

**Acta de reunión**

Acta N° 585

5 Marzo, 2020 OFICINAS CELSIA MEDELLIN

Presentar el acta de la reunión 585 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Carlos Cano	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
AES COLOMBIA	German Becerra	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Carlos Alberto Duque Hernández	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
AES COLOMBIA	Alejandra Machuca	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
IDEAM	Eliecer Díaz	SI	NO
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
MINENERGIA	Sandra Salamanca	SI	NO
SSPD	Diego Ossa	SI	NO

UPME	Antonio Jimenez	SI	NO
EPSA	German Garces	NO	SI
EPSA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
TERMOVALLE	Mauricio Salazar	NO	SI
XM	Jaime Zapata	NO	SI
SSPD	Camilo Tautiva	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	8:30 a 9:15	Informe IDEAM
2	9:15 a 10	Aprobaciones - Actas pendientes - Acuerdos
3	10 a 10:30	Informe Secretario Técnico
4	10:30 a 11:15	Presentación XM situación eléctrica y energética
5	11:15 a 11:45	Informe UPME
6	11:45 a 12:30	Varios
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME XM SITUACION ENERGETICA Y ELECTRICA	NO	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 encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado	INFORMATIVO	SI	NO

Condición Inicial Embalse
Marzo 1, 43.27%

Demanda
Feb-20 a Abr-20 y Dic-20 a Abr-21: Escenario Alto UPME para veranos (Acta. Oct/19) y Medio para demás periodos

Intercambios Internacionales
No se considerarán.

Mitos Generación
Aprobados, solicitados y en ejecución - feb/20 - ene/21 Trabajos Intake Chivir Verano 2020

Expansión Generación
Proyectos con OEF y subasta CLPE

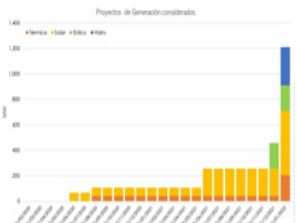
Parámetros del SIN
FARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento
Último Umbral UPME para Feb/20.

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

Información combustibles
Precios: UPME Ene/19 Disponibilidad reportada por agentes (Se considera por fuera TermoCentro a partir de dic-2020)

Aportes hídricos
3 Series determinísticas / 1 Estocástico - 100 series



Expansión de generación considerada en el horizonte

NOMBRE PLANTA	Tipo	CEN (MW)	FPO
EL PASO	Solar	48	30/05/2020
ALMIRANTE CEN TERMOYOPAL	Térmico	40	31/07/2020
WINDPISH	Eólico	200	30/11/2021
LAS CASAS SOLAR LA JOYA	Solar	180	30/05/2021
TERMOCARIBE	Térmico	42	30/11/2021
TERMOAGUAY	Térmico	21	30/11/2021
TERMOBIBALES	Térmico	31	30/11/2021
RIANGUO	Hidro	300	30/12/2021 Unidad 1
		400	28/02/2022 Unidad 2
		80	30/08/2022 Unidad 3
		100	29/11/2022 Unidad 4
*SAN FELIPE	Solar	90	01/01/2022
*CARTAGO	Solar	99	01/01/2022
*CAMPANO	Solar	100	01/01/2022

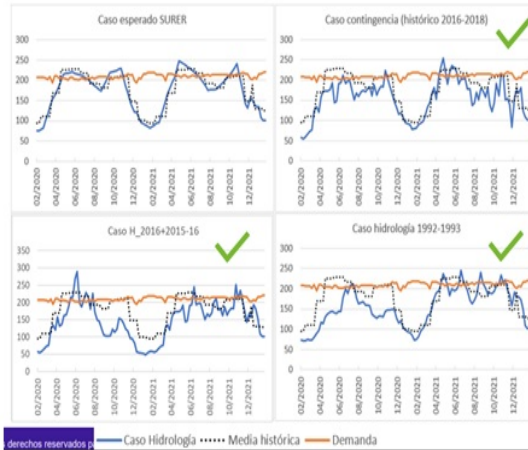
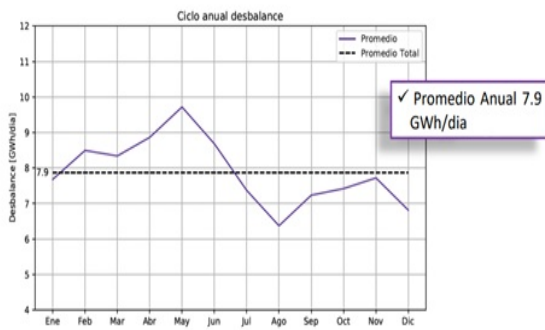
Subasta CxC
Subasta CLPE

*Se considera FPO según las responsabilidades adquiridas en la subasta CLPE

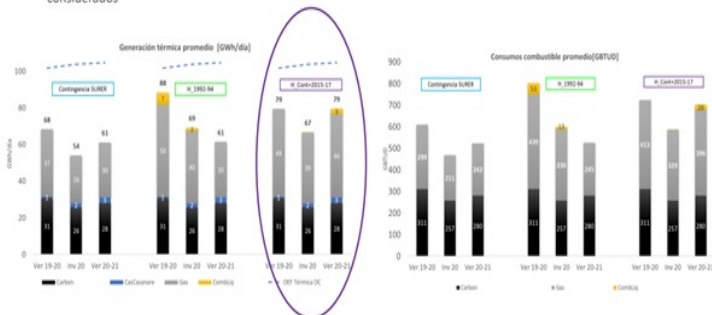
Proyectos que ya entraron en operación bajo el esquema de incentivos del CxC

Nombre Planta	Tipo	CEN (MW)	Fecha en que entró en operación
Escuela de Minas	Hidroeléctrica	55	30/05/2019
Acuerdo de CEN Termosolar	Térmica	240	02/05/2020

Desbalances



Promedios de generación térmica y consumos de combustibles requeridos dependiendo los escenarios hidrológicos considerados



Los requerimientos de combustibles líquidos, son debidos principalmente a los indices de indisponibilidad de las plantas y la información de entrada de disponibilidad de combustibles reportada por los generadores térmicos.

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

Los requerimientos de generación térmica promedio, para el caso con aportes hídricos más bajos durante todo el horizonte simulado, son superiores a los 75 GWh/día en los veranos, condición que requiere se mantenga la adecuada gestión, operación y mantenimientos de las plantas térmicas, así como de la infraestructura de suministro y transporte del combustible para continuar disponiendo de estos recursos para la atención confiable y segura de la demanda.

Se debe continuar gestionando la máxima disponibilidad de los activos de generación y transmisión, minimizando y optimizando mantenimientos.

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

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

- Las principales situaciones operativas son presentadas por el CND: i) Se indica el cambio de la macro de TEBSA (configuraciones de la planta), teniendo en cuenta los siguientes argumentos técnicos del generador:
 - Las rampas de entrada y salida de la macro no eran factibles, debido a que la salida de 32 MW representaba prácticamente un disparo de la planta, además, la entrada de 15 MW no permitía alcanzar las condiciones termodinámicas adecuadas para cerrar el ciclo.
 - Con el anterior Acuerdo CNO 555 se cubría el requerimiento real de la planta, y con la aprobación del Acuerdo CNO 1257 ya no es posible.

Se acordó llevar al Subcomité de Plantas, los cambios en la Macro de TEBSA presentados y que por Acuerdo está establecido que dichos cambios son revisados y validados por XM. También se indicó que se espera realizar

cambio de capacidad efectiva a 805 MW, para lo cual se seguirán los procedimientos establecidos.

El CND presenta el indicador formulado por el Comité de Operación para hacer seguimiento a las desviaciones de la generación menor respecto a la disponibilidad declarada. El mismo se define como el cociente entre el número de periodos en el mes en las que las desviaciones son superiores al 15 % de la disponibilidad declarada, y el número total de periodos en el mes.

Si bien el Consejo es consciente de la importancia de llevar a cabo un seguimiento al comportamiento de la generación menor, acuerda, antes de adoptarlo como indicador de operación, revisar su desempeño por un tiempo. En ese sentido, el CND seguirá presentando de manera informativa la evolución de dicho índice.

