

Presentar el acta de la reunión 565 del Consejo Nacional de Operación.

**Lista de asistencia**

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
EPSA	German Garces	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Carlos Alberto Duque Hernández	NO	SI
URRA	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
UPME	Antonio Jiménez	SI	NO
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
CNO	Adriana Perez	SI	NO
MINENERGIA	Sandra Salamanca	SI	NO
ELECTRICARIBE	Freddy Martínez	NO	SI
TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO

**Agenda de reunión**

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 08:40	Verificación del Quórum.
2	08:40 - 09:15	Informe del IDEAM.
3	09:15 - 10:00	Aprobaciones <ul style="list-style-type: none"> <li>• Actas pendientes.</li> <li>• Acuerdos.</li> </ul>

4	10:00 - 11:00	Informe del Secretario Técnico.
5	11:00 - 11:30	Informe comités.
6	11:30 - 12:30	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	12:30 - 01:15	Informe UPME.
8	01:15 - 01:30	Varios.
<b>Verificación quórum</b>		SI

### Revisión de compromisos

Compromiso	Reunión N°	Fecha	Responsable
<b>Observaciones</b>			

### Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas y acuerdos para recomendación al Consejo de aprobación.	APROBACIÓN	SI	SI

#### Desarrollo

##### 1. ACTAS:

- ACTA 562: Fue publicada para comentarios el 2 de mayo. Se incluyeron observaciones de PROELECTRICA, EPM e ISAGEN. El Acta es aprobada.
- ACTA 564: Fue publicada para comentarios el 29 de julio. A la fecha se tienen observaciones de PROELECTRICA, ISAGEN, XM, TEBSA y EPM. Se da una semana más para comentarios.

##### 2. ACUERDOS:

Se aprueban los siguientes 11 acuerdos:

- se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de las plantas de generación Jaguas y Sogamoso.
- se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades de generación 1 y 2 de la planta Prado, de la unidad de generación 1 de la planta Alto Anchicayá, de la unidad de generación 1 de la planta Salvajina y de la unidad de generación 1 de la planta San Francisco.
- se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de estatismo y banda muerta de la unidad 1 de la planta de generación Termosierra.
- se aprueba la actualización de la información de las series hidrológicas San Marcos y Cucuana del año 2018.
- se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 4 de la planta de generación Termozipa y la respectiva curva de carga.
- se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 4 de la planta de generación Paipa y la respectiva curva de carga.
- se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 1 y 2 de la planta de generación Proelectrica y las respectivas curvas de carga.
- se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de batimetría del embalse Prado.
- se aprueba la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos para el planeamiento operativo del SIN.
- se establecen los plazos de reporte al Centro Nacional de Despacho CND de la información de los parámetros técnicos de activos del SIN para la

#### Conclusiones

- Se aprueba el acta 562
- Se aprueban los once acuerdos recomendados.

2. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar al Consejo las condiciones recientes y la predicción climática.	INFORMATIVO	- SI	NO
----------------------	----	---	-------------	------	----



## Desarrollo

El IDEAM resalta que la situación de interacción océano-atmósfera que se presentó hasta mediados de junio en la cuenca del Océano Pacífico Tropical fue similar a la circulación asociada a un evento El Niño, pero como tal, no era un fenómeno El Niño consolidado.

Las observaciones de los seis primeros meses de 2019 reflejaron sobre el territorio nacional que otras oscilaciones, especialmente las asociadas a la estacionalidad natural de la época y a otro tipo de señales conocidas como ondas intraestacionales, fueron más significativas que el mismo ENOS en sí sobre el comportamiento de la precipitación, particularmente en el centro del país donde se registraron precipitaciones entre normal y por encima de lo normal en amplios sectores de las regiones Andina y Caribe durante los meses de marzo, abril y mayo; dichas oscilaciones influenciaron significativamente el comportamiento climático del país debido a la intermitencia en el acople océano-atmósfera asociado al fenómeno El Niño débil que reportaron los centros internacionales de predicción climática, particularmente de los Estados Unidos.

Frente a la predicción de este evento, es importante indicar que el último reporte del mes de julio realizado por el Instituto Internacional de Investigación para el Clima y Sociedad (IRI, por sus siglas en inglés) menciona que las temperaturas superficiales del mar en el Pacífico este-central disminuyeron a niveles ENOS-neutral a principios de julio, pero aún por encima del promedio. Las anomalías de temperatura de las aguas subsuperficiales fueron cercanas a la media, los patrones en la atmósfera mostraron condiciones oscilantes entre la condición neutral y límites de El Niño, pero finalmente mencionan que los pronósticos de modelos colectivos favorecen la persistencia de la situación ENOS- Neutral hasta el otoño, y, lo más probable es que permanezca neutral incluso hasta el invierno. La Oficina de Meteorología de Australia (BOM, por sus siglas en inglés) aclara que lo anterior no significa que la probabilidad de El Niño haya disminuido a 0%, sino que sus probabilidades han caído por debajo del 50% y ahora ENOS neutral se considera la condición más probable para lo que resta del segundo semestre del año.

