

Plan Energético Nacional 2020-2050

La transformación
energética que habilita
el desarrollo sostenible

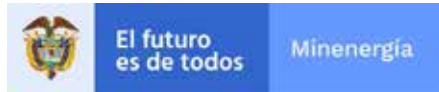


El futuro
es de todos

Minenergía



Unidad de Planeación Minero Energética



REPÚBLICA DE COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía

Ministro

Diego Mesa Puyo

Viceministro

Miguel Lotero

Unidad de Planeación Minero-Energética

Director General

Christian Rafael Jaramillo

Subdirectora de Demanda

Lina Escobar Rangel

Subdirectora de Hidrocarburos

Carolina Cruz Carvajal

Subdirector Energía Eléctrica

Javier Martínez

Subdirector de Minería

Ricardo Viana

Colaboradores UPME

Germán Leonardo Camacho

Julieth Stefany García

Juan Francisco Martínez

William Alberto Martínez

Romel Alexander Rodríguez

Olga Victoria González

Omar Báez

Luis Hernández

Juan Camilo Torres

Asesores externos

Juan Diego Castro

José Lenin Morillo

Insight Box



AGRADECIMIENTOS

Este documento se ha beneficiado de varias contribuciones de externos y colaboradores de la UPME, por ello agradece la participación y aporte de: Andrés Escobar, Carmen Contreras (Consultora Banco Mundial), Eduardo Irastorza (EAE Business School), Carlos Santiso (CAF), Camilo Cetina (CAF), Juan Orjuela (ABB), Juan Jorge Celis (PTI), Luis Aragón (GERS), Dagoberto Valencia (GERS), Andrés Inuasty (GERS), Alberto Carranza (Siemens), Carolina Sánchez (Siemens), Diego Urrutia (Siemens), James Ellis (BNEF), Pablo Carvajal (Irena), Ricardo Gorini (Irena), José Torón (Irena), Ángela Cadena, Juan David Molina (Colombia Inteligente), Germán Lleras (Steer Davis), Mónica Espinosa, Liliana Cruz (CREG), Diana Montaña (UPME), Carolina

Cruz (UPME), Diego Grajales (Ministerio de Minas y Energía), Julián Zuluaga (Ministerio de Minas y Energía), Diego Ossa (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios).

De igual forma, la UPME extiende un agradecimiento a todos los participantes en las jornadas de talleres de construcción colectiva que se realizaron del 19 de junio al 23 de julio de 2020.

El grupo de trabajo autor de este documento está conformado por: Lina Escobar, Leonardo Camacho, William Martínez, Julieth García, Olga González, Omar Báez, Romel Rodríguez de la UPME, Juan Diego Castro y José Lenin Morillo, asesores externos.

PREFACIO

Apreciado lector:

Bienvenido al Plan Energético Nacional PEN en su quinta versión. El PEN es un ejercicio en materia energética de imaginarnos qué país podríamos ser, preguntarnos qué país queremos ser, y proponer el camino a recorrer. Es un ejercicio de exploración de mundos posibles.

La planeación es una labor que viene en varios sabores. Puede ser un ejercicio de pronóstico, que identifica el curso de eventos futuros más probable. Puede ser un ejercicio exploratorio para informar la voluntad, que nos ayuda a escoger objetivos deseables en la búsqueda de un futuro mejor. O puede usarse para lograr esos objetivos deseados, articulando un conjunto variopinto de estrategias, como en un plan de desarrollo. Son sabores complementarios y a nuestro juicio indispensables para una conversación constructiva sobre el rol de la energía en la vida de los colombianos. El PEN en particular pertenece al segundo grupo: es de sabor exploratorio, de búsqueda, y consecuentemente de horizontes largos.

Entonces, ¿qué objetivos explora este PEN? Los servicios energéticos no son fines en sí mismos, sino habilitantes de una sociedad digna de vivirse. Por lo tanto, la política energética identifica como objetivos propios aquellos atributos de esa sociedad a los que puede aportar. El documento en las páginas venideras propone varios pilares para orientar esa política: desarrollo económico, adaptación al

cambio climático, y aprovechamiento de la innovación, siempre abasteciendo confiablemente la demanda energética.

Con esos pilares en mente, este PEN construye caminos posibles que consideramos balanceados y sostenibles en términos económicos, ambientales y sociales. En cada caso, pone de presente para el formulador de política pública las oportunidades que debe aprovechar y la necesidad de abordar proactivamente las innovaciones que lo deben ayudar –en efecto, enfatiza que nos espera un futuro en que la innovación disruptiva será lo usual, y que debemos cerrar la brecha tecnológica para ponernos al día. En este contexto de innovación y cambio, el PEN le apuesta a la digitalización para empoderar a los colombianos y, a través de ese empoderamiento, transitar hacia la descentralización y la descarbonización en el quehacer del sector.

Pero elegir es siempre también sacrificar. El PEN anticipa los costos que debe incurrir la sociedad colombiana al recorrer los caminos explorados, así como los riesgos e incertidumbres que debe afrontar. Esta cara del ejercicio es evidentemente útil para las decisiones del formulador de políticas públicas, pero tiene un valor mucho mayor como mensaje para la sociedad en general: la importancia de un plan de largo plazo no radica en el plan mismo, sino en la discusión que acompaña al acto de planear. De aquí al año 2050 emergerán oportunidades y retos hoy impensados, y será necesario revisar el plan. La

sociedad colombiana deberá encontrar la manera de negociar los cambios que fueren necesarios, y de compensar a los perdedores en aras de la equidad energética. El mayor reto de la política energética es construir una gobernanza democrática y eficaz del sector.

Finalmente, el ejercicio que presentamos, si bien ha sido liderado por la UPME, no es de la UPME: es un ejercicio de muchas manos. En la elaboración de este PEN se realizaron talleres construcción colectiva y entrevistas con líderes de opinión, con

el fin de identificar los objetivos y preocupaciones, no solo del planeador central, sino de los afectados por las políticas públicas. Es nuestra manera de aportar a esa construcción de gobernanza.

Esperamos, apreciado lector, que este Plan Energético Nacional lo convide persuasivamente a participar en nuestra discusión energética, la de todos los colombianos.

Christian Jaramillo Herrera
Director General de la UPME



Contenido

Agradecimientos	3
Prefacio	4
Índice de ilustraciones	10
Índice de tablas	15
Introducción	18

Capítulo 1.

Punto de partida del Plan Energético Nacional 2020-2050	22
--	-----------

Cambios y estado actual de la matriz energética colombiana..... 23

La transición del sector energético colombiano de 1975 a 2019.....23

Matriz energética colombiana a 2019 en perspectiva con el mundo y Latinoamérica.....25

Aporte del sector energético al crecimiento económico del país.....31

Desafíos del sector energético colombiano en las próximas décadas 32

Desafío 1. Disponibilidad de recursos energéticos locales, cobertura universal y mejoras en calidad del servicio32

Desafío 2. Brecha tecnológica y uso eficiente de los recursos energéticos 34

Desafío 3. Mitigación y adaptación al cambio climático 38

Desafío 4. Cambios estructurales en el sector energético asociados a la digitalización y la descentralización..... 40

Desafío 5. COVID y la toma de decisiones bajo incertidumbre..... 43

Capítulo 2.

Plan Energético Nacional 2020-2050

¿Cómo imaginamos el sector energético colombiano en 2050?	46
--	-----------

Enfoque de planeación estratégica para la construcción del PEN 2020-2050..... 47

Visión PEN 2020-2050: ¿Cuál es el punto de llegada para el sector energético colombiano?..... 49

Pilares del PEN 2020-2050:

¿En qué áreas estratégicas se deben enfocar los esfuerzos?	51
---	-----------

Pilar 1. Seguridad y confiabilidad del abastecimiento.....	52
Pilar 2. Mitigación y adaptación del cambio climático.....	52
Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico.....	52
Pilar 4. Conocimiento e Innovación.....	53
Objetivos del PEN 2020-2050: ¿Cómo alcanzar la visión propuesta?	53
Objetivo 1. Permitir el acceso universal a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles.....	54
Objetivo 2. Diversificar la matriz energética.....	55
Objetivo 3. Contar con un sistema energético resiliente.....	56
Objetivo 4. Propender por un sistema energético de bajas emisiones ...	57
Objetivo 5. Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos.....	57
Objetivo 6. Promover un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular.....	58
Objetivo 7. Avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético.....	60
Objetivo 8. Estimular la investigación e innovación y fortalecer las capacidades de capital humano en el sector energético.....	61
Tablero de control de objetivos e indicadores PEN 2020-2050.....	63
Iniciativas del PEN 2020-2050: ¿Cuáles son las posibilidades tecnológicas para alcanzar los objetivos trazados?	64
Iniciativas y objetivos del PEN 2020-2050.....	64
Iniciativas y escenarios energéticos de largo plazo.....	69
Escenario Actualización. Colombia en sintonía con las tendencias mundiales.....	72
Escenario Modernización: Colombia a la par tecnológica del mundo.....	75
Escenario Inflexión: Colombia eléctrica.....	76
Escenario Disrupción: Colombia le apuesta a la descarbonización.....	79
Capítulo 3.	
Resultados PEN 2020-2050	
¿Cuáles son los posibles caminos para alcanzar la visión?	84
Modelamiento energético de largo plazo: virtudes y limitantes.....	85
Resultados energéticos	86
Consumo energético PEN 2020-2050.....	86
Uso de combustibles por sector de consumo.....	88

Composición de la oferta primaria de energía	90
Resultados ambientales	94
Emisiones totales y por unidad de energía por escenario	94
Emisiones por sector de consumo	95
Resultados económicos	96
Energía útil	96
Inversiones y costos de operación	98
Análisis de riesgos de los escenarios	101
Riesgo de <i>lock-in</i> tecnológico	102
Riesgos ambientales	104
Riesgos de capital humano	106
Comparación entre escenarios con objetivos PEN 2020-2050.....	107

Capítulo 4.

Mensajes finales.....	109
------------------------------	------------

Pilar 1. Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento.....	110
---	------------

Pilar 2. Mitigación y adaptación al cambio climático	111
---	------------

Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico.....	112
--	------------

Pilar 4. Conocimiento e innovación.....	113
--	------------

Anexos	115
---------------------	------------

Anexo 1. Revisión Planes Energéticos Nacionales pasados	115
--	------------

Plan Energético Nacional 2003 – 2030	115
--	-----

Plan Energético Nacional Colombia 2006 - 2025.....	117
--	-----

Plan Energético Nacional Colombia 2010 - 2030	118
---	-----

Plan Energético Nacional - Colombia: Ideario energético 2050 (2015).....	118
---	-----

Anexo 2. Estado del arte lineamientos de política pública del sector energético.....	121
---	------------

Señales desde la planeación nacional	121
--	-----

Señales para el sector energético	134
---	-----

Señales para el sector transporte.....	138
--	-----

Señales desde el Ministerio de Ciencia y Tecnología – Misión de sabios	139
---	-----

Anexo 3. Análisis poblacional	141
--	------------

Anexo 4. Escenarios de crecimiento macroeconómico.....	143
Información	143
Metodología.....	144
Medición del impacto por COVID-19 en las proyecciones	145
Supuestos macroeconómicos	147
Principales resultados.....	148
Anexo 5. Supuestos y fuentes de información utilizados en los escenarios energéticos de largo plazo.....	157
Información y supuestos en la demanda de energía	157
Información y supuestos en la oferta de energía.....	162
Información y supuestos en los costos de energía.....	165
Anexo 6. Resultados escenario Actualización.....	171
Anexo 7. Resultados escenario Modernización.....	179
Anexo 8. Resultados escenario Inflexión	188
Anexo 9. Resultados escenario Disrupción	196
<i>Bibliografía</i>	206
<i>Siglas y abreviaciones.....</i>	213



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1.</i>	<i>Participación por sectores en el consumo final de energía (PJ) 1975-2019.</i>	<i>24</i>
<i>Ilustración 2.</i>	<i>Composición de la oferta energética 1975-2019 (UPME, 2020)</i>	<i>25</i>
<i>Ilustración 3.</i>	<i>Comparación intensidad energética (MJ/USD) y consumo de energía eléctrica per-cápita (KWh/población) (Banco Mundial, 2015) y UPME</i>	<i>26</i>
<i>Ilustración 4.</i>	<i>Consumo de energéticos del sector transporte (2018) – (PJ) (IEA, 2020; UPME, 2020)</i>	<i>27</i>
<i>Ilustración 5.</i>	<i>Caracterización usos finales en la industria (2018) (IEA, 2020; UPME, 2020)</i>	<i>27</i>
<i>Ilustración 6.</i>	<i>Consumo de energéticos del sector Industrial (2018) – (PJ) (IEA, 2020; UPME, 2020)</i>	<i>28</i>
<i>Ilustración 7.</i>	<i>Caracterización usos finales en el sector residencial (2018) (IEA, 2020; UPME, 2020)</i>	<i>28</i>
<i>Ilustración 8.</i>	<i>Consumo de energéticos en el sector residencial (2018) – (PJ) (IEA, 2020; UPME, 2020)</i>	<i>29</i>
<i>Ilustración 9.</i>	<i>Caracterización usos finales del sector terciario (2018) (IEA, 2020; UPME, 2020)</i>	<i>29</i>
<i>Ilustración 10.</i>	<i>Consumo energéticos sector terciario (2018) – (PJ) (IEA, 2020; UPME, 2020)</i>	<i>30</i>
<i>Ilustración 11.</i>	<i>Oferta energética para consumo final (2018) – (PJ) (IEA, 2020; UPME, 2020)</i>	<i>30</i>
<i>Ilustración 12.</i>	<i>Participación del sector minero energético en el PIB (DANE, 2020)</i>	<i>32</i>
<i>Ilustración 13.</i>	<i>Aportes al sistema general de regalías del sector minero-energético (ANH, 2019; ANM, 2020; ANM, 2016).</i>	<i>32</i>
<i>Ilustración 14.</i>	<i>Energía final con la mejor tecnología disponible nacional e internacional (UPME, 2018)</i>	<i>35</i>
<i>Ilustración 15.</i>	<i>Energía final y energía útil del sector transporte (UPME, 2018).</i>	<i>36</i>
<i>Ilustración 16.</i>	<i>Estructura del PEN 2020-2050</i>	<i>48</i>
<i>Ilustración 17.</i>	<i>Relación de pilares y objetivos del Plan Energético Nacional 2020-2050.</i>	<i>49</i>
<i>Ilustración 18.</i>	<i>Cantidad de iniciativas relacionadas con cada objetivo del PEN 2020-2050</i>	<i>65</i>
<i>Ilustración 19.</i>	<i>Clasificación de las iniciativas.</i>	<i>70</i>

<i>Ilustración 20.</i>	<i>Resumen de características de los escenarios energéticos de largo plazo</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 21.</i>	<i>Iniciativas escenario Actualización</i>	<i>73</i>
<i>Ilustración 22.</i>	<i>Análisis DOFA para el escenario Actualización</i>	<i>74</i>
<i>Ilustración 23.</i>	<i>Iniciativas escenario Modernización</i>	<i>76</i>
<i>Ilustración 24.</i>	<i>Análisis DOFA para el escenario Modernización.</i>	<i>77</i>
<i>Ilustración 25.</i>	<i>Iniciativas escenario Inflexión</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 26.</i>	<i>Análisis DOFA para el escenario Inflexión.</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 27.</i>	<i>Iniciativas escenario Disrupción</i>	<i>81</i>
<i>Ilustración 28.</i>	<i>Análisis DOFA para el escenario Disrupción.</i>	<i>83</i>
<i>Ilustración 29.</i>	<i>Demanda e intensidad energética por escenario.</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 30.</i>	<i>Consumo de recurso energético por sector por escenarios.</i>	<i>88</i>
<i>Ilustración 31.</i>	<i>Uso de combustible en el sector transporte.</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 32.</i>	<i>Uso de combustible en el sector industrial</i>	<i>90</i>
<i>Ilustración 33.</i>	<i>Uso de combustible en el sector residencial.</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 34.</i>	<i>Composición de la oferta por energético por escenario</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 35.</i>	<i>Evolución de la participación de hidrocarburos y energías limpias en la matriz energética.</i>	<i>92</i>
<i>Ilustración 36.</i>	<i>Capacidad Instalada (GW) del parque generador en los escenarios</i>	<i>93</i>
<i>Ilustración 37.</i>	<i>Importaciones de recursos energéticos y porcentaje con respecto a la oferta nacional</i>	<i>94</i>
<i>Ilustración 38.</i>	<i>Emisiones de la demanda de energía (GGR CO₂)</i>	<i>95</i>
<i>Ilustración 39.</i>	<i>Emisiones de miles de Ggr de CO₂eq por sector de consumo.</i>	<i>96</i>
<i>Ilustración 40.</i>	<i>Porcentaje de la energía útil sobre el consumo final.</i>	<i>97</i>
<i>Ilustración 41.</i>	<i>VPN del costo total de los escenarios del PEN 2020-2050</i>	<i>98</i>
<i>Ilustración 42.</i>	<i>Diferencias porcentuales con respecto a Actualización.</i>	<i>99</i>
<i>Ilustración 43.</i>	<i>VPN de la inversión en equipos de uso final</i>	<i>100</i>
<i>Ilustración 44.</i>	<i>VPN costos de inversión de producción de energía.</i>	<i>101</i>
<i>Ilustración 45.</i>	<i>VPN Costos variables (miles de millones USD) y costos unitarios (USD/GJ)</i>	<i>102</i>
<i>Ilustración 46.</i>	<i>Compilación de visión – Planes Energéticos de las últimas décadas</i>	<i>116</i>
<i>Ilustración 47.</i>	<i>Diagrama de objetivos - Plan Energético Nacional 2003-2030.</i>	<i>116</i>

<i>Ilustración 48.</i>	<i>Diagrama de estructura del Plan Energético Nacional 2006-2025.....</i>	<i>119</i>
<i>Ilustración 49.</i>	<i>Diagrama de estructura del Plan Energético Nacional 2010-2030.....</i>	<i>120</i>
<i>Ilustración 50.</i>	<i>Diagrama de objetivos - Ideario Energético (2015).....</i>	<i>120</i>
<i>Ilustración 51</i>	<i>Metas de ODS para Colombia Fuente : DNP</i>	<i>127</i>
<i>Ilustración 52.</i>	<i>Diagrama de indicadores de resultado de crecimiento verde Fuente : DNP</i>	<i>130</i>
<i>Ilustración 53.</i>	<i>Diagrama de indicadores de resultado de mejoramiento de calidad de aire Fuente : DNP.....</i>	<i>131</i>
<i>Ilustración 54.</i>	<i>Política Nacional de Cambio Climático.....</i>	<i>133</i>
<i>Ilustración 55.</i>	<i>Arquitectura crítica para la Innovación y la oportunidad global Fuente: Minciencias</i>	<i>141</i>
<i>Ilustración 56.</i>	<i>Proyección de población Colombia</i>	<i>142</i>
<i>Ilustración 57.</i>	<i>Proyección de hogares (millones de hogares).....</i>	<i>143</i>
<i>Ilustración 58.</i>	<i>Escenario Base PIB . Trayectoria PIB Real ex, ante y pos-pandemia COVID-19.....</i>	<i>152</i>
<i>Ilustración 59.</i>	<i>Escenario Alto (Optimista). Trayectoria PIB Real ex, ante y pos-pandemia COVID-19. Cifras en billones de pesos colombianos de 2015</i>	<i>152</i>
<i>Ilustración 60.</i>	<i>Escenario Bajo (Pesimista). Trayectoria PIB Real ex, ante y pos-pandemia COVID-19. Cifras en Billones de Pesos Colombianos de 2015</i>	<i>153</i>
<i>Ilustración 61.</i>	<i>Escenario Alternativo. Trayectoria PIB Real ex, ante y pos-pandemia COVID-19.</i>	<i>153</i>
<i>Ilustración 62.</i>	<i>Escenarios UPME Pos-COVID 19 Crecimiento Económico Colombia</i>	<i>154</i>
<i>Ilustración 63.</i>	<i>Consumo final – Escenario Actualización</i>	<i>172</i>
<i>Ilustración 64.</i>	<i>Emisiones de CO2 de consumo final – Escenario Actualización.....</i>	<i>172</i>
<i>Ilustración 65.</i>	<i>Consumo final sector transporte – Escenario Actualización.....</i>	<i>173</i>
<i>Ilustración 66.</i>	<i>Emisiones Consumo final sector transporte – Escenario Actualización.....</i>	<i>173</i>
<i>Ilustración 67.</i>	<i>Consumo final sector Industria – Escenario Actualización.....</i>	<i>174</i>
<i>Ilustración 68.</i>	<i>Emisiones de CO2 consumo final sector industria – Escenario Actualización.....</i>	<i>174</i>

<i>Ilustración 69.</i>	<i>Consumo final sector residencial – Escenario actualización</i>	175
<i>Ilustración 70.</i>	<i>Emisiones de CO2 consumo final sector residencial – Escenario Actualización</i>	176
<i>Ilustración 71.</i>	<i>Consumo final sector terciario – Escenario Actualización</i>	176
<i>Ilustración 72.</i>	<i>Emisiones de CO2 Consumo final sector terciario – Escenario Actualización</i>	177
<i>Ilustración 73.</i>	<i>Consumo final sector agricultura, construcción y minería – Escenario Actualización</i>	177
<i>Ilustración 74.</i>	<i>Emisiones de CO2 consumo final sector Agricultura, Construcción y Minería – Escenario Actualización</i>	178
<i>Ilustración 75.</i>	<i>Oferta de energía primaria – Escenario Actualización</i>	179
<i>Ilustración 76.</i>	<i>Capacidad instalada del parque de generación – Escenario Actualización</i>	179
<i>Ilustración 77.</i>	<i>Consumo final – Escenario Modernización</i>	180
<i>Ilustración 78.</i>	<i>Emisiones de CO2 Consumo final – Escenario Modernización</i>	180
<i>Ilustración 79.</i>	<i>Consumo final Sector Transporte – Escenario Modernización</i>	181
<i>Ilustración 80.</i>	<i>Emisiones CO2 Consumo final – Escenario Modernización</i>	182
<i>Ilustración 81.</i>	<i>Consumo final sector industria – Escenario Modernización</i>	182
<i>Ilustración 82.</i>	<i>Emisiones CO2 Consumo final sector industria– Escenario Modernización</i>	183
<i>Ilustración 83.</i>	<i>Consumo final sector residencial – Escenario Modernización</i>	184
<i>Ilustración 84.</i>	<i>Emisiones CO2 Consumo final sector residencial– Escenario Modernización</i>	184
<i>Ilustración 85.</i>	<i>Consumo final sector terciario – Escenario Modernización</i>	185
<i>Ilustración 86.</i>	<i>Emisiones CO2 Consumo final sector terciario– Escenario Modernización</i>	185
<i>Ilustración 87.</i>	<i>Consumo final sector agricultura, construcción y minería– Escenario Modernización</i>	186
<i>Ilustración 88.</i>	<i>Emisiones CO2 Consumo final sector agricultura, construcción y minería– Escenario Modernización</i>	186
<i>Ilustración 89.</i>	<i>Oferta de energía primaria– Escenario Modernización</i>	187

<i>Ilustración 90.</i>	<i>Capacidad instalada del parque de generación – Escenario Modernización</i>	<i>188</i>
<i>Ilustración 91.</i>	<i>Consumo final – Escenario Inflexión</i>	<i>188</i>
<i>Ilustración 92.</i>	<i>Emisiones de CO2 Consumo final – Escenario Inflexión</i>	<i>189</i>
<i>Ilustración 93.</i>	<i>Consumo final Sector transporte – Escenario Inflexión</i>	<i>190</i>
<i>Ilustración 94.</i>	<i>Emisiones de CO2 Consumo final Sector transporte – Escenario Inflexión</i>	<i>190</i>
<i>Ilustración 95.</i>	<i>Consumo final Sector industria – Escenario Inflexión</i>	<i>191</i>
<i>Ilustración 96.</i>	<i>Emisiones de CO2 Consumo final Sector industria – Escenario Inflexión</i>	<i>191</i>
<i>Ilustración 97.</i>	<i>Consumo final Sector residencial – Escenario Inflexión</i>	<i>192</i>
<i>Ilustración 98.</i>	<i>Emisiones CO2 Consumo final Sector residencial – Escenario Inflexión</i>	<i>193</i>
<i>Ilustración 99.</i>	<i>Consumo final Sector terciario – Escenario Inflexión</i>	<i>193</i>
<i>Ilustración 100.</i>	<i>Emisiones CO2 Consumo final Sector terciario – Escenario Inflexión</i>	<i>194</i>
<i>Ilustración 101.</i>	<i>Consumo final Sector agricultura, construcción y minería – Escenario Inflexión</i>	<i>194</i>
<i>Ilustración 102.</i>	<i>Emisiones CO2 Consumo final Sector Agricultura, Construcción y Minería – Escenario Inflexión</i>	<i>195</i>
<i>Ilustración 103.</i>	<i>Oferta de energía primaria – Escenario Inflexión</i>	<i>196</i>
<i>Ilustración 104.</i>	<i>Capacidad instalada del parque de generación – Escenario Inflexión</i>	<i>196</i>
<i>Ilustración 105.</i>	<i>Consumo final – Escenario Disrupción</i>	<i>197</i>
<i>Ilustración 106.</i>	<i>Emisiones de CO2 del consumo final – Escenario Disrupción</i>	<i>198</i>
<i>Ilustración 107.</i>	<i>Consumo final sector transporte– Escenario Disrupción</i>	<i>198</i>
<i>Ilustración 108.</i>	<i>Emisiones de CO2 del consumo final sector transporte– Escenario Disrupción</i>	<i>199</i>
<i>Ilustración 109.</i>	<i>Consumo final sector industria– Escenario Disrupción</i>	<i>200</i>
<i>Ilustración 110.</i>	<i>Emisiones de CO2 del consumo final sector industria– Escenario Disrupción</i>	<i>200</i>
<i>Ilustración 111.</i>	<i>Consumo final sector residencial– Escenario Disrupción</i>	<i>201</i>
<i>Ilustración 112.</i>	<i>Emisiones de CO2 consumo final sector residencial– Escenario Disrupción</i>	<i>201</i>
<i>Ilustración 113.</i>	<i>Consumo final sector terciario– Escenario Disrupción</i>	<i>202</i>
<i>Ilustración 114.</i>	<i>Emisiones de CO2 consumo final sector terciario– Escenario Disrupción</i>	<i>202</i>

<i>Ilustración 115.</i>	<i>Consumo final sector terciario Sector Agricultura, Construcción y Minería – Escenario Disrupción</i>	<i>203</i>
<i>Ilustración 116.</i>	<i>Emisiones de CO2 consumo final sector terciario Sector Agricultura, Construcción y Minería – Escenario Disrupción</i>	<i>204</i>
<i>Ilustración 117.</i>	<i>Oferta de energía primaria– Escenario Disrupción</i>	<i>204</i>
<i>Ilustración 118.</i>	<i>Capacidad instalada del parque de generación – Escenario Disrupción</i>	<i>205</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.</i>	<i>Objetivos del PEN 2020-2050.</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 2.</i>	<i>Indicador de seguimiento objetivo 1.</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 3.</i>	<i>Indicador de seguimiento objetivo 2</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 4.</i>	<i>Indicador de seguimiento objetivo 3</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 5.</i>	<i>Indicador de seguimiento objetivo 4</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 6.</i>	<i>Indicador de seguimiento objetivo 5</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 7.</i>	<i>Indicador de seguimiento objetivo 6</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 8.</i>	<i>Indicadores de economía circular del SIEC relacionados con el sector energético.</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 9.</i>	<i>Indicador de seguimiento objetivo 7</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 10.</i>	<i>Indicador de seguimiento objetivo 8</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 11.</i>	<i>Tablero de control de objetivos e indicadores PEN 2020-2050</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 12.</i>	<i>Relación de iniciativas y objetivos</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 13.</i>	<i>Porcentaje de reducción de emisiones de la demanda energética con respecto a la línea base de las NDC</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 14.</i>	<i>Comparación escenarios con objetivos</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 15.</i>	<i>Señales de transformación energética.</i>	<i>121</i>
<i>Tabla 16.</i>	<i>Capítulos de la ley 1715 de 2014</i>	<i>123</i>
<i>Tabla 17.</i>	<i>Metas de adquisición de vehículos eléctricos (sector público).</i>	<i>125</i>
<i>Tabla 18.</i>	<i>Metas de ahorro de energía PAI 2017.</i>	<i>134</i>
<i>Tabla 19.</i>	<i>Resumen del PIGCC.</i>	<i>135</i>
<i>Tabla 20.</i>	<i>Barreras y oportunidades para la ciencia, tecnología e innovación en el sector energético nacional (Minciencias)</i>	<i>140</i>

<i>Tabla 21. Matriz coeficientes de apertura actividad económica por sectores en Colombia</i>	147
<i>Tabla 22. Escenario base coeficientes de apertura durante pandemia COVID-19. Normalidad retorna 2021Q4 (Cálculos Propios Subdirección de Demanda)</i>	149
<i>Tabla 23. Escenario optimista coeficientes de apertura durante pandemia COVID-19. Normalidad retorna 2021Q4 (Cálculos Propios Subdirección de Demanda)</i>	149
<i>Tabla 24. Escenario pesimista coeficientes de apertura durante pandemia COVID-19. Normalidad retorna 2023Q4 (Cálculos Propios Subdirección de Demanda)</i>	150
<i>Tabla 25. Escenario alterno. Matriz coeficientes de apertura actividad económica por sectores en Colombia durante el tiempo estimado de duración de la pandemia de la COVID-19. (Cálculos Propios Subdirección de Demanda)</i>	150
<i>Tabla 26. Resumen escenarios crecimiento PIB durante COVID-19. Junio 2020. (Cálculos Propios Subdirección de Demanda)</i>	151
<i>Tabla 27. Resumen escenarios crecimiento PIB bajo COVID-19. Noviembre 2020. (Cálculos Propios Subdirección de Demanda)</i>	151
<i>Tabla 28. Escenario Base COVID. Resumen Proyecciones Crecimiento Anual por Sectores y PIB COVID-19. Mayo de 2020 (Cálculos Propios Subdirección de Demanda)</i>	154
<i>Tabla 29. Escenario optimista covid. Proyecciones crecimiento anual por sectores y pib total. Mayo 20</i>	155
<i>Tabla 30. Escenario pesimista COVID. Proyecciones Crecimiento Anual por Sectores y PIB Total. Mayo de 2020</i>	156
<i>Tabla 31. Resumen supuestos económicos y poblacionales</i>	157
<i>Tabla 32. Resumen supuestos técnico económicos</i>	160
<i>Tabla 33. Parámetros de las eficiencias de los equipos de uso final</i>	161
<i>Tabla 34. Parámetros sobre los rendimientos y factores de actividad en transporte (UPME, 2019)</i>	161
<i>Tabla 35. Proyección de flota por categoría (RUNT, Mintransporte, 2019. Cálculos UPME, 2020)</i>	162
<i>Tabla 36. Resumen supuestos oferta petróleo y derivados</i>	163
<i>Tabla 37. Escenarios de reservas de petróleo (UPME, 2020)</i>	163
<i>Tabla 38. Supuestos gas natural, GLP y otros</i>	164
<i>Tabla 39. Supuestos de electricidad</i>	164
<i>Tabla 40. Costo promedio sector residencial (USD 2019/kW)</i>	165
<i>Tabla 41. Costo promedio por equipo sector residencial (USD/kW)</i>	165

<i>Tabla 42. Costo promedio sector terciario (USD 2019/kW).....</i>	<i>165</i>
<i>Tabla 43. Costo promedio sector industrial (USD 2019/kW).....</i>	<i>166</i>
<i>Tabla 44. Costo promedio por categoría vehicular (USD 2019/Vehículo)....</i>	<i>166</i>
<i>Tabla 45. Relación de costos de vehículos eléctricos frente al de combustión interna más usado por categoría.....</i>	<i>167</i>
<i>Tabla 46. Relación de costos de vehículos a gas combustible frente a los actuales de combustión interna más usado por categoría.</i>	<i>168</i>
<i>Tabla 47. Relación de costos de vehículos a hidrógeno frente al de combustión interna más usado por categoría.....</i>	<i>168</i>
<i>Tabla 48. Costos de inversión y operación de las tecnologías de generación (EIA, 2019).....</i>	<i>169</i>
<i>Tabla 49. Proyección de precios de los combustibles (UPME).....</i>	<i>171</i>

Introducción

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) presenta en este documento el **Plan Energético Nacional 2020-2050: La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible.**

¿Qué es el PEN 2020-2050 y cuál es su propósito?

El PEN 2020-2050 es un documento indicativo de prospectiva energética. El propósito de este documento es definir una visión de largo plazo para el sector energético colombiano e identificar las posibles vías para alcanzarla. En ese sentido, el PEN 2020-2050 no pretende pronosticar cómo será el futuro, sino por el contrario, explorar las alternativas mediante las cuales se puede moldear. En este texto se presentan escenarios energéticos de largo plazo, a través de los que se pueden analizar aspectos tecnológicos y económicos asociados a la transformación energética, que sirven como punto de apoyo en las decisiones estratégicas del sector energético colombiano.

El PEN 2020-2050 presenta los caminos que se podrían emprender para alcanzar la transformación energética que habilite el desarrollo sostenible de Colombia y cuáles son las implicaciones de cada camino, en términos de abastecimiento energético, aporte al cambio climático, riesgos tecnológicos y costos para el sector.

En este escrito se analizan las políticas y metas ya establecidas en materia energética, el impacto de medidas más ambiciosas y los desafíos relacionados con la adopción de tecnologías ya comerciales y otras que aún se encuentran en desarrollo.

¿Cómo se elaboró el PEN 2020-2050?

El PEN es el resultado del engranaje de tres piezas fundamentales. La primera corresponde a la incorporación de una visión multidisciplinaria de largo plazo en los ámbitos de ciencia y tecnología, economía y sociedad y gobiernos y políticas públicas. La segunda, la participación y construcción colectiva entre gobierno y sociedad de la visión y pilares planteados y finalmente, en el modelamiento y análisis energético en la UPME.

Con el fin de integrar una visión multidisciplinaria en el PEN 2020-2050, la UPME realizó entrevistas a líderes de opinión en ámbitos como la política, la economía y la tecnología. En las entrevistas se abordaron, entre otros, las apuestas en ciencia y tecnología a largo plazo, las repercusiones en el empleo de la digitalización y robotización de procesos, las dinámicas poblacionales y su efecto en el desarrollo económico, las tendencias de consumo a largo plazo, las nuevas formas de comunicación y de control de los ciudadanos a los gobiernos.

La construcción colectiva le permitió a la UPME conocer las perspectivas de largo plazo de diferentes agentes del sector. Con la información recogida en los talleres se elaboró la visión y los pilares del PEN 2020-2050. Estos talleres de construcción colectiva se realizaron en junio y julio de 2020, participaron 229 personas del sector privado, la academia, la población civil y otras instituciones del gobierno.

El tercer engranaje del PEN 2020-2050 es el modelamiento de los escenarios a largo plazo en la UPME. Gracias a este ejercicio se pueden identificar los posibles caminos y el *trade-off* entre ellos para alcanzar la visión propuesta. Los escenarios planteados parten de la seguridad del suministro como bastión fundamental y se caracterizan por agrupar iniciativas con diferentes grados de riesgo en términos tecnológicos, de ambición en mitigación al cambio climático y del cambio que representarían para el sistema.

Antes de presentar los mensajes del PEN 2020-2050, vale la pena señalar que este documento se elaboró en un contexto excepcional. Por un lado, el sector energético a nivel global se encuentra en transformación hacia un esquema de descentralización, descarbonización y digitalización, lo cual plantea grandes retos para una industria que se ha caracterizado por las economías de escala y, por tanto, por el desarrollo de grandes infraestructuras y el uso generalizado de combustibles fósiles.

Por otro lado, 2020 fue el año de la COVID-19. Las medidas que se adoptaron en Colombia y en el mundo para mitigar el contagio de este virus no tienen prece-

dentos en la historia reciente. La restricción de movilidad y el aislamiento de la población significó un cambio en la forma de vida, de trabajar y de relacionarnos. Si bien en el corto plazo se pueden identificar los retos asociados a la desaceleración económica y las fricciones en el comercio mundial, los cambios permanentes y de largo aliento que se deriven de la pandemia aún son inciertos y, en consecuencia, no fueron contemplados en el desarrollo de los escenarios.

¿Qué propone el PEN 2020-2050?

El PEN 2020-2050 le apunta a que la transformación energética sea habilitante para el desarrollo sostenible del país. La transformación energética implica un cambio estructural en el sistema. Un cambio tanto en la forma en cómo y dónde se produce energía, en la manera en que se organiza el transporte y distribución de los energéticos y el modo y las formas como se consume. Por su parte, el desarrollo sostenible concibe un balance entre el crecimiento económico, la protección al medio ambiente y el bienestar de la sociedad, en el que se satisfacen las demandas presentes sin poner en riesgo las de las futuras generaciones.

Con esta visión como faro orientador, el PEN 2020-2050 propone posibles caminos encaminados hacia la sustitución de energéticos no renovables y contaminantes por fuentes renovables y con menores impactos ambientales, la optimización de los procesos en la cadena de valor gracias a la automatización y digitalización, la incorporación de soluciones energéticas modu-

lares y de menor escala y el máximo aprovechamiento de la energía en su uso final.

Teniendo en cuenta que la transformación energética y el desarrollo sostenible requieren del engranaje tecnología-economía-política pública, el PEN 2020-2050 plantea cuatro áreas estratégicas (pilares) para enfocar las acciones de política pública: la seguridad y confiabilidad del abastecimiento, la mitigación y adaptación al cambio climático, la competitividad y el desarrollo económico y la gestión del conocimiento y la innovación.

El PEN 2020-2050 propone que la seguridad y confiabilidad de abastecimiento como centro de la política energética, se encamine a permitir el acceso a soluciones energéticas de calidad y asequibles para los consumidores y a diversificar la matriz energética.

En cuanto a la mitigación y adaptación al cambio climático, el PEN 2020-2050 plantea la búsqueda de soluciones que permitan reducir las emisiones de GEI tanto en la producción como en el consumo de energía y avanzar en acciones que posibiliten que la infraestructura de producción y transporte de energéticos sea resiliente.

Con respecto a la competitividad y el desarrollo económico, como otra de las áreas estratégicas del PEN 2020-2050, se propone que la política pública propenda por la adopción de tecnologías para un uso eficiente de los recursos y promueva un entorno de mercado competitivo que se encamine hacia una economía circular.

La gestión de la innovación y del conocimiento es el elemento habilitador de

la transformación. En este sentido, el PEN 2020-2050 plantea que se avance en la digitalización y uso de datos para la toma de decisiones en el sector y se estimule la formación de capital humano y centros de investigación en áreas de desarrollo de nuevas fuentes y usos de la energía.

Sustentado en los pilares planteados, en el PEN 2020-2050 se exploran cuatro caminos (escenarios) que se dirigen hacia la transformación energética: *Actualización, Modernización, Inflexión y Disrupción*. En cada escenario se simulan trayectorias de demanda energética a largo plazo a partir de diferentes supuestos de oferta y desarrollo tecnológico con distintos grados de riesgos, costos e impactos.

Mensajes del PEN 2020-2050

La transformación energética es un proceso que toma tiempo, requiere inversiones y se habilita a través de señales de política pública. La reconversión de la producción y consumo de energía se dará de manera gradual, puesto que el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan sustituir efectivamente los combustibles convencionales surte un proceso de ensayo y error, de innovaciones radicales y marginales que con el paso del tiempo alcanzan un estado de desarrollo con el que se puede dar su adopción masiva.

Por su parte, el cambio tecnológico implica inversiones que pueden ser mayores en comparación con la tecnología y combustibles convencionales en el corto plazo, así como los potenciales costos de reconfiguración de las cadenas de valor. Por ello, la velocidad de la transformación

energética depende de la disponibilidad de recursos con los que se cuente tanto por el lado de la producción de energía, como por los actores en todos los renglones de consumo.

La política pública puede ser el catalizador de la transformación energética. Las señales que se emitan en materia de precios de los energéticos, estándares mínimos de desempeño, eliminación de barreras de entrada, promoción a la participación, innovación y a nuevos negocios, y el establecimiento de un marco normativo y económico propicio para la inversión y la reconversión tecnológica es fundamental para orientar al país hacia la visión del PEN 2020-2050.

El reto de los próximos 30 años será abastecer una demanda creciente de energía utilizando menos combustibles fósiles. Si bien los combustibles líquidos seguirán participando en la matriz energética se pueden dar pasos hacia la descarbonización a través de la diversificación con gases combustibles y fuentes no convencionales de energía renovable y con un recambio tecnológico que permita hacer un uso eficiente de la energía.

El sector transporte será el gran protagonista en la transformación. Los potenciales ahorros de energía que se pueden alcanzar con la adopción de mejores tecnologías, los progresos de la electrificación vehicular y las perspectivas de desarrollo de hidrógeno (y otros biocombustibles avanzados) hacen del sector transporte el principal actor del país en términos de cambio energético y mitigación del cambio climático en los próximos 30 años.

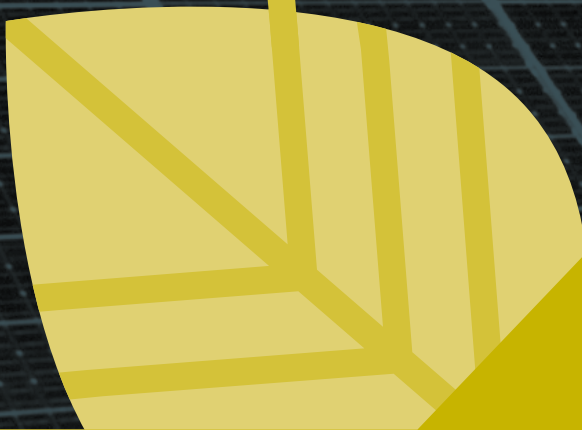
Las fuentes no convencionales serán el factor democratizador del sector energético. La generación distribuida con fuentes fotovoltaicas y el almacenamiento de energía son disruptores radicales en la cadena de valor, pues rompen con el paradigma de economías de escala del sector eléctrico. Lo anterior habilita una proliferación de alternativas de abastecimiento y distribución que favorecen la entrada de nuevos jugadores y empoderan a los usuarios finales y las comunidades como gestores de su consumo energético (eléctrico).

La transformación energética es un nicho de nuevos negocios y oportunidades. El desarrollo de nuevas fuentes de producción y formas de consumo de energía abren posibilidades para la inversión, formación de capital humano, investigación y desarrollo de nuevos productos que agreguen valor a la economía del país.

Este documento se organiza en cuatro capítulos. En el primero se presenta el punto de partida del PEN 2020-2050, es decir, la situación actual del sector energético colombiano. En el segundo se describen los cuatro componentes de la estructura del PEN 2020-2050, la visión, los pilares, los objetivos y las iniciativas. En el tercero se muestran los resultados del ejercicio de modelamiento energético de largo plazo y finalmente, en el cuarto se exponen las conclusiones de este ejercicio. Toda la información detallada sobre los supuestos y *drivers* utilizados en materias económica y energética en cada uno de los escenarios se describen en los anexos.

Capítulo

T



Punto de partida del
Plan Energético Nacional
2020-2050

En esta sección se presenta el punto de partida para la construcción del PEN 2020-2050. A continuación, encontrará una breve descripción de cómo el sector energético colombiano se ha transformado en los últimos 40 años, el estado actual del consumo, la matriz energética y su infraestructura y los aportes a la economía colombiana del renglón minero-energético. Además, están los desafíos que desde hoy marcan un nuevo camino para el sector en los próximos 30 años.

CAMBIOS Y ESTADO ACTUAL DE LA MATRIZ ENERGÉTICA COLOMBIANA.

La transición del sector energético colombiano de 1975 a 2019

En el lapso de 1975 a 2019, la población colombiana se ha duplicado, pues ha pasado de casi 24 a 49 millones de habitantes y el PIB (DANE, 2020) ha crecido 4,8 veces, pasando de 183.809 MMCOP a 881.429 MMCOP (DANE, 2020). Este crecimiento tanto en la producción como en la pobla-

ción ha implicado un aumento significativo en el consumo de energía y un cambio en la composición de la oferta de energéticos.

En este periodo, el consumo final de energía en Colombia pasó de 728 PJ¹ a 1.346 PJ, lo que refleja la transformación productiva y económica del país. En particular, muestra el paso de un país poco interconectado e industrializado, a uno más urbanizado y moderno. El crecimiento de la demanda se explica por el aumento del consumo energético en la industria manufacturera y en el sector transporte², que presentaron tasas promedio anuales de crecimiento del 2,4 % y 5,9 %, respectivamente.

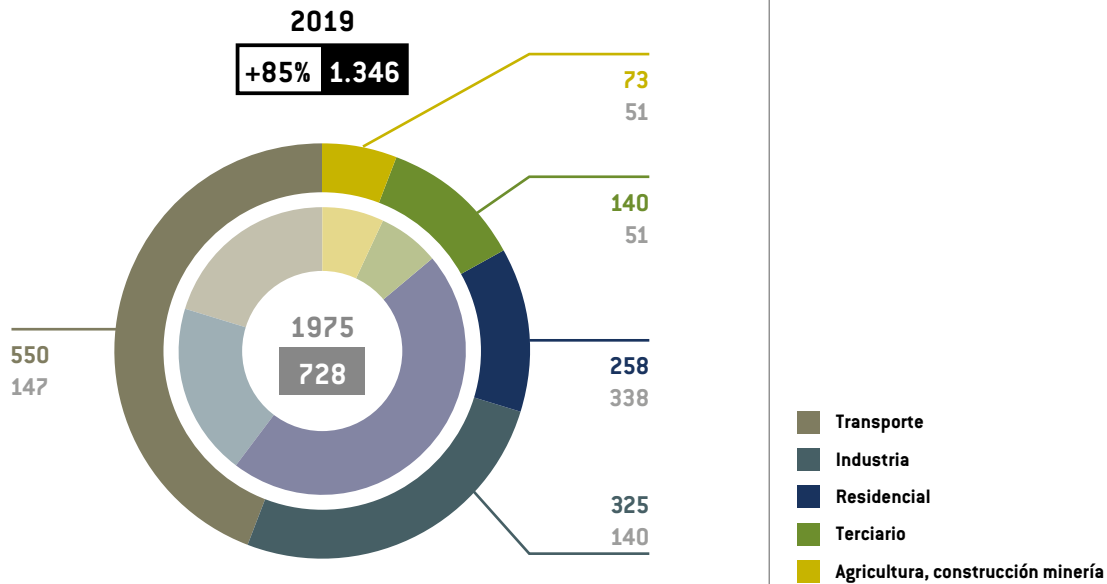
1 La unidad básica de energía en el sistema de unidad internacional es 1 Joule. 1×10^{15} corresponde a 1 petajoule (PJ).

2 La cantidad de vehículos terrestres en Colombia pasó de 3.207.316 a 13.862.679, entre 2002 y 2018.

Ilustración 1.

Participación por sectores en el consumo final de energía (PJ) 1975-2019

(UPME, 2020)



Esto contrasta con la disminución del consumo de energía del sector residencial, que era el más intensivo en 1975. El cambio se explica por la sustitución de leña a combustibles más eficientes, como la energía eléctrica y el gas natural (ver [ilustración 1.](#)).

La oferta de energéticos en este mismo periodo (1975-2019) ha cambiado su composición, en consonancia con la masificación de tecnologías de motor de combustión y electrodomésticos, y con los procesos de industrialización del país.

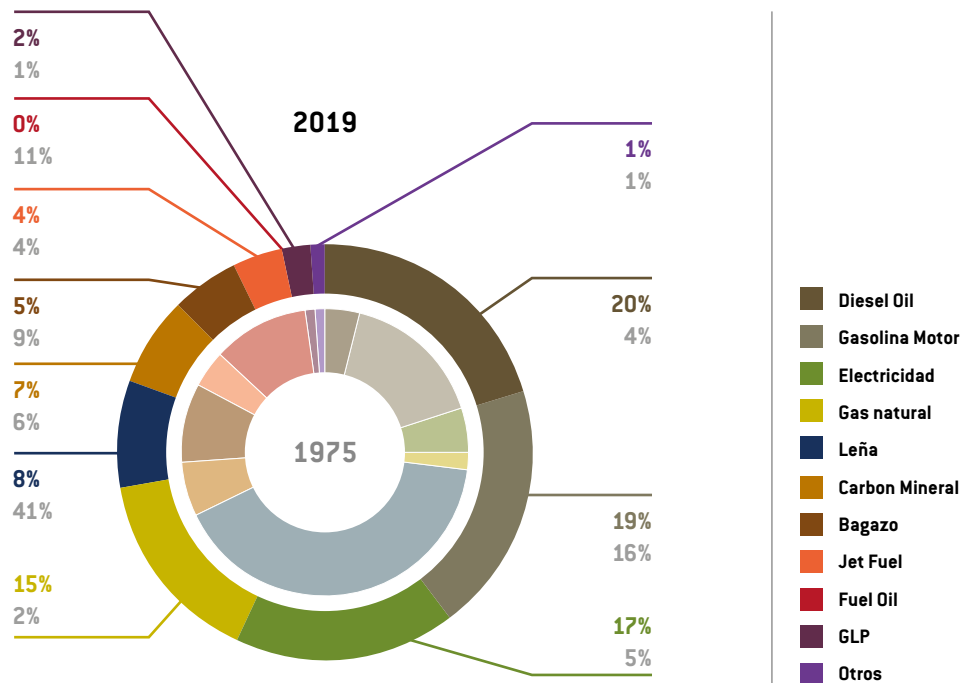
Los combustibles líquidos fueron los protagonistas en este periodo, pues pasaron de representar algo más del 20 % de la oferta en 1975 a 40 % en 2019. El diésel registró un incremento superior a cinco veces en su participación porcentual de 1975 a 2019, producto del incremento de

la demanda en transporte y de la adopción de una política de precios diferenciales con respecto a la gasolina a comienzos de 2000 (García, 2016).

Los otros energéticos que ganaron protagonismo fueron la energía eléctrica y el gas natural. El primero aumentó su participación en más de tres veces, mientras que el segundo lo hizo en más de ocho veces, alcanzando un 16 % de participación en la oferta en 2019. El crecimiento de estos dos energéticos en la matriz responde a los procesos de urbanización del país y a la política de mejoramiento de cobertura y sustitución de combustibles tradicionales de baja eficiencia (bagazo y leña), que permitieron la construcción de infraestructura de producción, transporte y distribución asociada a la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica

Ilustración 2.

Composición de la oferta energética 1975-2019 (UPME, 2020)



y gas natural (DNP, 1991) (DNP, 1993) (ver ilustración 2.).

Matriz energética colombiana a 2019 en perspectiva con el mundo y Latinoamérica.

Intensidad energética y consumo per cápita

La intensidad energética³ en Colombia en 2015 fue de 2,26 MJ/USD. Al comparar este indicador con el resto del mundo se observa que en promedio es del doble (i.e. 5,44 MJ/USD). Con respecto a los países de la región, este indicador se encuentra a la par del de Perú con 2,76 MJ/USD y Pa-

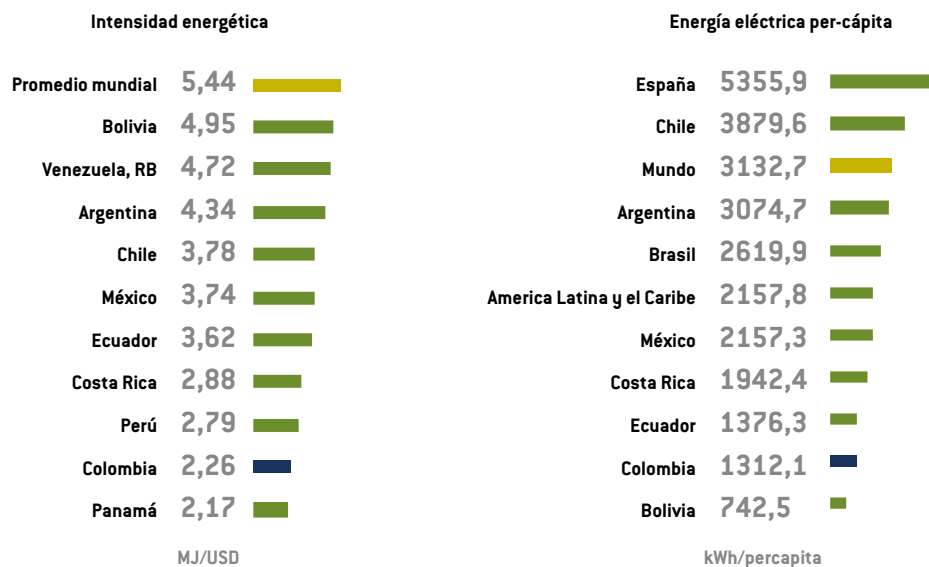
namá con 2,17 MJ/USD, mientras que está por debajo de otros con mayores niveles de industrialización como Argentina con 4,34 MJ/USD, Chile con 3,78 MJ/USD y México con 3,74 MJ/USD.

