

Bogotá D.C, 27 de Febrero 2020

Señores

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA-UPME

Ciudad

Asunto: Comentarios de ANDEG al Plan Energético Nacional 2020-2050

Respetados Señores:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras – ANDEG, en atención a la Circular Externa No. 001-2020, remite a continuación sus comentarios sobre el Plan Energético Nacional – PEN 2020-2050.

Esta Asociación resalta la importancia para el país del documento publicado por la UPME en el contexto de los retos y oportunidades para la transformación energética. ANDEG considera que el Plan Energético Nacional – PEN 2020-2050 se convierte en el documento de prospectiva del sector energético colombiano; y de allí la necesidad de articular integralmente las propuesta y recomendaciones del PEN 2020-2050 con los diferentes Planes que lleva a cabo la UPME (i.e. gas natural, expansión generación-transmisión, etc.), y en particular, respecto a los diferentes Planes Nacionales de Desarrollo, en el marco de la construcción de la política energética a largo plazo.

1. Sobre el rol del carbón en los escenarios energéticos del Plan Energético Nacional

En primer lugar, queremos manifestar nuestra preocupación respecto a la ausencia del carbón como energético estratégico en los escenarios planteados por el PEN. Sin lugar a duda, entendemos que el enfoque principal sobre el cual se plantean los escenarios señalados es el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones de los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre de Cambio Climático en París (COP21). Sin embargo, nos llama la atención el gran vacío presente en las propuestas de los escenarios 266 y Nuevas Apuestas, al pasar por alto los aspectos relacionados con el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos existentes en el país,

convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales¹. Resaltamos que, por mandato de Ley, el aspecto ambiental es solo uno de los criterios a considerar en la planeación energética del país.

Así las cosas, consideramos pertinente manifestar, por un lado, el valor económico que el carbón representa para la matriz energética del país, al aportar el 68.43% del PIB minero y el 88.8% del total de las regalías mineras recaudadas, del orden de 2 billones de pesos al año. De otra parte, y desde el punto de vista social al que hace referencia la legislación colombiana, se tiene que aproximadamente 130.000 familias tienen como sustento económico principal la minería de carbón, de la cual depende también la economía de regiones enteras del país. En este sentido, consideramos relevante que el PEN 2020-2050, al definir propuestas orientadas a la transición hacia un desarrollo sostenible para toda la sociedad, este documento también debería integrar un análisis a profundidad que incluya las implicaciones fiscales de no considerar el carbón en la transición energética, así como respecto a las finanzas públicas regionales y sobre la generación de empleo que aporta ese sector al país.

Ahora bien, desde el punto de vista tecnológico e incluso ambiental, se tiene el creciente desarrollo de nuevas tecnologías que permitirían el uso eficiente y responsable del carbón como energético sostenible. Este es el caso, por ejemplo, de las tecnologías High Efficiency Low Emission – HELE que, además de aumentar la eficiencia de las plantas de generación a carbón hasta el 50%², contribuye a disminuir las emisiones de CO₂ en una ratio de hasta 3:1 por cada por ciento de eficiencia aumentado³, y puede llegar a reducir las emisiones de azufre, nitrógeno y material particulado en un 50%, 80% y 70% respectivamente, representando incluso menos emisiones que una planta térmica de gas de ciclo combinado^{4 5}. Esto, aunado al hecho de que el carbón colombiano es de gran calidad y se presenta en reservas abundantes, y con el

¹ Art. 16 Ley 143 de 1994; Art. 4 Decreto 1258 de 2013.

² Actualmente una de las plantas de generación a carbón de mayor eficiencia es la planta RDK 8 en Karlsruhe, Alemania, alcanzando una eficiencia térmica neta del 47.5% con una generación de 912 MW. La expectativa de su desarrollador, General Electric, es alcanzar eficiencias del 50% en el corto y mediano plazo.

³ GENERAL ELECTRIC. *“High-Efficiency, Low-Emissions Coal Plants: Come HELE or High Water”* (2018)

⁴ Una gran muestra del tipo de desempeño que puede tener esta tecnología es la central térmica de Isogo, en Japón, compuesta por dos unidades, y calificada como la planta de generación a carbón más limpia del mundo en términos de intensidad de emisiones, pues representa incluso menos emisiones que las de una planta térmica de gas de ciclo combinado

⁵ POWER TECHNOLOGY. *“Lean and clean: why modern coal-fired power plants are better by design”* (2016)

surgimiento de tecnologías complementarias como el Carbón Capture Utilization and Storage, hace que el carbón sea un energético estratégico para la matriz energética del país en el contexto de la confiabilidad y sostenibilidad.

