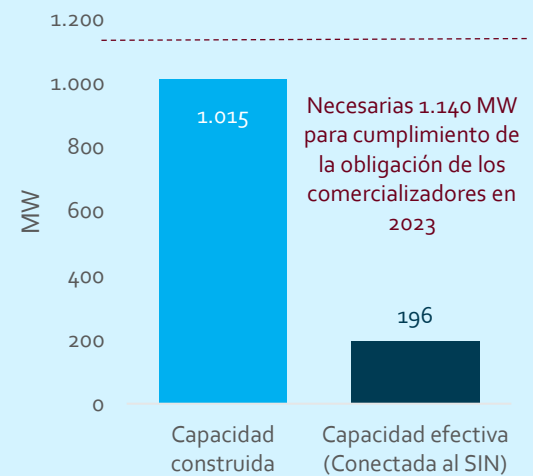


## PERSPECTIVA SECTORIAL: ENERGÍA

# Cuellos de botella en compromisos de Energías Renovables No Convencionales para 2023

- La política energética del país ha buscado incrementar la participación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), diversificando la matriz de generación eléctrica.
- Como parte de los incentivos creados, **a partir de 2023 los comercializadores estarán obligados a abastecer al menos el 10% de su demanda final con fuentes de ERNC.**
- Para ello, **la capacidad de generación de ERNC tendrá que aumentar desde el 0,9% en agosto 2022 hasta al menos un 5%, consistente con 1.140 MW, desde el próximo año.**
- Sin embargo, los proyectos que participaron en las subastas de cargo por confiabilidad y contratos de largo plazo de 2019 han modificado sus cronogramas, ampliando los plazos previstos para su construcción.
- En paralelo, **las líneas de transmisión requeridas para la conexión de los nuevos proyectos de ERNC al SIN han sufrido retrasos importantes.**
- Buena parte de estos proyectos han enfrentado cuellos de botella en el trámite de licencias ambientales y acuerdo con comunidades, afectando la finalización de los proyectos tanto de generación como de transmisión.
- Anticipamos que la mayor parte de la nueva capacidad efectiva de ERNC se agregará al Sistema Interconectado (SIN) hasta finales de 2023 e inicios de 2024.
- **Es prioritario hacer seguimiento a la problemática actual de retrasos en los proyectos ERNC ya adjudicados, para evitar que estos cuellos de botella se conviertan en un limitante para los planes de transición energética del país.**

**Gráfico 1. Capacidad de generación de renovables no convencionales (Ago-22)**



Fuente: UPME y Rendición de cuentas Ministerio de Minas y Energía. Cálculos Corficolombiana.

# Cuellos de botella en compromisos de Energías Renovables No Convencionales para 2023

**Jose Luis Mojica Agudelo***Analista de Investigaciones**(+57-601) 3538787 Ext. 70422*[jose.mojica@corficolombiana.com](mailto:jose.mojica@corficolombiana.com)**Maria Camila Orbeagozo***Directora de Análisis Sectorial y**Sostenibilidad**(+57-601) 3538787 Ext. 70497*[maria.orbeagozo@corficolombiana.com](mailto:maria.orbeagozo@corficolombiana.com)**Ayde Catalina Figueroa Castro***Asistente de Investigaciones**Económicas**(+57-601) 3538787 Ext. 69975*[ayde.figueroa@corficolombiana.com](mailto:ayde.figueroa@corficolombiana.com)

En los últimos años, el país le ha apostado a la diversificación de su matriz de generación eléctrica, abriendo un espacio importante para el desarrollo de nuevas fuentes de generación por medio de energías renovables no convencionales (ERNC). En medio de este proceso, se han trazado una serie de objetivos a alcanzar en términos del aporte de estos nuevos proyectos a la capacidad efectiva total del sistema.

Como parte de los incentivos a las ERNC, el gobierno Duque determinó la obligación de que mínimo el 10% de las compras de energía de los comercializadores, para abastecer la demanda final, a partir de 2023 sea de generación eólica y solar. Sin embargo, nuestros cálculos sugieren que la capacidad efectiva que aportarán estos proyectos el próximo año no será suficiente para garantizar el cumplimiento de esta obligación.

Actualmente, el país cuenta con 1.015 MW (Megavatios) de capacidad construida en fuentes no convencionales, pero apenas se han conectado al sistema 196 MW (Gráfico 1). Los retrasos en la construcción de los proyectos y de la infraestructura necesaria para conectarlos al Sistema Interconectado Nacional (SIN) responden, entre otros factores, a cuellos de botella en el trámite de las licencias ambientales requeridas. Esto ha dificultado un avance más acelerado de la capacidad efectiva de las ERNC.

Así las cosas, la obligatoriedad de comercializar al menos el 10% de energía eólica y solar al usuario final a partir de enero de 2023 deberá ser modificada y adaptada a las perspectivas actuales de entrada de los proyectos. Por otra parte, los cuellos de botella en la conexión de los nuevos proyectos de no convencionales al SIN, para la entrega efectiva de su energía, resaltan una problemática que deberá ser abordada a la mayor brevedad, con el fin de continuar dando el impulso requerido a la diversificación de la matriz de generación eléctrica del país, en el marco de la transición energética.