Otro indicador que permite comparaciones entre países es el consumo per cápita de energía eléctrica. A escala mundial, este indicador se encuentra en 3.132 kWh-año, mientras que en Colombia fue de 1.312 kWh-año en 2019. Con este indicador se puede concluir que la economía en estado similar a la de países como Ecuador con 1.376 kWh-año. Otros países de la región se encuentran más cercanos

3 La intensidad energética es indicador que muestra cuánta energía se utiliza para producir una unidad de producto. Una relación más baja indica que se utiliza menos energía para producir una unidad de producción. Mide la relación entre energía (en Julios) y el PIB (en valores monetarios) que describe la necesidad energética para la consecución de una unidad de riqueza.

Ilustración 3.

Comparación intensidad energética (MJ/USD) y consumo de energía eléctrica per-cápita (KWh/población) (Banco Mundial, 2015)⁴ y UPME



al promedio mundial como Chile con 3.879 kWh-año, Argentina con 3.074 kWh-año y Brasil que alcanza 2.619 kWh-año (ver *ilustración 3*).

Composición del consumo energético por sector.

El principal consumidor de energía en Colombia es el sector transporte. El consumo energético de este renglón de la economía corresponde al 40 % del total en 2018. El modo de transporte con mayor contribución es el carretero (88 %) contando pasajeros y carga, seguido por el aéreo (10 %).

La composición del uso de combustibles en el sector transporte en Colombia es similar a la del resto del mundo y de los

países de la región. El consumo de combustibles líquidos derivados del petróleo es mayoritario en todas las regiones del mundo (Mundo 92 %, Latinoamérica 88 % y en Colombia 96 %). En Colombia, los combustibles líquidos de mayor uso en transporte son la gasolina y el diésel (con mezclas de biocombustibles), seguidos por el gas natural⁵ (ver *ilustración 4*).

El sector industrial es el segundo consumidor de energía en el país, con una participación del 22 % del consumo total. De acuerdo con la estructura de la industria colombiana, el principal uso final de la energía es el calor directo e indirecto, que

4 Cifras disponibles a nivel internacional para el año 2015. La intensidad energética es calculada a partir del energético primario internacional.

5 Los tipos de vehículos de mayor consumo se encuentran en el transporte de carga (camiones y tractocamiones) con un 36 % y en el transporte público de pasajeros (buses, busetas, microbuses y taxis), con un 34 %.

Ilustración 4.

Consumo de energéticos del sector transporte (2018) – (PJ) (IEA, 2020; UPME, 2020)

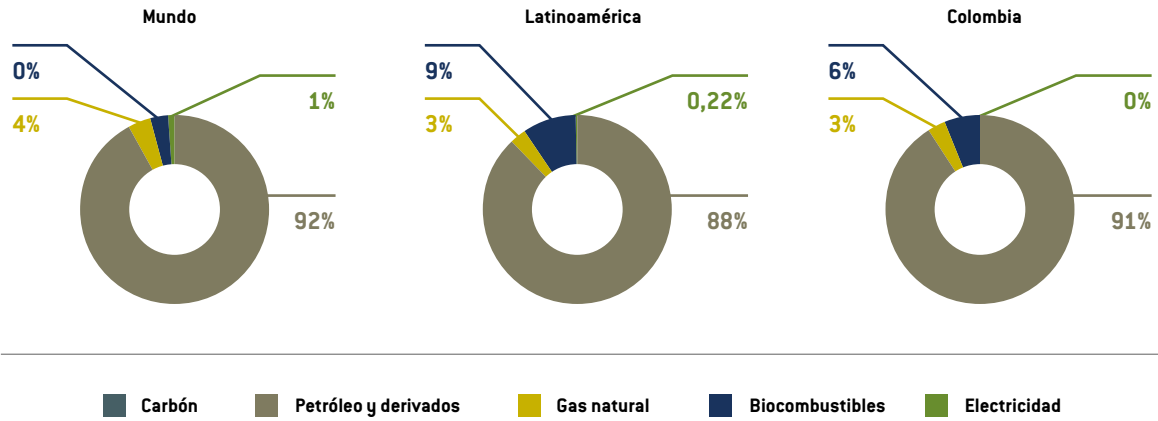
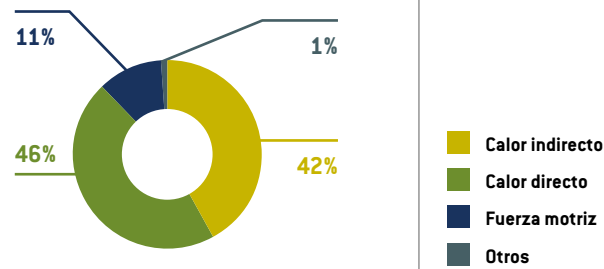


Ilustración 5.

Caracterización usos finales en la industria (2018) (IEA, 2020; UPME, 2020)



representa un 87 % de los usos finales⁶ (ver ilustración 5.).

Los energéticos más usados en la industria son el gas natural (29 %), el carbón mineral (28 %), el bagazo (20 %) y la energía eléctrica (20 %). Al comparar el consumo de la industria manufacturera colombiana con la de Latinoamérica y el resto del mundo se observa que las diferencias

radican en una menor demanda de energía eléctrica y biocombustibles, en contraposición de un mayor uso del gas natural (ver ilustración 6.).

El sector residencial representa el 20 % del consumo final de energía en el país y las actividades con usos más intensivos son la cocción con un 68 % y la refrigeración con un 15 %⁷, seguidos por otras acti-

6 Los subsectores que más contribuyen a este consumo son: alimentos (33 %); minerales no metálicos (21 %) y coquización y refinería (15 %).

7 La cocción presenta altos consumos debido a la baja eficiencia de las tecnologías usadas actualmente, tanto en las áreas urbanas como en las rurales, donde predomina el uso de estufas de gas combustible (gas natural o GLP), cuyas eficiencias varían entre 35% y 50%UPME-IREES - TEP - CORPOEMA. (2019).

Ilustración 6.

Consumo de energéticos del sector Industrial (2018) – (PJ) (IEA, 2020; UPME, 2020)

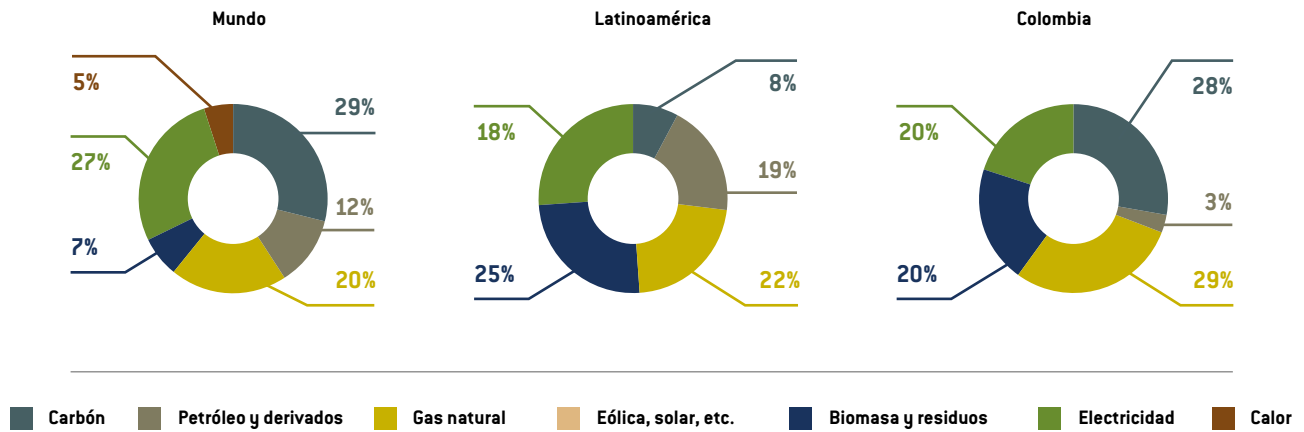
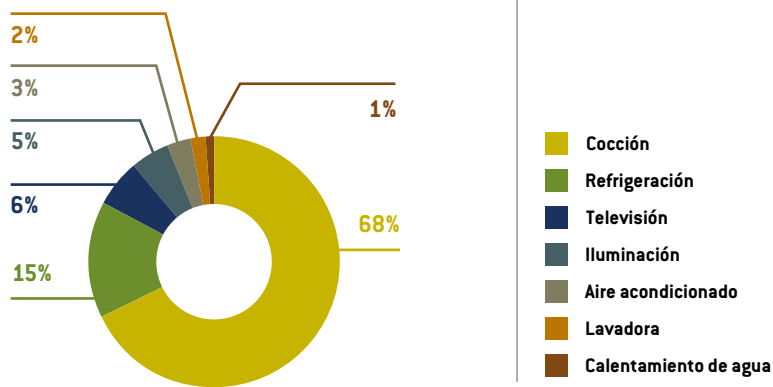


Ilustración 7.

Caracterización usos finales en el sector residencial (2018) (IEA, 2020; UPME, 2020)



vidades como la televisión, la iluminación, aire acondicionado, las lavadoras y el calentamiento de agua (ver [ilustración 7](#)).

Los energéticos más usados en el sector residencial en el país son: la leña con 37 %⁸, la energía eléctrica con 35 %, el gas natural con 20 % y el GLP con 7 %. Si se compara con el ámbito internacional, Colombia se distingue por un mayor uso de

biomasa y gas natural en el sector residencial, en contraposición con el resto del mundo y Latinoamérica, que tienen mayores participaciones del petróleo y sus derivados en este sector (ver [ilustración 8](#)).

Finalmente, el sector terciario demanda el 5 % de la energía en Colombia. Los principales usos finales de este sector son térmicos (calentamiento y refrigeración),

8 Este consumo se explica esencialmente por el empleo de leña para cocción en las zonas rurales y esta cantidad de biomasa corresponde solo al 10,84 % de los hogares, equivalente a 1.664.000. DANE (2018). Según la Encuesta Nacional de Calidad de Vida.

Ilustración 8.

Consumo de energéticos en el sector residencial (2018) – (PJ) (IEA, 2020; UPME, 2020)

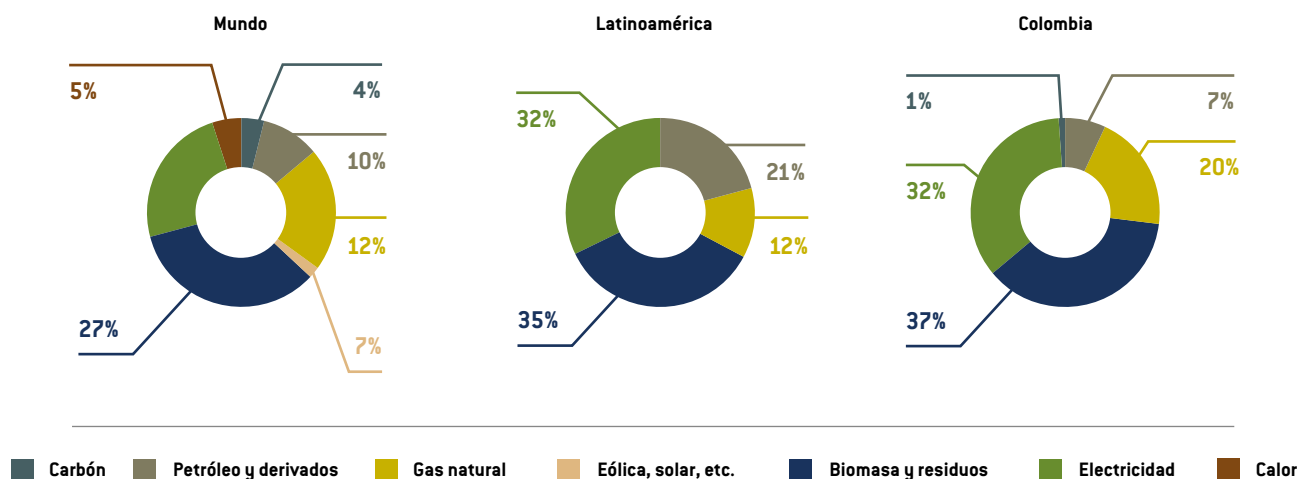
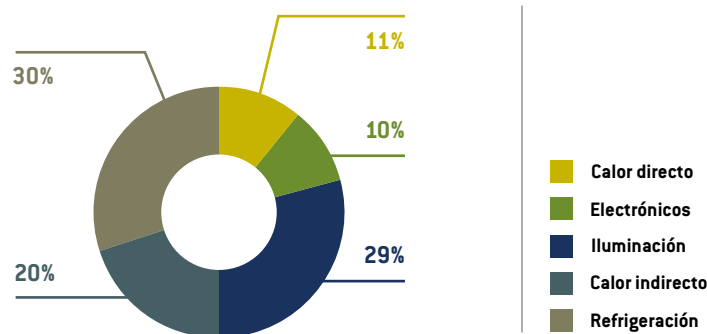


Ilustración 9.

Caracterización usos finales del sector terciario (2018) (IEA, 2020; UPME, 2020)



la iluminación y el uso de electrónicos. El principal energético usado en el sector es la electricidad que representa el 73 % del total, seguido por el gas natural con un 23 % y el GLP en menor proporción con el 5 % (ver ilustración 9.).

Al comparar el consumo del sector comercial y público colombiano con el del resto del mundo se identifica un mayor uso de energía eléctrica, que contrasta con el bajo consumo de petróleo y sus derivados y de biomasa y residuos (ver ilustración 10.).

Composición de la oferta energética e infraestructura disponible

La composición de la oferta energética en Colombia está en línea con lo observado en el resto del mundo, en las participaciones de combustibles líquidos, gas natural y energía eléctrica. El recurso más utilizado es el petróleo y sus derivados, que en el mundo representa el 35 % de la oferta, mientras que en Latinoamérica el 41 % y en Colombia el 40 %. Por otro lado, el gas natural alcanza una proporción del 21 %, similar a lo registrado a nivel mundial y en

Ilustración 10.

Consumo energéticos sector terciario (2018) – (PJ) (IEA, 2020; UPME, 2020)

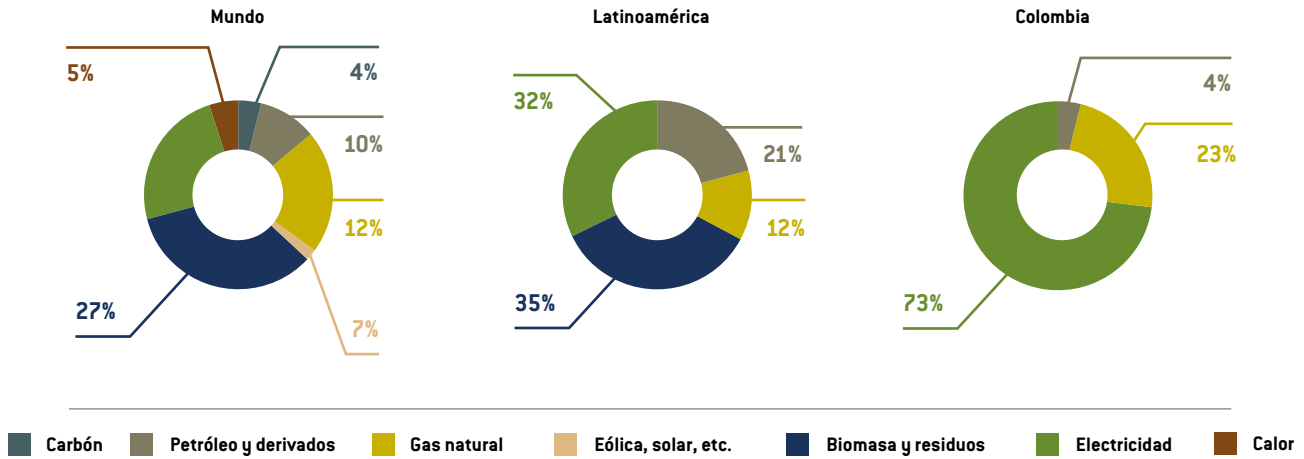
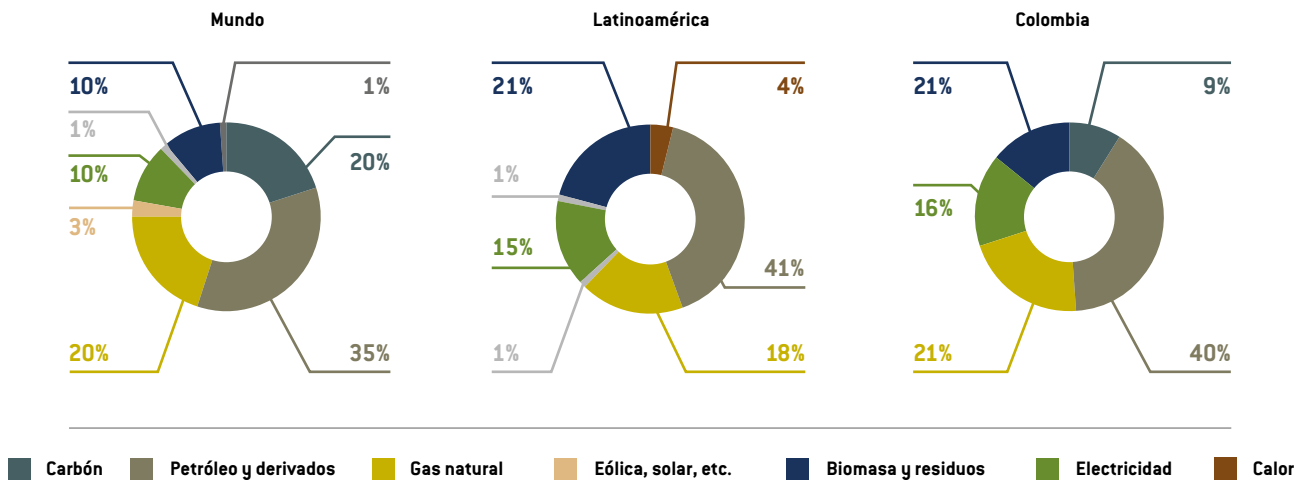


Ilustración 11.

Oferta energética para consumo final (2018) – (PJ) (IEA, 2020; UPME, 2020)



la región (20 % y 18 %, respectivamente). La energía eléctrica en Colombia tiene una participación del 16 %, mientras que en el mundo es del 10% y en América Latina del 15 %.

El carbón es tal vez el energético que más variación tiene entre las regiones. En el mundo representa el 20 % de la oferta,

mientras que en Colombia alcanza un 9 % y en América Latina un porcentaje marginal (ver ilustración 11.).

En cuanto a la infraestructura disponible para la producción, transporte y distribución de petróleo y sus derivados, en 2019, el país produjo 886 kBPD de petróleo y 435.247 BPD⁹ de combustibles líquidos.

9 Incluye agregado de Barrancabermeja y Cartagena para Gasolinas, ACPM, Jet fuel, y GLP.

dos (UPME, 2018). Actualmente, hay dos grandes refinerías ubicadas en Cartagena y Barrancabermeja; además existen plantas de menor tamaño en diferentes lugares del país. Con respecto al transporte de crudos, la red de oleoductos se extiende por 2.262 km y 3.749 km en el sistema de transporte de productos refinados (UPME, 2020). Por otro lado, el país cuenta con la capacidad de producción de 10.395 BPD etanol y 13.969 BPD de biodiésel (UPME, 2020).

Con respecto al gas natural, los 70 campos de producción activos produjeron 1.374 GBTUD de gas internamente en 2019. En cuanto al transporte, el país cuenta con 7.639 km en redes, lo que ha permitido pasar de 2.182.928 usuarios en 2000 a 10 millones de usuarios residenciales en 2020. Por último, la planta de regasificación para gas importado entregó al sistema 28 y 17 GBTUD en 2018 y 2019, respectivamente (PROMIGAS, 2020).

La oferta interna de GLP se origina en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, y en los campos de producción de gas en el oriente del país. Para 2019, la producción en campos y las importaciones alcanzaron 631.000 toneladas (GASNOVA, 2020). El transporte de GLP se hace mayoritariamente por carretera y una menor fracción por la red de propanoductos que se extiende por 818.9 km (UPME, 2019).

La generación de energía eléctrica cuenta con una capacidad instalada igual a 17.749 MW, de los cuales el 68 % corresponde a capacidad hidráulica y el 30 % térmica. En el corto plazo se espera la adición de 1.398 MW de capacidad en fuen-

tes no convencionales de energías renovables (solar y eólica). La infraestructura de transmisión alcanza 26.965 km (XM, 2020), además de 526.882 km en redes de distribución (ASOCODIS, 2018). A 2019, la tasa de cobertura de energía eléctrica en el país es de 96.53 %, lo que equivale a 13.798.765 usuarios (UPME, 2019).

Aporte del sector energético al crecimiento económico del país.

El sector energético ha habilitado y aportado al desarrollo económico del país. Por un lado, la extracción y producción de hidrocarburos y minerales ha sido un renglón importante en las exportaciones nacionales y en la generación de divisas. Por otro lado, se han acometido inversiones en infraestructura para la producción, transporte y distribución de energéticos.

La participación del sector minero-energético en el PIB nacional ha oscilado entre el 8 % y el 14 % entre 2005 y 2019. La actividad de extracción y producción de hidrocarburos y minerales representa en promedio 5,1 % del PIB durante los últimos quince años. En 2011 y 2012 se alcanzaron niveles superiores al 10 %, producto del alza en la producción y precios internacionales.

La cadena de valor de la prestación de servicios públicos en el sector energético (energía y gas) ha tenido una participación entre el 2,1 % y el 2,4 % del PIB entre 2005 y 2019. Por otro lado, la coquización y refinación de hidrocarburos ha aumentado su participación de 0,8 % a 1,1 % durante el mismo periodo (ver [ilustración 12.](#)).

Ilustración 12.

Participación del sector minero energético en el PIB (DANE, 2020)

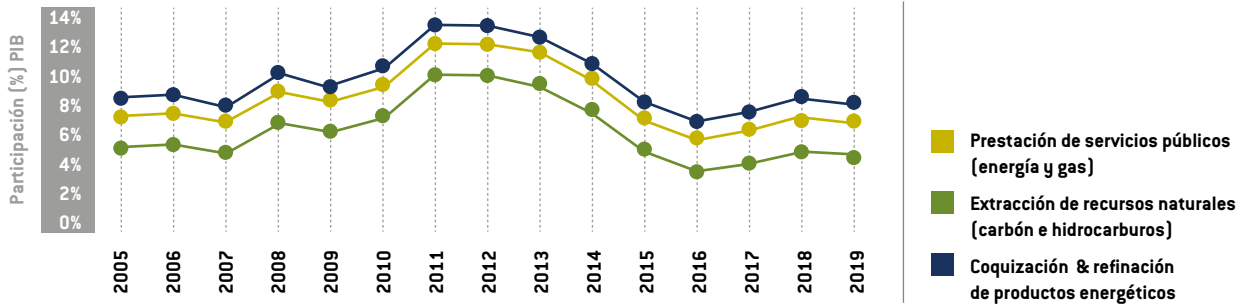
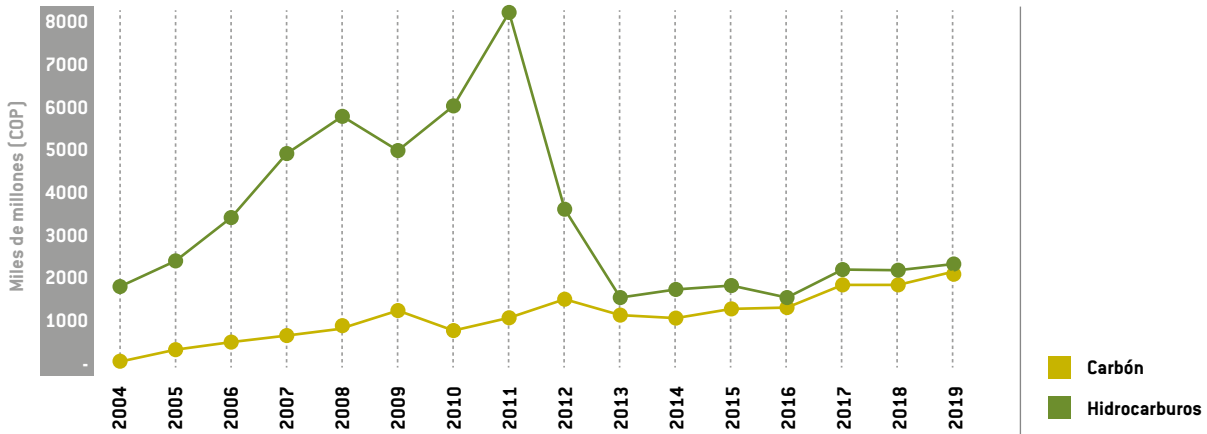


Ilustración 13.

Aportes al sistema general de regalías del sector minero-energético (ANH, 2019; ANM, 2020; ANM, 2016)



La explotación de hidrocarburos y recursos mineros también aporta al desarrollo nacional mediante las regalías. Como se puede apreciar Ilustración 13, estas cifras han alcanzado 8.000 MMCOP durante los periodos de precios más altos de petróleo en 2011 y actualmente se encuentran alrededor de 2.400 MMCOP anuales. (ANH, 2019) (ANM, 2020) (ANM, 2016) (ver ilustración 13.)

DESAFÍOS DEL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO EN LAS PRÓXIMAS DÉCADAS

Desafío 1. Disponibilidad de recursos energéticos locales, cobertura universal y mejoras en calidad del servicio

El abastecimiento seguro y confiable ha sido el objetivo central de la política y la planeación energética. Para que el sector productivo crezca de forma sostenida y los ciudadanos de hoy y de futuras gene-

raciones gocen de buenos estándares de calidad de vida se requiere que la oferta energética, además de satisfacer sus necesidades de forma confiable y con calidad, sea asequible y sostenible.

Colombia ha podido abastecer su demanda de energía mayoritariamente con recursos internos. Sin embargo, las expectativas de largo plazo de oferta y demanda indican que la autosuficiencia energética podría terminar. Adicionalmente, estudios realizados por las entidades de vigilancia y control señalan que aún se presentan brechas tanto de cobertura como de calidad del servicio; por lo que el primer reto del sector energético sigue siendo el abastecimiento de la demanda local de forma confiable, sostenible y asequible.

En cuanto a la autosuficiencia, el *Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural* (UPME, 2020) muestra que el balance entre la oferta de gas local y demanda podría ser deficitario entre 2023 y 2028, y por ello se recomienda contar con infraestructura de importación. De igual forma, en el *Plan indicativo de combustibles líquidos* (UPME, 2018) se encuentra que se necesitaría importar crudos livianos y pesados en 2028 para cumplir con los requerimientos de las refinерías y la demanda, en caso de que se presentaran las condiciones del escenario de baja producción de petróleo.

Con respecto al GLP, el *Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP* (UPME, 2019) señala que Colombia podría tener un déficit de abastecimiento de ese combustible, por lo que también se requeriría de

infraestructura de importación para garantizar la confiabilidad en el corto y mediano plazos.

En el caso del sector eléctrico, la seguridad del abastecimiento se encuentra cubierta hasta la vigencia 2022-2023 por el Cargo por Confiabilidad. No obstante, las asignaciones futuras dependerán, entre otras cosas, de la dificultad en la construcción de grandes proyectos de generación y transmisión, las potenciales restricciones ambientales en el uso del agua y otros recursos térmicos y el desmejoramiento de los factores de disponibilidad ocasionados por el envejecimiento de los equipos.

En razón a que el abastecimiento energético confiable, sostenible y asequible implica garantizar unos niveles mínimos de calidad del servicio, este primer desafío también exige avanzar en el mejoramiento de estos indicadores. El desafío para el sector parte de la reducción de brechas existentes de los indicadores de calidad entre prestadores y termina cuando se alcancen los estándares internacionales.

Actualmente, los usuarios que gozan de la mejor calidad de servicio observan en promedio 19,9 interrupciones al año, con una duración acumulada de 14,8 horas. Los peores indicadores de calidad del servicio son del orden de 106,9 interrupciones con una duración acumulada de 95,8 horas. De hecho, existen usuarios que pueden llegar a percibir al año más de 600 interrupciones y duraciones acumuladas de 1.000 horas al año (SSPD, 2019).

¿Cuál es el reto para la planeación energética? Si bien la planeación energé-

tica debe seguir analizando las opciones de abastecimiento interno, también debe evaluar escenarios de interacción con el comercio internacional en doble vía y aspirar a mejorar los estándares de calidad y asequibilidad en la prestación del servicio.

Gracias a la abundancia relativa de recursos energéticos del país, la planeación energética siempre había analizado a Colombia como un exportador neto. Sin embargo, la concepción del comercio internacional puede estudiarse en doble vía: importador o exportador. Lograr una mayor integración del país con los mercados energéticos mundiales y poder acometer las respectivas inversiones en infraestructura estratégica para la compra y venta de energéticos con otros países puede verse como una forma de robustecer el suministro energético nacional y de aumentar la competencia en el mercado nacional.

Para el caso de los hidrocarburos, las perspectivas futuras señalan la posibilidad de importación, pero también el desarrollo de nuevas fuentes de producción, acordes con los recursos del país. El reto se encuentra entonces en poder realizar las inversiones necesarias de forma oportuna y hacer uso de la tecnología actual para aprovechar esos recursos, en línea con los objetivos de sostenibilidad y las tendencias de los mercados mundiales.

En cuanto al sector eléctrico, la interconexión con países vecinos puede observarse una posibilidad para consolidar un mercado a nivel regional, que implica una oportunidad para optimizar el uso de recursos energéticos en el corto plazo, aumentar

la competencia, alcanzar mejores precios en el mercado local y posicionar a Colombia como un *hub* energético de la región. El reto consiste en lograr la coordinación y la cooperación entre los países vecinos para materializar las inversiones necesarias y fortalecer los marcos institucionales que permitan la conformación del mercado.

Para finalizar, la mejora en la calidad del servicio de energía eléctrica es de vital importancia para el país, durante las próximas tres décadas. Con el avance tecnológico y las perspectivas de electrificación de otros sectores de la economía, cada vez somos más dependientes de la energía eléctrica para el desarrollo de las actividades diarias, tanto en el orden individual como en el colectivo. En este sentido, el reto se encuentra en acometer las inversiones necesarias para mejorar los indicadores de calidad en la prestación del servicio y habilitar el desarrollo económico del país, así como el bienestar de los habitantes.

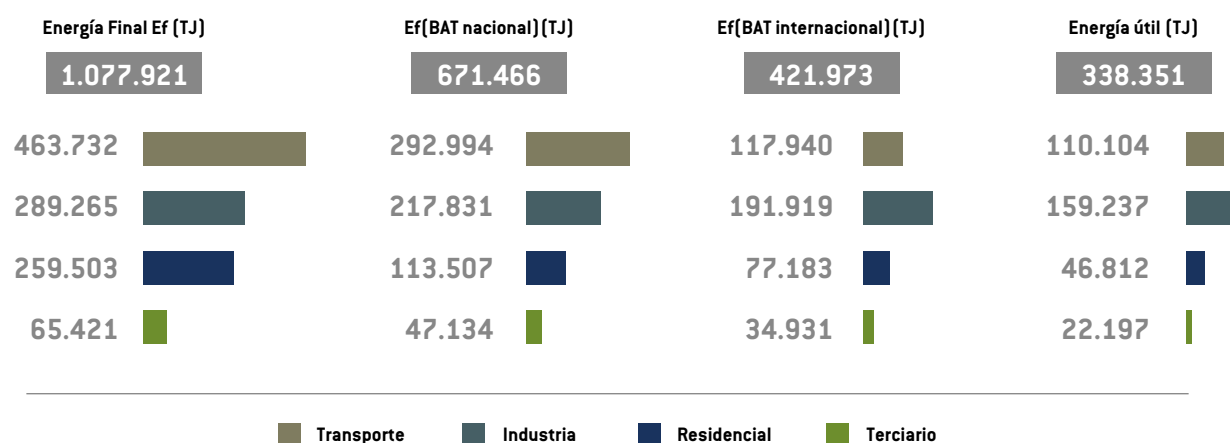
Desafío 2. Brecha tecnológica y uso eficiente de los recursos energéticos

El uso ineficiente de los recursos energéticos implica pérdidas económicas irreversibles para la sociedad, es decir, que se puede utilizar menos (reducir los costos) para producir lo mismo o con la misma cantidad de energía que se consume se podría producir más (aumentar productividad).

Además del aporte en términos de costos o productividad, la Agencia Internacional de Energía (IEA) ha catalogado la eficiencia energética como “el combusti-

Ilustración 14.

Energía final con la mejor tecnología disponible nacional e internacional (UPME, 2018)



ble para un sistema energético global sostenible” (IEA, 2020). Teniendo en cuenta que se espera que la demanda mundial de energía crezca de forma sostenida y que gran parte de los recursos que se utilizan para abastecerla provienen de fuentes no renovables (véanse las ilustraciones 2 y 4), avanzar en mejorar la eficiencia energética es un factor que contribuirá al abastecimiento de futuras generaciones.

El Balance de Energía Útil para Colombia (BEU)¹⁰ realizado por la UPME en 2018 permite concluir que la eficiencia energética ofrece una de las mayores potencialidades para reducir costos de producción en el país, aumentar la competitividad de las empresas y contribuir con otros indicadores ambientales. Por lo anterior, el segundo reto del sector energético colombiano es reducir la brecha tecnológica para aumentar la eficiencia energética.

En el BEU se compara la energía que consumen las tecnologías que se usan actualmente en el país, con respecto a la que se consumiría si se utilizaran las mejores tecnologías disponibles a escalas nacional e internacional, denominadas Best Available Technologies (BAT), y se calcula un potencial de eficiencia para alcanzar. El resultado principal del BEU es que en Colombia la energía útil es apenas el 31 % de la final y la ineficiencia en el consumo es del orden del 67 %, situación que le cuesta anualmente al país entre 6.600 y 11.000 millones de USD¹¹ al año (ver *ilustración 14.*).

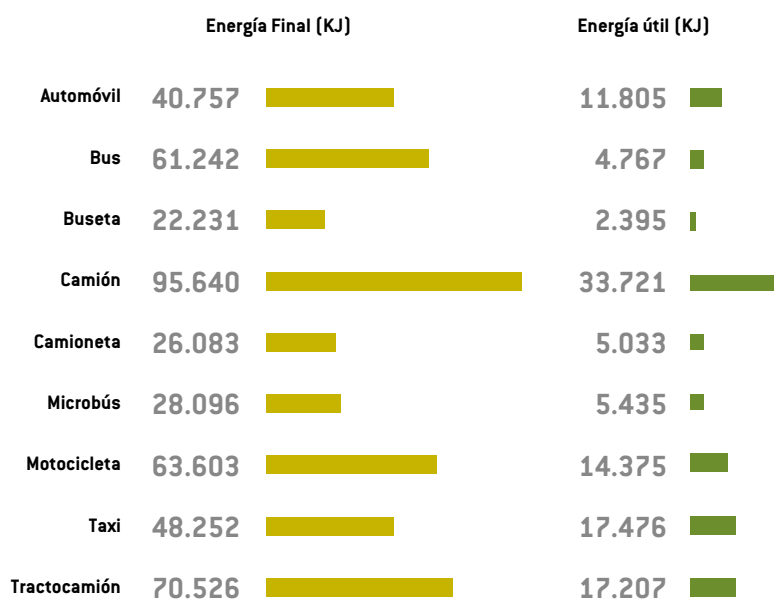
De acuerdo con los resultados del BEU, el consumo de energía final del país se puede reducir entre un 38 % y un 50 % con el cambio en todas las tecnologías del sector a las BAT de referencia interna e incluso se podría llegar a reducir hasta un 62 % si se adoptan las BAT internacionales.

¹⁰ El BEU es un ejercicio que cuantifica las pérdidas energéticas en los usos finales.

¹¹ Esta información puede ser consultada en <https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Paginas/estudio-primer-balance-energia-util-para-Colombia.aspx>

Ilustración 15.

Energía final y energía útil del sector transporte (UPME, 2018)



Por sectores de consumo, el de mayor potencial de eficiencia energética es el transporte. El BEU indica que la energía útil es solo el 24 % de la energía que se consume y las pérdidas por equipamiento corresponden al 69 %. El potencial de mejora de eficiencia para este sector, si se adoptaran las BAT nacionales sería del 50 %, lo que representaría un ahorro del orden de los 3.400 millones de USD al año. El ahorro potencial si se adoptan las BAT internacionales es de 6.000 millones de USD al año.

Para superar las brechas de eficiencia energética en transporte, en el BEU se propone la sustitución de vehículos diésel y gasolina en segmentos donde se encuentran las mayores ineficiencias (buses con eficiencias de apenas 8 %, busetas 11 %, microbuses 19 %, motocicletas 23 %, tractocamiones y camiones, 24 % y 35 %,

respectivamente), por vehículos híbridos con eficiencias cercana al 60 % y eléctricos con eficiencias superiores al 70 %, considerados además de bajas y cero emisiones (ver [ilustración 15](#)).

El sector residencial es el segundo renglón con mayores potenciales de eficiencia energética. Los ahorros estimados en el BEU de este sector están en el rango de 1.643 y 2.358 millones de USD. El mayor reto en este sector es disminuir las pérdidas en la cocción por el uso de leña. Las alternativas identificadas para mejorar la eficiencia energética en este caso son la sustitución por estufas de inducción y la actualización de equipos de aire acondicionado y refrigeración, con los que se podrían conseguir mejoras entre 30 % y 40 %, respectivamente.

La eficiencia energética también ofrece una oportunidad de ganancias en com-

petitividad para el sector industrial. En el BEU se encuentra que la energía final se podría disminuir entre 71.000 TJ y 97.000 TJ y, por tanto, alcanzar ahorros del orden de 810 millones de USD y de 1.400 millones de USD si se miden frente a BAT nacional y el BAT internacional, respectivamente.

Uno de los retos más importantes en la industria es la optimización de los procesos de calor porque corresponden al 88 % de la energía consumida en este sector. Adoptar mejores tecnologías para sustituir las calderas y hornos actuales implicaría una mejora en eficiencia del 20 %. Por otra parte, en el estudio de Eficiencia Energética en la Industria Colombiana (UPME, 2019), se encontró que con la optimización de procesos derivados de buenas prácticas de operación de los equipos se puede reducir entre un 6% y un 10% del consumo de energía a un costo mínimo.

La energía final en el sector terciario (comercial y público) puede disminuir entre 18.000 TJ y 30.000 TJ aproximadamente, con respecto al BAT nacional e internacional y alcanzar ahorros de 742 hasta 1.253 MUSD/año. Para este sector los potenciales de eficiencia energética se centran en los usos térmicos y mejorar los usos de la electricidad.

¿Cuál es el reto para la planeación energética? En virtud de las potencialidades de la eficiencia energética en términos de competitividad y sostenibilidad, la planeación energética enfrenta desafíos en cuatro áreas: informar a los consumidores, recomendar estándares mínimos, identificar esquemas de mercado que habiliten la

transformación tecnológica del país y monitorear los logros en eficiencia energética para evaluar el impacto de la política pública en esta materia.

Los consumidores mejor informados toman mejores decisiones. La difusión de información al consumidor sobre el rango de posibilidades con las que cuenta en términos energéticos como tecnológicos, así como del impacto que tiene su consumo sobre el sistema energético y el medio ambiente puede cambiar sus patrones de comportamiento.

En este sentido, los precios y las tarifas de los energéticos son la información más relevante en la toma de decisiones. Si los precios reflejan los costos de producción de los energéticos y las externalidades negativas asociadas a su producción y uso, los consumidores tendrán de forma directa los incentivos para cambiar sus patrones de consumo y adquirir equipos eficientes.

Una de las mejores oportunidades que emerge en la actualidad para contar con usuarios mejor informados es la digitalización. Con los datos e información que recogen los dispositivos digitales se pueden identificar los determinantes del consumo y diseñar respuestas óptimas. Los sensores, medidores inteligentes, robots, impresoras 3D, drones, entre otros, son dispositivos que permiten aumentar la conectividad entre humanos y máquinas, automatizar tareas manuales y, en general, consumir de forma más eficiente manteniendo o aumentando el confort y la satisfacción de necesidades.

La segunda área en la que la planeación energética puede aportar a la reconversión tecnológica del país es recomendar a las autoridades competentes el establecimiento de estándares mínimos de desempeño en términos de eficiencia energética de los equipos de uso final.

En este sentido, las iniciativas de etiquetado energético y los estándares mínimos de desempeño energético *Minimum energy performance standard* (MEPS, por sus siglas en inglés) para equipos de uso final de energía, vehículos y edificaciones deben continuar, fortalecerse e implementarse. La experiencia internacional muestra que la introducción de estándares mínimos de eficiencia energética ha sido efectiva sobre todo en países donde la información al consumidor, la autorregulación y el avance tecnológico, no logran motivar a los usuarios a privilegiar la compra de productos con mayores niveles de eficiencia energética (Ministerio de Energía de Chile, 2016).

El tercer desafío para la reconversión tecnológica y las mejoras en eficiencia energética es su financiación: La planeación energética debe identificar herramientas financieras innovadoras que viabilicen la inversión en nueva tecnología y analizar otras herramientas de intervención e incentivos que puedan implementarse desde el sector público para apoyar la compra de equipos que cumplan con los estándares establecidos.

La planeación energética debe contar con instrumentos para monitorear, reportar y verificar los avances en materia de

eficiencia energética. La recolección de información sobre los ahorros de energía y el recambio tecnológico es importante para evaluar la efectividad de las políticas públicas y realizar mejoras en las acciones e incentivos que se implementen para alcanzar las metas. Adicionalmente, esta información también contribuiría a mejorar el apoyo financiero y técnico de cooperación internacional, y a la creación de mercados que permitan el establecimiento de metas obligatorias y mecanismos de intercambio asociados.

Desafío 3. Mitigación y adaptación al cambio climático

El cambio climático es un fenómeno que pone en riesgo la existencia de la vida humana, la biodiversidad y los ecosistemas. La Organización de Naciones Unidas (ONU) lo ha calificado como el “mayor desafío de nuestro tiempo”, ya que sus efectos trascienden fronteras y generaciones y por ello se requiere una respuesta coordinada de todos los países, para frenar el calentamiento global y adaptarse a los potenciales cambios meteorológicos derivados de este fenómeno.

La respuesta de coordinación multilateral al cambio climático se ha dado en el contexto de la ONU mediante la Convención Marco sobre Cambio Climático. En este escenario, los países participantes comprometen esfuerzos voluntarios para mitigar el incremento de la temperatura media global, frenar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el corto plazo y conseguir una

senda de reducción de estos gases a mediano y largo plazos.

En términos energéticos, las medidas de mitigación ante el cambio climático (como la reducción de GEI) pasan por la adopción de mejoras de eficiencia energética que permitan reducir el consumo y la sustitución de combustibles fósiles por fuentes de bajas emisiones. Ambas medidas son necesarias para alcanzar escenarios de reducciones significativas de GEI y posteriormente la neutralidad de carbono.

En este contexto, Colombia se ha comprometido a reducir sus emisiones de GEI y ha emitido lineamientos de política conducentes a preparar y adaptar la infraestructura nacional para responder ante los eventos de variabilidad climática asociados al calentamiento global. Por ello, el tercer reto del sector energético del país es alcanzar los compromisos estipulados tanto de mitigación como de adaptación al cambio climático.

La reducción de emisiones de GEI presenta oportunidades y desafíos para el sector energético del país. Como se mencionó anteriormente, Colombia necesita cerrar la brecha tecnológica para mejorar la eficiencia en el consumo energético, por lo que las medidas tendientes a reducir el consumo a través de eficiencia energética sirven para mejorar la competitividad, y también para mitigar los efectos del cambio climático.

Sin embargo, la reducción de emisiones de GEI asociadas a la sustitución en el uso de combustibles fósiles implica un doble reto para el país. Por un lado, la pro-

ducción y explotación de hidrocarburos y carbón han aportado recursos a la balanza comercial, las regalías, el empleo formal en regiones, entre otros; por otro, se espera que la demanda de estos productos tienda a reducirse, puesto que en los mercados internacionales se disminuye el apetito por estos recursos y la inversión en ellos, lo que al final deriva en incertidumbre en su estabilidad en las siguientes tres décadas.

Además, la sustitución de combustibles fósiles requerirá inversiones que permitan la incorporación de nuevas fuentes de energía y de tecnologías que tengan menores o no generen emisiones. Es necesario analizar las opciones de diversificación de la matriz energética para la incorporación de energía de fuentes no convencionales de energía renovable como solar, eólica y geotérmica, y la adopción de tecnologías de bajas o cero emisiones como la nuclear y otros desarrollos como la captura y secuestro del carbono o el hidrógeno e incluso el gas natural y el GLP como combustibles de transición.

En materia de adaptación, el desafío para Colombia es tener una infraestructura energética (y en general en todos los sectores) resiliente, es decir, que sea capaz de adaptarse y recuperarse cuando se presenten cambios o perturbaciones externas. En esta materia, el aumento de la temperatura media puede provocar episodios de calor extremo, alta variabilidad de las precipitaciones intensas, aumento de la probabilidad de sequía y déficits de precipitación, entre otros. Estas situaciones podrían poner en riesgo la seguridad energética del país.

La mayor incertidumbre en el recurso hídrico impacta la disponibilidad de generación de energía eléctrica, los incrementos inesperados en las demandas de energía por olas de calor implican mayores requerimientos de holgura y flexibilidad en la operación del sistema; los potenciales deslizamientos e incendios podrían afectar las bases de la producción, del transporte y de la distribución de energéticos, que a su vez se reflejan en la necesidad de tener planes de contingencia e infraestructura que respondan a estas coyunturas.

¿Cuál es el reto para la planeación energética? La transición hacia escenarios que apuntan a la reducción de emisiones y a la adaptación a los riesgos del cambio climático requiere una planeación energética con un mayor alcance.

Lo primero para considerar dentro de la planeación energética es la variabilidad climática y sus efectos sobre la cadena de valor del sector. Estos eventos pueden condicionar la producción de energía y modificar los patrones de consumo, lo que implicaría distintas necesidades de infraestructura y política pública.

De igual forma, la planeación energética debe comenzar a integrar elementos económicos, sociales y ambientales en los análisis para facilitar la transformación. Además, la construcción de planes y política pública requiere una mayor coordinación entre todas las entidades gubernamentales tanto a escala nacional como territorial.

Hacer frente al cambio climático implica realizar cambios productivos y de

consumo que tendrán un impacto que trasciende lo energético. La sustitución de combustibles fósiles tendrá repercusión en la economía del país, el empleo, los recursos con los que cuentan las regiones, la forma de vida de los habitantes, el medio ambiente en el que se explotan recursos, etc. Por ello, el planeamiento energético debe involucrar tales impactos en los análisis e involucrar a los diferentes actores que podrían intervenir en el proceso.

El cambio hacia nuevas fuentes de energía implica también que nuevos actores, negocios y tecnologías emerjan en el mercado con estrategias, tipos de producción, modelos de comercialización diferentes a los ya establecidos, lo que requiere una nueva aproximación temporal y geográfica.

Desafío 4. Cambios estructurales en el sector energético asociados a la digitalización y la descentralización

La descentralización, la digitalización y la descarbonización han sido calificados como las 3D (WEC, 2017), pues la conjunción de estos tres factores, tanto en la producción como en el consumo de energía, resultará en una transformación estructural del sector.

La descarbonización o la reducción sistemática de GEI es una acción necesaria para enfrentar el cambio climático. Los desafíos para aumentar la eficiencia en el uso de la energía y sustituir los combustibles de altas emisiones hacia otros como las fuentes de energía renovable, ya fueron mencionados en secciones anteriores.

res. Por ello, esta sección está dedicada a los cambios estructurales que se derivan de la digitalización y la descentralización, que corresponde al cuarto reto del sector energético colombiano en las próximas décadas.

La digitalización se entiende como la masificación del uso y aplicación de las tecnologías de comunicación e información en los procesos productivos, la toma de decisiones y en general toda la economía. Este proceso implica una mayor conectividad entre los seres humanos, los artefactos y las máquinas, y una creciente disponibilidad de datos e información.

Por su parte, la descentralización se concibe como el proceso de transformación de un sistema energético unidireccional o vertical (productor-transporte-consumidor) a un sistema multidireccional, gracias a la integración y mayor disponibilidad de recursos energéticos a nivel distribuido.

Hasta ahora, el sector energético se ha caracterizado por tener economías de escala y de red¹², razón por la que hay pocos y grandes jugadores, muchos de ellos contemplados como monopolios naturales; una cadena de valor vertical y bienes finales con pocos sustitutos. La digitalización y la descentralización suponen un cambio estructural en la cadena de valor de los energéticos, pues gracias a estos dos elementos, las economías de escala, los mo-

nopolios de red y la poca sustituibilidad de ciertos energéticos quedan en entredicho.

La descentralización es posible gracias a que las nuevas fuentes de generación y almacenamiento son modulares y escalables. Para el caso del sector eléctrico, el desarrollo de tecnologías que hacen sentido económico desde su mínima escala, como los paneles solares fotovoltaicos y las baterías, y en menor medida los parques eólicos, han permitido la proliferación de nuevas empresas y agentes en los mercados, en virtud de los menores requerimientos de capital para el desarrollo de estos proyectos. En pocas palabras, la descentralización habilita la entrada de más empresas y, por tanto, una mayor competencia en el mercado.

Adicionalmente permite que el usuario final encuentre sustitutos cercanos al suministro de energía proveniente de la red y cambie la concepción y el rol que juega en la cadena de valor. La posibilidad de que el usuario final pueda abastecer parte o la totalidad de su consumo a un costo comparable o menor al del sistema e incluso tenga la oportunidad de vender energía u otros servicios a la red tiene dos efectos: por un lado, obliga a repensar el desarrollo de proyectos de gran escala lejanos de los centros de consumo y la construcción de redes de transmisión y distribución; por el otro, los consumidores tienen la oportunidad de controlar directamente el consumo de energía y vender servicios a la red, por lo que están en posi-

¹² Esto implica que se obtienen menores costos cuando la cadena de valor consta de grandes infraestructuras de producción, transporte y distribución interconectadas, a comparación de los costos que se obtendrían desarrollando cadenas de menor escala y desconectadas.

ción de exigir mayores niveles de calidad, de personalización de sus productos, según su conveniencia, y de derivar ingresos por su producción de energía.

De forma complementaria, una de las ventajas de la digitalización es que permite reducir costos en la toma de decisiones y mejorar la productividad de las empresas. En la medida en que las tecnologías de comunicación e información se encuentran en un nivel de madurez de mercado, la inversión en ellas no es grande (en comparación con la construcción de una planta eléctrica convencional o una perforación de petróleo). De ahí que un mayor número de agentes económicos pueda adquirirlas. Esto implica que empresas de pequeño y mediano tamaños pueden incrementar su productividad y ser capaces de ser competitivas en el mercado.

Adicionalmente, la posibilidad de contar con dispositivos de medición y recolección de datos como sensores, medidores inteligentes, etc., y de poder transmitir los datos de forma casi inmediata, permite que el usuario final entienda las condiciones que afectan su consumo energético y tenga un mayor rango de respuesta.

