**Informe CNO 692**

Fecha: febrero 2 de 2023

**Temas administrativos**

1. Como resultado del procedimiento para solicitar ser invitados a las reuniones del CNO se presentaron las siguientes empresas: TERMOYOPAL, TERMONORTE, CEO, AFINIA, ENERCA, INTERCOLOMBIA, UNERGY ENERGIA DIGITAL SAS ESP, PRIME, URRA, AURES BAJO y ELECTROHUILA. Se debe recordar que por Reglamento Interno se tiene un cupo máximo de seis (6) empresas.
2. Se elaboró una encuesta dirigida a los desarrolladores de proyectos de generación, para establecer las distintas variables que están afectando su normal desarrollo. A continuación, se presentan los resultados considerando que se recibieron 24 respuestas:







En el Anexo de este Informe encuentra el detalle de las respuestas dadas a las preguntas abiertas de la encuesta.

1. El Grupo de Energía de Bogotá socializó la creación de la filial ENLAZA, cuyo objetivo es administrar, operar y hacer mantenimiento a los activos en operación y ejecutar los proyectos de transmisión del Grupo. Al respecto cabe mencionar que GEB tiene el control directo de esta filial.
2. No se han recibido aún las cartas de designación de los representantes ante el CNO y los Comités y Subcomités, del Ministerio de Minas y Energía, la UPME y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

**Temas técnicos**

1. En el Subcomité de Protecciones-SProtec del CNO continua la interacción con SIEMENS, dado los riesgos identificados para la operación del SIN y la atención confiable de la demanda, por situaciones asociadas a los Sistemas de Protección de este proveedor. En la reunión ordinaria del mes de enero de 2023 se presentó por parte del fabricante el avance en el plan de pruebas a los relés de protección de líneas, de cual resaltamos los siguientes puntos:

* Seis casos con pruebas completas y 0% de operación indeseada para las versiones de firmware 7.6 y 9.3

* Cuatro casos pendientes debido a la conversión de formato Digsi 4 a Digsi 5.

* Dos casos pendientes de información (archivo .dex). Se propuso al agente enviar el archivo .dex de la configuración actual.

* Se incluyó un caso de EBSA de agosto de 2020, en el cual el relé detecta falla en zona 3 y dispara en zona 2.

SIEMENS informó que finalizará las pruebas durante la tercera semana de febrero del año en curso y solicitó el envió de 16 casos para realizar las pruebas de desempeño de los relés ante los escenarios de falla definidos.

Además, informó que revisará las diferencias entre lo reportado por el relé y lo registrado en SIGRA, e informó que documentará en el reporte final las consideraciones para tener en cuenta en la versión del firmware. Finalmente, se acordó invitar nuevamente a SIEMENS para la reunión ordinaria de marzo de 2023.

1. A la fecha, a pesar del esquema planteado para la recopilación de comentarios a la Resolución CREG 143 de 2021 por parte de los Comités y Subcomités, no se cuenta con las observaciones de todos los miembros del Consejo a dicho proyecto normativo. En este sentido, y considerando que la fecha máxima para envío de comentarios vence el 15 de febrero del año en curso, se hace un llamado urgente a los integrantes del Consejo para allegar lo mismos bajo el esquema definido.
2. Dadas las diferencias que aún persisten sobre la modificación de los parámetros que utiliza la función AGC cuando se ajusta el subsistema de comunicaciones, su efecto en la elegibilidad para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el requerimiento derivado respecto a la realización de pruebas de sintonía, se llevó a cabo una reunión conjunta entre los Comités de Operación, Ciberseguridad y el subcomité de Controles.

En dicha reunión hubo consenso respecto a que cualquier intervención, inclusive sobre el subsistema de telecomunicaciones, podría tener implicaciones sobre los parámetros que utiliza la función del AGC, esto considerando que el modelo que se sintoniza de la unidad depende de estos parámetros. No obstante, persisten aún las diferencias sobre la necesidad o no de llevar a cabo pruebas de sintonía para la reincorporación de las unidades (algunos casos).

