmicas interior del País		
Disponibilidad Plantas Interior [MW]	jul-07	Disminucion Disponibilidad GWh-dia
Termocentro (Gas OCG-Guajira)	138	-142
Termosierra (ACPM)	178	-250
Merilectrica (Gas OCG)	166	SR
Termodorada (ACPM)	45	SR
TermoEmcali (ACPM)	213	SR
Termovalle (ACPM)	200	SR
		-392

Mtto Termosiera 1 del 20 de mayo al 8 de agosto

Conclusiones

- ✓ **Condiciones normales de operación del área Caribe:** para una demanda de 2627 MW, con la disponibilidad proyectada e informada por las plantas de generación del área Caribe de 1223 MW y un límite de importación del área Caribe de 1500 MW, tendríamos un margen de potencia de 96 MW, sin considerar contingencias en la generación y posibles desviaciones de la demanda.
- ✓ **Contingencia N-1 de un enlace a 500 kV hacia el área Caribe:** para una demanda de 2627 MW, con la disponibilidad proyectada e informada por las plantas de generación del área Caribe de 1223 MW y un límite de importación del área Caribe de 700 MW, tendríamos un déficit de potencia de 704 MW para cubrir el límite seguro del área con la nueva topología, sin considerar contingencias en la generación y posibles desviaciones de la demanda.
- ✓ Para condiciones normales de operación del área Caribe, conservando la disponibilidad de generación reportada por los agentes generadores no tendríamos riesgos para la atención de la demanda, pero si se presenta una contingencia N-1 en la red de 500 kV la disponibilidad de generación reportada no sería suficiente para llegar al límite seguro con la nueva topología y se tendría que programar DNA (Demanda No Atendida) en el área.

Conclusiones

- ✓ Considerando la disponibilidad de generación proyectada por los agentes del área Caribe para el día 7 de Julio, se tendría una operación cercana a los límites de seguridad, por lo cual XM declararía el área en estado de alerta según lo establecido en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995-Codigó de Operación que establece lo siguiente:

“...Estado de alerta:

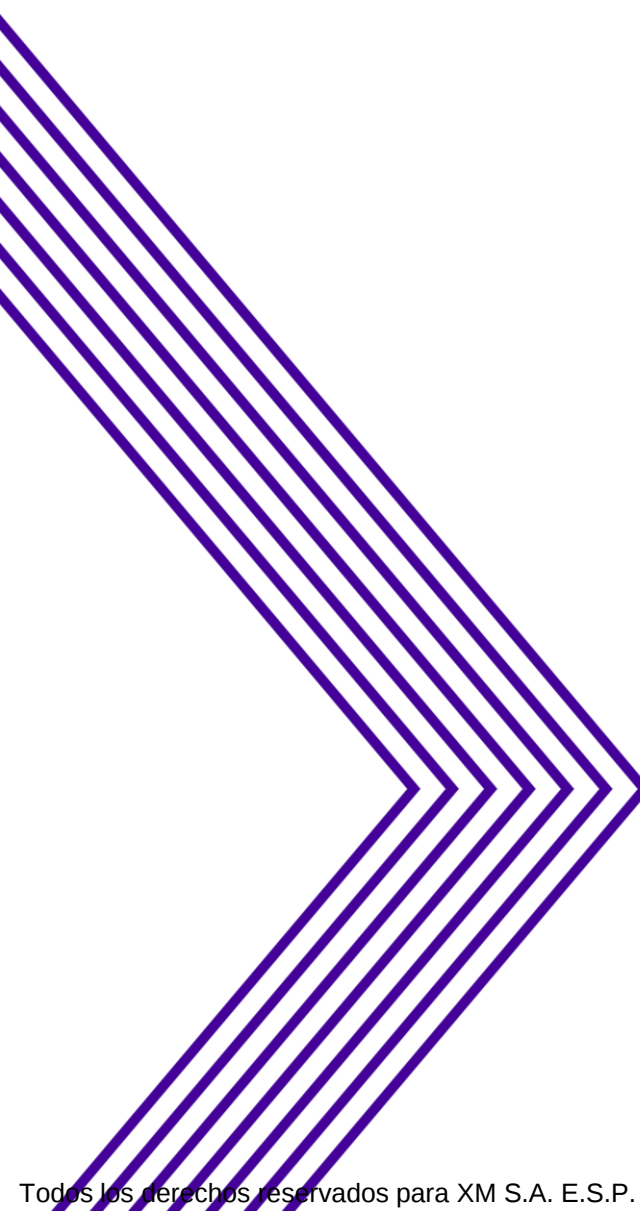
Es un un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia...”

Recomendaciones

- ✓ Maximizar la disponibilidad de las líneas a 500 kV que interconectan el interior del país con el área Caribe
- ✓ Maximizar la disponibilidad de la Central Hidroeléctrica Urra, térmicas a Carbón y Líquidos del área Caribe.
- ✓ Contar con disponibilidad de combustibles líquidos y carbón en las plantas duales del área Caribe.
- ✓ Garantizar la logística de combustibles líquidos para las plantas duales del área Caribe el día 7 de Julio de 2019.
- ✓ No realizar pruebas de generación autorizadas en el área Caribe.

Recomendaciones

- ✓ No realizar intervenciones en la red eléctrica del área Caribe que requieran generación térmica a gas adicional.
- ✓ Considerar el impacto de este mantenimiento en la declaración de disponibilidad de las unidades de generación.
- ✓ Enviar comunicación desde el CNO Eléctrico al CNO Gas y al MME informando los resultados del balance energético realizado, las recomendaciones realizadas a los agentes y los posibles riesgos que se tendrían sobre la atención de la demanda eléctrica del área Caribe.



4. Varios

- Indicadores de operación
- Propuesta medición sincrofasorial



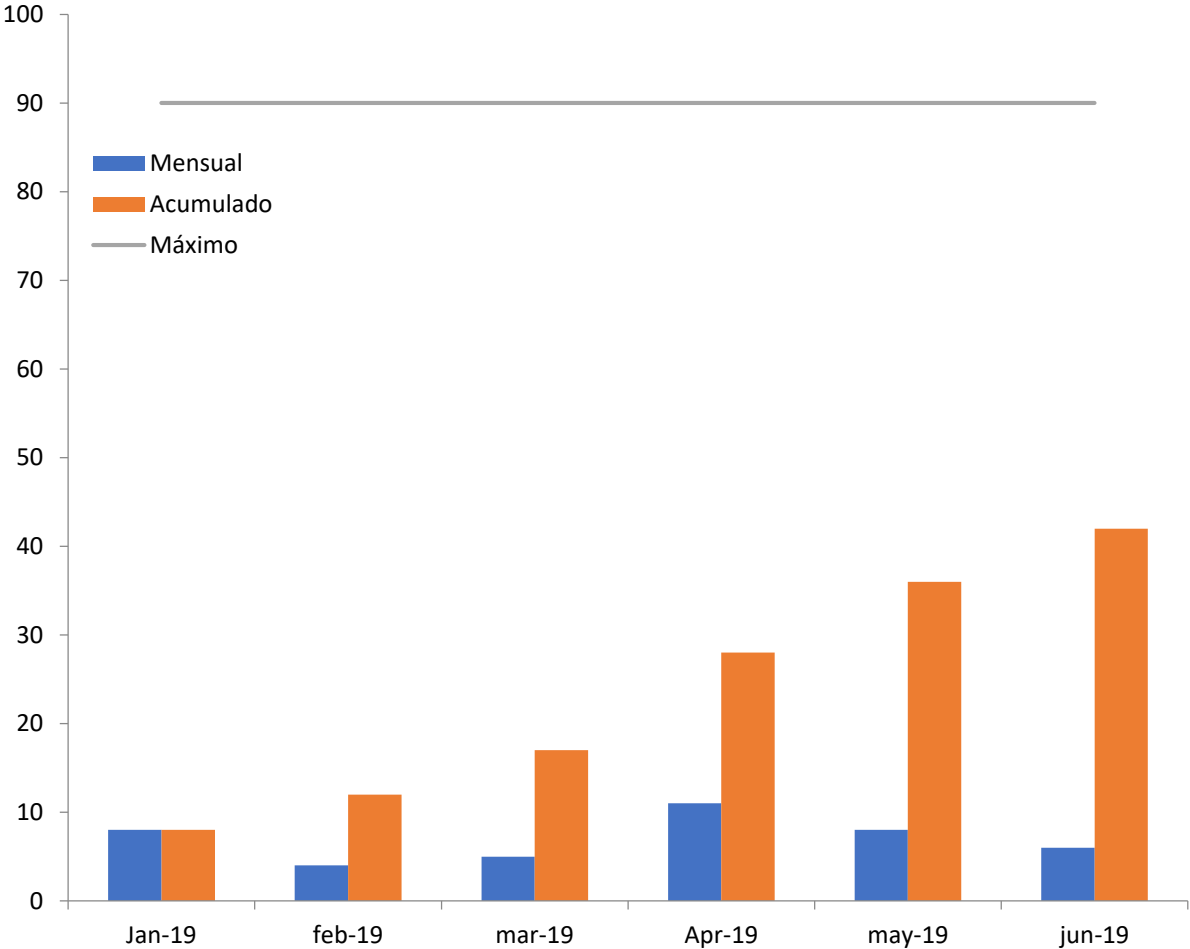


Indicadores de operación



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

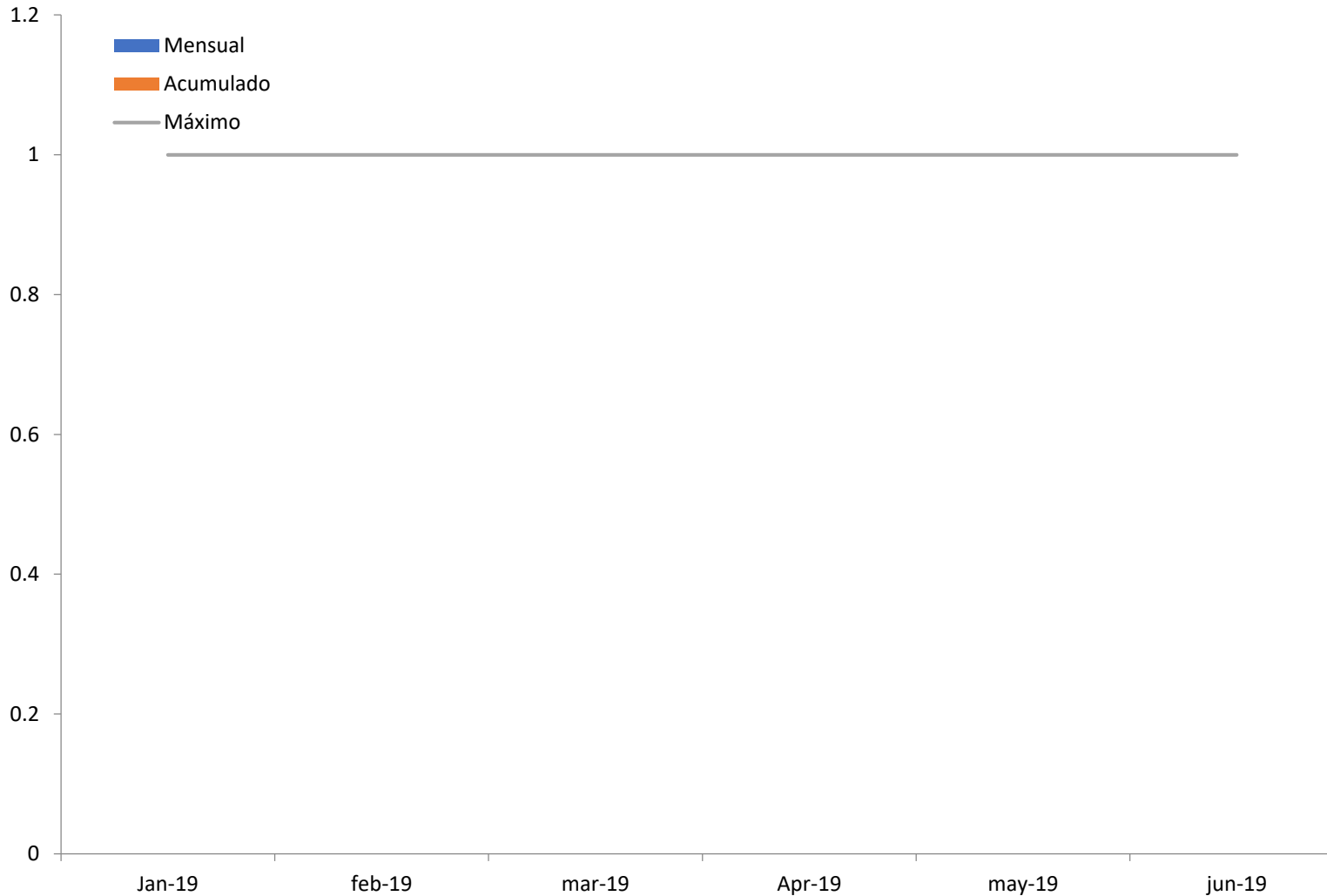


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
4/06/2019 1:06	6	59.7	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso. El agente reporta falla del control del regulador de velocidad de la unidad. La unidad disparo con 237 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.7 Hz.	FALSO
14/06/2019 19:21	1	59.76	Transitorio	Disparo de la unidad QUIMBO 1 con 180 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.76 Hz. El agente reporta problemas en el sistema de excitación.	FALSO
19/06/2019 13:03	1	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad QUIMBO 1 con 177 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente no reporta causa.	FALSO
22/06/2019 8:05	4	59.76	Transitorio	Debido al disparo de la unidad 1 de Porce III con 175 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.76 Hz. El agente reporta falla en el sistema de comunicaciones y control.	FALSO
24/06/2019 13:07	4	59.77	Transitorio	Debido al disparo de la unidad 1 del Quimbo con 187 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.77 Hz. El agente reporta falla de comunicaciones en el tablero de instrumentación del generador.	FALSO
25/06/2019 13:36	2	60.21	Transitorio	Debido al disparo de los circuitos Chía - Diaco 115 kV, BL1 Bacatá - El Sol 115 kV y BL1 Tenjo - El Sol 115 kV, queda sin tensión las subestaciones El Sol, Zipa, Ubate, Simijaca, Diaco, Termozipa, Gran Sabana y Sesquile 115 kV. La frecuencia alcanza un valor de 60.21 Hz. El agente reporta causa en revisión.	FALSO

