RESPUESTA A COMENTARIOS PEN 2022- 2052

#	ENTIDAD	NOMBRE DE LA PERSONA NATURAL O JURÍDICA QUE REALIZA EL COMENTARIO	CORREO ELECTRÓNICO DE CONTACTO	SECCIÓN DEL DOCUMENTO/ SECCIÓN/ PÁGINA	COMENTARIO CON ARGUMENTO TÉCNICO/JURÍDICO	PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA UPME
1	Ministerio de Minas y Energía	Grupo Gestión del Risgo- OAAS-MME	elsanchez@minenergia.gov.co	Factores tecnológicos Pág.17 o Factores ambientales Pág. 18	Ampliar item "La eficiencia energética primer paso hacia la sostenibilidad." o el de " Conexión de las preocupaciones ambientales a nivel nacional y territorial. " Incorporando elementos de la politica de sectorial de gestión de riesgo de desastres (Resolucion 40411/2021)	Determinar deacuerdo a la vision (Al 2050 el sector minero-energético es un referente a nivel internacional, gracias a sus avances frente al conocimiento y reducción del riesgo, manejo de desastres y gobernanza del riesgo, sus aportes al cumplimiento de metas de los convenios internacionales que ha firmado el país (ODS, Acuerdo de París y Marco de Sendai, COP 26 Glasgow), a la estrategia 2050 y al Plan Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (PNGRD) aprovechando la implementación de nuevas tecnologías y la gestión de la innovación, para el fortalecimiento del sector en su accionar frente a la gestión del riesgo de desastres y la adaptación al cambio climático.) y objetivo de la politica sectorial de GRD (Fortalecer las actividades del sector minero-energético mediante el desarrollo de los procesos de conocimiento, reducción del riesgo y manejo de los desastres, así como incorporar aspectos de gobernanza para la Gestión del Riesgo de Desastres en el sector promoviendo la sostenibilidad, confiabilidad, seguridad, resiliencia y competitividad del sector y de los territorios donde se ubica.) complementariedad en estos factores ya que el desarrollo de infraestructura energética en territorios puede configurar tanto escenarios de origen tecnológico como concatenados NATECH de acuerdo a las amenazas naturales o socio-naturales que configuran dichos territorios.	Si bien la UPME reconoce la importancia del Plan Nacional de Gestión de Riesgo de Desastres (PNGRD) se considera que el Plan Energético Nacional al ser un instrumento indicativo de planeación para el sector mineroenergético, busca en sus factores tecnológicos y ambientales abordar de manera global las necesidades energéticas del país. Se incorpora la propuesta en los factores ambientales.
2	Ministerio de Minas y Energía	Grupo Gestión del Risgo- OAAS-MME	elsanchez@minenergia.gov.co	Pilar 1. Seguridad y confiabilidad del abastecimiento Pág 32	Alcance: Contar con un sistema energético que tenga la capacidad de abastecer, transportar y distribuir los energéticos requeridos para satisfacer la demanda de manera confiable, segura y eficiente.	Desde la gestión de riesgo de desastres la seguridad de los procesos y la continuidad en la prestacion de servicios de energía y combustibles debe incorporar analisis de riesgos de acuerdo a la exposición que la infraestructura tiene a diferentes fenomenos (volcanes, movimientos en masa, fenomeno niño, niña entre otros)	En el contexto del alcance propuesto, es implícito que se reconoce la importancia de abordar la gestión de riesgos de desastres. Este enfoque asegura no solo la confiabilidad, seguridad y eficiencia en el suministro energético, sino también la resiliencia ante posibles desafíos naturales o eventos disruptivos.
3	Ministerio de Minas y Energía	Grupo Gestión del Risgo- OAAS-MME	elsanchez@minenergia.gov.co	Pilar 2. Adaptación y mitigación del cambio climático Pág 32	Promover cambios para que el sistema energético contribuya con la reducción de emisiones de GEI y a adaptarse a los riesgos asociados a la variabilidad climática.	Hablar de adaptación tambien es promover, el conocimiento y reducción de riesgo de desastres al que las operaciones energeticas estan expuestas que no solo son por eventos climaticos extremos.	El alcance delineado para promover cambios en el sistema energético con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y adaptarse a los riesgos asociados a la variabilidad climática se alinea con un pilar estratégico de adaptación y mitigación del cambio climático. Es importante reconocer que hablar de adaptación no solo implica abordar eventos climáticos extremos, sino también garantizar la sostenibilidad del sistema energético y la gestión eficaz de los riesgos inherentes a su funcionamiento. Se ajusta el texto.
4	Ministerio de Minas y Energía	Grupo Gestión del Risgo- OAAS-MME	elsanchez@minenergia.gov.co	Pilar 1. Seguridad y confiabilidad del abastecimiento Pág 148	Conclusiones.	Desde la gestión de riesgo de desastres la seguridad de los procesos y la continuidad en la prestacion de servicios de energía y combustibles debe incorporar analisis de riesgos de acuerdo a la exposición que la infraestructura tiene a diferentes fenomenos (volcanes, movimientos en masa, fenomeno niño, niña entre otros) Garantizar continuidad en la prestación de servicios debe ser una prioridad incorporando acciones de conocimiento y reducción de riesgo en los Planes de Gestión de Riesgo de Desastres de las empresas (Dec 2157/17)	Se ajusta el texto para ser explicitos en la necesidad de considerar la gestion de riesgos en la oferta energetica.
5	Ministerio de Minas y Energía	Grupo Gestión del Risgo- OAAS-MME	elsanchez@minenergia.gov.co	Pilar 2. Adaptación y mitigación del cambio climático Pág 149	Conclusiones.	No se refleja nada de adaptación cuando es clave por su vinculación de acciones de reduccion del riesgo expresado en el comentario anterior	Se ajusta el texto para ser explicitos en las oportunidades de la adaptación al cambio climático.
6	Universidad Javeriana	Jose Antonio Sarta Fuentes	sartaj@javeriana.edu.co	Documento en general	La comunidad académica recibe con mucha complacencia y aplaude la inclusión de la energía nuclear en el Plan Energético Nacional (PEN), no solo porque se contribuye en el país a una transición energética justa, sino que además esta decisión se encuentra alineada con la tendencia mundial de emplear el recurso de la energía nuclear para mitigar el cambio climático. Incluir la energía nuclear en el PEN, no solamente le permite al país contribuir de una manera eficaz a la descarbonización del planeta, sino que también, la proyecta en el futuro a la generación de hidrogeno limpio empleando la energía nuclear, como muy bien lo hace hoy en día la empresa Constellation Energy Corporation con sede en Baltimore, Maryland en los Estados Unidos, la cual ha empezado a producir hidrogeno limpio empleando un reactor nuclear de 1 MW https://www.utilitydive.com/news/clean-hydrogen-nuclear-oswego-production/644327/		Agradecemos los amables comentarios recibidos y la participación activa de los agentes en la construcción de esta y futuras versiones del Plan Energético Nacional (PEN). El PEN, por tratarse de un instrumento indicativo de planeación para el sector mineroenergético, busca abordar de manera global las necesidades energéticas del país y con ello, integrar las tendencias en el uso de energías como la nuclear.
7	BIODSA	Carolina Betancourt	carolina.betancourt@biodsa.com	Mapeo tecnológico en combustibles líquidos, gas y bioenergía en la Tabla 3, pg 35	"aumentos de mezcla aceite de palma para biodiesel no requiere cambios en tecnología" , si se hace referencia de aumento de mezcla biodiesel en diesel. Esta no tiene incertidumbre tecnologica alta ya que por más de 4 años se han estudiado los aumentos de mezcla voluntarias hasta en un 20% de biodiesel en diesel, con cambios positivos en disminución de CO_2 y material particulado entre otros. se adjunta informe de pruebas piloto enviado al ministerio de minas y energia el 22 de Marzo de 2023.	Cambiar titulo del mapeo tecnologico del cluster 4 "aumentos de mezcla aceite de palma para biodiesel" por "aumento de mezcla biodiesel en diesel" y calificar en la figura 12, de acuerdo con los datos reales de los estudios hechos en Colombia por más de 4 años consecutivos.	Se ajusta nombre de la tecnología, aclarando que el nivel de incertidumbre que se asignó en el ejercicio de mapeo tecnológico con los expertos fue de 2,5 en una calificación de 1 a 10, tal como se presenta en la figura 12 del documento.
8	BIODSA	Carolina Betancourt	carolina.betancourt@biodsa.com	Mapeo tecnológico en combustibles líquidos, gas y bioenergía en la Tabla 3, pg 35	la calificacion para la propuesta número 6. Combustibles de aviación sostenibles (SAF) tiene TRL en 7 y 9 y se construyen en el mundo maas de 200 biorefinerias actualmetne adicional a las que ya operan no tiene la incertidumbre alta de la calificacion hecha en la figura 12.	Calificar la iniciativa número 6 con menor incertidumbre, tomando como referencia la informacion de la pagina oficial de seguimiento de Airbus https://sustainabilitytogether.aero/resources/saf/saf-dashboard/	Se aclara que el mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible y su TRL y validación con expertos (Hinicio, Ecopetrol, Andemos, Steer, entre otros), que permitió comparar estas tecnologías de combustibles en aviación frente a las demás tecnologías disponibles en el sector, por lo que esta calificación no puede ser modificada sin volver aplicar el ejercicio. Sin embargo se estudiará la pertinencia de incluir la información de referencia compartida para futuros ejercicios del plan.
9	BIODSA	Carolina Betancourt	carolina.betancourt@biodsa.com	Señales del PEN en las posibilidades que tiene el país para definir su política, pag 11	El país cuenta con una cadena de produccion, distribución y mezcla de biocombustibles trazable, monitoreada cada 4 meses con los más estrictos estandares de calidad y regulada que opera desde hace más ee 15 años.	Incluir el listadode bienes y servicios de la infraestructura de biodiesel y sus mezclas en el resumen. Informacion con la que se cuenta desde la cadena de distribucion y puede ser identificada a traves del codigo SICOM.	En esta sección se especifican las fuentes principales de información sin que esto signifique que se desconozca el resto de información disponible de la entidad.
10	BIODSA	Carolina Betancourt	carolina.betancourt@biodsa.com	Factores tecnológicos pg 17	El pais cuenta con suficientes materias primas para la prodcución de combustibles sostenibles de aviacion y actualmetne la Aerocivil ha inicado una hoJAM Y MPOde ruta que estudia las tecnologias disponibles para su producción entre otros, la informacion al respecto de este combustible avanzado es amplia y se realizan estudios para implementarlo en Colombia desde hace más de 3 años, puede tener un capitulo entero como el caso del Hidrogeno.	Incluir un capitulo para el SAF dentro de los factores tecnologicos quep uedne diferenciar al país como una potencia de combustibles sostenibles para aviacion en la región. Su producción incentiva la porduccion de hidrogeno como insumo para los procesos ya que todas las tecnologias necesitan hidrogeno en la produccion de SAF, ademas de el numero de co- productos que pueden derivarse de esta industria solo por enumerar, Diesel renovable, nafta verde, CO_2 Biogenico, Bioplasticos, Biosolventes entre otros.	La metodología de construcción del PEN busca la imparcialidad en la identificación de las tecnologías, por lo que no permite privilegiar una tecnología sobre otra. El objetivo del mapeo es el de identificar qué tecnologías se deben considerar en cada uno de los diferentes escenarios de acuerdo a su aporte a la mitigación del cambio climático, su riesgo de implementación e incertidumbre tecnológica. En este sentido, se aclara que el mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionales, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica , estos asignan una calificaciones en tres aspectos: reto de implementación, incertidumbre tecnológica y aporte a la mitigación del cambio climática. Posteriormente, se utiliza un Software estadistico para la formación de los clusters tecnologicos para definir qué tecnologias entran en cada escenario.
11	BIODSA	Carolina Betancourt	carolina.betancourt@biodsa.com	Tabla 12 Iniciativas del mapeo tecnológico de Modernización	la alternativa SAF activa la modernización de la oferta de combustibles avanzados del páis, bajo la figura de book &Claim puede compensar las emisiones de cualquuer aerolinea en el mundo inclusive las que no viajan "fisicamente" al país.	Incluir la alternativa SAF en el plan de modernización.	La metodología de construcción del PEN busca la imparcialidad en la identificación de las tecnologías, por lo que no permite privilegiar una tecnología sobre otra. El objetivo del mapeo es el de identificar qué tecnologías se deben considerar en cada uno de los diferentes escenarios de acuerdo a su aporte a la mitigación del cambio climático, su riesgo de implementación e incertidumbre tecnológica. El mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionales, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica , estos asignan una calificaciones en tres aspectos: reto de implementación, incertidumbre tecnológica y aporte a la mitigación del cambio climática. Posteriormente, se utiliza un Software estadistico para la formación de los clusters tecnologicos para definir qué tecnologias entran en cada escenario. En este sentido la tecnología fue mapeada y calificada por los expertos consultados y se evidenció su participación en el escenario de disrupción.
12	BIODSA	Carolina Betancourt	carolina.betancourt@biodsa.com	Modernizacion pg.51	la alternativa SAF activa la modernización de la oferta de combustibles avanzados del páis, bajo la figura de book &Claim puede compensar las emisiones de cualquuer aerolinea en el mundo inclusive las que no viajan "fisicamente" al país.	Incluir la alternativa SAF en el plan de modernización.	La metodología de construcción del PEN busca la imparcialidad en la identificación de las tecnologías, por lo que no permite privilegiar una tecnología sobre otra. El objetivo del mapeo es el de identificar qué tecnologías se deben considerar en cada uno de los diferentes escenarios de acuerdo a su aporte a la mitigación del cambio climático, su riesgo de implementación e incertidumbre tecnológica. La metodología de construcción del PEN busca la imparcialidad en la identificación de las tecnologías, por lo que no permite privilegiar una tecnología sobre otra. El objetivo del mapeo es el de identificar qué tecnologías se deben considerar en cada uno de los diferentes escenarios de acuerdo a su aporte a la mitigación del cambio climático, su riesgo de implementación e incertidumbre tecnológica. Eel mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionales, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica , estos asignan una calificaciones en tres aspectos: reto de implementación, incertidumbre tecnológica y aporte a la mitigación del cambio climática. Posteriormente, se utiliza un Software estadistico para la formación de los clusters tecnologicos para definir qué tecnologias entran en cada escenario. En este sentido la tecnología fue mapeada y calificada por los expertos consultados y se evidenció su participación en el escenario de disrupción.
13	BIODSA	Carolina Betancourt	carolina.betancourt@biodsa.com	Disrupción pg.57	la alternativa SAF activa la modernización de la oferta de combustibles avanzados del páis, este mercado en el mundo crece a doble digito los proximos 10 años.	Incluir la alternativa SAF en el plan de disrupción. Principalmente por uqe a diferencia de los demas biocombustibles y combustibles avnazados es una neceisdad que está solicitando directametne la demanda.	La metodología de construcción del PEN busca la imparcialidad en la identificación de las tecnologías, por lo que no permite privilegiar una tecnología sobre otra. El objetivo del mapeo es el de identificar qué tecnologías se deben considerar en cada uno de los diferentes escenarios de acuerdo a su aporte a la mitigación del cambio climático, su riesgo de implementación e incertidumbre tecnológica. La metodología de construcción del PEN busca la imparcialidad en la identificación de las tecnologías, por lo que no permite privilegiar una tecnología sobre otra. El objetivo del mapeo es el de identificar qué tecnologías se deben considerar en cada uno de los diferentes escenarios de acuerdo a su aporte a la mitigación del cambio climático, su riesgo de implementación e incertidumbre tecnológica. El mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionales, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica , estos asignan una calificaciones en tres aspectos: reto de implementación, incertidumbre tecnológica y aporte a la mitigación del cambio climática. Posteriormente, se utiliza un Software estadistico para la formación de los clusters tecnologicos para definir qué tecnologias entran en cada escenario. En este sentido la tecnología fue mapeada y calificada por los expertos consultados y se evidenció su participación en el escenario de disrupción.
14	BIODSA	Carolina Betancourt	carolina.betancourt@biodsa.com	General	Las cadenas productivas de biodiesel cogeneran y producen energia excedente de la biomasa de las plantaciones de aceite de palma. No sabemos si esta capacidad fue tenida en cuenta, solo habla de bagazo.	incluir la produccion actual de energia a partir de biomasa de las plantaciones asi como sus proyecciones.	Agradecemos su apreciación, y se considerará la pertinencia de incorporar este análisis en los próximos planes de elaboración de la UPME.
15	ACOLGEN	NATALIA GUTIÉRREZ JARAMILLO	acolgen@acolgen.org.co		Dicho lo anterior, resaltamos los análisis y escenarios presentados por la UPME, los cuales nos ofrecen una visión de las oportunidades y desafíos que enfrentamos en esta etapa de transformación energética. Respaldamos las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GHG) establecidas en el PEN, así como las iniciativas propuestas por la UPME en cada escenario; sin embargo, creemos que es de vital importancia evaluar minuciosamente los costos involucrados en la implementación de dichas iniciativas para garantizar su viabilidad y efectividad.En ese sentido, es fundamental mantener un equilibrio entre las metas asignadas a cada sector y su contribución proporcional al total de emisiones. Si bien desde el sector energético estamos comprometidos con la descarbonización y la electrificación de la economía, es necesario considerar el contexto económico y social a nivel local para garantizar que estas medidas sean justas y sostenibles para todos los actores involucrados.Una herramienta valiosa para lograr este equilibrio es el desarrollo de esquemas de mercado, como un sistema de comercio de emisiones, los cuales permitan una distribución descentralizada y eficiente de la cuota de emisiones entre las distintas actividades productivas. Estos instrumentos económicos no solo facilitarán el cumplimiento de las metas ambientales, sino que también impulsarán el desarrollo de Colombia como oferente de Offsets de emisiones, generando oportunidades adicionales para nuestra economía.		Agradecemos su apreciación, sin embargo se evaluará la pertinencia de incorporar este análisis en los próximos planes de elaboración de la UPME.
16	ACOLGEN	NATALIA GUTIÉRREZ JARAMILLO	acolgen@acolgen.org.co		En cuanto a la electrificación de la economía, estamos convencidos de que este es un pilar fundamental para alcanzar la descarbonización. Nuestro país cuenta con una abundancia de recursos de generación de bajas emisiones, lo que nos ofrece la posibilidad de promover el uso de electricidad en diversos usos finales. La expansión de la participación de la energía eléctrica en sectores como el transporte, la industria y el uso residencial será clave para maximizar los beneficios ambientales y sociales de esta transición.		Se aclara el comentario. Éste se encuentra inmerso dentro de los drivers empleados para las simulaciones. El crecimiento potencial de la economía varía entre escenarios, de acuerdo con las ambiciones en cuanto a penetración tecnológica y reducción de emisiones.
17	ACOLGEN	NATALIA GUTIÉRREZ JARAMILLO	acolgen@acolgen.org.co		Hacemos especial énfasis en la electrificación del sector transporte, un área que presenta altas emisiones y grandes oportunidades de mitigación. El crecimiento del mercado de vehículos eléctricos y la evolución tecnológica son pruebas irrefutables de que esta transición es posible y necesaria. En este sentido, recomendamos fortalecer las señales para ampliar las metas establecidas en la Ley 1964 de 2019 para acelerar la adopción de vehículos eléctricos y de bajas emisiones; además, sugerimos ampliar las recomendaciones para implementar incentivos financieros y apoyar el desarrollo de la infraestructura de carga que facilite la adopción de esta tecnología.Para garantizar la efectividad de las políticas de mitigación y adaptación, consideramos que es esencial tener total claridad sobre los lineamientos de política existentes en el marco legal y regulatorio del sector. En este sentido, recomendamos que la UPME publique un anexo que incluya estos lineamientos asociados a las iniciativas de los escenarios estudiados en el PEN. Esto permitirá un mejor entendimiento de las políticas existentes y ayudará a focalizar los esfuerzos hacia acciones que aún no han sido consideradas en el marco normativo.		Se acepta su comentario y se incluyen los mecanismos identificados dentro de la sección de recomendaciones de política del PEN.

18	ACOLGEN	NATALIA GUTIÉRREZ JARAMILLO	acolgen@acolgen.org.co		Respecto a la matriz de generación de energía, observamos que los escenarios de oferta energética reflejan un aumento significativo de recursos renovables y una disminución importante de recursos térmicos. Además de una participación importante de FNCER, correspondiente al 56%, 54%, 65%, 70% en los escenarios de Actualización, Modernización, Inflexión y Disrupción, respectivamente. Bajo este análisis, si bien apoyamos que las metas planteadas tienen objetivos loables, la incorporación de recursos FNCER intermitentes, junto con la respectiva disminución de recursos constantes, requieren de análisis más allá de lo económico y ambiental, esto es, debería incorporar análisis sobre su impacto en la estabilidad de la red. Consideramos de especial relevancia que, si bien es cierto que la capacidad instalada para cada escenario corresponde a las necesidades de demanda y de evolución tecnológica, es indispensable que se especifique la manera en la cual, en la simulación de cada escenario, se tiene en cuenta el impacto en confiabilidad. Sugerimos respetuosamente que esto se incluya en el Tomo II del Plan. Adicionalmente, es pertinente ampliar los supuestos que soportan el escenario de transición energética en su límite superior, dada la diferencia amplia que refleja respecto al límite inferior. Consideramos que la falta de detalles para este escenario dificulta su entendimiento; además, sugerimos que para ampliar el debate sobre los escenarios de transición energética, debe incluirse un análisis de beneficio costo sobre su pertinencia para los usuarios, el sistema y la sociedad. La falta de este análisis impide que estos escenarios puedan ser analizados en mayor medida de cara a eventuales recomendaciones de política pública al Ministerio En línea con lo anterior, uno de los aspectos que identificamos en el modelamiento de la oferta energética considera una capacidad de autogeneración y cogeneración de 3 GW en todos los escenarios (Actualización, Modernización, Inflexión y Disrupción), permaneciendo constante e invariable para cada uno de ellos. Consideramos que estos esquemas energéticos contribuyen a apoyar el compromiso adquirido en Colombia con los Objetivos de Desarrollo sostenible – ODS y los enfoques identificados en el PEN, los cuales propendan por un sector energético descentralizado, descentralizado y descarbonizado. En este sentido, y dada la eventual penetración de Comunidades Energéticas, las cuales creemos, entrarían en dicha clasificación, vale la pena entender si esta capacidad instalada es suficiente, pues se observa marginal respecto a la capacidad total en 2050; es decir, en los escenarios donde se realizan más inversiones en nuevas tecnologías, estos esquemas energéticos podrían resultar insuficientes. Aunado a lo anterior, respecto a tecnologías cuya adopción más amplia se daría en un rango de tiempo mayor, esto es, el hidrógeno, la energía nuclear y la geotermia, debe valorarse que estas tecnologías tienen retos en materia de política pública, sumado al comportamiento del mercado, que marcarán la pauta para su penetración.		Respecto a su comentario de la inclusión del análisis B/C en el escenario de transición energética, al ser este escenario un escenario de combinación de posibles opciones tecnológicas, todas ellas con un nivel de madurez tecnológica baja y un nivel de incertidumbre alto para la determinación de costos de inversión, no es oportuno realizar un análisis B/C que permita aportar a una construcción objetiva de las recomendaciones. Respecto a las proporciones de incorporación de FNCER, la Actualización del Plan Energético Nacional 2022-2052 pretende establecer lineamientos para la oferta y consumo de energía en distintos sectores, a partir de esta guía y para su cumplimiento aparecen retos en los ámbitos social, ambiental, técnico, económico y regulatorio que deben ser discutidos por los actores energéticos para su superación. Se agradece la sugerencia hecha por parte de ACOLGEN con respecto a los análisis de estabilidad y el análisis de costo beneficio y se informa que, se evaluará su pertinencia dentro futuras entregas del Plan Energético Nacional. Adicionalmente, dentro de los documentos complementarios al tomo 1 y 2 de la Actualización del Plan Energético Nacional, se encuentra contemplado un documento de políticas públicas sugeridas para el alcance de los resultados obtenidos en el análisis. Respecto a la proporción de Generación Distribuida, la UPME apropia el comentario y se tendrá en consideración para el próximo Plan Energético Nacional, considerando que la versión actual corresponde a una actualización de la versión anterior 2022-2052.
19	ACOLGEN	NATALIA GUTIÉRREZ JARAMILLO	acolgen@acolgen.org.co		Por último, queremos resaltar la importancia de la inclusión y la escucha activa de todas las voces involucradas en este proceso, razón por la cual reiteramos la necesidad de que el proceso de definición del Plan surta un proceso de amplia discusión; por lo tanto, sugerimos respetuosamente que se lleve a cabo un taller de socialización del Plan, de manera que su construcción pueda recibir una retroalimentación más amplia, considerando el poco tiempo que se tuvo para comentarios.		Apreciamos profundamente su compromiso con la participación activa de todas las partes interesadas en la definición del Plan Energético. En consonancia con esto, le informamos que hemos planificado la realización de talleres de socialización que proporcionarán un espacio propicio para la discusión abierta y la retroalimentación. Estos talleres no solo permitirán una comprensión más profunda del Plan Energético, sino que también facilitarán la interacción directa con todos los actores clave. Además, deseamos compartir que estamos implementando una nueva metodología de participación que involucra a todas las partes interesadas del sector en la construcción y actualización continua del Plan Energético.
20	ANDEG	Alejandro Castañeda Cuervo	chernandez@andeg.org	Durante el periodo 2028-2030, se contempla el cierre progresivo de 1.180 MW de capacidad instalada correspondiente a plantas de generación eléctrica que utilizan combustibles líquidos. Este cierre se da en razón a la incorporación de nuevas centrales de generación a partir de gas natural, utilizando tecnología de ciclo combinado debido a su eficiencia energética (EIA, 2022)	consideramos adecuado que este tipo de afirmaciones sean revisadas y validadas en el marco del balance energético, dado que de acuerdo a las previsiones del Plan de Abastecimiento de Gas, el país podría ser deficitario en este energético en un horizonte de mediano plazo, con lo que las plantas térmicas del interior del país deben asegurar su operación a partir de combustibles líquidos. En todo caso, esperamos que en los escenarios de nueva oferta de gas natural y un desarrollo regulatorio orientado a promover la participación de la generación térmica en la dinamización de la demanda de gas natural a partir de alternativas comerciales flexibles, las plantas térmicas del interior puedan disponer de este energético, lo cual contribuye en la competitividad de las tarifas de electricidad y la eficiencia energética de la matriz de generación De otro lado, observamos que se destaca el rol de la generación térmica durante el horizonte de planeación del PEN, sin embargo, consideramos que debe también debe incluirse el rol del carbón y gas natural para la generación eléctrica, considerando también las nuevas tecnologías para la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, como por ejemplo, contemplar la implementación de tecnologías de Secuestro y Captura de Carbono –CCUS por sus siglas en inglés, así como considerar en los escenarios de generación eléctrica, el uso de hidrógeno azul y verde mezclado con gas natural para generación eléctrica, lo anterior, en el marco de las estrategias de carbono neutralidad y de mitigación del cambio climático de Colombia. Al respecto, ponemos a su disposición el documento realizado por la Asociación titulado "Estado del arte para la incorporación el hidrógeno en la generación de energía y el uso eficiente del gas y carbón"1, en donde destacamos que:"…considerando los recursos energéticos disponibles, así como la composición de la matriz energética y eléctrica del país, resulta fundamental avanzar no solo en el uso del hidrógeno verde (o amarillo) en industrias de difícil descarbonización, en donde actualmente existen oportunidades en el marco del uso combinado de combustibles (gas-hidrógeno, biomasa-carbón , carbón-hidrógeno, combustibles sintéticos, etc.) y la flexibilidad operativa que se puede adquirir con el uso del H2; sino que además, podría promoverse la producción del hidrógeno azul, como habilitante fundamental de la cadena de valor del gas natural y el carbón, insumos utilizados, entre otros, en la generación de energía termoeléctrica, encargada de brindar la confiabilidad y seguridad al sistema interconectado nacional y que en escenarios de mayor penetración de energía renovable brindará la estabilidad, firmeza y disponibilidad requerida por el sistema. "En el contexto anterior, desde ANDEG resaltamos que la transición energética se debe armonizar con la transición fiscal, laboral y productiva de las regiones y del país, así como con el cumplimiento de las metas de cobertura del servicio de energía eléctrica a nivel nacional para lograr la universalización de este servicio público esencial en el territorio nacional, el cierre de brechas y la inserción tecnológica en el sistema eléctrico del país en el contexto de la atención confiable y segura de la demanda de energía.		Se aclara que, una de las principales apuestas dentro de la Actualización del Plan Energético Nacional es fomentar el uso de combustibles menos contaminantes y tecnologías innovadores que aporten a la mitigación del cambio climático, vale la pena resaltar que es un plan indicativo basado en las ambiciones nacionales que aportan a los ODS. De esta forma, se aclara que respecto del carbón, dada la infraestructura con la que cuenta el país, dentro del documento se propone mantener 1 GW de capacidad instalada que incluya tecnología CCUS para aumentar la confiabilidad al sistema. Adicionalmente, se retera la necesidad del gas natural como energético de transición, que, como se menciona dentro del Plan de Abastecimiento de Gas Natural más reciente necesita de la materialización de obras como la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico ya inclusión de proyectos que sean viables dentro del sistema. Es de considerar que los valores de oferta y demanda dentro de un planeamiento para el largo plazo son susceptibles a cambios lo que requiere investigación permanente para la actualización de cada uno de los planes indicativos presentados, sin embargo, se agradece la apreciación hecha por ANDEG y se ratifica la necesidad de realizar un análisis regulatorio para la implementación de las apuestas realizadas. Por otra parte, se agradece a la entidad el proveer el documento mencionado, el cuál será tenido en cuenta para el desarrollo de futuras versiones del plan.
21	ANDEG	Alejandro Castañeda Cuervo	chernandez@andeg.org		Si bien, el enfoque del Plan Energético es acorde a la alta penetración de fuentes renovables no convencionales en los diferentes escenarios de la matriz de generación, en lo referente a los análisis realizados para determinar la capacidad y las fuentes con las cuales se atenderá la demanda especialmente en hidrologías bajas, vale la pena valorar el riesgo por la mayor vulnerabilidad al cambio climático, lo cual, no será mitigado por la entrada de fuentes renovables no convencionales, y en ese sentido, creemos que la UPME debe integrar el Plan Energético los aspectos relacionados con las necesidades de flexibilidad al sistema eléctrico en el horizonte de mediano y largo plazo.Recientemente se han abierto nuevas conversaciones por parte de los entes reguladores, como por ejemplo la Comisión Federal de Regulación de Energía de Estados Unidos (FERC, por su nombre en inglés) sobre las reformas necesarias para abordar las necesidades cambiantes de los sistemas de potencia. Menciona la FERC, que hay un consenso en la industria sobre la necesidad de una corte con una mayor flexibilidad operacional del portafolio de recursos en los mercados organizados y de señales de precios adecuadas para incentivar y asegurar la oferta de energía y servicios auxiliares que incremente la flexibilidad disponible en el sistema, tal como se detalla a continuación2:Although the full nature and timing of these reforms are still under discussion, there is broad industry consensus that RTOs/ISOs will need more operational flexibility from resources to reliably serve loads as the resource mix evolves to include more weather dependent variable energy resources (VERs) and loads change due to weather-dependent distributed energy resources, electrification and other factors. Responding to these changing system needs involves several RTO/ISO market design considerations, including how to provide appropriate price signals that both reflect operational needs and incent resources to submit energy and ancillary services supply offers that increase the operational flexibility available on the system, and also encourage efficient investment and retirement decisions.Agrega la FERC que mientras los recursos energéticos variables (VERs) no sean despachables y se prevean cambios en la demanda por efecto del despliegue recursos energéticos distribuidos, electrificación y respuesta de la demanda, distintas condiciones crearan escenarios operativos diferentes a los que los RTOs/ISO han enfrentado en el pasado3:…, unless and until an adequate proportion of VERs are deployed or paired with storage or other technology that enables them to be dispatchable in both directions, a portion of current VER resources' output will be largely unable to respond to dispatch, or only able to respond to dispatch to a limited extent due to their weather dependence. Additionally, customer electric loads are expected to change in the future due to the increased deployment of distributed energy resources, electrification, and more price-responsive demand. Together, these developments are expected to introduce new uncertainties and thus create different operating conditions that RTO/ISO operators have not faced in the past.Teniendo en consideración el marco de referencia anterior, en particular, la evidente necesidad de contar con una mayor flexibilidad operacional de los recursos energéticos y así del sistema eléctrico, es adecuado que el PEN prevea escenarios de balance entre las fuentes de generación de largo plazo que aseguren la flexibilidad que requerirá el sistema eléctrico del país, en el contexto de la diversificación, la complementariedad y la confiabilidad en la prestación del servicio de energía.		La creciente penetración de las fuentes renovables, las convierte en un aspecto clave a considerar no solamente en el Plan Energético Nacional - PEN, sino en otros documentos que propongan, con mayor nivel de detalle, los caminos para el despliegue y la integración de las energías renovables en el Sistema Eléctrico Nacional. El Plan Energético Nacional - PEN propone un grupo de escenarios energéticos que permiten evaluar, entre otros aspectos, cambios tecnológicos en el largo plazo con resoluciones anuales, de acuerdo con las metas ambientales y las necesidades energéticas del país. Los aspectos de flexibilidad y respuesta a la demanda con la integración de FNCE al sistema deberán considerarse con resoluciones mayores a las utilizadas en el PEN, por lo cual, los análisis relativos a la operación y el comportamiento del sistema de potencia serán alcance de otros documentos y planes enfocados a estas temáticas en particular. Se acepta comentario. Es muy valioso el punto de vista proporcionado por ANDEG y se comparte la preocupación de la implementación de VERS dentro de la matriz considerando la flexibilidad operacional, en ese sentido se espera tener la posibilidad de realizar despachos adecuados con las tecnologías adicionadas. Sin embargo, se evaluará la pertinencia de los análisis sugeridos en cuanto a precios del mercado y almacenamiento de energía, puntos clave dentro del modelamiento para las próximas entregas del Plan Energético Nacional. Lo anterior debido a que la necesidad de mantener la robustez del sistema energético con la inclusión de la generación de electricidad a partir de fuentes menos contaminantes es ineludible.
22	ANDEG	Alejandro Castañeda Cuervo	chernandez@andeg.org		En el caso del gas natural, según Naturgas: "Colombia tiene un potencial de reservas de gas natural en yacimientos continentales, en el mar Caribe y yacimientos no convencionales. Si desarrollamos este potencial, permitiría garantizar una autosuficiencia para casi 100 años, además de asegurar el abastecimiento a 10.4 millones de familias que hoy no se benefician de este energético limpio, mientras ampliamos la cobertura del servicio a 1.2 millones de hogares que aún cocinan con leña, carbón y combustibles más contaminantes."4, por lo cual, en los escenarios presentados, incluso en el de transición energética justa, consideramos relevante potenciar el rol de gas natural en el marco del desarrollo de tecnologías carbono-neutrales y su articulación con las leyes vigentes acerca del cambio climático, las metas de carbono-neutralidad a 2050 y la ley 2099 de 2021.Desde el punto de vista de los hidrocarburos, el cual es un segmento de muy alta relevancia en el contexto económico y fiscal nacional, es importante resaltar la necesidad de establecer meditidas y acciones concretas para garantizar la suficiencia y eficiencia del mercado de gas. En el suministro, por ejemplo, estimulando la inversión en la exploración, desarrollo y producción de las reservas con las que cuenta el país, necesarias para seguir manteniendo la generación de empleo, el crecimiento en las zonas productoras y aún más importante para mantener la autosuficiencia de gas en el horizonte de mediano y largo plazo. Esto, sin peljuicio de seguir "apertunado" el mercado a fuentes internacionales, las cuales, cada vez más se perfilan como complementos ideales para los mercados locales y el abastecimiento a zonas marginales. Un ejemplo de ello es la planta de importación de GNL de SPEC- Cartagena, con lo que Colombia aseguró su inserción al mercado mundial de gas natural. Así las cosas, en el marco de asegurar las reservas de hidrocarburos, Colombia debe romper circuito vicioso de las reservas de Gas Natural, dado que lamtodología actual no permite tener un balance real de gas natural en el país, dado que el esquema de declaración comercial establecido en la normativa actual- Decreto MME 2100 de 2011- limita al productor-comercializador decide la perspectiva de señales de contratación de largo plazo.Para el caso de la producción y uso del carbón térmico es importante considerar que, si bien, en todos los escenarios se prevé una disminución considerable en la producción y uso del carbón en el mediano y largo plazo, éste energético seguirá estando presente en la matriz energética, por lo que se debe procurar avanzar en prácticas sostenibles ambiental, social y desde el punto de vista financiero. En este sentido, el Plan Energético debe considerar dentro del portafolio de medidas lo asociado con la minería sostenible, para aprovechar las reservas y los recursos con los que cuenta el país, promoviendo las mejores prácticas en el manejo y las tecnologías para su extracción y uso responsable, adicional a las tecnologías de CCUS. Tal sería el caso de la evaluación de esquemas que promuevan actividades relacionadas con la mejora de las cualidades inherentes del carbón mediante el beneficio5 pre-combustión del mineral y la disponibilidad de información sobre la calidad del carbón. Es importante considerar que la inclusión del carbón dentro de la canasta energética es fundamental para garantizar también precios asequibles de la energía para los usuarios, dado el rol de la tecnología de generación a carbón en la formación de precios en el mercado de energía. Como eslabón fundamentalde sector energético y de la economía regional, se debe procurar que las acciones de política que considere el Gobierno Nacional prevean una actividad minera de carbón que cuente con el respaldo suficiente para desarrollar sus actividades bajo los adecuados estándares de sostenibilidad, seguridad y salud en el trabajo y que se brinden recursos (económicos y fortalecimiento del conocimiento) a la población minera, especialmente a aquella que hace parte de la pequeña y mediana minería del país, y que en el caso de los Departamentos de Córdoba, Santander, Norte de Santander, Cundinamarca y Boyacá, son más de 90.000 familias que contribuyen a la cadena de carbón en el área de influencia de las plantas de generación que utilizan este mineral.De igual manera, observamos que se debe profundizar sobre lo relacionado a la minería sostenible, no solo de carbón sino de minerales estratégicos para la transición energética y el encadenamiento productivo, considerando los requerimientos energéticos asociados y con eso al fomentar prácticas y estrategias que garanticen una operación sostenible y ambiental y socialmente responsable y segura, se podrán seguir percibiendo los beneficios fiscales.Así, se debe también garantizar que la gestión que se realice ante el sistema financiero para brindar soluciones de crédito dirigidas a la liquidez de las operaciones mineras de pequeña y mediana escala y sus cadenas de proveedurìa, sea eficiente, justa y tenga en cuenta las condiciones socioeconómicas particulares de la operación de estos proyectos.		No se acepta comentario. La economía alrededor de la producción de carbón en el marco de la transición energética presenta una serie importante de retos relacionados con la materialización de estrategias en las cuales se trabaja conjuntamente entre los diferentes actores involucrados, así como con las entidades del sector en cabeza del Ministerio de Minas y Energía. Sin embargo, para ahondar en dichas temáticas, es preciso abordarlas en otros documentos, dado que no es alcance del Plan Energético Nacional - PEN. En este mismo sentido, la señal que promueva o desincentive la exploración y/o explotación, así como la emisión de conceptos relacionados con los contratos en este ámbito, excede las atribuciones asignadas a la UPME según el Decreto 2121 del 2023. Por otro lado, el Plan Energético Nacional (PEN) es un documento de prospectiva energética de largo plazo, por lo que no se considera pertinente emitir recomendaciones tasativas, dado su carácter indicativo. El desarrollo del sector energético se enmarca dentro de las políticas gubernamentales. Es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
23	ANDEG	Alejandro Castañeda Cuervo	chernandez@andeg.org		En el marco de la transición, la eficiencia energética juega un papel fundamentalpues esta contribuye en el uso óptimo de los recursos energéticos (primarios yescundarios) y en la mitigación del impacto ambiental. Si bien los escenarios planteados en el Plan Energético prevén el mayor peso del sector privado en las inversiones que se requieren para avanzar en la transición energética en los diferentes escenarios, se recomienda el desarrollo de incentivos financieros y tributarios para la implementación de estrategias de eficiencia energética, orientados a generadores y prosumidores usuarios, se promuevan acciones como el cambio de luminarias, la modernización o recambio de máquinas térmicas como motores, turbinas, elementos auxiliares de alto consumo como motores eléctricos, bombas, ventiladores, entre otros. De esta manera, es adecuado que los escenarios del PEN procuren integrar análisis beneficiocosto respecto a las metas propuestas dado el impacto fiscal de los lineamientos planteados		El PEN se alineó y nutrió de las apuestas y medidas de eficiencia energética priorizadas en el actual PAI PROURE (Resolución MME 40156 de 2022). En esa versión del PAI PROURE incluyó de manera particular, medidas y acciones de eficiencia energética en la oferta y transformación de energía, principalmente para los sector de hidrocarburos, minería y termoeléctricas, lo que llevó, a determinar e incluir para éste sector, incentivos tributarios de las Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021 (deducción de renta, exclusión del IVA, exención de derechos arancelatios y depreciación acelerada), reglamentados entre otra, por la resolución UPME 319 del 2022 de requisitos, procedimientos y lista de bienes y servicios (anexo 2 GEE); tras evaluar la información disponible, analizar yestablecer las prioridades de las medidas de eficiencia energética con mayor aporte y realizar el análisis de beneficio costo (en tres niveles - privado, sistema energético y sociedad).
24	ANDEG	Alejandro Castañeda Cuervo	chernandez@andeg.org		En los escenarios del PEN, no se encontró alguna clara a las pérdidas de energía eléctrica que son una realidad en el contexto de operación del SIN. En la actualidad, las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución ascienden a los 2.1 billones de pesos anuales. Por su parte, al considerar los vertimientos de centrales hidroeléctricas, durante el año 2023, por ejemplo, se han vertido en promedio cerca de 39.5 GWh por día, lo cual representa casi el 20% de la demanda comercial nacional promedio diaria, por lo cual, consideramos relevante incluir en este documento, cómo se abordaría una solución a dichas pérdidas, de tal manera de coadyuvar a la eficiencia en el uso de los recursos de la calidad de energía eléctrica y su correcto aprovechamiento, en aras de avanzar gradualmente hacia la electrificación de la economía.		Se aclara el comentario. El análisis realizado para la expansión de la capacidad incluyó la proyección de las pérdidas del consumo no identificado proporcionado por el IBCO, la proyección del autoconsumo de la red y se fijaron las pérdidas por transmisión en aproximadamente 12% para todo el horizonte de análisis. Vale la pena mencionar que no se incluyen medidas de mejoramiento de la eficiencia en la transmisión en cuanto a la reducción de estas pérdidas y en ese sentido se evaluará su pertinencia dentro futuras entregas del Plan Energético Nacional, junto con los vertimientos de las centrales hidroeléctricas.
25	ANDEG	Alejandro Castañeda Cuervo	chernandez@andeg.org		Se presentan en el pilar 2 de la actualización del PEN 2022-2052 acerca de la adaptación y mitigación al cambio climático lo siguiente: "Transversal a las oportunidades en materia de eficiencia energética y de procesos de recambio tecnológico, en todos los sectores hay una oportunidad asociada a la gestión desde la demanda, proceso que requiere avances en temas de digitalización, medición y submedición". En el contexto anterior, resulta relevante traer a la conversación que en el contexto de acceso a la energía, se debe complementar la política energética sobre promoción energética no solo desde la digitalización sino desde asegurar una "Colombia 100% luminada" por lo cual, desde el Plan Energético se debe propender por un plan cero usuarios sin electricidad en un horizonte de mediano plazo, buscando la universalización del servicio público de energía eléctrica, sustituyendo combustibles de alto costo (i.e. diésel), para contribuir así a la transición energética justa, gradual y segura del país.Al respecto, consideramos que el Plan Energético debe planear una hoja de ruta de universalización del servicio en donde se integren soluciones aisladas de "energización rural sostenible" al Sistema Interconectado Nacional, donde el aporte de los operadores de red- OR- contribuya a asegurar los objetivos de expansión de cobertura de electricidad en Colombia, y de esta manera, todos los consumidores del país sean parte de un "mercado" de electricidad.		Se aclara el comentario. En general el PEN coincide con los demas planes yprogramas formulados por la UPME, especificamente con el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía (PIEC). En ese sentido, se plantea la conexión de usuarios a través del sistema interconectado nacional, comunidades energéticas o microredes y soluciones individuales. Le cual se encuentra alineado con los objetivos del PEN.
26	ANDEG	Alejandro Castañeda Cuervo	chernandez@andeg.org		Finalmente, consideramos pertinente que se realice un taller de socialización del PEN con los agentes del sector para profundizar y resolver cualquier inquietud presentada y así tener un documento robusto, acorde con la realidad del país y que sea guía para el planeamiento y uso de los recursos energéticos por los próximos 30 años.		Apreciamos profundamente su compromiso con la participación activa de todas las partes interesadas en la definición del Plan Energético. En consonancia con esto, le informamos que hemos planificado la realización de talleres de socialización que proporcionarán un espacio propicio para la discusión abierta y la retroalimentación. Estos talleres no solo permitirán una comprensión más profunda del Plan Energético, sino que también facilitarán la interacción directa con todos los actores clave. Además, deseamos compartir que estamos implementando una nueva metodología de participación que involucra a todas las partes interesadas del sector en la construcción y actualización continua del Plan Energético.
27	Universidad Javeriana	Jose Antonio Sarta Fuentes	sarta@javeriana.edu.co	En el PEN 2022-2052 y en el título Factores tecnológicos bajo el numeral (ii), se lee: "Ehidrogeno se considera una pieza fundamental en el rompecabezas de la transición energética…"y mas adelante al final del párrafo se lee: "En 2021, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia presentó la hoja de ruta del hidrogeno…"En el mismo PEN 2022-2052, bajo el subtítulo Inflexión y con relación a la energía nuclear se lee:"En cuanto a la generación nuclear, se prevé su implementación en los escenarios de inflexión y Disrupción,"	Como la cogeneración de hidrogeno y energía eléctrica con reactores nucleares son viables,como lo hace hoy en dia la empresa Constellation Energy Corporation con sede en Baltimore,Maryland en los Estados Unidos, la cual ha empezado a producir hidrogeno limpio empleando unreactor nuclear de 1 MW:https://www.utilityfive.com/news/clean-hydrogen-nuclear-oswego-production/644327/sería muy bueno que dentro de las proyecciones planteadas en el PEN 2022-2052, quedeclaramente expuesta la cogeneración de hidrogeno y energía eléctrica mediante reactresnucleares.Revisando el formulario de comentarios que se encuentra en https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN-2052.aspxydebido a las limitaciones del formulario, lamento no haber expuesto extensamente el conceptode la cogeneración de hidrogeno y energía eléctrica mediante el uso de los reactores nucleares.		Esta combinación particular de tecnología no se identificó en el ejercicio de mapeo tecnológico ni se evidenció en las fuentes consultadas, sin embargo se evaluará la pertinencia de su incorporación en próximos planes de la Entidad.
28	VANTI	Giovanni Suárez Garzón Director de Regulación, Márgenes y Tarifas Grupo Vanti	www.grupovanti.com	En general	En primera instancia anotamos que el documento en comentarios es de la mayor relevancia y por tanto consideramos que se debe contar con la información completa de los análisis incluyendo el Tomo 2 del estudio y permitir un mayor plazo para presentar comentarios. Por ejemplo, en la documentación recibida no se presenta el análisis costo beneficio para los escenarios de transición energética yen ninguno de los escenarios se presenta un análisis costo beneficio para el sector transporte. Es importante también contar con información de los escenarios de precios de los combustibles sustitutos		Sobre la inclusión del análisis B/C en el escenario de transición energética, al ser este escenario un escenario de combinación de posibles opciones tecnológicas, todas ellas con un nivel de madurez tecnológica baja y un nivel de incertidumbre alto para la determinación de costos de inversión, no se considera oportuno realizar un análisis B/C que pueda generar distorsiones en la construcción objetiva de las recomendaciones de política. Respecto a su comentario de la inclusión del análisis B/C para el sector transporte se acepta y se incorpora en el Tomo II. Respecto a su comentario de los escenarios de los precios de los combustibles sustitutos se presentarán las diferentes fuentes de información y análisis en los anexos de B/C por sector.
29	VANTI	Giovanni Suárez Garzón Director de Regulación, Márgenes y Tarifas Grupo Vanti	www.grupovanti.com	En general	En los diferentes escenarios se proyecta que la demanda total de gas natural es creciente, en mayor o menor proporción, a su vez en todos los escenarios se muestra con cantidad la necesidad de importación de este combustible. En la línea que este es un ejercicio prospectivo que busca comprender el impacto de las decisiones actuales y tomando en consideración los lineamientos de soberanía y confiabilidad en el suministro de energía con el objetivo disminuir la pobreza se solicita a la UPME aportar el ejercicio de costo beneficio de promover mayor exploración de gas en Colombia a través de nuevos contratos y tecnologías. En esta punto solicitamos poner a disposición de los agentes información detallado de las reservas de gas y los recursos contingentes.		No se acepta el comentario. La señal que promueva o desincentive la exploración y/o explotación, así como la emisión de conceptos relacionados con los contratos en este ámbito, excede las atribuciones asignadas a la UPME según el Decreto 2121 del 2023. La estimación del costo beneficio para comparar la exploración de gas en Colombia respecto de otras alternativas se encuentra fuera del alcance del plan. Por otro lado, el Plan Energético Nacional (PEN) es un documento de prospectiva energética de largo plazo, por lo que no se considera pertinente emitir recomendaciones tasativas, dado su carácter indicativo. El desarrollo del sector energético se enmarca dentro de las políticas gubernamentales. Es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional. Adicionalmente, respecto de la solicitud de información detallada, indicamos que la desagregación de la misma se rige bajo el principio de confidencialidad y reserva de la información, puesto que revela información comercial de los agentes. Con este presente, los anexos al documento presentan la información pública disponible.

30	TNSC	Roberto Ibargüen Cervantes Gerente General TNSc	tnscgerencia@gmail.com	Documento en general	La empresa Technology and Nuclear Science TNSc, líder en el país en aplicaciones pacíficas de la tecnología nuclear, en el país, en la generación nucleoeléctrica, manifiesta su respaldo y los felicita al haber incluido acertadamente la Energía nuclear en el Plan Energético Nacional PEN 2020 - 2052. TNSc pone a la disposición de ustedes toda la experiencia y el apoyo técnico de la empresa con el propósito de hacer realidad la energía nuclear para el país.		Agradecemos los amables comentarios recibidos y la participación activa de los agentes en la construcción de esta y futuras versiones del Plan Energético Nacional (PEN). El PEN, por tratarse de un instrumento indicativo de planeación para el sector mineroenergético, busca abordar de manera global las necesidades energéticas del país y con ello, integrar las tendencias en el uso de energías como la nuclear.
31	DIEGO A FLOREZ E	DIEGO A FLOREZ E	diego.florez1100@gmail.com	150	Las tecnologías de captura de CO_2 emiten más CO_2 equivalente del que capturan; adicionalmente son tecnologías que no han alcanzado un estado de madurez que permita afirmar con solidez que son una alternativa efectiva para la transición energética, por ejemplo les comparto estas referencias: 1) https://www.nationalobserver.com/2023/03/20/opinion/carbon-capture-wont-fix-our-climate-problem 2) https://web.stanford.edu/group/efmh/jacobson/Articles/Others/19-CCS-DAC.pdf	Indicar que se requiere evaluar desde el punto de vista técnico y económico la efectividad y el uso de dichas tecnologías.	Se aclara que el mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionlaes, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica (Juan Manuel Mejía- U Nacional, Pablo René Díaz Herrera U Autónoma de México, y del Equio CAIA que prepararon la lista de bienes y servicios para captura: Alex Valencia, Silvia Susana González, Luis de la Torre- entre otros), estos asignan una calificaciones cen tres aspecto: reto de implementación, incertidumbre tecnologica y aporte a la mitigación del cambio climatica. Posteriormente, se utiliza un Software estadistico para la formación de los clusters tecnologicos para definir qué tecnologias entran en cada escenario. El total del ejercicio permitió comparar estas tecnologías de captura frente a las demás tecnologías disponibles en el sector, por lo que esta calificación no puede ser modificada sin volver aplicar el ejercicio. Sin embargo se estudiará la pertinencia de incluir la información de referencia compartida para futuros ejercicios del plan.
32	DIEGO A FLOREZ E	DIEGO A FLOREZ E	diego.florez1100@gmail.com	38	Las tecnologías de captura de CO_2 emiten más CO_2 equivalente del que capturan; adicionalmente son tecnologías que no han alcanzado un estado de madurez que permita afirmar con solidez que son una alternativa efectiva para la transición energética, por ejemplo les comparto estas referencias: 1) https://www.nationalobserver.com/2023/03/20/opinion/carbon-capture-wont-fix-our-climate-problem 2) https://web.stanford.edu/group/efmh/jacobson/Articles/Others/19-CCS-DAC.pdf	Contrastar bien fuentes científicas confiables, pues el aporte a la mitigación del cambio climático es significativamente menor	Se aclara que el mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionlaes, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica (Juan Manuel Mejía- U Nacional, Pablo René Díaz Herrera U Autónoma de México, y del Equio CAIA que prepararon la lista de bienes y servicios para captura: Alex Valencia, Silvia Susana González, Luis de la Torre- entre otros), estos asignan una calificaciones cen tres aspecto: reto de implementación, incertidumbre tecnologica y aporte a la mitigación del cambio climatica. Posteriormente, se utiliza un Software estadistico para la formación de los clusters tecnologicos para definir qué tecnologias entran en cada escenario. El total del ejercicio permitió comparar estas tecnologías de captura frente a las demás tecnologías disponibles en el sector, por lo que esta calificación no puede ser modificada sin volver aplicar el ejercicio. Sin embargo se estudiará la pertinencia de incluir la información de referencia compartida para futuros ejercicios del plan.
33	DIEGO A FLOREZ E	DIEGO A FLOREZ E	diego.florez1100@gmail.com	38 y 39	Una parte fundamental de un sistema 100% RE (100% renewable energy) es electrificar las herramientas o tecnología que funciona a partir de combustibles; para ello es necesario evaluar la factibilidad de implementar dichas tecnologías; por lo cual es necesario evaluar más tecnologías a las incluidas en el plan. A 2017 por ejemplo, este documento tiene un buen listado de tecnologías a tener presente: http://web.stanford.edu/group/efmh/jacobson/Articles/I/ElectrificationTechnologies.pdf	Incluir más tecnologías en la evaluación, y actualizar las partes relevantes del documento	Se aclara que el mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionlaes, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica (Juan Manuel Mejía- U Nacional, Pablo René Díaz Herrera U Autónoma de México, y del Equio CAIA que prepararon la lista de bienes y servicios para captura: Alex Valencia, Silvia Susana González, Luis de la Torre- entre otros), estos asignan una calificaciones en tres aspecto: reto de implementación, incertidumbre tecnologica y aporte a la mitigación del cambio climatica. Posteriormente, se utiliza un Software estadistico para la formación de los clusters tecnologicos para definir qué tecnologias entran en cada escenario. El total del ejercicio permitió comparar estas tecnologías de captura frente a las demás tecnologías disponibles en el sector, por lo que esta calificación no puede ser modificada sin volver aplicar el ejercicio. Sin embargo se estudiará la pertinencia de incluir la información de referencia compartida para futuros ejercicios del plan.
34	Asociación Hidrógeno Colombia	Asociación Hidrógeno Colombia	monica.gasca@hidrogenocolombia.com	Introducción	Se evidencia que se realizó un analisis de línea base sobre documentos de transicion energetica, sin embargo, en este listado no se identifica la hoja de ruta de hidrógeno que está implementando el país, elaborada por el ministerio de minas y energía y publicada en 2021.	Inlcuir en el mapeo de estudios la hoja de ruta de hidrógeno de Colombia. Entendemos que los analisis de la hoja de ruta si fueron incluidos en los modelos realizados para los escenarios.	En la sección señalada se hace referencia a estudios especificos realizados por la UPME, sin embargo la Hoja de Ruta del Hidrogeno si esta referenciada y es una fuente primaria de información del PEN 2022-2052.
35	Asociación Hidrógeno Colombia	Asociación Hidrógeno Colombia	monica.gasca@hidrogenocolombia.com	Escenarios prospectivos de oferta y demanda: - Actualización - Modernización - Inflexión - Disrupción	En los diferentes escenarios expuestos se considera realizar blending entre hidrógeno y gas natural en el sector industrial. Sin embargo, no se incluyen tecnologías de adecuación o transporte de hidrógeno para este blending.	Incluir en el mapeo de tecnologías : - Tuberías de transporte de hidrógeno gaseoso. - Tecnologías de retrofit o reconversión de redes de gas en redes de transporte de hidrógeno. - Demás tecnologías que sean importantes para el fin de realizar blending.	Dentro del mapeo tecnologico se incluyen para hidrógeno dentro de la agrupación de transporte de hidrógeno: transporte de hidrógeno por tuberías, gasificación, licuefacción y tecnologías en toda la cadena, producción, almacenaciento y transporte del blending.
36	Asociación Hidrógeno Colombia	Asociación Hidrógeno Colombia	monica.gasca@hidrogenocolombia.com	Escenarios prospectivos de oferta y demanda: - Modernización - Inflexión - Disrupción	Se plantean escenarios con una participación importante de producción hidrógeno azul en los cuales no se tiene en cuenta cómo será utilizado o almacenado el CO_2 capturado y si el mercado proyectado es suficientemente grande y atractivo para que se viabilicen estos proyectos. Los diferentes escenarios plantean a 2052: - Modernización: 150 kton - Inflexión: 250 kton + 300 kton de H_2 azul proveniente de la gasificación de carbón. - Disrupción: Se mantiene la meta del escenario de inflexión. Implementación de producción de hidrógeno a partir de biomasa con captura de CO_2 (No se reporta un estimado)	Reportar los supuestos o escenarios bajo los cuales estos escenarios de producción de hidrógeno azul serían factibles: precios de tonelada de CO_2, tamaño del mercado de usos del CO_2, posibilidades de captura de carbono nacionales, etc. Así mismo, Colombia cuenta con un potencial de generación de hidrógeno a partir de biomasa residual que debería ser tenido en cuenta. La Universidad de la Sabana realizó un estudio relacionado con la estimación de la capacidad de producción de hidrógeno en Colombia basado en el potencial de energía solar, eólica y biomasa residual. Estudio U Sabana: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.320 Es importante resaltar que si las tecnologías de captura de carbono no están desarrolladas y el hidrógeno azul no tiene asociada una cantidad sustancial de captura obligatoria, este hidrógeno no es un hidrógeno sostenible: 1. Hidrógeno negro, gasificación de carbón: Por cada kilogramo de hidrógeno producido se producen 30 kilogramos de carbono. 2. Hidrógeno gris, SMR: Por cada kilogramo de hidrógeno producido se producen 10 kilogramos de carbono. No se debe perder de vista que la promoción del hidrógeno a nivel mundial se cimienta en la sostenibilidad y la descarbonización industrial. Por lo tanto, promover el hidrógeno azul sin tener establecidos los estándares de captura de carbono es riesgoso y podría ir contra las metas de transición energética y reducción de emisiones.	La participación de los escenarios en el Plan Energético Nacional se basa en los supuestos mencionados en el documento publicado por el Ministerio de Minas y Energías, denominado "Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia". Por otra parte, en esta versión del Plan Energético Nacional, se consideró bajo la categoría de Hidrógeno Verde, la producción de hidrógeno mediante FNCER, así como otros insumos tales como la gasificación con captura y almacenamiento de carbono a partir de cascarilla de arroz y caña de azucar. De igual manera, se incluyó reformado de vapor de metano a partir de Biometano y Bioetanol, estos para el escenario de innovación, así como el de transición energética, de acuerdo con lo establecido en el estudio "Economía del Hidrógeno" realizado por la Universidad de la Sabana y la UPME.
37	Asociación Hidrógeno Colombia	Asociación Hidrógeno Colombia	monica.gasca@hidrogenocolombia.com	Escenarios prospectivos de oferta y demanda: - Actualización - Modernización - Inflexión - Disrupción	El escenario de actualización no contempla la instalación de electrolizadores para el 2030; sin embargo, ya en estos momentos se cuenta con un pipeline de proyectos en fases de estudios por una potencia acumulada mayor a 350 MW y esto va en aumento.	Bajo las dinámicas de mercado actuales desde la Asociación estimamos que se deberia incluir el hidrógeno verde o de bajas emisiones desde el escenario de actualización. De igual manera, se debe tener en cuenta que el PEN es un instrumento de evaluación de mercado y potencial de crecimiento, es por esto que sugerimos tener en cuenta los datos disponibles de proyectos en curso y dar señales positivas de mercado para la viabilización de inversiones extranjeras en el país. Por otro lado, sugerimos tener en cuenta el potencial de generación de hidrógeno verde a partir de la gasificación de biomasa residual, pues en este sentido se cuenta con un gran potencial como se estipula en el estudio de la U Sabana: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.320	A partir del mapeo tecnológico realizado por la UPME en el marco de la elaboración del Plan Energético Nacional - PEN, se identificaron y clasificaron aquellas necesarias para el desarrollo de la tecnología en el país, arrojando como resultado que desde el escenario de modernización. Por tanto, los escenarios consideraron la producción de hidrógeno verde a partir dicho escenario. Por otra parte, en lo que concierne al uso de biomasa residual para la producción de hidrógeno, el Plan Energético Nacional considera la producción de hidrógeno a partir de gasificación de biomasa residual para el escenario de innovación, así como el de transición energética, de acuerdo con lo establecido en el estudio "Economía del Hidrógeno" realizado por la Universidad de la Sabana y la UPME.
38	Asociación Hidrógeno Colombia	Asociación Hidrógeno Colombia	monica.gasca@hidrogenocolombia.com	Escenarios prospectivos de oferta y demanda: - Modernización - Inflexión - Disrupción	En los diferentes escenarios se tienen diferentes objetivos de potencia de electrólisis instalada para 2052: - Modernización: 4,4 GW - Inflexión: 7,7 GW - Disrupción: 16,5 GW Para esto se estima una capacidad de energía renovable entre 21 y 33 GW. Esta capacidad no se aprecia en la capacidad instalada proyectada del sistema eléctrico. De igual manera la realidad de los proyectos de hidrógeno verde suponen de lograr altos factores de planta superiores al 90% para lograr precios competitivos de hidrógeno. Como se aprecia en el PEN, la generación de hidrógeno verde tendrá como fuente primaria de energía principalmente la energía solar, la cual no cuenta con factores de planta superiores al 30%. En este sentido es necesario tener en cuenta que para lograr altos factores de planta en los electrolizadores se requerirá contar con un respaldo energético como lo son las plantas hidroeléctricas, así como realizar un mix con energía eólica. En el contexto de las definición de hidrógeno verde de la Ley 1715 de 2014 modificada por el plan nacional de desarrollo, sería posible abastecer todo con energía solar, ya que los	Se sugiere generar claridad respecto a la capacidad total instalada de generación del SIN y si esta tiene en cuenta la capacidad requerida para suplir las metas de electrólisis. De igual manera, se dice que el hidrógeno verde se impulsará por medio de energía solar principalmente. En este sentido, desde la realidad de un proyecto de hidrógeno esto no sería posible, ya que tener altos factores de planta, mayores al 90%, es vital para alcanzar precios competitivos. Por esto no es acertado basar la producción de hidrógeno verde netamente en energía solar, la cual cuenta con factores de planta inferiores al 30%. Es necesario tener en cuenta las demás fuentes de generación como la hidroeléctrica, las cuales generan mayor seguridad y siguen cosntituyendo una fuente renovable de energía.	En esta versión del Plan Energético Nacional no se contempla la incorporación de plantas de producción de hidrógeno conectadas al Sistema Interconectado Nacional. Sin embargo, se recibe el comentario con mucho interés y se analizará la pertinencia del mismo en futuras versiones del Plan.
39	Asociación Hidrógeno Colombia						
40	Asociación Hidrógeno Colombia	Asociación Hidrógeno Colombia	monica.gasca@hidrogenocolombia.com	Resultados por escenario prospectivo: - Disrupción - Transición energética	En el escenario de disrupción se habla de - "En los procesos de calor directo e indirecto del sector industrial, una reducción en la participación del gas natural a partir de 2030 en un 10%, y luego hasta un 20% en 2040, mediante la incorporación de hidrógeno en forma de blending". En el escenario de Transición energética: - Se reduce la participación del gas natural desde un 10% a 17,5% en 2030, hasta alcanzar un rango de 20% a 35% en 2040 (Blending).	No es claro si lo que se está sugiriendo es que se va a contar con un blending GN + H_2 de 10% a 20% o si el consumo de gas se va a reducir en esas proporciones: - Para lograr una reducción de 10% en el consumo de gas natural por medio de blending con H_2 se requiere una mezcla de 27%H_2 + 73%GN en el tubo. De45%H_2 + 55%GN para reducir 20% del consumo. En el segundo caso: Se necesita una mezcla de 41%H_2 + 59%GN en el tubo para alcanzar una reducción del 17.5% en el consumo de GN, y una mezcla de 64%H_2+36%GN para una reducción del 35%. A partir de estos datos y el mapeo de tecnologías sugerido en el primer comentario se sugiere, por una parte, modificar los escenarios de Disrupción y Transición Energética para establecer una proyección con mayor grado de realismo, por otra parte, incluir en los escenarios de Actualización y Modernización metas de blending de corto y mediano plazo con alta probabilidad de ocurrencia . De igual manera, en el sector residencial no se plantea el uso del hidrógeno en ningún escenario. Es necesario revisar cómo se podría aislar los consumos industriales de los residenciales, de manera que el blending sólo llegue a usuarios industriales.	Se aclara el comentario. Para un mayor entendimiento de lo realizado en el PEN, a manera de ejemplo se expone lo realizado dentro de la modelación: Para el subsector de hierro y acero, la participación del gas natural en el escenario inflexión es del 57,35% (2030), 54,76% (2035), 52,10% (2040), 49,38% (2045) 46,58% (2050) y 43,25% (2052). De acuerdo con lo anterior, en el escenario de Innovación se contempla la incorporación del hidrogeno a razón del gas natural en las siguientes proporciones: 10% en 2030, 15% en 2035, y 20% de 2040 en adelante. Teniendo en cuenta estos porcentajes de contribución del hidrogeno, se tiene que el 10% del 57,35% de participación del gas es 5,73% para 2030, el 15% del 54,76% de participación del gas es 8,21% para 2035, el 20% del 52,10% de participación del gas natural es 10,42% en 2040, y así sucesivamente hasta llegar al año 2052. En conclusión la composición de blending para el escenario Innovación en el subsector de hierro y acero, estará dada de la siguiente manera: 2030: 5,73% (H_2) / 51,62% (GN) 2035: 8,21% (H_2) / 46,55 % (GN) 2040: 10,42% (H_2) / 41,68% (GN) 2045: 9,88% (H_2) / 39,5% (GN) 2050: 9,32% (H_2) / 37,26% (GN) 2052: 8,65% (H_2) / 34,6% (GN) De manera análoga, se realiza el mismo ejercicio para los límites superior e inferior del escenario Transición energética. Todas los comentarios recibidos por ustedes serán estudiados y tenidos en cuenta para la próxima versión del PEN.
41	Asociación Hidrógeno Colombia	Asociación Hidrógeno Colombia	monica.gasca@hidrogenocolombia.com	Resultados por escenario prospectivo: - Inflexión - Disrupción - Transición energética	En los tres escenarios enunciados se hablan de metas de adopción de movilidad en hidrógeno a 2052, sin embargo, no se citan analisis a 2030. La hoJAM Y MPOde ruta de hidrógeno de colombia enuncia las siguientes metas en movilidad para 2030: - 1000 a 1500 vehículos pesados - 1500 a 2500 vehículos ligeros - De 50 a 100 hidrogeneras públicas En el escenario de inflexión del PEN se menciona: - 5500 camiones - 3500 tractocamiones En el escenario de Disrupción: - 16500 entre camiones y tractocamiones En el escenario de transición energética: - De 23000 a 40000 vehículos entre camiones y tractocamiones En este sentido es importante que se envíen señales positivas de mercado e incluir en la planeación energética señales lo más ajustadas a las establecidas en la hoJAM Y MPOde ruta.	Se sugiere incluir un análisis de redes de transmisión, así como reportar señales en materia de movilidad para 2030. Es importante enunciar señales para el horizonte 2030, ya que estos escenarios son los que motivan las inversiones en el corto y mediano plazo. Así mismo, cabe anotar que para un despliegue satisfactorio de la infraestructura de recarga de hidrógeno (hidrogeneras) es neceario incluirlas en la planeación energética, ya que esto supondrá aumento en la capacidad de las redes de transmisión.	Se aclara el comentario. En los escenarios modelados en el PEN fue considerado una penetración significativa de hidrógeno principalmente en transporte pesado (20% - 70%) de las ventas al 2052. Sus aclaraciones serán evaluadas y tenidas en cuenta en una próxima versión de PEN.

42	Ecopetrol	Ecopetrol	fabian.conde@ecopetrol.com.co; laura.cristancho@ecopetrol.com.co	Punto de partida y punto de llegada/Página 15 Conclusiones/Página 148	1. Entre los factores económicos que hacen parte del punto de partida de los análisis del PEN, el documento incluye a "*los precios de la energía asequibles y competitivos*". Sobre estos precios, el documento plantea que "*es importante alinear los precios relativos entre las nuevas fuentes de energía y las tecnologías de uso final con respecto a los combustibles fósiles*". Sin embargo, no es claro a que se hace referencia con dicha recomendación. Sugerimos reemplazar dicha referencia con la mención a que "*de manera similar a lo que sucede con los precios de los servicios públicos domiciliarios, se requiere establecer que las políticas de precio de los diferentes energéticos deben tomar como referencia aquellos precios eficientes entendidos como aquellos precios que resultarían de un mercado en competencia* ". 2. Además, llamamos la atención sobre el hecho de que en las conclusiones, en el pilar 3 "Competitividad y desarrollo económico", se hace referencia a la eficiencia como "*una forma efectiva de contar con energía más asequible, que apunta de manera efectiva a la reducción de costos, y como se mencionó antes, puede implicar inversiones de menor monto y de fácil implementación*". Sugerimos eliminar dicha referencia y especificar que, como lo establece la teoría económica, la eficiencia se refiere a "*aquellas condiciones de precio resultantes un mercado con características de competencia*". Consideramos que establecer en un documento de planeación como el PEN que la eficiencia está asociada a la "reducción de costos", puede llevar a conclusiones de política pública como que, por ejemplo, la alternativa adecuada para la regulación de precio es la disminución de los precios de los energéticos. Un escenario como ese: i) desconocería la realidad de los procesos productivos y la abundancia o escasez relativa de los recursos; y ii) podría derivar, en el largo plazo, en inversiones inferiores a las eficientes y, por tanto, en una menor disponibilidad oferta local que justamente afecte la asequibilidad de los mismos.	Consideramos de la mayor relevancia que una eventual alineación de precios relativos de los diferentes energéticos no resulte en el aumento o disminución de precios de unos u otros energéticos energéticos sin un fundamento de mercado ni de eficiencia. Esto es relevante porque los precios eficientes, que son aquellos que resultan de un mercado en competencia, aseguran: i) la maximización del bienestar social; ii) indican a los consumidores sobre la abundancia o escasez relativa de los energéticos, facilitano las decisiones de consumo; y iii) indican a los productores sobre la abundancia o escasez relativa de los energéticos, facilitano las decisiones de inversión y aumento de la oferta cuando así se requiera. En tal sentido, no establecer políticas de precios que consideren el precio eficiente puede derivar en decisiones de consumo e inversión suboptimas, así como perdidas irrecuperables de eficiencia en el mercado.	1. Se acepta la sugerencia y se complementa la sección en el documento. 2. Se acepta la sugerencia y se complementa la sección en el documento.
43	Ecopetrol	Ecopetrol	fabian.conde@ecopetrol.com.co; laura.cristancho@ecopetrol.com.co	Punto de partida y punto de llegada/Página 16	Entre los factores sociales que hacen parte del punto de partida de los análisis del PEN, el documento incluye la "*Debilidad institucional y creciente conflictividad en el desarrollo de proyectos de infraestructura*". Al respecto, el documento plantea que "*[u]no de los desafíos del sector consiste en establecer canales de comunicación fluidos y continuos con los grupos de interés en los territorios. Esto permitirá llevar a cabo procesos de consulta y participación que cumplan con las regulaciones legales, con el objetivo de construir acuerdos colectivos que beneficien al territorio, a los inversionistas y a los usuarios.*". Consideramos que el desafío esbozado es relevante, oportuno y fundamental para el desarrollo del sector. A pesar de lo anterior, el documento no hace referencia a "*garantizar la seguridad jurídica y estabilidad en la aplicación, expedición y modificación la política pública del sector minas y energía*". Sugerimos incluir dicha referencia como parte de los desafíos en la institucionalidad del sector.	El documento del PEN concluye (página 140) que, para alcanzar las metas del sector energético, el sector privado deberá realizar apróximadamente la mitad de las inversiones requeridas en materia de infraestructura y tecnología (entre 65 billones y 199 billones). Lo anterior implica que el sector privado deberá duplicar su inversión. Consideramos que es adecuado que el PEN establezca que el sector privado será fundamental en alcanzar las metas del sector. A pesar de lo anterior, llamamos la atención sobre el hecho de que, para aumentar el flujo de inversiones por parte del sector privado, se requiere que los agentes que hacen parte del sector privado cuenten con un marco normativo e institucional que brinde: i) certidumbre sobre las reglas de juego; y ii) transparencia y credibilidad en la elaboración y aplicación de la política pública. De lo contrario, los agentes no tendrán los incentivos para invertir en el sector en el país y no será posible alcanzar las metas propuestas.	Se acepta su comentario y se incluyen los mecanismos identificados dentro de la sección de recomendaciones de política del PEN.
44	Ecopetrol	Ecopetrol	fabian.conde@ecopetrol.com.co; laura.cristancho@ecopetrol.com.co	Objetivos del PEN/Página 32	Con respecto a las metas establecidas en la Tabla 2 *"Seguimiento objetivos del PEN 2020-2050"*, se encuentra que algunas de las metas establecidas en la columna "Visión 2052" son poco precisas. En particular, aquellas relacionadas con los indicadores "Participación FNCE en la producción primaria de energía", "Emisiones de CO2 asociadas al consumo de energía" y "Consumo per-cápita de leña en el sector residencial". Sobre este particular, se considera que establecer rangos amplios en los objetivos puede ser problemático por diferentes razones. En primer lugar, la amplitud de los objetivos puede generar ambigüedad y falta de claridad lo cual, a su vez, puede dar lugar a confusión e ineficacia en la persecución de estos objetivos. Por otro lado, la falta de especificidad puede conllevar a ineficiencias en la asignación de recursos, lo que puede llevar a una pérdida de tiempo y esfuerzo.	Se considera relevante acotar las metas establecidas a 2052 para los indicadores "Participación FNCE en la producción primaria de energía", "Emisiones de CO2 asociadas al consumo de energía" y "Consumo per-cápita de leña en el sector residencial" con el propósito de mitigar los riesgos mencionados en la columna D.	Se aclara el comentario. Se resalta que, la información para cada uno de los indicadores en mención, se encuentra desagregada por cada escenario presentado en el presente PEN, la cual puede ser consultada en el item " Comparación de escenarios con objetivos PEN 2022-2052" en donde se encuetra la "Tabla 41 . Indicadores de evaluación de los escenarios". Allí, se expone la evolución de los indicadores desde el escenaio Actualización hasta el escenario Transición energética.
45	Ecopetrol	Ecopetrol	fabian.conde@ecopetrol.com.co; laura.cristancho@ecopetrol.com.co	Mapeo tecnológico/Página 38	Sobre el ejercicio de agrupación presentado en la sección de "Mapeo tecnológico", se sugiere aclarar la técnica de clusterización utilizada para su realización (K-medias, jerárquico, desplazamiento medio, etc.). Esto, teniendo en cuenta que la pertinencia de cada técnica depende de la naturaleza de los datos y del problema específico que se plantee. Adicionalmente, se recomienda revisar la Figura 15 en la cual se presenta la agrupación realizada para la categoría "Vehículos y equipos de uso final" pues se observa una alta superposición de los conglomerados lo cual puede indicar un error en el gráfico o en la elección de técnica de clusterización.	Aclarar la técnica de clusterización utilizada para la realización del ejercicio de agrupación presentado en la sección "Mapeo tecnológico" y revisar posibles errores en la Figura 15.	Se aclara que el mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionlaes, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica, estos asignan una calificaciones en tres aspectos: reto de implementación (tamaño de la burbuja lo que significa que entre más grande, su reto de implementación es mayor), incertidumbre tecnologica (lo que significa que mayor sea su calificación, su nivel de madurez tecnoloígca es menor) y aporte a la mitigación del cambio climatico (significa que entre mas calificación, es una tecnología mas limpia). Posteriormente, se utiliza un Software estadistico que agrupa las calificaciones asignadas para la formación de los clusters tecnologicos para definir qué tecnologias entran en cada escenario.
46	Ecopetrol	Ecopetrol	fabian.conde@ecopetrol.com.co; laura.cristancho@ecopetrol.com.co	Escenarios de oferta energética/Página 40	Sobre los escenarios de oferta energética, se plantea en el documento que *"(...) en el análisis propuesto, una mayor probabilidad de incertidumbre de comercialidad implica un mayor nivel de certeza del volumen físico a ser incorporado en el mercado (…)".* Al respecto, se sugiere amablemente revisar la redacción pues es contraintuitivo que una mayor probabilidad de incertidumbre de comercialidad implique un mayor nivel de certeza del volumen físico a ser incorporado en el mercado.	Se sugiere eliminar el texto en rojo y realizar los ajustes correspondientes a lo largo del documento en caso de ser pertinentes: *"(...) en el análisis propuesto, una mayor probabilidad ~~de incertidumbre~~ de comercialidad implica un mayor nivel de certeza del volumen físico a ser incorporado en el mercado (…)"*	Apreciamos sus comentarios. Se adoptarán las sugerencias.
47	Ecopetrol	Ecopetrol	fabian.conde@ecopetrol.com.co; laura.cristancho@ecopetrol.com.co	Escenarios de oferta energética/Página 40	Observamos que, para efectos de la elaboración de proyecciones de oferta de gas natural, la UPME en el PEN considera los diferentes recursos petrolíferos (reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos). Estos, como es razonable, son ponderados según las probabilidades de éxito asociadas a cada uno de los tipos de recursos. En general consideramos que esta metodología es adecuada. En tal sentido, sugerimos que así como se hace en el PEN, que es el documento de referencia para efectos de la planeación del sector minero energético en el país en el largo plazo, la UPME en los diferentes documentos en los que hace planeación sectorial (como lo es, por ejemplo, el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, PAGN) considere los diferentes tipos de recursos (reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos).	Algunos documentos de planeación de la UPME, como lo son el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, PAGN, a diferencia de lo que establece el PEN, no consideran en sus proyecciones de oferta los diferentes recursos petrolíferos (reservas, recursos contigentes y recursos prospectivos). Sugerimos asegurar la alineación entre los diferentes documentos de planeación realizados por la UPME y, por tanto, en específico, incluir en documentos como el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, PAGN, los diferentes recursos petrolíferos en las perspectivas de oferta.	Se acepta el comentario. Desde el pasado 31 de enero del 2024 hasta el 29 de febrero del mismo año se publicó a comentarios del público el documento del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038, en el cual se incluye el análisis pertienente.
48	Ecopetrol	Ecopetrol	fabian.conde@ecopetrol.com.co; laura.cristancho@ecopetrol.com.co	Conclusiones/Página 148	El documento del Plan Energético Nacional concluye que la oferta primaria a 2052, pese a la disminución en participación por la transición energética, contará con una participación importante de los combustibles fósiles en los diferentes escenarios: 1. Actualización: Petróleos y derivados: 31%; gas natural: 12%. 2. Modernización: Petróleos y derivados: 24%; gas natural: 12%. 3. Inflexión: Petróleos y derivados: 20%; gas natural: 8%. 4. Disrupción: Petróleos y derivados: 21%; gas natural: 7%. Teniendo en cuenta lo anterior sugerimos que, de manera explícita, en las conclusiones se establezca que lo anterior implica la necesidad de que la política pública y regulación implemente las medidas correspondientes para asegurar que se contará con la oferta de combustibles fósiles que se requerirá, al menos, hasta 2052. Entre estas políticas deberá estar la exploración de hidrocarburos. Consecuentemente, sugerimos que en los objetivos del PEN (página 32) se establezcan metas en materia de producción de hidrocarburos, exploración de hidrocarburos (por ejemplo pozos perforados) y acumulación de reservas que aseguren el cumplimiento de la autosuficiencia energética.	En primer lugar, observamos que, de los resultados de los diferentes escenarios, es evidente que el país requiere una política clara en materia de exploración y producción de hidrocarburos. En tal sentido, es fundamental que en las conclusiones se establezca la necesidad de contar con políticas (como la exploración de hidrocarburos) que aseguren que el país contará con los recursos que le permitirán abastecer sus necesidades de consumo en materia de energía. Así mismo, sugerimos que, con el fin de dar mayor fuerza a esa necesidad, se establezcan en los objetivos del PEN métricas asociadas a la exploración y producción de los hidrocarburos requeridos. De lo contrario, el país dependerá de hidrocarburos importados que irán en contra de la asequibilidad de los energéticospara los usuarios, a la que se hace referencia a lo largo del documento.	"No se acepta el comentario. La señal que promueva o desincentive la exploración y/o explotación, así como la emisión de conceptos relacionados con los contratos en este ámbito, excede las atribuciones asignadas a la UPME según el Decreto 2121 del 2023. Por otro lado, el Plan Energético Nacional (PEN) es un documento de prospectiva energética de largo plazo, por lo que no se considera pertinente emitir recomendaciones taxativas, dado su carácter indicativo. El desarrollo del sector energético se enmarca dentro de las políticas gubernamentales. Es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional."
49	Ecopetrol	Ecopetrol	fabian.conde@ecopetrol.com.co; laura.cristancho@ecopetrol.com.co	Conclusiones/Página 148	El documento establece que "*Los gases combustibles habilitan procesos de sustitución de energéticos como la leña en el sector rural, los equipos con este tipo de energético tienen potenciales importantes de eficiencia y* *habilitan la adopción de tecnologías con energéticos más limpios en el corto plazo*" (subrayas propias). A pesar de lo anterior, los gases combustibles, como el gas natural y GLP, han demostrado tener impactos significativos en la reducción de emisiones de efecto invernadero con respecto a energéticos como los combustibles líquidos y en mejoras en la calidad del aire. Así mismo, en los diferentes escenarios del PEN, el gas combustible alcanza una participación de entre 8% y 12% en la oferta primaria de energía en 2052 mediante la implementación de tecnologías que, como el documento elabora, tienen impacto positivo en el medio ambiente. En tal sentido, sugerimos especificar a qué se hace referencia con el "corto plazo" referido al inicio del comentario y estudiar la pertinencia de ajustarlo por la referencia a "corto, mediano y largo plazo".	No se encuentra sustento a lo largo del documento para soportar dicha afirmación.	Se acepta el comentario. Considerando la temporalidad del Plan Nacional de Sustitución de Leña, se tiene que el gas y la inclusión de nuevas tecnologías juegan un rol importante dentro del desarrollo del mismo. Con esto presente, nos permitimos indicar que dentro del desarrollo del documento PEN 2024-2054 se proporcionará una visión integral, que guíe la toma de decisiones gubernamentales, promueva la eficiencia en el uso de recursos, y busque mejorar la calidad de vida de la población. Para esto, se incorporarán una serie de apuestas que abarquen cada uno de los planes estratégicos, que son: Industrialización, Movilidad Sostenible, Eficiencia Energética, Infraestructura Energética, Diversificación Energética, Innovación y Desarrollo. Con esto presente, la construcción del PEN 2024-2054 permitirá abordar las consideraciones planteadas en su comentario.
50	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co carolina.garciava@ecopetrol.com.co	P.18 Sec (iv) P.61.	Pese a que se menciona bastante la participación de la comunidad dentro del PEN, no se menciona mucho de comunidades energéticas salvo la pertinencia de constituirlas; al respecto •¿Sólo en el escenario de Transición Energética se plantea la inclusión de comunidades energéticas? ¿Cuál es el rol de esta estrategia en los otros escenarios? •Considerando que *"En el sector residencial, se plantea una instalación masiva de estufas de energía eléctrica, tanto con tecnologías de inducción para el sector urbano como con tecnologías convencionales eficientes en el sector rural. Esto se debe a una mayor cobertura en zonas aisladas, el aprovechamiento de instalaciones fotovoltaicas y la implementación de esquemas de comunidades energéticas"*. ¿Qué impacto en términos de generación de energía se les da a las comunidades energéticas? Así las cosas; ¿Cuál es el peso de las comunidades energéticas dentro del ejercicio del PEN 2022-2052, y el posible efecto de las comunidades energeticas sobre el desarrollo de la infraestructura?	Solicitud de clarificación.	Se aclara el comentario. La información empleada para el tema de las comunidades energéticas, está relacionada a la generación distribuida desde el lado de la oferta. Los datos empleados fueron los reportados en el informe de proyecciones de energéticos de 2022 y extrapolados hasta 2052, con el fin de abordar todo el horizonte de análisis. Es de mencionar que, la información histórica empleada es la reportada por los OR ante la UPME en relación a AGPE y GD, teniendo en cuenta la definición de la resolución CREG 174 de 2021. Adicionalmente, solo se tuvo en cuenta el recurso solar como energético de generación. 1. En todos los escenarios se contempló el tema de comunidades energéticas, con un único escenario en relación a la generación distribuida. 2. La participación de la generación distribuida en la capacidad instalada de la matriz eléctrica del Sistema Interconectado Nacional - SIN, varía entre el 2% y el 4% del total en cada uno de los escenarios.
51	Ecopetrol	Ecopetrol	francisco.valencia@ecopetrol.c	Factores sociales / Pág. 17 / Primer parrafo	Por otra parte, se sugiere ajustar el concepto de "beneficio efímero" manifestado sobre los proyectos del sector minero-energético, los cuales representan un área de vital importancia para Ecopetrol y su Grupo Empresarial, para los cuales se destinan recursos tecnicos y económicos que nos permiten garantizar su sostenimiento en el tiempo.	Por tanto, es fundamental que los proyectos del sector minero-energético continuen contribuyendo de manera duradera al crecimiento y prosperidad de las comunidades involucradas.	El punto de partida del PEN consiste en la identificación de las tendencias, retos, oportunidades y riesgos impuestos por el entorno nacional. Esto busca comprender cómo los factores externos, aquellos no controlados desde el sector energético, pueden influir en la transición energética. Por lo tanto, los resultados de esta sección, hacen referencia a los ejercicios de construcción colectiva y talleres participativos (realizados bajo el Contrato C-109 de 2022), en los que se identificaron en 5 factores: políticos, económicos, sociales, tecnológicos y ambientales. Estos factores se consideraron de alta incertidumbre y alto impacto en la determinación de los cambios que se darán en las próximas décadas. En este sentido, el concepto de "beneficio efímero" surgió como conclusión de este ejercicio.
52	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co	P.33.	El Porcentaje de energía útil sobre el consumo total de energía final, ya no es un indicador en el PEN 2022-2052. Solicitamos se indique la razón de porqué ya no es un indicador relevante dentro del presente PEN.		Se aclara el comentario. El valor se presenta en la tabla 2.
53	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co Elkin.mendez@ecopetrol.com.co	P.33.	Frente al indicador de Intensidad energética se ve una reducción drástica en las metas propuesta en el PEN 2022-2052. ¿Cuál es la razón?		Se aclara el comentario. Ésta reducción está asociada a la penetración tecnología con mejoras en eficiencia, de acuerdo con el estudio realizado en 2018, denominado "Primer balance de Energía Útil para Colombia y cuantificación de las perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética", el cual es de carácter público, y se puede acceder a través del siguiente enlace: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyectos-de-eficiencia-energetica.aspx. Así mismo, se realizó una revisión bibliográfica de las eficiencias por tipo de uso y de energético en cada uno de los sectores, permitiendo unas mejoras sustanciales al final del periodo de análisis en cuento a intensidad energética.
54	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co Elkin.mendez@ecopetrol.com.co	P.33.	Frente al consumo per-cápita de leña en el sector residencial bajó mucho el indicador del PEN 2022-2052 frente al plan anterior. Se aumenta levemente, pero se reduce el mínimo de cumplimiento drásticamente. Esto iría en contra del plan nacional de sustitución de leña. Solicitamos se ajuste el PEN 2022-2052 frente al Plan Nacional de Sustitución de Leña y se tengan en cuenta en los resultados macro.		Se aclara el comentario. La información empleada, es la relacionada al plan nacional de sustitución de leña. Adicionalmente, se realizaron mesas técnicas con el grupo de modelación de la hoja de ruta de la transición energética del Ministerio, para convalidar la información que alimenta los escenarios del PEN 2022-2052.
55	Ecopetrol	Ecopetrol	francisco.valencia@ecopetrol.c	Escenarios de Oferta energética / Pág 47 / Cuarto parrafo	Se considera pertiente aterrizar con mas detalle la directriz gubernamental (en terminos regulatorios), para que en Colombia sea posible iniciar con análisis y estudios para el desarrollo de la Energía Atómica / Nuclear		El ejercicio de identificación de las barreras a superar en lo que respecta a la incorporación de la generación de energía nuclear en el país, requiere un análisis minucioso que no hace parte del alcance del Plan Energético Nacional - PEN, sino que se deberá abordar en otros documentos que permitan alcanzar el nivel de detalle requerido en términos de jurisprudencia, regulación, entre otros, que miras a viabilizar una implementación exitosa en el país.
56	Ecopetrol	Ecopetrol	francisco.valencia@ecopetrol.c	Escenarios prospectivos de oferta y demanda / Actualización / Pág 51 / Primer parrafo	En lo referente al cambio modal del transporte privado hacia el transporte público, no se menciona la alternativa de movilidad pública sostenible con energias limpias como tranvia, metro o trenes eléctricos, que aumenten las alternativas de transporte urbano e intermunicipal (trenes de cercanias e interdepartamentales). Por su bajo efecto en la emision de carbono y, su aporte a la movilidad y bienestar de las comunidades		El cambio modal de transporte privado a público se aborda dentro del segmento de transporte carretero únicamente donde el cambio "modal" se entiende como una transferencia entre categorías y del modo motorizado al no - motorizado, en línea con las tendencias actuales de movilidad activa. El modelo utilizado es un modelo basado en flujo - stock, modelo basado en la lógica de la herramienta LEAP donde fue construido numpericamente el PEN y no en un modelo viaje - pasajero - distancia. La recomendación planteada podrá ser tenida en cuenta en una nueva versión o actualización del PEN, donde se incluye mediante metodologías como aquellas basadas en análisis de dinámica sistemas, la decisión de los usuarios a la hora de elegir cómo viajar.
57	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co Elkin.mendez@ecopetrol.com.co	n.a.	Inclusión en el documento de nuestras principales y más representativas áreas con fuentes potenciales de energías limpias (San Andres, Guajira, Amazonia, llanuras, etc.), desde la perspectiva que abra escenarios de discusión orientados a la formulación de un panorama de aprovechamiento de la energía eólica, solar y mareomotriz que desarrolle nuestros propios recursos.		Se acepta el comentario. La mención de las áreas de interés para el desarrollo de proyectos que aporten a la expansión de la capacidad instalada a partir de recursos renovables serán incluidas dentro de la versión final de la Actualización del Plan Energético Nacional.
58	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co Elkin.mendez@ecopetrol.com.co	n.a.	En Movilidad Electrica, estamos a casi 10 años de la entrada de los incentivos de la entrada de vehículos eléctricos. Sin embargo el parque eléctrico no ha crecido lo suficiente. Se piensa en un nuevo paquete de incentivos que mejoren los incentivos anteriores?		Se espera que bajo este panorama, se fortalezca la promoción de la venta y adquisición de vehículos eléctricos mediante mecanismos regularorios y de incentivos, el despliegue acelerado de infraestructura de recarga eléctrica, la promoción de programas de renovación y chatarrización de la flota y el cambio tecnológico. Entre los mecanismos que podrían considerarse como un nuevo paquete de incentivos que mejoren los anteriores se encontraría, 1) el fortalecimiento de los subsidios para la adquisición de vehículos (atutomóviles, camperos, camionetas, taxis y motocicletas) 100% eléctricos (BEV y FCEV), 2) excensión del 100% del IVA y no pago del impuesto vehicular a partir del 2023 (todos los escenarios) para vehículos 100% eléctricos (BEV y FCEV), 3) impuesto al carbono adicional al determinado por la Ley1819 de 2019 a paritr del 2023, 4) exención del pico y placa para vehículos 100% eléctricos (BEV y FCEV) a partir del 2023, 5) acceso gratuito a parqueaderos públicos, parqueaderos preferenciales, entre otros. Se acepta su comentario y se incluye los mecanismos regulatorios dentro de la sección de política del PEN.
59	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co	n.a.	Se sugiere incluir alternativas que permitan agilizar el desarrollo de nuevos proyectos energéticos, que mejoren los tiempos de licenciamientos ambiental y social (principalmente).		Se acepta su comentario y se incluyen los mecanismos identificados dentro de la sección de recomendaciones de política del PEN.

60	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co	n.a.	¿Cómo se planea el apalancamiento en términos de infraestructura para que sean soporte a los supuestos de cada uno de los 5 escenarios energéticos propuestos?		El desarrollo de infraestructura requiere un enfoque integral que tome en cuenta varios aspectos, desde la generación hasta la distribución y el consumo de energía. Un aporte importante de documento va en la identificación y análisis de la demanda actual y proyectada de energía en los diferentes sectores (industria, transporte, residencial, etc.), así como las tendencias de consumo y posibles cambios en el futuro. De forma paralela, el documento evalúa las diferentes fuentes de energía disponibles y considera la diversificación energética para reducir la dependencia de una sola fuente. De esta forma se establecen las señales para promover la inversión en infraestructura energética, en la necesidad de políticas que fomenten la adopción de tecnologías limpias y la eficiencia energética, así como la participación y colaboración entre el sector público y privado en el desarrollo de la infraestructura. Sin embargo, se acepta la sugerencia y en futuras ediciones del PEN se desarrollará con mayor profundidad este aspecto.
61	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co	n.a.	En cuanto a curvas de precios, costos, infraestructura, trasmisión de red, exportaciones e importaciones; no se habla de los supuestos de escasez de alguno de los recursos energéticos (o posibles Fenómeno de Niño o Niña).		El plan energético es un ejercicio estratégico de largo plazo que aborda la gestión integral de los recursos y la demanda. Aunque los supuestos de escasez de recursos energéticos o eventos climáticos como el Fenómeno de El Niño o La Niña son factores importantes, estos aspectos se contemplan a través de los insumos de los planes de expansión de generación de la misma UPME. Estos planes consideran diversas variables, incluyendo las mencionadas en la pregunta.
62	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co	n.a.	No se está teniendo en cuenta lo que algunos agentes están buscando crecer en hidrógeno (incluso en los datos bajo la participación del H2). Lo anterior se vé en que el crecimiento en hidrógeno es residual frente a lo que otros estudios y anuncios de actores del sector evidencian.		Los escenarios de producción de hidrógeno verde y azul se encuentran en línea con las metas propuestas por la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, lo cual permite alcanzar al país una producción de entre 140 PJ y350 PJ de hidrógeno verde en los escenarios analizados en el marco del Plan Energético Nacional.
63	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co	n.a.	Solicitamos que se comparta el banco de supuestos para poder entrar a revisar cómo se llegó a la propuesta de resultados (premisas de cada escenario).		EL Tomo 2 que se publica junto con la versión final del documento incluye con mayor detalle los supuestos y las fuentes de información utilizados en los escenarios energéticos de largo plazo
64	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co sean.diez@ecopetrol.com.co	n.a.	Se deben empezar a incorporar más análisis enfocados en confiabilidad, seguridad, resiliencia, y autosuficiencia energética. La visión de precios debe incluir tanto las proyecciones de precios internacionales, como los precios nacionales, así como la política y regulación asociada a cada uno de ellos (liberalización de precios, impuestos, subsidios, precios de reconocimiento) Es muy importante que se incluya una visión de precios y costos dentro de los supuestos de cada uno de los escenarios.		Se acepta la sugerencia y en futuras ediciones del PEN se desarrollará con mayor profundidad este aspecto. Sin embargo, es importante mencionar que el plan energético es un ejercicio estratégico de largo plazo que aborda la gestión integral de los recursos y la demanda, por lo que dichos estos aspectos se contemplan a través de los insumos de los diferentes planes energéticos de la misma UPME. Estos planes consideran diversas variables, incluyendo las mencionadas en la pregunta.
65	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co sean.diez@ecopetrol.com.co	n.a.	Consideramos adecuado dejar explícitos los supuestos sobre los cuales se desarrolló el PEN. En específico, solicitamos sea puesto a disponibilidad el soporte sobre: (i) el potencial factible y desarrollable de las fuentes de generación (ii) los tiempos de implementación (iii) entrada en operación.		El Tomo 2 que se publica junto con la versión final del documento incluye con mayor detalle los supuestos y las fuentes de información utilizados en los escenarios energéticos de largo plazo. Sin embargo, es importante mencionar que el plan se soporta a través de los insumos de los planes de expansión de generación de la misma UPME. Estos planes detallan la información mencionada en la pregunta. Por otro lado, el modelo con la información de usada en la simulación se publica junto con la versión final de este documento.
66	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co sean.diez@ecopetrol.com.co	n.a.	Se reduce la participación del Hidrógeno frente al PEN anterior, pasando en los escenarios más verdes del entre 8-4% al entre 2-3%; ésto a qué se debe?		La reducción porcentual no implica una reducción en capacidad. Por el contrario, las capacidades de producción entre las dos versiones del Plan Energético Nacional son crecientes; sin embargo, la incorporación de nuevos energéticos que cuentan con mayor participación en la matriz energética global, es causal de tal comportamiento.
67	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co sean.diez@ecopetrol.com.co	n.a.	En los escenarios de Transición Energética justa hay una reducción de la participación del Gas Natural y, frente al PEN anterior, siendo reemplazado por la Energía Eléctrica; se está pensando en algún escenario de escasez o se le apuesta a una mayor "energificación del plan?"		Se aclara el comentario. En el escenario de modernización, consideramos al gas natural como el energético de transición. Sin embargo, para los escenarios posteriores como Inflación, Innovación y Transición energética, las apuestas tanto energéticas como de expectativas económicas son mayores, en donde se comienza a electrificar la economía, y aquellos procesos en donde se puede electrificar, tal es el caso de los escenarios de Inflación e Innovación. Adicionalmente, para los límites del escenario de Transición energética aumentan sus ambiciones de electrificación, en donde se espera que las tecnologías que aún se encuentran en pruebas de laboratorio como de investigación, permitan sustituir a los combustibles fósiles por electricidad.
68	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co sean.diez@ecopetrol.com.co	n.a.	Es claro que el no continuar con la exploración y explotación de hidrocarburos, en escenarios en los que se mantiene la demanda de combustibles fósiles nos llevaría a una dependencia energética externa. ¿Cómo se conciben las fuentes que atenderán la demanda de combustibles fósiles en el marco del PEN?		"Se acepta el comentario. A lo largo del capítulo de ""Recursos e Infraestrucutra Actuales"" del documento se desarrolla a nivel general las consideraciones planteadas en su comentario. Ahora bien, dentro de los documentos expedidos por la UPME, facultados principalmente por el Decreto 2121 del 2023, se desarrollan los Planes Indicativos de Abastecimiento para cada sector energético derivado del uso de hidrocarburos. Con esto presente, lo invitamos a consultar estos documentos para obtener mayor información. Finalmente, nos permitimos indicar que dentro del desarrollo del documento PEN 2024-2054 se proporcionará una visión integral, que guíe la toma de decisiones gubernamentales, promueva la eficiencia en el uso de recursos, y busque mejorar la calidad de vida de la población. Para esto, se incorporarán una serie de apuestas que abarquen cada uno de los planes estratégicos, que son: Industrialización, Movilidad Sostenible, Eficiencia Energética, Infraestructura Energética, Diversificación Energética, Innovación y Desarrollo. Con esto presente, la construcción del PEN 2024-2054 permitirá abordar las consideraciones planteadas en su comentario."
69	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co Efrain.mendez@ecopetrol.com.co	n.a.	¿Cómo se aborda la integración de fuentes de generación distribuida en el sistema eléctrico nacional y la cobertura de la red de interconexión nacional?		Los datos empleados fueron los reportados en el informe de proyecciones de energéticos de 2022 y extrapolados hasta 2052, con el fin de abordar todo el horizonte de análisis. Es de mencionar que, la información histórica empleada es la reportada por los OR ante la UPME en relación a AGPE y GD, teniendo en cuenta la definición de la resolución CREG 174 de 2021. Adicionalmente, solo se tuvo en cuenta el recurso solar como energético de generación. 1. En todos los escenarios se contempló el tema de comunidades energéticas, con un único escenario en relación a la generación distribuida. 2. La participación de la generación distribuida oscila entre el 2% y el 4% del total de la capacidad instalada en la matriz eléctrica nacional.
70	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co Efrain.mendez@ecopetrol.com.co	n.a.	¿Cuál es la planificación para el fortalecimiento de la interconexión eléctrica regional?		El Plan Energético Nacional - PEN, a través de sus escenarios, analiza los diferentes flujos presentados ante alternativas de integración de nuevas tecnologías de generación y uso de la energía a nivel local. Dado el alcance del PEN, no se consideran aspectos relacionados con la interconexión regional, que requieren analizar componentes estructulaes, así como la identificación de necesidades energéticas de otros factores que requieren una evaluación que no es alcance del presente documento.
71	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co Efrain.mendez@ecopetrol.com.co	n.a.	¿Cuáles son los proyectos prioritarios en el desarrollo de infraestructuras de transmisión y distribución eléctrica?		El Plan Energético Nacional - PEN, a través de sus escenarios, analiza los diferentes flujos de energía presentados ante alternativas de integración de nuevas tecnologías de generación y uso de la energía a nivel local. Dado el alcance del PEN, no se consideran aspectos relacionados con la el sistema de distribución. Sin embargo, se acoge la sugerencia de detallar este aspecto en futuras versiones del PEN. En cuanto la transmisión es importante mencionar que el plan se soporta a través de los insumos de los planes de expansión de transmisión de la misma UPME que prorizan dichas obras.
72	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co Efrain.mendez@ecopetrol.com.co	n.a.	¿Cuáles son las medidas contempladas para asegurar la sostenibilidad ambiental para el desarrollo del sector energético?		La sosteinibilidad ambiental es un principio fundamental que atraviesa todo el documento del plan energético. Para ello, se han contemplado una serie de medidas que abordan diversos aspectos del desarrollo del sector energético, entre las que se encuentra el fomento de energías renovables, eficiencia energética, reducción de emisiones, mitigación de impactos ambientales negativos asociados con el desarrollo del sector energético, y la calidad de vida de las personas.
73	Ecopetrol	Ecopetrol	juan.rizo@ecopetrol.com.co	n.a.	Solicitamos respetuosamente que se abra un espacio con Ecopetrol, o en audiencia pública con las empresas del sector para poder hablar del tema.		La UPME se encuentra dispuesta a atender este requerimiento. En consonancia con esto, le informamos que hemos planificado la realización de talleres de socialización que proporcionarán un espacio propicio para la discusión abierta y la retroalimentación. Además, deseamos compartir que estamos implementando una nueva metodología de participación que involucra a todas las partes interesadas del sector en la construcción y actualización continua del Plan Energético.
74	Ecopetrol	Ecopetrol	luis.aristizabal@ecopetrol.com.co	n.a.	Sugerimos que a través del documento se plantee el (o los) escenario(s) de mayor probabilidad de ocurrencia, para que se tenga claridad en los lineamientos planteados y las políticas políticas a seguir por los diferentes actores del sector energético.		Apreciamos su sugerencia y queremos destacar que este ejercicio no tiene la intención de predecir el futuro con certeza, sino más bien de explorar diversas posibilidades y tendencias basadas en datos y análisis rigurosos. Al identificar y analizar los escenarios presentados, buscamos proporcionar una base sólida para la formulación de políticas públicas y lineamientos estratégicos en el sector energético. Estos escenarios nos permiten anticipar posibles desafíos y oportunidades, así como diseñar medidas y acciones adecuadas para hacer frente a ellos.
75	TGI	Monica Contreras	notificaciones.judiciales@tgi.co	Punto de partida y de llegada	En el capítulo "Punto de partida y de llegada", cuando se habla de gas natural, en la "Figura 3. Reservas de Gas Natural a 31 de diciembre de 2022" se está mencionando un crecimiento de los recursos contingentes. De este conjunto de recursos se señala que 1.3 TPC de gas natural son provenientes de campos en yacimientos continentales (onshore). Frente a lo anterior, respetuosamente solicitamos a la UPME se listen los recursos contingentes de tal forma que el mercado pueda analizar la información y esto ayude a resolver los problemas que se tienen en este tipo de recursos para que puedan ser incorporados en el mercado.		Se acepta el comentario. Respecto de la solicitud de información detallada, indicamos que la desagregación de la misma se rige bajo el principio de confidencialidad y reserva de la información, puesto que revela información comercial de los agentes.Con esto presente, dentro de los anexos se incluye la información pública disponible. Ahora bien, dentro de los documentos expedidos por la UPME, facultados principalmente por el Decreto 2121 del 2023, se desarrollan los Planes Indicativos de Abastecimiento para cada sector energético derivado del uso de hidrocarburos. Con esto presente, lo invitamos a consultar estos documentos para obtener mayor información. "Se acepta el comentario. Respecto de la solicitud de información detallada, indicamos que la desagregación de la misma se rige bajo el principio de confidencialidad y reserva de la información, puesto que revela información comercial de los agentes.Con esto presente, dentro de los anexos se incluye la información pública disponible. Ahora bien, dentro de los documentos expedidos por la UPME, facultados principalmente por el Decreto 2121 del 2023, se desarrollan los Planes Indicativos de Abastecimiento para cada sector energético derivado del uso de hidrocarburos. Con esto presente, lo invitamos a consultar estos documentos para obtener mayor información.
76	TGI	Monica Contreras	notificaciones.judiciales@tgi.co	Oferta energética	Los escenarios del PEN muestran que al finalizar el periodo de análisis se requieren hasta 333 PJ de energía que vienen del gas natural importado, sin embargo sería importante analizar un escenario en donde se continue con la exploración y explotación nacional, los cuales se realicen con base en altos estándares ambientales y sociales, que permitan mantener una tarifa competitiva para los usuarios del servicio de gas natural, con los beneficios que trae la exploración nacional en cuanto a regalías y mano de obra.		No se acepta el comentario. La señal que promueva o desincentive la exploración y/o explotación, así como la emisión de conceptos relacionados con los contratos en este ámbito, excede las atribuciones asignadas a la UPME según el Decreto 2121 del 2023. La estimación del costo beneficio para comparar la exploración de gas en Colombia respecto de otras alternativas se encuentra fuera del alcance del plan. Por otro lado, el Plan Energético Nacional (PEN) es un documento de prospectiva energética de largo plazo, por lo que no se considera pertinente emitir recomendaciones tasativas, dado su carácter indicativo. El desarrollo del sector energético se enmarca dentro de las políticas gubernamentales. Es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
77	TGI	Monica Contreras	notificaciones.judiciales@tgi.co	Producción de energía eléctrica	En su análisis de la sección Producción de energía eléctrica, se mencionan los diferentes modos de generación térmica, en particular cuando se indican los 1,180 MW de capacidad a partir de combustibles líquidos. Entendemos que ese dato podría corresponder al energético que utilizan para respaldar el esquema de Cargo por Confiabilidad. No obstante, en cuanto a las plantas que hoy utilizan respaldo de líquidos en el interior del país, es cierto que son plantas duales que también pueden funcionar a gas natural y que, de hecho, en el momento de ser llamadas a generar, procuran hacerlo con gas natural por su alta eficiencia y menor costo. Esto es totalmente relevante para el análisis, pues más adelante, el PEN recomienda el retiro de estas plantas que generan con líquidos, cuando el planteamiento debería estar orientado a que estas plantas generen con gas natural.		Se aclara el comentario. Dentro del análisis se contempla la generación térmica hasta el final del horizonte temporal con el fin de aumentar la confiabilidad del sistema a partir de energéticos menos contaminantes. En ese orden de ideas se plantea que el suministro de las centrales térmicas sea de gas natural, incluyendo aquellas que cuenten con sistema de combustible dual. Adicionalmente, y con el fin de utilizar la infraestructura existente en el sistema eléctrico se presenta una transición gradual de la generación de energía eléctrica con carbón a una que incluya la tecnología de captura y secuestro del carbono.
78	TGI	Monica Contreras	notificaciones.judiciales@tgi.co	Escenarios de oferta energética	En la descripción de los escenarios oferta de gas natural, se limita a mencionar las reservas que incorpora, sin embargo más adelante en la descripción de la figura 17 se menciona que "en el escenario 1, de mayor certidumbre, se proyecta un incremento en las importaciones(…)", por lo tanto sugerimos ampliar la descripción de los escenarios indicando si se incluyen o no las cantidades de gas natural proveniente de las plantas de regasificación, y por cual planta pasaría dicho gas. Adicionalmente es conveniente aclarar en esa sección si la demanda de generación eléctrica que utiliza la planta de regasificación de Cartagena se encuentra dentro del escenario de demanda, pues en los comentarios del documento parece que está incluida cuando se hace referencia al aumento de las importaciones de gas, pero en la figura 17 parecería que no lo está. De igual manera no se evidencia cuando se menciona a importación si se está contemplando la planta de regasificación del pacífico.		Se incorpora comentario dando claridad sobre la información que contiene cada escenario

79	TGI	Monica Contreras	notificaciones.judiciales@tgi.co	Escenarios de oferta energética	Por otro lado, en lo referente a energía eléctrica se indica que se contempla el cierre progresivo de la capacidad instalada de plantas de generación eléctrica que utilizan líquidos como combustible, frente a esto se reitera que estas plantas son de gas natural y que operan con líquidos cuando respaldan y honran los contratos que tienen para respaldar el cargo por confiabilidad. Conforme a esto, sería muy bueno que se mencionara el esquema bajo el cual se promueva que estas plantas utilicen de nuevo gas natural para su operación utilizan recursos del sistema y desplazan el gas para otros sectores de consumo por lo cual estos escenarios deberían tenerse en cuenta en el análisis, al igual que la directriz de planeación que se incorporan para que estas plantas utilicen gas natural en los diferentes escenarios.		Se acepta el comentario. Se agradece la sugerencia por parte de TGI con respecto a incluir un esquema para la transición del suministro de combustibles líquidos al gas natural y se evaluará la posibilidad de incluirlo dentro de las próximas entregas del Plan Energético Nacional y sus actualizaciones.
80	TGI	Monica Contreras	notificaciones.judiciales@tgi.co	Escenarios prospectivos de oferta	Solicitamos se incluya una explicación amplia de la forma en que la UPME realiza el análisis de iniciativas de clúster de actualización, incertidumbre tecnológica, iniciativas del clúster de Disrupción, que permita entender la contribución tanto en el eje de la "incertidumbre tecnológica" como el de "aporte a la mitigación de cambio climático". Por ejemplo, la tecnología de "Gas natural ciclo combinado (numeral 103)" en la figura 22 pareciera tener una mayor incertidumbre que tecnologías como "refrigeración de CO2m chiller (…) (numeral 107)" lo cual no parece lógico teniendo en cuenta que el Ciclo Combinado es una tecnología que ya esta consolidada, por lo cual su incertidumbre ante nuestra interpretación debería ser menor.		El análisis de clústerización se llevó a cabo mediante un enfoque que combinó métodos cuantitativos y cualitativos. Para determinar la contribución tanto en el eje de la 'incertidumbre tecnológica' como en el de 'aporte a la mitigación del cambio climático', se emplearon encuestas y consultas con expertos en el campo. Además, se utilizó el criterio de expertos para analizar y evaluar la información recopilada.
81	TGI	Monica Contreras	notificaciones.judiciales@tgi.co	Escenarios prospectivos de oferta	Por otro lado, los escenarios prospectivos no vemos al sector petrolero y petroquímico los cuales son bastante importantes para la demanda de gas natural. Solicitamos amablemente su incorporación, para entender la evolución que estos sectores tendrán en el largo plazo. El sector petroquímico será importante desarrollarlo como complemento a la industria del hidrogeno ya que dicho proceso se puede obtener la Urea que actualmente es uno de los vehículos que transporta el hidrogeno. Vemos importante el trabajo conjunto del PEN a través de la UPME con el Ministerio de Industria y Comercio con el objetivo de incrementar los sectores industriales en Colombia que hacen uso intensivo de energía, lo anterior para promover el crecimiento industrial lo cual favorecería el crecimiento económico del país y disminuye las tarifas de los diferentes servicios públicos.		Se acepta el comentario, en primer lugar, nos permitimos indicar que dentro del desarrollo del documento PEN 2024-2054 se proporcionará una visión integral, que guíe la toma de decisiones gubernamentales, promueva la eficiencia en el uso de recursos, y busque mejorar la calidad de vida de la población. Para esto, se incorporarán una serie de apuestas que abarquen cada uno de los planes estratégicos, que son: Industrialización, Movilidad Sostenible, Eficiencia Energética, Infraestructura Energética, Diversificación Energética, Innovación y Desarrollo. Con esto presente, la construcción del PEN 2024-2054 permitirá abordar las consideraciones planteadas en su comentario. Por otra parte, es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
82	TGI	Monica Contreras	notificaciones.judiciales@tgi.co	Transición energética	Nos parece pertinente las iniciativas que se plantean para el desarrollo del hidrogeno en Colombia; en particular para las iniciativas de "blend" es necesario que existan señales de política pública para incentivar el consumo a través de la demanda de grandes volúmenes de hidrógeno, sobre todo usuarios finales industriales y estructurar el marco regulatorio para el reconocimiento de esta mezcla, con el objetivo de que sea posible desarrollar el mercado. También resulta necesario definir el mecanismo de remuneración de la producción del energético, en tanto que las inversiones en la producción de H2 verde y el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) son muy altas comparadas con las del gas natural, y que en este momento deberían ser asumidas por el cliente final.		Se acepta su comentario y se incluyen los mecanismos identificados dentro de la sección de recomendaciones de política del PEN. Sin embargo no está en el alcance del PEN privilegiar una tecnología sobre otras sino facilitar su implementación en los escenarios.
83	NATURGAS	Asociación Colombiana de Gas Natural, Naturgas	naturgas@naturgas.com.co	General	El documento de Actualización del Plan Energético Nacional (PEN) 2022 - 2052, publicado en la página web de la UPME, corresponde al Tomo I, y en este Tomo se menciona el Tomo II que se entiende contiene anexos con el detalle de, entre otros, la construcción de los escenarios de oferta y de demanda. Sin embargo, a la fecha (julio 21/2023) el Tomo II aún no está publicado. Al respecto manifestamos que es necesario disponer de toda la información considerada en la actualización del PEN 2022-2052, e.g. la información del Tomo II, para analizar en detalle las apuestas planteadas en el PEN 2022-2052 y así aportar de mejor manera a su construcción. Por tanto, solicitamos a la UPME publicar a la brevedad posible la información pendiente de publicar asociada al PEN 2022-2052 y fijar un nuevo plazo para comentarios detallados. En todo caso, nos permitimos presentar comentarios preliminares con base en la información consignada en el Tomo I publicado por la UPME. Esto sin perjuicio de que complementemos o ajustemos nuestros comentarios con base en la información que publique próximamente la UPME, e.g. la información del Tomo II.		Se agradece e comentario. El tomo 2 se publica junto con la versión final del documento
84	NATURGAS	Asociación Colombiana de Gas Natural, Naturgas	naturgas@naturgas.com.co	Punto de partida y de llegada: calidad del aire	Creemos que para garantizar el cumplimiento de las metas de los ODS también es relevante considerar la reducción de emisiones de material particulado que afectan la calidad del aire, especialmente en las grandes ciudades. Cabe anotar que en la matriz energética colombiana el sector transporte tiene una participación central en el consumo de energéticos que hoy generan una seria problemática de calidad del aire en las ciudades con las consecuentes afectaciones a la salud de sus habitantes. En este sentido, respetuosamente sugerimos incluir un análisis de calidad del aire que considere dónde estamos (punto de partida) y hacia dónde esperamos movernos como país (objetivos).	Incluir un análisis de calidad del aire que considere dónde estamos (punto de partida) y hacia dónde esperamos movernos como país (objetivos).	Se aclara comentario. Un análisis de calidad de aire se encuentra fuera del alcance y del espíritu del Plan Energético Nacional, dado que este refiere a un análisis propectivo de oferta y consumo final de energía, así como de la emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), pero no de emisiones contaminates como el material particulado (PM).
85	NATURGAS	Asociación Colombiana de Gas Natural, Naturgas	naturgas@naturgas.com.co	Escenarios de oferta energética. Gas natural	De la información consignada en el Tomo I no es claro cómo se realizó el cálculo de las reservas de gas natural que hacen parte de la oferta de energéticos. Por ejemplo, cuáles son los criterios técnicos asociados a la industria de hidrocarburos para fijar el 80% y el 90% que se muestra en la Tabla 9. Es posible que parte de la claridad requerida esté en el Anexo II del Tomo II, como se anunciaba en el Tomo I, pero el Tomo II no se ha publicado. Consideramos indispensable consignar en el PEN la explicación técnica de la construcción de todos los escenarios. En todo caso, en materia de reservas de gas consideramos necesario dejar explícito (i) cuál es la apuesta en materia de gas natural para contribuir en la oferta de energéticos dado el gran potencial de gas que hay en el país; (ii) el listado de los recursos contingentes y prospectivos, i.e. campos o hallazgos, que se consideran en el análisis y las barreras a superar para el desarrollo de estos recursos; y (ii) la metodología para el manejo de la información de reservas; esta metodología debe obedecer a criterios técnicos robustos asociados a la industria de gas natural. En la comparación de escenarios de oferta de gas natural respecto de la demanda (Figura 17) es importante mostrar la participación esperada del gas local y del gas importado especificando la infraestructura de importación, e.g. planta Cartagena, Planta Pacífico, gasoducto.	Dejar explícito (i) cuál es la apuesta en materia de gas natural para contribuir en la oferta de energéticos dado el gran potencial de gas que hay en el país; (ii) el listado de los recursos contingentes y prospectivos, i.e. campos o hallazgos, que se consideran en el análisis y las barreras a superar para el desarrollo de estos recursos; y (ii) la metodología para el manejo de la información de reservas. . Mostrar en el balance oferta demanda (Figura 17) la participación esperada del gas local y del gas importado especificando la infraestructura de importación, e.g. planta Cartagena, Planta Pacífico, gasoducto.	Se acepta el comentario. La desagregación solicitada se considera dentro de la versión del documento construida a partir de la recepción de comentarios. Con esto, es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
86	NATURGAS	Asociación Colombiana de Gas Natural, Naturgas	naturgas@naturgas.com.co	Escenarios de oferta energética. Energía Eléctrica	En documento se anota que "se contempla el cierre progresivo de 1.180 MW de capacidad instalada correspondiente a plantas de generación eléctrica que utilizan combustibles líquidos. Este cierre se da en razón a la incorporación de nuevas centrales de generación a partir de gas natural, utilizando tecnología de ciclo combinado debido a su eficiencia energética (EIA, 2022)". Al respecto se debe tener en cuenta que en el país hay varias plantas duales que operan con líquidos y con gas natural y por tanto su paso a gas natural es inmediato. En el documento no se analiza este aspecto que consideramos relevante para la transición y posiblemente a menor costo frente a la alternativa de construir nuevas plantas a gas en el corto plazo. Respetuosamente sugerimos analizar este punto e incluir en el PEN la apuesta para operar estas plantas duales con gas natural.	Analizar situación de plantas duales que operan con líquidos y con gas natural e incluir en el PEN la apuesta para operar estas plantas duales con gas natural.	Se aclara el comentario. Dentro del análisis se contempla la generación térmica hasta el final del horizonte temporal con el fin de aumentar la confiabilidad del sistema a partir de energéticos menos contaminantes. En ese orden de ideas se plantea que el suministro de las centrales térmicas sea de gas natural, incluyendo aquellas que cuenten con sistema de combustible dual.
87	NATURGAS	Asociación Colombiana de Gas Natural, Naturgas	naturgas@naturgas.com.co	Usos de energéticos por sector de consumo	De la información consignada en el Tomo I se observa que el gas natural tiene aportes importantes en algunos sectores de consumo. Estos aportes están asociados principalmente a sustitución de otros combustibles por gas natural. Por ejemplo, en la industria y en movilidad. Es decir, se observa crecimiento en el consumo de gas, en concordancia con el aporte estratégico que tiene el gas natural en la transición energética, pero este crecimiento está asociado a procesos de sustitución de otros combustibles. Llama la atención que no haya una apuesta de crecimiento en el sector industrial dada la política de reindustrialización del actual Gobierno. Así, consideramos que en el PEN 2022 - 2052 se deben analizar e incluir apuestas de crecimiento del sector industrial en el marco de la política de reindustrialización, y por tanto de su consumo de energía, en concordancia con las apuestas del actual Gobierno.	Incluir apuestas de crecimiento del sector industrial en el marco de la política de reindustrialización, y por tanto de su consumo de energía, en concordancia con las apuestas del actual Gobierno.	Se acepta el comentario. En los anexos se presentan los crecimientos del gas natural, no solamente para el sector de la industria, sino en todos los sectores en donde es protagonista.
88	NATURGAS	Asociación Colombiana de Gas Natural, Naturgas	naturgas@naturgas.com.co	Resultados económicos: Infraestructura requerida, proyecciones de precios, costo para el usuario	De la información consignada en el Tomo I en materia de análisis económico encontramos que faltan los siguientes elementos: i) Análisis de la infraestructura requerida y sus respectivos costos en los distintos escenarios. Si bien en la sección de "Resultados económicos" se consignan datos agregados de costos en oferta y demanda, no se identifica infraestructura y sus costos por sector energético. Es claro que el crecimiento de demanda planteado en cada uno de los escenarios energéticos requerirá el desarrollo de nuevas infraestructura en los distintos eslabones de la cadena de oferta de energéticos. Un análisis completo del PEN debe considerar una estimación de los requerimientos de esta nueva infraestructura, e.g. estaciones de carga, ampliación de producción y transporte, infraestructura de respaldo a energías renovables, y los tiempos en los cuales se requerirá, así como los costos asociados. Consideramos que esta información desagregada es necesaria para fijar políticas públicas tendientes a materializar las apuestas del PEN; la información como está en el Tomo I no da elementos robustos para la definición de política pública. ii) Análisis de proyección de precios de los distintos energéticos que contribuirán a las apuestas del PEN. La proyección de precios es especialmente relevante en el caso de gas natural pues la señal de precios es fundamental para el desarrollo de esta industria. iii) Desagregación del análisis del beneficio/costo de las apuestas en cada escenario energético. En la sección de "Resultados económicos" se muestran costos totales y beneficios totales, pero no es claro cómo se materializan esos valores para los usuarios de los servicios de energía, gas y combustibles. Consideramos esencial desagregar esos valores mostrando lo que deben asumir los usuarios en los respectivos servicios para tener una aproximación más real del costo de la transición energética según las distintas apuestas.	Incluir: i) los requerimientos de nueva infraestructura, e.g. estaciones de carga, ampliación de producción y transporte, y los tiempos en los cuales se requerirá, así como los costos asociados. ii) Análisis de proyección de precios de los distintos energéticos que contribuirán a las apuestas del PEN. iii) Desagregación de valores de costos y beneficios mostrando lo que deben asumir los usuarios en los respectivos servicios para tener una aproximación más real del costo de la transición energética según las distintas apuestas.	i) Se acepta y se aclara que hace parte de las secciones del Tomo II para los análisis desde el punto de vista del consumo final. ii) Dentro del análisis económico realizado se incluyeron las consideraciones de diversos estudios dependiendo el sector abordado para la determinación de los precios de los diferentes energéticos. Esta información se detalla en el Tomo II, con las herramientas de análisis B/C para cada escenario. iii) Se acepta y se aclara que hace parte de las secciones del Tomo II para los análisis desde el punto de vista del consumo final. Sin embargo para el escenario de transición energética, al ser este escenario un escenario de combinación de posibles opciones tecnológicas, todas ellas con un nivel de madurez tecnológica baja y un nivel de incertidumbre alto para la determinación de costos de inversión, no es oportuno realizar un análisis B/C que permita aportar a una construcción objetiva de las recomendaciones.
89	CANACOL	Canacaol EnergyLTDA	ssalamanca@canacolenergy.co	General	Desde Canacol reconocemos el valor de este PEN, dado que contiene información relevante y plantea escenarios realistas a largo plazo, ahora bien, y con el fin de poder aportar a la construcción del mismo, solicitamos que sea entregada la siguiente informacional adicional: 1. En los escenarios de reservas de crudo y gas, nos queda la duda en las reservas 2P y 3P, ya que se establece un 90% de las mismas, sin embargo como sabemos, estas ya tienen un porcentaje de ser explotadas y estos porcentajes se entregan con la información d el adeclaración, por loq ue consideramos relevante incluir esta sensibilidad en los modelos. 2. Mayor información de como se calculo el crecimiento de la demanda.	Cálculo de crecimiento: (Valor del periodo t – Valor del periodo t-1) / Valor del periodo t-1) x 100	Se acepta el comentario. La desagregación solicitada se considera dentro de la versión del documento contruida a partir de la recepción de comentarios. Con esto, es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
90	CANACOL	Canacaol EnergyLTDA	ssalamanca@canacolenergy.co	General	Proponemos incluir recomendaciones de política publica sobre la autosuficiencia en Petróleo y Gas, especialmente sobre las necesidades de exploración en los escenarios donde se mantienen los niveles de exportación de petróleo y mínimas importaciones de gas. Para esto es importante que se cuente con mas información sobre el GNL importado, (precios, necesidades de infraestructura, entre otros), resaltamos que en el PEN anterior si se tuvo en cuenta este criterio dentro del modelamiento, por lo qrnanior proponemos volver a incluirlo.		No se acepta el comentario. La señal que promueva o desincentive la exploración y/o explotación, así como la emisión de conceptos relacionados con los contratos en este ámbito, excede las atribuciones asignadas a la UPME según el Decreto 2121 del 2023. La estimación del costo beneficio para comparar la exploración de gas en Colombia respecto de otras alternativas se encuentra fuera del alcance del plan. Por otro lado, el Plan Energético Nacional (PEN) es un documento de prospectiva energética de largo plazo, por lo que no se considera pertinente emitir recomendaciones tasativas, dado su carácter indicativo. El desarrollo del sector energético se enmarca dentro de las políticas gubernamentales. Es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
91	CANACOL	Canacaol EnergyLTDA	ssalamanca@canacolenergy.co	General	Consideramos que los escenarios planteados incluyen un análisis profundo de las tecnologias que deberia implementar el país en aras de lograr las metas de cambio climatico propuestas, sin embargo, consideramos relevante que se incluya en el estudio la hoJAM Y MPOde ruta o cronograma de la puesta en operación o entrada de dichas tecnologias, esto con el fin de que el sector privado, principal fuente de inversión, tenga lineamientos que puedan ayudar a poner en marcha estos proyectos.		Agradecemos sus aportes. Es importante señalar que el plan presentado es indicativo y no puede detallar cronogramas detallados de puesta en operación. Sin embargo, cabe destacar que el modelo en LEP publicado junto al documento ofrece fechas indicativas de cambios en el sistema energético, que sirven de señal de política para el sector. Además, consideramos su propuesta en la nueva metodología del PEN 2024-2054, para incluir una hoja de ruta para la puesta en marcha de proyectos.
92	CANACOL	Canacaol EnergyLTDA	ssalamanca@canacolenergy.co	General	Este análisis, como lo mencionan en el documento, será de mucha utilidad para las decisiones de política pública en transición energética, por tanto recomendamos presentar con mayor detalle la información empleada en las valoraciones de los costos y beneficios, y completar el análisis a todos los sectores de consumo de energía y para todos los escenarios. Así, proponemos: § Efectuar los cálculos de costo – beneficio también para el sector transporte. El cual, además de ser el de mayor consumo de energía, será determinante para materializar la diversificación energética. § Realizar el análisis también para los escenarios de transición energética (limite inferior y superior). § Precisar con mayor detalle los costos y beneficios considerados y valorados en cada sector y desde la visión del usuario, sistema y sociedad.		Respecto a su comentario de la inclusión del análisis B/C para el sector transporte se acepta y se aclara que se incorporará en el Tomo II. Respecto a su comentario de la inclusión del análisis B/C en el escenario de transición energética, al ser este escenario un escenario de combinación de posibles opciones tecnológicas, todas ellas con un nivel de madurez tecnológica baja y un nivel de incertidumbre alto para la determinación de costos de inversión, no es oportuno realizar un análisis B/C que permita aportar a una construcción objetiva de las recomendaciones. Respecto a su comentario de detallar los costos y beneficios, se aclara que esta información se detalla en el Tomo II con las herramientas de análisis B/C para cada escenario.
93	Cenit	Cenit	felipe.sanchez@cenit.transporte	Documento General	No es evidente la afectación a la importación de refinados para la carga de refinerías en los escenarios propuestos.	Incluir la proyección de importación de refinados en los escenarios definidos	Se acepta el comentario. La desagregación solicitada se considera dentro de la versión del documento contruida a partir de la recepción de comentarios. Con esto, es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
94	Cenit	Cenit	felipe.sanchez@cenit.transporte	Documento General	No es claro que papel juega la infraestructura existente hacia los escenarios propuestos	Incluir propuesta de uso de infraestructura existente bajo el marco de la transición	Aceptamos su comentario. Sin embargo, al tratarse de un trabajo futuro, esta propuesta será incluida en la nueva metodología del PEN 2024-2054, con un capítulo especial para infraestructura energética.
95	Cenit	Cenit	felipe.sanchez@cenit.transporte	Documento General	Dentro del documento se proponen escenarios de incremento de etanol y biodiesel pero no es claro el porcentaje del incremento de mezcla	Definir el porcentaje de incremento de las mezclas	Se acepta el comentario. Primero, es importante aclarar que la definición del porcentaje de mezclas, y de la política de mezclas a nivel nacional, se encuentra en cabeza de los Ministerios de Minas y Energía, Hacienda y Crédito Público, Ambiente y Desarrollo Sostenible y Agricultura. Con esto presente, sale de los alcances del PEN la definición de este valor en el rango de tiempo analizado. Ahora bien, nos permitimos indicar que dentro del desarrollo del documento PEN 2024-2054 se proporcionará una visión integral, que guíe la toma de decisiones gubernamentales, promueva la eficiencia en el uso de recursos, y busque mejorar la calidad de vida de la población. Para esto, se incorporarán una serie de apuestas que abarquen cada uno de los planes estratégicos, que son: Industrialización, Movilidad Sostenible, Eficiencia Energética, Infraestructura Energética, Diversificación Energética, Innovación y Desarrollo. Con esto presente, la construcción del PEN 2024-2054 permitirá abordar las consideraciones planteadas en su comentario. Por otra parte, es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.

96	Cenit	Cenit	fabio.sanchez@cenit-transporte	Documento General	No está relacionado cuales son los tipos de tecnologia que nos llevarían a la transición energética	Generar recomendaciones de tipos de tecnología que nos permitan llegar a los escenarios propuestos		Respecto a su comentario la UPME aclara que el ejercicio de mapeo tecnológico se realizó para los 4 escenarios de actualización del PEN y que el escenario de transición energética, al ser un escenario de combinación de posibles opciones tecnológicas, todas ellas con un nivel de madurez tecnológica baja y un nivel de incertidumbre alto.
97	Cenit	Cenit	fabio.sanchez@cenit-transporte	Documento General	El documento propone los escenarios pero no define recomendaciones para cada uno de ellos	Definir lineamiento y recomendaciones claros para cada uno de los escenarios		Se acepta comentario. Se resumen las acciones y medidas propuestas en cada escenario como lineamiento y recomendaciones
98	ANH	Hugo Buitrago - ANH	hugo.buitrago@anh.gov.co	Pagina 7 El PEN 2022-2052 en 5 mensajes claves	Este proceso a largo plazo requiere inversiones significativas y conlleva cambios en el comportamiento de las personas, siendo fundamental garantizar la equidad en la transición y considerar los aspectos de justicia social y distribución de beneficios. Las inversiones que se van hacer en Transición Energética no solo deben ser justificados desde el punto de vista de justicia social sino en la distribución y alcance universal de la energía (que tenga la a energía y sea a precio justo).			De acuerdo con el comentario. El Tomo 2 incluye un análisis comprensivo de beneficio costo en tres niveles: para la sociedad en general, para el inversionista privado, y para el sistema energético en su totalidad. Como trabajo futuro se trabajara en ampliar el alcance del análisis económico
99	ANH	Hugo Buitrago - ANH	hugo.buitrago@anh.gov.co	Pagina 7 El PEN 2022-2052 en 5 mensajes claves	La digitalización, la automatización y la adopción de equipos finales más eficientes complementan los procesos de sustitución de combustibles, y son clave para aumentar la competitividad del país en el marco de la transición justa y la descarbonización. Esta idea no es realmente clara; se sugiere cambiar la palabra de sustitución por reducción, porque aún la medida en que se haga un consumo mas eficiente de la energía se reduce el consumo y el uso de energía.			La digitalización, automatización y adopción de equipos finales más eficientes son acciones complementarias al proceso de sustitución. Si bien estas acciones pueden contribuir a reducir el consumo y hacer un uso más eficiente de la energía, la sustitución de combustibles implica reemplazar fuentes de energía no renovables por fuentes más limpias y sostenibles. Por lo tanto, ambas acciones son necesarias y se refuerzan mutuamente en el camino hacia la descarbonización y la competitividad del país.
100	ANH	Arbey Avendaño - ANH	arbey.avendano@anh.gov.co	Página 9 Introducción	La evaluación del impacto de las alternativas tecnológicas en producción y consumo de energía del PEN, adicionalmente a los componentes de abastecimiento, competitividad y sostenibilidad, debe evaluarse también a nivel económico a nivel de país, bien en términos de costos de su implementación, como de oportunidad y su posible afectación en términos del PIB.	El PEN 2022-2052 es un ejercicio prospectivo que tiene como propósito identificar las alternativas tecnológicas en producción y consumo de energía, evaluando su impacto futuro en abastecimiento, competitividad y sostenibilidad, así como su impacto a en términos de las finanzas públicas y la economía del país.		Se acepta y se complementa en el apartado correspondiente.
101	ANH	Hugo Buitrago - ANH	hugo.buitrago@anh.gov.co	Pagina 9 Introducción	Uno de los principales aportes del PEN es la oportunidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático. El aporte del PEN debe garantizar que la población tenga acceso universal de la energía (oferta) y posteriormente la reducción de gases de efecto invernadero.			En el ejercicio de análisis realizado en el marco del Plan Energético Nacional - PEN, se realizó un análisis multidimensional, en garantía con la soberanía energética del país, a la par con la adaptación del sector energético a las metas pactadas en relación con el cambio climático.
102	ANH	Hugo Buitrago - ANH	hugo.buitrago@anh.gov.co	Pagina 9 Introducción	La diversificación de la matriz energética también fortalece la seguridad energética al reducir la dependencia de fuentes externas, aumenta la autonomía energética y disminuye la vulnerabilidad ante la volatilidad de precios y la disponibilidad de combustibles. Es indispensable incluir la volatilidad de suministro de fuentes temporales y no solamente de precios.			La transición energética en el largo plazo establece una serie de retos a abordar, dentro de los que se encuentra la variabilidad en los diferentes recursos y su impacto en cada uno de los sectores de la demanda de energía. Sin embargo, este análisis requiere un desarrollo detallado y minucioso para cada una de las fuentes de energía que hacen parte de la canasta nacional, así como una articulación con los actores más relevantes. Considerando el horizonte de tiempo y el alcance que contempla el Plan Energético Nacional - PEN, estos análisis deberían ser contemplados en otros documentos que complementen la visión energética presentada en el PEN.
103	ANH	Hugo Buitrago - ANH	hugo.buitrago@anh.gov.co	Pagina 10 Introducción	La equidad busca la democratización de los recursos energéticos y su gestión a través de asociaciones que garanticen precios justos. Se considera indispensable incluir en esta idea el control del estado, mantenimiento y posibilidad en el tiempo.			El texto original ya aborda la importancia de garantizar el control del estado, el mantenimiento y la viabilidad a largo plazo en la gestión de los recursos energéticos. La inclusión de asociaciones que garanticen precios justos puede entenderse como parte de un marco más amplio que incluye la participación estatal en la regulación y supervisión de estos recursos. Por lo tanto, el texto original no requiere ajustes adicionales.
104	ANH	Hugo Buitrago - ANH	hugo.buitrago@anh.gov.co	Pagina 11 Introducción	La intuición implica comprender a través del diálogo colectivo hacia dónde se dirige el país en términos energéticos. Se recomienda argumentar con hechos, datos y estudios demostrables, y no desde la intuición.			Como se menciona en este apartado, la construcción del PEN involucra la combinación de dos elementos: la intuición y la razón. Por lo que en el apartado de "razón" se expone el conocimiento técnico de la UPME, a través de los diferentes planes formulados por la entidad , con un diálogo y estudio continuo con los actores tanto públicos como privados. Este proceso permite identificar qué puede hacer el país, el sector energético, las empresas y los usuarios para enfrentar los desafíos y aspiraciones futuras
105	ANH	Eduardo Rodriguez - ANH	eduardo.rodriguez@anh.gov.co	Página 11	La participación ciudadana es fundamental para identificar las aspiraciones comunes y proponer una visión global de lo que se espera que ocurra en el futuro.	Se considera importante incluir los conceptos de coordinación y concurrencia (Art. 288 Constitución política; sentencia SU 095/2018 Corte Constitucional), buscando no sólo la participación ciudadana sino la de entes territoriales, autoridades ambientales y entidades con jurisdicción y competencia en áreas donde se pretendan adelantar nuevos proyectos en el marco de la Transición Energética Justa - TEJ, consolidando información intersectorial para el desarrollo ambiental y socialmente sostenible de dichos proyectos.		Se aclara que en el sentido del apartado, se plantea un proceso complementario entre los lineamientos de política actuales desde el gobierno central, donde participan las entidades territoriales, y el fortaleciendo de aspectos como la interacción y participación de la ciudadana perteneciente al territorio.
106	ANH	Eduardo Rodriguez - ANH	eduardo.rodriguez@anh.gov.co	14, 16	(iii) La divulgación de información y la construcción de consensos sociales sobre la transición energética. Página 16 (iii) Acceso a la información, relación con el estado y capital humano para la transición.	Se resalta nuevamente la importancia de los porcedimientos de coordinación y concurrencia en territorio, en lo que además de consensos sociales, deben contar con soporte técnico intersectorial, orientado a la identificación de posibles exclusiones, restricciones o condicionantes a las actividades inherentes a nuevos proyectos en el marco de la Transición Energética Justa - TEJ, así como la oportuna y transparente divulgación en territorio de la naturaleza, implicaciones sociales, impactos ambientales y demás elementos asociados a cada una de las fases de diseño, implementación, desmonte y abandono de dichos proyectos.		Se acepta su comentario y se incluyen los mecanismos identificados dentro de la sección de medidas y acciones recomendadas por escenario del PEN.
107	ANH	Arbey Avendaño - ANH	arbey.avendano@anh.gov.co	Página 16 (ii) Debilidad institucional y creciente conflictividad en el desarrollo de proyectos de infraestructura.	Si bien es cierto que el sector como todos tiene dentro de sus desafíos establecer canales de comunicación fluidos y continuos con los grupos de interés, en la política a desarrollar no se puede dejar de lado la realidad de los territorios en el país, la presencia e influencia e intereses de grupos al margen de la Ley que pueden incidir también en las comunidades y las decisiones que sobre los proyectos energéticos se puedan presentar.	Uno de los desafíos del sector consiste en establecer canales de comunicación fluidos y continuos con los grupos de interés en los territorios. Esto permitirá llevar a cabo procesos de consulta y participación que cumplan con las regulaciones legales, con el objetivo de construir acuerdos colectivos que beneficien al territorio, a los inversionistas y a los usuarios. Lo anterior, sin desconocer la posibilidad de existencia de otros tipo de intereses y actores por fuera de los comunitarios que pueden incidir y obstaculizar los procesos formales e institucionales.		Se aclara que los resultados de esta sección, hacen referencia a los ejercicios de construcción colectiva y talleres participativos (realizados bajo el Contrato C-109 de 2022), y en los que se identificaron 5 factores: políticos, económicos, sociales, tecnológicos y ambientales. De esta manera, se presenta un mayor detalle en el Tomo II.
108	ANH	Arbey Avendaño - ANH	arbey.avendano@anh.gov.co	Página 18 (iii) La electrificación vehicular y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica..	Validar la cifra de ventas de vehículos eléctricos, se señala la venta de más de 10 millones en 2020, cifra que pareciera exorbitante para los volúmenes de vehículos en el país.	La redacción se ajustaría o no variaría dependiendo del resultado de la validación.		Se aclara comentario. El año de inicio del modelamiento es 2021. A 2020 se tienen menos de 8.000 vehículos y lo presentado en el Tomo I no refleja lo que se afirma en el comentario. En el escenario más ambicioso (Transición energética) se consideran poco más de 470.000 vehículos sin considerar motocicletas a 2032.
109	ANH	Nelson Fidel Barbosa Ospina - ANH	nelson.barbosa@anh.gov.co	Página 18 Punto de partida y de llegada / Factores Ambientales /	Por ser punto de partida, se sugiere incluir un estado actual de los elementos ambientales estratégicos sustentados en indicadores o líneas base, podría ser a partir de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDCs por sus siglas en inglés), que permitan evaluar a futuro el impacto ambiental de las actividades relacionadas con la producción, distribución y consumo de energía en el marco de la transición energética y concordante con la visión de los Objetivos de Desarrollo Sostenible - ODS. Un punto de partida sustentado permite establecer y monitorear la implementación de programas y proyectos energéticos sostenibles. Lo planteado en la propuesta está muy genérico respecto al tema ambiental.	Se sugiere incluir en el **estado actual** indicadores o líneas bases como Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), Consumo de energías renovables, eficiencia energética, huella hídrica, generación de residuos y desechos energéticos, localización e identificación del total de áreas con ecosistemas estratégicos, entre otros. Estos indicadores permitirían priorizar programas y proyectos ajustados a preservar el medio ambiente sin renunciar al progreso económico y social, tal como se menciona en la página 31.		Se aclara el comentario. Sin embargo se resalta que, la información para cada uno de los indicadores en mención, se encuentra desagregada por cada escenario presentado en el presente PEN, la cual puede ser consultada en el item " Comparación de escenarios con objetivos PEN 2022-2052" en donde se encuetra la "Tabla 41 . Indicadores de evaluación de los escenarios". Allí, se expone la evolución de los indicadores desde el escenario Actualización hasta el escenario Transición energética. Es de aclarar que el indicadores como : huella hídrica, generación de residuos y desechos energéticos, localización e identificación del total de áreas con ecosistemas estratégicos, etc, se encuentran fuera del alcance del presente Plan Energético Nacional. Amablemente le informamos que, su argumento será estudiado para ser incluido en versiones próximas del PEN.
110	ANH	Hugo Buitrago - ANH	hugo.buitrago@anh.gov.co	Pagina 18 Factores Ambientales	Se recomienda evaluar e incluir el impacto en el medio ambiental en el proceso de la transición energética.			Se aclara el comentario. El Plan Energético Colombiano - PEN es una herramienta para comprender y dimensionar la transformación energética, identificando oportunidades para un suministro sostenible de energía y una transformación integral en los sectores de demanda, incorporando elementos y criterios de transición justa. Adicionalmente, se presentan las emisiones de CO2 en cada uno de los escenarios propuestos desde el lado del consumo final. Amablemente le informamos que, su argumento será estudiado para ser incluido en versiones próximas del PEN.
111	ANH	Boris Monroy - ANH	adriana.chitaca@anh.gov.co ; boris.monroy@anh.gov.co ; nelson.solar@anh.gov.co	Página 19 (iii) Participación ciudadana y transición energética justa	Implemetar Mecanismos de participación ciudadana, de acuerdo a la SU 095 de 2018, de acuerdo a lo que defina el Congreso	Aunque en el PEN es claro que no habrá nuevos proyectos de exploración y producción de hidrocarburos, durante la transición energética aún quedan contratos y proyectos por ejecutarse, por lo que sería relevante que estos mecanismos se consideren		Se acepta su comentario y se incluyen la mención dentro de la sección de medidas y acciones recomendadas por escenario del PEN.
112	ANH	Holman Bustos - ANH	holman.bustos@anh.gov.co	Página 20	La gráfica de la transición de la oferta tiene acrónimos sin definición. Usan una gráfica de proporciones que por el tamaño parece de dimensiones.	Se sugiere, si lo que se quiere mostrar es la variación de la oferta de los energéticos en el tiempo, una grafica de barras comparativa.		Agradecemos el comentario realizado. Se realizará el ajuste correspondiente.
113	ANH	Holman Bustos - ANH	holman.bustos@anh.gov.co	Página 21	En el texto se habla de unas unidades (giga barriles) y al graficar se utilizan millones de barriles, puede generar confusión	Se sugiere unificar unidades, preferiblemente manejar millones de barriles		El comentario ha sido tenido en cuenta durante la elaboración del documento, que tuvo lugar después de su publicación para recibir observaciones. Es crucial señalar que las unidades empleadas en todo el texto se adaptan a la escala de los valores examinados en cada sección, con el fin de ofrecer la información de forma clara y fácil de entender.
114	ANH	Arbey Avendaño - ANH	arbey.avendano@anh.gov.co	Página 22. Petróleo y capacidad de refinación.	Si bien el documento señala que "En el Anexo 8 del Tomo 2, se presentan cuatro escenarios que exploran la oferta futura de petróleo crudo en relación con la demanda de carga para las refinerías. Estos escenarios analizan las posibilidades de mantener la condición actual de exportador de petróleo y también los riesgos de perder la autosuficiencia y convertirse en un importador. Además, se evalúan los valores financieros asociados a estos escenarios. Estos análisis proporcionan una visión de las perspectivas futuras del sector petrolero y los posibles impactos económicos que podrían surgir", sería importante que en el cuerpo del documento se señalen al menos las conclusiones resumidas de tal análisis; de tal forma que le permita al lector hacerse una idea, recurrir al anexo para profundizar si se requiere.	La redacción se ajustaría de acuerdo a la aceptación o no del comentario de la izquierda, con base en los señalado en el Anexo 8 del Tomo 2.		No se acepta el comentario. La señal que promueva o desincentive la exploración y/o explotación, así como la emisión de conceptos relacionados con los contratos en este ámbito, excede las atribuciones asignadas a la UPME según el Decreto 2121 del 2023. La estimación del costo beneficio para comparar la exploración de gas en Colombia respecto de otras alternativas se encuentra fuera del alcance del plan. Por otro lado, el Plan Energético Nacional (PEN) es un documento de prospectiva energética de largo plazo, por lo que no se considera pertinente emitir recomendaciones taxativas, dado su carácter indicativo. El desarrollo del sector energético se enmarca dentro de las políticas gubernamentales. Es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
115	ANH	Holman Bustos - ANH	holman.bustos@anh.gov.co	Página 23	En el texto se habla de unas unidades (tera pies cúbicos) y al graficar se utilizan giga pies cúbicos, puede generar confusión	Se sugiere unificar unidades, preferiblemente manejar giga pies cúbicos para grandes dimensiones y millones de pies cubicos para producción diaria		El comentario ha sido tenido en cuenta durante la elaboración del documento, que tuvo lugar después de su publicación para recibir observaciones. Es crucial señalar que las unidades empleadas en todo el texto se adaptan a la escala de los valores examinados en cada sección, con el fin de ofrecer la información de forma clara y fácil de entender.
116	ANH	Hugo Buitrago - ANH	hugo.buitrago@anh.gov.co	Pagina 23 Gas Natural	Es importante destacar que el análisis no incluye los recursos de yacimientos no convencionales debido a la falta de regulación para su exploración y explotación comercial. Es importante tener en cuenta que hay un proyecto de ley para la prohibición de la explotación de Yacimientos No Comencionales que hace curso en el congreso de la republica			No se acepta el comentario. La señal que promueva o desincentive la exploración y/o explotación (convenciona o no convencional), así como la emisión de conceptos relacionados con los contratos en este ámbito, excede las atribuciones asignadas a la UPME según el Decreto 2121 del 2023. La estimación del costo beneficio para comparar la exploración de gas en Colombia respecto de otras alternativas se encuentra fuera del alcance del plan. Por otro lado, el Plan Energético Nacional (PEN) es un documento de prospectiva energética de largo plazo, por lo que no se considera pertinente emitir recomendaciones taxativas, dado su carácter indicativo. El desarrollo del sector energético se enmarca dentro de las políticas gubernamentales. Es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
117	ANH	Hugo Buitrago - ANH	hugo.buitrago@anh.gov.co	Pagina 23 Gas Natural	Se considera importante mencionar el rol que tiene el Gas Natural en el proceso de transición energética, porque es el vehículo que apalanca el proceso.			Se acepta el comentario. En primer lugar, nos permitimos indicar que dentro del desarrollo del documento PEN 2024-2054 se proporcionará una visión integral, que guíe la toma de decisiones gubernamentales, promueva la eficiencia en el uso de recursos, y busque mejorar la calidad de vida de la población. Para esto, se incorporarán una serie de apuestas que abarquen cada uno de los planes estratégicos, que son: Industrialización, Movilidad Sostenible, Eficiencia Energética, Infraestructura Energética, Diversificación Energética, Innovación y Desarrollo. Con esto presente, la construcción del PEN 2024-2054 permitirá abordar las consideraciones planteadas en su comentario. Por otra parte, es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.

118	ANH	Holman Bustos - ANH	holman.bustos@anh.gov.co	Página 26	ídem anterior comentario, para la gráfica de consumo	ídem sugerencia anterior, para la gráfica de consumo	Se acepta el comentario. En primer lugar, nos permitimos indicar que dentro del desarrollo del documento PEN 2024-2054 se proporcionará una visión integral, que guíe la toma de decisiones gubernamentales, promueva la eficiencia en el uso de recursos, y busque mejorar la calidad de vida de la población. Para esto, se incorporarán una serie de apuestas que abarquen cada uno de los planes estratégicos, que son: Industrialización, Movilidad Sostenible, Eficiencia Energética, Infraestructura Energética, Diversificación Energética, Innovación y Desarrollo. Con esto presente, la construcción del PEN 2024-2054 permitirá abordar las consideraciones planteadas en su comentario. Por otra parte, es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
119	ANH	Holman Bustos - ANH	holman.bustos@anh.gov.co	Página 27	En la páginas anteriores se habla de MWh y en la 27 ya se habla de julios (peta julios especificamente)	Se sugiere unificar unidades	Agradecemos el comentario realizado. Se realizará el ajuste correspondiente.
120	ANH	Hugo Buitrago - ANH	hugo.buitrago@anh.gov.co	Pagina 38 Hidrógeno - CCUS	En la sección de mapeo Tecnológico en hidrogeno y CCUS en la tabla 5. Se sugiere separar el energético Hidrogeno de la metodología de descarbonización denominada CCUS, porque no guarda relación en fundamento técnico, son dos temas diferentes.		Se agrupan debido a que son dos tecnologías de alto impacto y estudio por la entidad.
121	ANH	Cristian Vargas Del Campo	cristian.vargas@anh.gov.co	Página 40 Escenarios Energéticos de Largo Plazo -> Escenarios de Planeación Energética -> Escenarios de oferta energética * **Petróleo y capacidad de refinación**	En el segundo párrafo se menciona "*En todos los casos, se asumen cantidades agregadas de reservas o recursos a partir de información reportada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos con corte a diciembre de 2021.*" Es pertinente tomar los datos del informe de recursos y reservas con corte a diciembre de 2022 que ya se encuentra disponible y el cual fue utilizado para los contenidos de las páginas 21 y 22 de este documento	Tener en cuenta el informe de recursos y reservas a diciembre 2022 en las tablas 7 y 8 de las páginas 40 y 41 del documento	No se acepta el comentario. Dentro de la construcción de cada documento se hace uso de la mejor información disponible al momento de la elaboración. Con esto presente, dentro de la construcción del PEN 2024-2052, y en general de cada documento expedido por la UPME, se considerará la información oficial más reciente disponible
122	ANH	Nelson Fidel Barbosa Ospina - ANH	nelson.barbosa@anh.gov.co	Página 48 Escenarios prospectivos de oferta y demanda /	Las cifras planteadas no se encuentran documentadas, p.e. "cluster de las iniciativas que componen este escenario". Igualmente las tendencias mundiales respecto de la actualización de tecnologías de producción, transporte y uso de energía.	Se sugiere documentar o sustentar las cifras planteadas, así como los organísmos en los cuales Colombia pertenece, hace parte o toma las iniciativas. *P.e. ¿Cómo se determina que el país requerirá infraestructura de importación de gas a partir del año 2031?*	En relación a las tecnologias inlcuidas en el escenario (Pag 48), se incluirá en el tomo II el anexo del soporte con la descripción de las tecnologías y los criterios que los expertos tuvieron en cuenta en la calificación asignada en el ejercicio de mapeo tecnologico.
123	ANH	Holman Bustos - ANH	holman.bustos@anh.gov.co	Página 158	No hay ninguna sigla ni abreviación, hay son acrónimos, cuyos significados están unos en inglés y otros en español. En algunos hay error por ej: BPD - Barrels thermal units, sindo:barriles por día, en otros su significado está incompleto.	Se sugiere cambiar el titulo y unificar el significado de todos los acrónimos en español y realizar una revisión general.	Se acoge la recomendación y se ajusta el documento.
124	ANH	Nelson Fidel Barbosa Ospina - ANH	nelson.barbosa@anh.gov.co	General	Articular el Plan Energético Nacional con el Ambiente. El documento de actualización del Plan Energético Nacional (PEN) se considera débil frente a los objetivos ambientales por lo cual requiere una articulación fuerte con MinAmbiente	Se sugire que el Plan Energético Nacional, para cumplir con su objetivo ambiental, articule los intereses de la industria y transformación bajo un enfoque multidisciplinario que construya las necesidades energéticas sostenibles en concordancia con la preservación del ambiente dentro del pilar 2 de Mitigación y adaptación al cambio climático y las políticas ambientales Nacionales.	Se aclara el comentario. El Plan Energético Nacional - PEN, incorpora el tema de la madurez tecnológica, en donde las eficiencias empleadas en las simulaciones están asociadas a las mejores tecnologías disponibles (por su acrónimo en inglés – BAT-Best Available Technology), y fueron las encontradas en el estudio realizado en 2018, denominado "Primer balance de Energía Útil para Colombia y cuantificación de las perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética", el cual es de carácter público, y se puede acceder a través del siguiente enlace: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyectos-de-eficiencia-energetica.aspx Por lo tanto, los escenarios propuestos incluyen recambio tecnológico, mejoras en eficiencia, sustitución por energéticos más eficientes y menos contaminantes. Amablemente le informamos que,su argumento será incluido en versiones próximas del PEN.
125	ANH	Boris Monroy - ANH	adriana.chisaca@anh.gov.co; boris.monroy@anh.gov.co; nelson.soler@anh.gov.o	Comentario general	El nuevo Plan Nacional de Desarrollo (2022-2026), Ley 2294 del 19 de mayo de 2023, modificó el artículo 10 de la Ley 388 de 1997 con el fin de incluir, entre otras disposiciones, nuevas determinantes ambientales que deberán ser tenidas en cuenta por los municipios y distritos en la elaboración y adopción de sus Planes de Ordenamiento Territorial (POT, PBOT y EOT).	Se recomienda tener a consideración que la actualización del PEN contemple la importancia de participar sectorialmente (e incidir en la medida de lo posible) en la definición y determinación de las nuevas determinantes ambientales por las autoridades y entidades territoriales; para el desarrollo armónico -futuro- de los proyectos minero-energetico en el territorio nacional, puntalmente, a partir de: (i) La pedagogía sectorial, tanto para las autoridades como para los ciudadanos y usuarios, debe ser un tema a tener en cuenta con el objetivo de conciliar posiciones; (ii) Puede ser una oportunidad para salvaguardar, en algunos casos, zonas que técnicamente requieran de protección ambiental y que no hayan sido cobijadas por normas anteriores.	Se acepta su comentario y se incluye la mención dentro de la sección de medidas y acciones recomendadas por escenario del PEN.
126	ANH	Boris Monroy - ANH	adriana.chisaca@anh.gov.co; boris.monroy@anh.gov.co; nelson.soler@anh.gov.o	Comentario general	Colombia está ad-portas de contar con regulación que define la noción de "pasivo ambiental", y disposiciones tendientes a su adecuada y oportuna gestión en el territorio nacional (pendiente de sanción presidencial). Según el proyecto, la identificación de dichos pasivos partirá de la verificación de: (i) la existencia de afectaciones ambientales; (ii) que dichas afectaciones hubieren sido originadas directa o indirectamente por el ser humano; (iii) que las afectaciones sean medibles, ubicables y determinables geográficamente; y (iv) que generen un nivel de riesgo "no aceptable" a la vida, la salud humana o el ambiente.	Se recomienda tener presente esta próxima nueva ley en la actualización del PEN; de manera tal, que el sector minero-energético pueda ser partícipe en la definición de los linemaientos para la formulación, implementación y ejecución; propendiéndo por la adecuada identificación, caracterización, evaluación de riesgos, declaración, registro, priorización, intervención y monitoreo de los pasivos ambientales	Se acoge la propuesta y se considerará en la actualización de la siguiente versión
127	ANH	Boris Monroy - ANH	adriana.chisaca@anh.gov.co; boris.monroy@anh.gov.co; nelson.soler@anh.gov.o	Comentario general	La importancia de alinear al sector minero-energético con los objetivos, políticas, normativa, medidas, lineamientos y otros, contra la deforestación y la restauración de ecosistemas naturales degradados por actividades sectoriales.	Se recomienda tener presente la oportunidad de incluir este tema ambiental en particular, en la actualización del PEN. Lo anterior, en línea con el consenso científico y las recomendaciones -nacionales e internacionales- en la lucha contra la deforestación y la restauración de ecosistemas naturales que son cruciales para combatir el cambio climático y la pérdida de biodiversidad y reducir los riesgos para la seguridad alimentaria, que han sido degradadados (total o parcialmente) por actividades sectoriales en zonas terrestres y marinas del país; contribuyendo por alcanzar los objetivos climáticos y de biodiversidad trazados por el gbierno nacional, y en los cuales, el país a sido firmante internacionalmente.	Los factores ambientales hacen parte del punto de partida del PEN, que consiste en la identificación de las tendencias, retos, oportunidades y riesgos impuestos por el entorno nacional. Esto con el fin de comprender cómo los factores externos, aquellos no controlados desde el sector energético, pueden influir en la transición energética.
128	ANH	Boris Monroy - ANH	adriana.chisaca@anh.gov.co; boris.monroy@anh.gov.co; nelson.soler@anh.gov.o	Factores Ambientales	(v) Revisión de la necesidad de optimizar los procesos para el licenciamiento en la autoridad ambiental, lo anterior enmarcado en la aprobación por parte del congreso y la sancion por parte de la Presidencia de la Republica del acuerdo de ESCAZÚ	Es importante tener en cuenta que en el mes de noviembre de 2022, se sanciono la ley que aprueba la implementación del acuerdo de EACAZÚ el cual, además de garantizar la participación pública en los procesos de toma de decisiones por parte de las comunidades que se sientan impactadas, el derecho a que estas comunidades tengan acceso oportuno y fiable a la información ambiental, así como la garantía del acceso a justicia en asuntos ambientales; obliga a las autoridades ambientales a fortalecer sus sistemas de información que estos se ajusten a las necesidades y al acceso fácil por parte de las comunidades.	Los resultados de esta sección, hacen referencia a los ejercicios de construcción colectiva y talleres participativos (realizados bajo el Contrato C-109 de 2022), y en los que se identificaron 5 factores: políticos, económicos, sociales, tecnológicos y ambientales. En este sentido su observación se considera como un aspecto importante en este PEN.
129	ANH	Hugo Buitrago - ANH	hugo.buitrago@anh.gov.co	Comentario general	En términos generales, se considera importante mencionar el rol que tiene la ANH (vicepresidencia técnica - VT) en el proceso de transición energética, por medio del conocimiento técnico ya adquirido del subsuelo colombiano para aportar en los nuevos estudios de adquisición de conocimiento. Lo cual no implica empezar de cero, es aprovechar y sacar el mayor beneficio del know how geológico y geofísico que cuenta la ANH-VT.		No se acepta el comentario. El Plan Estratégico Nacional (PEN) es una iniciativa de planificación a largo plazo que define los objetivos, políticas y medidas prioritarias para impulsar el desarrollo energético completo de Colombia. Su importancia radica en que abarca una amplia gama de sectores, incluyendo la economía, educación, salud, infraestructura y medio ambiente. Destaca por ofrecer una visión completa, orientar las decisiones gubernamentales, fomentar el uso eficiente de los recursos y aspirar a elevar el bienestar de la población. Con esto presente, la UPME tomará la mejor información disponible así como las lecciones aprendidas a lo largo del sector por lo agentes del mismo para la elaoración de sus documentos.
130	ANM	Esteban Felipe Castillo	esteban.castillo@anm.gov.co	5 mensajes clave (pag 8)	Por favor definir que es TEJ	En las páginas anteriores hablan de transición energética justa, se debe señalar que si sigla es TEJ y seguir referenciando así dentro del desarrollo del documento	Se acepta comentario. Se ajusta el documento.
131	ANM	Esteban Felipe Castillo	esteban.castillo@anm.gov.co	Factores económicos- (i) Los precios de la energía asequibles y competitivos.	Allí se describe el valor necesario de las inversiones y especifican que "para el escenario de mayor transformación asciende a 381 mil millones de USD (1,196 billones de COP), con el 78% de estas inversiones asociadas a cambios en equipos de uso final" allí se tuvieron en cuenta costo de cierres mineros de carbón térmico, teniendo en cuenta que es uno de los energéticos con mas rapido riesgo de salida?	Se sugiere revisar costos de cierres asociados a estas minas en el estudio Climate Risk Transition, realizado por WTW y Uniandes o revisar fuentes internacionales de estimación de cierres como el Intergovernmental Forum on Mining o el estudio, Levantamiento de línea base de áreas mineras en estado de abandono realizado por DNP en 2018, donde plantean metodologías de valoración de estos costos de cierre, esto podría aumentar los costos si no esta contemplado	No. Para este anáisis del PEN no se consideró análisis económico desde el lado de la Oferta. Únicamente desde el consumo final. Sin embargo se evaluará la pertinencia de incluir este análisis para próximos planes de la entidad.
132	ANM	Esteban Felipe Castillo	esteban.castillo@anm.gov.co	Factores económico (iii) El futuro del precio y el comportamiento del mercado internacional del petróleo, gas y carbón.	Se específica que: por la seguridad energética en los países que no dependen de los hidrocarburos. Se recomienda no hablar solo de hidrocarburos si no también de carbón como energético base de varias industrias	El texto quedaría así: por la seguridad energética en los países que no dependen de los hidrocarburos y/o el carbón.	Agradecemos el comentario realizado. Se realizará el ajuste correspondiente.
133	ANM	Esteban Felipe Castillo	esteban.castillo@anm.gov.co	Factores económico (iv) La disponibilidad de minerales y materias primas necesarias para la transición.	Allí se específica que: "enfocarse en la extracción y producción de minerales estratégicos", se sugiere por lo menos nombrar los claves en la transición y con disponibilidad de recurso en el país, como el Cobre, el Cobalto o Zinc y los demás que defina la ANM por sus funciones, estos se pueden validar revisando las bases del PND 2022-2026 o el documento de Lineamientos para el establecimiento de Minerales Estratégicos en Colombia, que esta en comentarios en la página de la ANM	El texto quedaría así: enfocarse en la extracción y producción de minerales estratégicos como el Cobre, Zinc, cobalto y los demás que sean definidos por la Agencia Nacional de Minería en el marco de sus funciones	Se acepta el comentario y se ajusta en el documento
134	ANM	Esteban Felipe Castillo	esteban.castillo@anm.gov.co	Carbón térmico (Pag 43)	Se sugiere ampliar la información en los siguientes puntos: 1.Mostrar la gráfica en toneladas producidas año, por que en generación de energía no se explica el análisis a continuación, 2. En el escenario mas favorable a partir de que operaciones mineras, se haría la producción para llegar a esos niveles, teniendo en cuenta la salida de PRODECO EN 2020 y las fechas de cierre de las principales operaciones de las que dispone la ANM. 3, Con respecto a la idea de impulsar CCUS, se debe hacer un análisis del costo de estas tecnologías en nuestro país, revisar el estudio: "Estudio de modelos de negocio para la producción de hidrógeno azul en Colombia" del DNP hecho en 2022, además pára plantear est hay una serie de retos asociados a la investigación del subsuelo y normativa que aquí ni si quiera se hacen referencia, se sugiere revisar la hoJAM Y MPOde ruta de hidrógeno y alinear estos resultados con la hoJAM Y MPOde ruta TEJ	Debe ajustarse la modelación y se reitera la necesidad de alinear estos modelos con la hoJAM Y MPOde ruta TEJ y justificar de mejor forma cada escenario	La modelación de los escenarios para Carbón Térmico contemplados en el Plan Energético Nacional considera no solamente los títulos activos y sus futuras fechas de terminación, sino también contemplan los posibles potenciales de producción existentes en el país; pasando de escenarios con un crecimiento importante en la producción, a otros con unas ambiciones reducidas. Esto presenta una serie de retos en todos los sectores, lo cual permite evidenciar la posibles alternativas que se pueden adoptar, en función de las apuestas gubernamentales y de país. Agradecemos su comentarios al respecto y se realizarán las validaciones y ajustes correspondientes. En lo que respecta a los análisis económicos para impulsar la oferta de energía, estos se pondrán a consideración para ser incluidos en una nueva versión del PEN.
135	ANM	Esteban Felipe Castillo	esteban.castillo@anm.gov.co	Carbón metalúrgico (Pag 45)	Se sugiere ampliar la información en los siguientes puntos: 1.Mostrar la gráfica en toneladas producidas año, por que en generación de energía no se explica el análisis a continuación, 2. En el escenario mas favorable a partir de que operaciones mineras, se haría la producción para llegar a esos niveles, el país cuenta realmente con la capacidad para esto?, teniendo en cuenta que las reservas de este carbón en los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Santander y Norte de Santander en el área andina y explotados en su totalidad bajo tierra por pequeños y medianos mineros. 3. No se hace mención al material de valor agregado de este tipo de energético, el coque, es importante que se nombre y se modele cuales son las perspetivas, teniendo en cuenta que Colombia es el tercer exportador de coque a nivel internacional, detrás de China y Polonia, con 4,3 Mton en 2022, mientras que de carbón metalúrgico solo se llegaron a 1,85 Mton.Se sugiere revisar fuentes como Wood mackensye, Cifras de producción del MinEnergía y alienear estos modelos a los resultados de oferta y demanda de la	Debe ajustarse la modelación y se reitera la necesidad de alinear estos modelos con la hoJAM Y MPOde ruta TEJ y justificar de mejor forma cada escenario	Agradecemos su comentarios al respecto y se realizarán las validaciones y ajustes correspondientes.
136	ANM	Esteban Felipe Castillo	esteban.castillo@anm.gov.co	Resultados por escenario	Se sugiere ampliar la información de cada uno de los escenarios, justificando el por que es necesario el carbón , además en los que se baJAM Y MPOsu consumo, es necesario que se siga cual es el plan para sustituirlo, sus costos asociados, ecxplicar retos y ventajas.	No aplica, por no tener mayor información el documento.	Agradecemos su comentarios al respecto y se realizarán las validaciones y ajustes correspondientes.
137	ANM	Esteban Felipe Castillo	esteban.castillo@anm.gov.co	Oferta energética (pag 72)	Es necesario que se expolique cual necesidad se plantea para decir que "Además, se necesitará importar 4 PJ de hidrógeno y 1 PJ de carbón metalúrgico para satisfacer las necesidades de las industrias locales, como la petrolera y la metalúrgica" teniendo en cuenta las reservas de carbón metalúrgico que existen en nuestro país, se sugiere ver la ppt https://mineriaencolombia.anm.gov.co/sites/default/files/docupromocion/Colombia%20Diversidad%20Minera%20-%20Enero%2C%202022_compressed.pdf o remitirse a información de la ANM	No aplica, por no tener mayor información el documento.	Agradecemos su comentarios al respecto y se realizarán las validaciones y ajustes correspondientes. Sin embargo, es preciso mencionar que el Plan Energético Nacional es un documento que pretende abarcar de manera general el panorama energético colombiano. En este sentido, parte de sus inquietudes deberán ser consideradas en documentos prospectivos específicos para el energético.
138	FEDEPALMA	Federación Nacional de Cultivadores de palma de aceite	jgonzalez@fedepalma.org; mcuellar@fedepalma.org	Comentarios al alcance y puesta en marcha en las FNCE para el país.	Agradecemos a la UPME la oportunidad de conocer y comentar el Plan Energético Nacional para el periodo 2022 – 2052, documento de gran interés, ya que el sector palmero colombiano produce aceite y biomasa residual bajas en emisiones que pueden contribuir no sólo a la canasta y seguridad energética sino también a la reducción de GEI. Vemos con agrado el interés del Gobierno Nacional en promover las Fuentes No Convencionales de Energía, sin embargo, consideramos que en el documento no se explica cuales son los aportes ni los mecanismos que se van a establecer para que la biomasa residual y el biogás pueden participar en la canasta energética nacional y en especial en las zonas rurales. Adicionalmente en el documento tampoco se menciona de forma explicita como será la participación del biodiésel, diésel renovable y SAF en cada uno de los diferentes escenarios que plantea el documento. Si bien el biodiésel, diésel renovable, SAF, biogás y biomasa fueron incluidos en el mapeo de las tecnologías, no se evidencia cual es la inclusión ni el aporte específico en cada caso en los diferentes escenarios propuestos.	Por lo anterior, cordialmente ponemos a su consideración los siguientes comentarios: 1.La inclusión del biodiésel, diésel renovable, SAF, biogás y biomasa como parte de la canasta energética del país y su aporte específico en cada caso en los diferentes escenarios propuestos. En cuanto a los mecanismos para viabilizar la producción y uso de estos energéticos consideramos importante un trabajo publico privado para el desarrollo de los mismos. 2.Adicionalmente es importante tener en cuenta que el precio establecido para las fuentes no convencionales de energía, además del costo deben incluir las externalidades positivas de las mismas, tales como la reducción de gases efecto invernadero y la generación de empleo rural, entre otras; 3.Las FNCE pueden tener un impacto positivo en las zonas rurales del país y en especial si se involucra a la comunidad, lo que permitirá mejorar el suministro y la soberanía energética a partir de la consolidación del esquema de comunidades energéticas en las zonas rurales y en la no interconectadas del país, promoviendo el uso de la biomasa para la generación de energía y el uso del biogás como gas domiciliario rural para reemplazo de leña, entre otras opciones. 4.En cuanto al uso de biocombustibles avanzados, como se mencionó previamente celebramos que se hayan tenido en cuenta el biodiesel, diesel renovable y SAF en mezcla con los combustibles fósiles tradicionales ya que cada uno de estos biocombustibles pueden ser producidos a partir de aceite y de biomasa residual de palma, sin embargo, sugerimos sean incluidos los porcentajes de mezcla en cada uno de los escenarios propuestos. Sin duda, el desarrollo de biocombustibles avanzados en el país representa una oportunidad, lo que permitirá el desarrollar de nuevas cadenas de valor desde el sector agrícola hasta la producción de energéticos, de forma similar a lo ocurrido con el biodiésel de palma.	Actualmiente el Ministerio de Minas y Energía está desarrollando estudios y actividades relacionadas con la inclusión de diésel renovable y SAF en el panorama energético nacional. De igual manera, la UPME se encuentra desarrollando estudios alrededor de combustibles de segunda y tercera generación. Se contemplará la posibilidad de incluir en el próximo Plan Energético Nacional, los resultados, así como los lineamientos de la Hoja de Ruta de la Transición Energética. La UPME como MinEnergía están explorando la potencialidad de producción de bioenergéticos para suplir la demanda en los hogares, así como la demanda de energía eléctrica a partir de biomasa. Estas temáticas se desarrollarán a profundidad en otros documentos que permitan tener el detalle suficiente para fortalecer su incorporación en la canasta energética.

139	Asocaña	Asocaña	jmartinez@asocana.org	Comentario general	En la figura 139 del documento, se observa como a pesar de incluir los escenarios más agresivos no se logra alcanzar la meta de reducción de 51% planteada en la NDC. Esto ratifica la necesidad de que se incluyan medidas de mitigación adicionales como lo son el uso de alcohol carburante y vehículos de combustible flexible. Como se anotó anteriormente, estas tecnologías están disponiblies de manera comercial y sus efecto mitigador es bien conocido. Colombia cuenta con un gran potencial de expansión de la producción de alcohol carburante. De acuerdo con el estudio de análisis de ciclo de vida de los combustibles colombianos realizado por el Consorcio CUE en 2012 por contratación del Ministerio de Minas y Energía, se evidenció que el país cuenta con 1.5 millones de hectáras aptas para la producción de caña de azúcar con destino a la producción de alcohol carburante. Esto es más que suficiente para lograr ser autoabastecimiento de alcohol carburante en Colombia. Para ello se requerirían cerca de 82 mil hectáreas nuevas de caña de azúcar, con las cuales se producirían cerca de 430 millones de litros anuales de alcohol, los cuales son suficientes para atender el requerimiento de la mezcla de 10%. Esto tiene un beneficio adicional, y es el de la cogeneración de excedentes de energía eléctrica que se pueden colocar en la red de interconexión, los cuales podrían llegar a 188 GWh anuales. En caso de incrementar la mezcla a 20% o que el 10% de la demanda de combustibles para motores de ciclo Otto se atendiera 100% con alcohol carburante, se requerirían adicionalmente a las áreas sembradas actualmente un total de 258 mil hectáreas, para producir 1.357 millones de litros adicionales y 597 GWh anuales de energía excedente para la red. Lo anterior muestra que el incremento en uso de biocombustibles y especialmente de alcohol carburante es una alternativa real y realizable en el corto plazo para descabonizar el transporte y la matriz eléctrica del país. La infraestructura de distribución existe y tendrían que hacerse adaptaciones menores, de acuerdo con el estudio realizado para el MME por CONCOL en 2010. Los vehículos de combustible flexible (Flex Fuel) existen comercialmente de 2003. Estos vehículos pueden funcionar 100% con etanol o con gasolina en caso de no contar con la disponibilidad del biocombustible, tal como ocurre actualmete con algunos modelos que ruedan en las calles colombianas.	Es necesario que se considere dentro de los escenarios de modernización el uso de mezclas mayores de alcohol carburante, el uso de vehículos flex (que funcionan con 100% etanol o con cualquier mezcla con gasolina) y el impacto de la cogeneración en la matriz eléctrica.	Se contemplará la inclusión de estos análisis en el próximo Plan Energético Nacional - PEN, teniendo en cuenta que ya se cuenta con la normatividad vigente asociada a la incorporación de vehículos de combustible flexible. De igual manera, se revisará la capacidad de producción de estos tipos de combustibles, teniendo en cuenta el área ctualmente cultivada y las necesidades de expansión para cumplir con las metas correspondientes. Esto, sin comprometer la seguirdad alimentaria del país.De igual manera se considerará la incorporación de la capacidad de refinación para la producción de etanol y diésel renovable.
140	Asocaña	Asocaña	jmartinez@asocana.org	Revisión aporte a la mitigación de cambio climático p51	En la figura 23 revisar los cálculos de aporte a la mitigación, pues con los factores de emisión del análisis de ciclo de vida de los biocombusitbles 2kg CO2/Gal en biodiésel, mientras que el diesel tiene un factor de emisión de 12kgCO2/gal , el factor de emisión de etanol es de 3kgCO2/Gal al tiempo que la gasolina son 10kgCO2/Gal. En la resolución 1962 de 2017, se hace una exigencia de medición y cumplimiento de una huella de carbono máxima para permitir el consumo de alcohol carburante en el país. La información es conocida y por ende debe utilizarse este valor para la realización de los calculos.	Ajustar el aporte a la mitigación del incremento de las mezclas de biocombustibles	Agradecemos sus comentarios y se permite indicar que los comentarios relacionados serán considerados en una próxima versión del Plan Energético Nacional, con el fin de refinar los cálculos en emisiones.
141	Asocaña	Asocaña	jmartinez@asocana.org	Página 35, Tabla 3	Es pertinente incluir el uso de etanol como combustible alternativo para los motores de ciclo Otto. La tecnología para ello está disponible en el mercado desde 2003 y ya hay vehículos rodando en el país que pueden funcionar 100% con etanol. El Ministerio de Minas y Energía contrató en 2010 un estudio para la implementación del etanol como combustible alterno y el resultado esta plasmado en la "Propuesta Regulatoria Presentación 977-12-Rev.0" El autor es la firma Consultoría Colombiana - CONCOL. Se concluye que es de fácil implementación y de mínimo costo. De otro lado, la reducción de emisiones de GEI es tan alta como la de los vehículos eléctricos, como se evidencia en estudios internacionales y en estudios realizados por la industria. El costo de los vehículos es similar al de los convencionales y es factible hacer una reconversión de la flota vigente, tal como ocurrió con el GNV años atrás. Es un claro ejemplo de modernización tecnológica con alto impacto en la reducción de emisiones de GEI.	Incluir en el abanico de tecnologías a evaluar el uso de etanol como combustible alterno, dentro de un escenario de modernización, dado que es una tecnología conocida y el país cuenta con la infraestructura de distribución para ello.	Dentro del mapeo tecnologico se encuentra incluido la mezcla de etanol, identificada como "aumento de mezcla de etanol para gasolina" y de acuerdo al ejercicio de validación con expertos, la tecnologia estaria contemplada para el escenario de inflexión. Se aclara que el mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionlaes, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica, en este caso de combustibles y transporte estos asignan una calificaciones en tres aspecto: reto de implementación, incertidumbre tecnologica y aporte a la mitigación del cambio climatica. Posteriormente, se utiliza un Software estadistico para la formación de los clusters tecnologicos para definir qué tecnologias entran en cada escenario. El total del ejercicio permitió comparar estas tecnologías con las demás tecnologías disponibles en el sector, por lo que la inclusión en un escenario u otro no puede ser modificada sin volver aplicar el ejercicio. Sin embargo se estudiará la pertinencia de incluir la información de referencia compartida para futuros ejercicios del plan.
142	Asocaña	Asocaña	jmartinez@asocana.org	Página 39, Tabla 6	Los vehículos de tecnología Flex Fuel están disponibles en el mercado de manera comercial desde 2003. Estos vehículos pueden operar con etanol o con gasolina de manera indistinta. A Colombia se han importado estos vehículos y actualmente funcionan con el combustible convencional (mezclado con alcohol carburante) y cuando haya disponibilidad del combustible alterno lo podrán utilizar. Esto se plasmó en el Decreto 1135 de 2009, pero fue derogado mediante el Decreto 4892 de 2011. El impacto sobre la emisión de GEI es alto, ya que la huella de carbono de estos vehículos operados con etanol es similar a la huella de carbono de un vehículo eléctrico, con un costo similar al de un vehículo convencional.	Incluir en el abanico de tecnologías a evaluar los vehículos de tecnología Flex Fuel. Esta tecnología está disponible comercialmente desde 2003. Esto debe incluirse dentro de un escenario de modernización.	Se aclara que el mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible y su TRL y validación con expertos (Hinicio, Ecopetrol, Andemos, Steer, entre otros), que permitió comparar estas tecnologías de combustibles en aviación frente a las demás tecnologías disponibles en el sector, por lo que esta calificación no puede ser modificada sin volver aplicar el ejercicio. Sin embargo se estudiará la pertinencia de incluir la información de referencia compartida para futuros ejercicios del plan.
143	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 9**	Dado que las expectativas e hipótesis que se asuman sobre crecimiento económico a largo plazo tienen relación estrecha con el aumento del consumo de energía a largo plazo, sería conveniente mostrar, tal vez en anexos, los supuestos y escenarios de crecimiento económico que se asumieron para el ejercicio prospectivo y consolidación del Plan Energético Nacional 2022-2052 para Colombia.	Se sugiere colocar en anexos, los supuestos y escenarios de crecimiento económico que se asumieron para el ejercicio prospectivo y consolidación del Plan Energético Nacional 2022-2052 para Colombia.	Lo solicitado se incluye dentro del lanexol de Tomo II.
144	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pag. 10**	En el cuarto principio de la transición energética se menciona "acercar las instituciones educativas a las iniciativas empresariales..." Sobre este principio en el PEN, se encuentra algo muy breve en la pag. 18 (ii) Fortalecimiento técnico a nivel local.	Enunciar mecanismos para promover la participación colaborativa/unión entre el sector educativo y empresarial, los lineamientos o políticas concernientes en este ámbito educativo/formación/capacitación, socialización de la transición energética, lo que significa, los impactos, sus beneficios, cambios, nuevas tecnologías, la descarbonización, el rol de la sociedad, etc.	En la sección de recomendaciones de política del PEN se formulan los mecanismos necesarios que desde el sector se consideran importantes para facilitar la implementación de los escenarios.
145	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 15.**	Se argumenta que hay tecnologías que aún no atraen suficiente capital, por lo que es necesario crear condiciones propicias que impulsen y habiliten las inversiones, como mecanismos financieros innovadores.Entre los factores económicos que se consideraron de alta incertidumbre y alto impacto en la determinación de los cambios que se darán en las próximas décadas y que influirían en la transición energética, según el PEN 2022-2052, está el acceso a recursos de capital y nuevas formas de financiamiento de proyectos. Sin embargo, no se definen los mecanismos que soportarían y ayudarían a reducir dicha barrera. Además, el artículo 372 de la Ley 2294 de 2023 derogó el artículo 175 de la Ley 1955 de 2019, que otorgaba exenciones de impuestos sobre las ventas a paneles solares, controladores de carga e inversores de energía.	Se sugiere incluir la definición de variables y pilares clave que se han considerado en otras reglamentaciones, de forma que también sean incorporados en el PEN 2022-2052.	Se incluye la mención dentro de la sección de medidas y acciones recomendadas por escenario del PEN, como los mecanismos necesarios que desde el sector se consideran importantes para facilitar la implementación de los escenarios. Sin embargo, se acoge la sugerencia para la actualización del PEN 2024-2054 en construcción actualmente.
146	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 18 - Factores Tecnológicos**	El documento aborda el tema de almacenamiento enfocado en los combustibles principalmente, pero sería interesante conocer qué perspectiva se espera con relación al desarrollo de las tecnologías de almacenamiento para el sector de la electricidad.	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa	En el mapeo tecnológico se están consideradas tecnologías de almacenamiento para energía electrica. Sin embargo, se trabaja actualmente en la construccion de una herramienta que permita este modelamiento para ejercicios de largo plazo, por lo tanto, se considerará dentro del trabajo futuro de la actualización del PEN
147	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pag. 33 Tabla 2, Línea base 2019 SAIDI, SAIFI**	Mencionar la fuente de los datos de referencia indicados en la tabla y si estos se relacionan con lo definido en la Res. CREG 015 de 2018 (5.2 Calidad del servicio en los SDL).	Relacionar con respecto a lo establecido en la Res. CREG 015 de 2018 en metas de calidad media numeral 5.5.2.3.2.1	Se acepta el comentario. La información expuesta es de carácter público y administrada por entidades diferentes a la UPME. Dicha información puede ser consultada a tráves del sistema de información Sinergox del operador del sistema - XM, en el minisitio "Informe Mensuales de Análisis del Mercado" en el siguiente enlace: https://sinergox.xm.com.co/infms/Paginas/Informe-mensules-de-analisis-del-mercado.aspx. Allí reposan los informes historicos de Precios y Transacciones, en donde se presentan la evolución histórica de los indicadores SAIDI y SAIFI Adicionalmente, la información relacionada a estos indicadores, también puede ser consultada a tráves de los "Informes de Calidad del Servicio de Energia", los cuales son publicados por la Superintendecia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD (http://www.superservicios.gov.co/). Ésta información se encuentra en el minisitio de Publicaciones y boletines, a través del enlace: https://www.superservicios.gov.co/publicaciones
148	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pag. 33 Tabla 2, Transición hacia una economía circular Pag. 149 Tabla 41 Indicadores de evaluación de escenarios**	Por el alcance y la relevancia del PEN, además de las metas, establecer lineamientos, indicadores o acciones tangibles que permitan el avance y materialización de la economía circular en el sector	Facilitar e incentivar la incorporación de las acciones de la economía circular estableciendo metas por sectores y su alineación con las políticas públicas, normativas, regulación, su aplicación en el desarrollo e implementación de los proyectos, etc.	Se acepta el comentario. Se tendrá en cuenta la tabla resumen de Políticas públicas consideradas para el modelamiento dentro del Tomo II del PEN 2022 - 2052.
149	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 34 - Escenarios energéticos de largo plazo**	Dentro de los análisis que hemos realizado a los resultados compartidos por la UPME, hemos encontrado que conocer algunos detalles del modelamiento permitirían hacer análisis con mayor profundidad, una información importante para efectuar comentarios constructivos al plan es entender las restricciones empleadas a los que se ven sometidos los resultados del plan: ¿Existe una restricción explícita de emisiones de CO2 en el modelamiento?, ¿Cuáles son la restricciones técnicas que no permiten llegar a la carbono neutralidad? Por ejemplo: vida útil de las tecnologías a combustión, consumos mínimos de combustibles, necesidad de agotamiento de reservas, otros, cuáles son los usos finales de los combustibles utilizados (por ejemplo: cantidades de diésel se consumen en el transporte de carga pesada, cuánta gasolina se consume en el trasporte público como taxis). ¿Todos los resultados obtenidos provienen de una herramienta de software que hace un cálculo costo económico sujeto a restricciones? O parte de los resultados obedecen a políticas o restricciones que no provienen directamente de un modelado y podrían eventualmente ser incluidos. Teniendo en cuenta que la Ley 143 de 1994 establece que la UPME debe elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo, y que el PEN es un documento de prospectiva energética que plantea escenarios indicativos más no mandatorios, no se entiende cómo en esta versión de documento se restringe el análisis a la participación de nuevas tecnologías, las cuales técnicamente han sido probadas y que comercialmente están disponibles, en tal sentido el Plan sesga algunos de sus análisis como conclusiones a las tecnologías existentes, perdiendo de paso la esencia del documento a explorar nuevas alternativas en el camino de la transición energética, y abriendo inclusive una posible forma de discriminación tecnológica, lo que podría restar objetividad en el ejercicio de prospectiva que está sobre la mesa actualmente.	Puntualizar las restricciones empleadas a los que se ven sometidos los resultados del plan Un escenario en dónde se cumpla la restricción climática es importante, porque permite evaluar que su factibilidad, y especialmente cuál es su costo económico y social, para evaluar su adopción o descarte. Consideramos que estos escenarios en un ejercicio de planeación no vinculante, como el de la UPME en el Plan Energético Nacional, son una oportunidad única para evaluar un futuro en dónde se cumplen los compromisos climáticos, y permitiría entender sus costos para tomar decisiones.	EL Tomo 2 que se publica junto con la versión final del documento incluye con mayor detalle los supuestos y las fuentes de información utilizados en los escenarios energéticos de largo plazo. Por otro lado, el modelo con la información de usada en la simulación se publica junto con la versión final de este documento.
150	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág. 34 - Mapeo tecnológico**	Puntualmente, respecto a la formulación de los cinco escenarios, se solicita respetuosamente exponer con mayor detalle los análisis que se realizaron para la clusterización de tecnologías energéticas y la aplicación de los criterios: incertidumbre tecnológica, potencial de mitigación del cambio climático y desafíos de transformación (p. 34), debido a que en el documento se realiza una explicación meramente conceptual de cada criterio, dejando de lado la posibilidad de que los agentes puedan entender de manera más clara como fue la praxis final para aplicar estos criterios en la clasificación de tecnologías para el mapeo final.	Se solicita respetuosamente exponer con mayor detalle los análisis que se realizaron para la clusterización de tecnologías energéticas y la aplicación de los criterios: incertidumbre tecnológica, potencial de mitigación del cambio climático y desafíos de transformación (p. 34). Consideramos entonces importante sugerir a la UPME que amplíe esta explicación de cómo fue el proceso de clasificación de tecnologías, ofreciendo en especial mayor detalle acerca de la forma en que realizó la aplicación de los criterios, y por qué y cómo se llegaron a definir dichos criterios. Además, se destaca que en el apartado de mapeo tecnológico no se muestran las tecnologías correspondientes al escenario de Transición Energética, por lo cual se solicita incluirlas.	El mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionlaes, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica, estos asignan una calificaciones en tres aspectos: reto de implementación (tamaño de la burbuja lo que significa que entre más grande, su reto de implementación es mayor), incertidumbre tecnologica (lo que significa que mayor sea su calificación, su nivel de madurez tecnoloígca es menor) y aporte a la mitigación del cambio climatico (significa que entre mas calificación, es una tecnología mas limpia). Posteriormente, se utiliza un Software estadistico que agrupa las calificaciones asignadas para la formación de los clusters tecnologicos para definir qué tecnologias entran en cada escenario. Respecto a su comentario sobre las tecnologías correspondientes al escenario de transición energética, se aclara que las tecnologías identificadas son las mismas del escenario de disrupción pero mayor ambición en su penetración.
151	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pag - 36 Mapeo tecnológico relacionado en la tabla 4. Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos.**	Se relaciona el mapeo tecnológico, en el que se observa un plantemiento muy general	Promover mediante lineamientos, políticas y la normativa mecanismos para facilitar, agilizar e incentivar la incorporación de las nuevas tecnologías dada su relevancia relacionar o indicar el estado del arte folcalizado con los linemaientos y políticas que facilitan su incorporación. Las políticas y la normativa deben dar señales más claras y/o mecanismos ágiles para su adopción	En la sección de recomendaciones de política del PEN se formulan los mecanismos necesarios que desde el sector se consideran importantes para facilitar la implementación de los escenarios.
152	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág - 51, 61, 123**	Se desearía que la UPME pudiera profundizar en los supuestos de proyección de una penetración tan alta de GNL en la demanda de transporte. Esto dado se está proyectando que la participación en el consumo final de energia pasa en la mayoría de escenarios (Actualización, Modernización, Inflexión y Disrupción) de 3.2% (2021) a niveles entre 6.3% (2032) y 39.3% (2052). Se hace la observación puesto que en los últimos 5 años la demanda de gas natural vehicular se ha comportado de manera vegetativa con un crecimiento entre 2018 y 2023 de 0.15% (Datos BMC-Bi Gas), a lo que se suma que en lo corrido del año la demanda de GNCV ha ido decreciendo pasando de un promedio diario de 55.041 Mbtud en 2022 a 52.357 Mbtud en 2023 (-4.88%), esto considerando igualmente que tanto las nuevas conversiones como las nuevas adquisiciones de vehículos han ido teniendo un descenso a nivel nacional (2019: 20.637, 2022: 15.556, crecimiento -26%. Datos Promigas/Naturgas). Surgen preguntas como: 1. ¿Qué factores económicos o que incentivos se considera para proyectar un crecimiento acelerado de la demanda de gas natural en el segmento de transporte dentro de un contexto de perdida en autosuficiencia en el abastecimiento de gas? ¿Financiación? ¿Subsidios? ¿Incremento de la oferta automotriz de vehículos dedicados a nivel mundial? 2. ¿Que se está considerando desde el punto de vista de costos de conversión o costos de los vehículos nuevos a la hora de dar ese incremento en la demanda por gas a través de la tecnología de GNL?	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la HoJAM Y MPOde Ruta de Transición Energética Justa	Se aclara comentario. En el escenario de modernización, donde se hace evidente un mayor número de vehículos a GNL se considera como supuesto, una abundancia de gas natural que permite proyectar un crecimiento acelerado de la demanda de este energético en el segmento de transporte (se contempla desplazamiento en la participación de combustibles líquidos por gas natural, principalmente para transporte de carga pesada. La posible pérdida en autosuficiencia en el abastecimiento de gas se considera en los escenarios de mayor electrificación, donde se consideran entre 77% y 90% menos vehículos a GNL repecto al escenario donde se considera abundancia de gas natural (Modernización). Entre los factores económicos, se contemplan incentivos fiscales, subsidios directos o créditos para fomentar la adopción de vehículos que funcionen con gas natural, como exenciones de impuestos, reducción de aranceles a equipos de conversión, entre otros. Así mismo, establecer regulaciones que promuevan la conversión de vehículos a gas natural o la compra de vehículos nuevos con esta tecnología podría dar un empuje a la demanda. Respecto a su último comentario se incluye el análisis B/C para el sector transporte. Se acepta y se aclara que se incorporará en el Tomo II del PEN.
153	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág - 72 y 84**	Se proyecta que la producción nacional va a pasar de 1037 Gbtud a alrededor de 1200 Gbtud a finales de 2026. De igual forma la producción se incrementa hasta 1.558 Gbtud en 2036. Pero eso requiere que se suplan unos baches por importación entre 2022 y 2025 más un periodo extendido entre 2028 y 2035, con una brecha de alrededor de 260 Gbtud. Acorde a este escenario: 1.Qué nivel aproximado de volumen se está asumiendo que manejaría la terminal del Pacifico (2028) y la segunda terminal que incluyen (2034), dentro de estos escenarios? 2.Estos incrementos de producción que se están previendo, requerirán nuevos contratos de exploración de gas o parten de la base de los contratos ya adjudicados al día de hoy?	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la HoJAM Y MPOde Ruta de Transición Energética Justa	Se acepta el comentario. Considerando que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional. En particular, el documento del Plan de Abastecimiento de Gas Natural publicado a comentarios desde el 31 de enero 2024 hasta el 29 de febrero del mismo año.
154	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág - 101 y 123**	Se entiende que la UPME está considerando tecnologías como e-fuels dentro del mapeo tecnológico del escenario de disrupción, esto tanto para transporte aéreo y para el transporte terrestre, se quisiera entender lo siguiente: 1.¿Se considera el consumo de Hidrogeno o Efuels dentro de Electrificación o dentro de la Participación del consumo energético de la Flota (Pagina 101)? 2.La estadística de los requerimientos de Hidrogeno en los escenarios de disrupción acoge en algún nivel la cantidad de e-fuels requeridos más hidrogeno o lo que se está viendo es consumo directo de hidrogeno a través de celdas? 3.En caso de que si se prevea la utilización de e-fuels se tiene una discriminación por tipo de e-fuel utilizado o por el uso? (metanol, e-diesel, e-jetfuel, terrestre, marítimo o aéreo)	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la HoJAM Y MPOde Ruta de Transición Energética Justa	Se aclaran los comentarios: 1) Desde el punto de vista del sector transporte carretero se tiene en cuenta el consumo de hidrógeno dentro del consumo energético de la flota y no dentro de la electrificación misma. 2) Lo que se percibe desde el sector transporte carretero, es consumo directo de hidrógeno a través de celdas de combustible.3) Es de resaltar que el nivel de detalle contemplado en el modelo no alcanza tal granularidad.
155	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 120 - Resultados energéticos**	Teniendo en cuenta los cambios que se esperan en los próximos años con relación a una demanda final más activa y participativa, sugerimos ampliar el escenario de crecimiento de la demanda ya que en el documento lo presentan como una participación mayoritariamente activa en la última década.	Sugerimos ampliar el escenario de crecimiento de la demanda ya que en el documento lo presentan como una participación mayoritariamente activa en la última década.	Aclaración al comentario. En todos los escenarios el consumo final de energía es activo y participativo, teniendo en cuenta que es progresivo en políticas de mejoras en eficiencia y sustitución de energéticos. Dependiendo del escenario, su participación será dada a razón del tiempo en menor o mayor medida. Por ejemplo, se sustituye el consumo total de carbón en el sector industria desde el 2030 para los escenarios de Innovación y Transición energética. Mientras que en los escenarios de actualización y modernización el consumo de carbón va disminuyendo progresivamente a 2052. Así mismo, para el escenario Inflexión, dicho consumo será sustituido en su totalidad en 2040.
156	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 120 - Resultados energéticos**	El consumo de combustibles líquidos en los escenarios presentados se incrementa hacia el año 2030, estos resultados muestran aumentos importantes en el consumo de estos combustibles, generando preocupaciones en cuanto a que no se hace evidente una estrategia de electrificación de corto plazo. Esta situación genera un impacto en el crecimiento de las emisiones en la próxima década, alejando el objetivo de carbono-neutralidad, especialmente porque el crecimiento sucede también en el escenario más ambicioso. Es importante entender cómo estos escenarios están en línea con la política de disminuir la dependencia de los combustibles líquidos y en paralelo señalar un crecimiento en el consumo de estos. La electrificación de la demanda final se ve acelerada en la última década, sin embargo, creemos que el camino hacia la electrificación debe agilizarse desde el quinquenio actual (2025). A diferencia de los resultados del PEN, la estrategia de electrificación debe adoptar un crecimiento continuo y gradual, siendo evidente antes de 2030, y mantenerse con políticas igualmente visibles en las próximas décadas hasta el 2050, para evitar concentrar las grandes políticas para la última década; en síntesis, se propone que la ruta de electrificación de la demanda debe ser homogénea durante todo el periodo. El crecimiento en el consumo de combustibles líquidos es superior al crecimiento en el consumo de gas natural, que es menos intensivo en emisiones de CO2, lo que supone consecuencias claras en el nivel de emisiones. Se considera necesario implantar políticas que desincentiven el uso de combustibles líquidos, con lo cual se va a reposicionar el gas natural (sin políticas extra de incentivos), de manera que se logre cambiar las trayectorias del sector transporte favoreciendo la carbono-neutralidad. El uso de biocombustibles de bajas o cero emisiones podría ser una alternativa razonable para acercarnos a la carbono-neutralidad en el sector energético, se solicita la publicación de los detalles de las tecnologías empleadas para ayudar a entender las circunstancias en las cuales no están siendo utilizados (ver Gráfico 3 y en el apartado de demanda de transporte la Gráfico 4), de manera que permitan comprender los resultados y sugerir cambios que permitan robustecer el plan. La demanda final de energía puede verse afectada con mayor participación del hidrógeno verde como medida para descarbonizar la industria, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero; con el aumento del hidrógeno verde se ve reducida la participación de gas natural, el cual juega un rol importante para la etapa de transición. La mayor participación del hidrógeno verde también facilita la participación de productos derivados, como el queroseno que también contribuye con las reducciones en el sector transporte (aviación). Sugerimos considerar un escenario de electrificación de la economía, ya que para un país como Colombia con una matriz altamente renovable representa una descarbonización directa, la cual beneficios adicionales en términos de medio ambiente y salud.	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa	El objetivo del Plan Energético Nacional es mostrar una perspectiva con base en la incorporación de supuestos en la estructuración de escenarios que pretenden mostrar el comportamiento del balance energético en Colombia en función de su crecimiento, para el periodo de análisis del documento. En este sentido, el Plan Energético Nacional no pretende ser un pronóstico de escenarios futuros, y esto permite a los diferentes actores del sector a proponer medidas más ambiciosas para alcanzar las metas de emisiones en el país. Se aclara comentario. Para el análisis realizado en la Actualización del Plan Energético Nacional se presentan escenarios con apuestas tecnológicas distintas. Con base en lo anterior, todos los escenarios pretenden contribuir con la disminución en mayor o menor medida de las emisiones totales de los gases de efecto invernadero (GEI) del sector energético y una parte significativa de esta reducción es gracias a la electrificación de la demanda. Dado que el análisis es de largo plazo y muchas de las apuestas planteadas aún no presentan grandes desarrollos dentro del país como lo son los reactores nucleares modulares (SMR), los sistemas de transmisión flexible en corriente alterna (FACTS), los almacenamientos de energía estacional (SES), el transporte de corriente continua en alta tensión (HVDC), entre otros. Se plantea un crecimiento respecto a la capacidad asignada a partir de tecnologías ampliamente estudiadas, en este caso la solar fotovoltaica y eólica. Esta adición no es menor ya que para los escenarios de Actualización y Modernización se obtiene una matriz eléctrica de 38.580 MW y para los escenarios restantes 39.380 MW en 2030, valores que, representan poco más del doble con respecto al punto de partida: 18.626 MW. Adicionalmente, hacer uso de la capacidad asignada para la próxima década (2022-2032) es consecuente con los estudios hechos por parte de la UPME y es coherente que en ese punto temporal sea más claro el camino tomado por Colombia hacia la transición. A continuación, se presentan las capacidades instaladas donde se pueden evidenciar los crecimientos con respecto a la matriz actual para cada escenario en línea con sus apuestas tecnológicas y niveles de electrificación al final de cada década de análisis. Sus comentarios y recomendaciones serán tenidas en cuenta y sometidas a análisis en las próximas versiones del plan.

157	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 122 - Transporte**	En la participación de los energéticos en el consumo final del sector transporte que se exponen en la página 123 del documento, no se ve reflejada la meta de la Ley 1964 de 2019 por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones, ni tampoco la meta del CONPES 3934 Política de Crecimiento Verde la cual promueve la adopción de vehículos eléctricos. Asimismo, los escenarios propuestos en la actualización del PEN están bastante lejanos para del tema de la adopción de la electricidad en el sector transporte, teniendo en cuenta que las compañías de vehículos están empezando a generar metas a menos de 5 años para el cambio de sus motores de combustión a eléctricos y los portafolios se están ampliando con un cambio de menos de una década para que el mercado tenga preponderancia en electricidad. La preponderancia de la gasolina y el diésel en la demanda del sector transporte en las tres décadas venideras para los 5 escenarios planteados por la UPME, es preocupante considerando que con las tecnologías actuales desde la primera década es posible la conversión de vehículos de combustión interna a vehículos eléctricos, lo cual se evidencia plausible dados los resultados de CREE en el escenario de políticas anunciadas. Adicionalmente, la persistencia de los resultados de la primera década no resulta coherente en principio, con la política de desmonte de los subsidios a la gasolina si bien en diésel esta no es la situación. Por otra parte, cabe preguntarse cuál es el impacto fiscal (transición fiscal) de la predominancia de los combustibles fósiles en el horizonte hasta 2050 bajo el supuesto de importaciones netas de estos recursos ante la inminente pérdida de autosuficiencia energética dada la política del actual gobierno. Consideramos que las emisiones en el sector transporte pueden tener mayores reducciones al 2030 y al 2050 implementado medidas complementarias como: mejorar los estándares de rendimiento y conducción verde en transporte público y privado, promover los sistemas públicos de bicicletas, chatarrización, renovación y aumento de GNL y GNC en camiones urbanos y políticas más drásticas que fueron incluidas en las recomendaciones del estudio CREE referido antes. Otros aspectos que llaman la atención corresponden a los aumentos de los consumos finales, de la última década los cuales son significativos comparados a los periodos previos, lo cual exige para su cumplimiento una inversión significativa y por ende en contraprestración, incentivos suficientes para que esta sea desarrollada.	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa	Nos permitimos indicar que dentro del desarrollo del documento PEN 2024-2054 se proporcionará una visión integral, que guíe la toma de decisiones gubernamentales, promueva la eficiencia en el uso de recursos, y busque mejorar la calidad de vida de la población. Para esto, se incorporarán una serie de apuestas que abarquen cada uno de los planes estratégicos, que son: Industrialización, Movilidad Sostenible, Eficiencia Energética, Infraestructura Energética, Diversificación Energética, Innovación y Desarrollo. Con esto presente, la construcción del PEN 2024-2054 permitirá abordar las consideraciones planteadas en su comentario. Ahora bien, para el análisis realizado en la Actualización del Plan Energético Nacional se presentan escenarios con apuestas tecnológicas distintas. Con base en lo anterior, todos los escenarios pretenden contribuir con la disminución en mayor o menor medida de las emisiones totales de los gases de efecto invernadero (GEI) del sector energético y una parte significativa de esta reducción es gracias a la electrificación de la demanda. Dado que el análisis es de largo plazo y muchas de las apuestas planteadas aún no presentan grandes desarrollos dentro del país como lo son los reactores nucleares modulares (SMR), los sistemas de transmisión flexible en corriente alterna (FACTS), los almacenamientos de energía estacional (SES), el transporte de corriente continua en alta tensión (HVDC), entre otros. Se plantea un crecimiento respecto a la capacidad asignada a partir de tecnologías ampliamente estudiadas, en este caso la solar fotovoltaica y eólica. Esta adición no es menor ya que para los escenarios de Actualización y Modernización se obtiene una matriz eléctrica de 38.580 MW y para los escenarios restantes 39.380 MW en 2030, valores que, representan poco más del doble con respecto al punto de partida: 18.626 MW. Adicionalmente, hacer uso de la capacidad asignada para la próxima década (2022-2032) es consecuente con los estudios hechos por parte de la UPME y es coherente que en ese punto temporal sea más claro el camino tomado por Colombia hacia la transición. A continuación, se presentan las capacidades instaladas donde se pueden evidenciar los crecimientos con respecto a la matriz actual para cada escenario en línea con sus apuestas tecnológicas y niveles de electrificación al final de cada década de análisis.
158	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 129 - Composición de la oferta primaria de energía**	Se prevé que del 2023-2027 se presente una adición representativa de capacidad instalada eólica, ¿Está proyección tiene en cuenta el factor social predominante en la zona del país donde se presenta el mayor recurso?	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la HoJAM Y MPOde Ruta de Transición Energética Justa	Se acepta el comentario. La Actualización del Plan Energético Nacional 2022-2052 pretende establecer lineamientos para la oferta y consumo de energía en distintos sectores, a partir de esta guía y para su cumplimiento aparecen retos en los ámbitos social, ambiental, técnico, económico y regulatorio que deben ser discutidos por los actores energéticos para su superación. Dentro del análisis no se contempla el factor social mencionado, sin embargo, se evaluará su pertinencia dentro futuras entregas del Plan Energético Nacional.
159	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 129 - Composición de la oferta primaria de energía**	Para el escenario de capacidad instalada, en los primeros 10 años el incremento de la capacidad por tecnologías es considerable, sin embargo, para la siguiente década el incremento por tecnología es mínimo, ¿Por qué se plantea de esta manera? ¿ Se espera una disminución en la demanda o los recursos instalados en la anterior década representan una sobreinstalación?	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la HoJAM Y MPOde Ruta de Transición Energética Justa	Se aclara el comentario. Para la expansión de la capacidad se tuvo en cuenta tanto la información suministrada por el MPODE y el MACC con resultados hasta 2032. Esta potencia alcanza un valor superior a 43 GW a 2032 en el escenario más bajo (Modernización) siendo más de dos veces la capacidad instalada actual y dejando al sistema con una reserva suficiente para la demanda de energía eléctrica proyectada. En ese sentido, la Actualización del PEN es un plan indicativo que requiere evaluación constante y simultánea al desarrollo del sector energético y es coherente hacer uso de las asignaciones realizadas en estudios anteriores y evaluar a partir de allí las adiciones requeridas. Las proyecciones de demanda actuales no indican que se requieran adiciones tan significativas en la siguiente década de análisis para todos los escenarios, sin embargo, dependiendo de la introducción de tecnologías y la masificación de la energía eléctrica las necesidades difieren en años posteriores y es la razón por la cual (como ejemplo) en el límite inferior de Transición Energética las expansiones son cada vez mayores como se muestra en la siguiente tabla.
160	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 129 - Composición de la oferta primaria de energía**	Con respecto a la capacidad instalada, vemos un incremento de capacidad solar notable en la primera década, sin embargo, de 2032 hacia 2042 el crecimiento de capacidad instalada solar es cercano a 0, es importante entender este comportamiento: ¿las instalaciones que se realizan en la primera década son suficientes y representan una sobreinstalación en la capacidad instalada para abastecer la demanda? ¿Es razonable pensar en el comportamiento de crecimiento en la capacidad instalada que es radicalmente diferente en la década 2032 – 2042 comparado con la década 2022 – 2032? La participación de generación térmica está presente aún en 2050, sin embargo, no se conocen los detalles de los combustibles empleados en este tipo de generación, los cuales son necesarios en los análisis para entender la descarbonización del sector energético, además de los supuestos de confiabilidad energética utilizados en el modelo asociados a eventos de baJAM Y MPOhidrología, por ejemplo. En la última década el mayor crecimiento de capacidad instalada es predominantemente eólico, sin embargo, en la primera década es solar, ¿cuál es la razón de este cambio de tendencia? Se prevé que entre 2023 a 2027 se presente la instalación significativa de una capacidad basada en recursos eólicos, ¿Está proyección tiene en cuenta el factor social predominante en la zona del país donde se presenta el mayor recurso? De otra parte, consideramos que el estudio de largo plazo del futuro de la matriz energética es relevante y de vital importancia en el planeamiento energético en el marco de la transición energética justa, por lo tanto varias iteraciones que permitan enriquecer el análisis son necesarias, además de tiempos suficientes que permitan el estudio adecuado y la robustez de los comentarios orientados a enriquecer el análisis aprovechando la experiencia del grupo en Colombia y en otros países donde la participación de Enel tiene un rol central en la descarbonización.	Como comentario general es muy útil para el análisis y la discusión, la publicación de parámetros como intensidad energética, capacidad instalada y generación anual en bases de datos similares a la información ya publicada, así como los supuestos de entrada, como drivers de demanda, (GDP, población, entre otros).	**1.** Se aclara comentario. Para la expansión de la capacidad solar se usó el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión propuesto por la UPME con resultados hasta 2032, donde se obtuvo una asignación de capacidad solar de aproximadamente 16.300 MW adicionales que, con los factores de capacidad utilizados proporcionó un margen de reserva mayor al 20% con respecto a la demanda máxima de energía eléctrica. Con base en lo anterior, y teniendo en cuenta que los proyectos solares asignados tienen una menor dificultad de implementación que los proyectos eólicos costa adentro y costa afuera, esta capacidad se utilizó como supuesto dentro del análisis de largo plazo para asegurar tiempos de construcción prudentes para los parques eólicos necesarios dentro de la capacidad eólica propuesta y su entrada exitosa en operación para la siguiente década. Lo anterior trae como beneficio adicional la posibilidad de evitar el traslape de los fines de ciclo de ambas tecnologías debido a que cuentan con vidas útiles similares. Vale la pena aclarar que los ejercicios de planeamiento se revisan periódicamente con los hechos ocurridos para ajustar oportunamente los supuestos utilizados en los análisis posteriores según las señales. **2.** Se aclara comentario. Dentro del análisis se contempla la generación térmica hasta el final del horizonte temporal con el fin de aumentar la confiabilidad del sistema a partir de energéticos menos contaminantes. En ese orden de ideas se plantea que el suministro de las centrales térmicas sea de gas natural, incluyendo aquellas que cuenten con sistema de combustible dual. Adicionalmente, y con el fin de utilizar la infraestructura existente en el sistema eléctrico se presenta una transición gradual de la generación de energía eléctrica con carbón a una que incluya la tecnología de captura y secuestro del carbono. Así, se obtiene para el escenario de Actualización, una capacidad instalada de aproximadamente 5.600 MW para el gas natural y 1.000 MW para el carbón térmico con CCUS. **3.** Se aclara comentario. Como se mencionó anteriormente, debido a los avances dentro de la asignación de la capacidad solar por parte de la UPME a 2032, esta se toma como supuesto para la expansión del sistema. Teniendo en cuenta que esta adición mantiene al menos una reserva del 20% en cuando a la demanda de energía eléctrica, adicionalmente durante esta primera década aún la matriz va a tener una alta presencia de hidrocarburos que podrán mantener la estabilidad de la alta variación del sol. Por otra parte, la tecnología fotovoltaica tiene unos tiempos de implementación menores que la eólica y es por lo que se decide mantener la entrada en operación según la asignación y a partir de allí realizar las mayores adiciones eólicas. Lo anterior beneficiando a los tiempos prudentes para la tecnología eólica costa afuera, sus estudios de inclusión en la red y la inversión necesaria. Por otra parte, no se supone conveniente la masificación de ambas tecnologías para los mismos horizontes una vez que sus vidas útiles son similares, de esta forma sería adecuado evaluar la pertinencia de mejorar los convenios para las tecnologías en auge durante cada década. Por último, la Actualización del Plan Energético Nacional 2022-2052 propicia la aparición de retos en los ámbitos social, ambiental, técnico, económico y regulatorio que deben ser discutidos por los actores energéticos para su superación. Dentro del análisis no se contempla el factor social mencionado, sin embargo, se evaluará su pertinencia para futuras entregas del Plan Energético Nacional.
161	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág - 132 y 137**	Observando los diversos escenarios planteados en esta actualización del PEN, vemos que la participación de los combustibles dentro de nuestra oferta energética seguirá siendo importante en los años por venir (2052: 25% al 65%), la misma es el reflejo de un requerimiento energético que por la velocidad de entrada de nuevas fuentes de energía, tecnologías e infraestructura aun persistirá y seguirá siendo demandado por los colombianos, si esto se visualiza en el contexto de una producción nacional decreciente en petróleo y gas, estos mismos escenarios nos plantean una dependencia creciente en importaciones, lo cual a la larga generara cargas adicionales sobre la economía.	En la sección del PEN de RESULTADOS ECONOMICOS sería muy oportuno evaluar en términos económicos lo que le representa al país esa creciente dependencia de las importaciones de combustibles los cuales pueden terminar impactando al mismo costo de la energía eléctrica y a muchas otras áreas de la economía por el encarecimiento del transporte, así mismo como este descenso en regalías eventualmente puede convertirse en una problemática desde el punto de vista de balanza comercial.	Para este anáisis del PEN no se consideró análisis económico desde el lado de la Oferta, únicamente desde el consumo final. Sin embargo se evaluará la pertinencia de incluir este análisis para próximos planes de la entidad.
162	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 137 - Resultados económicos**	Las conclusiones sobre resultados energéticos arrojan algunas inquietudes que vale la pena plantear en esta discusión. De manera particular y a modo de ejemplo, al comparar el consumo final de energía entre los diferentes escenarios, si bien es cierto que a medida que los escenarios cambian de menos deseable a más deseable el nivel de consumo (por ejemplo: de actualización hacia modernización, de modernización hacia inflexión), se puede observar que la diferencia entre el escenario de disrupción y el escenario de transición energética podría llegar a juzgarse como apenas marginal. Lo mismo sucede en otros factores de comparación, tales como el uso de la energía por unidad producida. Otros factores como las comparaciones en el sector transporte muestran algunas diferencias interesantes de mejora, en especial para el año 2052. No obstante, contrasta esta comparación con la sección en la cual se cotejan los costos económicos por cada escenario, en donde no se informan ni los costos económicos del quinto escenario (Transición Energética), ni tampoco un análisis de costo-beneficio que lo acompañe. Aquí entonces surge una pregunta para la discusión de fondo: dadas las diferencias marginales entre el escenario de disrupción y el de transición energética, ¿vale la pena el costo económico de esa ganancia marginal que se busca en el cambio de escenario? Sólo revelando una valoración económica del escenario de transición energética, y un análisis de costo-beneficio desde lo económico y lo social, podrá ayudar a los agentes a tener una base más clara para comentar a la UPME sobre la conveniencia o no de dicho escenario.	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa	En la sección de recomendaciones de política del PEN se formulan los mecanismos necesarios que desde el sector se consideran importantes para facilitar la implementación de los escenarios. Respecto a su comentario de la inclusión del análisis B/C en el escenario de transición energética, al ser este escenario un escenario de combinación de posibles opciones tecnológicas, todas ellas con un nivel de madurez tecnológica baja y un nivel de incertidumbre alto para la determinación de costos de inversión, no es oportuno realizar un análisis B/C que permita aportar a una construcción objetiva de las recomendaciones.
163	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág. 144 - Resultados de emisiones de GEI**	Llama poderosamente la atención que en ninguno de los cinco escenarios planteados en la actualización del PEN se cumple con el compromiso adquirido por el país en la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) de 2021: “En ningún escenario se alcanzan el objetivo establecido en el nuevo compromiso anunciado en 2021 de reducir las emisiones en un 51% para el año 2030” (p. 144).	En general consideramos que un Plan Energético Nacional, en un momento decisivo para la toma de decisiones hacia la carbono-neutralidad, y en el marco de un gobierno altamente orientado hacia la conservación climática debería tener un enfoque ambicioso que permita posteriormente fortalecer la política para alcanzar los objetivos climáticos, y alejarse de la inercia que produce el uso intensivo de combustibles con alto coeficiente de emisiones de CO_2. Teniendo en cuenta que en ninguno de los 5 escenarios considerados se alcance el cumplimiento de la NDC, y los compromisos adquiridos por Colombia ante Naciones Unidas en este sentido, se sugiere complementar con un “Tomo II” del PEN en el que se pongan en la mesa políticas, regulaciones y recomendaciones orientadas a acelerar la utilización de tecnologías para que, a futuro, se logre cumplir cuando menos la senda de abatimiento de las emisiones que propone la NDC vigente al 2030 y a su vez orientar al neto cero en 2050.	Se incluye la mención dentro de la sección de medidas y acciones recomendadas por escenario del PEN, como los mecanismos necesarios que desde el sector se consideran importantes para facilitar la implementación de los escenarios. Sin embargo, la propuesta planetada implica la determinación de un alcance no considerado en la construcción de este documento. Razón por la cual, este documento establece sinergias con la hoja de ruta de transición energética de MME para la construcción de un escenario con esas carácteristicas. Sin embargo, se acoge la sugerencia para la actualización del PEN 2024-2054 en construcción actualmente.
164	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág. 144 - Resultados de emisiones de GEI**	Específicamente para el sector energético en el año 2030, el escenario BAU de la NDC indica que las emisiones serán una magnitud de 124,80 Mt CO_2 eq, mientras que en los datos que aparecen en el documento de actualización del PEN a 2030 se observa una cantidad de emisiones levemente por encima de 90 Mt CO_2 eq (p.144). Si bien en el título de la Figura 139 se especifica que se refiere a las emisiones de consumo final no existe una explicación metodológica que aclare cómo se discriminó el dato y por qué únicamente son relevantes las emisiones del consumo final de la energía y no las de su producción. Ante esta situación de incumplimiento de la NDC surge la inquietud de si el mapeo tecnológico realizado para la definición de escenarios es lo suficientemente amplio y si la presencia “discrecional” de tecnologías no resulta suficiente, ¿cuáles deberían ser las políticas que impriman los incentivos suficientes para adelantar la adaptación de nuevas tecnologías que permitan lograr el cumplimiento de la NDC?	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa	Para esta versión del PEN, solo se presentan las emisiones relacionadas al consumo final de acuerdo con los sectores expuestos durante todo el documento. Y para ello se empleó como referencia, los documentos oficiales de contribuciones nacionalmente determinadas, los cuales son de carácter público y se pueden consultar a través del siguiente enlace: https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico-y-gestion-del-riesgo/documentos-oficiales-contribuciones-nacionalmente-determinadas/ Respecto a su comentario de la diferencia en los totales, se aclara que sólo se tienen en cuenta los renglones correspondientes a los sectores de consumo que se han abordado en el PEN y no la totalidad de las emisiones a las que se hace referencia en la NDC para el sector. En cuanto a las emisiones por el lado de la producción, se evaluará la pertinencia e incluir este análisis en la próxima versión del PEN.
165	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág. 144 - Resultados de emisiones de GEI**	En el ejercicio realizado el año anterior junto con CREE y diversos stakeholders se realizó un modelamiento del sector energético colombiano para lograr la carbono-neutralidad al 2050, y al comparar los resultados de los escenarios de la actualización del PEN con el escenario menos ambicioso y más ambicioso del estudio para la HoJAM Y MPOde Ruta de la Transición Energética Colombia 2050 se observan grandes diferencias en los datos referentes a las emisiones del sector energía. Con respecto a la reducción de emisiones para el año 2050 no existe ningún escenario propuesto por la UPME en donde se alcance la carbono-neutralidad en el sector energético, ¿se podría entender que no es posible alcanzar la carbono neutralidad en 2050 en el sector energético?, reiteramos por tanto la inquietud, en el sentido de consultar si el modelamiento de la UPME consideró el cumplimiento de alguna restricción de emisiones.	En caso de que no exista un escenario consideramos apropiado encontrar un escenario de transición que permita la carbono neutralidad, y que permita evaluar los costos seguramente elevados de este camino para de esta forma tomar decisiones con un panorama completo.	La propuesta planetada implica la determinación de un alcance no considerado en la construcción de este documento. Razón por la cual, este documento establece sinergias con la hoja de ruta de transición energética de MME para la construcción de un escenario con esas carácteristicas. Sin embargo, se acoge la sugerencia para la actualización del PEN 2024-2054 en construcción actualmente.
166	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 145 - Resultados de emisiones de GEI, emisiones por sectores de consumo**	Para los 5 escenarios (actualización, modernización, inflexión, disrupción y transición energética (limite superior) las emisiones del sector transporte se mantienen para el año 2032 en 55-54-53 Mt CO_2 eq-año. Se considera prudente analizar para este sector, las medidas de política publica contempladas para esta década, toda vez que es el sector con mayor proporción de emisiones de co2 eq en el sector energía y en ninguno de los escenarios se logra reducciones significativas que le apunten a los compromisos de la NDC de Colombia en 2030.	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la HoJAM Y MPOde Ruta de Transición Energética Justa	Se aclara el comentario. De acuerdo con la información histórica se ha evidenciado que la electrificación de la flota es menor al 2,00% lo que equivale en ventas a menos de 164 vehículos al mes. Para poder alcanzar las metas del CONPES de "Crecimiento verde" de 600.000 vehículos (sn contar motocicletas) al 2030 deberían venderse poco más de 217 vehículos diarios, de acuerdo con lo reportado en los siguientes enlaces https://portalmovilidad.com/colombia-deberia-vender-217-vehiculos-electricos-por-dia-para-llegar-a-600-000-en-2030/, https://www.valoraanalitik.com/2023/01/19/colombia-no-cumplira-meta-600-000-vehiculos-electricos-rondando-a-2030/. Expuesto lo anterior, es de resaltar que la electrificación es una de las medidas más importantes para alcanzar la reducción de emisiones esperada y para alcanzar los niveles mínimos a 2030 de las emisiones NDC, las ventas de vehículos eléctricos en el sector transporte deberán aumentar en 38 veces aproximadamente. El costo de un vehículo eléctrico al 2022 es muy superior al costo de un vehículo a combustión interna. Si bien, se espera que la brecha de precios se reduzca en el tiempo al punto de eventualmente igualarse, no se espera una reducción amplia en el corto plazo. Los escenarios propuestos en este Plan Energético consideran una electrificación progresiva donde en el escenario más ambicioso se logran poco más de 470.000 vehículos eléctricos a 2032 (sin considerar motocicletas). Adicionalmente, se realizaron mesas técnicas con el grupo de modelación de la hoja de ruta de la transición energética del Ministerio, para convalidar la información que alimenta los escenarios del PEN 2022-2052.
167	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pág 147 - Comparación de escenarios con objetivos PEN 2022-2052**	Taba 41 indicadores de evaluación de los escenarios Se considera prudente definir indicadores de evaluación multianuales, por ejemplo al año 2030, al año 2040 y no solo a 2052. De tal manera que el PEN cumpla uno de sus principales cometidos relativos a contribuir con información que facilite la toma de decisiones de los diferentes actores del sector.	Se solicita respetuosamente que este comentario sea incorporado en los análisis de cara a las recomendaciones de política que se entiende serán incluídas en el Tomo II y versión final del PEN y/o en la versión final de la HoJAM Y MPOde Ruta de Transición Energética Justa	Se aclara el comentario. Para esta revisión del PEN, se contempla el período 2022-2052. Por lo que vemos la pertinencia de presentar el año base 2021 y el año de finalización 2052, tal y como se presentó en la versión anterior.
168	Enel Colombia S.A. ESP.	Enel Colombia S.A. ESP.	gregulac@enel.com	**Pag. 150 - Pilar 3. Competitividad y Desarrollo Económico**	Proyectos del sector energético que se encuentran con atrasos de varios años por falta de convergencia/articulación de las entidades encargadas de emitir las licencias ambientales erosionando la competitividad, el crecimiento y resiliencia del sistema eléctrico nacional y limitando el acceso.	Incorporación de estrategias que articulen y visibilicen/viabilicen las necesidades y oportunidad en las licencias ambientales para la implementación de los proyectos. Desde la política pública considerar elementos para inclusión de la sociedad y los diferentes grupos e interés conjunto que faciliten/aporten en su avance y desarrollo	A través de los ejercicios de construcción colectiva y talleres participativos (realizados bajo el Contrato C-109 de 2022), se identificaron 5 factores primordiales a considerar: políticos, económicos, sociales, tecnológicos y ambientales. En este sentido su observación se considera como un aspecto importante en la construcción del PEN En la sección de recomendaciones de política del PEN se formulan los mecanismos necesarios que desde el sector se consideran importantes para facilitar la implementación de los escenarios.
169	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Comentario general del documento	Colombia tiene metas de neutralidad de carbono al 2050. En el caso del Plan Energético Nacional anterior (2020-2050) las fechas coincidían con la fecha objetivo de carbono neutralidad. Para los lectores, si no se hace una claridad, puede asumirse que Colombia está corriendo el año para alcanzar la carbono neutralidad de 2050 a 2052.	En la parte introductoria del documento realizar una aclaración, sencilla y concreta, en que este nuevo documento no significa que la carbono neutralidad se busque lograr para el 2052, sino que la carbono neutralidad se va a alcanzar en lo recorrido de este nuevo plan.	Se acoge comentario y se ajusta el texto.
170	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Comentario general a los valores de Consumo Final de Energía Eléctrica (Documento + Anexos)	En los datos utilizados en el estudio se presentan valores de consumo de energía eléctrica anual muy inferiores a los consumos históricos registrados y publicados por XM para los años 2020 a 2022. Las diferencias anuales son del orden de un 30% entre los usados en el documento respecto a nuestros valores históricos (ejemplo: para el 2021, la UPME tiene 209 PJ-año de consumo de energía eléctrica, mientras que en las BD de XM, se registran 267 PJ-año). Esta diferencia tiene un impacto muy grande en el crecimiento de la demanda eléctrica de los escenarios y pueden estar quedando muy cortos en los primeros años del Plan.	En primer lugar aclarar la fuente de los datos históricos utilizados (2019-2022). Socializar con diferentes fuentes los consumos reales de energía histórica y replantear los crecimientos aplicados en los escenarios.	Se aclara el comentario. La información empleada para la construcción de los escenarios es la recopilada del Balance Energético Colombiano - BECO, el cual es de carácter público, y puede ser consultado a tráves del siguiente enlace: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx Ante lo cual, las proyecciones plasmadas en el PEN son las asociadas al consumo final de energía y no a la demanda de energía, donde esta última contempla las pérdidas del sistema, así como los consumos especificos del sector de generación, entre otros. Por lo cual, la heramienta de planeamiento LEAP muestra una diferencia absoluta menor al 7%. Adicionalmente, se presentará una descripción general de la herramienta de modelación dentro del Tomo I del PEN 2022-2052. De manera analoga,en el Tomo II del PEN 2022-2052 , se expondran las las variables y fuentes utilizadas para la elaboración del presente PEN.
171	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Figura 7 - pag. 26	La figura de consumo final por fuente en IEA ya se encuentra disponible a 2021. Las 5 gráficas usadas en esta figura tienen una gran diferencia entre 2019 y 2022. De igual forma, en esta misma figura, la gráfica de Intensidad Energética no tiene unidades y no queda claro si un valor alto es positivo o negativo.	Actualizar los valores con el World Energy Outlook 2022 de IEA. Agregar las unidades de intensidad energética.	Se acepta el comentario y se incluye la actualización de la fuente de información de la EIA y se agrega la unidad de intensidad energética según lo reportado por el Banco Mundial.

172	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Pag. 27	La información de consumo final de energía en Colombia en 2021 (inicio de la página) no coincide con los valores que presentan en los anexos: en el documento el total es 1402 PJ mientras que en las tablas del anexo es 1287 PJ. Esto mismo ocurre con los valores desagregados del mismo párrafo.	Unificar los valores entre ambos documentos, y en el documento final referenciar o especificar la fuente de estos valores.	Se acepta el comentario. Se realizaron los ajustes pertinentes
173	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Pag. 29 - Figura 9	En el texto de esta página, nombran que no existe un energético alternativo cercano que sustituya el consumo de gases combustibles fósiles para calderas, mientras que en la figura 9 grafican la energía solar térmica (ESolarT) como el energético más barato para esta solución. No se conectan la figura y el texto.	Definir una coherencia entre el texto y la figura. Si la Energía Solar Térmica no es una fuente viable, no usarla en la figura.	Se acepta el comentario. Se realizaron los ajustes pertinentes
174	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Pag. 29 - Figura 8 y 9	Los títulos de las gráficas "Hornos" y "Calderas" en la figura 9 no tienen la claridad suficiente. En el texto se intuye que son hornos y calderas para el sector terciario; si la figura 9 no especifica esto, se entiende que puede ser para cualquier sector. Esta aclaración sí se hace en la figura 11 para el sector industrial.	Aclarar a qué tipo de tecnología y sector hace referencia. De igual forma, seriviría si los valores de la figura 8 y figura 9 tuvieran referencia.	Se acepta el comentario. Se realizaron los ajustes pertinentes
175	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Pag 29 y 30 - Figura 10	El documento nombra que, para transporte, los vehículos han tenido avances en eficiencia para el costo de energía eléctrica; adicionalmente, aclaran que para 100km el costo eléctrico es menor. Ninguna de estas dos afirmaciones están referencias ni se conectan con la figura 10, en el cual se ve un precio creciente de la energía eléctrica con los años y no se tiene comparativa según distancia.	Agregar una gráfica que muestre la mejora en la eficiencia de la energía para los vehículos eléctricos o agregar una referencia en la que se pueda verificar esta información.	Las frases a las que hace alusión no se refiere a todas las categorías vehiculares sino únicamente al comportamiento en vehículos ligeros. Por lo que la conclusión principal del apartado es que considerando el agregado de las categorías vehiculares analizadas (vehiculos ligeros, carga, pasajeros) existe una estrecha competencia entre el gas natural, el diésel y la gasolina en el año 2022, teniendo en cuenta el costo por unidad de energía consumida.
176	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Pag. 36 a 40 - Figuras 12 a 15	¿Qué significan los valores de los ejes horizontales y verticales? Por ejemplo, ¿qué significa que un cluster se encuentre en un valor de "6" en el eje horizontal o de "4" en el vertical?	Si es una calificación netamente valorativa (parece una calificación de 0 a 10) se puede hacer esta calificación, o estandarizarlo a un valor más fácil de entender como de 0% a 100%	Se aclara que el mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionales, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica en tres aspectos: reto de implementación (tamaño de la burbuja lo que significa que entre más grande, su reto de implementación es mayor), incertidumbre tecnologica (lo que significa que mayor sea su calificación, su nivel de madurez tecnoloígca es menor) y aporte a la mitigación del cambio climatico (significa que entre mas calificación, es una tecnología mas limpia). A cada uno de estos criterios los expertos consultados asignaron una clasificación de 0 a 10 sobre las tecnologías, siendo este el insumo para el ejercicio de clusterización, con lo que se identificó las tecnologías que entrarán en cada escenario (actualización, modernización, inflexión e innovación). Posteriormente, se utiliza un Software estadistico para la formación de los clusters tecnologicos para definir qué tecnologias entran en cada escenario.
177	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Pag. 34 - Escenarios energéticos de largo plazo	En esta sección del documento se comenta que se usan 4 escenarios y estos escenarios son los mismos del 2020. Posteriormente, 12 páginas después, se describen cada uno de los escenarios, pero hasta ese momento, los lectores quedan sin contexto de lo que se quiere expresar con las gráficas y tablas entre la página 34 y la 48.	Referenciar las secciones posteriores al documento "Escenarios Prospectivos de Oferta y Demanda" donde se explica cada escenario, o reorganizar la información para que la descripción de los escenarios quede en la parte inicial donde se empieza a hablar de escenarios.	Se acoge comentario, y se ingresa la seccion correspondiente en el documento
178	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Pag. 40 a 42 - Tablas 7 a 10	Los escenarios 1 al 4 de esta tabla no son los mismos escenarios "Actualización, Modernización, Dsrupción e Inflexión" que se usan en las páginas anteriores. Posteriormente (10 páginas después) se asocia cada escenario a los escenarios 1 al 4 de las tablas.	Podría en estas tablas, agregar una columna en la que indiquen a qué escenario pertenecen, o que se haga la claridad al inicio de esta sección, que estos escenarios (1 al 4 de cada recurso) serán tomados para los escenarios energéticos posteriormente.	El escenario No. 1 corresponde las reservas probadas con el 90% probabilidad de comercialización; el cuál se utiliza como referencia para identificar los volúmenes de los demás escenarios; sin embargo, este no es utilizado como parte de la modelación energética. Agradecemos su comentarios al respecto y se realizarán las validaciones y ajustes correspondientes.
179	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Pag. 43 a 45 - Figuras 18 y 19	¿Por qué en esta sección de escenarios del carbón no se nombra ni se grafica el escenario 4?	Hacer una aclaración de la situación con el escenario 4, esto significa que de los escenarios "Actualización, Modernización, Disrupción e Inflexión" posteriormente hay dos escenarios que repetirán un caso de carbón.	En la modelación realizada para los escenarios de carbón térmico y metalúrgico, se contemplan tres progresiones, las cuales condensan parte de las posibles combinaciones que puedan representar el comportamiento de la producción durante el periodo de análisis. Donde el escenario de mayor volúmen se incluye en el escenario de actualización; el escenario medio se incluye en los escenarios de modernización e inflexión; y el escenario de menor producción se asocia a los escenarios de Innovación y Transición Energética.
180	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Pag. 45 - Energía Eléctrica - Figura 20	En los datos tomados del informe de MPODE-Enero2023 faltan agregar 78 MW de generación de plantas térmicas menores.	Agregar el valor de generación térmica menor.	Agradecemos su comentarios al respecto y se realizarán las validaciones y ajustes correspondientes.
181	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Pag- 63 - Resultados por escenario prospectivo + Comparativa de escenarios	El crecimiento del parque de generación eléctrica presentado en cada uno de los escenarios presenta una visión de electrificación ambiciosa. Esta capacidad del parque de generación debe ir acompañado de un crecimiento de la red eléctrica, que incluso en la actualidad, ya presenta fuertes limitaciones para la conexión de fuentes de generación no convencional.	Desde XM invitamos a que en el documento se nombre que estos escenarios, especialmente en los más ambiciosos, de crecimiento de la generación eléctrica, va de la mano de una inversión adecuada para el crecimiento de la red de transmisión. La atención de la demanda eléctrica no depende únicamente de contar con el recurso sino de tener como transportarlo y distribuirlo.	Se acepta el comentario. La Actualización del Plan Energético Nacional 2022-2052 pretende establecer lineamientos para la oferta y consumo de energía en distintos sectores, a partir de esta guía y para su cumplimiento aparecen retos en los ámbitos social, ambiental, técnico, económico y regulatorio que deben ser discutidos por los actores energéticos para su superación. Dentro de la versión final se incuirá la mención de la necesidad de inversión en el ámbito de la expansión de la red.
182	XM S.A. E.S.P.	XM S.A. E.S.P.	info@xm.com.co	Pag. 135 y 137 - Figuras 127 y 130	No existe una división de sección en la que se aclare que estas gráficas hacen referencia a generación eléctrica únicamente y no a generación de energía en general.	Agregar en la descripción de las figuras que hace referencia a generación eléctrica.	Se aclara el comentario. La sección a la que se hace referencia es la de Composición de la oferta primaria de energía, donde se tienen en cuenta los distintos energéticos, razón por la cual no existe una división adicional y el título de cada gráfica es respecto a la generación de energía eléctrica. Sin embargo, se agradece la apreciación hecha por parte de XM S.A. E.S.P. en la falta de claridad evidenciada y se informa que se harán los cambios pertinentes para la versión final de la Actualización del Plan Energético Nacional.
183	IEEE	Alejandro Duque	a.duque.1990@ieee.org	Matriz de entorno	Todos los factores mencionados son de gran relevancia para la prospectiva que plantean los autores en el documento. Recomiendo profundizar en la influencia que el marco regulatorio tiene sobre la incorporacion de nuevas tecnologias (remuneracion, competencia, relacion costo beneficio). Esta se menciona de forma breve al inicio de la seccion "Punto de partida y de llegada"	Incluir una seccion de Factores regulatorios, o hacer mencion a estos dentro de los Factores Politicos, Economicos y Tecnologicos.	En la sección de recomendaciones de política del PEN se formulan los mecanismos necesarios que desde el sector se consideran importantes para facilitar la implementación de los escenarios. Y, por otra parte, se mencionan estos factores regulatorios de manera transversal en la profundización del análisis de matriz de entorno disponible en el Tomo II.
184	IEEE	Alejandro Duque	a.duque.1990@ieee.org	Recursos de Infraestructura actuales	No se hay una referencia explicita asociada a la afirmacion: "la composición de la oferta energética nacional refleja la tendencia observada en Centro y Suramérica y a nivel mundial".	Incluir una referencia que permita validar esta afirmacion.	Se acepta el comentario y se incluye referencia
185	IEEE	Alejandro Duque	a.duque.1990@ieee.org	Pilares del PEN	Se aplaude la mencion explicita de los ODS como elemento guia del PEN. Sin embargo, no se observa un articulacion igual de explicita con los elementos especificos del PEN.	Articular de forma directa los Pilares del PEN, relacionandolos con los ODS correspondientes.	Si bien la articulación no se hace de manera explícita en todos los puntos, a lo largo de la definición de las apuestas de transformación del sector en el PEN se encuentra una articulación directa con los pilares del mismo y los ODS correspondientes. Nuestro enfoque busca alinear las metas y acciones del PEN con los ODS pertinentes, garantizando así una contribución significativa al logro de la agenda global de sostenibilidad.
186	IEEE	Alejandro Duque	a.duque.1990@ieee.org	Tabla 4	Item 1-2, revisar el uso y mencion de UHVDC, No es consistente con el primer termino en ingles y no es claro si es ultra alta tension AC o DC.		Ultra-Alta Tensión (UHVDC): Una línea eléctrica se considera CC de voltaje ultra alto (UHV) a 800 kV y más. Fte:https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide
187	IEEE	Alejandro Duque	a.duque.1990@ieee.org	Tabla 4 y 11	Item 3, las tecnologias de cargabilidad dinamica actuales solo aplican a lineas de transmision.	Utilizar el termino cargabilidad dinamica de lineas de transmision.	Cargabilidad dinámica (Dynamic Line Rating-DLR), usa sensores para identificar la cargabilidad de la red en tiempo de real y puede optimizar la utilización de los activos de tranmisión sin generar sobre cargas.
188	IEEE	Alejandro Duque	a.duque.1990@ieee.org	Tabla 4	Item 4, los sistemas FACTS son sistemas flexibles de transmision AC, Se esta omitiendo el uso del termino fleixble, que es clave para describir este tipo de tecnologias. En la tabla 11 se observa el uso correcto.		Sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS): Se usan para mejorar el control de las redes de transmisión y maximizar la capacidad de transferencia (escenario de actualización) y Sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS) con aplicación en distribución: Se usan para mejorar el control de las redes de distribución y maximizar la capacidad de transferencia (escenario Disrupción).
189	IEEE	Alejandro Duque	a.duque.1990@ieee.org	Tabla 4	No se hace mencion a estaciones conversoras con capacidad Grid Forming, las cuales representan un pilar clave en la integracion segura de FNCER a los sistemas electricos sincronos.		La tecnologia propuesta no se identificó en el mapeo, pero se evaluará la pertienencia de su inclusión para la elaboración de los próximos planes.
190	IEEE	Alejandro Duque	a.duque.1990@ieee.org	Tabla 6	No se hace mencion a productos de Energy as Service basados en la reutilizacion de baterias (especialmente Li-ion) que ya estan siendo implementadas en Colombia.	Incluir este tipo de soluciones en el analisis.	Se aclara que si se incluyen varios procesos tecnologicos asociados al reuso de materiales, entre ellos el manejo de baterias, y un amplio número de procesos de eficiencia energética. Estas tecnologias estan agrupadas especialmente en equipos de uso final y vehiculos, y de acuerdo al ejercicio de mapeo tecnologico se contemplan en uno u otro escenario.
191	IEEE	Alejandro Duque	a.duque.1990@ieee.org	Energia Electrica	El analisis es de interes y se hace un barrido completo de diferentes tipos de generacion que se preveen tendran presencia en la matriz de energia electrica. Sin embargo, en algunos casos se hace mencion explicita a la cantidad de MW proyectados (generacion geotermica, nuclear) mientras que en otros no (eolica offshore)	Presentar un analisis consistente incluyendo valores explicitos para cada tecnologia o resumirlos en una tabla/grafica como las figuras 20 y 21.	Se aclara comentario. El Tomo 1 se hace un barrido general de los resultados obtenidos dentro del análisis de largo plazo, sin embargo, el Tomo 2 presentará en detalle la cantidad de MW proyectados para cada tecnología contemplada. Se agradece el comentario por parte de Alejandro Duque en cuanto al vacío percibido dentro de esta presentación y se informa que se revisará la pertinencia de realizar cambios con respecto a la claridad para la versión final de la Actualización del Plan Energético Nacional. A continuación, se presenta la capacidad eólica costa afuera para cada escenario al final de cada década del horizonte temporal estudiado.
192	IEEE	Alejandro Duque	a.duque.1990@ieee.org	General	Uno de los objetivos principales planteados en la introduccion es el de identificar riesgos para el sector energetico. Si bien en algunos puntos del documento se hace mencion a posibles riesgos, no se denota un analisis riguroso de identificacion, probabilidad de ocurrencia y severidad de estos riesgos.	Entendiendo el alcance e incertidumbre del PEN, no considero factible hacer un analisis completo de probabilidad de ocurrencia, pero si considero que la UPME cuenta con el conocimiento y habilidades para hacer un analisis de severidad de posibles riesgos asociados a los objetivos y pilares	Se considera el comentario como una posibilidad de mejora, por lo tanto, será considerada en la próxima actualización del documento PEN 2024-254.
193	sunriseenergy	Sunrise Energy Alejandro Alberto Garcia Herrera	alejandro@sunriseenergy.com	Sección: Energía Eléctrica, Pg 47	El SMR mas avanzado de 77 MW entrara en operación antes del 2030, se debe comenzar con el acuerdo 123 (1,2,3 (1,2,3 agreement) con USA. para la comercialización de tecnología nuclear para generación. Proponemos iniciar con la exploración de este acuerdo con USA en 2024I puesto que en ese país está el SMR más avanzado. Nota. En Sunrise Energy tenemos la experticia puesto que algunos de los miembros de nuestro equipo han sido parte de otros acuerdos como el de México. Hoy en dia Argentina, Brazil y Mexico, ya lo tienen. https://www.energy.gov/nnsa/123-agreements-peaceful-cooperation	En cuanto a la generación nuclear, se prevé su implementación en los escenarios de Inflexión y Disrupción, en respuesta al crecimiento de la electrificación de la demanda y la necesidad de expandir la capacidad de generación a partir de fuentes con bajas emisiones de GEI. Se estima que la primera adición de energía nuclear a partir de 2035, momento en el cual se espera contar con un marco normativo que debe comenzar con acuerdos de comercialización de tecnología nuclear para la generación eléctrica y térmica, que establezca los criterios y requisitos económicos, ambientales y sociales para su instalación. Esto implicará superar los desafíos regulatorios, según lo dispuesto por la Organización Internacional de Energía Atómica (IAEA, 2022).	Se aclara comentario. Es de suma importancia el aporte realizado por parte de Sunrise Energy y vale la pena aclarar que los bloques sugeridos de 300 MW están basados en la capacidad efectiva de los SMR según la IAEA (https://www.iaea.org/es/newscenter/news/que-son-los-reactores-modulares-pequenos-smr) que serían implementados en el SIN, sin embargo, esto no excluye la evaluación de la pertinencia de incluir microrreactores en zonas no interconectadas con el fin de construir comunidades energéticas independientes, que es un pilar dentro de la transición energética. Por lo anterior se agradecen los comentarios y se realizará una aclaración con respecto a la capacidad dentro del documento final.
194	sunriseenergy	Sunrise Energy Alejandro Alberto Garcia Herrera	alejandro@sunriseenergy.com	Sección: Energía Eléctrica, Pg 47	Incluir la posibilidad a SMR más pequeños de 300MW, de hecho, el SMR que tiene diseño ya aprobado por NRC y se encuentra en estado de fabricación de sus equipos es el de NuScale de 77 MW, que se espera estará operando antes de 2030. Además, hay SMRs de 10 a 30 MW que podría servir a la industria textil, papelera, bebidas y alimentos, y zonas no interconectadas, entre otras. IAEA\7650_smr_dashboard.pdf. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2023-02/7650_smr_dashboard.pdf	Con relación a la incorporación de plantas nucleares que se adapten a las necesidades y contexto colombiano, se considera la implementación progresiva de la tecnología de Reactores Modulares Pequeños (SMR, por sus siglas en inglés), debido a sus tiempos de construcción más cortos, mayor accesibilidad y otros beneficios (IEA, 2022)17 . Se prevé agregar de manera progresiva reactores de 10 a 300 MW de capacidad, siguiendo las tendencias actuales en la puesta en marcha de este tipo de plantas (IEA, 2022)18. Además, se establece un factor de capacidad del 82,4%, según los estimados históricos asociados a esta tecnología. Asimismo, se estima que la generación nuclear se incorporará a la matriz energética con un total de 1.884 MW, siguiendo la trayectoria de países de la región como Argentina, Brasil y México, según información de (World Nuclear Association, 2022)19.	
195	sunriseenergy	Sunrise Energy Alejandro Alberto Garcia Herrera	alejandro@sunriseenergy.com	Sección inflexión, Pg 56	Considerar SMR de menor tamaño, incluso de menos de 100 MW. De hecho, el SMR que está en construcción de componentes es de 77 MW de NuScale y se espera que este en operación antes de 2030. Además, considerar que la energía nuclear con reactores de 10 a 30 MW puede servir a la industria textil, papelera, bebidas y alimentos, zonas no interconectadas y desalinización para proveer agua potable, entre otras. IAEA\7650_smr_dashboard.pdf. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2023-02/7650_smr_dashboard.pdf	En términos de generación de energía eléctrica, se contempla la introducción gradual de la generación nuclear a partir del año 2038 con reactores de 10 a 300 MW y subsiguientes adiciones entre los años 2035 y 2045 utilizando tecnología SMR. También se espera una importante penetración de la industria eólica costa afuera. En cuanto a la generación geotérmica, se espera una mayor capacidad instalada en comparación con el escenario de Actualización. La capacidad de generación fotovoltaica se mantiene en proporciones similares a los escenarios anteriores.	
196	sunriseenergy	Sunrise Energy Alejandro Alberto Garcia Herrera	alejandro@sunriseenergy.com	Sección Disrupción, Pg 59	Considerar SMR de menor tamaño, incluso de menos de 100 MW. De hecho, el SMR que está en construcción de componentes es de 77 MW de NuScale y se espera que este en operación antes de 2030. Además, considerar que la energía nuclear con reactores de 10 a 30 MW puede servir a la industria textil, papelera, bebidas y alimentos, y zonas no interconectadas, entre otras. IAEA\7650_smr_dashboard.pdf. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2023-02/7650_smr_dashboard.pdf	En cuanto a la generación geotérmica, se prevé un aumento del 70% en comparación con el escenario de Inflexión. Asimismo, se asume la introducción de la energía nuclear en la misma medida y aceleración presentadas en el escenario anterior, con reactores de 10 a 300 MW de utilizando tecnología SMR. En cuanto a la red eléctrica, se prevé la implementación de todas las medidas consideradas en los escenarios anteriores, teniendo en cuenta que este escenario es el más ambicioso en cuanto a capacidad instalada.	
197	sunriseenergy	Sunrise Energy Alejandro Alberto Garcia Herrera	alejandro@sunriseenergy.com	Sección: Oferta Energética, Pg. 96	1.Una forma posible de dar entrada a SMR es reemplazando en las termoeléctricas el carbón por reactores SMR, puesto que la sección de cogeneración con turbia se mantendría y así disminuiría la inversión inicial. En Colombia se tiene 1.1 GW de capacidad instalada con este tipo de plantas, para lo cual se requiere pensar en la entrada de SMR más pequeños que de 300 MW. https://www.forbes.com/sites/rrapier/2023/06/11/nuclear-power-is-a-viable-option-for-replacing-coal/?sh=2baa46c23f33 2.El regulatorio toma años y debe comenzar lo más pronto posible con el acuerdo 1,2,3 (1,2,3 agreement) con USA. para la comercialización de tecnología nuclear para generación. Proponemos iniciar con la exploración de este acuerdo con USA en 2024I puesto que en ese país está el SMR más avanzado. Nota. En Sunrise Energy tenemos la experticia puesto que algunos de los miembros de nuestro equipo han sido parte de otros acuerdos como el de México. Hoy en dia Argentina, Brazil y Mexico, ya lo tienen. https://www.energy.gov/nnsa/123-agreements-peaceful-cooperation	El parque de generación de energía eléctrica en el SIN alcanza una capacidad instalada de 60.309 MW, lo cual es 3.1 veces la matriz eléctrica del año 2022, experimentando cambios significativos en la composición de su canasta. En la Figura 78 se observa que destaca la inclusión de energía nuclear en la oferta, con una capacidad de 900 MW con SMR de 10 a 300 MW, distribuidos en bloques de 300 MW. Esta tecnología, conocida como SMR, se espera que esté operativa a partir de 2038, otorgando un período de 15 años para su regulación que debe comenzar con acuerdos de comercialización de tecnología nuclear para generación de energía eléctrica y térmica. Esta capacidad nuclear actuará como una fuente de energía firme, fortaleciendo el sistema eléctrico y complementando la generación térmica convencional. Esto permitirá reducir la dependencia de la generación térmica sin descuidar la seguridad del sistema.	Se aclara el comentario. En primer lugar se propone la tecnología SMR como adicional a la térmica que existe en la actualidad ya que la creciente expansión a partir de VERS es significativa. En este sentido la apuesta está enfocada en mantener capacidad instalada a base de carbón con tecnología CCUS, al igual que gas natural e incluir generación nuclear. Por otra parte, al realizar la revisión de la tecnología existente se optó por tomar una potencia similar a la planta VOYGR-4 (https://www.nuscalepower.com/en/products/voygr-smr-plants) de NuScale, que está compuesta por cuatro pequeños reactores modulares de 77 MW como lo menciona Sunrise Energy en el comentario allegado. Esta planta es la más pequeña fabricada por la compañía que recibió la aprobación de NRC. Se propone considerar una planta de potencia considerable que genere beneficios económicos y técnicos dentro del SIN, sin embargo, esto no deja de lado la posibilidad de estudiar la viabilidad de incluir microrreactores dentro de las comunidades energéticas. Adicionalmente, se reitera la necesidad de crear convenios con las empresas fabricantes de tecnología SMR de más experiencia dentro del mercado para crear una hoja de ruta de su implementación dentro del sistema actual con valores específicos y desarrollar estudios en el corto plazo como es sugerido dentro del comentario.
198	sunriseenergy	Sunrise Energy Alejandro Alberto Garcia Herrera	alejandro@sunriseenergy.com	Sección: Oferta Energética, Pg 118	1. Abrir la posibilidad a SMRs más pequeños de 300MW, de hecho, el SMR que tiene diseño ya aprobado por NRC y se encuentra en estado de fabricación de sus equipos es el de NuScale de 77 MW, que se espera estará operando antes de 2030. Además, hay SMRs de 10 a 30 MW que podría servir a la industria textil, papelera, bebidas y alimentos, y zonas no interconectadas, entre otras. IAEA\7650_smr_dashboard.pdf. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2023-02/7650_smr_dashboard.pdf 2. La inclusión de tecnología debe comenzar con acuerdos para la comercialización de tecnología nuclear con miras a la generación de energía eléctrica y térmica. El regulatorio toma años y debe comenzar lo más pronto posible con el acuerdo 1,2,3 (1,2,3 agreement) con USA. para la comercialización de tecnología nuclear para generación. Proponemos iniciar con la exploración de este acuerdo con USA en 2024I puesto que en ese país está el SMR más avanzado. Nota. En Sunrise Energy tenemos la experticia puesto que algunos de los miembros de nuestro equipo han sido parte de otros acuerdos como el de México. Hoy en dia Argentina, Brazil y Mexico, ya lo tienen. https://www.energy.gov/nnsa/123-agreements-peaceful-cooperation	En cuanto a otras fuentes no convencionales, se plantea la incorporación de energía nuclear con una capacidad estimada entre 1.200 MW y 1.800 MW, utilizando tecnología SMR (Reactores Modulares Pequeños) con reactores de 10 a 300 MW. Se propone iniciar con la exploración de acuerdos de comercialización a partir del 2024 para la inclusión de esta tecnología a partir de 2035, lo que indica la necesidad de acelerar su entrada en la regulación en comparación con los escenarios anteriores, que plantean la energía nuclear a partir de 2038.	
199	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	**Caros Alberto Graterón Santos**	**carlos.grateron@fedebiocom**	**Comentario General**	Cómo se observa en la tabla 40 y la figura 139, en ningún escenario se cumple la meta planteada de reducción del 51% en la NDC Colombia, esto ratifica la necesidad de incluir medidas de mitigación adicionales a las planteadas, como el uso de mezclas superiores biocombustibles mandatorias y voluntarias, así como la promoción de tecnologías Flex Fuel, Hibrído eléctricas. Por otro lado, es fundamental revisar los factores de emisión utilizados para los biocombustibles, pues las emisiones de estos energéticos, son de carbono biogénico, es decir no es nuevo carbono que va a la atmósfera, el factor de emisión del biodiésel es 2kgCO2/Gal mientras que el diesel es de 12kgCO2/Gal, por otro lado la del Etanol es de 3kgCO2Gal, mientras que la gasolina es de 10kgCO27Gal	Revisar la metodología de cálculo de emisiones de uso de biocombustibles, emplear los factores del análisis de ciclo de vida del Ministerio de Minas y Energía y publicados en la evaluación del CONPES 3510	Agradecemos su comentarios al respecto y se realizarán las validaciones y ajustes correspondientes.
200	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Recursos e infraestructura actuales pg 20	Referenciar los recursos y la infraestructura actual asociada a la producción de biocombustibles, ya que en la actualidad el biodiésel y el bioetanol, sustitiyen cerca de 20 mil barriles diaraios de diesel y gasolina, es decir al menos la producción diaria de un campo petrolero superior a la producción diaria de un campo petroleor como Chicheme	Biocombustibles: En la actualidad el país cuenta con un mandato de mezclas de biocombustibles del 10% de biodiésel en diesel y del 7% de Bioetanol en gasolinas, estos mandatos equivalen a una oferta energética de 20kbd o 33.45PJ.	Agradecemos su comentarios al respecto y se realizarán las validaciones y ajustes correspondientes.
201	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Gráfica transición energética pg 26	El hito más importante de transición energética en el pais entre 1975 y el 2021, es el programa nacional de biocombustibles, por lo cual se solicita incluirlos en la gráfica.	Incluir en la gráfica 2021 la participación explicita de los biocombustibles en en colombia	Agradecemos su comentarios al respecto y se realizarán las validaciones y ajustes correspondientes.
202	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Tabla 3 Pág 35	Correción del númeral 4, pues las mezclas son de biodiésel	4. Aumento de mezclas de biodiésel en diésel	Agradecemos su comentarios al respecto y se realizarán las validaciones y ajustes correspondientes.
203	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Figura 12 Pág 36	Reclacificación de biocombustibles en el escenario de actualización	Revisar los factores de emisión utilizados para estimar el impacto ambiental de los incrementos de mezclas de biocombustibles en el sector transporte, la incertidumbre tecnológica de estos energéticos es muy baJAM Y MPOy esto sucede, principalmente porque estas plantas ya se encuentran operativas. El factor de emisión de acuerdo con el ACV de los biocombustibles en Colombia es 2kgCO2/Gal y 3kgCO2/Gal para biodiésel y el bioetanol respectivamente. Por otro lado y de acuerdo con el estudio de Cerrito Capital "Biocombustibles una politica pública" el incremento de las mezclas de biocombustibles es la alternativa más costo eficiente	Agradecemos sus comentarios y se permite indicar que los comentarios relacionados con el replanteo de los factores de emisión y sus consideraciones con respecto al mapeo tecnológico serán considerados en una próxima versión del Plan Energético Nacional.
204	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Escenarios de oferta energética pg 40	Incluir a los biocombustibles, biodiésel y bioetanol en los escenarios de oferta energética, la demanda actual de estos biocombustibles es de unos 20kbd, sustituyen ese volumen de combustibles fósiles y los cultivos agroenergéticos, la palma de aceite y la caña de azúcar son reservas energéticas	Biocombustibles: Se cuenta con areas sembradas de 600mil ha de palma de aceite y cerca de 350mil ha de caña de azúcar, materias primas para la producción de biocombustibles, en el 2022 esta producción fue de 20kbd o lo que equivale, de acuedo con cerrito capital, a un campo petrolero cercado a los 30kbd en biodiésel equivalente petroleo y 20kbd en bioetanol equivalente petróleo.	Agradecemos su comentarios al respecto y se contemplará su inclusión en el próximo Plan Energético Nacional - PEN.
205	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Inicitativas del mapeo tecnológio pg 40, escenario actualización	En la actualidad el país tiene una mezcla del 10% de biodiésel en diésel, denominada B10, con esta mezcla no solo se ha logrado reducir el contenido de azufre, sino además mejorar el número de cetano, incrementar la lubricidad, reducir las emisiones de material particulado y de gases efecto invernadero. En ese mismo sentido, el pais tiene mezclas del 7% al 10% de etanol en gasolinas, con estas mezclas se mejora el octanaje de las gasolinas, su oxigenación.	En este escenario se debe contabilizar explicitamente las mezclas de biocombustibles actuales como una iniciativa independiente del mejoramiento de calidad de las gasolinas	Se aclara y acepta comentario. Los biocombustibles no fueron considerados como un energético independiente dentro del modelo de estimación de consumo de energía final y emisiones para el sector transporte. La mezcla en biocombustibles en gasolina y diésel no fue modificada por escenario. Sin embargo, su comentario se evaluará y contemplará para una nueva versión del PEN.
206	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Mezclas voluntarias de biocombustibles en el escenario de actualización pag 51. escenario de actualización	Colombia en la actualidad cuenta con un programa de mezclas voluntarias de diesel biodiésel, más de 1200 vehículos están usando mezclas del 20%, en ese mismos sentido diversas marcas de automores han anunciado la posibilida de traer tecnologías híbridas electrico-etanol o las denominadas Flex Fuel, son tecnologías probadas que utilizan la infraestructura existente para la distribución de combustibles líquidos, lo que representa una ventaja, pues los costos de inversión inicial se reducen	Las mezclas voluntarias de biocombustibles hoy son una realidad, para ello el ministerio de minas y energía emitió la resolución 40178 que establece los requisitos para la realización de pilotos mezclas superiores voluntarias diesel/biodiésel, actualmente hay 4 pilotos en el país que están operando con mezclas del 20% en el país. Este tipo de iniciativas tienen un enorme potencial de reducción de contaminantes locales, así como de emisiones de gases efecto inverandero, por lo que en este escenario se contempla la posibilidad de avanzar de un plan de pilotos a cupos de mezclas superiores en estaciones de servicio	Se aclara y acepta comentario. Los biocombustibles no fueron considerados como un energético independiente dentro del modelo de estimación de consumo de energía final y emisiones para el sector transporte. La mezcla en biocombustibles en gasolina y diésel no fue modificada por escenario. Sin embargo, su comentario se evaluará y contemplará para una nueva versión del PEN.
207	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Incremento de mezclas de biocombustibles en el escenario de modernización p51	El escenario de modernización, adicionalmente a lo planteado, denbería incluir explicitamente el incremento de mezclas de biocombustibles para el sector transporte. El incremento de mezclas de biodiésel al 20% tiene un potencial de mitigación de las emisiones de Gases efecto invernadero de al menos 4 millones de toneladas anuales de CO2 y el incremento de mezclas de etanol en gasolinas entre el12% y el 15%, tienen un potencial de reducción de emisiones entre 1 millón de tonaledas de CO2 y 1.4 millones de toneladas. Por otro lado y debido a que las tecnologías hibridas y flex fuel están disponibles, se podria incliujir en este escenario uso de 100% Bioetanol o mezclas de E85	Incrementar las mezclas de biocombustibles en el sector transporte, como una medida de sustitiición de combustibles fósiles, promoción de tecnologías flez fuel, híbrias y eléctricas	En los escenarios del PEN se contempló el incremento de la mezcla de combustibles y biocombustibles, alcanzando un 14% de mezcla para gasolina y diésel.
208	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Revisión aporte a la mitigación de cambio climático p51	En la figura 23 revisar los cálculos de aporte a la mitigación, pues con los factores de emisión del análisis de ciclo de vida de los biocombuitbles 2kg CO2/Gal en biodiésel, mientras que el diesel tiene un factor de emisión de 12kgCO2/gal , el factor de emisión de etanol es de 3kgCO2/Gal al tiempo que la gasolina son 10kgCO2/Gal	Ajustar el aporte a la mitigación del incremento de las mezclas de biocombustibles	En el presente documento, los factores de emisión son aquellos disponibles en la calculadora FECOC. Por otro lado, los análisis no incluyen el ciclo de vida de los biocombustibles. Se considera que esto es trabajo futuro para la próxima actualización del PEN.

209	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Revisión aporte a la mitigación de cambio climático pag 54	Incluri explicitamente los aportes de reducción de emisiones por el incremento de mezclas de biocombusitbles	En este escenario se considera el incremento de mezclas de biodiésel en diesel al 20% y de etanol en gasolina al 12%, con estos incrementos se tiene un potencial de mitigación de emisiones de gases efecto invernadero, material particulado, se promueve la seguridad y soberanía energética, así como la diversificación de la canasta energética, en ese mismo sentido se promueve el desarrollo rural así como la agroindustria y la generación de empleo	El Ministerio de Minas y Energía y la UPME están explorando el potencial de producción de combustibles de segunda y tercera generación. Se contempla incluir los resultados en la siguiente versión del Plan Energético Nacional - PEN.
210	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Biocombustibles avanzados en el escenario de inflexión	De acuerdo con la organización internacional de la aviación civil OACI, para el 2050 las emisiones del transporte aereo deben ser cero, en ese mismo sentido la organización internacional de transporte maritimo establece que para el 2030, las emisiones de este sector se deben reducir en al menos un 40% para el 2030 y un 70% para el 2050, es decir que tanto el SAF (Sustanaible Aviation Fuel) como el SMF (Sustanaible Maritime Fuel) serán una realidad y Colombia debe tener una oferta de este tipo de combustibles que garantice la operaciones tanto de navieras como de aerolineas en el territorio nacional	Se proyecta la producción de biocombustibles avanzados, diesel renovable y combustibles sostenibles de aviación (SAF) en el escenario de inflexión	El Ministerio de Minas y Energía y la UPME están explorando el potencial de producción de combustibles de segunda y tercera generación. Se contempla incluir los resultados en la siguiente versión del Plan Energético Nacional - PEN.
211	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Biocombustibles al 100% en escenario de disrupción	La operación del parque auntomotor usando 100% biocombustibles es técnicamente posible, así lo demuestran los resultados del club de biotanqueo, en un escenario de mezclas	Se proyecta la producción de biocombustibles avanzados, diesel renovable y combustibles sostenibles de aviación (SAF) en el escenario de inflexión	Se aclara comentario. Dado que se busca una descarbonización lo más alta posible en la mayoría de segmentos vehiculares a través de la renovación de la flota por vehículos tipo (BEV y FCEV), principalmente para las categorías livianas, buses, microbuses y motocicletas, y para todos los escenarios contemplados, la inclusión de biocombustibles al 100% en el parque automotor no se consideró como una medida en lineamiento las ambiciones de electrificación del sector. Adicionalmente, no fue considerado un bicombustible que pudiese operar al 100% dentro del modelamiento como un energético independiente. Sus aclaraciones serán evaluadas y tenidas en cuenta para una próxima versión del PEN.
212	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Desagregar la participación de biocombustibles en el escenario de actualización pag.66 Fig 30	En el gráfico desagregar la participación de los biocombustibles que en este ese año pesan un 10% de la demanda de diesel y gasolina, respectivamente, con un aporte que puede superar los 40PJ.	Gráfica de barras del aporte energético de los biocombustibles, etanol y biodiésel.	Se aclara comentario. Los biocombustibles no fueron considerados como un energético independiente dentro del modelo de estimación de consumo de energía final y emisiones para el sector transporte. Sin embargo, para su comentario se evaluará la pertinencia de su inclusión para una nueva versión del PEN
213	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Figura 31 Incluir aporte de los biocombustibles	En la figura 31 incluir el aporte consolidado de los biocombustibles.	Incluir serie de datos de aportes delos biocombustibles o especificar que la serie de datos petroleo, derivados y mezclas con biocombustibles	Se aclara comentario. Los biocombustibles no fueron considerados como un energético independiente dentro del modelo de estimación de consumo de energía final y emisiones para el sector transporte. Sin embargo, para su comentario se evaluará la pertinencia de su inclusión para una nueva versión del PEN
214	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Figura 48Incluir aporte de los biocombustibles pag. 77	En la gráfica desagraguegar el consumo de biocombustibles en el escenario de modernización .	Incluir serie de datos del consumo de biocombustibles en el escenario de modernización, ya que en este escenario se contempla el incremento de mezclas	Se aclara comentario. Los biocombustibles no fueron considerados como un energético independiente dentro del modelo de estimación de consumo de energía final y emisiones para el sector transporte. Sin embargo, para su comentario se evaluará la pertinencia de su inclusión para una nueva versión del PEN
215	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Tabla 21 pag 78	El aporte de biocombustibles en el 2022 es de 33,4PJ, para el 2052 en este escenario ese aporte podría superar los 60PJ, por ser c<biocombustibles de bajas emisiones y por su carácter renovable, este consumo final mitiga las emisiones de GEI.	Incluir columna aporte energético de biocombustibles en escenario de modernización	Se aclara comentario. Los biocombustibles no fueron considerados como un energético independiente dentro del modelo de estimación de consumo de energía final y emisiones para el sector transporte. Sin embargo, para su comentario se evaluará la pertinencia de su inclusión para una nueva versión del PEN
216	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Tabla 35 pag 123	Desagregar la participación de los biocombustibles en cada uno de los escenarios del consumo final del sector transporte	Adicionar columna de datos por el uso de biocombustibles en el sector transporte.	Se aclara comentario. Los biocombustibles no fueron considerados como un energético independiente dentro del modelo de estimación de consumo de energía final y emisiones para el sector transporte. Sin embargo, para su comentario se evaluará la pertinencia de su inclusión para una nueva versión del PEN
217	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Figura 123 pag 129	Desagregar la participación de los biocombustibles en cada uno de los escenarios presentados de oferta energética.	Incluir serie de datos del aporte de biocombustibles a la oferta energética	Se aclara comentario. Los biocombustibles no fueron considerados como un energético independiente dentro del modelo de estimación de consumo de energía final y emisiones para el sector transporte. Sin embargo, para su comentario se evaluará la pertinencia de su inclusión para una nueva versión del PEN
218	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	Tabla 40 pag 144	Sobre el incumplimiento de la meta de reducción de GEI de la NDC en 2030, el incremento de mezclas de biocombustibles, así como el desarrrollo de mezclas voluntarias planteados y el desarrollo de tanto de SAF, diesel renovable y los combustibles sostenibles maritimos, contribuirán al cumplimiento de la meta de reducción del 51%	Incluir en este análisis el aporte de los escenarios planteados de mezclas de biocombustibles	Se evaluará la pertinencia de su inclusión para una nueva versión del Plan Energético Nacional - PEN.
219	FEDEBIOCOMBUSTIBLES	Caros Alberto Graterón Santos	carlos.grateron@fedebiocomb	pag 149	En el pilar de adaptación y mitigación del cambio climático, no se hace mención al uso de biocombustibles como una alternativa de reducción de emisiones de GEI para el transporte. Una de las oportunidades que tiene este sector es la consolidación de mezclas 10% en el escenario de actualización así como las mezclas voluntarias y el uso de tecnologías Flex Fuel y/o Híbridas eléctricos-biocombusitbles. Por otro lado, en el escenario de modernización se pueden plantear incrementos de mezclas al 20%, en el escenario de inflexión escenarios de uso de mezclas biocombustibles avanzados, tales como diesel renovable,combustibles sostenibles de aviación, combustibles sostenibles maritimos y diesel renovables, en el escenario disrrupción uso de 100% de biocombustibles. Con estos escenarios se contribuirá de manera significativa al cumolimiento de la NDC	Incluir los biocombustibles en el pilar de adaptación y mitigación en el cambio climático. De acuerdo con los resultados de los análisis planteados en cada uno de los escenarios para las mezclas	Dentro de las tecnologias mapeada e incluidas en los escenarios proúestos se incluyen, entre otras: Aumentos de mezcla de diésel con la primera generación de Biodiesel, Aumentos en la mezcla etanol, SAF Combustible sostenible de aviación - Bio Jet. HEFA, Diesel renovable, Biocombustibles avanzados. Mezclas de combustibles con segunda y tercera generación de Biodiesel. Sin embargo, Se evaluará la pertinencia de su inclusión para una nueva versión del PEN
220	ANDESCO	ANDESCO	kathrine.simancas@andesco.org.co adriana.arevalo@andesco.org.co	NA	Estimado Señor Correa: Desde la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones – Andesco, remitimos nuestras observaciones con relación al documento “Plan Energético Nacional 2022-2052 – Tomo 1”. A continuación, planteamos unos comentarios generales, así como comentarios más específicos sobre los escenarios de oferta energética, con relación a los escenarios prospectivos de oferta y demanda, y finalmente, en cuanto a los resultados de emisiones de GEI.		Tomamos en cuenta su solicitud de tiempo suficiente para la revisión y análisis del documento, así como la petición de comentarios sobre el "Tomo 2" y otros documentos relacionados con los supuestos y criterios utilizados en los escenarios. Estamos buscando asegurar un proceso de consulta más completo para la futura actualización del PEN. Por otro lado, reconocemos la importancia de la divulgación de la Hoja de Ruta de Transición Energética por parte del Ministerio de Minas y Energía. Estamos de acuerdo en que la divulgación de este documento permitirá un análisis integral y conjunto de los documentos relacionados, facilitando así una visión transversal y coherente hacia los objetivos sectoriales. Apreciamos su sugerencia de coordinar y definir compromisos entre las instituciones del Estado para impulsar estrategias y planes en línea con las metas ambientales, sociales, económicas y de desarrollo energético del país. Estamos comprometidos a trabajar en colaboración con todas las partes interesadas para garantizar una implementación efectiva del PEN. En cuanto a su pregunta sobre la participación de nuevas tecnologías y el cumplimiento de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) para Colombia, aclaramos que el análisis de las nuevas tecnologías y su impacto en el cumplimiento de las NDC se encuentra dentro del alcance del PEN. No obstante, no es posible hacer un análisis independiente del impacto que tiene cada una ella por las características del modelo energético usado. Sin embargo, consideramos esta recomendación como parte del trabajo futuro de la actualización del PEN.
221	ANDESCO	ANDESCO	kathrine.simancas@andesco.org.co adriana.arevalo@andesco.org.co	Aspectos generales:	En primer lugar, resaltamos el esfuerzo de la UPME, al plantear escenarios sobre el desarrollo futuro del sector energético colombiano que aporten a la consecución de los objetivos de política energética de mediano y largo plazo, propendiendo por asegurar el suministro energético competitivo, seguro y eficiente para los usuarios, planteando a su vez soluciones para el cierre de brechas en los servicios de energía eléctrica y gas natural, promoviendo la eficiencia energética y la sostenibilidad. En segundo lugar, teniendo en cuenta que según lo manifestado por la entidad no será posible ampliar el plazo para comentarios, vemos importante que en oportunidades futuras para este tipo de documentos (por su alto impacto), podamos contar con un tiempo suficiente para su revisión y análisis, con lo cual buscamos aportar en su construcción, de manera que el proceso de consulta sea más provechoso y ajustado a las necesidades reales del país en materia energética. Por lo tanto, solicitamos de antemano, que el “Tomo 2”, que entendemos contiene mayores precisiones sobre los planteamientos incluidos en el Tomo 1, y los demás documentos que contengan la información sobre los supuestos utilizados como costos de las tecnologías o criterios para cada escenario (como la valoración de las externalidades) y los detalles del modelamiento de los escenarios, sean puestos a comentarios por parte de los interesados con un tiempo razonable para una revisión más detallada. Adicionalmente, dado que el documento toma como insumo la “Hoja de ruta de Transición Energética”, vemos necesario que desde el Ministerio de Minas y Energía se adelante la divulgación de esta. Lo cual, permitirá analizar de manera integral y conjunta los documentos que serán trascendentales para el desarrollo y fortalecimiento del sector, y por supuesto, que los comentarios que alleguemos tengan una visión más transversal, al contener una línea conductora hacia los objetivos sectoriales. Por otro lado, dado que el Plan Energético Nacional – PEN- le apunta, entre otros aspectos, a oportunidades para un suministro sostenible de energía y una transformación integral en los sectores de demanda, sugerimos que una vez se surta todo el proceso para emitir el documento final, se adelante la divulgación, coordinación y definición de compromisos entre las instituciones del Estado que deberán liderar acciones para los diversos sectores de la economía. Lo anterior, en aras de impulsar las estrategias y planes que surjan, atendiendo la realidad energética del país, de manera coordinada, con el fin de cumplir las metas ambientales, sociales, económicas y de desarrollo energético del país. También, teniendo en cuenta que el artículo 16 de la Ley 143 de 1994 establece que la UPME debe elaborar y actualizar el PEN en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo, y que el primero, es un documento de prospectiva energética que plantea escenarios indicativos más no mandatorios, solicitamos aclarar por qué no se incluye en el análisis de la participación de nuevas tecnologías el cumplimiento de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional – NDC para Colombia. En general, destacamos en el enfoque del Plan, la orientación hacia el logro de la descarbonización en línea con los compromisos ambientales adquiridos por el país. Además, resaltamos la visión integral que plantea el documento incluyendo diversos factores para determinar los diferentes escenarios plasmados en el documento, y la consideración de estudios previamente elaborados.		
222	ANDESCO	ANDESCO	kathrine.simancas@andesco.org.co adriana.arevalo@andesco.org.co	Escenarios de oferta energética:	Para los escenarios de “Petróleo y capacidad de refinación” y “Gas natural”, se agregan cantidades de recursos contingentes, las cuales, entendemos que corresponden a valores reportados a la Agencia Nacional de Hidrocarburos con corte a diciembre de 2021; sin embargo, consideramos necesario especificar los recursos contingentes a los cuales se hace referencia en estos escenarios de oferta e incluir las bases sobre las cuales se estimaron las probabilidades de producción de estos. Por otra parte, en los mismos escenarios, consideramos relevante detallar la metodología mediante la cual se determina para el escenario de “Actualización”, que el país debe abastecer su demanda de gas natural mediante importación. Lo anterior, con el fin de conocer la relación costo-beneficio evaluada de esta alternativa frente a la producción con gas local, considerando los objetivos de confiabilidad, el análisis de los mercados internacionales, y la infraestructura necesaria para cada alternativa. Para el sector de energía eléctrica, sugerimos complementar el análisis de una manera más concreta y precisa incorporando las medidas y acciones relacionadas con la política energética, para lograr el desarrollo de cada escenario planteado, contemplando las necesidades reales. De igual forma, en lo que concierne al desarrollo de proyectos de infraestructura energética, actualmente se presentan condiciones normativas, ambientales, sociales, prediales, operativas, de mercado, y de fortalecimiento institucional, que deberán ajustarse para avanzar con la transición energética que se plantea. Por lo tanto, el país requiere enfocar esfuerzos sobre procesos más expeditos para afrontar los desafíos que se presentan, que permitirán llevar a la práctica el cambio de la matriz energética en el corto y mediano plazo.		Se acepta el comentario. En primer lugar, nos permitimos indicar que dentro del desarrollo del documento PEN 2024-2054 se proporcionará una visión integral, que guíe la toma de decisiones gubernamentales, promueva la eficiencia en el uso de recursos, y busque mejorar la calidad de vida de la población. Para esto, se incorporarán una serie de apuestas que abarquen cada uno de los planes estratégicos, que son: Industrialización, Movilidad Sostenible, Eficiencia Energética, Infraestructura Energética, Diversificación Energética, Innovación y Desarrollo. Con esto presente, la construcción del PEN 2024-2054 permitirá abordar las consideraciones planteadas en su comentario. Por otra parte, es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional. Se agradece la sugerencia hecha por parte de ANDESCO y se informa que, dentro de los documentos complementarios al tomo 1 y 2 de la Actualización del Plan Energético Nacional, se encuentra contemplado un documento de políticas públicas sugeridas para el alcance de los resultados obtenidos en el análisis.
223	ANDESCO	ANDESCO	kathrine.simancas@andesco.org.co adriana.arevalo@andesco.org.co	Escenarios prospectivos de oferta y demanda:	En ninguno de los cinco (5) escenarios planteados se cumple con el compromiso adquirido por el país en la NDC de 2021. Con base esto, consideramos importante que el Plan Energético Nacional considere un análisis adicional que permita identificar los requerimientos para alcanzar los objetivos climáticos, y alejarse de la tendencia del uso intensivo de combustibles con alto coeficiente de emisiones de CO_2. Con respecto a la reducción de emisiones para el año 2050, observamos que no existe ningún escenario bajo el cual se alcance la carbono neutralidad en el sector energético. Solicitamos aclarar si con esto se entendería que no es posible alcanzarla en 2050 en el sector energético. Por lo tanto, sugerimos explorar si es factible un escenario de transición que permita la carbono neutralidad, y evaluar los costos de este camino para, de esta forma, tomar decisiones con un panorama completo. Sugerimos exponer con mayor detalle los análisis que permiten determinar el tipo de tecnología que se incorpora en cada escenario. Es importante que haya una mayor profundidad acerca de cómo se decide uno u otro aspecto. Por otro lado, dado que son escenarios en los que se prevé la integración de nuevos recursos energéticos y tecnologías, es importante considerar las estrategias y acciones que se requieran para el cumplimiento de estos, así como las inversiones necesarias para su materialización, siempre garantizando el abastecimiento y confiabilidad de los servicios de energía eléctrica y gas natural. Cabe destacar, entre estos asuntos, la necesidad de asegurar el desarrollo de los proyectos de infraestructura del sector energético, considerados de manera integral, como se manifestó anteriormente; es decir, desde los puntos de vista social, predial, ambiental, político, económico, de orden público, entre otros. Para esto, es indispensable fortalecer la coordinación entre todos los organismos del Estado y los desarrolladores de proyectos para lograr su materialización. Sugerimos que las premisas mencionadas previamente se incorporen de manera explícita en el documento para movilizar los recursos y acciones pertinentes. Por otra parte, la descarbonización del sector transporte es un aspecto clave para avanzar en las metas de reducción de emisiones a nivel nacional. Observamos que en el documento al hacerse referencia a las ventas y proyecciones de parque automotor de carga se menciona siempre al Gas Natural Licuado – GNL como combustible; sobre esto, cabe mencionar que el GNL aún no cuenta con una infraestructura desarrollada para abastecimiento para el sector transporte y disponibilidad de molécula en cargaderos. Aunque la oferta tecnológica existe, en el país aún no se ofrece, pues la tecnología desarrollada y oferta disponible actual es de dedicados a Gas Natural Vehicular - GNV. En tal sentido, se recomienda establecer metas para vehículos de bajas emisiones con gas natural, independientemente del tipo de almacenamiento, ya sea comprimido o licuado. Específicamente, en el escenario de “Actualización”, vemos relevante destacar el aporte del gas natural en la descarbonización del sector transporte en general, no solo en carga pesada, sino también en livianos particulares y de pasajeros. Además, el gas natural es uno de los sustitutos básicos al uso de leña en el sector residencial, por lo que es importante tenerlo en cuenta junto con las alternativas planteadas. En línea con las iniciativas de mercado y legislativas, sugerimos que el escenario de este mismo escenario contemple en el corto plazo la incorporación del blending de hidrógeno en las redes de gas natural. Así mismo, para impulsar el desarrollo de la economía del hidrógeno se debe flexibilizar la fuente de energía para producirlo, así como el acceso a los beneficios tributarios, por lo que se recomienda dichos beneficios se extiendan al hidrógeno producido a partir de la energía tomada de la red.		Reconocemos la importancia de alinear los escenarios del PEN con los compromisos climáticos adquiridos por el país en la NDC de 2021. En este sentido, el documento indica que el país tiene las capacidades para el cumplimiento de los compromisos ambientales y la carbono neutralidad en el sector de energía, sin embargo, a 2030, las alternativas tecnológicas identificadas en cada uno de los escenarios y las potenciales acciones en cada sector no permiten cumplir con los compromisos de reducción de un 51% de las emisiones de GEI adquiridos por el país. Sin embargo, también se aclara que los escenarios expuestos y los supuestos considerados son complementarios a los análisis presentados al escenario de descarbonización de la Hoja de Ruta de TEJ hacia 2052. Entendemos su preocupación sobre la falta de escenarios que alcancen la neutralidad de carbono en el sector energético para 2050, por lo tanto, vamos a evaluar la pertinencia de presentar un escenario que alcance este objetivo en el sector energético y explorar la viabilidad de un escenario de este tipo, incluyendo los costos asociados. Por otro lado, estamos de acuerdo en la importancia de considerar las estrategias y acciones necesarias para la integración de nuevos recursos energéticos y tecnologías, así como las inversiones requeridas para su implementación. Nos comprometemos a fortalecer el rol del PEN para la coordinación entre todos los organismos del Estado y los desarrolladores de proyectos para garantizar el éxito de estas iniciativas. Tomamos nota de su observación sobre la importancia de la descarbonización del sector transporte y su recomendación de establecer metas para vehículos de bajas emisiones con gas natural.
224	ANDESCO	ANDESCO	kathrine.simancas@andesco.org.co adriana.arevalo@andesco.org.co	Oferta energética:	Con respecto a la capacidad instalada, vemos un incremento de capacidad solar notable en la primera década. Sin embargo, de 2032 hacia 2042 el crecimiento de capacidad instalada solar es cercano a cero (0), agradecemos ampliar el análisis de este comportamiento.		Se aclara el comentario. Para la expansión de la capacidad solar se usó el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/Asignacion-Capacidad-Proyectos-Clase-Uno.aspx) propuesto por la UPME con resultados hasta 2032, donde se obtuvo una asignación de capacidad solar de aproximadamente 16.300 MW adicionales que, con los factores de capacidad utilizados proporcionó un margen de reserva mayor al 20% con respecto a la demanda máxima de energía eléctrica. Con base en lo anterior, y teniendo en cuenta que los proyectos solares asignados tienen una menor dificultad de implementación que los proyectos eólicos costa adentro y costa afuera, esta capacidad se utilizó como supuesto dentro del análisis de largo plazo para asegurar tiempos de construcción prudentes para los parques eólicos necesarios dentro de la capacidad eólica propuesta y su entrada exitosa en operación para la siguiente década. Lo anterior trae como beneficio adicional la posibilidad de evitar el traslape de los fines de ciclo de ambas tecnologías debido a que cuentan con vidas útiles similares. Vale la pena aclarar que los ejercicios de planeamiento se revisan periódicamente con los hechos ocurridos para ajustar oportunamente los supuestos utilizados en los análisis posteriores según las señales.
225	ANDESCO	ANDESCO	kathrine.simancas@andesco.org.co adriana.arevalo@andesco.org.co	Uso de energéticos por sector de c	Sugerimos que en la participación de los energéticos en el consumo final del sector transporte que, se contemple la meta de la Ley 1964 de 2019 “Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones”, así como la meta del CONPES 3934 Política de Crecimiento Verde, la cual promueve la adopción de vehículos eléctricos. La estrategia de electrificación debe adoptar un crecimiento continuo y gradual, siendo evidente antes de 2030, y mantenerse con políticas igualmente visibles en las próximas décadas hasta el 2050. También se observa en los análisis que el crecimiento en el consumo de combustibles líquidos es superior al crecimiento en el consumo de gas natural, que es menos intensivo en emisiones de CO_2, lo que supone consecuencias claras en el nivel de emisiones. Por lo tanto, vemos necesario impulsar políticas que desincentiven el uso de combustibles líquidos, y reposicionar el gas natural, de manera que se logre cambiar las trayectorias del sector transporte favoreciendo la carbono neutralidad.		Se aclara comentario. Dada la progresión numérica de vehículos eléctricos a la fecha, aprox. 8763 vehículos, ya no es posible hablar de un crecimiento progesivo y gradual para completar la meta del CONPES 3964 Política de Crecimiento Verde (aprox. 591.237) vehículos en un lapso de 7 años. De acuerdo con la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) (https://portalmovilidad.com/colombia-deberia-vender-217-vehiculos-electricos-por-dia-para-llegar-a-600-000-en-2030/, https://www.valoraanalitik.com/2023/01/19/colombia-no-cumplira-meta-600-000-vehiculos-electricos-rondando-a-2030/.), aún creciendo a tasas anuales del 12 % en los vehículos, a 2032, la participación de los vehículos que usan los combustibles tradicionales -diésel y gasolina- van a seguir siendo más del 90 % del parque automotor y los eléctricos no van a superar el 3 % del total”. Según los informes informe de la ACP, indicaron que la cifra más cercana a la realidad, con alto potencial de ser realizable teniendo en cuenta las condiciones económicas actuales, es de 300.000 vehículos eléctricos rodando en el país para 2030, una cifra que el mercado y el sector considera atractiva. En los escenarios modelados en el PEN se tienen las siguientes apuestas que siguen en línea con el espíritu de la búsqueda de la descarbonización del parque automotor y las metas país. a) Electrificación de la flota 7,00% (87.201 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2032) / 52,42% (1.633.640 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2052) (Actualización), b) Electrificación de la flota 7,06% (90.258 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2032) / 58,73% (2.169.786 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2052) (Modernización), c) Electrificación de la flota 7,43% (177.503 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2032) / 69,28% (3.933.396 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2052) (Inflexión), d) Electrificación de la flota 8,02% (296.990 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2032) / 78,57% (4.892.373 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2052) (Innovación), e) Electrificación de la flota 8,31% - 9,08% (371.722 - 473.137 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2032) / 78,57% (6.114.393 - 7.698.057 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2052) (Transición energética).
226	ANDESCO	ANDESCO	kathrine.simancas@andesco.org.co adriana.arevalo@andesco.org.co	Resultados de emisiones de GEI:	Sugerimos revisar y ajustar la trayectoria BAU de la NDC 2020 que se expone en este aparte, dado que presenta diferencias respecto a la información contenida en dicha publicación.		Se aclara el comentario. Para esta versión del PEN, solo se presentan las emisiones relacionadas al consumo final de acuerdo con los sectores expuestos durante todo el documento. Y para ello se empleó como referencia, los documentos oficiales de contribuciones nacionalmente determinadas, los cuales son de carácter público y se pueden consultar a través del siguiente enlace: https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico-y-gestion-del-riesgo/documentos-oficiales-contribuciones-nacionalmente-determinadas/ Respecto a su comentario de la diferencia en los totales, se aclara que sólo se tienen en cuenta los renglones correspondientes a los sectores de consumo y producción (energía electrica y gas natural) que se han abordado en el PEN y no la totalidad de las emisiones a las que se hace referencia en la NDC para el sector. En la elaboración de la NDC de 2020, se emplearon valores de 2019 y en algunos casos de 2018 para algunas variables, por lo cual no vemos la pertinencia de realizar el ajuste, ya que realizar la actualización de la NDC y de su metodologia, no hace parte de las responsabilidades de la Unidad. Por lo que nos vemos obligados a contrastar con la información oficial y pública de las NDC en relación a los valores reales de 2020 y 2021 que han sido resultado del Balance Energético Colombiano - BECO.

227	Asociación Colombiana del Petroleo y Gas	Asociación Colombiana del Petroleo y G		Mapeo Tecnológico	Sobre Combustibles líquidos: No es clara la razón por la cual el aumento de la mezcla de etanol y biodiesel fueron clasificadas con media/alta incertidumbre tecnológica, teniendo en cuenta que: 1) En etanol existe a corto plazo, sin ninguna incertidumbre tecnológica ni necesidad de nuevas inversiones o adecuaciones de vehículos, la oportunidad de aumentar del 4% (promedio 2022-2023) al 10%. Para este fin sólo se requieren ajustes regulatorios que viabilicen de forma regular las importaciones (ingreso al productor que reconozca el costo de oportunidad del producto tanto para productores nacionales como importadores). 2) En biodiesel, ya se viene adelantando pilotos de mezclas voluntarias, superiores al 10% normativo. Sobre las reservas y recursos de Petróleo y Gas: A lo largo de los diferentes clústeres tecnológicos que entran a ser parte de los diferentes escenarios, llama la atención que las tecnologías comprendidas en materia de gas únicamente se clasifican e incluyen fuentes offshore y onshore, y adicionalmente dándole un nivel de incertidumbre que a priori parece corresponder a la probabilidad de materializar la producción y no a la madurez real de la tecnología en el mercado, con lo cual la ponderación podría ser diferente. Así mismo, extraña que en materia de petróleo no se considera ningún tipo de tecnología diferencial, entorno al aumento de producción o aumento de recursos. Proponemos revisarlo, teniendo en cuenta que una de las políticas del gobierno ha sido impulsar el Recobro Mejorado y esto no se ve reflejado en las tecnologías previstas en el ejercicio.	Revisar el nivel de incertidumbre tecnológica asignado al aumento de las mezclas de etanol y biodiesel. Incluir tecnologías relacionadas al recobro mejorado de Petróleo y diversas fuentes de Gas Natural en torno a nuevos yacimientos, escenarios de nueva exploración y otras que puedan aportar al aumento de producción y/o nuevos recursos y reservas en el tiempo.	Se acepta el comentario. La definición del porcentaje de mezclas, y de la política de mezclas a nivel nacional, se encuentra en cabeza de los Ministerios de Minas y Energía, Hacienda y Crédito Público, Ambiente y Desarrollo Sostenible y Agricultura. Con esto presente, sale de los alcances del PEN la definición de este valor en el rango de tiempo analizado. Ahora bien, nos permitimos indicar que dentro del desarrollo del documento PEN 2024-2054 se proporcionará una visión integral, que guíe la toma de decisiones gubernamentales, promueva la eficiencia en el uso de recursos, y busque mejorar la calidad de vida de la población. Para esto, se incorporarán una serie de apuestas que abarquen cada uno de los planes estratégicos, que son: Industrialización, Movilidad Sostenible, Eficiencia Energética, Infraestructura Energética, Diversificación Energética, Innovación y Desarrollo. Con esto presente, la construcción del PEN 2024-2054 permitirá abordar las consideraciones planteadas en su comentario. Por otra parte, es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos especificos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
228				Escenarios de oferta Energética	Sobre Escenarios de oferta de petróleo y gas: Surge la duda acerca de cuál fue la metodología y el procedimiento de asignación de incertidumbre aplicado a los recursos y reservas en los diferentes escenarios de oferta, y si éstos están alineados con los estándares del PRMS, los cuales estipulan niveles de certidumbre para cada clasificación de recursos y reservas.	Se recomienda realizar una ponderación de la probabilidad de incertidumbre basándose en los rangos proporcionados por el estándar internacional adoptado por la ANH a través del acuerdo 11 de 2018 - PRMS.	Se aclara y se acepta el comentario. A lo largo del documento se hizo uso de la metodología PRMS (Petroleum Resources Management System), mediante reservas 2P se considera una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la suma de las reservas probadas (P1) más las probables (P2) estimadas.
229				Escenarios prospectivos de Oferta y Demanda	La descripción dada para cada uno de los escenarios de largo plazo se manifiesta que para el escenario de Actualización se utilizan los escenarios de producción de petróleo y gas 1, el 3 para para el escenario de modernización, el 2 para el escenario de inflexión y el 1 para el escenario de disrupción. Al comparar la información de los escenarios de producción (figuras 16 y 17) no coinciden con la información posterior de oferta energética de los escenarios prospectivos de Actualización, Modernización, Inflexión y Disrupción contenida en las figuras 40, 41, 58, 59, 66, 67, 94 y 95.	Proponemos revisar y/o explicar la relación y congruencia que tienen las proyecciones de petróleo y gas sobre los resultados de los escenarios de largo plazo. Respecto al consumo de energía en sector transporte, recomendamos: 1)Mencionar el nivel de modernización del parque automotor (% vehículo chatarrizados y renovados anualmente) 2)Precisar lo que implicaría la electrificación de la flota en la magnitud propuesta para cada escenario en términos de la infraestructura de carga requerida y del % de vehículos eléctricos del total de las ventas anuales (% actual y como debería irse incrementando en el horizonte de tiempo de la proyección).	Se aclara y acepta comentario. En el Tomo I del PEN se presenta el nivel de modernización del parque automotor (electrificación de la flota por categoría). El porcentaje de vehículos eléctricos del total de las ventas anuales se presentará en el Tomo II del PEN. Por otro lado, en términos de la infraestructura de carga requerida, será tenida en cuenta para una posterior versión del PEN.
230				Resultados Económicos	Este análisis, como lo mencionan en el documento, será de utilidad para las decisiones de política pública en transición energética, por tanto recomendamos presentar con mayor detalle la información empleada en las valoraciones de los costos y beneficios, y completar el análisis a todos los sectores de consumo de energía y para todos los escenarios.	1) Efectuar los cálculos de costo – beneficio también para el sector transporte. El cual, además de ser el de mayor consumo de energía, será determinante para materializar la diversificación energética. 2) Realizar el análisis también para los escenarios de transición energética (límite inferior y superior). 3) Precisar con detalle los costos y beneficios considerados y valorados en cada sector y desde la visión del usuario, sistema y sociedad. 4) Presentar conclusiones sobre las ventajas país que ofrecerían los escenarios con mayor relación Beneficio - Costo.	1) Respecto a su comentario de la inclusión del análisis B/C para el sector transporte se acepta y se aclara que se incorporará en el Tomo II. 2) Respecto a su comentario de la inclusión del análisis B/C en el escenario de transición energética, al ser este escenario un escenario de combinación de posibles opciones tecnológicas, todas ellas con un nivel de madurez tecnológica baja y un nivel de incertidumbre alto para la determinación de costos de inversión, no es oportuno realizar un análisis B/C que permita aportar a una construcción objetiva de las recomendaciones. 3) Respecto a su comentario de detallar los costos y beneficios, se aclara que esta información se detalla en el Tomo II con las hemamientas de análisis B/C para cada escenario. 4) En la sección de recomendaciones de política del PEN se formulan los mecanismos necesarios que desde el sector se consideran importantes para facilitar la implementación de los escenarios.
231				Resultados de Emisiones de GEI		Con base en los resultados ambientales y económicos obtenidos para los distintos escenarios, proponer medidas para incentivar la reducción de emisiones costo efectiva.	Entre los resultado para dimensionar los aspectos económicos de los escenarios formulados, se llevó a cabo un análisis de costo beneficio para cada uno de los sectores e iniciativas, con el fin de (i) estimar las inversiones necesarias para la implementación de las iniciativas propuestas en cada escenario, (ii) estimar los costos y beneficios que se derivan de cada escenario desde diferentes perspectivas, incluyendo los usuarios, el sistema energético y la sociedad en general, y (iii) presentar la relación costo beneficio como un insumo para la toma de decisiones de política pública. Esta metodología se usa para realizar un análisis costo-efectivo en tres niveles: usuario, sistema y sociedad. El beneficio costo del usuario se entiende como los beneficios y costos potenciales que percibe el usuario final, quien es el que realiza la inversión en mejora de eficiencia, sustitución energética o tecnológica. El beneficio costo del sistema incorpora los beneficios y costos potenciales que perciben los diferentes agentes que componen la cadena de servicios energéticos. Mientras que el beneficio costo de la sociedad es un análisis que incorpora los beneficios y costos potenciales relacionados con la cuantificación de externalidades y/o beneficios que contribuyen al cumplimiento de los objetivos de política pública del país. Por lo tanto, de acuerdo con los objetivos de la metodología, estos resultados se convierten en herramientas para el diseño de políticas públicas y con ello el diseño de mecanismos económicos que, de acuerdo a las medidas que se decidan abordar, permitan la implementación de uno u otro camino en los escenarios del PEN.
232				Conclusiones		Proponemos incluir recomendaciones de política publica sobre la autosuficiencia en Petróleo y Gas, especialmente sobre las necesidades de exploración en los escenarios donde se mantienen los niveles de exportación de petróleo y mínimas importaciones de gas. Sugerimos en el documento resaltar la oportunidad que ofrece el gas para reducir emisiones de forma costo-eficiente en los distintos sectores de consumo y el rol que tiene este en los diferentes escenarios de una forma más profunda.	No se acepta el comentario. La señal que promueva o desincentive la exploración y/o explotación (convencional o no convencional), así como la emisión de conceptos relacionados con los contratos en este ámbito, excede las atribuciones asignadas a la UPME según el Decreto 2121 del 2023. La estimación del costo beneficio para comparar la exploración de gas en Colombia respecto de otras alternativas se encuentra fuera del alcance del plan. Por otro lado, el Plan Energético Nacional (PEN) es un documento de prospectiva energética de largo plazo, por lo que no se considera pertinente emitir recomendaciones taxativas, dado su carácter indicativo. El desarrollo del sector energético se enmarca dentro de las políticas gubernamentales. Es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos especificos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional.
233				General	En varios apartes del documento en consulta (escenarios de oferta de gas, resultados económicos, otros) se hace referencia a documentos anexos explicativos, los cuales no se encuentra en los documentos publicados por la UPME.	Publicar los anexos y demás información detallada que sirvió de base para los análisis.	Efectivamente, con la publicación del Tomo II del PEN se tiene previsto profundizar en aspectos relacionados con reglamentación, políticas, modelamiento, entre otros aspectos que sentaran las bases para la elaboración de esta versión del Plan.
234	ASOCODIS	ASOCODIS	General	General	Invitamos a la UPME a examinar el texto integro de nuestra Comunicación ACDS No. 23-186 donde están contenidos de manera integral nuestros comentarios.		Apradecemos la referencia.
235	ASOCODIS	ASOCODIS	asocodis@asocodis.org.co	Introducción	Consideramos que, dado que es un documento de política de largo plazo, debe construirse y publicarse como Plan Energético Nacional 2024-2054, es decir consolidarse como un plan que al menos considere la evolución de cuatro (4) años de política energética y se inicie su implementación y seguimiento al año siguiente de su aprobación. No parece adecuado un Plan a largo plazo que inicie el año anterior al de su análisis y construcción. Por otra parte, a lo largo del documento se menciona un Tomo II, el cual no observamos publicado, por lo que la no publicación de dicho Tomo no facilita los análisis y resultados plasmados en el documento, en tal sentido agradecemos la publicación total de los textos.	Consideramos esencial que todas las cifras analizadas, en lo posible, tengan el mismo año de referencia, es decir que el año base de los indicadores sea preferiblemente el 2022 o 2023. Mucha de la información tiene como referencia el año 2019, mismo año de referencia del plan anterior, PEN 2020-2050, o el año 2021 y en algunos casos 2022 o 2023.	El Plan Energético Nacional 2024-2054, inicia su etapa de construcción en 2024. Por otra parte, el Tomo II se publica junto con el documento final del Tomo I.
236	ASOCODIS	ASOCODIS	asocodis@asocodis.org.co	Punto de Partida y Llegada Matriz de Entorno	Otro aspecto para destacar son los inductores base de la matriz de entorno, en los que se destaca la inclusión de las políticas de nuevo gobierno, sin embargo, no se observa a lo largo del documento, cómo se tradujeron a nivel de variables económicas y cómo estas incidieron en los costos finales. Consideramos que estos aspectos son relevantes a fin de que la sociedad tenga claro los costos que podría asumir.		La conversión de políticas a variables económicas se logra a través de la identificación de las medidas y acciones propuesta en los escenarios, que posteriormente se evalúan en los aspectos económicos de los escenarios formulados. Para ello, se llevó a cabo un análisis de costo beneficio para cada uno de los sectores e iniciativas, con el fin de (i) estimar las inversiones necesarias para la implementación de las iniciativas propuestas en cada escenario, (ii) estimar los costos y beneficios que se derivan de cada escenario desde diferentes perspectivas, incluyendo los usuarios, el sistema energético y la sociedad en general, y (iii) presentar la relación costo beneficio como un insumo para la toma de decisiones de política pública. Por lo tanto, de acuerdo con los objetivos de la metodología, estos resultados se convierten en herramientas para el diseño de políticas públicas y con ello el diseño de mecanismos económicos que, de acuerdo a las medidas que se decidan abordar, permitan la implementación de uno u otro camino en los escenarios del PEN.
237	ASOCODIS	ASOCODIS	asocodis@asocodis.org.co	Punto de Partida y Llegada Recursos e infraestructura actuales	Respecto del Punto de Partida del PEN, consideramos que debe ser evidente la evolución y análisis de variables esenciales del punto de partida, como las siguientes: ·Consumo Final de Energía, la cifra corresponde al 2021, consideramos se puede actualizar al 2022. ·Consumo per Cápita, la cifra corresponde al 2019, es decir la misma cifra del PEN 2020-2050, por lo que no se evidencia avance y análisis de los últimos cuatro años. ·Intensidad Energética la cifra corresponde al 2019, es decir la misma cifra del PEN 2020-2050, por lo que no se evidencia avance y análisis de los últimos cuatro años ·Adicionalmente, al realizar el análisis de la matriz energética del país, no sólo es importante revisar su evolución en términos energéticos sino también es esencial, especialmente para los objetivos de reducción de GEI, la cantidad de emisiones de CO2 para generar una unidad PIB, es decir la intensidad de emisiones , así como los indicadores de eficiencia energética, como la energía útil, entre otros. Estos indicadores son fundamentales para establecer el punto de partida.		Se acepta el comentario. Esta información se encuentra actualizada, para cada uno de los indicadores y puede ser consultada en el Data Studio de resultados, a través del siguiente enlace: https://lookerstudio.google.com/s/rdpjOMcYeNM
238	ASOCODIS	ASOCODIS	asocodis@asocodis.org.co	Punto de Partida y Llegada PEN alineado con la Transición Energética Justa Objetivos	Respecto del Punto de Llegada del PEN, considerando que se mantienen los pilares propuestos en la versión del 2020-2050, sugerimos mantener los objetivos y los indicadores de seguimiento correspondientes. Vemos cambios en los siguientes indicadores: No se encuentra el indicador de Emisiones de CO2 asociadas a la producción de energía, sólo está la asociada al consumo. El indicador de diferencial inflación precios energía vs. Precios al consumidor es cambiado por el Promedio anual de la contribución del IPC de energía sobre el IPC total, sin justificación alguna. Algunos indicadores tienen cambios en la línea base del 2019, que puede ser errores de digitación, la participación de FNCE en el 2019 es del 3,1% en el PEN 2020-2050 y en la actualización pasa a 0,31%. Adicionalmente es fundamental conocer los criterios a partir de los cuales los indicadores de visión 2052 cambian, en algunos casos, respecto a la visión 2050, por ejemplo, en el caso de la participación de las FNCE en la producción primaria de energía pasa del 12-20% en el PEN 2020-2050 al 7-30% en el PEN 2022-2052. En dos años un cambio bastante significativo de la meta. En el mismo sentido se desconocen los criterios de técnicos, tecnológicos y de inversión por los cuales se llega a la visión en el 2052 de los índices de calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica con un SAIDI 2-4h año y un SAIFI de 2-4h veces al año, teniendo en cuenta que, algunos de los eventos presentados en la calidad de la prestación del servicio ocurren por factores no controlables por el operador de red.	Sugerimos mantener los objetivos y los objetivos e indicadores de seguimiento del PEN 2020-2050. Considerando lo anterior, sugerimos mantener la meta a 2050 formulada en el PEN 2020-2050 y agregar la meta a 2052 o 2054 propuesta, fundamentando los avances en los cambios o desarrollo de las políticas propuestas. Consideramos que un análisis exhaustivo y profundo de los diferentes escenarios de disponibilidad y precios de energéticos es esencial para determinar el futuro de la matriz energética del país. Recomendamos, respetuosamente, realizar un análisis exhaustivo del futuro de la disponibilidad y los precios de energéticos y considerar los escenarios de expansión de la capacidad de generación de energía, la transmisión y en general los precios de energía eléctrica. Adicionalmente sugerimos el establecimiento de metas intermedias, por ejemplo, a 2030 o cada 5 o años. Esto porque el establecimiento de metas intermedias permite identificar con mayor asertividad el grado de avance y la necesidad de modificación o revisión de políticas existentes para llegar a la meta final. Existen ya metas establecidas a 2030, como las incluidas en los documentos CONPES de Crecimiento Verde, Mejoramiento de la Calidad del Aire y el de Edificaciones Sostenibles.	Se acepta el comentario. La información expuesta es de carácter público y administrada por entidades diferentes a la UPME. Dicha información puede ser consultada a través del sistema de información Sinergox del operador del sistema - XM, en el ministio "Informe Mensuales de Análisis del Mercado" en el siguiente enlace: https://sinergox.xm.com.co/Infmts/Paginas/Informe-mensuales-de-analisis-del-mercado.aspx. All reposan los informes históricos de Precios y Transacciones, en donde se presentan la evolución histórica de los indicadores SAIDI y SAIFI Adicionalmente, la información relacionada a estos indicadores, también puede ser consultada a través de los "Informes de Calidad del Servicio de Energía", los cuales son publicados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD (http://www.superservicios.gov.co/). Ésta información se encuentra en el ministio de Publicaciones y boletines, a través del enlace: https://www.superservicios.gov.co/publicaciones

239	ASOCODIS	ASOCODIS	asocodis@asocodis.org.co	Escenarios Energéticos de Largo Plazo	A pesar de que los escenarios presentados, entendemos, son una actualización de los propuestos en el 2020, el mapeo tecnológico incluye unas tecnologías energéticas diferentes a las analizadas en el 2020, y no se encuentra una descripción de estas nuevas tecnologías, las cuales, muchas veces, por su nombre no permite determinar el alcance o la definición de esta tecnología. De la lectura al no tener claro este aspecto, puede inferirse que el documento se sesga a las tecnologías existentes, las cuales podrían ser ineficientes en el horizonte 2052. Entendiendo que estas tecnologías son el fundamento de la estructuración de los escenarios, consideramos esencial un análisis en las tecnologías analizadas y la explicación de aquellas que no son claras en su alcance. Adicionalmente no es clara la actualización o las diferencias propuestas frente a los cuatro escenarios energéticos de largo plazo presentados en el PEN 2020-2050 que se denominan: Actualización, Modernización, Inflexión y Disrupción, por lo que es difícil determinar con claridad los cambios realizados o las nuevas propuestas presentadas. Pese a lo anterior ponemos a su consideración algunos comentarios: ·El consumo de combustibles líquidos en los escenarios presentados se incrementa hacia el año 2030, estos escenarios de incremento de consumo de combustibles son preocupantes al no presentar una estrategia de electrificación de corto plazo, e impacta en el crecimiento de emisiones en la próxima década alejándonos del objetivo de carbono neutralidad, especialmente porque el crecimiento sucede también en el escenario más ambicioso. Es importante entender cómo estos escenarios están en línea con la política de disminuir la dependencia de los combustibles líquidos y en paralelo señalar un crecimiento en el consumo de los mismos. ·La electrificación de la demanda final se ve acelerada en la última década, sin embargo creemos que el camino hacia la electrificación podría ser mucho más gradual con políticas claras en las próximas décadas y disminuyendo la responsabilidad de la última década en la electrificación, el crecimiento de la demanda total de energía tiene una participación eléctrica mayoritaria especialmente en la última década, proponemos considerar que la ruta de electrificación de la demanda sea homogénea durante todo el periodo. ·Entendemos que se plantea un nuevo escenario denominado Transición Energética que presenta como base inferior el escenario de disrupción, pero cuenta con unas metas más altas, es decir sería el más ambicioso de todos, pero este no presenta su mapeo tecnológico, por lo que no es fácil determinar las diferencias frente a los otros escenarios, ni es claro el concepto de túnel de decisiones que lo caracteriza. ·No se encuentra en los escenarios el avance o diferencias en el despliegue de AMI y en las diferentes tecnologías de digitalización, fundamental para la transición energética, por lo que el documento es corto en un aspecto sensible a futuro. Esta variable sólo se presenta en el escenario de Actualización. ·No es claro porque en escenario de modernización la demanda de electricidad es menor. Consideramos que el estímulo de gas natural como energético de transición no reemplaza la energía eléctrica sino los combustibles fósiles. ·Se debe incluir el avance en el desarrollo de las baterías, no sólo en su tecnología, la cual se encuentra en el escenario de disrupción, sino en los diferentes usos y roles que pueden representar, adicional al de transporte.	Consideramos esencial un análisis en las tecnologías analizadas y la explicación de aquellas que no son claras en su alcance. Sugerimos un análisis comparativo de las variaciones fundamentales que caracterizan cada uno de los escenarios, para facilitar su diferenciación y posibles impactos. Es necesario que en el documento del PEN2052 se incluya los cuatro modos de transporte, terrestre, marítimo, aéreo y férreo que, si bien se incluyen tres de ellos, falta el análisis del modo marítimo. La electrificación en cada uno de estos modos tiene un ritmo y un cronograma diferente, de acuerdo con los avances tecnológicos y la disponibilidad de los diferentes energéticos. En todo caso, la entrada de soluciones de transporte a través de trenes en Colombia (No solo el metro de Bogotá) y su consumo de energía, debe considerarse dentro de los escenarios, así como también políticas integrales relacionadas con la conexión de barcos y contenedores a las redes, (para evitar la contaminación de costas), la electrificación del transporte de soporte en tierra de los aeropuertos, entre otras. De hecho, en la participación de los energéticos en el consumo final del sector transporte que se exponen en la página 123 del documento, no se ve reflejada la meta de la Ley 1964 de 2019 por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones, ni tampoco la meta del CONPES 3934 Política de Crecimiento Verde la cual promueve la adopción de vehículos eléctricos. No hay un análisis explícito de los diferentes escenarios de proyección de crecimiento de la economía, consideramos que éstos deben incluirse con las previsiones establecidas por entidades especializadas como el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Banco de la República, Fedesarrollo, Banca, entre otros. Se debe incluir, adicional a los escenarios de uso intensivo de electricidad motivado por unas señales ambientales de cambio y transformación en varios sectores de la economía, un escenario donde el país eleve su nivel de industrialización y por consiguiente su relación de consumo de electricidad . Al respecto, se debería considerar potencializar nuevos consumos, especialmente en industria, que optimicen la curva de carga del sistema eléctrico, y por ende, contribuyan a mejorar los ratios uso per/cápita de electricidad.	Respecto a su comentario del mapeo tecnológico, Se aclara que el mapeo tecnológico realizado por la UPME consistió en un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionales, su respectivo TRL y la validación con expertos en cada agrupación tecnologica en tres aspectos: reto de implementación (tamaño de la burbuja lo que significa que entre más grande, su reto de implementación es mayor), incertidumbre tecnologica (lo que significa que mayor sea su calificación, su nivel de madurez tecnoloígca es menor) y aporte a la mitigación del cambio climatico (significa que entre mas calificación, es una tecnología mas limpia). Sin embargo, se incluirá en el tomo II el anexo del soporte con la descripción de las tecnologías y los criterios que los expertos tuvieron en cuenta en la calificación. Respecto al análisis comparativo, se aclara que para cada uno de los escenarios contemplados en el PEN se presentaron los resultados en la sección de "escenarios prospectivos de oferta y demanda". Sin embargo, se acepta su comentario y se realizará una tabla comparativa que permita sintetizar y analizar los resultados. En todos los escenarios el consumo final de energía es activo y participativo, teniendo en cuenta que es progresivo en políticas de mejoras en eficiencia y sustitución de energéticos. Dependiendo del escenario, su participación será dada a razón del tiempo en menor o mayor medida. Por ejemplo, se sustituye el consumo total de carbón en el sector industria desde el 2030 para los escenarios de Innovación y Transición energética. Mientras que en los escenarios de actualización y modernización el consumo de carbón va disminuyendo progresivamente a 2052. Así mismo, para el escenario Inflexión, dicho consumo será sustituido en su totalidad en 2040. Respecto a la inclusión de análisis marítimo, en la elaboración de este PEN no se incorporó dentro de los escenarios, sin embargo se evaluará la pertinencia de su inclusión en próximas versiones del plan. En el Tomo II se presentará un tabla de políticas públicas donde se plantean recomendaciones en temas regulatorios, energéticos, financieros, etc., que faciliten la implementación de los escenarios propuestos. Del mismo modo se presentará el anexo de crecimiento económico. Se aclara comentario. Dada la progresión numérica de vehículos eléctricos a la fecha, aprox. 8763 vehículos, ya no es posible hablar de un crecimiento progesivo y gradual para completar la meta del CONPES 3964 Política de Crecimiento Verde (aprox. 591.237) vehículos en un lapso de 7 años. De acuerdo con la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) (https://portalmovilidad.com/colombia-deberia-vender-217-vehiculos-electricos-por-dia-para-llegar-a-600-000-en-2030/, https://www.valoraanalitik.com/2023/01/19/colombia-no-cumplira-meta-600-000-vehiculos-electricos-rondando-a-2030/.), aún creciendo a tasas anuales del 12 % en los vehículos, a 2032, la participación de los vehículos que usan los combustibles tradicionales -diésel y gasolina- van a seguir siendo más del 90 % del parque automotor y los eléctricos no van a superar el 3 % del total". Según los informes informe de la ACP, indicaron que la cifra más cercana a la realidad, con alto potencial de ser realizable teniendo en cuenta las condiciones económicas actuales, es de 300.000 vehículos eléctricos rodando en el país para 2030, una cifra que el mercado y el sector considera atractiva. En los escenarios modelados en el PEN se tienen las siguientes apuestas que siguen en línea con el espíritu de la búsqueda de la descarbonización del parque automotor y las metas país. a) Electrificación de la flota 7,00% (87.201 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2032) / 52,42% (1.633.640 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2052) (Actualización), b) Electrificación de la flota 7,06% (90.258 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2032) / 58,73% (2.169.786 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2052) (Modernización), c) Electrificación de la flota 7,43% (177.503 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2032) / 69,28% (3.933.396 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2052) (Inflexión), d) Electrificación de la flota 8,02% (296.990 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2032) / 78,57% (4.892.373 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2052) (Innovación), e) Electrificación de la flota 8,31% - 9,08% (371.722 - 473.137 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2032) / 78,57% (6.114.393 - 7.698.057 vehículos eléctricos sin considerar motocicletas, 2052) (Transición energética).
240	ASOCODIS	ASOCODIS	asocodis@asocodis.org.co	Resultados por escenario propespectivo	No es claro cual modelo de simulación se utilizó para obtener los resultados ni el horizonte de modelación ni que variables fueron analizadas. Consideramos que se debe profundizar en los análisis de precios, especialmente del sector eléctrico, así como las variaciones en la demanda y los mecanismos de implementación, tanto en recursos como en responsabilidades y tiempos, de los diferentes escenarios propuestos. Respecto de los resultados, el documento presenta un análisis comparativo que permite una mejor comprensión del impacto de los cinco (5) escenarios propuestos, sugerimos incluir un análisis comparativo del cumplimiento de las metas de la energía útil como resultado de la aplicación de las políticas de uso eficiente de energía y complemento de las metas de reducción de emisiones. Si bien no se conocen varios de los detalles del modelamiento, los resultados parecen señalar que al 2050 o incluso al 2030 no se hicieron supuestos de restricciones ambientales, en particular las asociadas a la descarbonización y al cumplimiento de las metas de reducción de emisiones al 2030 (es evidente la conclusión plasmada en el PEN sobre que ningún escenario cumple la NDC vigente). Un aspecto que llama la atención es el valor final de los consumos finales, donde se observan aumentos drásticos a partir de 2042, creemos que para poder llegar a dichos valores estos son resultado de la aplicación de políticas que no se detallan en el documento, al igual no se aprecia las necesidades que a nivel de política se requieren para satisfacer dicho consumo.	Sería deseable que a nivel de modelamiento la UPME pudiera implementar una restricción de emisiones que diera herramientas para determinar cuáles son las restricciones técnicas que no permiten llegar al escenario de carbono neutralidad. La principal preocupación acá es identificar las grandes políticas necesarias para electrificar la economía como pilar de la Transición Energética. Considerando lo anterior y a partir de los resultados presentados se puede llegar a entender que No es posible alcanzar la carbono neutralidad en 2050 en el sector energético, por lo que se solicita a la UPME explorar un escenario de transición que permita la carbono neutralidad, y que permita evaluar los costos de este camino para de esta forma, tomar decisiones con un panorama completo.	Se acepta el comentario. Se incluye dentro del Tomo I una descripción general de la herramienta de modelación energética empleada. Y para el Tomo II , se prensentan las variables empleadas, junto con la tabla resumen de Políticas públicas consideradas para el modelamiento dentro del Tomo II del PEN 2022 - 2052.
241	ASOCODIS	ASOCODIS	asocodis@asocodis.org.co	Resultado económicos	Es parte fundamental de la formulación del Plan Energético Nacional el análisis de los costos y beneficios de cada uno de los escenarios planteados, por lo que valoramos inmensamente el análisis presentado en el documento, sin embargo, no se encuentra el análisis del nuevo escenario de transición energética, por lo que parecería que su planteamiento queda incompleto frente a la ausencia del análisis de sus costos y beneficios. Por otra parte, No es clara la razón por la cual los costos varían de manera significativa frente a los presentados en el PEN 2020-2050, cuando se trata de los mismos escenarios. En el PEN 2020-2050, el valor presente neto de los costos asociados a la oferta se encuentra en el rango entre 40 a 80 mil millones de USD, mientras que los costos de la demanda se estiman en 200 a 300 mil de millones de USD. Contrario a este análisis en el PEN 2022-2052, el valor presente neto de los costos asociados a la oferta se encuentra en el rango entre 499 a 519 billones de pesos, mientras que los costos de la demanda se estiman en 87 billones de pesos, en el escenario actualización, hasta los 199 billones de pesos en el escenario de Disrupción. Es decir, además el incremento en las cifras, que puede obedecer a un cambio en el escenario económico mundial, existe una inversión en los montos que asume la demanda y la oferta que no es evidente su justificación. En todo caso, es de gran valor realizar el análisis costo beneficio de los cuatro escenarios, el cual resulta en cifras interesantes para determinar el escenario más factible y realizable de todos.	Por otra parte, consideramos que es fundamental plantear, de manera general, las políticas y estrategias para poder cumplir con los escenarios proyectados, entre estas se encuentran plantear las necesidades de desarrollo de infraestructura, no sólo en instalación de plantas de generación, sino en la ampliación y modernización de la red de transmisión y distribución, el despliegue de facilidades de carga de vehículos eléctricos y de habilitación de una red de soporte de comunicaciones a estas tecnologías, sin el desarrollo de la infraestructura soporte necesaria, varios de los escenarios planteados son irrealizables. También se debería establecer de manera indicativa cómo y quién paga la implementación de las políticas y los planes. Adicionalmente, entendemos que todos los planes, programas y proyectos de desarrollo de cada subsector deben ser realizados de acuerdo con lo establecido en el PEN, por lo que éste debe dar los insumos requeridos para lograr la consistencia entre los planes intra -sectoriales, como los Planes de Expansión en Generación y Transmisión, el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos, PROURE, entre otros.	Respecto a su comentario de la inclusión del análisis B/C en el escenario de transición energética, al ser este escenario un escenario de combinación de posibles opciones tecnológicas, todas ellas con un nivel de madurez tecnológica baja y un nivel de incertidumbre alto para la determinación de costos de inversión, no es oportuno realizar un análisis B/C que permita aportar a una construcción objetiva de las recomendaciones. Respecto al cambio en la composición de la oferta y la demanda, se aclara que el análisis presentado en el tomo I no incluía los costos y beneficios asociados al sector transporte, por lo que este se incorporará en el Tomo II. Se recuerda que el Plan es un ejercicio prospectivo e indicativo que no tiene caracter obligatorio, pero brinda lineamientos para la construcción de política en el país en concordancia con las metas que se planteen.
242	ASOCODIS	ASOCODIS	asocodis@asocodis.org.co	Otros	Por último, agradecemos a la UPME considerar la realización de mesas de trabajo que impliquen la participación de los diferentes sectores de la sociedad, tales como industrial, energético, ambiental y de transporte, que permita analizar de manera detallada e integral los supuestos, escenarios y consideraciones que implican una hoja de ruta en materia energética para los próximos 30 años en el país; y al respecto, es adecuado que se construya y se profundice de manera detallada en el desarrollo de las recomendaciones del Plan Energético Nacional. En el pasado, para la estructuración del PEN se realizaron varias mesas de trabajo que enriquecieron la estructuración del Plan.		La presente versión del PEN es el resultado de un ejercicio de construcción colectiva en donde intervinieron expertos de diferentes segmentos del sector energético, así como ciudadanos de diversas regiones del país, que participaron en una serie de talleres realizados bajo el Contrato C-109 de 2022; este ejercicio permitió identificar los 5 vectores del Plan: políticos, económicos, sociales, tecnológicos y ambientales. Por otro lado, a partir de los ajustes al Plan que resulten de la retroalimentación a la primera versión del documento publicada en el mes de julio, se espera generar espacios de socialización con los agentes, que busca justamente profundizar en los supuestos, escenarios y consideraciones del mismo.
243	MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO	Min Hacienda	atencioncliente@minhacienda.gov	General	A lo largo del documento, se indica que el PEN 2022-2052 se encuentra alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) . Sin embargo, no se enfatiza si se cumple estrictamente con dichos objetivos o si la carbono neutralidad se alcanza en periodos distintos en cada uno de los escenarios presentados. En caso de que los ODS se alcancen en diferentes momentos de tiempo en cada uno de los escenarios, se sugiere incluir dentro del texto el periodo a partir del cual se cumpliría con la carbono neutralidad.		Se acepta. Se incluye en la sección "Emisiones totales y por unidad de energía por escenario"
244	MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO	Min Hacienda	atencioncliente@minhacienda.gov	Escenarios consumo final	En los escenarios de consumo final, se evidencia que el escenario de Transición Energética Justa se divide entre Límite superior y Límite inferior . No obstante, no se indica a qué hace referencia el título asignado a cada uno de estos escenarios, por lo que podría resultar útil mencionar de manera explícita que el escenario Transición Energética - Límite Superior corresponde al escenario menos ambicioso en términos de reducción de emisiones y de recomposición de la matriz energética.		Es importante destacar que el escenario de transición energética no se trata de dos escenarios individuales, sino más bien de un túnel de decisiones. En otras palabras, este enfoque representa un camino continuo y dinámico que abarca una serie de decisiones interconectadas y medidas estratégicas. En lugar de considerar dos opciones discretas, este enfoque reconoce la complejidad del proceso de transición y la necesidad de tomar decisiones coherentes y colectivas en múltiples áreas, desde la política energética hasta la innovación tecnológica y la participación pública. Esto aclara en el documento.
245	MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO	Min Hacienda	atencioncliente@minhacienda.gov	Escenarios oferta	En la caracterización de los escenarios del PEN se enfatiza que, en los escenarios de Actualización y Disrupción, la producción de petróleo y gas natural se enfocará únicamente en los volúmenes de recursos contingentes de menor riesgo (escenario 1 tanto de petróleo como de gas natural), lo que podría conllevar un riesgo de pérdida de autosuficiencia de estos recursos. Por su parte, se especifica que, en los escenarios de Modernización e inflexión, Colombia continuaría siendo un exportador de energía. Sin embargo, no se desarrolla por qué el país se mantendría como un exportador de energías. En este caso, valdría la pena aclarar si esto se da a partir de mayores contratos de exploración de gas natural y petróleo o si el proceso de reindustrialización permite la producción de insumos para la generación de energía a partir de fuentes no convencionales de manera tal, que incluso tenemos potencial de exportación. Por otro lado, en esta misma sección, al caracterizar el escenario de Transición Energética Justa no se indica de manera clara si el país podría contar con autosuficiencia energética en los recursos de petróleo y gas natural, por lo que resultaría pertinente incluir esta información.		"Se acepta el comentario. En primer lugar, nos permitimos indicar que dentro del desarrollo del documento PEN 2024-2054 se proporcionará una visión integral, que guíe la toma de decisiones gubernamentales, promueva la eficiencia en el uso de recursos, y busque mejorar la calidad de vida de la población. Para esto, se incorporarán una serie de apuestas que abarquen cada uno de los planes estratégicos, que son: Industrialización, Movilidad Sostenible, Eficiencia Energética, Infraestructura Energética, Diversificación Energética, Innovación y Desarrollo. Con esto presente, la construcción del PEN 2024-2054 permitirá abordar las consideraciones planteadas en su comentario. Por otra parte, es importante destacar que la UPME expide una serie de planes indicativos específicos y detallados en el área de los hidrocarburos. Se invita a consultar estos documentos para obtener información adicional."
246	MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO	Min Hacienda	atencioncliente@minhacienda.gov	Oferta	En cada uno de los escenarios (Actualización, Modernización, Inflexión, Disrupción y Transición Energética) se presenta la recomposición de la matriz energética tanto por el lado de la demanda como de la oferta. Sin embargo, en el caso de la oferta, no se presenta de manera explícita la participación actual de cada tipo de energético en la oferta total. Incluir la composición actual de la oferta energética permitiría identificar de manera más clara cómo se daría la recomposición de la matriz energética en cada uno de los escenarios.		Agradecemos su comentarios al respecto y se realizarán las validaciones y ajustes correspondientes.
247	MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO	Min Hacienda	atencioncliente@minhacienda.gov	Resultados económicos	Si bien dentro de la sección de resultados económicos se presentan los costos totales de la transición energética por el lado de la demanda de cada uno de los escenarios, no se incluyen los costos asociados al sector transporte , los cuales según el PEN 2020-2050 representan cerca del 80,0% de los costos totales por el lado de la demanda. Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda incluir en el documento final los costos asociados al sector transporte con el fin de tener un estimativo completo de las necesidades de inversión por el lado de la demanda.		Respecto a su comentario de la inclusión del análisis B/C para el sector transporte se acepta y se aclara que se incorporará en el Tomo II.
248	MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO	Min Hacienda	atencioncliente@minhacienda.gov	Resultados económicos	En la misma sección de resultados económicos se presenta el valor presente neto (VPN) de los costos totales y el gasto de capital (CAPEX) asociado a cada uno de los agentes (usuario, sistema y sociedad) para cada escenario. No obstante, no se especifica que porción de los gastos de capital de los distintos agentes corresponde a costos de oferta y demanda, por lo que parece no haber una asociación directa entre los escenarios de CAPEX y los costos totales presentados. Con el fin de establecer de manera más clara qué porción de los costos de oferta y demanda se transfieren al usuario, sistema y a la sociedad, se propone establecer una gráfica que presente los costos totales en VPN desagregada por tipo de agente. Especialmente debido a que logramos identificar que el total de los costos del usuario corresponde al costo total de la transición energética por el lado de la demanda, pero al sumar los costos del sistema y la sociedad, estos no coinciden con el VPN de los costos totales de oferta.		Los costos totales están calculados para oferta y demanda. Sin embargo, el análisis costo beneficio fue desarrollado para los sectores de consumo final, por lo que como se indica, su desagración entre usuario, sistema y sociedad corresponde al analisis desde la demanda. Para este anáisis del PEN no se aplicó la metodología de analisis beneficio costo para Oferta, sin embargo se evaluará la pertinencia de incluir este análisis para próximos planes de la entidad.
249	Luis Eduardo Jaimes Reatiga	Luis Eduardo Jaimes Reatiga	ljaimes9@unab.edu.co	Sigla SMR	La siguiente sigla presentada en la actualización PEN 2022-2052 es inconsistente en definición cuando se habla en temas de energía nuclear: aparece ->SMR: Plantas de reformado de gas natural SMR significa en términos de energía nuclear: Small Modular Reactor Como información para ustedes les compartimos el siguiente enlace: https://nuclenergy.com/ Este es un portal del Semillero Procesando de la Universidad Autónoma de Bucaramanga, programa de ingeniería en energía en el cual hacemos divulgación y educación a la población en general sobre temas de energía nuclear, metales e hidrogeno		Aceptado. Se ajusta el documento