

DEBATE DE CONTROL POLÍTICO SOBRE EL CARGO POR CONFIABILIDAD - COMISIÓN V SENADO DE LA REPÚBLICA (PROPOSICIÓN 185 DE 2025)

PREGUNTAS PLANTEADAS A GREMIOS Y EMPRESAS

Desde la Asociación Nacional de Servicios Públicos y Comunicaciones - Andesco, en el marco de la invitación realizada por los Honorables Senadores José David Name Cardozo, Yenny Esperanza Roza Zambrano e Isabel Cristina Zuleta López al debate en mención que se llevará a cabo el día 5 de agosto de 2025, nos permitimos exponer a continuación las respuestas a las preguntas planteadas para las asociaciones gremiales y empresas de generación, 17 de las cuales son miembros de la Asociación.

1. ¿Considera su empresa que el Cargo por Confiabilidad ha cumplido su función de incentivar inversiones oportunas y garantizar disponibilidad de energía firme en situaciones de escasez?

El Cargo por Confiabilidad (CxC), definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el marco de los lineamientos y atribuciones establecidos en la Ley 143 de 1994, sí ha cumplido su objetivo de garantizar la disponibilidad de una oferta de energía eléctrica para abastecer la demanda en el Sistema Interconectado Nacional, a través de la remuneración a los generadores que contribuyen a la confiabilidad del Sistema. El CxC ha incentivado inversiones en generación de energía eléctrica, en plantas nuevas y existentes, permitiendo asegurar la disponibilidad de energía firme para garantizar el suministro en situaciones de escasez, especialmente durante eventos climáticos extremos como el fenómeno de El Niño.

Desde su implementación, el CxC ha permitido ampliar el parque de generación eléctrica sumando más de 13.000 MW de nueva capacidad a través de subastas competitivas. Esto incluye plantas hidroeléctricas como El Quimbo e Hidroituango, térmicas como Gecelca 3, Tasajero 2 y Tesorito, e incluso, más recientemente, ha facilitado la entrada de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) como El Paso y La Loma. Todo ello a partir de la energía firme que puede proporcionar cada tecnología. La generación real de energía eléctrica para los años comprendidos entre 1996 y 2024 muestra un incremento de 105,6% (42.782,1 GWh) al pasar de 40.480.8 GWh a 83.262.9 GWh.

Además de impulsar la instalación de nueva capacidad, el mecanismo ha sido esencial para asegurar la permanencia y modernización del parque de generación existente. Las inversiones asociadas han permitido actualizaciones tecnológicas, mayor eficiencia operativa, aumentos de capacidad instalada, y extensión de vida útil de las plantas, en hidroeléctricas emblemáticas como el caso de los trasvases de Guarín y Manso para incrementar la capacidad de Miel I, y de inversiones en plantas térmicas clave para la confiabilidad como Termocandelaria, Tebsa, Termopaipa y Termoflores.

Gracias a esto, Colombia ha enfrentado con éxito al menos cuatro eventos de fenómeno de El Niño (2009-2010, 2015-2016, 2018-2019 y 2023-2024), tres de ellos de gran intensidad, sin que se haya registrado un solo día de racionamiento eléctrico. Esto contrasta con lo ocurrido en países vecinos como Ecuador, Panamá, Costa Rica o

Guatemala, que sí han enfrentado racionamientos significativos en circunstancias similares.

Cabe mencionar también que, además de la disponibilidad de energía, el esquema le ha generado importantes beneficios a los usuarios en cuanto a ahorros en su factura, al acotar el impacto de precios altos de la bolsa de energía al precio de escasez. Durante El Niño 2015-2016 este valor representó un ahorro superior a \$17 billones que los usuarios no tuvieron que pagar en sus facturas.

Por todo lo anterior, desde Andesco ratificamos que el Cargo por Confiabilidad ha sido una herramienta efectiva, estratégica y necesaria para garantizar la seguridad energética de Colombia.