Vale la pena mencionar que el almacenamiento de energía tanto a pequeña como a gran escala transforma una de las características que ha determinado el diseño y funcionamiento del sistema eléctrico en el mundo, esto es, la necesidad de balancear en tiempo real producción y demanda. El almacenamiento de energía habilita mayores grados de holgura en la operación de las redes y en las necesi-

dades de expansión tanto de generación como de transporte de energía.

Teniendo en cuenta lo anterior, el sector energético surtirá un proceso de transformación en el que los sectores oligopólicos y monopólicos enfrentarán competencia proveniente de una proliferación de nuevos agentes y hasta de los mismos consumidores; la cadena de valor vertical pasará a ser un sistema de doble vía en el que a nivel minorista o distribuido se pueda producir o almacenar energía para consumo local o de otras regiones y el consumidor, que normalmente se ha considerado como cautivo e inelástico, tendrá mayor control sobre sus decisiones de abastecimiento y consumo energético.

¿Cuál es el reto para la planeación energética? La digitalización y la descentralización son tendencias complementarias (e inevitables) que traerán consigo más información, nuevos agentes, nuevas formas de resolver los problemas y el empoderamiento de los consumidores finales. En este contexto, la planeación energética debe innovar en las formas de plantear escenarios futuros y transmitir con claridad el propósito y las limitantes de sus modelos.

La digitalización y la descentralización permitirán contar con más información. La integración de la información y los datos de forma eficaz en la planeación energética facilitarán una mejor identificación de necesidades, que a su vez se reflejarán en óptimos diseños y decisiones de política pública. Sin embargo, para materializar esta oportunidad es necesario apropiarse

una cultura y estrategia de datos, en la que se debe trabajar como mínimo en los siguientes tres frentes:

- Desarrollo de capacidades: garantizar que el capital humano analice grandes volúmenes de datos con distintas soluciones tecnológicas.
- Gobernanza y calidad de los datos: garantizar que la información que se va a analizar cuente con los atributos de exactitud, completitud, integridad, actualización, coherencia, relevancia, accesibilidad, confiabilidad y oportunidad.
- Ciberseguridad: implementar medidas que eviten el robo, el secuestro o incluso la destrucción de la información.

La proliferación de nuevas empresas, agentes participantes en los mercados energéticos y la creación de nuevos servicios a nivel distribuido, que traen consigo la digitalización y la descentralización, complejizan el ejercicio de planeación.

Planear la expansión de infraestructura de una cadena vertical de valor es un ejercicio en el que se tienen incertidumbres, entre ellas, las asociadas a los errores de predicción de los modelos. Con la diseminación de recursos energéticos distribuidos, la planeación debe innovar en la forma como se formulan los modelos y en las alternativas que se evalúan, para incorporar las nuevas opciones que tienen los consumidores para abastecer su consumo, y para utilizar la nueva información con la que se cuenta para reducir los errores de modelación.

El empoderamiento de los consumidores finales también plantea un reto para la planeación energética: con consumidores mejor informados existen menos asimetrías en cuanto a las opciones con las que cuentan, los costos, los beneficios, etc.; por lo que desde la planeación es preciso entender las necesidades locales y construir consenso con respecto a las soluciones que se planteen.

Desafío 5. COVID y la toma de decisiones bajo incertidumbre

Es innegable que el protagonista de 2020 fue el denominado coronavirus (COVID-19). Las restricciones a la movilidad, las cuarentenas y las demás medidas que se adoptaron en muchos países para mitigar la velocidad de contagio del virus constituyeron eventos sin precedentes en los últimos 50 años.

Por este hecho, las cadenas de producción y servicios locales e internacionales se han interrumpido, la demanda agregada ha caído en la mayoría de los sectores, las tasas de desempleo han aumentado y en general, se ha registrado un mal desempeño económico para 2020; además, las perspectivas de crecimiento en el corto plazo en todo el mundo son todavía inciertas.

El Fondo Monetario Internacional (FMI) señala que esta situación puede configurar la recesión más severa que se ha registrado desde la Gran Depresión (Gopinath, 2020). En su reporte de junio de 2020, el FMI señala que el crecimiento a nivel global sería de -4,9 % para 2020 y 5,4 % para 2021 e indican que la incertidumbre sobre la recuperación es aún grande,

pues las proyecciones dependen de la reducción de contagio del virus (IMF, 2020).

Un panorama similar predice el Banco Mundial (Banco Mundial, 2020), cuya proyección para 2020 es de una contracción de 5,2 % en el PIB mundial. De igual modo, señala que la pandemia impactará de forma más profunda a los mercados emergentes y las economías en vías de desarrollo. Por esto advierte que la región de América Latina y el Caribe podría tener una caída en la actividad económica del 7,2 % y predice para Colombia una tasa de -4,9 % para 2020 y 3,6 % para 2021.

Estas perspectivas coinciden con las predicciones internas de crecimiento económico para 2020. Las proyecciones oficiales de crecimiento del PIB del país son negativas y con una alta incertidumbre sobre la velocidad y magnitud de la recuperación en 2021. De acuerdo con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público se espera que la contracción de la economía sea de 5,5 % (Minhacienda, 2020). Por su parte, los análisis de la UPME pronostican una tasa de crecimiento para 2020 entre -5,9 % y -9,2 % y para el siguiente año entre 3,7 % y 2,8 %, respectivamente.

En los meses de mayor restricción de movilidad (abril y mayo) se registraron en Colombia las tasas de desempleo más altas de los últimos 20 años. Si bien, con la reapertura gradual de los sectores productivos se han reanudado las actividades, en agosto de 2020 aún el nivel de desempleo es relativamente elevado si se compara con el promedio histórico. La tasa de desempleo en el total de las 13 ciudades y

áreas metropolitanas fue 19,6 %, es decir, 8,2 puntos porcentuales más con respecto al mismo mes de 2019 (DANE, 2020).

El sector energético no ha estado exento de los efectos de la COVID-19: la demanda de energía eléctrica entre abril y mayo cayó 6,5 % en el mercado regulado y 20,3 % en el mercado no regulado con respecto a lo registrado antes del aislamiento. El consumo de gas natural se contrajo en los sectores de transporte, industria y refinerías en 50 %, 26 % y 30 %, respectivamente. El consumo de combustibles líquidos fue el más afectado, la demanda de gasolina disminuyó 60 %, la de ACPM 46 % y la de Jet Fuel 85 % en abril, en relación con el mismo mes de 2019. A septiembre de 2020, el consumo de energía eléctrica es del 94 % de lo registrado en diciembre 2019, 87 % en el caso de gas natural y 77 % en los combustibles líquidos.

En este contexto, el quinto reto del sector energético es superar los efectos de la crisis económica en el corto plazo e integrar los cambios que traiga consigo la COVID-19 en el largo plazo.

En el corto plazo, los retos para el sector energético se asocian a la capacidad de atraer capital para financiar las inversiones planeadas y superar las fricciones en las cadenas de producción y comercio mundial.

La IEA ha señalado que la COVID-19 “ha puesto en marcha la caída más grande de la inversión en el sector energético en la historia” (IEA, 2020) y se espera que el mayor impacto de la crisis financiera se dé en las economías en vías de desarrollo. En el mismo sentido, el Instituto de Fi-

nanzas Internacionales (IIF, por sus siglas en inglés) predice que en 2020 el flujo de capitales hacia los mercados emergentes se reducirá en 53 % (IIF, 2020) y de cara a esta situación es posible esperar revaluación de riesgos crediticios en todos los países del mundo.

Con respecto a las cadenas de producción, las medidas tomadas para mitigar los efectos del virus han afectado el comercio global, de tal forma que se estima que a tercer trimestre de 2020 se estaría a tres cuartas partes del nivel registrado antes del virus (Woodmac, 2020). Las repercusiones del impacto en el sector energético se relacionan con una posible indisponibilidad en el corto plazo de materias primas, equipos y demás productos supeditados al comercio internacional y que se requieran para el desarrollo de proyectos.

En consecuencia, las posibles restricciones de capital y flujos comerciales que puedan derivarse de la crisis económica mundial por la pandemia pueden reducir los recursos que el país necesita para la construcción de infraestructuras, aumentar cobertura (PWC, 2020) (IRENA,

2020), cumplir con los compromisos en términos de eficiencia energética y reducción de emisiones, entre otros.

Ahora bien, ¿cuáles serán los efectos permanentes o de largo plazo de la COVID-19? Si bien esta situación ha representado una oportunidad para testear la resiliencia de la cadena de prestación del servicio e incluso para replantear la forma de trabajar y de transportarse, la incertidumbre sobre los efectos a largo plazo sobre la economía y el sector energético aún permanece.

Por esta razón, en los análisis presentados en este documento no se incluyen cambios estructurales o de largo aliento en la composición económica o comportamental de los consumidores, en ninguno de los escenarios, como resultado de esta situación. Sin embargo, se evidencia la necesidad de estar en constante monitoreo de los potenciales cambios tecnológicos, económicos y sociales que se susciten como respuesta a la COVID-19 y que se deberán incorporar en los análisis de pronósticos y prospectiva de la UPME.

Capítulo



Plan Energético Nacional
2020-2050
¿Cómo imaginamos
el sector energético
colombiano en 2050?

En esta sección se presenta la estructura principal del Plan Energético Nacional (PEN) 2020-2050. En este capítulo encontrará la descripción de sus cuatro componentes: 1) la visión a 30 años; 2) los pilares o áreas estratégicas que sustentan la política y la planeación energética; 3) los objetivos y 4) las iniciativas y escenarios energéticos de largo plazo.

ENFOQUE DE PLANEACIÓN ESTRATÉGICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL PEN 2020-2050.

El propósito del PEN 2020-2050 es proponer una visión de largo plazo para el sector energético colombiano y explorar los posibles caminos para alcanzarla. Este documento exploratorio, más que predictivo, tiene como fin identificar caminos potenciales que conduzcan a un punto de llegada y con ello, apoyar la toma de decisiones y diseño de política.

Por ello, la UPME ha implementado un enfoque de planeación estratégica para la elaboración del PEN 2020-2050. Esta es una herramienta de gestión que de forma ordenada, articulada y cohesionada permite a las organizaciones establecer el punto al que se quiere llegar y plantear los pasos para alcanzarlo.

Utilizando las herramientas de la planeación estratégica, la estructura del PEN consta de cuatro elementos: la visión, los pilares, los objetivos y las iniciativas, cuya construcción parte de una descripción de las expectativas generales (visión), que avanza hacia la identificación de estrategias (pilares), los criterios, las características (objetivos) y las formas (iniciativas) en las que se podría alcanzar el ideal identificado (ver [ilustración 16.](#)).

La estructura del PEN 2020-2050 es el resultado del análisis de varias fuentes de información. En primer lugar, las señales de política pública que ya se han expedido en materia energética y áreas afines, así como las tendencias y desafíos mundiales descritos en el capítulo 1 de este documento. En segunda instancia, se analizaron los comentarios recibidos al documento a consulta publicado en enero de 2020 y la información recopilada en los talleres de

Ilustración 16.

Estructura del PEN 2020-2050

Fuente: elaboración propia.



construcción colectiva que se realizaron en junio y julio de 2020 con los diferentes agentes participantes y las entrevistas con expertos. Finalmente, se realizó una revisión de literatura internacional en cuanto a prospectiva energética.

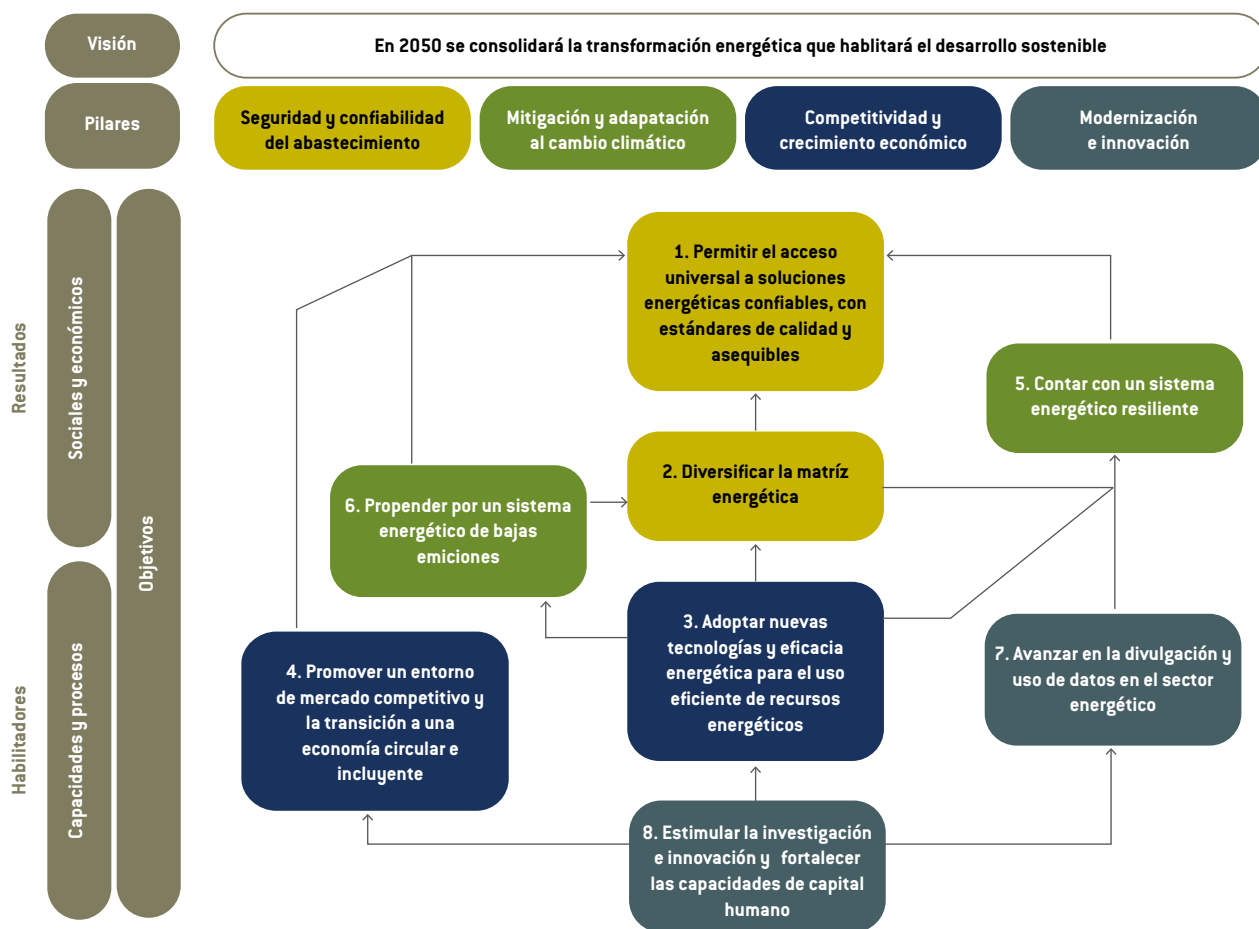
El Plan Energético Nacional 2020-2050 en una página: transformación energética que habilita el desarrollo sostenible.

El PEN 2020-2050 explora caminos para alcanzar una meta: la transformación energética que habilita el desarrollo sostenible del país. Para alcanzar esta visión

se han definido cuatro pilares y ocho objetivos. Cada pilar es un área estratégica de acción de la política pública representada por dos objetivos. Los objetivos se encuentran interrelacionados entre ellos y representan las metas mediante las que se alcanzaría la visión. Por un lado, se encuentran los objetivos habilitadores, que se encuentran en la base del diagrama y permiten preparar las capacidades y procesos necesarios para la transformación energética. Por otro, los objetivos de resultados sociales y económicos (parte superior del diagrama) que dan cuenta del desarrollo sostenible (ver [ilustración 17.](#)).

Ilustración 17.

Relación de pilares y objetivos del Plan Energético Nacional 2020-2050



VISIÓN PEN 2020-2050: ¿CUÁL ES EL PUNTO DE LLEGADA PARA EL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO?

La visión del PEN 2020-2050 describe la aspiración en materia de logros del sector energético colombiano en 30 años y las expectativas sobre su estado en el futuro. En pocas palabras, la visión constituye el punto de llegada al que se aspira alcanzar.

La ambición que se propone en el PEN 2020-2050 es que el sector energético colombiano en 2050 haya alcanzado y consolidado la transformación energética, con lo que se habrá habilitado el desarrollo sostenible de Colombia.

Visión: en 2050 se habrá consolidado la transformación energética que habilita el desarrollo sostenible del país

La apuesta del PEN 2020-2050 en cuanto a transformación energética es que el

sector se caracterice por los siguientes aspectos:

- **El uso de tecnologías de punta tanto en la oferta como en la demanda energética.** Para el 2050, Colombia habrá minimizado la brecha tecnológica tanto en la producción de energía primaria como en el uso final, mediante la adopción de medidas, dispositivos y equipos costo-eficientes.
- **El aprovechamiento de fuentes de energía limpia y de bajas emisiones de GEI.** Para el 2050, la matriz energética colombiana tendrá una participación importante de fuentes no convencionales de energía renovable y se caracterizará por tener bajas emisiones de GEI.
- **La adopción de las tecnologías digitales y de información y comunicación para la gestión y toma de decisiones.** Para el 2050, la cadena de valor de los energéticos será descentralizada, resiliente, automatizada y tendrá mejores estándares de desempeño y calidad, gracias a la adopción de tecnologías digitales y al uso de datos para la toma de decisiones en inversión, operación, mantenimiento y consumo de energéticos.
- **El mayor empoderamiento de los usuarios finales.** Para el 2050, los usuarios podrán acceder a soluciones energéticas confiables y asequibles, contarán con mayor y mejor información sobre los determinantes de

su consumo, las opciones con las que cuentan para satisfacer sus necesidades y participar en el mercado; podrán, además, conocer el impacto que genera su decisión sobre el sector energético y el medio ambiente.

La visión del PEN 2020-2050 también apunta a que el sector energético sea un habilitador del desarrollo, entendido no solo como crecimiento económico, sino como el logro de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS).

Los ODS son una iniciativa de la ONU que busca identificar un conjunto de medidas de intervención que equilibren la preservación del medio ambiente, el crecimiento económico y los avances en materia social, concebidas desde la premisa de “no dejar nadie atrás” es decir, incluyendo a aquellos que aún no han nacido¹³.

Con la adopción de los ODS Colombia se ha comprometido con una idea de progreso de largo plazo (DNP, 2018). Esta concepción de progreso implica que la política pública debe encaminarse a mejorar la calidad de vida de los ciudadanos y grupos más vulnerables con el propósito de “ponerle fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad” (UNDP).

La visión del PEN 2020-2050 apunta a que con la transformación del sector energético se habilite el desarrollo sostenible, en particular, la consecución de los siguientes ODS:

¹³ La sostenibilidad se define como la capacidad de “poder garantizar las demandas del presente, sin comprometer la disponibilidad de recursos para satisfacer las de las futuras generaciones”.

Objetivo 7. Energía asequible y no contaminante. La visión de transformación energética del PEN 2020-2050 considera el aprovechamiento de fuentes de energía limpia y de bajas emisiones de GEI y la adopción de tecnologías que permitan mejorar la eficiencia energética, lo que derivaría en energía a bajo costo y con un impacto ambiental reducido.



Objetivo 9. Industria, innovación e infraestructura. La visión de transformación energética del PEN 2020-2050 contempla la adopción de nuevas tecnologías en el uso y producción de energía, el fortalecimiento del capital humano y la inversión en investigación e innovación, lo que posibilitaría encontrar soluciones permanentes a los desafíos económicos y ambientales.



Objetivo 11. Ciudades y comunidades sostenibles. La visión de transformación energética del PEN 2020-2050 incorpora la descentralización de la cadena de valor y mejoras en eficiencia energética, así como la asequibilidad y la calidad como criterios necesarios en el abastecimiento energético, lo que aportaría a alcanzar mejoras en calidad de vida y confort en los hogares del territorio nacional.



Objetivo 12. Producción y consumo responsables. La visión de transformación energética del PEN 2020-2050 abarca además del uso de fuentes energéticas renovables, la mejora de la eficiencia energética y el empoderamiento de los usuarios a través de la información, lo que permitiría optimizar las decisiones de consumo e internalizar su impacto sobre el medio ambiente.



Objetivo 13. Acción por el clima. La visión de transformación energética del PEN 2020-2050 considera el aprovechamiento de fuentes de energía limpia y de bajas emisiones de GEI, así como una infraestructura resiliente, lo que contribuiría a limitar el aumento de la temperatura global y a gestionar los riesgos asociados con el cambio climático, respectivamente.



PILARES DEL PEN 2020-2050: ¿EN QUÉ ÁREAS ESTRATÉGICAS SE DEBEN ENFOCAR LOS ESFUERZOS?

Los pilares del PEN 2020-2050 son las áreas estratégicas en las que se deben orientar y sustentar los esfuerzos de política pública. Los pilares son las áreas de enfoque para que la política pública impul-

se y dinamice las acciones del sector privado, la academia y otros agentes relacionados, para alcanzar la visión propuesta. Los cuatro pilares que sustentan la visión del PEN 2020-2050 son:

1. Seguridad y confiabilidad del abastecimiento
2. Mitigación y adaptación al cambio climático
3. Competitividad y desarrollo económico
4. Conocimiento e innovación

Pilar 1. Seguridad y confiabilidad del abastecimiento

Resultado estratégico:	Aprovisionamiento seguro y confiable de energéticos para la demanda nacional
Alcance:	<p>Este pilar describe las acciones del Estado orientadas a que el sistema energético colombiano tenga la capacidad de abastecer, transportar y distribuir la energía eléctrica, los gases combustibles y los combustibles líquidos requeridos para satisfacer la demanda de manera confiable, segura y eficiente.</p> <p>Este pilar hace referencia a las acciones encaminadas a contar con:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La infraestructura para el abastecimiento de energéticos y el acceso a ellos de acuerdo con la demanda esperada. • La infraestructura de transporte y distribución de energéticos suficiente y flexible en su operatividad. • La infraestructura, dispositivos, equipos y capital humano para cumplir con los estándares de calidad establecidos. • Un entorno de negocios atractivo para inversiones en infraestructura y desarrollo de programas de investigación y desarrollo. • Precios que reflejen las condiciones de un mercado en competencia, permitan el acceso a los energéticos e induzcan a decisiones de consumo eficientes.

Pilar 2. Mitigación y adaptación del cambio climático

Resultado estratégico:	Reducción de emisiones de GEI y gestión de riesgos asociados al cambio climático
Alcance:	<p>Este pilar describe las acciones del Estado orientadas a que el sistema energético pueda contribuir a mitigar el cambio climático con la reducción de emisiones de GEI, y a adaptarse a los riesgos asociados a la variabilidad climática.</p> <p>Este pilar hace referencia a las acciones encaminadas a contar con:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bajas emisiones de GEI en la producción de energía primaria. • Bajas emisiones de GEI en el consumo de energía. • La información sobre riesgos e impactos climáticos para su integración en la planeación y normativa del sector. • Una cadena de valor operada desde la perspectiva de gestión de riesgos climáticos y otros eventos externos, en el abastecimiento, transporte, distribución y consumo de energéticos.

Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico

Resultado estratégico:	Uso de la mejor tecnología disponible para el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos
Alcance:	<p>Este pilar describe las acciones del Estado orientadas a consolidar un entorno de mercado que integre nuevas tecnologías para hacer un uso eficiente de los recursos energéticos, con miras a mejorar la competitividad del sector productivo y aportar al desarrollo económico del país.</p> <p>Este pilar hace referencia a las acciones encaminadas a contar con:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de información para que los usuarios conozcan los desempeños energéticos y para que las autoridades establezcan estándares y requisitos mínimos de eficiencia energética. • Un mercado que incentive la inversión en nuevas tecnologías que habiliten la reducción de costos mediante el uso eficiente de los recursos energéticos. • Un mercado en el que se pueda innovar y crear nuevos esquemas de negocio y participación de nuevos actores. • Un entorno de mercado que valore la circularidad de los procesos productivos, tanto en la minimización de entrada de materiales vírgenes como en la producción de desechos.

Pilar 4. Conocimiento e Innovación

Resultado estratégico:	Gestión de conocimiento enfocado en la promoción de la transición energética y el desarrollo sostenible
Alcance:	<p>Este pilar describe las acciones del Estado orientadas a contribuir en la producción, transferencia y uso de nuevas tecnologías y conocimiento, mediante el fortalecimiento del capital humano, la promoción de soluciones y tecnologías innovadoras y el aumento de las inversiones en proyectos de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) que potencialicen la transformación energética colombiana.</p> <p>Este pilar hace referencia a las acciones encaminadas a contar con:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Programas de capacitación en todos los niveles educativos en las áreas relacionadas con la transformación energética. • Grupos de investigación y capital humano capaces de hacer uso de los más recientes avances tecnológicos y proponer cambios transversales que agreguen valor y resuelvan problemáticas del sector y la sociedad. • Aumentar los recursos que se invierten en el desarrollo de proyectos de ciencia, tecnología e innovación en el sector energético.

OBJETIVOS DEL PEN 2020-2050: ¿CÓMO ALCANZAR LA VISIÓN PROPUESTA?

Los objetivos del PEN 2020-2050 son el conjunto de metas o condiciones que se persiguen para alcanzar el punto de llegada propuesto. En este sentido, los objetivos son una serie de acciones evaluables que permiten medir el grado de avance en

la consecución de los resultados estratégicos planteados en los pilares y la visión del PEN 2020-2050.

A continuación, se describen los ocho objetivos del PEN 2020-2050 con sus respectivos indicadores de seguimiento, es decir, con las métricas que cuantifican los resultados alcanzados en cada objetivo y son una herramienta de control para identificar las acciones más efectivas.

Tabla 1.

Objetivos del PEN 2020-2050

Pilar 1. Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento	Objetivo 1	Permitir el acceso universal a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles
	Objetivo 2	Diversificar la matriz energética
Pilar 2. Mitigación y adaptación al cambio climático	Objetivo 3	Contar con un sistema energético resiliente
	Objetivo 4	Propender por un sistema energético de bajas emisiones de GEI
Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico	Objetivo 5	Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos
	Objetivo 6	Promover un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular
Pilar 4. Conocimiento e innovación	Objetivo 7	Avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético
	Objetivo 8	Estimular la investigación e innovación y fortalecer las capacidades de capital humano

Objetivo 1. Permitir el acceso universal a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles

Con este objetivo se busca crear las condiciones para que los usuarios del país tengan acceso a recursos energéticos de forma continua, que cumplan con estándares de calidad y que puedan ser pagados por los usuarios.

Permitir que los ciudadanos tengan acceso a un servicio de acondicionamiento y confort térmico, refrigeración, iluminación y, en general, disponer de la energía que requieren para el desarrollo de sus actividades cotidianas es esencial para garantizar un estándar decente de vida y mejorar la inclusión social.

El indicador que se propone para hacer seguimiento a este objetivo es el siguiente:

Tabla 2.

Indicador de seguimiento objetivo 1

Indicadores de seguimiento	Línea base 2019	Visión 2050
Índice de Equidad Energética (<i>energy equity rank</i>) del trilema energético del World Energy Council ¹⁴	Calificación: C Ranking: 73 ¹⁵ (WEC, 2020)	Para el 2050, se espera que este indicador mejore, es decir, se encuentre en la calificación A.

Si bien el porcentaje de cobertura del servicio de energía eléctrica es el indicador que normalmente se utiliza para hacer seguimiento al acceso de energía, resulta limitado para evaluar el progreso de este objetivo. Para medir el grado de acceso a soluciones energéticas confiables, de calidad y asequibles es necesario utilizar métricas que abarcan más aspectos, como lo hace el indicador de pobreza energética; sin embargo, actualmente el país no cuen-

ta con información que permita tener una línea base.

La pobreza energética es un concepto multidimensional que mide la capacidad que tiene un hogar de satisfacer una cantidad mínima de energía para sus necesidades básicas. Este indicador combina los ingresos y gastos en energía de un hogar, las tecnologías que usa y el confort térmico del lugar donde habita. De acuerdo con la Unión Europea, la pobreza energética se puede medir con diversos indicadores,

14 El índice del trilema energético propuesto por el World Energy Council califica a los países en su habilidad de proveer energía sostenible en tres (3) aspectos. Seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad ambiental. La mejor calificación que otorga este ranking es la letra "A" y la peor es "D". La dimensión de equidad evalúa la capacidad del país para proporcionar acceso universal a energía confiable, asequible y abundante tanto al sector doméstico como al comercial. Esta dimensión también captura el acceso básico a energía eléctrica, tecnologías de cocción limpia y la asequibilidad de la electricidad, los gases combustibles y los combustibles líquidos. La información sobre este índice se puede consultar en: <https://trilemma.worldenergy.org/#!/energy-index>

15 Corresponde al dato del año 2020, el reporte completo se puede consultar en el siguiente enlace electrónico: <https://trilemma.worldenergy.org/reports/main/2020/World%20Energy%20Trilemma%20Index%202020.pdf>

como los siguientes (EU Energy Poverty Observatory):

- Porcentaje de la población que se encuentra en mora en sus facturas asociadas a servicios energéticos.
- Porcentaje de hogares cuyo gasto en energía es menor a la mitad del gasto del consumidor mediano en todo el país (gasto mínimo en energía).
- Porcentaje de hogares cuyo gasto en energía representa más del doble del porcentaje de gasto promedio (altos porcentajes de gasto en energía con respecto al ingreso).
- Porcentaje de la población que no puede mantener su hogar con el confort térmico adecuado.

Por lo anterior, se propone inicialmente utilizar el índice de “equidad energética” calculado por el World Energy Council (WEC) para hacer seguimiento a este objetivo. Este indicador es más completo que el de cobertura, en la medida en que contempla este y otros aspectos de asequibilidad y equipamiento en los hogares.

Sin embargo, parte del cumplimiento de este objetivo es migrar hacia una me-

didada de pobreza energética que permita tener en cuenta variables como el ingreso, la disponibilidad de energéticos locales, los equipamientos utilizados y el confort térmico de los hogares en el territorio colombiano, con el fin de que se haga seguimiento a este objetivo con estadísticas nacionales.

Objetivo 2. Diversificar la matriz energética

Este objetivo busca minimizar el riesgo de desabastecimiento mediante el uso de recursos locales, de nuevos energéticos y de tecnologías que complementen la matriz actual y el acceso a los flujos de comercio internacional.

La diversificación de la matriz energética está ligada a la seguridad y el abastecimiento; no obstante, este es un objetivo que también busca proveer un ambiente fértil para la innovación y desarrollo de nuevos negocios y alcanzar reducciones en las emisiones de GEI.

Para medir el avance del segundo objetivo, se propone el siguiente indicador:

Tabla 3.

Indicador de seguimiento objetivo 2

Indicadores de seguimiento	Línea base 2019	Visión 2050
Porcentaje (%) de participación de las fuentes no convencionales de energía (FNCE) ¹⁶ en oferta de energía primaria.	3,1%	A 2050, se tiene el potencial de llegar a una participación de FNCE entre 10-20% de la oferta de energía primaria.

¹⁶ De acuerdo con la definición de la Ley 1715 de 2014: Comprende la producción de energía a partir de biomásas, solar, eólico, geotérmica, mareomotriz y nuclear.

Objetivo 3. Contar con un sistema energético resiliente

Con este objetivo se pretende incrementar la resistencia y la velocidad con la que los elementos que componen el sistema energético vuelven a la normalidad, luego de que eventos exógenos resultantes de la variabilidad climática u otros (por ejemplo, la pandemia COVID-19), alteren su operación normal.

Este objetivo resalta la necesidad de invertir, gestionar y mantener todos los activos y el capital humano del sector energético para reducir la probabilidad de interrupción del servicio, mejorar los tiempos y la respuesta ante fallas o eventos externos y adoptar tecnologías que permitan intervenir de manera efectiva en situaciones de emergencia.

Para el seguimiento a este objetivo, se propone el siguiente indicador:

Tabla 4.

Indicador de seguimiento objetivo 3

Indicadores de seguimiento	Línea base 2019	Visión 2050
Índices de calidad de prestación del servicio de energía eléctrica publicados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.	Indicador de duración de interrupciones SAIDI: 37,7 (SSPD, 2019) horas al año Indicador de frecuencia de interrupciones SAIFI: 48 veces al año.	Para 2050, los indicadores de calidad deberían acercarse a estándares internacionales, los cuales se encuentran entre 2 y 5 veces y 3 a 5 horas de frecuencia y duración de interrupción al año.

Es preciso reconocer que los índices de calidad propuestos para medir los avances en la resiliencia de la infraestructura energética son insuficientes. Si bien, estos ayudan a detectar aspectos estadísticos y dónde se encuentran las fallas que ya se han materializado (en el pasado), no necesariamente permiten identificar aquellas debilidades del sistema de cara a escenarios y amenazas futuras.

Por lo anterior, parte de este objetivo tiene que ver con la forma de medir la resiliencia del sistema energético. De acuerdo con (Linkov, y otros, 2013) hay dos obstáculos en este terreno: 1) la resiliencia es un concepto amplio, en el que no solo se debe incorporar la gestión de riesgos, sino también otras disciplinas que puedan analizar y hacer frente a escenarios completamen-

te imprevistos y 2) para lograr un sistema resiliente es necesario contar con un enfoque multidisciplinario que incluya factores como ingeniería, medio ambiente, administración, ciberseguridad, entre otros.

(Roegea, Collierb, Mancillas, McDonagh, & Linkov, 2014) han propuesto métricas para la resiliencia de los sistemas energéticos por medio de una matriz que se compone de la evaluación de cuatro etapas y cuatro dominios. Cada celda de la matriz muestra cómo la capacidad del sistema puede mejorarse ante la ocurrencia de un evento, en alguna de las etapas (planear, absorber, recuperar o adaptarse) por medidas que se tomen en alguno de los dominios (recursos físicos, información, cognitiva, social).

Objetivo 4. Propender por un sistema energético de bajas emisiones

Este objetivo se enfoca en lograr una disminución de emisiones de GEI tanto en la oferta como en la demanda de energía. En la oferta energética, la disminución de GEI se alcanza haciendo uso de tecnologías

limpias y sustituyendo recursos energéticos contaminantes. En la demanda, con la adopción de prácticas y tecnologías o de señales de mercado que reduzcan el consumo energético.

Los indicadores propuestos para medir el avance de este objetivo son:

Tabla 5.
Indicador de seguimiento objetivo 4

Indicadores de seguimiento	Línea base 2019	Visión 2050
Emisiones de CO2 producidas en el sector minero-energético.	35.047 Gg CO2eq-año ¹⁷	En 2050 las emisiones de CO2 resultantes de la producción de energéticos tienen el potencial de estabilizarse o reducirse con respecto al nivel observado en 2019.
Emisiones de CO2 asociados al consumo energético.	61.955 Gg de CO2-año ¹⁸	En 2050 las emisiones de CO2 resultantes del consumo energético tienen el potencial de llegar a niveles de 70.000-90.0000 Gg CO2 eq-año.

Es importante señalar que en el PEN 2020-2050 se utiliza el concepto de emisiones directas de GEI y CO2 de “gate to gate” (puerta a puerta). Este concepto es el más limitado dentro del análisis del ciclo vida de un producto, ya que solo tiene en cuenta las entradas/salidas del sistema productivo; sin embargo, es del que se tiene más información. En este documento no se contemplaron análisis más extensivos como “cradle to gate” (cuna a puerta) o incluso el “cradle to grave” (cuna a tumba).

Por lo anterior, parte de este objetivo es evaluar la pertinencia y la información que se requeriría para monitorear los ob-

jetivos asociados a mitigación del cambio climático con medidas más comprensivas, como la huella de carbono que cuantifica las emisiones y absorciones (remociones) de GEI y en la que se haga medida durante el ciclo de vida del producto.

Objetivo 5. Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos

Este objetivo apuesta a la modernización y adopción de nuevas tecnologías para producir energía y hacer uso eficiente de los recursos energéticos. Si bien la eficiencia tanto en la producción como en el uso de

17 Información preliminar del año 2019, facilitada por el Ministerio de Minas y Energía. Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales. Comprende las emisiones de los sectores de: carbón, coque, generación de electricidad y petróleo y gas natural.

18 Cálculos UPME con la información del BECO 2019.

energía es una vía para reducir costos de producción y alcanzar mejoras en la competitividad del país por lo que está asociada al Pilar 3 del PEN 2020-2050, también

esta contribuye a disminuir emisiones de GEI (Pilar 2).

Los indicadores propuestos para hacer seguimiento a este objetivo son:

Tabla 6.

Indicador de seguimiento objetivo 5

Indicadores de seguimiento	Línea base 2019	Visión 2050
Porcentaje de energía útil: Proporción que representa la energía útil en el consumo total de energía final.	31%	Para el 2050 este indicador tiene el potencial de estar entre 50% y 70%.
Intensidad energética.	2,29 kJ/COP	Para el 2050 este indicador tiene el potencial de estar entre 1,08 -1,32 kJ/COP

Objetivo 6. Promover un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular.

Este objetivo se plantea con miras a alcanzar dos metas: la primera es que el mercado energético colombiano opere acorde con condiciones de competencia, los precios de los energéticos no limiten el desarrollo nacional, se facilite la participación de nuevos actores y se promueva la innovación y la adopción de nuevas tecnologías. La segunda es que se configure una transición hacia una economía circular, caracterizada por el uso efectivo de los

inputs de producción y una minimización de los residuos.

La economía circular es una estrategia para desarrollo sostenible a largo plazo del país. La minimización de *inputs* y desechos en los procesos de producción es un elemento que caracterizará las economías competitivas del futuro, bajas en carbono y con un uso eficiente de los recursos. Por ello, a nivel mundial esta concepción es vista como una oportunidad para crear empleos y generar nuevas ventajas competitivas.

Para medir el progreso de este objetivo se proponen los siguientes indicadores:

Tabla 7.

Indicador de seguimiento objetivo 6

Indicadores de seguimiento	Línea base 2019	Visión 2050
Diferencial inflación precios energía versus precios al consumidor	2.2 % ¹⁹	Para 2050 el promedio del diferencial debería ser cero o negativo
Consumo per cápita de leña: Toneladas (ton) anuales de leña consumida por cada mil habitantes.	132 ton/mil habitantes (DANE, 2020)	Para 2050 se tiene potencial de llegar a niveles de 36 a 70 ton/mil habitantes.

19 Cálculos UPME con información del DANE.

El primer indicador de seguimiento busca que los precios de la energía no generen presiones inflacionarias al consumidor final. El indicador propuesto mide la diferencia entre la inflación de precios de energía y la inflación de precios al consumidor. Si el indicador es positivo, significa que los precios de la energía se están incrementando a una tasa superior a la que se incrementan los precios al consumidor. Si el indicador es negativo, significa que los precios de la energía se están incrementando a una tasa inferior a la cual los precios al consumidor se han incrementado durante el año.

Con respecto a la medición de la transición a una economía circular es preciso señalar que esta es un área incipiente en la producción de estadísticas nacionales. En 2019 el DANE propuso un documento borrador sobre el Sistema de Información de Economía Circular (SIEC) (DANE, 2020), con el que se busca consolidar y divulgar la información en esta materia y en 2020 se publicó el primer reporte en este sentido.

El DANE propone 44 indicadores categorizados por los siguientes cuatro com-

ponentes: 1) extracción de activos ambientales; 2) producción de bienes y servicios; 3) consumo y uso y 4) cierre y optimización en los ciclos de vida de los materiales y productos.

Al revisar la batería de indicadores de economía circular propuesta por el DANE se identifica que hay varios de ellos relacionados con el sector energético (véase la Tabla 8). Los indicadores de producción se asocian con el agotamiento de recursos no renovables, los de uso a la eficiencia energética y los de cierre de ciclo de vida a la reducción de emisiones y uso de fuentes de energía renovable.

Teniendo en cuenta que para otros objetivos del PEN 2020-2050 se han propuesto indicadores similares a los clasificados por el DANE en las categorías de consumo y cierre de ciclos de vida, tales como la participación de FNCE en la oferta, el porcentaje de energía útil, la intensidad energética y las emisiones asociadas al consumo energético, en este objetivo se incluye como indicador el consumo de leña per cápita.

Tabla 8.

Indicadores de economía circular del SIEC relacionados con el sector energético

Categoría	Indicador
1. Extracción de activos ambientales	Disponibilidad de reservas mineras
	Tasa de extracción de recursos minero-energéticos
	Variación del stock de las reservas mineras
2. Producción de bienes y servicios	Empleos verdes y empleos asociados a las actividades ambientales.
	Participación del valor agregado de la actividad de recuperación
3. Consumo y uso	Consumo intermedio de productos energéticos por actividad
	Intensidad energética por actividad económica
	Consumo de energéticos por los hogares
	Consumo per cápita de energía
	Consumo per cápita de leña
4. Cierre y optimización en los ciclos de vida de los materiales y productos	Emisiones de GEI generados por unidad de energía consumida.
	Cogeneración y autogeneración de energía con energéticos provenientes de residuos
	Proporción de energías renovables consumidas por actividad económica (óptica utilización).
	Porcentaje de edificaciones con sistema de ahorro de energía
	Porcentaje de edificaciones que aplican algún sistema de energía alternativa.
	Porcentaje de hogares que tienen prácticas en el hogar para reducir el consumo de agua y energía eléctrica.
	Proporción de energías renovables (óptica de la oferta)

Objetivo 7. Avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético

Este objetivo se orienta a desplegar la infraestructura necesaria para habilitar la digitalización en el sector y contar con las capacidades para hacer un uso efectivo y analítico de los datos. La transformación digital es una disrupción a todo nivel, es un proceso que toma tiempo y que implica un cambio cultural significativo, pero que habilita la automatización de procesos, la reducción de costos, la mejora en

calidad y la optimización en la toma de decisiones.

Medir los avances en materia de transformación digital es un reto constante y evolutivo, puesto que el progreso tecnológico en esta área es acelerado. En este sentido, definir indicadores con metas a 30 años implica correr un alto riesgo de obsolescencia. Sin embargo, para el PEN 2020-2050 se ha identificado una métrica que, si bien no da cuenta de una transformación digital, es el primer paso para proseguir con mayores ambiciones.

Tabla 9.

Indicador de seguimiento objetivo 7

Indicadores de seguimiento	Línea base 2019	Visión 2050
Porcentaje de usuarios con medidor inteligente ²⁰ .	1,2 % - 2,4 % ²¹	Se espera que a 2050, entre el 90%-100% de usuarios tenga AMI ²² conforme con las funcionalidades básicas definidas por el Ministerio de Minas y Energía.

Dado que la transformación digital tiene como fin optimizar y automatizar procesos, para dar cuenta de los avances en esta materia, sería preciso contar con un esquema de gestión de procesos en las empresas del sector. Un sistema de gestión de procesos permitiría identificar cuántos de ellos se han automatizado y establecer otras medidas como los retornos sobre la inversión, el comportamiento de los costos, los niveles de calidad, los tiempos de respuesta, las opiniones y calificaciones de los usuarios y finalmente, la creación de nuevos productos gracias a la información recolectada.

Dentro de las métricas que se podrían adoptar para cuantificar los avances se encuentra el grado de “madurez digital” (Deloitte, 2019)²³, o sea, una escala que define las capacidades digitales de una organización, en la que se tiene en cuenta:

- La cantidad y tipo de herramientas digitales que se utilizan

- La infraestructura de tecnologías de la información disponibles
- Capacidades del capital humano
- Integración digital en los espacios de trabajo
- Cantidad y forma de utilización del *software*

Teniendo en cuenta lo anterior, parte de este objetivo también es identificar y construir a futuro las métricas de seguimiento que permitan cuantificar los avances en materia de digitalización del sector energético colombiano.

Objetivo 8. Estimular la investigación e innovación y fortalecer las capacidades de capital humano en el sector energético.

Este objetivo le apunta al fortalecimiento del capital humano y a la inversión en investigación, para que el sector sea capaz de apropiarse y utilizar nuevas tecnologías y proponer innovaciones que den respuesta

20 Medidores que cumplen con las funcionalidades básicas de AMI definidas en el artículo 5 de la Resolución MME 40072 de 2018.

21 Estos porcentajes corresponden a la razón entre los medidores AMI de los que se tiene información a 2019 183.631 (información facilitada por Colombia Inteligente) y 368.540 (SSPD) sobre un total de 15,3 millones de suscriptores en el SIN. La información de la SSPD corresponde a proyecciones a 2019 que no incluyen los medidores cuya única funcionalidad es la de prepago.

22 Infraestructura de medición avanzada, por sus siglas en inglés Advanced Metering Infrastructure.

23 La madurez digital es un modelo propuesto por Deloitte y asociados para Digital Maturity Model proveer estrategias y un mapa de ruta para la transformación digital.

al contexto local y los desafíos de los nuevos mercados.

Contempla dos frentes de trabajo:

1. Aumentar el conocimiento y las capacidades en ciencia y tecnología en las áreas relacionadas con la transformación energética, es decir:
 - ▶ Gestión eficiente de energía en todos los sectores de consumo
 - ▶ Producción de energía a partir de fuentes de no convencionales e hidrógeno
 - ▶ Almacenamiento de energía

- ▶ Redes inteligentes y respuesta de la demanda
 - ▶ Avances en materiales
 - ▶ Descarbonización del transporte
 - ▶ Analítica y ciencia de datos
2. Aumentar los recursos de inversión tanto pública como privada en proyectos de ciencia, tecnología e innovación (CTel) en las áreas anteriormente mencionadas, con miras al desarrollo de soluciones innovadoras para el sector y la sociedad.

Los indicadores propuestos para realizar seguimiento a esta actividad son:

Tabla 10.

Indicador de seguimiento objetivo 8

Indicadores de seguimiento	Línea base 2019	Visión 2050
Número de grupos de investigación activos en el segmento de ciencias básicas e ingeniería y tecnología de acuerdo con el reporte de Indicadores de Ciencia y Tecnología publicado por MinCiencias.	210 (Observatorio colombiano de ciencia y tecnología, 2019)	Para 2050 se espera que los grupos de investigación en el área de energía hayan aumentado y se cuente con un registro de patentes asociadas al sector minero-energético.
Inversión en actividades de Ciencia, Tecnología e Innovación (ACTI) como porcentaje del PIB de acuerdo con el reporte de Indicadores de Ciencia y Tecnología publicado por el OCyT	0,74 % ²⁴	Para 2050 se espera que la inversión del PIB sea superior al 1 % en todas las actividades de ciencia, tecnología e innovación.

²⁴ Este dato corresponde a la inversión en ACTI como porcentaje del PIB. La referencia es la misma que la 67.

Tablero de control de objetivos e indicadores PEN 2020-2050

Tabla 11.

Tablero de control de objetivos e indicadores PEN 2020-2050

Pilar	Objetivo	Indicador de seguimiento	Línea base	Visión 2050	
Pilar 1. Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento	Permitir el acceso a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles.	Índice de Equidad Energética del World Energy Council	Calificación: C Ranking: 73	▲	Calificación: A
	Diversificar la matriz energética.	Participación FNCE en la producción primaria de energía	3,1 %	▲	12 %- 20 %
Pilar 2. Mitigación y adaptación al cambio climático	Contar con un sistema energético resiliente.	Índices de calidad de prestación del servicio de energía eléctrica	SAIDI: 37,7 h-año SAIFI: 48 al año.	▼	SAIDI: 3-5 horas -año SAIFI: 2 -5 veces al año
	Propender por un sistema energético de bajas emisiones de GEL.	Emisiones de CO2 asociadas a la producción de energía	35.047 GgCO2eq-año	▼	No se define visión para estos indicadores
		Emisiones de CO2 asociadas al consumo de energía	61.955 Gg CO2eq-año	▼	70.000- 90.000 GgCO2eq-año
Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico	Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos.	Porcentaje de energía útil sobre el consumo total de energía final	31%	▲	50 %-70 %
		Intensidad energética	2,29 kJ/COP	▼	1,08 -1,32 kJ/COP
	Promover un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular.	Diferencial inflación precios energía vs. Precios al consumidor	2,2 %	▼	No se define visión para estos indicadores
		Consumo per-cápita de leña	132 ton/mil habitantes	▼	36-70 ton/mil habitantes
Pilar 4. Conocimiento e innovación	Avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético.	Porcentaje de usuarios con medidor inteligente	1.2%-2-4%	▲	90%-100% de los usuarios
	Estimular la investigación e innovación y fortalecer las capacidades de capital humano	Número de grupos de investigación	210	▲	No se define visión para estos indicadores
		Inversión en ACTI como porcentaje del PIB	0,74%	▲	1%

INICIATIVAS DEL PEN 2020-2050: ¿CUÁLES SON LAS POSIBILIDADES TECNOLÓGICAS PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS TRAZADOS?

El último componente de la estructura del PEN 2020-2050 reúne las iniciativas, es decir, **las alternativas tecnológicas que proponen los caminos por recorrer para alcanzar los objetivos trazados.**

En la medida en que el PEN 2020-2050 cubre un periodo de tres (3) décadas, las posibilidades tecnológicas son múltiples e incluyen las soluciones que actualmente se encuentran en el mercado, los prototipos que se espera comercializar en el mediano plazo y los desarrollos que aún están en etapas incipientes, pero que en el lapso de treinta (30) años podrían tener un despliegue comercial.

El ejercicio para definir los potenciales caminos del PEN 2020-2050 tiene dos pasos: 1) identificar iniciativas que le apunten a los objetivos trazados y 2) conformar los caminos o escenarios energéticos de largo plazo.

Cada escenario energético de largo plazo del PEN 2020-2050 es un conjunto de iniciativas con similares características en términos de: 1) el grado de incertidumbre tecnológica y de los riesgos que conlleva su adopción; 2) los retos económicos y de cambio que implicaría su ejecución y 3) el impacto en términos de mitigación al cambio climático.

Iniciativas y objetivos del PEN 2020-2050

Las iniciativas configuran los posibles caminos para alcanzar los objetivos de las áreas estratégicas (pilares) del PEN 2020-2050. Estas son las tecnologías que ponen en movimiento la estrategia y ayudan a que el engranaje gobierno-sector privado-academia se encamine hacia la visión de largo plazo.

Las iniciativas analizadas en el PEN 2020-2050 cubren la adopción de tecnologías tanto en la producción de energía, como en su consumo. De igual forma, acciones transversales a todos los segmentos de la cadena de valor, incluido el transporte de energéticos.

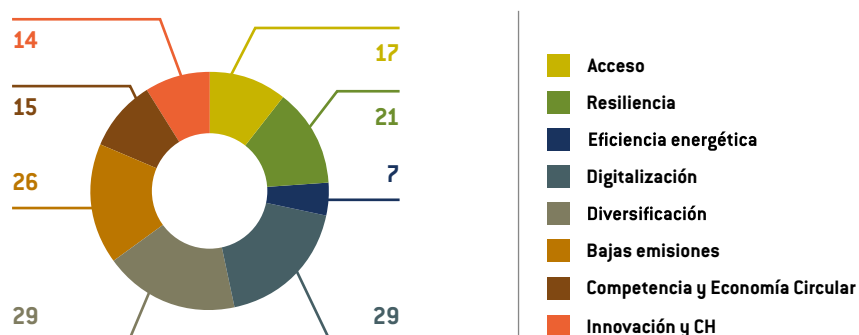
El primer paso en el análisis de iniciativas del PEN 2020-2050 es el de identificar qué medidas y tecnologías se dirigen a cumplir uno o varios de los objetivos planteados en el PEN 2020-2050. El ejercicio realizado se resume en la Tabla 12, en la que se encuentran las iniciativas analizadas para el PEN 2020-2050. Del total de iniciativas, 43 % corresponden al consumo de energía, 28 % a la producción y el 29 % restante, son iniciativas asociadas a la descentralización y la digitalización del sector energético, por lo que se consideran transversales.

En la Ilustración 18 se registra la cantidad de iniciativas que se encaminan a lograr cada uno de los objetivos planteados en el PEN 2020-2050.

Las posibilidades tecnológicas o iniciativas identificadas y analizadas en el PEN

Ilustración 18.

