

A nighttime photograph of a city, likely Bogotá, Colombia, viewed from a grassy hill. The city lights are visible in the distance, and the sky is dark with some clouds. The foreground is a green, grassy slope.

Informe CND

**Dirigido al Consejo
Nacional de Operación**

Documento XM-CND-068

Jueves 1 de diciembre de 2016

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 - 068
Jueves 1 de diciembre de 2016**



■ filial de isa

Agenda

1

Situación operativa

- Limitación de capacidad del transformador Urrá
- Seguimiento acciones operador de red Huila – Caquetá
- Evento EDAC 8 de noviembre
- Verificación del Cumplimiento de las Pruebas EDAC 2016

2

Variables en el SIN

- Generación y Demanda
- Hidrología

3

Panorama Energético

- Análisis energético de mediano plazo

4

Varios

- Indicadores calidad operación



Situación operativa





Limitación de capacidad del transformador Urrá 90 MVA 230/110 kV

Condición operativa

- El 24/11/2016 URRÁ informó al CND que:
 - Se evidenció incremento de los gases combustibles en el equipo, justificado por aumento de carga entre el 12/11/2016 y 15/11/2016 por encima del 90%.
 - Solicita operarlo al 80% (72MVA) de su capacidad nominal.
- El 24/11/2016 el CND realiza apertura del enlace Montería – Río Sinú 110kV para lograr cargas menores al 80% del transformador de Urrá 230/110kV, luego de analizar diferentes alternativas de operación enmallada.
- Se desatendió demanda en condiciones normales de operación:

Fecha	Área	Hora inicial	Horas final	MWh
27/11/2016	Área Córdoba - Sucre	18:27	22:09	15.49
28/11/2016	Área Córdoba - Sucre	14:27	16:50	5.96

A partir del 28/11/2016 a la fecha, no ha sido necesario desatender demanda, dado que Electricaribe realizó un traslado de carga de Pradera a Montería 34.5 kV, no obstante, aumentos de demanda ponen en riesgo la atención confiable de la carga.

Conclusiones y recomendaciones

1. El derrateo del transformador de Urrá 230/110 kV al 80% de su capacidad nominal, genera restricciones para atender la demanda del corredor **Urrá – Tierra Alta – Rio Sinú – Montería** (164 MW) de manera confiable y segura, dado que se requiere la apertura del enlace Montería – Rio Sinú 110 kV para controlar la carga del transformador por debajo del 80%.
2. El agente realizó pruebas al transformador de Urrá 230/110 kV el domingo 27 de noviembre. A la fecha no se ha recibido información respecto al estado y evolución del equipo.
3. Se recomienda al agente evaluar las alternativas necesarias para recuperar la capacidad nominal del transformador (90 MVA) y sus límites de sobrecarga.
4. En caso de que el derrateo del transformador de Urrá 230/110 kV sea permanente, se recomienda a los agentes involucrados coordinar acciones para operar de forma enmallada y atender la demanda de manera confiable.



Seguimiento acciones operador de red Huila – Caquetá

Plan de acción en la subárea Huila-Caquetá

Acción	Fecha	Responsable	Avances	Estado
Revisar los pronósticos de demanda para ajustarlos	19-09-2016	Electrohuila	XM aclaró dudas a Electrohuila respecto el tema y Electrohuila ajustó pronósticos.	Finalizada
Pronóstico desagregado en las cargas de Florencia y Doncello 115 kV	26-09-2016	Electrocaquetá – XM	Electrohuila realizó actualización de los factores de distribución.	Finalizada
Verificar posibilidad de aumento de capacidad de sobrecarga del ATR Betania 1 230/115 kV	22-11-2016	Intercolombia	El 18 de Noviembre ITCO informa: El transformador BETANIA 1 150 MVA 230/115/13.8 KV cambia su sobrecarga así: Antes: 5% por 3 horas Después: 10% por 30 minutos	Finalizada
Revisión modelo eléctrico DlgSILENT de XM para tomar medidas respecto a las diferencias con modelo de Electrohuila	30 de septiembre de 2016	XM-Electrohuila	Se han realizado diferentes reuniones, concluyendo que la diferencia más grande presentada entre los dos modelos se debe a una diferencia en los parámetros modelados en la BD de Electrohuila respecto a lo reportado en PARATEC.	Finalizada

Plan de acción en la subárea Huila-Caquetá

Acción	Fecha	Responsable	Avances	Estado
Reunión Electrohuila-Electrocaquetá para definir plan de acción y medidas operativas a implementar	30-09-2016	Electrohuila - Electrocaquetá	En el CO extraordinario realizado el 2-11-2016 Electrocaqueta informó que realizaron todas las acciones pactadas y están pendientes del estudio de Electrohuila. <u>Queda pendiente que los agentes se reúnan y coordinen la acción a implementar (ESPS que deslastre carga ante N-1 ATR Altamira 230/115 kV).</u>	Atrasada
Verificar posibilidad de aumento de capacidad de sobrecarga del circuito Seboruco – El Bote 115 kV y definir posible fecha de acción a implementar	Fecha inicial 16-09-16 Fecha actual 10-11-2016	Electrohuila	Está pendiente por Electrohuila la actualización de ajustes y su debido reporte en Station Ware para poder considerar la capacidad de sobrecarga de 593 A. El 16 de Noviembre Electrohuila informa que viene adelantando un estudio de protecciones a través de una firma contratista para poder aumentar la capacidad de sobrecarga de este circuito, y esperan que la implementación sea para junio de 2017. <u>Dado que a la fecha no se finalizado esta acción, XM envió carta a Electrohuila el 18 de noviembre de 2016 con copia al CNO y SSPD solicitando cumplir con los compromisos pactados a la menor brevedad posible con el fin de garantizar una adecuada atención de la demanda de forma segura, confiable y de calidad.</u>	Atrasada

Plan de acción en la subárea Huila-Caquetá

Acción	Fecha	Responsable	Avances	Estado
Validar diferencias de parámetros entre el modelo eléctrico de Electrohuila y lo reportado en PARATEC	Fecha inicial 30-09-16 Fecha actual 10-11-2016	Electrohuila	Está pendiente que Electrohuila ejecute la acción necesaria: sea modificar los parámetros en su modelo o reportar los parámetros correctos en PARATEC. <u>Dado que a la fecha no se ha realizado esta acción, XM envió carta a Electrohuila el 18 de noviembre de 2016 con copia al CNO y SSPD solicitando cumplir con los compromisos pactados a la menor brevedad posible con el fin de garantizar una adecuada atención de la demanda de forma segura, confiable y de calidad.</u>	Atrasada
Entrega, reporte y cronograma para la implementación de las medidas operativas propuestas	Fecha inicial 21 -10-16 Fecha actual 15-11-2016	Electrohuila - Electrocaquetá	Se envió correo el 24 de octubre de 2016 preguntando los avances y a la fecha no se recibe respuesta alguna. En el CO extraordinario realizado el 2-11-2016, Electrohuila y Electrocaquetá se comprometen a enviar el estudio del esquema a XM el 15-11-2016. <u>Dado que a la fecha no se ha realizado esta acción, XM envió carta a Electrohuila el 18 de noviembre de 2016 con copia al CNO y SSPD solicitando cumplir con los compromisos pactados a la menor brevedad posible con el fin de garantizar una adecuada atención de la demanda de forma segura, confiable y de calidad.</u>	Atrasada

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



■ filial de isa

Plan de acción en la subárea Huila-Caquetá

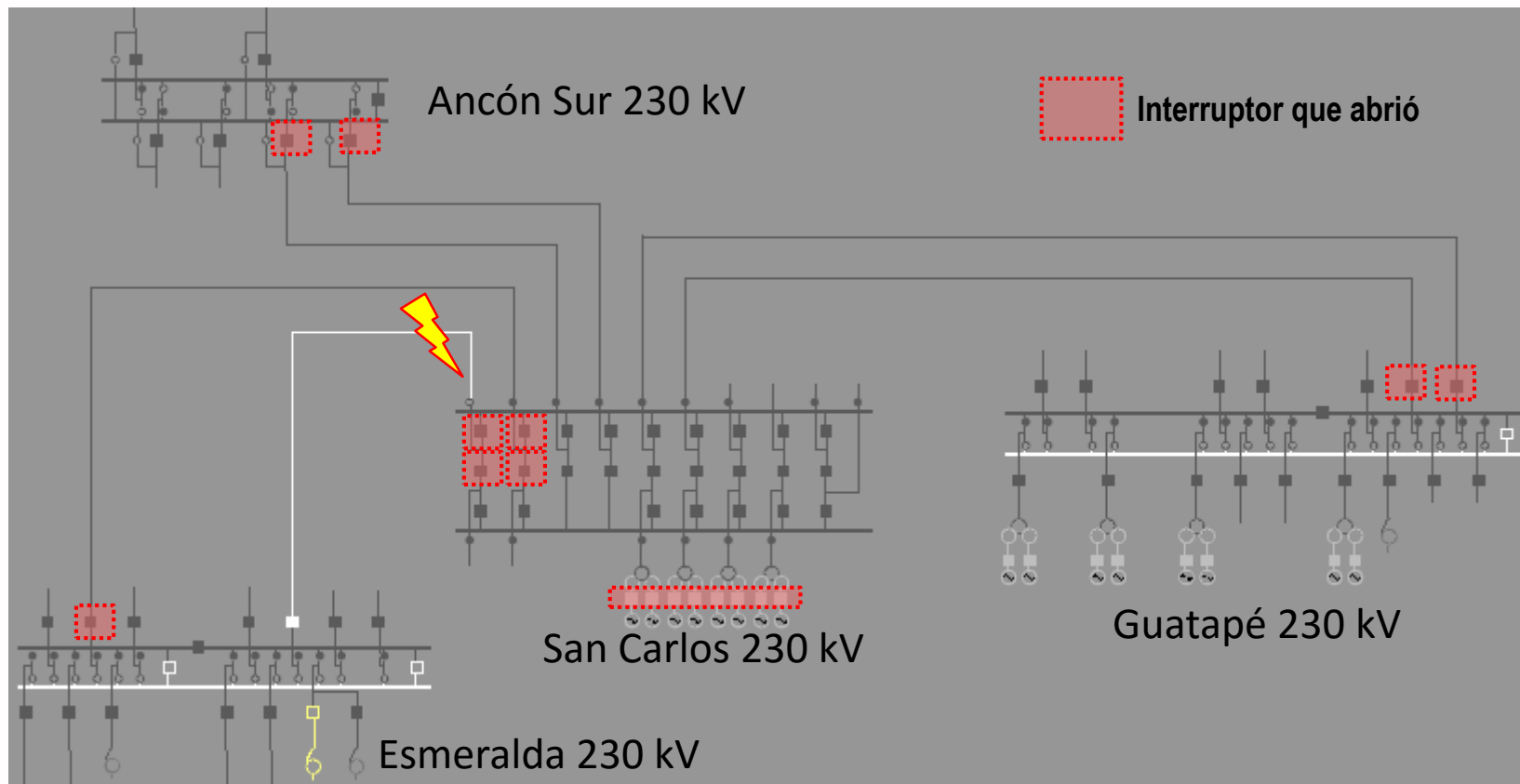
Acción	Fecha	Responsable	Avances	Estado
Ingreso de compensación capacitiva a nivel de SDL de Caquetá	Pendiente	Electrocaquetá	En el CO extraordinario del 2-11-2016, Electrocaquetá informó que tienen estudio inicial con posibilidades de instalación para el tercer trimestre del 2016. <u>Está pendiente que Electrocaquetá informe la compensación a ingresar y sus fechas de entrada en operación.</u>	Sin definir fecha