## 1. Compromisos de los comercializadores a partir de 2023

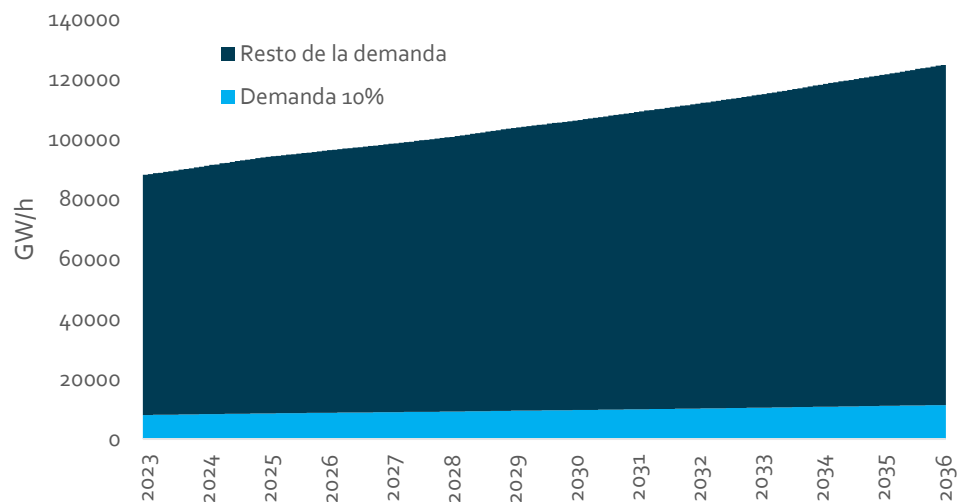
En los últimos años, el país le ha apostado a diversificar su matriz de generación eléctrica, promoviendo nuevos proyectos de ERNC. Durante el más reciente cuatrienio, se diseñaron una serie de instrumentos de política pública, direccionados a mejorar los incentivos para estos proyectos. En particular, el gobierno anterior estableció algunos incentivos para este sector a través de lo dispuesto en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2018-2022 (Ley 1955 de 2019), la Ley de Crecimiento (2020) y la Ley de Transición Energética (2021).

Una de las medidas más relevantes, contenidas en el PND 2018-2022, quedó reglamentada por el Ministerio de Minas y Energía (MinMinas) en las Resoluciones 40715 de septiembre de 2019 y 40060 de marzo del 2021. Estas disponen que, a partir de 2023,

los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista (MEM) estarán obligados a que el 10% de las compras anuales de energía, destinadas a atender usuarios finales del mercado regulado, provengan de fuentes no convencionales, a través de contratos de largo plazo que hayan sido suscritos en el marco de negociaciones bilaterales de mercado.

En función de la demanda de energía prevista para el 2023, este compromiso supone que las ERNC deben abastecer mínimo cerca de 8.022 GW/h (Gigavatios por hora), con aumentos de un 1,6% a/a en promedio durante la próxima década (Gráfico 2).

**Gráfico 2. Demanda total proyectada y mínima para abastecer por medio de fuentes no convencionales**



Fuente: UPME. Cálculos Corficolombiana.

El seguimiento y control de esta obligación estará a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SuperServicios) y será verificado de forma anual. Si bien en términos mensuales también se hará un seguimiento de la participación de no convencionales en las compras para cada comercializador, el incumplimiento no tendrá efectos sancionatorios sino únicamente en el consolidado del año.

En caso de que la SuperServicios determine que no se cumplió el requisito de compra, esta entidad puede imponer cualquiera de las sanciones contenidas en el Artículo 81 de la Ley 142 de 1994. Estas contemplan multas, dependiendo del impacto de la infracción, por hasta 2 mil salarios mínimos mensuales, la suspensión de las actividades del comercializador, la prohibición al infractor de prestar directa o indirectamente servicios públicos hasta por 10 años, entre otras.

Si bien esta reglamentación se pensó con el objetivo claro de consolidar las ERNC como una parte importante de nuestra matriz de generación eléctrica, su cumplimiento requiere: 1) que la capacidad efectiva de los proyectos de no convencionales aumente

sustancialmente, supliendo al menos el 10% de la demanda agregada prevista en 2023, y 2) que además los proyectos puedan conectarse al SIN a tiempo.

## 2. ¿Habrá suficiente generación de energías renovables no convencionales en 2023?

Desde 2018, el país ha evidenciado un crecimiento importante de su capacidad de generación de ERNC. De acuerdo con el Informe de Gestión del MinMinas del gobierno anterior, a agosto de 2022 el país contaba con una capacidad construida de 1.015 MW (megavatios) en no convencionales y al término de este año esta podría ascender a 2.500 MW<sup>1</sup>. Sin lugar a duda, estas cifras son muy superiores a los 28 MW que registraban las ERNC en 2018.