Durante el mes de junio de 2019 se presentaron 6 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas

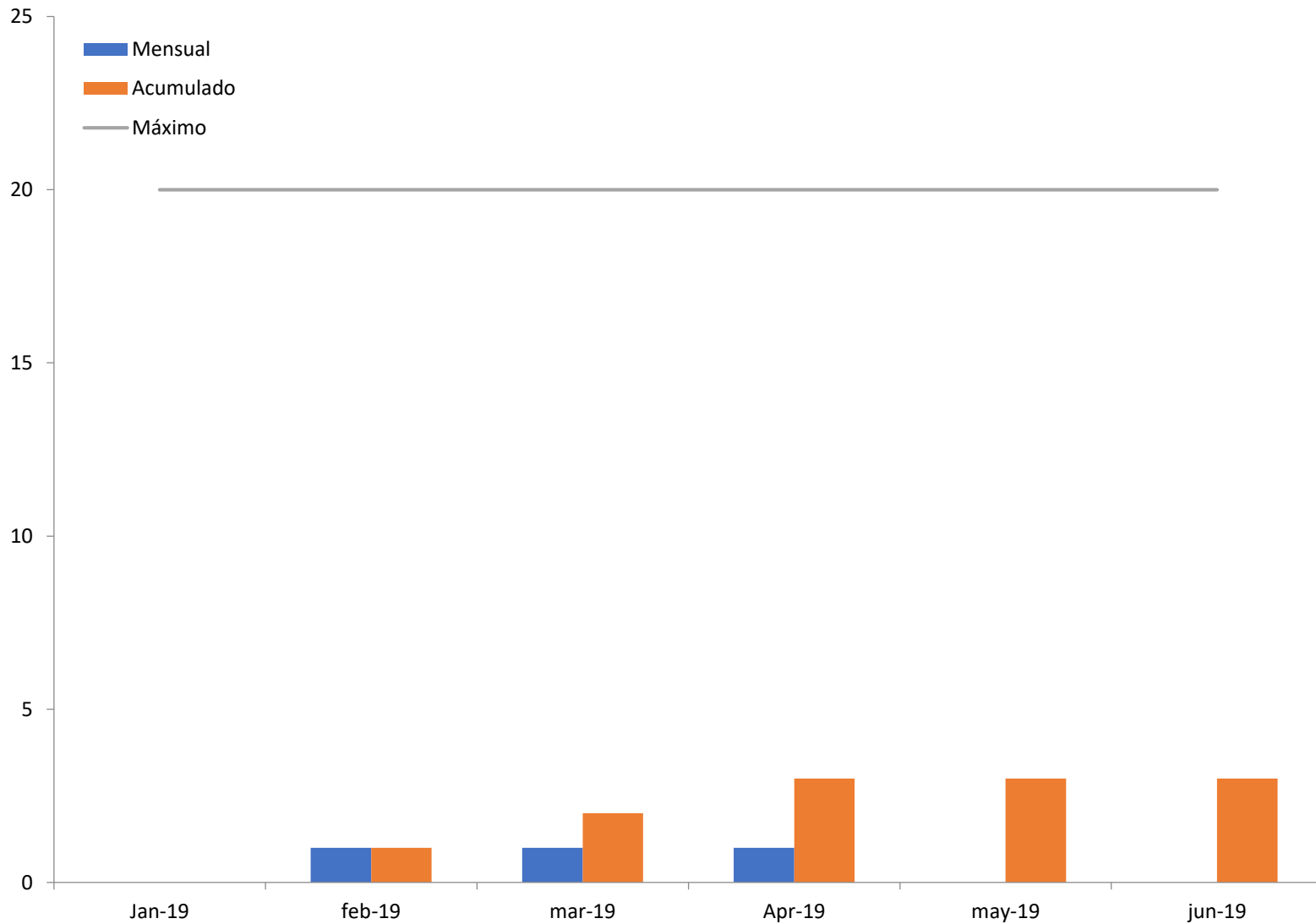
FRECUENCIA LENTO



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

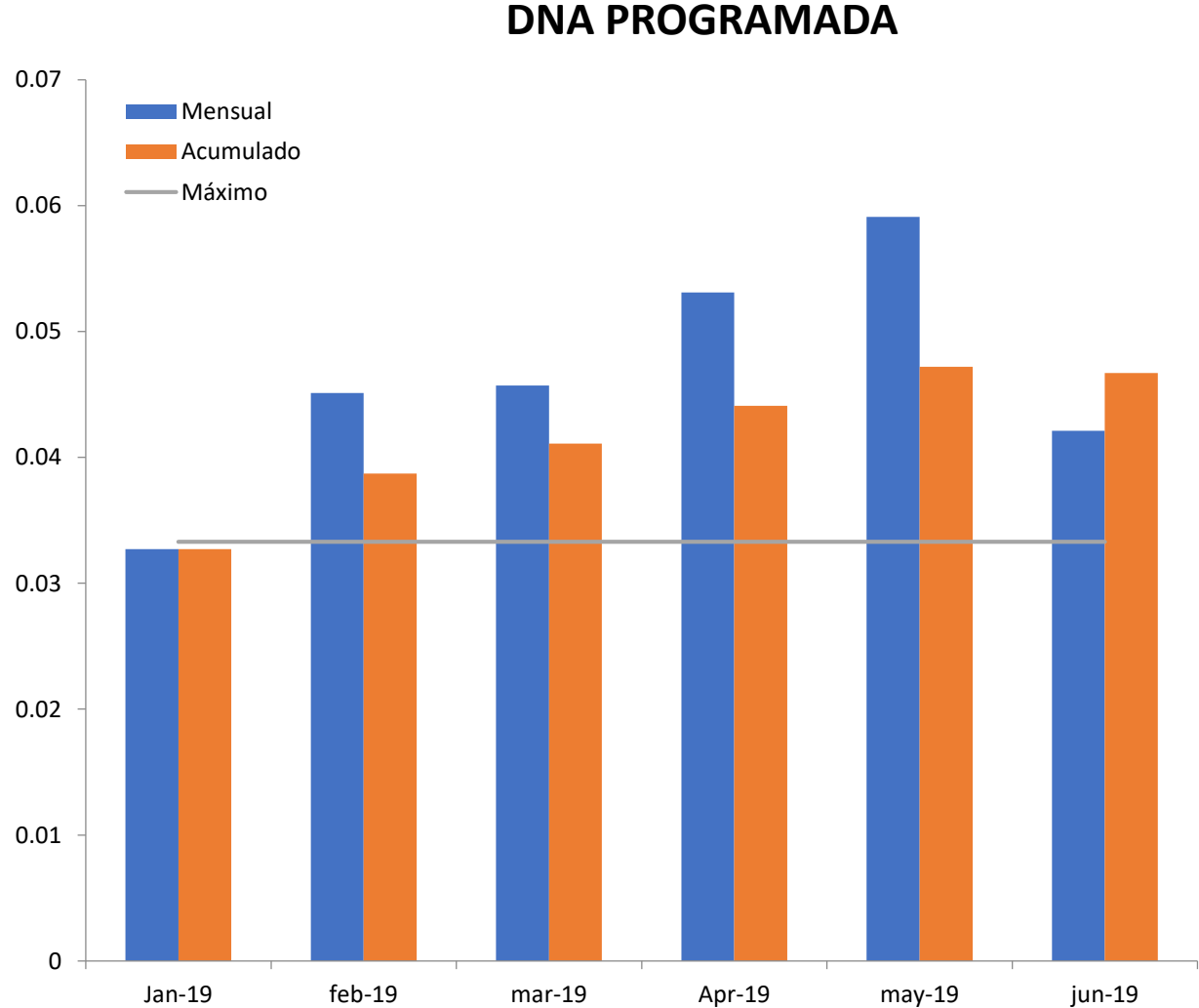
Eventos de tensión fuera de rango

TENSIÓN



Durante el mes de junio de 2019 no se presentaron eventos de tensión en el sistema.

Porcentaje de DNA Programada

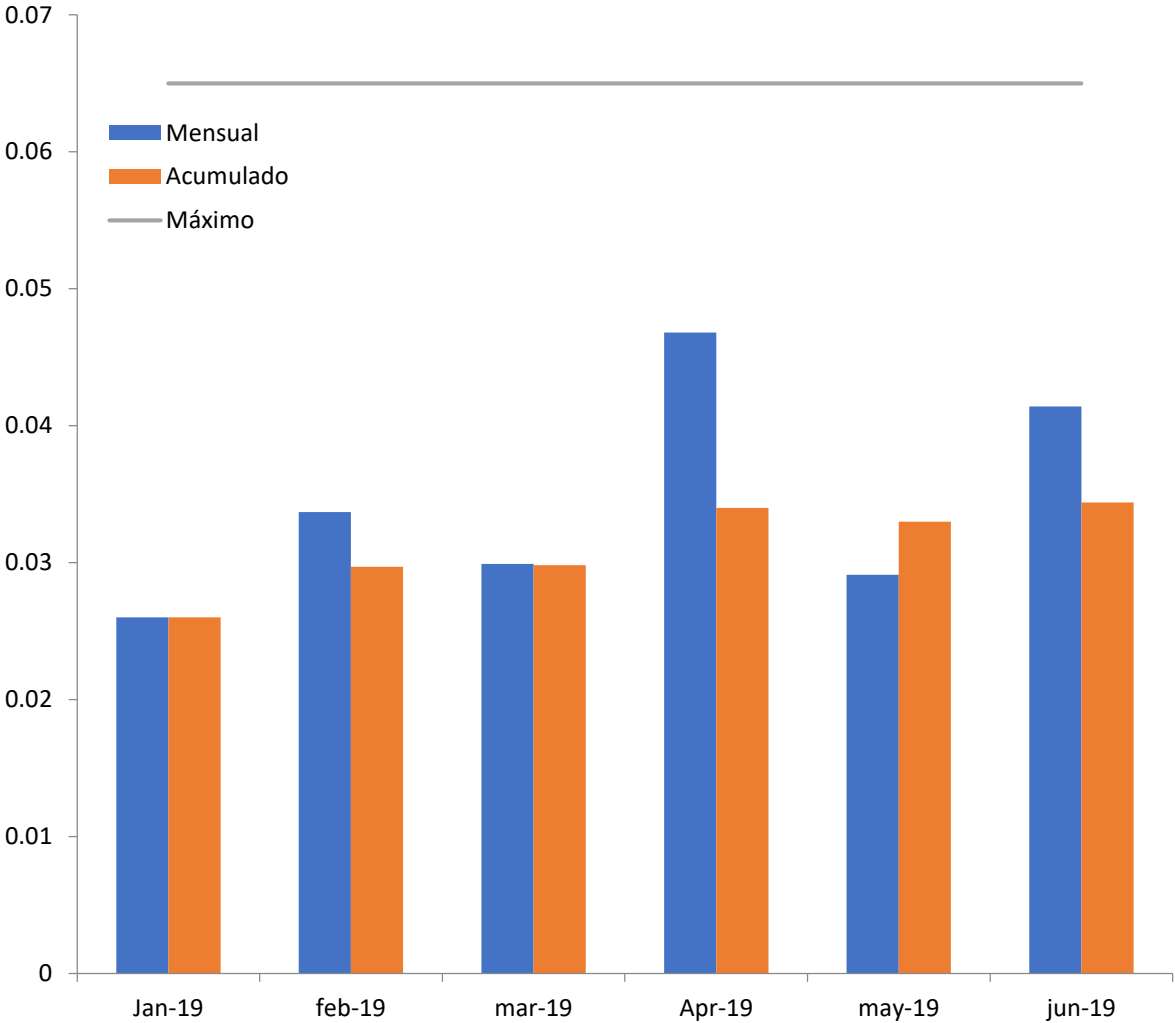


Por causas programadas se dejaron de atender 2.43 GWh en el mes de junio de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
24/06/2019 5:00	395	Demanda no atendida por trabajos realizados bajo la consignación nacional C0169510 sobre el activo BT CORDIALIDAD 1 50 MVA 110 kV.
16/06/2019 4:30	253	Demanda no atendida debido a trabajos realizados bajo la consignación nacional C0169741, TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/6.9 KV.
3/06/2019 5:40	217.06	DNA programada por trabajos de las consignaciones C0160769, C0169495 y C0169499 sobre los activos BOLIVAR (CARTAGENA) - CARTAGENA 1 220 kV, BARRA NUEVA COSPIQUE 110 KV y BT NUEVA COSPIQUE 3 20 MVA 13.8 kV.
24/06/2019 6:10	212.5	Demanda no atendida por trabajos realizados bajo las consignaciones nacionales C0165488 CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV, C0165909 BT MAICAO 1 25 MVA 110 kV Y C0167387 BL1 CUESTECITAS A MAICAO 110 kV.
2/06/2019 5:03	201.66	Desconexión de los activos BOLIVAR (CARTAGENA) - CARTAGENA 1 220 kV, BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV, TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV y BARRA GAMBOTE 66 KV, por trabajos de las consignaciones nacionales C0160769, C0167396, C0169242 y C0169263 respectivamente.
2/06/2019 6:00	194.39	Desconexión de los activos RIO CORDOBA - CIENAGA 1 110 kV, BT CIENAGA 1 67.2 MVA 110 kV y BL1 RIO CORDOBA A CIENAGA 110 kV por trabajos de las consignaciones C0165506, C0165906 y C0166107.
18/06/2019 3:00	156.52	Debida a trabajos asociados de la consignación nacional C0155357, sobre el activo BT CERROMATOSO 1 30 MVA 110 kV.
8/06/2019 2:19	151.43	Demanda no atendida por trabajos en el activo BL1 CHINU A CHINU PLANTA 110 kV bajo consignación C0169657.
9/06/2019 6:04	129.91	Trabajos sobre el activo BT CUESTECITAS 3 25 MVA 110 kV, bajo consignación C0169203.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA



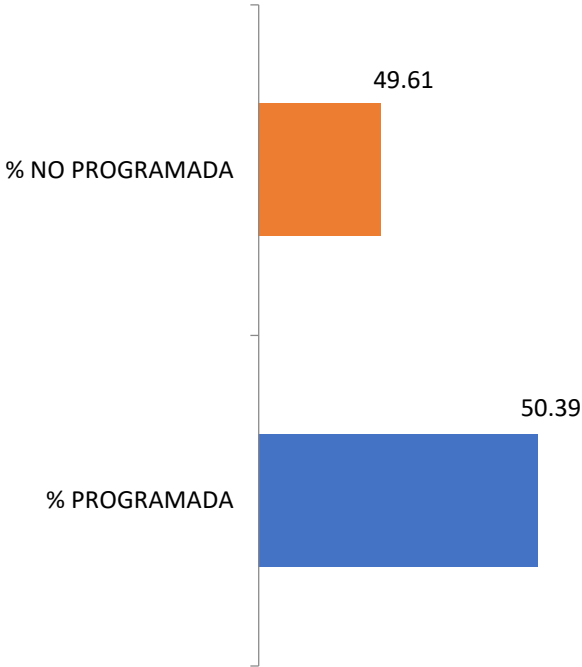
Por causas no programadas se dejaron de atender 2.39 GWh en el mes de junio de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
3/06/2019 7:40	174	DNA programada por trabajos de las consignaciones C0166102 y C0169461 sobre los activos BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV y TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV.
24/06/2019 13:54	165.03	Disparo de los activos BL1 TERNERA A ZARAGOCILLA 66 kV y CARTAGENA - ZARAGOCILLA 1 66 KV quedando sin tensión la subestación ZARAGOCILLA 66 kV. El agente reporta fuertes lluvias y vendavales en la zona.
8/06/2019 10:30	148.1	Demanda no atendida por recomendación eléctrica para evitar sobrecarga de los activos ATR1 y ATR2 en TEBSA 220/110 KV y ATR10 en TERMOFLORES 220/110 KV, por perdida de generación en TEBSA y disparo del ATR 6 TERMOFLORES 220/110 KV.
25/06/2019 13:36	143.82	Debido al disparo de los circuitos Chía - Diaco 115 kV, BL1 Bacatá - El Sol 115 kV y BL1 Tenjo - El Sol 115 kV, queda sin tensión las subestaciones El Sol, Zipa, Ubate, Simijaca, Diaco, Termozipa, Gran Sabana y Sesquile 115 kV. El agente reporta causa en revisión.
10/06/2019 0:00	129.87	Continúan indisponibles circuitos a nivel de 34.5/13.8 kV en las subestaciones BOSTON y SIERRAFLORES. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
13/06/2019 19:46	118.2	Demanda no atendida en el área caribe al superarse el límite de importación del área por la indisponibilidad del los recursos GUAJIRA 1, TERMOCANDELARIA 2 y la GT21 de TEBSA.
7/06/2019 10:51	106.8	Debida a trabajos asociados a la consignación nacional de emergencia C0169640, sobre el activo PROELECTRICA - MAMONAL 1 66 kV.
3/06/2019 8:30	100.83	Desconexión de los circuitos UNION - MAGDALENA 34.5 kV y EL RIO - MAGDALENA 34.5 kV. El agente no reporta causa.

Demanda No Atendida

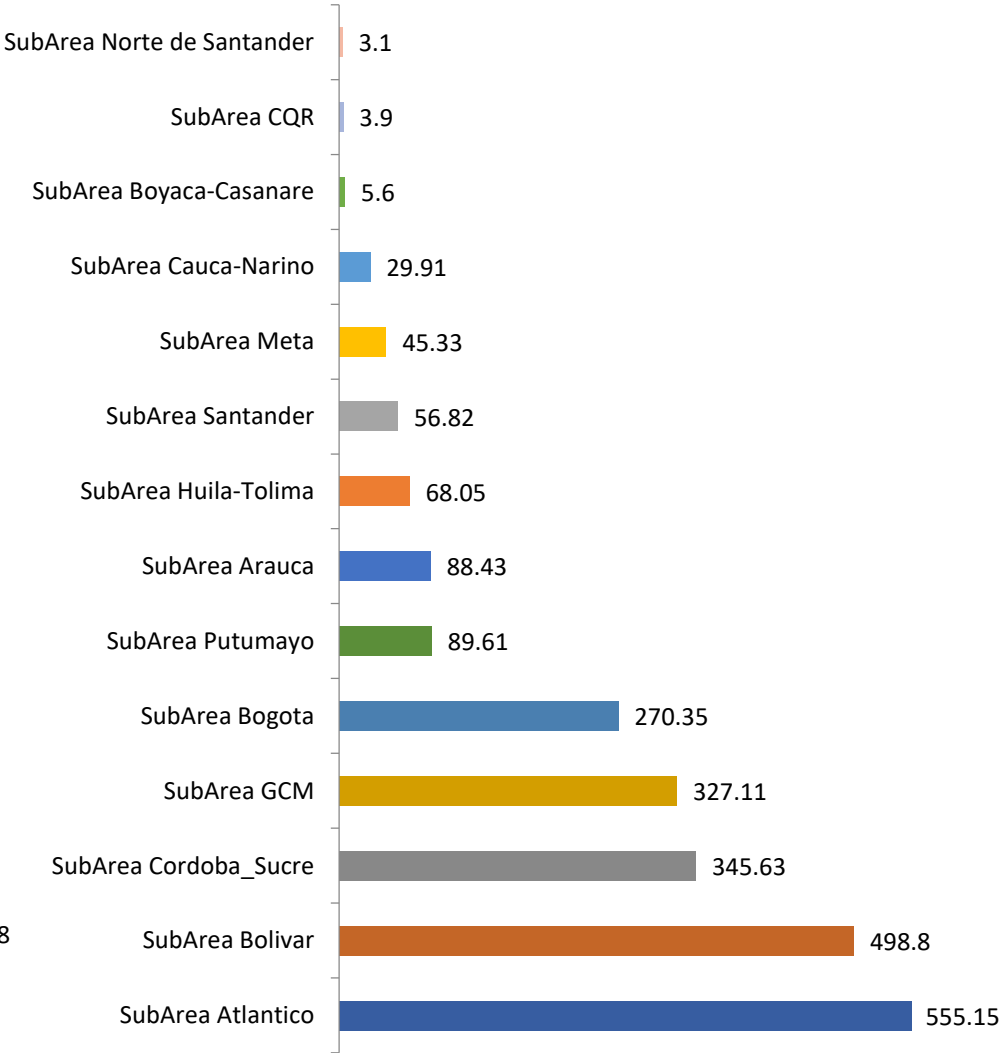
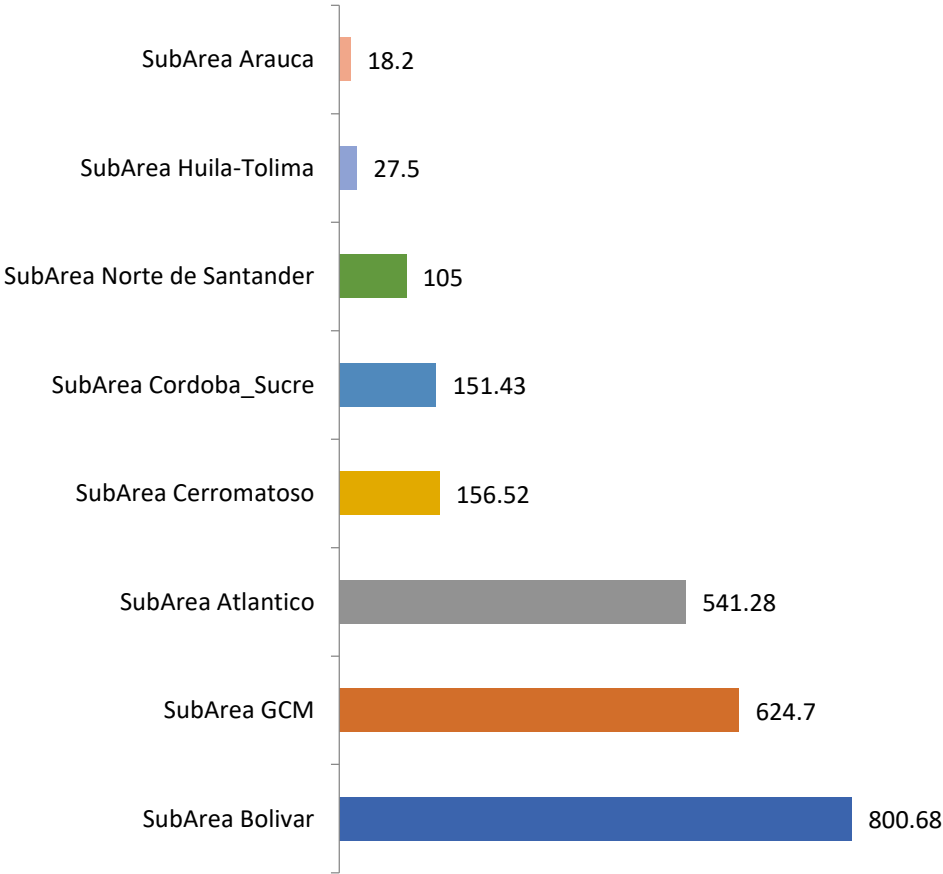
DEMANDA NO PROGRAMADA