Evento EDAC. 8 de noviembre de 2016. Hora 17:01

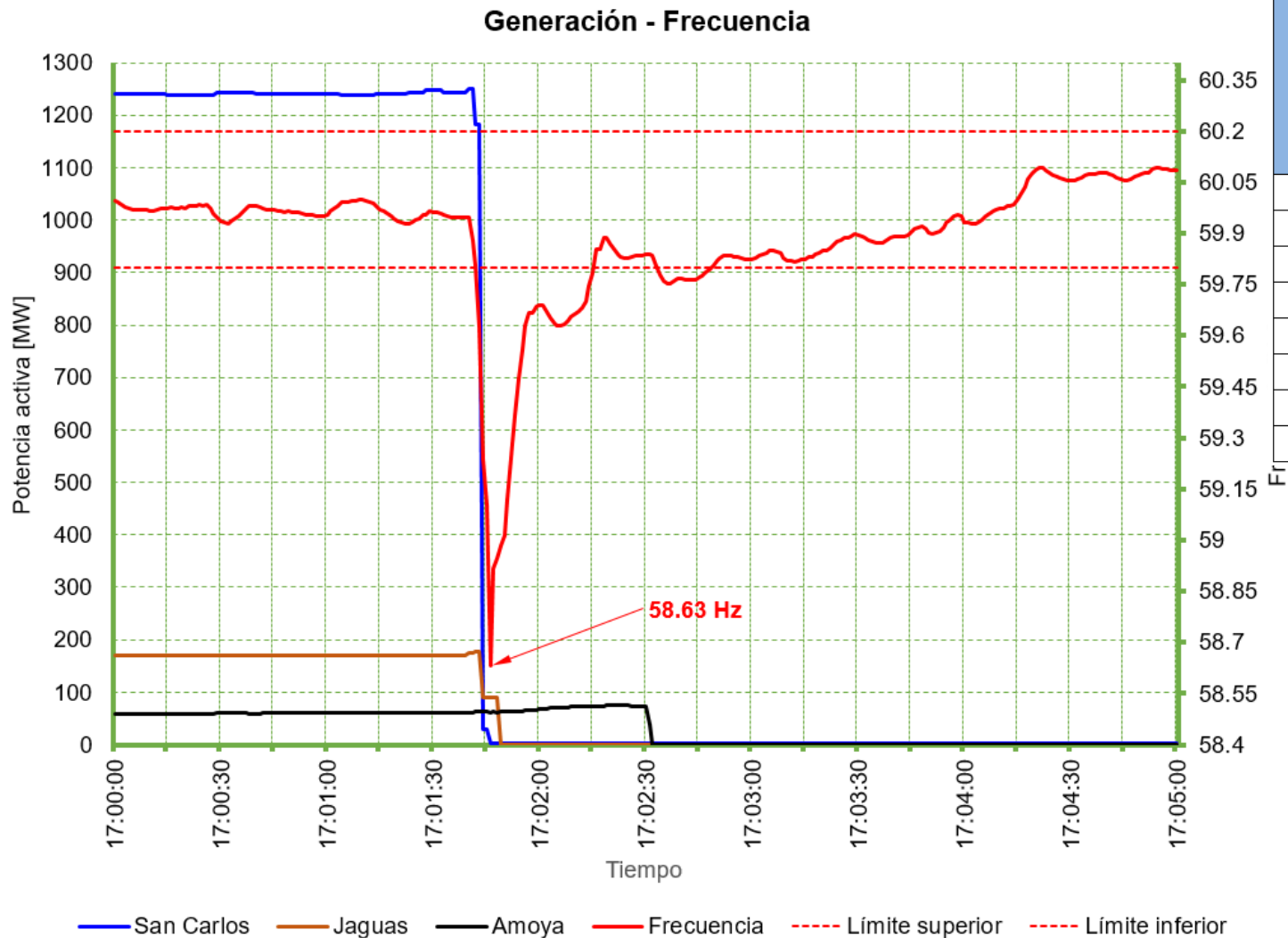
Descripción

- Al momento de la sincronización de la Bahía de línea 1 Esmeralda, en la subestación San Carlos 230 kV, se presentó falla evolutiva sobre la línea de transmisión San Carlos – Esmeralda 1 a 230 kV. La falla fue despejada por las protecciones de la línea, luego de transcurridos 10 segundos.
- Con este evento se presentó la desconexión secuencial de las unidades 1 a la 8 de la central San Carlos con 1240 MW, la desconexión de las unidades 1 y 2 de la central Jaguas con 170 MW, y la desconexión de las unidades 1 y 2 de la central Amoyá con 70 MW; para un total de 1480 MW.
- La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 58.63 Hz con una duración de 32 segundos aproximadamente.
- Con el evento se presentó la operación de las tres primeras etapas del EDAC en Colombia, la separación de los países Colombia y Ecuador, la desconexión de las líneas de transmisión, a 230 kV, San Carlos - Esmeralda 1 y 2, en ambos extremos; Ancón Sur - San Carlos 1 y 2, en el extremo de la subestación Ancón Sur; Guatapé - San Carlos en el extremo de la subestación Guatapé, Cuestecitas – Cuatricentenario en el extremo de Cuestecitas y Jamondino - Pomasqui 4, en ambos extremos.

Topología



Frecuencia



Etapas	Ajustes Umbral	
	Frecuencia [Hz]	Retardo Intencional [ms]
1	59.4	200
2	59.2	200
3	59.0	400
4	58.8	400
5	58.6	600
6	58.6	1000
7	58.4	2000
8	58.4	4000

EDAC Colombia

ÁREA	AGENTE	HORA INICIO	HORA FIN	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (MWH)	OBSERVACIONES
CAUCA-NARIÑO	BAJO PUTUMAYO	17:01		0	0.00	No DNA
CAUCA-NARIÑO	CEDENAR	17:01	17:17	18.8	5.01	
NORTE SANTANDER	<u>CENS(N.SANTANDER)</u>	17:01	17:13	40.9	7.37	
VALLE DEL CAUCA	CEO	17:01	17:21	14.3	5.00	
CQR	CHEC	17:01	18:25	27.29	5.03	
BOGOTÁ	CODENSA	17:01	17:41	157	105.00	
ANTIOQUIA	DISPAC S.A. E.S.P.	17:01	17:16	4.85	1.21	
NORDESTE	EBSA (BOYACA)	17:01	17:24	15.7	6.02	
CQR	EDEQ(QUINDIO)	17:01	17:13	1.522	0.30	
CQR	EEP(PEREIRA)	17:01	17:12	12.8	0.96	
ATLANTICO	<u>ELECTRICARIBE</u>	17:01	17:46	277	207.75	
HUILA-CAQUETA	ELECTROCAQUETA	17:01	17:08	3	0.35	
HUILA-CAQUETA	ELECTROHUILA	17:01	17:12	18.92	3.47	
VALLE DEL CAUCA	<u>EMCALI EICE ESP</u>	17:01	17:19	70.415	17.31	
META	EMSA(META)	17:01	17:14	30	6.50	
NORDESTE	ENELAR E.S.P.	17:01	17:13	6.1	1.22	
NORDESTE	ENERCA S.A. E.S.P.	17:01	17:03	4	0.13	
META	ENERGUAVIARE	17:01		0	0.00	No DNA
TOLIMA	ENERTOLIMA	17:01	17:24	26.7	6.69	
ANTIOQUIA	EPM	17:01	17:30	178	86.03	
VALLE DEL CAUCA	<u>EPSA(PACIFICO)</u>	17:01	17:22	45.87	13.14	
NORDESTE	ESSA(SANTANDER)	17:01	17:22	32	11.20	
CAUCA-NARIÑO	PUTUMAYO	17:01		0	0.00	No DNA
TOTAL				985.17 (12%)	489.70	

Demanda pronóstico del SIN [MW]	8605 MW
Demanda real SIN	8220 MW

EDAC 2016

El Comité de Operación en su reunión 286, solicitó al Subcomité de Protecciones el estudio en detalle del evento.

En 2016 se han presentado tres actuaciones del EDAC. Siendo el último el que generó mayor impacto en la frecuencia y la demanda.

	17 ago	20 sep	8 nov
DNA	908 MW	39 MW	985 MW
Frecuencia mín.	59.09 Hz	59.42 Hz	58.63 Hz

Verificación del Cumplimiento de las Pruebas EDAC 2016

Acuerdo CNO 741 de 2015: *“El CND presentará el resultado de las pruebas del EDAC del SIN en la reunión CNO posterior al 30 de noviembre de cada año”*

Verificación EDAC

Objetivo

Verificar los valores reportados por los operadores de red (OR) con respecto a su esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDAC) de acuerdo con lo establecido en los **Acuerdos CNO 868 de 2016 y 741 de 2015**.

Regulación Vigente

Acuerdo CNO 741 de 2015

*“Cada operador de red deberá reportar al CND a más tardar el **31 de octubre de cada año**, la información referente a su esquema EDAC...”*

“Cada operador de red realizará pruebas al número de los circuitos del esquema que corresponda por lo menos al 50% de la demanda en cada una de las etapas previamente seleccionadas para las pruebas”.

Acuerdo CNO 868 de 2016

“Realizar pruebas a las etapas 1 y 2 del Esquema EDAC, conforme a lo establecido en el Acuerdo 741 de 2015 y entregar los resultados de las mismas a más tardar el 31 de octubre de 2016 de acuerdo a los formatos previstos en el Anexo 2 de dicho Acuerdo”.



■ filial de isa

Verificación EDAC

Empresas con reporte dentro de los tiempos establecidos en regulación vigente

Reporte enviado al CND antes del 31 de octubre de 2016

Empresa	
Sigla	Razón social
CENS	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.
CODENSA	CODENSA S.A. E.S.P.
DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
EEP	Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.
ELECTROCAQUETA	Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.
ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
EMCARTAGO	Empresas Municipales de Cartago E.S.P.
EMSA	Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.
ENELAR	Empresa de Energía de Arauca E.S.P.
ENERTOLIMA	Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.
EPM	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
EPSA-CETSA	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. - Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
ESSA	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.



■ filial de isa

Verificación EDAC

Empresas con reporte extemporáneo

Reporte enviado al CND después del 31 de octubre de 2016 (*)

Empresa		Fecha de recepción de pruebas
Sigla	Razón social	
EMCALI	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.	15/11/2016

(*) Posible incumplimiento a lo establecido en la regulación vigente

Empresas que no reportaron

Posible incumplimiento a lo establecido en la regulación vigente

Empresa	
Sigla	Razón social
CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.
CEO (1)	Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP
EEBP	Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
EMEC	Empresa Municipal de Energía Electrica S.A E.S.P
EMEVASI	Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.
ENERCA	Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.
ENERGUAVIARE	Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.
PUTUMAYO	Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P.
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. E.S.P.

(1) El agente envió resultados de pruebas por bahía de entrada en diferentes subestaciones, pero no adjunta las tablas solicitadas en los anexos del Acuerdo CNO 741 de 2015, por lo tanto, no es posible determinar el cumplimiento de las mismas.



Verificación EDAC

Resultados de Pruebas

Empresas que cumplen con las pruebas

Empresa	
Sigla	Razón social
CENS (1)	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A.
CODENSA	CODENSA S.A. E.S.P.
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.
ELECTROHUILA (1)	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
EMCALI (2)	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.
EMCARTAGO (1) (3) (4)	Empresas Municipales de Cartago E.S.P.
EPM	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
EPSA-CETSA (5)	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. - Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
ESSA	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

(1), (2), (3), (4), (5) Observaciones en los anexos.

Verificación EDAC

Resultados de Pruebas

Empresas que requiere ajustes/revisión

CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	1.	La desviación de frecuencia para la etapa 2 en subestación Chinchina es igual a -0.183Hz, valor que supera la máxima desviación de frecuencia solicitada en regulación vigente el cual es igual a $\pm 0.03\text{Hz}$.
		2.	La desviación de temporización para la etapa 1 en subestación La Hermosa es igual a 0.052seg, valor que supera la máxima desviación de temporización solicitada en regulación vigente el cual es igual a $\pm 50\text{ms}$.
DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	1.	No se adjunta la siguiente información requerida en el Acuerdo CNO 741 de 2015: Tabla2. Demanda de Potencia Horaria (MW) y Tabla3. Esquema de Desconexión Automática de Carga - EDAC.
		2.	Dado el punto anterior, no es posible verificar los porcentajes de desconexión de demanda para el sistema de DISPAC.
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	1.	En la Tabla 2 (Demanda de Potencia Horaria) solicitada en el Anexo 1 del Acuerdo CNO 741 de 2015, hace falta incluir la demanda total por subestación y la demanda total del sistema de la EBSA.
		2.	Dado el punto anterior, no es posible verificar los porcentajes de desconexión de demanda para el sistema de la EBSA.