Cantidad de iniciativas relacionadas con cada objetivo del PEN 2020-2050



2020-2050 para alcanzar los objetivos propuestos son:

- Para permitir el **acceso a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles** se analizan las iniciativas relacionadas con la oferta de energéticos, esto es, las posibilidades actuales de abastecimiento (como generación con fuentes hidráulicas, térmicas a gas y carbón y la explotación de hidrocarburos), y las que podrían entrar a participar en la matriz energética colombiana (fuentes no convencionales de energía como eólica, solar, geotérmica, biogás, nuclear y otros energéticos como el hidrógeno). De igual forma, se contemplan las iniciativas asociadas a la descentralización como la generación distribuida y el almacenamiento a pequeña escala. Por el lado de la demanda, se identifica que los distritos térmicos podrían jugar un rol en este objetivo.
- Las iniciativas que buscan **diversificar la matriz energética** por el lado del consumo se asocian con la sustitución de combustibles líquidos: la gasificación, electrificación o uso de hidrógeno en ciertos segmentos del transporte y de la industria. Por el lado de la oferta, se encuentran las iniciativas de producción de energía con fuentes que en la actualidad participan poco en la matriz energética como fuentes no convencionales de energía renovable, biogás, energía nuclear y producción de hidrógeno.
- En la búsqueda de un **sistema energético resiliente** se encuentran las iniciativas asociadas a la descentralización como la generación distribuida y el almacenamiento. De igual forma, acciones relacionadas con la digitalización que permitirían dar una respuesta inmediata, automática y virtual a eventos externos. Aquí se incluyen la localización automática de fallas, la digitalización de las medidas a nivel de usuario y en la infraestructura crítica, la operación y mantenimiento de los activos con drones o gemelos digitales, la robotización de los centros de control, entre otras.
- Las iniciativas que proponen un **sistema energético de bajas emisiones de GEI** son aquellas en las que se sus-

- tituyen combustibles fósiles con altas emisiones a otros combustibles más limpios. También las iniciativas que reducen el consumo de energía y las que implican la incorporación de energéticos de bajas o cero emisiones.
- En cuanto a la **adopción de nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos** se analizan las iniciativas de renovación de equipos en todos los sectores de consumo, tanto al BAT nacional como BAT del mundo. Se tiene en cuenta la sustitución de combustibles líquidos en el sector transporte e industrial a gas combustible o energía eléctrica y la sustitución de leña por GLP en el sector residencial rural. También se analizan las mejoras en eficiencia energética en el sector de hidrocarburos y generación térmica. Por último, se estudia el efecto de la salida de las plantas más ineficientes y contaminantes del parque generador.
 - De cara a la **promoción de un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular** se contemplan las iniciativas de reducción de leña en el sector rural, cambios de modo en el transporte, la renovación tecnológica a BAT nacional y del mundo, por su potencial en la reducción de costos de producción, la automatización y virtualización de procesos, y la operación y mantenimiento de los activos. Finalmente, por el lado de la oferta, se tiene en cuenta la entrada de fuentes no convencionales de energía renovable y el biogás.
 - Dentro de las iniciativas para **avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético** se encuentran: la adopción de tecnologías de medición para la recopilación de datos de los usuarios y de activos del sistema, la utilización de *internet of things* (IoT), la analítica para la automatización de procesos y el uso de inteligencia artificial y robotización para la gestión, operación y mantenimiento de los activos del sistema.
 - Finalmente, las relacionadas con **el fortalecimiento de la investigación e innovación y las capacidades del capital humano** son aquellas en las que hay potencial para la consolidación y conformación de grupos de investigación y áreas en las que se debe capacitar y formar al capital humano para aprovechar las oportunidades de la transformación energética. En este sentido, las iniciativas de uso y la producción de hidrógeno, las edificaciones sostenibles, las medidas de eficiencia energética en todos los sectores, el desarrollo de distritos térmicos, la energía nuclear, entre otros, se encaminan a este objetivo.

Tabla 12.

Relación de iniciativas y objetivos

Sector	Sub sector	Iniciativas	Objetivos PEN 2020-2050							
			1	2	3	4	5	6	7	8
			Acceso	Diversificación	Resiliencia	Bajas emisiones	Eficiencia energética	Competencia y economía circular	Digitalización	Innovación y CH
Demanda	Transporte	Parque automotor a BAT Colombia					x	x		
		Uso de gas en sistemas de transporte masivo					x			
		Uso de EE en sistemas de transporte masivo		x		x	x			
		Gasificación del transporte de carga y pasajeros					x			
		Gasificación del transporte ligero					x			
		Electrificación del transporte ligero		x		x	x			
		Electrificación del transporte de carga y pasajeros		x		x	x			
		Uso de GLP en transporte fluvial		x			x			x
		Transporte férreo eléctrico para carga y pasajeros.				x	x	x		
		Hidrógeno en transporte ligero y de carga		x		x	x			x
		Implementación de movilidad activa*				x		x		
	Cambio de modo de transporte privado a público*				x		x			
	Residencial y comercial	Equipos en el sector residencial a BAT Colombia					x			
		Equipos en el sector comercial a BAT Colombia					x			
		Cambio de estufas de leña por GLP (rural)				x	x	x		
		Sustitución luminarias incandescentes					x			
		Equipos en el sector residencial a BAT en el mundo					x	x		
		Equipos en el sector comercial a BAT en el mundo					x	x		
		Edificaciones sostenibles*	x				x	x		x
		Cambio de estufas a gas por inducción				x	x			
	Districtos térmicos*	x	x			x	x		x	
	Industrial	Equipos en el sector industrial a BAT Colombia				x	x	x		
		Sustitución de carbón por gas natural				x	x			
		Sustitución de combustibles fósiles por electricidad.		x		x	x			
		Equipos en el sector industrial a BAT en el mundo					x	x		
		Sustitución de fósiles por hidrógeno verde		x		x				
		Sustitución de carbón en hornos de cementeras por residuos		x		x	x			
	Oferta Combustibles líquidos	Producción de hidrocarburos de YNC	x							
		Mejoras en calidad de combustibles líquidos				x				
		Mejora en eficiencia en el sector de hidrocarburos				x	x			
Aumento en la mezcla con biocombustibles		x					x			

Oferta	Gas combustible	Desarrollo de proyectos de biogás	x		x		x		x	
		Generación eléctrica a partir de gas combustibles	x							
		Importación de gas natural	x							
		Producción de gas a partir de carbón*	x	x		x			x	
		Generación con recurso hidráulico	x			x		x		
	Energía eléctrica	Generación distribuida con FNCER	x	x		X				x
		Generación eléctrica a partir de solar y eólico	x	x				x		
		Generación eléctrica a partir de eólico (offshore)	x	x				x		
		Mejoras de eficiencia en parque térmico	x						x	
		Generación eléctrica con geotérmica	x	x				x		x
		CCS en generación eléctrica*						x		x
		Phase out plantas ineficientes y contaminantes						x	x	
		Generación con plantas nucleares	x	x				x		x
	Producción de hidrógeno (verde)	x	x				x		x	
	Iniciativas transversales: Descentralización y digitalización	Servicios digitales a través de chatbots *							x	x
		Gemelos digitales para la atención a usuarios*							x	x
Almacenamiento de energía eléctrica a gran escala*					x	x				
Almacenamiento de EE a pequeña escala*		x			x					
Big data y analítica de datos*					x				x	x
Adopción de sistema de medición inteligente*							x			x
IoT para la automatización de procesos*								x	x	
Localización automática de fallas en las redes*					x			x	x	
Digitalización de medidas en la infraestructura*					x			x	x	
Inversores inteligentes*							x			x
Centro de ciberseguridad para el sistema*					x					x
Operación y mantenimiento de redes con drones*					x			x	x	x
Operación y mantenimiento con gemelos digitales*					x			x	x	x
Plataformas DERMS ^{25*}										x
Adopción de ADMS ^{26*}										x
Centros de control robotizados /autónomos con IA*					x			x	x	
Conductores y materiales inteligentes*								x		x
Plataformas de energía transactiva con <i>block chain</i> *	x							x	x	
Gestión digital de la energía en usuario final*							x	x	x	

25 Distributed Energy Resources Management System (DERMS).

26 Automatic Data Master Server (ADMS).

* Las iniciativas que tienen asterisco (*) se analizaron en la conformación de los escenarios, pero por las limitantes del modelo no fueron incluidas en el ejercicio de simulación de largo plazo.

Iniciativas y escenarios energéticos de largo plazo

Una vez identificadas las iniciativas que conducen a cumplir los objetivos, el siguiente paso es calificarlas de acuerdo con los siguientes tres criterios: la incertidumbre tecnológica, el aporte a la mitigación al cambio climático y el reto de transformación. Esta calificación favorece la exploración de posibles caminos que tiene el sector energético para alcanzar la visión, dependiendo del grado de ambición y aversión al riesgo.

El primer criterio hace referencia al nivel de madurez tecnológica de la iniciativa en el contexto colombiano. Esto significa que para la clasificación se tuvo en cuenta si la tecnología se encuentra en desarrollo, como prototipo o ya en una etapa de comercialización y también, el *expertise* particular que se requeriría y la experiencia del país y sus empresas en el desarrollo e implementación de cada tecnología (iniciativa).

El segundo criterio corresponde al aporte a la mitigación al cambio climático en términos de emisiones directas de CO₂. Según este criterio, las tecnologías se comparan teniendo en cuenta las emisiones que produce directamente su uso o el potencial que tienen para la reducción de emisiones con respecto a sustitutos cercanos que se utilizan en la actualidad.

El tercer criterio es el reto de transformación. En este aspecto, las iniciativas se categorizan de acuerdo con el esfuerzo en términos de cambio social y económico que demandaría su implementación. Esto entendido como la magnitud de las inversiones necesarias y el alcance del cambio en el comportamiento y estilo de vida de los consumidores de energía.

La clasificación de las iniciativas resultó en cuatro escenarios energéticos de largo plazo que se denominan: Actualización, Modernización, Inflexión y Disrupción²⁷. Los escenarios energéticos del PEN 2020-2050 se conformaron con iniciativas con aportes a la mitigación, grados de madurez y retos de transformación similares. La conformación de los escenarios es resultado de la clasificación de iniciativas tal como se advierte en la Ilustración 19²⁸.

En el eje horizontal de la Ilustración las iniciativas se organizan de acuerdo con el nivel de incertidumbre tecnológica, aquellas con mayor incertidumbre se encuentran hacia la derecha. En el eje vertical, las iniciativas se califican en virtud de su aporte a la mitigación del cambio climático, las de mayor potencial de reducción de CO₂ se localizan en la parte superior del gráfico. Finalmente, el tamaño de la burbuja corresponde al reto de transformación: mientras más grande sea la burbuja mayor es el reto.

27 La descripción detallada de los supuestos e iniciativas de los escenarios del PEN 2020-2050 que fueron incorporados en el modelo de simulación a largo plazo se encuentran en el Anexo 5, así como las fuentes de información utilizadas para su construcción.

28 En la Ilustración 19 se identifican con un borde rojo las iniciativas que cuentan con lineamientos de política pública o en las que ya el país ha avanzado y adoptado acciones.

Ilustración 19 .

Clasificación de las iniciativas

Fuente: elaboración propia.

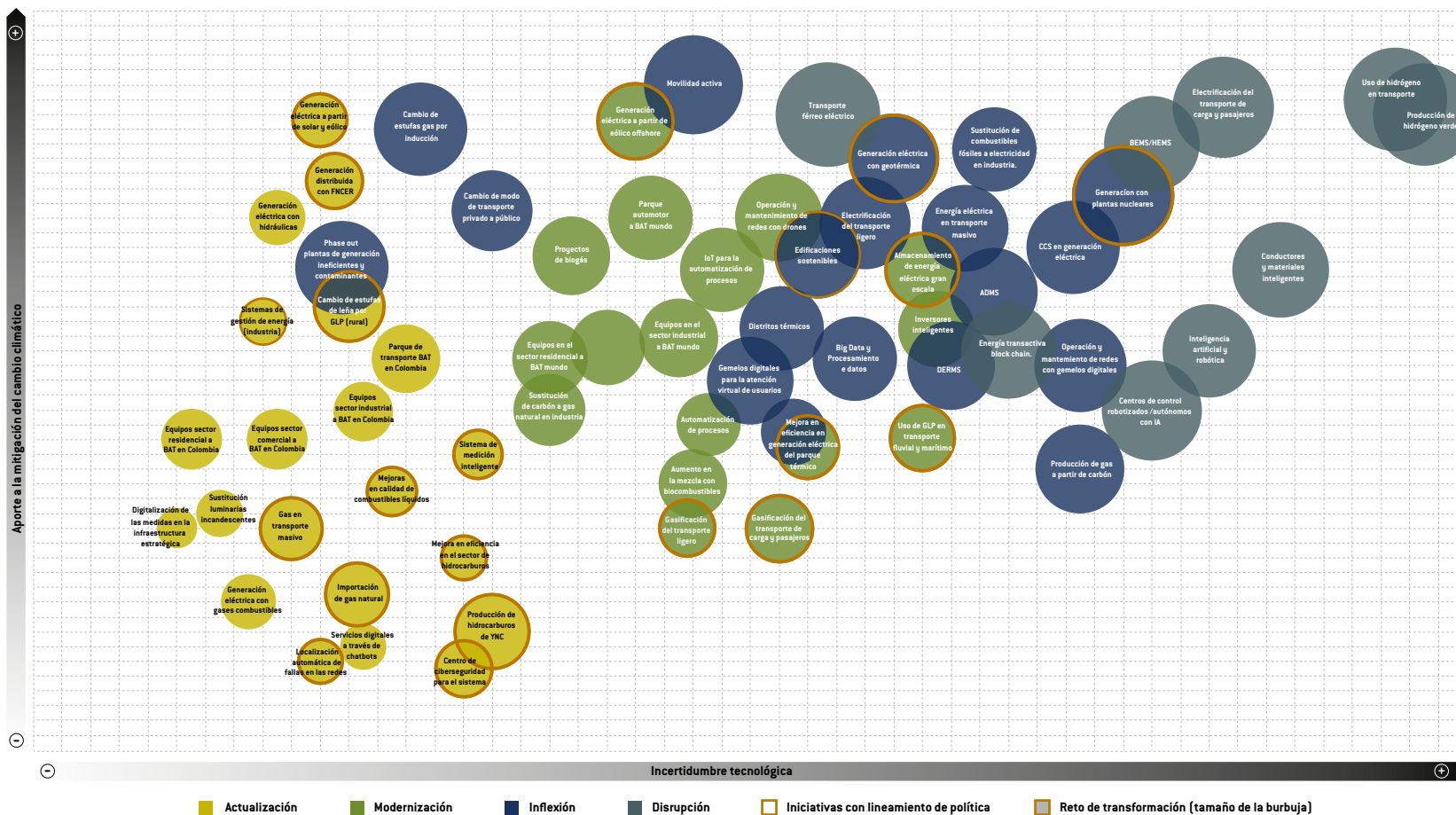


Ilustración 20.

Resumen de características de los escenarios energéticos de largo plazo

Fuente: elaboración propia.

	Escenario I: Actualización	Escenario II: Modernización	Escenario III: Inflexión	Escenario IV: Disrupción
	En sintonía con las tendencias actuales	Gasificación como paso hacia la descarbonización	Comienzo de la electrificación de la economía	Innovación para encaminar al sector hacia la carbono neutralidad
Crecimiento económico de LP	3,1%	3,1%	3,5%	3,5%
Iniciativas oferta	<ul style="list-style-type: none"> • Importación + YNC • Escenario de expansión de generación UPME • Mejoras en combustibles líquidos • Eficiencia en el sector de hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> • Importación gas natural • FNCER + eólico <i>off shore</i> • Biocombustibles • Biogás • Eficiencia en plantas térmicas 	<ul style="list-style-type: none"> • Geotermia • Pequeños reactores nucleares • <i>Phase out</i> plantas ineficientes 	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrógeno verde • FNCER
Iniciativas demanda	<ul style="list-style-type: none"> • Adopción BAT Colombia 2050 • Sustitución leña por GLP en el sector rural • Metas de electrificación vehicular actuales • Cambio de luminarias en el sector residencial 	<ul style="list-style-type: none"> • Adopción BAT Colombia 2050 • Gas en transporte masivo e industria • Mayores participaciones de energía eléctrica en el transporte 	<ul style="list-style-type: none"> • Adopción BAT mundo en 2040 • Cambios de estufas por gas por inducción • Leña 0 en el sector rural en 2050 • Mayor electrificación en los sectores de transporte e industria 	<ul style="list-style-type: none"> • Adopción BAT mundo en 2030 • Uso de hidrógeno en transporte • Renovación acelerada de la flota vehicular con tecnologías de 0 y bajas emisiones

Los cuatro escenarios del PEN 2020-2050 muestran caminos con diferentes grados de descarbonización, riesgos tecnológicos y esfuerzo de cambios sociales y económicos, para alcanzar los objetivos. Enseguida se caracterizan los escenarios mediante la exposición (narrativa) de las iniciativas clasificadas en cada uno de ellos. En la caracterización se incluye un análisis de debilidades, oportunidades, fortalezas y amenazas (DOFA), en el que se exponen las fortalezas y debilidades (análisis interno) del sector energético colombiano en cada escenario y las ame-

nazas y oportunidades (análisis externo) asociados a la tecnología y al desarrollo de los mercados internacionales.

Para interpretar el DOFA hay que entender las fortalezas como las características del sector energético de hoy, que permiten tener una ventaja en cada escenario. Las debilidades son las áreas en las que el sector no tiene experiencia o en donde existen riesgos y barreras para la implementación de las iniciativas contempladas. Las oportunidades son los nichos de mercado que se podrían aprovechar de acuerdo con las iniciativas incluidas en el

escenario y las amenazas representan circunstancias que podrían poner en riesgo la implementación de las tecnologías consideradas.

Antes de continuar, vale la pena hacer una aclaración para la interpretación de los gráficos de burbujas que se presentan para cada escenario. Hay iniciativas que se encuentran en todos los escenarios, pero con diferentes grados de penetración o ambición, como la adopción de medición avanzada, generación distribuida, electrificación del transporte, BAT internacional, entre otras. Sin embargo, estas no se grafican en todos los mapas de burbujas que se presentan a continuación, por lo que no se debe interpretar que no hacen parte del escenario.

De igual forma, hay que señalar que no todas las iniciativas descritas en la narrativa de los escenarios se incorporaron en el modelamiento energético. La información en detalle sobre las iniciativas, los supuestos, fuentes de información y otros aspectos relevantes utilizados en el modelamiento de los escenarios energéticos de largo plazo se encuentra en el Anexo 5.

Escenario Actualización. Colombia en sintonía con las tendencias mundiales

Aporte a la mitigación	Incertidumbre tecnológica:	Reto de transformación:
●●●○○○○○○○	●●●○○○○○○○	●●●●○○○○○

El escenario Actualización reúne las iniciativas que tendencialmente se espera se implementen en el país. Puede interpretarse como el camino mediante el que

el sector energético colombiano se pone en línea con lo que hoy se observa en el resto del mundo. Económicamente se supone un crecimiento esperado utilizando el escenario base proyectado por la UPME, que en el largo plazo representa una tasa de crecimiento del PIB de 3,1%.

Se caracteriza por la adopción de las tecnologías comercializables en Colombia y que tienen un impacto positivo, pero no tan ambicioso en la mitigación del cambio climático (ver [ilustración 21](#)).

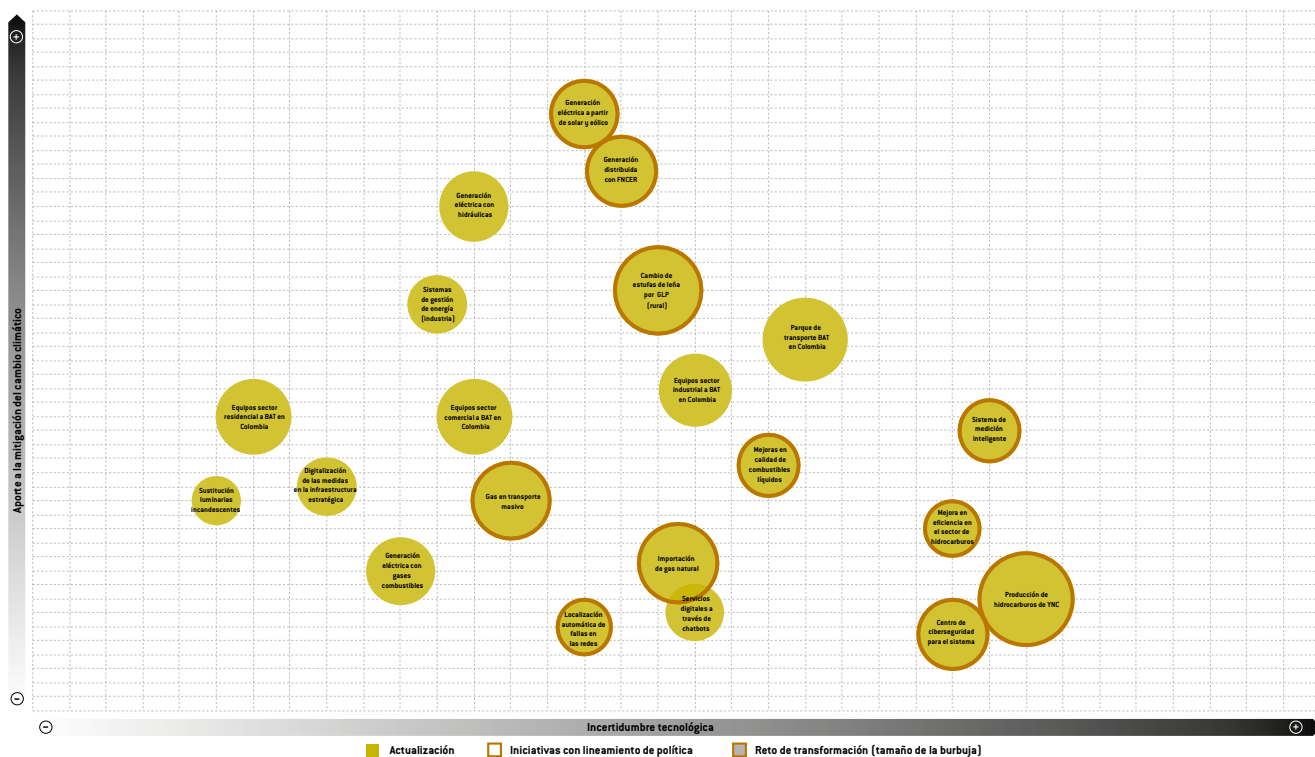
Por el lado de la oferta energética, el escenario de *Actualización* se caracteriza por la entrada de generación eólica y solar a gran y pequeña escala (nivel distribuido), el desarrollo de pequeñas centrales hidráulicas y la instalación de nuevas plantas de generación térmica. Con respecto a los hidrocarburos, este escenario contempla las perspectivas de producción media de petróleo, la importación de gas natural en el corto plazo y el potencial de explotación interna de yacimientos no convencionales (YCN) en el mediano plazo. Por último, incorpora las mejoras en calidad de los combustibles líquidos y potenciales ahorros de energía asociados con medidas de eficiencia energética en la producción de hidrocarburos.

En el lado de la demanda se considera que se alcanzan las eficiencias energéticas del BAT nacional en los sectores de transporte, industria, residencial y comercial en 2050. Por otra parte, se supone una sustitución parcial de combustibles líquidos en el sector de transporte masivo en ciudades por gas natural y electrificación

Ilustración 21.

Iniciativas escenario Actualización

Fuente: elaboración propia.



de parte de la flota de vehículos livianos y motos. En el sector residencial se estima la sustitución de leña por GLP (en el sector residencial rural) y el recambio de luminarias a tecnología LED a nivel nacional.

En cuanto a las iniciativas relacionadas con la digitalización y descentralización del sector energético, este escenario contempla la adopción de tecnologías disponibles y requeridas como estándar mínimo en la actualidad. Se esperaría que las redes principales y críticas para el transporte de energéticos cuenten con sistemas de localización automática de fallas, digitalización de las medidas en infraestructura crítica (como subestaciones,

plantas de almacenamiento, *city gates*, etc.) y gestión de activos utilizando los estándares internacionales.

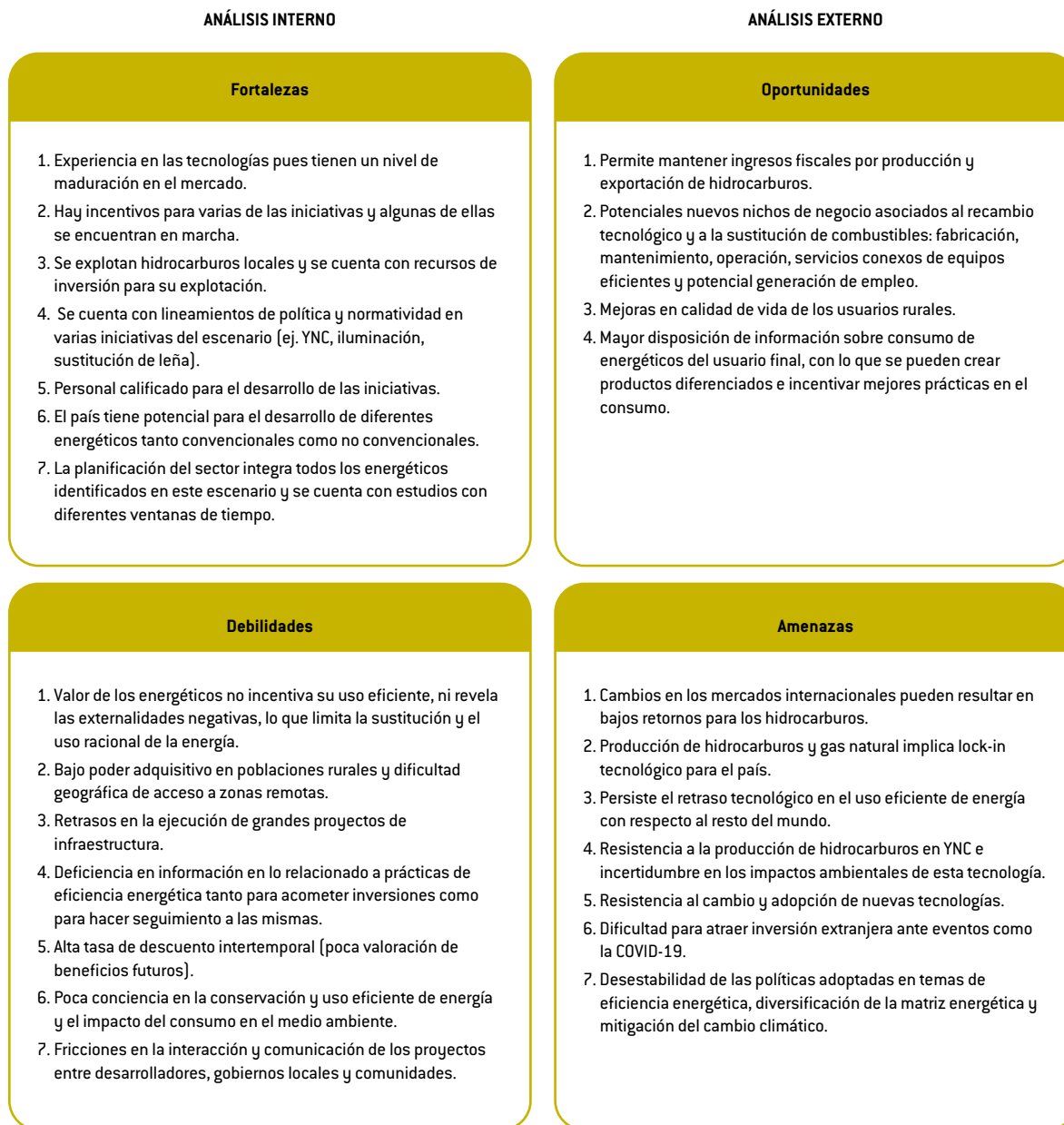
De cara al usuario, en el escenario de *Actualización* se aspira al despliegue de la medición inteligente en una fracción importante de los usuarios y a la implementación de servicios digitales para atención personalizada a los clientes por medio de *chatbots*.

Para finalizar y teniendo en cuenta que el éxito del proceso de transformación digital requiere un contexto seguro y resiliente, capaz de responder de forma preventiva, reactiva y proactiva ante amenazas e incidentes de ciberseguridad, el último elemento que caracterizaría este es-

Ilustración 22.

Análisis DOFA para el escenario Actualización

Fuente: elaboración propia.



cenario es el fortalecimiento del Equipo de Respuesta ante Emergencias Informáticas (CSIRT)²⁹, cuya función es dictaminar las buenas prácticas, políticas, reglamentos,

protocolos y estándares de ciberseguridad que deberían aplicarse a todo nivel, incluyendo la infraestructura energética (ver [ilustración 22.](#)).

²⁹ Por sus siglas en inglés Computer Security Incident Response Team.

Escenario Modernización: Colombia a la par tecnológica del mundo

Aporte a la mitigación	Incertidumbre tecnológica:	Reto de transformación:
●●●●○○○○○○	●●●●○○○○○○	●●●●●○○○○

El escenario *Modernización* reúne las iniciativas que implicarían un salto tecnológico en la demanda y un cambio energético dándole mayor importancia a los gases combustibles, como un camino transitorio hacia la descarbonización. Al igual que en el escenario anterior, se supone un crecimiento esperado del PIB de 3,1% en el largo plazo. Este escenario se distingue por la adopción de las tecnologías con los mejores rendimientos energéticos en el mundo en 2050 y un mayor grado de ambición en mitigación al cambio climático apalancado principalmente por el uso de gases combustibles (ver *ilustración 23*).

En cuanto a la oferta energética, el escenario *Modernización* contempla la posición de importador neto de combustibles líquidos y gas natural de Colombia, el aumento en las mezclas en los biocombustibles, un mayor porcentaje de participación de generación eólica y solar, la entrada de otras FNCE como el eólico *off-shore* y el biogás. De igual forma, se consideran mayores penetraciones de generación distribuida y la mejora en eficiencia energética en la generación térmica.

El biogás es una iniciativa del escenario *Modernización* que permite cubrir varios de los objetivos planteados en el PEN 2020-2050. Por un lado, es un primer

paso hacia la economía circular en cuanto al aprovechamiento de residuos. Por el otro, es una fuente de abastecimiento extra de gas combustible por lo que aporta a la seguridad energética y tiene la facilidad de que utiliza la infraestructura de transporte y distribución ya disponible. Finalmente, genera un impacto positivo en la reducción de emisiones del sector por sustitución de combustibles líquidos.

Se estima que en Colombia el potencial técnico de generación de biogás con biomasa residual (Universidad Nacional, 2017) es de 941,360,642 m³ por año, con el que se lograría la disminución de 1,5 Mt anuales de CO₂ (Gobierno de Colombia, 2015). Este potencial de producción podría complementar la demanda de gas natural en un 26 %.

Por el lado del consumo, se incluyen iniciativas con un mayor grado de sustitución de combustibles líquidos y carbón por gas natural (que incluye biogás) y GLP en procesos industriales, respecto a lo contemplado en el escenario anterior. De igual forma, se asume un salto tecnológico (modernización) en todos los renglones de consumo, mediante la adopción de la BAT internacional en 2050. En el transporte, las iniciativas tienen que ver con mayores participaciones de gas natural, GLP y electricidad en sistemas de transporte masivo, de carga y livianos. Finalmente, en el sector residencial rural se establece una reducción del consumo de leña más ambiciosa que la definida en el escenario pasado.

Ilustración 23.

Iniciativas escenario Modernización

Fuente: elaboración propia.



En cuanto a iniciativas asociadas a la digitalización, se podría esperar una mayor penetración y utilización de equipos para la localización automática de fallas, medición inteligente e IoT para sensores y otros equipos, es decir, un avance importante en la automatización de procesos. De igual forma, se contempla el desarrollo de inversores inteligentes para las plantas de generación intermitente y el uso de drones para operar y mantener la infraestructura crítica de transporte de energéticos, que permitan realizar maniobras en tiempo real (ver ilustración 24.).

Escenario Inflexión: Colombia eléctrica

Aporte a la mitigación	Incertidumbre tecnológica:	Reto de transformación:
●●●●●○○○○	●●●●●○○○○	●●●●●○○○○

El escenario *Inflexión* reúne iniciativas que podrían dar paso a una nueva era energética, caracterizada por la electrificación de la economía. Este escenario reúne iniciativas con mayores ambiciones en términos de descarbonización del sector energético, pero con mayores incertidumbres tecnológicas. En términos de

Ilustración 24.

Análisis DOFA para el escenario Modernización

Fuente: elaboración propia.

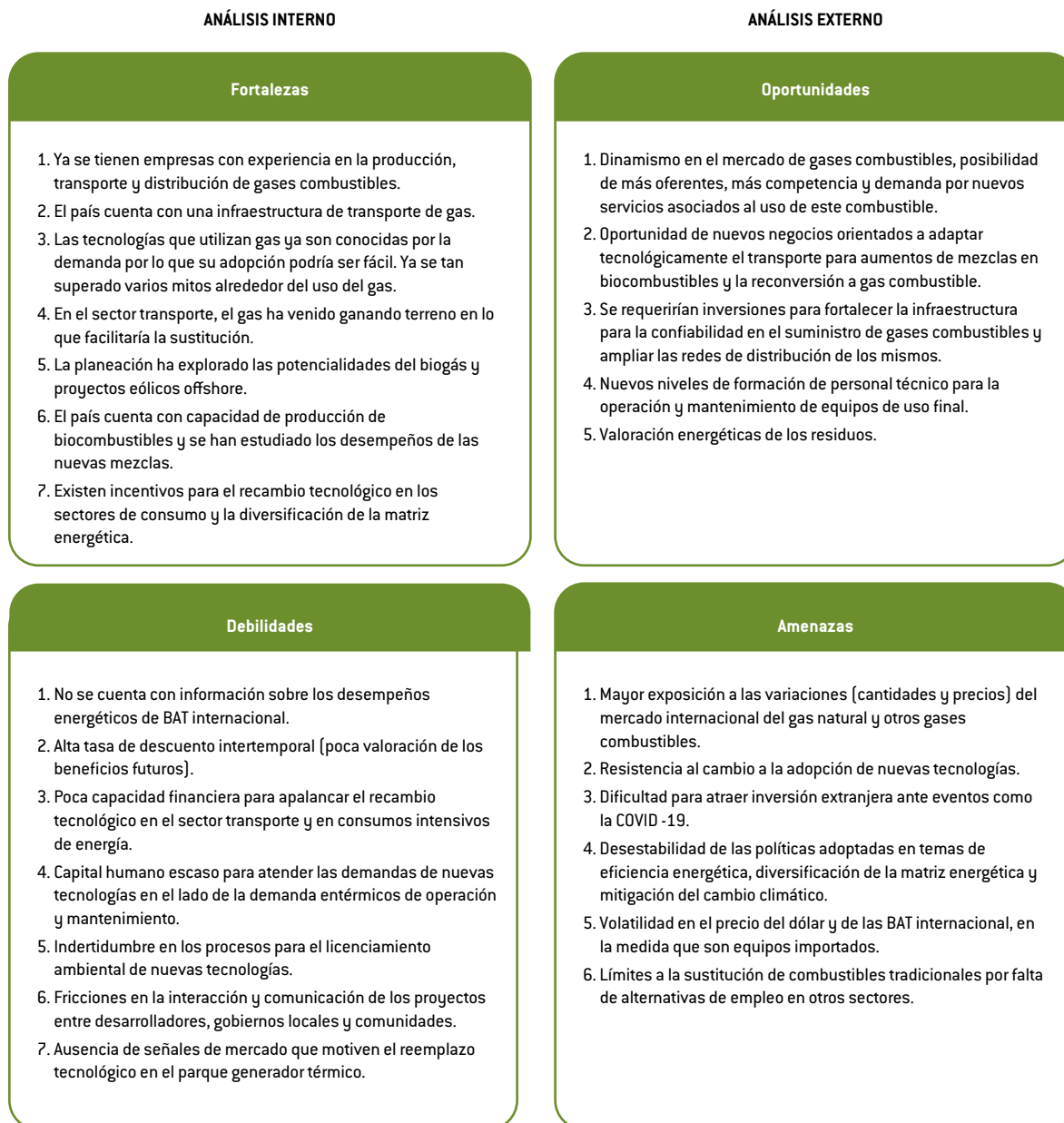
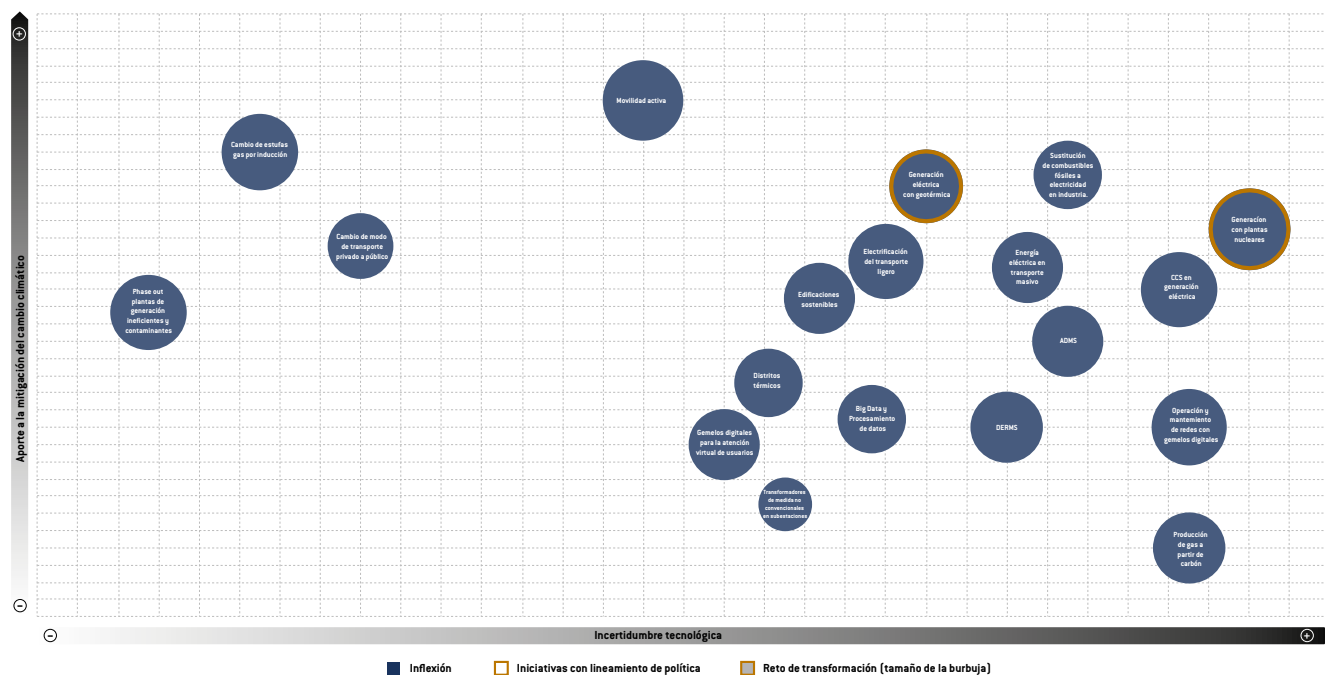


Ilustración 25.

Iniciativas escenario Inflexión

Fuente: elaboración propia.



crecimiento económico para este escenario se supone el escenario optimista de las predicciones del PIB de la UPME que alcanza una tasa de crecimiento de largo plazo de 3,5%.

A grandes rasgos, este escenario se describe por un mayor grado de sustitución de combustibles fósiles a energía eléctrica en sectores como transporte e industria y la adopción de BAT internacional de forma más rápida, en comparación con el escenario anterior (ver [ilustración 25](#)).

En materia de oferta, en el escenario *Inflexión* aumenta la participación de energía eléctrica en la matriz. La generación proviene de plantas eólicas *on* y *off shore*, solares y geotérmicas. De igual forma, se supone la entrada de pequeñas centrales

nucleares, la instalación de captura y secuestro de carbono en plantas térmicas y la salida de algunas centrales de generación por obsolescencia tecnológica y altos factores de emisión.

Las pequeñas centrales nucleares o *small modular reactors* (SMR) son una alternativa para la descarbonización del sistema eléctrico, acompañados de producción de energía renovable. Los SMR tienen menores capacidades a las centrales nucleares tradicionales y son modulares, por lo que tienen menores costos de inversión y son flexibles en su operación. Los SMR aún no son una tecnología comercial, pero podría desplegarse en los próximos treinta años. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA), la ma-

yoría de SMR se encuentra en etapas de desarrollo, aunque ya se han construido prototipos en Argentina, China y Rusia (IEA, 2020).

En la demanda de energía se presume una adopción más rápida de las BAT internacional (a 2040) y se incluyen medidas que hoy son de alto costo. Por lo anterior, se incluye la sustitución del gas natural por energía eléctrica en los usos de cocción (como las estufas de inducción) en el sector residencial. En el sector industrial se contempla la electrificación de un porcentaje de procesos de calor directo. Y en el sector transporte se calculan mayores penetraciones de vehículos eléctricos y el cambio de modo de privado a público, gracias a la construcción de metros eléctricos en las principales ciudades.

Dentro de las iniciativas clasificadas en *Inflexión* se encuentran los distritos térmicos, o sea, una infraestructura para la prestación del servicio de energía térmica (calefacción-acondicionamiento) en entornos urbanos, con potencial para reducir el consumo de energía y de emisiones por climatización. De los análisis actuales (Minambiente, 2020), se estima un potencial en Colombia de 38 proyectos de sistemas de enfriamiento urbano en 13 ciudades, con reducciones de emisiones estimadas en 138.000 GgrCO₂eq-año.

En este escenario, las medidas de digitalización tienen un mayor grado de ambición: se esperaría que al menos el 75 % de los circuitos tenga localización automática

de fallas y se adopten ADMS y DERMS en todos los distribuidores para la comunicación, coordinación y gestión de recursos a nivel distribuido. Por el lado de los usuarios, se prevé un uso generalizado de sistemas de gestión de energía en edificaciones y hogares (BEMS/HEMS³⁰), mediante los que se darían respuestas óptimas y automáticas en el consumo de energía. De igual forma, se contempla la generación distribuida con almacenamiento a pequeña escala. Finalmente, los gemelos digitales se identifican como una posibilidad para la atención virtual a los usuarios e incluso de intervención a la infraestructura (ver *ilustración 26.*).

Escenario Disrupción: Colombia le apuesta a la descarbonización.

Aporte a la mitigación	Incertidumbre tecnológica:	Reto de transformación:
●●●●●●●●○○	●●●●●●●●○○	●●●●●●●●○○

El escenario de *Disrupción* reúne tecnologías que hoy se encuentran en un desarrollo incipiente, pero que tienen un alto potencial de aporte a la mitigación del cambio climático e implicarían grandes inversiones y cambios sustanciales en la estructura energética mundial. Este escenario también contempla el escenario optimista de las predicciones del PIB de la UPME con una tasa de crecimiento de largo plazo de 3,5% (ver *ilustración 27.*).

Por el lado de la oferta, en el escenario *Disrupción* la energía eléctrica es predo-

30 Por sus siglas en inglés BEMS (Building Energy Management System) o HEMS (Home Energy Management System).

Ilustración 26.

Análisis DOFA para el escenario Inflexión

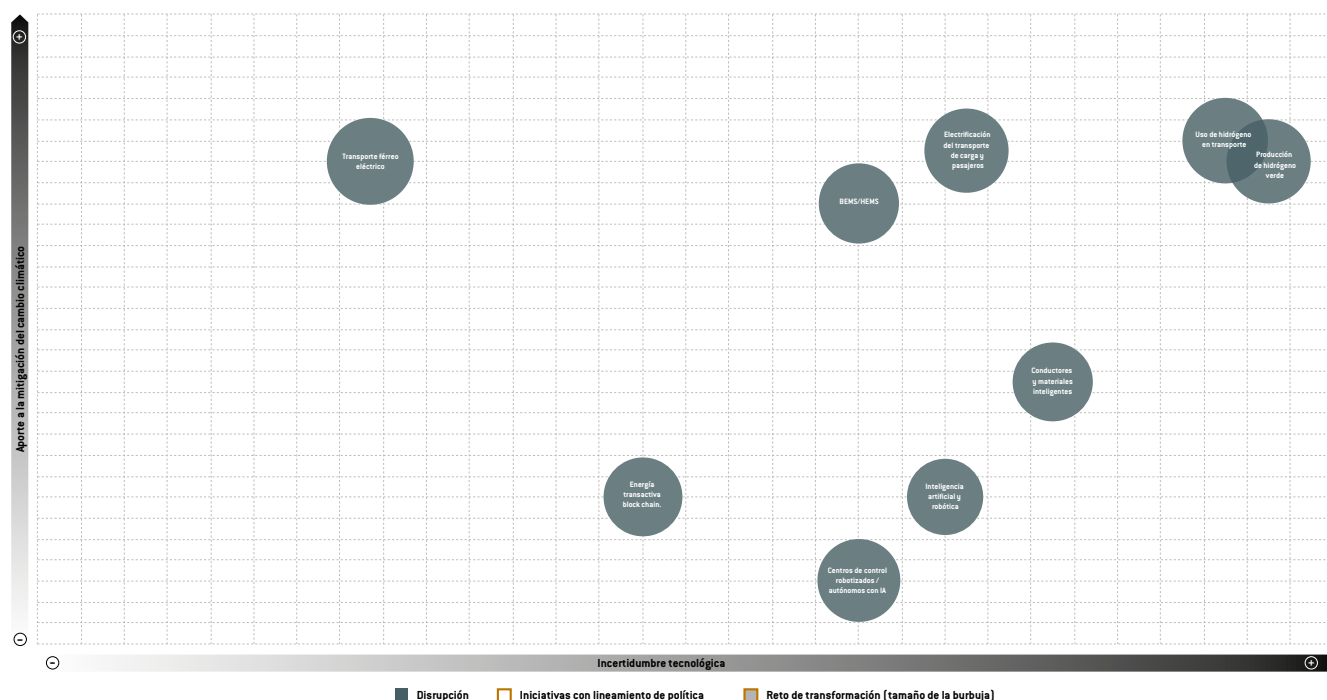
Fuente: elaboración propia.



Ilustración 27.

Iniciativas escenario *Disrupción*

Fuente: elaboración propia.



minante. Se produce principalmente a partir de FNCE y otras energías renovables. Incluye el hidrógeno verde como primer paso para reducir emisiones en los renglones de consumo que no se hayan electrificado, como en ciertas aplicaciones industriales y el transporte pesado.

El hidrógeno verde se produce cuando se separa el hidrógeno del oxígeno del agua a partir de una corriente eléctrica (electrólisis). Para que sea “verde”, es decir, que no emita CO₂, es necesario que la corriente eléctrica que se utiliza en la electrólisis provenga de fuentes renovables. El hidrógeno verde forma parte del escenario *Disrupción* porque su producción y uso a gran escala supondría un cambio trans-

accidental en el sector energético mundial y una herramienta clave para la descarbonización; sin embargo, hasta la fecha esta tecnología no se ha desarrollado comercialmente.

El hidrógeno verde tiene unas ventajas notables con respecto a los combustibles fósiles. En primera medida, es una fuente de energía infinita. Esto implica que las posibilidades de producción de energía (y demás productos que requieren energía) se expanden de forma exponencial en comparación con las que brindan los combustibles fósiles. En segunda instancia, el hidrógeno es un energético flexible pues puede ser producido y usado de forma local (descentralizado) o a gran escala y

posteriormente transportado y distribuido a centros de consumo. Además, es una fuente de energía limpia, segura y no tóxica para la salud humana y el medio ambiente, a diferencia de otras cuyos subproductos generan impactos negativos para la vida humana o los ecosistemas. Para terminar, el hidrógeno es una fuente de energía eficiente, ya que tiene un mayor poder calorífico que los combustibles fósiles.

En cuanto a la demanda del escenario *Disrupción*, se asume que en 2030 se habrán adoptado las BAT internacionales y a 2050 hay una sustitución total de la leña en el sector residencial rural. Gracias a la disponibilidad de hidrógeno se prevé una sustitución parcial por este energético en procesos industriales y en ciertos modos

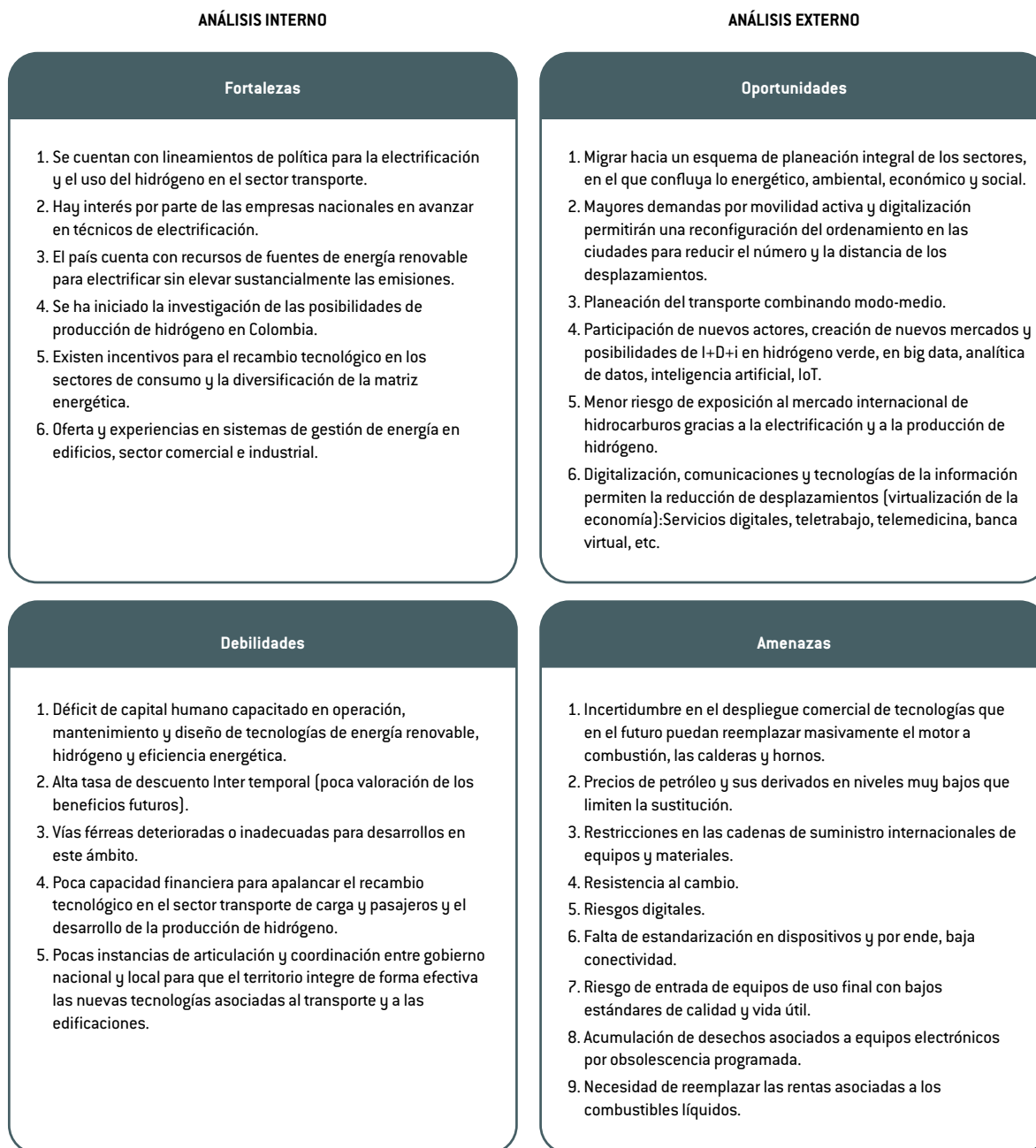
de transporte terrestre. En materia de electrificación se considera que la flota de buses será 100 % eléctrica a 2050 y se alcanza una mayor participación de este energético en el transporte ligero y en motos, en relación con el escenario anterior.

Con respecto a las iniciativas de digitalización, además de las identificadas en el escenario anterior, este se caracteriza por incorporar de forma masiva elementos de inteligencia artificial (IA) y robotización en la toma de decisiones. Esto implica que, gracias a los datos y a la información recopilada por aplicativos, sensores y equipos digitales, la IA podría operar equipos y predecir y minimizar el consumo de energía (ver [ilustración 28](#)).