El CND socializa el evento presentado el día 20 de febrero de 2020 en la subestación Guachal 115 kV. Se indica por parte del operador del Sistema que durante la corrección de un punto caliente en un seccionador de dicha subestación se presentó la apertura bajo carga de otro, provocando arco eléctrico. Lo anterior, más el bloqueo de la protección diferencial de barras, desencadenó la desconexión de varios circuitos a nivel de 115 kV y la pérdida de 46 MW de demanda, adicionalmente la salida de los circuitos asociados a la subestación Salvajina 230 kV dejando por fuera 95 MW de generación en Salvajina.

Se acuerda por parte del Consejo estudiar con detalle el evento en el Subcomité de Protecciones.

Durante la presentación de los indicadores de la operación se alerta sobre el incremento de la Demanda No Atendida-DNA en varias subáreas operativas, destacándose Huila-Tolima, Bogotá y Meta. Asimismo, se realiza un reconocimiento a Electricaribe, ya que, si bien se sigue presentando DNA en GCM, Bolívar y Atlántico, la magnitud de la misma se ha reducido.

Por otro lado, se acuerda en el Consejo formular un indicador de seguimiento a la magnitud de DNA que se materializa por actuación de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, ya que, según el más reciente Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo, se han actualizado e instalado ESPS para mitigar el impacto de varias restricciones eléctricas (agotamiento de red). Dicho indicador deberá ser formulado por el Comité de Distribución.

Conclusiones

- Formular un indicador de seguimiento a la magnitud de DNA que se materializa por actuación de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS.

-Estudiar con detalle el evento en Subestacion Guachal en el Subcomité de Protecciones.

2. ACTAS Y ACUERDOS	Y	NO	Presentar al Consejo Nacional de Operación las actas y acuerdos para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO
---------------------	---	----	---	------------	----	----

Desarrollo

1. Actas.

- El Acta 583 fue publicada para comentarios el 22 de enero de 2020. Se recibieron observaciones de ISAGEN, TEBSA, CELSIA, EMGESA, INTERCOLOMBIA, XM y TERMOVALLE, las cuales fueron incorporadas. Se aprueba el Acta.
- El Acta 584 fue publicada para comentarios el 13 de febrero de 2020. Se recibieron observaciones de ISAGEN y XM, las cuales fueron incorporadas. Se aprueba el Acta.

2. Acuerdos. Se aprueban los siguientes:

- la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta, del consumo térmico específico (heat rate) y las rampas de la configuración 14 de la planta Termosierra en operación con gas natural-ACPM.
- la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta, del consumo térmico específico y las rampas de la planta de generación Termovalle operando con gas natural.
- se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta y los tiempos de respuesta de la planta de generación solar El Paso.
- la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse La Esmeralda.
- se establecen las definiciones de los parámetros técnicos de las unidades y/o plantas térmicas y los formatos para el reporte de esta información.
- se establece la aplicabilidad, la periodicidad y los protocolos para la realización de las pruebas de estatismo y banda muerta de las plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente.
- se aprueba el procedimiento para la realización de las mediciones de batimetría en los embalses de las plantas despachadas centralmente.
- se establecen los requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN.

Como se mencionó anteriormente, el Acuerdo correspondiente al indicador de seguimiento de la generación menor tendrá una etapa de evaluación, previo a su adopción.

Conclusiones

El acuerdo correspondiente al indicador de seguimiento de la generación menor tendrá una etapa de evaluación, previo a su adopción.

3. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar la condición climatológica actual y esperada para el país.	INFORMATIVO	SI	NO
----------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

La presentación sobre la condición climatológica actual y esperada para los próximos meses se encuentra adjunta a esta Acta. Las principales conclusiones son las siguientes:

- Para el mes de marzo de 2020 se visualizan precipitaciones por debajo de la media climatológica entre el 20 y 40 % en la región Caribe, sur de Boyacá, norte del Meta, y los departamentos de Arauca y Casanare.
- Para el mes de abril de 2020 se visualizan precipitaciones por debajo de la media climatológica entre el 10 y 20 % en la región Caribe.
- En el mes de mayo el IDEAM ve condiciones normales en casi la totalidad del país.
- Se menciona que la probabilidad de materialización de “El Fenómeno del Niño” se viene reduciendo y se mantienen las condiciones de neutralidad.