Verificación EDAC

Resultados de Pruebas

Empresas que requiere ajustes/revisión

EEP	Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P	De acuerdo con la información de la Tabla 2 (Demanda de Potencia Horaria) solicitada en el Anexo 1 del Acuerdo CNO 741 de 2015, y tomando como referencia el periodo de máxima demanda (18) el cual registra una demanda total de 107.69MW, se observa que los porcentajes de desconexión de la demanda para las etapas 1 y 2 del EDAC son menores al 5%, y son ligeramente diferentes a los valores de la Tabla 3 (Esquema de Desconexión Automática de Carga - EDAC).
ELECTROCAQUETA	Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	De acuerdo con la información de la Tabla 2 (Demanda de Potencia Horaria) solicitada en el Anexo 1 del Acuerdo CNO 741 de 2015, y tomando como referencia el periodo de máxima demanda (19) el cual registra una demanda total de 39.125MW, se observa que el porcentaje de desconexión de la demanda para la etapa 2 del EDAC está muy por encima del 5%. Adicionalmente, falta incluir en dicha tabla las filas asociadas a la demanda total por cada subestación, tal como se solicita en el Acuerdo.
EMSA	Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	No es posible verificar el cumplimiento de las pruebas al EDAC dado que se evidencia que se hicieron cálculos errados directos de porcentajes de desconexión de demanda entre valores en MVA y MW, así que no hay seguridad sobre los resultados.

Verificación EDAC

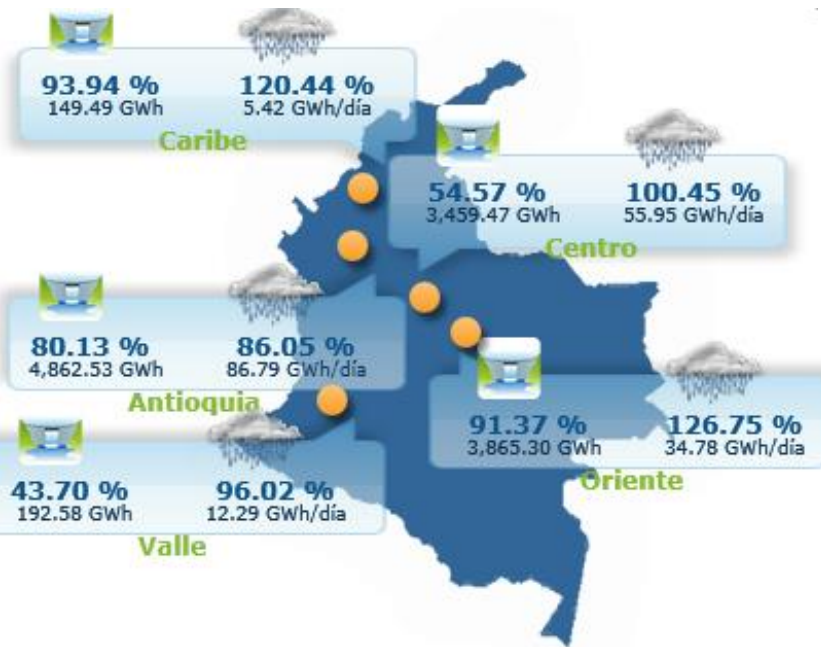
Resultados de Pruebas

Empresas que requiere ajustes/revisión

ENELAR	Empresa de Energía de Arauca E.S.P.	De acuerdo con la información enviada, y tomando como referencia el periodo 20 como el de máxima demanda, el cual registra una demanda total de 40.30MW, se observa que el porcentaje de desconexión de la demanda para la etapa 2 del EDAC (3.78%) está por debajo del 5% (Ver cuadro abajo). Se solicita al agente revisar si hay posibilidad de ajuste de la demanda a desconectar en esta etapa.
ENERTOLIMA	Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	Los resultados de desviaciones máximas de temporización tienen un retardo de tiempo mayor a ± 50 ms para las subestaciones Saldaña y Mirolindo en la etapa 2, lo cual no está acorde a lo establecido en el Artículo Quinto del Acuerdo CNO 741 de 2015.

Variables en el SIN

Hidrología en el SIN



Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Haga clic sobre los puntos del mapa para ver más información

Wednesday, November 30, 2016



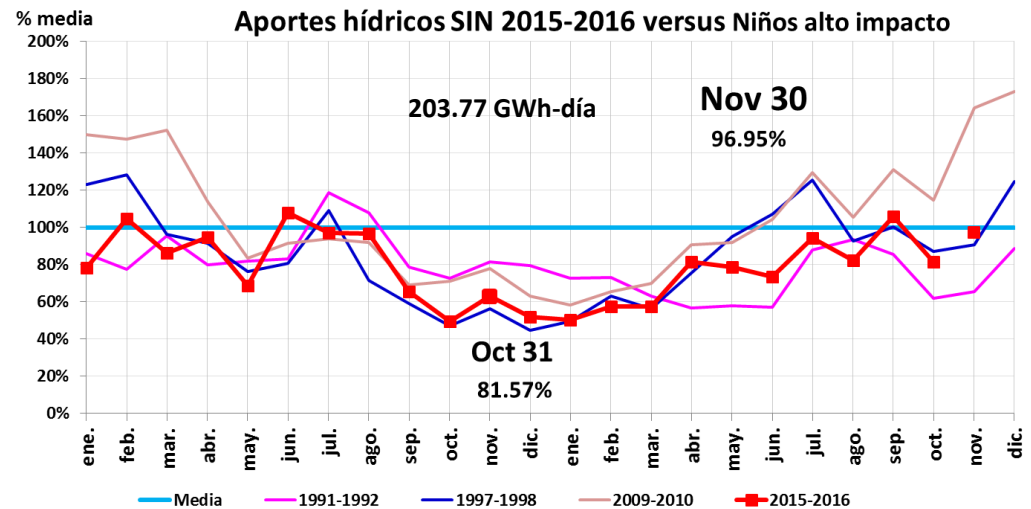
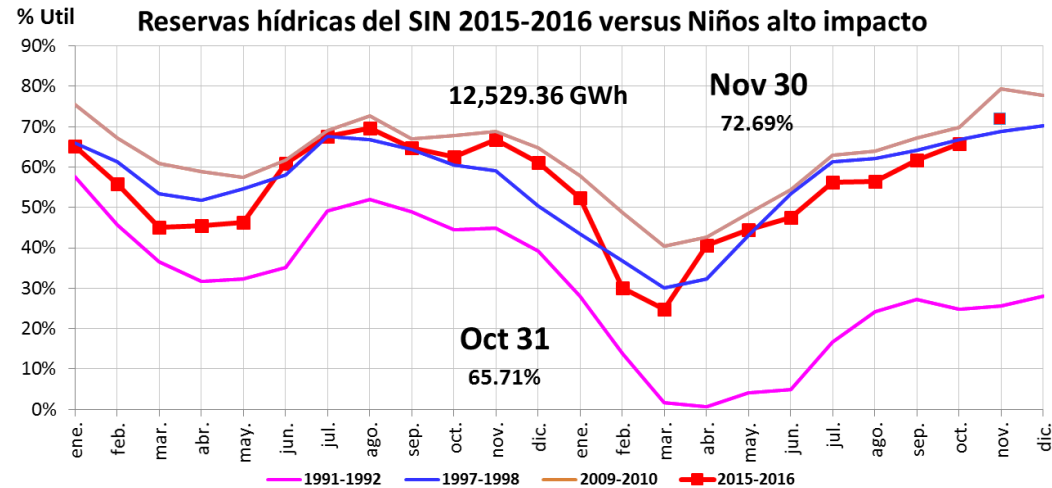
Reservas Hídricas



Aportes Hídricos
(Prom. día acumulado
en el mes)

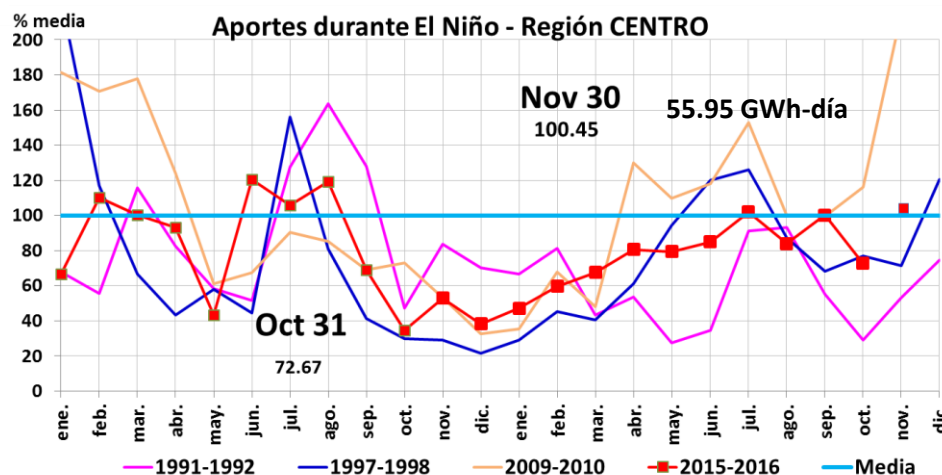
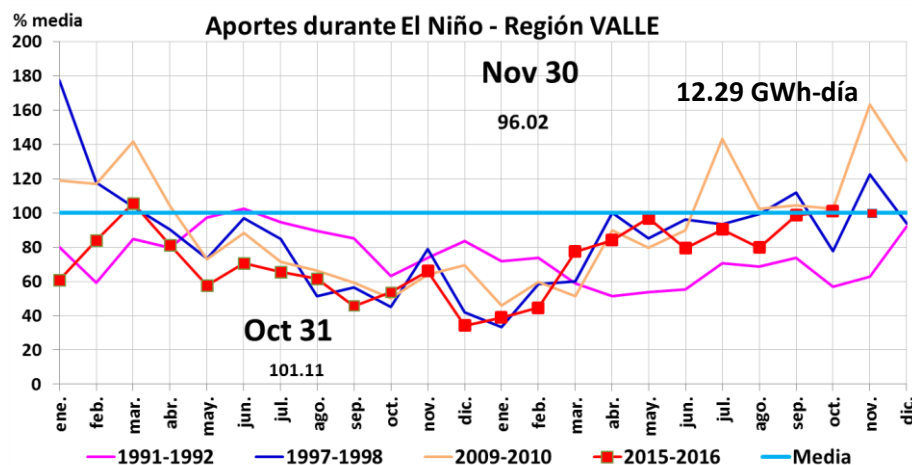
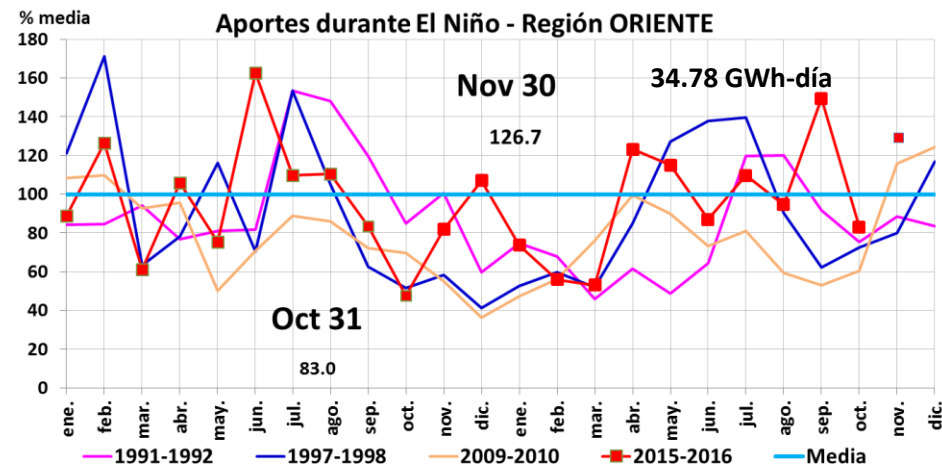
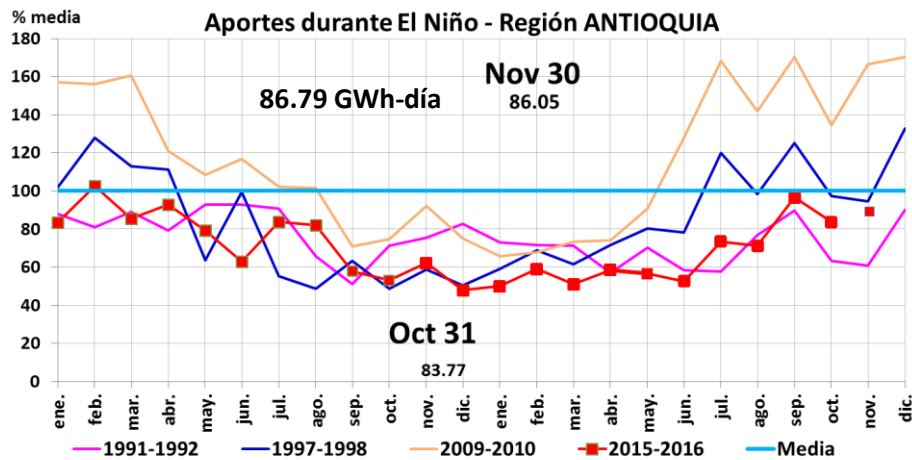
72.69 %
12,529.36 GWh