2. ¿Cuál ha sido el principal aporte del Cargo por Confiabilidad al modelo de negocio y expansión de su empresa, especialmente en proyectos hidráulicos, térmicos y renovables?

El CxC ha sido un instrumento estructural y fundamental para el modelo empresarial del sector y la expansión de plantas generadoras de energía en Colombia. Su principal aporte ha sido proporcionar una señal económica clara que garantiza ingresos predecibles a largo plazo para los desarrolladores de proyectos, lo que garantiza la sostenibilidad operativa de las plantas existentes y posibilita el cierre financiero de nuevos proyectos de generación de todas las tecnologías. Gracias a los ingresos asociados a las Obligaciones de Energía Firme (OEF), empresas públicas, privadas y mixtas han podido estructurar financieramente los proyectos de expansión y de mejoras a plantas existentes, acceder a créditos bancarios y atraer inversión nacional e internacional.

La certeza en el flujo de ingresos proporciona confianza inversionista tanto para garantizar la operación continua y eficiente del parque generador existente, como para facilitar el desarrollo de nuevos proyectos de generación, lo cual es clave para atender la totalidad de la demanda de energía eléctrica en el país. La ausencia de este mecanismo pondría en riesgo tanto la expansión del parque generador como la disponibilidad de energía por parte de las plantas existentes; es decir que, la falta de este incentivo para los inversionistas llevaría a que los usuarios pierdan la garantía de confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Cabe mencionar que, la demanda eléctrica crece entre un 4% y un 5% anual, lo que implica la incorporación de nueva capacidad, y para atender este crecimiento a futuro se requieren inversiones estimadas en más de 7.000 millones de dólares anuales (2600 MW de generación solar fotovoltaica o 700 MW hidroeléctrica), que sólo son viables si existen señales económicas estables por 20 años como las que provee el CxC.

El aporte del CxC es importante para proyectos hidroeléctricos, térmicos y renovables no convencionales. El esquema valora la energía firme que puede proporcionar tanto una planta nueva como una existente, según el aporte de cada tecnología y su fuente (disponibilidad de agua, contratos de combustible, radiación solar, velocidad de vientos,

entre otros). La cantidad de energía firme que puede aportar determina el flujo de ingresos de CxC esperado para cada planta de generación que adquiere Obligaciones de Energía Firme. Es decir que, una térmica con combustible almacenado o con un contrato suscrito para asegurar el suministro de dicho combustible podrá brindar mayor energía firme que una planta que depende de la disponibilidad y radiación solar sin almacenamiento.

3. ¿Qué dificultades o distorsiones ha enfrentado el mecanismo del CxC para reflejar de forma adecuada las condiciones reales del sistema eléctrico y las características de cada tecnología?

El principal asunto que genera una distorsión es la forma en que se ha venido modificando la definición del Precio de Escasez, especialmente tras la expedición de la Resolución CREG 101 066 de 2024. La introducción de un Precio de Escasez Inferior (PEI) anclado a tecnologías específicas como el carbón, sin reconocer adecuadamente los costos operativos y restricciones de acceso a combustibles para otras tecnologías, genera un desajuste en la señal económica del mecanismo. Esta situación, ha llevado a los generadores a enfrentar un dilema entre participar en el CxC o acudir al mercado de contratos de largo plazo, dos mecanismos que deberían ser complementarios, más no excluyentes, para garantizar el suministro. Por tanto esto requiere un ajuste regulatorio.

Adicionalmente, el mecanismo ha enfrentado serios desfases en la articulación entre la entrada en operación de las plantas de generación y la puesta en marcha de la expansión de las redes de transmisión requeridas. Los desarrolladores que participan en las subastas del CxC deben asumir riesgos no controlables relacionados con la disponibilidad de capacidad de conexión, dados los atrasos que los proyectos de transmisión vienen experimentando por asuntos principalmente de ámbito social y ambiental. Esto se traduce en una desalineación entre la adjudicación de OEF y la viabilidad real de conexión al sistema, lo que genera sobrecostos e incertidumbre sobre la entrega efectiva de la energía firme comprometida.