Bajo este contexto, el IDEAM indica que para lo que resta de 2019, se prevé que la fase neutral de este fenómeno de variabilidad climática (ENOS) será la condición más probable y no se espera la formación de un fenómeno El Niño. Para el mes de agosto el IDEAM observa déficit de precipitaciones respecto a la media climatológica en la región Caribe y Andina. Para el trimestre agosto-septiembre-octubre se espera neutralidad climatológica en todo el territorio.

## Conclusiones

El IDEAM indica que para lo que resta de 2019, se prevé que la fase neutral de este fenómeno de variabilidad climática (ENOS) será la condición más probable y no se espera la formación de un fenómeno El Niño. Con lo anterior, las alertas hidrometeorológicas dependerán más de las condiciones atmosféricas que se presenten durante el día a día, monitoreadas las 24 horas a lo largo de año por el IDEAM.

3. INFORME DEL SECRETARIO TECNICO

NO

Presentar al Consejo Nacional de Operación el informe correspondiente a la reunión 565.

INFORMATIVO

SI

NO

## Desarrollo

- Se avanza en las actividades del contrato de obra civil de la nueva oficina con la instalación de perfilera y vidrios. El mobiliario llegará este fin de semana (03 de agosto de 2019).
- La quinta jornada técnica de Distribución se celebró los días 30 y 31 de julio con la participación de 100 funcionarios de los 140 inscritos de las empresas, consultores y organismos. Las jornadas técnicas del mes son las siguientes:
  - PLANTAS: 21 de agosto.
  - TRANSMISIÓN: 22 y 23 de agosto.
- Se expidió la Circular 35 "Solicitud de información de la capacidad de corto circuito de las subestaciones del STN y del STR".
- En el considerando 5 del Acuerdo 1197, por el cual se aprobó la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la planta de generación Carlos Lleras, se encuentra la mención a los conceptos favorables que el SURER y el Subcomité de Plantas dieron a este cambio en las reuniones 360 y 291 del 13 y 19 de junio de 2019, respectivamente. Verificada el acta de reunión 360 del 13 de junio de 2019 del SURER, se encontró que este cambio no se presentó en dicha reunión, sino en la 365 del 11 de julio de 2019, en la que el SURER dio concepto favorable. Por lo anterior, y dado que el Acuerdo cuando fue expedido contaba con el concepto favorable del Subcomité de Plantas, el cual fue ratificado por el SURER en el mes de julio, y que el error se presentó en un considerando del acuerdo y no en la parte resolutoria, se solicita al Consejo dejar constancia de esta circunstancia en el acta de la presente reunión. El Consejo aprueba expedir un nuevo acuerdo con la aclaración correspondiente.
- El pasado 19 de julio se llevó a cabo una reunión CREG-CNO-CND/XM-UPME para hablar sobre las modificaciones propuestas a las metodologías actuales de evaluación de la confiabilidad en los Sistemas de Transmisión Nacional y Regional (STN-STR), en el marco de la actualización del Código de Redes. A partir de las presentaciones de XM y CNO se definieron los siguientes productos a desarrollar por parte de las citadas instituciones:



Reunión Código Redes: UPME; CNOe; XM;CREG		
Fecha reunión:		19/07/2019 0:00
fecha	temas	responsable
	Confiabilidad:	
02/08/2019	aportes sobre el tema	XM, CNO UPME
09/08/2019	Flexibilidad (conjunto)	XM, CNO UPME
09/08/2019	Código de generación	CNO, UPME
16/08/2019	Modelo de Carga	XM
02/08/2019	Puntos de cruce	UPME
16/08/2019	Unidades móviles	CNOe
16/08/2019	Análisis Reservas	XM
26/07/2019	DER	XM
09/08/2019	Presentacion estudio Escalon racionamiento	UPME
	Visitas Centros de control	XM, CNO UPME

El primer producto, que deberá ser entregado por el CNO a la CREG el 2 de agosto de 2019, está asociado a los elementos que deben ser integrados en el Código de Redes para la evaluación de la confiabilidad del STN y STR. XM ya envió a la CREG su propuesta de requerimientos mínimos para la incorporación de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER en el SIN. Teniendo en cuenta la importancia del tema, el Consejo solicita al CND socializar el documento en los Comités de Distribución y Operación del CNO.