96.95 %
203.77 GWh/día



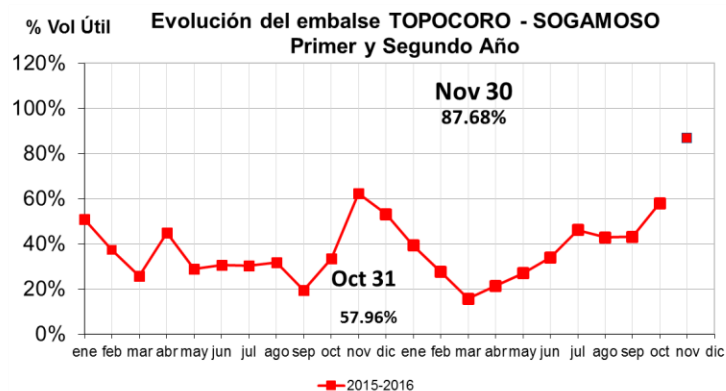
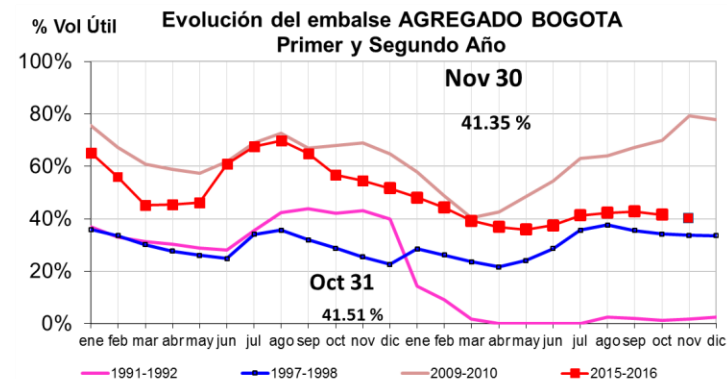
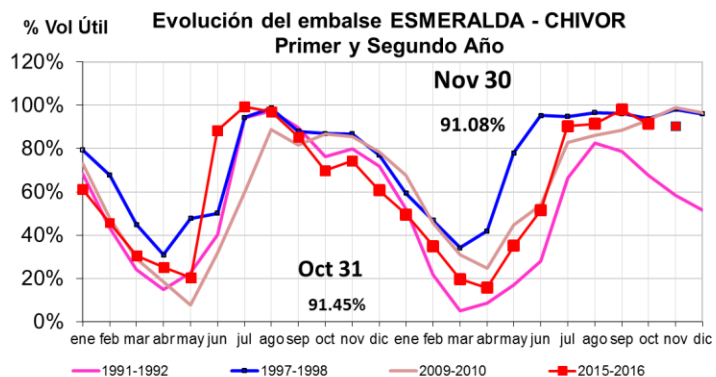
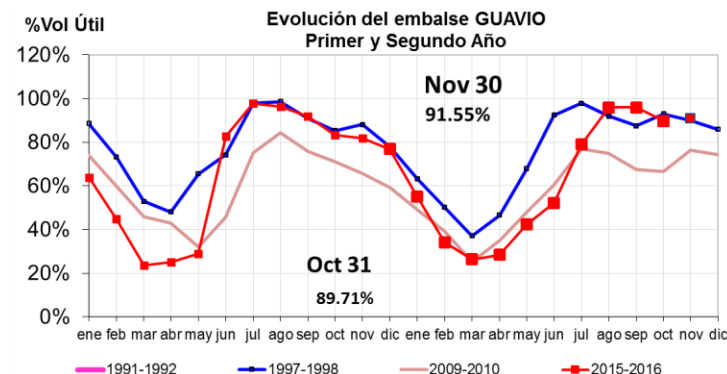
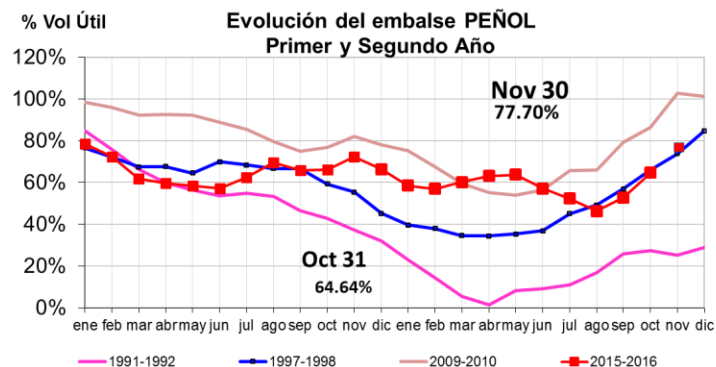
filial de isa

Aportes



■ filial de isa

Embalses



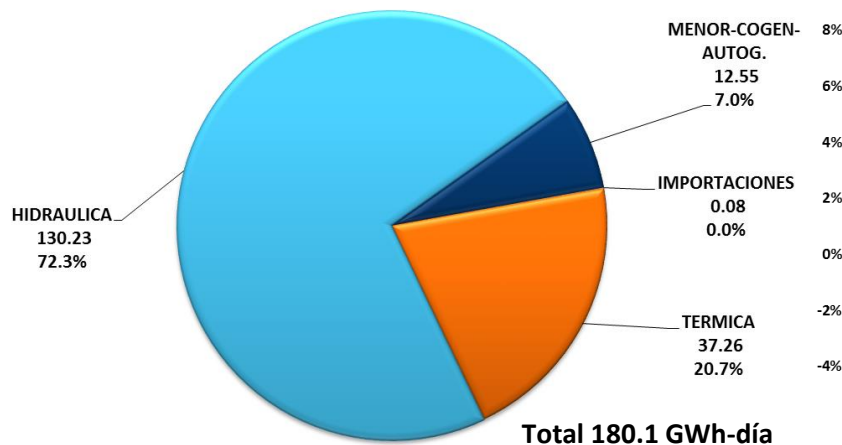
Nota: información operativa informada por los agentes



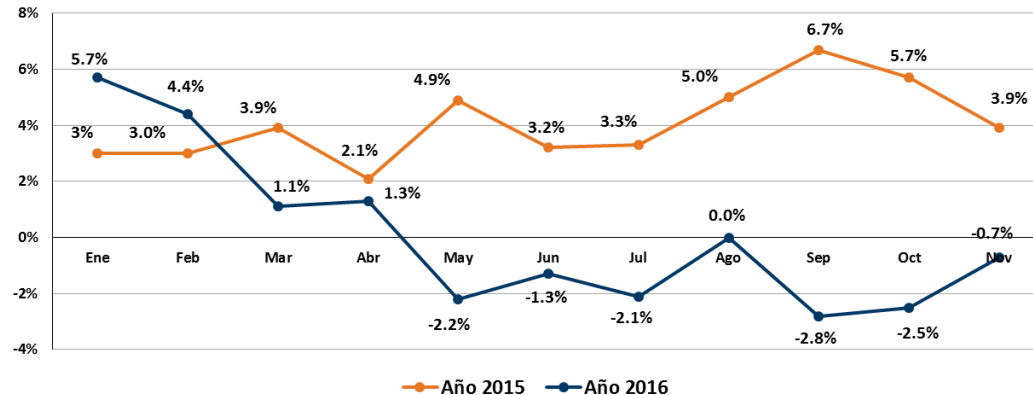
filial de isa

Generación y demanda del SIN

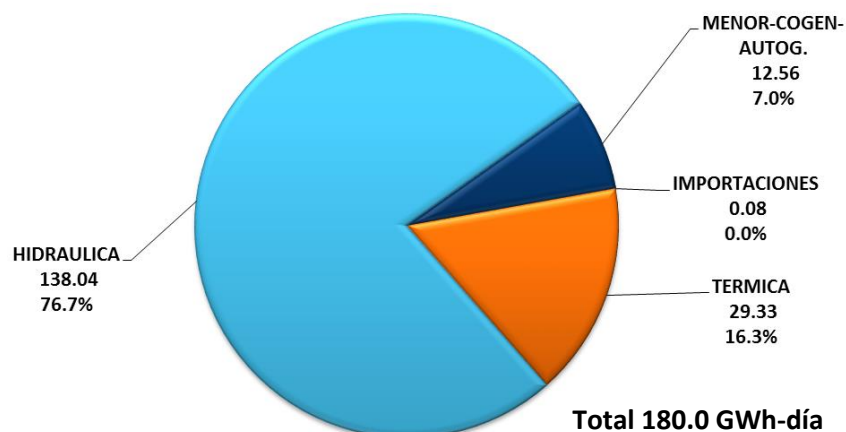
Generación en GWh-día en octubre de 2016



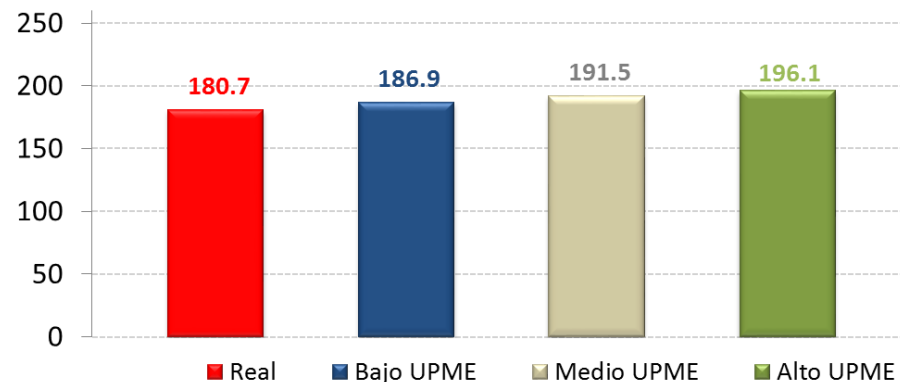
Crecimiento mensual de demanda de energía del SIN años 2015 - 2016 (hasta el 29 de noviembre)



Generación en GWh-día al 30 de noviembre de 2016



Demanda promedio día Real vs Escenarios UPME



Información PRELIMINAR - hasta noviembre 29

Demanda del SIN y escenarios UPME



Panorama Energético

- Supuestos
- Resultados
- Conclusiones y recomendaciones



Supuestos e información básica de las simulaciones

Horizonte



- ☐ 1 año, resolución semanal

Combustible



- ☐ Precios UPME (julio 2016)
- ☐ Contratos reportados por agentes 2016
- ☐ Planta regasificadora desde dic/16 (suministro a Tebsa, Termocandelaria y Flores)

Parámetros del SIN



- ☐ PARATEC
- ☐ (Heat Rate + 15% Plantas Gas)

Min.Embalses



- ☐ Mínimos Operativos

Desbalance hídrico



- ☐ 14 GWh/día

Ecuador



- ☐ El Caso 4 y el caso estocástico. considera Ecuador con información de precios indicados por Cenace.

Demanda



- ☐ Escenario bajo UPME – Revisión Oct/16

Costos de racionamiento



- ☐ Último Umbral Nov/16.

