

Bogotá D.C. 29 de octubre de 2021

Doctor
CHRISTIAN RAFAEL JARAMILLO HERRERA
Director General
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA
Ciudad

Asunto: Comentarios al PAI – PROURE.

Respetado Doctor Jaramillo:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) pone a su consideración los comentarios relacionados con el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía – PROURE para el periodo 2021-2030.

En primer lugar, celebramos la puesta en consulta de un documento tan relevante y valioso para el sector energético, en especial para el sector de generación de energía eléctrica, el cual, como se ha plasmado a lo largo del documento, tiene implicaciones de muy alta relevancia en lo referente a potenciales de ahorro y eficiencias trasladables a los usuarios finales. Así mismo, resaltamos que se plantea una sección específica para este sector, otorgando objetivos y medidas indicativas focalizadas para la generación termoeléctrica, y de esta manera, reconociendo así su importancia para el sector de combustibles fósiles en el país.

También, de forma general consideramos una buena señal para los diferentes sectores el uso de la eficiencia energética como un instrumento fundamental para la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en actividades que en su conjunto tienen un potencial de reducción de 15.2% de las emisiones estimadas para 2030, lo cual va en línea con las proyecciones y metas establecidas por instituciones como la Agencia Internacional de Energía (IEA por

sus siglas en inglés)¹, en donde, se identifica a la eficiencia energética, en conjunto con otras actividades (CCUS, hidrógeno, electrificación, entre otros), como elementos clave para la descarbonización de la economía mundial al 2050.

En este sentido, reconociendo el enfoque del PAI – PROURE, a continuación, nos permitimos presentar algunos comentarios desde la perspectiva del sector de generación, los cuales sugerimos se consideren en la propuesta definitiva:

- 1)** *En la página 15 se menciona "La infraestructura de AMI y los VE pueden generar ganancias en eficiencia energética y de reducción de emisiones tanto a nivel de usuario final como para el sistema eléctrico. Con AMI, el usuario tiene información clara y oportuna sobre su uso de la energía, por lo que puede ajustar su consumo en respuesta a tal información o a las señales de tarificación dinámica, que también se habilitan con estos dispositivos. De esta forma, el sistema puede ver reducciones en el consumo de energía en periodos de alta demanda y con ello disminuir la necesidad de generar con centrales térmicas durante estos periodos." (Resaltado fuera de texto)*

Al respecto, se observa que esta redacción no obedece a la estructura del funcionamiento del mercado en Colombia, dado que, al ser un despacho centralizado, la acción u omisión de una demanda mediante infraestructura AMI o VE no necesariamente afectará el despacho de la generación térmica, puesto que esto afectaría -disminuir la planta marginal que pudiese ser o no una térmica. Así mismo, si la necesidad de la Térmica es localizada en zona diferente a la utilización de AMI o VE, tal afirmación sería incorrecta. En ese sentido, atentamente sugerimos que este planteamiento sea revisado, ya que consideramos que tal afirmación denota un error conceptual de comprensión del mercado de energía que genera confusión y con lo que se pretende soportar de manera incorrecta las tecnologías AMI o VE.

- 2)** Consideramos que dentro del contexto que se presenta sobre el papel de las plantas térmicas en el mercado, aunque no se encuentra alejado de la realidad en el sentido conceptual, da a entender que las plantas térmicas a carbón tienen un papel marginal en el mercado eléctrico, lo cual, a todas

¹ IEA-Net Zero by 2050, https://iea.blob.core.windows.net/assets/beceb956-0dcf-4d73-89fe-1310e3046d68/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf, Pag 56, fig 2.4, Average annual CO2 reductions from 2020 in the NZE.

lucos, es totalmente contrario a la realidad. Esto se puede ver reflejado en la Figura 1.

