



CAPT NO. 199

FECHA: 28 DE JULIO DE 2023
LUGAR: UPME

Se adjunta lista de asistencia

Nota: Sus datos personales han sido y están siendo tratados conforme con nuestra Política de Tratamiento de Datos Personales. Para mayor información podrá consultar nuestra política en la página web: https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/Documents/Anexo_res_426_2017_Politica_tratamiento_datos_personales.pdf

OBJETIVO DE LA REUNIÓN:

Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión - CAPT No. 199

ORDEN DEL DÍA

1. Verificación del quórum
2. Acta anterior Comité No. 198
3. Informe Comité técnico y regulatorio
4. Informe secretaría técnica:
Plan de expansión de Transmisión (2022-2037) (2023-2038)
5. Cambio de FPO de obras de transmisión:
-Transformador Sogamoso 500/230 kV
-Transformador Primavera 500/230 kV
-Bahía 500 kV 2º transformador Nueva Esperanza
6. Informe operativo XM
7. Expansión solicitada y propuesta por los Operadores de Red y transmisores, así como las solicitudes de nivel de tensión 4 pendiente por evaluar.
8. Varios
Reactivación comité ambiental
propuesta de mejora R75

DESARROLLO

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT NO. 199

1. **Acta anterior Comité No. 198** – Se aprueba sin comentarios por parte del comité
2. **Informe Comité técnico y regulatorio** Se describe la información presentada por Enel en la mesa técnica regulatoria, consideraciones para el cambio de la FPO Bahía Nva Esperanza, donde se recomienda continuar con la alternativa 1, la cual es realizar la instalación del segundo transformador en el espacio inicialmente asignado para el T2, se recomienda una FPO a Dic/2026.

Sopó 230 kV/115kV ENEL indica que la subestación quedaría ubicada lo más cerca posible al doble circuito Guavio-Circo 230 kV de Enlaza GEB por la vía Sopo- La Calera, resaltando que ya tienen identificado el lote y que están en validación del uso del suelo. Desde allí en su primera etapa, saldrán dos líneas de 115kV una hacia la subestación Gran Sabana y otra hacia la subestación Bochica.

Corzo 500/115 kV ENEL indica que la subestación Corzo 500/115 kV, propone transformar directamente a nivel del STR, el diseño de esta subestación sería similar a la subestación Nueva Esperanza 500/115kV, se proponen 3 etapas.

Se comenta sobre el informe operativo de XM, que presentó los siguientes temas: Capacidad y nivel de corto circuito en subestaciones del SIN, Riesgos operativos asociados a configuración de subestaciones, Metodología de evaluación técnico económica presentada por XM.

La mesa técnica recomienda a la UPME revisar los siguientes proyectos para definir si se puede tratar como proyectos de urgencia •Sopó 230 Kv/115 kV •Corzo por fases Obras definidas, pero que aún no tienen promotor •Transformador Nueva Esperanza 2 •Subestación Carreto 500 kV •Subestación Alcaraván 230/115kV.

3. Informe secretaría técnica:

Plan de expansión de Transmisión (2022-2037) (2023-2038)

En el marco de nuestro compromiso continuo con la mejora y confiabilidad del sistema eléctrico, se ha dado una presentación a los proyectos clave que cuentan con luz verde del Plan de Expansión 2022 – 2037.

El "Segundo circuito de Cerromatoso-Sahagún-Chinú 500 kV" se encuentra en desarrollo para fortalecer la confiabilidad del sistema, con una fecha probable de operación (FPO) estimada para noviembre de 2024

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT NO. 199

De manera similar, el proyecto "Tercer Transformador Bolívar" se enfoca en la ampliación de la capacidad de transporte en la zona Bolívar, con un FPO programado para junio de 2026.

En consonancia con nuestra búsqueda de confiabilidad, el "Corte Central Chinú 220 kV" y la "Reconfiguración de la Subestación Banadia 230 kV" tienen como objetivo garantizar dicha característica en el sistema, con FPOs establecidas para noviembre de 2024 y noviembre de 2025, respectivamente.

Paralelamente, el "Segundo Transformador La Virginia 500/220 kV" se está desarrollando para ampliar la capacidad en La Virginia, con una FPO estimada para diciembre de 2024.

Asimismo, la "Subestación San Marcos" está en proceso para reforzar la seguridad y confiabilidad en la operación del sistema, con una FPO prevista para diciembre de 2024.

Por último, se está llevando a cabo un estudio para el desarrollo de un proyecto de corriente continua de alta tensión (HVDC). Estamos comprometidos en mantenerles informados sobre los avances y resultados de este estudio a medida que se desarrolla.

Estas obras y proyectos reflejan nuestro compromiso con la infraestructura eléctrica de calidad y la confiabilidad del sistema, con miras a brindar un servicio de excelencia a nuestros usuarios y contribuir al desarrollo sostenible.