- Se envió comunicación a la CREG solicitando su concepto sobre la aplicación de la Resolución CREG 119 de 1998 (Estatuto de Racionamiento). Lo anterior, teniendo en cuenta la programación desde el despacho económico de Demanda No Atendida-DNA en las subáreas Guajira-Cesar-Magdalena (GCM) y Bolívar por agotamiento de la red, y las diferencias de entendimiento del CNO y el CND/XM de las causales previstas en el estatuto. Se espera la respuesta de la Comisión. La comunicación puede ser consultada en la página web del Consejo.
- Teniendo en cuenta i) la situación de las subáreas GCM, Bolívar y Córdoba-Sucre, y ii) el riesgo de desatención de demanda que actualmente experimenta el área Caribe cuando está indisponible cualquiera de las líneas a nivel de 500 kV que la interconectan (principalmente el corredor Ocaña-La Loma-Copey), se propone una reunión CNO-CND/XM-ITCO-TRANSELCA-ELECTRICARIBE-TEBSA-CELSIA-PROELECTRICA-ENEL-GECELCA-URRA-TERMONORTE, de análisis de la condición actual y esperada de esta zona del Sistema Interconectado Nacional-SIN. En este punto ELECTRICARIBE informa que en el caso de GCM, donde la obra estructural que elimina la programación desde el despacho de Demanda No Atendida-DNA, que es la Loma-El Paso 110 kV, ya no entrara en servicio en el año 2020, sino en el 2021, acorde a la información del reporte de seguimiento de los proyectos de convocatoria presentado por la UPME.
- En el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE se presentó por parte del CND/XM el segundo Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano plazo-IPOEMP. A partir de la información presentada vale la pena destacar:
- En el SIN existen 165 restricciones, de las cuales 91 son categorizadas como "cortes" de alerta y 74 como "cortes" de emergencia. Las subáreas más críticas son: Córdoba-Sucre, GCM, Bolívar, Atlántico, Santander y Caquetá.
- La Demanda No Atendida-DNA en el área Caribe, programada y no programada, se ha incrementado respecto al año anterior. En la subárea Córdoba-Sucre dicho crecimiento ha sido cercano al 300 % y en GCM del orden del 230 %. Esto se debe a la situación actual de la red y la saturación de los límites de importación bajo diferentes condiciones de despacho.
- Se analizó el impacto del mantenimiento de las unidades 5, 6, 7 y 8 de la central Chivor, el cual se llevará a cabo entre el 21 de diciembre de 2019 y el 19 de mayo de 2020. Si bien desde el punto de vista de la seguridad del área Oriental dicho mantenimiento implica la pérdida de 4 unidades equivalentes, la probabilidad de contar con 12 unidades, necesarias para atender la demanda máxima de potencia durante este horizonte, es del 100 %. Al margen de lo anterior, esta indisponibilidad de unidades limita el margen operativo para la realización de mantenimientos a nivel de generación y transmisión. Por otro lado, si en el horizonte del mantenimiento de Chivor se aplica la guía de cálculo del caudal ambiental al río Bogotá (PAGUA) y su condición ecológica deseada es de restauración, se perderían 7.6 unidades equivalentes para el control de tensión, incrementándose el riesgo de desatención de demanda en el área Oriental. Por este motivo es necesario realizar seguimiento a los proyectos Virginia Nueva Esperanza 500 kV y Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV, los cuales mitigan esta situación.
- Con relación al nivel de corto circuito de las subestaciones del STN y STR, las áreas y subáreas más críticas son las siguientes:
  - Oriental-Bogotá.
  - Antioquia.
  - Atlántico.
  - Bolívar.

Es importante mencionar que, en Atlántico, el cambio de la conexión de las unidades de generación de Termobarranquilla, hoy directamente a 220 kV, si bien redujo el nivel de corto circuito en la zona, incrementó el flujo de potencia por los transformadores 220/110 kV de las subestaciones TEBSA y Flores, a pesar del nuevo punto de conexión en Caracolí.

Finalmente, la CREG solicitó al CND un documento técnico en el que se justifique el cálculo del valor de 15 COL\$/Kwh, como la base de las restricciones que actualmente no se pueden mitigar. Al respecto el CND/XM indicó que dicho valor depende de las condiciones del mercado, los precios de oferta, disponibilidad de recursos y mantenimientos que se tengan programados, así mismo aclaró que no ha recibido solicitud de la CREG al respecto.



- En el Comité de Operación el CND/XM presentó un adelanto de las modificaciones al cálculo de los desbalances energéticos, teniendo en cuenta alguna de las recomendaciones del estudio de la Universidad Nacional (restricciones físicas de generación, inclusión de descargas no turbinadas, y detección y tratamiento de outliers). Si bien los resultados muestran un desbalance promedio mensual de 12.2 GWh/día, considerando información histórica del periodo 2004-2019, el Consejo recomienda a XM presentar y discutir los resultados en los subcomités correspondientes, es decir, Recursos Energéticos Renovables, Plantas y Planeamiento Operativo.

- En los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables y Plantas, la Universidad de los Andes presentó el documento de respuesta a las observaciones de EPM y XM al protocolo propuesto para el cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN de las plantas solares fotovoltaicas y se socializó la versión final de dicho protocolo. Se dio plazo hasta el viernes 02 de agosto para enviar los comentarios finales.

- La Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG expidió la Resolución 060 de 2019, "Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN, y se dictan otras disposiciones". Las tareas asignadas por parte de la CREG al CNO son las siguientes:

- Mediante Acuerdo, definir la metodología para la validación de los modelos de simulación RMS de que trata el artículo 10, "(...) Información para plantas solares fotovoltaicas y eólicas (...)". Dentro de este Acuerdo, el Consejo también deberá establecer las características y parámetros de la curva que relaciona la velocidad de toma de carga con la potencia de salida. El plazo para realizar esta tarea es de 60 días hábiles, una vez sean definidos los requisitos de los modelos de planta del artículo 5 de la Resolución 060 de 2019: 30 de septiembre de 2019 (responsable: Subcomité de Controles).

