Acta de reunión
Acta N° 547
8 Noviembre, 2018 HOTEL HOLIDAY INN

Presentar el acta 547 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
CNO	Adriana Perez	SI	NO
URRA	Isdaldo Ruiz	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Leonardo Vásquez Ruiz	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
UPME	Antonio Jimenez	SI	NO
EPSA	German Garces	SI	NO
SSPD	Rafael Tabares	SI	NO
ELECTRICARIBE	Mario Augusto Rubio	NO	SI
IDEAM	Jeimmy Melo	SI	NO
ELECTRICARIBE	Hector Andrade Hamburger	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Botero	NO	SI

TERMOVALLE	Mauricio Botero	SI	NO
ENEL EMGESA	Yamile Saenz	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	11:00 - 11:05	Verificación del quórum.
2	11:05 - 11:40	Informe del Ideam.
3	11:40 - 12:25	Aprobaciones • Actas pendientes. • Acuerdos.
4	12:25 - 13:15	Informe del secretario técnico.
5	13:15 - 13:45	Informe comités.
6	13:45 - 14:15	Avances mantenimiento Guavio - Emgesa.
7	14:15 - 15:15	Presentación XM - Situación eléctrica y enérgetica.
8	15:15 - 16:00	Informe curvas S.
9	16:00 - 16:45	Informe UPME.
10	16:45 - 17:00	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo

1. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar al Consejo Nacional de Operación la PREDICCIÓN CLIMÁTICA NOVIEMBRE – NDE (2018/19).	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Condiciones actuales: basados en el índice de precipitación: mes de octubre se presentaron algunos excesos de precipitaciones en la región caribe, debido a eventos extremos en la Guajira. Las precipitaciónes en noviembre se han concentrado en centro y norte de la región Caribe y Pacifica y algunos puntos de los llanos orientales.

Indice ONI: ultimo trimestre (agosto, septiembre octubre) se espera neutral con proyecció a la consolidación de el Niño.

Se espera fase subsidente de las ondas de MJ en el mes de noviembre que inhibirán las lluvias en el centro hasta la mitad del mes de noviembre.

El núcleo cálido de la subsuperficie del Pacífico Ecuatorial se está extendiendo. Las temperaturas superficiales en la región Niño 3 y 3.4 presentan aumento en la temperatura por encima de los promedios normales. Los vientos alisios se han debilitado, lo que evidencia fortalecimiento de vientos del oeste y acoplamiento del océano y atmosfera como precursor de El Niño.

Se espera una alta Incidencia de las ondas de MJ en las precipitaciones a mediados de noviembre por lo menos los primeros 15 dias de noviembre con déficit de precipitaciones.

Las probabilidades de presencia de El Niño se mantienen hasta marzo y las proyecciones indican que será un fenómeno débil o moderado. Desde el mes de agosto se fortalece el calentamiento de las aguas subsuperficiales. El punto más alto van a ser los 3 primeros meses del 2019 sin embargo, hay análisis de otros centros que probablemente este episodio pueda extenderse hasta mitad del año, pero se mantiene la incertidumbre. Hay una probabilidad que se extienda a abril mayo junio, lo cual debe ser monitoreado.

Climatológicamente las condiciones océano- atmosféricas que siguen a un Niño son contrarias por ejemplo: el precursor del Niño 2015 – 2016 fue el del 2014.

Conclusiones

El diagnóstico a partir de datos y análisis internacionales de los centros de predicción climática permiten determinar que, en primer lugar, durante el último trimestre agosto-septiembre-octubre, la dinámica de interacción océano-atmósfera estuvo asociada a una situación ENOS-Neutral y, en segundo lugar, que durante las últimas semanas se ha desarrollado un acoplamiento de interacción océano-atmósfera que estaría favoreciendo la fase inicial de un evento El Niño.