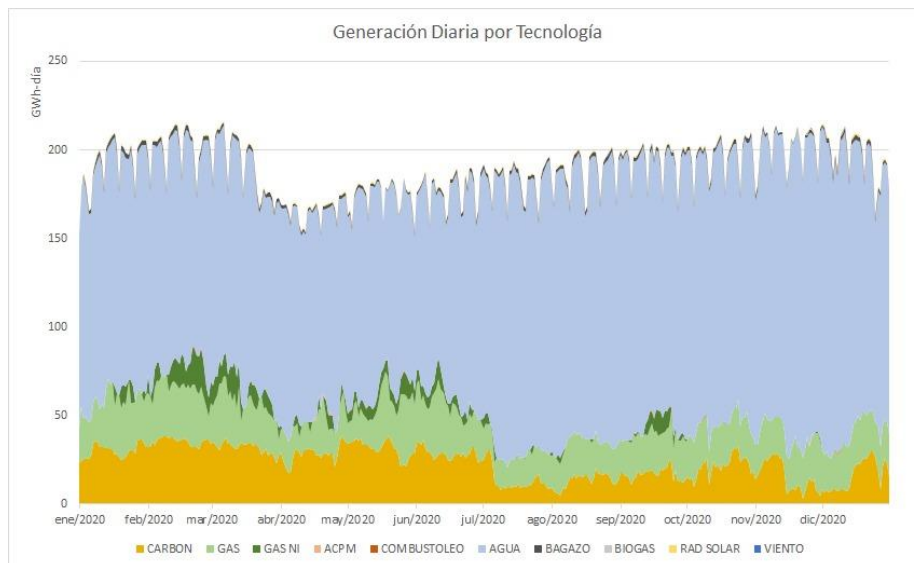


Figura 1: Participación por combustible en la generación real del SIN en el año 2020
(Fuente: Portal BI, XM)

De hecho, coyunturas en donde se presentan bajos aportes hídricos, llevan al sistema eléctrico (optimizado bajo criterios de eficiencia económica) a darle más protagonismo a tecnologías térmicas, las cuales, que no dependen de condiciones climáticas exógenas, brindan un valor agregado al SIN y especialmente el carbón, dada su abundancia, calidad y disponibilidad, ha llegado a aportar valores superiores al 50% del suministro termoeléctrico al SIN y el 23% del suministro total, a partir de los más 1650 MW instalados de plantas térmicas a carbón que contribuyen a la energía firme con la que cuenta el país.

Por otro lado, en condiciones regulares el papel del carbón también es fundamental ya que es el recurso marginal que “cierra” el despacho y bajo el cual se remunera la producción de los demás agentes, en el esquema de mercado actual. De esta manera el rol de las tecnologías térmicas, del gas y el carbón no solo es brindar respaldo (el cual es su principal atributo y función) sino que además juegan un papel muy importante en la formación de los precios, el alivio de restricciones de red y la estabilidad eléctrica del sistema.

Cabe adicionar en este punto que aunque se menciona en el documento propuesto por la UPME, que, el 26% del parque termoeléctrico funciona con combustibles líquidos, esto es una condición de mercado, en dónde

los agentes deben respaldar la operación y compromisos de sus unidades de generación, mediante combustibles con los que si bien pueden operar, son combustibles “de última instancia” y bajo los cuales no se opera la totalidad del tiempo, si no, por el contrario, en ocasiones muy específicas (pruebas, reportes de mercado, y condiciones críticas extremas de mercado y suministro de combustibles). En este contexto, vale la pena aclarar que, aunque algunas de las plantas termoeléctricas utilizan combustibles líquidos de respaldo, estas tienen como combustible principal el gas natural.

- 3)** Consideramos que los planteamientos de la UPME que se dan entorno a la edad de las plantas son relativas, solamente tienen en cuenta la fecha de entrada en operación comercial y no representan la realidad operativa en lo referente a las condiciones reales de la infraestructura que conforma las unidades de generación. De esta manera se obvian las inversiones relativas a la extensión de la vida útil (repotenciaciones, mantenimientos [mayores, menores], mejoras operacionales, entre otros)². Recordando que, en línea con el punto anterior y la dinámica del mercado de energía mayorista, la edad de las plantas o de su infraestructura asociada no debería ser un indicador de eficiencia, como si lo debiera ser la disponibilidad que ofrece al mercado, los recambios tecnológicos que se han realizado en ellas y los esquemas/planes de inversión/mantenimiento que se tienen para cada una de las plantas térmicas.

Adicionalmente, consideramos relevante dar claridad sobre las condiciones en las que se encuentra el parque de generación termoeléctrico, el cual por esquemas como el Cargo por confiabilidad y otros requisitos de mercado eléctrico, deben declarar todos sus parámetros y someterse a diversas pruebas y auditorias que validen recurrentemente el estado, funcionalidad y disponibilidad de su infraestructura con la intención de certificar sus óptimas condiciones de operación.

² Comentarios de ANDEG al estudio sobre potencial de ahorro operacional para centrales térmicas.