Para los casos en los que no hay consenso, se plantearon dos alternativas para subsanar esta diferencia:

* Seguir con el procedimiento establecido por el Acuerdo 1428 (pruebas de sintonía), llevando a cabo una estadística sobre los cambios que se identifican en el modelo de las unidades, cuando se presentan intervenciones en los subsistemas asociados a comunicaciones.
* Establecer y realizar pruebas simplificadas sobre el sistema de comunicaciones (modificación Acuerdo 1428). Si las mismas no son exitosas, realizar las pruebas de sintonía. Adicionalmente, cuantificar una estadística sobre los cambios que se identifican en el modelo de las unidades, cuando se presentan intervenciones en los subsistemas asociados a comunicaciones.

Para la segunda alternativa, el CND reiteró el riesgo al que se somete la operación, al integrar un recurso que presta el servicio de AGC sin realizar previamente una validación de la sintonía del modelo que lo representa, y con el cual se realiza la verificación del desempeño de este. Resaltó que las pruebas de comunicaciones sólo determinan si la unidad recibe una consigna, pero no caracterizan el tiempo de retardo, ni la velocidad la respuesta, ni la desviación del recurso en el tiempo como, si lo hacen las pruebas de sintonía.

1. El jueves 2 de febrero del año en curso se envió a los responsables de ciberseguridad de los agentes generadores, transmisores nacionales, distribuidores y el operador del Sistema, la solicitud de diligenciamiento de la encuesta de “*Avances de la implementación de la Guía de Ciberseguridad - Acuerdo 1502 de 202*1”. El plazo para el diligenciamiento de la misma es hasta el viernes 3 de marzo de 2023.
2. Para el 10 de febrero del año en curso se citó al Grupo Área Caribe, para hacer seguimiento a la situación operativa de esta fracción del SIN. Se invitaron a la reunión los siguientes agentes: AIRE, INTERCOLOMBIA, CND-XM, GECELCA, TERMONORTE, GEB, SSPD, MINENERGIA, UPME, MADS AFINIA, TRANSELCA y CANADIAN SOLAR. La agenda por tratar es la siguiente:
* Situación operativa área Caribe e Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo-IPOEMP (CND-XM)
* Retos operativos área Caribe (TRANSELCA)
* Estado proyecto SAEB Atlántico (CANADIAN SOLAR)
* Propuesta delimitación Sierra Nevada de Santa Marta (MADS)
1. Teniendo en cuenta el cambio en el patrón de absorción de potencia reactiva del SVC de la subestación Chinú debido a la habilitación de su función “q-band”, ISA-INTERCOLOMBIA manifestó que dicha modificación implica, bajo condiciones normales de operación, que este dispositivo pueda absorber más potencia reactiva, disminuyendo el margen para responder ante eventos de pérdida de carga. A pesar que esta situación no representa un riesgo para el SIN según el CND, el transportador informó que la habilitación de dicha función podría tener un impacto físico para el SVC. En este sentido, XM solicitó a ISA-INTERCOLOMBIA manifestar si este compensador dinámico tiene alguna restricción para operar bajo algún modo de operación, al igual que actualizar su modelo correspondiente.
2. TRANSELCA compartió con los funcionarios del Consejo sus reflexiones sobre la operación actual y futura del área Caribe. Entre los temas objeto de preocupación del transportador destacan:
* Subestaciones del STN en configuración anillo tienen más de 20 bahías y se siguen autorizando conexión de nuevos usuarios, generadores y cargas. Es importante mencionar que aperturas en subestaciones con este tipo de configuraciones pueden limitar algunos recursos de generación, situación que puede generar restricciones sobre el SIN.
* Los niveles de cortocircuito en siete (7) subestaciones del STN superan su capacidad de corte.
* El número de asentamientos humanos a lo largo de la infraestructura operada por TRANSELCA supera los 2400. Esto dificulta las labores de mantenimiento a lo largo de sus líneas de transmisión y subestaciones.
* El 58 % de las cargas atendidas por los Operadores de Red de la zona, desde las subestaciones de TRANSELCA, son radiales. Lo anterior implica un riesgo de demanda no atendida-DNA ante una contingencia sencilla.