4. Informe operativo XM

Situación operativa eléctrica actual – Caribe y Chocó:

Se presenta agotamiento de la red debido a la no entrada y/o definición de proyectos de expansión a nivel del STR y al continuo crecimiento de la demanda. Algunas de las alertas y/o emergencias declaradas con razón de lo anterior:

- Subárea GCM: Declarada en estado de emergencia en abril de 2022 por susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de Recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR).
- Subárea Bolívar, Córdoba Sucre, y GXM: Declarada en estado de emergencia en junio de 2023. Nodos puntuales por bajas tensiones y recuperación de tensión en las cargas radiales.
- Zona Chocó: Declarada en estado de alerta en febrero de 2023 por riesgos para la demanda ante contingencias N-1.

Se observa un aumento en los cortes activos dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo cual genera estrés en el sistema durante los períodos de mantenimiento. También

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT NO. 199

se nota una evolución de la energía despachada fuera de mérito. Algunas subestaciones se encuentran en configuraciones radiales o con enmallamientos débiles. Se han identificado 155 nodos radiales en total, principalmente ubicados en áreas como Caribe Bolívar, Córdoba-Sucre, GCM y Bosconia en Norte Santander. En la actualidad, se presenta un deterioro de la potencia segura atendible en estos nodos con configuración radial.

GCM – Bolívar y Córdoba-Sucre las zonas con estas complicaciones: Agotamiento de la red en equipos del área Caribe.

Situación operativa Caribe (2023): Falla en una línea de 66 kV (Sobretensiones) GCM y también en Córdoba-Sucre, bajas tensiones, sobrecargas, DNA por control de tensión o límite de GCM, DNA por desconexiones y mantenimientos.

Evolución instrucciones de DNA (Caribe)- Instrucciones No programado – Programado) ha crecido desde el 2010. En el 2019 se creó un plan de choque en el Caribe. Esta información está en fase preliminar y en proceso de depuración histórica.

Evolución de la demanda: Los meses de mayo y junio presentaron incrementos significativos de la demanda y picos máximos que en algunos días superaron el IC del 95%. Incrementa exponencialmente en los meses de mayo-junio-julio. Principalmente por temas meteorológicos.

Intervención ENEL: podría llegar este año en esta área a una DNA de hasta 180-190 MW.

Situación operativa – Chocó:

El Chocó es un área débilmente enmallada. Debido al límite por estabilidad de voltaje, la demanda no puede ser atendida en su totalidad. La situación del DNA en Chocó ha crecido desde 2017. Hubo radialidad hasta 2015 y entró Quibdó el Siete de 115kV. Se debe proponer una obra estructural para el departamento del Chocó. Aún con la compensación en Cértegui 115 kV, se requieren obras estructurales para garantizar la seguridad y confiabilidad en el departamento.

Situación operativa eléctrica – ORIENTAL:

Riesgo de operación de la demanda. Se perdería flexibilidad con las proyecciones de la UPME. Entre 2025 y 2026, el límite será de 3500 MW entre Bogotá y META. Escenario de confianza del 95%. Proyectos que eliminan la condición de riesgo (algunos proyectos hasta con 10 años de retraso y aún no tienen fecha clara). Resumen de restricciones por área operativa sin obras de transmisión asociadas. Se consideran en servicio todas las obras en construcción o republicación y no se han incorporado los proyectos que tienen los OR. Los que aún no tienen promotor asignado no se tienen en cuenta.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT NO. 199

Obras propuestas (Caribe):

1. Compensaciones sincronicas GCM para mitigación del FIDVR (beneficio costo mayor a 2,5 en series a 10 años).
2. Nueva Magangué 500 kV y construir la línea EL PASO – MOMPOX (obra iniciativa del OR aún en desarrollo).

Obras evaluadas (Antioquia):

1. Segundo corredor Virginia-Bolombolo 115(110) kV
2. Corredor en doble circuito Hispania-Quibdó 115 kV

Obras propuestas (Nordeste):

1. Tonchalá 220/115 kV (obra iniciativa del OR aún en desarrollo).

Evolución de la generación instalada en el área Caribe con capacidad de exportación 2025-2037:

Se esperan 14000 MW de generación para 2027. 9822 MW corresponden a generación basada en inversores. Se debe acompañar la capacidad de generación instalada en el área Caribe con proyectos que permitan aumentar su capacidad de exportación al resto del SIN.

Intervención: Análisis de cómo explotar la red AC hasta que llegue la línea HVDC. Qué requiere la red de CA para seguirla explotando. En el comité técnico ambiental, el GEB va a traer las alternativas que se están trabajando. No dejar la solución estructural que es el HVDC. El problema es no poner el HVDC es poner una sencilla, la estrategia a futuro es anillar en HVDC con Antioquia, Caribe y Oriental, el problema raíz es “beneficios”, OJO comentario Libardo Enel. HVDC multipunto. A futuro interconexión con Venezuela si recupera industrialización algún día.

Obras propuestas:

Mejoramiento de índices SCRIF y WSCR: Elementos con aportes de corriente de cortocircuito en las subestaciones, con niveles bajos de SCRIF, mejoran considerablemente las problemáticas de la red débil y son una alternativa frente a posibles cortes de producción para garantizar la estabilidad del sistema y/o pérdidas generalizadas de equipos conectados mediante inversores.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera “Copia No Controlada”. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT NO. 199

Resumen de compensadores síncronos (SynCon). En las subáreas GCM, Bolívar, Atlántico, Córdoba –Sucre. Se pone como ejemplo el caso de Texas donde se van a instalar compensadores síncronos (National Grid y Elcorp Texas).