- Mediante Acuerdo, definir los términos y plazos para la realización de las siguientes pruebas, que deben llevar a cabo las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR:

- Pruebas de la curva de capacidad (curva PQ).
- Pruebas de las características de control de potencia activa/frecuencia (artículo 4 Resolución CREG 023 de 2001).
- Pruebas de rampa operativa de entrada y salida.
- Pruebas de las características del control de potencia reactiva/tensión.
- Pruebas de desempeño de respuesta rápida de frecuencia (plantas eólicas).
- Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones (certificados de laboratorio o fábrica de pruebas a las funcionalidades LVHT y HVRT).
- Pruebas a los requerimientos de priorización de la inyección rápida de corriente reactiva (certificados de laboratorio o fábrica de pruebas).

El plazo para realizar esta tarea es de 60 días hábiles, contados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 060 de 2019: 30 de septiembre de 2019 (responsable: Subcomité de Controles).

- Mediante Acuerdo, definir el protocolo de verificación de calidad, confiabilidad de la medición y reporte (sistema, almacenamiento y resolución) al CND de las variables meteorológicas del numeral 3.3.6 del Anexo CC.6 del Código de Conexión (plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR), es decir:

- Velocidad del viento.
- Dirección del viento.
- Temperatura ambiente.
- Humedad relativa.
- Presión atmosférica.
- Irradiación en el plano del panel fotovoltaico.
- Temperatura posterior del panel fotovoltaico.
- Irradiación global horizontal.

El plazo para realizar esta tarea es de 60 días hábiles, contados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 060 de 2019: 30 de septiembre de 2019 (responsable: Subcomité de Recursos Energéticos Renovables con el apoyo de la Universidad de los Andes).

En este punto el CNO menciona que se solicitó a la Universidad de los Andes presentar una oferta para la celebración de un Acuerdo específico, que tenga como objeto el desarrollo del protocolo antes mencionado. El valor ofertado es de 55 millones de pesos. Se solicita al Consejo aprobar la celebración del Acuerdo específico 3 y el cobro de una cuota extraordinaria de \$ 4.230.770 por integrante. La cuota es aprobada por todos los miembros del CNO.

- Mediante Acuerdo y según estándares internacionales, definir la metodología para el cálculo de la calidad, confiabilidad y disponibilidad de las mediciones eléctricas (análogas y digitales), del numeral 3.3.7 del Anexo CC.6 del Código de Conexión (plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR). Las variables son:

- Valor de potencia activa y reactiva de las plantas generadoras.
- Tensión línea - línea y corriente de fase.
- Estado de la función de control de frecuencia.
- Valor consigna de control de tensión.
- Valor consigna factor de potencia.
- Valor consigna potencia reactiva.



- Modo del control de tensión.
- Modo del control de frecuencia.

El plazo para realizar esta tarea es de 60 días hábiles, contados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 060 de 2019: 30 de septiembre de 2019 (responsable: Comité de Supervisión y Ciberseguridad).

- Mediante Acuerdo, definir la información, procedimiento de entrada en operación comercial y los parámetros que los generadores eólicos y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR, deben cumplir para la entrada en operación comercial de sus plantas (actualización Acuerdo 646). El plazo para realizar esta tarea es de 30 días hábiles, contados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 060 de 2019: 16 de agosto de 2019 (responsable: Grupo de trabajo Acuerdo 646 y Subcomité de Plantas).
- En el Subcomité de Controles se viene construyendo el protocolo para la realización de las pruebas de potencia reactiva de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, teniendo en cuenta la Resolución CREG 060 de 2019. Si bien en dicha norma se establece un periodo transitorio de seis (6) meses para la adecuación de las plantas que ya están en operación comercial, ENEL EMGESA manifiesta que no hay claridad sobre la situación de la planta solar el Paso frente a la citada Resolución. El Consejo recomendó al agente elevar consulta a la CREG.
- En el Comité de Transmisión TRANSELCA expresó su preocupación por una comunicación del CND, en el que este lo invita a participar en una capacitación sobre la delegación de funciones para ejercer total o parcialmente las actividades asociadas a la coordinación de la operación del SIN. En este sentido, y teniendo en cuenta las limitaciones manifestadas por algunos transportadores para llevar a cabalidad dichas funciones, se solicitó a XM explicar qué se espera de estos cursos, más allá de lo establecido en la Resolución CREG 080 de 1999.
- Se envió comunicación de solicitud de concepto a la CREG sobre el alcance de los Acuerdos del CNO, específicamente los relacionados con los requerimientos de protecciones. Como es de conocimiento, el Consejo definió a través del Acuerdo 1071 dichos requerimientos de protección para sistemas de generación con capacidad menor a 5 MW, dando cumplimiento a las tareas asignadas por la CREG en la Resolución 030 de 2018. Si bien todos los requisitos allí definidos tienen cobertura hasta el punto de conexión (Resolución CREG 038 de 2014), algunos desarrolladores de proyectos han solicitado al Consejo revisar si los mismos se podrían exigir a nivel de inversores para plantas solares fotovoltaicas. Esto si bien técnicamente es viable, implicaría establecer especificaciones técnicas al interior de los complejos de generación.
- La CREG envió comunicación al Consejo solicitando su concepto sobre un documento CREG de requerimientos de protección y control, de cara a la actualización del Código de Redes. Se convocará al Subcomité de Protecciones para analizar el documento y enviar sus observaciones antes del 20 de agosto del 2019.