Lo anterior, conlleva a la necesidad de una mejor coordinación entre los plazos de construcción de proyectos de generación y la infraestructura de red necesaria para su conexión. Por lo tanto, es fundamental señalar la necesidad de mejorar la coordinación institucional entre los distintos actores del sector UPME, CREG y MinEnergía, con las demás entidades vinculadas a la consecución de los proyectos, tales como MinInterior, MinAmbiente y las CAR, que inciden directamente en el cumplimiento de los compromisos adquiridos en las subastas del CxC.

4. ¿Qué impacto ha tenido, desde su punto de vista, los tres niveles de precio de escasez sobre la activación de Obligaciones de Energía Firme y la remuneración recibida?

La implementación de tres niveles diferenciados de precio de escasez a través de la Resolución CREG 101 066 de 2024 y su complemento, la Resolución CREG 101 069 de 2025, ha generado afectaciones significativas en el funcionamiento del CxC, comprometiendo su efectividad como instrumento de confiabilidad y su consistencia con los principios regulatorios del esquema.

En primer lugar, la existencia de precios diferenciados por tecnología para un mismo producto energético (Energía Firme) introduce una fragmentación conceptual y económica del mercado, lo que ha generado desequilibrios en los incentivos a la inversión y la operación, especialmente en plantas térmicas y renovables. Esta diferenciación genera asimetrías que afectan la viabilidad financiera de proyectos actuales y futuros, en especial para aquellas plantas que reciben un precio de escasez más bajo, como las solares, eólicas e hidroeléctricas, pero que enfrentan igual o mayor volatilidad en el mercado.

Adicionalmente, el diseño actual del mecanismo impone penalidades económicas en contextos donde las plantas no generan para vender en bolsa, pero sí tienen contratos bilaterales activos. En estos casos, cuando el precio en bolsa supera el umbral de escasez definido para su tecnología (ej. 359 \$/kWh para renovables o carbón), el generador debe asumir el diferencial entre ese precio y el valor del contrato, aunque no haya vendido energía en bolsa. Esta condición ha afectado la contratación de energía por parte de plantas con OEF, generando un conflicto entre dos mecanismos que deberían ser complementarios: el mercado de confiabilidad y el mercado de contratos de largo plazo.

Por otra parte, la incertidumbre regulatoria generada por la implementación retroactiva o generalizada del esquema de precios de escasez, incluso para agentes que no se acogieron voluntariamente al "menú de transición", ha afectado los principios de previsibilidad, certeza regulatoria y respeto a los derechos adquiridos, fundamentales para la confianza inversionista en el sector. Esta condición tendrá impacto en el análisis y toma de decisiones de nuestras empresas afiliadas, como la participación tanto en el CxC como en mecanismos de contratación, debilitando las señales necesarias para garantizar la expansión oportuna del parque de generación.

Desde una perspectiva de planeación energética, la implementación de este cambio no ha demostrado beneficios tangibles para la demanda, ni ha generado mayor disponibilidad o eficiencia económica. Por el contrario, los nuevos niveles de precios han traído mayor complejidad y desincentivos para participar en el mecanismo, comprometiendo su función como herramienta para la expansión y sostenibilidad financiera del sistema eléctrico.

5. ¿Cómo evalúan el panorama actual de integración de tecnologías renovables dentro del esquema del Cargo por Confiabilidad, y qué elementos consideran relevantes para que su participación refleje adecuadamente su aporte a la firmeza del sistema?

Desde la complementariedad de los recursos destacamos que la misma evolución de las tecnologías y las necesidades de expansión han llevado a que el esquema del CxC ya comenzó a incorporar tecnologías renovables no convencionales en los procesos de asignación, lo que representa un avance importante en la transición energética del país. La última subasta 2027–2028 asignó cerca del 99% de las nuevas Obligaciones de Energía Firme (OEF) a plantas solares, lo que demuestra la creciente participación de estas fuentes en la expansión del parque de generación nacional.