Los centros de predicción climática internacionales como la NOAA (29 de octubre) y el IRI (19 de octubre) estiman una evolución de un evento El Niño que abarcaría desde el trimestre septiembre-octubre-noviembre de 2018 y se extendería hasta el trimestre marzo-abril-mayo de 2019; es decir, cubriría igualmente la primera temporada de precipitaciones del centro del país para 2019 (abril-mayo).

Como respuesta al próximo evento El Niño de intensidad posiblemente débil a moderada, la mayoría de los modelos del IDEAM estiman una reducción de precipitaciones en las regiones Caribe y Andina; consistente con lo que predicen la mayoría de los modelos globales de predicción estacional. Con este posible evento El Niño, y como lo ha venido manifestando el IDEAM desde mediados de este año, es de precisar, que la segunda temporada de precipitaciones que incluye el mes de noviembre de 2018 no se suprime, sino que de acuerdo con la predicción, sería algo deficitaria. Así mismo, es importante mencionar que el momento de madurez de este fenómeno El Niño podría coincidir con la primera temporada “seca” o de menos lluvias de 2019 en las regiones Caribe, Andina y Orinoquia; situación que podría acentuar más dicha temporada.

En términos de predicción climática para noviembre, se prevé que las precipitaciones perduren a lo largo del mes; sin embargo, podrían estar más concentradas para la segunda quincena, debido a la posible incidencia de la MJO en su fase convectiva.

Con respecto al trimestre consolidado noviembre-diciembre-enero (NDE) y en términos de precipitación, se estiman volúmenes entre lo normal y por debajo de lo normal en la mayor parte de las regiones Caribe, Andina y centro-norte del Pacífico colombiano; sobre el resto del país se estiman precipitaciones cercanas a los promedios históricos.

2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar para aprobacion las actas pendientes y los acuerdos que se recomiendan para aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1. ACTAS:

ACTA 543: Publicada para comentarios el 02 de octubre de 2018. Comentarios de PROELECTRICA, EPM, TEBSA, INTERCOLOMBIA, XM y ENEL EMGESA. Los comentarios consolidados de XM y de TEBSA fueron incorporados.
ACTA 545: publicada para comentarios el 8 de noviembre de 2018.Se solicita un plazo adicional para comentarios.

2 Acuerdos: Se aprobaron los siguientes acuerdos:

La incorporación de un cambio en el factor de conversión de las centrales hidroeléctricas Dario Valencia Samper y Salto II.

La ampliación del plazo para la realización de las pruebas del factor de conversión de la central hidroeléctrica Jaguas.

La actualización de las series hidrológicas Cucuana y San Marcos asociadas a la central hidroeléctrica Cucuana del año 2017.

La actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Playas.

La actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Chuza.

Se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades 1 a 3 de la central hidroeléctrica Sogamoso.

Se actualiza la lista de firmas que pueden ser seleccionadas para las auditorías de la construcción de plantas o unidades de generación nuevas o especiales.

Se integra la lista de firmas verificadoras del parámetro "Suministro de combustibles y transporte de gas natural".

Se actualiza la lista de firmas auditoras para la realización de las pruebas de Consumo Térmico Específico y Capacidad Efectiva Neta de las plantas térmicas.

Se modifican integrantes de equipos auditores inscritos en la lista de auditores de la información del esquema de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local.

Conclusiones

Se aprobó el acta 543, se da una semana más para comentarios al acta 545.

Se aprobaron los acuerdos sometidos a consideración del Consejo 547.

3. INFORME DEL SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar el informe del Secretario Técnico al CNO 547.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:

1. Congreso MEM 24: Se llevó a cabo la versión 24 del Congreso MEM con un agradecimiento a todos los miembros que apoyaron con patrocinios y asistencia. En total asistieron 498 funcionarios de empresas, entidades de gobierno, financieras y del sector gas. La presentación detallada del balance preliminar se adjunta.
2. Según lo previsto en el Reglamento Interno del CNO, este fin de semana se abre la convocatoria para la selección de los miembros por elección del Consejo (representantes de generación, transmisión y distribución) del año 2019.