<https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2021/06/043-2021-Comentarios-a-los-planteamientos-del-estudio-sobre-Potencial-de-Ahorro-Operacional-Centrales-Te%CC%81rmicas.pdf?0f7c2b&0f7c2b>

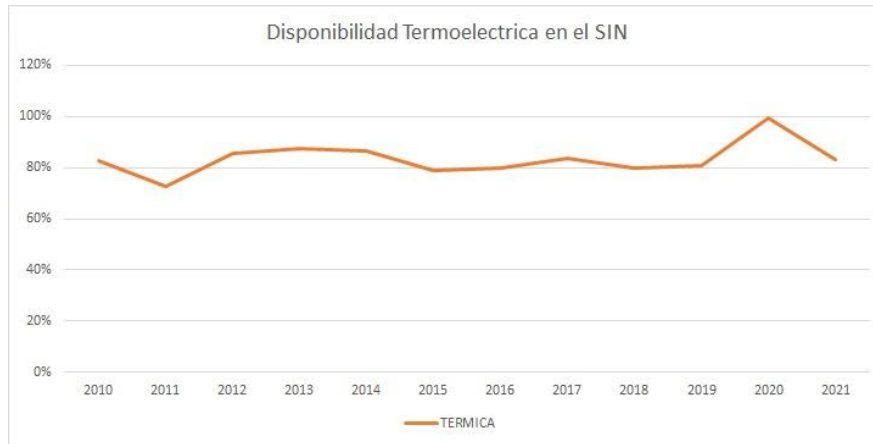


Figura 2: Disponibilidad Real de las unidades de generación termoeléctrica en el SIN (Fuente: Portal BI, XM)

En la Figura 2 podemos evidenciar la disponibilidad promedio de las plantas con generación termoeléctrica calculada a partir de los eventos que modifican la disponibilidad reportada al CND (Centro Nacional de Despacho), la cual, incluso en periodos de estrés no solo del sistema eléctrico, sino de requerimientos y ejecución de obligaciones de mercado, se ha mantenido por encima del 80%, de acuerdo a la definición de un esquema de mercado en donde las plantas térmicas ofrecen respaldo y soporte al sistema.

- 4)** Llama la atención que no se estén formulando acciones adicionales para el resto del sector eléctrico, incluyendo otros agentes generadores (plantas eólicas, solares y en particular hidráulicas), líneas de transmisión y distribución, estaciones y subestaciones (reducción de pérdidas e ineficiencias), quienes a pesar de tener márgenes de maniobra en cuanto a reducción de consumo energético más limitados, pueden aportar en el aumento de eficiencia energética al SIN, y trasladar todos esos beneficios a los usuarios finales.

Así, por ejemplo, la infraestructura lineal del SIN, en donde se cuenta con equipos auxiliares de alto consumo, diseños optimizables, mejores procesos y prácticas, también podría ser tenida en cuenta en un plan que busca maximizar la eficiencia energética de todos los componentes sectoriales. De hecho, llama la atención que la UPME no profundiza en las medidas y acciones concretas de eficiencia energética en el sector eléctrico lo asociado a AMI, movilidad eléctrica, aporte de los recursos distribuidos (DER) en la red eléctrica, cambio tecnológico en equipos de alto consumo de grandes consumidores, desde el enfoque de ahorro energético en el sistema eléctrico. Estudios muestran que la

implementación efectiva de AMI conlleva a ahorros entre el 5% y 15% en el sector doméstico³.

- 5)** Desde esta Asociación insistamos en la necesidad de alinear los objetivos de política energética con los diferentes instrumentos sectoriales incluyendo el PEN, el PROURE, la Ley 697 de 2001, la Ley 1715 de 2014, la Ley 2099 de 2021, el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético y posibles normativas futuras. Esto, en aras de garantizar una adecuada articulación, de tal forma que no se repliquen esfuerzos para así optimizar recursos técnicos y económicos que robustezcan el desempeño del sector energético.

Aunque el documento lo manifiesta someramente, desde ANDEG consideramos que se debe dejar estipulada la hoja de ruta bajo la cual se actualizará, medirá y dará seguimiento a las medidas y acciones futuras en materia del uso racional y eficiente de la energía, lo cual, es necesario para un correcto desarrollo e integración de las políticas energéticas que en conjunto lleven a la economía del país a un desarrollo eficiente y bajo en carbono.

- 6)** En cuanto al análisis Beneficio/Costo que se han llevado a cabo para las medidas en el sector termoeléctrico, aunque consideramos que, muchas de estas medidas serán parte de mejoras operativas que, en muchos casos podrán realizarse “in-house” a cuenta y riesgo propio, habrá muchas otras, especialmente aquellas asociadas a reconversión tecnológica, que necesariamente requerirán incentivos adicionales. Así, sugerimos que se realice una mayor profundización sobre el recambio tecnológico; lo anterior, debido a que tal como lo manifiesta el documento, existe baja operación de algunas centrales de generación de manera que la evaluación costo – beneficio no sería mayor a 1, máxime si los análisis realizados por la firma E2 fueron una muestra y no al universo de plantas de generación despachadas centralmente.

Para esto, y en línea con las disposiciones dadas en la Ley 2099 de 2021, por ejemplo, vemos adecuado que se avance en la determinación de recursos provenientes de FENOGÉ (entre otras posibilidades) o de fuentes de financiación privada como las descritas en el documento en consulta (i.e. líneas de crédito), que aseguren señales de largo plazo para habilitar

³ <https://www.iea-4e.org/projects/smart-metering-infrastructure/>

los flujos a sectores como el termoeléctrico, la minería a carbón y combustibles fósiles en general (los cuales cada vez ven más restringido el acceso a financiación), de manera que consigan desarrollar sus proyectos en un marco de sostenibilidad, resiliencia y eficiencia económica, con opciones diversificadas y abiertas.

- 7)** Vemos oportuno recalcar que las empresas afiliadas a ANDEG han avanzado en la optimización de procesos, en la identificación de potenciales de ahorro⁴ y estrategias para la gestión y uso eficiente de la energía, lo cual, en primer lugar, denota el compromiso del sector con la eficiencia energética y el desarrollo sostenible, y en segundo lugar, los aportes de las plantas térmicas a la sostenibilidad podrían ser incorporadas en escenarios de referencia de contribución del sector de generación al PROURE. Sin embargo, la propuesta de promover la adopción de buenas prácticas en la operación y mantenimiento de las centrales térmicas en línea con la norma ISO 50001, debe considerar que la generalidad de una obligatoriedad de aplicación de la norma no debe estandarizarse dado que impone nuevas restricciones a la participación, que podría afectar las reglas del mercado de energía eléctrica entre unos competidores respecto a otros.

Consideramos que la implementación de la ISO 50001 debe quedar expresada como una recomendación, se debe mantener como una opción voluntaria y no debe estar correlacionándola con la participación del mercado, dado que esto sería una discriminación tecnológica inadecuada para los intereses de un mercado plural y de libre acceso y salida, incluyendo barreras de entrada al mismo mediante este plan.

Así, la implementación de un sistema de gestión ISO 50001, no necesariamente garantiza que la planta logre una operación en condiciones óptimas, como plantea el documento, (se entiende por optimas la mejor eficiencia de un ciclo de generación). Lo anterior debido a que se desconoce las incidencias que las dinámicas del mercado de energía en Colombia (condiciones de despacho), tienen sobre la eficiencia en la operación del parque térmico colombiano.

⁴ Ingenuity Boost Efficiency at Colombian Gas Power Plant, <https://www.powermag.com/ingenuity-boosts-efficiency-at-colombian-gas-power-plant/>

Además, se establece que la implementación del sistema de gestión ISO 50001 es una medida NO susceptible de recibir incentivos tributarios, desconociendo que la implementación de esta estrategia requiere una inversión significativa, por ejemplo, en el establecimiento de sistemas de medición individualizados para los consumos internos de los equipos auxiliares, que actualmente muchas empresas no tienen implementados. Consideramos necesario que se reevalúe el establecer incentivos tributarios para esta medida.

8) En cuanto a las acciones de cambios tecnológicos, enmarcadas en la optimización de procesos, nuevamente no está claramente definida la metodología de medición de indicadores que validen estas acciones. De otro lado se observa que el estudio no considera algunas acciones que a nuestro juicio son de igual o mayor impacto a las propuestas. Por mencionar algunas:

- Cambios de materiales en equipos de intercambio de calor y/o condensadores,
- incorporando los de mejor transferencia térmica y/o confiabilidad
- Lavados químicos internos o externos en tuberías de transferencia de calor en sistemas de generación de vapor y equipos auxiliares, que mejoren el aprovechamiento energético de los sistemas
- Implementación de nuevos sistemas o tecnologías de tratamiento de agua de reposición a calderas, que mejoren la condición fisicoquímica y confiabilidad del suministro de agua, y en consecuencia reduzcan la necesidad de purga continua de los sistemas.
- Implementación de nuevas tecnologías de tratamiento químico en calderas que reduzcan la necesidad de purga continua de caldera

Finalmente, consideramos necesario que el documento defina la metodología para la medición de las mejoras de eficiencia energética que resulten de la implementación de las medidas que en la materia propone la UPME. Para esto, sugerimos que de manera conjunta a través de talleres participativos la UPME y las empresas definan los indicadores apropiados que contribuyan a la medición en los avances de la implementación de acciones relacionadas con la eficiencia energética y que de manera periódica puedan ser reportados los avances relacionados.

De esta forma, agradecemos que se tenga en cuenta a esta Asociación y a sus empresas afiliadas en la construcción de estos instrumentos y reiteramos

nuestra disposición para seguir participando activamente en la construcción conjunta de medidas y herramientas tan relevantes como este PAI- PROURE, que coadyuvan al desarrollo integral y eficiente del sector energético colombiano.

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

Cordialmente,

Alejandro Castañeda
ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo

Con copia:
Dr. Miguel Lotero, Viceministro de Energía- Ministerio de Minas y Energía