

Ajustes a seguro contra apagones generan alerta en el sector eléctrico

Aunque hace solo unos días se despejó el panorama de responsabilidad fiscal por el proyecto Hidroituango y se prevé que esta hidroeléctrica comience a generar energía en el año 2022, para que al cabo de unos años tenga el 17 por ciento de la capacidad eléctrica del país, la preocupación de que Colombia se quede descubierta cuando vengan nuevos fenómenos de El Niño, cuando los embalses bajen, está rondando en el sector eléctrico.

Las alarmas están encendidas desde que, en octubre, la Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó para consulta una resolución con la que busca adoptar un esquema de asignación competitiva para las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para las plantas generadoras existentes.

Desde el sector térmico, que en el momento más crítico del fenómeno de El Niño de 2015 y 2016 respaldó el 55 por ciento de la demanda de energía en esa fuerte sequía, creen que la iniciativa implica exponerse a jugar con fuego y salir quemado, ya que la medida desincentiva la permanencia de las centrales térmicas, tanto de gas como de carbón y combustibles líquidos.

Actualmente, la remuneración anual del cargo por confiabilidad a las plantas existentes se hace cada año a prorrata, y para ello se toma el precio adjudicado en la última subasta del cargo por confiabilidad, mecanismo para que entre nueva capacidad y energía firme al sistema, lo cual permite predecir el flujo de ingresos de estos agentes.

Razones de fondo

Alejandro Castañeda, director de la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (Andeg), advierte que la resolución en consulta de la Creg no solo no hizo un análisis de impacto regulatorio adecuado en el marco de las prácticas de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (Ocde), sino que produciría la salida de varias plantas del mercado eléctrico y, ante un escenario de hidrología crítica y estrechez en el balance energético por retrasos en la entrada de proyectos como los eólicos, se pueden materializar riesgos en el abastecimiento en Colombia.

El dirigente gremial explica que en una subasta en la que participen plantas hidráulicas y térmicas existentes, al hidráulico el ingreso del cargo por confiabilidad le pesa solo entre un 15 y 20 por ciento en sus ingresos, ya que el resto lo vende por contratos y bolsa de energía, en la generación diaria.

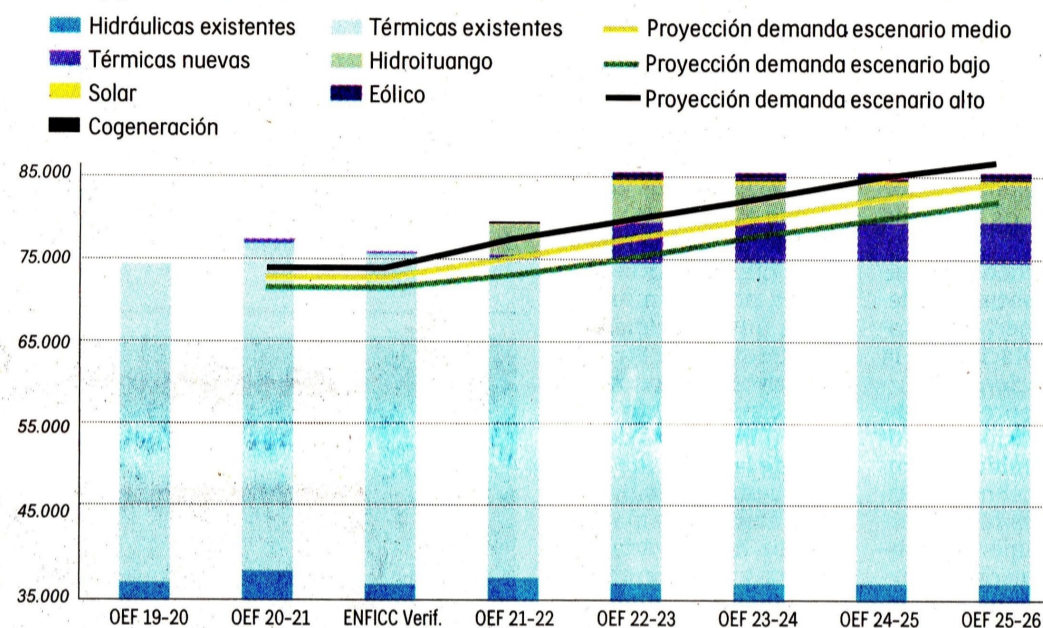
Pero en el caso de una planta térmica el cargo por confiabilidad pesa entre el 60 por ciento y

La Creg quiere que plantas hidráulicas y térmicas existentes compitan por remuneración del cargo por confiabilidad, mientras la demanda está creciendo por encima de las proyecciones.