Proyectos en cronograma de convocatoria:

1. Carreto 500 kV (FPO 2027)
2. Alcaraván 230 kV (FPO 2027)
3. Alcaraván 115 kV (FPO 2027)
4. Bahía por 500 kV transformador Nueva esperanza 220 kV (FPO 2023)

*Se propone evaluar la posibilidad de adelantar las FPO 's de los anteriores proyectos.

Subestaciones con configuración en anillo en el SIN:

Recomendaciones de XM para definir los criterios en cuanto al número máximo de campos en esta configuración. Se deben definir acciones para reconfigurar las subestaciones existentes para que brinden mayor confiabilidad.

Cruces de líneas:

XM tiene 1398 registros, de los cuales 384 (27% datos) tienen información suficiente para ser clasificados y analizados. Cruces tipo 1 (únicamente elementos del SIN) 67 con 3 elementos o más, tipo 2 (elementos del STN y el STR) 112 involucran 3 elementos o más y tipo 3 (únicamente elementos del STR).

Riesgos asociados a cruce de circuitos:

Se deben buscar alternativas económicamente viables para minimizar los cruces existentes y futuros entre líneas del STN y STR. Se recomienda establecer los criterios que deben ser incluidos desde el DSI para que las soluciones técnicas y de mitigación a los cruces, se incluyan en las propuestas económicas de los agentes. Existen cruces críticos entre líneas AT del STN y STR.

Conocer los riesgos permitirá evaluar la pertinencia de implementar las acciones técnicas necesarias para disminuir la probabilidad de falla y minimizar los cruces.

Capacidad y niveles de corto circuito subestaciones del SIN:

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT NO. 199

Los proyectos futuros tendrán restricciones en algún valor n(?). Se cuenta con información de 442 subestaciones. Para el año 2024 habrá 45 y 23 subestaciones con niveles de cortocircuito superiores al 90% y 100%, respectivamente.

Recomendaciones:

- Operadores y propietarios deben realizar estudios de detalle del nivel de cortocircuito.
- Trabajar de manera conjunta con XM y la UPME para evaluar las acciones pertinentes para elevar la capacidad de cortocircuito.

5. Expansión solicitada y propuesta por los Operadores de Red y transmisores, así como las solicitudes de nivel de tensión 4 pendiente por evaluar.

Luego de un breve receso, el ingeniero Cristhian de la UPME se dispone a presentar a los miembros del CAPT el levantamiento realizado por la Unidad de las obras de expansión propuestas por los OR en sus planes de expansión.

Entre las obras de expansión en estudio, figuran las siguientes:

- Subestación La Uribe 220/115 kV al STN reconfigurando los circuitos Tuluá - Zarzal 115 kV y San Marcos - Cartago 220 kV (Subárea Valle).
- Subestación La Villa al STN a través de la reconfiguración de los circuitos Cartago - San Marcos y Tuluá - Buga (Subárea Valle).
- Subestación Canoas al STN a través de la reconfiguración de los circuitos Buga - Calima 115 kV y San Marcos - Cartago 220 kV (Subárea Valle).
- Subestación Jardín 220/115 kV al STN a través de la reconfiguración de los circuitos Juanchito - Alférez y Estambul - Juanchito (Subárea Valle).
- Construcción de la nueva subestación Guanentá 115 kV y la nueva subestación Málaga 115 kV. Normalización de una línea de transmisión a 115 kV entre estas dos subestaciones (Subárea Santander).
- Nueva línea de transmisión a 230 kV con sus bahías de línea asociadas, de aproximadamente 11 km desde la subestación Barranca hasta la subestación Comuneros (Subárea Santander).
- Expandir la Capacidad de transporte de la subestación Mesa del Sol 115 kV mediante las siguientes alternativas: A1: Instalación de FACTS distribuidos, A2:

CAPT NO. 199

Nueva línea Mesa del Sol - Piedecuesta 115 kV, A3: Repotenciación de la línea Mesa del Sol - Piedecuesta 115 kV (Subárea Santander).

- Nueva subestación Tonchalá 220 kV propuesta (Subárea Norte de Santander).
- Nueva subestación Sahagún 110 kV (Subárea Córdoba - Sucre).
- Nueva subestación Lorica 110 kV y obras asociadas (Subárea Córdoba - Sucre).
- Nuevo corredor La Loma - El Banco - Mompox 110 kV (Subárea Bolívar - GCM).
- Segundo circuito Chinú - Toluviejo - Bolívar 220 kV, sin solicitud de Unidades Constructivas (Subárea Bolívar - Córdoba - Sucre).
- Solicitud de concepto de normalización del barraje 110 kV S/E Manzanares (Subárea GCM).
- Subestación Nueva Bosconia 110/34,5 kV (Subárea GCM).
- Subestación Uribia 110/34,5 kV (Subárea GCM).
- Subestación Almendros 110/13,8 kV (Subárea GCM).
- Subestación Nueva Fundación 110 kV (Subárea GCM).
- Cambio del transformador subestación Guavio 230/115 kV de 40 MVA a 90 MVA (Subárea Oriental).
- Subestación eléctrica Intexzona 115 kV (Subárea Oriental).
- Subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas (Subárea Oriental).
- Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas (Subárea Oriental).
- Interconexión de las subregiones Nordeste - Urabá a 220 kV (Subárea Oriental).
- Subestación Lagunas 220 kV y Guarcoma 220 kV (Subárea Antioquia).
- Subestación Guarne 220/110 kV (Subárea Antioquia).
- Instalación de módulo FACTS para el enlace Brisas - Cajamarca - Regivit 115 kV (Subárea Tolima).