Conclusiones

4, INFORME CNO 585	NO	Presentar el informe del desarrollo de las actividades y temas del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

- El Consejo informó a ASOCODIS la situación motivada por la decisión de DISPAC de no conformar el CNO como representante de los Operadores de Red-OR. Por lo anterior, se convocará a una nueva elección para seleccionar el miembro por elección que represente a los distribuidores que no realicen prioritariamente la actividad de generación. Es importante mencionar que bajo la normatividad actual, se está incumpliendo lo que establece la ley eléctrica en relación a la conformación del Consejo (por causas externas). Frente a la decisión de DISPAC de no conformar el CNO como representante de los Operadores de Red-OR, además de la recomendación indicada, se recomendó adicionar un párrafo jurídico que aclare las responsabilidades frente a este incumplimiento forzado de conformación del C.N.O.
- El CND presentó en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y en el Comité de Operación-CO, los resultados de los análisis eléctricos para el área Oriental considerando la inspección entre las cotas 1673.2 y 1023 de la infraestructura de conducción de las plantas PARAISO y GUACA-PAGUA (tanque de aquietamiento y túnel de conducción hacia Guaca). Si bien los trabajos estaban planteados para ejecutarse entre el 05 y 09 de marzo de 2019, se decidió por parte de ENEL-EMGESA reprogramarlos para el periodo comprendido entre el 20 y 24 de marzo del año en curso (fin de semana con lunes festivo). Lo anterior, teniendo en cuenta los requerimientos de unidades equivalentes del área Oriental y la disminución de las mismas si su demanda de potencia activa y reactiva es menor (el requerimiento de unidades oscilaría entre 11 y 13 unidades).

Vale la pena mencionar que, si bien la demanda del área Oriental entre el 20 y 24 de marzo es menor, al igual que su requerimiento de unidades equivalentes, se tendrán disponibles durante la inspección 14.6 unidades de un total de 22.2. Es decir, la probabilidad de no contar con la generación de seguridad para el control de tensión y soporte de potencia reactiva se incrementa. Por lo anterior, el SAPE recomendó las siguientes medidas adicionales:

- Afinar los pronósticos de demanda de CODENSA y EMSA para la fecha del mantenimiento de PAGUA. Adicionalmente, gestionar con los grandes usuarios del área Oriental (ECOPETROL entre ellos), una reducción significativa de su "alimentación" por parte del Sistema Interconectado Nacional-SIN (incremento de la autogeneración).
- Gestionar la antigua cadena del Río Bogotá, de tal forma que ante la indisponibilidad de PAGUA se pueda, dependiendo del recurso, generar con las plantas de CASALACO. Adicionalmente, incrementar la Capacidad Efectiva Neta-CEN de alguna de estas plantas.
- Teniendo en cuenta los requerimientos de potencia reactiva del área Oriental y su demanda, estudiar la posibilidad de tener un punto de flotación mayor en los dispositivos FACTS (SVC Tunal y STATCOM Primavera). Lo anterior para garantizar una inyección permanente de potencia reactiva, sin que se comprometa la reserva dinámica del área.
- Habilitación del plan de desconexión de demanda establecido para el mantenimiento de Guavio, si se presenta la falla de la línea Primavera-Bacatá 500 kV. Asimismo, no permitir mantenimientos adicionales a nivel de STN y STR.

Finalmente se debe considerar que, en función de los resultados de la inspección en PAGUA, se podría tener indisponible por mayor tiempo a estas dos plantas, lo cual sumado a los trabajos "intake" de Chivor, podría repercutir eléctrica y energéticamente sobre la seguridad y confiabilidad del área Oriental. Por lo anterior se conformará un grupo de coordinación, el cual estará constituido por el CND, ENEL-EMGESA, ENEL-CODENSA, EMSA, ISA-INTERCOLOMBIA, EPM, GEB, ECOPETROL y el CNO.

- Entre el 03 y 23 de abril del año en curso se llevará a cabo un mantenimiento en el campo Cusiana, el cual disminuye su capacidad de producción de 236.25 a 33.75 MPCD. Teniendo en cuenta que esta intervención podría ocasionar limitaciones de suministro de gas para las plantas térmicas del interior y las mismas unidades de ECOPETROL, y considerando también los resultados de la inspección de las plantas Paraíso y Guaca por parte de ENEL-EMGESA y la misma situación energética del SIN, se sugiere monitorear este mantenimiento en el grupo de coordinación referenciado anteriormente.
- Si bien los nuevos análisis eléctricos por parte del CND establecieron que la energía atrapada en TERMOEMCALI y TERMOVALLE sería mayor cuando se despachen dichas unidades al máximo (techo de 100 MW y no 40 MW), considerando escenarios de bajos aportes hídricos, el CND y CELSIA recomiendan una medida operativa (redistribución de la alimentación de las subestaciones San Luis y Chipichape 115 kV), que garantiza que para este año se pueda evacuar toda la generación sin limitar su producción. Es decir, no habría atrapamientos en el año 2020.