Ilustración 28.

Análisis DOFA para el escenario Disrupción

Fuente: elaboración propia.



Capítulo



Resultados PEN 2020-2050
¿Cuáles son los posibles
caminos para alcanzar la visión?

En esta sección se presentan los resultados de la modelación energética de los escenarios. Se hará una breve reseña del modelo utilizado para la simulación de los escenarios y sus limitantes. De igual forma, se muestra la comparación de los resultados en términos energéticos, económicos, medioambientales y de riesgos de los cuatro escenarios: *Actualización, Modernización, Inflexión y Disrupción*. Por último, se contrastan los escenarios en cuanto al grado de consecución de los objetivos planteados en el PEN 2020-2050.

MODELAMIENTO ENERGÉTICO DE LARGO PLAZO: VIRTUDES Y LIMITANTES

Las iniciativas que conforman los escenarios energéticos de largo plazo se simulan en un modelo integrado con un horizonte de treinta años; con sus resultados se puede evaluar el desempeño del “camino” en cuanto a los objetivos y a algunos de los indicadores propuestos.

Para el PEN 2020-2050 se utilizó el modelo *Low Emissions Analysis Platform (LEAP)*, modelo de simulación de tipo “*bottom-up*” que integra las dimensiones energética y ambiental. Esta herramienta

permite examinar las implicaciones de un escenario energético sobre los recursos, el medio ambiente y los costos sociales, es decir, un análisis del tipo “qué pasaría si”.

Sin embargo, el LEAP tiene algunas limitantes. A diferencia de los modelos de optimización, este no identifica automáticamente los sistemas de menor costo o una participación de mercado de los energéticos en función de los precios y otras variables. Esto hace que las señales (por ejemplo, políticas energéticas) que inciden en el comportamiento de consumidores y productores sean difíciles de parametrizar o sean muy sensibles a las condiciones y supuestos iniciales.

Antes de continuar, es preciso reiterar que no se incluyeron en el modelo todas las iniciativas presentadas en la narrativa de los escenarios, lo que implica limitantes para el PEN 2020-2050, en las conclusiones que se puedan derivar respecto de esas iniciativas.

Lo anterior subraya la necesidad de ampliar el alcance de la planeación e innovar en el modelamiento energético para incluir cambios en el comportamiento de los consumidores, la aparición y adopción de tecnologías disruptivas y otros eventos externos (como la COVID-19). En términos del WEC (WEC, 2019) hay que pasar del modelamiento del BAU (*Business as usual*) al DAU (*Disruption as usual*).

RESULTADOS ENERGÉTICOS

Consumo energético PEN 2020-2050

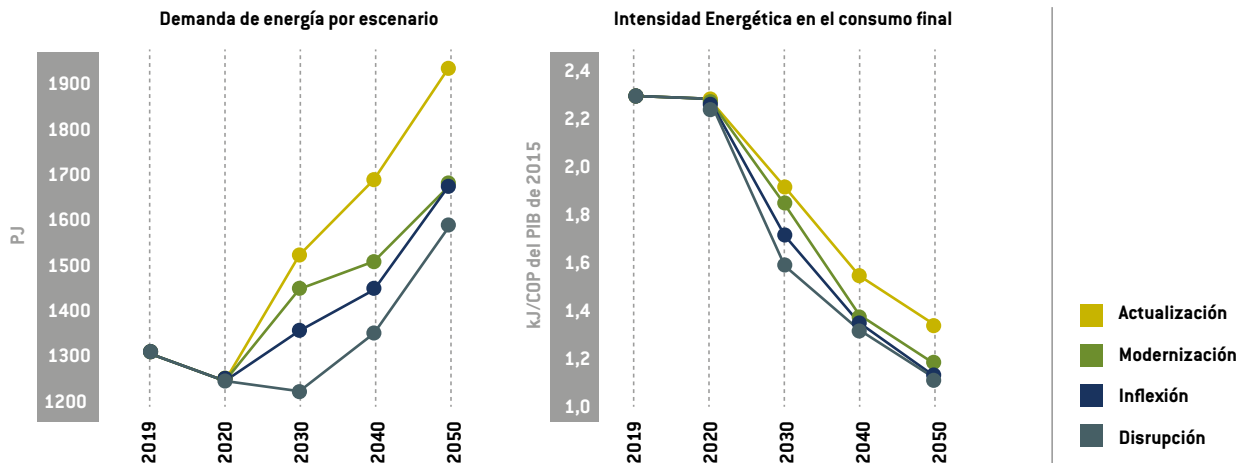
La variable de interés del modelo de simulación utilizado en el PEN 2020-2050 es la demanda de energía, ya que con esta se determina la composición de la matriz energética, las emisiones de CO₂ y los demás indicadores de resultado.

Los resultados de la simulación de los escenarios energéticos muestran dos efectos en el largo plazo: el primero es el aumento de la cantidad de energía consumida en las siguientes tres décadas, lo cual se explica por el crecimiento de la población y la actividad económica. El segundo efecto es la disminución del indicador de intensidad energética, es decir, utilizar menores cantidades de energía por cada unidad de producto, como resultado de las mejoras en eficiencia energética (ver *ilustración 29*).

Se espera que en 2020 disminuya el consumo de energía entre 4 % y 5 %, producto de la coyuntura económica causada por la COVID-19. En adelante, con los

Ilustración 29.
Demanda e intensidad energética por escenario

Fuente: elaboración propia.



supuestos poblacionales y de crecimiento económico se encuentra un aumento sostenido en la demanda de energía, entre un 48 % y un 21 % en relación con el consumo actual. El crecimiento del consumo en el escenario *Actualización* es de 48 %, en *Modernización* e *Inflexión* la demanda energética en 2050 aumenta 28 % y en *Disrupción* 21 %, con respecto a lo observado en 2019.

Las diferencias en el consumo de energía entre escenarios son de 15 % entre *Inflexión/Modernización* con *Actualización* y de 22 % entre *Disrupción* y *Actualización*. Esto se explica por los diferentes supuestos en la velocidad de adopción de nuevas tecnologías en los sectores de consumo, y la tasa de crecimiento del PIB.

El escenario *Actualización* supone la adopción de BAT en Colombia en 2050 y una tasa de crecimiento de largo plazo de 3,1 %. Por su parte, en *Modernización* se supone la adopción de BAT mundo en 2050 y una tasa de crecimiento de 3,1 %. En *Inflexión* y *Disrupción* se supone una tasa de crecimiento de 3,5 % a largo plazo y la adopción de BAT mundo en 2040 y 2030, respectivamente.

Para 2050, la intensidad energética de todos los escenarios modelados es menor que la observada en 2019. Los diferentes supuestos utilizados en cuanto a mejoras en eficiencia energética resultan en potenciales reducciones en este indicador entre 52 % (*Disrupción*) y un 42 % (*Actualización*).

Las diferencias de intensidad energética entre escenarios se explican por las ta-

sas de crecimiento del PIB y los supuestos en adopción de tecnologías de la demanda. Por lo anterior es preciso mencionar que, aunque el nivel de consumo del escenario *Inflexión* es igual al de *Modernización*, la intensidad energética es menor, pues el PIB utilizado en el primer escenario es más alto, es decir, se produce más con la misma cantidad de energía.

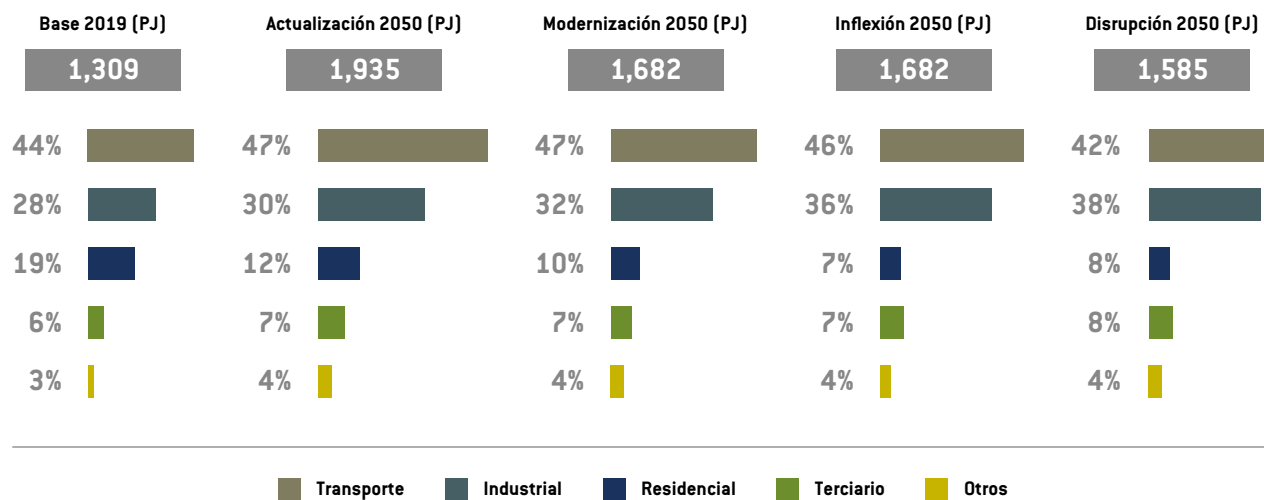
La composición de la demanda energética por sector de consumo para 2050 no cambia sustancialmente entre escenarios. El sector transporte continúa siendo el mayor consumidor de energía, con participaciones de 46 % y 47 %, aunque en *Disrupción* alcanza un 42 %, es decir, 5 puntos porcentuales menos que en los otros escenarios. Vale la pena señalar que, aunque porcentualmente no parezca un cambio significativo, la diferencia en la demanda del sector transporte en *Modernización* (911 PJ), ante el volumen del escenario *Disrupción* (669 PJ), es de 242 PJ, cifra superior al consumo del sector residencial en la actualidad.

El consumo industrial aumenta su participación en todos los escenarios en 2050: pasando de 28 % en 2019 a porcentajes entre 30 % y 38 %, alcanzando uno mayor en *Disrupción*. Esto se debe a la disminución en la participación de la demanda del sector residencial, que pasa del 19 % en 2019 a niveles entre 12 % y 10 % en los escenarios. El motivo principal de los cambios en estos dos sectores es la incorporación de las medidas de eficiencia energética y la disponibilidad de otros recursos, como el hidrógeno, para la industria. Los sectores terciarios y otros mantienen una

Ilustración 30.

Consumo de recurso energético por sector por escenarios

Fuente: elaboración propia.



participación similar a la actual (ver [ilustración 30](#)).

Uso de combustibles por sector de consumo

Los cambios en la composición del uso de combustibles por sector de consumo resultantes de la simulación de los escenarios permiten identificar el impacto de los supuestos planteados en un horizonte de largo plazo.

Transporte

En el sector transporte, los combustibles líquidos (incluyendo las mezclas de bio-combustibles) continúan predominando en los cuatro escenarios para 2050. Si bien, cada uno de ellos supone mayores grados de sustitución de combustibles líquidos por gas natural, energía eléctrica e hidrógeno, los resultados de la simulación tienen en cuenta la velocidad con la que potencialmente se podría renovar la flo-

ta nacional, que se asume a 25 años. Por tanto, en 2050 aún se tienen vehículos que entran en circulación en 2025.

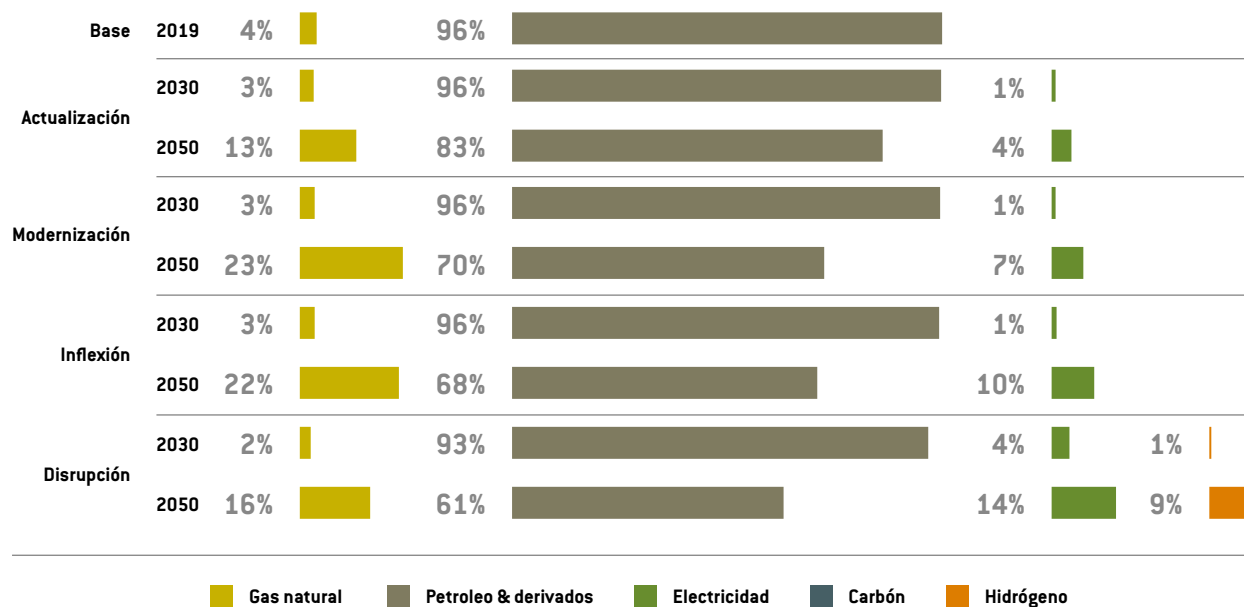
Teniendo en cuenta lo anterior, para alcanzar una mayor diversificación de la canasta energética para el sector transporte y una descarbonización más rápida de este sector, se requiere que la rotación de vehículos (desde que salen del concesionario, hasta su desintegración) sea más acelerada que la actualmente observada, en particular, para las categorías de transporte de carga (camión, tractocamión, volquetas) y de pasajeros (buses y microbuses).

En los escenarios de *Inflexión* y *Disrupción* en los que se asume una mayor participación de energía eléctrica en este renglón de consumo se alcanzan participaciones en 2050 del 10 % y del 14 %, respectivamente. En cuanto al hidrógeno se observa una participación en 2050 del 9 % en el escenario *Disrupción*. Aunque

Ilustración 31.

Uso de combustible en el sector transporte

Fuente: elaboración propia.



la participación de estos energéticos parece reducida, en *Inflexión* y *Disrupción* la proporción participación de los vehículos eléctricos en las ventas acumuladas a 2050 es del 56 % y del 67 %, correspondientemente. Por su parte los vehículos de hidrógeno representan el 12 % de las ventas en 2050 acumuladas en el escenario de *Disrupción* (ver [ilustración 31](#)).

Industria

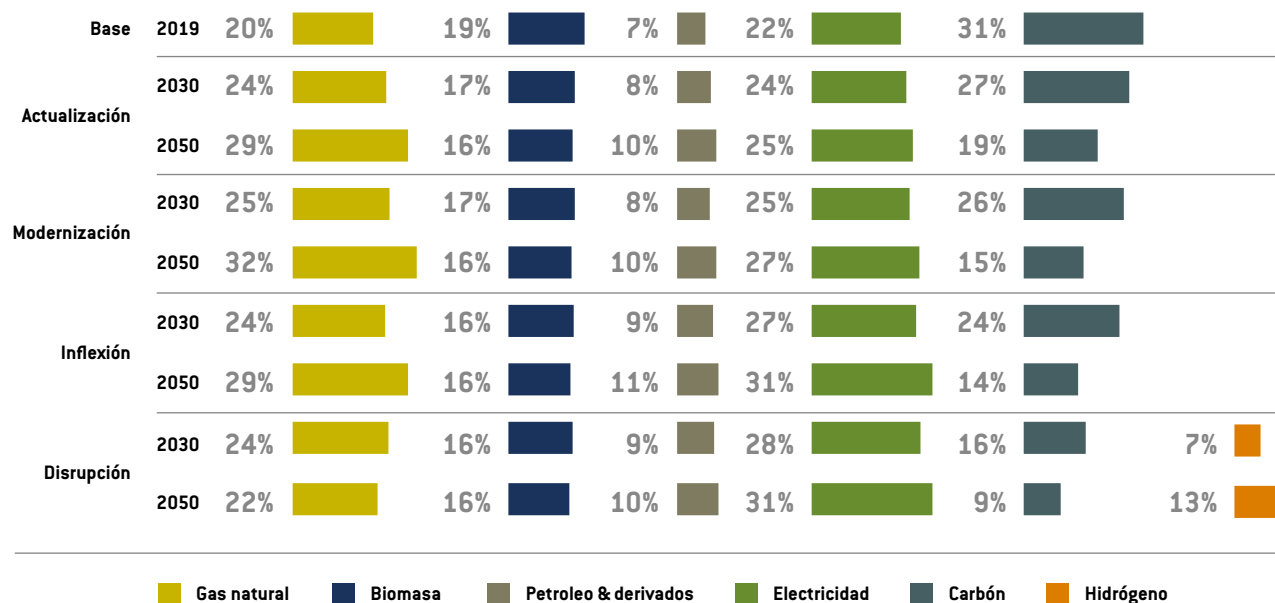
El sector industrial tiene varias alternativas potenciales para la descarbonización y sustitución de combustibles. Por un lado, se encuentran las posibilidades de utilizar gas natural en mayores proporciones como se simuló en los escenarios de *Actualización* y *Modernización*, en los que el gas podría pasar de representar el 20 % a alcanzar participaciones del 29 % y 32 %, respectivamente.

Por otro lado, si la tecnología evoluciona hacia la electrificación de usos de calor directo como se supone en *Inflexión* y *Disrupción*, el consumo industrial podría disminuir en comparación con los otros escenarios (por mayores eficiencias en el uso de energía) y este energético podría representar el 31 % contra el 22 % actual. Finalmente, el hidrógeno se perfila como uno de los combustibles que podría entrar a participar en los usos industriales y sustituir de forma potencial el consumo de carbón en tales procesos, con lo que se reduciría la cantidad de energía consumida y las emisiones asociadas a este sector. En *Disrupción*, el hidrógeno participa en el sector industrial con 7 % en 2030 y 13 % en 2050 (ver [ilustración 32](#)).

Ilustración 32.

Uso de combustible en el sector industrial

Fuente: elaboración propia.

**Residencial**

En el sector residencial se simularon dos tipos de escenarios: en *Actualización* y *Modernización* se avanza en la gasificación en virtud de mayores penetraciones de gas natural y reemplazo de leña por GLP. Según los supuestos de esos escenarios, la participación de gases combustibles alcanza niveles del 41 % y 57 %, ante el 27 % actual (20 % de gas natural y 7 % de GLP).

Por otro lado, en los escenarios de *Inflexión* y *Disrupción* se presume el recambio tecnológico a estufas de inducción por lo que en estos dos escenarios se alcanza una participación de la electricidad del 94 % en 2050 y un remanente del 6 % de participación de GLP en el sector rural (ver *ilustración 33*).

Composición de la oferta primaria de energía

En la *Ilustración 34* se encuentra la composición y volumen de la oferta de energía primaria resultante de la simulación de los escenarios energéticos a 2050. Los supuestos clave para entender las diferencias entre escenarios corresponden a los niveles de sustitución de combustibles en los distintos sectores de consumo modelados para cada caso.

En cuanto a volumen, la oferta de energía primaria de *Actualización* con 2.398 PJ es la de mayor tamaño en concordancia con el nivel de consumo de este escenario. *Inflexión* con 2.104 PJ y *Modernización* con 2.090 PJ siguen en volumen y, finalmente, el escenario de *Disrupción* con 2.031 PJ es el de menor tamaño, gracias a los ahorros de energía (ver *ilustración 34*).

Ilustración 33.

Uso de combustible en el sector residencial

Fuente: elaboración propia.

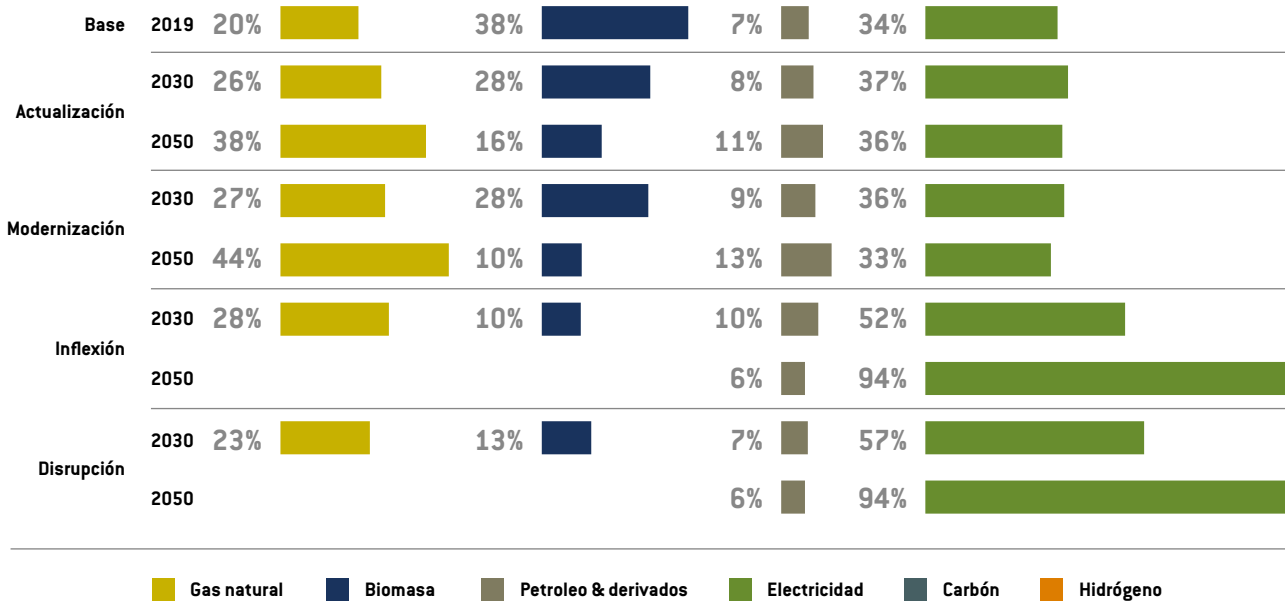


Ilustración 34.

Composición de la oferta por energético por escenario

Fuente: elaboración propia.

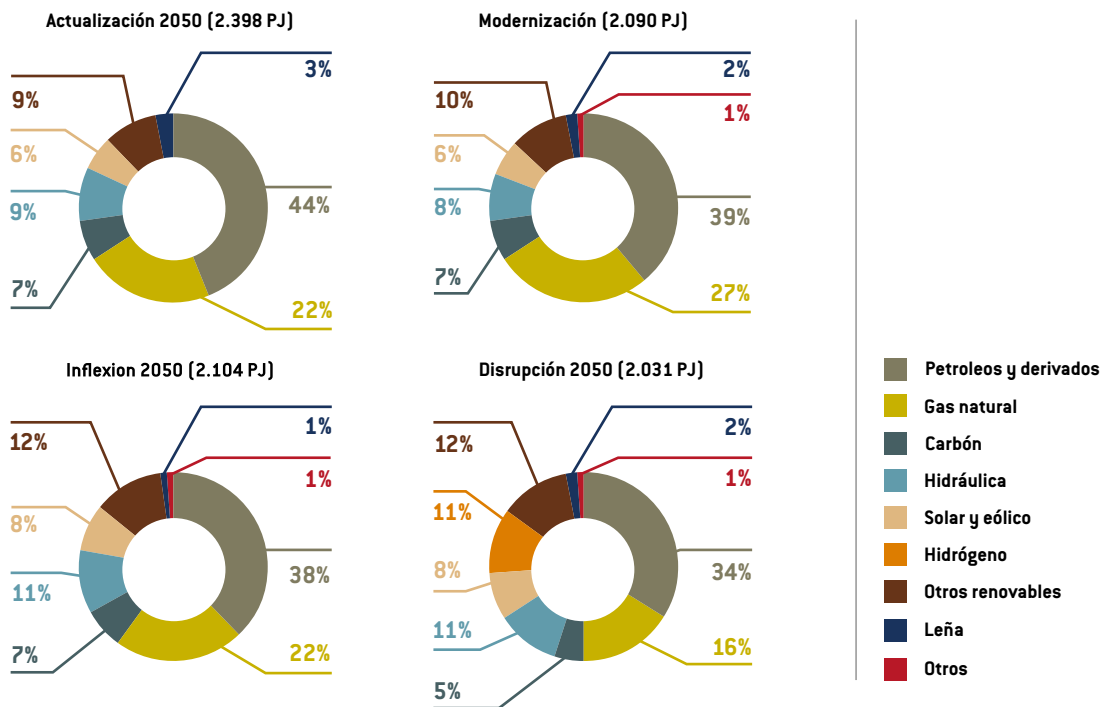
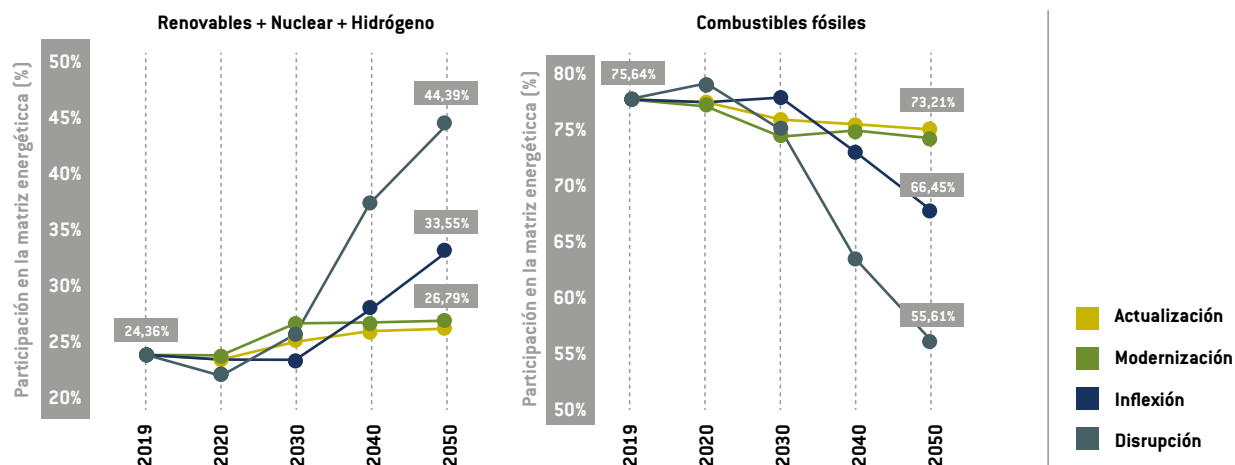


Ilustración 35.

Evolución de la participación de hidrocarburos y energías limpias en la matriz energética

Fuente: elaboración propia.



La composición de la canasta por energético muestra que el petróleo y sus derivados (incluye GLP) seguirán participando de forma importante en la oferta. Cada escenario implica un esfuerzo diferente en la sustitución de estos combustibles con lo que se obtienen participaciones de 44 % en *Actualización*, y en *Modernización* e *Inflexión* 39 % y 38 %, respectivamente. En el escenario más ambicioso, *Disrupción* alcanza una participación del 34 %.

Dado que en el escenario *Modernización* se considera que los gases combustibles podrían ser los energéticos de transición hacia la sustitución de combustibles líquidos y el carbón en sectores como el transporte y la industria, es en este en el que el gas natural alcanza la mayor participación en 2050 (27 %). Tanto en *Actualización* como en *Inflexión*, el gas natural participa con 22 % en 2050, lo que representa un leve crecimiento en relación con el 20 % actual. En *Disrupción* se asume que la electricidad y el hidrógeno

se adoptarán en la industria y el transporte como transición hacia la descarbonización, por lo que la participación del gas natural resulta en 16 %.

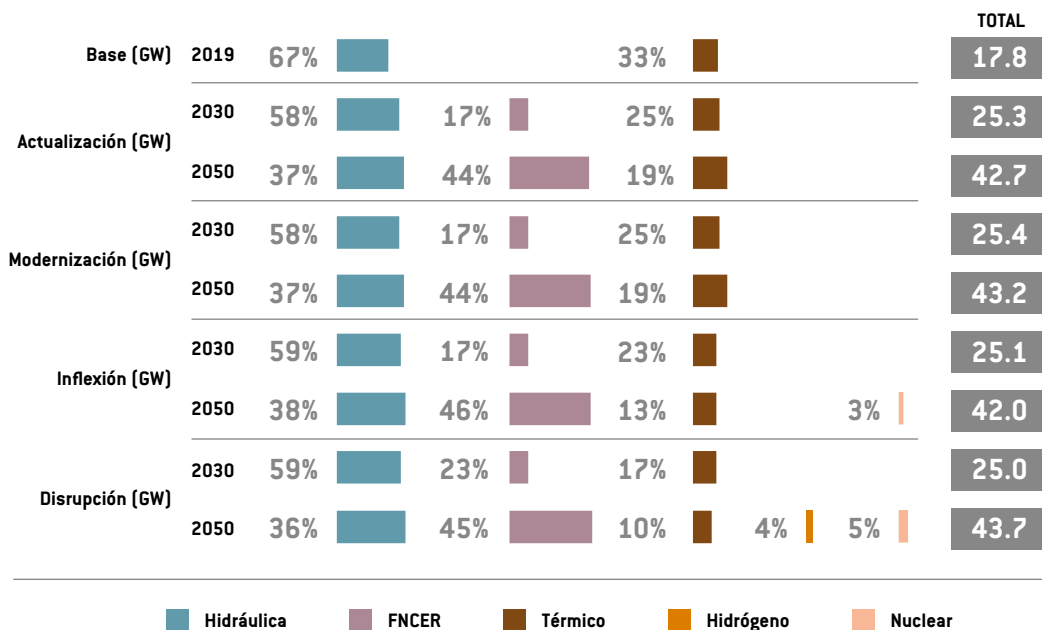
Las fuentes no convencionales de energía, la energía hidráulica y el hidrógeno tienen mayores participaciones en los escenarios de *Inflexión* y *Disrupción*, ya que en estos se supone una sustitución del uso de hidrocarburos por electricidad. En *Inflexión* la energía solar y eólica alcanza el 8 % y 12 % de otros renovables, mientras que en *Disrupción* alcanza 8 % de solar y eólico, 11 % de hidrógeno y 12 % de otras energías renovables (ver [ilustración 35](#)).

La incorporación de renovables y otras tecnologías produce un impacto tanto en la oferta de energía primaria como en la composición de la matriz de generación eléctrica. Los resultados encontrados en este aspecto se encuentran en la [ilustración 36](#).

Ilustración 36.

Capacidad Instalada del parque generador en los escenarios

Fuente: elaboración propia.



De estos resultados es preciso destacar que para 2050, en todos los escenarios se encuentra la necesidad de ampliar significativamente la capacidad instalada, pues se pasa de 17 GW en 2019 a más de 40 GW, lo que implicaría un crecimiento del 135 % en 30 años.

De igual forma hay que señalar que las diferencias en los supuestos en eficiencia energética de los diferentes escenarios resultan en tamaños similares del parque generador. Lo anterior significa que a pesar de que en *Disrupción* e *Inflexión* se electrifican más sectores y renglones de consumo, las mejoras en eficiencia permiten que la expansión en el parque generador sea similar a lo obtenido en *Actualización* y *Modernización*.

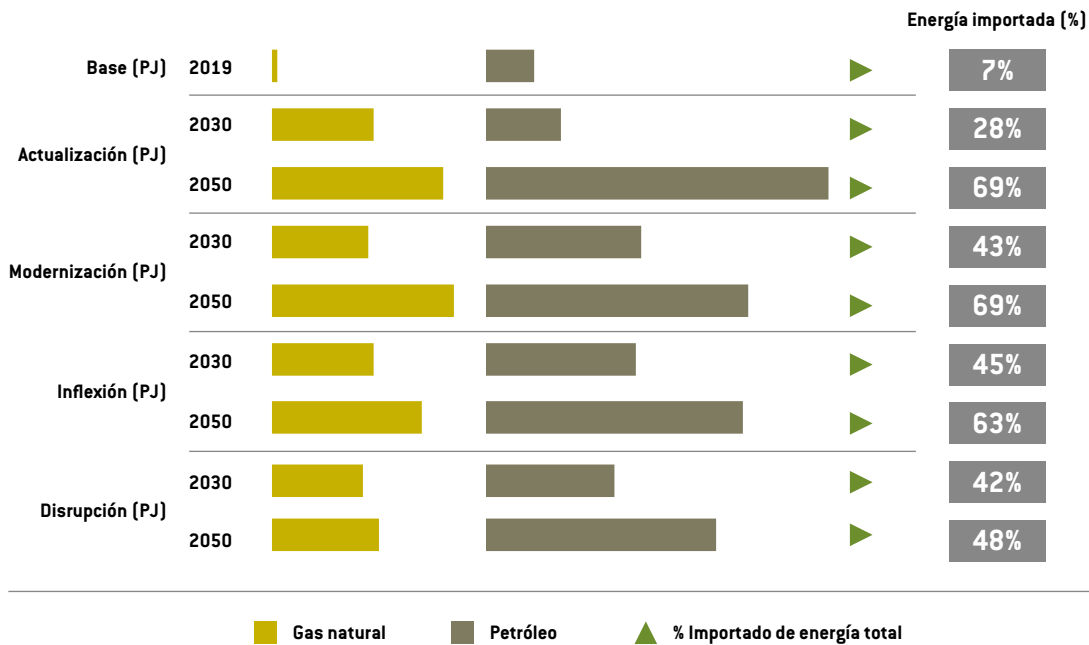
Finalmente, vale la pena mencionar que las fuentes no convencionales de energía renovable se perfilan como predominantes en el parque generador colombiano del futuro. Si bien la participación actual de estas tecnologías es marginal, en 2030 podrían representar el 17 % de la capacidad y en 2050 más del 40 % (ver [ilustración 36](#)).

En cuanto al origen de los energéticos, en *Actualización* se evidencia la menor tasa de importación en el corto plazo (28 % en 2030) gracias a que se supone el desarrollo de YNC. En los demás escenarios, las importaciones representan entre el 42 % y el 45 % del origen de los combustibles fósiles en la próxima década. Las cifras a 2050 muestran que, en *Actualización*, *Modernización* e *Inflexión*, las importaciones de hidrocarburos podrían llegar a partici-

Ilustración 37.

Importaciones de recursos energéticos y porcentaje con respecto a la oferta nacional

Fuente: elaboración propia.



par entre un 63 % y 69 %. Por su parte, el escenario de *Disrupción* presenta un nivel de importación de hidrocarburos de 48 % en 2030 y 2050, gracias su menor participación en la canasta (ver [ilustración 37](#)).

RESULTADOS AMBIENTALES

Emisiones totales y por unidad de energía por escenario

Las emisiones de CO₂eq asociadas con el consumo de energía tenderán a aumentar, en concordancia con el crecimiento de la demanda de energía. Se obtuvieron los siguientes resultados con miras a 2050: 90 mil Ggr CO₂ eq en *Actualización*, 75 mil Ggr CO₂ eq en *Modernización* y 69 mil

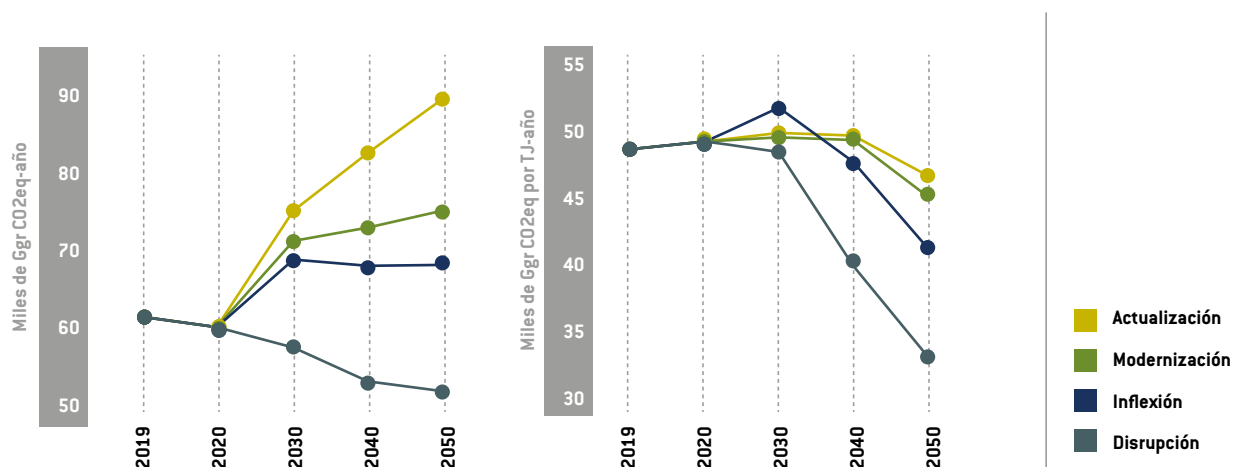
Ggr CO₂eq en *Inflexión*. El único escenario en el que se obtuvo un nivel de emisiones inferior al de 2019 fue en *Disrupción* con 53 mil Ggr CO₂eq (16 % menos). En términos porcentuales, *Actualización* tiene 69 % más emisiones que *Disrupción*, 30 % más que en *Inflexión* y 20 % más que en *Modernización*.

Teniendo en cuenta que el consumo de energía es diferente en cada escenario, en el segundo panel de la Ilustración 38 se presentan las emisiones por unidad de energía. En *Actualización* y *Modernización*, esta razón se incrementa marginalmente hasta 2030 y comienza a descender a partir de 2040. En 2050 esta razón es del orden de 46,5 y 45 mil Ggr CO₂eq TJ-año, lo que corresponde a disminuciones del 3,6

Ilustración 38.

Emisiones de la demanda de energía

Fuente: elaboración propia.



y 6,7 % respectivamente, comparado con el indicador de 2019 que es de 48 mil Ggr CO2eq TJ-año.

En *Inflexión* y *Disrupción* se alcanzan reducciones sustanciales en la cantidad de emisiones por unidad de energía consumida. Para 2050, en *Inflexión* se calculó una reducción potencial del 14 % en este indicador, es decir que se llega a un nivel de 41 mil Ggr CO2eq TJ-año. Por su parte, en *Disrupción* la posible disminución contrastada con la actual sería de 30 % (ver *ilustración 38*).

Vale la pena señalar que todos los escenarios propuestos cumplen con la meta de reducción del 20 % de emisiones con respecto a la línea base de las contribuciones determinadas a nivel nacional NDC³¹ para 2030, e incluso se observa el potencial de aumentar la ambición en la conse-

cución de esta meta que alcanzaría el 40 % en *Disrupción*.

Tabla 13.

Porcentaje de reducción de emisiones de la demanda energética con respecto a la línea base de las NDC

	2030	2050
Actualización	23 %	46 %
Modernización	26 %	61 %
Inflexión	29 %	67 %
Disrupción	40 %	83 %

Emisiones por sector de consumo

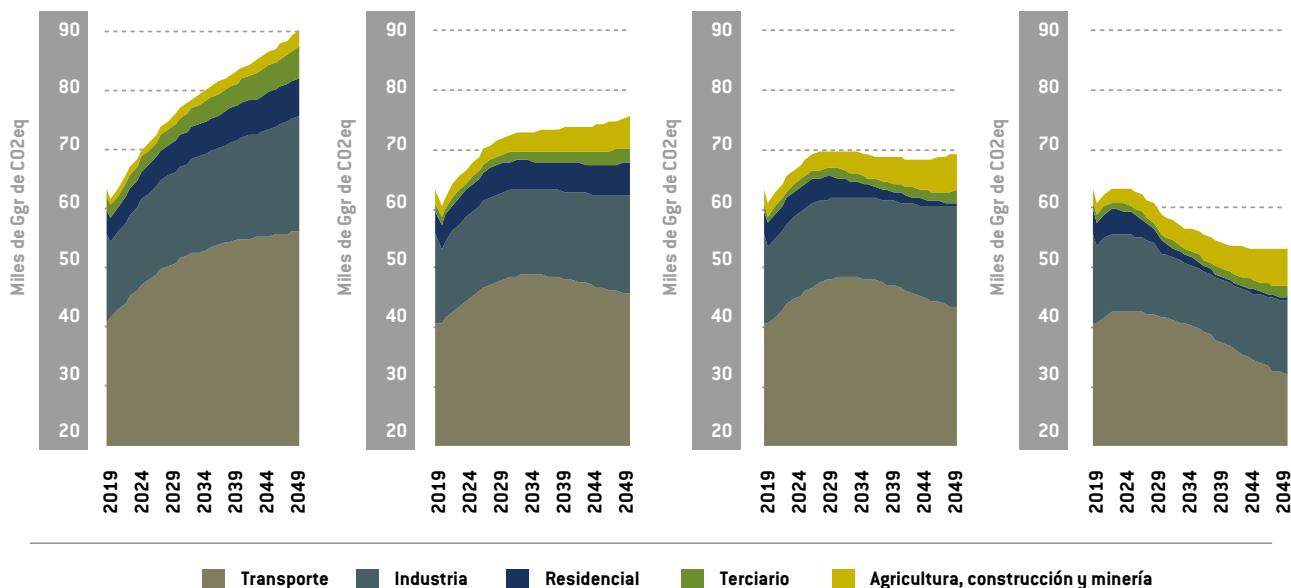
Como se observa en la *Ilustración 39*, en todos los escenarios el principal contribuyente en las emisiones por el consumo de energía es el sector transporte. *Actualización* muestra una tendencia creciente, pero a una tasa inferior a partir de 2030 a causa de la gasificación en sistemas de

31 Se considera la línea base para las NDC de 98.000 Ggr en 2030 y 135.000 Ggr en 2050.

Ilustración 39.

Emisiones de CO₂eq por sector de consumo

Fuente: elaboración propia.



transporte masivo. Por su parte, los escenarios de *Modernización* e *Inflexión* indican que las emisiones alcanzarán el pico en 2035, producto del mayor uso de gas natural y de electricidad en transporte de carga, transporte urbano y vehículos livianos. En el escenario *Disrupción*, las emisiones llegarían a su máximo entre 2027 y 2030, producto de la penetración acelerada de vehículos eléctricos, así como del uso de hidrógeno a partir de 2030.

Las emisiones de la industria se explican por la velocidad de adopción de las BAT mundo. En los escenarios de *Modernización* e *Inflexión*, las emisiones crecen hasta la década de 2030 y luego se mantendrían constantes en el tiempo. Caso contrario sucede con *Actualización* (en el que se adoptan las BAT nacionales) y que presentaría un crecimiento continuo de las

emisiones, aunque a una tasa menor a partir de la década de 2030.

El sector residencial tiene emisiones constantes en los escenarios de *Actualización* y *Modernización*, mientras que *Inflexión* y *Disrupción* registran una disminución a niveles cercanos a cero a partir de 2040, gracias a las mejoras en eficiencia energética para cocción (ver [ilustración 39](#)).

RESULTADOS ECONÓMICOS

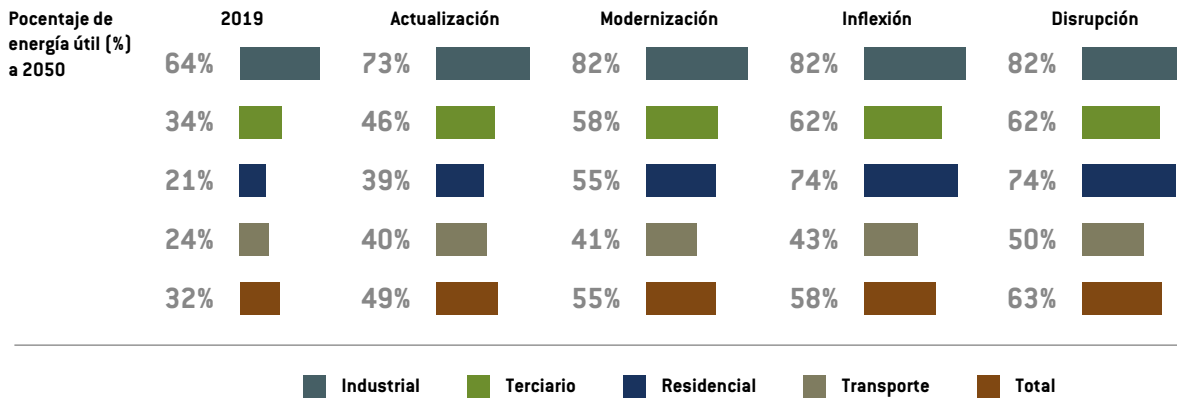
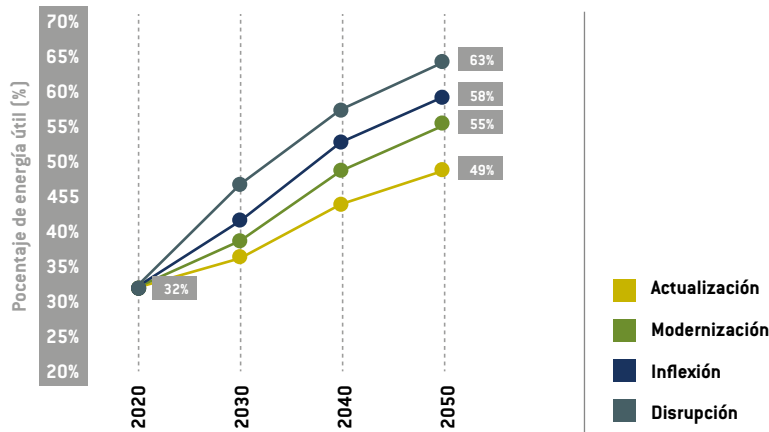
Energía útil

La adopción de las mejores tecnologías para mejorar la eficiencia energética tiene que ver con la reducción de costos en los sectores de consumo. En este sentido, los escenarios simulados muestran las potenciales mejoras en la reducción de pérdidas

Ilustración 40.

Porcentaje de la energía útil sobre el consumo final

Fuente: elaboración propia.



de energía asociadas a los equipos de uso final, mediante la participación de la energía útil sobre la energía final (ver *ilustración 40*).

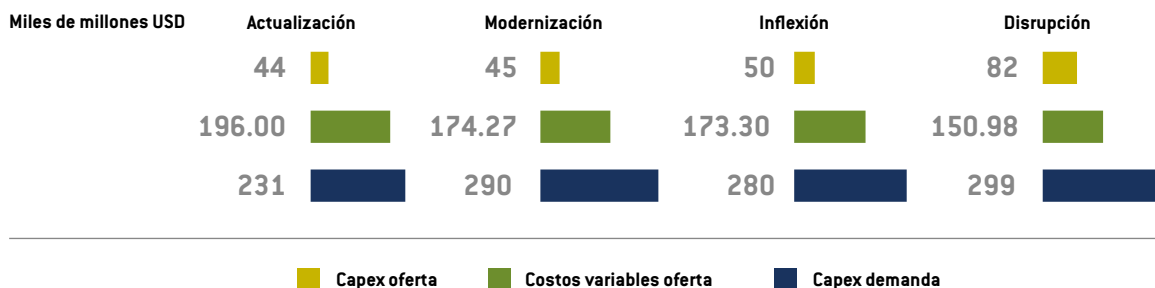
En la Ilustración 40 se muestra que con la adopción del BAT mundo se pueden alcanzar porcentajes de energía útil desde el 55 % (*Modernización*) hasta el 63 % (*Disrupción*), con respecto al 32 % actual. En los sectores de consumo, los que resultan con mayor crecimiento en este indicador son: el residencial que llega a porcenta-

jes de 39 % (*Actualización*) hasta 74 % (*Inflexión* y *Disrupción*) y transporte que podría pasar del 24 % actual a niveles de 40 %-50 % de participación de energía útil sobre la energía final. Aunque actualmente el sector industrial registra mayor porcentaje de energía útil, la adopción de BAT mundo y la sustitución de combustibles líquidos por gases combustibles y energía eléctrica permitiría alcanzar niveles de más del 80 %.

Ilustración 41.

VPN del costo total de los escenarios del PEN 2020-2050

Fuente: elaboración propia.



Inversiones y costos de operación

Las diferencias en los supuestos de adopción de tecnologías, la diversificación de la matriz energética y sustitución de combustibles en los sectores de consumo genera impactos económicos en cuanto a las inversiones necesarias para la producción y el consumo, y para los costos de operación.

En la Ilustración 41 se observa el valor presente neto (VPN) de los costos totales en el horizonte 2020-2050 de las inversiones necesarias estimadas para cada escenario³². En cada barra se presenta el VPN estimado de la inversión para el recambio de equipos por el lado de la demanda (área azul), las inversiones en producción (área amarilla) y del costo de operación que corresponde al VPN del producto del precio de los energéticos por la cantidad de demanda de cada uno de ellos (área verde).

Con la Ilustración 41 se puede apreciar que las inversiones asociadas con oferta de energía serían inferiores a las que se

estiman por el lado de la demanda. El valor presente neto de los costos asociados a la oferta se encuentra en el rango entre 40 a 80 mil millones de USD, mientras que los costos de la demanda se estiman en 200 a 300 mil de millones de USD (ver [ilustración 41](#)).

El escenario de *Disrupción* requeriría mayores inversiones, comparando con el nivel requerido en *Actualización*. De acuerdo con los supuestos contemplados en este ejercicio se encuentra una diferencia porcentual del 12 %. La diferencia con *Modernización* es de 8 % y con *Inflexión* de 6 %.

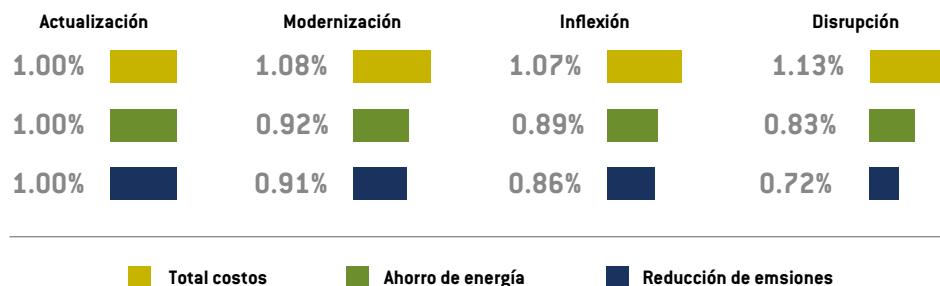
Los resultados del VPN de los costos de inversión son exploratorios e indicativos dada la naturaleza de este ejercicio. En particular, en el periodo de análisis (30 años) la estimación de costos enfrenta diversas incertidumbres tanto por el lado del desarrollo tecnológico como por el comportamiento de mercado. Por tanto, gran parte de los resultados se explican por los supuestos utilizados en cada escenario.

³² Los supuestos e información utilizada en este ejercicio de estimación de costos se encuentran en el Anexo 5.

Ilustración 42.

Diferencias porcentuales con respecto a Actualización

Fuente: elaboración propia.



La comparación de los costos totales, los ahorros de energía y la reducción de emisiones indica que mientras mayores sean las ambiciones en términos de eficiencia energética y mitigación del cambio climático mayor será el esfuerzo financiero que se deben hacer en el sector energético y en el consumo de energía. En *Disrupción* se alcanzan reducciones agregadas de energía y emisiones del orden del 17 % y 28 %, respectivamente, en relación con *Actualización*; lo que se asocia con un potencial aumento en las inversiones de mínimo el 13 %.

De este análisis hay que resaltar que los costos totales estimados de *Modernización* e *Inflexión* podrían ser similares en orden de magnitud; sin embargo, se alcanzan mayores ahorros de energía y emisiones en *Inflexión*. Este resultado se explica por los supuestos en el sector transporte, en particular, la velocidad en la que se cree que los precios de los vehículos eléctricos alcanzan la paridad con los de combustibles líquidos. Por lo anterior, electrificar el transporte sería una medida costo-efectiva si se contrasta con la de continuar con combustibles líquidos e incluso gasificar,

siempre que los avances tecnológicos desarrollen y comercialicen de forma acelerada sustitutos perfectos (en desempeño y precio) del motor de combustión (ver *ilustración 42*).