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



CAPT NO. 199

- Subestación San Joaquín 115/34,5 kV (Subárea Tolima).
- Subestación Amanecer 220/115 kV (Subárea Tolima).
- Subestación La Gaitana 230/115 kV y obras asociadas al STR (Subárea Huila).
- Segundo circuito Altamira - Florencia - Doncello 115 kV (Subárea Caquetá).
- Subestación Santa Verónica 110 kV (Subárea Atlántico).
- Nueva subestación Cevillar 110/13,8 kV (Subárea Atlántico).
- Nueva subestación Los Cerezos 110/13,8 kV (Subárea Atlántico).
- Subestación Soledad 110/13,8 kV (Subárea Atlántico).
- Subestación Riomar 110 kV (Subárea Atlántico).
- Repotenciación de la línea Termoflores - Las Flores 110 kV (Subárea Atlántico).
- Transformador SDL 34,5/13,8 subestación Sabanalarga (Subárea Atlántico).
- Segundo circuito Santa María - Tunjita - Guateque - Sesquilé 115 kV (Subárea Boyacá).

Por parte de EPM se resalta que hacen falta obras por listar, sin embargo, la UPME aclara que estas son obras propuestas por los OR en sus planes de expansión y que las demás obras con solicitudes de Unidades Constructivas y con estudios de conexión enviados para análisis no se encuentran en la presentación.

Finalmente, EPM aclara que para la subárea Antioquia, el proyecto Interconexión subregiones Nordeste - Urabá a 220 kV y las nuevas subestaciones Lagunas y Guárcama 220 kV son el mismo proyecto. Por parte de ENEL, se aclara que la obra propuesta en la subárea Boyacá, Segundo circuito Santa María - Tunjita - Guateque - Sesquilé 115 kV requiere de una reunión con el OR de la subárea Oriental para revisión del tema de disponibilidad de espacio en la subestación Sesquilé 115 kV puesto que se tienen restricciones, también resalta ENEL que hacen falta un “paquete” de 5 subestaciones propuestas en su plan de expansión que no están contempladas en la presentación, lo cual requiere revisión posterior por parte de la Unidad.

6. Varios

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera “Copia No Controlada”. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT NO. 199

6.1. Reactivación comité ambiental:

Se acordó que se va a realizar paralelo al comité técnico regulatorio, una semana antes del CAPT, toda vez que los participantes de cada comité son diferentes profesionales. Adicionalmente se propone que se alterne la presencialidad, es decir, un mes es presencial el Comité técnico y el ambiental es virtual, al siguiente mes se invierten.

6.2. TAREAS UPME - Intervención Ing. Javier Martínez Gil

Anexo - Cronograma

Este cronograma es para que conozcan un poco más lo que implica el proceso de conexiones y el entorno del plan de expansión. Antes de que existiera la CREG 075 no se realizaban una serie de pasos que actualmente si se están teniendo en la Unidad gracias a la resolución.

Se tienen en resumen 3 procesos importantes:

1. Planeación, definición y aprobación de la expansión
2. Proceso asignación de capacidad (conexiones)
3. Proceso administrativo posterior a la asignación, necesariamente este proceso existe ya que los solicitantes pueden comenzar un proceso de recursos de reposición por diferentes motivos, sean conceptos aprobados y no aprobados y después siguen con un proceso de liberaciones.

1. Planeación, definición y aprobación de la expansión

Hablando en detalle del proceso de planeación, definición y aprobación de expansiones, tenemos para el nivel de tensión 4 hay una serie de actividades tales como: Identificación de solicitudes, obras y propuestas, análisis eléctrico, primer segundo y tercer reporte de evaluación (hitos internos revisión de la unidad).

En orden cronológico podrán salir primero las que no requieren obras de expansión del STN; en el cronograma el máximo plazo para aprobación de obras del STR se tienen para finales de noviembre. Esto no quiere decir que no se vayan a analizar las demás, esas obras que implican obras del STN, se empezaran a analizar desde ya, pero no se resolverán en noviembre ya que requieren ser expuestas a la ciudadanía, en comentarios del CAPT y posteriormente requiere ser remitidas al Ministerio para adopción mediante resolución.