Sin embargo, persisten retos técnicos, operativos y regulatorios que es necesario atender. Uno de los principales desafíos identificados es la naturaleza intermitente y estacional de los recursos solares y eólicos, lo que limita su capacidad para aportar energía firme en momentos críticos del sistema. La creciente participación de recursos intermitentes genera nuevos requerimientos para el sistema eléctrico, como la necesidad de mantener la inercia y la respuesta de frecuencia, claves para evitar apagones ante variaciones abruptas de carga. Y para ello será necesario integrar más plantas térmicas e hidroeléctricas con embalse. Casos como el apagón nacional en España en abril de 2025, alertan sobre los riesgos sistémicos asociados a una penetración desbalanceada de estas tecnologías sin los respaldos adecuados.

La transición energética debe mantenerse tecnológicamente balanceada y operacionalmente segura. Para lograrlo, es indispensable conservar y fortalecer la participación de tecnologías despachables y gestionables como las plantas térmicas y las hidroeléctricas con embalse, que cumplen una función fundamental de respaldo. En este sentido, el operador del sistema (XM) ha advertido que mantener la confiabilidad requerirá no solo integrar más renovables, sino también preservar la capacidad instalada actual, incluyendo las fuentes convencionales.

Finalmente, resaltamos que el diseño del CxC debe articularse con mecanismos regulatorios de corto plazo que proporcionen mayor eficiencia al sistema, como mercados intradiarios, despachos vinculantes y servicios complementarios que respalden técnicamente la operación del sistema con alta penetración de energías renovables. De esta manera, el esquema no solo contribuirá a la expansión con fuentes renovables no convencionales, sino que lo hará de forma ordenada, previsible y sostenible, garantizando la seguridad energética del país.

6. ¿Consideran necesario rediseñar el esquema actual del CxC? Si es así, ¿qué elementos debería conservarse y cuáles deberían reformarse prioritariamente?

Consideramos que someter el CxC a un rediseño o un cambio estructural en este momento afectará las señales de inversión que son fundamentales para garantizar concurrencia a la subasta de expansión que se requiere y que está próxima a convocarse para el periodo 2029-2030; la cual también ayudará a cubrir los faltantes de energía que no alcanzaron a cubrirse en las subastas de los periodos previos. Con este objetivo, es necesario evitar modificaciones importantes del esquema, y derogar las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y CREG 101 069 de 2025, eliminando la diferenciación de precios de escasez por tipo de tecnología. Así mismo, convocar lo más pronto posible la subasta, con el fin de que los proyectos puedan desarrollarse, construirse y conectarse en los plazos requeridos, evitando déficits de firmeza o riesgo de desabastecimiento.

En un momento posterior, se podrá revisar la necesidad de integrar algunas mejoras metodológicas, que corresponden a modificaciones del ámbito regulatorio. Lo anterior, en lo referente a las metodologías de valoración de la energía firme de algunas tecnologías, la integración del almacenamiento energético, la gestión de la demanda y la definición de los servicios complementarios.

En todo caso, es importante que ante cualquier revisión se garantice el cumplimiento del objetivo del esquema en cuanto a garantizar el abastecimiento futuro y la confiabilidad del sistema. Es pertinente tener en cuenta que, para una mayor integración de fuentes renovables no convencionales deben retomarse, como ya se anunció, las subastas de contratación de largo plazo, un mecanismo de expansión complementario al Cargo por Confiabilidad, que es más valioso para fuentes que no pueden proporcionar mucha energía firme al sistema.

7. ¿Cuál ha sido el papel de la infraestructura de transmisión en el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme asignadas en subastas recientes?