Para entender este resultado es preciso señalar que las inversiones más significativas por el lado de la demanda tienen que ver con el sector transporte. Estas representan (en todos los escenarios) una fracción superior al 80 %. Esto se advierte en el panel superior de la *Ilustración 43*.

Por tanto, si la diferencia de costos de las tecnologías vehiculares con energía eléctrica y gas natural con respecto a la de combustibles líquidos se mantiene o no se reduce durante las próximas tres décadas, las inversiones de los escenarios *Modernización*, *Inflexión* y *Disrupción* serían aún mayores que las presentadas.

Por ejemplo, si se supone la curva de reducción de costos del escenario *Actualización* en los otros tres escenarios, el aumento de la inversión en el sector transporte sería de 2 % en *Modernización*, 9 % en *Inflexión* y 27 % en *Disrupción*, frente a las calculadas inicialmente.

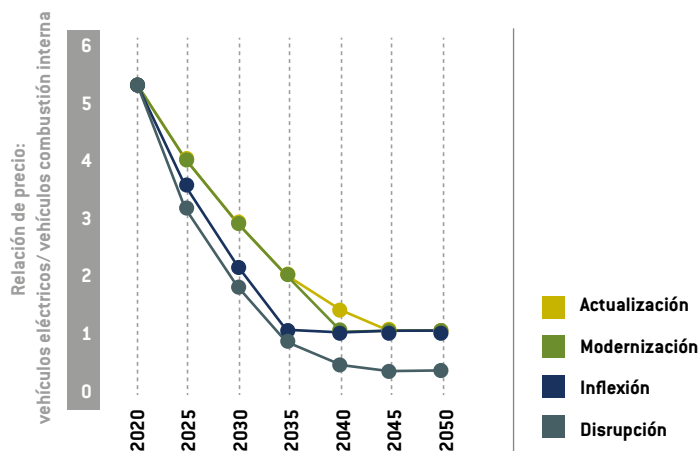
Ilustración 43.

VPN de la inversión en equipos de uso final

Fuente: elaboración propia.

Miles de millones USD	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
	202.44	257.11	244.93	262.56
	22.06	24.32	24.74	25.45
	5.26	6.73	8.44	9.40
	1.11	1.35	1.51	1.74

■ Transporte ■ Residencial ■ Industria ■ Terciario



En el panel inferior de la ilustración 43 se encuentran los supuestos de cómo los precios de los vehículos eléctricos evolucionan en el tiempo con respecto a los vehículos a gasolina. En 2020 el costo de un carro eléctrico puede llegar a ser casi cinco veces superior a uno convencional con las mismas prestaciones. En *Actualización* se supone que la paridad de precios se alcanzará en 2045 (la relación es 1), en *Modernización* en 2040, en *Inflexión* en 2035 y en *Disrupción*, no solamente se logrará la paridad en 2035 sino que continuará una reducción de costos hasta 2050. Vale la

pena destacar que este mismo ejercicio se realizó para todas las categorías vehiculares, cuyos parámetros se pueden consultar en el Anexo 5.

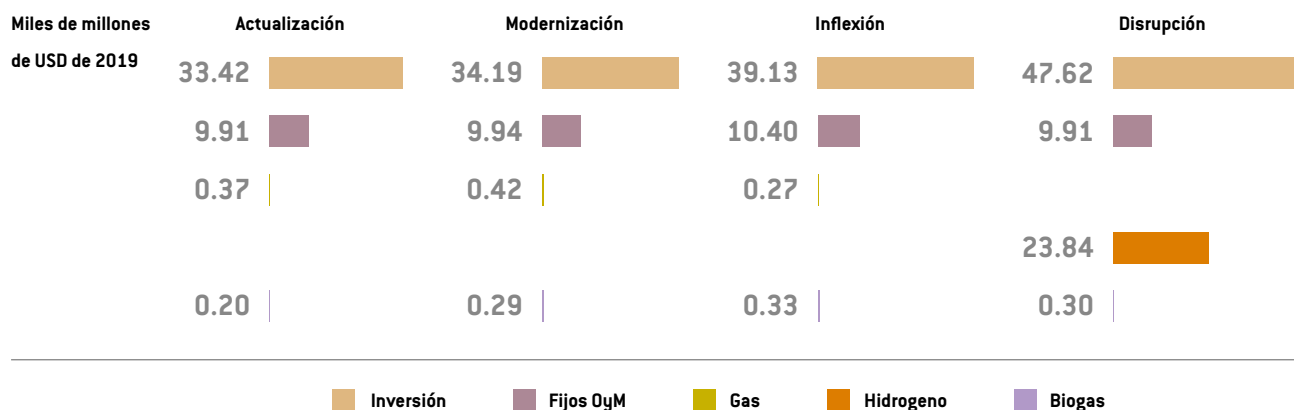
Teniendo en cuenta lo anterior, la evolución de los precios de las categorías vehiculares y la rapidez con que se recambie el parque automotor determina el resultado de las inversiones en el lado de la demanda y por tanto, la costo-efectividad de cada escenario (ver *ilustración 43*).

Por el lado de las inversiones de la oferta, la diferencia de *Disrupción* con respecto a los demás escenarios se explica

Ilustración 44.

VPN costos de inversión de producción de energía

Fuente: elaboración propia.



por las inversiones para la producción de hidrógeno verde, que se calcula empezaría en 2030, con una producción de 560 toneladas diarias y alcanzaría 5300 toneladas diarias en 2050, todo a partir de fuentes renovables (solar y eólico). Para evaluar esta iniciativa, se tuvo en cuenta el costo para el usuario final, que incluye todas las etapas de la cadena de suministro, como conversión, transporte, almacenamiento y distribución. Según las experiencias internacionales, el costo estimado por la IEA (2019) se encuentra en el rango entre 4 USD (2018)/kg y 8 USD (2018)/kg para el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables. En este documento, para la evaluación de costos se utiliza el valor promedio reportado de 5,25 USD (2018)/kg (ver [ilustración 44.](#)).

En cuanto a los costos operativos, las ganancias en eficiencia en el uso de energía permiten que en *Disrupción* e *Inflexión* se alcancen los menores VPN en los costos de operación. En términos porcentua-

les, los potenciales ahorros en los costos de operación frente al escenario de *Actualización* son de 11 % en *Modernización*, 12 % en *Inflexión* y 23 % en *Disrupción*.

El costo unitario de energía también tiene potencial de reducción en los escenarios. Con los supuestos de precios realizados, las reducciones frente a *Actualización* en el costo unitario son de 6 % en *Modernización*, 3 % en *Inflexión* y 10 % en *Disrupción* (ver [ilustración 45.](#)).

ANÁLISIS DE RIESGOS DE LOS ESCENARIOS

El último resultado de los escenarios energéticos de largo plazo corresponde a un análisis y comparación cualitativa de los riesgos asociados a cada uno de ellos.

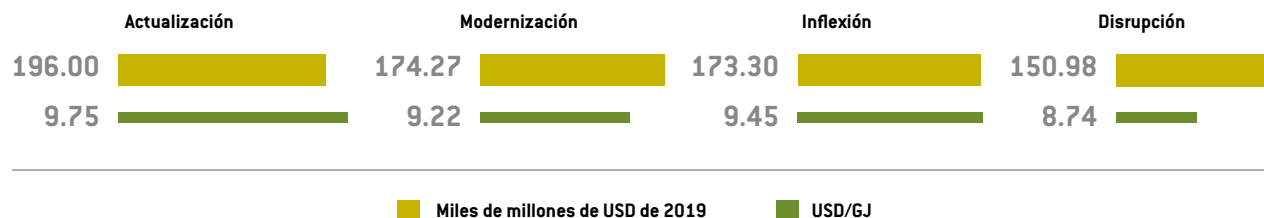
Los riesgos analizados fueron los siguientes:

- De *lock-in* tecnológico
- Ambientales
- De capital humano

Ilustración 45.

VPN Costos variables (miles de millones USD) y costos unitarios (USD/GJ)

Fuente: elaboración propia.



Riesgo de *lock-in* tecnológico

Descripción

El riesgo de *lock-in* tecnológico hace referencia a la inoportunidad de adoptar tecnologías superiores y disponibles en el mercado, porque es difícil sustituir económica o socialmente la tecnología vigente.

El *lock-in* tecnológico es una situación subóptima, ya que con la adopción de la nueva tecnología (superior en desempeño) se podría producir más con el mismo *input* o producir el mismo *output* con menor cantidad de insumos. En síntesis, es una situación que puede limitar las posibilidades de producción, consumo e innovación en una economía.

El *lock-in* tecnológico en el sector energético se podría presentar por el lado de la oferta, gracias a las economías a escala (costos bajos por el alto volumen de producción), las economías de red y los costos hundidos en la infraestructura. Y por el lado de la demanda, porque se han definido estándares y se disminuido las asimetrías de información sobre la calidad y el desempeño de la actual tecnología para productores y usuarios.

En el marco de los escenarios energéticos, **el riesgo de *lock-in* tecnológico se entiende como la dificultad que tendría el país para diversificar la matriz mediante nuevas fuentes de energía limpia y reducir la brecha tecnológica con la adquisición de equipos de consumo más eficientes**; ya sea porque se han acometido inversiones o se han tomado decisiones cuya reversión implicaría un alto costo o habría resistencia al cambio.

Análisis de riesgo de *lock-in* de los escenarios energéticos

- **Actualización.** La producción de hidrocarburos (incluyendo YNC) podría retardar la diversificación de la matriz energética. Además de ser el principal combustible en el mercado, esta es una cadena de valor poco descentralizada, modulable y escalable. La exploración, la producción y transporte de hidrocarburos requiere altas inversiones de capital y costos de operación que generalmente se caracterizan por tener economías de escala y de red. Es decir, los costos de cada unidad tienden a disminuir con el volumen producido, por lo que podría verse limitada la entrada de combustibles competidores.

Por el lado de la demanda, la predominancia de hidrocarburos en la oferta energética reduce la probabilidad de cambio tecnológico en los segmentos de uso de combustibles líquidos y carbón, en los que se podrían conseguir mejores desempeños usando otros energéticos como gas o electricidad.

- **Modernización.** La mayor participación de los gases combustibles en industria y transporte requiere inversión en infraestructura de importación, producción, transporte, almacenamiento y distribución que garanticen confiabilidad y seguridad. Aunque se han desarrollado opciones escalables como las plantas de regasificación modulares y los gasoductos virtuales, el desarrollo de infraestructura en este sector podría retardar la entrada y participación de energéticos más eficientes y menos contaminantes para estos renglones de consumo como lo podría ser la energía eléctrica y potencialmente el hidrógeno.

En el consumo, los equipos de uso final en todos los renglones representan un gasto o inversión significativa por lo que la disponibilidad de oferta de gases combustibles a bajo costo, limitaría el reemplazo de gasodomésticos, los motores, turbinas, calderas y hornos que tengan sustitutos más eficientes.

- **Inflexión.** La electrificación de la economía requiere de inversiones en generación, transmisión y distribución, sin embargo, el sector eléctrico ha avanzado hacia la descentralización de

la cadena de valor. La generación con fuentes de energía no convencionales, el almacenamiento y las innovaciones en materia de electrónica de potencia y digitalización permiten tener opciones de menor escala e inversión al momento de garantizar el abastecimiento, con respecto a las tecnologías convencionales. Por lo que en caso de que emerjan nuevas tecnologías más eficientes y limpias, la barrera a la entrada podría ser menor.

Con respecto a la demanda de energía, la electrificación del transporte, la digitalización de las medidas, la automatización de procesos y el uso extensivo de las tecnologías de información y comunicación probablemente derivará en la definición de estándares. Lo anterior, con el fin de facilitar el acceso, la interconexión, la integración y la convergencia de equipos, redes y servicios. La definición de estándares tiene el riesgo de *lock-in* en caso de que se adopte uno que resulte inferior pasado un tiempo y que el costo de reemplazo a la nueva tecnología sea relativamente alto.

- **Disrupción.** La producción y uso de hidrógeno se encuentra en etapas incipientes de desarrollo, y por ello es prematuro estimar los riesgos de *lock-in* de esta tecnología. Sin embargo, este es un energético que en teoría puede producirse de forma descentralizada o centralizadamente y utilizar la infraestructura de distribución de energéticos actuales; así, las inversiones se enfocarían en la producción más que en la distribución.

Nivel de riesgo de lock-in

Escenario			
Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
Alto	Medio-Alto	Medio-Bajo	Bajo

Riesgos ambientales

Descripción

Los riesgos ambientales hacen referencia a los daños o peligros potenciales sobre los ecosistemas, la biodiversidad y la salud.

El riesgo ambiental es un concepto complejo. Primero, porque es el resultado de la conjunción de elementos socioeconómicos y ecológicos que se entretajan en un sistema que puede ser perjudicial para los ecosistemas, su biodiversidad y para los seres humanos. Segundo, porque su interacción es sinérgica y da lugar a efectos no anticipados. Tercero, porque su comportamiento es dinámico, es decir, se transforma en el tiempo de acuerdo con las condiciones establecidas por la interacción. Cuarto, porque se autoorganiza, y produce patrones no triviales de manera espontánea sin planeación previa, y quinto, porque se adapta (De Domenico, y otros, 2019).

Este riesgo se materializa en una serie de daños ambientales, altamente inciertos, ya que los efectos de las acciones antrópicas son generalmente desconocidos o difíciles de conocer. Por otro lado, pueden ser expansivos, es decir, provocan una cadena de efectos que impactan varios recursos. Finalmente, puede ser continuado, permanente y progresivo. Es continuado cuando se materializa como resultado de una

sucesión de actos en épocas diversas. Es permanente, cuando los efectos del daño continúan en el tiempo. Y es progresivo, cuando su conjugación con otros provoca un riesgo mayor, que la suma de los daños individuales (Peña, 2013).

Los riesgos ambientales asociados con la producción de energía son variados, pues cubren daños a la atmósfera, al agua, al suelo y a los ecosistemas intervenidos. En el marco del análisis de riesgos ambientales de los escenarios del PEN 2020-2050³³, solo se tienen en cuenta los asociados con: 1) el calentamiento global por incremento de la concentración de GEI en la atmósfera; 2) la generación de residuos; 3) la radioactividad y 4) el agotamiento de los recursos.

En síntesis, **el riesgo ambiental refleja los potenciales daños a los ecosistemas y la salud que podrían resultar de la matriz energética de cada escenario**, teniendo en cuenta tanto las fuentes de producción, como el uso de energéticos en los renglones de consumo.

Análisis de riesgos ambientales de los escenarios energéticos

- **Actualización.** En virtud de la predominancia de combustibles fósiles en este escenario, el riesgo ambiental se asocia con la combustión y la utilización de recursos no renovables. En este sentido, las emisiones de CO₂e y otros GEI crecen de forma proporcional al aumento en la demanda. De igual forma, la producción de hidrocar-

³³ Este no es un análisis comprensivo ni exhaustivo.

buros y carbón desde el proceso de explotación hasta el transporte hacia el consumidor final genera impactos sobre el suelo, el agua, el aire y los ecosistemas (Esterhuyse, 2018). Aun no se cuenta con información sobre los daños asociados con los YNC en el país, pero, en la experiencia internacional esta actividad se ha relacionado con la contaminación y cambios en los usos del suelo, modificaciones bióticas en los hábitats naturales, movimientos en masa (como flujos de rocas y partículas de suelo, deslizamientos, hundimientos del terreno, caída de rocas y avalanchas); además de las grandes cantidades de agua que se requieren para el proceso, lo que provoca cambios en los patrones de drenaje y efectos negativos por disminución del caudal (Jackson, y otros, 2014) (Merrill & Schizer, 2015) (Davis, 2017).

- **Modernización.** En este escenario predominan los gases combustibles. Al igual que en el anterior, el riesgo ambiental tiene que ver con los procesos de combustión, lo que genera emisiones y concentración de GEI en la atmósfera. Considerando que en este escenario se contempló un mayor porcentaje de participación de generación eólica, solar y eólico *off-shore*, uno de los riesgos ambientales identificados es el aumento de la generación de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (RAEEs), que requieren una separación y disposición final especial, debido a sus compuestos halogenados, metales pesados y sus-

tancias radioactivas. Estas tecnologías requieren grandes espacios de terreno que podrían implicar procesos de deforestación y pérdida de biodiversidad y afectar, en consecuencia, la oferta de servicios ecosistémicos (Preeti Nain, 2020) (Klugmann-Radziemska, 2020).

- **Inflexión.** La generación de RAEEs es uno de los riesgos ambientales predominantes, por las mayores participaciones de las plantas eólicas y solares y vehículos eléctricos. Con respecto a la generación geotérmica, uno de sus riesgos ambientales es la emisión de sustancias químicas a la atmósfera a través de vapor, además de las salmueras, cuyas concentraciones excesivas de sal pueden causar daños directos al medio ambiente (Kristmannsdóttir y Ármannsson, 2003). La entrada de pequeñas centrales nucleares implica una serie de potenciales impactos asociados con los residuos nucleares que requieren un tratamiento específico en condiciones que garanticen seguridad. Otros impactos relevantes son los generados por la extracción de uranio, que requiere remover altas cantidades de suelo que derivan en la pérdida de nutrientes, deforestación, daños al paisaje, además de la liberación de productos reactivos a la biosfera lo que conlleva a la contaminación del suelo, el agua y la atmósfera (Právělie & Bandoc, 2018) (Wang, Li, Wu, Gu, & Xu, 2020). Por último, la ocurrencia de accidentes nucleares que, aunque poco probables, pueden conducir a

daños catastróficos sobre el medio ambiente y la salud.

- **Disrupción.** Este escenario tiene una alta participación de energía eléctrica en el transporte, particularmente en los vehículos de transporte masivo, vehículos livianos y motos. Esto repercute en la generación de residuos de diferentes tipos, considerando la longitud y estructura de la cadena de producción de las baterías que requieren para almacenar energía. El impacto ambiental de la producción y uso de las celdas de batería contempla emisiones de CO₂, CO, SO₂ y COV. Actualmente, el proceso de reciclaje se basa en fundir las baterías. En este proceso se reutilizan algunos materiales; sin embargo, el litio y otros elementos se disponen como residuo lo que puede generar impactos al agua, al aire y al suelo (Manzetti y Mariasiu, 2015). También se deben considerar los procesos de desintegración de los vehículos que van saliendo de circulación y la disposición final de los RAEEs.

Riesgo:

Escenario			
Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
Medio-Alto	Medio	Medio-Alto	Medio

Riesgos de capital humano

Descripción

El riesgo de capital humano hace referencia a la carencia de oferta de formación y

de personal capacitado para desarrollar labores asociadas al trabajo con los estándares de calidad necesarios.

Comprende tres elementos³⁴. El primero es la cantidad, que hace referencia a la escasez tanto de oferta como de demanda de programas de capacitación conforme a las necesidades del sector productivo. El segundo es la calidad, que comprende la falta de capacitación en competencias generales y específicas del capital humano. El último es la pertinencia, que se enfoca en la desarticulación entre las necesidades del sector productivo y el diseño, planeación y ejecución de los programas de formación.

Este riesgo limita el desarrollo económico. La capacidad de generar procesos oportunos y pertinentes de educación y de formación para el trabajo está directamente relacionada con el desarrollo de la capacidad productiva de un país o de una región. La transformación energética requiere que tanto en el sector privado como en el público se generen las condiciones que habiliten el uso de nuevas tecnologías y exista el capital humano capaz de generar ideas, desarrollarlas y utilizarlas.

En el contexto del PEN 2020-2050, **el riesgo de capital humano hace referencia a la brecha de oferta de programas educativos y de personal capacitado** en las áreas relacionadas con las iniciativas de cada escenario.

34 Elementos mencionados en el documento “Identificación de brechas de capital humano para el Clúster de Energía Eléctrica de Bogotá-región”, publicado por la Cámara de Comercio de Bogotá en 2018. El documento está disponible en el siguiente enlace: <https://bibliotecadigital.ccb.org.co/handle/11520/22673>

Análisis de riesgos de capital humano de los escenarios energéticos

- **Actualización.** Los negocios y las tecnologías alrededor de la industria de los hidrocarburos tienen trayectoria nacional, por lo que en el sector educativo ya se cuenta con programas en estas áreas y existe capital humano disponible en capacidad de ejecutarlos.
- **Modernización.** Los riesgos de capital humano de este escenario se encuentran por el lado del consumo de energía, en la medida en que se asume que se adoptan las mejores tecnologías disponibles a escala mundial en todos los sectores de consumo. Esto requiere que el país desarrolle programas y capital humano que sean capaces de operar y mantener los nuevos equipos e incluso centros de investigación que puedan proponer innovaciones para el contexto local.
- **Inflexión.** Si bien en el país existe trayectoria en el desarrollo de proyectos de energía eléctrica, el riesgo de capital humano en este escenario se relaciona con el desarrollo de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable, la energía nuclear y una adopción acelerada de las mejores tecnologías de consumo energético mundial. Vale la pena señalar que de acuerdo con los análisis del Clúster de Energía de Bogotá³⁵ el recurso humano especializado tanto a nivel técnico como profesional en la instalación de redes en edificios inteligentes, ca-

bleado estructural y en el tendido de redes de baja, media y alta tensión, es insuficiente. Esto también generaría un riesgo en este escenario, teniendo en cuenta que la descentralización y la digitalización del sector eléctrico requieren del robustecimiento del transporte de energía.

- **Disrupción.** Este escenario presenta mayores retos considerando que sus iniciativas aún se encuentran en desarrollo. En este sentido, la oferta educativa, los grupos de investigación y el capital humano capacitado son escasos en áreas como el aprovechamiento de fuentes de energía alternativa (océano) y el hidrógeno, inteligencia artificial, gemelos digitales, manejo, gestión y análisis de *Big data*, entre otros. De igual forma, se identifica la necesidad de fortalecer la investigación en los temas de materiales innovadores para la industria fotovoltaica, la transmisión de energía y los sistemas de almacenamiento.

Riesgo de capital humano

Escenario			
Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
Bajo	Medio	Medio-Alto	Alto

Comparación entre escenarios con objetivos PEN 2020-2050

A continuación, se comparan los escenarios en cuanto al grado de consecución de los objetivos mediante sus indicadores, utilizando los resultados de la simulación a largo plazo.

35 Cámara de Comercio (2018, 79).

Tabla 14.

Comparación escenarios con objetivos

Pilar	Objetivo	Indicador de seguimiento	Línea base	Actualización 2050	Modernización 2050	Inflexión 2050	Disrupción 2050
Pilar 1. Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento	Diversificar la matriz energética.	Participación FNCE en la oferta primaria de energía	3,1 %	15 %	17 %	19 %	29 %*
Pilar 2. Mitigación y adaptación al cambio climático	Propender por un sistema energético de bajas emisiones de GEI.	Índices de calidad de prestación Emisiones de CO2 asociadas al consumo de energía	61.955 Gg CO2eq-año.	90.008 Gg CO2eq-año	75.674 Gg CO2eq-año	69.458 Gg CO2eq-año	53.247 Gg CO2eq-año
Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico	Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos.	Porcentaje de energía útil sobre el consumo total de energía final	31 %	49 %	55 %	58 %	63 %
		Intensidad energética	2,29 kJ/COP	1,3 kJ/COP	1,2 kJ/COP	1,1 kJ COP	1,1 kJ/COP
	Promover un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular.	Consumo per cápita de leña	132 ton/mil habitantes	67,54 ton/mil habitantes	48,30 ton/mil habitantes	35,77 ton/mil habitantes	35,72 ton/mil habitantes

* Incluye la participación de hidrógeno verde.

Capítulo

4



Mensajes finales

5

El PEN 2020-2050 como ejercicio de planeación de largo plazo es una reflexión de cómo el cambio tecnológico y social puede moldear el futuro del sector energético. En este sentido, los escenarios propuestos: *Actualización, Modernización, Inflexión y Disrupción* son formas simplificadas de los posibles caminos que apuntan a que la transformación energética habilite el desarrollo sostenible del país.

El ejercicio de simulación energética de los escenarios del PEN 2020-2050 permite identificar los *trade-offs* que se deben tener en cuenta en el diseño de política pública y toma de decisiones, ya que cada escenario tiene diferentes metas, riesgos y costos. A continuación se presentan las reflexiones finales resultantes del PEN 2020-2050 para cada área estratégica.

PILAR 1. SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD EN EL ABASTECIMIENTO

El crecimiento económico y de población implica que la demanda de energía aumentará. La necesidad de atender demandas crecientes requiere el aprovechamiento de los recursos internos, así como la integración del país con el mercado mundial. Los avances tecnológicos y las potenciales reducciones en costos en FN-CER, hidrógeno, biomasa y biogás, y otras

opciones que no fueron analizadas en este documento como los biocombustibles avanzados, la interconexión internacional, la producción de gas a partir de carbón, el hidrógeno azul y gris y otras FN-CER (mareomotriz) son alternativas para asegurar el abastecimiento y diversificar la matriz energética.

La oferta de energía primaria seguirá teniendo una participación importante de combustibles fósiles. Por ello, las decisiones que se adopten en materia de producción local de hidrocarburos generan efectos en cuanto al abastecimiento energético. La decisión de explotar YNC, desplaza temporalmente la necesidad de importar hidrocarburos, pero genera el riesgo de retrasar el uso de nuevas tecnologías en el largo plazo.

La energía renovable se perfila como la fuente principal para la generación eléctrica. Esto posibilita la entrada de nue-

vos participantes en la generación, empodera al usuario final, reduce las emisiones de GEI y podría impactar los precios finales de la energía gracias a los bajos costos variables en su operación. Sin embargo, su entrada requiere una serie de inversiones de ampliación, mejora, actualización, automatización y digitalización de las redes de transmisión y distribución (que no fueron simuladas en los escenarios) para garantizar condiciones de calidad y confiabilidad en el servicio, y de capital humano capacitado para la adopción, operación y mantenimiento de estas tecnologías.

Los gases combustibles pueden ser el primer paso en la sustitución de los combustibles líquidos y la leña. El gas natural y el GLP son una opción viable para diversificar la matriz energética en el sector transporte, y en procesos industriales y para sustituir el uso de la leña en el sector rural. No obstante, por sus características, sus sustitutos más cercanos de menor costo seguirán siendo los combustibles líquidos, antes que la energía eléctrica o el hidrógeno.

PILAR 2. MITIGACIÓN Y ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO

El país tiene el potencial para cumplir con las metas de reducción de emisiones de GEI en el largo plazo. Gracias a los avances tecnológicos es posible abastecer el incremento en las demandas de energía, sin que esto implique un crecimiento proporcional de las emisiones de GEI asociadas al consumo. Todos los sectores de la demanda de energía tienen oportunidades

de reducir sus emisiones y contribuir a la mitigación de emisiones de GEI.

- El sector transporte presenta las mayores oportunidades de transformación con el ascenso hacia tecnologías de cero y bajas emisiones, la modernización del parque automotor y los cambios de modo y categoría.
- El sector residencial tiene la oportunidad de adoptar medidas de eficiencia energética en cocción, refrigeración, iluminación y acondicionamiento.
- El sector industrial puede utilizar equipos más eficientes, gasificar o electrificar los procesos de calor de bajas temperaturas y de altas en la medida en que la tecnología lo permita.
- Para todos los sectores de consumo, la digitalización y el uso de datos habilitan el cambio en los patrones de comportamiento.

Las emisiones de GEI en la producción de energía se pueden reducir utilizando nuevas tecnologías. La entrada de recursos energéticos variables como las FNCER y confiables y de bajas emisiones como la energía nuclear, el hidrógeno, el almacenamiento, la captura y secuestro de carbono son opciones para descarbonizar la producción de energía; pero cada una de ellas tiene costos y riesgos ambientales diferentes.

Las señales de mercado y los mecanismos de financiación para el recambio tecnológico son fundamentales. Alcanzar escenarios de reducción de emisiones con una mayor ambición implica un esfuerzo financiero para el recambio tecnológico en los equipos de uso final, en particular en el

sector transporte. La velocidad en la renovación de la flota y la forma como evolucionen los precios de los vehículos eléctricos (o de hidrógeno) serán determinantes para la descarbonización. Por lo anterior, la internalización de las externalidades asociadas al impacto ambiental en los precios de los energéticos y los equipos de uso final puede ser una medida para que, en el momento de comparación de los costos a lo largo del ciclo de vida de los productos, se puedan financiar las tecnologías limpias y eficientes.

Avanzar hacia la neutralidad de carbono requiere la implementación de medidas por fuera del sector energético. La neutralidad de carbono se entiende como la situación en la que las emisiones de GEI liberadas a la atmósfera se equiparan con compensadas. Este concepto requiere de un análisis con alcance diferente al de este documento. Sin embargo, si el país se encamina hacia tal objetivo es preciso contemplar estrategias y tecnologías adicionales, que permitan la remoción de CO₂ excedente. En la actualidad se han identificado las siguientes³⁶: 1) tecnologías de uso, captura y almacenamiento de carbono (CCUS por sus siglas en inglés), aplicadas en procesos que usan combustibles fósiles y en bioenergía (BECCS³⁷); 2) forestación y reforestación; 3) la restauración de tierras y el secuestro de carbono en el suelo; 4) la meteorización reforzada y la alcalinización del océano; 5) impulso e inversión en soluciones basadas en la na-

turalidad y 6) mercados de transacción o comercio de emisiones, tanto nacionales como internacionales.

PILAR 3. COMPETITIVIDAD Y DESARROLLO ECONÓMICO

La eficiencia energética, aliada de la competitividad nacional. La modernización tecnológica y la sustitución de combustibles traen oportunidades de reducción de costos, generación de ingresos y nuevas oportunidades de negocio en las cadenas de valor del sector energético. Teniendo en cuenta que actualmente se pierde cerca del 68 % de la energía que se consume, el recambio de equipos de uso final por los BAT nacional o internacional implica ahorros entre el 25 % y el 45 % en las pérdidas. Los costos operativos totales y por unidad de energía también tienen el potencial de reducción, por la combinación de sustitución de combustibles y adopción de nuevas tecnologías entre el 11 % y el 23 %.

La modernización tecnológica requiere inversiones significativas, por lo que dependerá de los recursos y mecanismos de financiación disponibles. El recambio tecnológico requiere inversiones que generalmente enfrentan una serie de obstáculos, ya sea porque las decisiones se toman comparando solamente el capital inicial, porque se tienen altas tasas de

36 Opciones recolectadas del capítulo 2 del informe Calentamiento Global del 1.5° y de las dinámicas y desarrollo de la Política nacional de Cambio Climático el País.

37 Bio-energy with carbon capture and storage.

descuento intertemporal o porque la tecnología no ha logrado llegar a una etapa de comercialidad. Por ello, la adopción de mecanismos como los principios de inversión responsable PRI³⁸ permitirían mitigar los dilemas de temporalidad en la financiación de proyectos, gracias a la incorporación de otros factores de decisión como los beneficios por impactos ambientales evitados.

La evolución de las tecnologías del sector transporte serán protagonistas en la transformación energética. Como sector de mayor consumo energético, las acciones e iniciativas en el sector transporte serán determinantes para alcanzar las metas de emisiones de GEI –en el consumo de energía– y hacer un uso eficiente de ella. En este sentido, la evolución tecnológica de los vehículos eléctricos, el hidrógeno o incluso los biocombustibles avanzados serán decisivos en la eficiencia y descarbonización del sector.

La transformación energética brinda oportunidades para la creación de una nueva industria nacional y el empoderamiento local. Las nuevas tecnologías y prácticas abren puertas para el desarrollo de industrias y servicios alrededor de las FNCER, la movilidad sostenible, la cadena de valor del hidrógeno, entre otras. De la misma manera, la generación distribuida habilita nuevas formas de participación de los usuarios finales en los mercados y los empodera para exigir mejores servicios y desarrollar soluciones a la medida de sus necesidades y contexto.

La transformación energética es una tendencia global. Colombia no está sola en la transformación energética, un gran volumen de recursos tanto públicos como privados en todo el mundo se moviliza hacia la producción de energéticos y equipos de uso final que permiten una reducción del uso de combustibles fósiles. Por ello, en el largo plazo es posible esperar una disminución en la demanda agregada por hidrocarburos y recursos tradicionales, por lo que los ingresos asociados a la producción y exportación de estos energéticos enfrentan riesgos de mercado que hay que empezar a mitigar.

PILAR 4. CONOCIMIENTO E INNOVACIÓN

La transformación energética es un nicho de innovación y negocios. El desarrollo de tecnologías tendientes a la descarbonización, la descentralización y la digitalización del sector energético es un segmento de negocio en el que se podrán tener retornos sustanciales, pues reemplazarán ineludiblemente lo vigente. La velocidad del cambio dependerá de las innovaciones que permitan reducir los costos.

La gestión del conocimiento es necesaria para habilitar la transformación y el desarrollo sostenible. La adopción de nuevas tecnologías y modelos de negocio, así como la transición hacia una economía circular requieren del desarrollo de nuevos conocimientos y capacidades a escala local. En este sentido, el engranaje

38 Del inglés Principles for Responsible Investment.

academia-sector privado-sector público es fundamental para que exista una oferta suficiente, pertinente y de calidad de programas de formación de capital humano que habiliten el desarrollo tecnológico local.

La industria del hidrógeno puede impulsar el desarrollo de capacidades científicas y tecnológicas, las inversiones y la generación de empleo. La producción de hidrógeno a gran escala (y bajo costo) se perfila como el elemento transformador no solo del sistema energético mundial, sino de la geopolítica en torno a los hidrocarburos. Dado que este energético aún se encuentra en etapas incipientes, las innovaciones para la reducción de costos y la comercialidad son actuales áreas de investigación. En este sentido, el desarrollo de las técnicas para producción de hidrógeno a partir de diferentes materias

primas, y alternativas de almacenamiento y de acondicionamiento para su transporte y distribución representan oportunidades de investigación con alto potencial de agregación de valor al país.

La automatización y la creciente disponibilidad de datos requiere de capital humano con un enfoque, formación y habilidades distintas a las que el sector energético ha demandado hasta el momento. La creatividad, el emprendimiento, la analítica de datos, el pensamiento crítico, la innovación, el liderazgo y autogestión, la empatía, entre otras, son las habilidades que se valorarán en el mercado y hay que gestionarlas desde el sector educativo para conformar un capital humano en línea con los requerimientos de la transformación digital.

Anexos

ANEXO 1. REVISIÓN PLANES ENERGÉTICOS NACIONALES PASADOS

Los PEN pasados son consistentes en cuanto a la visión a largo plazo del sector energético. El énfasis de los PEN se centra en la contribución a la balanza comercial y en la consolidación de instrumentos de mercado para garantizar la competitividad interna. Vale la pena mencionar que, a partir de 2015, se incorpora en la visión del plan, el abastecimiento con mínimo impacto ambiental.

Los objetivos en los primeros planes estaban enfocados en la seguridad energética y en la implementación de instrumentos de mercado propios de un sector en maduración, en línea con los retos y las necesidades de la época. A partir del 2010, se observa un cambio en la priorización de los objetivos, en el que se destaca la mitigación de riesgo y la armonización del sector energético.

En esta línea, el PEN de 2015 incorpora mayores elementos de sostenibilidad del sector. De igual manera, se incluyen medidas para garantizar la seguridad energética respondiendo a un sector más maduro. Además, se da relevancia a los factores habilitadores del plan, incluyendo el rol del

capital humano y la información (ver [ilustración 46](#)).

Plan Energético Nacional 2003 – 2030

Luego de la creación de la ley de servicios públicos en 1994 y de las transformaciones que tuvo el sector energético colombiano en la década de los noventa, el Plan Energético Nacional publicado en el año 2003 dio lineamientos enfocados en la seguridad energética y el desarrollo económico.

El PEN 2003-2030 buscaba garantizar los aportes a la balanza comercial y consolidar la participación privada en el sector, a través del diseño e implementación de mecanismos de mercado. Esto era complementado con un enfoque en la investigación y desarrollo y la consideración de aspectos ambientales. Los elementos principales del documento se encuentran resumidos en el siguiente diagrama (ver [ilustración 47](#)).

Al realizar un análisis de este plan, se puede concluir que el sector energético colombiano se ha ajustado a dichos lineamientos. Por un lado, la participación del sector privado ha aumentado y se han implementado instrumentos que incentivan la competencia en energía eléctrica, gas natural y en la extracción de hidrocarburos y minerales.

Ilustración 46.

Compilación de visión – Planes Energéticos de las últimas décadas

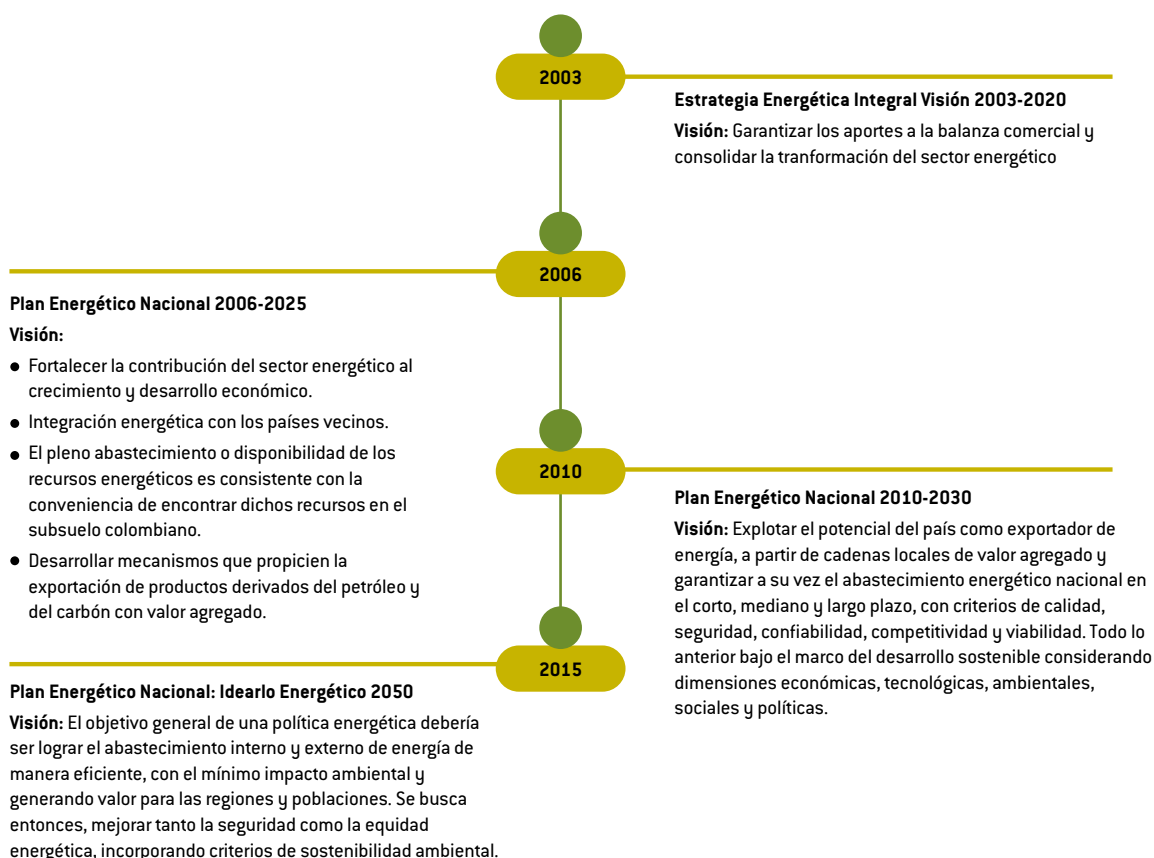
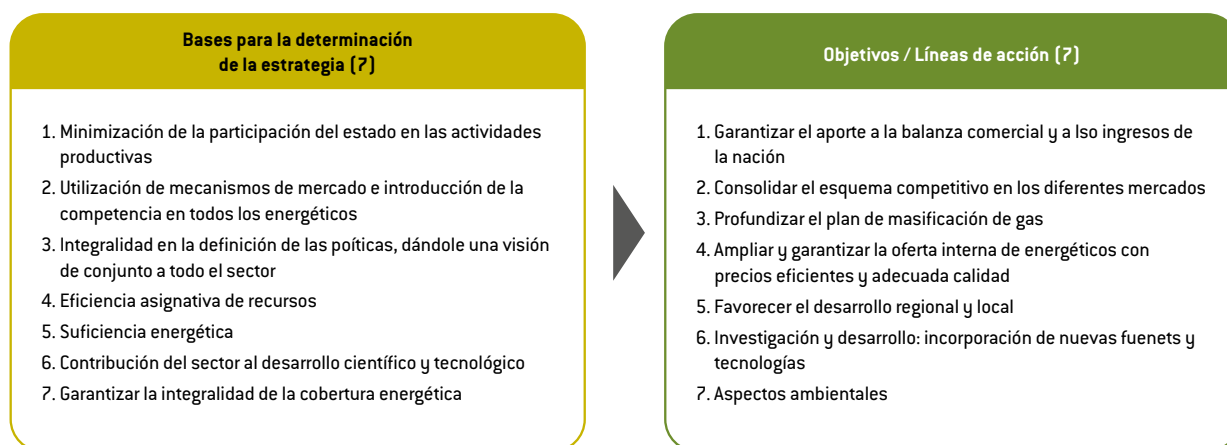


Ilustración 47.

Diagrama de objetivos - Plan Energético Nacional 2003-2030



Plan Energético Nacional Colombia 2006 - 2025

El PEN 2006 – 2025 definió acciones enfocadas a alcanzar la visión que consistía en maximizar la contribución del sector energético al desarrollo sostenible del país.

Con este propósito, el plan propuso entre otros:

- Fortalecer la contribución del sector energético al crecimiento y desarrollo económico ambientalmente sostenible, sin limitarse a la maximización de la producción y a la exportación de recursos energéticos.
- Cambiar el paradigma de la autosuficiencia por el de pleno abastecimiento, o la disponibilidad de la energía que el País requiere para su desarrollo. Para lograrlo es necesario adelantar procesos de integración energética con los países vecinos.
- El pleno abastecimiento o disponibilidad de los recursos energéticos es consistente con la conveniencia de encontrar dichos recursos en el subsuelo colombiano, por cuanto con el autoabastecimiento es mayor la contribución del sector energético a la economía nacional.

Siguiendo estos principios, el PEN 2006 – 2025 propuso cinco objetivos principales y cinco objetivos transversales encaminados a conseguir las ambiciones del objetivo principal.

Como se puede observar en el diagrama a continuación, el objetivo que más tuvo desarrollo fue el de “asegurar la disponibilidad y el pleno abastecimiento de

los recursos energéticos para atender la demanda nacional y garantizar la sostenibilidad del sector energético en el largo plazo”. El PEN 2006-2025 enfocó sus recomendaciones en el fortalecimiento de los sectores de petróleo e hidrocarburos, dado que era un sector en pleno auge y su desarrollo jugaba un rol principal en la seguridad energética del país y en los aportes de inversión extranjera al país.

Por otro lado, el objetivo tres (Consolidar la Integración Energética Regional) y el seis (Maximizar cobertura con desarrollo local) estaban enfocados en complementar la seguridad energética a través del fortalecimiento del rol de Colombia en los mercados internacionales y en el aseguramiento de la prestación de servicios en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país, tanto a energía eléctrica como a gas natural.

Por otra parte, los objetivos cuatro (Consolidar esquemas de competencia en los mercados) y cinco (Formación de precios de mercado de los energéticos que aseguren competitividad) se enfocaban en las estructuras de mercado y de incentivos a la competencia a lo largo de todos los sectores.

El objetivo siete (Fuentes no Convencionales y Uso Racional de la Energía), el objetivo ocho (medio ambiente y salud pública) y el objetivo nueve (Ciencia y tecnología) dan pie al análisis de conceptos que en su momento eran nuevos para el sector, como lo son las sugerencias de estudios de impacto ambiental y los mecanismos de desarrollo limpio, así como la propuesta de analizar nuevas tecnologías

y roles de algunos combustibles, como es el caso del GLP y los Biocombustibles.

Finalmente, el objetivo 10 (marco institucional y normativo) y el objetivo 11 (Información, promoción y capacitación), se incluyeron como elementos habilitadores de la implementación del plan (ver [ilustración 48](#)).

Plan Energético Nacional Colombia 2010 - 2030

El PEN 2010-2030 continuó con el enfoque del rol del sector energético como recurso habilitador de desarrollo económico. En este sentido, la visión del plan fue definida como: “Explotar el potencial del país como exportador de energía, a partir de cadenas locales de valor agregado y garantizar a su vez el abastecimiento energético nacional en el corto, mediano y largo plazo, con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad, competitividad y viabilidad. Todo lo anterior bajo el marco del desarrollo sostenible considerando dimensiones económicas, tecnológicas, ambientales, sociales y políticas.”

Con este propósito, se definieron cuatro objetivos que abarcaban una transformación sectorial con respecto a los planes anteriores, como se muestra en el diagrama a continuación (ver [ilustración 49](#)).

El primer objetivo (reducir la vulnerabilidad del sector energético colombiano en todas las cadenas de suministro energético aumentar su disponibilidad y confiabilidad) y el segundo objetivo (maximizar la contribución del sector energético colombiano a las exportaciones, a la es-

tabilidad macroeconómica, la competitividad, y al desarrollo del país) se encuentran en la línea de los planes tradicionales del sector, enfocada en la creación de valor económico.

El PEN 2010-2030, es el primer plan que le da un rol relevante a la transición energética, a través del objetivo tres (Aprovechar los recursos energéticos de Colombia con criterios de sostenibilidad teniendo en cuenta las nuevas tendencias mundiales benéficas para el país). Además, contempla dentro de la ambición, la armonización del marco institucional a través del objetivo cuatro.

Plan Energético Nacional - Colombia: Ideario energético 2050 (2015)

El PEN 2015 “Ideario energético 2050” propuso un nuevo norte para el sector energético. En esta ocasión, el objetivo principal del plan fue: “El objetivo general de una política energética debería ser lograr el abastecimiento interno y externo de energía de manera eficiente, con el mínimo impacto ambiental y generando valor para las regiones y poblaciones. Se busca entonces, mejorar tanto la seguridad como la equidad energética, incorporando criterios de sostenibilidad ambiental”

Con base en este objetivo, el plan estableció unos objetivos presentados en el siguiente diagrama (ver [ilustración 50](#)).

El PEN 2015 tiene un enfoque en la seguridad energética a través de los objetivos generales uno (Suministro confiable y diversificación de la canasta de energéticos), tres (esquemas que promuevan la

Ilustración 48.

Diagrama de estructura del Plan Energético Nacional 2006-2025

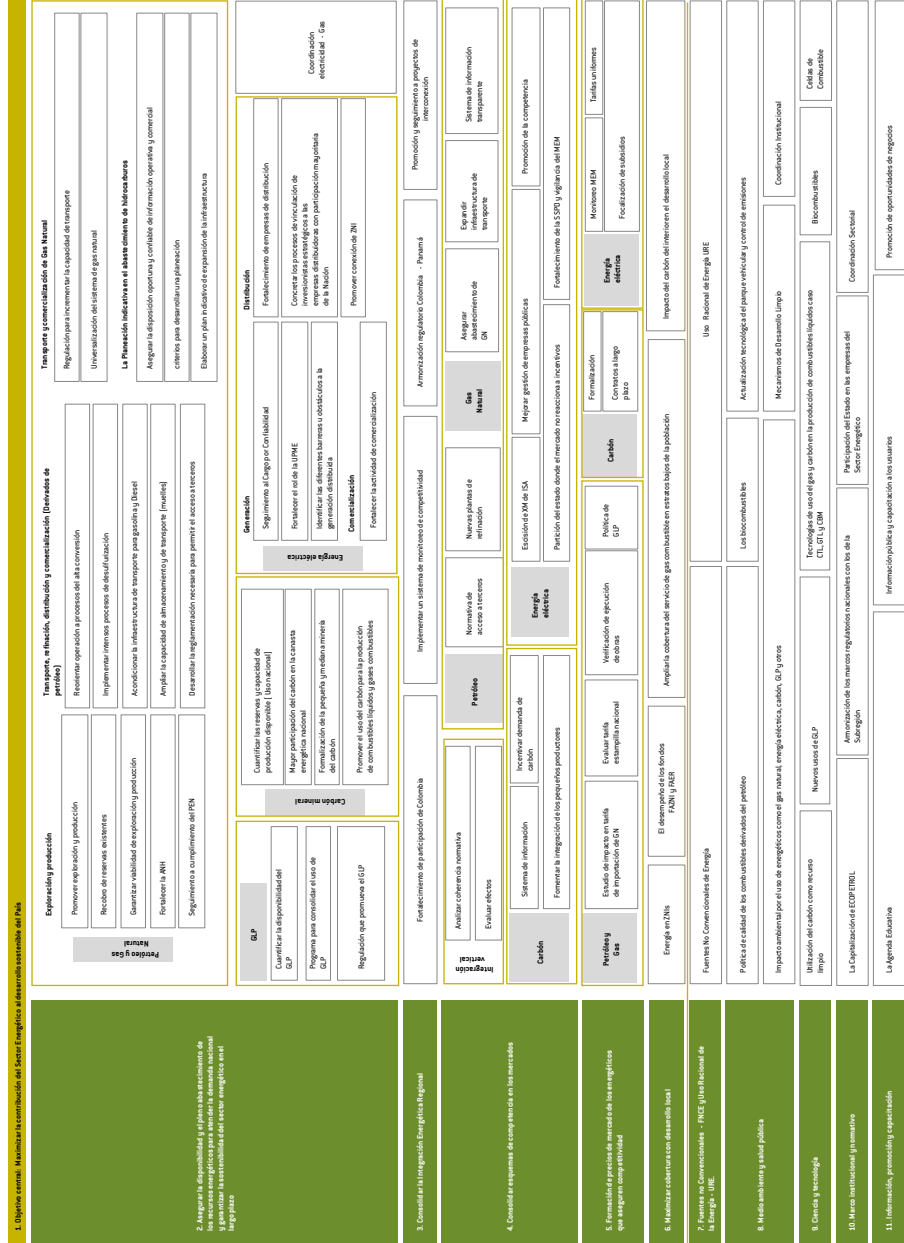


Ilustración 49.

Diagrama de estructura del Plan Energético Nacional 2010-2030

Objetivos	Estrategias					
1. Reducir la vulnerabilidad del sector energético colombiano en todas las cadenas de suministro energético y aumentar su disponibilidad y confiabilidad	Diversificando la matriz de generación eléctrica en el mediano y largo plazo	Creando Infraestructura de gas redundante, mejorando los esquemas de contratación y explotando nuevas alternativas	Acelerando los planes de expansión de la oferta futura de hidrocarburos, combustibles líquidos y GLP	Profundizando la integración energética regional	Implementando programas de URE	Ampliando la cobertura, utilizando los recursos energéticos, tecnológicos y humanos disponibles
2. Maximizar la contribución del sector energético colombiano a las exportaciones, a la estabilidad macroeconómica, a la competitividad y al desarrollo del país	Implementando programas integrales de desarrollo de la industria de los hidrocarburos	Implementando programas integrales de desarrollo de la industria del carbón mineral	Mejorando la actual estrategia respecto a biocombustibles	Diversificando las fuentes de oferta de gas natural obteniendo sinergias múltiples	Diversificando el abastecimiento con FNCE y ENRNC	
	Incrementando la competitividad de Colombia mediante adecuados precios de la canasta de energía y costos de EE	Fortaleciendo la integración energética regional	Fortaleciendo la Investigación y el Desarrollo a través de COLCIENCIAS	Fomentando alternativas de producción de combustibles líquidos a partir de carbón mineral y gas natural	Creando una sólida cultura de eficiencia energética y fomentando un mercado de bienes y servicios de URE	
3. Aprovechar los recursos energéticos de Colombia con criterios de sostenibilidad teniendo en cuenta las nuevas tendencias mundiales benéficas para el país	Fortaleciendo el desarrollo y la normatividad para una mayor penetración de fuentes limpias y renovables (ERNC)	Fortaleciendo los programas de URE	Fomentando la Innovación tecnológica en el uso de la energía	Vinculando el suministro energético a los requerimientos de desarrollo local	Creando sinergias entre actividades energéticas, productivas y turísticas para el fomento de mercados verdes	
4. Armonizar el marco institucional para la implementación de la política energética nacional	Estableciendo una sólida coordinación interinstitucional en relación al sector energético	Clarificando roles, atribuciones y nuevos entes (carbón, gas y URE)	Fortaleciendo a las respectivas instituciones	Creando sistemas de información integrales y confiables	Estableciendo formalmente una coordinación interministerial que permita un desarrollo integral del país en todas las áreas de transversalidad con el sector energético	Fortaleciendo el esquema de subsidios a la Oferta y a la demanda

Ilustración 50.