Apenas, en las recomendaciones planteadas por la UPME en la versión del PEN para comentarios, se sugiere "*Identificar tecnologías y acciones adicionales para reducir aún más los niveles de emisiones*"; y para ANDEG es adecuado que se profundice sobre ello, lo cual es acorde a las del conclusiones del *World Energy Outlook de 2019 -WEO2019-* en materia de generación de electricidad: "*A crucial variable for the future of coal is the extent to which carbon capture, utilisation and storage (CCUS) technologies are deployed in power generation and industry. CCUS can provide a cost-competitive decarbonisation option for key industrial processes*"⁶.

El WEO2019 es un recordatorio de la Agencia Internacional de Energía a los países sobre que cualquier política energética y climática legítima debe centrarse en todos los combustibles y las tecnologías; y en el caso particular del carbón, acorde a este informe, se plantea que seguirá generando el 25% del suministro mundial de energía a 2040 particularmente en las economías en desarrollo. Lo anterior es de especial relevancia, teniendo en cuenta que las redes eléctricas confiables, estables y a un precio asequible son vitales para apoyar el desarrollo de las industrias, negocios y servicios que son la base las sociedades modernas. Incluso, el carbón es clave para los materiales como el acero, el cemento y el concreto, insumos fundamentales para el desarrollo de infraestructura. En ese sentido, consideramos que la transición a la energía limpia no significa una transición que se aleja del carbón per se, sino la transición a tecnologías que pueden disminuir o incluso lograr emisiones cero más allá del energético primario que se esté utilizando.

Por lo anterior, y teniendo en cuenta que este tipo de documentos como el PEN fungen como instrumento de política pública para enviar señales de inversión a largo plazo, esta Asociación considera determinante que el Gobierno Nacional contemple el valor estratégico del carbón en la matriz energética colombiana, en esta y todas las demás iniciativas de planeación y hojas de ruta energéticas del país.

2. Sobre los cambios propuestos para la matriz de generación

⁶ <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/coal#abstract>

De otra parte, y en línea con lo expuesto anteriormente, para esta Asociación no es claro por qué el planeador ve la necesidad de “llevar el sistema energético al límite” buscando la mayor penetración de fuentes renovables posible, y pasando por alto las implicaciones económicas que este tipo de escenarios plantean.

La experiencia internacional señala que la penetración de este tipo de tecnologías implica unos costos de integración importantes que se pueden definir como costos de balanceo⁷ (5.5 USD/MWh), costos de red/transmisión⁸ (16.5 USD/MWh), costos de respaldo⁹ (7.7 USD/MWh), costos de sobreproducción (curtailment)¹⁰ (24.2 USD/MWh) y costos de generación residual¹¹ (17.6 USD/MWh)^{12 13}.

Por lo anterior, y teniendo en cuenta que las toneladas de CO₂e emitidas por cada kWh producido en el sector eléctrico colombiano está por debajo de los 100 gCO₂e/kWh, muy por debajo de los 500 gCO₂e/kWh promedio mundial, e incluso comparable con la meta mundial para el 2040 según el escenario de desarrollo sostenible de la Agencia Internacional de Energía, planteamos desde ANDEG la reflexión sobre cuál es el “driver” de decisión de política energética por el cual se prevé llevar el sistema energético al límite en aras de obtener reducciones marginales de emisiones, sin considerar los efectos sobre la competitividad y el desarrollo económico y social del país; aunado a que los planteamientos del PEN no están soportados aún de un análisis beneficio/costo que cuantifique el impacto de los cambios propuestos en la matriz de generación eléctrica del país.

⁷ Los costos de balanceo son los costos de manejar la impredecibilidad de la generación.

⁸ Los costos de red/transmisión son los costos de construir transmisión a un área con disponibilidad óptima del energético primario

⁹ Los costos de respaldo son los costos en los que incurre el sistema en la medida en que ciertos generadores existentes, que se retirarían si las nuevas fuentes de generación fuesen despachables, se mantienen en operación para proporcionar el respaldo adecuado a la red. Los costos de respaldo reflejan la redundancia de la capacidad y varían inversamente con la confiabilidad de las nuevas gentes de generación.