#### Conclusiones

Teniendo en cuenta la presentación del CND sobre la condición actual del SIN en materia de restricciones y lo expuesto por el CNO sobre la crítica situación de las subáreas GCM, Córdoba-Sucre y Bolívar, a igual que la misma área Caribe, se acuerda por el CNO:

- Preparar comunicación sectorial alertando sobre el estado del sistema.
- Agendar para el 15 de agosto del año 2019 la reunión de operación sobre el área Caribe.
- Teniendo en cuenta que el costo de las restricciones no refleja económicamente el valor de la demanda no atendida que se está programando desde el despacho económico por parte del CND, ello debido al agotamiento de la red del STR, se acuerda estimar la cantidad y costo de la demanda desatendida que ya se ha materializado y se espera programar hasta la entrada de los proyectos estructurales. Vale la pena mencionar que en la subárea Bolívar ELECTRICARIBE y la UPME no han definido la obra de expansión que resuelva de manera definitiva el agotamiento de la red a 66 kV. Al respecto la Unidad indica que en diciembre definirá la obra correspondiente junto con el Operador de Red.
- En el Comité de Distribución se aclarará el porqué de la diferencia entre la DNA reportada como consecuencia de eventos, y la utilizada en los procesos de pronósticos de demanda. Lo anterior es fundamental para determinar el costo económico de la DNA no atendida por agotamiento de la red.

4. INFORME DE COMITES	SI	Presentar las actividades de los comités	INFORMATIVO	SI	NO
<b>Desarrollo</b>					
Se propone al Consejo eliminar este punto de las agendas del Consejo teniendo en cuenta que las actividades mas importantes de los comités se están reportando en el informe del Secretario Técnico y seguir entregando los informes escritos. El Consejo aprueba esta recomendación.					
<b>Conclusiones</b>					
5. INFORME DE XM- SITUACION ENERGETICA Y ELECTRICA.	NO	Presentar el Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda y dirigido al Consejo Nacional de Operación como	INFORMATIVO	SI	NO

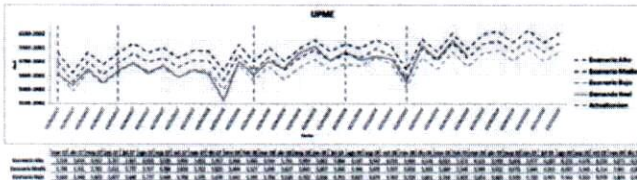
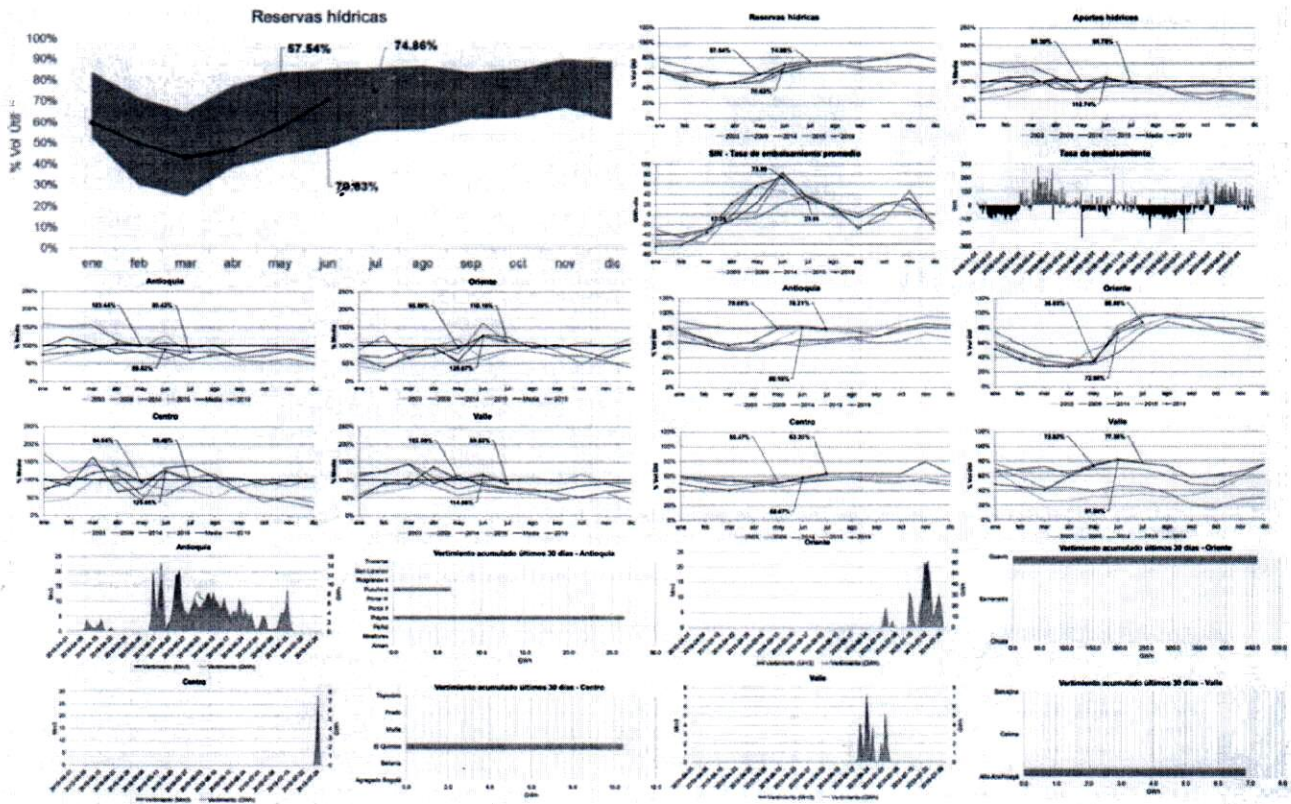


encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

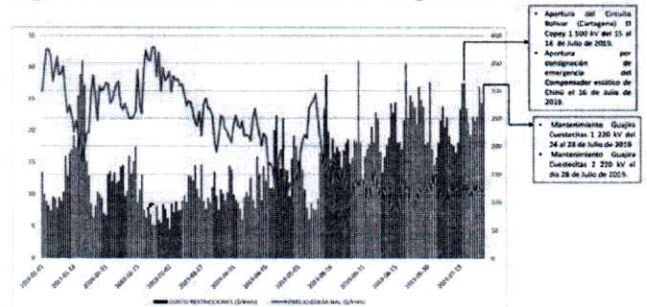
## Desarrollo

El CND presenta su informe sobre la operación actual y esperada del cual se destaca:

- Respecto a las variables energéticas, en las siguientes gráficas se presenta la evolución de las mismas durante los últimos meses:

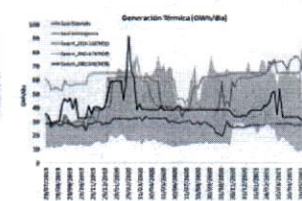
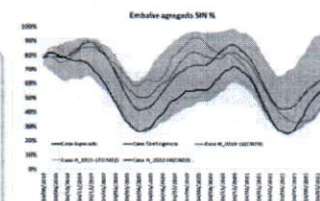
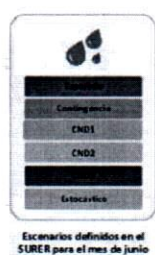
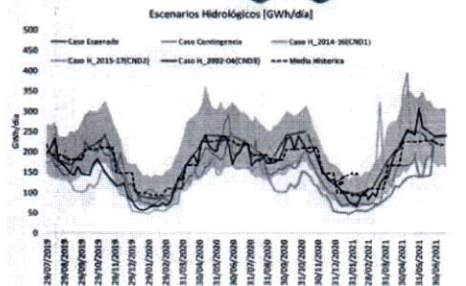
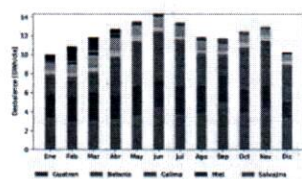
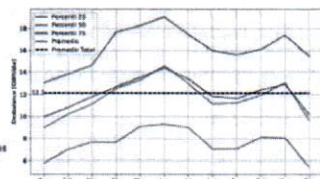


### Seguimiento costo restricciones Vs precio de bolsa



En las siguientes gráficas se presenta el panorama energético para los próximos dos años, junto con los supuestos y conclusiones:





En relación al punto de desbalances, se acuerda que cuando se programe este tema en el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER, los miembros del CNO que lo consideren asistirán a dicha reunión o reuniones del SURER.

- El CND expone los recientes eventos que se han presentado en la operación, específicamente en el área Caribe. Las siguientes gráficas ilustran al respecto:

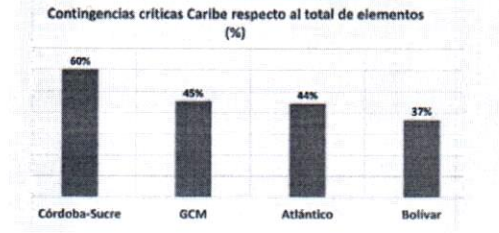
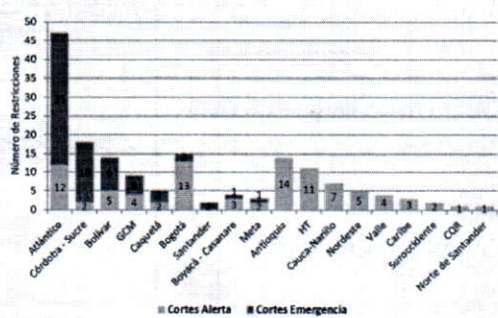
### Condición Actual STN Caribe