Proyectos de generación



- ☐ Gecelca 3.2 - Sept/2017
- ☐ Termonorte – Dic/2017

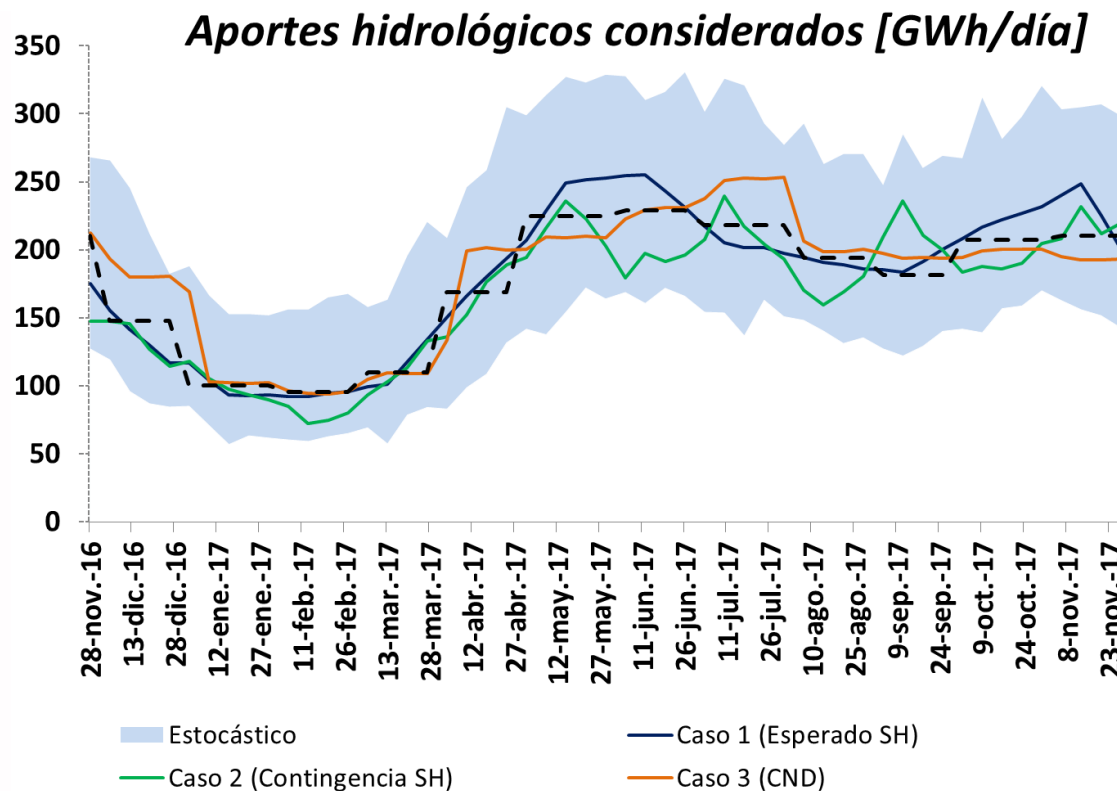
Mttos Generación



- ☐ Aprobados, solicitados y en ejecución - SNC a Nov28/2016

> Escenarios

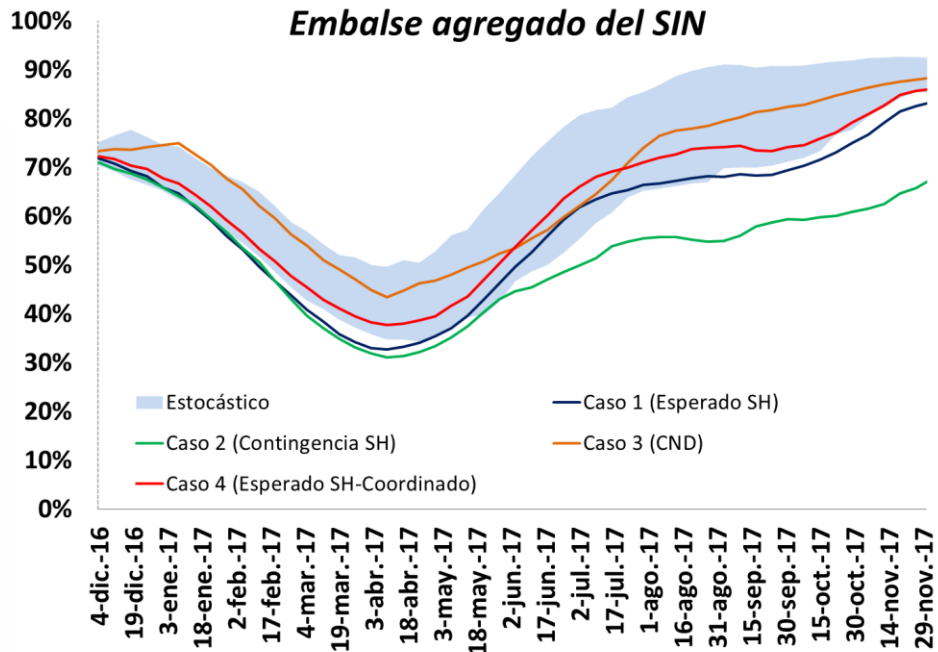
Hidrología	Tipo de Estudio
Caso1. Esperado SH	Autónomo
Caso2. Contingencia SH	
Caso 3. CND	
Caso 4. Esperado SH	Coordinado
Estocástico	



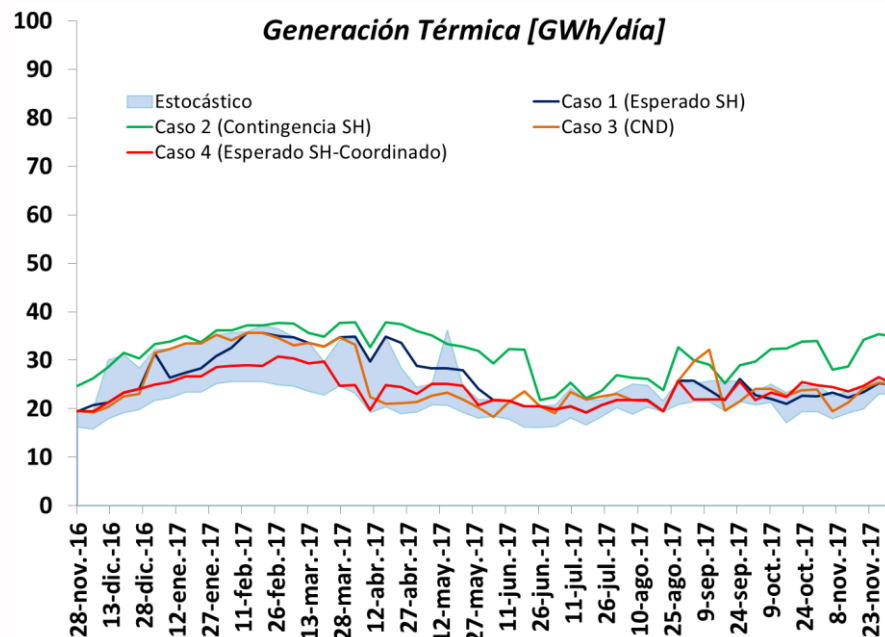
Media Histórica GWh											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
100.4	95.2	109.9	168.9	224.8	229.2	218.3	194.1	181.4	207.5	210.1	148

Resultados

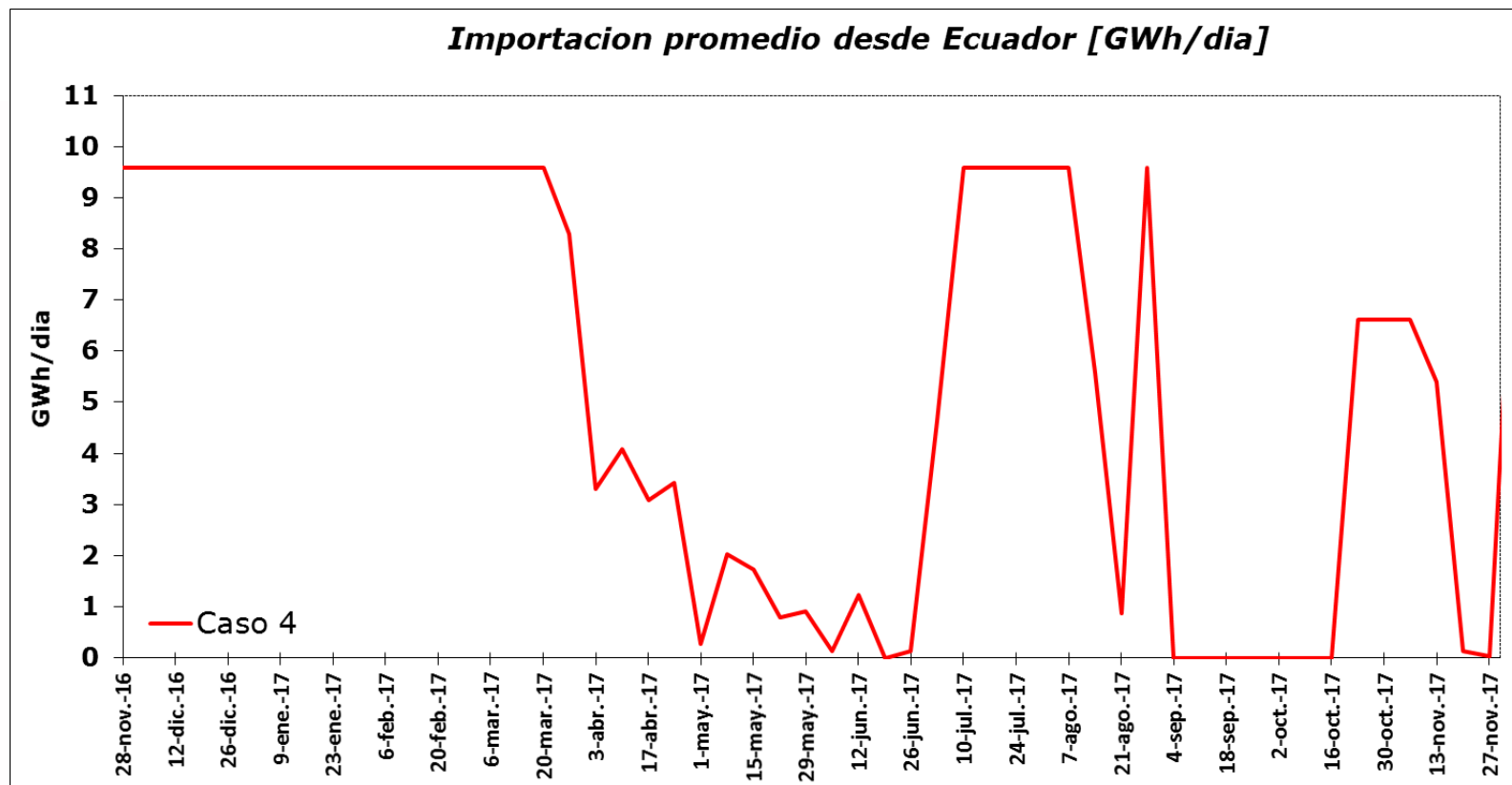
Embalse agregado del SIN



Generación Térmica [GWh/día]



Resultados



De acuerdo con el último informe conjunto XM-CENACE diciembre 2015 – diciembre 2016, la máxima cantidad de energía a importar es 9.6 GWh/día, considerando la entrada de 4 unidades de Coca- Codo Sinclair.

Conclusiones y recomendaciones

- Todos los casos analizados, incluyendo el estudio estocástico, cumplen con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- Con el escenario bajo de demanda (UPME Oct/16) e información suministrada por los agentes y los escenarios determinísticos de aportes hídricos analizados, la generación térmica promedio para el mes de diciembre de 2016 se despacha en valores promedio de 22 GWh/día para los casos 1, 3 y 4. Para el caso 2 que considera la hidrología Contingencia indicada por el subcomité hidrológico del CNO, se requieren en promedio 29 GWh/día.
- De acuerdo con las señales de precios de Ecuador indicadas por CENACE y bajo aportes hídricos como el escenario Esperado del SH, se esperarían semanas en las cuales se activen las importaciones desde Ecuador. Por tanto, es importante hacer un seguimiento a la evolución del intercambio de energía entre Colombia y Ecuador de acuerdo a la entrada de proyectos de generación en el país vecino.
- Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda.
- Hacer un seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión tanto del SIN como del sector gas.