**Actualmente, el país cuenta con 27 parques solares, 3 parques eólicos en La Guajira (Jepirachi, Guajira I y Wesp-1), 10 proyectos de autogeneración a gran escala y poco más de 3 mil proyectos solares de autogeneración a pequeña escala.** Además, existen proyectos por más de 900 MW en construcción y otros 4.000 MW en trámites de consultas previas, licenciamientos, permisos ambientales y adquisición y llegada de equipos. Si estos proyectos siguen su curso natural en los tiempos previstos, en el próximo trienio podríamos llegar a unos 4.500 MW en ERNC.

Para entender los incentivos al desarrollo de ERNC es necesario mencionar que existen dos tipos de subastas en el sector eléctrico. Por un lado, como mecanismo para asegurar el suministro de energía, se realizan las subastas de cargo por confiabilidad para la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF), en donde los generadores adjudicados se comprometen a entregar una cantidad determinada de energía en periodos de generación críticos, cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, a cambio de una compensación económica. Por otro lado, las subastas para la contratación de largo plazo son un mecanismo para promover la contratación de proyectos de energía eléctrica<sup>2</sup>. Las subastas de largo plazo garantizan así que todos los generadores tengan oportunidad de entregar energía al país.

Respecto a las subastas asignadas a fuentes no convencionales, en 2019 se llevó a cabo la subasta para la asignación de OEF para el periodo 2022-2023, con la cual la capacidad efectiva neta adicional para el total del sistema alcanzará 4.010 MW, de los cuales 1.160 MW correspondieron a proyectos eólicos y 238 MW solares, para un total de 8 proyectos.

Asimismo, en el mismo año se llevó a cabo la subasta de contrato de largo plazo CLP N. 02-2019, con el objetivo de entregar energía a partir de 2022. En esta subasta se adjudicaron 8 proyectos de ERNC, con una capacidad efectiva total de 1.298 MW, de los cuales el 17,4% corresponden a energía solar y el 82,6% a eólica.

---

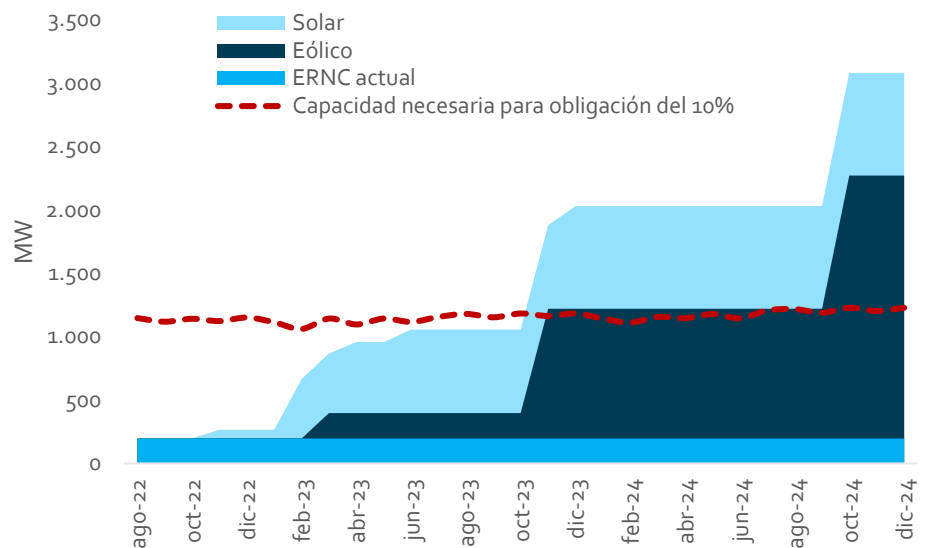
<sup>1</sup> Ver literal 1.1.2 relativo a las subastas de energías renovables [aquí](#) y anuncios mediáticos del Ministerio anterior [aquí](#).

<sup>2</sup> Para la compra y venta de energía, los agentes generadores y comercializadores realizan sus transacciones mediante contratos de largo plazo o a través de la bolsa de energía.

**Pese a los prometedores resultados de las subastas ejecutadas, actualmente el incremento en la capacidad construida no se ha traducido en aumentos palpables en la capacidad efectiva neta de todo el sistema, pues varios proyectos no han entrado en operación o no están conectados al SIN.** Los datos de capacidad efectiva de la UPME – Unidad de Planeación Minero-Energética – revelan que el aporte de las ERNC representó apenas el 0,9% (196 MW) dentro del total de la capacidad efectiva neta del país en agosto de 2022 (Total 22.391 MW). Por tipo de tecnología, los proyectos solares aportaron 178 MW, mientras que los eólicos unos 18 MW adicionales.