% DNA

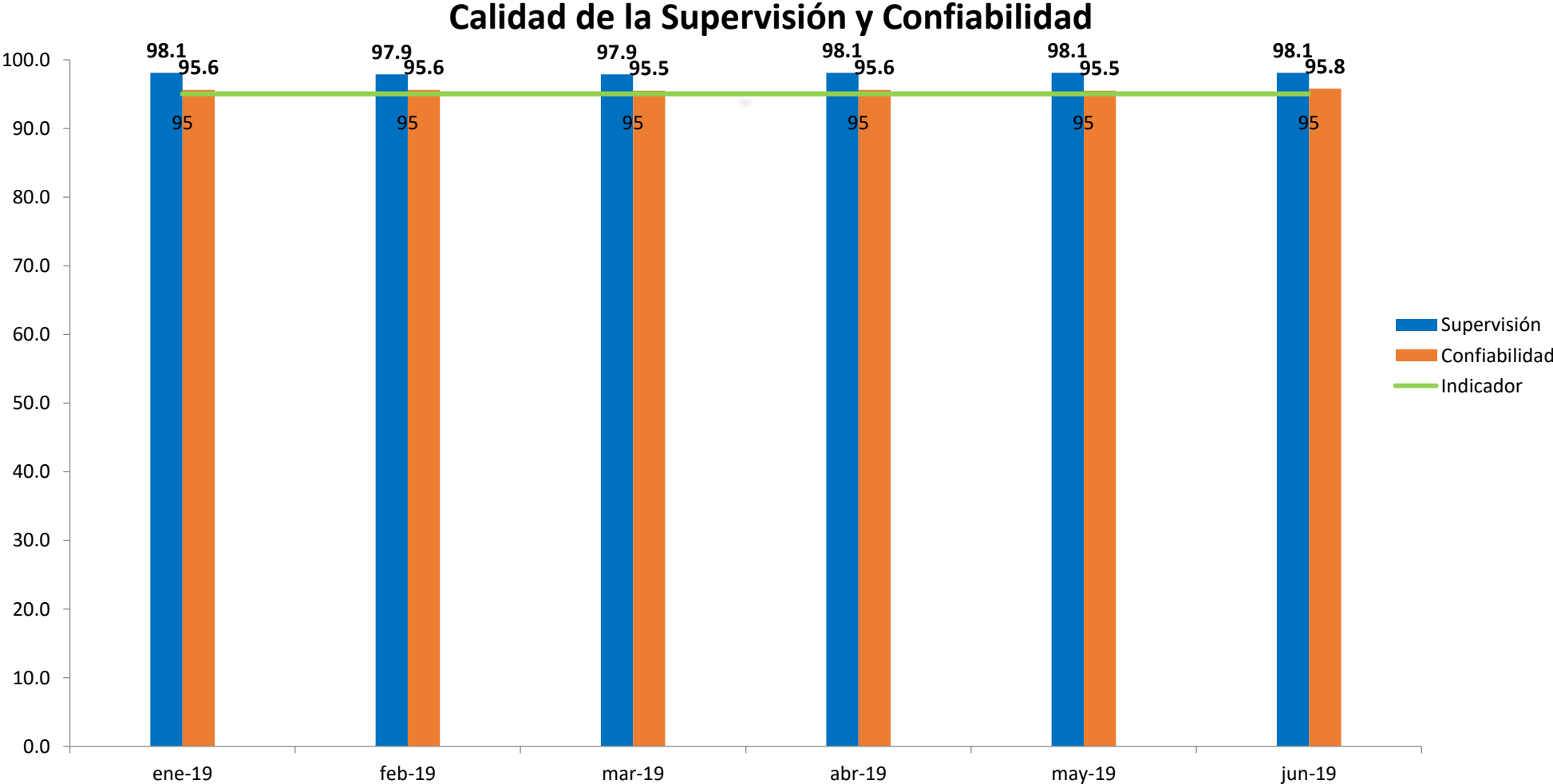


El total de demanda no atendida en junio de 2019 fue 4.82 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA



Indicador de Calidad de la Supervisión

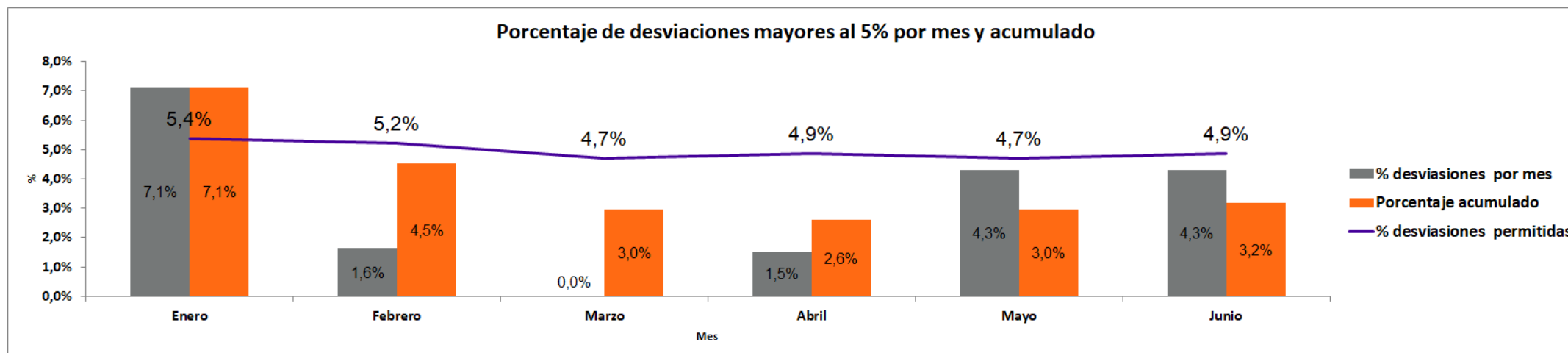
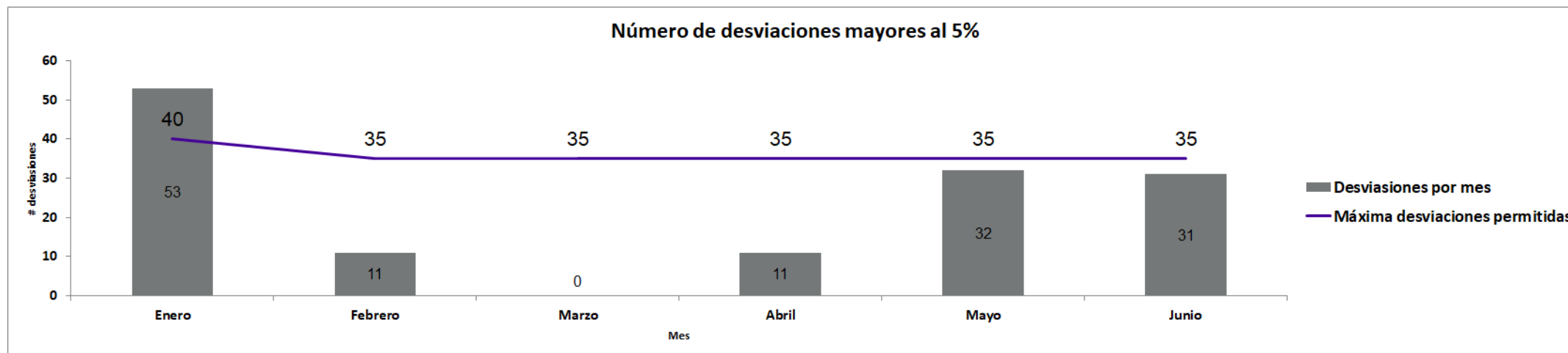


Indicador de Calidad de la Supervisión

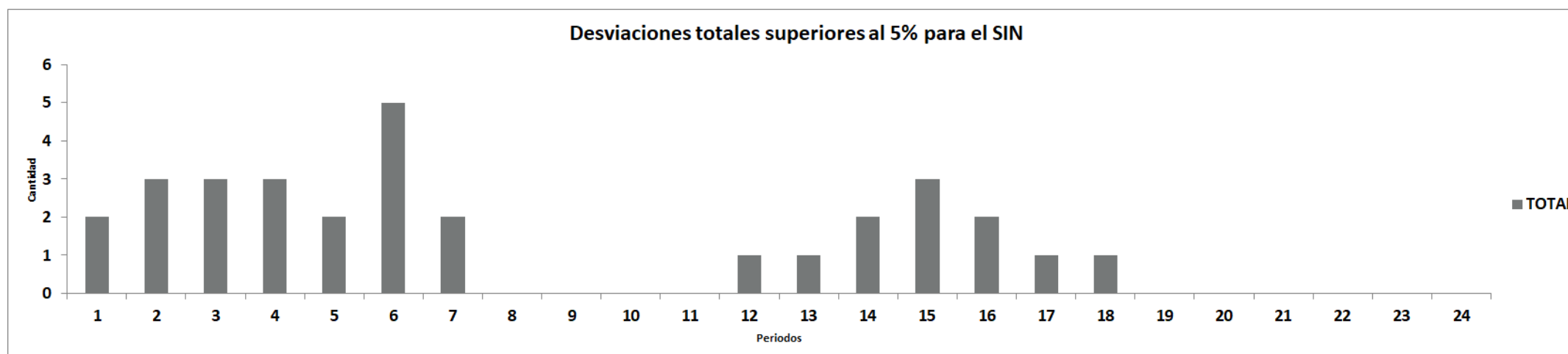
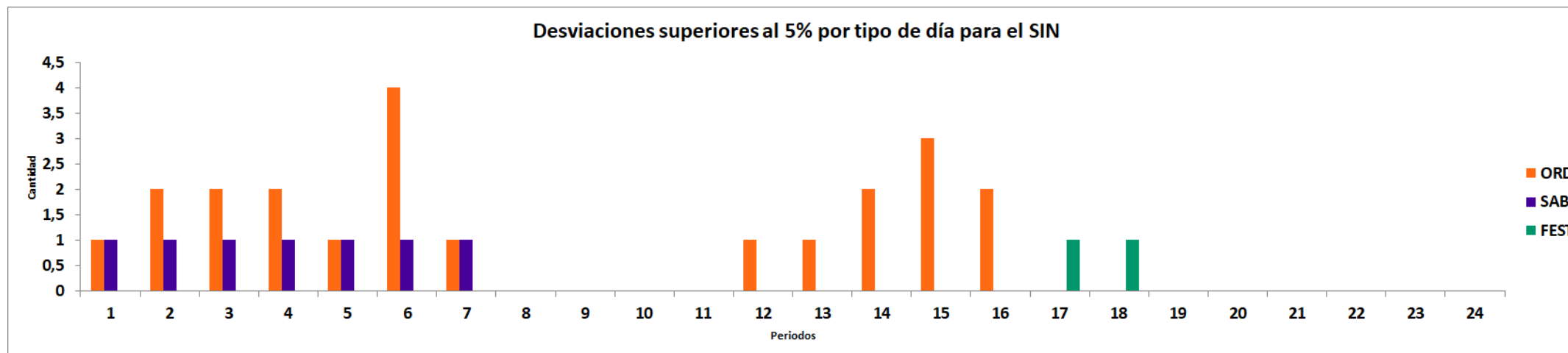
Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	95.2	92.0
CODENSA S.A. E.S.P.	97.1	92.2
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	95.0	78.3
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.5	88.4
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	97.6	87.8
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	30.8
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	85.7	0.0
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	100.0	89.6

Indicador de calidad del pronóstico oficial hasta 28 Junio 2019



Indicador de calidad del pronóstico oficial hasta 28 Junio 2019



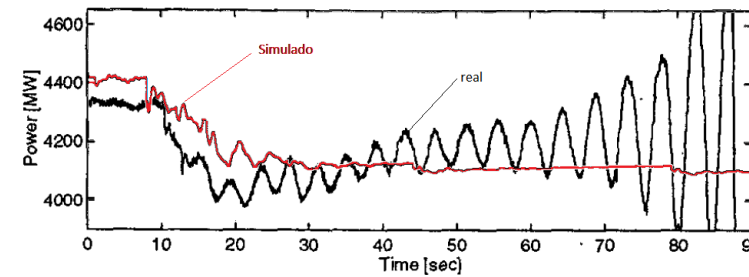
Propuesta medición sincrofasorial



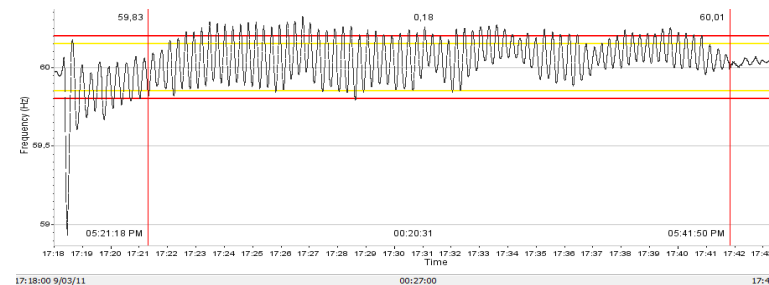
Beneficios medición sicrofasorial

- Registro de la dinámica del Sistema de Potencia
- Detección y caracterización de Oscilaciones
- Respaldo de supervisión del SCADA/EMS
- Validación de los modelos de las unidades de generación
- Estimación de estados distribuida
- Verificación de la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia.
- Supervisión de dispositivos dinámicos como Generadores, FERN, FACTS, Cargas.
- Esquemas de protección y control sistémico (Por ejemplo, control secundario de voltaje y Esquema de Separación de áreas - ESA)

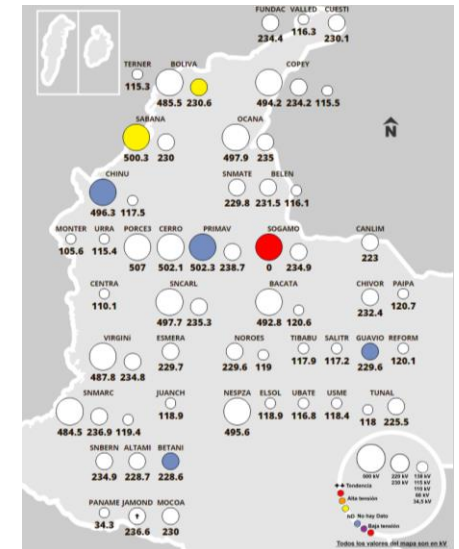
Validación de modelos



Detección de oscilaciones



Respaldo de la Supervisión



Incremento supervisión Fasorial en el NCC



Logros:



Cincuenta (50) puntos de medición sincrofasorial en el ambiente productivo

PMU device name
BACATA_A Traf500
BETGen1_717
BOLIVA_500_COPEY1
CERRO_500_PORCE31
CHINUI_500_SVC01
COPEY_OCN
IBAGUE_230_BETANI1
JAMOND_230_Atraf 1
JAMOND_230_POMASQ2
MIEL_725_U1
OCANA_500_COPEY
OCANA_500_SOGAMO1
POMASQ_JAM
PORCE3_500_CMC
PORCE3_500_SNCARL1
PRIMAV_500_BACATA
PRIMAV_500_CERRO1
REFORM_230_GUAVIO
SABANI_ATRF01
SNCARL_500_Atraf3
SNCARL_500_PRIMAV1
SNMARC_500_VIRGIN1
SOCHAG_CHV
SOGAMO_230_GUATIG1
SOGAMO_500_PRIMAV1
TORCA_230_Atraf 1
VIRGIN_500_SNCARL1

MFS implementada en Operación CSA*

Logros:

Instalación de elementos de visualización CSA en la operación.