Varios

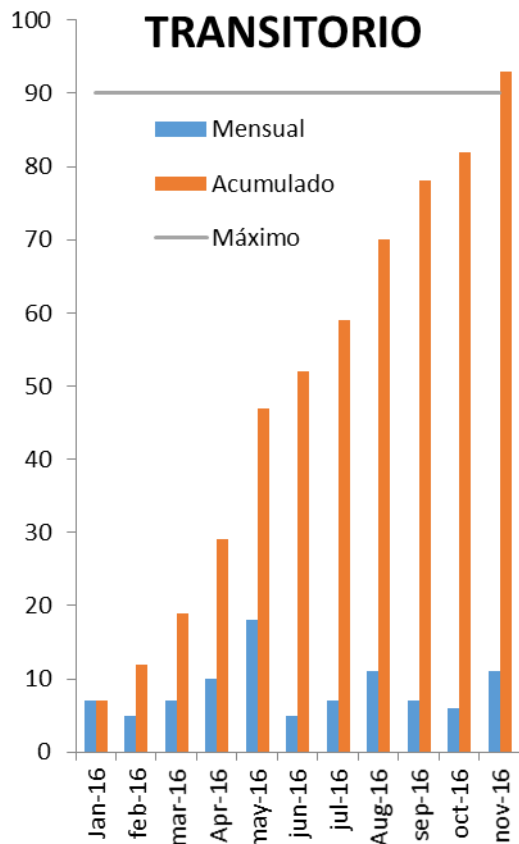


■ filial de isa

Indicadores calidad operación

Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

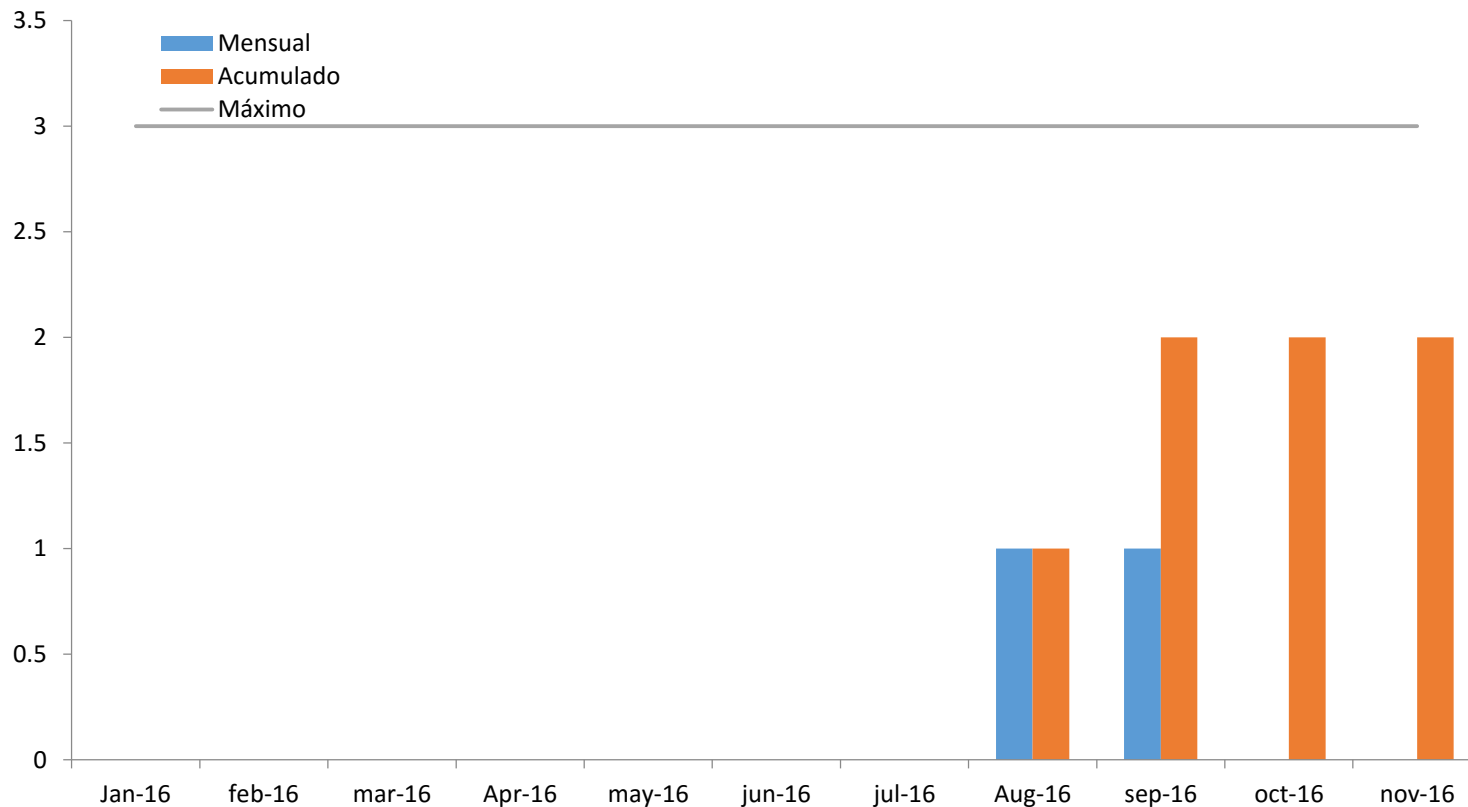


Principales eventos

Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
01/11/2016 1:12	3	60.24	Transitorio	Desconexión de los circuitos JAMONDINO - POMASQUI 1, 2, 3 y 4 230 kV por actuación del ESA haciendo que la frecuencia subiera a 60,24 Hz. La causa del evento fue una falla en el sistema Ecuatoriano.
08/11/2016 17:01	32	58.9	Transitorio	Se presentó desconexión de las unidades 1 a la 8 de San Carlos con una generación de 1240 MW, las unidades 1 y 2 de Jaguas con 170 MW, y las unidades 1 y 2 de Amoyá La Esperanza con 70 MW, para un total de 1480 MW. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 58.9 Hz con una duración de 32 segundos. El evento produjo la operación de las tres primeras etapas del EDAC y la actuación del Esquema de Separación de Áreas (ESA). Adicionalmente, se presentó desconexión de los circuitos ANCON SUR (ISA) - SAN CARLOS 1 y 2 230 kV en el extremo de Ancón Sur, GUATAPE - SAN CARLOS 1 y 2 230 kV en el extremo de Guatapé, SAN CARLOS - ESMERALDA 2 230 kV en ambos extremos. Al momento del evento se realizaban maniobras de normalización sobre el circuito SAN CARLOS - ESMERALDA 1 230 kV por evento ocurrido a las 16:50 horas.
30/11/2016 12:19	22	60.33	Transitorio	Disparo de los circuitos 2 y 3 JAMONDINO - POMASQUI 230 KV estando abiertos los circuitos 1 y 4. Ecuador reporta actuación del ESA y no establece la causa. La frecuencia salió 3 veces de rango alcanzando valores de 60.33 Hz, 60.28 Hz y 60.25 Hz.

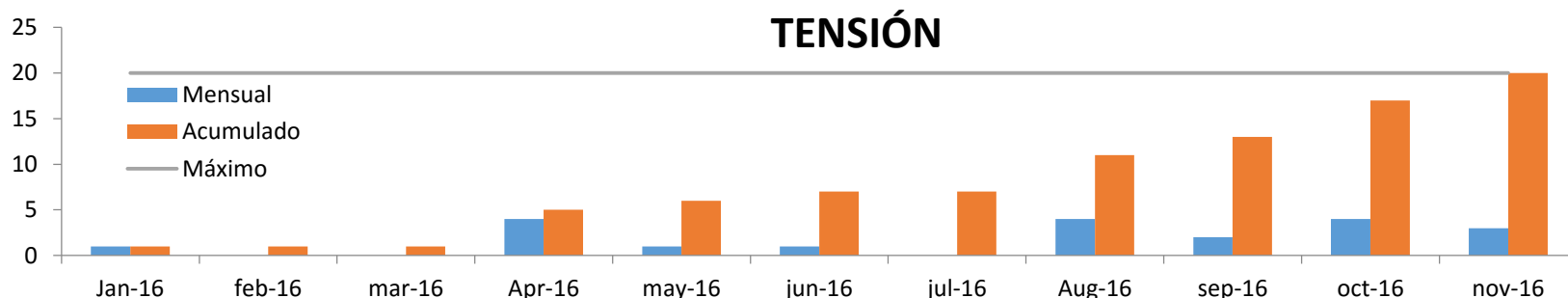
Durante el mes de noviembre de 2016 se presentaron 11 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 93 eventos en lo corrido del año. En el evento del 08 de noviembre se presentó actuación del EDAC.

FRECUENCIA LENTO



Durante el mes de noviembre de 2016 no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema.

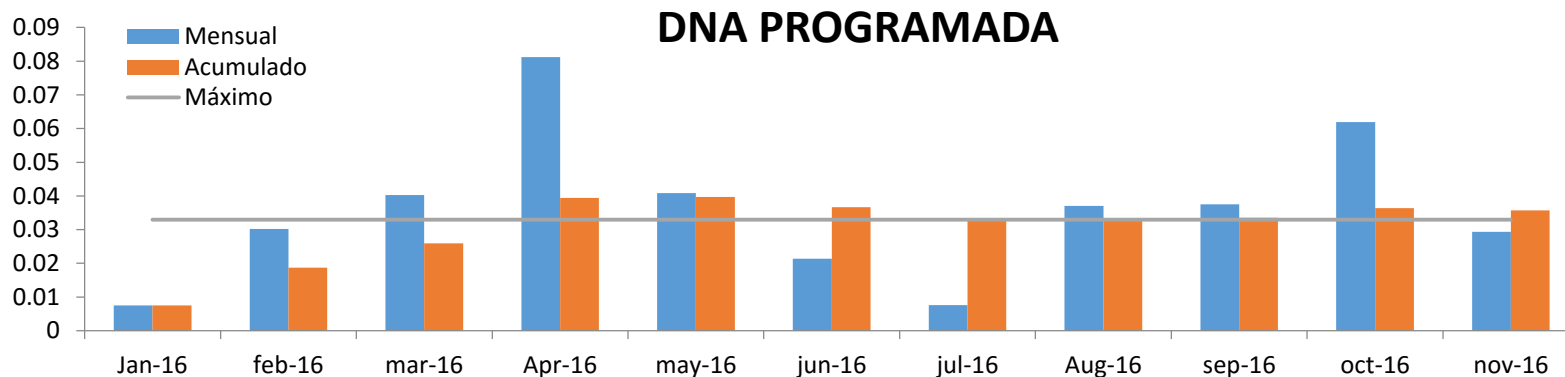
Eventos de tensión fuera de rango



Fecha	Descripción
05/11/2016 22:07	Disparo del circuito URRÁ - URABÁ 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones URABÁ 230/115 kV y APARTADÓ 115 kV. El agente reporta descargas atmosféricas.
06/11/2016 7:54	Disparo de todos los interruptores asociados a la barra Copey 220 kV quedando la subestación Copey 220 kV sin tensión. Por recomendación eléctrica de las consignaciones C0138354 BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 220 kV y C0138355 BL2 VALLEDUPAR A EL COPEY 220 kV se encontraba abierto el interruptor 8030 en Valledupar 220 kV, y en el momento del evento también quedó sin tensión la subestación VALLEDUPAR 110 kV con demanda no atendida.
30/11/2016 11:26	Disparo de los circuitos MOCOYA - JAMONDINO 230 KV, MOCOYA - ALTAMIRA 230 KV en MOCOYA, TESALIA - JAMONDINO 230 KV en JAMONDINO y recierre en TESALIA, JAMONDINO - POMASQUI 1, 2, 3 y 4 230 kV por actuación del esquema de separación de áreas, JAMONDINO - JUNIN 115 kV, EL ZAQUE - CATAMBUCO 115 kV, PASTO - JAMONDINO 115 kV en PASTO, PASTO - CATAMBUCO 115 kV, PASTO - RIO MAYO 115 KV en PASTO, JAMONDINO - CATAMBUCO 115 kV en CATAMBUCO y recierre en ambos extremos circuitos SAN BERNARDINO - JAMONDINO 1 y 2 230 KV, CENACE reporta disparo de la planta COCA CODO SINCLAIR con 950 MW. Con el evento se presentó afectación de la demanda de CEDENAR, PUTUMAYO y BAJO PUTUMAYO.