ASPECTOS TÉCNICOS:

3. El Comité de Distribución sigue trabajando en el documento de pruebas durante el proceso de conexión de la Generación Distribuida-GD y la Auto Generación a Pequeña y Gran Escala (AGPE y AGGE con capacidad menor a 5 MW). Ya fueron elaborados y puestos en consulta del público en general el formato simplificado para la conexión de la GD y AGPE con capacidad menor a 0.1 MW, al igual que el documento de contenido y lineamientos para la elaboración de los estudios de conexión simplificados. Respecto a estos dos últimos productos, se recibieron observaciones hasta el martes 06 de noviembre del año en curso. Próximamente se convocará una reunión extraordinaria del Comité de Distribución para revisar los comentarios y finalizar el documento de pruebas.

4. El consultor de la CREG contratado para la revisión del Código de Redes tuvo una reunión con el Comité Tecnológico para tratar temas específicos (CSIRT, arquitectura del SIN, ciberseguridad, espectro electromagnético dedicado, medición inteligente, entre otros).

5. El Alto Consejero para la Seguridad Digital citó a una reunión con la CREG, XM y CNO para conocer el estado de avance de conformación del CSIRT del sector eléctrico. Como resultado de esta reunión y con el grado de urgencia manifestado por el Gobierno, la CREG solictó una reunión con los expertos del sector para tener la manifestación de respaldo a la creación formal del Centro de Respuesta ante Incidente Cibernéticos. En el día de ayer se convocó la reunión con los expertos nombrados por las empresas, que manifestaron en consenso su respaldo a la creación del CSIRT. Solicitamos al Consejo la autorización de envío de la comunicación a la CREG con este requisito solicitado por el regulador para adelantar las gestiones correspondientes.

6. En cumplimiento del mandato de la Resolución CREG 089 de 2018, se solicitó concepto a la CREG para ampliar la lista a firmas de ingeniería y consultoría. La CREG respondió que, si el Consejo lo consideraba necesario, era posible dicha ampliación. Se modificaron los términos de referencia de integración de la lista de firmas auditoras de los precios y cantidades de los combustibles declarados para la determinación del precio marginal de escasez y se expidió el Acuerdo 1104 por el cual se amplió la lista antes mencionada.

7. Dado que la resolución transitoria del Código de Redes aún no ha sido expedida por parte de la CREG, actualmente se identifican algunas dificultades para desarrollar ciertas pruebas que están contenidas en el actual Código para las nuevas tecnologías de generación. En el caso de las pruebas de verificación de respuesta en frecuencia para las plantas solares fotovoltaicas, se solicitó concepto a la CREG respecto a los ajustes de los protocolos antes de la expedición de la citada resolución transitoria. La Comisión indicó que los eventuales ajustes deben hacerse en el marco de la reglamentación vigente.

8. Se reactivó la guía metodológica para el cálculo del caudal ambiental por parte del MADS. El pasado viernes 02 de noviembre se llevó a cabo una reunión con dicho Ministerio, donde se presentaron los principales ajustes a la guía. Básicamente se identifican cuatro grandes cambios: **i)** la definición de una fase 0 donde la autoridad ambiental establece la condición ecológica deseada; **ii)** ajuste al procedimiento de cálculo de los eventos de interés ecológico; **iii)** la inclusión de una metodología complementaria para determinar si hay alteración del régimen de flujo a través del cálculo de los indicadores IHA (índices de alteración hidrológica superior al 40 %); y **iv)** la propuesta de un régimen transitorio. Durante la reunión la viceministra del MADS solicitó de manera urgente la valoración del impacto, razón por la cual el día de ayer se llevó a cabo una reunión con su equipo técnico para determinar las causas de las diferencias en la magnitud de los aprovechamientos teóricos y reales. Se agendó una nueva reunión con los funcionarios que corren los modelos para verificar los datos de entrada para este viernes 9 de noviembre. Es importante mencionar que el grupo de trabajo UPME-XM-CNO hará la valoración de impacto nuevamente, una vez se llegue a un punto común de entendimiento con el MADS respecto a dichos aprovechamientos.