Respaldo de la supervisión ante pérdida del sistema SCADA**.

Supervisión de frecuencia basado en desviaciones.

Supervisión angular con respecto a nodo piloto y sistema de alerta ante desviaciones.

Detección de oscilaciones por modos de frecuencia.

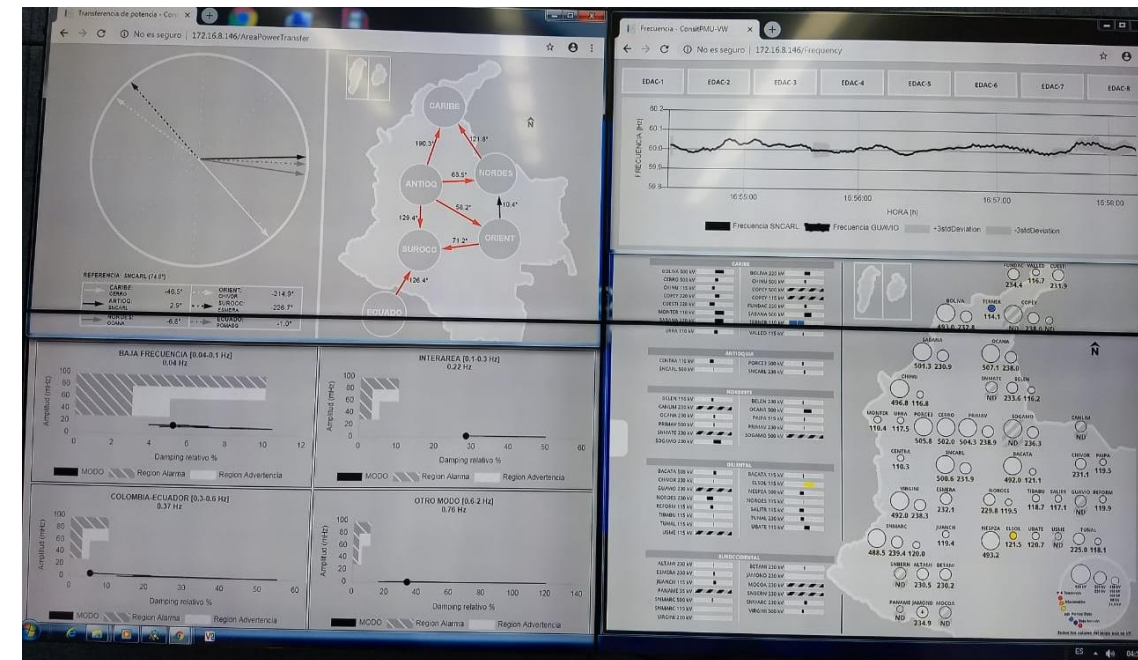
Inter área. Colombia - Ecuador

Supervisión de seguridad por cortes basado en desviaciones de límites.

Intercambio Caribe.

Línea Virginia – San Carlos

Línea Primavera – Bacatá



*CSA: Consciencia Situacional Avanzada **SCADA: Sistema de control y adquisición de datos.

Guía de integración de MFS al CND

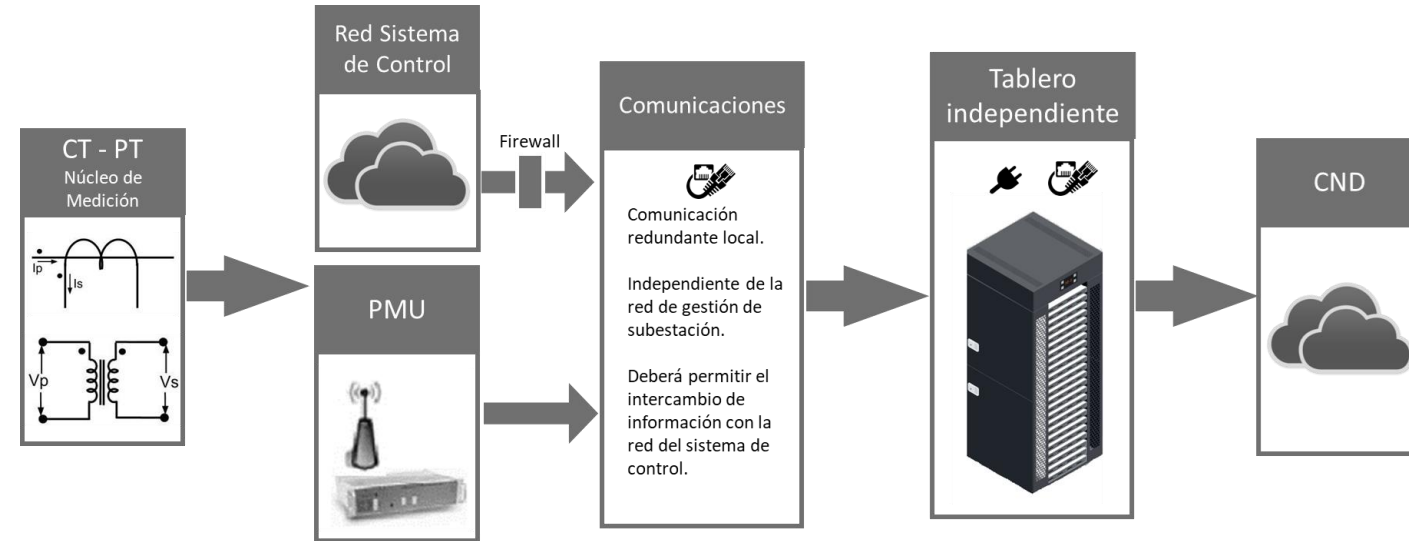
Logros:

Guía desarrollada y presentada al CNO. Esta incluye:

- Proceso de integración de medidas sincrofatorias al CND.
- Configuración del equipo de acuerdo con el protocolo.
- Protocolo de pruebas locales y remotas
- Conexión entre dispositivos de medición y el CND.
- Formulario de registro de equipos y señales.

Retos:

Uso de la guía por parte de los agentes del SIN cuando CREG apruebe propuesta regulatoria



iSAACnet con funciones Gateway*

Medellín
Bacatá
La Virginia
Jamondino
Ocaña
Sabanalarga



Logros:

Plataforma de telecomunicaciones probada e instalada.

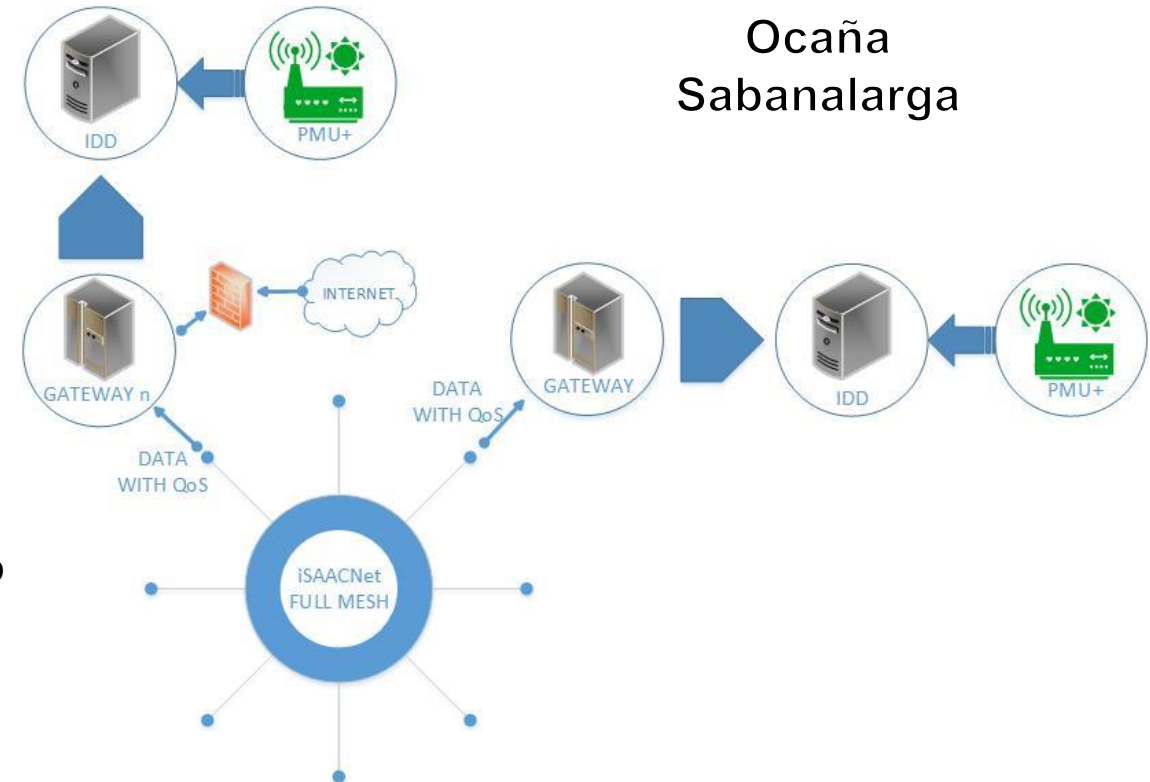
Seis nodos iSAACnet con funciones Gateway (Priorización por tipo de información, manejo de equipos y usuarios, y seguridad)

Intercambio de información sincrofasorial IDD entre los diferentes nodos iSAACnet.

Retos:

Definir e instalar nuevos nodos iSAACnet con concepto IDD desagregado (múltiples equipos de función específica).

Construir modelos de datos y definir arquitecturas para su intercambio con otros sistemas de información.



*Gateway: Equipo para interconectar redes.

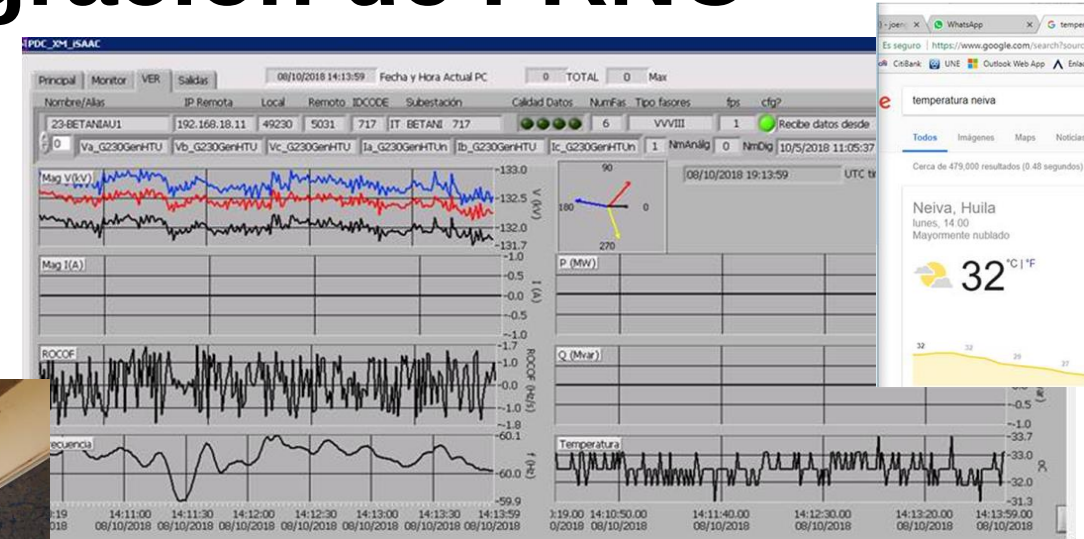
Prototipo de PMU con integración de FRNC

Logros:

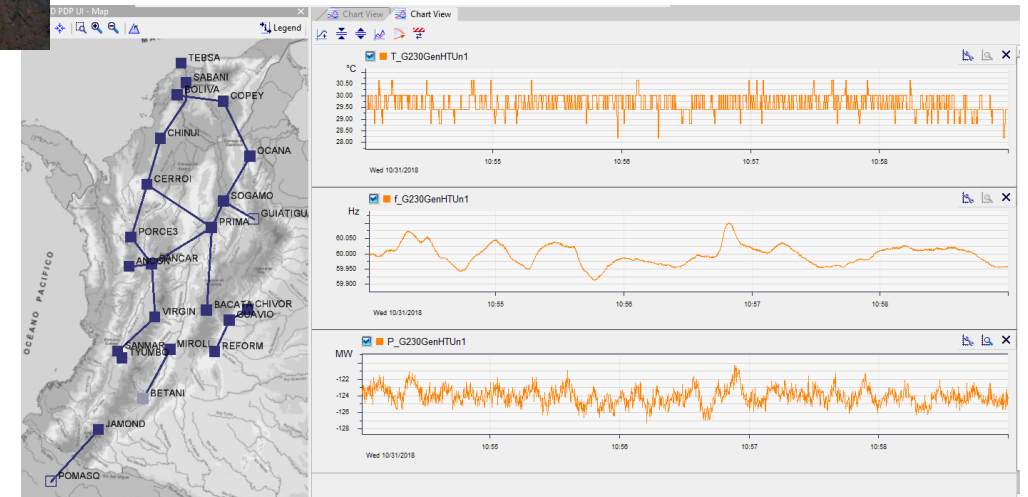
- Adecuación de la PMU desarrollada por XM
- Instalación en Betania sensor de temperatura
- Visualización en el SIGUARD