**En este sentido, nuestros cálculos sugieren que se requiere aumentar de carácter urgente la capacidad efectiva neta para que los comercializadores puedan cumplir con la obligación de compras de ERNC en 2023.** El aporte de esta fuente de generación a la capacidad efectiva neta tendría que ser de mínimo 1.140 MW el próximo año (Gráfico 3). Lo que es consistente con atender al menos el 10% de la demanda para el 2023, que según las proyecciones de la UPME sería de 80.223 GW/h. Así, la participación de la energía solar y eólica dentro de la matriz de generación eléctrica (capacidad efectiva neta) tendría que ascender, desde el 0,9% que registra en agosto de 2022, hasta niveles de al menos un 5% a inicios del próximo año<sup>3</sup>.

**Gráfico 3. Capacidad efectiva proyectada de no convencionales (ERNC)**



Fuente: UPME. Cálculos Corficolombiana.

\*Se toman los 18 proyectos de los cuales tiene conocimiento la UPME actualmente.

\*ERNC: Energías Renovables No Convencionales.

**Sin embargo, las expectativas de entrada en operación en los próximos meses sugieren que el país no contará con la capacidad efectiva suficiente de no convencionales el próximo año.** El informe más reciente de avance de proyectos de generación de la UPME señaló que existen 18 proyectos en construcción, de los cuáles

<sup>3</sup> Este porcentaje se calcula sin tener en cuenta la entrada de Hidroituango, que agregaría cerca de 2.400 MW. Asume además una adición de capacidad efectiva total de 759 MW de otros proyectos que figuran en los informes de la UPME y entrarían en operación en 2023.

**Tabla 1. Proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en construcción**

Proyecto	Departamento	Empresa	Capacidad (MW)	Recurso	Conexión	Fecha inicio operación	Avance efectivo	Avance planeado	Subasta Energía en Firme 2019	Subasta Contratos Largo Plazo 2019
El paso solar	Cesar	Enel	70	Solar	El paso	nov-22	88%	100%	Si	No
Guayepo	Atlántico	Enel	400	Solar	Sabanalarga	feb-23	4%	1%	No	No
Windpeshi	Guajira	Enel	200	Eólico	Cuestecitas	mar-23	53%	100%	Si	No
San felipe	Tolima	Trina solar	90	Solar	San felipe	abr-23	14%	58%	No	Si
El campano	Córdoba	Trina solar	99	Solar	Chinú	jun-23	9%	58%	No	Si
Acacia 2	Guajira	Begonia	80	Eólico	Cuestecitas	nov-23	7%	13%	No	Si
Beta	Guajira	Eolos	280	Eólico	Cuestecitas	nov-23	20%	94%	Si	Si
Alpha	Guajira	Vientos del Norte	212	Eólico	Cuestecitas	nov-23	23%	94%	Si	Si
Camelias	Guajira	Begonia	250	Eólico	Cuestecitas	nov-23	3%	4%	No	Si
La loma	Cesar	Enel	150	Solar	La loma	dic-23	68%	100%	Si	No
Irraipa	Guajira	Jemeiwaa	99	Eólico	Colectora	oct-24	n.i.	n.i.	No	No
Carrizal	Guajira	Jemeiwaa	195	Eólico	Colectora	oct-24	n.i.	n.i.	No	No
Casa eléctrica	Guajira	Jemeiwaa	180	Eólico	Colectora	oct-24	21%	80%	Si	Si
Apotolorru	Guajira	Jemeiwaa	75	Eólico	Colectora	oct-24	12%	48%	No	No
Kuisa/Tumawind	Guajira	Enel	200	Eólico	Colectora	oct-24	1%	20%	Si	No
Ipapure	Guajira	EPM	201	Eólico	Colectora	oct-24	n.i.	n.i.	No	No
Chemeski	Guajira	Enel	100	Eólico	Colectora	oct-24	4%	15%	Si	No
Cartago	Valle del Cauca	Trina solar	99	Solar	Cartago	n.i.	8%	58%	No	Si

Fuente: UPME.

\*n.i. es no hay información. Sólo se incluyen los 18 proyectos de los cuales tiene conocimiento la UPME actualmente, que no responden necesariamente a la totalidad. Sin embargo, los proyectos por fuera de esta Tabla constituyen aportes pequeños que no modifican las conclusiones del informe.

\*SEOF: Subasta de Energía con Obligaciones en Firme.

\*SLP: Subasta de Contratos de Largo Plazo.

17 tienen atrasos en el avance frente a la evolución declarada inicialmente en la fase de planeación (Tabla 1).