En el mes de noviembre se presentaron 3 eventos de tensión en el sistema, teniendo un acumulado en el año de 20 eventos.

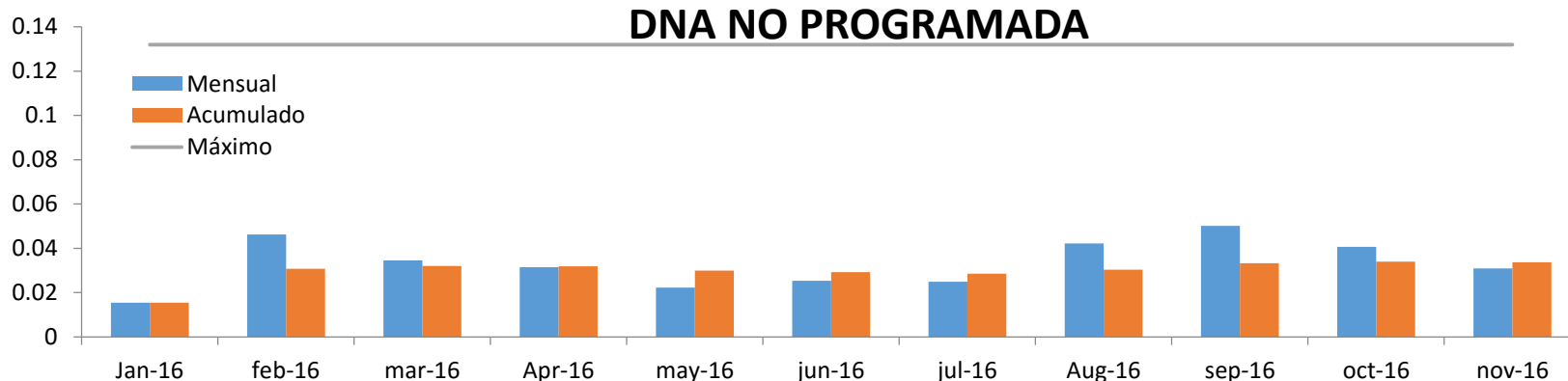
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de noviembre 1.57 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
27/11/2016 5:40	326.25	DNA programada en las subestaciones MOCOYA, PUERTO CAICEDO y EL YARUMO 115 kV, bajo las consignaciones nacionales C0139033, C0139431, C0139432, C0139434 y C0139468.
13/11/2016 5:00	284.35	Demanda no atendida por las consignaciones nacionales C0130453 (BARRA OCAÑA 230 kV), C0138452 (BL1 OCAÑA A AGUACHICA 115 kV), C0138460 (BT AYACUCHO 29 10/13 MVA, 115/34.5 kV).
20/11/2016 8:48	144.73	Trabajos asociados a la consignación nacional C0137507 sobre el activo BL1 CHINU A SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV quedando sin tensión las subestaciones SAN MARCOS y LA MOJANA 110 kV.
16/11/2016 4:00	141.67	Demanda no atendida programada por trabajos de la consignación nacional C0138463 sobre el activo BARRA TIBU 115 kV.

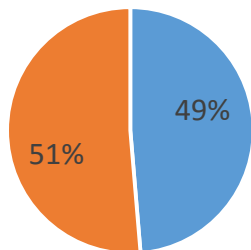
Porcentaje de DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de noviembre 1.66 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
08/11/2016 17:01	489.7	Se presentó desconexión de las unidades 1 a la 8 de San Carlos con una generación de 1240 MW, las unidades 1 y 2 de Jaguas con 170 MW, y las unidades 1 y 2 de Amoyá La Esperanza con 70 MW, para un total de 1480 MW. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 58.9 Hz con una duración de 32 segundos. El evento produjo la operación de las tres primeras etapas del EDAC y la actuación del Esquema de Separación de Áreas (ESA). Adicionalmente, se presentó desconexión de los circuitos ANCON SUR (ISA) - SAN CARLOS 1 y 2 230 kV en el extremo de Ancón Sur, GUATAPE - SAN CARLOS 1 y 2 230 kV en el extremo de Guatapé, SAN CARLOS - ESMERALDA 2 230 kV en ambos extremos. Al momento del evento se realizaban maniobras de normalización sobre el circuito SAN CARLOS - ESMERALDA 1 230 kV por evento ocurrido a las 16:50 horas.
04/11/2016 20:56	93.33	Disparo del circuito TERNERA - VILLA ESTRELLA 66 kV. El agente reporta puente roto en la estructura 37 del circuito.

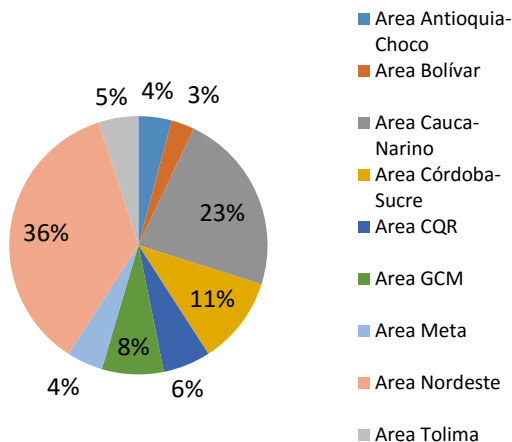
% DNA



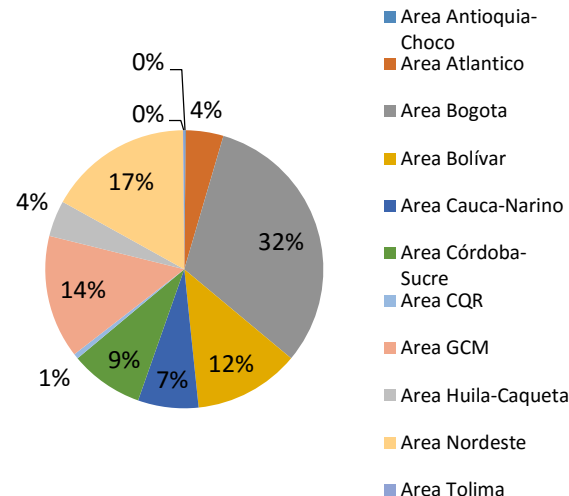
■ % PROGRAMADA

■ % NO PROGRAMADA

DEMANDA PROGRAMADA



DEMANDA NO PROGRAMADA



El total de demanda no atendida en noviembre fue 3.24 GWh.

Subarea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	65.42
Area Bolívar	45.75
Area Cauca-Narino	359.79
Area Córdoba-Sucre	173.21
Area CQR	93.87
Area GCM	121.9
Area Meta	71.55
Area Nordeste	565.87
Area Tolima	78.47

Subarea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	2.9
Area Atlantico	72.62
Area Bogota	523.66
Area Bolívar	204.36
Area Cauca-Narino	116.97
Area Córdoba-Sucre	141.97
Area CQR	9.84
Area GCM	238.21
Area Huila-Caqueta	69.71
Area Nordeste	279.12
Area Tolima	2.46



 filial de isa

Calle 12 Sur No. 18 - 168 Bloque 2
PBX: (574) 3172244 - Fax: (574) 3170989
Medellín Colombia.

 @XM_filial_ISA

Todos los derechos reservados para XM. S.A.E.S.P

Anexos limitación transformador de Urrá



Cambios de parámetros del ATR 230/110kV de Urrá

Información histórica

Fecha comunicado	Modificación parámetros	Observación
julio de 2012	No se registra en PARATEC cambios de parámetros en 2012 para el equipo.	El agente informa al CND que: ▪ En abril de 2011 se identificó la presencia de azufre corrosivo en el equipo. ▪ En octubre de 2011 se inició proceso de pasivación para detener proceso degenerativo sobre el aislamiento del equipo. ▪ Dado que la temperatura es un factor que acelera los procesos corrosivos, <u>el equipo se venía operando con una carga máxima del 75%, determinada por la demanda del circuito Urrá - Tierraalta - Rio Sinú.</u> ▪ No se disponía de una técnica para determinar el estado del momento del aislamiento sólido. Se solicita operar el equipo solo hasta su capacidad nominal (90MVA), no considerar capacidad de sobrecarga (30% por 30 minutos).
agosto de 2012		Se ejecutó C0087372 en la cual se realizó repasivación del aceite del equipo.
octubre de 2012		CND solicitó al agente informar condición operativa actual del equipo, y en caso de seguir con la restricción de la capacidad de sobrecarga, cronograma previsto para devolver el valor de sobrecarga a parámetro iniciales (30% por 30 minutos)
enero de 2013	Sobrecarga: 0%. Cambio aplicado desde la operación del 22/01/2013	El agente informa al CND que: ▪ El equipo opera con una carga pico de 0.74pu aproximadamente. ▪ El equipo es un activo de conexión que presta el servicio a Electricaribe, quien tiene contratada una capacidad de 0.57pu. ▪ Se adjuntan resultados de pruebas de laboratorio realizadas en mayo y octubre de 2012. ▪ El agente solicita modificar el parámetro técnico sobrecarga del autotransformador así: Capacidad de sobrecarga anterior: 1.3 pu, Capacidad de sobrecarga nuevo: 1.0 pu