9. El miércoles 31 de octubre llegó la comunicación de DRUMMOND, en la que solicita al Consejo la reconsideración de la solicitud de conexión en T como usuario del servicio público de electricidad, en aplicación de la excepción de inconstitucionalidad a la Resolución CREG 093 de 1996. El tema será revisado por el Comité Legal en reunion del próximo 14 de noviembre.

10. A través de la Circular 082 la CREG publicó el tercer informe del estudio *"Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)"*. Las observaciones serán recibidas por la CREG hasta el viernes 9 de noviembre del año en curso. En el Subcomité de Plantas y Comité de Operación se formularon varios comentarios, los cuales se detallan en el documento y diapositiva adjunta.

11. XM publicó recientemente el Informe Trimestral de Restricciones, donde se evalúo energéticamente cada una de las alternativas en corriente continua para evacuar mas de 2000 MW de potencia eólica en la subárea Guajira/Cesar/Magdalena-GCM. Los resultados obtenidos por el CND sugieren que el enlace planteado al área Oriental bajo la tecnología LCC tendría un nivel de carga inferior al 45 % en estado estable, ya que la mayoría de la producción renovable se consumiría localmente en el área Caribe. Por otro lado, si se contempla la alternativa VSC en Cerromatoso, dicha línea soportaría toda la potencia eólica, pero la misma se devolvería hacia el área Caribe por los diferentes enlaces en corriente continua. Finalmente, para la alternativa VSC al área Oriental, esta generación se inyectaría en su totalidad en dicha zona, evidenciándose que, en los momentos de altos aportes hídricos en los meses de julio y agosto, cuando precisamente se presentan las crecientes en el piedemonte llanero, el área Oriental exportaría potencia al resto del SIN. Dadas las implicaciones de los resultados encontrados por el CND para el cálculo de los beneficios de cada una de las opciones en corriente continua y sus efectos en la operación del SIN en el largo plazo (reducción de costos operativos, disminución del costo marginal de la demanda e incremento de los límites de importación), se convocará una reunión conjunta entre los Comités de Transmisión, Distribución y Operación para analizar dichos resultados (también serán analizados en el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO).

11. A través de la Circular 078 la CREG publicó para comentarios el segundo informe del "*Estudio para el Diseño de Indicadores de Seguimiento y Evaluación de la integración de la Autogeneración y la Generación Distribuidas en el Sistema Interconectado Nacional*". A través del Subcomité de Planeamiento Operativo se construyó una comunicación con observaciones, la cual puede ser consultada en la página web del Consejo. Los ejes fundamentales de las observaciones fueron:

- Limitación a una única fuente de información para la construcción de las trayectorias y los escenarios, es decir, el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión versión 2017-2031.
- Solo contemplar a las plantas solares fotovoltaicas como insumo principal para la construcción de las trayectorias, omitiendo otros recursos energéticos distribuidos, como las pequeñas centrales hidroeléctricas, las plantas térmicas menores y la biomasa.
- Extrapolación de la modelación multi zonal de la UPME a nivel de los STR´s y STN, a cada uno de los SDL´s.
- Restricción del crecimiento de la Generación Distribuida al 5 % anual, dada la limitación interna contemplada por la UPME, motivada por la Resolución CREG 121 de 2017.
- Modelación incorrecta de la producción de la Generación Distribuida, ya que se asume un autoconsumo del 40 % (solo se inyectaría el 60 % al SIN), desconociendo los supuestos de modelación de la UPME (la producción de la Generación Distribuida en la modelación de la Unidad se inyecta en su totalidad a la red).