No obstante, aún no es clara la efectividad de esta medida en el tiempo, dado que si se incrementa la demanda (aumento de la diferencia entre las zonas de Cali y Guachal), se activarían nuevamente los atrapamientos. Por ello, adicional a la definición de la nueva consigna operativa, se debe validar la “vida útil” de esta medida. Finalmente, es importante mencionar que la redistribución de cargas en las subestaciones San Luis y Chipichape 115 kV no genera impactos negativos, contemplando la disponibilidad de toda la red. Es decir, en red degradada se podrían generar otras restricciones.

- Teniendo en cuenta la entrada en operación de la subestación Pimampiro 230 kV en Ecuador para junio de 2020, la cual reconfigura los cuatro (4) enlaces Jamondino-Pomasqui 230 kV, el Consejo sugiere la conformación del grupo de trabajo CND-CNO-MINENERGÍA-UPME-GEB-ISA-INTERCOLOMBIA, para estudiar técnica y regulatoriamente la modificación de la topología de la interconexión Colombia-Ecuador. En el subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE del Consejo se estableció que dicha subestación no solo modifica el Esquema de Separación de Áreas-ESA. También se debe analizar qué pasaría en el SIN si se presenta la salida de la subestación Pomasqui, ya que, bajo esta topología, las cargas de Tulcán e Ibarra serían abastecidas desde Jamondino 230 kV. Asimismo, varios agentes manifestaron que, debido a esta subestación, se deben hacer varias adecuaciones, y no es claro el tratamiento regulatorio de dichas inversiones.
- Respecto a los análisis energéticos que lleva a cabo el CND, vale la pena destacar que los desbalances energéticos del SIN, considerados como datos de entrada para las simulaciones, se redujeron en promedio a 7.9 GWh-día, lo anterior sin tener en cuenta el “cálculo piloto” en masa solicitado por la CREG y la consideración de la variación del factor de conversión respecto al volumen de los embalses. Teniendo en cuenta la importancia de este supuesto para el cálculo del indicador AE, definido en la Resolución CREG 026 de 2014 (Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento), y la actual situación de bajos aportes hídricos al SIN se citará de manera extraordinaria a los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables-SURER y Planeamiento Operativo-SPO, para definir el valor de desbalance a considerar y dado el caso, la forma de su incorporación en el Modelo de Programación Dinámica Dual y Estocástica-SDDP.
- El CND revaluó nuevamente los informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo, al igual que el Informe Trimestral de Restricciones. Los mismos fueron socializados en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y en los Comités de Operación, Transmisión y Distribución (CO, CT y CD). Los aspectos más relevantes de los mismos están en el anexo a este informe.
- Se llevó a cabo una reunión CREG-CNO-CND, en la cual la Comisión solicitó la elaboración del documento base que motiva el objetivo regulatorio de establecer un Reglamento de medición de variables hídricas para el cargo por confiabilidad y la operación. El SURER está trabajando en el documento con el seguimiento de la CREG. El plazo definido por la CREG para completar el documento es el 30 de abril del 2020.
- Se están llevando a cabo varias reuniones de los grupos de trabajo para la definición de los nuevos Acuerdos asociados con los parámetros y la entrada de nuevos Sistemas de Almacenamientos de Energía a través de Baterías-SAEB. El Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO está construyendo un documento de observaciones a la propuesta CND “Procedimiento para la determinación de los procesos de carga y descarga de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías”. Es importante mencionar que, en el marco de estas reuniones y revisiones, han surgido nuevas

inquietudes sobre la Resolución CREG 098 de 2019, como es el tratamiento de la indisponibilidad de inversores, los requisitos de conexión de los SAEB en los SDL, entre otros. Se preparará una comunicación para la Comisión con los comentarios e inquietudes.