El análisis y formulación del plan de transmisión es una actividad permanente que está en proceso desde mediados de julio para finalizar la tercera semana de febrero de 2024, momento en el cual se dará la señal de comunicación y traslado al ministerio. Asimismo, se tendrá como actividad permanente las discusiones del CAPT que va a ser paralela a la del

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT NO. 199

análisis y formulación del plan de transmisión, con fecha de finalización un mes antes, es decir la tercera semana de enero de 2024. Desde la última semana de noviembre de 2023 se tendrán unos hitos de precisión como lo son: publicación del plan de transmisión a comentarios, periodo de comentarios, adecuaciones plan de transmisión, versión final plan de transmisión, concepto CAPT, remisión del plan de transmisión al Ministerio, publicación resolución plan de transmisión y comentarios; para que finalmente se concluya con la adopción del Plan de Transmisión la última semana de febrero.

Desde hace un tiempo el Ministerio saca a comentarios la resolución, no el plan de expansión; el llamado de atención es revisar muy a fondo estos comentarios desde el origen, ya que la UPME ha recibido varios comentarios importantes de fondo, que se reciben en esa etapa, y estos deberían llegar es cuando se está en la etapa del diseño; es decir, cuando se está analizando la solución. La unidad insiste en que en el comité del CAPT los operadores de red en algún momento vinculen las áreas de desarrollo de los proyectos para que puedan hacer aportes casi que desde la concepción de los proyectos.

¿El plan de expansión que contemplara? R/ Se empezó por temas del STR que se deben resolver a noviembre de este año; para contextualizar, la UPME recibe solicitudes de reconocimiento de activos de nivel de tensión 4, que básicamente son obras de expansión de los STR, esos llegan en cualquier momento del año, la idea es limpiar el escritorio de eso. El plan de expansión contemplara las obras de expansión del STN originada de las necesidades de los STR y obras de expansión del STN originadas de cualquier otra necesidad, no es necesariamente exclusiva para STR.

Así pues, resumiendo lo anteriormente dicho, en noviembre se tendrán aprobaciones de obras del STR y avanzadas las evaluaciones de obra del STN que se requieren, pero el proceso de aprobación para obras del STN continúa hasta febrero porque tiene un proceso administrativo que se debe cumplir.

¿Las obras del STR que van asociadas a obras de STN, no van en los tiempos de las obras que se aprueban en noviembre? R/ Ese tipo de obras al necesitar obras del STN deben entrar en el ciclo que va hasta febrero.

¿Un proyecto declarado "URGENTE" da unos alivios en tiempo? R/ Una obra declarada como urgente, tiene que cumplir unos requisitos y fuera de eso tiene que tener unos soportes, incluso hay una resolución del ministerio y una resolución de la CREG que marca unas pautas para definir una obra como urgente; habiendo aclarado esto, un proyecto que es declarado como urgente da unos alivios pero en tiempos administrativos, puesto que ahorra un proceso administrativo, pero de igual manera hay un análisis técnico que se tiene que evaluar.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT NO. 199

2. Proceso asignación de capacidad (conexiones)

La unidad ya está en procesos de radicación de solicitudes, que va hasta octubre de este año, aunque paralelo a esto se está realizando adecuaciones de la red y organizando las solicitudes; esto implica revisar completitudes, la remisión a la OR o devoluciones al promotor. Actualmente, llevamos 340 solicitudes recibidas, del cual 35% está en manos de la UPME, otro 35% en manos de los OR y el porcentaje restante está en los promotores.

Luego de hacer las adecuaciones de la red, se inicia la actividad de cálculo de capacidad por barra que es el punto de entrada de este proceso, luego de esto se hará la aplicación del MACC, con esto podremos conocer los proyectos que serán asignados por la capacidad disponible. Aquí hay un tema importante a tratar que es la definición de las obras de expansión, ya que para poder realizar estos cálculos se deberá tener ya listas las expansiones definidas del STR, aunque aún no se tendrán las del STN, puede ser que se tengan identificadas, pero no se van a tener aprobadas; por lo cual, no se van a poder considerar en el cálculo de capacidad. Es de aclarar que no se puede aprobar conexiones sin tener expansión aprobada. Esto nos lleva a lo que es el contexto de la fila 2 en la resolución CREG 075, de ahí en adelante se conocerá luego de esa primera parte de la asignación, lo que quedan para fila 1, que son los que requieren expansión. Esa expansión es la que estará en tránsito para aprobación por parte del Ministerio; y adicional será la que se introduce nuevamente al cálculo de capacidad por barra, se hará la segunda iteración de asignación de capacidad, ya con obras aprobadas por parte del Ministerio; y saldrán los que se puedan asignar con esa expansión.

Este es el resumen del proceso, luego se entregarán los resultados finales para Julio.