12.El Consejo junto con la Universidad de los Andes definieron los protocolos para el cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas. Para el primer caso ya se cuenta con la recomendación de la Comisión Temporal de Trabajo de Plantas Eólicas para elevarlo a la categoría de Acuerdo. En el segundo caso, si bien ya hay un punto común de entendimiento, aún no es posible recomendar su adopción, lo anterior por el error identificado en el cálculo de la ENFICC de la Resolución CREG 201 de 2017 y su repercusión en el cálculo de la CEN (se debe cambiar dicho parámetro por la POT DC en la ecuación 1). Es importante mencionar que la CREG informó al Consejo que está estudiando modificar dicha resolución después de la próxima subasta del Cargo por Confiabilidad, abordando un enfoque parecido al cálculo de la ENFICC eólica (modelación detallada de los parques).

13. En el Comité de Transmisión TRANSELCA manifestó su preocupación por el crecimiento del número bahías en algunas subestaciones del STN con configuración anillo y barra principal más transferencia, esto por la conexión de nuevos usuarios. Si bien técnicamente pueden encontrarse argumentos para limitar dicho crecimiento hasta que no se reconfiguren dichas subestaciones (asumiendo que es la mejor alternativa desde un punto de vista técnico y económico), en la regulación actual se establece como únicos parámetros para emitir los conceptos de viabilidad los espacios disponibles y la capacidad de corto circuito. En este sentido, se definió en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE estudiar el tema, valorando los impactos y riesgos de dichas configuraciones (red completa, degradada y bajo condiciones de mantenimiento).

14.Teniendo en cuenta los análisis de XM plasmados en el tercer informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo, al igual que las recientes experiencias operativas y el balance de restricciones llevado a cabo en el CNO, se acordó en el SAPE establecer el porcentaje del tiempo donde el SIN a nivel del STN y STR se encuentra en condición degradada (por lo menos bajo un estado N-1). Lo anterior es muy importante de cara a la homogenización de las metodologías de planeación de la operación y expansión, hasta donde sea posible, y la actual revisión del Código de Redes.

15. El Consejo Nacional de Operación realizó la primera Jornada de recursos energéticos renovables del Sector Eléctrico Colombiano, que se llevó a cabo el 12 de octubre.

16. Se encuentra para comentarios hasta el 15 de noviembre la propuesta de Agenda Regulatoria de la CREG del año 2019, se consolidarán para envío con los Comités de Operación, Transmisión, Distribución y Tecnológico.

17. El 15 de noviembre la CREG, de 2:30 a 6 p.m., llevará a cabo la presentación de las propuestas de modificación del Código de Redes.

18. El próximo 14 de noviembre se realizará el 6 foro de ética de 8 a 12 y 30 del día; la agenda está en la página del CNO a través del link respectivo.

Conclusiones

- propuesta de revisión de las funciones del CTecnológico.
- Carta a la CREG de apoyo a la creación del CSIRT.

- El Paso está cumpliendo hitos comerciales y espera entrar en pruebas.
- Caudal ambiental: reunión de la Ministra y el director de energía del MME. UPME aclaró que ellos no han dado el aval a la metodología. Enviar cartas sobre el tema a la SSPD. Ya se enviaron a la alta consejería de la competitividad.
- Caso Puerto Nuevo: mismo caso de Drummond: Menciona ECA, se les permitió la conexión en T y no ha dicho nada.
- Revisar la corriente de corto circuito de las subestaciones. Tema parámetros de PARATEC para XM.

4. INFORME DE COMITES	NO	Presentar el resumen de las actividades de los Comités del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Conclusiones

Problemática para la programación de coordinación de los mantenimientos en generación y transmisión por razones de seguridad. XM está haciendo análisis. El tema se debe analizar en el Comité de Operación para reiterar la propuesta a la CREG por ejemplo de Planes trimestrales y trabajos en la noche. Pero persisten temas regulatorios como los criterios de confiabilidad.