- En el Comité de Distribución, el CND presentó el comportamiento del indicador de desviaciones de demanda respecto a sus pronósticos, para cada mercado de comercialización y para los días 21, 22, 23 y 24 de diciembre de 2019. Los resultados evidencian que en varios periodos horarios las desviaciones totales del SIN fueron superiores a 450 MW, y en algunos casos alcanzaron valores cercanos a 1100 MW. Es por ello que estas desviaciones, y las ocasionadas por la generación menor no despachada centralmente, son cubiertas con el Control Automático de Generación-AGC, y cuando este se agota, con los recursos marginales del SIN. Se envió una comunicación a la CREG solicitándole medidas regulatorias que incentiven a las cargas especiales realizar pronósticos de demanda adecuados.
- Está pendiente agendar la séptima reunión de coordinación Gas/Electricidad entre el CNO eléctrico y el CNO gas. En ella se presentará por parte del sector eléctrico la propuesta para definir una nueva causal de redespacho, cuando se presenten limitaciones de suministro por restricciones del Sistema Nacional de Transporte de GAS-SNT. Asimismo, el sector gas socializará su propuesta de intercambio de información operativa entre los dos sectores. Con relación a la incorporación de la coordinación Gas/Electricidad en el despacho vinculante y el mercado intradiario, el Subcomité de Plantas se reunirá para formular un documento de trabajo entre los dos Consejos.
- Respecto a la Resolución CREG 200 de 2019, “por la cual se define un esquema para permitir que los generadores puedan compartir activos de conexión al SIN”, se llevó a cabo una reunión entre presidentes y coordinadores técnicos de cada uno de los subcomités y comités del Consejo, para identificar los Acuerdos que deben ser modificados por la expedición de esta norma. La síntesis de la reunión fue la siguiente:
 - El plazo regulatorio para ajustar los Acuerdos vence el 18 de mayo de 2020.
 - Los Acuerdos que deberán ser revisados, con los Comités y Subcomités responsables, son los siguientes:
 - Subcomité de Protecciones: Acuerdo 1258 “Por el cual se actualiza el documento "Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN".
 - Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico, con la posterior revisión de los Comités de Transmisión y Distribución: Acuerdo 1209 “Por el cual se aprueba la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos para el planeamiento operativo del SIN” (Formatos).
 - Subcomité de Plantas:
 - Acuerdo 1238 “Por el cual se actualiza la estandarización del formato de registro, envío de información y clasificación de eventos de generación por parte de los agentes generadores al Centro Nacional de Despacho para el cálculo de los Índices de Indisponibilidad Histórica”.
 - Acuerdo 1236 “Por el cual se actualiza la definición de los tipos de pruebas para las plantas o unidades de generación que están autorizadas para desviarse” (Pruebas).
 - Acuerdo 512. Redacción procedimiento CEN plantas hidráulicas (Anexo).
 - Acuerdo 1127 “Por el cual se aprueban los protocolos asociados al cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas” (Anexo 2 CEN plantas eólicas).
 - Acuerdo 1213 “Por el cual se actualiza la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se quieran conectar al Sistema de Transmisión Nacional STN, al Sistema de Transmisión Regional STR y al Sistema de Distribución Local SDL” (Formatos).
 - Grupo de Trabajo de los Comités de Transmisión y Distribución: Acuerdo 1239 “Por el cual se aprueban las Causas Detalladas para el Reporte de Maniobras Operativas, Eventos y Cambios de Operatividad de activos del Sistema de Transmisión Nacional -STN- y del Sistema de Transmisión Regional -STR”.
- Grupo de Trabajo de los Comités de Operación, Transmisión, Distribución y Supervisión: Acuerdo 1214 “Por el cual se aprueba el Procedimiento para la entrada en operación comercial de proyectos

de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN -, del Sistema de Transmisión Regional - STR -, de usuarios conectados directamente al STN y de recursos de generación”.

- Se preparó comunicación conjunta entre el CNO y CND, para informarle a la Comisión los motivos por los cuales no se puede instrumentar la Resolución CREG 189 de 2019 (excepción límites de tensión en subestaciones radiales del STR), y una propuesta regulatoria para hacerlo. Aún está pendiente el envío de la misma, ya que la carta está siendo revisada por el CND.