Teniendo en cuenta lo anterior, se agendó para la próxima reunión de seguimiento del área Caribe la presentación de TRANSELCA.

1. En el Subcomité de Controles-SC y el Comité de Operación-CO, el CND informó que desde septiembre de 2022 se han activado algunos modos de oscilación de baja frecuencia. El operador presentó varios casos, donde su frecuencia varió entre 0.07 y 0.09 Hz y se observó un bajo amortiguamiento. Asimismo, la duración de estos eventos han alcanzado los 14 minutos.

Al respecto, el CND recalcó la importancia de informar sobre cualquier modificación sobre los PSS del SIN, seguir a cabalidad su plan de ajustes y actualizar los modelos de las unidades de generación. Finalmente, el CND y el Subcomité de Controles analizarán las posibles causas de dichas oscilaciones.

1. Se enviaron comentarios al proyecto de Resolución CREG 701 027, “*por la cual se adiciona el Anexo 6 de “Requerimientos técnicos de control de tensión y potencia reactiva para usuarios AGPE, AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW y GD” a la Resolución CREG 174 de 2021*”. Los mismos pueden ser consultados en la página web del Consejo.
2. El pasado 24 de enero del año en curso se llevó a cabo una reunión virtual con la firma belga N-SIDE, responsable junto con algunas universidades y TSO europeos, por el desarrollo de la herramienta FLEXPLAN, la cual permite considerar en el planeamiento operativo y de la expansión diferentes fuentes de flexibilidad (BESS, respuesta de la demanda, DER, FACTS, DFACTS, PST, expansión de red convencional, DSO activos, entre otros). A la reunión también asistieron CELSIA, CND-XM y la UPME.

Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda al CNO explorar la posibilidad de formular un proyecto piloto con N-SIDE, para analizar el efecto de estas fuentes de flexibilidad en la operación y expansión del SIN.

1. En el Comité de Operación el CND informó la nueva fecha de entrada en servicio de los Sistemas de Almacenamiento de Energía a través de Baterías-SAEB en la subárea Atlántico. Se estableció que dichos dispositivos estarían en operación en el año 2024, posterior a las obras del STR y STN de las convocatorias Atlántico y la subestación El Río 220 kV.

En este sentido, bajo las condiciones definidas en los Documentos de Selección de los Inversionistas-DSI, se prevé que esta expansión podría tener beneficios marginales para la operación del SIN. Por lo anterior, y considerando que el desarrollador del proyecto aún no ha adquirido las baterías, se sugiere al Consejo enviar una comunicación a la UPME y MINENERGÍA, para estudiar la posibilidad técnica y jurídica de solicitarle a CANADIAN SOLAR la incorporación de nuevas lógicas y funciones.

1. En el marco del proceso de actualización de los parámetros de las plantas térmicas, que reflejan las configuraciones reportadas por los agentes en el marco de la Resolución CREG 101 028, el CNO y CND evidenciaron que los cambios de algunos parámetros podrían tener efectos no deseados para la atención segura, confiable y económica de la demanda del SIN, ello bajo ciertas condiciones operativas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y que actualmente el CND se encuentra desarrollando los modelos y aplicativos asociados al despacho económico bajo las nuevas condiciones regulatorias, y que aún no se ha evaluado el impacto sistémico bajo la nueva resolución, se envió comunicación a la CREG solicitando extender el periodo de transición (artículo 6), mínimo por dos (2) meses más, de tal forma que pueda evaluarse el referenciado impacto y determinar si se cumple con el objetivo de la Resolución 101 028. La comunicación puede ser consultada en la página web del Consejo.