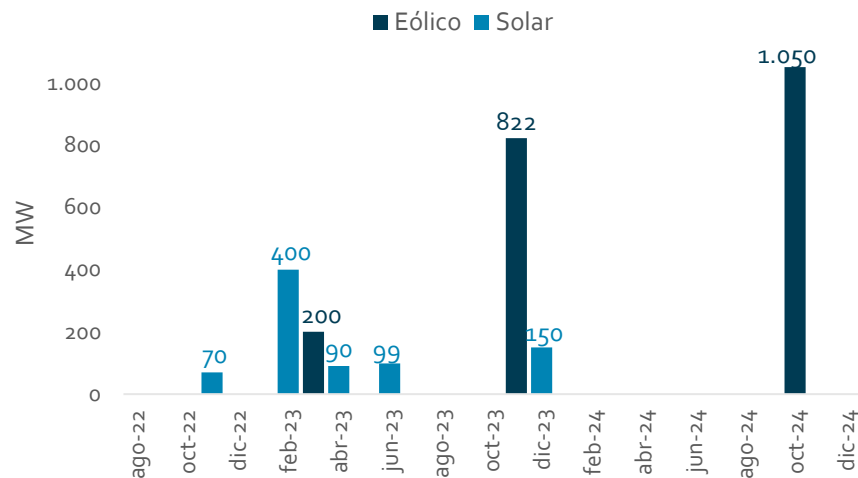
Este año solo se agregarían 70 MW adicionales de capacidad efectiva a las 196 existentes con corte a agosto 2022, provenientes de un proyecto fotovoltaico de radiación solar en el Cesar, operado por Enel. De ahí que la generación de no convencionales a enero de 2023 no sería suficiente para cumplir con lo propuesto.

**Una parte del descalce tiene que ver con atrasos de los proyectos resultantes de la subasta de largo plazo de energías renovables del 2019.** Como ya se mencionó, este mecanismo dejó ocho contratos de largo plazo para ERNC, que debían empezar a suministrar energía desde enero del 2022. Sin embargo, algunos cuellos de botella, relacionados con licencias ambientales y consultas previas con comunidades, han dilatado los tiempos de entrega de estos proyectos, dejando las fechas de inicio de operación para el 2023. Con esto, en el primer semestre del próximo año podrían entrar 189 MW de dos proyectos solares (en abril 90 MW y en junio 99 MW) y en noviembre otros 822 MW por cuatro proyectos eólicos de la Guajira (Gráfico 4).

Adicionalmente, la UPME tiene conocimiento de otros tres proyectos de ERNC que entrarán en operación el otro año, a pesar de los retrasos. El primero entrará en febrero de 2023, agregando 400 MW, el segundo un mes más tarde con 200 MW y el tercero en diciembre con 150 MW (Gráfico 4). **Eso permitirá cerrar el 2023 con una capacidad efectiva de no convencionales de 2.027 MW, lo que haría factible el cumplimiento de la obligación anual de los comercializadores desde 2024.**

Por ende, para el próximo año no sería factible exigir un límite del 10% de compras por no convencionales a los comercializadores, toda vez que durante los primeros tres trimestres la capacidad efectiva observada estaría por debajo de la que estimamos necesaria. Si bien a partir de octubre la capacidad total de no convencionales parece estar por encima del límite necesario (Gráfico 3), la obligación de los comercializadores se revisa para el consolidado anual por la SuperServicios y el no cumplimiento en la mayor parte del año tendría consecuencias.

**Gráfico 4. Nueva capacidad efectiva agregada por proyectos de no convencionales**



Fuente: UPME. Cálculos Corficolombiana.

\*Se toman los 18 proyectos de los cuales tiene conocimiento la UPME actualmente (ver Tabla 1).

Asimismo, existe la posibilidad de nuevos retrasos en los proyectos, por los cuellos de botella ya mencionados. La constante para todos los proyectos ha sido el no cumplimiento de los tiempos programados, por lo que este puede ser el caso nuevamente en los próximos meses. **En promedio, los 18 proyectos no convencionales se encuentran un 34% por debajo del avance proyectado.**

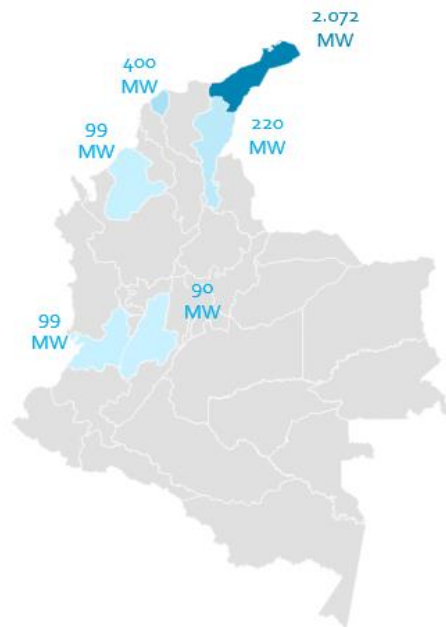
### 3. ¿Estarán a tiempo las conexiones al SIN de los nuevos proyectos?

Más allá de la culminación en la etapa de construcción de los proyectos, uno de los problemas mayúsculos para dinamizar la entrada de los proyectos construidos de ERNC ha venido por cuenta de la demora en la infraestructura requerida para conectarlos al SIN.

En particular, como se observa en el Gráfico 5, **el 62% de la capacidad efectiva que agregarán los proyectos de ERNC proviene de parques eólicos en La Guajira**, cuyas conexiones al sistema interconectado dependen de dos proyectos de líneas de transmisión: Cuestecitas, operado por Interconexión Eléctrica – ISA –, y Colectora, operado por Grupo de Energía Bogotá – GEB.