ÓMAR G. AHUMADA ROJAS - SUBEDITOR DE ECONOMÍA Y NEGOCIOS | @omarahu

ASÍ ESTÁ EL BALANCE ENERGÉTICO DE COLOMBIA PARA LOS PRÓXIMOS AÑOS

Cifras en gigavatios hora año



* OEF: Obligaciones de energía firme

Fuente: XM, Upme y cálculos de Andeg



“La energía producida con carbón es la más barata de tipo térmico que le pone el techo de precio a las plantas hidráulicas”.

Alejandro Castañeda
DIRECTOR EJECUTIVO DE ANDEG

el 85 por ciento de sus ingresos, por lo que la resolución en consulta deja por fuera varias térmicas y al país sin una capacidad que debe estar lista para generar cuando sea necesario.

De acuerdo con las cuentas de Andeg, en el primer año de aplicación de la resolución, es decir entre finales del 2024 y finales

del 2025, hay un exceso de capacidad y sobrarían 440 megavatios de capacidad que se van a quedar sin remuneración o solo con la prorrata del 15 y el 20 por ciento, lo cual no les da para cubrir sus compromisos ante los financiadores.

“Si la Creg hace un concurso para sacar plantas, es la que va a tener responsabilidad mañana de que las plantas se vayan y luego no se tenga como responderle al país ante un riesgo de racionamiento”, agregó Castañeda.

Y si bien el Gobierno argumenta que busca lograr precios eficientes que se traduzcan a los consumidores y que hay incentivos para la entrada anticipada de plantas, el debate está en que las que ya están operando no pueden decirles a quienes les prestaron que sus ingresos tienen riesgo de reducirse, y ello haría que salieran anticipadamente del sistema eléctrico.

De hecho, en el 2017, cuando la Creg recogió una resolución de consulta similar y dio tres años más de cargo por confiabilidad a prorrata, las plantas hicieron inversiones grandes. Por ejemplo, Termotasajero hizo un proyecto de ciclo combina-

do grande, tomó un compromiso de 50 millones de dólares con Hitachi y entraron 15 megavatios de capacidad que han servido para respaldar la demanda de energía.

Recientemente, los gremios del sector eléctrico y de gas, en una carta intergremial enviada al presidente Duque, solicitaron un análisis riguroso de beneficio-costos y de impacto regulatorio integral, así como de otras propuestas en línea con los estudios incluidos en la hoja de ruta de la Misión de Transformación Energética.

Lo anterior tomando en cuenta escenarios energéticos de mediano y largo plazo, que garanticen la confiabilidad a los colombianos, una formación de precios eficientes de energía, maximicen el excedente del consumidor y aseguren la viabilidad financiera de los agentes del servicio de energía y de gas natural, entre otros.

Además, urgieron a tener en cuenta la importancia de las plantas térmicas para la demanda de gas natural, acorde a los lineamientos del Gobierno en el marco de la transición energética.

La demanda de energía ya crece más que la mayor estimación actual

Mientras que varios proyectos de energías renovables de La Guajira (eólicos) han presentado retrasos en su construcción, asociados no solo al licenciamiento ambiental sino a la demora de la línea de transmisión Colectora y la crisis mundial de suministros, la demanda de energía ya está creciendo por encima de la proyección más alta de la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme).

De acuerdo con los datos de XM, operador del mercado eléctrico del país, en los últimos meses de 2021 el consumo diario de electricidad pasó de los 213 gigavatios hora día, con días máximos históricos cercanos a los 230 gigavatios hora día, que según las proyecciones es el nivel al que se debería llegar en el primer trimestre del año 2025 bajo el escenario medio de la Upme.

Además, el balance energético señala que aún con Hidroituango en operación en los próximos años, desde el 2022, a partir del año 2025 la oferta de energía está por debajo del escenario más alto de demanda (véase gráfico). Según la Asociación Colombiana de Empresas Generadoras (Andeg), las asignaciones de obligaciones de energía firme a plantas existentes son el soporte de la confiabilidad del sistema eléctrico en Colombia, mientras que los proyectos eólicos y solares no representan por sus asignaciones y su naturaleza una fuente confiable y abundante de energía firme para abastecer la creciente demanda.