1. El pasado 31 de marzo del 2023 el CND socializó los informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo y Trimestral de Restricciones. Respecto a la condición actual y esperada del SIN, las conclusiones siguen siendo las mismas en relación a la criticidad de algunas áreas y subáreas del SIN, particularmente GCM, Bolívar, Caribe, Oriental, Meta, Bogotá y DISPAC. Respecto a estas dos últimas subáreas, se debe resaltar que para el caso del departamento del Chocó, su máxima demanda atendible es 24 MW y para algunos periodos de un día típico de operación, la demanda puede ser superior a 30 MW.

En Bogotá, el número de restricciones de alerta pasó de 16 a 28, lo cual es consecuente con las condiciones actuales de atención de la demanda en el norte de la sabana de Bogotá. Al respecto, ENEL copió al CNO la comunicación enviada a MINENERGIA, donde se advierten los riesgos para la atención de la demanda de esta fracción del SIN y se plantean algunas medidas de mitigación. Este punto será tratado en la reunión de seguimiento del área Oriental del día de hoy.

1. Recientemente fue adoptado por MINENERGIA el Plan de Expansión de Transmisión 2022–2037 de la UPME. Al respecto, para dicha versión no fueron acogidas observaciones enviadas durante el proceso de recepción de comentarios a la versión preliminar. Teniendo en cuenta lo anterior, el balance de restricciones sin obras que se está construyendo desde el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, y la formulación de las recomendaciones derivadas de la cuarta versión del estudio de flexibilidad del CND se sugiere enviar una comunicación a la Unidad advirtiendo sobre los riesgos identificados para la atención confiable y segura de la demanda en el mediano y largo plazo.
2. En el Comité de operación se presentó el estado de avance de los proyectos solares fotovoltaicos El Paso y La Loma. Respecto a este último, se solicitó por parte de ENEL la posibilidad de modificar el Acuerdo 1612, con relación a la alternativa de habilitar el proceso de ejecución de pruebas cuando se identifique por parte del CNO que no se evidencia ningún riesgo para la operación del SIN. Lo anterior no está contemplado actualmente en dicho Acuerdo, donde las referenciadas pruebas sólo pueden iniciar cuando se cumplen las condiciones establecidas por la UPME en sus conceptos de conexión.

El Consejo aclaró que si bien entiende la situación que está enfrentando ENEL respecto a la puesta en servicio de la planta la Loma, la modificación propuesta no estaría alineada con las condiciones definidas por la Unidad en los conceptos de conexión.

1. Nuevamente se identifican situaciones que pueden atentar sobre la confiabilidad de la atención de la demanda del SIN, por bloqueos a la movilidad del personal de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica del país. TERMOCANDELARIA reportó recientemente limitaciones a la circulación del personal los días 3, 12 y 15 de enero del año en curso. Adicionalmente, CELSIA informó sobre el atentado que sufrió la planta Merilectrica el pasado 27 de enero del 2023, la cual afectó el edificio administrativo central. Asimismo, PROMIGAS informó sobre la interrupción en el suministro de gas a la población de Manaure desde el día 23 de enero, por acciones de hecho de las comunidades de Damasco, Porciosa, Florida Cero y Cousharapo.

Estas situaciones han sido informadas al MME en el marco de la Circular CNO 106 de 2022.

**ANEXO INFORME CNO 692**

**RESPUESTAS ENCUESTA**

**PREGUNTA 1**: Marque a continuación las dificultades que están influyendo en el normal desarrollo de los proyectos de generación. Si marcó otros permisos u otras, describa a continuación de qué permisos y dificultades se trata.