El proyecto Cuestecitas contempla tres tramos de más de 270 kilómetros, que llevarán energía desde la subestación de Nueva Cuestecitas hacia Copey y Fundación, conectando cuatro generadores eólicos de 822 MW, que esperan entrar en operación en

**Gráfico 5. Ubicación geográfica de nuevos proyectos de no convencionales**



Fuente: UPME. Cálculos Corficolombiana.

\*MW: Megavatios de capacidad efectiva que agregarán los proyectos de ERNC.

noviembre del próximo año. Si bien el proyecto de Cuestecitas tuvo aprobación de su licencia ambiental por parte de la ANLA<sup>4</sup> hace unos meses, la compañía ha mencionado que la construcción de esta línea podría tomar cerca de 16 meses. **Por lo que los proyectos ubicados en esta zona, conectados a Cuestecitas, estarían conectados al SIN a finales del 2023.**

En el caso del proyecto Colectora, la línea de 475 kilómetros tendrá conexión con siete proyectos de generación eólica en la Guajira, que aportarán 1.050 MW. El proyecto contempla la construcción de la subestación Colectora 500kV, la ampliación de los tramos Colectora – Cuestecitas (228km, ubicados en la Guajira) y Cuestecitas – La Loma (247km conectando a la Guajira con el Cesar). **Pese a que la fecha inicialmente programada de finalización del proyecto Colectora era 30 de noviembre de 2022, el GEB ha manifestado que espera tener lista esta línea en octubre de 2024.**

La gran dificultad para el avance del proyecto Colectora ha sido la obtención de los permisos sociales, de cara a las consultas previas que han tenido que surtirse con 240 comunidades. Además, durante la pandemia esta problemática se agravó porque la Contraloría no permitió el avance de los trámites de consulta de manera virtual. No obstante, todavía no se han logrado todas las consultas necesarias para completar el trámite, por lo que es posible que haya retrasos adicionales. Al respecto, el MinMinas le permitió una prórroga que exige su entrada a más tardar en julio del 2025, por lo que estos proyectos eólicos no ingresarán al SIN en el corto plazo.

<sup>4</sup> Agencia Nacional de Licencias Ambientales.



Por su parte, el proyecto la Loma, ubicado en el departamento del César y a cargo del GEB, contempla la construcción, operación y mantenimiento de la subestación la Loma 110kv y su conexión al SIN, a través de los transformadores 500/100kv, para mejorar el servicio eléctrico en la Costa Atlántica. Si bien el MinMinas estableció la fecha de puesta de operación del proyecto la Loma para el 2 de septiembre de este año, mediante resolución, al finalizar el segundo trimestre del año el proyecto llevaba un avance del 73.3% (informes de resultados GEB 1T22 y 2T22). A la fecha no se encontró un reporte oficial que indique que el proyecto la Loma se encuentra en operación comercial.

#### *4. Lecciones y medidas sugeridas en adelante*

**Así las cosas, si bien los avances en nuevas fuentes ERNC han sido positivos en los últimos años, los múltiples cuellos de botella en los trámites de licenciamiento han dificultado cumplir los objetivos de la hoja de ruta que se trazó el país.** Como consecuencia, nuestros cálculos sugieren que no habrá suficiente energía de fuentes no convencionales para suplir el 10% de las compras requeridas por los comercializadores a partir de enero de 2023.

Es necesario modificar esta reglamentación<sup>5</sup> para que el requisito de compra de comercializadores entre en vigencia únicamente desde el momento en que exista suficiente capacidad conectada al SIN. En particular, en línea con lo previsto para la finalización de los proyectos de generación y conexión al SIN, el MinMinas deberá modificar lo respectivo para otorgar una prórroga de al menos 1 año para la entrada en vigor de la obligación. Por lo demás, es necesario pensar en mecanismos que ayuden a surtir rápida y adecuadamente los trámites con comunidades y las licencias necesarias por parte de la ANLA, evitando así retrasos adicionales respecto al cronograma actual.

**En paralelo, el gobierno debe diseñar nuevos mecanismos que agilicen el proceso de los trámites requeridos para los proyectos que se quiere promover.** La hoja de ruta del nuevo gobierno en política energética deberá priorizar este desafío y establecer espacios de diálogo que sean efectivos, para garantizar los acuerdos con comunidades y el licenciamiento ambiental de los proyectos en lapsos más cortos.