**Restricción**

- Límite de importación de 1500 MW en Caribe
- Límite de 1100 MW en Caribe 2 (Atlántico, GCM y Bolívar)
- Límite de 540 MW en GCM
- Necesidad de soporte de potencia reactiva para evitar bajas tensiones en Caribe en estado normal de operación y ante la contingencia N-1 de Ocaña-La Loma-Copey 500 kV
- Sobrecargas en estado estacionario
- Mínimo número de unidades de generación en el área

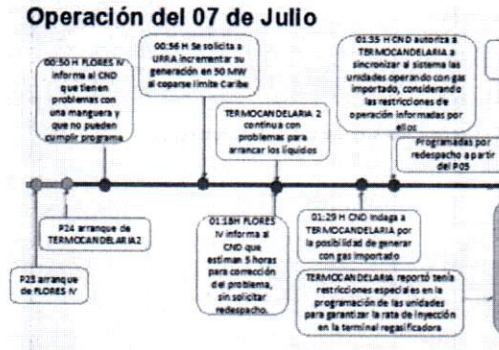
**Impacto**

- Possibilidad de sobrecostos operativos
- Riesgo de bajas tensiones en El Banco 110 kV tanto en estado normal de operación como ante la contingencia N-1 de uno de los enlaces en el corredor Ocaña-La Loma-Copey 500 kV, debido a la demanda que se pueda presentar es posible sea necesario programar demanda no atendida en caso de presentarse bajas tensiones.



PROMIGAS indicó que para el día del mantenimiento 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, es decir: Teba, Barranquillas 3-4, Flores 1, Flores IV y que adicionalmente, las unidades de generación Termocandelarias 1 - 2 tampoco estarán disponibles debido a la restricción técnica de la planta de Regasificación, ocasionada por dicho mantenimiento.

- En las ofertas enviadas al CND por parte de los agentes generadores del área Caribe para el Despacho Económico del día 7 de Julio, se presentaron las siguientes situaciones:
- Termocandelaria no presentó oferta en el aplicativo CNOset dentro de los horarios establecidos en la normatividad vigente y al mismo no utilizó el medio alterno (fax). Se recuperó su última oferta válida pero el agente reportó que no estaba disponible.
  - Indisponibilidad de la unidad 1 de Guajira por rotura de celdera según lo reportado por el agente.
  - Por condiciones ambientales la disponibilidad de generación de la planta Ura fue de 226 MW en los periodos 1 y 6 y 18 y 24 y 150 MW del periodo 7 al 18.
  - Flores 4B fue declarada disponible con 240 MW con gas para los 24 periodos del día.
  - TEBA fue declarada disponible con 791 MW en los periodos 1 y 2 y 19 al 24 con gas.



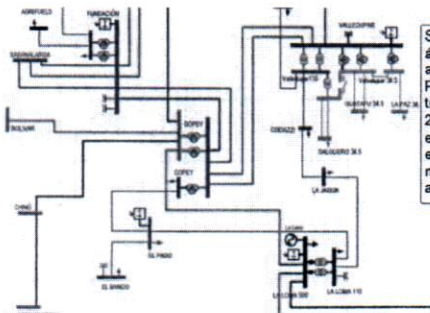
### Operación área Caribe 13 y 15 de Julio

Sistema Forneadas Copey - La Loma - Ocaña 500 kV

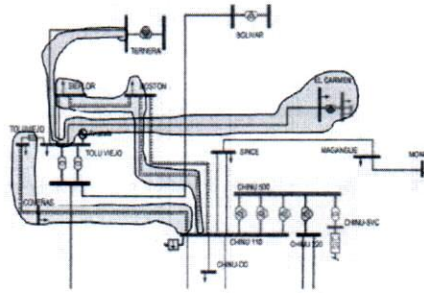
- El 13 de julio a las 17:34 horas se presentó dispar del circuito La Loma - Ocaña 500 kV dejando el área Caribe conectada por dos enlaces.
- 17:47 horas se terminaron maniobras de normalización.
- Se presenta DNA de 3.8 MWh en el área Caribe para controlar el límite Caribe.
- El 15 de julio a las 12:54 horas se presentó dispar del circuito La Loma - Ocaña 500 kV dejando el área Caribe conectada por dos enlaces.
- 13:21 horas se terminaron maniobras de normalización.
- Se presenta DNA de 23.2 MWh en el área Caribe para controlar el límite Caribe.

El Comité de transmisión y subcomité de protecciones están revisando el incremento del número de fallos del enlace El Copey - Ocaña 500 kV posterior a la entrada en operación de La Loma 500 kV.





Se viene programando DNA en el área GCM por cargabilidad de los activos Copey - el Banco, El Paso - El Banco 110 kV y transformadores de Copey 220/110 kV y bajas tensiones en el Banco 110 kV, en estado estacionario, condiciones que son monitoreadas en tiempo real antes de su desconexión.