RESPUESTAS:

* Logística.
* Derechos de servidumbre tanto para el proyecto como para la línea de conexión.
* El proceso dilatado de obtención de los permisos de conexión, así como la incertidumbre de obtener la conexión, está haciendo que sea muy difícil iniciar en la parte ambiental y social de los mismos, por lo que los proyectos se terminan retrasando.
* Capacidad asignada de conexión.
* Importaciones y/o nacionalización, Disponibilidad o capacidad de Puntos de conexión y tiempos de aprobación.
* Aprobación de la ingeniería de interconexión a las subestaciones por parte de los operadores de red.
* COVID19 y subsiguientes variantes (cuarentena, restricciones a la movilidad, incapacidades y cerco epidemiológico). Restricción en vuelos internacionales en el 2020 para llegar personal del proyecto a Colombia.
* Paro Nacional del 2021.
* Bloqueos ilegales continuos hasta la fecha, liderados por sindicatos y asociaciones de trabajadores ajenos al proyecto.
* Hostigamientos y amenazas a los trabajadores del proyecto y al personal operativo de la Planta.
* Identificamos dificultades debido a los atrasos en el plan de expansión UPME en STR, STN y planes de inversión de los OR en el SDL. Estos retrasos implican que los proyectos no puedan conectarse en los plazos establecidos.
* Incertidumbre en el mercado, que genera cambios en los precios de materiales y materias primas muy superiores a lo presupuestado.
* Cierre financiero. Alto costo de los equipos y reducidas tarifas de energía.
* Procesos de sustracción de reserva forestal (Ley 2a de 1959 con MADS).
* Licencia de construcción.
* Permiso de cruce de ferrovías.
* Permiso de cruce de vías nacionales y secundarias.
* Posibles cambios en la fecha de puesta en operación-FPO.
* Mano de Obra y tiempos de entrega de equipos.
* Problemas con la tardanza en los procesos de imposición judicial de servidumbres. Los juzgados están excediendo por norma general los tiempos máximos legales para la entrega de áreas y autorización de trabajos, así como para dictar las preceptivas sentencias para que se puedan inscribir las citadas servidumbres en la ORIP.
* Retrasos en la obtención de permisos de cruce con las gobernaciones y ayuntamientos.
* Otras dificultades: (i) retrasos en proyectos de transmisión; (ii) asimetría regulatoria entre proyectos de transmisión y de generación; (iii) ausencia de regulación asociada a aspectos técnicos de la conexión compartida, (iv) demora en la actualización del código de redes para las nuevas tecnologías.
* Otros permisos: acceso a puertos privados.
* La autonomía y falta de control sobre las Corporaciones Ambientales, que no conocen la industria, no tienen personal calificado para la evaluación e interpretan normas y regulación sin conocimiento. No respetan los tiempos ni las dificultades con respecto a toda la cadena que interviene en la Industria. No responden los derechos de petición.
* El cambio de fecha de puesta en operación-FPO del proyecto fue solicitado debido a un fallo en el nuevo activo de generación del proyecto, un generador de 60 MW de marca General Electric fabricado en la planta de Brasil. Situación que generó afectaciones técnicas imprevisibles que están siendo atendidas y solucionadas, de manera que se logre poner en operación para la nueva fecha solicitada, cumpliendo previamente con todos los protocolos técnicos y regulatorios respectivos.
* Otras dificultades: i) El desacople entre la expansión de los sistemas de transmisión (STR y STN) y la expansión de la generación. ii) Requerimientos, de entidades y autoridades, de cumplimiento de normatividad y regulación publicada posteriormente a la fecha de entrada en operación de los proyectos y por ende la toma de decisión de la inversión. iii) La falta de regímenes de transición en nuevas regulaciones y/o normas.
* Otros permisos: Sustracción de reserva forestal asociado a que no se tienen tiempos de respuesta definidos. Zona gris en el cumplimiento de los requerimientos de los acuerdos de operación comercial y energización. Restricciones de acceso a territorio ya viabilizado por falta de claridad del liderazgo y tenencia del territorio en la cultura Wayuu, afectando cumplimiento de cronograma e incrementando costos de estudios. Retraso en las obras de transmisión que condicionan los proyectos. Incertidumbre en la asignación de capacidad de transporte.