Un desafío importante es la falta de una ley de consultas previas, lo que genera mucha incertidumbre a la hora de realizar nuevos proyectos, debido a la poca claridad en la manera en que deben darse estos procesos. Si bien la UPME cuenta con unas fechas tentativas de entrada en operación, declaradas por los proyectos adjudicados en las subastas del 2019, **el camino es bastante incierto para los proyectos adjudicados en la subasta de contratos de largo plazo realizada en 2021.**

Otro interrogante que surge de la situación actual es la posibilidad o necesidad de compensar a los oferentes de las subastas de ERNC de 2019. Si bien algunos proyectos de generación terminan su proceso de construcción a tiempo, en línea con las fechas proyectadas, la falta de conexión al SIN imposibilita que estos puedan ofertar la energía

---

<sup>5</sup> Resoluciones 40715 de septiembre de 2019 y 40060 de marzo del 2021.

inicialmente pactada en las subastas. Es posible que se deba pensar en mecanismos que remuneren a los actores cuando los retrasos adicionales representan pérdidas de alguna naturaleza, respecto al momento de inicio previsto de su operación.

En definitiva, antes de continuar con la celebración de nuevas subastas, es prioritario hacer seguimiento a la problemática actual de retrasos en la entrada en operación de los proyectos ya adjudicados. Para esto, es necesaria una mejor articulación entre las diferentes entidades y empresas involucradas, que permita mitigar barreras a la diversificación de la matriz eléctrica al ritmo esperado en el plan de transición energética.

## Equipo de investigaciones económicas

---

### Jose Ignacio López

Director Ejecutivo de Investigaciones Económicas

(+57-601) 3538787 Ext. 70009

[jose.lopez@corficolombiana.com](mailto:jose.lopez@corficolombiana.com)

### Macroeconomía y Mercados

---

#### Julio César Romero

Economista Jefe

(+57-601) 3538787 Ext. 70231

[julio.romero@corficolombiana.com](mailto:julio.romero@corficolombiana.com)

#### Laura Daniela Parra

Analista de Economía Local

(+57-601) 3538787 Ext. 70020

[laura.parra@corficolombiana.com](mailto:laura.parra@corficolombiana.com)

#### Diego Alejandro Gómez

Analista de Investigaciones

(+57-601) 3538787 Ext. 69628

[diego.gomez@corficolombiana.com](mailto:diego.gomez@corficolombiana.com)

#### Maria Paula Gonzalez

Analista de Investigaciones

(+57-601) 3538787 Ext. 69987

[paula.gonzalez@corficolombiana.com](mailto:paula.gonzalez@corficolombiana.com)

#### Laura Gabriela Bautista

Analista de Investigaciones

(+57-601) 3538787 Ext. 70496

[gabriela.bautista@corficolombiana.com](mailto:gabriela.bautista@corficolombiana.com)

#### Jenny Julieth Moreno

Practicante de Investigaciones

(+57-601) 3538787 Ext. 70906

[jenny.moreno@corficolombiana.com](mailto:jenny.moreno@corficolombiana.com)

#### Felipe Espitia

Especialista de Investigaciones

(+57-601) 3538787 Ext. 70495

[felipe.espitia@corficolombiana.com](mailto:felipe.espitia@corficolombiana.com)

### Renta Variable

---

#### Andrés Duarte Pérez

Director de Renta Variable

(+57-601) 3538787 Ext. 70007

[andres.duarte@corficolombiana.com](mailto:andres.duarte@corficolombiana.com)

### Finanzas Corporativas

---

#### Rafael España Amador

Director de Finanzas Corporativas

(+57-601) 3538787 Ext. 70019

[rafael.espana@corficolombiana.com](mailto:rafael.espana@corficolombiana.com)

#### Jaime Andres Cardenas

Analista de Inteligencia Empresarial

(+57-601) 3538787 Ext. 69798

[Jaime.cardenas@corficolombiana.com](mailto:Jaime.cardenas@corficolombiana.com)

#### Diana Valentina Lopez

Practicante de Investigaciones

[diana.lopez@corficolombiana.com](mailto:diana.lopez@corficolombiana.com)

### Análisis Sectorial y Sostenibilidad

---

#### Maria Camila Orbezo

Directora de Sectores y Sostenibilidad

(+57-601) 3538787 Ext. 70497

[maria.orbezo@corficolombiana.com](mailto:maria.orbezo@corficolombiana.com)

#### Jose Luis Mojica

Analista de Sectores y Sostenibilidad

(+57-601) 3538787 Ext. 69964

[jose.mojica@corficolombiana.com](mailto:jose.mojica@corficolombiana.com)

#### Juan Camilo Pardo

Analista de Sectores y Sostenibilidad

(+57-601) 3538787 Ext. 69973

[juan.pardo@corficolombiana.com](mailto:juan.pardo@corficolombiana.com)

## ADVERTENCIA

El presente informe fue elaborado por el área de Investigaciones Económicas de Corficolombiana S.A. ("Corficolombiana") y el área de Análisis y Estrategia de Casa de Bolsa S.A. Comisionista de Bolsa ("Casa de Bolsa").

Este informe y todo el material que incluye, no fue preparado para una presentación o publicación a terceros, ni para cumplir requerimiento legal alguno, incluyendo las disposiciones del mercado de valores.

La información contenida en este informe está dirigida únicamente al destinatario de la misma y es para su uso exclusivo. Si el lector de este mensaje no es el destinatario del mismo, se le notifica que cualquier copia o distribución que se haga de éste se encuentra totalmente prohibida. Si usted ha recibido esta comunicación por error, por favor notifique inmediatamente al remitente.