Diagrama de objetivos - Ideario Energético (2015)

	Objetivos generales [7]	Objetivos específicos [25]			
Objetivos específicos para el sector energético	1. Suministro confiable y diversificación de la canasta de energéticos	Aumentar y diversificar la oferta de hidrocarburos	Garantizar el abastecimiento de gas combustible y la infraestructura asociada	Diversificar la canasta de generación eléctrica	Viabilizar la generación distribuida y local a pequeña escala
		Contar con una infraestructura de redes de transmisión adecuada	Diversificar la canasta de combustibles para el sector transporte	Incentivar el aprovechamiento y uso de biomasa	
	2. Demanda eficiente de energía	Tarifas eficientes eléctricas y precios del gas natural, y en general de combustibles	Promover la eficiencia energética en toda la demanda		
		3. Esquemas que promuevan la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica	Incremento de cobertura de energía	Planes de energización rural sostenibles	Normalidad y calidad de energía eléctrica y gas combustible
Objetivos transversales	4. Estimular las inversiones en interconexiones internacionales y en infraestructura para la comercialización de recursos estratégicos	Incentivar la inversión en interconexiones eléctricas internacionales.	Promover la internacionalización del gas natural	Identificar alianzas para el desarrollo logístico y de infraestructura. Intermodal y de puertos	
	5. Mantener los ingresos y viabilizar la transformación productiva y generación de valor	Mantener ingresos y aporte de regalías para el desarrollo nacional y regional	Adelantar ajustes macroeconómicos y la transformación producción.	Promover la generación de clústeres alrededor de industria energética y crear "shared value"	
	6. Vincular la información para la toma de decisiones y contar con el conocimiento, la innovación y el capital humano para el desarrollo del sector	Información: Nueva forma para abordar su gestión	Conocimiento e innovación	Capital humano para el desarrollo energético	
	7. Consolidar la institucionalidad y avanzar en mayor eficiencia del estado y la regulación	Reforma institucional	Regulación	Incorporar consideraciones ambientales y sociales en los planes y proyectos sectoriales e integración de los requerimientos energéticos en los planes de ordenamiento territorial	

universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica), y cuatro (Estimular las inversiones en interconexiones internacionales y en infraestructura para la comercialización de recursos estratégicos).

Este plan incluye un enfoque en el desarrollo económico a través del objetivo dos (demanda eficiente de energía), cuatro, y cinco (mantener los ingresos y viabilizar la transformación productiva y generación de valor). De igual forma, incluyó objetivos que permiten la transformación del sector, cómo es mencionado en el objetivo seguir (vinculación de información

en la toma de decisiones) y siete (consolidación de institucionalidad).

ANEXO 2. ESTADO DEL ARTE LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA DEL SECTOR ENERGÉTICO

A continuación, se presenta un compendio de las señales emitidas por el gobierno nacional enfocadas en la transición energética que fueron consideradas para el desarrollo de este documento.

Tabla 15.

Señales de transformación energética

Señal	Descripción
Señales desde la planeación nacional	Revisión de documentación relacionada con una visión a largo plazo nacional y que pueden tener un impacto en la transición energética
Señales para el sector energético	Señales generadas desde el sector energético enfocadas en la transición energética.
Señales para el sector transporte	Normativa que da señales al sector transporte relacionada con el uso de recursos energéticos
Señales desde el Ministerio de Ciencia & Tecnología	Documentos de la misión de sabios del Ministerio de Ciencia & Tecnología relacionada con la transición energética

Señales desde la planeación nacional

Ley 1715 de 2014: Desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía

Esta ley creó el marco legal para la promoción de FNCE reduciendo la incertidumbre para la penetración de estas tecnologías e incentivar su uso, de la siguiente forma:

La finalidad de la presente ley es establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas

de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional. Igualmente, tiene por objeto establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, tales como aquellos adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agen-

cia Internacional de Energías Renovables (Irena) mediante la Ley 1665 de 2013

Los objetivos de esta política son:

a) Orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano que garanticen el cumplimiento de los compromisos señalados en el párrafo anterior;

b) Incentivar la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético colombiano, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda en todos los sectores y actividades, con criterios de sostenibilidad medioambiental, social y económica;

c) Establecer mecanismos de cooperación y coordinación entre el sector público, el sector privado y los usuarios para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el fomento de la gestión eficiente de la energía;

d) Establecer el deber a cargo del Estado a través de las entidades del orden nacional, departamental, municipal o de desarrollar programas y políticas para asegurar el impulso y uso de mecanismos de fomento de la gestión eficiente de la energía de la penetración de las fuentes no convencionales

de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en la canasta energética colombiana;

e) Estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, mediante el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables y demás mecanismos que estimulen desarrollo de tales fuentes en Colombia;

f) Establecer los criterios y principios que complementen el marco jurídico actual, otorgando certidumbre y estabilidad al desarrollo sostenible de las fuentes no convencionales de energías, principalmente aquellas de carácter renovable, y al fomento de la gestión eficiente de la energía. Suprimiendo o superando gradualmente las barreras de tipo jurídico, económico y de mercado, creando así las condiciones propicias para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el desarrollo de un mercado de eficiencia energética y respuesta de la demanda;

g) Fijar las bases legales para establecer estrategias nacionales y de cooperación que contribuyan al propósito de la presente ley.

Con base en lo anterior esta política emite siguientes señales:

Tabla 16.

Capítulos de la ley 1715 de 2014

Capítulo	Señales para la transformación energética
Disposiciones para la generación de electricidad con FNCER y la gestión eficiente de la energía.	Se definen medidas que habilitan la implementación de FNCE y se crea el FENOGÉ, una herramienta que permite la financiación de proyectos
Incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía	Se dan señales de mercado que impulsan el despliegue de las FNCE
Del desarrollo y promoción de las FNCER.	Se dan lineamientos para tecnologías específicas, incluyendo la biomasa, re-población forestal energética, la biomasa, el uso de residuos para generación de energía, la solar, la eólica, la geotérmica, las PCH y la energía mareomotriz. Además, se incentiva la creación de capital humano.
Del desarrollo y promoción de la gestión eficiente de la energía.	Se dan lineamientos consolidar las medidas de eficiencia energética y su rol en la transformación energética.
Del desarrollo y promoción de las FNCER y la gestión eficiente de la energía en las ZNI.	Se dan lineamientos que están enfocados en cambios en los modelos de negocio sostenibles localmente o y en el uso de los recursos locales para la generación de energía.
Acciones ejemplares del gobierno nacional y la administración pública.	Medidas de adaptación de edificaciones públicas orientadas a la transición energética
Ciencia y tecnología.	Promover el desarrollo de conocimiento en torno a las energías renovables para poder aplicarlas en el mercado local

Con base en esta Ley se han emitido señales de implementación y de transformación energética

- Decreto 2469 de 2014 (Ministerio de Minas y Energía): Aspectos operativos y comerciales de la **participación de los autogeneradores** en el mercado de electricidad
- Decreto 2143 de 2015: (Ministerio de Minas y Energía): Requisitos y plazos para la **obtención de los incentivos** establecidos en la Ley 1715
- Decreto 348 de 2017 Parámetros para ser considerado **autogenerador a pequeña escala**
- Decreto 0570 de 2018 Lineamiento para definir e implementar un mecanismo que promueva la **contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica**, complementario a los mecanismos

existentes en el Mercado de Energía Mayorista

- Procedimientos para el **desarrollo de subastas de energía renovable** no convencional:
 - ▶ Resolución 4-0791 de 2018
 - ▶ Resolución 4-0590 de 2019
 - ▶ Resolución 4-0678 de 2019

Ley 1844 de 2017: Adopción del acuerdo de París

Colombia se adhirió al Acuerdo de París a través del cual se compromete a unirse en la lucha contra el cambio climático mundial. Esta medida tiene implicaciones en la producción y uso de combustibles fósiles ya que son los de mayores emisiones, así como oportunidades para la eficiencia energética. En la medida en que los países ajusten su política pública, sus instrumentos económicos, y su matriz energética para cumplir sus compromisos ante la CM-NUCC, aparecerán restricciones a la pro-

ducción, importación y demanda de combustibles fósiles.

La adhesión al Acuerdo de París le permite a Colombia acceder a una variedad de herramientas técnicas y financieras destinadas a la colaboración norte-sur y al fortalecimiento de capacidades de países en desarrollo para su modernización energética. Estos instrumentos incluyen acceso a financiación por parte del Fondo Verde para el Clima, el Fondo para el Medio Ambiente Mundial, el Fondo para los Países Menos Adelantados, y el Fondo Especial para el Cambio Climático, así como a apoyo técnico y económico por parte de organizaciones nacionales de desarrollo tales como GIZ y Enterprise France. En la mayoría de los casos, el apoyo y financiación por parte de estos actores es destinado a proyectos que contribuyan a la mitigación de emisiones de GEI y la adaptación al cambio climático, y su liberación está supeditada al cumplimiento de metas de gestión del cambio climático en el país (por ejemplo, el gradual aumento de ambición en las metas de mitigación presentadas ante la CMNUCC).

Ley 1931 de 2018: Por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático

Esta ley tiene por objeto establecer las directrices para la gestión del cambio climático en las decisiones de las personas públicas y privadas, la concurrencia de acciones de los gobiernos en las acciones de adaptación al cambio climático, así como en mitigación de gases efecto invernadero, con el fin de reducir la vulnerabilidad de la población y de los ecosistemas del país

frente a los efectos del mismo y promover la transición hacia una economía competitiva, sustentable y un desarrollo bajo en carbono.

A partir de esta ley se dan pautas para incorporar la gestión del cambio climático de forma integral en el desarrollo de todas las actividades productivas del país, haciendo énfasis en los instrumentos de planificación y en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Ley 1955 de 2019 Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 “Pacto por Colombia, pacto por la equidad”

El último Plan Nacional de Desarrollo establece lineamientos para implementar medidas de desarrollo sostenible, creando un marco de transformación tanto para el sector energético, como para sectores que tienen un alto impacto sobre el uso de estos recursos.

De esta manera, contiene las siguientes señales:

Señales para la demanda de recursos energéticos:

- El PND da señales para la planeación de planes de movilidad sostenible a través del artículo 96, el cual da prelación al uso de recursos con energéticos y tecnologías de bajas o cero emisiones.
- Se da un subsidio del 50% al costo de energía eléctrica y gas natural para los distritos de riego en el artículo 227
- Se da un subsidio del 50% al costo de energía eléctrica y gas natural para los pequeños productores rurales en el artículo 228

- Promover el desarrollo sostenible de las promover el desarrollo sostenible en las tres (3) cuencas hidrográficas principales del Departamento del Chocó (Atrato, Sanjuán y Baudó y Tumaco), y en especial, incluyendo la generación y distribución de energía
- Se refuerzan medidas ejemplares como la preparación de una auditoría energética para edificios pertenecientes a la administración pública, en el artículo 292.

Señales para la oferta de recursos energéticos:

- Incentivos tributarios para la generación de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales en el artículo 94, actualizando los beneficios arancelarios para estas tecnologías.
- Se promociona la expansión de redes de GLP para conectar a los usuarios donde sea técnica y económicamente viable y priorizará los municipios con niveles altos e intermedios de Necesidades Básicas Insatisfechas, municipios rurales y zonas de difícil acceso en el artículo 293.

Señales de transformación:

- Se plantean cambios a los modelos de negocio de las Zonas No Interconecta-

das y del uso de los subsidios FAZNI y FAER en los artículos 287 y 288

- Se le dan señales a la CREG encaminadas a agilizar definiciones de reglas de mercado con el propósito de promover la competencia, en el artículo 290.
- Se establece la obligación para los comercializadores de energía de incluir entre 8% y 10% de energías provenientes de FNCER

Ley 1964 de 2019 Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones.

Esta ley tiene como objeto general la creación de esquemas de promoción al uso de vehículos eléctricos y de cero emisiones; con el fin de contribuir a la movilidad sostenible y a la reducción de emisiones contaminantes y de gases de efecto invernadero.

Envía varias señales de mercado para incentivar el uso de esta tecnología, en las que se encuentran reducciones en aranceles, parqueo preferencial, y les otorga la facultad a administraciones locales de enviar señales en esta misma dirección. Por otro lado, propone metas para la adquisición de vehículos del sector público, como se muestra en la tabla 17:

Tabla 17.

Metas de adquisición de vehículos eléctricos (sector público)

Plazo de implementación	Meta
A partir de 2025	mínimo el diez (10) por ciento de los vehículos adquiridos.
A partir de 2027	mínimo el veinte (20) por ciento de los vehículos adquiridos.
A partir de 2029	mínimo el cuarenta (40) por ciento de los vehículos adquiridos.
A partir de 2031	mínimo el sesenta (60) por ciento de los vehículos adquiridos.
A partir de 2033	mínimo el ochenta (80) por ciento de los vehículos adquiridos.
A partir de 2035	mínimo el cien (100) por ciento de los vehículos adquiridos.

Por otro lado, envía una señal para la implementación de infraestructura a los municipios de categoría especial, en la que se hace obligatoria la instalación de infraestructura de carga rápida en los siguientes tres años.

Artículo 9. Estaciones de carga rápida. Dentro de los tres (3) años siguientes a la entrada en vigor de la presente ley, los municipios de categoría especial, excluyendo de estos a Buenaventura y Tumaco, podrán garantizar que existan en su territorio, como mínimo, cinco (5) estaciones de carga rápida en condiciones funcionales. Para la construcción de la infraestructura de las estaciones de que trata el presente artículo, los municipios podrán realizar asociaciones público-privadas.

Parágrafo 1. En el mismo período de tiempo, Bogotá, D. C., deberá garantizar que existan como mínimo, veinte (20) estaciones de carga rápida en condiciones funcionales.

Ley 1972 de 2019 Por medio de la cual se establece la protección de los derechos a la salud y al medio ambiente sano estableciendo medidas tendientes a la reducción de emisiones contaminantes de fuentes móviles

Esta ley tiene como objeto establecer medidas tendientes a la reducción de emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes móviles que circulen por el territorio nacional, haciendo énfasis en el material particulado, con el fin de resguardar la vida, la salud y goce de ambiente sano. De esta manera, envía señales de emisiones entre los que se incluyen:

- Artículo 3: Cambios en los parámetros de combustibles utilizados, en el que se mejora la calidad del Diésel utilizado en Colombia a 10 ppm de azufre a partir del 2025.
- Artículo 9°. Promoción al uso de energías renovables y transporte sostenible. A partir del 10 de enero de 2030 todos los Sistemas Integrados de Transporte Masivo (SITM), Sistemas Estratégicos Transporte Público (SETP), Sistemas Integrados Transporte Público (SITP) y los Sistemas Integrados de Transporte regional (SITR) deberán contar con un mínimo de 20% de la flota total nueva correspondiente a tecnología cero emisiones.

CONPES 3700 (2011) Estrategia institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático en Colombia

El objetivo general de este CONPES es el de facilitar y fomentar la formulación e implementación de las políticas, planes, programas, incentivos, proyectos y metodologías en materia de cambio climático, logrando la inclusión de las variables climáticas como determinantes para el diseño y planificación de los proyectos de desarrollo, mediante la configuración de un esquema de articulación intersectorial. Este esquema deberá permear el actual modelo de desarrollo social y económico de manera transversal a todos los niveles y en todas las instituciones. Adicionalmente, deberá permear los más altos niveles de toma de decisiones en cada uno de los sectores y comunidades.





CONPES 3918 (2018) Estrategia para la implementación de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) en Colombia













Colombia adoptó los ODS como parte de su política pública en el año 2018. Estos objetivos constituyen un elemento integrador de todas las agendas que actualmente adelanta el país en materia de desarrollo, así como un marco que permite alinear de manera coherente acciones tanto públicas como privadas alrededor de un objetivo común. Los objetivos de este CONPES son:

- Objetivo específico 1: Definir un esquema de seguimiento y reporte de los avances en la implementación de los ODS en Colombia, a partir de un conjunto de indicadores nacionales que cuenten con una línea de base y su respectiva meta a 2030.
- Objetivo específico 2: Definir un plan de fortalecimiento de la producción y el manejo de datos para la medición del desarrollo sostenible, en particular para aquellos objetivos y metas para los cuales no se cuenta con información al momento de la elaboración de este documento CONPES.
- Objetivo específico 3: Establecer las líneas estratégicas para el acompañamiento del Gobierno nacional a los gobiernos locales en la implementación de los ODS en los territorios.
- Objetivo específico 4: Desarrollar los lineamientos para la estrategia de interlocución con actores no gubernamentales, materializando así el enfoque multiactor de la Agenda 2030, y la definición de alianzas para su activo involucramiento y participación en la implementación y control social a través de ejercicios de rendición de cuentas

Ilustración 51

Metas de ODS para Colombia

ODS	Indicadores nacionales, línea base y metas trazadoras ^(a)	
	Indicador nacional: índice de pobreza multidimensional (%)	
	Línea base (2015): 20,2 %	Meta nacional a 2018: 17,8 % Meta nacional a 2030: 8,4 %
	Indicador nacional: tasa de mortalidad por desnutrición en menores de 5 años (por cada 100.000 niños y niñas menores de 5 años)	
	Línea base (2015): 6,8	Meta nacional a 2018: 6,5 Meta nacional a 2030: 5,0
	Indicador nacional: tasa de mortalidad materna (por cada 100.000 nacidos vivos)	
	Línea base (2015): 53,7	Meta nacional a 2018: 51,0 Meta nacional a 2030: 32,0
	Indicador nacional: tasa de cobertura en educación superior (%)	
	Línea base (2015): 49,4 %	Meta nacional a 2018: 57,0 % Meta nacional a 2030: 80,0 %

	Indicador nacional: porcentaje de mujeres en cargos directivos del estado colombiano (%)
	Línea base (2015): 43,5 % Meta nacional a 2018: 44,5 % Meta nacional a 2030: 50,0 %
	Indicador nacional: acceso a agua potable adecuados (%)
	Línea base (2015): 91,8 % Meta nacional a 2018: 92,9 % Meta nacional a 2030: 100 %
	Indicador nacional: cobertura de energía eléctrica (% de viviendas)
	Línea base (2015): 96,9 % Meta nacional a 2018: 97,2 % (13.568.357 usuarios) Meta nacional a 2030: 100 %
	Indicador nacional: tasa de formalidad laboral (% de la población ocupada)
	Línea base (2015): 50,8 % Meta nacional a 2018: 52,0 % Meta nacional a 2030: 60,0 %
	Indicador nacional: hogares con acceso a internet (%)
	Línea base (2015): 41,8 % Meta nacional a 2018: 49,9 % Meta nacional a 2030: 100 %
	Indicador nacional: coeficiente de GINI
	Línea base (2015): 0,522 Meta nacional a 2018: 0,520 Meta nacional a 2030: 0,480
	Indicador nacional: hogares urbanos con déficit cuantitativo de vivienda (%)
	Línea base (2015): 6,7 % Meta nacional a 2018: 5,5 % Meta nacional a 2030: 2,7 %
	Indicador nacional: tasa de reciclaje y nueva utilización de residuos sólidos (%)
	Línea base (2015): 8,6 % Meta nacional a 2018: 10,0 % Meta nacional a 2030: 17,9 %
	Indicador nacional: reducción de emisiones totales de gases de efecto invernadero (%)
	Línea base (2015): 0,0 % Meta nacional a 2018: No aplica Meta nacional a 2030: 20,0 %
	Indicador nacional: miles de hectáreas de áreas marinas protegidas
	Línea base (2015): 7.892 ha Meta nacional a 2018: 12.850 ha Meta nacional a 2030: 13.250 ha
	Indicador nacional: miles de hectáreas de áreas protegidas
	Línea base (2015): 23.617 ha Meta nacional a 2018: 125.914 ha Meta nacional a 2030: 30.620 ha
	Indicador nacional: tasa de homicidios (por cada 100.000 habitantes)
	Línea base (2015): 26,5 Meta nacional a 2018: 23,0 Meta nacional a 2030: 16,4

Las metas de ODS definidas por Colombia hacen parte integral de la planeación a largo plazo y deben ser consideradas en los planes de gestión de todos los sectores. El sector energético es parte fundamental y se adhiere, especialmente a los objetivos 7, 12 y 13.

Fuente : DNP

CONPES 3919 (2018): Política nacional de edificaciones sostenibles

Este CONPES promueve las edificaciones sostenibles, incentivando la eficiencia energética en la demanda de energía. Con este propósito, se dan lineamientos en cuanto a:

- Sustitución de equipos y capacitaciones sobre buenas prácticas operativas;
- Implementación de paneles solares para autoconsumo en instituciones públicas donde sea viable;
- Etiqueta voluntaria energética para edificaciones;
- Implementación de criterios de sostenibilidad en las edificaciones de educación superior.

CONPES 3920 (2018) Política nacional de explotación de datos (Big data)

Este CONPES da lineamientos enfocados en la transformación digital nacional y tiene como objeto aumentar el aprovechamiento de datos en Colombia, mediante el desarrollo de las condiciones para que sean gestionados como activos para generar valor social y económico. Con este propósito, se definen los siguientes objetivos:

- Masificar la disponibilidad de datos de las entidades públicas que sean digitales accesibles, usables y de calidad;
- Generar seguridad jurídica para la explotación de datos;
- Disponer de capital humano para generar valor con los datos;
- Generar cultura de datos en el país.

CONPES 3934 (2018): Política de crecimiento verde

Este CONPES da lineamientos enfocados en el crecimiento económico sostenible, buscando impulsar a 2030 el aumento de la productividad y la competitividad económica del país, al tiempo que se asegura el uso sostenible del capital natural y la inclusión social, de manera compatible con el clima. Con este propósito, se definen los siguientes objetivos:

- Generar condiciones que promuevan nuevas oportunidades económicas basadas en la riqueza del capital natural.
- Fortalecer los mecanismos y los instrumentos para optimizar el uso de recursos naturales y energía en la producción y en el consumo.
- Desarrollar lineamientos para construir capital humano para el crecimiento verde.
- Fortalecer capacidades en CTI para el crecimiento verde.
- Mejorar la coordinación interinstitucional, la gestión de la información y el financiamiento para la implementación de la Política de Crecimiento Verde a largo plazo.

Además, se presenta una línea de acción enfocada en la promoción de energías renovable no convencionales, que incluyen:

- Línea de acción 10. Promoción de la inversión en proyectos de generación con FNCER
- Línea de acción 11. Fomento a la integración de las FNCER al mercado de energía

- Línea de acción 12. Dinamización de la agenda regulatoria
- Línea de acción 25. Promover la gestión eficiente de la demanda en el mercado de energía
- Línea de acción 26. Desarrollar estrategias para el fortalecimiento institucional y la gestión de la información en el sector energético
- Línea de acción 27. Desarrollar un programa nacional de electrificación para el transporte

Sumado a esto, este plan le asigna nuevos retos al sector energético, definiendo metas al sector que deben estar contempladas en el PEN.

Resaltan las metas del objetivo “Fortalecer los mecanismos y los instrumentos

para optimizar el uso de recursos naturales y energía en la producción y consumo”, en los que se definen metas a 2030 incluyendo la reducción intensidad Energética a 2.9 TJ/Millones COP; alcanzar 600,000 vehículos eléctricos, una nueva utilización de residuos sólidos, así como una meta en la reducción de emisiones de CO₂.

Además, los objetivos de “generar condiciones que promuevan nuevas oportunidades económicas basadas en la riqueza del capital natural” también pone una meta de número de negocios verdes verificados de 12,630 para 2030, así como el objetivo de “Fortalecer capacidades” incrementa el porcentaje objetivo de inversión pública en I+D a 0.8% del PIB para el mismo año.

Ilustración 52.

Diagrama de indicadores de resultado de crecimiento verde

Objetivo	Nombre del indicador	Meta ODS	Unidad de medida	Línea base	Meta 2030
Generar condiciones que promuevan nuevas oportunidades económicas basadas en la riqueza del capital natural.	Participación de la economía forestal en el PIB	Se incorporará a meta ODS 8.4	Porcentaje	0,79 [2017]	1,5
	Pérdida anualizada de bosque natural	Meta ODS 15.2	Hectáreas	276.669 [Promedio 2000-2012]	0
	Número de bioproductos	Se incorporará a meta ODS 8.4	Número de bioproductos registrados	84 [2018]	500
	Negocios verdes verificados	Meta ODS 12.b	Número de negocios verdes verificados	90 [2015]	12.630
Fortalecer los mecanismos y los instrumentos para optimizar el uso de los recursos naturales y energía en la producción y consumo	Productividad hídrica	Meta ODS 6.4	Pesos de valor agregado / m ³ de agua extraída [\$/m ³]	3.334 [2015]	4.400
	Participación de la producción agrícola que cumple con criterios de crecimiento verde	Se incorporará a meta ODS 2.4	Porcentaje	0,49 [2016]	10
	Intensidad energética	Meta ODS 7.3	Terajulios / mil millones de pesos 2005	3,7 [2015]	2,9
	Número de vehículos eléctricos	Se incorporará a meta ODS 8.4	Número de vehículos	1.695 [2016]	600.000
	Tasa de reciclaje y nueva utilización de residuos sólidos	Meta ODS 11.2	Porcentaje	8,6 [2015]	17,9

Objetivo	Nombre del indicador	Meta ODS	Unidad de medida	Línea base	Meta 2030
Fortalecer los mecanismos y los instrumentos para optimizar el uso de los recursos naturales y energía en la producción y consumo	Porcentaje de residuos sólidos efectivamente aprovechados	Meta ODS 8.4	Porcentaje	17 (2015)	30
	Reducción de emisiones totales de gases efecto invernadero respecto a proyección a 2030	Meta ODS 13.2	Porcentaje	0 (2010)	20
Fortalecer capacidades	Inversión pública en I+D de importancia para el crecimiento	Se incorporará a meta ODS 9.5	Porcentaje	0,02 (2016)	0,08

Fuente : DNP

CONPES 3943 (2018): Política de mejoramiento de aire

El objetivo de este CONPES es el de reducir la concentración de contaminantes en el aire que afectan la salud y el ambiente. Con este propósito, se definieron los siguientes objetivos:

- Reducir las emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes móviles.

- Reducir las emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes fijas.
- Mejorar las estrategias de prevención, reducción y control de la contaminación del aire.

Estos objetivos le envían señales tanto a la oferta como a la demanda de combustibles en Colombia, como se observa en el diagrama a continuación:

Ilustración 53.

Diagrama de indicadores de resultado de mejoramiento de calidad de aire

Objetivo	Nombre del indicador	Unidad de medida	Línea base	Meta
Objetivo general	Estaciones que cumplen el objetivo intermedio III de la OMS para PM ₁₀ (30 µg/m ³) (Meta 11.6 ODS)	Porcentaje	25 (2015)	70 (2028)
	Estaciones que cumplen el objetivo intermedio III de la OMS para PM _{2,5} (15 µg/m ³) (Meta 11.6 ODS)	Porcentaje	14,9 (2015)	70 (2028)
OE 1. Reducir las emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes móviles	Vehículos de cero y bajas emisiones que ingresan al parque automotor sobre el total de vehículos que ingresan al país	Porcentaje	0,15 (2018)	3 (2028)
	Sistemas de transporte masivo operando con vehículos eléctricos y dedicados a gas natural sobre el total de sistemas de transporte masivo operado en 2018	Porcentaje	29 (2018)	100 (2028)
	Vehículos diesel cumpliendo el estándar de emisión Euro VI sobre el total de vehículos diesel	Porcentaje	0 (2018)	22 (2028)
	Reducción de la evasión de la revisión técnico-mecánica y de gases contaminantes sobre el total de vehículos matriculados	Porcentaje	54 (2018)	20 (2028)
OE 3. Mejorar las estrategias de prevención, reducción y control de la contaminación del aire	Planes de prevención, reducción y control de la contaminación del aire en implementación en municipios con población igual o superior a 150.000 habitantes sobre el total de municipios con más de 150.000 habitantes	Porcentaje	8 (2018)	100 (2028)

Fuente : DNP

Por un lado, se envían señales de sustitución de combustibles líquidos por energía eléctrica y gas natural con la meta de alcanzar que el 100% de los sistemas de transporte masivo operen utilizando vehículos eléctricos y gas natural, así como la meta de vehículos de cero y bajas emisiones que ingresan al país sea 3%, en 2028.

Por otro lado, la línea 2 de trabajo actualiza los parámetros de calidad de combustibles y biocombustibles, para reducir el contenido de azufre a nivel nacional. Esta exigencia pone una presión adicional a la capacidad de refinación local, así como a las necesidades de crudo pesado y liviano necesario para esta transformación.

Documentos adicionales de planeación nacional

Reforma Tributaria Estructural (Artículo 221 de la Ley 1819 de 2016): Impuesto Nacional al Carbono

Se envía una señal al mercado que promueve el uso de recursos limpios. De esta manera, el impuesto al carbono es un gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión

Política Nacional de Cambio Climático (2014)

La Política Nacional de Cambio Climático inició su formulación en el año 2014 y desde entonces se propuso articular todos los esfuerzos que el país viene desarrollando desde hace varios años, y principalmente desde el 2011, a través de la Estrategia Co-

lombiana de Desarrollo Bajo en Carbono – ECDBC-, el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático –PNACC- y la Estrategia Nacional REDD+, entre otras iniciativas, y adiciona elementos novedosos para orientar estratégicamente todos los esfuerzos hacia el cumplimiento del compromiso adquirido en el marco del Acuerdo de París.

La política nacional de cambio climático define cinco líneas estratégicas de esta política son:

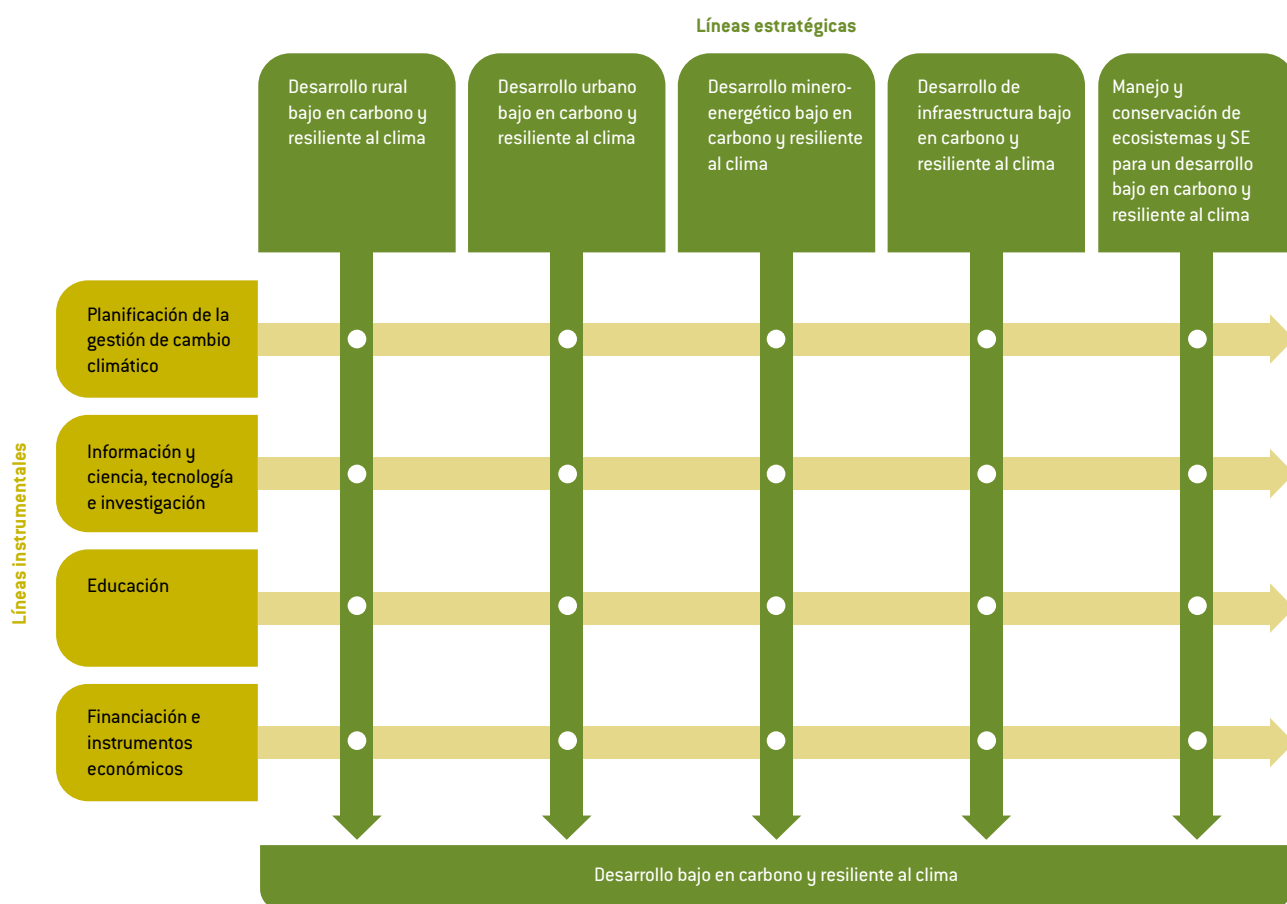
- Desarrollo rural bajo en carbono resiliente al clima;
- Desarrollo urbano bajo en carbono y resiliente al clima;
- Desarrollo minero energético bajo en carbono y resiliente al clima;
- Desarrollo de infraestructura baja en carbono y resiliente al clima;
- Manejo y conservación de ecosistemas y SE para un desarrollo bajo en carbono y resiliente al clima (ver [ilustración 54](#)).

Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC) (2016)

La Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC) es un programa de planeación del desarrollo a corto, mediano y largo plazo, que busca desligar el crecimiento de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) del crecimiento económico nacional. Esto se hará a través del diseño y la implementación de medidas sectoriales de mitigación que maximicen la carbono-eficiencia de la actividad económica del país y que, a su vez, contribuyan al desarrollo social y económico nacional.

Ilustración 54.

Política Nacional de Cambio Climático



Los objetivos específicos de la ECDBC son:

1. Identificar y valorar acciones que estarán encaminadas a evitar el crecimiento acelerado de las emisiones de GEI a medida que los sectores crecen;
2. Empoderar y motivar a los sectores para tomar decisiones que reduzcan sus emisiones a futuro, alcanzando al mismo tiempo las metas de crecimiento que tienen y generando beneficios sociales, económicos y ambientales;
3. Desarrollar planes de acción de mitigación en cada sector productivo del país con impacto en emisiones GEI, así como de NAMAs (Acciones de Mitigación Apropriadas a Nivel Nacional) y de proyectos emblemáticos de mitigación en cada sector;
4. Establecer metas de reducción de emisiones en el largo plazo acordes con el contexto y la realidad nacional y concordantes con las decisiones y estándares internacionales;
5. Crear o promover las herramientas necesarias para su implementación, incluyendo los aspectos de política, regulatorios y financieros a fin de lograr

- la reducción de la tendencia de emisiones de GEI;
6. Generar los mecanismos adecuados para el monitoreo de los avances, el reporte a nivel nacional e internacional y la correspondiente verificación de la información, de manera armónica con las estrategias nacionales de gestión de la información y los estándares internacionales.

La Estrategia de Desarrollo de Bajo Carbono es una de las Estrategias del Gobierno Nacional para enfrentar el cambio climático, consignadas en el CONPES 3700 de 2011 Estrategia Institucional para la Articulación de Políticas y Acciones en Materia de Cambio Climático en Colombia, los Planes Nacionales de Desarrollo 2010-2014 y 2014-2018; y recientemente en el Decreto 298 de 2016 sobre el Sistema Nacional de Cambio Climático

Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC): Gestión de la adaptación al cambio climático (2018)

El Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático -PNACC- apoya la preparación del país para enfrentar eventos climáticos extremos, y la transformación gradual del clima. Orienta la formulación de programas y proyectos prioritarios, así como el fortalecimiento de acciones ya emprendidas pero que requieren considerar las variables climáticas en su planeamiento y ejecución, con el propósito de reducir las consecuencias negativas en el largo plazo para las poblaciones, el sector productivo y los ecosistemas, así como identificar y beneficiarse de cambios en el territorio.

En lo que le compete al PEN, el objetivo de Planificación en su iniciativa 2A requiere la Incorporación de la variabilidad y cambio climático en los instrumentos de planificación del Estado. Además, el objetivo de transformación del desarrollo en la iniciativa 3D que se refiere al crecimiento verde para hábitats humanos hace referencia a los sistemas de ciudades resilientes, concepto alineado con las iniciativas de ciudades inteligentes.

Señales para el sector energético

Resolución 4-1286 de 2016 (Ministerio de Minas y Energía) Plan de Acción Indicativo 2017 – 2022 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía – PROURE

Esta política adopta el Plan de Acción Indicativo construido por la UPME con el fin de implementar el PROURE. Este fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía da señales de eficiencia energética a la demanda, con base en la ley (697 de 2001). Allí se adoptan las siguientes metas de ahorro de energía:

Tabla 18.

Metas de ahorro de energía PAI 2017

Metas indicativas de ahorro (2017-2022)		
Sector	Meta de ahorro [TJ]	Meta de Ahorro [TJ]
Transporte	424.408	5.49%
Industria	131.859	1.71%
Terciario	87.289	1.13%
Residencial	56.121	0.73%
Total	669.678	9.05%

Resolución 4-0807 de 2018 (Ministerio de Minas y Energía)- Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero-energético - PIGCC Gestión sectorial del cambio climático

El Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero-energético (PI-GCCM-E) tiene como objetivo la reducción

de la vulnerabilidad ante el cambio climático y la promoción de un desarrollo bajo en carbono a nivel sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la Industria.

El contenido del plan se resume en la tabla 19:

Tabla 19.

Resumen del PIGCC

Objetivo	Líneas Estratégicas	Acciones
Mitigación	Eficiencia energética	Fortalecimiento del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía – PROURE- oferta
		Gestión de la Oferta
	Generación de energía	Diversificación de la matriz energética
		Transformación de las Zonas No Interconectadas – ZNI
Gestión activa de la demanda	Tarifa horaria (tarifa diferenciada)	
	Agregador de la demanda	
Emisiones fugitivas	Generación de información	
	Regulación de las emisiones fugitivas	
Adaptación	Infraestructura resiliente	Gestión del riesgo climático en ductos y líneas de transmisión
		Coordinación con autoridades viales
		Gestionar con autoridades portuarias
	Planificación de corto y largo plazo	Inclusión de variables de riesgo en los instrumentos de planificación (largo plazo)
		Generar un sistema de alertas tempranas de riesgos climáticos (corto plazo)
	Gestión del entorno	Conservación de cuencas hidrográficas
Biodiversidad		
Información para la adaptación	Estrategia de relacionamiento	
	Fortalecimiento de los sistemas de información de eventos y amenazas climáticas	
		Investigación sobre impactos de nuevas tecnologías y procesos en la canasta energética

		RENARE ³⁹
	Monitoreo, Reporte y Verificación – MRV	INGEI ⁴⁰
		Indicadores de política
		Desarrollar la herramienta
	Operatividad	Actualización y Vigilancia tecnológica
		Coordinación
Gobernanza	Gestión del Conocimiento	Investigación e información para todos los actores actuales y potenciales del sector.
		Estrategia de comunicación, sensibilización y posicionamiento del PI-GCCM-E
		Planeación
	Gestión financiera	Formación y capacitación
		Financiación estructura del PI-GCCM-E
Cooperación para el desarrollo resiliente y bajo carbono	Financiación para la Implementación de las acciones del PI-GCCM-E	
	Instrumentos económicos	
	Movilidad de cero y bajas emisiones	
		Compensaciones

Resolución 4-0072 de 2018 y Resolución 4-0483 de 2019 (Ministerio de Minas y Energía) Mecanismos para la implementación de las Redes Inteligentes de Energía

Estas normas dan lineamientos enfocados en la implementación de redes inteligentes y la creación de instrumentos de mercado que agilicen el despliegue de esta infraestructura. Este marco define la meta de implementar AMI para el 75% de los usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional para 2030.

Documentos adicionales para el sector energético

Decreto 1623 de 2015: Expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica

39 Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero (RENARE)

40 Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI)

Esta política da lineamientos de transformación frente a la planeación y a los modelos de negocio utilizados para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica

Decreto 884 de 2017: Implementación del Plan Nacional de Electrificación Rural

Este decreto da lineamientos para el diseño del Plan Nacional de Electrificación Rural, entre los que se destacan:

1. La ampliación de la cobertura eléctrica.
2. La promoción y aplicación de soluciones tecnológicas apropiadas de generación eléctrica, de acuerdo con las particularidades del medio rural y de las comunidades, para lo cual se utilizarán de manera preferente Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE.

3. La asistencia técnica y la promoción de las capacidades organizativas de las comunidades para propender por el mantenimiento y la sostenibilidad de las obras.
4. La capacitación en el uso adecuado de la energía para su sostenibilidad

Documentos de la misión transformación energética (2020): Mapa de ruta para implementar los ajustes requeridos en el mercado de energía eléctrica

La misión de transformación energética realizó un estudio detallado de temas transversales al sector eléctrico para garantizar la transformación energética colombiana. Estos estudios se dividieron en cinco líneas de trabajos incluyendo:

- Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico;
- El rol del gas en la transformación energética;
- Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos;
- Cierre de brechas, mejoramiento de la calidad y formulación eficiente de subsidios;
- Revisión del marco regulatorio e institucional.

Cada tema de estudio contiene una hoja de ruta para el corto plazo (de dos a cinco años) con recomendaciones y señales de transformación.

Informe final de análisis técnicos de fracturamiento hidráulico en Colombia

– Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y Sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal (2020)

Al momento de escribir este documento, el Ministerio de Minas y Energía se encuentra diseñando la normativa correspondiente para dar a inicio a los planes de piloto de *fracking*, de acuerdo con las recomendaciones emitidas por el panel de expertos independiente que preparó el estudio. Su recomendación final incluye:

Teniendo en cuenta que esta propuesta no es vinculante y que corresponden al gobierno tomar las decisiones que considere convenientes, la Comisión recomienda por consenso que previo a tomar la determinación de hacer o no *fracking* con propósitos comerciales en Colombia se debería cumplir las tres etapas mencionadas en la sección 14. Esto significa que, cumpliendo los requisitos mencionados a lo largo del documento, se recomienda avanzar con los PPII en las condiciones señaladas. En estas etapas se debe sortear una serie de requisitos para que, una vez cumplidos y según la evaluación de la experiencia del PPII, se pueda tomar la determinación de hacer o no *fracking* y, si se hace, de cómo y dónde hacerlo.⁴¹

41 Las etapas de las PPII se refieren a PROYECTO(S) PILOTO INTEGRAL(ES) DE INVESTIGACIÓN (PPII)

1. Etapa uno: Previa a la ejecución de un proyecto piloto de investigación integral (PPII), donde es necesario adelantar diversas actividades relacionados con temas sociales, técnicos e institucionales.

En este sentido, no se tiene certeza de la implementación de esta actividad y se debe estar alerta a los resultados de los proyectos piloto.

Señales para el sector transporte

Resolución 40177 de 2020 (Ministerio de Minas y Energía): Definición de bajas o cero emisiones

Esta resolución incluye varias definiciones relacionadas con los combustibles utilizados por el sector transporte. Estas definiciones precisan lo siguiente:

Energéticos de cero emisiones:

- Hidrógeno
- Vehículos eléctricos

Energéticos de bajas emisiones:

- Gas Natural
- GLP
- Gasolina, alcohol carburante, y sus mezclas. Con contenido de azufre máximo 50 PPM.
- Diésel, biodiésel y sus mezclas, con contenido de azufre máximo de 50 PPM

Así mismo, propone una hoja de ruta para a mejora en la calidad de combustibles gasolina, alcohol carburante, y sus mezclas en los que alcanzarán un contenido de azufre de máximo 10 ppm a partir

de 2031. Por su parte, el diésel, biodiésel y sus mezclas alcanzarán un contenido de azufre de máximo 10 ppm a partir de diciembre de 2025.

Resolución 40178 de 2020 (Ministerio de Minas y Energía): Programas piloto para usos de biocombustibles

Establece las condiciones para el desarrollo de programas piloto de uso de biocombustibles en vehículos automotores o fuentes móviles terrestres por parte de actores públicos y privados.

Resolución 5304 de 2019 (Ministerio de transporte e infraestructura)

Determina condiciones y procedimientos para la promoción de la modernización de vehículos de carga, así como facilidades en el registro de vehículos nuevos. De esta manera, se crea la opción de reconocimiento económico de hasta \$ 101.367.329⁴² de pesos colombianos para la renovación de vehículos de carga. Por otro lado, otorga descuentos en el registro de vehículos nuevos, entre otras medidas orientadas a la renovación del parque automotor.

Decreto 1116 de 2017 (Ministerio De Transporte e Infraestructura)

Establece que los impuestos de importación de vehículos eléctricos son de 0%, mientras que la importación de vehículos híbridos es de 5% hasta el año 2027. Ade-

2. Etapa dos: Simultánea con la ejecución de uno o varios PPII, usando técnicas de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal (FHPH) y en la cual se revisan, gestionan y complementan aspectos técnicos, sociales e institucionales.

3. Etapa tres: Se evalúan los resultados de las investigaciones realizadas y, de acuerdo con ello, se define la posibilidad de realizar proyectos de exploración y explotación comercial, usando la técnica del FHPH en algunos lugares y con tecnologías identificadas y controladas. Para mayor detalle se debe revisar el documento original disponible en <https://energiaevolucion.org/static/data/aba.pdf>

42 Datos a 2019.

más, los cargadores de vehículos eléctricos e híbridos enchufables tienen un impuesto del 5%, también hasta el año 2027.

Decreto 2051 de 2019 (Ministerio de transporte e infraestructura)

Este decreto complementa el 1116 de 2017, y otorga un impuesto de importación de 5% a vehículos impulsados por Gas Natural.

Documentos adicionales

Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica - Mapa de ruta para la transición hacia la movilidad eléctrica en Colombia.

La estrategia para la transición hacia la movilidad eléctrica entre los que se establece:

- a. Establecer el marco regulatorio y de política que asegure la promoción de la movilidad eléctrica en el país.
- b. Revisar y generar mecanismos económicos y de mercado necesarios para la promoción de la movilidad eléctrica en el país.
- c. Establecer los lineamientos técnicos a desarrollar para la promoción de tecnologías eléctricas en los diferentes segmentos carreteros.
- d. Definir las acciones que permitan el desarrollo de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos en el país.

Señales desde el Ministerio de Ciencia y Tecnología – Misión de sabios

La misión de sabios contratada por el Ministerio de Ciencia y Tecnología exploró sectores de alto potencial que pueden llevar a Colombia hacia un nuevo modelo productivo, sostenible y competitivo.

Además, busca impactos transversales en todos los sectores por la aplicación agresiva de tecnologías de propósito general (especialmente la digitalización). Las principales recomendaciones de la misión para el sector energético son:

- Creación de un Centro de Energía
- Necesidades de política y regulación
- Financiación y ecosistemas de financiación temprana

Estas recomendaciones fueron construidas a partir del análisis de tendencias mundiales y de la observación de potencial económico nacional. En este sentido, el documento menciona:

Tendencias mundiales:

- Los impactos del cambio climático;
- El avance tecnológico 'inevitable' en energía solar, eólica, almacenamiento e inteligencia artificial;
- La irrupción de nuevos modelos de negocio financiados por capital privado e intensivos en inteligencia de datos en tiempo real;
- La convergencia entre descentralización de soluciones energéticas, uso de las tecnologías de información y comunicaciones (internet de las cosas), y electrificación de procesos;
- El avance en la intercambiabilidad de las componentes de portadores energéticos (*energy carriers*), que permite a los residuos de biomasa tener un mayor papel en el portafolio energético que debe desarrollarse;
- Los avances en tecnología y creación de mercados mundiales en gas natural, que lo convierten en el 'hidrocarburo del sistema energético' y

- El gran potencial del hidrógeno para proveer energía densa y limpia

Además, realiza un análisis de barreras y oportunidades para la ciencia y tecnología en el sector resumida en la tabla 20:

Tabla 20.

Barreras y oportunidades para la ciencia, tecnología e innovación en el sector energético nacional (Minciencias)

	Barreras	Oportunidades
Fuentes de pago e instrumentos de financiación	<ul style="list-style-type: none"> • No hay gestión pública proactiva para aumentar fuentes ni innovar en instrumentos para agregar recursos • Empresas reguladas de energía invierten poco en CTI 	<ul style="list-style-type: none"> • Apoyo público a ciencia básica, cofinanciación de aplicaciones y emprendimiento • % de ingreso corporativo gravable para CTI
Organización industrial	<ul style="list-style-type: none"> • Sector oligopólico con escasa velocidad de adopción de tecnologías 	<ul style="list-style-type: none"> • Fomentar entrada de nuevos negocios y empoderar a prosumidores con reglas de acceso abierto y no discriminatorio de redes
Regulación	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación energética compleja, rezagada y conservadora • Altos costos de transacción para financiar, desarrollar nuevos negocios y proyectos CTI 	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación experimental (sandboxing) y favorable a innovación • Simplificación de procesos públicos y supervisión ex post en proyectos CTI
Institucionales	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de coordinación entre subsectores energéticos • Dispersión de fondos públicos en iniciativas del interés de los investigadores 	<ul style="list-style-type: none"> • Política energética de portafolio; planeación integrada de recursos • Financiación de CTI por misiones
Capacidades	<ul style="list-style-type: none"> • Escasez de talento para aprovechar cambio tecnológico y desarrollar negocios • Gobernanza inadecuada para la interacción entre talento y generación de conocimiento útil 	<ul style="list-style-type: none"> • Doctorados nacionales • Centro para la Transición Energética que sirva de enlace entre universidades e industria
Sociales y culturales	<ul style="list-style-type: none"> • Desconocimiento del cambio tecnológico acelerado en energía y su impacto • Diseños urbanos e industriales deficitarios en circularidad y eficiencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Apropiación social de CTI, reconocimiento de líderes tecnológicos • Cambios de normas urbanísticas y estándares, con diálogo y apoyo público en Ciudades Inteligentes

En este sentido, la misión se propone las siguientes metas:

Energía

- Crear cinco empresas de base tecnológica en instrumentación, control y equipos para la transición energética con proyección exportadora.
- Crear cinco empresas de biorrefinerías con proyección exportadora.
- Apoyar la transferencia y adopción de tecnologías para cinco ciudades inteligentes y sostenibles en Colombia.