**PREGUNTA 2:** ¿Actualmente está teniendo dificultades logísticas asociadas al desarrollo de los proyectos? Si la respuesta a la anterior pregunta es sí, describa a continuación las dificultades logísticas que está teniendo.

RESPUESTAS:

* Tiempos de entrega de la mayoría de insumos y equipos.
* En el caso de la Guajira la viabilidad pasa por la logística, la falta de puertos y de infraestructura para llegar a los proyectos dificulta cumplir plazos. Así mismo, la obtención de los incentivos y los trámites aduaneros también influyen en cumplir plazos.
* Logística internacional, costo de contenedores, costes de equipos en dólares con PPAs en pesos colombianos.
* Cadena de abastecimiento, tiempos de entrega, nacionalización de equipos electromecánicos.
* Cadena de abastecimiento, tiempos de entrega, importaciones.
* La curva S que se reporta a la UPME para la CREG 075 de 2021 y posteriores resoluciones ha presentado retrasos en su cumplimiento, colocando los proyectos en riesgo de ejecución de garantías y posible pérdida del punto de conexión.
* Escasez de contenedores y aumento significativos en los fletes de importación.
* Transporte complejo y costoso a zonas no interconectadas.
* Procesos de contrato de conexión.
* Tiempos de tránsito marítimo y terrestre para el suministro de equipos. Adicionalmente procesos de aduanas y nacionalización de equipos.
* Seguridad de las regiones y poca mano de obra.
* Todavía no tenemos ningún proyecto en construcción para verse afectado por temas logísticos.
* Permanentemente hay bloqueos en las vías y el territorio.
* Demoras en la fabricación y entrega de los equipos principales por situación del mercado.
* Adquisición de agua para la construcción del proyecto, actualmente es una dificultad que afrontan todos los proyectos de Guajira.

**PREGUNTA 3**: ¿Actualmente está experimentando un incremento de los costos asociados al desarrollo de los proyectos? Si la respuesta a la anterior pregunta es sí, describa a continuación las dificultades que está teniendo.

RESPUESTAS:

* Aumento desproporcionado de la TRM y alta inflación.
* Hay dos puntos principales de incremento de los costes: 1) EIA donde los organismos ambientales exceden con sus peticiones lo recogido en los términos de referencia incrementando el costo de los mismos y alargando los procesos de obtención de la licencia ya que estas exigencias vienen por vía requerimientos y 2) consulta previa donde nos vemos obligados a repetir varias veces el proceso de procedencia de consulta previa incluyendo constantemente comunidades y aumentando los costes y plazos.
* Negociación con comunidades.
* Costos de acuerdos producto de las consultas previas, requisitos adicionales exigidos por las corporaciones autónomas regionales, costos de garantías aumentados por indexación.
* Altas tasas de interés en el financiamiento de los proyectos, incremento de precios en toda la cadena de suministro de bienes y servicios.
* Tasas de interés e Incremento de costos de toda la cadena de suministros.
* Extensión de los contratos de ingeniería, debido a constantes revisiones de los operadores de red, quienes no aprueban los diseños presentados con distintas soluciones de parte de los promotores. Por otro lado, existe riesgo de duplicación de garantías bancarias presentadas bajo el marco de la CREG 075 de 2021.
* Sobrecostos derivados de las dificultades descritas anteriormente: medidas logísticas y altos costos para transporte de equipos mayores por la escasez de contenedores; costeo de vuelos internacionales charter con permisos especiales, implementación de protocolos de bioseguridad, costos de desmovilización, removilización y recuperación de inercia del proyecto por los bloqueos, sobre costos por tablas salariales. En general todo lo anterior causa sobrecostos por la mayor duración en la ejecución del proyecto que entre otras cosas, implica extensión de garantías.
* El costo de materias primas requeridas para la generación solar fotovoltaica, así como de los “commodities” requeridos para la transmisión de energía ha aumentado a nivel global.
* Baja disponibilidad de insumos y capacidad de los fabricantes para mantener precios.
* La devaluación del peso afecta, porque la mayoría de los equipos se compran en dólares.
* Altos costos asociados a garantía de reserva de capacidad de transporte (10 USD/kW). Altos costos en procesos de sustracción, el cual debería estar con la misma autoridad que licencia el proyecto. Dificultades por deficiencia técnica de las redes de transmisión para la conexión de los proyectos, las cuales, no tienen la capacidad de transporte de energía. Sobrecosto asociado a procesos de transporte marítimo de equipos en exportación. Volatilidad de variables macroeconómicas. Deficiente estructuración técnica y económica del ministerio en los proyectos FAZNI, FAER y PRONE. Proyectos de ley en proceso que desincentivan el desarrollo de PCH's-FNCE, al proponer que pierdan la condición de no ser centralmente despachadas. Retrasos en Gestión predial por procesos administrativos ante Mininterior, Agencia Nacional de Tierras y UPME. Demoras en la respuesta de UPME a procesos de conexión que no van en sinergia con los procesos de licenciamiento ambiental y social (CREG 075 de 2021).
* Costo de componentes principales.
* Servicios de consultoría para los estudios de conexión, así como ingenierías y Estudio de Impacto Ambiental-EIA.
* Aumento en el costo de transporte, cambio de moneda y aumento en el costo de materias primas.
* Tiempos de respuestas de los requisitos y sus exigencias, que afectan los cronogramas.
* Desde los precios de arrendamiento y compra de los terrenos, pasando por todos los contratos de consultoría con cláusulas de revisión por inflación, hasta los viajes y asociados (dietas, combustible, tiquetes de avión, entre otros).
* Aumento en costos de los equipos principales, materiales, logísticos, seguros, costos de financiamiento, salarios. Costos adicionales por respaldar los compromisos de las plantas ante el sistema que no han podido entrar a tiempo debido a los retrasos en los proyectos de transmisión: compras de respaldo de los contratos de la subasta de largo plazo y perdida en la remuneración en las vigencias cedidas del cargo por confiabilidad.
* Las variaciones en el peso colombiano con respecto al tipo de cambio en Colombia, con respecto al euro y el dólar. Muchos proveedores locales, fabricantes, sobre todo en subestaciones, transformadores y línea de transmisión, ahora solo quieren cotizar en dólares.
* Se percibe una colusión en el mercado por parte de los fabricantes, con precios descontrolados y al alza. Se refugian en los precios del cobre, el acero y en la “guerra entre Rusia y Ucrania".
* Incremento en la logística de transportes nacionales e internacionales, así como incremento desmedido en algunos insumos de construcción.
* La exigencia de medición en sitio en los proyectos eólicos y solares para solicitud de punto de conexión, según la actual resolución CREG-075 de 2021.
* En el marco del licenciamiento los términos de referencia para la elaboración de los estudios de impacto ambiental y la metodología general para la elaboración de estudios ambientales, no incluyen muchos de los requerimientos que se están solicitando en las reuniones de información adicional, varios de los cuales se están volviendo rutinarios y por los plazos establecidos para la respuesta, dos (2) meses, implican altos costos.
* La incertidumbre en los tiempos de respuesta de trámite de las autorizaciones, permisos u otros trámites ambientales puede implicar una afectación al cronograma de desarrollo del proyecto y por ende a los costos por los compromisos asociados. Esto también se puede convertir en exigencias de actualización de estudios lo cual implica tiempo y costos.
* Expectativas económicas altas en acuerdos prediales de servidumbres y compensación ambiental.
* Sobrecostos en los equipos principales por la situación del mercado.
* Sobrecostos por los altos porcentajes de indexación de las garantías y penalidades regulatorias.
* Sobrecostos en la construcción y definición de equipos por la zona gris de los requerimientos de energización y operación comercial.
* Sobrecostos en licenciamiento ambiental, gestión social por la incertidumbre de la entrada de los proyectos de transmisión.