La infraestructura de transmisión desempeña un papel esencial en el cumplimiento de las OEF asignadas en las subastas del CxC. La red de transmisión es el eslabón que hace posible la evacuación de la energía firme desde los centros de generación hacia el sistema, y por tanto, su expansión oportuna y eficiente es determinante para garantizar la entrada efectiva de los nuevos proyectos y la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

No obstante, la experiencia reciente muestra que los retrasos en la expansión de la red han representado uno de los principales cuellos de botella para el cumplimiento de las OEF. Los atrasos sufridos por proyectos estratégicos de transmisión han impedido que varios proyectos de generación puedan conectarse y cumplir sus compromisos en los plazos establecidos. Según XM, el 55% de los proyectos de expansión relacionados con las redes de STN y STR representan retrasos frente a su fecha de entrada en operación, el STN tiene hasta 13 años de atraso en infraestructura, mientras que el STR acumula 11 años de rezago. Este desfase entre la construcción de nueva generación y la disponibilidad efectiva de capacidad de transmisión ha generado incertidumbre, penalidades y riesgos financieros significativos para los agentes generadores.

La falta de sincronización entre la planificación del CxC y la expansión del sistema de transmisión compromete la efectividad del esquema. Proyectos adjudicados con OEF se enfrentan a restricciones físicas y regulatorias para conectarse, derivadas tanto del agotamiento progresivo de capacidad de transporte como del acaparamiento de puntos de conexión por parte de proyectos con baja viabilidad de conectarse. Esto limita la entrada de nueva capacidad, profundiza el riesgo de desabastecimiento y encarece el servicio para los usuarios finales. De acuerdo con información de XM¹, en el primer trimestre de 2025 solo ingresó el 15% de la capacidad de generación que se esperaba para ese periodo. Según datos de la UPME², al cierre de 2024, siete proyectos con una capacidad conjunta

¹ <https://img.lalr.co/cms/2025/04/08133137/XM-CNO-2025-04-03-1.pdf>

²

https://www1.upme.gov.co/siel/Seguimiento_proyectos_generacion/Informe_avance_proyectos_generacion_Diciembre_2024.pdf

de 1.200 MW cedieron sus OEF previstas para iniciar en diciembre de 2025 debido a desviaciones en los cronogramas de avance.

Por lo anterior, el atraso en la expansión de la infraestructura de transmisión contribuye al déficit de ENFICC del sistema. Este déficit, que inicia con 1.766 GWh-año en 2025 y podría alcanzar los 5.828 GWh-año en 2029, según XM, se explica en gran parte por la imposibilidad de entrada oportuna de proyectos con compromisos asignados, agravada por la demora en convocatorias de nuevas subastas de expansión de generación. Para ello, destacamos la importancia de fortalecer la coordinación entre los procesos de subastas del CxC y la planeación de la expansión de la red de transmisión, promoviendo mecanismos de articulación entre la UPME, el Ministerio de Minas y Energía, y las entidades ambientales y de consulta previa. Esto incluye acortar los tiempos de adjudicación de puntos de conexión, revisar los tiempos de planeación, agilizar la ejecución de proyectos prioritarios y asegurar que la entrada de nueva generación se acompañe con capacidad efectiva para su evacuación.

8. ¿Qué efectos ha tenido el Cargo por Confiabilidad en la viabilidad financiera de los proyectos adjudicados, especialmente frente a retrasos regulatorios, licenciamiento o conexión al SIN?

El CxC ha sido una herramienta determinante para viabilizar financieramente la expansión del parque generador en Colombia, al ofrecer señales de largo plazo y flujos de ingresos estables que permiten estructurar y apalancar el cierre financiero de proyectos con altos costos de capital, particularmente en tecnologías renovables.

Sin embargo, la experiencia reciente demuestra que el éxito del mecanismo se ha visto limitado por retrasos ajenos a los agentes generadores, como atrasos en el licenciamiento y permisos ambientales, procesos de consulta previa, y atrasos en la expansión del sistema de transmisión. Estos factores han generado riesgos significativos para el cumplimiento de las OEF, afectando la seguridad jurídica, la bancabilidad de los proyectos, y en algunos casos, la continuidad misma de los proyectos de inversión.