La información contenida en el presente documento es informativa e ilustrativa. Corficolombiana y Casa de Bolsa no son proveedores oficiales de precios y no extienden ninguna garantía explícita o implícita con respecto a la exactitud, calidad, confiabilidad, veracidad, integridad de la información presentada, de modo que Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna por los eventuales errores contenidos en ella. Las estimaciones y cálculos son meramente indicativos y están basados en asunciones, o en condiciones del mercado, que pueden variar sin aviso previo.

LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO FUE PREPARADA SIN CONSIDERAR LOS OBJETIVOS DE LOS INVERSIONISTAS, SU SITUACIÓN FINANCIERA O NECESIDADES INDIVIDUALES, POR CONSIGUIENTE, NINGUNA PARTE DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO PUEDE SER CONSIDERADA COMO UNA ASESORÍA, RECOMENDACIÓN PROFESIONAL PARA REALIZAR INVERSIONES EN LOS TÉRMINOS DEL ARTÍCULO 2.40.1.1.2 DEL DECRETO 2555 DE 2010 O LAS NORMAS QUE LO MODIFIQUEN, SUSTITUYAN O COMPLEMENTEN, U OPINIÓN ACERCA DE INVERSIONES, LA COMPRA O VENTA DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS O LA CONFIRMACIÓN PARA CUALQUIER TRANSACCIÓN. LA REFERENCIA A UN DETERMINADO VALOR NO CONSTITUYE CERTIFICACIÓN SOBRE SU BONDAD O SOLVENCIA DEL EMISOR, NI GARANTÍA DE SU RENTABILIDAD. POR LO ANTERIOR, LA DECISIÓN DE INVERTIR EN LOS ACTIVOS O ESTRATEGIAS AQUÍ SEÑALADOS CONSTITUIRÁ UNA DECISIÓN INDEPENDIENTE DE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS, BASADA EN SUS PROPIOS ANÁLISIS, INVESTIGACIONES, EXÁMENES, INSPECCIONES, ESTUDIOS Y EVALUACIONES.

El presente informe no representa una oferta ni solicitud de compra o venta de ningún valor y/o instrumento financiero y tampoco es un compromiso por parte de Corficolombiana y/o Casa de Bolsa de entrar en cualquier tipo de transacción.

Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna frente a terceros por los perjuicios originados en la difusión o el uso de la información contenida en el presente documento.

### Certificación del analista

EL(LOS) ANALISTA(S) QUE PARTICIPÓ(ARON) EN LA ELABORACIÓN DE ESTE INFORME CERTIFICA(N) QUE LAS OPINIONES EXPRESADAS REFLEJAN SU OPINIÓN PERSONAL Y SE HACEN CON BASE EN UN ANÁLISIS TÉCNICO Y FUNDAMENTAL DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA, Y SE ENCUENTRA(N) LIBRE DE INFLUENCIAS EXTERNAS. EL(LOS) ANALISTA(S) TAMBIÉN CERTIFICA(N) QUE NINGUNA PARTE DE SU COMPENSACIÓN ES, HA SIDO O SERÁ DIRECTA O INDIRECTAMENTE RELACIONADA CON UNA RECOMENDACIÓN U OPINIÓN ESPECÍFICA PRESENTADA EN ESTE INFORME.

### Información de interés

Algún o algunos miembros del equipo que participó en la realización de este informe posee(n) inversiones en alguno de los emisores sobre los que está efectuando el análisis presentado en este informe, en consecuencia el posible conflicto de interés que podría presentarse se administrará conforme las disposiciones contenidas en el Código de Ética aplicable.

CORFICOLOMBIANA Y CASA DE BOLSA O ALGUNA DE SUS FILIALES HA TENIDO, TIENE O POSIBLEMENTE TENDRÁ INVERSIONES EN ACTIVOS EMITIDOS POR ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O SUS FILIALES, DE IGUAL FORMA, ES POSIBLE QUE SUS FUNCIONARIOS HAYAN PARTICIPADO, PARTICIPEN O PARTICIPARÁN EN LA JUNTA DIRECTIVA DE TALES EMISORES.

Las acciones de Corficolombiana se encuentran inscritas en el RNVE y cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia, por lo tanto algunos de los emisores a los que se hace referencia en este informe han, son o podrían ser accionistas de Corficolombiana.

Corficolombiana hace parte del programa de creadores de mercado del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, razón por la cual mantiene inversiones en títulos de deuda pública, de igual forma, Casa de Bolsa mantiene este tipo de inversiones dentro de su portafolio.

ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O ALGUNA DE SUS FILIALES HAN SIDO, SON O POSIBLEMENTE SERÁN CLIENTES DE CORFICOLOMBIANA, CASA DE BOLSA, O ALGUNA DE SUS FILIALES.

Corficolombiana y Casa de Bolsa son empresas controladas directa o indirectamente por Grupo Aval Acciones y Valores S.A.