¿Por qué se hace esto? En la resolución dice que se puede presentar alternativas, y si se pueden presentar, pero para dar un ejemplo de este proceso, si nos paramos en un año regular que presentan la solicitud de conexión en marzo y se finaliza el proceso en diciembre, legalmente la UPME conocería los proyectos que van a fila 1 en agosto, es decir quedaría septiembre, octubre, noviembre y una partecita de diciembre para definir obras de expansión y conectar los que quedaron en fila 1, eso implicaría hacer análisis eléctricos, económico, definición de las obras, discusión con los involucrados, llevar al CAPT, poner el plan de expansión en comentarios con la ciudadanía, hacer ajustes y remitir al Ministerio para aprobación, pero ¿A qué horas se realiza el cálculo de capacidad por barra, y al MACC? es decir, físicamente ese tiempo de ese proceso no da, y teniendo la posibilidad remota de que la propuesta sea una obra del STR, se tiene que entrar en discusión con el operador de red, porque la UPME no le puede aprobar de oficio la obra, es él OR el que la tiene que solicitar, puesto que él tiene que solicitar el reconocimiento de los activos. La Unidad no puede definir (o imponer) por encima del OR, que él tiene que hacer esa obra; hay algunos casos en los que, sí se puede hacer, pero se tienen que cumplir unas condiciones.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT NO. 199

De acuerdo a lo anterior, ese tiempo de 4 meses no da para todas las actividades que se tienen que desarrollar para este proceso; por ende se tiene que ajustar un poco y en el corto es: lo que se tenga aprobado en el momento para iniciar a correr el cálculo de capacidad por barra para fila 2, cuando se vaya a hacer la otra iteración ahí se aprobara la expansión adicional que habilite capacidad adicional para fila 1.

Actualmente, estamos esperando que la CREG emita una nueva resolución que modifica algunos aspectos de la resolución CREG 075 que son bien importantes, uno de ellos es que permite que las cargas puedan hacer la solicitud en cualquier momento del año y los autogeneradores sin entrega de excedentes, también elimina la penalización del año cuando no tienen la garantía y otros aspectos relevantes. Si esa resolución sale como ya está escrita, van a tener que asumir muy bien ese riesgo quienes se acostumbran a poner las garantías y dejar vencer las FPO, esto es, porque los dejaría por fuera, es decir no hay chance de justificar nada, así tenga el 95% del proyecto construido.

La unidad actualmente tiene en mente algunos cambios estructurales aún para hacer en una próxima resolución para no detener esta, que ya está próxima a salir.

1. Poner algún tipo de mecanismo de control de entrada, puede ser la garantía de seriedad. Esto para eliminar un poco el tema de especulación de solicitudes, con eso evitaría esas fotocopias que se presentan en los estudios de conexión, por ejemplo, SER propone una garantía de seriedad de 3.5 dólares por kW, eso es una cifra bastante elevada para poder participar. Pero dando el ejemplo con 1 dólar sería una buena cantidad para evitar que le saquen fotocopia al mismo estudio y se presenten 10 o más veces.
2. El tema del análisis del cambio de FPO, puesto que se consume mucho tiempo en este proceso, y la unidad está analizando cosas que no tendría por qué analizar. Un ejemplo de esto, es el tema de interpretar o entender temas de fuerza mayor y orden público, ya que es complejo porque se termina en problemas y riesgos judiciales por una condición de estas. Una solución podría ser adaptar lo que funciona en el STR, que sería una opción libre, es decir cambiar la FPO una vez de manera libre, puede ser con restricción de tiempo, y después de esa primera vez cualquier cambio adicional tendría un costo, podría ser duplicar la garantía, o la segunda o tercera vez que quiera hacer un cambio de FPO se podría incluir unas causales que sean más sencillas de administrar y que la UPME pueda gestionar de manera más rápida, como por ejemplo el literal e), aunque ese tiene un inconveniente cuando se tiene que evaluar en qué porcentaje va el proyecto, y hay muchos que ni siquiera han enviado un informe de cumplimiento.

CAPT NO. 199

Intervención: Aun así teniendo el control del proyecto, paralelamente a eso hay que recopilar una cantidad de argumentos que soportaría un cambio de FPO, ya que una variable cualquiera en X momento del proyecto, se dispara y puede hacer incumplir una FPO, sobre todo en proyectos de energía renovable, que son proyectos que tienen un cronograma muy ajustado, y que no permite a diferencia de un proyecto hidroeléctrico que tiene unas subactividades que permiten hacer ajustes y compensar y alcanzar el cronograma. Es decir que a pesar de que el promotor tiene la intención para cumplir esa FPO, puede perder el control de la obra para llegar a esa fecha, es claro que tiene que empezar a soportar la posibilidad de que cerquita la FPO tiene que solicitar un cambio de la misma.

En el caso anterior se tendrá que tener en cuenta alguna consideración, que en situaciones reales se deberá administrar algún comprobante, en este sentido apretar, pero no ahorcar. La idea es que este tipo de solicitudes no se convierta en una carga administrativa a la UPME.

3. Seguimiento a los hitos, ya que, si el proyecto tiene que entrar en una fecha determinada, porque la unidad tendría que estar viendo si cumplió o no algún hito. Adicional que se le tiene que creer cualquier cosa que envíe porque la UPME no tiene interventor, ni se va a campo, ni hay una forma efectiva para validar que se está cumpliendo un hito o no; y más para aproximadamente 400 proyectos que están hoy día aprobados; sumado a que se puede entrar en conflicto con lo que reportan en la auditoría por cargo por confiabilidad o la otra subasta o porque tienen interventor en otro lado.