5. AVANCES MANTENIMENTO GUAVIO	NO	Presentar los avances en el desarrollo del mantenimiento de la Central Guavio.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

ENEL EMGESA presento las característica y los avances del mantenimiento de la Central Guavio mencionando que hace 10 años no se realiza una parada de la central. Se lleva un avance del 93% y el objetivo es el cambio de los ejes de las válvulas esféricas. La localización es compleja y requiere del vaciado de la conducción siendo la ruta crítica la parte mecánica. Cada válvula pesa 70 toneladas. El trabajo se lleva a cabo en las 24 hora y han participado 353 personas a lo largo del mantenimiento. Hasta el momento se está cumpliendo el cronograma, y el día 11 de noviembre se tiene previsto el inicio del llenado.

Conclusiones

El mantenimiento de Guavio avanza sin contratiempos y se espera cumplir con el cronograma previsto.

6. PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	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.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Las reservas han subido cerca del 2% y están en un 82%, en el nivel superior. Los aportes en un 94,73% completando 4 meses por encima del 90 %. El 98% en Antioquia, Oriente con el menor aporte y Valle por encima de la media. Chivor está descendiendo, coherente con el comportamiento estacional, indicando que AES necesita tenerlo bajo para los trabajos. Peñol lleva 2 dias de vertimiento y en Oriente no se han tenido vertimientos.

La generación ha sido el 84% con fuentes renovables. El crecimiento de la demanda fue del 2,8% frente al mismo mes del 2017 y muy cerca al escenario medio de la UPME quien está próxima a publicar una proyección de la demanda. El Mercado no regulado ha tenido un buen repunte en la Costa Atlántica en tanto que el mercado regulado se ajustó a la demanda del 2017.

Importaciones se han registrado por parte de Ecuador que está haciendo mantenimientos en transmisión. Se esta analizando el cambio TIES solicitado por Ecuador y además propone que este país participe como un comercializador en Colombia. Es posible que las importaciones continúen en diciembre.

TEBSA solicita que en las conclusiones de los análisis energéticos se especifique que todos los agentes tienen responsabilidad sobre sus activos para enfrentar el panorama energético. XM actualizará las conclusiones.

Informe Trimestral con énfasis en el área Caribe: 135 restricciones 75 en alerta y 60 en emergencia. En el Area Caribe el transformador Chinú Montería 230 kV se piensa que en un mes debe estar disponible. La SSPD mencionó el monitoreo a los generadores y en especial el financiero SIMEO. La Super dio la instrucción mediante comunicado a los generadores.

ESPs en el SIN: hay 32 esquemas instalados en el área Caribe y 11 en el área Nordeste, y ya hay 13 en el área Caribe que son insuficientes.

La presentación se completó con los riesgos de atención de la demanda y las restricciones que colocan a las áreas en estado de emergencia: Caquetá – Putumayo,Santander, Bogotá y Meta.

Se presentaron los Indicadores de operación y los de calidad de la supervisión sobre el cual se insiste en la importancia de implementar los planes de mejoramiento.

Indicador calidad del pronóstico de demanda: se incumplió en el mes de octubre pero se cumple el acumulado. Se debe mantener ajustado porque en octubre hubo desviación en todos los periodos.

Conclusiones

• En el mediano plazo (2 años), con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.

• Acorde con los niveles de probabilidad de ocurrencia de un fenómeno del niño durante los próximos meses, los escenarios hidrológicos propuestos por el CND representan un desarrollo del mismo durante la primera temporada seca (2018-19) ó la segunda (2019-20). Ambos escenarios proponen una aumento anticipativo de la generación térmica a valores promedio de alrededor de 63 GWh/día.

• Dada la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno del niño durante los próximos meses, se recomienda maximizar la disponibilidad de la generación térmica especialmente durante la temporada seca (2018-19) e igualmente maximizar la disponibilidad de combustible primario.