Retos:

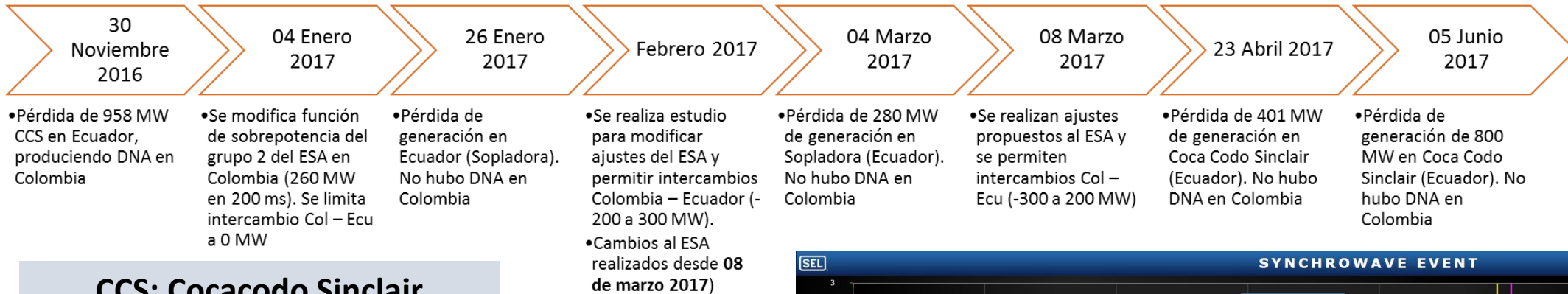
- Disponibilizar datos climatológicos y eléctricos en FRNC para pronóstico de generación en el corto plazo



“retransmisión” del IDD iSAAC.



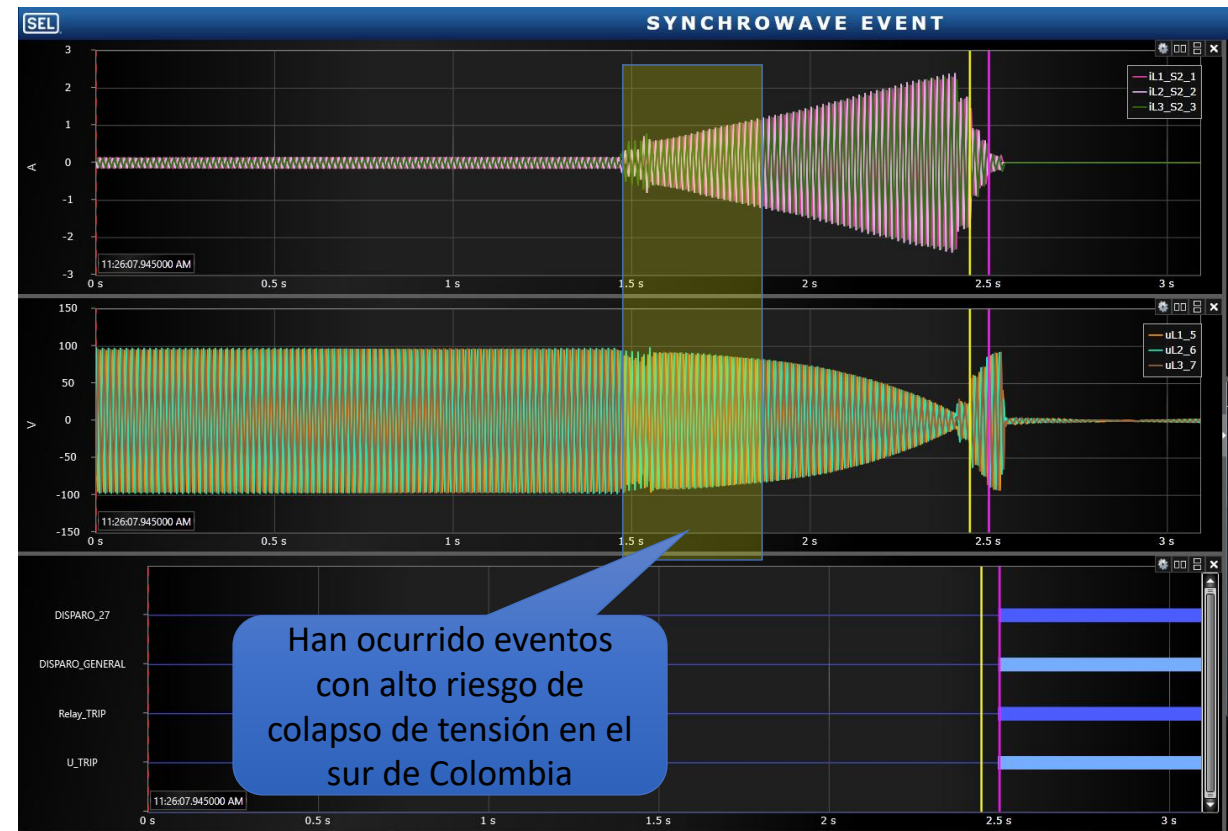
Esquema de separación de Áreas – ESA



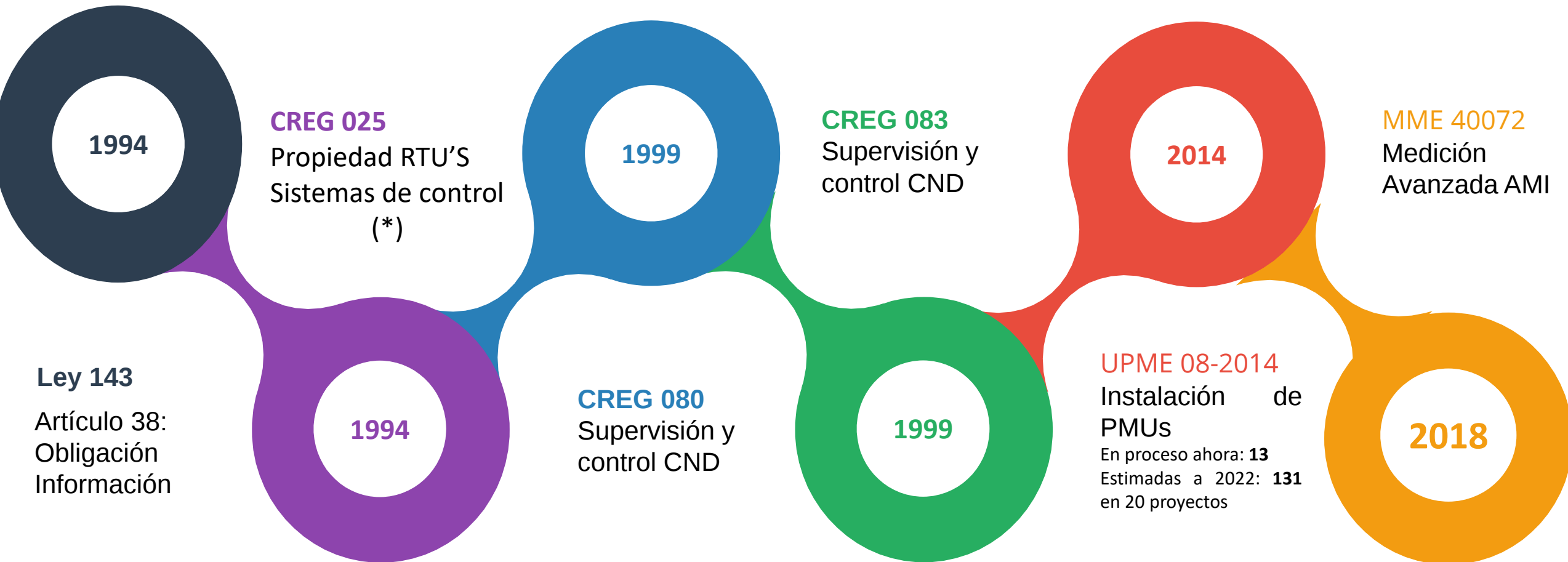
CCS: Cocacodo Sinclair
8 un. de 187.5MW = 1500 MW

Conclusiones – Primeros Análisis

- El límite de transferencia actualmente se encuentra restringido por las falencias del ESA **(-300 a +200MW)**
- Los reajustes actualmente operativos hacen muy sensible al ESA haciéndolo propenso a actuar de manera innecesaria.
- Algunos de los eventos que en realidad representan peligro para el país no son detectados