- Se recomienda al CNO y el CND llevar a cabo un taller de socialización abierto al público en general, sobre el Acuerdo 1258, el cual definió los requisitos de protección para la conexión de sistemas de generación al SIN. Lo anterior teniendo en cuenta la desinformación que hay sobre el Acuerdo y el desarrollo de la pasada reunión del Subcomité de Protecciones, donde SER Colombia participó como invitado.

- En el Subcomité de Plantas el CND presentó la metodología para calcular las curvas de duración de la generación térmica, considerando diferentes índices de disponibilidad. En la reunión se presentaron los siguientes comentarios al cálculo del Operador:
 - El índice IHF considera los eventos en el sector gas como eventos internos, según la regulación actual.
 - El ejercicio realizado con las Obligaciones de Energía en Firme está afectado por el IHF, y las plantas de generación son despachadas considerando su Capacidad Efectiva Neta-CEN. Es importante mencionar que bajo este enfoque se presentarían dificultades para alcanzar valores de producción cercanos a los 95 GWh-día, por la afectación del IHF.
 - Las simulaciones tuvieron en cuenta la información del fenómeno de “El Niño” 2015-2016. Se propuso incluir las condiciones actuales, donde se cuenta con mayor disponibilidad de gas gracias a la Planta de Regasificación de Cartagena y los pozos de producción del sur de Bolívar.
 - Para el ejercicio se debe considerar la probabilidad de eventos simultáneos, que puedan afectar al SIN y el SNT. Adicionalmente, contemplar la Capacidad Efectiva Neta-CEN de las plantas de generación, afectada por un factor de seguridad.
 - Se debe revisar si la función de densidad de probabilidad de la disponibilidad de cada planta de generación térmica sigue una distribución uniforme.

- En el Comité de Operación se recomendó contar con la información de riesgo de prestación del servicio de las autoridades competentes, para hacer sensibilidades a las corridas energéticas, que tengan en cuenta cualquier cambio de la operación de TERMONORTE -88M W y el futuro del proyecto Termocaribe-42 MW que tiene obligaciones de energía en firme.

- En este momento se están recopilando las observaciones a los focos 1, 2, 3 y 5 de la misión de transformación, en los Comités de Transmisión, Distribución y el Subcomité de Plantas. El plazo para enviar las observaciones es el 10 de marzo.

- Se envió comunicación a la CREG solicitando su concepto, sobre la consideración o no de los flujos en tránsito para el cálculo del índice de pérdidas.

- La reunión 146 del CACSEE se llevó a cabo el pasado 25 de febrero con la siguiente agenda:
 - Análisis de la situación energética del país -XM.
 - Mantenimiento Paraíso -La Guaca. Presentado por ENEL EMGESA.
 - Mantenimiento Chivor. Presentado por AES CHIVOR.
 - Contingencia Sistema de Transporte Promigas S.A ESP.
 - Informe CNO eléctrico.

- Informe CNO de gas natural.

Al final el Viceministro informó que se iba a redactar un comunicado a la opinión pública, con los resultados de los análisis de la situación energética. Este comunicado se adjuntó a los archivos de la reunión del día de hoy con las presentaciones que se llevaron a cabo.

Conclusiones

- Se citará de manera extraordinaria a los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables-SURER y Planeamiento Operativo-SPO, para definir el valor de desbalance a considerar y dado el caso, la forma de su incorporación en el Modelo de Programación Dinámica Dual y Estocástica-SDDP.

- Se recomienda llevar a cabo un taller de socialización abierto al público en general, sobre el Acuerdo 1258, el cual definió los requisitos de protección para la conexión de sistemas de generación al SIN.

5. INFORME UPME	NO	Presentar el estado de las convocatorias	INFORMATIVO	NO	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

La Unidad hizo mención sobre estado de las principales convocatorias del STN y STR informando que no hay mayores novedades en relación a la presentación del mes de enero de 2020.

Conclusiones

6. VARIOS	NO		INFORMATIVO		
-----------	----	--	-------------	--	--

Desarrollo

- La siguiente reunión del Consejo será el 2 de abril de 2020.

- El Consejo inicia el traslado a la Central de Ituango una vez terminada esta reunión y agradece a EPM la invitación.

Conclusiones