• Con la entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME en el horizonte de análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia marzo de 2019 y llega a valores semanales promedios superiores a 1 GWh/día.

• 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. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN tanto de transmisión como de generación.

7. INFORME CURVAS S	NO	Presentar el seguimiento a las Curvas S de construcción de los proyectos basados en los informes de los auditores.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Ituango: El informe del auditor Deloitte con corte a junio 30 de 2018 menciona que atraso importante, hay un incumplimiento grave e insalvable. A la espera del pronunciamiento de la CREG. EPM sustenta ante la CREG.

Fecha posible de entrada prevista en diciembre del 2021.

La Conclusión Informe No. 18 “Teniendo en cuenta lo anterior, a partir del resultado del procedimiento alterno de auditoria de confirmación, y en ese sentido las manifestaciones del gestor del proyecto, (…) se presenta un atraso importante frente a la fecha de Inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación – IPVO (1 de diciembre de 2018), lo cual, conforme a la regulación aplicable, constituye un incumplimiento grave e insalvable.”

Los pasos a seguir estan regulados claramente: Parágrafo del Artículo 9 de la Resolución CREG 071 de 2006, indica: “Parágrafo. En el caso del incumplimiento grave e insalvable que se determina cuando el informe del auditor indica que la puesta en operación de la planta o unidad de generación tendrá un atraso mayor a un año,..., la CREG, con el propósito de establecer plenamente la existencia del incumplimiento, determinar sus consecuencias y garantizar el derecho de defensa de los afectados, agotará el trámite previsto en los Artículos 106 y ss. de la Ley 142 de 1994 y, en lo no previsto en ellos, aplicará las normas de la parte primera del Código Contencioso Administrativo que sean compatibles. En firme la decisión definitiva sobre la actuación y determinada la existencia del incumplimiento, se comunicará la decisión al ASIC y éste adoptará las medidas correspondientes de acuerdo con la Resolución CREG 071 de 2006 y las nomas que la modifiquen, adicionen o sustituyan". El informe está en la CREG y se está a la espera del pronunciamiento de la Comisión.

Termonorte: con informe a agosto de 2018 la fecha de entrada es 30/11/2018 por lo cual se espera que complete todos los requisitos previa la entrada en operación comercial. El informe establece que el porcentaje de avance del proyecto es del 94.40% y la curva S debería estar en un 100% de avance.

• La planta está prácticamente terminada, a excepción de trabajos de interconexión a 44 kV, sistemas de protecciones medición y telecomunicaciones, pruebas, comisionamiento y puesta en marcha.

• Termonorte, presentó contratos de respaldo en el mercado secundario y actualizó la garantía en los plazos establecidos en la normatividad CREG.

• Tipo de garantía: Construcción y Puesta en Operación - Disponibilidad de Contratos de Combustibles.

Conclusiones

- El informe del auditor Deloitte referente a Ituango, establece incumplimiento grave e insalvable, por lo cual procede lo establecido en la regulación.

- Si no hay contratiempos, TERMONORTE entraría en operación comercial el 30 de noviembre.

8. INFORME UPME	NO	Presentar el informe de avance de las convocatorias.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

No ha habido cambios significativos de la entrada de los proyectos:

Proyecto Norte Nueva Barranquilla: previsto para febrero de 2019, pendiente el SDL.

Proyecto Armenia: pendiente sentencia Consejo de Estado.

Proyecto línea Quimbo: desminado humanitario. Diciembre 2019.

Suria: tiene licencia ambiental, están resolviendo recursos: septiembre 2019.

Chivor: junio 20. Dificultades por terceros intervinientes.

San Antonio: abril 2019.

Sogamoso: normalidad. Nov 2019

La Loma: enero 2019 STR y marzo 20 del STN. Aquí se conecta Drummond y 6 proyectos de generación de solares. Esta S/E está congestionada.

Copey: nov. 20

Anillo Guajira: dic. 19 Solución estructural a la Guajira para la atención de la demanda.