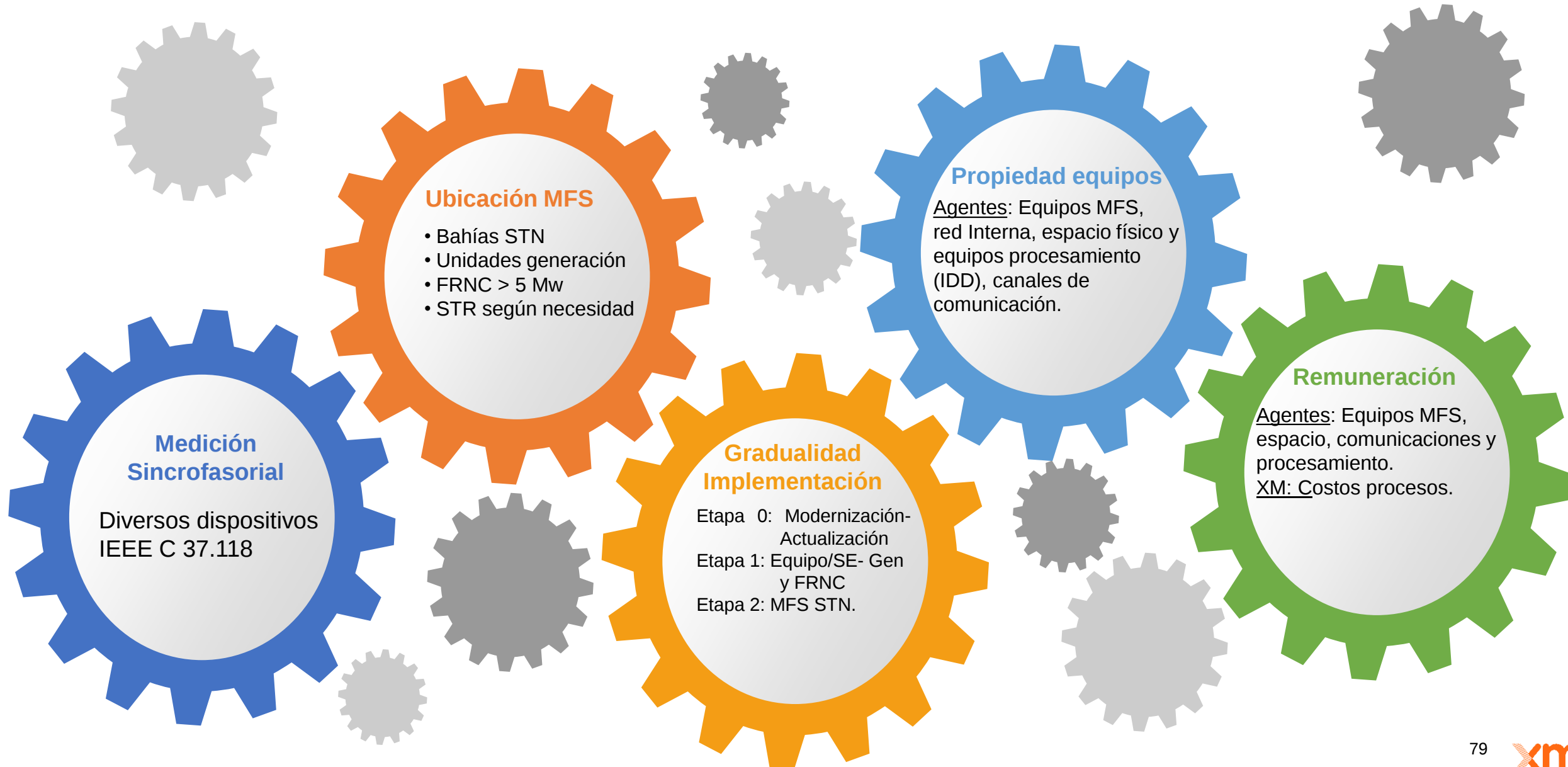


Marco Regulatorio Actual

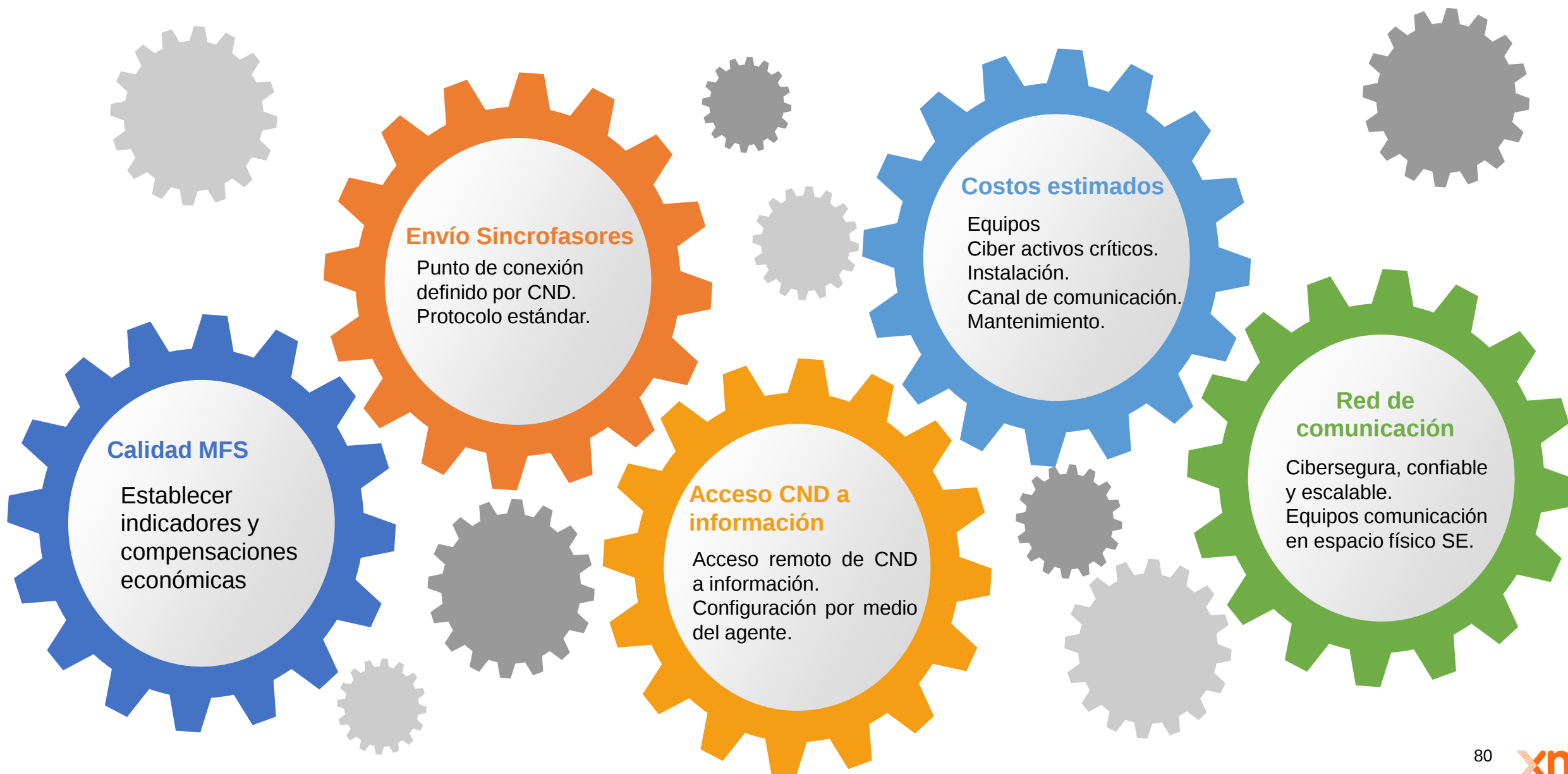


(*)“Sistemas de Control Digital que permitan el control distribuido de subestaciones y centrales”. El uso de medición fasorial para supervisión y control está permitida actualmente. Anexo CC-6; Resolución CREG 025 de 1995 – Código de Conexión –

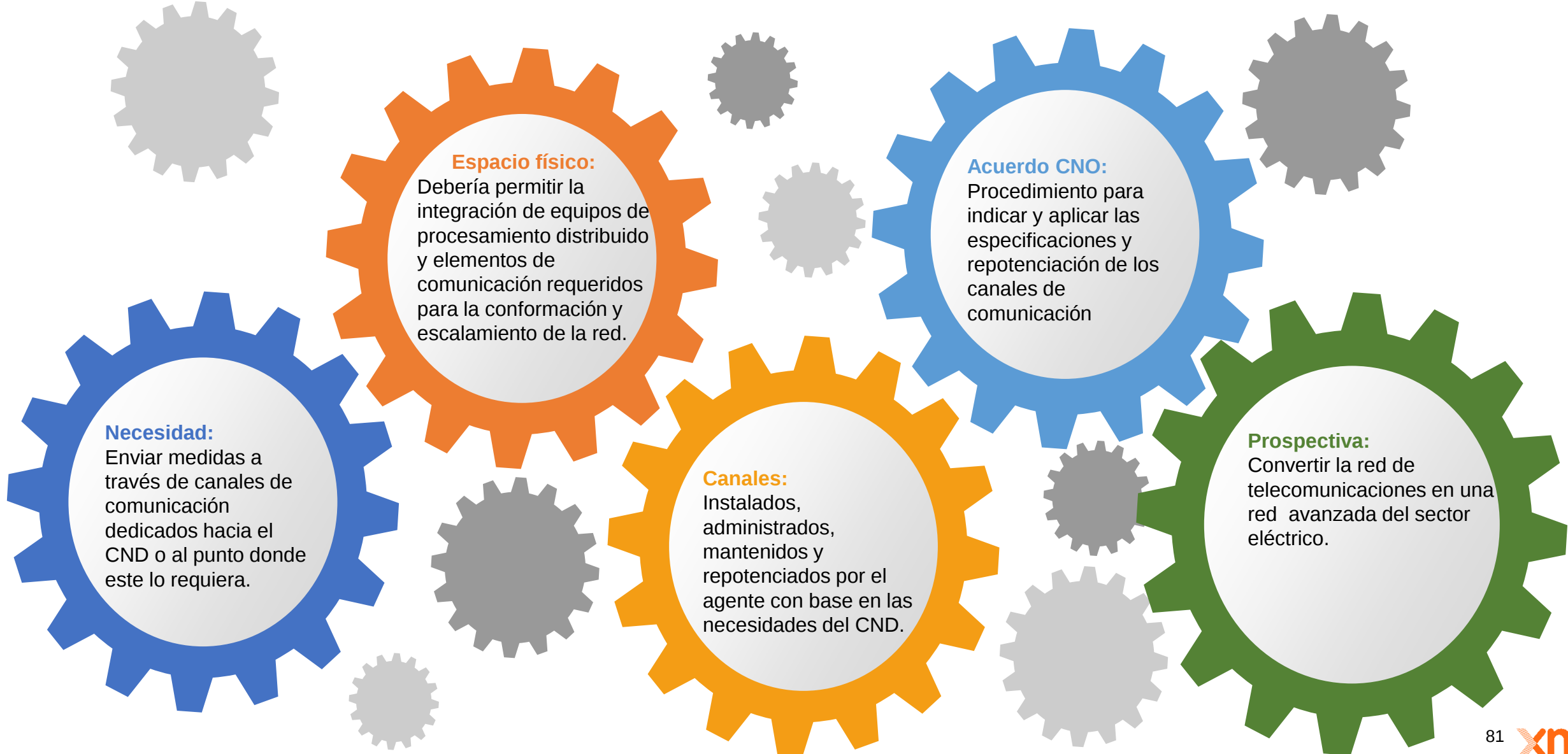
Propuesta Regulatoria



Propuesta Regulatoria



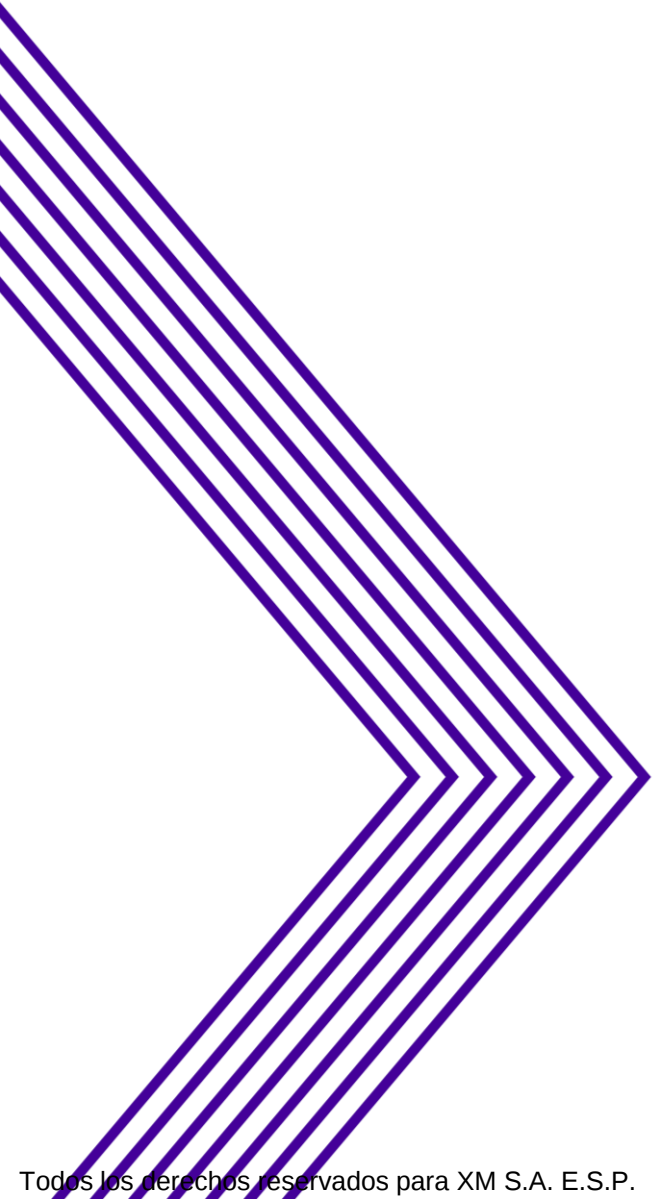
Red de comunicaciones sectorial





ANEXOS





Variables SIN



Hidrología por regiones

Fecha	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)	Participación volumen útil diario (%)	Tasa de embalsamiento promedio de jul-01-2019 hasta jul-02-2019 (GWh-día)	Vertimiento acumulado de jul-01-2019 hasta jul-02-2019 (GWh)	Media histórica de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (%)	Diferencia promedio diario acumulado respecto a media histórica (%)	Participación promedio diario acumulado (%)
2019-07-02	Colombia	16,953.44	12,049.90	71.1%	100.0%	69.33	14.97	217.33	239.25	110.1%	10.1%	100.0%
2019-07-02	Centro	6,112.45	3,538.85	57.9%	29.4%	1.29	0.00	51.79	55.01	106.2%	6.2%	23.0%
2019-07-02	Antioquia	6,045.12	4,828.68	79.9%	40.1%	-0.66	1.35	76.56	48.79	63.7%	-36.3%	20.4%
2019-07-02	Oriente	4,180.88	3,185.87	76.2%	26.4%	22.44	9.90	73.57	122.28	166.2%	66.2%	51.1%
2019-07-02	Valle	453.46	372.65	82.2%	3.1%	0.21	3.72	6.46	5.44	84.2%	-15.8%	2.3%
2019-07-02	Caribe	161.55	123.85	76.7%	1.0%	0.22	0.00	5.51	4.07	73.9%	-26.1%	1.7%

Los aportes totales al SIN (Región Colombia) incluye los Ríos Estimados.