Si bien el CxC otorga un incentivo financiero crucial para la inversión en nueva capacidad, el cumplimiento de los hitos exigidos como la entrada en operación a una fecha específica, puede tornarse inviable cuando el proyecto enfrenta restricciones no gestionables por parte del desarrollador, como la falta de capacidad de conexión en el SIN, o retrasos en proyectos de transmisión clave. En estos casos, la exposición del agente a penalidades o la ejecución de garantías por causas externas desalienta la inversión y debilita la efectividad del esquema.

Asimismo, el mecanismo ha introducido incentivos a la entrada anticipada, premiando a quienes logran avanzar rápidamente en su desarrollo. No obstante, para que este incentivo cumpla su función, debe estar acompañado de un entorno institucional coordinado, ágil y predecible, que facilite licencias, habilite puntos de conexión y promueva condiciones adecuadas para el desarrollo de infraestructura asociada.

9. ¿Cómo analizan la participación de plantas nuevas y existentes en el esquema del Cargo por Confiabilidad, en términos de incentivos a la inversión, expansión del sistema y sostenibilidad operativa?

La participación de plantas nuevas y existentes en el esquema del CxC ha sido esencial para asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano, la sostenibilidad operativa de activos estratégicos y el desarrollo de nueva capacidad de generación. No obstante, esta participación ha evidenciado desafíos que deben ser abordados para preservar la efectividad del mecanismo y evitar distorsiones que comprometan sus objetivos fundamentales.

Incentivos a la inversión

El CxC ha representado una herramienta clave de señalización de ingresos estables para viabilizar inversiones de largo plazo, especialmente en tecnologías intensivas en capital. Para las plantas nuevas, contar con OEF asignadas bajo este esquema ha permitido estructurar financieramente los proyectos, acceder a fuentes de financiación y avanzar en el desarrollo de infraestructura con mayor seguridad. En el caso de las plantas existentes, el CxC ha sido también determinante para mantener su viabilidad económica.

Sin embargo, insistimos en que la Resolución CREG 101 066 de 2024 ha introducido diferenciaciones en el precio de escasez entre tecnologías, lo cual genera incertidumbre sobre los ingresos esperados tanto para proyectos nuevos como para plantas existentes. Estas señales regulatorias fragmentadas reducen los incentivos a la inversión y pueden excluir actores clave del esquema, afectando la suficiencia energética de mediano plazo.

Expansión del sistema

El CxC ha cumplido una función fundamental como catalizador de la expansión del parque de generación nacional, al viabilizar proyectos con base en los flujos derivados de las OEF. Esta función ha sido especialmente relevante en contextos donde la oferta existente no es suficiente para cubrir la demanda proyectada, y se requiere convocar subastas para incorporar nueva capacidad.

No obstante, esta expansión no puede entenderse de forma aislada. Para que el CxC siga siendo un vehículo efectivo de expansión, se requiere que las plantas nuevas tengan condiciones habilitantes adecuadas, como acceso oportuno a licencias, puntos de conexión y capacidad en la red de transmisión. De lo contrario, los proyectos enfrentan riesgos de no cumplir con sus hitos, incurriendo en penalidades o teniendo que desistir, a pesar de haber resultado adjudicados en procesos competitivos.

Sostenibilidad operativa

Reiteramos que la sostenibilidad operativa del parque generador no depende exclusivamente de la entrada de nuevas plantas, sino también de la permanencia de activos existentes que ya prestan un servicio de confiabilidad al sistema. La continuidad de estas plantas de diversas tecnologías exige una remuneración adecuada y predecible,

pues de lo contrario se corre el riesgo de desinversión, salida anticipada del mercado o degradación del respaldo operativo del SIN.

El esquema del CxC, al ofrecer una señal uniforme por un producto homogéneo (energía firme), ha permitido hasta ahora mantener un equilibrio entre la expansión y la conservación del parque existente. Sin embargo, para que este equilibrio se mantenga en el tiempo, es indispensable que los ajustes regulatorios no introduzcan distorsiones que desincentiven tecnologías necesarias o que limiten la participación efectiva de ciertos agentes.