Colectora: Nov. 22. Adelanto importante por el diagnóstico ambiental.

Costa: julio 20. Pendiente comunidades. 16 meses de construcción aproximados.

Proyectos de generación con concepto aprobado: presentación UPME en la cual muestra que los proyectos de la Colectora quedaron en febrero del 23. El interés de ellos es conectarse en noviembre del 22.

Menciona la UPME que el archivo de los proyectos con conexión aprobada están en el SIEL.

ECA: la mayoría entraba en el 2018 y no van a entrar.

Definir qué se debe publicar en los campos en los archivos de la UPME. Trazabilidad de los trámites de las solicitudes de conexión. se define una tarea para el Comité de Distribución para que en conjunto con la UPME revisen este procedimiento. La Upme mencionó el envio de una comunicación sugiriendo a los ORs la publicación.

ECA sugiere proponer la separación de los trámites: uno ante el ASIC y otro la asignación de potencia. La propuesta del CAPT es la de ampliar 3 meses para firmar el contrato de conexión.

Se presenta un cronograma general de la definición de la expansión bajo la Subasta 22. Al año 22 se está en una situación complicada. Se conocen los proyectos subastados en el 19 y a partir de ese momento se definen las obras y se surte el proceso del plan de expansión, se definen las obras y las convocatorias para selección de inversionistas para la construcción de obras de uso. Teniendo en cuenta que la transmisión tiene que estar 3 meses antes de la fecha de entrada del proyecto de generación, entonces serían 32 meses para construir las obras de transmisión.

Conclusiones

9. VARIOS	NO	Presentar dos temas: uno avances en el proyecto Ituango por parte de EPM y el otro los trabajos de rehabilitación de Chivor II.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

1. AVANCES DE ITUANGO: EPM presentó el estado del avance de las obras del proyecto:

Presa: Terminada en un 100% el lleno prioritario y se está reforzando con una pantalla plástica con el fin de impermeabilizar el lleno. Se espera terminar las pantalla a finales de diciembre de este año para luego continuar la presa hasta la cota 435 msnm.
Cierre de túnel derecho y Galería Auxiliar de Desviación (GAD): El túnel derecho fue el que causó la inundación en Valdivia y actualmente solo tiene un tapón natural; se está trabajando en unos pre-tapones que consisten en hacer unas inyecciones desde la descarga intermedia para aglomerar el material que quedó dentro del túnel y posteriormente hacer el tapón definitivo. En cuanto a la GAD, lo que se va a hacer es montar las compuertas de 300 toneladas.

2. Estrategia rehabilitación conducción Chivor 1

Trabaja de vaciado planeado para dentro de 1 año. Hay 2 conducciones en Chivor, Chivor 1 fue puesto en servicio en 1977, en el segundo se han tenido que hacer mantenimientos y reparaciones. El blindaje del túnel esta deteriorado, pero se encontró una zona crítica mayor y se tuvo que hacer un vaciado en el 2015 y poner unas laminas temporales y se preparó una solución definitiva. Se busca corregir el espesor del túnel de conducción 1. Se tiene un pandeo de construcción de 30 km que se ha alargado y tiene una fisura.

El trabajo está dividido en 3 fases: 2020, 2021 y 2022. Vaciado en los 3 años.

Fase I: reparación del pandeo durante 5 meses de vaciado diciembre 19 a mayo del 20.

Fase II: 5 meses de diciembre del 20 a mayo del 21.

Fase III: 5 meses de diciembre del 21 a mayo del 22.

Entre enero del 2020 a abril del 2020 el embalse debe estar listo para conectar la bocatoma.

Conclusiones

- Los trabajos programados en Chivor para comienzos de 2019 se aplazan un año y se iniciarían en enero 2020.

- La reunió ordinaria de diciembre se llevará a cabo el día 6.

Presidente (E) - Leonardo Vásquez Ruiz

Secretario Técnico - Alberto Olarte