Todo lo anterior consume mucho tiempo y no deja a la unidad hacer lo que tiene que hacer que es **PLANEAR**.

Intervención: Pensando en la demanda vegetativa, ¿la UPME puede ver necesario adoptar proyectos por urgencia en el plan anterior? (Lo cual se sabe que no es fácil) pero ¿cómo se va a llevar esto en el CAPT para que armonice? como ejemplo: el consumo del caribe en mayo y junio fue el doble de lo que venía consumiendo, eso quiere decir que los planes de expansión que presentaron los OR, no tenían este salto, puede ser que este sea temporal o no, pero igual hay que analizarlo, entonces para hacer más clara la pregunta, si se mira esa señal que da el OR y se discute si es necesario el diagnóstico que tiene en esa área, valdría la pena hacer un análisis en conjunto y plantear cosas o adelantar, trayendo del futuro al presente obras por esos saltos que se están dando, ¿Es necesario o no?, ahí abre un escenario para mirar en el corto plazo que ha pasado, mirar el plan de expansión si hace falta cosas y que así la UPME tenga señales para ese plan de expansión o que sean urgentes.

CAPT NO. 199

El tema de los informes y de recoger las obras que se requieren, no es simplemente listar las solicitudes que hicieron los operadores de red. En los informes operativos parte de este filtro que se está haciendo incluye obras que se han propuesto y que ya están en la mesa para evaluar, de acuerdo a las señales que se han recogido de los informes operativos de XM y de lo que la misma UPME ha identificado, aquí se tiene todo el análisis de las conexiones particularmente del ciclo anterior, gracias a esto, se vio donde no hay capacidad, donde habían problemas, se verificó donde los problemas eran combinados, el tema donde se quiere solucionar algo para la atención de la demanda y donde no hay capacidad de transporte para generación; eventualmente no se tiene en todos los casos una solución específica para probar, algunas de ellas tendrán que salir de ese análisis y otras podrán salir de un análisis particular de la demanda.

Intervención: Dicho lo anterior entonces ¿Cuál sería el objetivo o las tareas de los siguientes meses para el grupo técnico regulatorio? Sería bueno saberlo porque eso podría ayudar a prepararse para las discusiones y poder tener foco para que esas reuniones cierren cumpliendo el objetivo.

La señal de cómo se deberían trabajar en estos grupos es:

- Revisión e identificación de los reportes de necesidades, de cruce con las obras que estén propuestas
- Identificación de las obras que se requieran y que aún no están propuestas y la entrada de solución de lo que corresponde.

En general estos comités deben ser muy ejecutivos, evitando discusiones bizantinas. seguramente esto se debería dividir por subáreas. Con el objetivo más importante que es la expansión en este momento, aprovechando el plazo que se dio al mover el cronograma de la CREG 075.

Intervención: Como sugerencia se debería dar foco al área Caribe, con los dos operadores de red AFINIA y AIR-E, que arrancaran por el diagnóstico para conocer y así poder aportar, ya que si todos conocemos el problema es más fácil aportar soluciones, seguir después con DISPAC y luego con el área Oriental.

Hay que dejar claro que no hay prioridades, si va haber algo que marque es la inmediatez de la situación que se esté presentando.

Intervención: Es importante anticiparnos y tener el cronograma para ser eficaces porque si se va a hablar de algún área es importante que se tenga el diagnóstico, si no va a pasar que si presentan la solución nadie va a poder opinar, porque no se conoce el problema y no va a ser eficaz la reunión.

CAPT NO. 199

Se debería armar un subgrupo que lo lideren los miembros del CAPT, pero no la UPME, y que todos puedan participar, y allí mismo se proponga una agenda y el tema metodológico, de tal manera que todos estén enterados de las situaciones y puedan aportar.

En la gestión de proyectos y obras, es fundamental asegurar una estructura sólida que permita un flujo de trabajo eficiente y transparente. En ese sentido, cuando se trata de aquellas iniciativas que aún no han sido aprobadas, es esencial contar con una identificación precisa de las necesidades subyacentes y la naturaleza de las obras correspondientes. Una vez establecida esta base, se procederá a la elaboración del cronograma respectivo. Durante este proceso, se determinará si es pertinente considerarlas como parte de un plan intermedio o si, por el contrario, deben incorporarse en el plan de febrero.

Con miras a mejorar la gestión de nuestros proyectos, se sugiere que en el próximo comité se contemple la posibilidad de establecer una clasificación para las obras. De esta manera, podremos agruparlas de manera más eficiente y analizarlas con mayor claridad en función de sus características particulares.

Es importante destacar que aquellas obras que se consideren necesarias deben ser sometidas a una evaluación económica de viabilidad por parte de la UPME. Esta evaluación es crucial para tomar decisiones informadas y respaldadas por datos concretos. Es preciso aclarar que la presentación de estas obras ante la UPME no solo tiene como objetivo su conocimiento, sino también integrarlas en los análisis pertinentes y enriquecer los conceptos del CAPT.