Cambios de parámetros del ATR 230/110kV de Urrá

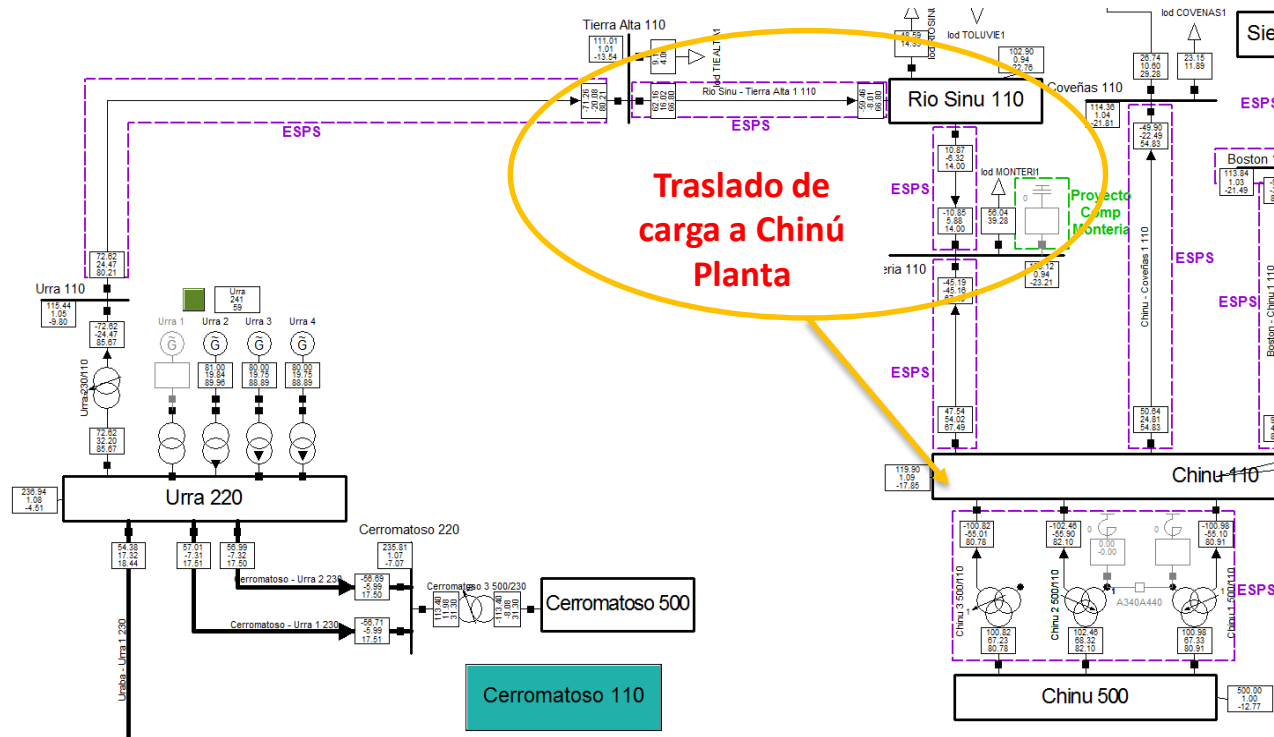
Información histórica

Fecha comunicado	Modificación parámetros	Observación
junio de 2015	Sobrecarga: 30% por 30 minutos. Cambio aplicado desde la operación del 22/06/2013	El agente informa al CND que: - El equipo fue sometido a proceso de despolarización selectiva entre el 11/11/2013 y el 04/12/2013. Los resultados muestran el equipo operando dentro de límites operativos. - En mayo de 2014 se instaló sistema de monitoreo de temperatura y control de refrigeración para seguimiento y control al equipo. El agente solicita modificar el parámetro técnico sobrecarga del autotransformador así: Capacidad de sobrecarga anterior: 1.0 pu, Capacidad de sobrecarga nuevo: 1.3 pu, capacidad de sobrecarga según Norma IEC-354.
noviembre de 2016	Capacidad del transformador: 72MVA. Cambio aplicado desde la operación del 28/11/2016	El agente informa al CND que: - Se evidenció incremento de los gases combustibles en el equipo, el resultado arroja condición 4 (prefalla) según norma IEEE C57-2008, justificado por incremento de la carga entre el 12/11/2016 y 15/11/2016 por encima del 90%. - Para disminuir la evolución del daño del equipo, se solicita operarlo al 80% de su capacidad (72MVA). El 24/11/2016 se realiza apertura del enlace Montería – Río Sinú 110 kV como medida operativa para lograr cargas menores al 80% del transformador de Urrá 220/110 kV. El 27/11/2016 en demanda máxima y el 28/11/2016 en demanda media, fue necesario desconectar carga debido a cargabilidad del equipo por encima del 80% en estado normal de operación, ya que la medida operativa de apertura del enlace Montería – Río Sinú 110 kV no fue suficiente. El 28/11/2016 no se requirió desconexión de carga en demanda máxima dado que el Operador de Red abrió el enlace Pradera – Montería 34.5kV.

Condición operativa actual

Análisis de medidas de mitigación de cargas superiores al 80% del ATR Urrá 230/110kV

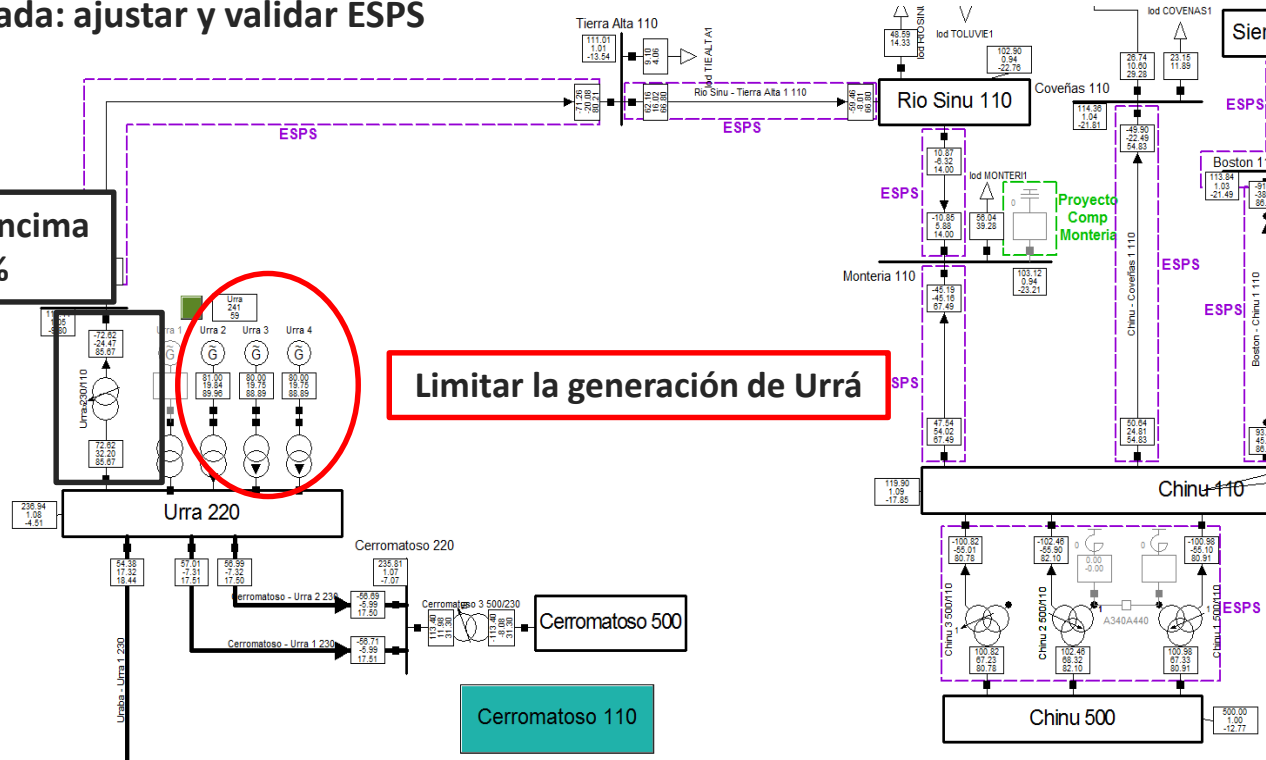
Operación enmallada: traslado de carga a Chinú Planta



- Se realiza gestión con Electricaribe para analizar la posibilidad de trasladar carga hacia Chinú Planta.
- Electricaribe informa que no es posible realizar estos traslados porque el transformador de Chinú Planta alcanza cargas cercanas al 100%.

Análisis de medidas de mitigación de cargas superiores al 80% del ATR Urrá 230/110kV

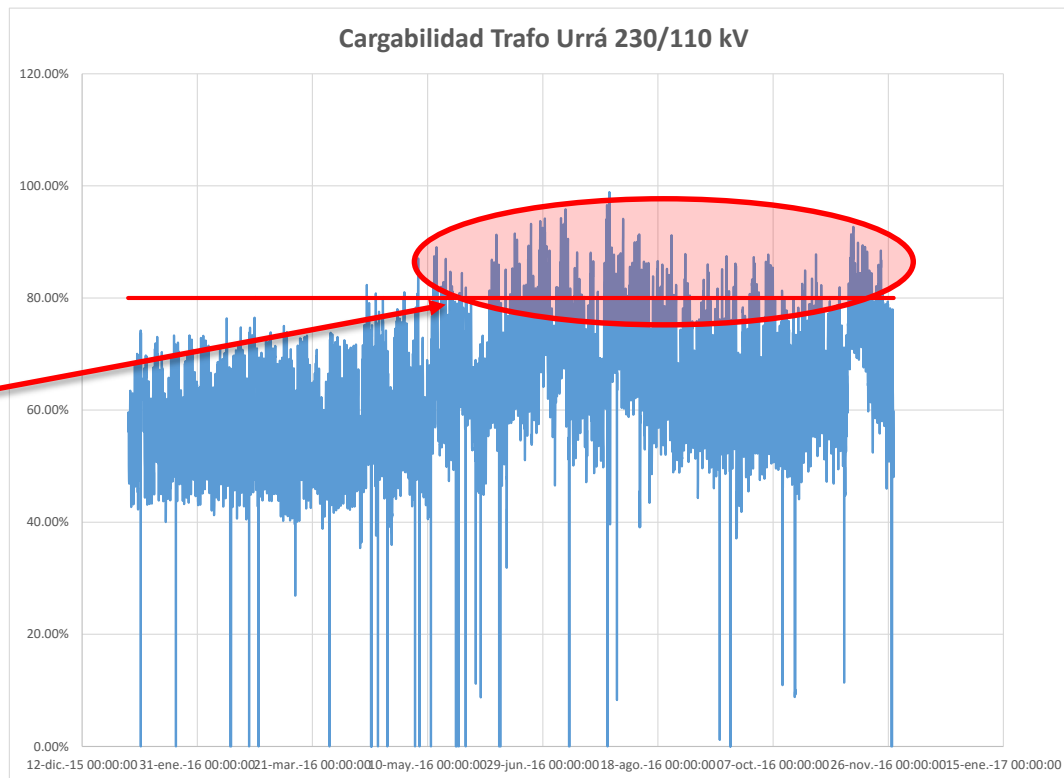
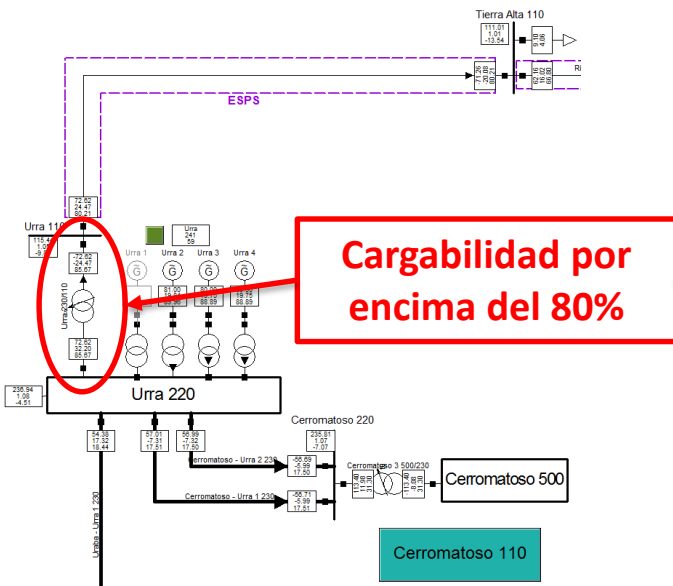
Cargas por encima del 80%



- Al operar la red enmallada entre Urrá 110 kV y Chinú 110 kV, se presentan dos condiciones:
 - En estado estacionario: operación del transformador de Urrá 230/110 kV por encima del 80%. Requiere limitación de la generación en Urrá dependiendo del escenario de demanda.
 - Ante la contingencia: de Chinú – Montería 110 kV, se presenta actuación de los ESPS entre 0.8 segundos después de evidenciar la sobrecorriente, deslastrando el 94% de la carga de Río Sinú; sin embargo, este deslastre no es suficiente para llevar el transformador a operar por debajo del 80%.

Condición operativa actual

Sin limitar capacidad



Frente a esta situación, se analizaron diferentes medidas para evitar cargas superiores al 80% del transformador de Urrá 230/110 kV:

- Operación enmallada: traslado de carga de Montería hacia Chinú Planta para reducir demanda en el corredor de Chinú a Urrá 110 kV.
- Operación enmallada: ajustar Esquemas Suplementarios para la nueva capacidad del transformador Urrá 230/110 kV.
- Operación radial: apertura del circuito Montería – Rio Sinú 110 kV.

Anexos Pruebas EDAC



Verificación EDAC

Observaciones a Resultados de Pruebas de Empresas que cumplen

Empresas que cumplen con las pruebas

Empresa	
Sigla	Razón social
CENS (1)	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A.
CODENSA	CODENSA S.A. E.S.P.
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.
ELECTROHUILA (1)	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
EMCALI (2)	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.
EMCARTAGO (1) (3) (4)	Empresas Municipales de Cartago E.S.P.
EPM	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
EPSA-CETSA (5)	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. - Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
ESSA	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

- 1) Para futuras ocasiones se sugiere ajustes a la Tabla 2 (Demanda de Potencia Horaria) solicitada en el Anexo 1 del Acuerdo CNO 741 de 2015 de acuerdo con lo exigido en la reglamentación vigente. Con la información enviada fue posible realizar cálculos que permitieron evidenciar cumplimiento.
- 2) Después de interacciones con el agente, realizaron los ajustes para el cumplimiento de lo exigido en la reglamentación vigente.
- 3) No se registran los resultados de las pruebas para la etapa 2 del EDAC, no obstante, con los protocolos de prueba se revisaron dichos resultados.
- 4) No se envió la Tabla 3 (Esquema de Desconexión Automática de Carga - EDAC) solicitada en el Anexo 1 del Acuerdo CNO 741 de 2015, no obstante, con los protocolos de prueba se revisaron dichos resultados.
- 5) En el reporte inicial de información faltaba información solicitada en Tablas del Acuerdo CNO 741 de 2015. Después de interacciones con el agente se recibe toda la información.