En operación normal, no se soporta la contingencia Chinú - Boston 115 kV / Chinú - Covenas 115 kV. No es suficiente la actuación de los ESP para mitigar las sobrecargas.

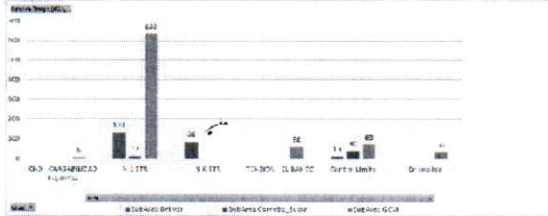
La cargabilidad en estado estacionario del circuito Chinú - Boston 115 kV ya está alrededor del 100%

Se abre el anillo de la subestación Tokujejo 110 kV para mitigar la sobrecarga de los circuitos arte N-1.

Esto genera que las cargas del área queden radiales con riesgo de apagón ante N-1 y bajas tensiones en estado estacionario.

Se hace necesario programar DNA por bajas tensiones, las cuales son monitoreadas en la operación en tiempo real.

### Eventos julio área Caribe



De los eventos del mes se destacan:

- En lo corrido del mes de Julio se ha presentado un total de 1083 MWh de DNA no programada en el área Caribe.
- Se presentaron 9 contingencias sencillas en el STR en activos radiales.
- Se presentaron dos eventos de contingencia sencilla en la red del STN 500 kV (líneas de la conexión intercosta) y una contingencia doble en la red de 500 kV.

### Conclusiones

Teniendo en cuenta la crítica situación expuesta por el CND, particularmente el evento del 07 de julio, se acuerda:

-Explorar en el subcomité de plantas la construcción de una propuesta de flexibilización del despacho para garantizar la atención de demanda, teniendo en cuenta la regulación actual y las inflexibilidades del parque térmico del área Caribe.

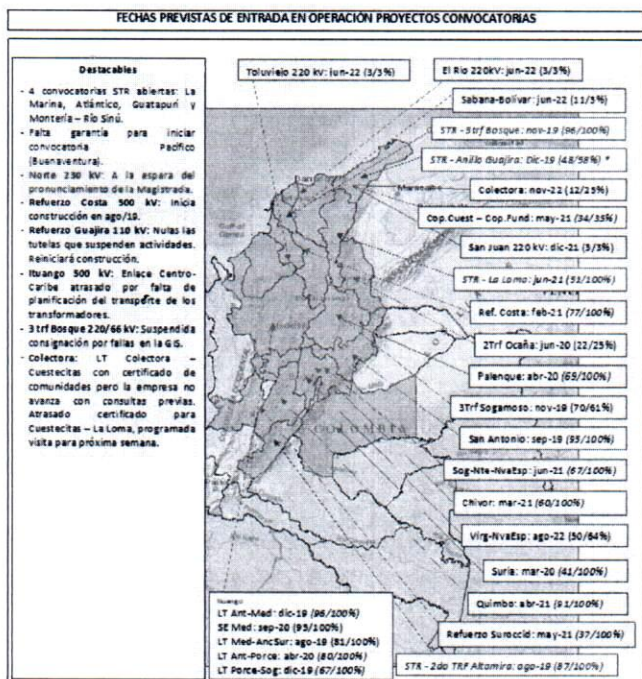
-Analizar en el Subcomité de Análisis de Planeamiento Eléctrico-SAPE, junto con la UPME, la conexión de las plantas con reciente asignación de Energía en Firme-OEF.

- Las acciones operativas llevadas a cabo durante el mantenimiento de Promigas, fueron previstas en la pasado CNO564, donde ésta lograba disminuir los riesgos de desatención de la demanda, sin embargo, no existen las herramientas para realizar este tipo de despacho y de manera previa dentro del proceso de planeación de las actividades de este tipo de mantenimiento. A partir de esto las conclusiones indicadas, donde se busca capitalizar las experiencias para una próxima ocasión.

6. INFORME UPME	NO	Presentar el estado de las convocatorias en el STN y el STR.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

### Desarrollo

En la siguiente gráfica se presenta el estado de las convocatorias del STN y STR:



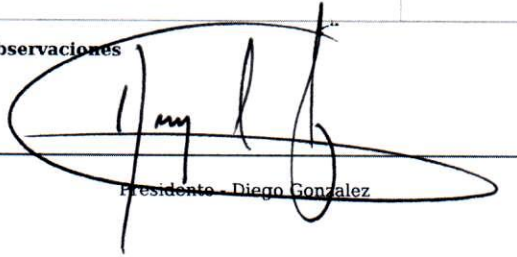


<b>Conclusiones</b>			
7. VARIOS	NO		INFORMATIVO
<b>Desarrollo</b>			
- La siguiente reunión ordinaria del Consejo se llevará a cabo el 5 de septiembre.			
<b>Conclusiones</b>			

**Compromisos**

Compromiso	Reunión N°	Fecha	Responsable

**Observaciones**



Presidente - Diego Gonzalez



Secretario Técnico - Alberto Olarte