¹⁰ Los costos de sobreproducción son los costos en los que se incurre por cuenta de la generación que no puede ser utilizada en la red y que por tanto se pierde.

¹¹ Los costos de generación residual son los costos en los que incurre el parque de generación existente por cuenta de una operación a una menor capacidad debido a la inclusión de nuevas fuentes de energía con costo marginal cero.

¹² Costos aproximados de la integración a largo plazo en un escenario con 40% de capacidad de generación eólica.

¹³ RESOURCES FOR THE FUTURE, Barlett Jay. “The Changing Costs and Values of Electricity Generation Technologies: Measuring Profitability and Evaluating Options for Integrating Renewables” (2019)

En el contexto anterior, sugerimos que la inserción de energías renovables no convencionales que se plantea en el PEN2050 considere la expansión de plantas que aseguren la disponibilidad y la firmeza que el sistema necesita para mitigar el efecto de la intermitencia de las fuentes renovables no convencionales, lo cual implica que el PEN establezca recomendaciones, acorde a la experiencia internacional, en cuanto a la diversificación de la oferta de recursos de generación, la confiabilidad del sistema eléctrico y modernización del mercado de electricidad, incluyendo incentivos para la flexibilidad.

Finalmente, respetuosamente sugerimos que se presenten o se profundicen, pues no se reflejan en el documento del PEN, los supuestos sobre los cuales fue construido el escenario BAU, que no sólo contempla la entrada del proyecto hidroeléctrico Ituango en 2022, sino que además plantea la entrada de 800 MW de generación a carbón entre 2020 y 2023; proyectos que a la fecha no tienen prospectiva alguna de entrar en operación y que fueron utilizados en el cálculo de la línea base de mitigación.

3. Sobre los escenarios del PEN para el gas natural

Consideramos que la prospectiva del gas natural como uno de los energéticos como mayor participación en la matriz energética del país, pasa por alto la elasticidad de la demanda de gas natural que, al competir con sustitutos en casi todos los usos (excepto aquellos en donde el gas es materia prima) enfrenta retos importantes de penetración en términos de competitividad. Incluso, existen usos del gas natural para el cual el combustible se comporta como un bien inferior, por lo cual, consideramos importante que el planeador considere y analice estos temas en los escenarios propuestos del PEN.

4. Sobre los supuestos del PEN para el sector industrial

El planteamiento de la UPME en el sentido de que *"...Necesitaremos menos energía por unidad de PIB, nuestra economía está más orientada a servicios y es poco industrializada..."* debería validarse a la luz de la relación entre consumo de electricidad, crecimiento económico y evolución del consumo de sectores electro-intensivos en países emergentes, en donde en general, se aprecia que el crecimiento industrial estimula el consumo de electricidad¹⁴. Al respecto, se debería considerar potencializar nuevos consumos, especialmente en industria,

¹⁴ <http://documents.worldbank.org/curated/en/162011517329890816/pdf/WPS8322.pdf>

que optimicen la curva de carga del sistema eléctrico, y por ende, contribuyan a mejorar los ratios uso per/cápita de electricidad.

En el contexto anterior, el PEN2050 podría considerar, o ir de la mano, del desarrollo de una política industrial que asegure el aumento de los consumos de electricidad en el sector manufacturero y en los diferentes sectores productivos electrointensivos en electricidad.

Al respecto, sugerimos que en el marco de la construcción de las propuestas del Plan Energético Nacional se considere lo planteado en el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 en cuanto a la “consolidación en el despegue del crecimiento manufacturero” en el contexto de la aceleración del crecimiento económico.

Finalmente, esta asociación y sus empresas afiliadas, consideramos relevante que exista una articulación entre las propuestas del Plan Energético Nacional y las recomendaciones finales que se establezcan en el marco de la Misión de Transformación Energética que lidera el Gobierno Nacional.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Director con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,



ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO

Director Ejecutivo

Con copia:

Dra. María Fernanda Suárez, Ministra de Minas y Energía MME

Dr. Diego Mesa Puyo, Viceministro de Energía MME

Dr. Jorge Valencia, Director Ejecutivo CREG

Dra. Natasha Avendaño García, Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios