



Costos

Análisis de costos
de los escenarios
de la Transición
Energética Justa

Energía ⚡ del Cambio



Costos escenarios nacionales Transición Energética Justa

Presidente de la República

Gustavo Petro Urrego

Vicepresidenta de la República

Francia Márquez Mina

Ministro de Minas y Energía

Omar Andrés Camacho

Equipo Económico de la TEJ

Leonardo Rojas

Santiago Malaver

Paula Montañez

Luis Luna

Natalia López

Fredy Chávez

Miguel Muñoz

Alejandra Martínez

Laura Palacio

Equipo de modelado de escenarios energéticos

Juan Camilo Zapata

Simón García

John Sánchez

Jessica Arias

Ana María Orozco

Revisión y Corrección de estilo

Stephanie Ailen Brito

Daniel Felipe González Contreras



Martha Lucía Bernal Suárez

Luisa María Fernández Ospina

Felipe Alberto Corral

Fotografía

Iván Felipe Orozco Ardila

Contenido

Introducción	6
1. Distribución de la inversión y resultados totales del costo de los escenarios para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa	10
1.1. Costo de inversión de los escenarios	10
1.2. Distribución de la inversión en el sector público y en el sector privado	13
1.2.1. Inversión pública y privada para el escenario BAU	14
1.2.2. Inversión pública y privada para el escenario MEI	15
1.2.3. Inversión pública y privada para el escenario TEJ3%	16
1.2.4. Inversión pública y privada para el escenario TEJ4%	17
2. Costos de inversión para el sector residencial	20
2.2. Descripción general del sector residencial	21
2.3. Resultado por elemento del costo de inversión	22
2.3.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)	22
2.3.2. Costos de infraestructura	27
2.4. Estimación costos de inversión total	30
3. Costos de inversión para el sector transporte	33
3.1. Descripción general sector transporte	33
3.2. Resultado por elemento del costo de inversión	34
3.2.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)	34
3.2.2. Costos de infraestructura	40
3.3. Estimación costos de inversión total	44
4. Costos de inversión para el sector industrial	45
4.1. Descripción general del sector industrial	45
4.2. Resultados por elemento del costo de inversión	47
4.2.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)	47
4.2.2. Costos de infraestructura	51
4.2.3. Costo de ahorro en pérdida	54
4.3. Estimación costo de inversión total	59
5. Costos de inversión para el sector terciario	61
5.1. Descripción general del sector terciario	62

5.2. Resultados por elemento del costo de inversión.....	63
5.2.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)	63
5.2.2. Costos de infraestructura.....	65
5.3. Estimación costo de inversión sector terciario.....	67
6. Costos de inversión para el sector electricidad	69
6.1. Descripción general sector electricidad.....	69
6.2. Resultados por elemento del costo de inversión.....	70
6.2.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)	70
7. Costos de inversión para el sector hidrógeno	72
7.1. Descripción general sector hidrógeno.....	72
7.2. Resultados por elemento del costo de inversión.....	74
7.2.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)	75
Conclusiones.....	78
Referencias	80
Anexo A. Presentación de OPEX y costo de energéticos por sector	85
A.1. Sector Residencial.....	85
A.2. Sector transporte.....	91
A.3. Sector Industrial	100
A.4. Sector Terciario.....	107
A.5. Sector Eléctrico.....	113
A.6. Hidrógeno	117

Introducción

La temperatura de la tierra ha aumentado en 1,5°C en los últimos 50 años, fruto de las presiones antrópicas sobre las condiciones ecológicas de la tierra (IPCC, 2022; IRENA, 2023). En consecuencia, la profundización de la crisis climática ha implicado un aumento tanto en la intensidad y la frecuencia de sus impactos como en la preocupación por las condiciones de reproducción de la vida humana (PNUD, 2021; UNDP, 2020). Algunos geólogos han señalado que estas presiones antrópicas y sus implicaciones en las condiciones ecológicas han afectado las eras geológicas de la tierra, proponiendo una nueva era llamada el antropoceno (Wallenhorst & Wulf, 2023; O'hara, 2022; Malin, 2021; entre otros). Otros académicos han propuesto el concepto de capitaloceno para llamar a esta nueva era geológica que deviene de la dinámica de producción y acumulación del capitalismo contemporáneo (Bellamy-Foster, 2022; Moore, 2020; entre otros).

La dimensión de la crisis climática reclama que los gobiernos, los entes supranacionales y los organismos de cooperación y desarrollo, entre otros hacedores de políticas públicas, avancen en la formulación de políticas para combatir las causas y los impactos de esta crisis planetaria. En consecuencia, la emergencia de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) y su posterior mutación a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) evidencian la preocupación por medidas, indicadores, métricas y evaluaciones (Key Performance Indicators – KPI, en inglés) que permitan dimensionar el avance en el cumplimiento de las metas de la(s) política(s) pública(s) para la reducción de las crisis, no sólo climática, sino económica y socio-ambiental. La institucionalización de las métricas de seguimiento y evaluación a los ODS, ha fomentado la generación de políticas públicas que aúnen esfuerzos para el cumplimiento de diversas metas, por ejemplo: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a través de la descarbonización de la economía en un escenario de largo plazo, a saber: 2050. (McKensey, 2022a; ONU, 2021).

En particular, una de las causas de la crisis climática es la demanda energética mundial, que si bien ha sido, desde el siglo XVIII y hasta la actualidad, el motor de desarrollo económico y social de los Estados, ha conllevado un impacto sin precedentes en la historia del ser humano (United Nations, 2023b) a tal punto que, si no se realizan acciones inmediatas frente a los impactos de las emisiones de CO₂ en el ambiente, la existencia humana en un mediano plazo estaría en peligro (IPCC, 2022; United Nations 2023a). Asimismo, este panorama plantea múltiples desafíos que advierten la necesidad de cambio de las formas de generar energía para los diferentes sectores económicos dado que aún priman los combustibles fósiles

como el petróleo, el gas y el carbón como fuentes energéticas (Mckinsey, 2022b; IRENA, 2023).

Concretamente, en el sector energético mundial existen desafíos frente a la seguridad energética, la democratización del acceso a la energía y la sostenibilidad de la oferta frente a la demanda energética que cada día es exponencialmente mayor. Estos desafíos, sumados a la crisis climática y la geopolítica actual, están impulsando cambios sustanciales que transformarán el sistema actual en un corto plazo (IEA, 2023a). Asimismo, el mercado energético ha estado adaptándose a las demandas internacionales frente a las energías renovables, sin embargo, la dependencia de este mercado a combustibles fósiles aún es muy alta (Enerdata, 2023).

En consecuencia, el uso predominante de energías no renovables y el aumento de la demanda de energía no ha contribuido a alcanzar los ODS, particularmente el ODS 7 “Energía asequible y no contaminante”, estando a la mitad de la implementación de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Las agencias custodias de este objetivo, a saber, la Agencia Internacional de Energía (AIE), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la División de Estadística de las Naciones Unidas (UNSD), el Banco Mundial y la Organización Mundial de la Salud (OMS), en el informe de progreso energético son enfáticas en decir que, a pesar de los avances en los indicadores, el ritmo actual de estos no es adecuado para alcanzar ninguna de las metas para 2030, además se plantea que los principales factores económicos de esta situación son las perspectivas económicas inciertas, los altos niveles de inflación, las fluctuaciones monetarias, el sobreendeudamiento, la falta de financiación, los cuellos de botella en la cadena de suministro, entre otros (IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO, 2023).

Así, el aumento de la demanda mundial de energía para el año 2021 se cataloga como el mayor de la historia, lo que ha contribuido a un panorama preocupante y plantea una ***crisis energética mundial*** por cuenta no solo de la demanda, sino de la escasez de combustibles, el aumento de la pobreza, la desaceleración de algunas economías y los conflictos geopolíticos latentes hoy en día (IEA, 2022b; 2023; United Nations, 2023b). El aumento de la demanda también se debe al aumento de la población, la urbanización y al desarrollo de economías emergentes que demandan mayor cantidad de energía, de esta manera, los sectores que más demandan incluyen la industria, el transporte, el sector residencial y el comercial (IRENA, 2021).

Por su parte, frente a los temas geopolíticos, los precios del petróleo están influenciados por factores y relaciones geopolíticas, como las tensiones en Medio Oriente y las decisiones de la OPEP y sus aliados. Además, el gas natural está experimentando un crecimiento significativo en la demanda, impulsado por su menor huella de carbono en comparación con el carbón y su flexibilidad como fuente de

energía complementaria para las energías renovables, consolidándose como clave en el marco del futuro energético (IRENA, 2023). Sin embargo, debido a las tensiones por cuenta del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia, el mercado del gas natural se ha visto fuertemente afectado y presionado, así como por las sanciones a las importaciones de petróleo y carbono procedentes de Rusia, que han alimentado el alza de precios y amenazado con la escasez de energía en algunos países (IEA, 2022a; 2023; United Nations, 2023a). Dado lo anterior, la interrupción de los suministros energéticos debido a conflictos geopolíticos o desastres naturales sigue siendo un riesgo latente e importante en el panorama general (Energy Institute; 2023), razón por la cual la autonomía en el suministro y abastecimiento debe ser una prioridad en los escenarios energéticos.

Este panorama geopolítico también ha sido un impulso en el desarrollo del mercado de energías renovables y la implementación de transiciones energéticas hacia un sistema energético sostenible, viable y rentable que busca la carbono neutralidad. La necesidad latente de disminuir las emisiones de CO₂ responden al aumento de estas en los últimos años. Según la IEA (2023b) las emisiones mundiales de CO₂ para el 2023 crecieron 1,1%, dinámica contraria a la esperada y que alienta el accionar contundente para la implementación de la transición energética dado que las prácticas energéticas actuales siguen una senda insostenible que posiciona a la sociedad en una situación crítica frente al cambio climático (McKinsey & Company, 2023).

En este complejo contexto y en el marco del surgimiento de una nueva economía de energía limpia, liderada por la energía solar fotovoltaica y los vehículos eléctricos (EV), se vislumbran esperanzas sobre el camino a seguir (IRENA, 2023). Así, en el mercado mundial las energías renovables se han abierto camino a paso lento, pero con un gran potencial para posicionarse como una alternativa técnica y económicamente factible, primando la energía solar, eólica, hidroeléctrica y de biomasa impulsada por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático (Gromek-Broc, 2023; IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO, 2023).

Ante la indiscutible importancia política y ética de la crisis climática contemporánea, puesto que se define el rumbo de las condiciones de vida actuales y futuras; y de la crisis energética mundial qué pone de manifiesto la amenaza del suministro de energía global; el programa de gobierno “*Colombia: Potencia mundial de la vida*” (DNP, 2023b) propone como eje central de lucha contra el cambio climático una Transición Energética Justa (TEJ) que tiene como objetivo diversificar la matriz energética nacional y la estabilización en la oferta y la demanda, además de impulsar la reindustrialización para cerrar brechas de productividad, fortalecer la inversión y

diversificar la oferta interna y exportable. Para tal fin, se construyó, por parte del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo y el Departamento Nacional de Planeación, la Política Nacional de Reindustrialización de acuerdo con el CONPES 4129 (DNP, 2023a), la cual tiene como objetivo transitar de una economía extractivista a una economía del conocimiento, productiva y sostenible (MICIT, 2023).

En consecuencia, en noviembre de 2022, el Ministerio de Minas y Energía (MME) entregó a la ciudadanía colombiana una propuesta de metodología para definir la hoja de ruta de la TEJ en Colombia que apunta a i) convertir a Colombia en país líder en la formulación e implementación de política pública para combatir el cambio climático; y ii) transitar de una economía extractivista a una economía productiva; iii) promover la justicia social y ecológica a través de la democratización de la energía.

Bajo los principios de *equidad y democratización; gradualidad, soberanía y confiabilidad; participación social vinculante; e, intensidad en conocimiento*; la hoja de ruta de la TEJ se desarrolla en 3 dimensiones: 1) Planeación y diagnóstico. 2) Definición de la visión: metas, hitos y actividades. 3) Desarrollo de la hoja de ruta: barreras, habilitadores y riesgos. Para la dimensión 1, en julio de 2023, el MME entregó a la ciudadanía cuatro productos estratégicos:

1. Sistematización de los Diálogos Nacionales
2. Diagnóstico base para la TEJ
3. Escenarios Nacionales TEJ. Rutas que nos preparan para el futuro
4. Potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en usos de energía final

En la segunda dimensión de desarrollo de la hoja de ruta de TEJ, es necesario un análisis financiero que proyecte los costos de inversión y operación asociados a los escenarios energéticos modelados en el documento 3 de la dimensión 1. Así, el objetivo de este informe es presentar la proyección de los costos para los diferentes sectores de los escenarios energéticos modelados en la construcción de la hoja de ruta de la TEJ. A saber: i) El escenario Business as usual (BAU), ii) el escenario de cumplimiento de medidas en implementación hasta junio de 2022 (MEI) y iii) el escenario de TEJ con un crecimiento al 3% del PIB y un crecimiento al 4% PIB de reindustrialización.

Los escenarios energéticos modelados simulan la oferta y demanda energética requerida para distintos horizontes de política pública; como, por ejemplo, alcanzar la descarbonización de la economía colombiana en el 2050. Tales simulaciones apuestan por la inclusión de metas de gobierno como, la reindustrialización, la superación gradual del extractivismo y la justicia socio-ambiental. Estos escenarios energéticos se modelaron y simularon contemplando las dinámicas de interrelación

e interdependencia de los diversos sectores de la economía. Para efectos de comparabilidad con la modelación de escenarios energéticos a nivel mundial, nacional, y subnacional (Ministerio de Minas y Energía, 2023; UPME, 2022; EIA, 2022), se estructura la demanda energética por los sectores: a) residencial, b) transporte, c) industrial d) terciario y la oferta energética por los sectores: a) hidrógeno y. b) electricidad.

En consecuencia, el presente documento se estructura de la siguiente manera: se da apertura al documento con esta introducción; seguido, se muestran los resultados consolidados, a partir de los costos de inversión. Luego de ello, se desglosa los resultados por la demanda energética a partir de los sectores residencial, transporte, industrial y terciario, además, de los resultados de la oferta energética con hidrógeno y electricidad. Para cada uno de los anteriores, se describen las metodologías de recolección de información, las metodologías sobre estimación del comportamiento de precios y las estimaciones de costos.

1. Distribución de la inversión y resultados totales del costo de los escenarios para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa

En este apartado se presentan los costos de inversión correspondientes a los distintos escenarios energéticos proyectados, tanto para la oferta como para la demanda de energía.. Además, se expone la distribución de la inversión entre los sectores público y privado, lo que permitirá evaluar el papel de cada uno en la financiación de la transición energética hacia un sistema más eficiente y sostenible.

1.1. Costo de inversión de los escenarios

Los costos de inversión hacen referencia al capital requerido para garantizar el suministro, en cuanto a la demanda energética y la producción en cuanto la oferta energética. En consecuencia, los costos de inversión, tanto para demanda (sector residencial, transporte, industrial, terciario) como para oferta (Electricidad, hidrógeno) se componen de CAPEX, costos de infraestructura y en ocasiones costos de reducción de pérdidas, específicamente para el sector industrial. En consecuencia, se presentan los costos de inversión para cada uno de los escenarios energéticos proyectados, a saber, Business As Usual (BAU), Medidas en Implementación (MEI) y Transición energética Justa (TEJ) con un crecimiento al 3% del PIB y TEJ con un crecimiento al 4% del PIB.

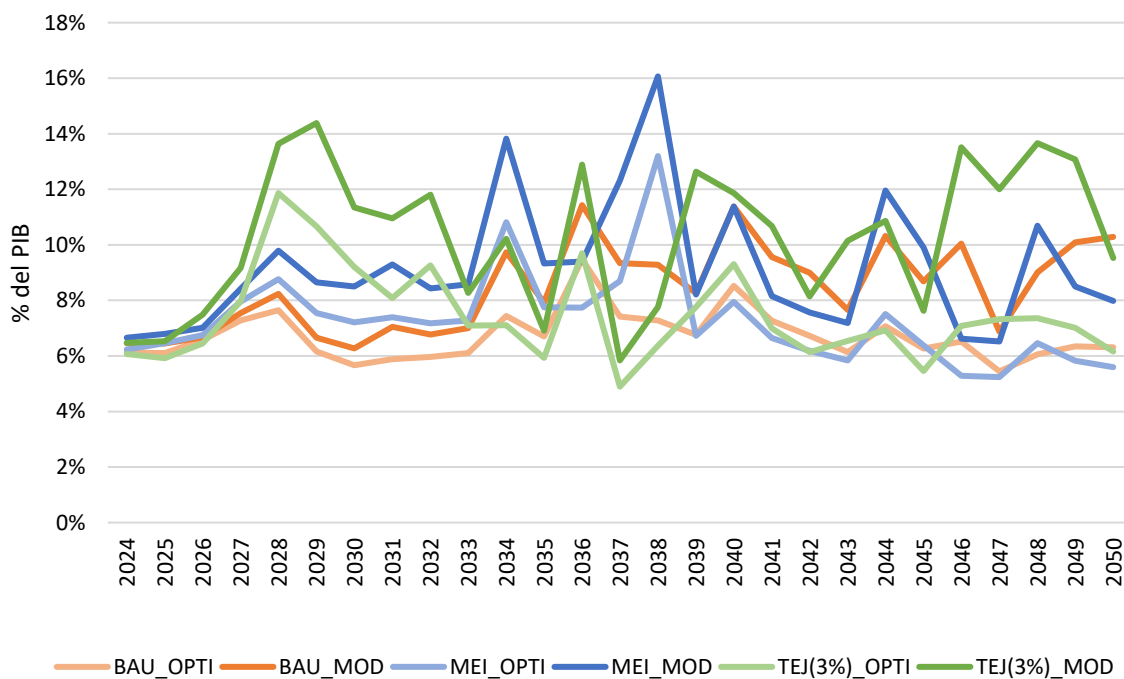
El escenario BAU asume un cambio tecnológico según la velocidad actual del mercado, por lo tanto, se mantienen las tendencias y el impacto en una implementación de transición energética no es contundente. Con este panorama, la estimación de los costos de inversión para el escenario tendencial en el escenario optimista es de 6,7% del PIB y de \$111 billones de pesos en promedio. Para el escenario moderado el promedio es de 8,4% del PIB y \$143 billones de pesos. Esta serie inicia con un costo de 6,4% del PIB para el escenario moderado y 6,2% del PIB para el escenario optimista. A partir de allí, se presenta una tendencia al alza hasta el año 2028 cuando los costos se desaceleran para desde el año 2034 hasta el año 2050 fluctuar entre el 6% y 11% del PIB. El punto de inflexión para este escenario se presenta en el año 2036 con un costo de entre 9,5% y 11,4% del PIB.

Por su parte, el escenario MEI asume un cambio tecnológico impulsado por las políticas de transición anteriores a 2022, así como las tendencias en las políticas vigentes y el comportamiento de los usuarios. El costo promedio anual del escenario MEI es de 7,3% del PIB para el escenario optimista y 9,2% del PIB para el escenario moderado; en billones, el promedio es de \$119 billones y \$151 billones de pesos respectivamente. La tendencia de esta serie inicia la proyección con un costo de 6,2% del PIB para optimista y 6,7% del PIB para moderado. Durante la proyección los costos oscilan entre 5% y 12 % del PIB excepto en el año 2034 y en el año 2038. En el año 2034 la proyección se posiciona entre el 10,8% y 13,8% del PIB y en el año 2038 alcanza su punto máximo con un costo que gravita entre 13,2% y 16,1% del PIB. Por su naturaleza, el escenario MEI es más costoso que el escenario BAU, dado que se implementan políticas que generan costos y de esa misma manera hacen que la tendencia cambie hacia prácticas más sostenibles sin llegar a la contundencia que demanda la sociedad actual.

En el escenario TEJ se contempla una adopción acelerada de tecnologías, impulsada por políticas más fuertes en relación con la disminución de emisiones y una mayor inversión, tanto pública como privada, lo que conduce a una velocidad mayor en el cambio tecnológico en comparación con los escenarios BAU y MEI. Este enfoque es crucial debido a la urgencia de abordar la crisis climática. La necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar hacia una economía más sostenible y baja en carbono exige una respuesta decidida y rápida. En el escenario TEJ, se busca mitigar los impactos del cambio climático mediante una transición energética más rápida y efectiva. Para el escenario TEJ con un crecimiento del PIB del 3% como en los escenarios BAU y MEI, el costo promedio oscila entre 7,4% y 10,3% del PIB correspondiente a \$124,3 y \$172,6 billones de pesos. La tendencia de esta serie inicia con 6,1% del PIB para el escenario económico optimista y 6,5% del PIB para el escenario económico moderado. A partir de allí, se inicia una pendiente

positiva que alcanza el punto de inflexión de toda la serie en el año 2028 con un costo entre el 11,9% y el 13,6% del PIB. Desde el año 2029 hasta el fin de la estimación en el año 2050, se presentan algunas fluctuaciones que responden a los proyectos estimados para la oferta y los cambios proyectados para el sector transporte. En consecuencia, el escenario TEJ3% demanda mayor inversión para desarrollar sus apuestas frente a eficiencia energética, implementación de energías limpias y menos contaminación. La figura 1 presenta la comparación de los costos de inversión por los tres escenarios energéticos presentados anteriormente.

Figura 1. Costos de inversión oferta y demanda por escenarios energéticos

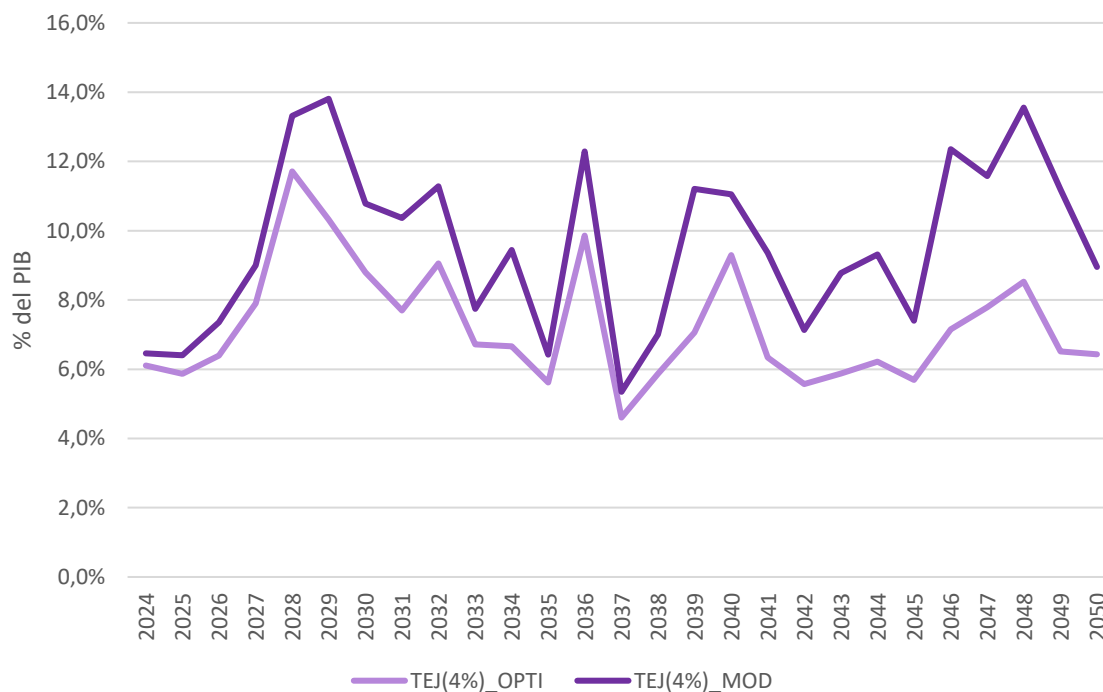


Fuente: elaboración propia

La reindustrialización es entendida como el proceso de establecer industria en un territorio que no la posee o que la tuvo, pero se abandonó. Con la reindustrialización se busca cerrar brechas de productividad, fortalecer la inversión y diversificar la oferta interna y exportable. El supuesto utilizado plantea que, con la reindustrialización, habrá un mayor crecimiento económico, por tanto, se toma un PIB con crecimiento del 4%. Para tal fin, se construyó, por parte del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo y el Departamento Nacional de Planeación, la Política Nacional de Reindustrialización de acuerdo con el CONPES 4129 (DNP, 2023a), la cual tiene como objetivo transitar de una economía extractivista a una economía del conocimiento, productiva y sostenible (MICIT, 2023). Así, la figura 2 muestra la

tendencia de resultados del escenario TEJ4%. Al comparar TEJ 3% y TEJ4% se puede evidenciar una tendencia similar para los dos escenarios de TEJ con crecimiento al 3% y al 4%. El costo promedio anual de TEJ3% oscila entre 7,4% y 10,3% del PIB; por su parte, TEJ4% presenta un costo promedio anual que gravita entre 7,2% y 9,6% del PIB.

Figura 2. Costos de inversión oferta y demanda TEJ4%



Fuente: elaboración propia

La diferencia posiciona a TEJ4% como un escenario menos costoso por sus características de reindustrialización que se basan en mejores condiciones económicas tanto para producir como para consumir. Así, TEJ3% es más costoso que TEJ4% dado que existe una diferencia de 0,2% del PIB para el escenario optimista y el 0,7% de PIB para el escenario moderado dado que TEJ3%.

1.2. Distribución de la inversión en el sector público y en el sector privado

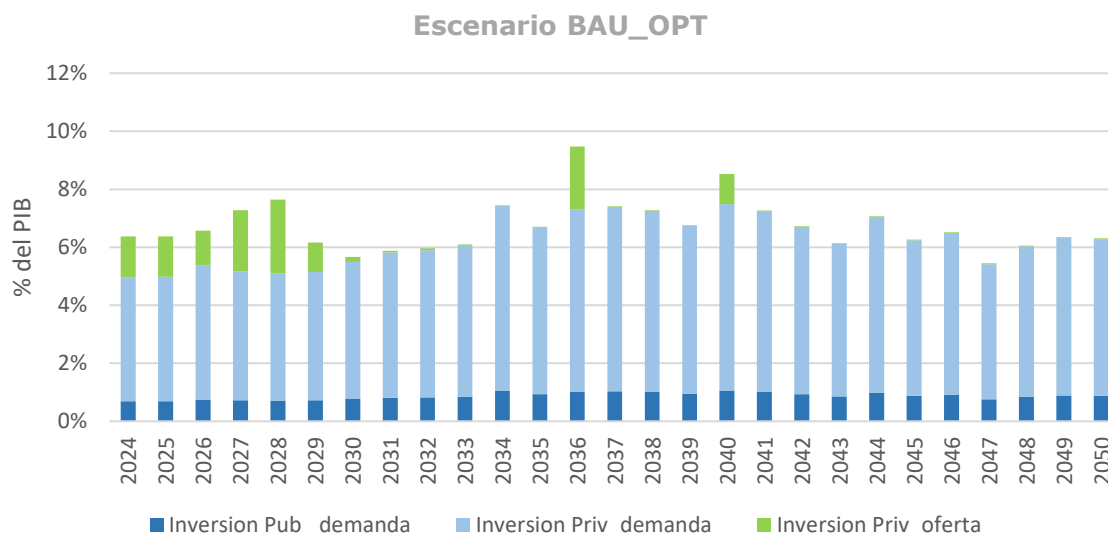
La determinación del porcentaje de inversión pública y privada en la transición energética es fundamental para comprender el rol que desempeñan los distintos actores económicos en este proceso. En este sentido, nos basamos en datos proporcionados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en su informe "World Energy Transitions Outlook 1.5°C Pathway" (2021). Según este

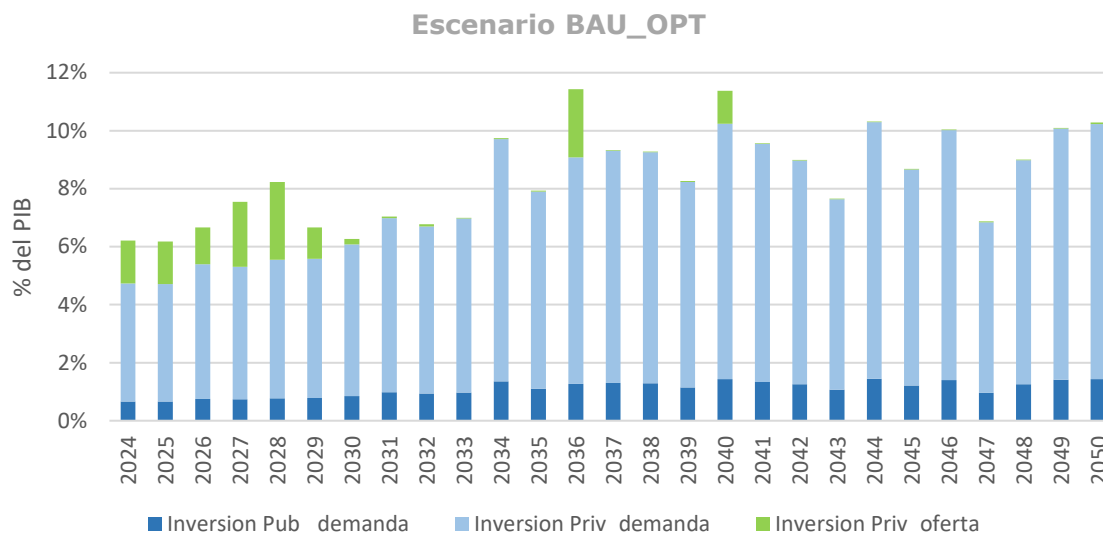
informe, el sector público aporta en promedio alrededor del 14% de los recursos para la transición energética, estimando que el 10% y el 11% de esta inversión sea directa y entre el 6% y el 9% a través de instituciones financieras de desarrollo después de 2021. Estos datos nos permiten estimar la contribución esperada del sector público en la financiación de proyectos relacionados con la transición energética, lo cual es fundamental para entender el equilibrio entre la inversión pública y privada en este proceso.

1.2.1. Inversión pública y privada para el escenario BAU

El promedio de la inversión pública anual, correspondiente al 14% del total de la inversión de la demanda, está entre el 0,9% y el 1,1% de PIB en el escenario BAU. El punto máximo de inversión pública para el escenario optimista, se estima en 1% del PIB en el año 2034 que corresponde a \$15,2 billones de pesos. Por otra parte, el punto máximo de inversión pública en el escenario moderado se posiciona en 1,4% para el año 2050 que equivale a \$33,7 billones de pesos. El restante 86% de la inversión en la demanda de energía, es privada con un promedio anual de 5,4% para optimista y 6,8% del PIB para moderado. Por su parte, la inversión privada de oferta tiene un promedio anual de 0,5% del PIB. Lo anterior se presenta en la figura 3.

Figura 3. Distribución inversión BAU



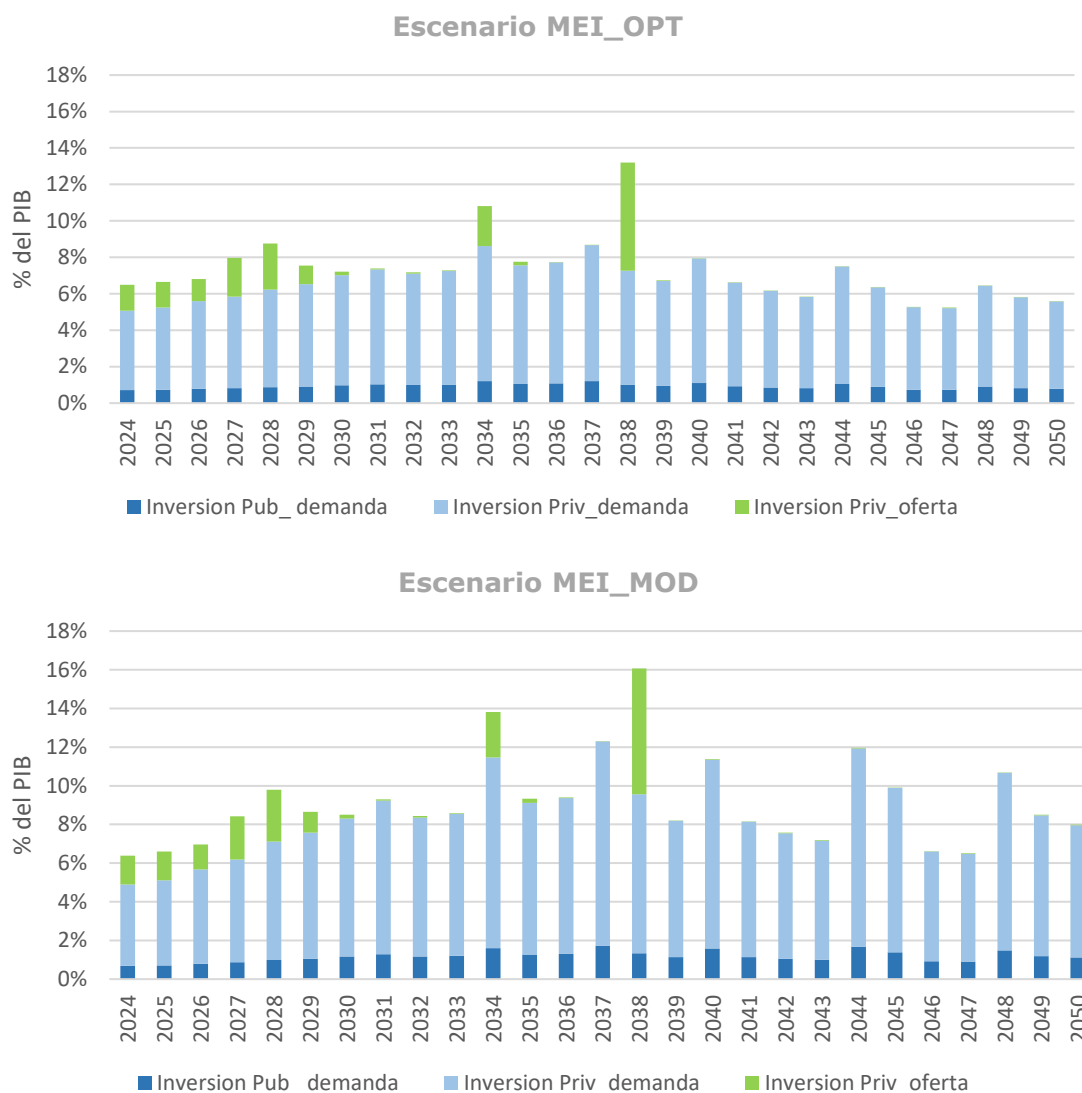


Fuente: elaboración propia

1.2.2. Inversión pública y privada para el escenario MEI

El promedio de la inversión pública anual, correspondiente al 14% del total de la inversión de la demanda, está entre el 0,9% y el 1,2% de PIB en el escenario MEI. El punto máximo de inversión pública se presenta en el año 2037, para el escenario optimista se estima en 1,2% del PIB que corresponde a \$19,6 billones de pesos; para el escenario moderado se posiciona en 1,7% que equivale a \$27,8 billones de pesos. El restante 86% de la inversión en la demanda de energía, es privada con un promedio anual de 5,7% para optimista y 7,2% del PIB para moderado. Por su parte, la inversión privada de oferta tiene un promedio anual de 0,7% del PIB. Lo anterior se presenta en la figura 4.

Figura 4. Distribución inversión MEI



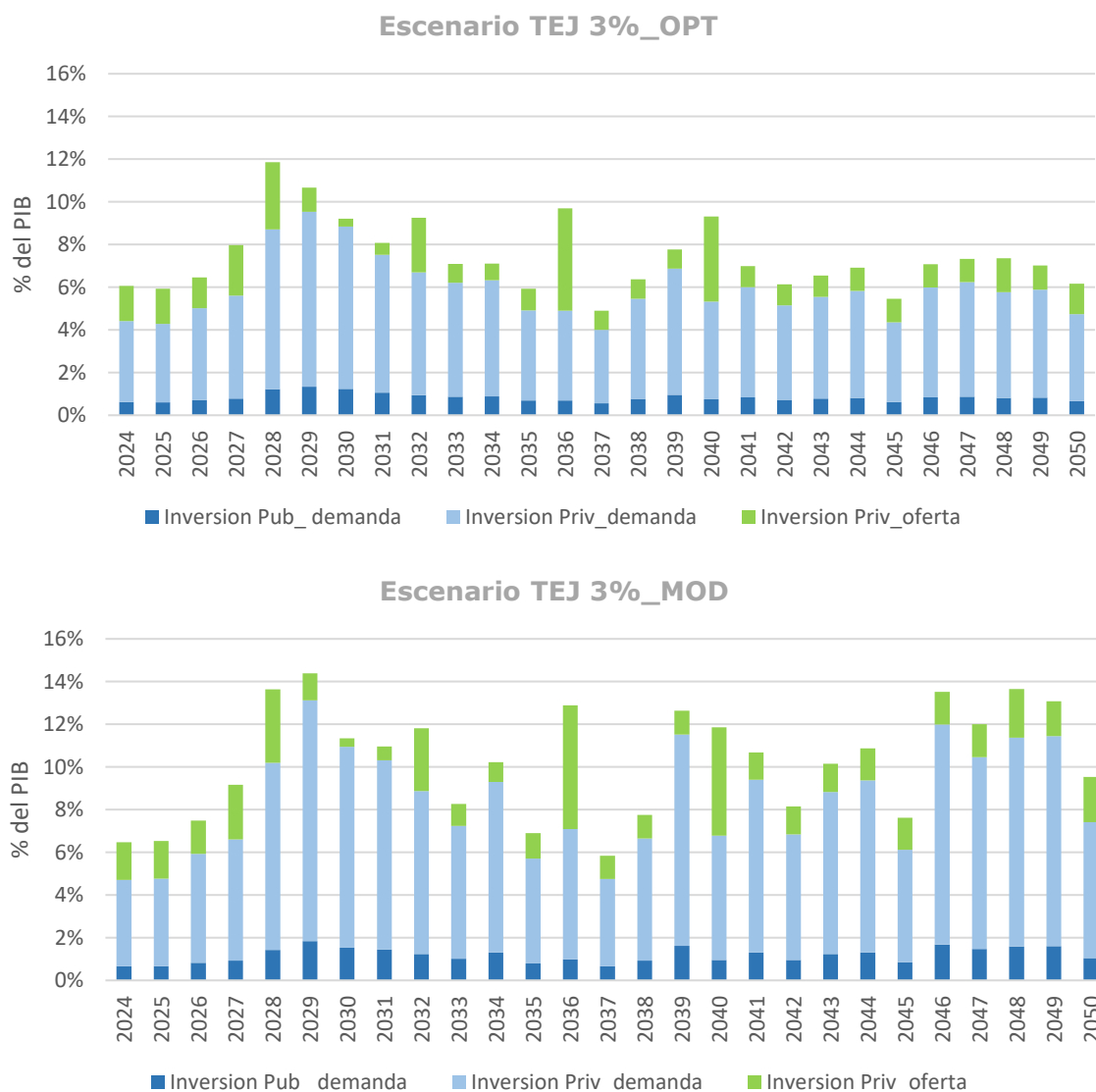
Fuente: elaboración propia

1.2.3. Inversión pública y privada para el escenario TEJ3%

El promedio de la inversión pública anual, correspondiente al 14% del total de la inversión de la demanda, está entre el 0,8% y el 1,2% de PIB en el escenario TEJ3%. El punto máximo de inversión pública se presenta en el año 2029, para el escenario optimista se estima en 1,3% del PIB que corresponde a \$16,9 billones de pesos; para el escenario moderado se posiciona en 1,8% que equivale a \$23,3 billones de pesos. El restante 86% de la inversión en la demanda de energía, es privada con un promedio anual de 5,1% para optimista y 7,3% del PIB para moderado. Por su parte,

la inversión privada de oferta tiene un promedio anual entre 1,5% y 1,8% del PIB. Lo anterior se presenta en la figura 5.

Figura 5. Distribución inversión



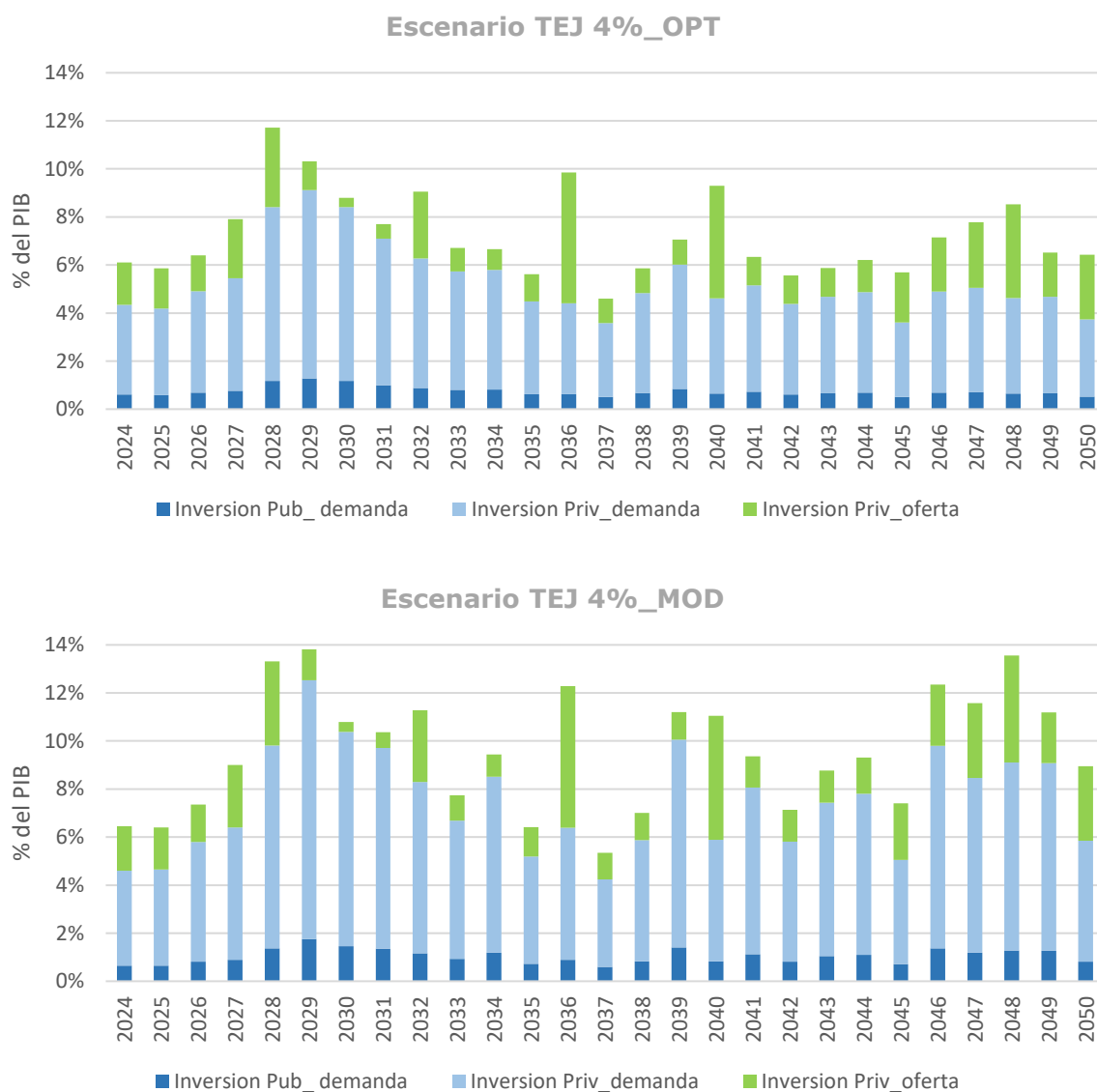
Fuente: elaboración propia

1.2.4. Inversión pública y privada para el escenario TEJ4%

El promedio de la inversión pública anual, correspondiente al 14% del total de la inversión de la demanda, está entre el 0,7% y el 1% de PIB en el escenario TEJ4%. El punto máximo de inversión pública se presenta en el año 2029, para el escenario optimista se estima en 1,3% del PIB que corresponde a \$16,9 billones de pesos; para

el escenario moderado se posiciona en 1,8% que equivale a \$23,3 billones de pesos. El restante 86% de la inversión en la demanda de energía, es privada con un promedio anual de 4,6% para optimista y 6,4% del PIB para moderado. Por su parte, la inversión privada de oferta tiene un promedio anual entre 1,9% y 2,1% del PIB. Lo anterior se presenta en la figura 6.

Figura 6. Distribución inversión TEJ4%



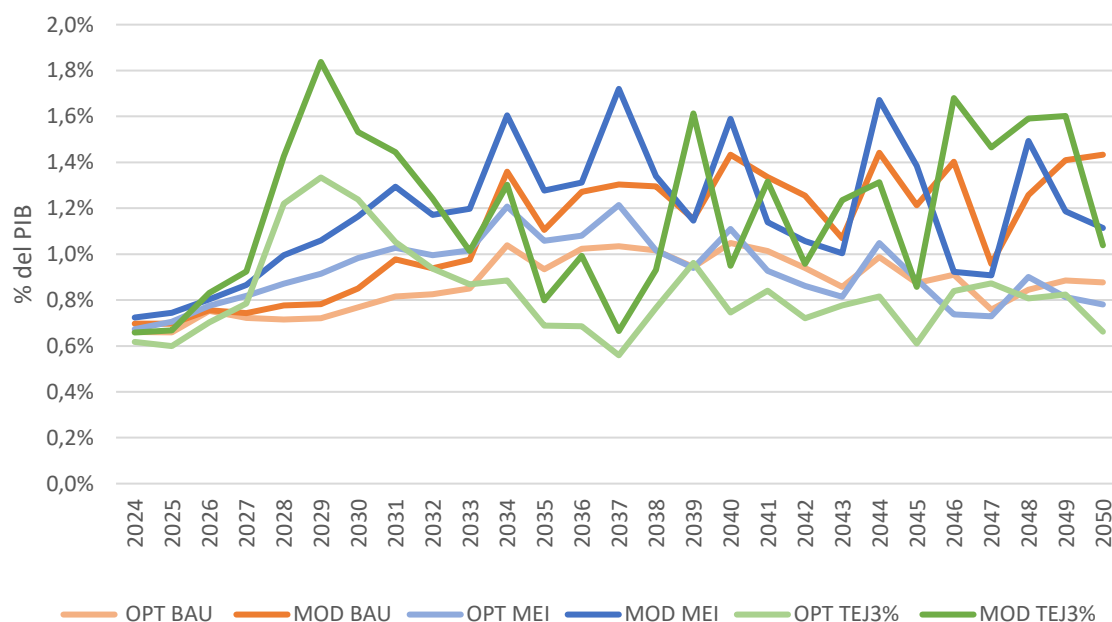
Fuente: elaboración propia

Con base en las figuras 3, 4, 5 y 6, en donde se presentó la tendencia de la inversión pública¹ por escenario energético, a continuación, se presenta la figura 7 con la

¹ Las inversiones públicas han sido calculadas con base en las tendencias de participación de los diferentes sectores en las asignaciones para inversión pública; no obstante, esfuerzos adicionales respecto a políticas de

comparación de la inversión pública entre los diferentes escenarios (BAU, MEI, TEJ3%) y los escenarios económicos (Optimista y Moderado) de forma comparativa. La diferencia entre los escenarios BAU, MEI y TEJ3% radica en 0,1% del PIB promedio anual, lo que evidencia que el valor de las inversiones públicas están en un mismo rango y que varían en la velocidad de la implementación del cambio tecnológico, puesto que para TEJ3% la implementación se acentúa en el año 2029, mientras que para BAU se distribuye en el horizonte temporal alcanzando su punto más alto en el año 2050, por su parte MEI presenta tres picos representativos a lo largo de la estimación en los años 2034, 2037, 2044.

Figura 7. Comparación de inversión pública por escenarios



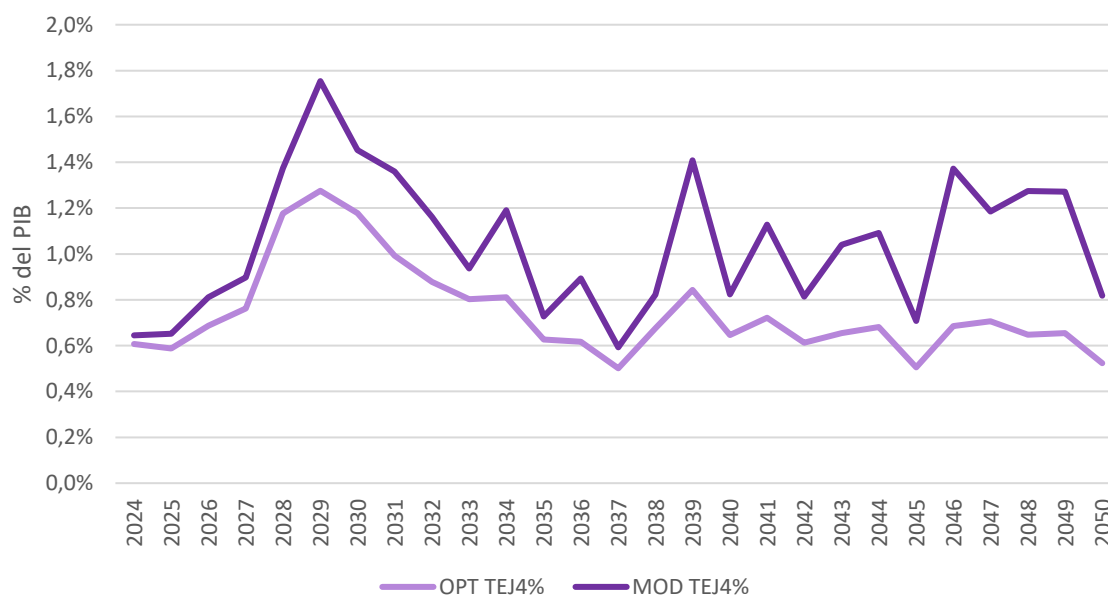
Fuente: elaboración propia

La evolución del escenario TEJ4% entre 2024 y 2050 inician alrededor del 0,7% del PIB en 2024 y alcanzan su máximo en 2029, con un 1,8% en el escenario moderado y 1,3% en el optimista. A partir de ahí, la inversión disminuye, mostrando fluctuaciones hasta 2050, con repentes en los años 2041 y 2045 en el escenario optimista. Al final del periodo, ambas convergen hacia valores cercanos al 0,8% y 0,7%. Frente al escenario TEJ3% los picos son más bajos, alrededor del 1,6%, además, en el TEJ4%, las fluctuaciones tienden a ser más pronunciadas en

incentivos tributarios o nuevos subsidios no son incluidos. Estimar estos costos adicionales supera el alcance de este documento y deberán ser analizados en el futuro.

comparación con el TEJ3%, especialmente en el período posterior a 2040, donde las variaciones en la inversión pública son más marcadas en el escenario optimista del TEJ4%. En ambos casos, las proyecciones optimistas tienden a ser más volátiles, mientras que las moderadas presentan una evolución más estable, pero con niveles de inversión más bajos.

Figura 8. Inversión pública escenario TEJ4%



Fuente: elaboración propia

A continuación, se presentan los resultados específicos de cada sector. Por la demanda energética: se inicia con la presentación del sector residencial, se continúa con la presentación del sector de transporte, luego, los sectores industrial y terciario. Por el lado de la oferta energética: se inicia con la presentación del sector eléctrico y se continua con el sector de hidrógeno. Este documento no incluye los costos del sector de hidrocarburos dadas las limitaciones técnicas para costear las variaciones en las demandas energéticas.

2. Costos de inversión para el sector residencial

El sector residencial, responsable de una parte significativa del consumo energético global, está marcado por una creciente demanda de electricidad debido al aumento en el uso de electrodomésticos, sistemas de calefacción, refrigeración y tecnologías digitales. Este sector, clave para el bienestar y la calidad de vida, se enfrenta al reto de adoptar soluciones energéticas más sostenibles para reducir su impacto ambiental y mejorar la eficiencia en el consumo. En este apartado, se examinan las dinámicas energéticas del sector residencial, con un enfoque en la generación y

consumo de energía. Posteriormente, se analizan los resultados de cada componente del costo de inversión, incluyendo el capital de inversión (Capex) y las necesidades de infraestructura. Finalmente, se realiza una estimación del costo total de inversión, ofreciendo una visión de los recursos necesarios para avanzar hacia un modelo energético.

2.2. Descripción general del sector residencial

El sector residencial se modeló energéticamente a partir de dos grupos: por un lado, los hogares ubicados en las Zonas No Interconectadas, tanto cabeceras municipales como poblaciones dispersas y generalmente rurales (ZNI, en adelante; Súper Servicios, 2017); y, por otro lado, los hogares ubicados en las zonas de cobertura del Sistema Interconectado Nacional, tanto hogares rurales como urbanos (SIN, en adelante; Súper Servicios, 2017). En Colombia, en 2022 se alcanzó un total de población de 51,6 millones, de los cuales más del 76% se ubica en los sectores urbanos y el restante en áreas rurales y rurales dispersas (DANE, 2018).

La demanda de energía del primer y segundo grupo se calculó para cada uno de los usos descritos en el informe de balance de energía útil (UPME, 2019) excepto para la zona rural dispersa donde solo se tuvieron en cuenta dos usos, calor directo y otros. Al igual que en el balance de energía útil (UPME, 2019) y de la misma forma que en el Balance de Energía final para Colombia (BECO, en adelante; UPME, 2018) se identificaron los usos energéticos que caracterizan el sector: calor director, calentamiento de agua, iluminación, refrigeración, fuerza motriz, TV, en otros. Lo anterior se sintetiza en la tabla 1.

Tabla 1. Estructura de la modelación energética de los escenarios.

Categoría del sector residencial	Metodología de simulación	Usos
Residencial SIN	Urbano	Calor directo
	Rural	Calentamiento de agua
Residencial ZNI	Cabecera	Iluminación
	Disperso	Refrigeración
		Fuerza motriz
		TV
		Otros
		Calor directo
		Otros

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2023.

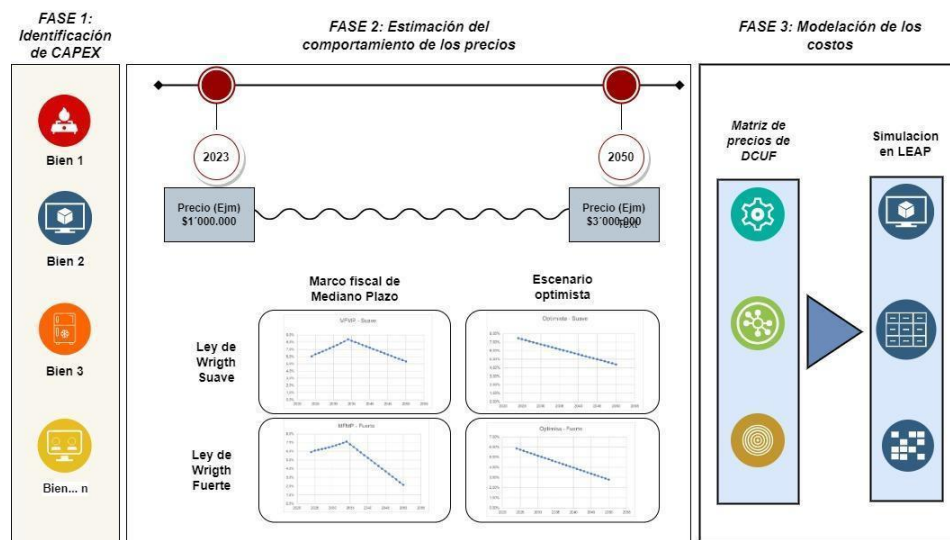
2.3. Resultado por elemento del costo de inversión

En este apartado se analizan los distintos elementos que componen el costo de inversión necesario para implementar las tecnologías de eficiencia energética en el sector residencial. A partir de la evaluación de los costos iniciales (CAPEX) y los gastos en infraestructura, se pretende ofrecer una visión detallada de los recursos requeridos para la adopción de tecnologías de consumo energético más eficientes.

2.3.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)

Los CAPEX suelen ser un costo de un solo desembolso que tiene un impacto significativo en el presupuesto inicial, de ellos se espera que puedan ser capitalizados en el futuro en términos de la eficiencia y el ahorro energético que pueden suponer (Fouz et al., 2013; García et al, 2020; Zweifel & Praktiknjo, 2017). Para efectos del costeo de la demanda en el sector residencial, el CAPEX hace referencia a la inversión realizada para adquirir los bienes electrodomésticos que dan el uso final a la energía. La figura presenta la sucesión de fases para el costeo. Como se observa, primero se identificó el CAPEX de los dispositivos, luego se estimó el comportamiento de su precio hasta el 2050 para, finalmente identificar los costos de los diferentes escenarios energéticos simulados.

Figura 9. Fases de la modelación de los costos CAPEX para DCUF.



Fuente: elaboración propia.

Para la estimación de los precios de mercado de los dispositivos de consumo de uso final en el sector residencial, se identificaron precios de dispositivos con características y funciones destinadas al uso residencial en el mercado local e

internacional en la medida en que dicha información fuese accesible públicamente. Este proceso se realizó para tres tipos de tecnologías de acuerdo con el grado de eficiencia: eficiencia existente en Colombia, mejor eficiencia en Colombia y mejor eficiencia internacional. Lo anterior, a partir del siguiente proceso:

- Se delimitaron los tipos de dispositivos, su destino o uso residencial y las especificaciones técnicas utilizadas en el sector, para así, asignar palabras clave o criterios de búsqueda.
- Se seleccionaron las fuentes de información con base en la disponibilidad de datos potenciales. i) Se recurrió a precios publicados por distribuidores y mayoristas² en sus páginas web oficiales. ii) Se priorizaron los bienes calificados por ENERGY STAR³ para identificar los dispositivos con mejor eficiencia internacional, y iii) se acudió a información publicada en páginas especializadas en el sector o sondeos de precios realizados por medios reconocidos, tales como Forbes, Europten, Portafolio, entre otros.
- Se realizó la búsqueda de precios potenciales delimitando los siguientes criterios para cada una de las tecnologías, de esta manera para i) *la eficiencia existente*, el precio seleccionado se establece como el más vendido o relevante en cada una de las páginas web de distribuidores y mayoristas; para ii) *la mejor eficiencia Colombia* se determinó con la etiqueta de eficiencia energética establecida para algunos dispositivos en Colombia por la Ley 1715 de 2014. Finalmente, para iii) *la mejor eficiencia internacional* se recurrió al listado de dispositivos publicado por ENERGY STAR⁴, en caso de que no fuera posible encontrar el dispositivo en este listado, se contemplaron publicaciones comerciales de especialistas.
- Se estableció el precio final de los bienes. Para las mejores eficiencias, nacional e internacional, se seleccionó el dispositivo más eficiente. En los casos de la eficiencia existente en Colombia se tomó la mediana de los datos identificados.

Por otra parte, el Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas (DANE), dentro de la construcción de los índices de precios, recolecta información periódica sobre 12 divisiones de gastos, entre estos se encuentra el grupo “*Artefactos para el Hogar*” que sirvió de base para estimar el comportamiento de precios para el CAPEX en el sector residencial.

² <https://www.america-retail.com/colombia/aqui-estan-las-20-principales-empresas-de-retail-en-el-pais/>

³ https://www.energystar.gov/recursos_en_espanol

⁴ https://www.energystar.gov/recursos_en_espanol

Así, el ejercicio de pronóstico consiste en un modelo lineal ajustado por escenarios. En primera medida se considera un modelo de regresión de la variación en el precio de los artefactos domésticos explicado por la inflación, la tasa de cambio y el cambio tecnológico. Se plantea dos escenarios, el primero de ellos supone que se cumplirán los supuestos macroeconómicos presentados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público en el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP), mientras el otro asume un crecimiento más controlado de la inflación y la tasa de cambio.

Para modelar las dinámicas de los costos tecnológicos, se asumió una versión modificada de la propuesta de Farmer, esta es una forma generalizada de la **Ley de Wright**, que establece que los costos disminuyen siguiendo una ley de potencias de la producción acumulativa (esta relación también se llama curva de experiencia o curva de aprendizaje, y la producción acumulativa también se llama experiencia). Se utilizó una forma estocástica de la Ley de Wright en primeras diferencias desarrollada y probada por Lafond et al. (2018). Dejando que c_t sea el costo y z_t la experiencia de una tecnología dada en el tiempo t , y permitiendo que $u_t \sim N(0, \sigma_u^2)$ sea una muestra independiente e idénticamente distribuida de una distribución normal. Luego, los costos futuros se predicen utilizando la relación iterativa:

$$\log \log c_t - \log \log c_{\{t-1\}} = -\omega(\log \log z_t - \log \log z_{\{t-1\}}) + u_t + \rho u_{\{t-1\}}$$

Esta relación tiene tres parámetros. Para una tecnología dada, el exponente de experiencia ω caracteriza la tasa promedio a la cual disminuyen los costos en función de la experiencia, y la varianza del ruido σ_u^2 caracteriza la variabilidad de esta relación. El parámetro de correlación ρ caracteriza la persistencia de las fluctuaciones en las mejoras de costos. Así, llegamos a un pronóstico de largo plazo que tiene en cuenta tanto el comportamiento histórico de los precios de los artefactos para el hogar, como las variables macroeconómicas y las dinámicas de aprendizaje tecnológico.

Estimación costo de CAPEX para el sector residencial

Se produjeron las estimaciones del CAPEX para el sector residencial para los tres escenarios energéticos: Escenario tendencial o Business As Usual (BAU), Medidas en implementación (MEI) y Transición Energética Justa con un PIB DEL 3% (TEJ 3%) y Transición Energética Justa con un PIB del 4% de reindustrialización (TEJ 4%). Asimismo, la estimación pretende definir un rango posible del costo total del escenario BAU. Para determinar un rango de costos, es necesario realizar la comparación entre dos escenarios, el escenario moderado y el escenario optimista con el fin de introducir a la estimación las posibles variaciones y acotar la incertidumbre en la estimación.

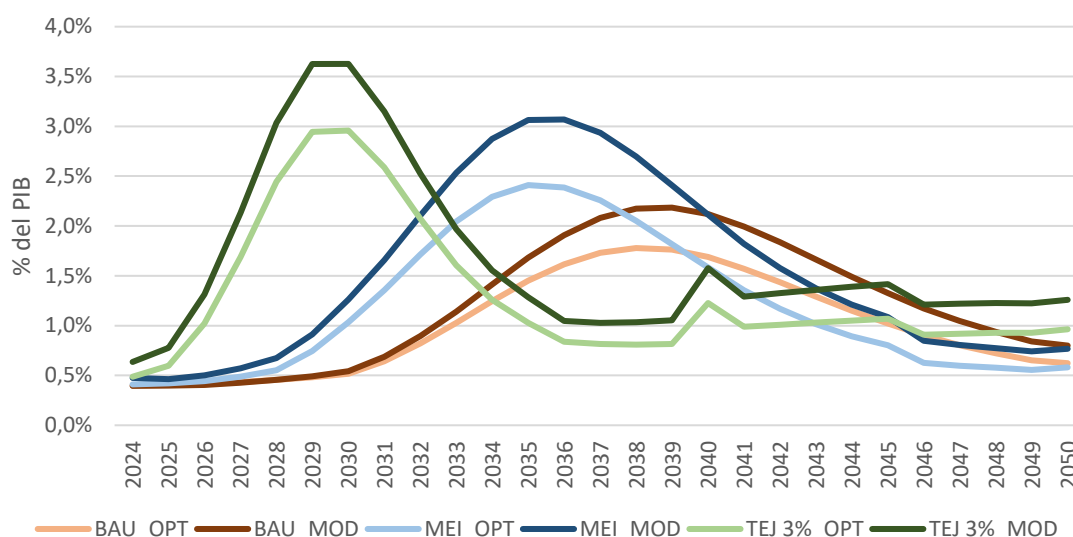
De esta manera, el escenario *BAU* asume un cambio tecnológico según la velocidad actual del mercado, por lo tanto, se mantienen las tendencias actuales en consumo

en los hogares. Al principio, la curva comienza con una pendiente suave, lo que indica una adopción lenta o gradual de nuevos dispositivos como se muestra en la figura. A medida que avanza, alcanza un punto de inflexión alrededor del año 2039 con un costo de 2,5% del PIB. Luego, a medida que se acerca a su límite superior, se desacelera nuevamente dado a que el costo se sigue distribuyendo hasta el año 2050.

Por su parte, el escenario MEI asume un cambio tecnológico impulsado por las políticas de transición anteriores a 2022, así como las tendencias en las políticas vigentes y el comportamiento de los usuarios. La implementación fuerte de las tecnologías empieza a observarse desde 2028 llegando a un máximo en 2036 donde los costos alcanzan un 3.1% del PIB equivalente a \$48.1 billones de pesos. A partir de ese punto, comienza una inclinación negativa, que es igual en magnitud, pero en dirección opuesta a la tendencia ascendente que se observaba antes del punto de inflexión.

En el escenario MEI, el costo máximo durante el año de mayor adopción de tecnologías, 2036, supera al del escenario BAU en 2039 donde los costos se distribuyen de manera más uniforme a lo largo del tiempo. Esta mayor concentración de costos más cerca del año 2030 se debe principalmente a las políticas implementadas, que impulsan una mayor adopción y aceleración de tecnologías en ese período específico. Considerando lo anterior, los costos después del año 2036 también disminuyen de manera más pronunciada en el escenario MEI en comparación con el escenario BAU. Dado que las políticas y acciones implementadas en el escenario MEI generan un efecto continuo de reducción de costos a largo plazo, lo que resulta en una disminución más rápida y sostenida en el horizonte temporal posterior a 2036. Mientras que en el escenario BAU, donde no se aplican políticas de transición acelerada, los costos pueden mantenerse en niveles más estables o disminuir de manera menos pronunciada en ese mismo período.

Figura 10. Estimación CAPEX por escenarios



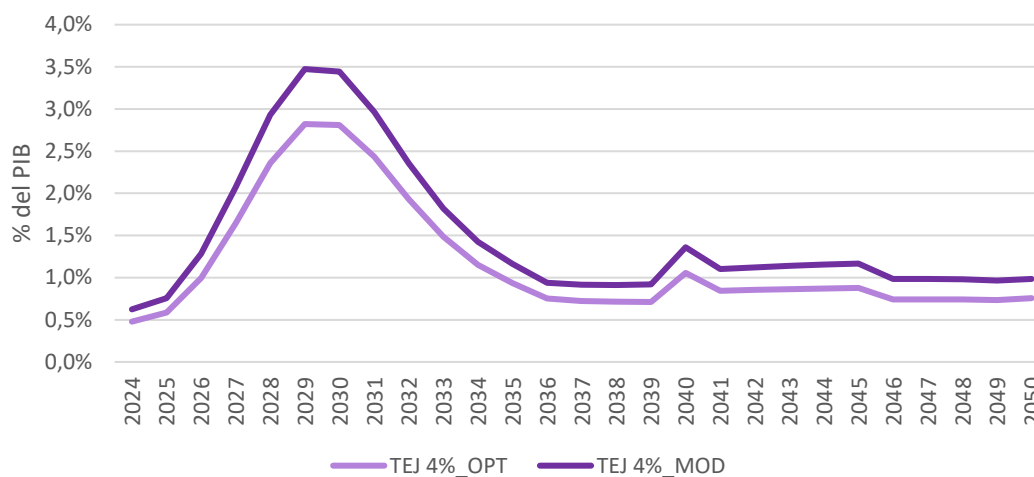
Fuente: elaboración propia

En el escenario TEJ se contempla una adopción acelerada de tecnologías, impulsada por políticas más sólidas y una mayor inversión, lo que conduce a un cambio más rápido en comparación con los escenarios BAU y MEI. En el escenario TEJ, se estimaron dos resultados, uno con un crecimiento del 3% del PIB, igual que en los escenarios BAU y MEI; y otro con un crecimiento del 4% del PIB como un escenario de reindustrialización.

En el costo de CAPEX para el escenario TEJ 3%, se evidencia un incremento más pronunciado en los costos, alcanzando su punto máximo en 2029 con un aumento del 3,6% equivalente a 47,5 billones de pesos. Esta mayor pendiente en el aumento de costos indica que el cambio en este escenario es más rápido en comparación con los escenarios BAU y MEI. A partir de 2034, se observa una estabilización de los costos. Esto se debe en parte al crecimiento poblacional esperado, que implica una demanda constante de dispositivos asociado a este crecimiento.

Por su parte, el supuesto utilizado plantea que, con la reindustrialización, habrá un mayor crecimiento económico, por tanto, se toma un PIB con crecimiento del 4%. Así, la figura muestra los resultados del escenario TEJ 4% con un costo inicial del 0,5% de PIB correspondiente a \$4,5 billones. Ya para el año 2029 alcanza su punto de inflexión con un costo del 3,6% del PIB para iniciar una caída prolongada pero corta en el tiempo hasta el año 2036 cuando se estabiliza hasta el horizonte temporal del 2050.

Figura 11. Estimación CAPEX TEJ4%



Fuente: elaboración propia.

Entre TEJ3% Y TEJ4% los primeros cinco años, el escenario más costoso es el escenario TEJ4% dado que la reindustrialización requiere de mayores inversiones en el inicio de la implementación, sin embargo, la diferencia en costos de estos primeros cinco años no es representativa, puesto que en total la diferencia radica en el 0,06% del PIB. Por su parte, desde el año 2028 hasta el año el año 2050, la reindustrialización es más económica dado que al crecer la economía, se generan mejores condiciones para la adquisición de bienes por parte de los hogares al disminuir los costos. Para el año 2028 la diferencia en costos entre TEJ 3% Y TEJ 4% es de 0,01% del PIB, mientras que para el año 2050 será del 0,2% del PIB.

2.3.2. Costos de infraestructura

Para el costeo de la infraestructura se considera como CAPEX aquellas erogaciones que sean una inversión inicial en la adaptación de las redes domiciliarias de consumo de la energía eléctrica, por ejemplo: los costos de instalación de medidores inteligentes, la reconversión de las redes eléctricas domiciliarias de 110v a 220v, así como la instalación de Gas Natural Domiciliario en las zonas donde aún prima el GLP.

Para la identificación del costo de inversión inicial relacionado con la infraestructura necesaria para lograr la mejor eficiencia en el sector residencial se siguen tres rutas de búsqueda: estudios previos, esquema tarifario y normatividad. Asimismo, se considera la proyección de la variación de precios calculada para el CAPEX donde se toman los índices de precios construidos por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) como base para realizar un pronóstico con un modelo lineal. En este caso también se contemplan los escenarios donde uno de ellos supone que se cumplirán los supuestos macroeconómicos en el Marco Fiscal de Mediano

Plazo (MFMP), mientras el otro asume un crecimiento más controlado de la inflación y la tasa de cambio.

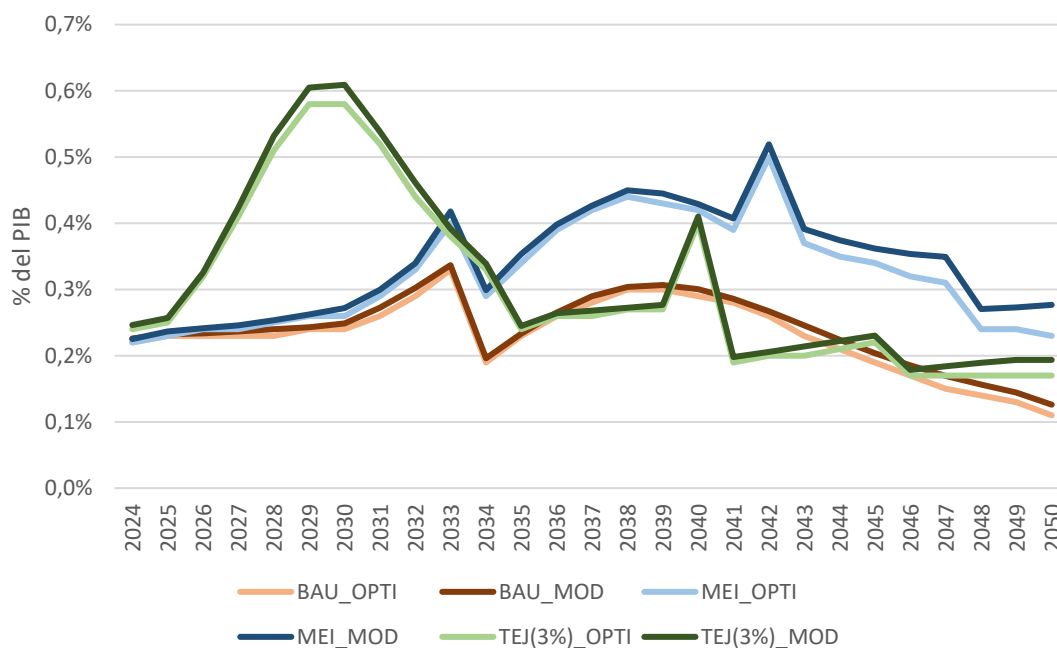
Lo anterior considerando que es pertinente tomar un índice de precios para estimar el comportamiento del costo de implementación de la infraestructura ya que este proceso incluye materiales, transporte, mano de obra, entre otros elementos que naturalmente se verán afectados por las variaciones de los precios a través del tiempo.

Estimación costo de infraestructura para el sector residencial

Para el escenario BAU la implementación de los medidores AMI representan el 22,0% del presupuesto total, con \$21,8 billones de pesos colombianos (COP), mientras que la instalación de gas natural en el SIN constituye la mayor parte, con un 78% del gasto total, sumando \$77,5 billones COP. No se estiman costos para el componente de aumento de carga. En su conjunto, estos elementos suman entre \$99,4 billones de pesos para el escenario optimista y 104,3 billones de pesos para el escenario moderado. Al considerar todos los costos agregados, se observa una tendencia creciente desde 2024 hasta 2033 en el escenario BAU debido a la implementación de medidores AMI. Sin embargo, el punto máximo de gasto se alcanzará en 2040, principalmente debido a la expansión de las redes de gas natural. Esta tendencia refleja la decisión relativamente tardía del mercado en la implementación de gas natural y un menor porcentaje de hogares con medición inteligente (AMI). Esto sugiere que la adopción de estas tecnologías avanzadas sería gradual y que, en el caso del gas natural, los costos más elevados pueden influir en la demora en su implementación si no se acompaña de políticas e incentivos.

Por su parte, para el escenario MEI los Medidores AMI representan un 14,9% de los costos totales, equivalente a 21,8 billones de pesos colombianos (COP), mientras que el componente de aumento de voltaje contribuye con un 30,1% del presupuesto, representando 43,9 billones de pesos COP. El componente de mayor inversión es la Instalación de Gas Natural Domiciliario (GND), que constituye el 55% de los costos totales, lo que se traduce en 80,3 billones de pesos COP. En conjunto, estas categorías suman un total de 146,1 billones para el escenario optimista y 154 billones de pesos para el escenario moderado. Asimismo, se observan dos picos notables en el escenario MEI. El primer pico se registra en 2033 y se explica principalmente por los costos asociados a la implementación de los medidores inteligentes. El segundo pico, más pronunciado, se produce en 2042 y se debe a la combinación de dos factores clave: por un lado, los costos asociados al aumento de voltaje de 110V a 220V, que implican una inversión sustancial, y, por otro lado, los costos relacionados con la instalación de redes de gas natural domiciliario (GND).

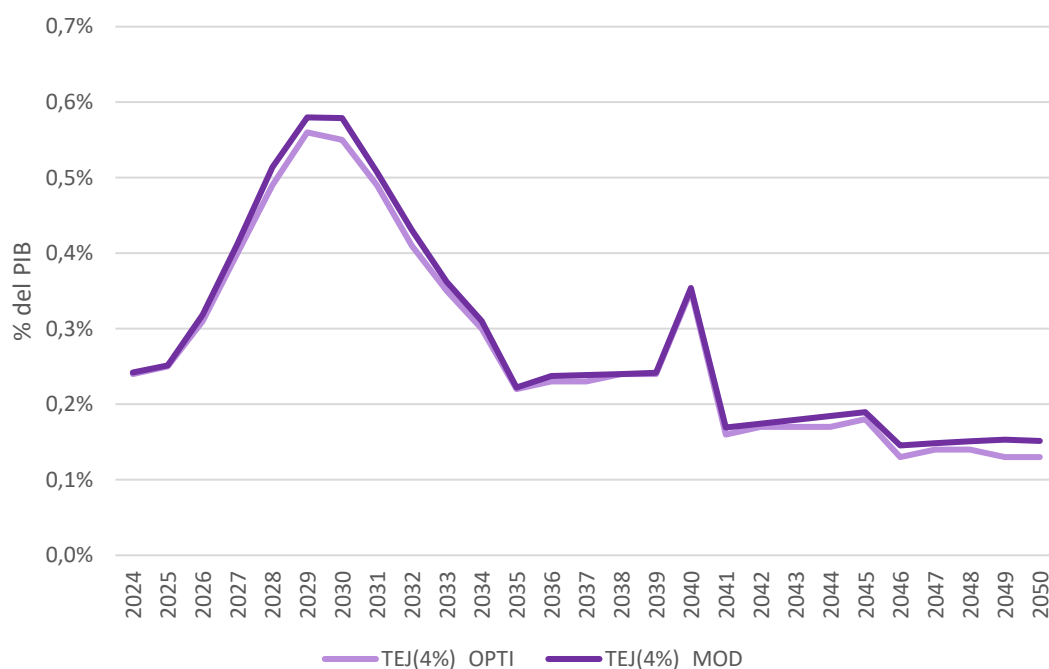
Figura 12. Costo infraestructura



Fuente: elaboración propia

Tanto para el escenario TEJ3% como para el TEJ4% los medidores inteligentes (AMI) representan el 37,3% del gasto total, equivalente a 46,8 billones de pesos colombianos (COP), reflejando la inversión significativa requerida para implementar esta tecnología. Además, se incluye un componente importante relacionado con el aumento de voltaje a 220V, que contribuye con el 38,0% del presupuesto, sumando 47,6 billones de pesos COP, indicando la transición hacia tecnologías más eficientes. Por último, la instalación de Gas Natural Domiciliario (GND) constituye el 25% de la inversión total, con un valor de 30,9 billones de pesos COP. En conjunto, estos tres componentes contribuyen al costo total de infraestructura en el escenario TEJ 3%, alcanzando un total entre 125,3 billones para el escenario optimista y 131 billones en el escenario moderado.

Figura 13. Costo infraestructura TEJ4%



Fuente: elaboración propia

La representación gráfica de los costos totales en el escenario TEJ 4% muestra una tendencia creciente hasta el año 2030, donde se presenta un pico atribuido a la implementación del gas natural en los hogares. Luego de ese punto, los costos disminuyen gradualmente, pero experimentan un nuevo pico en 2040, relacionado con la adopción del aumento de voltaje a 220V, impulsado por políticas específicas. Finalmente, desde 2040 hasta 2050, los costos mantienen una tendencia constante debido a que el aumento de voltaje es el único costo significativo en este período. Tanto el escenario TEJ3% Y TEJ4% presentan una tendencia similar, no obstante, TEJ3% es más costoso que TEJ4% en toda la serie de tiempo, esto responde a que, con la reindustrialización, los costos de la capacidad instalada necesaria son más accesibles.

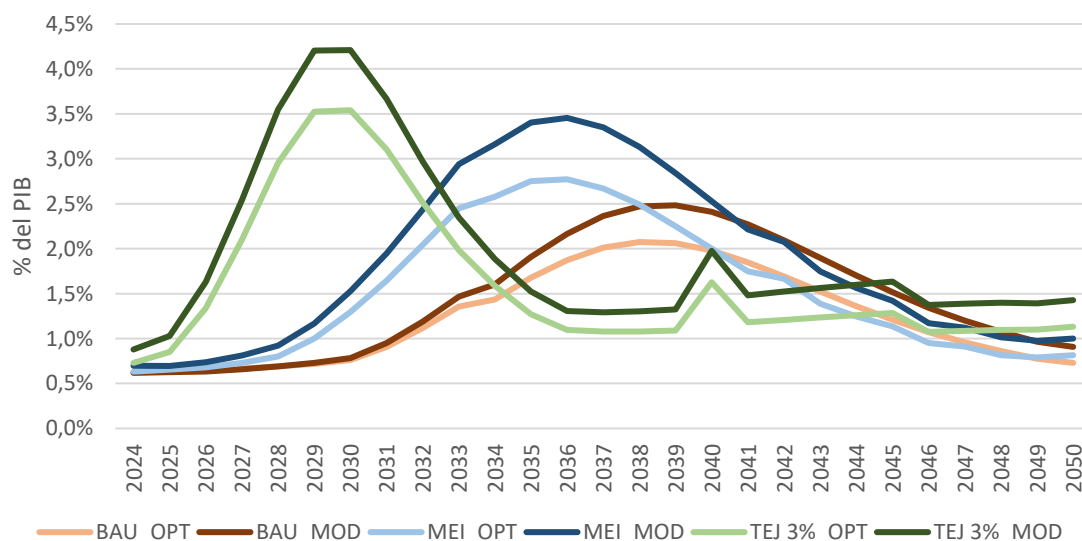
2.4. Estimación costos de inversión total

Los costos de inversión para el sector residencial hacen referencia a los costos de capital requeridos para garantizar el suministro, es decir, la demanda energética de los hogares. En consecuencia, los costos de inversión tiene dos elementos, por una parte, los CAPEX (Tales como la adquisición de electrodomésticos) y, por otra parte, los costos en infraestructura necesaria para el funcionamiento de los bienes, como la adaptación de las redes domiciliarias de consumo de la energía eléctrica, por ejemplo:

los costos de instalación de medidores inteligentes, la reconversión de las redes eléctricas domiciliarias de 110v a 220v, así como la instalación de Gas Natural Domiciliario en las zonas donde aún prima el GLP.

En consecuencia, se estimaron los costos de inversión para los escenarios energéticos y económicos obteniendo los resultados agregados de los tres escenarios, BAU, MEI y TEJ, por los escenarios optimista y moderado de los costos de inversión para el sector residencial que reúne los CAPEX y la infraestructura. Como se observa, el escenario BAU cuenta con un costo promedio, como porcentaje del PIB, entre el 1,2%, para el escenario optimista, y el 1,4% del PIB, para el escenario moderado; alcanzando su costo máximo en el 2039, donde su participación sobre el PIB sería entre el 2,5%, para el escenario moderado, y el 2%, para el escenario optimista. Por su parte, el escenario MEI; tiene un costo de inversión promedio de entre 1,5%, para el escenario optimista, y el 1,9%, en el escenario moderado; alcanzando su costo máximo en 2036 con un 2,7% del PIB, para el escenario optimista, y un 3,5% del PIB para el escenario moderado. En cuanto al escenario TEJ 3%, tenemos que su costo promedio es de 1,6% del PIB, para el escenario optimista, y el 1,9% del PIB, para el escenario moderado; alcanzando su costo máximo en 2029, donde sería el 3,5% del PIB, para el escenario optimista, y el 4,2% del PIB para el escenario moderado.

Figura 14. Comparación escenarios costo de inversión



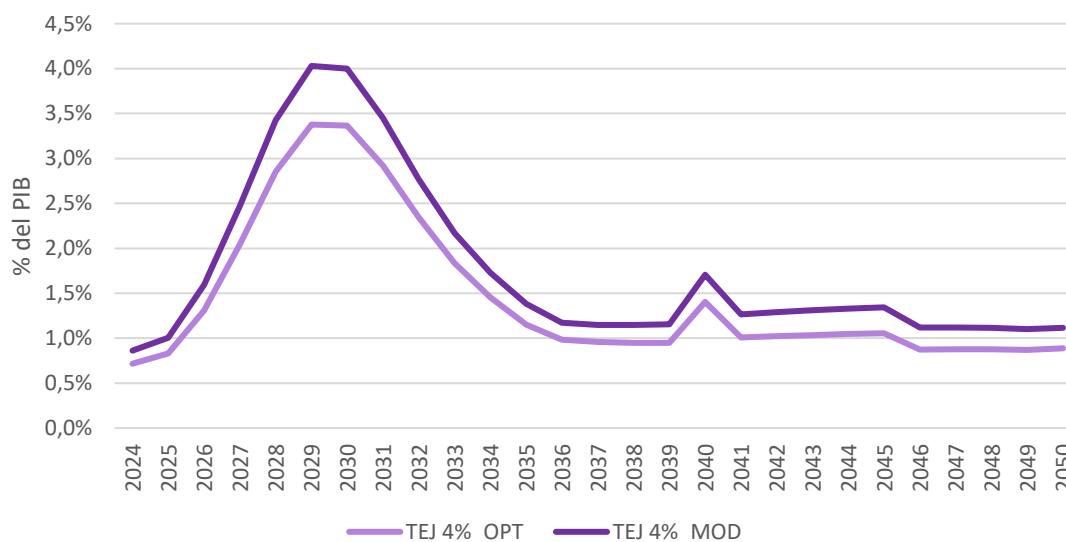
Fuente: elaboración propia

Para el escenario tendencial, los costos para los dos escenarios económicos (Optimista y Moderado) no tuvieron mayor diferencia entre los primeros siete años, teniendo un costo de inversión para el año 2030 de 0,8% del PIB, en el año 2039 cuando la curva alcanza su máximo valor, el costo de inversión oscila entre 2% y

2,5% del PIB, a partir de allí inicia el descenso hasta el año 2050 con un costo entre 0,7% y 0,9%. Asimismo, los CAPEX representan el mayor costo con un 84% del total de la inversión, mientras que la infraestructura representa el restante 16%. Para el escenario MEI, los costos de inversión inician entre 0,6% del PIB para optimista y 0,7% del PIB para moderado. Luego de ello, hay una tendencia al alza hasta el año 2036, punto de inflexión con un costo oscilante entre 2,8% y 3,5% del PIB. A partir del año 2037 y hasta el año 2050, la tendencia es a la baja hasta llegar a un costo entre 0,8% del PIB y 1% del PIB. Asimismo, los CAPEX representan el mayor costo con un 83% del total de la inversión, mientras que la infraestructura representa el restante 17%.

Para el escenario TEJ 3% y TEJ 4% los costos de inversión inician con 0,7% para el escenario Optimista y 0,9% de PIB para el escenario Moderado. Cuando se llega al año 2029 de inflexión después de gravitar en una tendencia exponencialmente al alza, para TEJ 3% el costo oscila entre 4,2% y 3,5% del PIB, mientras que para TEJ 4% el costo oscila entre 3,4% y 4,0% del PIB, con una diferencia entre los dos escenarios TEJ de 0,2% del PIB. Desde el año 2030 hasta el año 2036 la tendencia es a la baja de manera significativa, luego los precios se estabilizan. La diferencia del promedio total entre TEJ3% y TEJ 4% es de 0,2% del PIB. Asimismo, los CAPEX representan el mayor costo con un 84% del total de la inversión, mientras que la infraestructura representa el restante 16%.

Figura 15. Costo de inversión escenario 4%



Fuente: elaboración propia

3. Costos de inversión para el sector transporte

El sector transporte es uno de los principales consumidores de energía a nivel global, y su transición hacia fuentes más sostenibles representa un desafío y una oportunidad clave para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones. En este apartado, se presenta una descripción de las dinámicas del sector transporte en cuanto a la generación de energía, luego de ello, se analizan los resultados obtenidos para cada uno de los elementos que componen el costo de inversión, es decir, el capital de inversión (Capex) y las necesidades en infraestructura. Finalmente, se realiza una estimación del costo total de inversión, brindando una visión clara de los recursos necesarios para llevar a cabo este proceso de transición.

3.1. Descripción general sector transporte

En Colombia, el transporte ha sido el sector con mayor crecimiento en la demanda de energía, motivado por el aumento de la motorización y el transporte carretero (Ministerio de Minas y Energía, 2023). Para lograr el cumplimiento de la demanda de energía en el sector, en la medida que se reducen las emisiones de CO₂, se hace necesaria la electrificación de los medios de transporte, dados los avances en términos de rendimiento, costos y participación de mercado de la movilidad eléctrica (IRENA, 2020).

La proyección de crecimiento de las urbes a nivel mundial plantea retos en términos de sostenibilidad, así como en los sistemas de transporte. Desde los Objetivos de Desarrollo Sostenible se contempla la meta de proporcionar mecanismos de transporte público seguros y accesibles (UNDP, 2023), lo cual implica un cambio de perspectiva en torno al uso y la disposición de los vehículos en función de las tendencias de movilidad planteadas desde el escenario de Transición Energética Justa (Ministerio de Minas y Energía, 2023). Para el logro de la descarbonización, la transición energética en el sector no debe enfocarse únicamente en cambios tecnológicos, sino en la provisión de infraestructura que garantice nuevos medios de movilidad, teniendo en cuenta los impactos que tiene la motorización en términos de contaminación, accidentalidad e inequidad social (CREE – ENEL, 2023).

En ese orden de ideas, dadas las tendencias del sector energético y la inminente necesidad de reducción de los GEI, la Transición Energética Justa (TEJ) en pro de lograr un proceso de transformación de la matriz energética, garantizando la sostenibilidad, inclusión y resiliencia de los sistemas de transporte vinculando componentes de justicia social, ha planteado una serie de estrategias para el cumplimiento de los objetivos de descarbonización a 2050. Estas iniciativas se vinculan mediante los siguientes ejes estratégicos:

- i. Preparación e impulso de políticas públicas para acelerar la transición en el transporte de pasajeros y de carga
- ii. Impulso de la movilidad sostenible y ciudades inteligentes.
- iii. Reindustrialización.
- iv. Multimodalidad e intermodalidad.

Por otra parte, la demanda de energía para movilidad ubica al sector transporte como el de mayor consumo energético en el país, con un 44% de participación para 2021. De este consumo, 92% corresponde a transporte carretero, 7% a transporte aéreo, 1% a transporte marítimo, 0,2% a transporte fluvial y 0,05% a transporte férreo. (UPME, 2022).

Para el cumplimiento de la agenda ambiental internacional a 2030 y 2050, se plantean retos importantes para el sector en pro de garantizar la disponibilidad energética, debido a las ineficiencias generadas por el alto consumo de combustibles fósiles y la limitada disponibilidad en la oferta de energéticos de cero y bajas emisiones (Ministerio de Transporte, 2022). Desde 2019, en Colombia se lleva a cabo una estrategia de movilidad eléctrica cuyo objetivo es la matrícula en el RUNT de 600.000 vehículos y motos eléctricas en 2030 (Andemos, 2022).

Desde el gobierno nacional se ha establecido la Estrategia Nacional de Transporte Sostenible (ENTS) donde se plantea un modelo de descarbonización y diversificación de fuentes de energía que responda a los compromisos ambientales y a las necesidades energéticas (Ministerio de Transporte, 2022). Desde el escenario de Transición Energética Justa, se plantea un mayor despliegue de electricidad que permita la disminución del consumo de combustibles fósiles, a partir del cambio modal, reconversión a electromovilidad y el impulso de sistemas férreos y fluviales. (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

3.2. Resultado por elemento del costo de inversión

En este apartado se analizan los distintos elementos que componen el costo de inversión necesario para implementar las tecnologías de eficiencia energética en el sector transporte. A partir de la evaluación de los costos iniciales (CAPEX) y los gastos en infraestructura, se pretende ofrecer una visión detallada de los recursos requeridos para la adopción de tecnologías de consumo energético más eficientes

3.2.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)

Para el caso específico del escenario de Transporte en la Hoja de Ruta, la determinación del CAPEX tiene en cuenta algunos criterios y delimitaciones particulares de acuerdo con características del sector en el país. Así, el costo de inversión se refiere al costo de adquisición para vehículos en transporte terrestre

agrupado en las siguientes categorías: automóviles, camperos, transporte público, transporte de carga, motocicletas. Además, también se tiene en cuenta el proceso de reconversión de vehículos, denominado *Retrofit*. Adicionalmente, se establecen tipos de combustibles/energéticos aplicables a cada categoría, con el fin de identificar las variaciones de precios e impactos financieros, económicos actuales y a futuro: Diésel, gasolina, gas natural, electricidad, modelo híbrido (combustible y electricidad). A continuación, se explica la metodología utilizada:

A. Definición de la composición del parque automotor: Con base en cifras del Ministerio de Transporte y del RUNT se definió un escenario inicial de composición del parque automotor, teniendo en cuenta cifras de cierre a 2022. Para cada una de las categorías definidas: *vehículos particulares, taxis, camionetas livianas de carga, transporte de pasajeros, transporte de carga y motocicletas*, se estableció la participación porcentual de las unidades en función de los diferentes tipos de combustibles reportados.

B. Definición de los referentes de tipos de vehículo para cálculo de precios Considerando la diversidad de referencias en el mercado y el tipo de servicio (privado/particular, público, de carga etc.) para cada categoría se delimitaron características específicas para elegir los vehículos más adecuados: i) Transporte particular: automóviles, Camionetas Pick up, motocicletas; ii) Transporte público: taxis, buses y busetas y microbuses; iii) Transporte de cargo: camiones y tractocamiones.

C. Definición de tipos de combustibles según categorías: Considerando las condiciones actuales del parque automotor, se tienen los siguientes combustibles/energéticos según tipo de vehículo:

- Automóviles: gasolina, diésel, gas natural vehicular (GNV), eléctrico, híbrido
- Camionetas: gasolina, diésel, gas natural vehicular (GNV), eléctrico, híbrido
- Motocicletas: gasolina, eléctrica
- Bicicletas: eléctricas
- Taxis: gasolina, GNV, eléctrico, híbrido
- Buses: gasolina, diésel, eléctrico, híbrido
- Camiones, tractocamiones: diésel

***Retrofit* (Escenario TEJ):** Como una categoría especial en el marco de la definición de combustibles/energéticos para el sector transporte, se incluye en la metodología el concepto de *Retrofit* como un componente importante para la determinación de costos. Si bien el concepto de Retrofit o Retrofitting aplica para diferentes sectores, en este caso, en términos generales, se define como el proceso de conversión de un vehículo de combustión a la tecnología de propulsión eléctrica.

D. Definición de precios para las categorías: Una vez definidos los criterios de selección de las distintas referencias, se procedió con la determinación de precios por categoría, a saber: automóviles, taxis, Camionetas – Livianas de Carga (Pick up), Pasajeros – Microbuses, Pasajeros – Buses y Busetas, Carga – Camiones, Carga – Tractocamiones, Motos y Bicicletas.

Para la construcción de comportamiento de precios, los datos provienen de la Encuesta Mensual de Comercio (EMC) del DANE. De esta manera, se tomaron los datos de ventas de vehículos y se calculó el precio “promedio” para las categorías de autos, camioneta, público, carga y motocicletas. Por consiguiente, se tomó como referente las series del año 2000 al año 2023, calculando así los pronósticos hasta el año 2050.

Para el pronóstico del comportamiento de estas series de precios se conformaron las series a través de dos modelos econométricos: de Regresión Lineal y Suavización Exponencial (Exponential Smoothing). El modelo de Regresión Lineal pronostica una serie de tiempo de interés asumiendo que tiene una relación lineal con otra serie de tiempo. Es decir, la serie pronosticada se le conoce como dependiente y a la segunda serie, predictora, regresora o independiente. En este caso se consideraron inicialmente como predictoras, de los precios promedio mensuales, la inflación (usando el Índice de Precios al Consumidor) o la Tasa de Cambio frente al dólar (utilizando la Tasa Representativa de Mercado).

Así pues, con el modelo de Regresión Lineal se modeló la tendencia y la estacionalidad de la serie. Por un lado, usando la tendencia (t) como una predictora. Por otro lado, utilizando variables dummy (d) para cada mes del año; a saber, una variable que toma el valor de uno para el mes respectivo y el valor del cero para todos los demás meses. En síntesis, el modelo se representa así:

$$ppm_t = \beta_0 + \beta_1 t + \beta_2 d_{2,t} + \beta_3 d_{3,t} + \beta_4 d_{4,t} + \beta_5 d_{5,t} + \beta_6 d_{6,t} + \beta_7 d_{7,t} + \beta_8 d_{8,t} \\ + \beta_9 d_{9,t} + \beta_{10} d_{10,t} + \beta_{11} d_{11,t} + \beta_{12} d_{12,t}$$

De esta forma, el coeficiente β_1 estima el efecto de la tendencia en el pronóstico y los demás coeficientes β_i , asociadas a la variable dummy de cada mes, miden el efecto de mes correspondiente en el pronóstico.

Asimismo, se utilizó un modelo de Suavización Exponencial (*Exponential Smoothing*); el cual pronostica por medio de un promedio ponderado de las pasadas observaciones de la serie de tiempo, decayendo las ponderaciones de las observaciones en cuanto más antiguas sean, por lo tanto, las observaciones más recientes tienen un mayor peso modelando también la tendencia y la estacionalidad. El modelo de Suavización Exponencial incorpora una ecuación de pronóstico y dos ecuaciones de suavización (una de nivel y otra de tendencia). l_t denota el nivel

estimado de la serie en el tiempo t , b_t una estimación de la tendencia de la serie en el tiempo t , α representa el parámetro de suavización del nivel, β^* el parámetro de suavización de la tendencia y ϕ el parámetro de amortiguamiento. Como restricción de los parámetros se tiene que: $0 \leq \alpha \leq 1$, $0 \leq \beta^* \leq 1$ y $0 < \phi < 1$. (Hyndman et al., 2008, p. 14)

$$\begin{aligned}\widehat{ppmpbi}_{t+h|t} &= l_t + (\phi + \phi^2 + \dots + \phi^h)b_t \\ l_t &= \alpha ppmpbi_t + (1 - \alpha)(l_{t-1} + \phi b_{t-1}) \\ b_t &= \beta^*(l_t - l_{t-1}) + (1 - \beta^*)\phi b_{t-1}\end{aligned}$$

Así pues, la ecuación de nivel muestra que l_t es un promedio ponderado entre la observación $\alpha ppmp_t$ y el pronóstico un paso adelante para el tiempo t , dado por $l_{t-1} + \phi b_{t-1}$. La ecuación de tendencia muestra que b_t es también un promedio ponderado entre la tendencia estimada para el tiempo t , $l_t - l_{t-1}$, y la estimación previa de la tendencia, ϕb_{t-1} . Se observa que, dado el parámetro de suavización, el pronóstico converge a $l_t + \phi b_T / (1 - \phi)$ en el largo plazo, cuando h tiende a infinito. Finalmente, en la ecuación de pronóstico también se puede incluir la estacionalidad s (modelado a través de un método aditivo o multiplicativo). (Hyndman et al., 2008, p. 15)

$$\widehat{ppmpbi}_{t+h|t} = l_t + [(\phi + \phi^2 + \dots + \phi^h)b_t] s_{t+h-m(k+1)}$$

En síntesis, tanto con Regresión Lineal como con Suavización Exponencial se modela la tendencia y estacionalidad de cada serie de tiempo del precio promedio mensual ponderado de los bienes industriales. En el segundo caso, incorporando un amortiguamiento que refleja de mejor manera el aprendizaje tecnológico que hace decrecer la tendencia de los precios de este tipo de bienes.

Estimación costos de CAPEX sector transporte

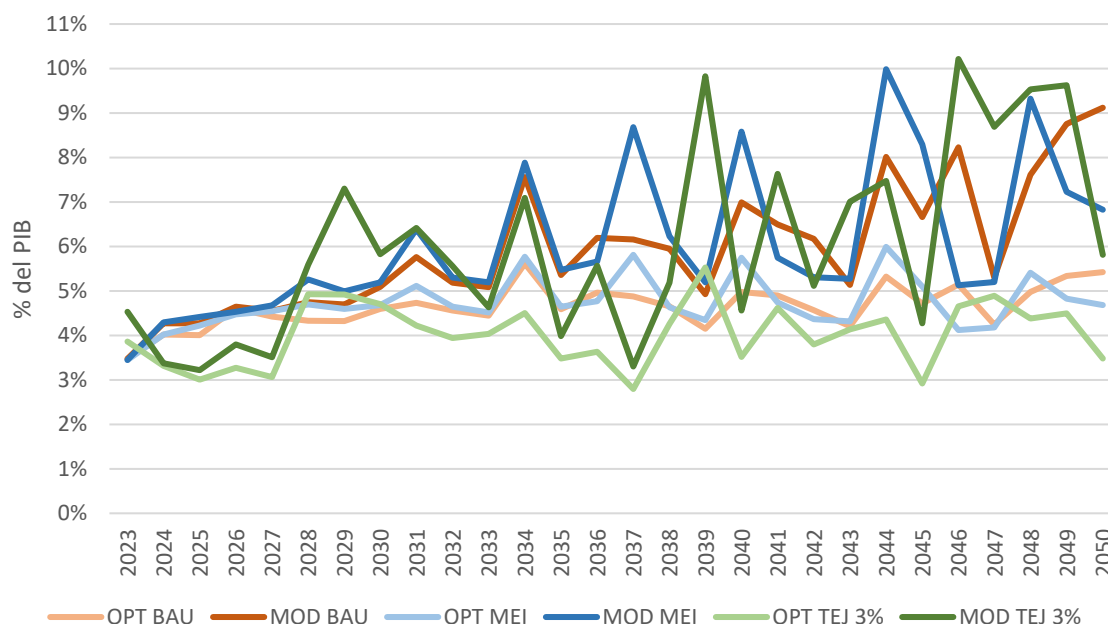
Con base en el análisis de los costos de inversión inicial CAPEX en transporte, se presentan los resultados para cada uno de los escenarios energéticos: Business as Usual (BAU), políticas acordadas (MEI), y Transición Energética Justa con un PIB del 3% (TEJ 3%) y Transición Energética Justa con un PIB de 4% (TEJ 4%). Para cada escenario se plantearon dos enfoques económicos con diferentes tendencias de precios: Moderado y Optimista. En ese orden de ideas, se presentan los resultados parciales de la estimación de costos de inversión inicial por tipo de vehículo y por energético.

En el escenario BAU, la transición hacia fuentes sostenibles en movilidad está definida por las tendencias de mercado, de manera tal que se mantiene un comportamiento de costos de CAPEX con relativa estabilidad debido a la preferencia por la adquisición de vehículos particulares de combustión. Con base en los rangos de precios establecidos en el escenario BAU, al realizar la comparación de costos

entre las tendencias de precios moderada y optimista, se puede identificar que el costo de CAPEX de transporte tiene una estimación entre 2.159 y 2.836 billones de pesos para el periodo comprendido entre 2023 y 2050, lo cual sería equivalente a un costo promedio anual estimado entre el 4,67% y el 5,92% del PIB.

Por su parte, en el escenario MEI se verá una mayor participación del transporte público sostenible, así como un nivel de penetración más notorio de los vehículos eléctricos dentro de los resultados parciales del CAPEX. Así, con base en las tendencias de precios definidas, desde la comparación de costos se puede identificar que la estimación del costo de CAPEX de transporte está entre 2.184 y 2.865 billones de pesos dentro del periodo comprendido entre 2023 y 2050, lo cual sería equivalente a un costo promedio anual estimado entre el 4,75% y el 6,04% del PIB. El ciclo de las inversiones realizadas se desarrolla gradualmente, donde el costo de CAPEX está impulsado por las implementaciones de transporte masivo logrando un monto estimado máximo en 2048 comprendido entre 120,5 y 207,8 billones de pesos, lo cual sería equivalente a un costo promedio anual estimado entre el 4,75% y el 6,04% del PIB

Figura 16. Resultados de costo CAPEX - Transporte



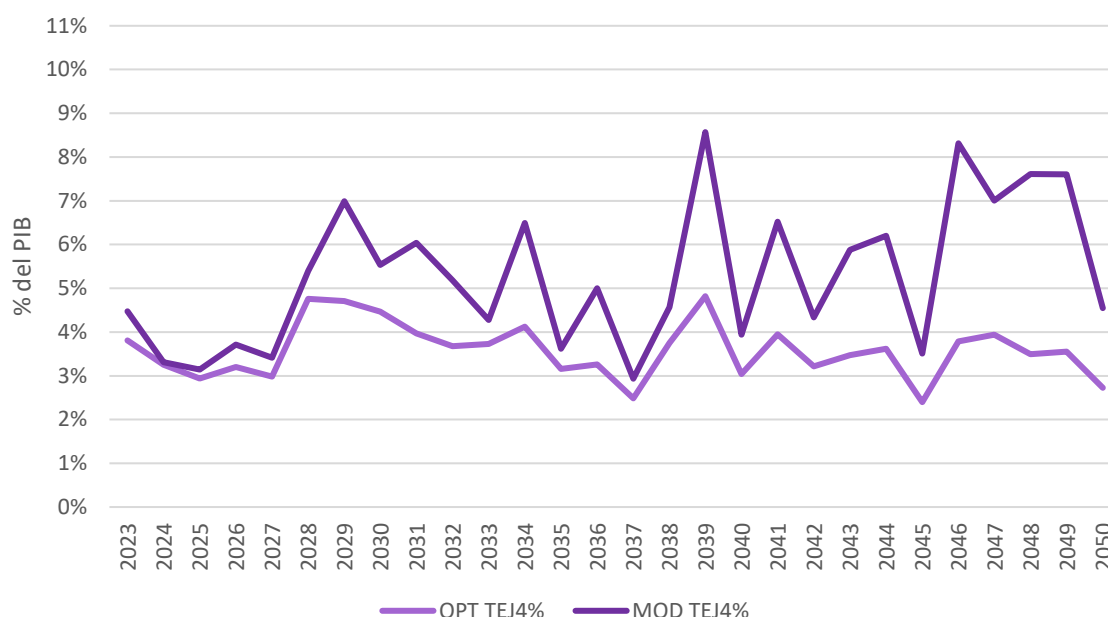
Fuente: elaboración propia

En el escenario TEJ se estimaron dos resultados, uno con un crecimiento del 3 % del PIB, igual que en los escenarios BAU y MEI; y otro con un crecimiento del 4 % del PIB, como escenario que contempla más acentuada la reindustrialización en el país. Desde el escenario TEJ3%, se plantean inversiones tempranas para lograr una mayor participación de los vehículos eléctricos en las ventas del sector transporte y una

implementación más rápida de nuevos sistemas de transporte público. En relación con la comparación por tendencias de precios, se observa que la estimación del costo de CAPEX de transporte está entre 1.855 y 2.893 billones de pesos para el periodo comprendido entre 2023 y 2050, lo cual sería equivalente a un costo promedio anual estimado entre el 4,03% y el 6,02% del PIB, resultados que evidencian que el costo estimado de CAPEX para TEJ es menor que en los escenarios BAU y MEI desde el enfoque optimista.

Ahora bien, respecto al escenario TEJ con crecimiento del 4 % del PIB, se resalta que plantea un supuesto de reindustrialización con lo que habrá un mayor crecimiento económico con un enfoque más productivo y sostenible. En consecuencia, la siguiente figura presenta los resultados para este escenario.

Figura 17. Inversiones en CAPEX – TEJ4%.



Fuente: elaboración propia

Desde el escenario TEJ con crecimiento del 4%, se refleja también inversiones en los primeros años del horizonte temporal para así alcanzar una mayor participación de los vehículos eléctricos en las ventas del sector transporte y una implementación más rápida de nuevos sistemas de transporte público. En relación con la comparación por tendencias de precios, se tiene que la estimación del costo de CAPEX de transporte está entre 1.855 y 2.893 billones de pesos para el periodo comprendido entre 2023 y 2050, lo cual sería equivalente a un costo promedio anual estimado entre el 3,58% y el 5,29% del PIB, resultados que evidencian que el costo estimado

de CAPEX para este escenario TEJ es menor que en los demás escenarios BAU, MEI y TEJ 3%.

3.2.2. Costos de infraestructura

El sector transporte es uno de los ejes de los procesos de electrificación. Además de las crecientes ventas de vehículos eléctricos, es indispensable que se garantice a través del tiempo una adecuada infraestructura de estaciones de carga que permitan atender la demanda creciente y evite futuros problemas de congestión (IRENA, 2022). En ese orden de ideas, con base en las inversiones de CAPEX identificadas en el apartado 3.1, se definieron las necesidades de electrolineras y cargadores para cada uno de los escenarios, que garanticen la adecuada alimentación del sistema de movilidad eléctrica.

Con el objetivo de definir la infraestructura de carga eléctrica para el sistema de transporte, se identificaron las posibles opciones de cargadores, dependiendo del tipo de vehículo y la potencia requerida de energía. Para este caso se definieron los modelos de cargadores tipo Plug-in de carga semirápida, que presenta ventajas en términos de costos, versatilidad para uso público y doméstico, así como las facilidades de instalación en términos de obra civil y eléctrica. Con base en su disposición, se definieron como referentes los siguientes modelos de cargadores:

- **Estación de carga EV 20 kW para hogar:** Estación de carga de referencia para instalación en hogares, parqueaderos, centros comerciales y conjuntos residenciales de propiedad horizontal. Se estima un crecimiento progresivo de estas unidades en la medida que se consolida la electro movilidad en el país.
- **Estación Solar EV Cargador Eléctrico 55 kW:** Estación de carga semirápida para atender vehículos livianos, a partir de electrolineras públicas.
- **Estación de Carga Comercial 240 kW:** Estación de carga semirápida proyectada para su instalación en patios de buses de transporte público. Dada la potencia de estos cargadores, también se tuvieron en cuenta como referentes para la alimentación de los vehículos de carga pesada.

Por otra parte, según la intensidad de las políticas de movilidad eléctrica establecida para cada escenario, se definieron las cantidades de vehículos atendidos por estación de carga, definiendo así los requerimientos de infraestructura según las ventas anuales de vehículos eléctricos.

Tabla 2. Capacidad de Vehículos por Estación de Carga

Escenarios	TEJ	MEI	BAU
Livianos (Motos, carros, camionetas, Taxis)	10	12	14
Pesados (Camiones, Tractocamiones)	8	10	12

Transporte Público (Buses, Busetas, T Masivo)	2	2	2
---	---	---	---

Por otra parte, el pronóstico de proyección para las referencias de precios en infraestructura para transporte se desarrolló con base en información de la Encuesta Mensual de Comercio (EMC) del DANE, tomando como referencia el precio promedio de venta de las categorías definidas por la entidad: Carro, camioneta, público, carga y motos. Asimismo, en los pronósticos se consideran variables que tienen injerencia sobre el comportamiento de los vehículos como el índice de precio al consumidor y el tipo de cambio frente al dólar.

Del mismo modo, que se definió el comportamiento de los precios para el costo de CAPEX, en este apartado se toma como referencia los ejercicios de regresión lineal y de suavización exponencial para las series de precios establecidas, para definir así las tendencias de precios moderados, que evidencia un comportamiento de crecimiento lineal de los precios y optimista, donde se incorpora una medida de aprendizaje tecnológico que permite lograr mayor productividad en la industria y reducir los costos con el paso del tiempo. De esta manera, entendiendo que los costos de inversión inicial en infraestructura se focalizan en estaciones de carga eléctrica según el tipo de vehículo, se tomaron como referencia de comportamiento de los precios las tendencias moderada y optimista para vehículos eléctricos según su tipo de categoría.

Dentro del análisis de costos de inversión inicial (CAPEX) para infraestructura, se presentan los resultados parciales con base en los escenarios planteados Business As Usual (BAU), políticas acordadas (MEI) y Transición Energética Justa (TEJ). En este apartado se presentan los principales resultados de los costos relacionados con la inversión en estaciones de carga para transporte terrestre eléctrico.

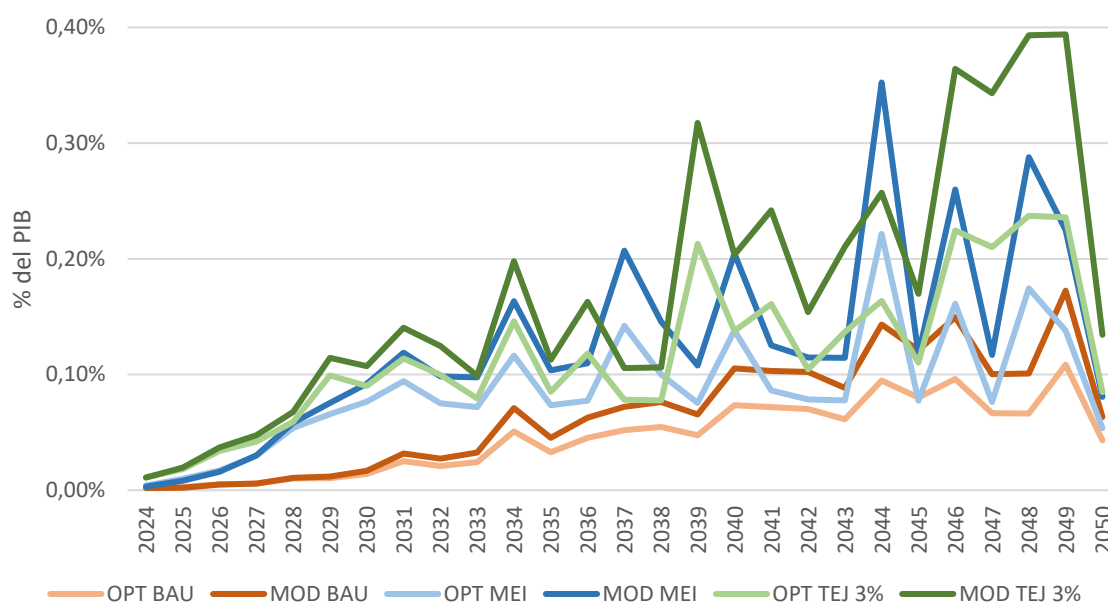
Estimación costo Infraestructura sector Transporte

En el escenario BAU se evidencia una tendencia creciente en cuanto a los costos de infraestructura, explicado por las tendencias del mercado y la tendencia de la demanda de vehículos eléctricos de distintas categorías. De acuerdo con el estudio realizado, se estima un costo de inversión inicial en infraestructura en 2030 equivalente al 0,01% del PIB desde la perspectiva optimista, mientras que en la moderada la estimación es del 0,02% del PIB; para 2040 en la tendencia optimista se estima un costo del 0,07% del PIB, mientras que el costo estimado es del 0,11% del PIB en la tendencia moderada. Además, para el 2050 se estima un costo de CAPEX de infraestructura del 0,04% del PIB en la perspectiva optimista y del 0,06% del PIB en la perspectiva moderada. La diferencia entre las tendencias es creciente

desde el año 2030, conforme se incrementan las necesidades de infraestructura de carga, así como el valor de los costos asociados.

Desde el escenario MEI, se evidencia una tendencia creciente en los costos de infraestructura debido a la tendencia del mercado en la demanda de vehículos eléctricos de diferentes categorías. Desde la tendencia optimista se estiman costos menores en CAPEX de infraestructura. Para el año 2030 el costo estimado es equivalente al 0,08% del PIB en la tendencia optimista y del 0,09% del PIB en la tendencia moderada; para el año 2040 se estima un costo de CAPEX de infraestructura del 0,14% del PIB en la perspectiva optimista y del 0,20% del PIB en la moderada; además, en 2050 el costo estimado equivale al 0,05% del PIB en la tendencia optimista y al 0,08% en la tendencia moderada. La diferencia entre las perspectivas de precios es creciente desde 2028 y aumenta, conforme aumentan los costos de inversión inicial en infraestructura de carga, fundamentalmente hacia 2043, donde se evidencia un incremento motivado por el aumento en las inversiones de transporte público eléctrico.

Figura 18. Costo Infraestructura – Transporte

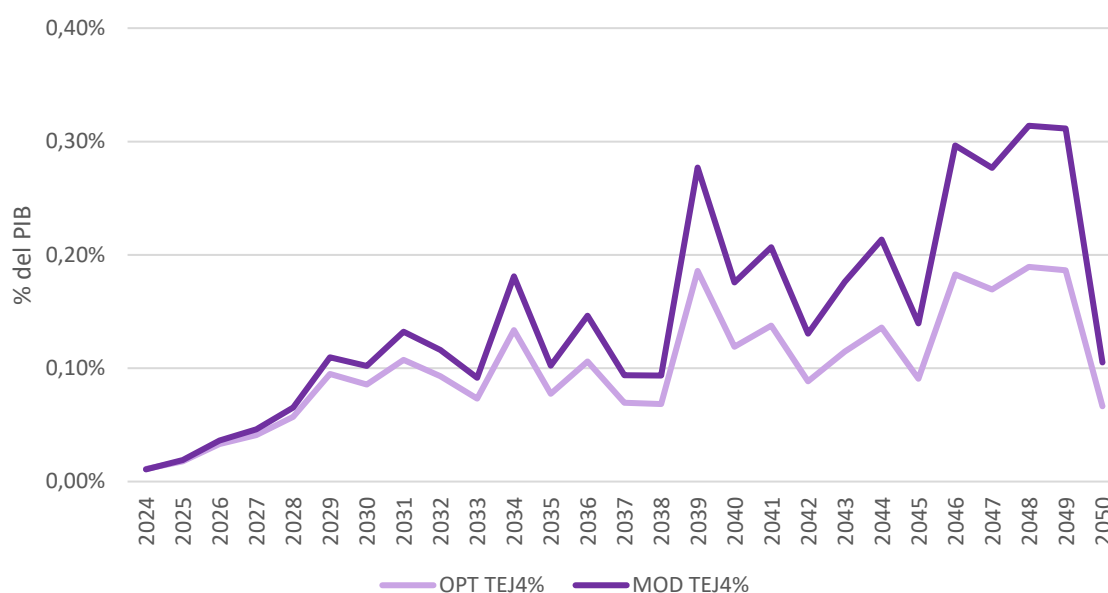


Fuente: elaboración propia

En el escenario TEJ 3%, se evidencia una tendencia creciente en los costos de infraestructura, motivado principalmente por la adopción temprana de políticas de movilidad sostenible, donde se prioriza el transporte público eléctrico y se plantea la política de reconversión de vehículos, retrofit. Así las cosas, los niveles de inversión son mayores en este escenario en comparación con BAU y MEI.

Desde este escenario se estiman costos menores de infraestructura. Para el año 2030 el costo estimado es equivalente al 0,09% del PIB en la tendencia optimista y del 0,11% del PIB en la tendencia moderada; para el año 2040 la estimación del costo de CAPEX de infraestructura es del orden del 0,14% del PIB en la perspectiva optimista y del 0,20% del PIB en la moderada; además, en 2050 el costo estimado es equivalente al 0,08% del PIB en la tendencia optimista y al 0,13% en la tendencia moderada. La diferencia entre las perspectivas de precios es creciente desde 2025 y aumenta, conforme aumentan los costos de inversión inicial en infraestructura de carga, fundamentalmente entre los años 2039 y 2046, años donde se estima un incremento importante de las inversiones en transporte público eléctrico.

Figura 19. Costo Infraestructura – Transporte – TEJ 4%



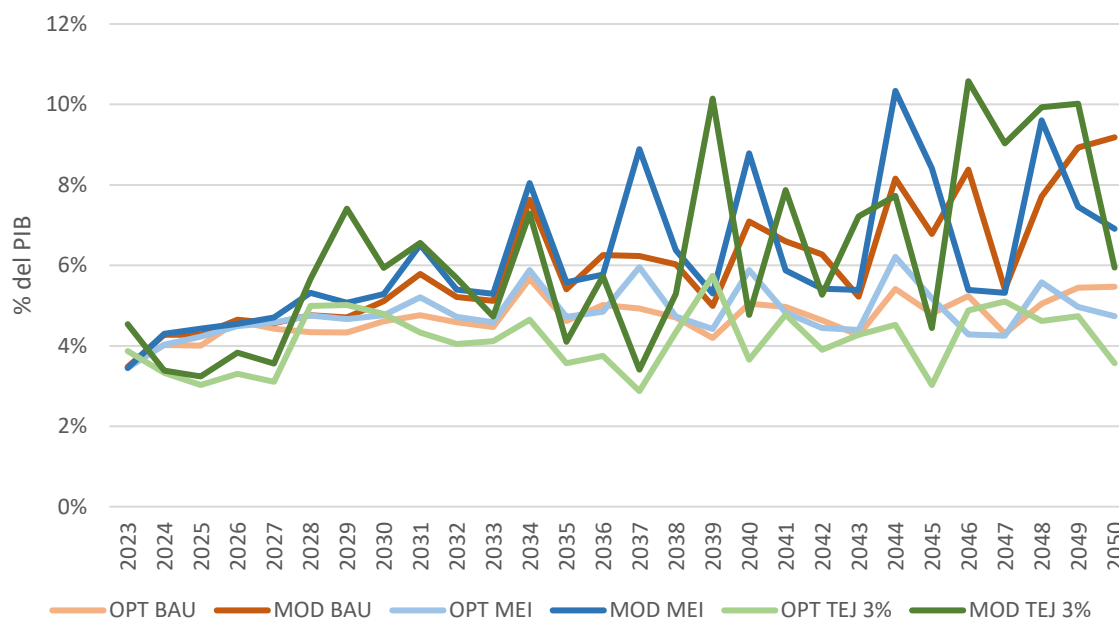
Fuente: elaboración propia

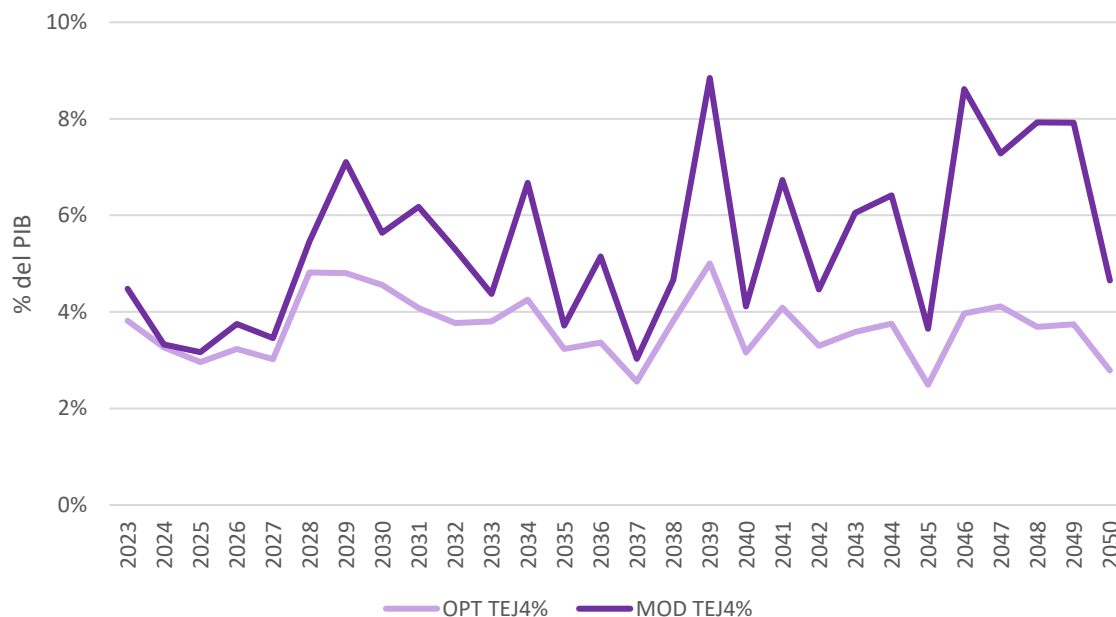
Para el escenario TEJ 4%, Para el año 2030 el costo estimado es equivalente al 0,09% del PIB en la tendencia optimista y del 0,10% del PIB en la tendencia moderada; para el año 2040 la estimación del costo de CAPEX de infraestructura es del orden del 0,12% del PIB en la perspectiva optimista y del 0,18% del PIB en la moderada; además, en 2050 el costo estimado es equivalente al 0,07% del PIB en la tendencia optimista y al 0,11% en la tendencia moderada. La diferencia entre las perspectivas de precios es creciente desde 2025 y aumenta, conforme aumentan los costos de inversión inicial en infraestructura de carga, fundamentalmente entre los años 2039 y 2046, años donde se estima un incremento importante de las inversiones en transporte público eléctrico.

3.3. Estimación costos de inversión total

Tomando como referencia el costo de las inversiones de CAPEX en dispositivos de consumo de uso final e infraestructura, para el escenario BAU, se tiene un costo promedio anual equivalente al 4,71% del PIB en el escenario optimista y del 5,99% del PIB en el moderado. Para el escenario MEI, se tiene que es el escenario energético más costoso puesto que, en términos porcentuales del PIB, su promedio anual corresponde al 4,83% en el escenario optimista y al 6,16% en el moderado. Asimismo, en este rubro los escenarios TEJ nuevamente son los escenarios más económicos, puesto que su costo promedio anual es equivalente al 4,14% en la tendencia optimista y 6,19% en la tendencia moderada con el escenario PIB 3% y en el escenario PIB 4% la tendencia optimista representa 3,68% del PIB y el 5,43% del PIB en la tendencia moderada.

Figura 20. Comparación de costos de inversión inicial sector transporte por escenarios





Fuente: Elaboración propia

Con base en lo anterior, se evidencia que la adopción de políticas de transición energética que atiendan la urgencia de la crisis climática en el sector transporte es más económico que seguir las tendencias de mercado. El escenario de Transición Energética Justa TEJ presenta mejores eficiencias en transporte terrestre, sobre todo en inversiones de CAPEX y consumo energético, además de sus contribución ambiental y fiscal

4. Costos de inversión para el sector industrial

El sector industrial es uno de los principales motores de crecimiento económico a nivel global, y su modernización hacia procesos más eficientes y sostenibles representa un desafío y una oportunidad clave para mejorar la competitividad y reducir su impacto ambiental. En este apartado, se presenta una descripción de las dinámicas del sector industrial en cuanto al consumo y eficiencia energética, seguido de un análisis de los resultados obtenidos para cada uno de los elementos que componen el costo de inversión, es decir, el capital de inversión (Capex) y las necesidades en infraestructura y tecnología. Finalmente, se realiza una estimación del costo total de inversión.

4.1. Descripción general del sector industrial

Históricamente en el contexto industrial colombiano se han presentado varios retos asociados al salto tecnológico en las empresas. La falta de infraestructura adecuada y de conocimiento avanzado puede dificultar la implementación eficiente de

soluciones de energía limpia y renovable. Además, la limitada disponibilidad de recursos financieros para realizar inversiones significativas representa un obstáculo adicional para la adopción generalizada de tecnologías energéticas más sostenibles. Estos desafíos resaltan la necesidad de políticas y estrategias específicas destinadas a fomentar la modernización y la eficiencia energética en el sector industrial colombiano, así como el desarrollo de capacidades técnicas y financieras para impulsar la transición hacia un modelo energético más sostenible

En este contexto, la viabilidad económica de electrificar un proceso depende en gran medida de la relación entre los precios de la electricidad y los combustibles, además de los costos de inversión requeridos que juegan un papel determinante en el tiempo potencial de recuperación de la inversión. Según el informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA)⁵ en 2024, los costos de la energía seguirán siendo un factor determinante en la competitividad de los sectores industriales de alto consumo energético. En este sentido, considerar estratégicamente en qué segmentos de la cadena de suministro especializarse y dónde establecer asociaciones estratégicas debería ser una consideración central en las estrategias industriales. Es fundamental garantizar cadenas de suministro seguras, resilientes y sostenibles para la fabricación de tecnologías de energía limpia y la producción de productos energéticos con bajas emisiones, lo que constituye un pilar esencial para la transición energética a nivel global (IEA, 2023).

En consecuencia, se evalúan y analizan los escenarios energéticos para el sector industrial en Colombia, tomando como referencia las políticas y estrategias para lograr la transición energética. A continuación, se detalla la metodología de estimación costos de los escenarios delineados, así como los resultados obtenidos lo que nos permitirá comprender mejor los posibles impactos económicos de cada uno de ellos. Para llevar a cabo la estimación disponemos de una matriz detallada que abarca la capacidad instalada, consumos y pérdidas para los escenarios energéticos mencionados anteriormente (BAU, MEI, TEJ 3%, TEJ 4% y BASE). La estructura de la matriz está organizada según los distintos usos de la energía y las fuentes energéticas correspondientes, proporcionando una visión detallada de los consumos y capacidades en cada escenario contemplado. A continuación, la figura 1 ilustra usos que se consideran en el sector industrial y por sus fuentes energéticas.

Tabla 3. Usos y energéticos en el Sector Industrial

Usos	Energéticos	
- Calor directo - Calor indirecto	- Bagazo - Carbón térmico	Diésel

⁵ IEA. (2023). Energy Technology Perspectives.

• - Fuerza Motriz • - Refrigeración • - Aire Acondicionado • - Iluminación	• Gas natural • Leña • Petróleo • Residuos • Carbón leña • Coque	• Auto-cogeneración • Electricidad • Fuel oíl • GLP • Gasolina • Jet fuel
---	---	--

Fuente: elaboración propia

4.2. Resultados por elemento del costo de inversión

El objetivo es presentar la metodología de estimación de los costos económicos para la demanda energética del sector industrial en el marco de los escenarios energéticos modelados en la construcción de la hoja de ruta de la transición energética justa. A saber: i) El escenario tendencial o Bussines as usual (*BAU*), ii) el escenario de cumplimiento de medidas en implementación hasta junio de 2022 (*MEI*), iii) el escenario de Transición Energética Justa (*TEJ*) con un crecimiento al 3% del PIB, iv) el escenario de *TEJ* con un crecimiento al 4% PIB dados los efectos macroeconómicos positivos de la reindustrialización; y v) un escenario BASE sin cambio tecnológico (de referencia para algunos costos).

Para llevar a cabo la estimación de los costos asociados en el sector industrial, se consideran varios elementos fundamentales, entre ellos:

- Los gastos de capital (CAPEX) asociados a la capacidad instalada,
- Los costos operativos y de mantenimiento (OPEX),
- La inversión en infraestructura,
- El consumo de energéticos y
- El costo de otras medidas de eficiencia.

4.2.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)

El primer paso consistió en identificar el CAPEX (*Capital Expenditures*) relacionado con el cambio tecnológico en el sector, luego se estimó el comportamiento de su precio hasta el 2050 para, finalmente identificar los costos de los diferentes escenarios energéticos simulados.

$$\begin{aligned}
 & (\text{Matriz de capacidad instalada por Usos y Fuentes Energéticas})_{MW} \\
 & \quad * \text{Precios de inversión en equipos}_{COP/MW} \\
 & = (\text{Matriz de CAPEX por Usos y Fuentes Energéticas})_{COP}
 \end{aligned}$$

En la búsqueda de una base sólida para costear la capacidad instalada (MW), y dados los acuerdos de cooperación con la Agencia Danesa de Energía, se recurrió al

Technology Data for Industrial Process Heat proporcionado por la Agencia de Energía Danesa. El recurso a esta fuente específica de datos aporta una perspectiva internacional y reconocida en el ámbito energético y brinda la ventaja de contar con detalles precisos sobre los costos de inversión asociados con la implementación de tecnologías más eficientes. Del total de tecnologías presentadas en esta base de datos, considerando el contexto industrial colombiano se seleccionaron algunas tecnologías. La figura presenta las tecnologías seleccionadas.

Tabla 4. Tecnologías seleccionadas para calor directo e indirecto

312.b Direct firing Solid Fuels	311.1a Steam boiler Coal
312.a Direct firing Natural Gas	311.1c Steam boiler Gas
312.c Direct firing Electricity	311.1b Steam boiler Oil
311.1e Steam boiler Wood	302.b High temp. hp Up to 150

Fuente: Agencia Danesa de Energía (2022).

Por otra parte, en cuanto a los otros usos de energía como fuerza motriz, iluminación, aire acondicionado y refrigeración, se implementó una metodología diferente para abordar de manera específica las particularidades de estos segmentos. La fase inicial fue la identificación de precios de dispositivos con características y funciones destinadas al uso industrial tanto en el mercado local como en el internacional. En esta primera fase, se llevó a cabo una exhaustiva revisión de datos provenientes de fuentes accesibles públicamente, tanto a nivel nacional como internacional, con el fin de recopilar información detallada sobre los costos asociados a dispositivos utilizados en las instalaciones industriales. Se prestó especial atención a las especificaciones técnicas y eficiencia energética de cada dispositivo, considerando la diversidad de opciones presentes en el mercado.

En primer lugar, considerando que en el catálogo de tecnologías de la Agencia danesa los datos financieros están en euros constantes de 2019, se llevó a valores de 2023 usando las tasas de inflación de la Unión Europea. Posteriormente, para anticipar el comportamiento de los precios de los dispositivos de uso industrial en Colombia, se tomó como punto de partida la información contenida en la base de datos de importaciones de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN. En esta etapa, se realizó una proyección econométrica para modelar el comportamiento futuro de series vinculadas a estos dispositivos. El ejercicio de pronóstico consiste en un modelo lineal ajustado por escenarios dependiente de la inflación, la tasa de cambio y el cambio tecnológico.

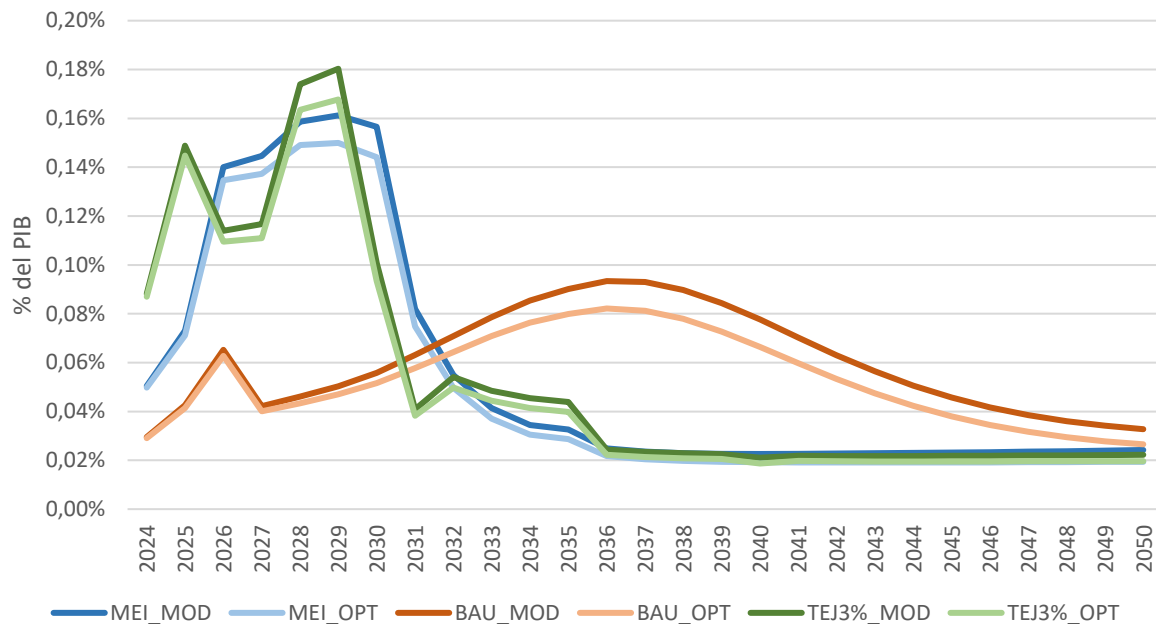
En el análisis de los costos de inversión (CAPEX) en el ámbito industrial, se exponen los hallazgos correspondientes a escenarios energéticos específicos: el Escenario Tendencial o Business As Usual (BAU), las Políticas Acordadas (MEI), y la Transición Energética Justa con un PIB del 3% (TEJ 3%) y la Transición Energética Justa con un PIB del 4% de reindustrialización (TEJ 4%). Estos escenarios incorporan dos perspectivas económicas: el Marco Fiscal de Mediano Plazo con un enfoque Moderado y el escenario Optimista. En este contexto, se detallan los resultados parciales de CAPEX, utilizando la estructura de modelación energética de los escenarios.

Estimación costo de CAPEX para el sector industrial

En el contexto del escenario Business As Usual (BAU), se presupone un cambio tecnológico en consonancia con la velocidad actual del mercado, manteniendo así las tendencias vigentes. La trayectoria de BAU, como se observa en la figura 25, inicia con una inclinación gradual, reflejando una adopción lenta o progresiva de nuevas tecnologías. A medida que progresa, llega a un punto de inflexión alrededor del año 2037. Posteriormente, al acercarse a su límite superior, experimenta una desaceleración debido a que los costos continúan distribuyéndose hasta el año 2050. La estimación pretende definir un rango posible del costo total del escenario BAU. Para determinar un rango de costos, es necesario realizar la comparación entre dos escenarios, el escenario Moderado y el escenario Optimista con el fin de introducir a la estimación las posibles variaciones y acotar la incertidumbre en la estimación. De acuerdo con los resultados de la Figura 21 el escenario BAU costaría, en total, entre 23 y 26 billones de pesos en todo el periodo bajo estudio, lo cual equivale entre el 0,03% y el 0,09% del PIB de inversión anual.

Por su parte, en el escenario MEI se observa un marcado incremento en el CAPEX como porcentaje del PIB desde 2024 hasta 2029, alcanzando su punto máximo en este último año. Para el año 2036, se logra la completa transición hacia tecnologías eficientes. A partir de entonces, se cuantifican las nuevas adiciones debido al crecimiento continuo de la industria. Este escenario se distingue por su cambio acelerado, reflejando el compromiso de Colombia en la implementación de medidas internacionales y subrayando su determinación en la adopción temprana de tecnologías más sostenibles y eficientes. Según los resultados presentados en la figura, el escenario MEI representaría un costo total estimado entre 18 y 20 billones de pesos de 2024 a 2050. Este rango equivale a un porcentaje que oscila entre el 0,02% y el 0,16% del PIB de inversión anual.

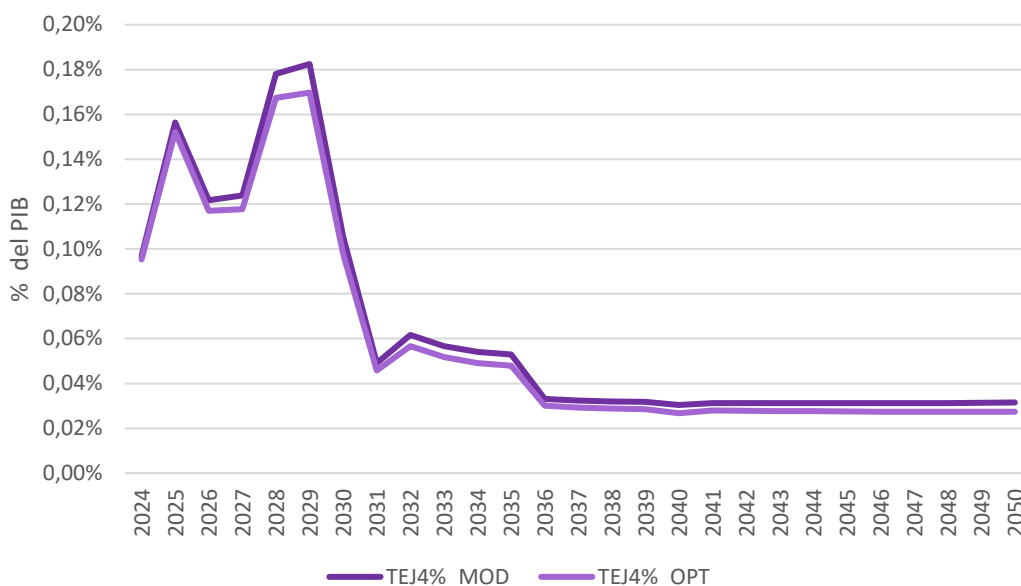
Figura 21. Costo CAPEX – Industrial – Comparación escenarios



Fuente: elaboración propia

La variación entre los escenarios TEJ3% y TEJ4% impacta directamente en la capacidad instalada, siendo ligeramente mayor en el escenario de reindustrialización. En el contexto del escenario TEJ con un crecimiento del PIB al 3%, es crucial resaltar que para el año 2029, el costo asociado a esta transición representa un 0.2% del PIB llegando a su máximo. Es particularmente relevante destacar que este escenario proyecta alcanzar la totalidad de equipos eficientes para el año 2041. Este horizonte temporal se establece con la intención de garantizar un crecimiento sostenible, donde la inversión en nuevas máquinas se ajusta gradualmente para mitigar impactos económicos adversos. Este escenario presenta un costo total estimado entre 20.8 y 19.3 billones de pesos durante el período comprendido entre 2024 y 2050. Esta cifra equivale a un rango que oscila entre el 0.03% y el 0.18% del Producto Interno Bruto (PIB) anual a lo largo de este lapso temporal. Es importante destacar que, posterior a 2041, se proyecta un costo adicional asociado a los crecimientos esperados en la industria. Lo anterior se presenta en la figura 21.

Figura 22. Costo CAPEX – Industrial TEJ 4%



Fuente: elaboración propia

En el marco del escenario TEJ con un crecimiento del PIB al 4%, el costo asociado a esta transición alcanza su punto máximo, situándose en un 0.18% del PIB para el año 2029. Es relevante señalar que la trayectoria de implementación es idéntica a la del escenario TEJ con un crecimiento del PIB al 3%, siendo la variación principal el valor absoluto de la capacidad instalada, influenciado en este caso por el proceso de reindustrialización. La importancia de este escenario radica en su capacidad para equilibrar la eficiencia económica y la sostenibilidad ambiental a través de una transición energética sólidamente respaldada por el crecimiento industrial. Este escenario presenta un costo total estimado entre 27 y 24 billones de pesos durante el período comprendido entre 2024 y 2050.

4.2.2. Costos de infraestructura

Para que la demanda energética varíe hacia la electrificación en el sector industrial, y que la inversión, tanto de CAPEX como de OPEX, pueda traducirse en un uso eficiente a través de su capacidad instalada; se requiere de la adaptación de la infraestructura de suministro de la energía eléctrica en las zonas industrializadas del país. Por ello, una parte del costeo de la demanda energética del sector industrial abarca la estimación de las inversiones en la adaptación de la infraestructura.

$$\begin{aligned}
 & (\text{Matriz de capacidad instalada por Usos y Fuentes Energéticas})_{MW} \\
 & * \text{Precios de instalación de equipos}_{COP/MW} \\
 & = (\text{Matriz de INFRAESTRUCTURA por Usos y Fuentes Energéticas})_{COP}
 \end{aligned}$$

Estimación de costos de infraestructura para el sector industrial

La infraestructura representada como la capacidad instalada necesaria para la producción de bienes y servicios en el sector industrial, es un punto clave para los procesos de transición energética, así, es el enclave de los demás elementos del costo tales como los CAPEX, OPEX y energéticos. Este apartado revela los resultados parciales de la estimación de los costos de infraestructura necesaria para cada uso de energía como: calor directo, calor indirecto, fuerza motriz, refrigeración y aire acondicionado; además de los costos totales por escenario.

El costo de la infraestructura para el escenario BAU presenta dos escenarios económicos, uno moderado y otro optimista, así las cosas, se estiman los costos a partir de los usos de la energía. En este caso, el uso de energía que más demanda capacidad instalada es el calor indirecto representando el 86,8% para el escenario optimista y 87,7% del total del escenario moderado, con su pico más alto para el año 2037 con un costo alrededor de un billón de pesos. Seguido, se presenta el calor directo con el 4,6% para optimista y 4,3% en moderado y la fuerza motriz con 3,8% del total de usos para los dos escenarios. El punto de inflexión es en el año 2037 donde el costo de la infraestructura en billones oscila entre \$0,9 y \$1 billón de pesos.

El costo total representado como porcentaje del PIB es para el escenario BAU oscila entre los escenarios económicos optimista y moderado. Así, para los primeros tres años no hay diferencia entre los escenarios económicos y la tendencia muestra un fuerte pico que responde acciones necesitan inversión en capacidad instalada para seguir con la tendencia sin mayores transformaciones. A partir del año 2028 inicia una tendencia positiva hasta alcanzar el punto de inflexión en el año 2036 con un costo de 0,06% del PIB para optimista y 0,07% del PIB para moderado. Luego del punto de inflexión, la tendencia se posiciona a la baja hasta el año 2050, para ese año el costo se aproxima a 0,02% del PIB para los dos escenarios.

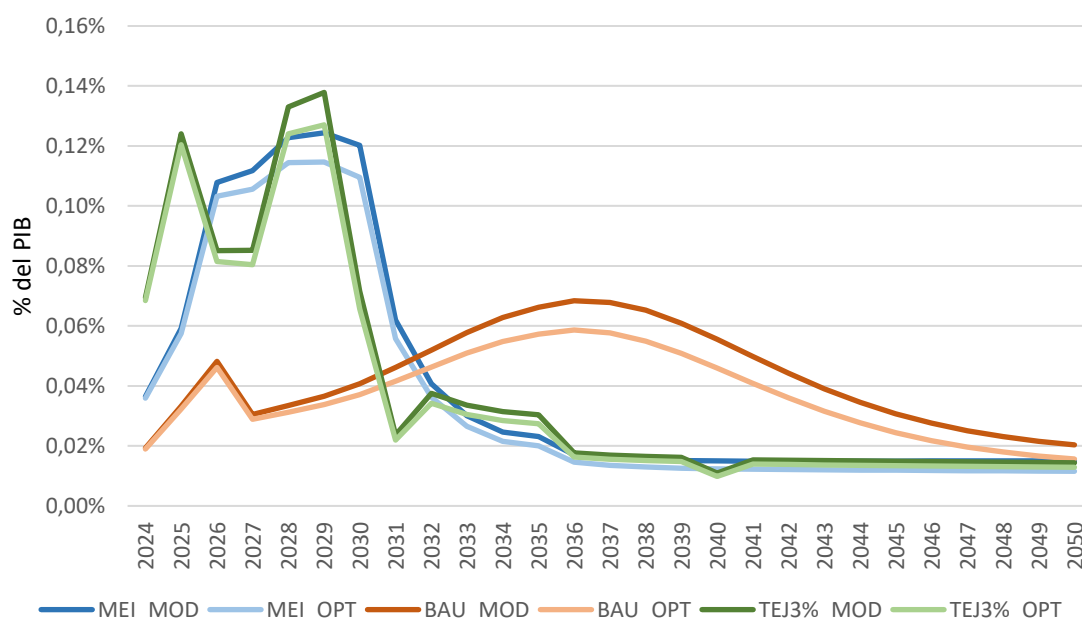
El uso de energía que más demanda capacidad instalada en el escenario MEI es el calor indirecto representando el 87,5% para el escenario optimista y 88,5% del total del escenario moderado, con su pico más alto para el año 2029 con un costo alrededor de \$1,2 y \$1,3 billones de pesos. Seguido, se presenta el calor directo con el 4,6% para optimista y 4,7% en moderado y la fuerza motriz con 4,1% del total de usos para los dos escenarios. El punto de inflexión es en el año 2029 donde el costo de la infraestructura en billones oscila entre \$1,5 y \$1,6 billones de pesos.

Respecto al costo de infraestructura para el escenario MEI, se evidencia que inicia con una tendencia exponencialmente al alza pasando de 0,04% del PIB al 0,1% del PIB. Entre los años 2026 y 2030, la tendencia es una constante de aproximadamente 0,1% del PIB. A partir del año 2031 la tendencia es drásticamente a la baja, puesto

que para ese año ya los costos por infraestructura se habrán implementado en gran medida. Desde el año 2036, los costos se van estabilizando hasta el final de la proyección. El rango entre el escenario moderado y optimista oscila entre el 0,1% y el 0,2 % del PIB entre el periodo 2026-2030. Los costos presentes en capacidad instalada para el escenario MEI responden a las demandas por los compromisos pactados hasta el 2022, además de otras variables, lo que evidencia una actualización de infraestructura, sin embargo, esta no es lo suficientemente contundente para generar un gran impacto con el tiempo.

En el escenario de la Transición Energética Justa (TEJ) las medidas sobre la ampliación de la capacidad instalada se diseñan para ser implementadas en el corto plazo, con una mayor intensidad en su ejecución. Por esta razón, tanto para TEJ3% como para TEJ4% en la primera década es cuando hay mayores costos en infraestructura. Respecto a la infraestructura sobre los usos de energía, en TEJ3% y TEJ4% el mayor porcentaje radica en calor indirecto con un 88,5%, seguido de calor directo con 4% y fuerza motriz con 3,9%. Frente a la diferencia entre TEJ 3% Y TEJ 4% el punto de inflexión se posiciona en el año 2029, para el escenario optimista de TEJ3% se proyecta el costo de infraestructura en \$1,6 billones y para el escenario moderado de \$1,8 billones. Mientras que para TEJ 4% el costo de infraestructura en optimista es de \$1,7 billones y en moderado es de \$1,8 billones de pesos

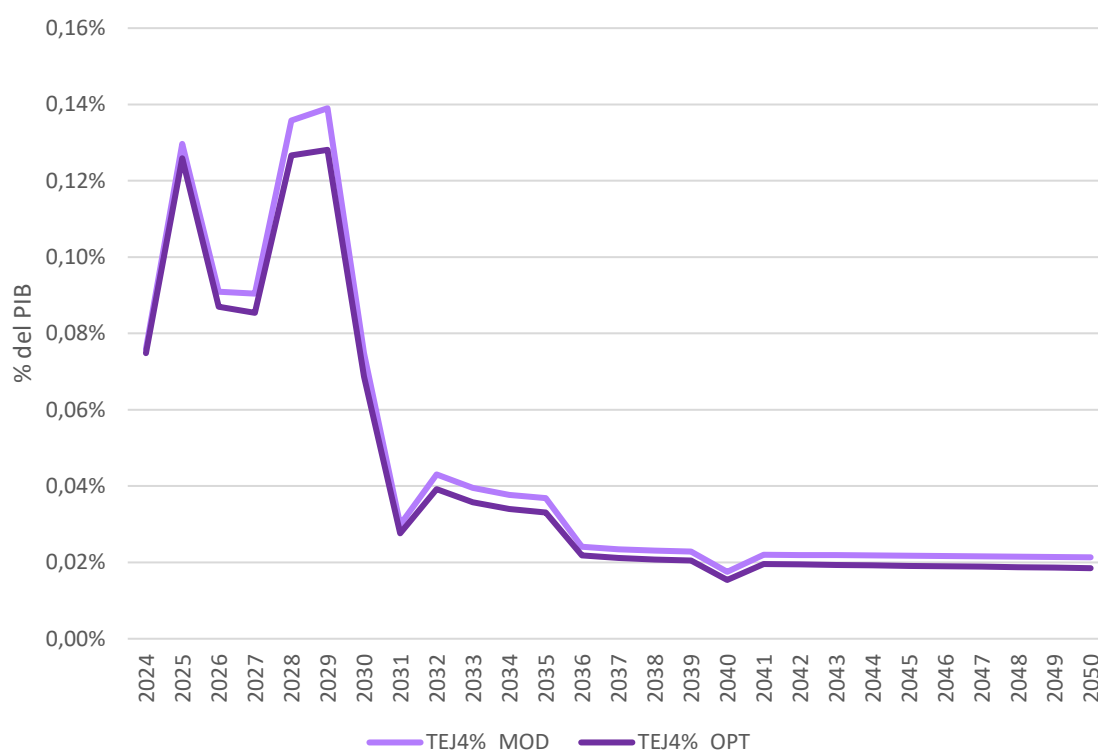
Figura 23. Costo infraestructura escenarios



Fuente: elaboración propia.

Respecto al costo en infraestructura de los escenarios TEJ 3% y TEJ 4% las dos series muestran una tendencia similar, en la cual, en la primera década hay dos picos importantes de costo de infraestructura que responden los proyectos de actualización y ampliación de capacidad instalada. Alcanzando el punto de inflexión para los dos escenarios en el año 2029 en el cual costará entre 0,13% y 0,14 % del PIB. A partir del año 2030, la tendencia es exponencialmente a la baja hasta el año 2031, para luego alcanzar para el año 2050 un costo constante. Frente a las diferencias entre TEJ con crecimiento al 3% y con TEJ con crecimiento al 4% radica luego del año 2030 en el cual TEJ 4% se presenta levemente más costoso por la necesidad de mayor capacidad instalada a causa de la reindustrialización.

Figura 24. Costo infraestructura escenarios TEJ4%



Fuente: elaboración propia.

4.2.3. Costo de ahorro en pérdida

Esta metodología se fundamenta en las directrices proporcionadas por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en su documento PAI-PROURE. para el periodo 2022-2030, establece metas indicativas de eficiencia energética para el país, reconociendo la energía como un recurso valioso en el contexto de la transformación energética. El énfasis recae en identificar medidas que generen un ahorro energético,

asegurando un enfoque eficiente y sostenible para la optimización del consumo energético a nivel nacional.

En el caso del sector industrial, este se enfrenta a decisiones económicas difíciles al considerar inversiones con beneficios inciertos, en este contexto, el cálculo del ahorro proyectado desempeña un papel crucial al ayudar a informar y respaldar las decisiones de inversión. Así las cosas, en nuestro enfoque la estimación del ahorro indica la disposición a invertir en medidas concretas de eficiencia energética, alineándose con los objetivos y directrices delineados en el PAI-PROURE de la UPME. Para tal fin, se tuvieron las siguientes etapas:

- I. **Cálculo de Pérdidas en PJ:** En primer lugar, se calcularon las pérdidas en Petajulios (PJ) para los escenarios BASE, Business as Usual (BAU), Medidas en implementación (MEI) y Transición Energética Justa (TEJ). Este paso se calcula mediante la diferencia entre la demanda de energía útil y la energía final para cada escenario:

$$\begin{aligned} & (\text{Matriz de Energía Util por Usos y Fuentes Energéticas})_{PJ} \\ & \quad - (\text{Matriz de Energía Final por Usos y Fuentes Energéticas})_{PJ} \\ & \quad = (\text{Matriz de Pérdidas por Usos y Fuentes Energéticas})_{PJ} \end{aligned}$$

- II. **Cálculo del Ahorro de pérdidas real:** Posteriormente, se determinó el ahorro de pérdidas, calculando la diferencia entre las pérdidas en el escenario BASE y las pérdidas en los escenarios energéticos considerados (BAU, MEI, TEJ). Este indicador cuantifica el impacto positivo de las medidas adoptadas en cada escenario para reducir las pérdidas de energía. Finalmente, se multiplica por el camino de implementación de la tecnología en cada año.

$$\begin{aligned} & (\text{Matriz de Pérdidas por Usos y Fuentes Energéticas})_{PJ (BASE)} \\ & \quad - (\text{Matriz de Pérdidas por Usos y Fuentes Energéticas})_{PJ (BAU - MEI - TEJ)} \\ & \quad = (\text{Matriz de Ahorros de pérdidas por Usos y Fuentes Energéticas})_{PJ (BAU - MEI - TEJ)} \end{aligned}$$

$$(\text{Matriz de Ahorros de Pérdidas por Usos y Fuentes Energéticas})_{PJ (BAI - MEI - TEJ)}$$

* Implementación de tecnología eficiente de cada año (%) ₂₀₂₄₋₂₀₀₅

$$= (\text{Matriz de Ahorros de pérdidas anuales por Usos y Fuentes Energéticas})_{PJ (BAU - MEI - TEJ)}$$

- III. **Cálculo de costo de oportunidad de las pérdidas:** Se procedió a calcular los ahorros monetarios asociados al consumo de energéticos de cada año. Este paso evalúa cómo las inversiones destinadas a mejorar la capacidad instalada contribuyen al ahorro de pérdidas energéticas a lo largo del tiempo. Los ahorros obtenidos fueron multiplicados por los precios de cada tipo de energético y uso específico (Calor directo, Indirecto, Fuerza Motriz, etc.).

(Matrices de Ahorros de anuales Pérdidas por Usos y Fuentes Energéticas)_{PJ (BAI-MEI-TEJ)}

** Precios de energéticos_{COP/PJ}*

= (Matrices de Ahorros de pérdidas anuales por Usos y Fuentes Energéticas)_{COP}

- IV. **Cálculo del Valor Presente Neto (VPN):** Se calculó el Valor Presente Neto (VPN) de estos ahorros considerando una vida útil de 15 años. En nuestra evaluación, empleamos dos tasas de descuento fundamentales: una tasa del 13.44%, derivada de un estudio de Fedesarrollo para el sector industrial, que refleja la preferencia temporal de los usuarios en las inversiones, la cual se tuvo en cuenta en el escenario Optimista; y una tasa entre 9,5% y 3,5%, calculada por el Departamento Nacional de Planeación (DNP), que representa la perspectiva social y de políticas públicas en la evaluación de proyectos de inversión para el escenario Moderado. La elección de estas tasas busca abordar tanto las consideraciones económicas como las sociales, asegurando un enfoque equilibrado y exhaustivo para la toma de decisiones en nuestra evaluación.
- V. **Ahorro Neto: Costo de medidas adicionales** Finalmente, se estima un Ahorro Neto resultante de restar el CAPEX previamente calculado al Valor Presente Neto (VPN) de total de Ahorros de pérdidas. Este indicador permite mostrar la inversión disponible para implementar medidas adicionales de eficiencia, más allá de las relacionadas con la capacidad instalada de equipos.

$$\text{Ahorro de pérdidas anual}_{COP} - \text{Total CAPEX}_{COP} = \text{Ahorro Neto}_{COP}$$

Estimación costo de ahorro en perdidas

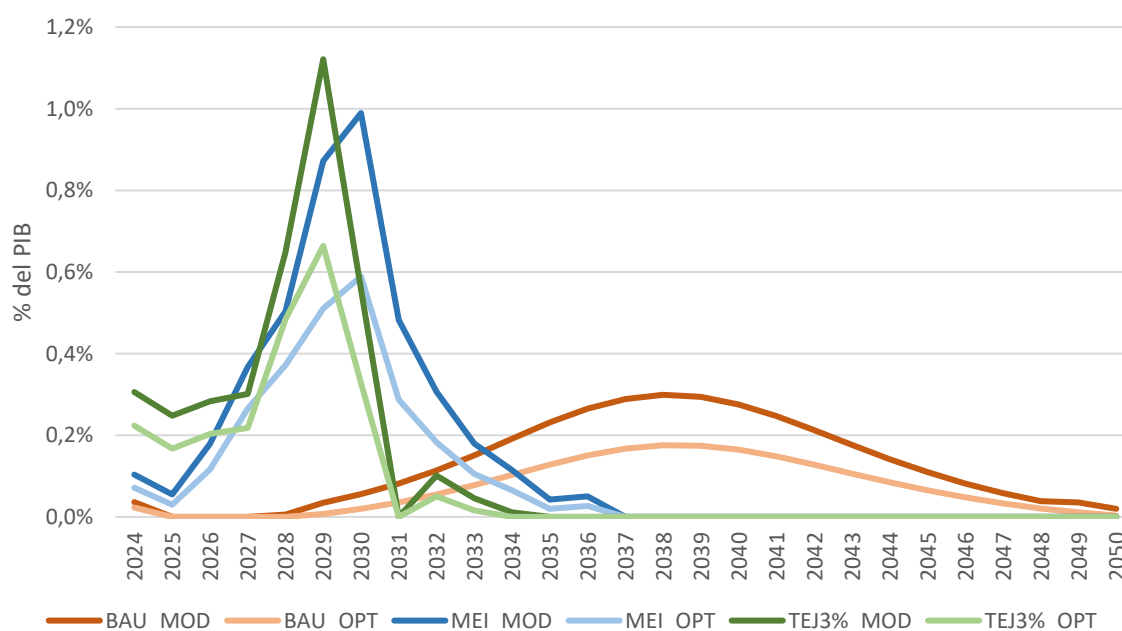
En el análisis de los costos de reducción de pérdidas en el ámbito industrial, se presentan los resultados parciales de tres escenarios energéticos específicos: el Escenario Tendencial (BAU), Políticas Acordadas (MEI), y dos variantes de la Transición Energética Justa (TEJ) con crecimiento económico del 3% (TEJ 3%) y del 4% con reindustrialización (TEJ 4%).

En el escenario Business As Usual (BAU), la proyección total de costos de reducción de pérdidas durante el período comprendido entre 2024 y 2050 se sitúa entre 123.3 y 72.2 billones de pesos en total. Se observa que estos costos alcanzan su punto máximo en 2039, ascendiendo a 10 billones de pesos, lo que equivale aproximadamente al 0.6% del PIB. Esta tendencia sigue la trayectoria de implementación del escenario BAU, alineándose con las dinámicas del mercado previstas para ese escenario. En el escenario Moderado, los porcentajes respecto al PIB comienzan en 0.04% en 2024 y aumenta gradualmente hasta alcanzar el 0.080% en 2050. En el año 2039, se observa un máximo del 0.60%. Por otro lado,

en el escenario Optimista, los porcentajes varían de 0.02% en 2024 a 0.04% en 2050. Se destaca un máximo del 0.4% en el año 2039.

Por su parte, en el escenario MEI, en el escenario Moderado, la inversión promedio asciende a 3.65 billones de pesos, alcanzando su máximo en 2030 con 16.11 billones de pesos. En el escenario Optimista, la inversión promedio es de 3.13 billones de pesos, con un pico en 2030 de 9.53 billones de pesos. Ambos escenarios exhiben trayectorias ascendentes con máximos notables en 2030, seguidos de disminuciones progresivas hacia 2050. En el escenario Moderado, la suma total alcanza aproximadamente 68 billones de pesos, mientras que, en el escenario Optimista, la inversión total asciende a alrededor de 42 billones de pesos. Además, para el escenario Moderado, los porcentajes oscilan entre 0.056% y 1.230% del PIB, alcanzando su punto máximo en 2030. En el escenario Optimista, los porcentajes fluctúan entre 0.030% y 0.728% del PIB, con el punto culminante en 2030.

Figura 25. Costo de ahorro en pérdidas por escenario



Fuente: elaboración propia.

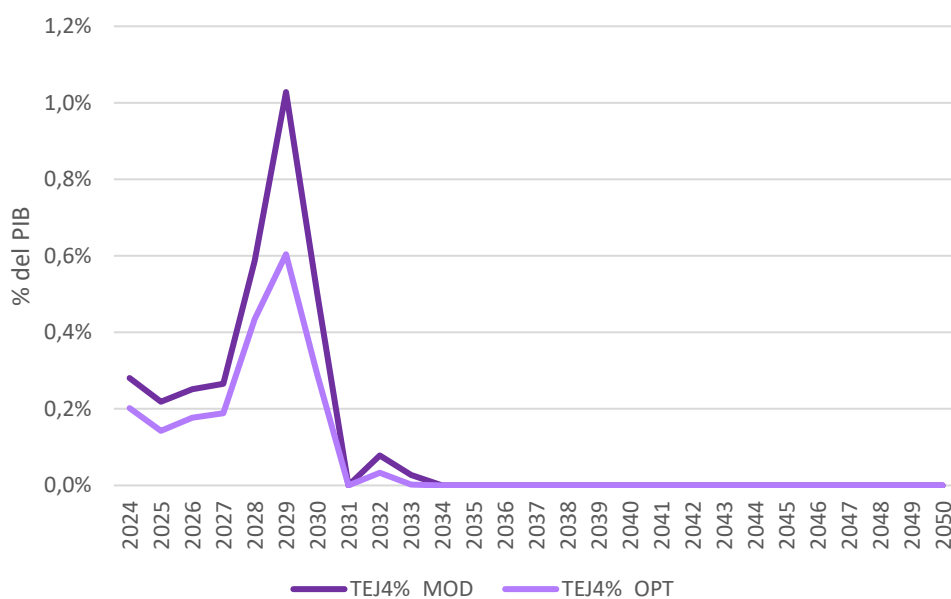
En el escenario de Transición Energética Justa (TEJ) con un crecimiento del 3%, los costos anuales por la reducción de pérdidas, expresados en billones de pesos, alcanzan un máximo de 14.85 billones para el escenario Moderado y de 8.88 billones para el escenario Optimista, durante el período de 2024 a 2050. La inversión promedio anual es de alrededor de 3.086 billones de pesos para el Moderado y 2.048 billones de pesos para el Optimista. La suma total de los costos a lo largo del horizonte temporal asciende a aproximadamente 45.70 billones de pesos para el escenario Moderado y 29.44 billones de pesos para el escenario Optimista.

Asimismo, los costos anuales por la reducción de pérdidas, expresados como porcentaje del Producto Interno Bruto (PIB), varían entre 0.021% y 1.169% para el escenario Moderado y entre 0.001% y 0.70% para el escenario Optimista, durante el período de 2024 a 2050. El promedio anual es de aproximadamente 0.379% para el Moderado y 0.21% para el Optimista. Se destaca el máximo del 1.17% en 2029 para el escenario Moderado y el máximo del 0.70% en 2029 para el escenario Optimista.

En el escenario de Transición Energética Justa (TEJ) con un crecimiento económico del 4%, los costos acumulados por la reducción de pérdidas para el periodo de 2024 a 2050 ascienden a aproximadamente 42.2 billones de pesos para el escenario Moderado y 26.9 billones de pesos para el escenario Optimista. La distribución anual muestra una tendencia ascendente, alcanzando máximos en los primeros años y luego disminuyendo gradualmente.

En el escenario de Transición Energética Justa (TEJ) con un crecimiento económico del 3%, los costos acumulados por la reducción de pérdidas, expresados como porcentaje del PIB, presentan una tendencia ascendente durante los primeros años, con máximos en 2029 para el escenario Moderado y en 2028 para el escenario Optimista. El escenario Moderado alcanza un pico del 1.071% del PIB en 2029, mientras que el Optimista llega al 0.636% en 2028. Posteriormente, ambos escenarios muestran una disminución gradual. En promedio, para el periodo 2024-2050, los costos representan aproximadamente el 0.38% del PIB en el escenario Moderado y el 0.27% en el Optimista.

Figura 26. Costo de ahorro en pérdidas – TEJ4%



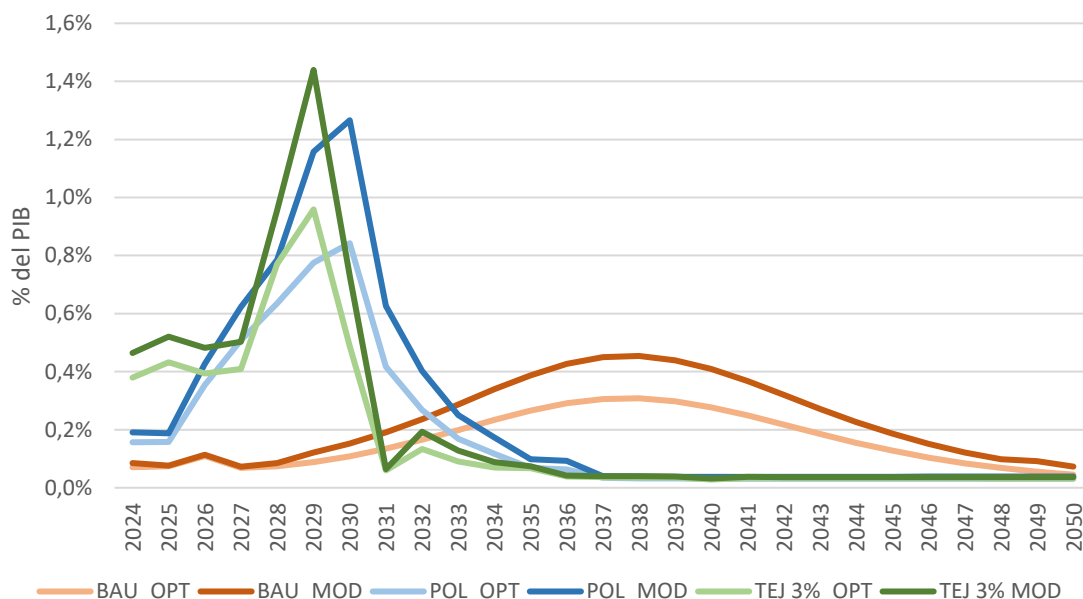
Fuente: elaboración propia.

4.3. Estimación costo de inversión total

El costo de inversión está compuesto por el CAPEX, la infraestructura y el ahorro en pérdida, elementos necesarios para la mejora y actualización de la capacidad instalada, además del capital requerido para garantizar el funcionamiento de las diferentes industrias, especialmente la manufacturera. El CAPEX y el ahorro hacen referencia a la adquisición de nueva maquinaria, mientras que la infraestructura es todos aquellos esfuerzos por mejorar o acondicionar la capacidad instalada para diferentes motores, calderas, hornos eléctricos, aire acondicionado y refrigeración, a partir del tipo de fuente energética tal como diésel, gasolina, GPL, gas natural, electricidad, bagazo, carbón o leña.

En consecuencia, se estimaron los costos de inversión para los escenarios energéticos y económicos. Al comprar los escenarios energéticos (BAU, MEI Y TEJ3%) para inversión es denotar que el escenario TEJ3% tiene una implementación más acelerada que el escenario BAU, con una fluctuación importante que corresponde al nivel máximo de implementación de equipos eficientes y capacidad instalada. Tanto para TEJ3% como para MEI la implementación de la inversión se realiza en la primera década, con una tendencia a la baja, para TEJ 3% en el año 2030 y para MEI en el año 2031. TEJ3% llega a la estabilización de precios en el año 2036 y MEI en el año 2037. Respecto a BAU, su implementación se alarga en el horizonte temporal, sin una aplicación contundente de medidas necesarias para la transición. Aun con diferentes velocidades de implementación, los tres escenarios tienen un costo promedio anual de 0,2% del PIB, lo que evidencia que el costo en comparación a seguir la tendencia actual y realizar la transición energética en el sector industrial no es representativamente diferente, es decir, la TEJ es una gran oportunidad de hacer el cambio sin generar mayores costos de los que se invertirán al seguir con las conductas actuales.

Figura 27. Comparación escenarios – Industrial - Costo de inversión



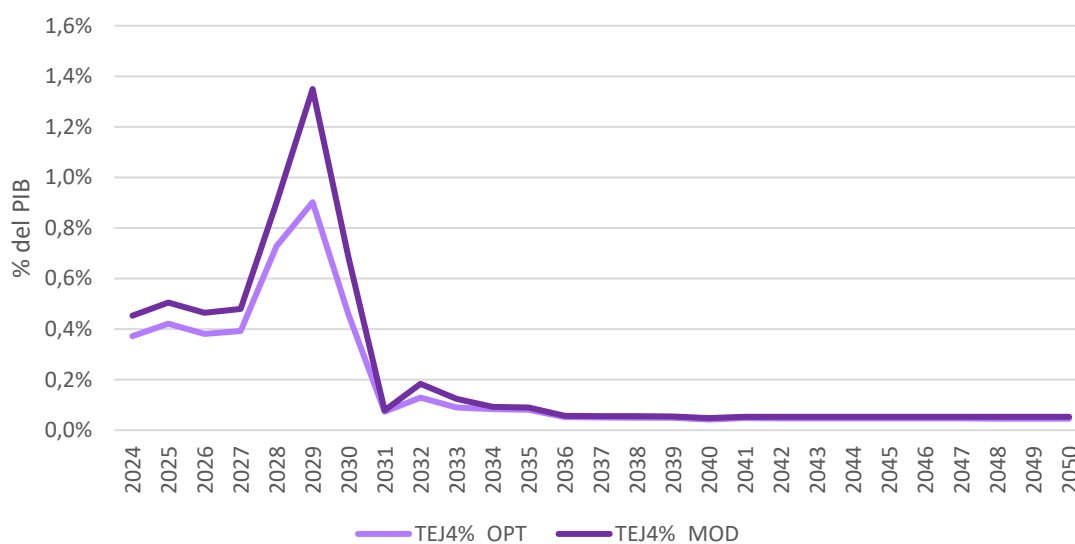
Fuente: elaboración propia.

Puntualmente, en el escenario BAU, los costos inician en 0,07% del PIB para el escenario optimista y 0,08% para el escenario moderado, para luego tener un costo indiferenciado entre moderado y optimista por dos años. Ya para el año 2028, la tendencia es al alza iniciando con 0,07% PIB, para el escenario optimista, y; 0,09 % del PIB para el escenario moderado, hasta llegar al punto de inflexión en el año 2038, en el cual, el escenario moderado presenta un costo de 0,3% del PIB en comparación con un 0,5% del PIB en el escenario optimista. Así, a partir del año 2039 la tendencia es a la baja hasta el último año de simulación, pues para el año 2050 los costos oscilan entre 0,05% y 0,07% del PIB. El promedio anual de inversión para el escenario tendencial es de 0,02% del PIB. Respecto al escenario MEI, a partir del año 2026 la tendencia es positiva hasta alcanzar el punto máximo en el año 2030, lo que evidencia una aplicación acelerada de las políticas en los primeros años, esto en comparación con el escenario tendencial. Para el año 2030 el costo en el escenario optimista se posiciona en 0,8% del PIB, mientras que para el escenario moderado se espera un 1,3% del PIB. Desde el año 2031 la tendencia cambia y se posiciona a la baja exponencialmente hasta el año 2037 año en el cual encuentra el equilibrio hasta el año 2050 con un costo de 0,03% del PIB para optimista y 0,04% del PIB para moderado. El costo anual es de 0,02% del PIB para el escenario optimista y 0,03% del PIB para el escenario moderado.

En los escenarios TEJ3% Y TEJ4% la tendencia es similar, puesto que para los primeros tres años es estable para luego en el año 2028 ser positiva hasta alcanzar el punto de inflexión en el año 2029 y caer exponencialmente hasta el año 2031 he iniciar el proceso de estabilización de precios que rige hasta el final de la proyección. Aquí se evidencia que en los escenarios TEJ la implementación de equipos eficientes y de capacidad instalada se genera de forma acelerada en la primera década en comparación con los escenarios BAU y MEI.

El escenario con crecimiento al 3% alcanza un costo para el año 2029 de 1% del PIB para el escenario optimista y 1,4% del PIB para el escenario moderado. Cuando logra la estabilización de precios, el costo es de 0,03% en optimista y 0,04 % del PIB en moderado. Por su parte, es escenario TEJ4% alcanza un costo para el año 2029 de 0,09% del PIB para optimista y 1,4% del PIB para moderado; asimismo, para el final del horizonte temporal la estabilización de precios se posiciona en 0,05% del PIB para los dos escenarios económicos.

Figura 28. Costo de inversión escenario TEJ 4%



Fuente: elaboración propia.

5. Costos de inversión para el sector terciario

El sector terciario, centrado en los servicios, ha experimentado un crecimiento exponencial en la demanda de tecnología y digitalización, lo que ha generado nuevas oportunidades para mejorar la eficiencia operativa y reducir el consumo de recursos. En esta sección, se ofrece un panorama de las tendencias del sector terciario respecto al consumo y la eficiencia energética, seguido de un estudio de los resultados relacionados con los distintos componentes del costo de inversión, tales como el

capital requerido (Capex) y las demandas en infraestructura y tecnología. Para concluir, se realiza una proyección del costo total de la inversión, proporcionando una visión precisa de los recursos necesarios para llevar a cabo la transición hacia un modelo energético más sostenible.

5.1. Descripción general del sector terciario

Según la PAI-PROURE (UPME, 2022) el sector terciario es el de menor representatividad en el consumo final de energía, puesto que para el año 2019 representó el 6%. Sin embargo, esto no lo hace menos importante frente a la transición energética, dado que abarca un amplio sector que es fundamente para la economía colombiana. Así, el sector terciario está compuesto, para esta estimación, por el sector comercial y el sector público que juegan un papel esencial en el avance hacia un modelo energético que sea sostenible y amigable con el entorno. Este proceso implica la transición de fuentes de energía derivadas de combustibles fósiles hacia alternativas renovables y menos contaminantes, así como la incorporación de prácticas y tecnologías energéticas que sean más eficientes.

De esta manera, el sector terciario en Colombia se enfrenta al desafío de adoptar tecnologías limpias y mejorar la eficiencia energética tanto en edificios como en operaciones, con el objetivo de optimizar el uso de recursos. En cuanto a la infraestructura, es crucial adaptar las edificaciones para que sean más ecológicas, mediante la integración de sistemas de energía renovable y un diseño inteligente que permita maximizar la eficiencia energética. En el sector terciario, se contempla en mayor medida la iluminación, dado que es el uso con mayor demanda en el sector comercial y público. Así, una de las tecnologías para lograr dicha eficiencia es la tecnología LED que se caracteriza por ser más eficientes, menos contaminante, más duradera y menos costosa. No obstante, la búsqueda de mayor eficiencia trae consigo retos para el sector como la modernización de los edificios, así como espacios eficientes y dispositivos y electrodomésticos de refrigeración. Estos deben combinarse con bombas de calor para calentar espacios y agua. Según IRENA (2021) la proporción de electricidad en los edificios crecerá hasta el 73% y la proporción total de energías renovables en los edificios crecerá hasta el 89% del consumo final para 2050. Por su parte, existe la necesidad de adecuar la capacidad de la red, puesto que, al demandar más electricidad, se necesita realizar mejoras y expansiones adecuadas que soporten la demanda energética.

En el modelado y simulación del sector terciario, se consideraron diversas variables económicas y energéticas para comprender su funcionamiento. Se utilizaron datos del PIB proporcionados por el DANE para reflejar el valor añadido en el sector. Además, se evaluó la intensidad energética utilizando el Balance de Energía Útil elaborado por la UPME (2019). Se examinó la distribución de la actividad comercial

y pública, así como los usos energéticos asociados a las tecnologías. A continuación, se detallará la metodología utilizada para estimar los costos de los escenarios delineados, así como los resultados obtenidos, lo que nos permitirá comprender mejor los posibles impactos económicos de cada uno de ellos.

5.2. Resultados por elemento del costo de inversión

En este apartado se examinan los diversos componentes del costo de inversión necesarios para implementar tecnologías de eficiencia energética en el sector terciario. Mediante el análisis de los costos iniciales (CAPEX) y las inversiones en infraestructura, se pretende proporcionar una perspectiva sobre los recursos necesarios para la adopción de prácticas energéticas más eficientes.

5.2.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)

En la búsqueda de una base sólida para costear la capacidad instalada (MW), se recurrió a identificar precios de dispositivos con características y funciones en el sector terciario, tanto en el mercado local e internacional, en fuentes de información pública. Este proceso se realizó para tres tipos de tecnologías de acuerdo con el grado de eficiencia: eficiencia existente en Colombia, mejor eficiencia en Colombia y mejor eficiencia internacional.

La estimación de los precios se basó en la información contenida en la base de datos de importaciones de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN, la cual detalla información por partida arancelaria con la cual es posible identificar los dispositivos relacionados con el sector comercial y el sector público colombiano. En esta etapa, llevamos a cabo una proyección econométrica para modelar el comportamiento futuro de series vinculadas a estos dispositivos.

Estimación costo de CAPEX para el sector terciario

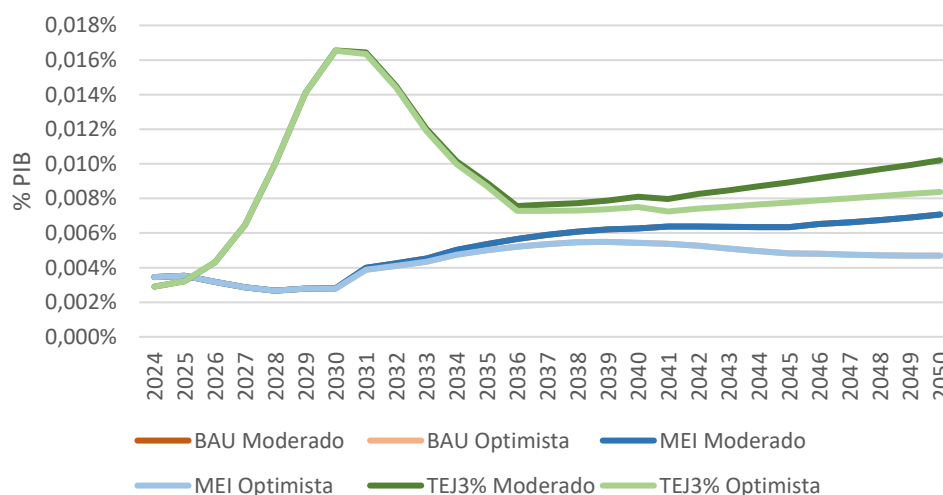
En el análisis de los costos de inversión (CAPEX) para el sector terciario (Sector comercial y sector público), se exponen los hallazgos correspondientes a los escenarios energéticos específicos: el Escenario Tendencial o Business As Usual (BAU), las Medidas acordadas (MEI), y la Transición Energética Justa con un PIB del 3% (TEJ 3%) y la Transición Energética Justa con un PIB del 4% de reindustrialización (TEJ 4%). Estos escenarios incorporan dos perspectivas económicas: el Marco Fiscal de Mediano Plazo con un enfoque Moderado y el escenario Optimista.

En el escenario (BAU), observamos que, durante la primera década, los costos disminuyen gradualmente, pero a partir del año 2031 comienzan a aumentar, dando lugar a una brecha exponencial entre el escenario económico moderado y el

escenario económico optimista. Esta tendencia se manifiesta en el último año de la proyección, en el cual se presenta el punto de inflexión. Para el año 2050, los CAPEX para el sector terciario oscilan entre el 0,005% y el 0,007% del PIB. Respecto al escenario MEI, sigue la tendencia de los costos del escenario BAU para el sector terciario, dado que ambos modelos prevén cambios tecnológicos y apuestan por una mayor eficiencia energética de manera similar. Durante la primera década, se observa una desaceleración en los costos en el escenario MEI, y el diferencial de precios entre el escenario optimista y el moderado no es significativo. Sin embargo, a partir del año 2031, los costos comienzan a aumentar de manera consistente hasta el final de la estimación en el año 2050. Además, durante el período 2031-2050, la brecha entre el escenario optimista y el escenario moderado se amplía considerablemente. En términos de promedio anual, el costo de CAPEX en el escenario MEI representa aproximadamente el 0,004% y el 0,005% del PIB, lo que equivale a 0,08 y 0,09 billones de pesos, respectivamente.

Dentro del marco del escenario TEJ con un crecimiento del PIB del 3%, se observa un aumento más marcado en los costos, alcanzando su punto máximo en 2030 con un incremento del 0,017% del PIB, lo que equivale a 0,2 billones de pesos. Esta inclinación más pronunciada en el aumento de los costos indica que el cambio en este escenario es más rápido en comparación con los escenarios BAU y MEI. Después de 2031, comienza una disminución acelerada que se extiende hasta 2036, seguida de una estabilización de los costos hasta 2050. Esto se atribuye, en parte, a la creciente demanda de iluminación, lo que implica una necesidad constante de dispositivos asociados a este crecimiento.

Figura 29. Estimación CAPEX por escenarios - Terciario

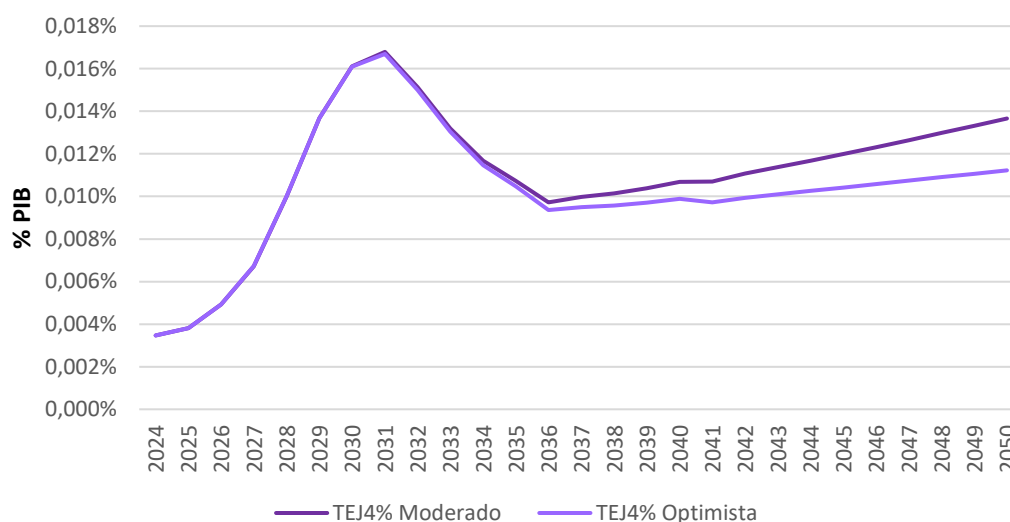


Fuente: elaboración propia

Los resultados del escenario TEJ 4% presentan un costo inicial del 0,003% del PIB, equivalente a \$0,04 billones. Para el año 2031, este costo alcanza su punto máximo en el 0,017% del PIB, y luego experimenta una caída prolongada pero breve hasta 2036, a partir de allí, el escenario moderado presenta una tendencia positiva constante hasta el año 2050 más que el escenario optimista.

Se identifica que en la primera década no hay mayor diferencia entre los escenarios TEJ 3% y TEJ4%. Luego del año 2031, el escenario más costoso es el escenario TEJ4% dado que la reindustrialización requiere de mayores inversiones en el mismo horizonte temporal. Para el año 2036 la diferencia en costos entre TEJ 3% Y TEJ 4% es de 0,002% del PIB, mientras que para el año 2050 se estima en 0,003% del PIB.

Figura 30. Estimación escenarios TEJ4% CAPEX - Terciario



Fuente: elaboración propia

5.2.2. Costos de infraestructura

La infraestructura representada como la capacidad instalada necesaria para la producción de bienes y servicios en el sector terciario, es un punto clave para los procesos de transición energética, así, es el enclave de los demás elementos del costo tales como los CAPEX, OPEX y energéticos.

Considerando que no es posible identificar el número de edificaciones que deben ser intervenidas, adicionalmente no contamos en la modelación energética con el número de dispositivos o usuarios, y como se mencionó anteriormente, contamos con información de la capacidad instalada en términos de equipos, se optó por una estimación del costo de la infraestructura como una proporción de la inversión de CAPEX. Lo anterior debido a que la inversión en equipos es una aproximación al

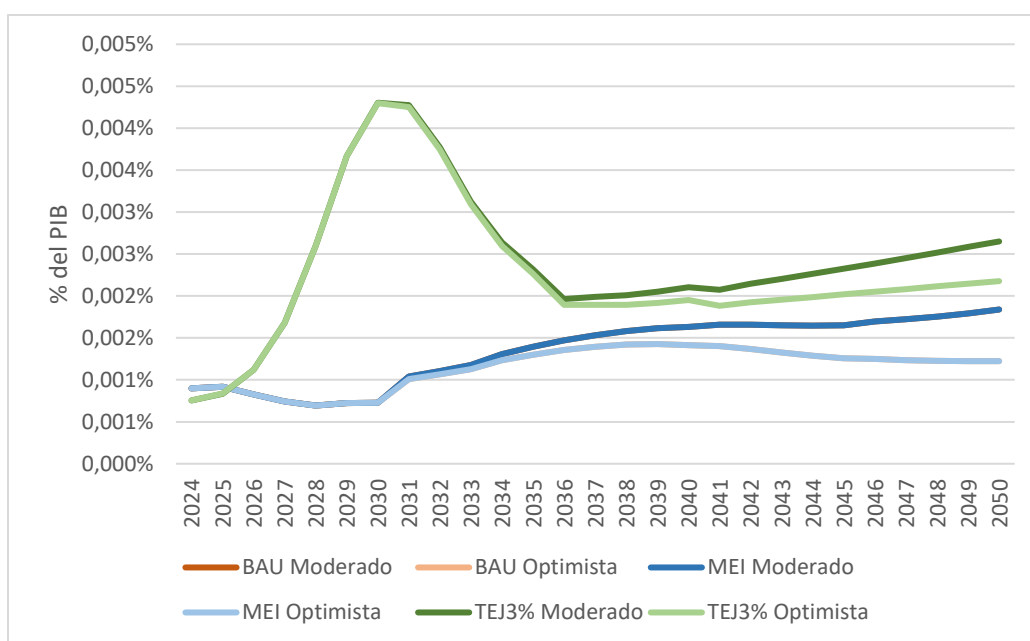
tamaño del sector y las necesidades en términos de instalaciones necesarias para el funcionamiento de los dispositivos.

Por otra parte, debido a la similitud de la operatividad del sector terciario con el residencial, se asume que se responde las mismas necesidades de infraestructura (Medición inteligente, voltaje de 220 y ampliación de instalaciones de gas natural en algunos casos). Así las cosas, se tomó el promedio del costo de la infraestructura respecto al CAPEX que corresponde al 26%. Este apartado revela los resultados parciales de la estimación de los costos de infraestructura necesaria para cada escenario energético

Estimación costo infraestructura sector terciario

La tendencia de precios estimados para el escenario BAU y el escenario MEI es muy similar. Así, para los primeros diez años no hay diferencia entre los escenarios económicos y la tendencia es descendiente tanto de BAU como de MEI. Hacia el año 2031 la dinámica se torna positiva e inicia un distanciamiento entre el costo del escenario moderado y el escenario optimista. Para este año, 2031 el costo es de 0,001% del PIB que corresponde a 14 mil millones de pesos para los dos escenarios económicos. Para el final de la estimación el costo oscila entre 0,001% y 0,002% del PIB correspondiente a 29 y 43 mil millones de pesos respectivamente. Los costos descritos anteriormente son tanto para BAU como para MEI. La infraestructura emula la tendencia del CAPEX al estar directamente relacionados puesto que la infraestructura equivale al 26% del CAPEX del escenario BAU.

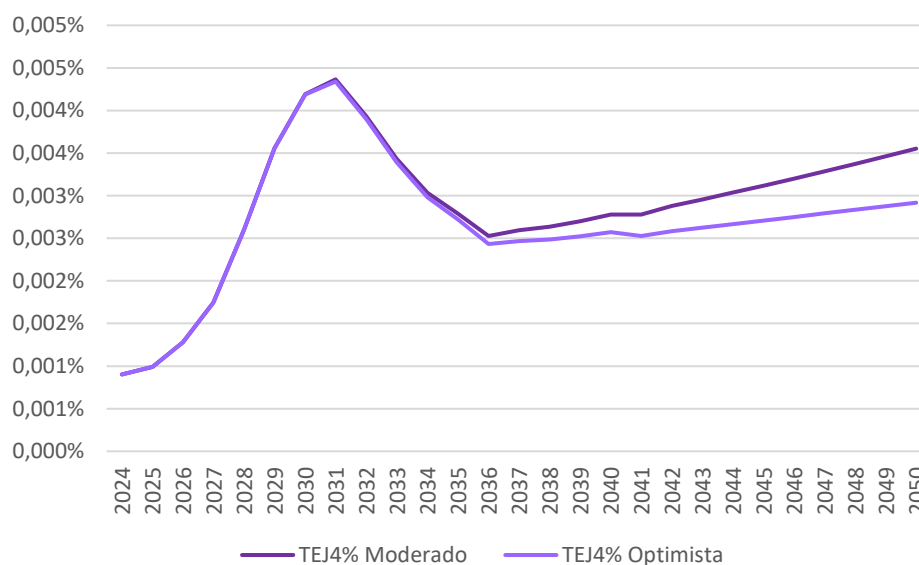
Figura 31. Costo de infraestructura por escenarios energéticos



Fuente: elaboración propia

En el escenario de Transición Energética Justa (TEJ), las medidas para ampliar la capacidad instalada se diseñan para su implementación en el corto plazo, con una mayor intensidad en su ejecución. Por lo tanto, tanto en TEJ3% como en TEJ4%, los mayores costos en infraestructura se presentan durante la primera década. Ambas series muestran una tendencia similar, donde en los primeros diez años se observa un pico significativo en los costos de infraestructura, que se atribuye a los proyectos de actualización y ampliación de la capacidad instalada. El punto de inflexión se alcanza para TEJ 3% en 2030 y para TEJ 4% en 2031, con un costo del 0,0043% del PIB, equivalente a 56 y 62 mil millones de pesos, respectivamente. A partir de 2032, la tendencia es marcadamente descendente hasta 2036, seguida de una leve recuperación, siendo TEJ 4% ligeramente más costosa hasta el año 2050. La diferencia entre TEJ con un crecimiento del 3% y TEJ con un crecimiento del 4% se refleja en un costo de 40 mil millones de pesos para el año 2050, debido a la necesidad de una mayor capacidad instalada impulsada por la reindustrialización.

Figura 32. Costo de infraestructura TEJ 4%



Fuente: elaboración propia

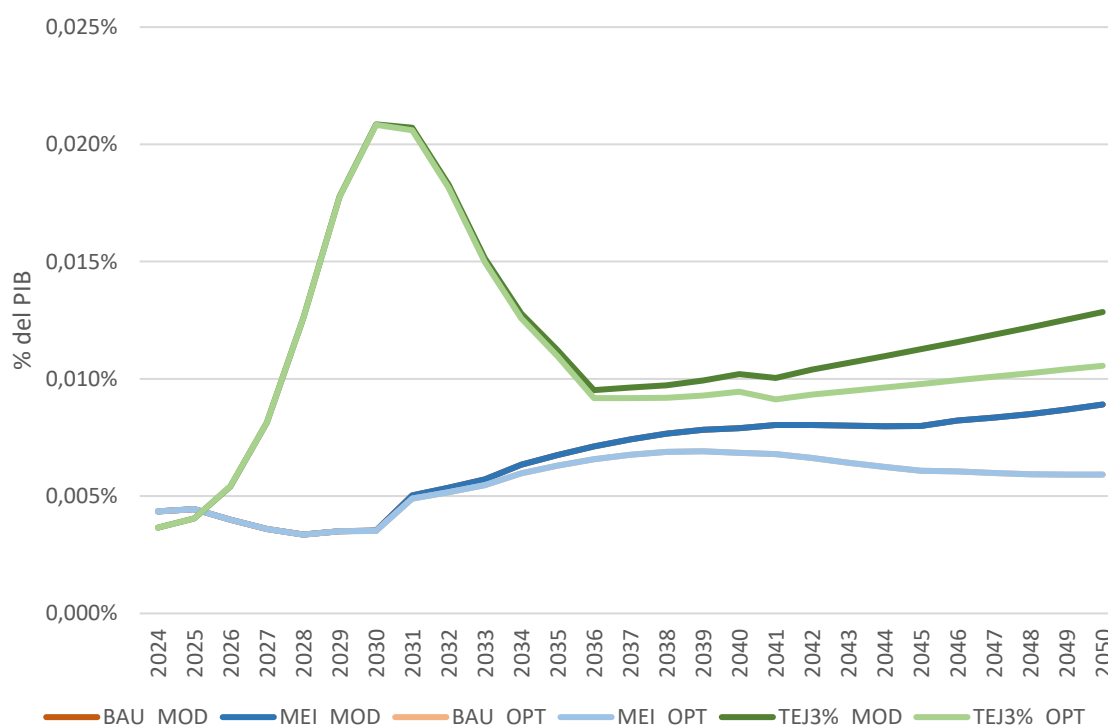
5.3. Estimación costo de inversión sector terciario

El costo de inversión engloba tanto el CAPEX como la infraestructura, que son componentes indispensables para mejorar y actualizar la capacidad instalada, así como para asegurar el funcionamiento efectivo de las diversas actividades en los sectores comercial y público. El CAPEX se refiere a la adquisición de nuevos activos,

mientras que la infraestructura abarca todos los esfuerzos dirigidos a mejorar o adecuar la capacidad existente.

Al comprar los escenarios energéticos (BAU, MEI Y TEJ3%) para inversión se denota que el escenario TEJ3% tiene una implementación más acelerada que el escenario BAU, con una fluctuación importante que corresponde al nivel máximo de implementación de equipos eficientes y capacidad instalada. Tanto para BAU como para MEI la implementación de la inversión se extiende en el tiempo, compartiendo la tendencia por las similitudes en las acciones; implicando un crecimiento constante a partir de 2033. TEJ3% llega a su punto de inflexión en el año 2030 con un costo de 0,021% del PIB. Luego inicia un descenso hasta el año 2036, año en el cual la tendencia se mantiene levemente positiva hasta el año 2050. Respecto a BAU y MEI su implementación se alarga en el horizonte temporal, sin una aplicación contundente de medidas necesarias para la transición.

Figura 33. Comparación escenario costo de inversión

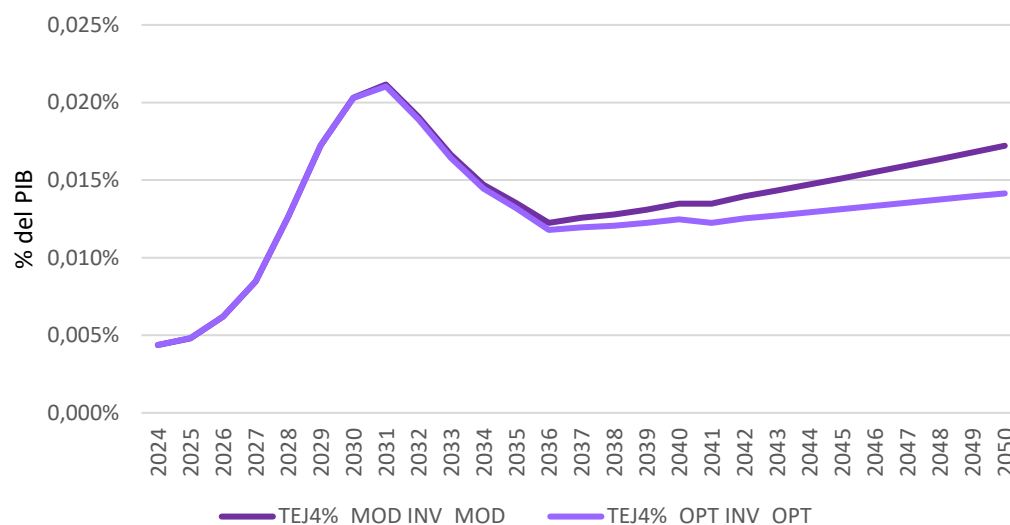


Fuente: elaboración propia

Como bien se ha explicado anteriormente, existen dos escenarios de crecimiento para TEJ, uno con un incremento del PIB al 3% y otro al 4%, este último influenciado por el proceso de reindustrialización. Así, para los dos escenarios, la tendencia es similar, puesto que para la primera década la tendencia es al alza hasta alcanzar el punto de inflexión para el año 2030 en TEJ3% y el año 2031 para TEJ4%. Luego de

ello inicia una caída exponencial hasta el año 2036 e inicia una tendencia levemente positiva de precios que rige hasta el final de la proyección, explicado por el aumento de la demanda energética. Aquí se evidencia que en los escenarios TEJ la implementación de equipos eficientes y de capacidad instalada se genera de forma acelerada en la primera década en comparación con los escenarios BAU y MEI.

Figura 34. Costo de inversión escenario TEJ 4%



Fuente: elaboración propia

6. Costos de inversión para el sector electricidad

El sector eléctrico ha sido fundamental en la transición hacia un sistema energético más limpio, impulsado por la creciente incorporación de fuentes renovables y el avance en tecnologías de almacenamiento y distribución. Este proceso de transformación ha abierto nuevas oportunidades para mejorar la estabilidad de la red, la eficiencia en la generación y el suministro de energía. En esta sección, se ofrece una descripción del sector eléctrico, seguido de un estudio de los resultados relacionados con los distintos componentes del costo de inversión, tales como el capital requerido (Capex) y las demandas en infraestructura y tecnología. Para concluir, se realiza una proyección del costo total de la inversión, proporcionando una visión precisa de los recursos necesarios para llevar a cabo la transición hacia un modelo energético más sostenible.

6.1. Descripción general sector electricidad

El sector eléctrico colombiano, regulado por las Leyes 142 y 143 de 1994, abarca las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. La generación produce energía a partir de fuentes como hidroeléctrica y

térmica; la transmisión transporta esa energía a través de líneas de alta tensión desde las plantas generadoras a los centros de consumo; la distribución entrega la energía a los usuarios finales, reduciendo la tensión para su uso seguro; y la comercialización se encarga de la venta de energía a los consumidores, gestionando contratos y tarifas. Estas actividades están a cargo de diferentes entidades, garantizando un suministro eficiente y de calidad en todo el país.

Actualmente, más del 97% de la población colombiana tiene acceso a la energía eléctrica. Sin embargo, cerca de medio millón de hogares aún carecen de este servicio vital en el país, especialmente en los siguientes departamentos: Vichada, La Guajira, Amazonas, Guainía, Putumayo y Chocó. El Gobierno colombiano ha enfrentado el desafío de llevar energía a las zonas rurales más alejadas, donde la cobertura es solo del 86%, en comparación con el 99% en las áreas urbanas.

En concordancia con el contexto mundial de aportar al cambio climático y a la consecución e implementación de compromisos y políticas locales, Colombia trabaja en diferentes aspectos para ampliar su cobertura en materia de energía a la vez que apuesta por Fuentes No Convencionales de Energías Renovables. En ese sentido, existen diversos documentos que ya han planteado la necesidad de diversificar la matriz energética como respuesta a las demandas actuales de energía pero también de reconversión hacia energías cada vez más limpias.

6.2. Resultados por elemento del costo de inversión

Este apartado analiza los componentes del costo de inversión requeridos para implementar tecnologías de eficiencia energética en el sector eléctrico. Se evalúan los costos iniciales (CAPEX) y las inversiones en infraestructura con el objetivo de identificar los recursos necesarios para la adopción de prácticas energéticas más eficientes y la mejora en la generación y distribución de energía

6.2.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)

En línea con lo presupuestado por el PEN 2022-2052 (UPME,2023), para la determinación de las inversiones de CAPEX en generación de electricidad se tuvieron en cuenta los potenciales de capacidad instalada de energía, en función de las principales fuentes de generación, donde se presenta mayor relevancia de los proyectos donde prevalecen la energía solar y eólica tanto off-shore como on-shore.

En ese orden de ideas, para cada uno de los objetivos de capacidad instalada se definieron los montos de las inversiones iniciales para poner en marcha los proyectos requeridos de generación de electricidad. Asimismo, dentro de los escenarios de Transición Energética Justa se presenta una mayor necesidad de inversiones, debido

a la apuesta de esta visión de país donde se logra incrementar la capacidad energética en más de 20 GW a 2050.

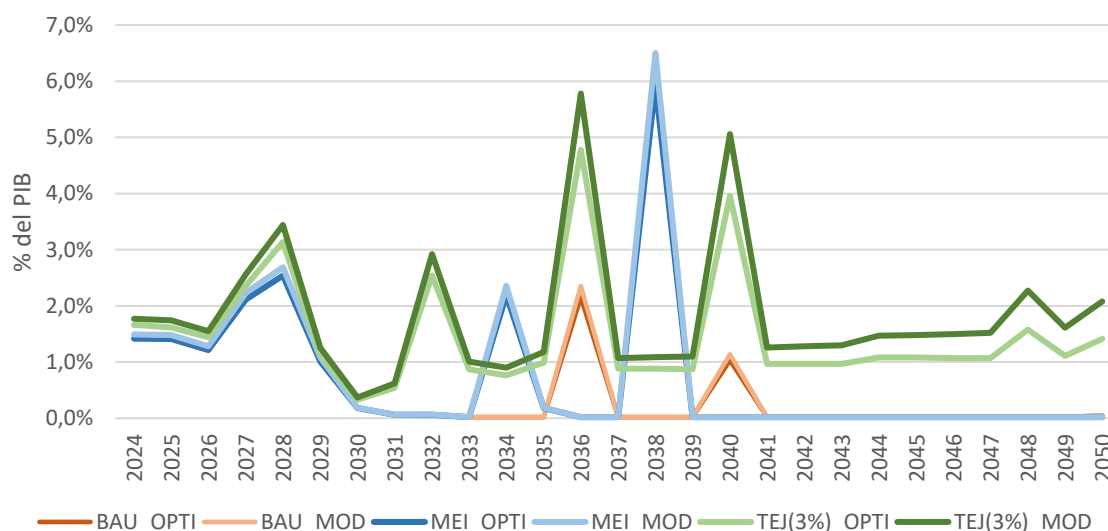
Para la transmisión el CAPEX en esta fase contempla los costos asociados por fuente de energía de transmisión, a saber: hidroeléctrica, gas, solar, carbón, eólica onshore, eólica offshore, geotérmica, bioenergía. Los costos relacionados a transmisión se enfocan principalmente en proyectos de inversión que provienen de recursos privados, lo cual implica costos para algunos años. Respecto al CAPEX de la distribución se asocia a las subestaciones, automatizaciones y medidores inteligentes; por lo anterior, no se presente el costo de la infraestructura.

Estimación costo de CAPEX para el sector electricidad

A continuación, se presentan los resultados agregados por cada uno de los escenarios de transición energética para la oferta de electricidad, donde se destaca un mayor esfuerzo económico en las propuestas de TEJ 3% y TEJ 4%

A partir de los resultados consolidados, se evidencia que para el escenario TEJ 3% se requieren mayores niveles de inversión en función de la oferta de energía eléctrica, puesto que, en promedio anual el costo de CAPEX está entre el 1,5% y 1,8% del PIB. Por su parte, el escenario BAU presenta un costo estimado promedio anual entre el 0,5% del PIB, mientras que en MEI el costo de CAPEX en promedio anual está entre el 0,7% del PIB.

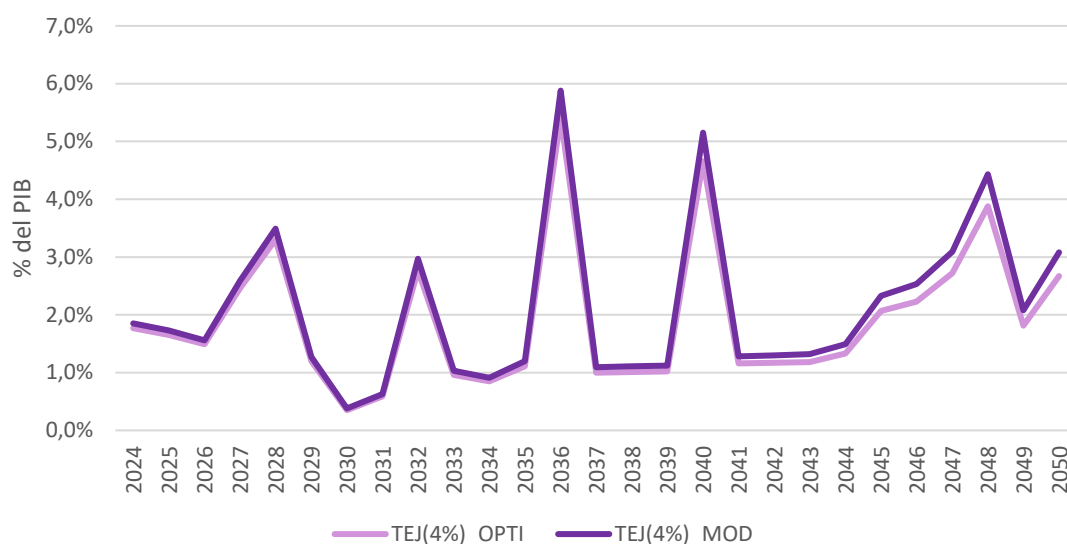
Figura 35. Costo de Capex Electricidad



Fuente: elaboración propia

Se evidencia que en términos relativos TEJ 4% es más costoso debido al nivel de las inversiones, pero más económico que TEJ 3%. Así las cosas, el costo promedio anual de CAPEX para la oferta de electricidad en este escenario está entre el 1,9% y 2,1% del PIB. Para efectos de la comparación, los valores de BAU y MEI son los mismos del gráfico anterior.

Figura 36. Costo de Capex TEJ 4%



Fuente: elaboración propia.

7. Costos de inversión para el sector hidrógeno

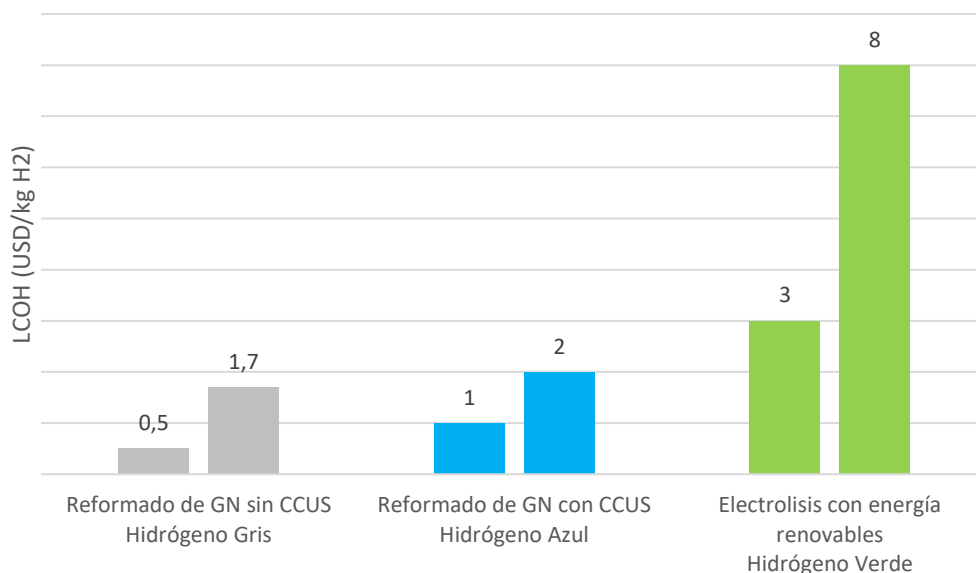
El sector del hidrógeno ha ganado protagonismo como una opción clave en la descarbonización de la economía, gracias a su potencial para almacenar y transportar energía de manera eficiente. La producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno, especialmente el hidrógeno verde, se están consolidando como pilares en la transición hacia un sistema energético más sostenible. En esta sección, se ofrece una descripción del sector del hidrógeno, seguida de un análisis de los distintos componentes del costo de inversión, como el capital necesario (Capex) y las demandas en infraestructura y tecnología. Finalmente, se presenta una proyección del costo total de inversión.

7.1. Descripción general sector hidrógeno

La producción mundial de H_2 en la actualidad es de alrededor de 95 Mt al año, y es en su mayor parte producida a partir de combustibles fósiles sin CCUS (IRENA, 2023). Sin embargo, para 2022 el H_2 representó menos del 0,1% del consumo mundial de energía (IEA, 2023a). Una de las barreras que enfrenta el H_2 de bajas emisiones es que su producción es más costosa comparada con la del H_2 gris, como

se muestra en figura siguiente, en la cual se presentan los rangos a nivel global, del Costo Nivelado de H_2 (LCOH por sus siglas en inglés) producido a partir reformado de gas natural (GN) sin CCUS, con CCUS, y de electrolisis con energías renovables.

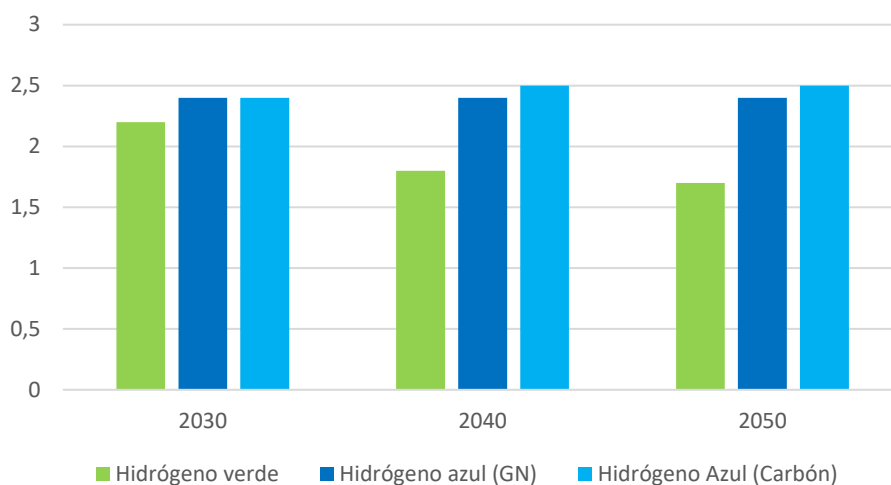
Figura 37. Comparación del costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés) para 2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos de (IEA, 2021)

Sin embargo, se proyecta que para 2030 el H_2 verde, será más económico que el azul e incluso el gris, costando alrededor de $1,3 \frac{USD}{kg}$ (IEA, 2021). En el contexto colombiano, la hoja de ruta del hidrógeno establece que para 2050 el H_2 verde, generado a partir de energía eólica, podría ser hasta un 29% más económico que el H_2 azul derivado de gas natural y un 32% menos costoso que el producido a partir de carbón, como se ilustra en la figura siguiente. Es por esta razón que las siguientes secciones estarán enfocadas en la producción el H_2 verde.

Figura 38. LCOH de hidrógeno azul y verde en Colombia



Fuente: elaboración propia a partir de datos (Minminas, 2021)

Un elemento clave para el despliegue exitoso del H_2 de bajas emisiones es la creación de demanda de este energético (IEA, 2021). Actualmente el H_2 se demanda en la industria química, en refinerías y en la producción de acero. En 2020, el 45% del H_2 producido se destinó a la industria química, el 40% en las refinerías como insumo, y aproximadamente el 5% se utilizó en la producción de acero (IEA, 2021). Adicionalmente, se proyecta su uso en el sector transporte, principalmente en transporte pesado, en generación de calor y en la generación de energía eléctrica (IRENA, 2023). Sin embargo, La demanda de H_2 en estas nuevas aplicaciones continúa siendo limitada, por ejemplo, en el sector transporte solo se demandó el 0,02% de la producción total de H_2 (IEA, 2021).

A pesar de la poca participación del H_2 en el mercado energético, la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA por sus siglas en inglés), propone un escenario a 2050 donde el H_2 sería el responsable del 14% de la energía demandada en el mundo. Sin embargo, para lograr esta meta se requeriría una capacidad instalada de electrolización de aproximadamente 5700 GW (IRENA, 2023).

7.2. Resultados por elemento del costo de inversión

Este apartado analiza los componentes del costo de inversión requeridos para implementar tecnologías de eficiencia energética en el sector hidrógeno. Se evalúan los costos iniciales (CAPEX) con el objetivo de identificar los recursos necesarios para la adopción de prácticas energéticas más eficientes y la mejora en la generación y distribución de energía.

7.2.1. Costos de inversión inicial (CAPEX)

Cuando se habla de H_2 , su costo suele definirse en términos de Costo Nivelado (LCOH), el cual hace referencia al costo por unidad de masa producida de H_2 y suele expresarse en $\frac{USD}{kg_{H_2}}$ o en $\frac{EUR}{kg_{H_2}}$ (Vives & Wang, 2023). El LCOH cubre todos los costos relevantes asociados a la producción de H_2 , incluidos los costos de capital (CAPEX) y operación (OPEX) (Vives & Wang, 2023). Los costos de producción de H_2 están principalmente asociados a los costos de los electrolizadores y de la energía requerida para producirlo (IRENA, 2023). En este contexto es importante definir los conceptos de CAPEX y OPEX y las consideraciones en la definición de los escenarios que definen los costos de la implementación de los proyectos de H_2 .

El CAPEX hace referencia a la inversión requerida para el despliegue de un dispositivo, proyecto o empresa. Para la producción de H_2 en el caso colombiano no se tienen en cuenta los costos asociados a la inversión requerida para el despliegue de la fuente de energía, debido a que no se considera la construcción de plantas dedicadas a la producción de H_2 . Se estima que entre el 65% y el 68% del CAPEX de un proyecto de producción de H_2 corresponden al costo del electrolizador.

La metodología utilizada para recolectar la información presentada se describe a continuación:

1. En primer lugar, se realizó la búsqueda de informes técnicos, realizados principalmente por entidades como la Agencia internacional de energía (IEA por sus siglas en inglés) y de la Agencia Internacional de Energías Renovables IRENA.
2. Posteriormente, se realizó una revisión de la documentación encontrada, con el objetivo de identificar el proceso de producción sostenible y costo eficiente. Adicionalmente, se identificó el estatus más reciente y la perspectiva de desarrollo, en términos de mercado, desarrollo tecnológico, y evolución de costos.
3. En tercer lugar, se identificó el estatus actual y las proyecciones del hidrógeno en Colombia.

Estimación CAPEX para el sector hidrógeno

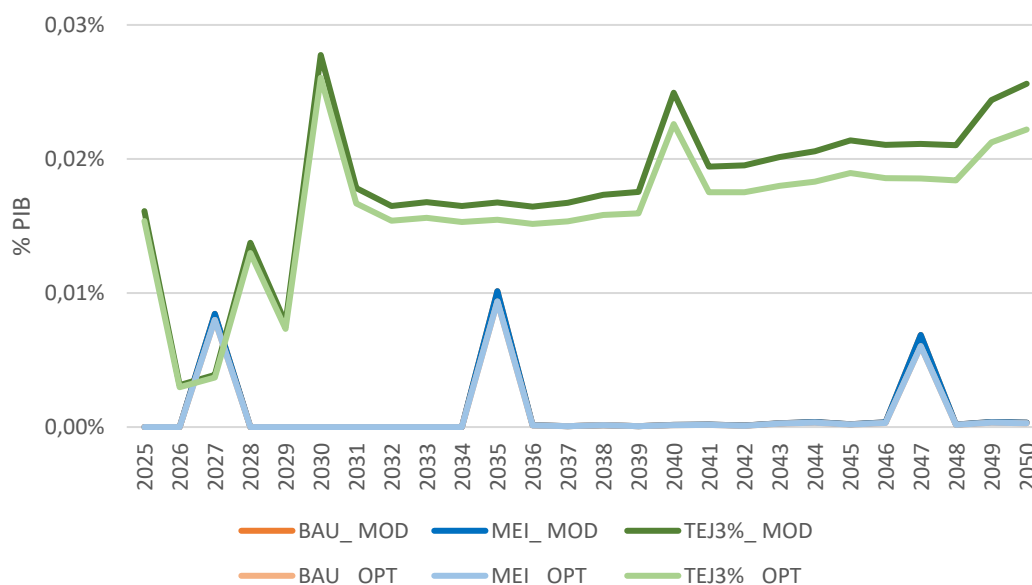
Se presentan los costos CAPEX bajo los escenarios energéticos BAU, MEI y TEJ con sus respectivos escenarios económicos Moderado y Optimista. Para el primer caso, BAU Moderado, se proyectan costos de producción cercanos al 0.01% del PIB entre los años 2026 a 2028, una mayor inversión entre 2034 y 2036 y una más baja del 0.01% entre 2046 y 2048. En el escenario BAU Optimista se proyectan costos muy similares y en los mismos intervalos de tiempo, con diferencia de unos picos más

bajos. La tendencia no muestra inversión en producción fuera de estos intervalos de tiempo

De forma similar que el escenario BAU, se proyecta una inversión en producción de Hidrógeno en un escenario MEI Moderado también cercano al 0.01% del PIB entre los años 2026 y 2028, 2034 y 2036 y uno más entre 2046 y 2048, siendo el segundo periodo mencionado el de mayor inversión con 0.01% del PIB. Pasando al escenario MEI optimista, la diferencia es mínima en los mismos intervalos de tiempo que en MEI moderado; disminuye en menos de 0.01% del PIB con relación al moderado. Fuera de los años referenciados tampoco se proyecta inversión en producción. Si bien el escenario MEI implica la ejecución de medidas o políticas acordadas, para este caso no se evidencia mayor diferencia respecto al anterior escenario, BAU, considerando que el hidrógeno es un elemento con poca implementación y desarrollo en el país.

En comparación con los escenarios económicos BAU y MEI, el de TEJ muestra un comportamiento creciente en la inversión de producción de hidrógeno. Para este caso, con una senda de crecimiento de 3% en escenario Moderado, se presenta una volatilidad entre los años 2025 a 2030 con un rango de 0.01% a 0.02% del PIB; una participación más alta en 2030 con un poco más de 0.02%, y en adelante hasta 2050 un crecimiento ligero sobre el 0.02%. Asimismo, con una proyección de crecimiento de 3% para escenario económico Optimista disminuye en un porcentaje menor al 0.01%. Se estima que la implementación de este escenario es constante en la serie de tiempo.

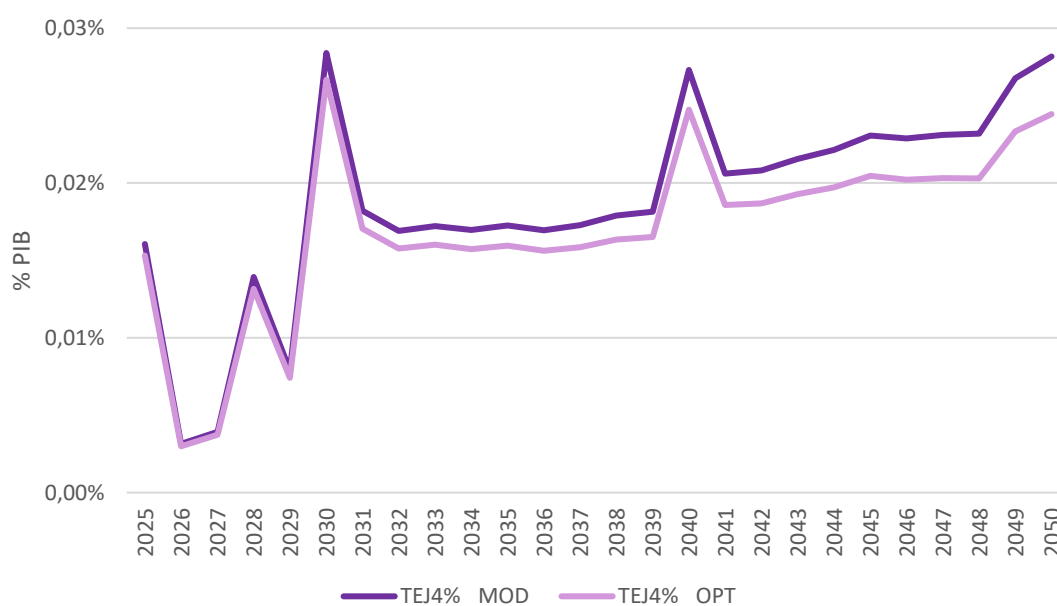
Figura 39. Costo de Capex Hidrógeno



Fuente: elaboración propia

Para el escenario de crecimiento TEJ 4% se presenta un comportamiento muy similar al del 3%. En toda la serie se evidencia un crecimiento en la inversión de producción de hidrógeno. Para este caso, con una senda de crecimiento de 4% escenario Moderado, se presenta una volatilidad entre los años 2025 a 2030 con un rango de 0.00% a 0.02% del PIB; una participación más alta en 2030 con un poco más de 0.02%, y en adelante hasta 2050 un crecimiento ligero alrededor del 2%. En cuanto al escenario Optimista TEJ4% hay una menor proyección, pero mantiene una tendencia de crecimiento en la serie. Este escenario tiene en cuenta un proceso de reindustrialización. Al igual que en el caso anterior, se estima que la implementación de este escenario es constante en la serie de tiempo y no en años específicos.

Figura 40. Costo de Capex TEJ 4%



Fuente: elaboración propia

El consolidado de la inversión en CAPEX para oferta de hidrógeno, evidencia la mayor participación del escenario TEJ tanto con crecimiento de 3% como del 4%. En contraste con los otros dos escenarios económicos BAU y MEI, los cuales se solapan por sus participaciones casi idénticas, se estima que el escenario TEJ aumente los costos de producción de Hidrógeno como una fuente energética alterna y sostenible para el país. Esta inversión es más alta en un horizonte de corto plazo, es decir, hasta el año 2030 se espera tener el mayor costo de CAPEX.

Conclusiones

Este documento partió de diagnosticar la situación actual del clima global y la crisis energética mundial que plantean importantes desafíos requiriendo respuestas inmediatas y coordinadas a nivel internacional y nacional. La evidencia científica indica un aumento alarmante de la temperatura de la Tierra, principalmente como resultado de las actividades humanas y la dependencia de combustibles fósiles en la matriz energética. La crisis ambiental pone en peligro no solo la estabilidad del medio ambiente, sino también la seguridad y el bienestar de las generaciones actuales y futuras. La aparición de los términos "Antropoceno" y "Capitaloceno" destaca la influencia sin precedentes de la actividad humana en los sistemas terrestres, lo que obliga a reconsiderar nuestros modelos económicos y de desarrollo. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) han surgido como resultado de esta situación.

Por tanto, se presenta como un imperativo ético, político y económico llevar a cabo una Transición Energética Justa que busca no solo reducir los efectos del cambio climático, también busca fomentar la equidad social y económica. Las iniciativas gubernamentales como la propuesta colombiana de una Transición Energética Justa son un avance importante, ya que reconocen la necesidad de diversificar la matriz energética y fomentar una economía más resiliente y sostenible.

El análisis de costos y escenarios energéticos son insumos para la formulación de políticas y la toma de decisiones informadas. No obstante, es esencial que se lleven a cabo estas políticas de manera completa y coordinada, involucrando a varios actores y teniendo en cuenta los aspectos sociales, económicos y ambientales de la transición energética justa. Así, para hacer frente a la crisis climática, es necesario un compromiso y acción coordinados a todos los niveles de la sociedad y el gobierno. Solo a través de una cooperación internacional sólida y un liderazgo político valiente será posible edificar un futuro más sostenible y justo para todos.

En resumen, los resultados de las inversiones del escenario BAU, MEI, TEJ3% y TEJ4% se presentaron considerando tanto la oferta como la demanda energética. Esto implica la inclusión de elementos costeados como el CAPEX y la infraestructura, desarrollados con una lógica inductiva para cada sector. Por el lado de la demanda, se consideran los sectores residencial, transporte, industrial y terciario, mientras que por el lado de la oferta se incluyen electricidad e hidrógeno. Estos resultados se presentaron en un rango de precios determinado por dos escenarios económicos respecto a los precios de las tecnologías: moderado y optimista.

Este análisis presenta las inversiones estimadas para los escenarios BAU, MEI, TEJ3% y TEJ4%, considerando tanto el valor total como su proporción respecto al

producto interno bruto (PIB), con rangos definidos por límites superior e inferior, asociado a supuestos moderados y optimistas, respectivamente.

En el escenario BAU, las inversiones totales como porcentaje del PIB fluctúan entre el 5,7% en 2030 y el 6,3% en 2050, para el límite optimista. En el escenario moderado, estos valores oscilan entre el 6,3% y el 10,1% en el mismo período, lo que refleja un esfuerzo económico importante y necesario para mantener la tendencia del mercado energético nacional.

Para el escenario MEI, las inversiones totales en relación con el PIB también muestran una tendencia creciente. En el límite optimista, las cifras varían del 7,2% en 2030 al 5,6% en 2050; mientras que en el límite moderado se mantienen más estables, entre el 8% y el 8,5% en el mismo período. Esto indica que las políticas en marcha permiten mantener altos niveles de inversión, aunque con una disminución gradual a medida que se optimizan los recursos y se mejoran la eficiencia y la tecnología.

Para TEJ3% las inversiones son más altas inicialmente, representando un 9,2% del PIB en 2030, pero disminuyen hasta el 6,2% en 2050; para el límite optimista. En el límite moderado, estas inversiones se mantienen en niveles más elevados, con un rango de entre 11,3% y 10,3%. Este comportamiento sugiere que un crecimiento económico del 3% impulsa una mayor necesidad de inversión en infraestructura y tecnologías energéticas al principio, para luego estabilizarse conforme avanza la transición hacia un sistema energético más justo y sostenible.

Finalmente, en el escenario de reindustrialización de TEJ 4% las inversiones totales como porcentaje del PIB comienzan en un 8,8% en 2030 y disminuyen a 6,4% en 2050, en el límite optimista. En el límite moderado, estas cifras varían entre el 10,8% y el 9%. Este escenario muestra una tendencia similar a TEJ 3%, aunque el crecimiento del PIB más acelerado debido a la reindustrialización implica mayores inversiones iniciales y un nivel más elevado de estabilidad en el tiempo, lo que refleja el esfuerzo adicional requerido para revitalizar el sector industrial mientras se implementa la transición energética.

En cuanto a la distribución de las inversiones por sector, se destaca una mayor participación del sector transporte en ambas tendencias, seguido del sector residencial y el sector eléctrico. Estos resultados concuerdan con las estimaciones realizadas por el Centro Regional de Estudios de Energía (CREE, 2023) y el Plan de Acción Inmediata para la Reactivación y Transformación del Uso Racional de Energía (PAI-PROURE) de la UPME (2022), lo que refuerza la validez de los análisis presentados.

Es importante señalar que estas inversiones son fundamentales bien sea para garantizar la continuidad y el desarrollo del mercado energético nacional, o para implementar medidas en diferentes escalas que le apuesten del carbono neutralidad, encaminado a enfrentar los desafíos planteados por la transición hacia un sistema energético más sostenible y resiliente. La adecuada asignación de recursos y la implementación eficaz de políticas son clave para alcanzar los objetivos establecidos en materia de energía y cambio climático en el horizonte temporal contemplado. Estos resultados proporcionan una visión integral de los costos asociados a los diferentes escenarios, permitiendo a los tomadores de decisiones evaluar y comparar diferentes estrategias energéticas en términos de viabilidad económica y ambiental.

Referencias

- Adler, L., & Hlavacek, J. D. (1976). The Relationship between Price and Repair Service for Consumer Durables. *Journal of Marketing*, 40(2), 80-82.
<https://doi.org/10.1177/002224297604000213>
- Bellamy-Foster, J. (2022). *Capitalism in the anthropocene: Ecological ruin or ecological revolution*. Monthly Review Press
- CREE (2023). *Estudio para la Hoja de Ruta de la Transición Energética*.
<https://creenergia.org/wp-content/uploads/2023/04/Estudio-Hoja-de-Ruta-TE-2050.pdf>
- DNP (2023a). *Documento Conpes 4129. Política Nacional de Reindustrialización*. DNP.
<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4129.pdf>
- DNP (2023b). *Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026: Colombia, Potencia Mundial de la Vida*.
- DNP (2023b). *Documento Conpes 4129. Política Nacional de Reindustrialización*. DNP.
<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4129.pdf>
<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/plan-nacional-de-desarrollo-2022-2026-colombia-potencia-mundial-de-la-vida.pdf>
- DANE (2018). *Censo Nacional de Población y Vivienda - CNPV – 2018*. DANE.
<https://microdatos.dane.gov.co/index.php/catalog/643>
- Enerdata (2023). *Global Energy Trend 2022*.
<https://es.enerdata.net/publicaciones/informes-energeticos/tendencias-energeticas-mundiales.html>

Energy Institute (2023). *Statistical Review of World Energy 2023*.

Fouz, D.M., Carballo, R., López I., González, X.P., Iglesias, G. (2023). A methodology for cost-effective analysis of hydrokinetic energy projects, *Energy*, Volume 282, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128373>.

García-Montoya, Carlos A., López-Lezama, Jesús M., & Román, Tomás Gómez San. (2020). Estimación del gasto total (TOTEX) de empresas de distribución mediante modelos de red de referencia y de fronteras de eficiencia. *Información tecnológica*, 31(1), 183-192. <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642020000100183><https://www.energyinst.org/statistical-review>

Gromek-Broc, K. (2023). *Regional Approaches to the Energy Transition*. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-19358-3_1

Hyndman, Koehler, Ord & Snyder. (2008). *Forecasting with Exponential Smoothing. The State Space Approach*. Springer. Berlin

IEA (2022). *World energy Outlook 2022*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022/executive-summary?language=es>

IEA (2023a). *CO2 Emissions in 2023: A new record high, but is there light at the end of the tunnel?* <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>

IEA (2023b). *World energy Outlook 2023*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO. (2023). *Tracking SDG 7: The Energy Progress Report*. World Bank, Washington DC. <https://trackingsdg7.esmap.org/downloads>

IPCC (2022). *Climate change 2022 Mitigation of climate change*. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/resources/press>

IRENA (2023), *World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>

IRENA (2021). *World Energy Transitions Outlook. 1.5°C Pathway*. International Renewable Energy Agency.

<https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>

- Lafond, F., Bailey, A. G., Bakker, A.D., Rebois, D., Zadourian, R., McSharry, P. & Farmer, J.D. (2018). How well do experience curves predict technological progress? A method for making distributional forecasts. *Technological Forecasting and Social Change*, 128, 104-117, <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2017.11.001>.
- Malin, S. A. (2021). Examining the Anthropocene. A Contested Term in Capitalist Times. In S. Ryder, K. Powlen, M. Laituri, S. A. Malin, J. Sbicca & D. Stevis (Eds.). *Environmental Justice in the Anthropocene: From (Un)Just Presents to Just Futures* (pp. 10-18). Abingdon: Routledge.
- McKinsey & Company. (2022a). *The net-zero transition. What it would cost, what it could bring*. MGI. <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/the-net-zero-transition-what-it-would-cost-what-it-could-bring>
- McKinsey & Company (2022b). *Global Energy Perspective 2022*. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2022>
- McKinsey & Company (2023). *An affordable, reliable, competitive path to net zero*. <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/an-affordable-reliable-competitive-path-to-net-zero#/>
- Ministerio de Minas y Energía (2023). *Escenarios nacionales. Transición Energética Justa. Rutas que nos preparan para el futuro*. MME. https://www.minenergia.gov.co/documents/10442/3._Escenarios_nacionales_TEJ._Rutas_que_nos_preparan_para_el_futuro.pdf
- Ministerio de Comercio Industria y Turismo (2023). *Presentación política de reindustrialización*. MICIT. <https://www.mincit.gov.co/prensa/noticias/documentos-noticias/20-02-2023-presentacion-politica-de-reindustrializ.aspx>
- Moore, J. W. (2020). *El capitalismo en la trama de la vida. Ecología y acumulación de capital* (Castro, M.J., Trad.) Traficantes de sueños. <https://jasonwmoore.com/wp-content/uploads/2021/04/Moore-Introduccion-la-doble-internalidad-la-historia-cuando-la-naturaleza-importa-2020.pdf>

- ONU. (2021). *Informe de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2021*. ONU.
https://unstats.un.org/sdgs/report/2021/The-Sustainable-Development-Goals-Report-2021_Spanish.pdf
- O'Hara, K. D. (2022). *Climate change in the anthropocene*. Elsevier.
<https://doi.org/10.1016/C2019-0-00507-9>
- PNUD (2021). *Informe regional de desarrollo humano 2021. Atrapados: Alta desigualdad y bajo crecimiento en América Latina y el Caribe*.
<https://www.undp.org/es/latin-america/publicaciones/informe-regional-de-desarrollo-humano-atrapados-alta-desigualdad-y-bajo-crecimiento-en-america-latina-y-el-caribe>
- Superintendencia de Servicios públicos Domiciliarios (2017). *Zonas no interconectadas – ZNI Diagnóstico de la presentación del servicio de energía eléctrica 2017*. Superservicios.
<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/diagnosticozni-superservicios-oct-2017%20%281%29.pdf>
- United Nations (2023a). *Global Sustainable Development Report 2023: Times of crisis, times of change: Science for accelerating transformations to sustainable development, Independent Group of Scientists appointed by the Secretary General United Nations, New York*.
https://sdgs.un.org/sites/default/files/2023-09/FINAL%20GSDR%202023-Digital%20-110923_1.pdf
- United Nations (2023b). *The Sustainable Development Goals Report. Special edition*. <https://unstats.un.org/sdgs/report/2023/>
- United Nations Development Programme (2020). *Annual report 2020*.
<https://www.undp.org/es/publicaciones/informe-anual-del-pnud-2020>
- UPME (2018). *Balance energético colombiano*.
https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Documento_metodologico_BECO_2018.pdf
- UPME, IREES & TEP (2019). *Primer balance de energía útil para Colombia y cuantificadores de las pérdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética*.
https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance_energia_util/BEU-Residencial.pdf

UPME (2022). *Plan de acción indicativo. PROURE. Programa de Uso Racional y Eficiencia de Energía.*
<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PROURE.aspx>

UPME (2023). Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2022 – 2052.
https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf

Wallenhorst, N. & Wulf, C. (Ed.) (2023). Handbook of the Anthropocene. Springer.
10.1007/978-3-031-25910-4

Zweifel, P., Praktiknjo, A., & Erdmann, G. (2017). *Energy economics; Theory and applications.* Springer Texts in Business and Economics.
<https://doi.org/10.1007/978-3-662-53022-1>

Anexo A. Presentación de OPEX y costo de energéticos por sector

A.1. Sector Residencial

- Costos de operación (OPEX)

Los OPEX son todos aquellos costos recurrentes y operativos necesarios para el funcionamiento diario de una infraestructura energética frente a su gestión y mantenimiento. A diferencia de los CAPEX los costos de operación son recurrentes y se generan durante la totalidad del ciclo de vida del bien. Para efectos del costeo de la demanda en el sector residencial, en términos de los dispositivos de consumo de uso final, el OPEX hace referencia a la inversión realizada para garantizar que los bienes electrodomésticos sean energéticamente útiles para los diferentes usos.

Al haber en Colombia una limitación práctica para obtener datos sobre el OPEX para el sector residencial, se asumió una *proxy* para el conjunto de bienes electrodomésticos en general del 0% y el 2% del CAPEX. En correspondencia, se realizó una revisión de literatura en materia de los OPEX, así en un estudio de 500 hogares de Estados Unidos, Adler y Hlavacek (1976), concluyeron que en promedio los hogares estarían dispuestos a pagar para reparación un máximo del 20% del precio de los productos más costos (que son los de interés para el presente examen). Por su parte, McCollugh estimó la relación entre el precio de reparación y el precio de reemplazo de una muestra de bienes sobre el efecto del ingreso en los hogares; así pues, la relación entre el precio promedio de reparación y el precio promedio de reemplazo fue del 20%.

Con base en lo anterior, en la tabla 3 se detalla la matriz que contiene los bienes específicos que se asume serán demandados por este sector. En cuanto a los OPEX, se estableció que para los bienes tipo A del sector residencial este correspondería anualmente al 2% del CAPEX y para los bienes tipo B del sector residencial se fijó un OPEX anual igual a cero.

Tabla A1. Bienes de consumo de uso residencial.

Definición	Uso	Combustible	Tipo
URBANO	Calor directo	Electricidad SIN	A
		Gas natural	A
	Calentamiento de agua	Gas natural y tanques de paso	A
		Electricidad\ Electricidad Tanque	A
		Electricidad\ Electricidad de paso	A

		Electricidad\ Electricidad ducha	A
	Iluminación	Iluminación bombillos UE	B
	Refrigeración	Aire acondicionado\Mini split	A
		Aire acondicionado\Pared o ventada	A
		Aire acondicionado\central	A
		Neveras	A
	Fuerza Motriz	Lavadora	A
		Ventiladores	A
	TV	Convencional CRT	A
		LED & LCD	A
	Otros	All others	

Fuente: elaboración propia.

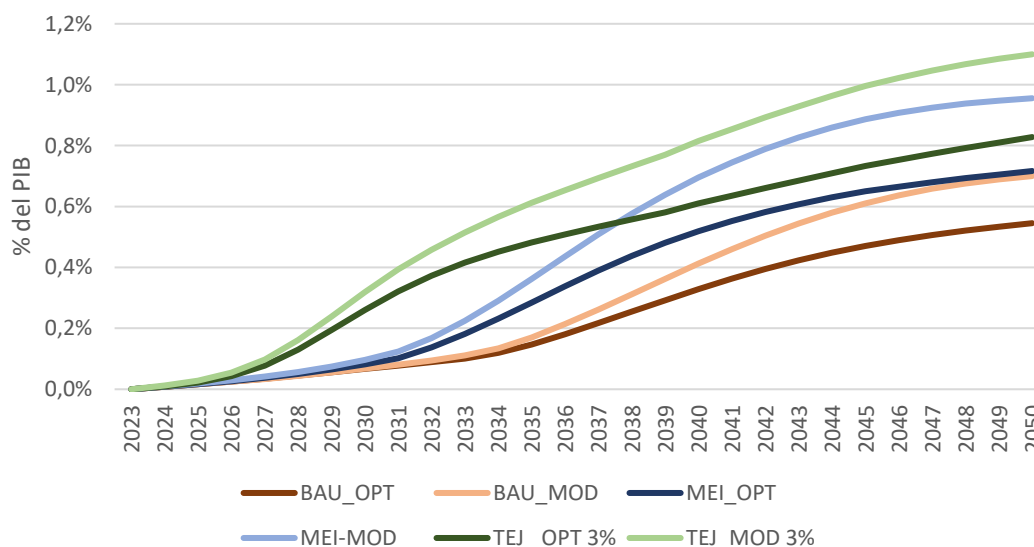
En correspondencia con lo anterior, para la estimación de los costos futuros de adquirir y operar los bienes de consumo residencial tipo A se fijaron los OPEX anual de cada uno de estos como un 2% del CAPEX. Dada la relación del 20% entre los costos de reparación y reemplazado, y asumiendo una vida útil de diez años. Claro está, los costos de reparación no suelen presentarse al inicio de la vida útil de estos bienes, sino después. Por lo anterior, se toma el 2% es el promedio anual de los costos de reparación. Por último, para los bienes tipo B se asume que no hay OPEX. Estos corresponden, a saber, a iluminación, que también se agrupan en los bienes tipo B, son bienes de consumo de uso no duradero. Estos se desechan apenas acaba su vida útil, no son reparados ni implican costos de operación.

Estimación costo de OPEX para el sector residencial

En consecución con lo anterior, los resultados parciales de la estimación de los OPEX del sector residencial se presentan para los cuatro escenarios energéticos: Escenario tendencial Business As Usual (BAU), Políticas acordadas (MEI), Transición Energética Justa con PIB al 3% (TEJ3%) y Transición Energética Justa con PIB al 4% (TEJ4%); asimismo, dentro de estos, están los dos escenarios económicos: Escenario Moderado, enfocado en los supuestos macroeconómicos presentados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público del MFMP y, el escenario Optimista el cual asume un crecimiento más controlado de la inflación y la tasa de cambio.

En consecuencia, todos los escenarios presentan en las estimaciones realizadas desde el 2023 al 2050 de los costos de operación una dinámica creciente en el tiempo, esto como producto del acumulado de los bienes, además de la necesidad de mantenimiento por el uso dado en el tiempo. No obstante, varían los costos dependiendo es escenario. De esta manera, para el escenario BAU, los costos en la primera década no sobrepasan el 0,1% del PIB, ya para la década de 2040 el costo oscila entre 0,3% y 0,4% del PIB, finalizando el 2050 con un costo de entre 0,5% y 0,7% del PIB, por su parte, el escenario MEI presenta para la primera década un comportamiento similar al de BAU, ya para el final de la proyección, el costo de MEI es entre el 0,7% y 0,9% siendo mayor que en BAU dado que aquí sí existe una mayor necesidad de gastos por reparación o mantenimiento en tecnologías reemplazadas.

Figura A1. Estimación OPEX por escenarios



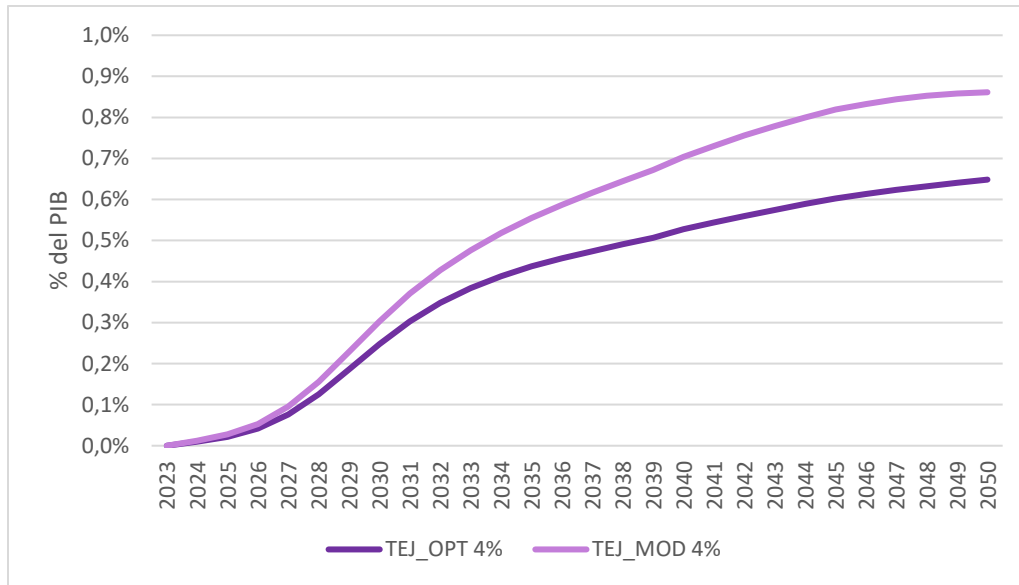
Fuente: elaboración propia

Por su parte, para TEJ3% en el año 2030 se proyecta un OPEX del 0,3% del PIB cerrando el 2050 en con un costo entre el 0,8% es el escenario optimista y el 1,1% en el escenario moderado. En esta serie de precios se evidencia que TEJ3% los costos de operación son prematuros en comparación con MEI y BAU, asimismo, el costo en el tiempo es mayor entre los escenarios económicos, esto se debe a que en TEJ3% la penetración de nueva tecnología es exponencialmente mayor en comparación con los demás escenarios. Lo que conlleva, por un lado, a genera mayores gastos en OPEX y, por otro lado, a tener mayor eficiencia energética y menor pérdida de energía que acarrea gastos tarifarios.

El escenario TEJ4% es más económico que TEJ3%, esto responde a que, con la reindustrialización, hay mayor crecimiento económico, y con ello, mayor capacidad de

pago por mantenimientos. En el inicio de la serie la diferencia de costos es mínima frente al % del PIB, pero en el horizonte temporal de las estimaciones, la brecha entre los dos escenarios TEJ crece y en el año 2050 alcanza una diferencia de 0,2% del PIB.

Figura A2. Estimación OPEX TEJ 4%



Fuente: elaboración propia

- **Consumo de energéticos**

El consumo de los energéticos, junto con el CAPEX y el OPEX, componen los dispositivos de consumo de uso final en el sector residencial (DCUF), para su estimación se contemplaron los escenarios energéticos (BAU, MEI, TEJ3% Y 4%) junto con los dos escenarios económicos (Moderado, Optimista) estimados con base en el uso de cuatro energéticos: el gas natural, la leña, el GLP y la electricidad, esta última considerada para dos frentes, el SIN y el ZNI.

El escenario BAU presenta mayores costos en relación con MEI y TEJ; este resultado tiene su justificación al seguir las tendencias actuales con una eficiencia energética menor en comparación con los otros escenarios. Por su parte, MEI presenta una somera mayor eficiencia energética lo que hace que el costo sea menor en relación con el porcentaje del PIB, llegando a ser más económico que TEJ 3% desde el año 2042 al año 2050. El escenario TEJ 3% es más económico y presenta mayor eficiencia energética en los primeros 18 años de la estimación. Sin embargo, los últimos 8 años presenta una tendencia exponencialmente positiva por la alta demanda de energéticos que acarrea al final del periodo. Con los supuestos de

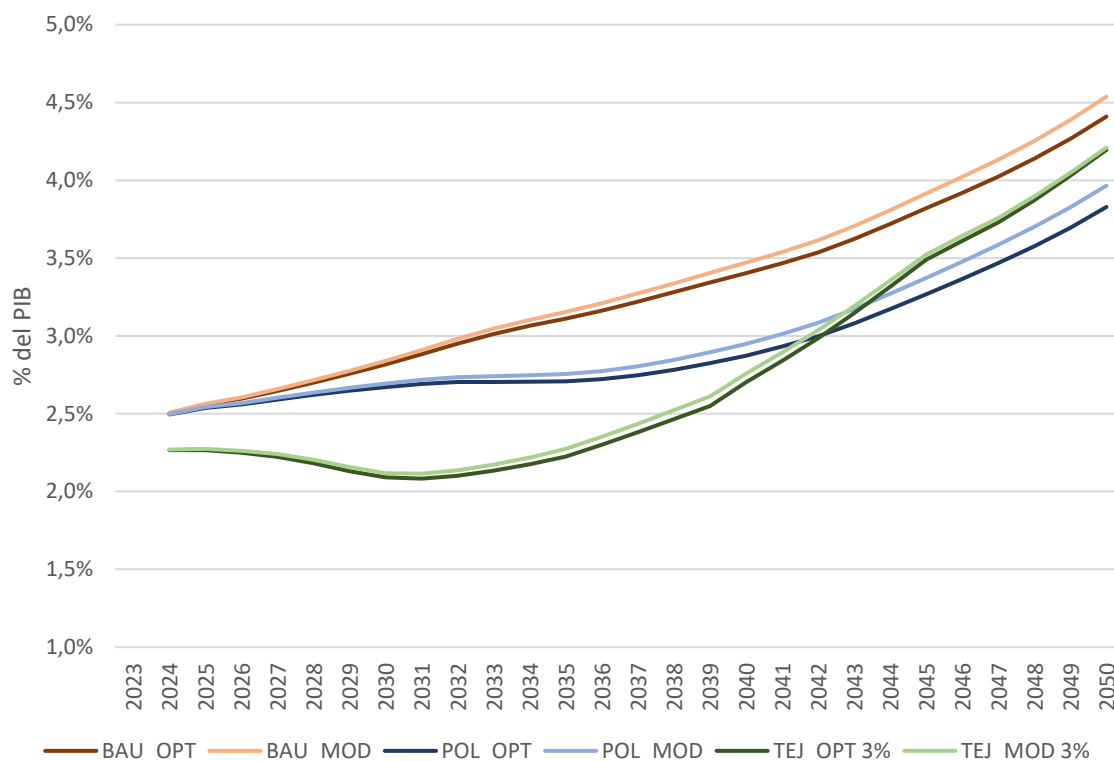
crecimiento al 4% del PIB como resultado de la reindustrialización, TEJ sería el escenario más económico frente al costo de los energéticos.

En las estimaciones realizadas desde el 2024 al 2050 para los costos de consumo de energéticos se muestra una dinámica creciente para todos los escenarios. Sin embargo, para BAU, el costo en relación con PIB tiene una tendencia positiva durante el periodo estimado que oscila entre el 2,5% y el 4,5% del PIB en toda la serie. Además, proyecta para el 2024 un costo de \$27 billones de pesos que corresponde al 2,5% del PIB, para el 2030 el costo en billones equivale a \$36,9 billones en el escenario Optimista, mientras que para el escenario Moderado se calcula un costo de \$37,2 billones. Ya para el año 2050 el costo en el escenario Moderado es de \$104,3 billones correspondiente al 4,4% del PIB y en el escenario Optimista es de \$107,3 billones que representa el 4,5% el PIB.

Por su parte, el escenario MEI estima un costo que oscila entre el 2,5% y el 3,9% del PIB en toda la serie. Para los dos escenarios económicos, Optimista y Moderado, se proyecta para el 2024 un costo de \$27 billones de pesos que corresponden al 2,5% del PIB, igual que para el escenario BAU. Sin embargo, ya para el año 2030 el costo en billones se proyecta en \$35 billones en el escenario Optimista, y \$35,3 billones en el escenario Moderado. Asimismo, para el 2040 el costo se estima en \$50,6 y \$52 billones de pesos para Optimista y Moderado respectivamente, \$10 billones de pesos menos que el escenario BAU para el mismo año. Ya para el año 2050 el costo en el escenario Optimista es de \$90,5 billones correspondiente al 3,8% del PIB y en el escenario Moderado es de \$93,8 billones que representa el 3,9% el PIB. En comparación con el escenario BAU, el escenario MEI cuesta 14 billones menos para el año 2050 que corresponde a medio punto porcentual respecto al PIB.

Para TEJ 3% el costo promedio entre el 2024 y el 2050 es del 2,9% del PIB. Para el inicio de la serie, los dos escenarios económicos proyectan un costo de 2,3% del PIB que corresponde a 3 billones menos en comparación con los escenarios BAU y MEI. El ahorro que se genera con la Transición Energética Justa para el año 2030 frente a los otros dos escenarios energéticos, con el mismo supuesto de crecimiento económico, está entre \$7 y \$10 billones de pesos puesto que el costo se estima que sea de \$27 billones de pesos. Asimismo, para el año 2040 el costo será de \$47,6 y 48,6 billones para los escenarios Optimista y Moderado respectivamente. Finalmente, para el año 2050 el costo del consumo de los energéticos en la TEJ oscila entre \$99,2 y \$99,6 correspondiente a 3% del PIB.

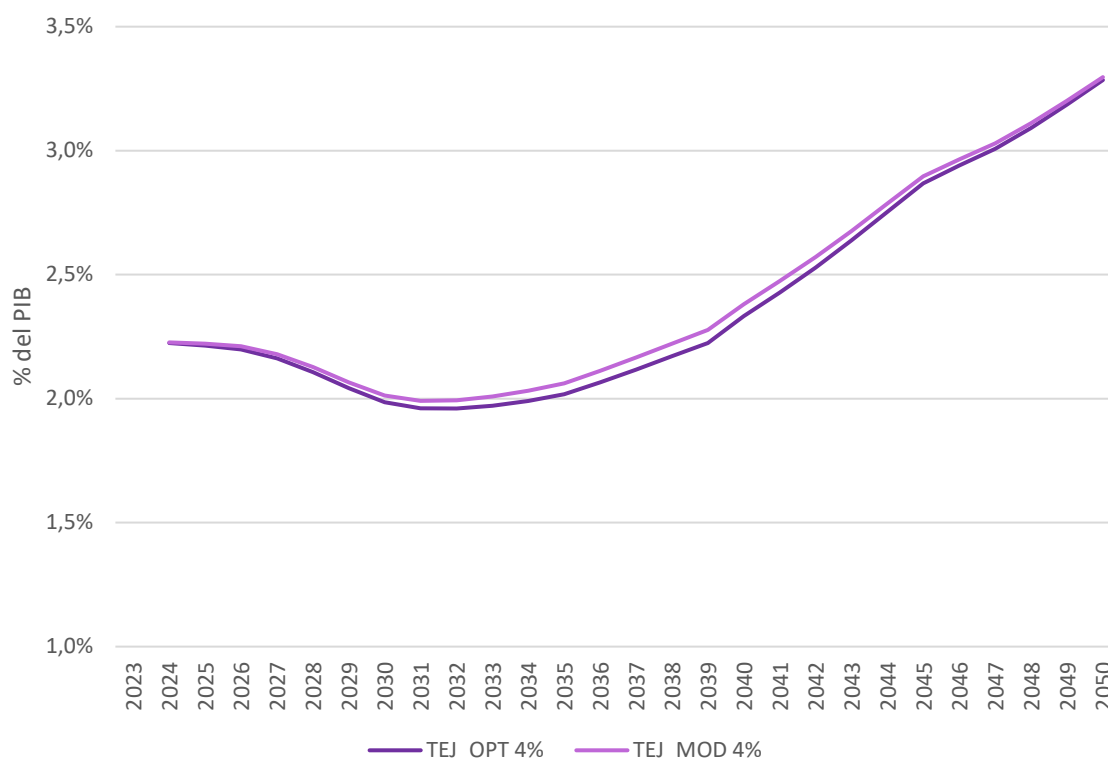
Figura A3. Costo consumo de energéticos por escenario



Fuente: elaboración propia

Frente a las estimaciones para TEJ con un crecimiento del 4% en el PIB, los tres primeros años son constantes tanto para Moderado como para Optimista, para luego en el año 2027 iniciar un descenso leve en el costo hasta llegar a una estabilidad hasta el año 2035 con un costo de 2,1% del PIB para Moderado y 2% del PIB para Optimista. A partir del año 2036, inicia una tendencia positiva hasta el año 2050 donde los dos escenarios económicos proyectan un costo del 3% del PIB.

Figura A4. Costo consumo de energéticos TEJ4%



Fuente: elaboración propia

Los tres primeros años de la proyección no presentan gran diferencia entre TEJ3% y TEJ4%, dado que la reindustrialización se implementará con el tiempo. Para el año 2027 la diferencia se proyecta en 0,06% del PIB, sin embargo, a partir del año 2028, la diferencia entre la Transición Energética Justa con un crecimiento del 3% y con un crecimiento del 4%, aumenta exponencialmente hasta el año final de la proyección, es decir 2050. Ya en el año 2039, la diferencia entre estos escenarios es de 0,3% del PIB y para el año 2050 esta diferencia aumenta a 1% del PIB. La diferencia se entiende porque al haber reindustrialización, los precios de los energéticos se proyectan sean más económicos y haya mejores capacidades para su adquisición.

A.2. Sector transporte.

- **Costos de operación (OPEX)**

Considerando que dentro de los supuestos de proyección para el sector transporte se contempla el ingreso de nuevo parque automotor para cada uno de los años planificados, las actividades de mantenimiento para el OPEX corresponden a aquellas necesidades básicas de una revisión preventiva mínima general en un periodo de un año. Dicho brevemente, cambio de aceite de motor, cambio empaque de cárter, cambio de filtro de aceite de motor, engrase y limpiador de frenos, cambio

filtro de aire motor, alineación y balanceo, mano de obra, estimación de cambio de llantas por acumulación de kilómetros y para algunas categorías y tipos de energéticos como GNV aquellos gastos de revisión periódica y pruebas hidrostáticas. A continuación, se presentan los datos de la metodología utilizada:

A. Definición de los costos de operación: Para poder establecer el OPEX anual de los vehículos, se definieron los costos en los que incurriría cada unidad de transporte. Esta definición se hizo en función de la disposición del vehículo y el nivel de desgaste en el que incurre de acuerdo con su nivel de operación.

B. Identificación de la frecuencia de los costos de operación: Con base en la definición de la disposición de cada categoría de vehículos, así como del kilometraje anual recorrido para cada una de ellas, se identificaron las frecuencias de los mantenimientos. En ese orden de ideas, se hace posible identificar las cantidades de mantenimientos requeridos, bien sea en función del costo por mantenimiento anual, que se hizo para los vehículos particulares; o en función del costo por kilómetro, definido fundamentalmente para los de carga y transporte de pasajeros.

C. Determinación de los costos de operación por categoría: Una vez definidos los criterios de asignación de costos, así como la frecuencia de estos, se definieron los costos anuales de operación para cada una de las categorías de transporte, Automóviles, Taxis, Camionetas – Livianas de Carga, Pasajeros – Microbuses, Pasajeros – Buses y Busetas, Carga – Camiones, Carga – Tractocamiones, Motos

Según referencias de literatura, se definen los costos de operación y mantenimiento para transporte terrestre como un porcentaje anual del costo de la inversión inicial. En ese orden de ideas, para la identificación de precios de los mantenimientos de cada tipo de vehículo, se hizo una revisión de estudios pro categoría. A continuación, se presentan los resultados más relevantes para cada caso:

Bus Masivo: Orhan Topal, Ismail Nakir. (2018) Desarrolla un modelo con base en el “Zero-Emission Bus Purchase and Operation Model (ZEBusPOM)”, con el objetivo de pasar a un sistema de transporte público sostenible y de emisiones cero, en Estambul, Turquía. Para esto se desarrolla un análisis del Costo Total de Propiedad (TCO, por las siglas en inglés de “Total Cost of Ownership”). Dentro del estudio, se testean y comparan tres buses de distinto tipo de combustible: Diésel, CNG (gas natural) y eléctrico. Fuente: (Topal & Nakir, 2018, p. 7). Se presenta la comparación entre los costos de los tres tipos de buses y la relación entre el costo de adquisición y los costos de operación y mantenimiento (M&O). Se observa que los M&O para cada tipo de bus durante cinco años son, respectivamente: 37.400, 65.300 y 81.000 euros. Así pues, los M&O para cada tipo de bus cada año sería: 7.480, 13.060 y 16.200 euros. En síntesis, la relación entre los M&O y el costo de adquisición de cada

tipo de bus (que puede entenderse como el CAPEX) sería, respectivamente de: 5.9%, 7.4% y 4.51% anual.

Automovil: Lambros et, al (2016) realizan estimación del TCO para tres tipos de vehículos: de combustión interna, híbridos y eléctricos. En este cálculo, 2015 es el año base de los costos y las proyecciones tienen como base el U.S. Consumer Price Index. Dentro del TCO se encuentra el valor presente de: “1) Vehicle retail cost including tax, 2) Lifetime operation cost from the time of vehicle purchase to the time of scrapping, including fueling, maintenance, taxes, insurance, registration and driving license costs” («Total Cost of Ownership and Externalities of Conventional, Hybrid and Electric Vehicle», 2017, p. 268). Se observa, entonces, que la relación entre el costo de adquisición del vehículo y el costo de operación, basado en una vida útil de 10.6 años, es prácticamente unitaria. Salvo el vehículo eléctrico, en el cual la relación es menor. En concreto, el costo de operación anual por vehículo respectivamente es de: \$2.311, \$2.058 y \$2.249 (dólares). Así mismo, la relación entre los M&O y el costo de adquisición de cada tipo de bus (que puede entenderse como el CAPEX) sería, respectivamente de: 8.52%, 7.45% y 7.12% anual.

Se presentan adelante las relaciones de los costos anuales de operación con el costo de capital, en porcentaje:

Tabla A2. Bienes de consumo de uso residencial.

Drivetrain	Cost position	A/B			C/D			J		
		Min.	Avg.	Max.	Min.	Avg.	Max.	Min.	Avg.	Max.
ICEV	Capital cost	7584	11435	30220	13297	20049	52987	16106	24284	64179
	Maintenance & repair cost	38,13%	25,29%	9,57%	21,75%	14,42%	5,46%	17,96%	11,91%	4,51%
HEV	Capital cost	11436	14712	27645	18471	24481	48302	22602	29809	56955

Mainten ance & repair cost	2720	23,7 8%	18,4 9%	9,8 4%	14,7 3%	11,1 1%	5,6 3%	12,0 3%	9,12 %	4,7 8%
PHEV	Capital cost	172 42	233 61	34 11 8	269 90	354 34	55 28 8	323 80	430 13	64 55 4
Mainten ance & repair cost	2700	15,6 6%	11,5 6%	7,9 1%	10,0 0%	7,62 %	4,8 8%	8,34 %	6,28 %	4,1 8%
BEV	Capital cost	203 19	274 10	38 79 7	283 42	393 96	60 14 7	343 57	478 85	70 89 1
Mainten ance & repair cost	2348	11,5 6%	8,57 %	6,0 5%	8,28 %	5,96 %	3,9 0%	6,83 %	4,90 %	3,3 1%

Fuente: elaboración propia

Transporte de Carga: Lebeau et, al. (2015). Compara la estructura de costos entre vehículos convencionales y eléctricos, para que los gestores de flota evalúen la competitividad real de estos vehículos. En correspondencia, se desarrolla un modelo TCO para evaluar la competitividad de los cuadríciclos y los vehículos comerciales ligeros para las empresas de transporte de mercancías. Se presentan resultados para 7 vehículos eléctricos de batería, 5 vehículos diésel y 3 vehículos de gasolina. El periodo de propiedad asumido en el modelo TCO es de diez años (Lebeau et al., 2015, p. 555). Se observa en la estructura de costos de los vehículos, que los BEV aventajan a los convencionales en cuanto a menores costos de operación. Sin embargo, los precios de adquisición de los convencionales son más baratos. Así mismo, el costo de las baterías en el caso de los BEV reduce aún más ventaja obtenida gracias a los costos de operación. (Lebeau et al., 2015, p. 558).

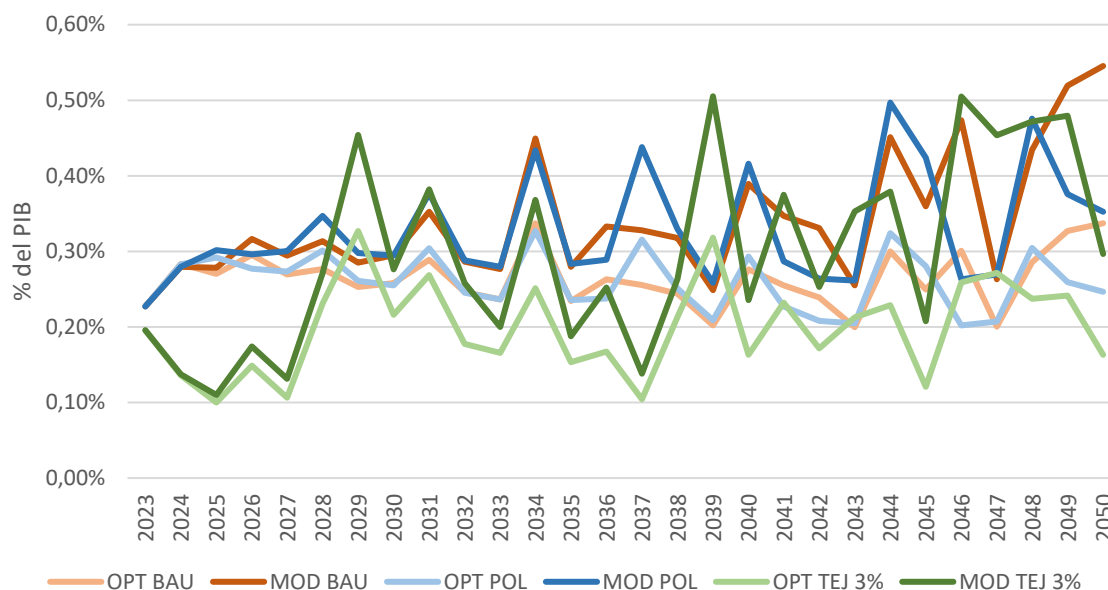
Al presentar los modelos de los vehículos se señala el costo de adquisición de las respectivas baterías. Se observa que la relación, de los vehículos en que se puede estimar, es de: 14.75%, 15.95%, 9.84%, 23.08% y 19.02%.

Estimación costo OPEX sector transporte

Desde el escenario Business As Usual (BAU) el cambio tecnológico y la implementación de un sistema de transporte terrestre más sostenible, depende de la tendencia de mercado y del comportamiento de la demanda de vehículos eléctricos en cada una de las categorías. En el escenario BAU se evidencia un comportamiento estable del OPEX con un incremento desde 2042, que se explica por inversiones más intensivas en vehículos de transporte masivo, aumentando así el monto de los costos de mantenimiento en general. Asimismo, la tendencia de precios optimista presenta menores costos, con una estimación de 3,4 billones de pesos para 2030 equivalente al 0,26% del PIB y un costo estimado de 8 billones de pesos en 2050, lo cual corresponde al 0,34% del PIB. Según la tendencia moderada de precios, el costo de mantenimiento estimado es de 3,9 billones de pesos, correspondiente al 0,29% del PIB y de 12,9 billones de pesos en 2050 que equivale al 0,55% del PIB.

En el escenario MEI, se toman como punto de partida las medidas anunciadas antes de 2022, donde la implementación de las medidas de movilidad eléctrica va en función de las tendencias de mercado. Para el escenario de políticas anunciadas MEI, se evidencia un comportamiento estable del OPEX con incrementos notorios desde 2030, explicados por el aumento de las inversiones proyectadas para fortalecer los sistemas de transporte masivo, aumentando así el monto de los costos de mantenimiento. Asimismo, la tendencia de precios optimista presenta menores costos, con una estimación de 2,5 billones de pesos para 2023 que equivale al 0,23% y un costo estimado de 5,8 billones de pesos en 2050, lo cual corresponde al 0,25% del PIB. Según la tendencia moderada de precios, el costo de mantenimiento estimado es de 2,5 billones de pesos en 2023, correspondiente al 0,23% del PIB y de 8,3 billones de pesos en 2050 que equivale al 0,35% del PIB.

Figura A5. Costo OPEX – Transporte.



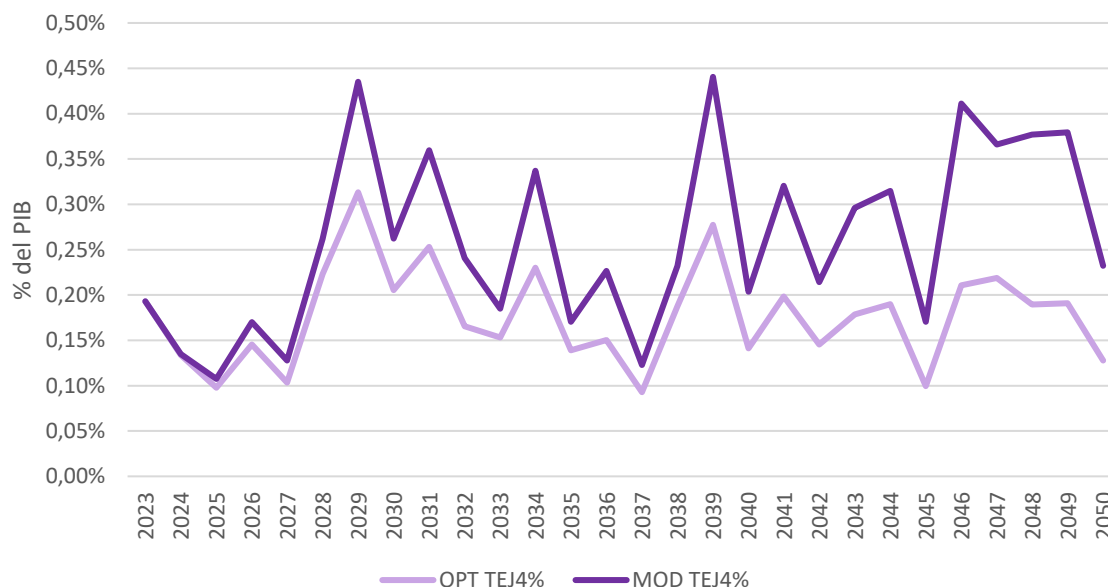
Fuente: elaboración propia

La adopción de políticas y tecnologías renovables en el sector transporte, implica para el escenario TEJ 3% un nivel de inversiones tempranas, que también se hacen evidentes en los costos de mantenimiento donde en 2039 encuentran su mayor participación con respecto al PIB. Asimismo, la tendencia de precios optimista presenta menores costos, con una estimación de 2,1 billones de pesos para 2023 que equivale al 0,20% del PIB y un costo estimado de 3,9 billones de pesos en 2050, lo cual corresponde al 0,16% del PIB. Según la tendencia moderada de precios, el costo de mantenimiento estimado es de 2,1 billones de pesos en 2023, correspondiente al 0,20% del PIB y de 7 billones de pesos en 2050 que equivale al 0,30% del PIB.

Ahora bien, respecto al escenario TEJ con crecimiento del 4 % del PIB, se resalta que plantea un supuesto de reindustrialización con lo que habrá un mayor crecimiento económico con un enfoque más productivo y sostenible. En consecuencia, la siguiente figura presenta los resultados para este escenario. La adopción de políticas y tecnologías renovables en el sector transporte, implica para el escenario TEJ un nivel de inversiones tempranas, que también se hacen evidentes en los costos de mantenimiento donde en 2029 encuentran su mayor participación con respecto al PIB. Asimismo, la tendencia de precios optimista presenta menores costos, con una estimación de 2,1 billones de pesos para 2023 que equivale al 0,19% del PIB y un costo estimado de 3,9 billones de pesos en 2050, lo cual corresponde al 0,13% del PIB. Según la tendencia moderada de precios, el costo de mantenimiento estimado

es de 2,1 billones de pesos en 2023, correspondiente al 0,19% del PIB y de 7 billones de pesos en 2050 que equivale al 0,23% del PIB.

Figura A6. Costo OPEX – Transporte – TEJ 4%.



Fuente: elaboración propia

- **Consumo de energéticos**

El transporte terrestre es el de mayor consumo energético dentro del total de la energía consumida en el sector, con más del 80% del consumo, con una mayor predominancia de los combustibles fósiles, aunque con un crecimiento reciente de las fuentes de energía renovables. (Ajanovic & Hass, 2021)

Para el caso colombiano, el sector transporte es también el de mayor consumo energético, donde en 2021 registró una demanda de 588 Petajoules (PJ), que equivale al 42% del total del país. A su vez, ha sido el de mayor crecimiento en cuanto a su participación, puesto que en 1975 representaba el 20,2% del consumo final de energía y para 1990 el 30,5% (UPME, PEN 2022-2052).

Así como el costo de CAPEX y OPEX, para la determinación de costos de los Dispositivos de Uso Final se debe contemplar del costo del consumo de energéticos para los escenarios energéticos BAU, MEI y TEJ con base en las tendencias de precios moderada y optimista. En ese orden de ideas, se presentarán los costos de consumo energético por tipo de vehículo y por fuente consumida de energía: Diésel, Gasolina, Gas Natural y Electricidad.

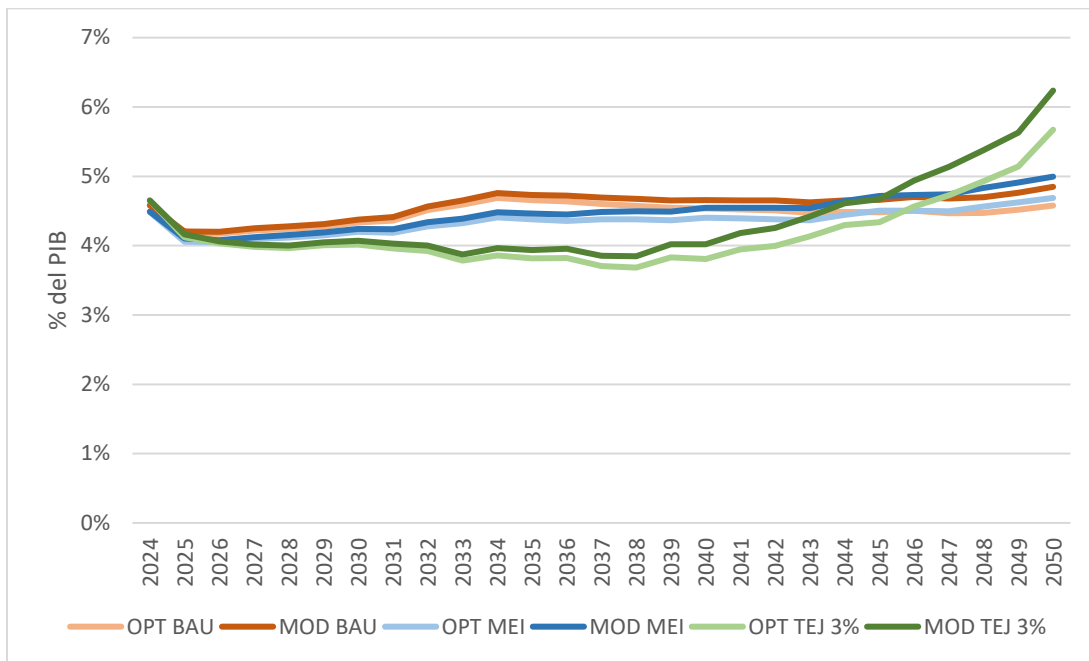
En términos relativos, el diésel representa la mayor parte del consumo energético para BAU, siendo del 56,45% en 2027 y disminuyendo ligeramente hasta 2050

donde su participación alcanza el 52,74% de participación. Asimismo, la gasolina presenta una ligera participación decreciente dentro de la demanda de energéticos siendo del 39,82% en 2023 y del 33,25% en 2050. Por otra parte, el consumo de gas natural representa el 4,93% de la participación en 2026 y asciende a 10,25% para 2050. La demanda de electricidad logra su máxima participación en 2050 con el 3,71% del consumo de energía. En términos de los costos de consumo energético en BAU, se evidencia una tendencia creciente en términos monetarios, ya que se estima un costo de 53,5 billones de pesos en 2023, equivalente al 4,94% del PIB para los dos escenarios económicos y para 2050 asciende a 114,7 billones de pesos desde la perspectiva moderada y de 108,3 billones de pesos en la optimista, correspondientes al 4,85% y 4,58% del PIB respectivamente. Asimismo, en relación con el PIB se mantiene una relativa estabilidad que oscila entre 4% y el 5% del PIB para el periodo analizado desde las dos tendencias de precios.

El diésel también representa la mayor parte del consumo energético para MEI, siendo del 54,95% en 2023 y disminuyendo progresivamente hasta 2050 donde su participación es del 43,26%. Asimismo, la gasolina presenta una ligera participación decreciente dentro de la demanda de energéticos siendo del 40,53% en 2023 y del 37,99% en 2050. Por su parte, el consumo de gas natural representa el 4,99% de la participación en 2026 y asciende a 11,54% para 2050. La demanda de electricidad logra su máxima participación en 2050 con el 7,21% del consumo de energía. De esta manera, se presenta un crecimiento constante del costo del consumo de los energéticos, donde se estima un costo de 52,6 billones de pesos en 2023, correspondiente al 4,86% del PIB para los dos escenarios económicos y para 2050 asciende a 118,1 billones de pesos desde la perspectiva moderada y de 108,6 billones de pesos en la optimista, que equivalen al 4,99% y 4,69% del PIB respectivamente. De esta manera, en cuanto al esfuerzo económico en relación con el PIB, se mantiene una relativa estabilidad entre 4 % y 5 % del PIB entre 2023 y 2050 desde las dos tendencias de precios analizadas.

Para TEJ se evidencia una reducción de la participación del diésel dentro del consumo energético, siendo del 56,61% en 2023 y disminuyendo significativamente hasta 2050 donde su participación es del 16,78%. Asimismo, la gasolina presenta una tendencia similar dentro de la participación en la demanda de energéticos siendo del 38,86% en 2023 y del 18,99% en 2050. Por su parte, el consumo de gas natural representa el 4,18% de la participación en 2023 y asciende a 12,04% para 2050. La demanda de electricidad es la de mayor crecimiento en cuanto a su participación, siendo del 0,35% en 2023, logrando consolidarse como el energético de mayor consumo en 2050 con el 52,19% de la demanda de energía.

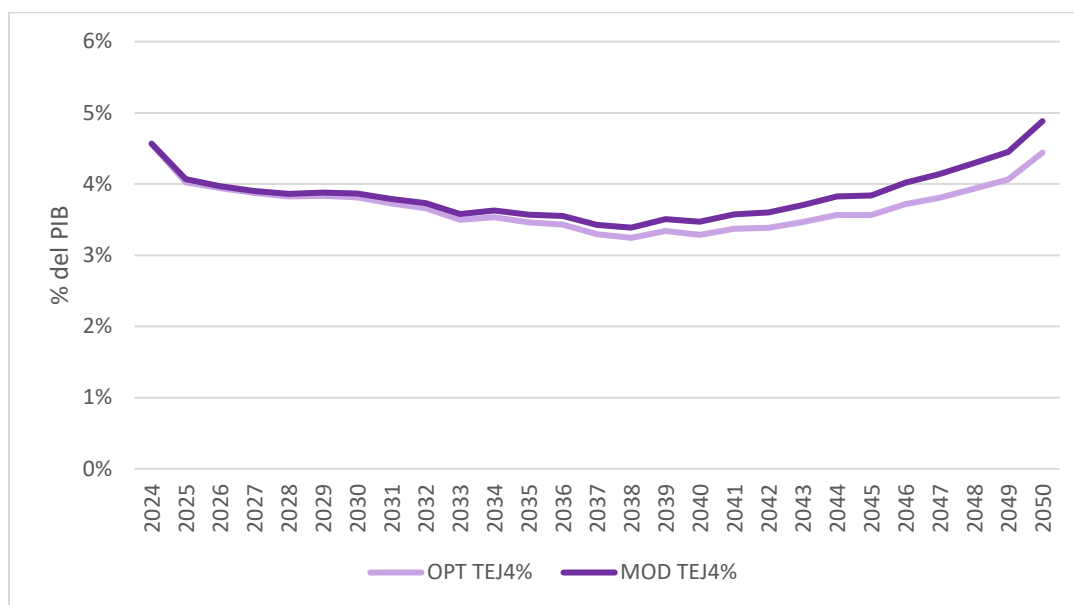
Figura A7. Consumo de energéticos – Transporte.



Fuente: elaboración propia

Desde este escenario TEJ con crecimiento del 3% del PIB, se evidencia una reducción del costo en relación con el PIB hasta 2037, con un costo estimado de 59,8 billones de pesos en la tendencia optimista y de 62,2 billones de pesos para la tendencia moderada, correspondientes al 3,71% y 3,85% del PIB respectivamente. Para 2050, el costo asciende a 134,2 billones de pesos desde la perspectiva optimista y de 147,5 billones de pesos en la moderada, que equivalen al 5,67% y 6,24% del PIB respectivamente. En cuanto al esfuerzo económico respecto al PIB, se mantiene una relativa estabilidad de entre 5 % y 6 % del PIB entre 2023 y 2050 desde las dos tendencias de precios analizadas.

Figura A8. Consumo de energéticos – Transporte TEJ4%



Fuente: elaboración propia

Ahora bien, desde este escenario TEJ con crecimiento del 4% del PIB, se evidencia una reducción del costo en relación con el PIB hasta 2037, con un costo estimado de 59,8 billones de pesos en la tendencia optimista y de 62,2 billones de pesos para la tendencia moderada, correspondientes al 3,30% y 3,43% del PIB respectivamente. Para 2050, el costo asciende a 134,2 billones de pesos desde la perspectiva optimista y de 147,5 billones de pesos en la moderada, que equivalen al 4,44% y 4,88 del PIB respectivamente. En cuanto al esfuerzo económico respecto al PIB, se mantiene una relativa estabilidad de entre 4 % y 5 % del PIB entre 2023 y 2050 desde las dos tendencias de precios analizadas.

A.3. Sector Industrial

- Costos de operación (OPEX)

El OPEX, que engloba los costos de operación y mantenimiento de la maquinaria industrial, constituye una parte esencial de la evaluación financiera en la transición hacia tecnologías más eficientes y sostenibles. Estos costos incluyen gastos recurrentes asociados con la utilización diaria de la maquinaria, tales como mantenimiento preventivo y correctivo, repuestos, entre otros.

$$\begin{aligned}
 & (\text{Matriz de CAPEX por Usos y Fuentes Energéticas})_{COP} * 6\% \\
 & = (\text{Matriz de OPEX por Usos y Fuentes Energéticas})_{COP}
 \end{aligned}$$

En la estimación del costo anual, el OPEX se destaca como un componente significativo que puede ser calculado como un porcentaje del CAPEX invertido en la adquisición inicial de la maquinaria. Dada la limitación práctica para obtener datos sobre los OPEX de cada uno de los dispositivos de uso industrial, se asumió como un *proxy* general. En correspondencia, se realizó una revisión de literatura en materia de los OPEX y se revisó la base de datos de *Technology Data for Industrial Process Heat* proporcionado por la Agencia de Energía Danesa.

Las conclusiones parciales derivadas de la estimación de los Gastos Operativos (OPEX) en el sector industrial se presentan meticulosamente en relación con los cuatro escenarios energéticos identificados: el Escenario Tendencial, conocido como Business As Usual (BAU), las Medidas en Implementación (MEI), la Transición Energética Justa con un PIB al 3% (TEJ3%), y la Transición Energética Justa con un PIB al 4% (TEJ4%). Cabe destacar que dentro de estos escenarios se contemplan dos enfoques económicos distintos: el Escenario Moderado, basado en los supuestos macroeconómicos delineados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público del Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP), y el escenario Optimista, caracterizado por un crecimiento más controlado de la inflación y la tasa de cambio.

En el actual estudio, el análisis y cálculo del Gasto Operativo (OPEX) en el sector industrial se efectúa aplicando un porcentaje del OPEX respecto al Capital de Gastos (CAPEX) del 6%, conforme a la literatura revisada y el Catálogo de Tecnologías de la Agencia Danesa. Este enfoque establece una conexión directa entre el OPEX y el CAPEX, siendo determinante en el momento de tomar decisiones de inversión. La evolución tecnológica también desempeña un papel crucial en la relación OPEX/CAPEX. En este sentido, algunas inversiones de capital centradas en tecnologías más eficientes, lo que se traduce en una reducción de los costos operativos a lo largo del tiempo.

La estimación del OPEX para el sector industrial, considerando una vida útil de 15 años, refleja un enfoque prudente en la planificación de los gastos operativos y de mantenimiento a lo largo del horizonte temporal. Esta duración específica se selecciona con el objetivo de abordar adecuadamente la depreciación de los activos y la necesidad de mantener un rendimiento óptimo a lo largo de su ciclo de vida.

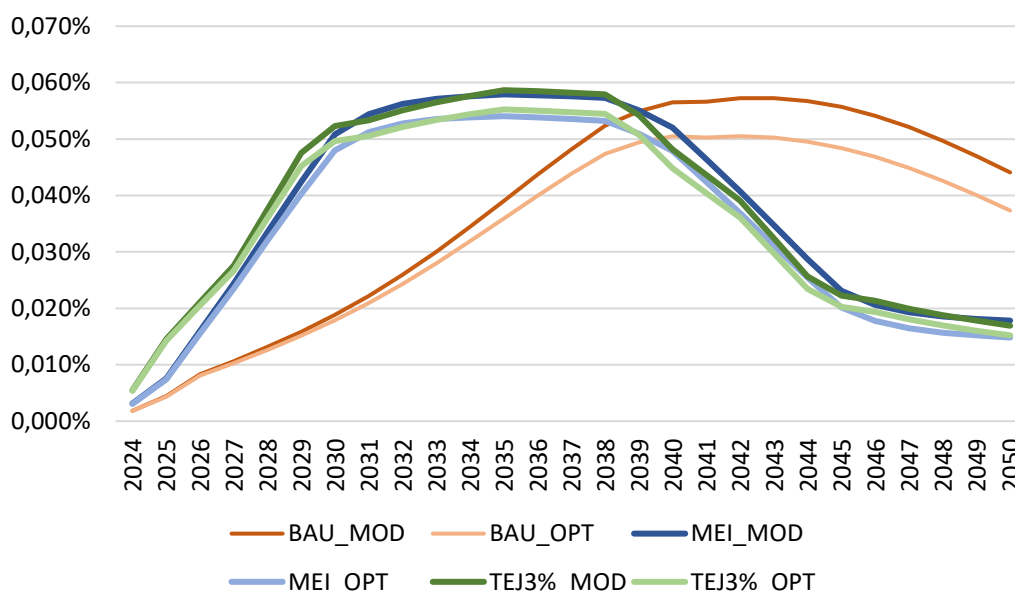
Estimación costo de OPEX para el sector industrial

En el escenario Business As Usual (BAU) para el sector industrial, se contempla un cambio tecnológico al ritmo actual del mercado, reflejando las tendencias existentes en la industria de energías renovables. Inicialmente, la curva presenta una pendiente suave, indicando una adopción gradual de nuevas tecnologías. A medida que avanza en el tiempo, se evidencia un aumento del OPEX. Posteriormente, desde 2042 la

curva experimenta una desaceleración, ya que los costos se distribuyen de manera más sostenida hasta el año 2050. Este enfoque se basa en la actual dinámica del mercado y refleja el escenario esperado en términos de adopción y evolución tecnológica en el sector industrial. En el análisis de las estimaciones de costos de operación realizadas desde el año 2024 hasta el 2050, se observa una dinámica creciente a lo largo del tiempo. Este incremento se atribuye al acumulado de bienes y a la necesidad continua de mantenimiento debido al uso prolongado. En el escenario BAU, los Gastos Operativos (OPEX) muestran una variación total entre 16.3 y 18.3 billones de pesos desde 2024 hasta 2050. Esta cifra equivale a un porcentaje anual promedio apenas cercano al 0,035% del Producto Interno Bruto (PIB).

En el escenario MEI, se observa una correspondencia en la dinámica entre los Gastos Operativos (OPEX) y el Capital de Gastos (CAPEX). Se observa que el OPEX alcanza su punto máximo en el año 2035, un poco más tarde que el pico del CAPEX que se presenta en el año 2029. Esta discrepancia temporal entre los puntos máximos refleja la acumulación progresiva de costos operativos y de mantenimiento, destacando la importancia de considerar no solo los costos iniciales de inversión, sino también la gestión eficiente de los gastos operativos a medida que la infraestructura industrial avanza en su vida útil. Dentro del escenario MEI, los costos operativos (OPEX) exhiben una fluctuación que oscila entre 15.0 y 16.3 billones de pesos desde el año 2024 hasta el 2050. Esta cifra representa anualmente apenas un porcentaje cercano al 0,04% del Producto Interno Bruto (PIB) en promedio.

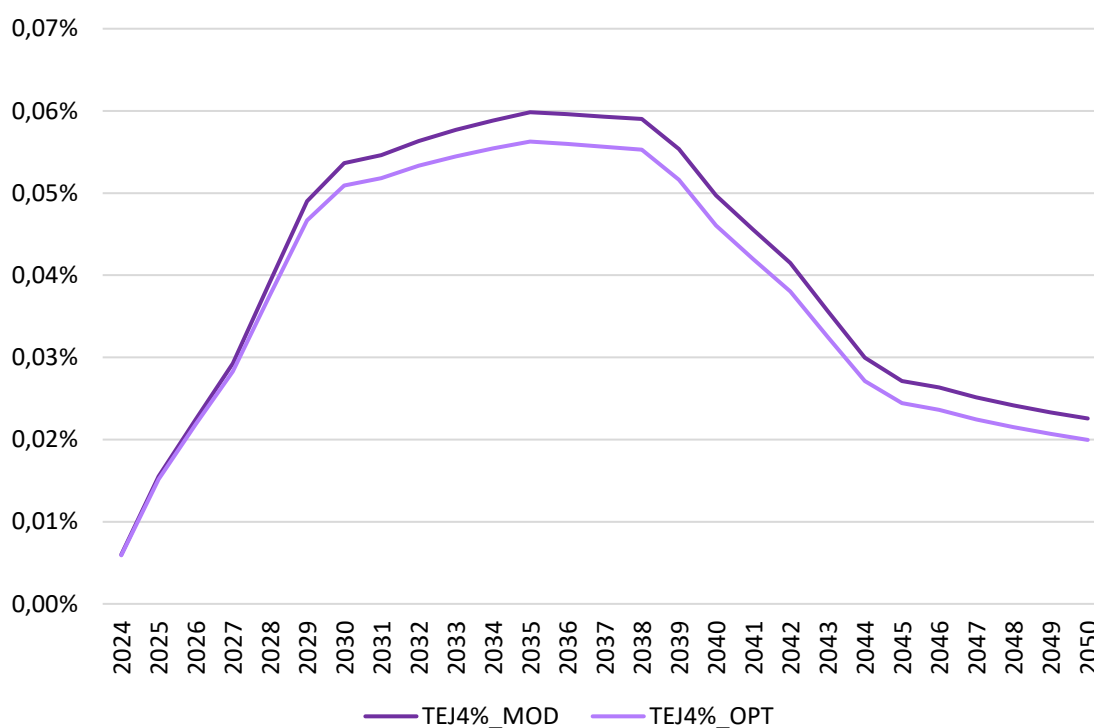
Figura A9. Costo OPEX – Industrial



Fuente: elaboración propia

En el escenario de Transición Energética Justa (TEJ), la fase de acumulación de gastos operativos, que alcanza su punto álgido entre 2030 y 2040, sigue a la fase de inversión en capital (CAPEX). Este patrón temporal sugiere que después de realizar inversiones significativas en infraestructuras y tecnologías durante la etapa inicial, se observa un aumento notable en los gastos operativos en el período posterior. Esta dinámica puede ser indicativa de la necesidad de mantenimiento y operación de las nuevas instalaciones, así como de la gestión continua de la transición hacia prácticas industriales más sostenibles. Particularmente para TEJ 3% se proyecta un costo total de operación que oscila entre 15.3 y 16.4 billones de pesos colombianos a lo largo del horizonte temporal considerado. Este rango representa la estimación de los gastos operativos asociados con la transición energética en el contexto del crecimiento económico previsto en el escenario.

Figura A10. Costo OPEX– Industrial TEJ 4%



Fuente: elaboración propia

En el escenario de Transición Energética Justa (TEJ) con un crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) del 4%, los costos totales de operación se estiman entre 1.6 y 1.7 billones de pesos colombianos a lo largo del horizonte temporal. Este incremento en comparación con el escenario TEJ3% se atribuye al crecimiento asumido en la industria, generando un aumento en la capacidad instalada y, por ende, un aumento en los gastos operativos asociados con el desarrollo industrial proyectado.

- Consumo de energéticos

El consumo de energéticos en el sector industrial desempeña un papel crucial en los costos de producción y está intrínsecamente vinculado a la capacidad de crecimiento de la industrial. Por lo tanto, el uso eficiente de los energéticos en los procesos, se traduce directamente en una mayor rentabilidad, ya que costos más bajos permiten a las empresas destinar recursos a otras áreas estratégicas o reinvertir en tecnologías más avanzadas y sostenibles. En el contexto de la transición hacia maquinaria más eficiente y menos contaminante, entender y optimizar el consumo de energía en el sector industrial se convierte en un imperativo estratégico.

(Matriz de consumos por Usos y Fuentes Energéticas)_{PJ}

** Precios de energéticos_{COP/PJ}*

= (Matriz de costo de energéticos por Usos y Fuentes Energéticas)_{COP}

Para abordar esta variable crítica, también se han considerado los escenarios energéticos delineados en nuestro estudio (BAU, MEI, TEJ3%; TEJ4%). En el escenario Business as Usual (BAU), donde la adopción de tecnologías es más gradual, se anticipa un crecimiento sostenido en los gastos de energéticos, como la electricidad, a lo largo del tiempo. Este aumento se debe a la menor eficiencia de las tecnologías existentes, que resulta en un consumo más elevado en algunos usos energéticos y, por ende, en costos energéticos en aumento.

Por otro lado, en los escenarios de cumplimiento de políticas (MEI) y de la Transición Energética Justa (TEJ), se espera un efecto positivo de las mejores eficiencias implementadas. No obstante, la tendencia del precio de la energía de aumentar en relación con los demás energéticos, puede incrementar los costos totales de los energéticos respecto al escenario BAU donde hay menor electrificación.

En el caso particular de TEJ 4%, donde se pronostica un aumento en el consumo debido a la reindustrialización, este escenario refleja la complejidad inherente a la relación entre el crecimiento económico y el consumo de energía. Aunque la industrialización puede resultar en un aumento del consumo, se espera que este escenario esté acompañado de esfuerzos para mejorar la eficiencia y mitigar el impacto de la electrificación.

En el proceso de recopilación de información sobre los costos de energéticos como Gasolina, Diésel, GLP, Leña, entre otros, se seleccionó a la proyección de precios proporcionada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la cual abarca hasta el año 2050. La consideración de esta proyección en nuestras evaluaciones asegura una base de datos actualizada y confiable, alineada con las

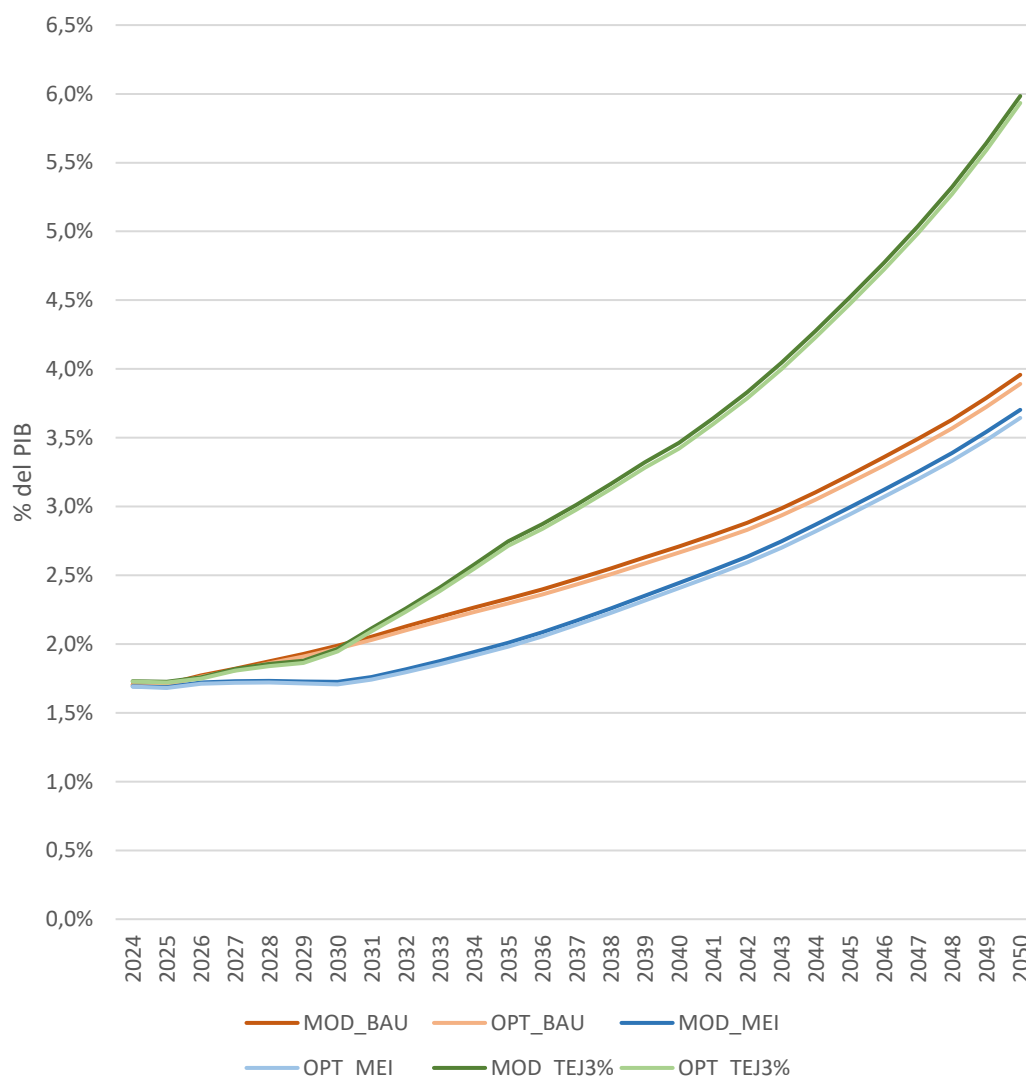
tendencias y estimaciones oficiales en el ámbito energético. En particular, para la proyección a 2050 del Gas Natural, se optó por seleccionar el promedio de las tarifas nacionales, las cuales son directamente abonadas por los consumidores. Esta elección se basa en la premisa de que las tarifas nacionales representan de manera más directa y tangible los costos reales que los usuarios asumen.

Estimación costo de consumo de energéticos sector industrial

Frente a los costos del consumo de energéticos para el escenario BAU, la tendencia es creciente en el horizonte temporal pasando de un 1,7% del PIB a un 3,9% del PIB en el 2050 con un aumento de más de dos puntos porcentuales. Para este escenario energético, se calcularon dos escenarios económicos, sin embargo, el rango entre ellos no es representativo. Por su parte, el promedio anual del costo del consumo de energéticos en el escenario tendencial es de 2,6% del PIB que representa entre \$44,5 y 45,2 billones de pesos. Aun cuando el consumo y, por consiguiente, el costo de las fuentes energéticas aumenta en este escenario, este no responde a mejora eficiencia o mayor capacidad instalada, sino al uso continuo de infraestructura sin actualización, uso de energéticos no sostenibles e ineficiencia energética.

Por otro lado, el promedio anual del costo del consumo de energéticos en el escenario MEI es de 2,4% del PIB que representa entre \$40,7 y \$41,2 billones de pesos. Para el inicio del año, el costo se estima sea de 1,7% del PIB, correspondiente a \$18,3 billones de pesos; asimismo, para la mitad del periodo estimado, en el año 2036 el costo se presume será de 2,1% del PIB equivalente a \$32 billones de pesos; mientras que para el año 2050 el costo estará en 3,7% del PIB representado \$87 billones de pesos. El aumento en el costo, junto con el aumento en el consumo, es de dos puntos porcentuales entre el inicio y el final de la estimación. Para este escenario, igual que en el escenario tendencial, el costo de las fuentes energéticas aumenta, puesto que los compromisos adquiridos demanda mayor consumo energético, aunque esto no implica mayor eficiencia.

Figura A11. Costo de energéticos – Industrial – Comparación BAU, MEI, TEJ3%.



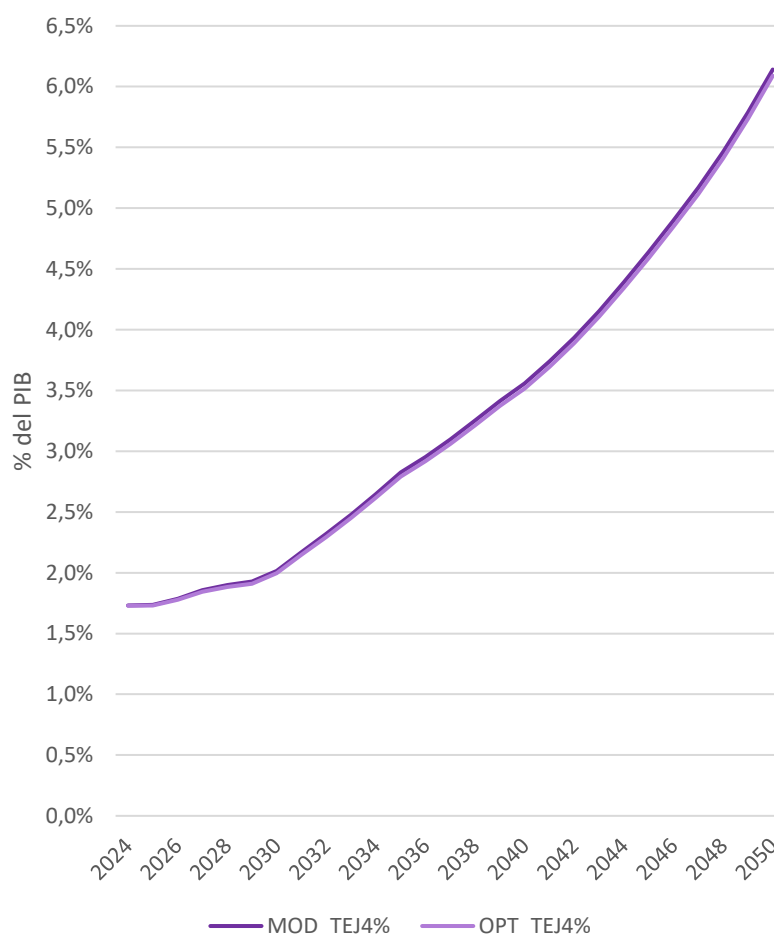
Fuente: elaboración propia

Frente a los costos del consumo de energéticos para el escenario TEJ 3%, la tendencia es creciente en el horizonte temporal pasando de un 1,7% del PIB a un 5,9% del PIB en el 2050 con un aumento de más de cuatro puntos porcentuales. Por su parte, el promedio anual del costo del consumo de energéticos en el TEJ3% es de 3,2% del PIB que representa entre \$58 y 58,6 billones de pesos. Respecto al escenario TEJ con crecimiento al 4% hay un aumento de aproximadamente cuatro y medio puntos porcentuales dado que inicia con un costo de 1,7% del PIB y para el año 2050 se estima en 6,1% del PIB. Respecto al promedio anual de TEJ 4% es de 3,3% del PIB que representan entre \$70,2 billones y \$71 billones. Los escenarios TEJ presentan un crecimiento exponencial en el costo de fuentes energéticas, debido al crecimiento directamente proporcional de su consumo como parte del aumento de

la capacidad instalada. Particularmente, para el escenario TEJ 4% la reindustrialización potencia el consumo de energéticos lo que hace que el costo aumente y que este escenario sea el más costoso en el horizonte temporal.

Los seis primeros años de la proyección no presentan gran diferencia entre TEJ3% y TEJ4%, y la tendencia se mantiene constante dado que la reindustrialización se implementará con el tiempo. Para el año 2030 la tendencia de los dos escenarios se presenta al alza constante hasta el año 2050. La diferencia entre el 2030 y el 2050 oscila entre el 0,06% del PIB y el 1,6% del PIB

Figura A12. Costo de energéticos – Industrial – TEJ4%.



Fuente: elaboración propia

A.4. Sector Terciario

- Costos de operación (OPEX)

En la estimación del costo anual, el OPEX se destaca como un componente significativo que puede ser calculado como un porcentaje del CAPEX invertido en la adquisición inicial de bienes. La proporción específica puede variar dependiendo de

la tecnología implementada y del tipo de bien. Dada la limitación práctica para obtener datos sobre los OPEX de cada uno de los dispositivos de uso industrial, se asumió como un *proxy* para el en general. En correspondencia, se realizó una revisión de literatura en materia de los OPEX y se revisó la base de datos de *Technology Data for Industrial Process Heat* proporcionado por la Agencia de Energía Danesa. En correspondencia con lo anterior, para la estimación de los costos futuros de adquirir y operar los bienes de consumo para el sector comercial y terciario se fijaron los OPEX anuales de cada uno de estos como un 6% del CAPEX.

Dado que el OPEX abarca una variedad de elementos y costos operativos, es lógico asumir que seguirá la misma tendencia que el CAPEX en cuanto a fluctuaciones y variaciones económicas. Esta correspondencia entre el CAPEX y el OPEX está respaldada por la idea de que ambos componentes están intrínsecamente entrelazados en el ciclo de vida de los activos. Los cambios en las condiciones económicas y de mercado que afectan la inversión en nuevas tecnologías (CAPEX) pueden tener un impacto directo en los OPEX, ya que ambos están ligados a la eficiencia y el rendimiento de los activos.

Estimación costo de OPEX para el sector terciario

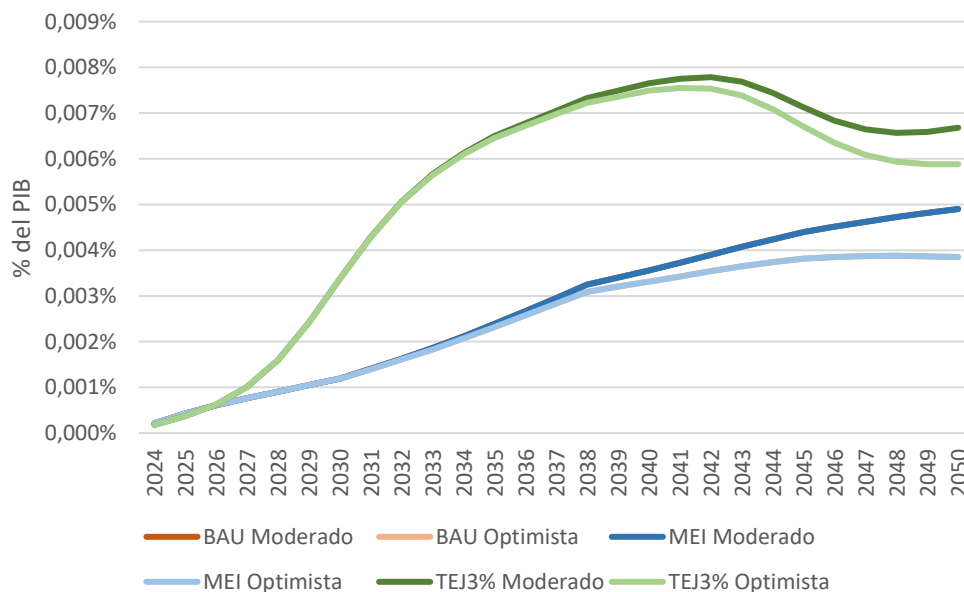
La estimación de los Gastos Operativos (OPEX) en el sector terciario (sector comercial y sector público) se presentan en relación con los cuatro escenarios energéticos identificados: el Escenario Tendencial, conocido como Business As Usual (BAU), las Políticas Acordadas (MEI), la Transición Energética Justa con un PIB al 3% (TEJ3%), y la Transición Energética Justa con un PIB al 4% (TEJ4%). Cabe destacar que dentro de estos escenarios se contemplan dos enfoques económicos distintos: el Escenario Moderado, basado en los supuestos macroeconómicos delineados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público del Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP), y el escenario Optimista, caracterizado por un crecimiento más controlado de la inflación y la tasa de cambio.

En el escenario BAU para el sector terciario, inicialmente, la curva muestra una pendiente suave, indicando una adopción gradual de nuevas tecnologías y prácticas digitales tanto en el sector comercial como en el público. A medida que avanza en el tiempo, se observa un aumento en los OPEX, reflejando la inversión continua en infraestructura tecnológica, capacitación del personal y actualización de sistemas en ambos sectores. Posteriormente, desde 2032, la brecha entre el escenario moderado y optimista se muestra más pronunciada. Hasta el año 2050, los OPEX presentan una tendencia positiva con un costo promedio anual de entre 0,002% y 0,003% del PIB.

En el escenario MEI, se replica la tendencia del escenario BAU, lo que sugiere políticas y medidas similares en ambos contextos. Inicialmente, la curva indica una transición gradual hacia nuevas tecnologías y prácticas digitales tanto en el sector comercial como en el público. Con el tiempo, los OPEX aumentan, reflejando la continua inversión en infraestructura tecnológica, capacitación del personal y actualización de sistemas en ambos sectores. Desde 2032, la brecha entre el escenario moderado y optimista se hace más notable. Hasta 2050, los OPEX muestran una tendencia positiva con un costo promedio anual de entre 0.002% y 0.003% del PIB.

En el escenario TEJ3%, se evidencia que luego de una etapa inicial CAPEX que abarca desde 2030 hasta 2040, se experimenta un período de aumento en los gastos operativos en los sectores comercial y público. Este incremento en los gastos operativos indica que, después de realizar inversiones significativas en infraestructura y tecnología al principio, es necesario continuar con esfuerzos constantes para el mantenimiento y la operación de estas nuevas instalaciones en el período posterior. Así, se proyecta un costo total de operación que oscila entre 2,5 y 2,6 billones de pesos colombianos a lo largo del horizonte temporal considerado. Este rango representa la estimación de los gastos operativos asociados con la transición energética en el contexto del crecimiento económico previsto en el escenario.

Figura A13. Estimación comparativa escenarios energéticos OPEX

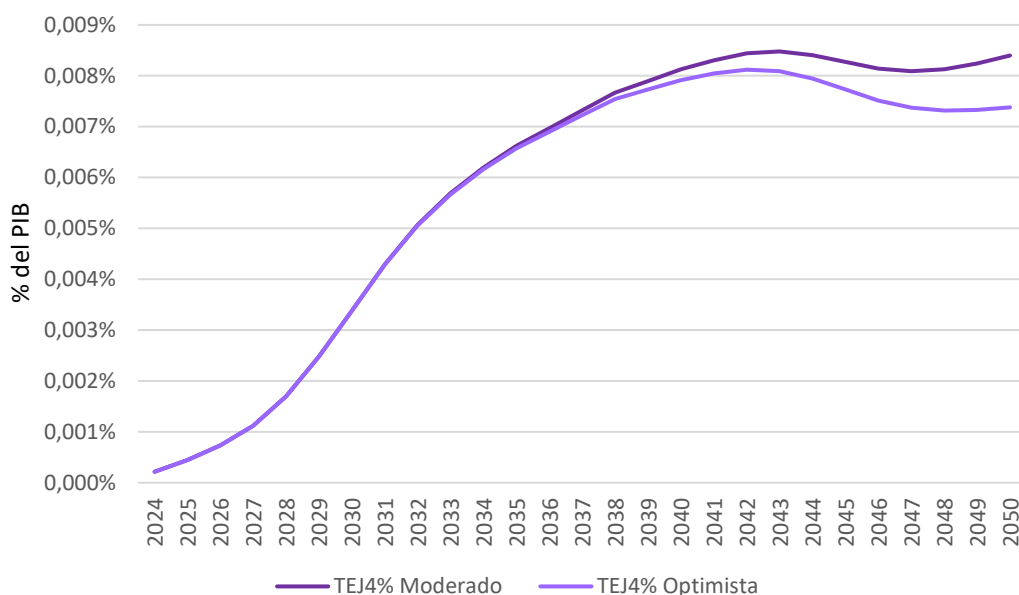


Fuente: elaboración propia

En el escenario TEJ con un crecimiento del PIB del 4%, se proyecta que los costos totales de operación en los sectores comercial y público oscilarán entre 3,2 y 3,4

billones de pesos colombianos a lo largo del período considerado. Este aumento con respecto al escenario previo se debe al crecimiento anticipado en estos sectores, lo que conlleva una expansión en la capacidad instalada y, por consiguiente, un incremento en los gastos operativos asociados con el desarrollo comercial y administrativo proyectado.

Figura A14. Estimación comparativa escenarios TEJ4%



Fuente: elaboración propia

- **Consumo de energéticos**

En el proceso de recopilación de información sobre los costos de energéticos como GLP, Gas Natural y Electricidad, se seleccionó a la proyección de precios proporcionada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la cual abarca hasta el año 2050. La consideración de esta proyección en nuestras evaluaciones asegura una base de datos actualizada y confiable, alineada con las tendencias y estimaciones oficiales en el ámbito energético.

En el análisis de los costos asociados a los energéticos, GLP y Gas Natural, se llevaron a cabo dos proyecciones: una optimista y otra moderada, alineadas con la metodología previamente descrita. La proyección optimista se caracteriza por un crecimiento controlado de los precios, mientras que el escenario moderado contempla mayores presiones de inflación y tasas de cambio.

Es importante destacar que, específicamente para la Electricidad, se consideraron diferentes niveles de generación en cada escenario (BAU, MEI, TEJ), incorporando los impactos de nuevos proyectos de energía renovable. Estas proyecciones se

diseñaron con el objetivo de capturar diversos escenarios económicos y proporcionar una evaluación integral de los costos asociados a los energéticos en el contexto de la transición energética.

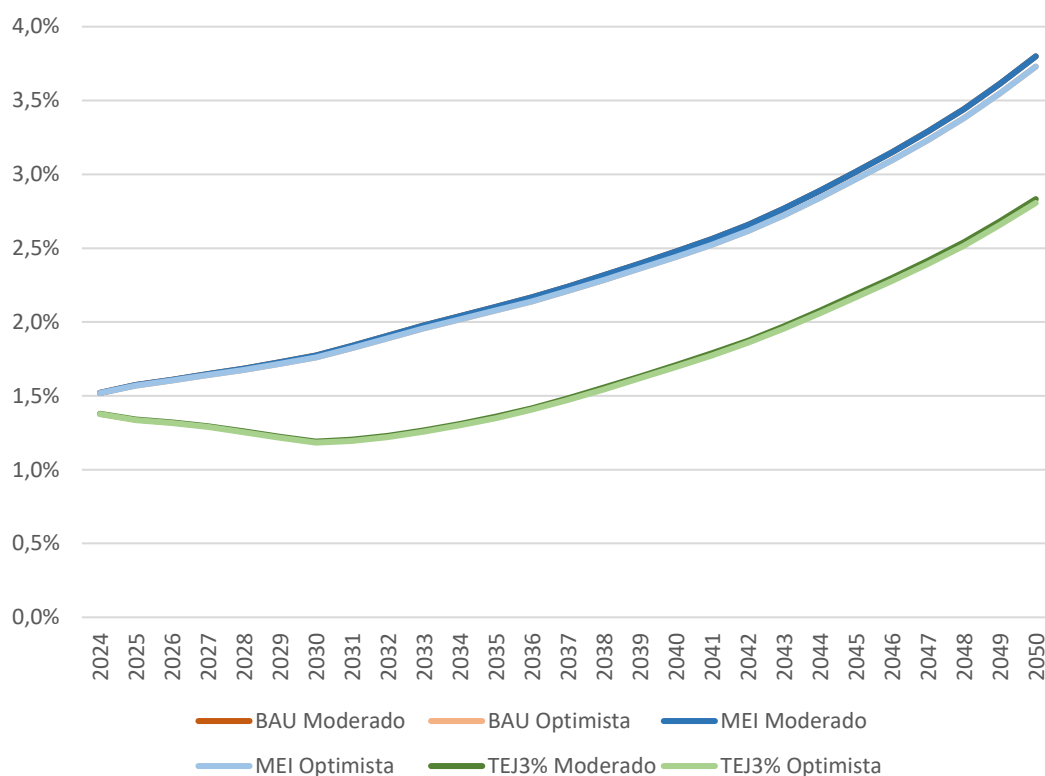
Estimación costo de consumo de energéticos sector terciario

Los costos del consumo de energéticos en el escenario BAU, presentan una tendencia creciente a lo largo del horizonte temporal. Estos costos pasan del 1,5% del PIB en 2024 al 3,8% del PIB en 2050, lo que representa un aumento de más de dos puntos porcentuales. A pesar de haber calculado dos escenarios económicos para este escenario energético, el rango entre ellos no es significativo. El promedio anual del costo del consumo de energéticos en el escenario tendencial es del 2,4% del PIB, lo que equivale a un valor entre \$41,78 y \$41,19 billones de pesos. Aunque el consumo y, por ende, el costo de las fuentes energéticas aumenta en este escenario, esto no se debe a mejoras en eficiencia o una mayor capacidad instalada, sino más bien al uso continuo de infraestructura sin actualización, el empleo de energéticos no sostenibles y la ineficiencia energética.

En el escenario MEI, se percibe una tendencia al alza a lo largo del período analizado. Estos costos se elevan del 1,5% del PIB en 2024 al 3,8% del PIB en 2050, representando un incremento de más de dos puntos porcentuales. El costo promedio anual del consumo energético en el escenario tendencial se sitúa en torno al 2,4% del PIB, lo que se traduce en una cifra entre \$41,78 y \$41,19 billones de pesos. En este escenario, similar al escenario tendencial, el costo de las fuentes energéticas aumenta, ya que los compromisos adquiridos demandan un mayor consumo energético, aunque esto no necesariamente conlleva una mejora en la eficiencia energética.

En relación a los gastos asociados al consumo de energía en el escenario TEJ 3%, se observa una tendencia ascendente a lo largo del período analizado, pasando del 1,4% al 2,8% del Producto Interno Bruto en 2050, lo que representa un incremento de más de dos puntos porcentuales. En cuanto al promedio anual del costo del consumo de energía en TEJ 3%, se sitúa en torno al 1,7% del PIB, equivalente a unos 29 billones de pesos aproximadamente.

Figura A15. Estimación costo consumo energéticos

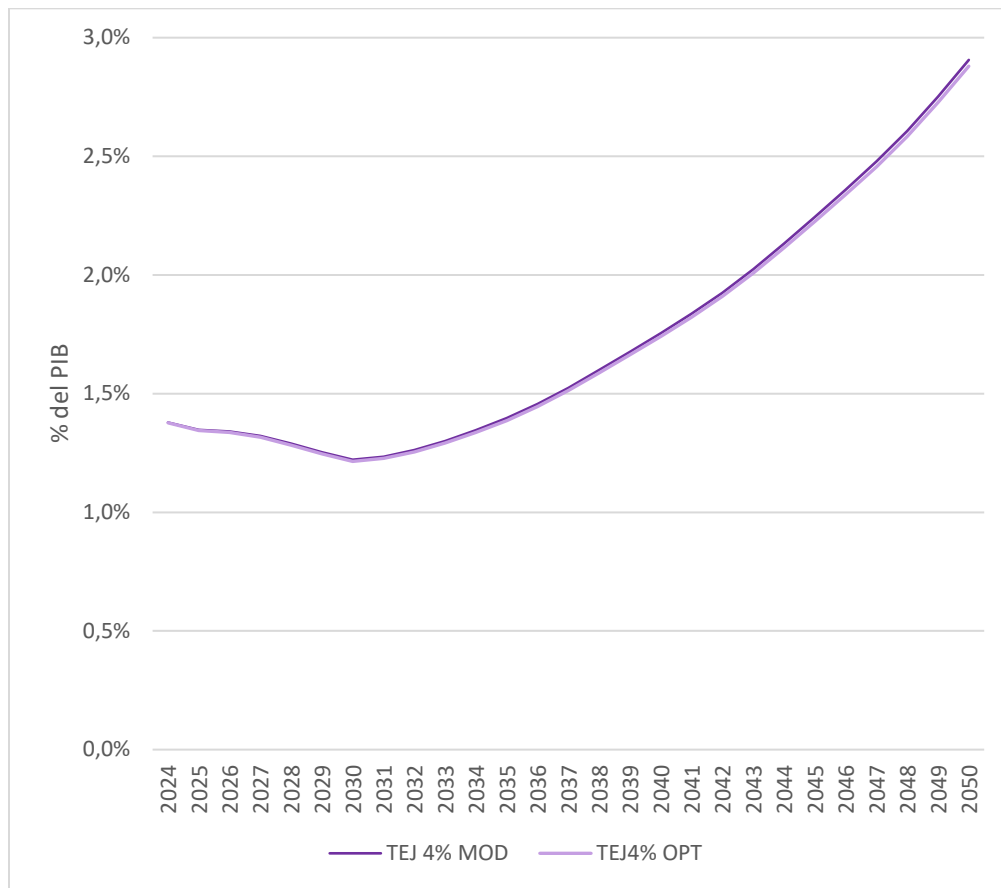


Fuente: elaboración propia

Por otro lado, en el escenario TEJ con un crecimiento del 4%, se registra un aumento de alrededor de dos puntos porcentuales, comenzando con un costo del 1,4% del PIB y alcanzando el 2,9% del PIB en 2050. El promedio anual del TEJ 4% también se estima en alrededor del 1,7% del PIB, lo que corresponde a unos 36 billones de pesos.

Ambos escenarios de TEJ muestran un crecimiento exponencial en los costos asociados al consumo de energía, debido al aumento directamente proporcional de su uso como parte de la expansión de la capacidad instalada. Específicamente, en el caso del escenario TEJ 4%, la reindustrialización impulsa el consumo de energía, lo que conlleva a un aumento en los costos y hace que este escenario sea el más costoso en el horizonte temporal.

Figura A16. Estimación costo consumo energéticos TEJ4%



Fuente: elaboración propia

A.5. Sector Eléctrico

- **Costos de operación (OPEX)**

El cálculo del OPEX para electricidad, se refiere exclusivamente a los costos necesarios para mantener en operación la infraestructura eléctrica. Este cálculo se centra en los aspectos rutinarios y no rutinarios que aseguran que los sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad funcionen de manera eficiente.

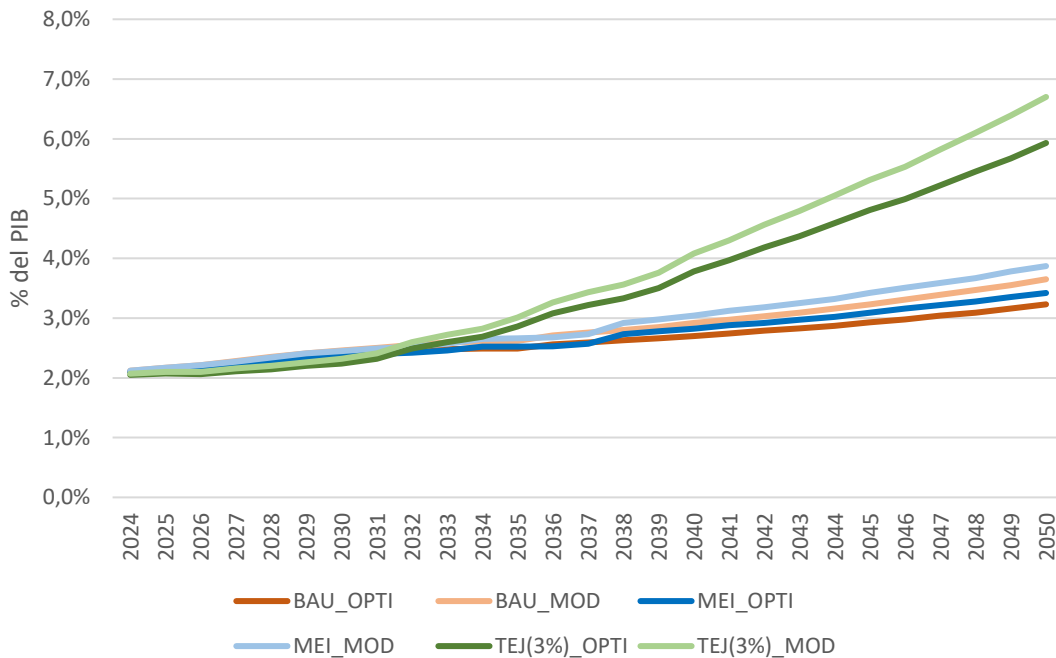
Estimación costo de OPEX para el sector electricidad

La gráfica muestra la evolución de los costos operativos de la electricidad (OPEX) como porcentaje del PIB. En general, todos los escenarios proyectan un incremento gradual en los OPEX de electricidad, con una tendencia más acentuada a partir de 2030. El escenario BAU es el que presenta el menor costo promedio con 2.62% del PIB, mientras que el escenario **TEJ 3%** refleja el mayor costo con 3.76% del PIB.

A partir de 2035, se observa una divergencia entre los escenarios, especialmente en el caso de TEJ3% , que muestra un aumento más acelerado, alcanzando casi el 7% del PIB en 2050. Los escenarios BAU y MEI mantienen un crecimiento más

controlado, llegando al 4% o 5% del PIB para el mismo año. Esto sugiere que la implementación de una transición energética justa, aunque necesaria, conlleva mayores costos operativos en el largo plazo, en comparación con una continuación de políticas.

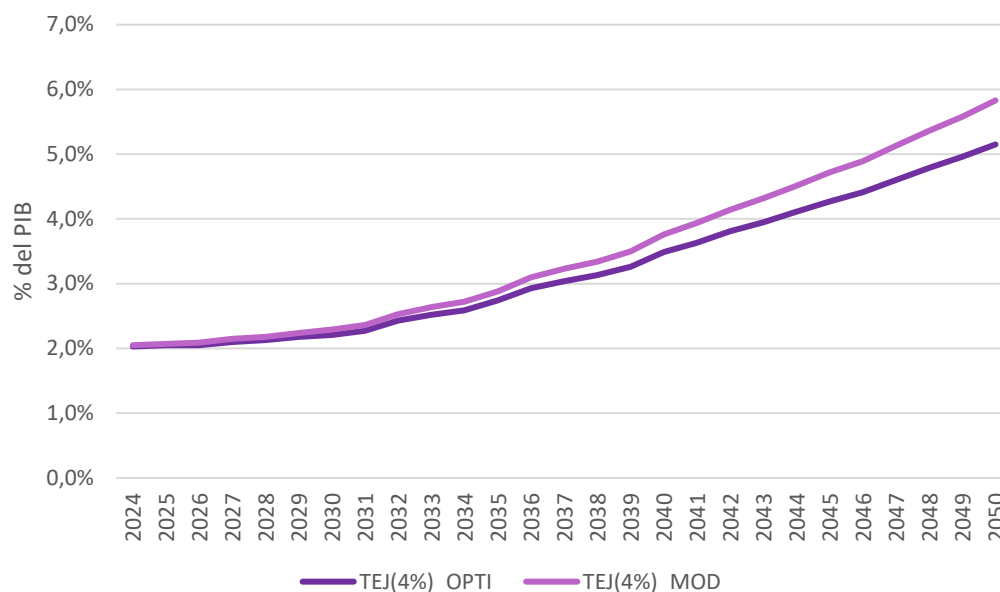
Figura A17. Costo de Opex electricidad



Fuente: elaboración propia

A largo plazo, los escenarios que implican una transformación energética más rápida, como TEJ(3%) y TEJ(4%), resultan ser los más costosos. Los escenarios más conservadores, como BAU y MEI, muestran costos más estables y menores en promedio. Sin embargo, es importante considerar que los escenarios de mayor transformación podrían conllevar beneficios adicionales en términos de sostenibilidad energética y reducción de emisiones, lo que podría compensar los mayores costos operativos en el largo plazo.

Figura A18. Costo de Opex TEJ 4%



Fuente: elaboración propia

El escenario TEJ 4% resulta ser menos costoso que el TEJ 3% debido a que está vinculado a una estrategia de reindustrialización, lo que implica una mayor inversión en infraestructura y tecnologías más eficientes que, a largo plazo, reducen los OPEX. Aunque el TEJ al 4% inicialmente parece más caro en términos de inversión, esta transformación más profunda permite un mayor aprovechamiento de economías de escala y la implementación de soluciones energéticas más sostenibles y avanzadas, lo que reduce los costos a lo largo del tiempo. Por contraste, el escenario TEJ al 3%, aunque menos ambicioso, no alcanza el mismo nivel de eficiencia ni las mejoras productivas que se logran con una reindustrialización más intensiva, lo que explica por qué, en promedio, termina siendo más costoso en términos de OPEX.

- **Costos de energéticos**

Para calcular el costo de los energéticos en la oferta de electricidad, se han considerado tres fuentes principales: Gas Natural, Carbón y Diesel. Esta selección se basa en la dificultad para estimar la cantidad de otras fuentes, como la energía solar (que depende de la cantidad de radiación solar recibida) o las hidroeléctricas (cuya disponibilidad está vinculada a los caudales de los embalses), lo cual impide asignarles un precio específico. Además, el uso de Gas Natural y Carbón abarca una gran parte del gasto en fuentes de energía.

El gas natural desempeña un papel fundamental en la generación de energía eléctrica a través de plantas termoeléctricas. En este proceso, el gas natural genera vapor a alta presión que impulsa turbinas conectadas a generadores eléctricos,

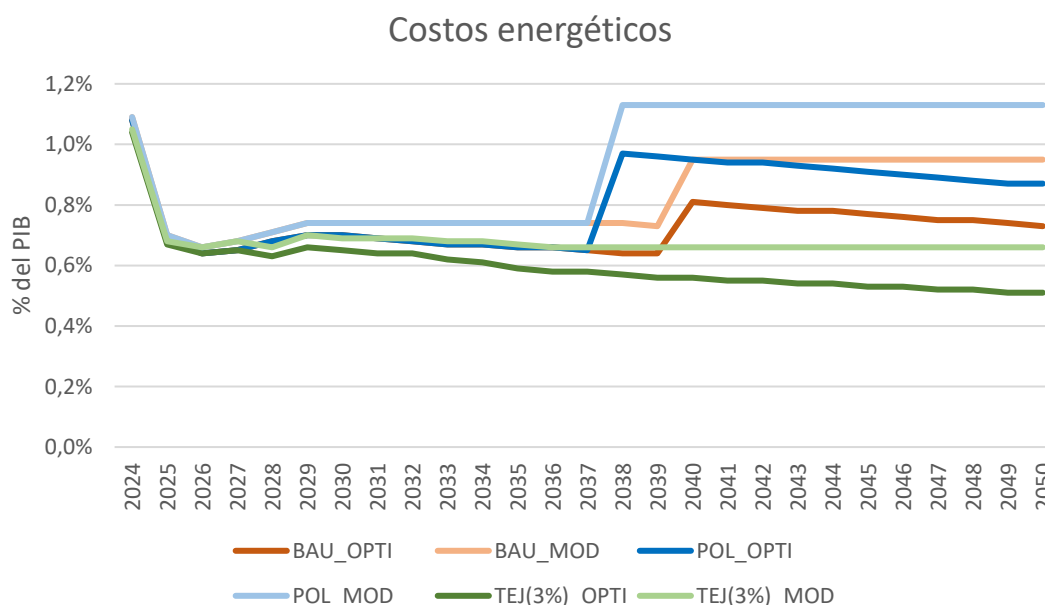
convirtiendo así la energía térmica en electricidad de forma eficiente y relativamente limpia. Por otro lado, el carbón también se utiliza extensamente en la generación de electricidad, especialmente en plantas de energía térmica. Este proceso, sin embargo, es menos eficiente y más contaminante que el de gas natural y otras fuentes. Finalmente, el Diesel, se utiliza mediante la combustión en un motor que convierte la energía química del combustible en energía mecánica. No obstante, su uso está limitado por su mayor costo operativo y sus emisiones de contaminantes.

Estimación costo energéticos para el sector electricidad

En el análisis de costos del consumo energético en el escenario BAU, se observa una tendencia estable hasta 2040, cuando se registra un aumento significativo en el consumo de gas natural. El escenario BAU representa entre el 0,7% y el 0,8% del PIB, equivalente a entre 12 y 14 billones de pesos anuales, reflejando una dependencia de fuentes no renovables. Además, se proyecta un aumento en la infraestructura de generación de energía con gas natural para 2040.

En el escenario MEI, la tendencia se mantiene estable hasta 2038, momento en el que también aumenta el consumo de gas natural. En este escenario, el uso de carbón se abandona dos años antes que, en el BAU, y se observa un mayor gasto en gas natural debido al impulso de infraestructura para su generación. El escenario MEI cuesta entre el 0,8% y el 0,9% del PIB, equivalente a entre 13,6 y 15,9 billones de pesos anuales, mostrando un costo ligeramente mayor que en el BAU por el uso predominante de gas.

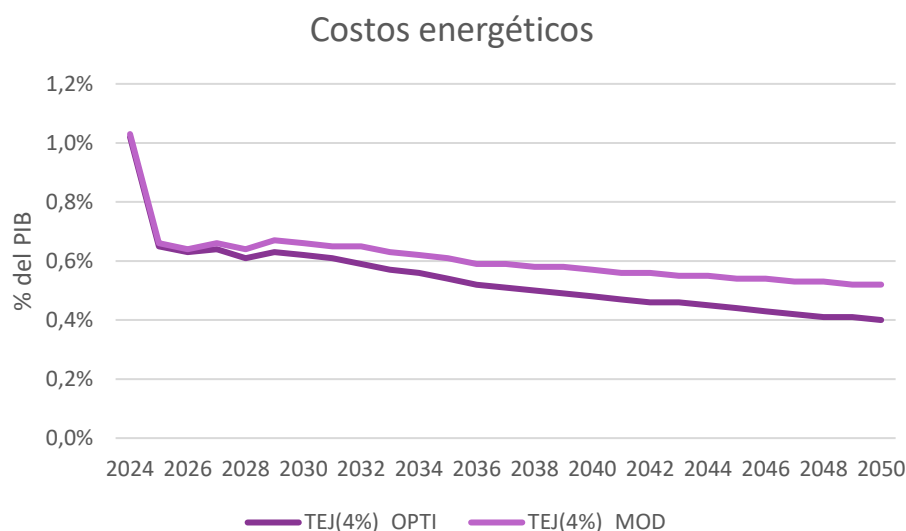
Figura A19. Costo de consumo energéticos electricidad



Fuente: elaboración propia

En el contexto de los escenarios TEJ, se evidencia un cambio significativo en las tendencias de consumo energético en la generación de electricidad. Se observa un abandono total del carbón como fuente energética para el año 2035, y se registra una menor expansión de la infraestructura relacionada con el gas natural en comparación con otros escenarios. Esta situación se debe a que el escenario TEJ contempla una matriz energética más diversificada, con un mayor énfasis en las fuentes de energía renovable, conocidas como FNCER, que, como se aclaró anteriormente, no es posible destacar que la cuantificación precisa de estas fuentes.

Figura A20. Costo de consumo energéticos TEJ 4%



Fuente: elaboración propia

No se observan diferencias significativas entre TEJ3% Y TEJ4% en términos absolutos de la cantidad de consumo de energéticos (en PJ). La distinción marginal radica en las disparidades del PIB base utilizado para calcular los porcentajes. En promedio, los costos asociados a estas fuentes energéticas en los escenarios TEJ representan entre el 0,68% y el 0,60% del Producto Interno Bruto (PIB) para TEJ 3%, y entre el 0,61% y el 0,54% del PIB para TEJ 4%. Esto se traduce en un rango de entre 9,64 billones y 11,17 billones de pesos en el horizonte temporal analizado.

A.6. Hidrógeno

- Costos de operación (OPEX)

El OPEX hace referencia a los costos de operación requeridos para el correcto funcionamiento del dispositivo, proyecto o empresa. En el caso del Hidrógeno dichos

costos agrupan tanto sistemas de funcionamiento como los energéticos requeridos para su producción. Sin embargo, para efectos de metodología y precisión de la información, los costos OPEX se presentarán de forma separada de los energéticos para identificar de manera independiente los impactos de estos últimos.

De manera similar a lo realizado para CAPEX, la metodología utilizada para recolectar la información presentada se describe a continuación:

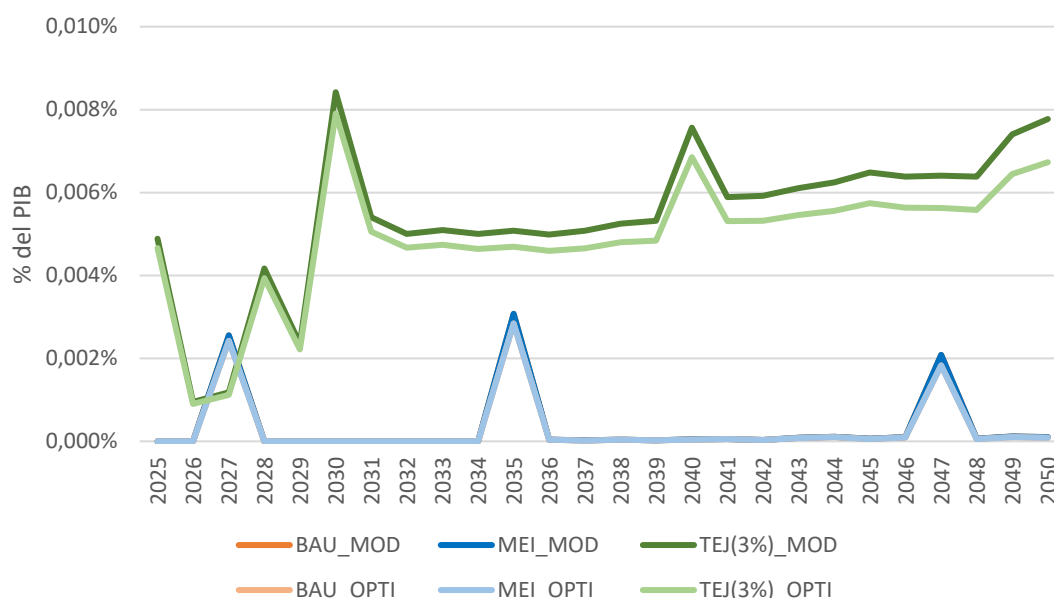
1. En primer lugar, se realizó la búsqueda de informes técnicos, realizados principalmente por entidades como la Agencia internacional de energía (IEA por sus siglas en inglés) y de la Agencia Internacional de Energías Renovables IRENA.
2. Posteriormente, se realizó una revisión de la documentación encontrada, con el objetivo de identificar el proceso de producción sostenible y costo eficiente. Adicionalmente, se identificó el estatus más reciente y la perspectiva de desarrollo, en términos de mercado, desarrollo tecnológico, y evolución de costos.
3. En tercer lugar, se identificó el estatus actual y las proyecciones del hidrógeno en Colombia, diferenciando los costos de inversión para su producción de los de su operación.

Estimación OPEX para el sector hidrógeno

En el escenario BAU Moderado, se proyectan costos de operación en tres periodos: entre 2026 y 2028 con un costo ligeramente superior al 0.002% del PIB, entre 2034 y 2036 un costo cercano al 0.003%, y entre 2046 y 2048 un costo del 0.002%. En los demás años no se proyectan costos OPEX. El escenario BAU Optimista sigue esta misma tendencia sin diferencias significativas, manteniendo el comportamiento actual y sin mejoras en la transición energética. En los escenarios MEI Moderado y MEI Optimista, los costos de operación también aparecen en tres periodos: 2026 a 2028 con aproximadamente 0.03% del PIB, de 2034 a 2036 con un 0.03%, y entre 2046 y 2048 con un 0.02%. El comportamiento es similar al de los escenarios BAU, con costos derivados de la inversión (CAPEX) y no hay costos estimados para otros años.

El escenario TEJ 3% Moderado proyecta costos de operación fluctuantes entre 2025 y 2030, sin superar el 0.01% del PIB. A partir de 2031, se observan aumentos graduales que se mantienen hasta el final de la serie. En el escenario TEJ 3% Optimista, la tendencia es similar hasta 2030, con una pequeña disminución posterior, pero el comportamiento sigue siendo creciente hasta el final de la proyección.

Figura A21. Costo de Opex hidrógeno



Fuente: elaboración propia

Los escenarios TEJ 4% tanto Moderado como Optimista se proyectan con un ligero incremento en la serie vs. TEJ 3%. Con aumentos y disminuciones en el costo de operación para el periodo 2025 a 2030, las participaciones no superan el 0.01% del PIB. A partir del año 2031 estos dos escenarios se separan en su participación con una pequeña disminución del TEJ Optimista. Sin embargo, en ambos casos se estiman crecimientos pequeños y permanentes a lo largo de la serie. Igualmente, se muestra que el costo es constante a lo largo de la proyección en comparación con los escenarios anteriores, los cuales no estiman costos para cada año. El escenario TEJ 4% tiene en cuenta el proceso de reindustrialización, razón por la cual es ligeramente mayor que el escenario de 3%.

Figura A22. Costo de Opex TEJ 4%



Fuente: elaboración propia

Para los años de la serie 2025 a 2030, coincide el primer y más alto costo de operación en todos los escenarios, con participaciones hasta del 0.01% del PIB. En adelante, la discrepancia en el costo obedece a la no existencia de costo en los escenarios BAU y MEI como se ha expuesto de forma individual anteriormente. Los costos de operación corresponden a sistemas de funcionamiento tales como electrolización, refrigeración y almacenamiento, y al uso de agua en una mínima proporción. Como resultado de las proyecciones de costos de operación se estima que estos no representan un porcentaje representativo del PIB.

- **Consumo de energéticos**

De acuerdo con lo expuesto en el apartado de OPEX, la figura X muestra la composición del costo de operación para el Hidrógeno, el cual evidencia que la electricidad es el energético que aporta a la producción de este elemento. Siendo la electricidad el único energético expuesto para producción y mantenimiento de Hidrógeno, será el único que abarque este componente de costo.

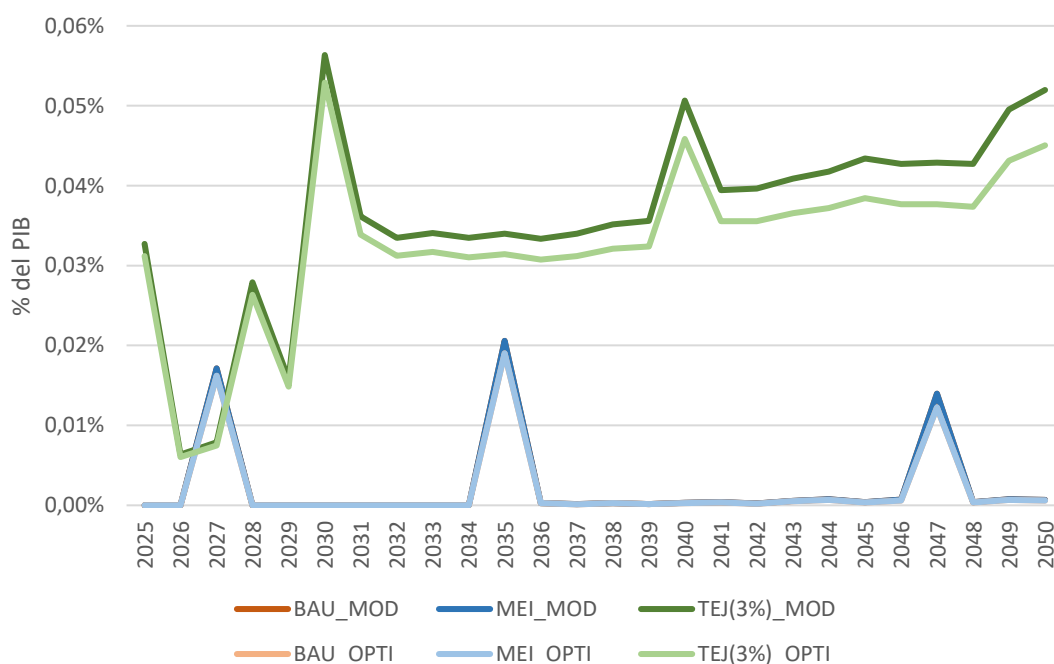
Estimación energéticos para el sector hidrógeno

En el escenario BAU Moderado, los costos por consumo de electricidad proyectados son del 0.02% del PIB entre 2026 y 2028, también entre 2034 y 2036, y un 0.01% entre 2046 y 2048. Fuera de estos periodos no se estiman costos, lo cual coincide con las proyecciones de CAPEX y OPEX. El escenario BAU Optimista sigue un patrón casi idéntico, con ligeras reducciones respecto al BAU Moderado. Los escenarios MEI Moderado y MEI Optimista tienen un comportamiento similar, con costos del 0.02%

entre 2026 y 2028, 2034 y 2036, y del 0.01% entre 2046 y 2048, sin costos fuera de estos periodos.

En el escenario TEJ 3% Moderado, los costos se presentan en toda la serie: entre 2025 y 2030 varían entre el 0.01% y 0.06%, caen al 0.03% en 2031 y se mantienen hasta 2040, cuando aumentan al 0.05%. Posteriormente caen al 0.04% en 2041 y suben gradualmente hasta el 0.05% en 2050. El escenario TEJ 3% Optimista sigue la misma tendencia, pero con costos aproximadamente un 0.005% menores desde 2031.

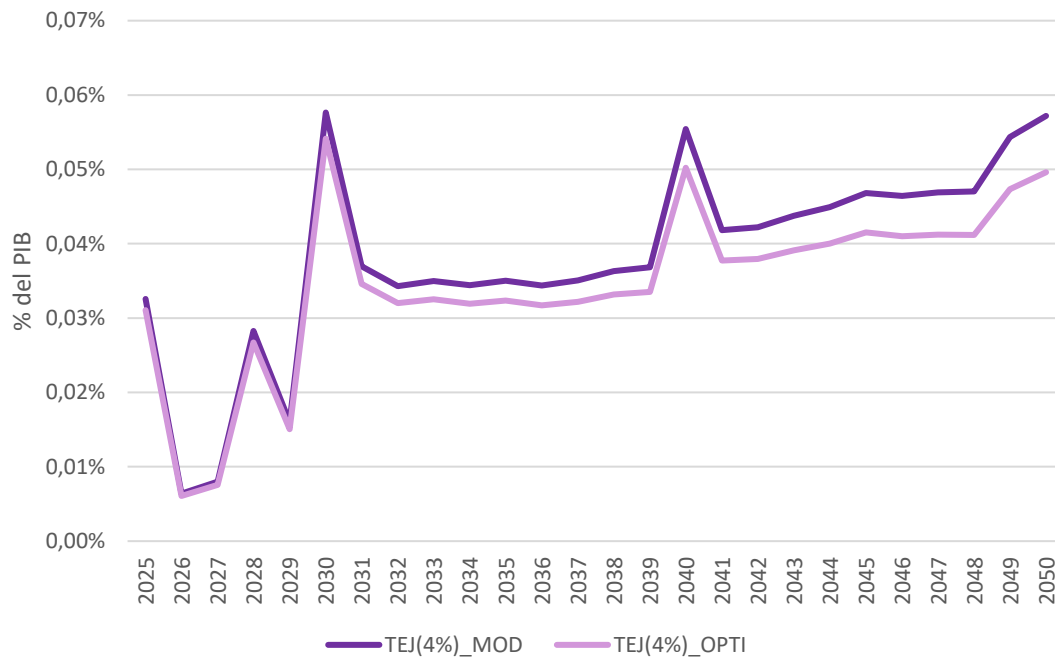
Figura A23. Costo de consumo energéticos hidrógeno



Fuente: elaboración propia

En el escenario de crecimiento TEJ 4% se estima la misma tendencia que en TEJ 3%, tanto para el escenario económico Moderado como Optimista. Volatilidades entre 2025 y 2030 entre 0.01% y 0.06%, aquí aún más cercano al 0.06%. Caída en el año 2031 hacia el 0.03% del PIB y comportamiento estable hasta el año 2040. Un nuevo pico en 2040 sobre el 0.05% y una posterior y leve caída al 0.04% en 2041. Desde este año y hasta el final de la serie tiende a crecer levemente hacia el 0.06% del PIB hasta el año 2050. Se diferencia el escenario Optimista del Moderado por tener un muy pequeño porcentaje menor respecto de este.

Figura A24. Costo consumo energéticos TEJ 4%



Fuente: elaboración propia

Tanto TEJ 3% como del TEJ 4% presentan una participación creciente, aunque gradual en toda la proyección. En comparación con los escenarios BAU y MEI, el consumo de electricidad en TEJ es positivo en toda la serie y no solo en años específicos. Se evidencia que los costos de electricidad son levemente más altos en todos los escenarios económicos Moderado, así como el mayor consumo se refleja en los primeros 5 años en forma integral. En general, a pesar de presentar un mayor costo vs CAPEX y OPEX, la electricidad aún representa un porcentaje poco representativo en términos del PIB total.