Información hasta el: 2019-07-02

Información actualizada el: 2019-07-03

Aportes hídricos

Fecha	Estacion de medida	Región hidrológica	Media histórica (GWh-día)	Promedio diario acumulado (GWh-día)	Promedio diario acumulado (%)	Diferencia promedio diario acumulado respecto a media histórica (%)	Participación promedio diario acumulado (%)
2019-07-2	Agregado SIN	Colombia	217.33	239.25	110.1%	10.1%	100.0%
2019-07-2	Guavio	Oriente	34.00	62.18	182.9%	82.9%	26.0%
2019-07-2	Bata	Oriente	29.59	35.49	119.9%	19.9%	14.8%
2019-07-2	Nare	Antioquia	17.39	10.98	63.1%	-36.9%	4.6%
2019-07-2	Bogotá N.R.	Centro	16.62	28.68	172.6%	72.6%	12.0%
2019-07-2	El Quimbo	Centro	15.33	10.71	69.9%	-30.1%	4.5%
2019-07-2	Sogamoso	Centro	12.49	8.62	69.0%	-31.0%	3.6%
2019-07-2	Grande	Antioquia	11.32	9.10	80.4%	-19.6%	3.8%
2019-07-2	Chuzá	Oriente	9.22	24.61	266.9%	166.9%	10.3%
2019-07-2	A. San Lorenzo	Antioquia	8.63	3.82	44.3%	-55.7%	1.6%
2019-07-2	Guadalupe	Antioquia	7.27	3.89	53.5%	-46.5%	1.6%
2019-07-2	Carlos Lleras	Antioquia	5.67	4.79	84.5%	-15.5%	2.0%
2019-07-2	Porce II CP	Antioquia	5.54	2.69	48.6%	-51.4%	1.1%
2019-07-2	Sinú Urrá	Caribe	5.51	4.07	73.9%	-26.1%	1.7%
2019-07-2	Guatapé	Antioquia	4.64	2.56	55.2%	-44.8%	1.1%
2019-07-2	Desv. EEPPI (NEC,PAJ,DO)	Antioquia	3.70	2.84	76.8%	-23.2%	1.2%
2019-07-2	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	3.44	3.66	106.4%	6.4%	1.5%
2019-07-2	Betania CP	Centro	3.27	2.65	81.0%	-19.0%	1.1%
2019-07-2	Alto Anchicayá	Valle	3.13	2.42	77.3%	-22.7%	1.0%
2019-07-2	San Carlos	Antioquia	2.89	2.02	69.9%	-30.1%	0.8%
2019-07-2	Concepción	Antioquia	2.57	1.96	76.3%	-23.7%	0.8%
2019-07-2	Amoyá	Centro	2.53	3.34	132.0%	32.0%	1.4%
2019-07-2	Miel I	Antioquia	2.22	1.15	51.8%	-48.2%	0.5%
2019-07-2	Cauca Salvajina	Valle	2.07	2.04	98.6%	-1.4%	0.9%
2019-07-2	Porce III	Antioquia	1.65	1.05	63.6%	-36.4%	0.4%
2019-07-2	Tenche	Antioquia	1.45	1.94	133.8%	33.8%	0.8%
2019-07-2	Desv. Guarino	Antioquia	1.26	0.00	0.0%	-100.0%	0.0%
2019-07-2	Cucua	Centro	0.87	0.58	66.7%	-33.3%	0.2%
2019-07-2	Blanco	Oriente	0.76	0.00	0.0%	-100.0%	0.0%
2019-07-2	Florida II	Valle	0.60	0.30	50.0%	-50.0%	0.1%
2019-07-2	Desv. Manso	Antioquia	0.36	0.00	0.0%	-100.0%	0.0%
2019-07-2	Calima	Valle	0.36	0.39	108.3%	8.3%	0.2%
2019-07-2	Prado	Centro	0.35	0.24	68.6%	-31.4%	0.1%
2019-07-2	Desv. San Marcos	Centro	0.33	0.19	57.6%	-42.4%	0.1%
2019-07-2	Digua	Valle	0.30	0.29	96.7%	-3.3%	0.1%

Información hasta el: 2019-07-02

Información actualizada el: 2019-07-03

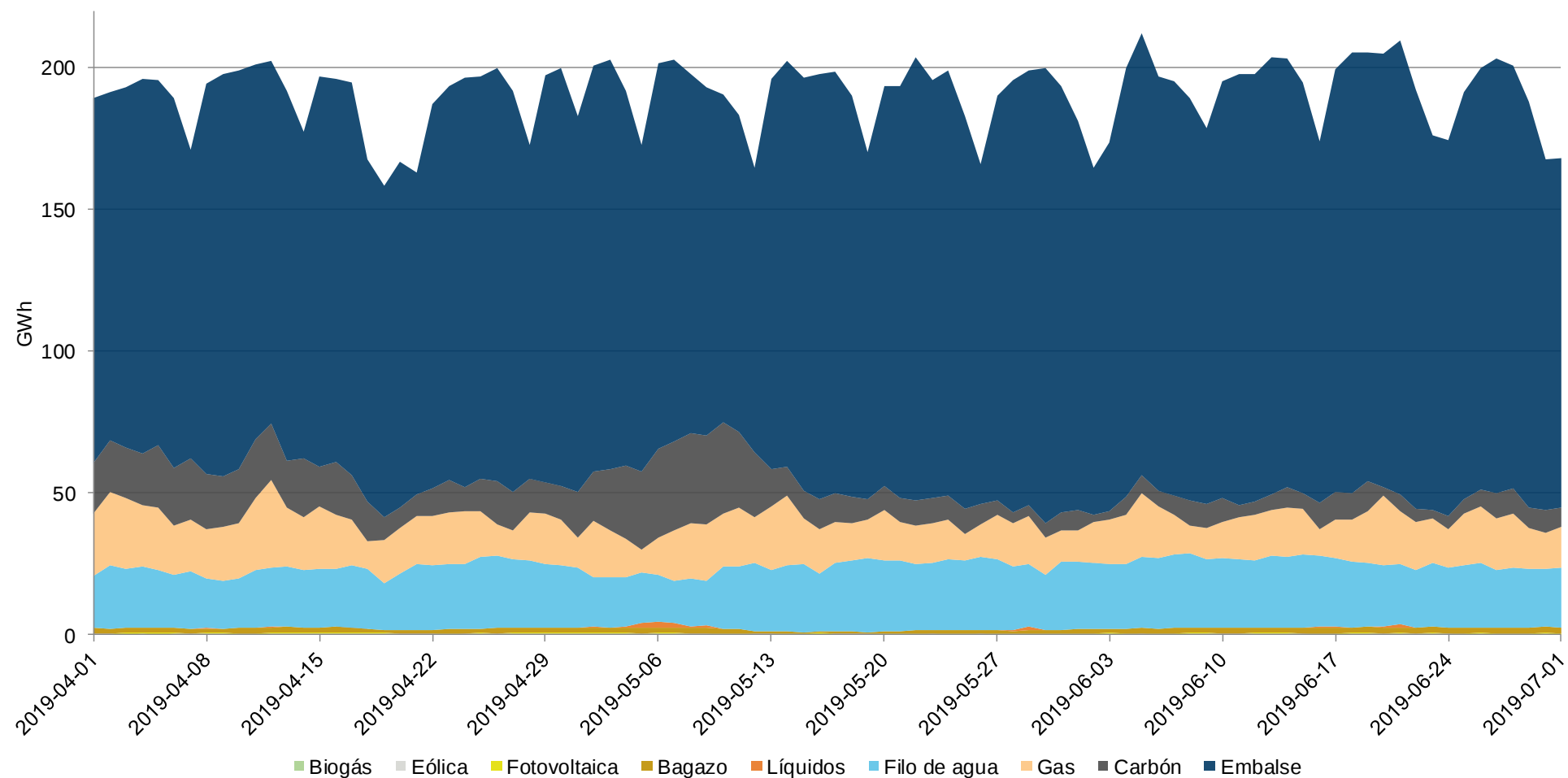
Estado de los embalses

Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio de jul-01-2019 hasta jul-02-2019 (GWh-día)	Vertimiento acumulado de jul-01-2019 hasta jul-02-2019 (GWh)	Volumen útil diario (%)	Participación volumen útil diario (%)
2019-07-02	Agregado SIN	Colombia	16,953.44	12,049.90	69.33	14.97	71.1%	100.0%
2019-07-02	Peñol	Antioquia	4,019.16	3,362.52	2.24	0.00	83.7%	27.9%
2019-07-02	Agregado Bogotá	Centro	3,763.50	1,549.07	8.40	0.00	41.2%	12.9%
2019-07-02	Guavio	Oriente	2,078.39	2,029.31	28.85	9.90	97.6%	16.8%
2019-07-02	Esmeralda	Oriente	1,121.89	532.58	19.73	0.00	47.5%	4.4%
2019-07-02	El Quimbo	Centro	1,111.92	910.01	-1.22	0.00	81.8%	7.6%
2019-07-02	Topocoro	Centro	998.89	865.01	-0.60	0.00	86.6%	7.2%
2019-07-02	Chuza	Oriente	980.60	623.97	18.75	0.00	63.6%	5.2%
2019-07-02	Riogrande II	Antioquia	554.76	482.00	-3.30	0.00	86.9%	4.0%
2019-07-02	San Lorenzo	Antioquia	421.71	315.02	-8.44	0.00	74.7%	2.6%
2019-07-02	Miraflores	Antioquia	312.62	177.03	0.34	0.00	56.6%	1.5%
2019-07-02	Amani	Antioquia	249.78	196.23	-1.91	0.00	78.6%	1.6%
2019-07-02	Calima	Valle	218.23	162.77	0.39	0.00	74.6%	1.4%
2019-07-02	Salvajina	Valle	195.41	172.68	0.41	0.00	88.4%	1.4%
2019-07-02	Urrá	Caribe	161.55	123.85	0.22	0.00	76.7%	1.0%
2019-07-02	Porce II	Antioquia	134.06	66.24	-1.68	0.00	49.4%	0.5%
2019-07-02	Betania	Centro	124.13	91.68	1.25	0.00	73.9%	0.8%
2019-07-02	Porce III	Antioquia	116.44	51.08	-2.71	0.00	43.9%	0.4%
2019-07-02	Playas	Antioquia	94.02	104.29	3.48	1.35	110.9%	0.9%
2019-07-02	Punchiná	Antioquia	71.67	31.04	2.60	0.00	43.3%	0.3%
2019-07-02	Troneras	Antioquia	70.89	43.22	2.76	0.00	61.0%	0.4%
2019-07-02	Muña	Centro	57.60	57.60	0.00	0.00	100.0%	0.5%
2019-07-02	Prado	Centro	56.41	65.48	-0.08	0.00	116.1%	0.5%
2019-07-02	Alto Anchicayá	Valle	39.81	37.20	-0.16	3.72	93.4%	0.3%

Información hasta el: 2019-07-02

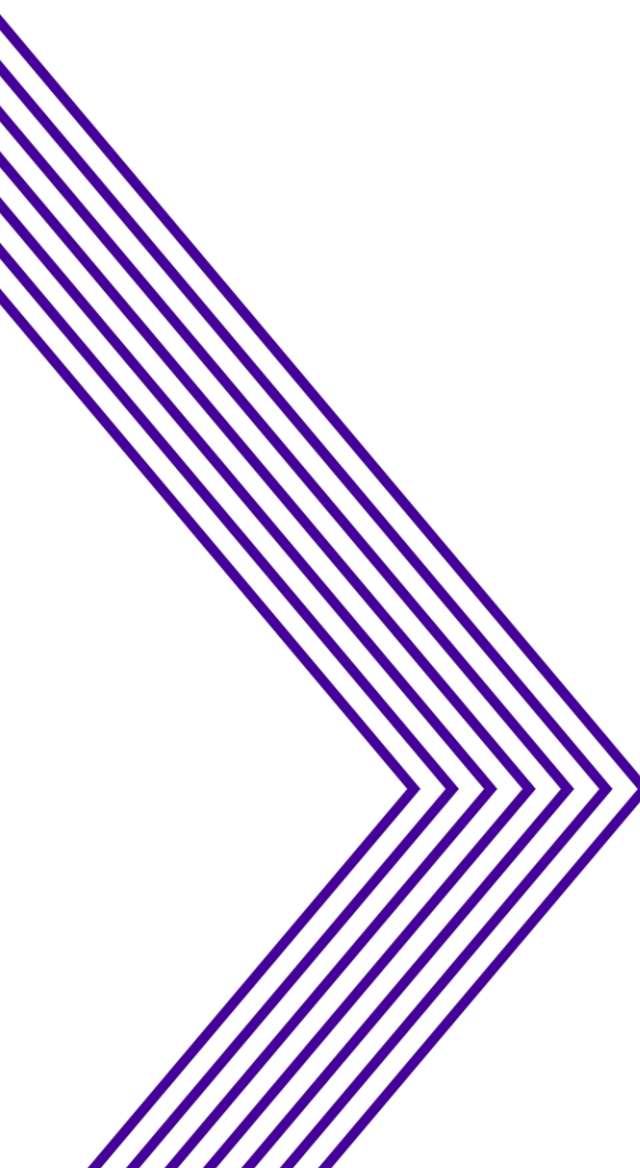
Información actualizada el: 2019-07-03

Generación diaria



Información hasta el: 2019-07-01

Información actualizada el: 2019-07-03



Res CREG 030/2019



Plantas objeto de auditoria – Res CREG 030 de 2019

Térmicas	Hidro
PAIPA 4	CHIVOR
CARTAGENA 1	BETANIA
CARTAGENA 2	GUAVIO
CARTAGENA 3	PARAISO
TERMOZIPA 2	LA GUACA
TERMOZIPA 3	EI QUIMBO
TERMOZIPA 4	ALTO ANCHICAYA
TERMOZIPA 5	BAJO ANCHICAYA
TERMOMERILECTRICA	CALIMA
TERMO SIERRA	SALVAJINA
TERMODORADA	PRADO
GUAJIRA 1	CUCUANA
GUAJIRA 2	URRA
GECELCA 3	GUATAPE
GECELCA 32	PLAYAS
PAIPA 1	LATASAJERA
PAIPA 2	PORCE II
PAIPA 3	ESMERALDA
PROELECTRICA	SAN FRANCISCO
BARRANQUILLA 3	GUADALUPE 3
BARRANQUILLA 4	GUADALUPE 4
TEBSA	TRONERAS
TERMO CANDELARIA 1	PORCE III
TERMO CANDELARIA 2	CARLOS LLERAS RESTREPO
TERMO EMCALI	JAGUAS
TERMO NORTE	SAN CARLOS
Tasajero II	MIEL I
TASAJERO I	SOGAMOSO
FLORES I	AMOYA
FLORES IV	SAN MIGUEL