Cabe señalar que el estudio de viabilidad llevado a cabo por XM y sus metodologías son independientes de los de la UPME. Por lo tanto, es imperativo que la UPME realice sus propios estudios de beneficio/costo para garantizar la integridad y precisión de los indicadores correspondientes.

En el proceso de revisión de las obras, se evaluará su pertinencia y, de ser necesario, se incluirán para una revisión más exhaustiva en el próximo comité. A tal efecto, se considera de utilidad contar con una línea temporal que documente las evaluaciones realizadas por la UPME. Esto proporcionará una referencia temporal valiosa para los procesos a seguir.

La propuesta será tenida en cuenta y se espera que todos los miembros del CAPT se involucren activamente en la construcción de estas propuestas. Es esencial comprender que el CAPT en sí mismo debe asumir la responsabilidad de generar y dar seguimiento a estas recomendaciones, en lugar de asignar una persona específica para esta tarea.

En cuanto a la presentación de avances, es posible que a partir de la tercera semana coincida con las actividades de los grupos técnicos regulatorios. Se sugiere coordinar la

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT NO. 199

agenda propuesta con dicha actividad para optimizar el uso del tiempo y presentar revisiones adicionales en caso de ser necesario.

Al concluir la reunión, se proporcionará la presentación realizada junto con los soportes de los cambios de fechas propuestos al Ministerio. Se hace hincapié en la importancia de establecer un plazo para la observación de temas específicos. Esto permitirá cerrar esos temas de manera efectiva y proceder con los trámites necesarios en colaboración con el Ministerio.

Es relevante aclarar que el comité emite un pronunciamiento sobre las obras, no otorga aprobaciones directas. En este contexto, dichos pronunciamientos se expresarán como recomendaciones para asegurar la coherencia y claridad del proceso.

Finalmente, es esencial recordar y reforzar el deber de mantener un interés activo en la ejecución exitosa de las obras. Este compromiso es crucial para garantizar que todas las iniciativas se desarrollen de acuerdo con los objetivos y estándares establecidos.

CONCLUSIONES / DECISIONES

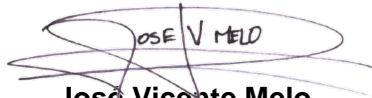
- En el marco del Plan de expansión de Transmisión (2022-2037) y (2023-2038), estas obras y proyectos reflejan el compromiso con la infraestructura eléctrica de calidad y la confiabilidad del sistema, con miras a brindar un servicio de excelencia a los usuarios y contribuir al desarrollo sostenible.
- De acuerdo al informe de XM: se presenta agotamiento de la red debido a la no entrada y/o definición de proyectos de expansión a nivel del STR y al continuo crecimiento de la demanda. Adicionalmente, se observa un aumento en los cortes activos dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo cual genera estrés en el sistema durante los períodos de mantenimiento. Algunas subestaciones se encuentran en configuraciones radiales o con enmallamientos débiles y se han identificado 155 nodos radiales en total, principalmente ubicados en áreas como Caribe Bolívar, Córdoba-Sucre, GCM y Bosconia en Norte Santander. En la actualidad, se presenta un deterioro de la potencia segura atendible en estos nodos con configuración radial.
- Comité ambiental: Se acordó que se va a realizar paralelo al comité técnico regulatorio, una semana antes del CAPT, toda vez que los participantes de cada comité son diferentes profesionales. Adicionalmente se propone que se alterne la

CAPT NO. 199

presencialidad, es decir, un mes es presencial el Comité técnico y el ambiental es virtual, al siguiente mes se invierten.

- De acuerdo al cronograma para Planeación, definición y aprobación de la expansión, el máximo plazo para aprobación de obras del STR se tienen para finales de noviembre, y adicional estarán avanzadas las evaluaciones de obra del STN que se requieren, pero el proceso de aprobación para obras del STN continúa hasta febrero porque tiene un proceso administrativo que se debe cumplir.
- La unidad tiene en mente cambios estructurales para la resolución CREG 075, con el fin de solucionar temas de control de solicitudes de conexión, cambios de FPO, seguimiento de hitos entre otros, ya que esto conlleva una gran carga administrativa, lo cual perjudica la actividad de planeación por cuestión de tiempo.
- En estos grupos sea el comité técnico regulatorio y el CAPT, se debería trabajar con informes muy ejecutivos, haciendo una revisión e identificación de los reportes de necesidades, de cruce con las obras que estén propuestas e identificación de las obras que se requieran y que aún no están propuestas y la entrada de solución de lo que corresponde, dividiendo esto por áreas o subáreas.
- Como propuesta del ing. Javier Martínez: Se debería armar un subgrupo que lo lideren los miembros del CAPT, pero no la UPME, en el que todos puedan participar, y allí mismo se proponga una agenda y el tema metodológico, de tal manera que todos estén enterados de las situaciones y puedan aportar.
- El estudio de viabilidad llevado a cabo por XM y sus metodologías son independientes de los de la UPME. Por lo tanto, es imperativo que la UPME realice sus propios estudios de beneficio/costo para garantizar la integridad y precisión de los indicadores correspondientes.

FIRMAS



José Vicente Melo
Presidente



Javier Andrés Martínez Gil
Secretario técnico

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).