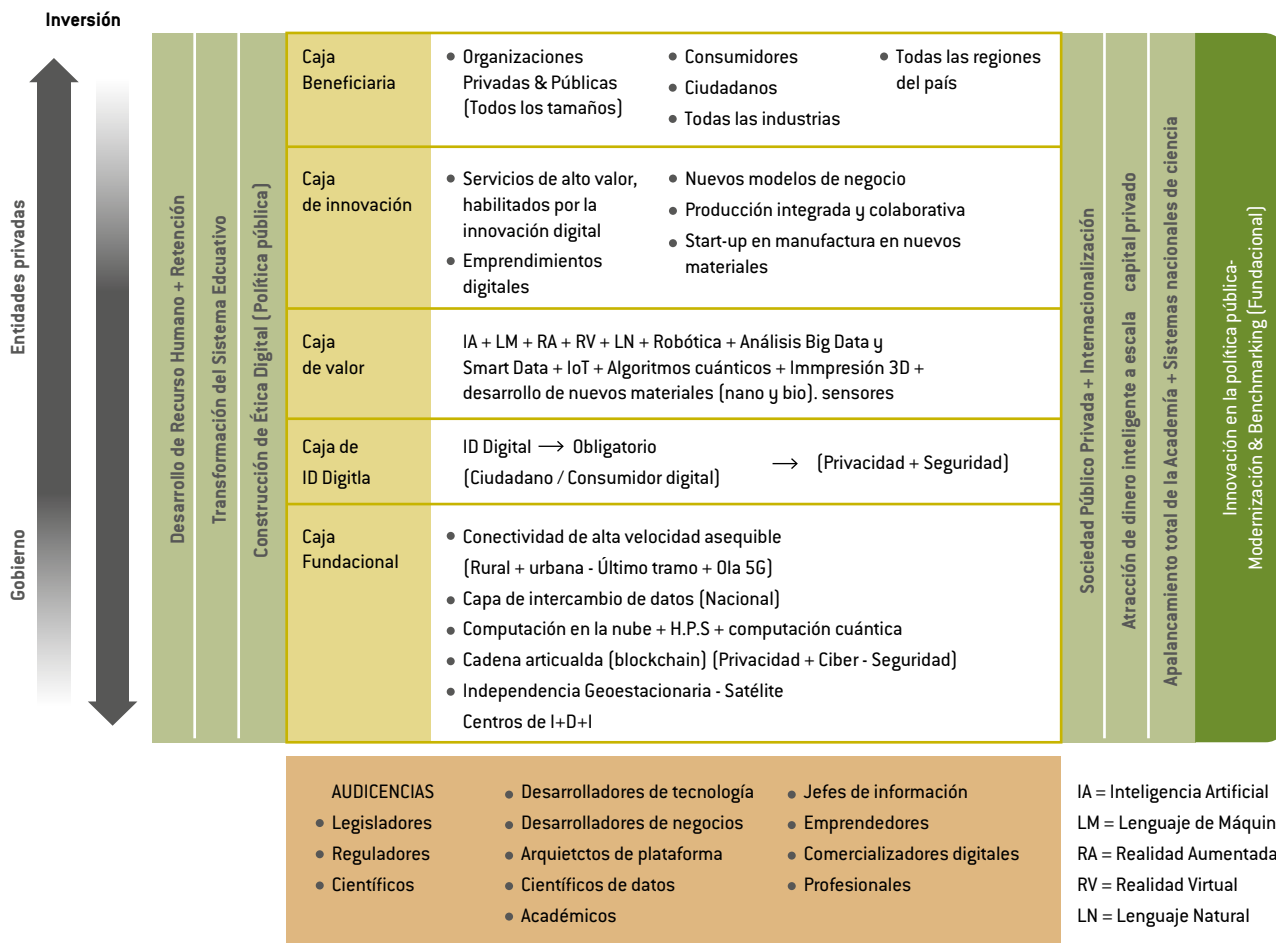
Además, la misión de sabios le envía la señal al sector de agro y agroindustria de aprovechar la biomasa sólida y líquida para aumentar de 9% a 15% su participación en la producción de energía.

Por otro lado, el documento incluye un análisis de la arquitectura de innovación digital dividido en cinco capas, en las cuales el sector energético tiene oportunidades de agregar valor a su modelo de negocio (ver [ilustración 55](#)).

Ilustración 55.

Arquitectura crítica para la Innovación y la oportunidad global

Fuente: Minciencias



ANEXO 3. ANÁLISIS POBLACIONAL

Para la modelación de los escenarios del PEN se utiliza la serie de población proyectada por Naciones Unidas - UN⁴³. De acuerdo con estas cifras, en el año 2050 Colombia tendrá cerca de 56 millones de habitantes, lo que implica una tasa de cre-

cimiento de 0,3% anual promedio, inferior en 62 puntos básicos a la presentada en el período 2005 – 2018, de acuerdo con las cifras del Censo Nacional de Población y Viviendas de 2018, CNPV. Estas cifras de proyección de población, con respecto a las producidas por el DANE⁴⁴ a 2050 difieren en un 10%.

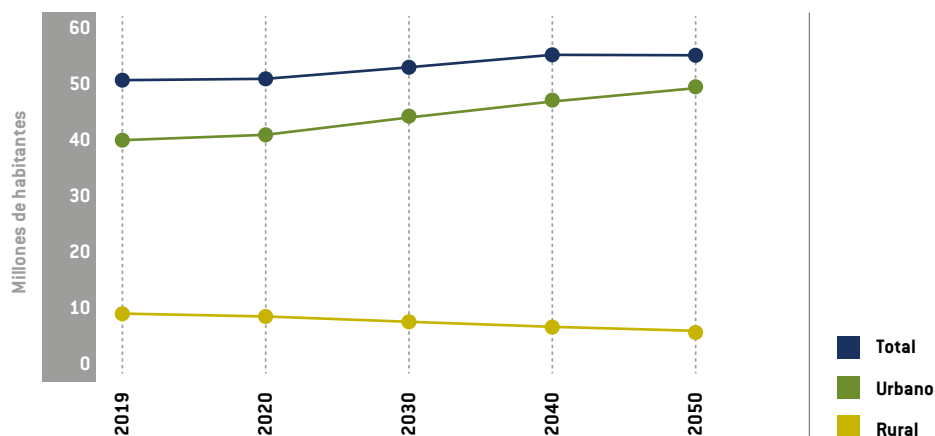
43 World Population Prospects 2019. Naciones Unidas. 2019. En línea: <https://population.un.org/wpp/>

44 Proyecciones de población. DANE. Octubre 2020. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>

Ilustración 56.

Proyección de población Colombia

Fuente: Cálculos UPME a partir de datos históricos DANE y Proyecciones Naciones Unidas



En cuanto al número de hogares y su distribución en las áreas urbanas y rurales, la UPME realizó un ejercicio de distribución teniendo en cuenta la información histórica que resulta en la Ilustración 56.

Como se aprecia en la Ilustración 56, en un período de 30 años la población aumentará en aproximadamente 6 millones, que se traduce en un crecimiento de 9,97%, impulsado por el aumento de 19,82% de la población en las áreas urbanas, que pasarán de tener una participación de alrededor del 80% en el total, a un 88% en 2050. Las áreas rurales por su parte tendrán una contracción de 32% en su número de habitantes.

Este mismo comportamiento se presenta en el número de hogares. Para el año 2050 se proyecta que alcance los 21 millones (ver Ilustración 57), con un creci-

miento de 18,54% en los hogares urbanos y una reducción de 17,9% en zonas rurales.

Estas dinámicas en la población afectan directamente el consumo de los energéticos del sector ya que, sin incluir supuestos de sustitución o eficiencia, se espera que la leña, que es utilizada mayormente en el campo, disminuya su participación en la canasta, mientras que se espera un leve aumento en la energía eléctrica y gas natural, por ser los más utilizados actualmente en las áreas urbanas.

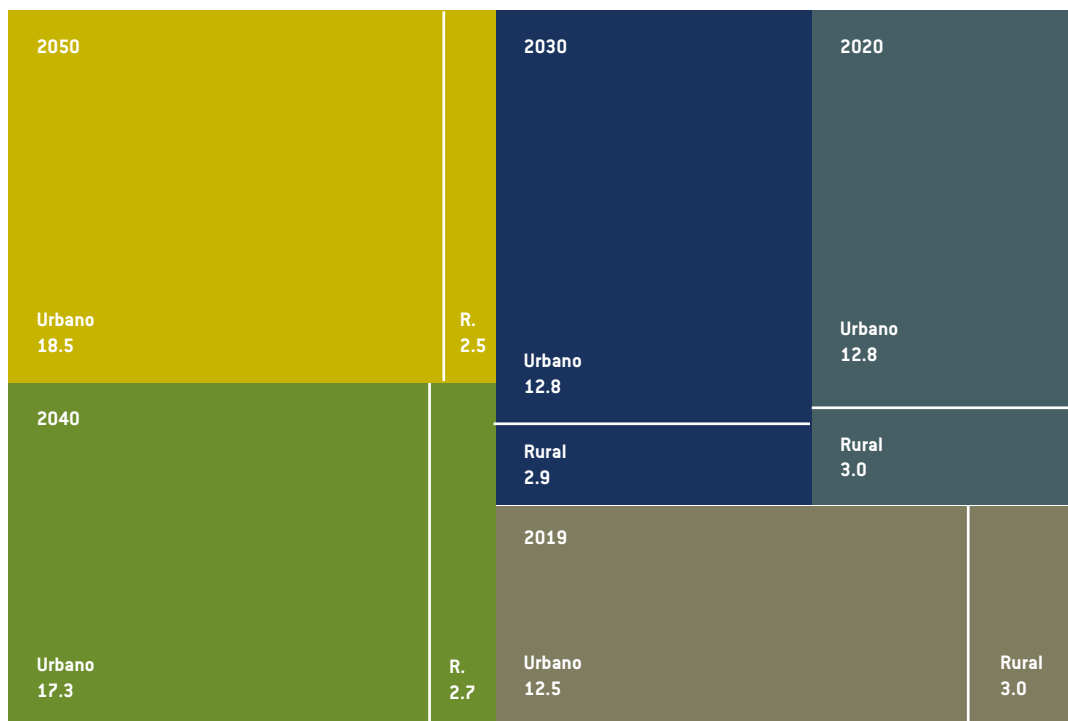
Aunque hay otras variables demográficas⁴⁵ como el porcentaje de mujeres (51,2%) y hombres (48,8%), la tasa de alfabetismo (97,7% en mujeres y 95,7% en hombres entre los 15 y 24 años) o la composición por grupos etarios (68,2% de la población en edades entre los 15 y los 64 años), en la actualidad no se cuenta con estudios de caracterización energética

45 Censo nacional de población y vivienda 2018. DANE, 2018. En línea: <https://www.dane.gov.co/files/censo2018/infografias/info-CNPC-2018total-nal-colombia.pdf>

Ilustración 57.

Proyección de hogares (millones de hogares)

Fuente: Cálculos UPME a partir de datos históricos DANE y Proyecciones Naciones Unidas



con ese nivel de detalle, y por este motivo no son tenidas en cuenta para el análisis de los escenarios del PEN.

ANEXO 4. ESCENARIOS DE CRECIMIENTO MACROECONÓMICO.

Información

Para la construcción de escenarios macroeconómicos de crecimiento, se toma información procedente de fuentes oficiales, entidades de investigación y firmas de inteligencia de mercados con las cuáles la UPME cuenta con suscripción. A continuación, se listan las fuentes de información consultadas:

Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE)

- Cuentas Nacionales Trimestrales (PIB Enfoque Oferta, PIB Enfoque Gasto).
- Índice de Seguimiento de la Actividad Económica (ISE). Periodicidad Mensual.
- Gran Encuesta Integrada de Hogares. Periodicidad Mensual.
- Cuentas Nacionales Departamentales. Periodicidad Anual.
- Encuesta Mensual Manufacturera con enfoque territorial
- Índice de Producción Industrial. Periodicidad Mensual.
- Encuesta de Pulso Empresarial. Periodicidad Mensual.

- Encuesta de Pulso Social. Periodicidad Mensual.
- Banco de la República
- Encuesta Mensual de Expectativas Inflación y Tasa de Cambio. Periodicidad Mensual.
- Encuesta Trimestral Analistas Económicos sobre Previsiones PIB. Periodicidad Trimestral

Fedesarrollo

- Encuesta de Opinión Empresarial. Periodicidad Mensual.
- Encuesta de Opinión del Consumidor. Periodicidad Mensual.

Wood Mackenzie

- Macro – Oils: Histórico – Proyecciones de Corto – Largo Plazo Precios Internacionales Petróleo y Gas Natural. Periodicidad Mensual (corto plazo, previsiones a 5 años) y Semestral (largo plazo, previsiones a 15 años)

De igual forma, la proyección del PIB utiliza la información sobre indicadores líderes, por su correlación con el crecimiento económico y la dinámica del ciclo económico y por disponerse de ellos con periodicidad mensual. Las variables consideradas para la proyección del PIB fueron:

- a. Índice de Producción Industrial
- b. Índice de Producción Real
- c. Demanda de Electricidad (Información Suministrada por XM)
- d. Demanda de Gas Natural (Información Suministrada por CONCENTRA y la Bolsa Mercantil)
- e. Demanda de Combustibles Líquidos (Información Suministrada por SICOM – MHCP)

- f. Producción Mensual de Café (Información tomada de Federación Nacional de Cafeteros)
- g. Precios del Petróleo: Referencia Brent
- h. Precios del Carbón: Referencia ARA
- i. Precios de Gas Natural: Referencia Henry Hub
- j. Licencias de Construcción (Área en metros cuadrados)
- k. Índice de ventas del comercio al por menor
- l. Cartera bruta sector bancario
- m. Venta de vehículos

Metodología

La proyección del PIB Colombia 2020-2050, considera los siguientes pasos:

- a. Se parte de dos series históricas trimestral y anual de cada sector económico, en precios constantes (Miles de millones de pesos de 2015 – COP MM 2015), lo que permite estimar el PIB real y el crecimiento de la economía.
- b. Se define una metodología de estimación, para construir una serie de proyecciones (no menos de diez, para escoger varios escenarios) en niveles (largo plazo) y en tasas de crecimiento (corto plazo), para cada uno de los doce sectores económicos: Agricultura, Minería, Industria, Construcción, Comercio (Incluye Transporte), Suministro de Electricidad – Gas Natural – Agua y Alcantarillado, Financiero, Inmobiliario, Comunicaciones, Profesionales, Administración Pública, Entretenimiento.
- c. Para las proyecciones de corto plazo, se estiman modelos de vectores

- autorregresivos – VAR. En el caso de los modelos VAR, se construye cada VAR para cada sector económico, tomando como variables, el crecimiento interanual de cada sector para cada trimestre y el crecimiento interanual (también para cada trimestre) de uno o dos indicadores líderes asociados al sector. Se asumen que las series de PIB sectorial no son estacionarias que fluctúen alrededor de una media), por lo que deben diferenciarse la frecuencia de los datos observados es trimestral.
- d. Para aquellos sectores en los que no hay un indicador líder con un número suficiente de observaciones se utiliza un modelo ARIMA. Para ello, se parte de la diferenciación de las series, para hacerlas estacionarias (con media y varianza constante en su término de error) con el objetivo que el pronóstico obtenido tenga convergencia a un valor a largo plazo (Reversión a la media).
- Con la técnica de Box – Jenkins (Correlogramas), y pruebas de raíz unitaria, a calibrar los componentes autorregresivos (Componentes AR) y los componentes de media móvil (Componentes MA), para obtener el mejor ARIMA posible, minimizando tanto el error, como los criterios de información de Akaike y Schwartz.
- e. En el caso de las proyecciones obtenidas a partir de modelos VAR y modelos ARIMA, se encadenan los valores de los últimos cuatro trimestres observados (en niveles), con la tasa estimada de crecimiento de los próximos 4 trimestres. De esta manera, y haciendo este cálculo de forma recursiva (para los siguientes trimestres), se obtiene la serie proyectada de cada sector 2020-2050.
- f. En el caso de las proyecciones obtenidas a partir de modelos VEC, se encadenan los valores de los últimos trimestres observados (en niveles), con el dato estimado para el siguiente trimestre. De esta manera, y haciendo este cálculo de forma recursiva (para los siguientes trimestres), se obtiene la serie proyectada de cada sector 2020-2050.
- g. Una vez se han construido las series proyectadas para cada sector económico, se escogen los cuatro Escenarios más consistentes: Base (*Benchmark*), Alto (Optimista), Bajo (Pesimista), Alternativo. La consistencia de cada escenario está determinada por la factibilidad de la estimación obtenida, y el desempeño histórico de la serie.
- h. Se procede a sumar los PIB de cada uno de los trece sectores ($n=12$), agrupados por escenario, para obtener el PIB Total (PIB Enfoque Oferta), y a partir de este resultado, el crecimiento económico anual, el crecimiento económico interanual por trimestre y las participaciones de cada sector en el PIB Total.

Medición del impacto por COVID-19 en las proyecciones

La metodología descrita en la sección anterior permite, bajo condiciones de normalidad (operación al 100% de los sectores económicos) pronosticar el crecimiento

de la economía colombiana a corto y mediano plazo. Sin embargo, con la Pandemia de la COVID-19 se presentó el más fuerte choque externo que la economía colombiana ha presentado. El Gobierno de Colombia, como la mayoría de los países a nivel mundial, debió decretar un estado de Emergencia Sanitaria, en el cual se estableció una cuarentena estricta para toda la población, con el propósito de reducir la transmisión del virus, para posteriormente comenzar a reactivar de forma gradual los sectores económicos.

Las medidas adoptadas llevaron a restringir por el lado de la oferta, la capacidad de producción, lo que implica establecer un límite en el crecimiento que cada sector de la economía pudiera alcanzar. Para modelar este escenario no previsto, se procedió a construir una matriz de coeficientes entre 0 y 1 para cada uno de los doce sectores económicos, que mida el grado de apertura que tendrá cada sector consistente con su exposición a la pandemia, considerando que hay sectores económi-

cos que por su modo de operar y generar ingresos, son más vulnerables a otros y tienen una mayor restricción para crecer por las medidas de distanciamiento social (Industria, Construcción, Comercio (Incluye Transporte⁴⁶), Administración Pública y Servicios Sociales⁴⁷, Entretenimiento⁴⁸).

La estimación de estos coeficientes se hizo bajo simulaciones en diferentes escenarios de restricción de la pandemia, a partir de supuestos elaborados por el Departamento Nacional de Planeación (DNP), DANE, el conocimiento experto de la UPME (reestimando el PIB potencial⁴⁹ de cada sector y dividiéndolo por el PIB Potencial sin pandemia, es decir, el escenario previsto para el PEN 2050 que se construyó en 2019) y considerando una duración de la pandemia mínima de 7 trimestres a partir de abril de 2020 (terminando en diciembre de 2021) y hasta 11 trimestres (terminando en diciembre de 2022), donde el fin de la pandemia, o al menos de las medidas de distanciamiento social implementadas durante la emergencia sanitaria.

46 Hasta el 31 de agosto de 2020, en el territorio colombiano estuvo prohibida, por disposición del Gobierno y las autoridades locales, toda actividad aérea comercial y el transporte intermunicipal, así como se restringió el uso del vehículo particular (solo permitido con fines de abastecimiento de víveres y atención de emergencias médicas o de actividades de apoyo para el control de la pandemia), hecho que llevó a una reducción drástica de la demanda de combustibles líquidos, así como generó una contracción en la producción de autopartes y ensamblaje de vehículos, en el orden nacional.

47 Incluye educación en todos los niveles de formación, la cual, durante la pandemia, ha sido virtual.

48 Actividades de recreación, cine, conciertos, eventos deportivos, que por la pandemia fueron prohibidos hasta agosto 31 de 2020, cuando finalizó la cuarentena, y que posteriormente se permitieron de nuevo realizar por parte del Gobierno Nacional, bajo la condición de un aforo del 30%, y bajo condiciones que minimizaran la posibilidad de contacto físico, lo que en el caso del cine, conciertos y teatro, llevó al uso de plataformas virtuales y la adecuación de espacios físicos amplios para permitir que los eventos, pudieran ser llevados a cabo, exigiendo que las personas estuvieran al interior de vehículos particulares.

49 Se estima a partir de la técnica del Filtro de Holdrick – Prescott.

Tabla 21.

Matriz coeficientes de apertura actividad económica por sectores en Colombia durante el tiempo estimado de duración de la pandemia de la COVID-19

Trim	Agro	Mina	Indu	Elec	Cons	Come	Comu	Fina	Immo	Profe	Adm Pub	Entre	PIB Total
2020Q1	$\alpha_{1,1}$	$\alpha_{1,2}$	$\alpha_{1,3}$	$\alpha_{1,4}$	$\alpha_{1,5}$	$\alpha_{1,6}$	$\alpha_{1,7}$	$\alpha_{1,8}$	$\alpha_{1,9}$	$\alpha_{1,11}$	$\alpha_{1,11}$	$\alpha_{1,12}$	$\alpha_{1,13}$
2020Q2	$\alpha_{2,11}$	$\alpha_{2,2}$	$\alpha_{2,3}$	$\alpha_{2,4}$	$\alpha_{2,5}$	$\alpha_{2,6}$	$\alpha_{2,7}$	$\alpha_{2,8}$	$\alpha_{2,9}$	$\alpha_{2,11}$	$\alpha_{2,11}$	$\alpha_{2,12}$	$\alpha_{2,13}$
2020Q3	$\alpha_{3,11}$	$\alpha_{3,2}$	$\alpha_{3,3}$	$\alpha_{3,4}$	$\alpha_{3,5}$	$\alpha_{3,6}$	$\alpha_{3,7}$	$\alpha_{3,8}$	$\alpha_{3,9}$	$\alpha_{3,11}$	$\alpha_{3,11}$	$\alpha_{3,12}$	$\alpha_{3,13}$
2020Q4	$\alpha_{4,11}$	$\alpha_{4,2}$	$\alpha_{4,3}$	$\alpha_{4,4}$	$\alpha_{4,5}$	$\alpha_{4,6}$	$\alpha_{4,7}$	$\alpha_{4,8}$	$\alpha_{4,9}$	$\alpha_{4,11}$	$\alpha_{4,11}$	$\alpha_{4,12}$	$\alpha_{4,13}$
20221Q1	$\alpha_{5,11}$	$\alpha_{5,2}$	$\alpha_{5,3}$	$\alpha_{5,4}$	$\alpha_{5,5}$	$\alpha_{5,6}$	$\alpha_{5,7}$	$\alpha_{5,8}$	$\alpha_{5,9}$	$\alpha_{5,11}$	$\alpha_{5,11}$	$\alpha_{5,12}$	$\alpha_{5,13}$
2020Q2	$\alpha_{6,11}$	$\alpha_{6,2}$	$\alpha_{6,3}$	$\alpha_{6,4}$	$\alpha_{6,5}$	$\alpha_{6,6}$	$\alpha_{6,7}$	$\alpha_{6,8}$	$\alpha_{6,9}$	$\alpha_{6,11}$	$\alpha_{6,11}$	$\alpha_{6,12}$	$\alpha_{6,13}$
2020Q3	$\alpha_{7,11}$	$\alpha_{7,2}$	$\alpha_{7,3}$	$\alpha_{7,4}$	$\alpha_{7,5}$	$\alpha_{7,6}$	$\alpha_{7,7}$	$\alpha_{7,8}$	$\alpha_{7,9}$	$\alpha_{7,11}$	$\alpha_{7,11}$	$\alpha_{7,12}$	$\alpha_{7,13}$
2020Q4	$\alpha_{8,11}$	$\alpha_{8,2}$	$\alpha_{8,3}$	$\alpha_{8,4}$	$\alpha_{8,5}$	$\alpha_{8,6}$	$\alpha_{8,7}$	$\alpha_{8,8}$	$\alpha_{8,9}$	$\alpha_{8,11}$	$\alpha_{8,11}$	$\alpha_{8,12}$	$\alpha_{8,13}$

Donde $0 \leq \alpha_{ij} \leq 1$

Abreviatura	Sector económico	Abreviatura	Sector económico	Abreviatura	Sector económico
Agro	Agricultura	Cons	Construcción	Inmob	Inmobiliario
Mina	Minería	Come	Comercio	Profes	Profesional
Indu	Industria	Comu	Comunicaciones	Adm Pub	Administración pública
Elec	Suministro EE, GN y agua	Financ	Financiero	Entre	Entrenamiento

Entre más optimista un escenario, el coeficiente de apertura del sector es más cercano a 1 y bajo normalidad, es igual a 1. Entre menos optimista es un escenario, el coeficiente será cercano a 0.

Nombrando R la matriz de coeficientes de apertura de los sectores económicos durante el tiempo estimado de afectación por la pandemia de la COVID-19, descrita en el cuadro 1, la estimación del PIB COVID-19 por sectores, en el escenario k, es, el producto del vector fila de proyecciones del PIB sectorial en el escenario k (una fila por 8 columnas que corresponden a los trimestres de 2020 y 2021) con el vector columna de coeficientes de apertura (de ocho filas –que corresponden a los trimestres de 2020 y 2021– y una columna)

$$PIB_{COVID\ k,t} = PIB_{i,t} * R \quad (9)$$

El PIB Total durante la presencia de la pandemia de la COVID-19, será la suma de los doce PIB sectoriales en los escenarios estimados bajo la pandemia

$$PIB_{COVID\ k,t} = \sum_{k=2}^{12} PIB_{COVID\ k,t} \quad (10)$$

Supuestos macroeconómicos

Para la construcción de los escenarios de crecimiento económico del PIB, se parte de los siguientes supuestos:

- Trayectoria de la tasa de cambio (COP/USD) entre COP 3500 y COP 5000.
- Contracción económica promedio en 2020 de las economías desarrolladas entre -6 % y -10 %.
- Precio del barril de petróleo Referencia Brent entre USD 20/ Barril y USD

50/ Barril, en el periodo 2020- 2022. El nivel de largo plazo de precios se ubica alrededor de USD 45/ Barril.

- La variable determinante en la diferenciación de los escenarios de crecimiento económico es el grado de apertura de los sectores económicos.

Principales resultados

Para la estimación de los escenarios del PIB bajo pandemia, se construyeron cuatro proyecciones: base, alto (optimista), bajo (pesimista) y alterno (un escenario intermedio que oscila entre los escenarios pesimista y optimista, distinto del escenario promedio).

Este ejercicio de proyección del PIB COVID-19 se realizó estando en cuarentena bajo aislamiento preventivo de toda su población y con un alto grado de incertidumbre, ante la ausencia de eventos precedentes similares, que estuvieran acompañados de un historial estadístico.

Los coeficientes de apertura para los cuatro escenarios escogidos (Cuadros 1 – 5) tomaron como base, el uso de mano de obra (porcentaje de población ocupada que corresponde a cada sector) y las restricciones que discrecionalmente cada sector debió enfrentar, de acuerdo con el Decreto 457 del 22 de marzo de 2020⁵⁰.

Los resultados obtenidos en previsiones de crecimiento son los mismos que fueron incorporados en la proyección de demanda de energéticos en el Informe Es-

pecial ante al emergencia por la COVID-19, que se publicó el 30 de junio de 2020.

En los escenarios base, optimista, y alterno, los sectores económicos volverían a la normalidad (apertura del 100% como estaban hasta la tercera semana de marzo de 2020) en el cuarto trimestre de 2021. Esto se sustenta en la disponibilidad de una vacuna para aplicar en población de alto riesgo y personal médico.

- En el escenario pesimista, el retorno a la normalidad, con la plena apertura de los sectores económicos, se daría en el cuarto trimestre de 2023. La diferencia de dos años se justifica por los retrasos que pueden presentarse en la obtención de la vacuna que sea aprobada para ser aplicada en la población por parte de la Organización Mundial de la Salud (OMS), el Ministerio de Salud, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y el Gobierno Nacional.
- En el escenario base, la actividad económica estaría con un grado de apertura del 82%, al finalizar 2020. El 100% de apertura se alcanza en el cuarto trimestre de 2021 (2021Q4).
- En el escenario optimista, la actividad económica estaría con un grado de apertura del 89%, al finalizar 2020.
- En el escenario pesimista, la actividad económica estaría con un grado de apertura del 78%, al finalizar 2020.
- Actividades profesionales y entretenimiento, serían los sectores económicos con más rezago para retornar a un grado de apertura del 100%.

⁵⁰ “Por el cual se imparten instrucciones en virtud de la emergencia sanitaria generada por la pandemia del Coronavirus COVID-19 y el mantenimiento del orden público”.

- En el caso del sector minero, el grado de apertura al finalizar 2020, en el escenario base se llegaría al 80%; en el escenario optimista 86%, en el escenario pesimista 70%.
- En el caso del sector de Suministro de Electricidad, Gas Natural y Agua, el grado de apertura al finalizar 2020, en el escenario base se llegaría al 90%; en el escenario optimista 93%, en el escenario pesimista 85%.
- El crecimiento económico anual de la economía colombiana, en el escenario base en 2020, se ubicaría en un rango entre - 10.5% y - 2.8%, siendo el escenario base - 5.8%. En 2021 se crecería entre 2.9% y 5.3%
- El crecimiento económico promedio para 2020 es -6,6 %. Para 2021, se espera un crecimiento promedio anual de 4 %.
- El PIB retornaría a niveles pre-COVID-19 en 2022 en los escenarios base, optimista y alterno, y en 2023 en el escenario pesimista.
- En 2024 la economía colombiana retornaría a su senda de crecimiento de largo plazo: 3 % en el escenario base, 3,7 % en el escenario optimista, 2,8% en el escenario pesimista, y 3,2 % en el escenario alterno

Tabla 22.

Escenario base coeficientes de apertura durante pandemia COVID-19. Normalidad retorna 2021Q4
(Cálculos Propios Subdirección de Demanda)

Trim	Agro	Mina	Indu	Elec	Cons	Come	Comu	Fina	Immo	Profe	Adm Pub	Entre	PIB Total
2020Q1	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
2020Q2	0,80	0,69	0,75	0,80	0,70	0,71	0,80	0,70	0,70	0,60	0,90	0,20	0,73
2020Q3	0,85	0,70	0,80	0,85	0,75	0,75	0,85	0,85	0,77	0,65	0,90	0,20	0,77
2020Q4	0,85	0,80	0,85	0,90	0,80	0,76	0,90	0,90	0,82	0,70	0,90	0,50	0,82
2021Q1	0,90	0,85	0,90	0,95	0,85	0,83	1,00	0,90	0,86	0,80	1,00	0,60	0,88
2021Q2	0,90	0,90	0,95	0,95	0,90	0,90	1,00	0,95	0,91	0,90	1,00	0,70	0,93
2021Q3	0,95	1,00	0,95	1,00	1,00	0,95	1,00	1,00	1,00	0,95	1,00	0,80	0,97
2021Q4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	1,00

Tabla 23.

Escenario optimista coeficientes de apertura durante pandemia COVID-19. Normalidad retorna 2021Q4
(Cálculos Propios Subdirección de Demanda)

Trim	Agro	Mina	Indu	Elec	Cons	Come	Comu	Fina	Immo	Profe	Adm Pub	Entre	PIB Total
2020Q1	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
2020Q2	0,86	0,77	0,85	0,89	0,80	0,79	0,91	0,86	0,81	0,73	0,95	0,25	0,82
2020Q3	0,89	0,84	0,89	0,92	0,86	0,84	0,94	0,90	0,87	0,80	0,96	0,40	0,87
2020Q4	0,91	0,86	0,90	0,93	0,88	0,86	0,94	0,91	0,88	0,83	0,96	0,61	0,89
2021Q1	0,94	0,92	0,94	0,96	0,92	0,91	0,97	0,96	0,93	0,89	0,98	0,75	0,93

Trim	Agro	Mina	Indu	Elec	Cons	Come	Comu	Fina	Immo	Profe	Adm Pub	Entre	PIB Total
2021Q2	0,96	0,98	0,98	0,99	0,98	0,96	1,00	0,99	0,98	0,96	1,00	0,85	0,97
2021Q3	0,99	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	0,93	0,99
2021Q4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	1,00

Fuente: Cálculos Propios Subdirección de Demanda

Tabla 24.

Escenario pesimista coeficientes de apertura durante pandemia COVID-19. Normalidad retorna 2023Q4 (Cálculos Propios Subdirección de Demanda)

Trim	Agro	Mina	Indu	Elec	Cons	Come	Comu	Fina	Immo	Profe	Adm Pub	Entre	PIB Total
2020Q1	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
2020Q2	0,75	0,55	0,70	0,75	0,65	0,66	0,80	0,65	0,65	0,55	0,90	0,10	0,68
2020Q3	0,80	0,60	0,75	0,80	0,70	0,71	0,85	0,70	0,70	0,60	0,90	0,40	0,73
2020Q4	0,85	0,70	0,80	0,85	0,75	0,75	0,90	0,85	0,77	0,65	0,90	0,50	0,78
2021Q1	0,85	0,80	0,85	0,90	0,80	0,76	0,90	0,90	0,82	0,70	0,90	0,50	0,82
2021Q2	0,85	0,70	0,80	0,85	0,75	0,75	1,00	0,85	0,77	0,65	1,00	0,60	0,81
2021Q3	0,90	0,85	0,90	0,95	0,85	0,83	1,00	0,90	0,86	0,80	1,00	0,70	0,88
2021Q4	0,90	0,90	0,95	0,95	0,90	0,90	1,00	0,95	0,91	0,90	1,00	0,90	0,94
2022Q1	0,85	0,70	0,80	0,85	0,75	0,75	0,85	0,85	0,77	0,65	0,90	0,20	0,77
2022Q2	0,85	0,80	0,85	0,90	0,80	0,76	0,90	0,90	0,82	0,70	0,90	0,50	0,82
2022Q3	0,90	0,85	0,90	0,95	0,85	0,83	1,00	0,90	0,86	0,80	1,00	0,60	0,88
2022Q4	0,90	0,90	0,95	0,95	0,90	0,90	1,00	0,95	0,91	0,90	1,00	0,70	0,93
2023Q1	0,90	1,00	0,95	1,00	1,00	0,95	1,00	1,00	1,00	0,95	1,00	0,80	0,97
2023Q2	0,90	0,85	0,90	0,95	0,85	0,83	1,00	0,90	0,86	0,80	1,00	0,60	0,88
2023Q3	0,90	0,90	0,95	0,95	0,90	0,90	1,00	0,95	0,91	0,90	1,00	0,70	0,93
2023Q4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Tabla 25.

Escenario alterno. Matriz coeficientes de apertura actividad económica por sectores en Colombia durante el tiempo estimado de duración de la pandemia de la COVID-19. (Cálculos Propios Subdirección de Demanda)

Trim	Agro	Mina	Indu	Elec	Cons	Come	Comu	Fina	Immo	Profe	Adm Pub	Entre	PIB Total
2020Q1	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
2020Q2	0,80	0,60	0,75	0,80	0,70	0,71	0,80	0,70	0,70	0,60	0,90	0,25	0,72
2020Q3	0,85	0,80	0,85	0,90	0,80	0,76	0,90	0,90	0,82	0,70	0,90	0,50	0,82
2020Q4	0,90	0,90	0,95	0,95	0,90	0,90	1,00	0,95	0,91	0,90	1,00	0,80	0,93
2021Q1	0,94	0,92	0,94	0,96	0,92	0,91	0,97	0,96	0,93	0,89	0,98	0,75	0,93
2021Q2	0,90	0,90	0,95	0,95	0,90	0,90	1,00	0,95	0,91	0,90	1,00	0,80	0,93
2021Q3	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	1,00
2021Q4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	1,00

Tabla 26.

Resumen escenarios crecimiento PIB durante COVID-19. Junio 2020.

(Cálculos Propios Subdirección de Demanda)

Año	Proyección (billones de pesos 2015)						Crecimiento (%)					
	Pre-COVID (Dic. 2019)	COVID-19			Promedio Mayo 2020	Pre-COVID (Dic. 2019)	COVID-19			Promedio Mayo 2020		
		Abril 2020	Mayo 2020				Abril 2020	Mayo 2020				
Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo							
2020	915,9	869,0	830,4	856,4	789,2	822,9	3,8 %	-1,5 %	-5,8 %	-2,8 %	-10,5 %	-6,6 %
2021	953,4	898,2	861,8	902,2	811,9	855,6	4,1 %	3,4 %	3,8 %	5,3 %	2,9 %	4,0 %
2022	993,4	934,3	912,8	939,8	838,9	893,5	4,2 %	4,0 %	5,9 %	4,2 %	3,3 %	4,4 %
2023	1030,9	973,4	943,7	975,2	865,9	925,1	3,8 %	4,2 %	3,4 %	3,8 %	3,2 %	3,5 %
2024	1069,9	1010,2	978,9	1011,9	892,4	958,1	3,8 %	3,8 %	3,7 %	3,8 %	3,1 %	3,6 %
2025	1109,9	1048,4	1015,2	1049,7	919,7	992,1	3,7 %	3,8 %	3,7 %	3,7 %	3,1 %	3,5 %
2026	1151,4	1087,6	1052,8	1088,9	947,2	1027,2	3,7 %	3,7 %	3,7 %	3,7 %	3,0 %	3,5 %

Tabla 27.

Resumen escenarios crecimiento PIB bajo COVID-19. Noviembre 2020.

(Cálculos Propios Subdirección de Demanda)

Año	Proyección (billones de pesos 2015)						Crecimiento (%)					
	Pre-COVID (Dic. 2019)	COVID-19			Promedio Noviembre 2020	Pre-COVID (Dic. 2019)	COVID-19			Promedio Noviembre 2020		
		Mayo 2020	Noviembre 2020				Mayo 2020	Noviembre 2020				
Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo							
2020	915,9	822,9	830,7	828,8	807,5	818,4	3,8 %	-6,6 %	-5,8 %	-6,0 %	-8,4 %	-7,1 %
2021	953,4	855,6	861,9	897,7	808,1	855,5	4,1 %	4,0 %	3,8 %	8,3 %	0,1 %	4,5 %
2022	993,4	893,5	898,8	935,1	835,0	892,8	4,2 %	4,4 %	4,3 %	4,2 %	3,3 %	4,4 %
2023	1030,9	925,1	929,2	970,3	861,9	923,8	3,8 %	3,5 %	3,4 %	3,8 %	3,2 %	3,5 %
2024	1069,9	958,1	964,0	1006,8	888,3	956,2	3,8 %	3,6 %	3,7 %	3,8 %	3,1 %	3,5 %
2025	1109,9	992,1	999,7	1044,5	915,4	989,7	3,7 %	3,5 %	3,7 %	3,7 %	3,1 %	3,5 %
2026	1151,4	1027,2	1036,8	1083,4	942,8	1024,1	3,7 %	3,5 %	3,7 %	3,7 %	3,0 %	3,5 %

Ilustración 58.

Escenario Base PIB . Trayectoria PIB Real ex, ante y pos-pandemia COVID-19.
Cifras en billones de pesos colombianos de 2015

Fuente: Elaboración propia

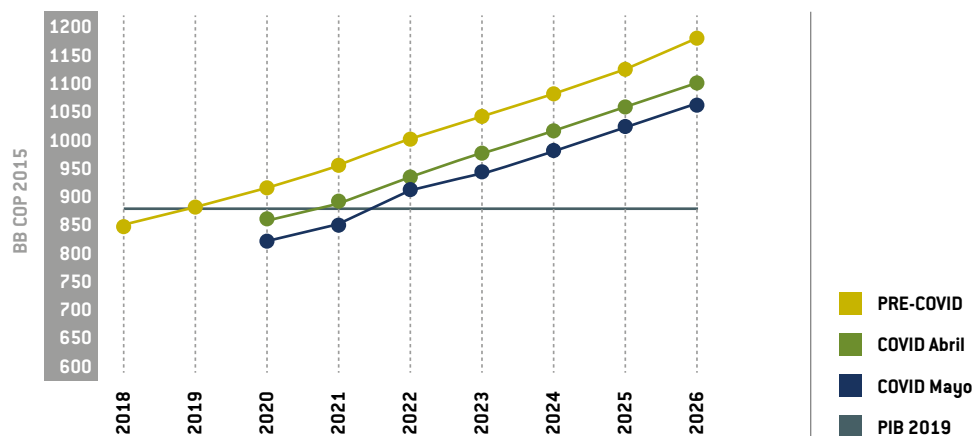


Ilustración 59.

Escenario Alto (Optimista). Trayectoria PIB Real ex, ante y pos-pandemia COVID-19. Cifras en billones de pesos colombianos de 2015

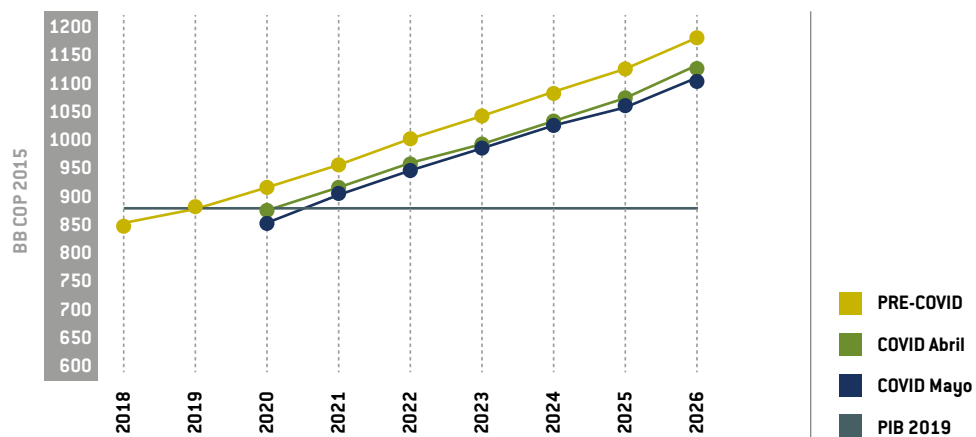


Ilustración 60.

Escenario Bajo (Pesimista). Trayectoria PIB Real ex, ante y pos-pandemia COVID-19. Cifras en Billones de Pesos Colombianos de 2015

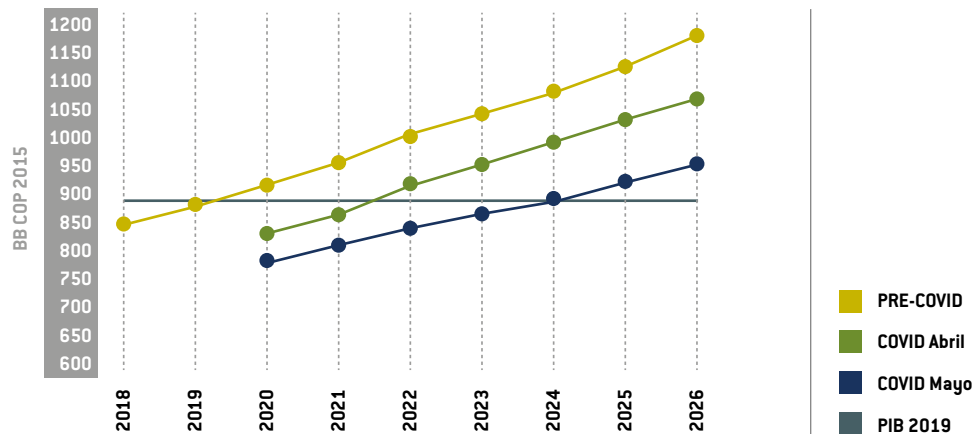


Ilustración 61.

Escenario Alternativo. Trayectoria PIB Real ex, ante y pos-pandemia COVID-19. Cifras en billones de pesos colombianos de 2015

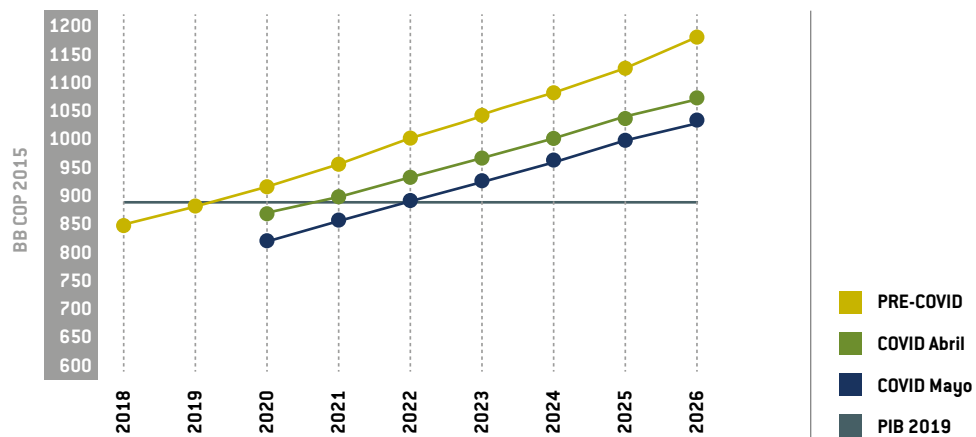


Ilustración 62.

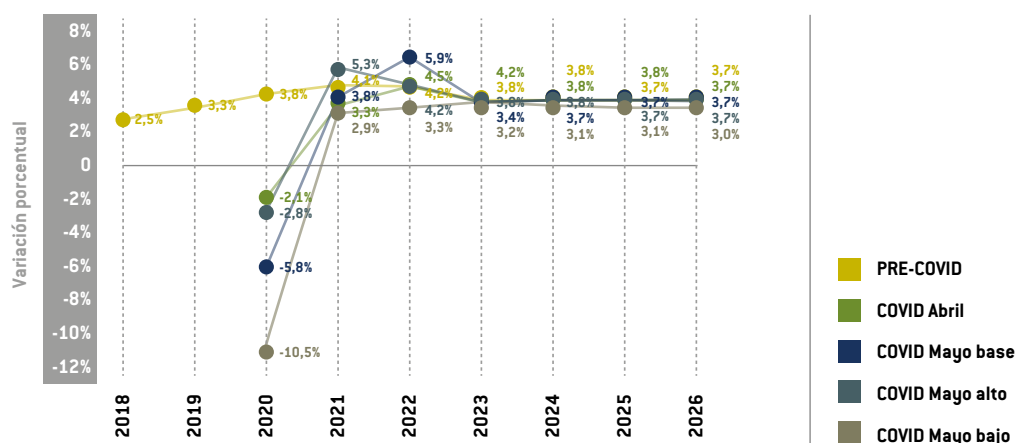
Escenarios UPME Pos-COVID 19 Crecimiento Económico Colombia
Estimación 2020-2026

Tabla 28.

Escenario Base COVID. Resumen Proyecciones Crecimiento Anual por Sectores y PIB COVID-19. Mayo de 2020 (Cálculos Propios Subdirección de Demanda)

Año	Agro	Mina	Indu	Elec	Cons	Come	Trans ⁵¹	Comu	Fina	Immo	Profe	Adm Pub	Entre	PIB Total
2010	0,30 %	10,90 %	1,90 %	3,90 %	-0,70 %	5,30 %	5,70 %	16,50 %	4,70 %	3,60 %	3,10 %	4,60 %	2,40 %	4,50 %
2011	1,90 %	14,40 %	5,60 %	3,10 %	6,20 %	6,90 %	7,00 %	10,40 %	10,90 %	2,80 %	7,10 %	5,70 %	6,10 %	6,90 %
2012	2,50 %	5,40 %	0,80 %	2,10 %	5,90 %	3,80 %	3,70 %	1,30 %	7,60 %	3,20 %	4,80 %	5,60 %	3,00 %	3,90 %
2013	7,50 %	5,30 %	1,50 %	3,70 %	11,30 %	4,80 %	3,60 %	8,80 %	9,50 %	3,20 %	5,30 %	5,50 %	6,20 %	5,10 %
2014	2,90 %	-1,30 %	2,90 %	3,40 %	8,90 %	4,70 %	4,10 %	6,50 %	10,20 %	3,10 %	7,30 %	5,80 %	2,80 %	4,50 %
2015	4,30 %	-1,10 %	2,00 %	-0,70 %	6,30 %	3,30 %	3,60 %	1,30 %	8,00 %	3,20 %	-0,20 %	5,30 %	4,20 %	3,00 %
2016	2,70 %	-2,90 %	3,20 %	0,00 %	3,60 %	2,70 %	0,20 %	-0,70 %	3,00 %	3,50 %	-2,40 %	3,70 %	5,50 %	2,10 %
2017	5,60 %	-5,80 %	-1,80 %	2,90 %	-2,00 %	1,90 %	2,00 %	-0,20 %	5,40 %	3,10 %	1,50 %	3,50 %	2,10 %	1,40 %
2018	2,40 %	-1,90 %	1,80 %	2,50 %	-0,40 %	2,70 %	2,50 %	2,90 %	3,60 %	2,70 %	3,80 %	4,60 %	2,30 %	2,50 %
2019	1,90 %	2,00 %	1,60 %	2,80 %	-2,00 %	4,80 %	4,20 %	1,70 %	5,70 %	3,00 %	3,70 %	4,90 %	3,40 %	3,30 %
2020	-3,30 %	-12,90 %	-4,50 %	-6,70 %	-10,40 %	-3,00 %	-15,50 %	-5,70 %	-4,00 %	-8,30 %	-17,40 %	7,90 %	-50,30 %	-5,80 %
2021	0,70 %	3,50 %	3,70 %	1,60 %	4,70 %	1,20 %	3,20 %	1,50 %	3,20 %	1,00 %	5,60 %	5,70 %	12,70 %	3,80 %
2022	8,00 %	8,40 %	6,60 %	7,10 %	6,10 %	4,30 %	7,40 %	6,70 %	8,40 %	7,40 %	6,20 %	3,90 %	10,70 %	5,90 %
2023	3,00 %	3,40 %	2,40 %	2,90 %	4,40 %	4,00 %	3,50 %	4,50 %	5,20 %	3,40 %	3,70 %	4,20 %	3,90 %	3,40 %
2024	3,00 %	3,50 %	2,50 %	3,00 %	4,40 %	3,90 %	3,60 %	4,50 %	5,20 %	3,40 %	3,70 %	4,20 %	3,90 %	3,70 %
2025	3,10 %	3,50 %	2,50 %	3,00 %	4,30 %	3,90 %	3,50 %	4,40 %	5,10 %	3,40 %	3,70 %	4,10 %	3,90 %	3,70 %
2026	3,10 %	3,50 %	2,50 %	3,00 %	4,30 %	3,90 %	3,50 %	4,40 %	5,00 %	3,40 %	3,70 %	4,10 %	3,90 %	3,70 %

51 Sector Transporte. Con el cambio de base de cuentas nacionales de 2005 a 2015, el sector transporte pasó a hacer parte del sector comercio.

Año	Agro	Mina	Indu	Elec	Cons	Come	Trans ⁵¹	Comu	Fina	Immo	Profe	Adm Pub	Entre	PIB
														Total
2027	3,00%	3,40%	2,50%	2,90%	4,10%	3,80%	3,50%	4,20%	4,80%	3,30%	3,60%	4,00%	3,70%	3,60%
2028	3,00%	3,40%	2,50%	2,90%	4,00%	3,70%	3,40%	4,10%	4,70%	3,30%	3,50%	3,90%	3,70%	3,50%
2029	2,90%	3,30%	2,40%	2,80%	3,90%	3,60%	3,30%	4,00%	4,50%	3,20%	3,40%	3,80%	3,60%	3,40%
2030	2,90%	3,30%	2,40%	2,80%	3,90%	3,60%	3,30%	4,00%	4,50%	3,20%	3,40%	3,80%	3,60%	3,50%
2040	2,90%	3,20%	2,40%	2,50%	3,20%	3,00%	2,80%	3,30%	3,60%	3,10%	3,40%	3,70%	3,00%	3,20%
2050	2,80%	3,20%	2,30%	2,30%	2,80%	2,70%	2,50%	2,80%	3,00%	3,10%	3,30%	3,70%	2,60%	3,00%

Tabla 29.

Escenario optimista covid. Proyecciones crecimiento anual por sectores y pib total. Mayo 20

Año	Agro	Mina	Indu	Elec	Cons	Come	Trans	Comu	Fina	Immo	Profe	Adm Pub	Entre	PIB
														Total
2010	0,30%	10,90%	1,90%	3,90%	-0,70%	5,30%	5,70%	16,50%	4,70%	3,60%	3,10%	4,60%	2,40%	4,50%
2011	1,90%	14,40%	5,60%	3,10%	6,20%	6,90%	7,00%	10,40%	10,90%	2,80%	7,10%	5,70%	6,10%	6,90%
2012	2,50%	5,40%	0,80%	2,10%	5,90%	3,80%	3,70%	1,30%	7,60%	3,20%	4,80%	5,60%	3,00%	3,90%
2013	7,50%	5,30%	1,50%	3,70%	11,30%	4,80%	3,60%	8,80%	9,50%	3,20%	5,30%	5,50%	6,20%	5,10%
2014	2,90%	-1,30%	2,90%	3,40%	8,90%	4,70%	4,10%	6,50%	10,20%	3,10%	7,30%	5,80%	2,80%	4,50%
2015	4,30%	-1,10%	2,00%	-0,70%	6,30%	3,30%	3,60%	1,30%	8,00%	3,20%	-0,20%	5,30%	4,20%	3,00%
2016	2,70%	-2,90%	3,20%	0,00%	3,60%	2,70%	0,20%	-0,70%	3,00%	3,50%	-2,40%	3,70%	5,50%	2,10%
2017	5,60%	-5,80%	-1,80%	2,90%	-2,00%	1,90%	2,00%	-0,20%	5,40%	3,10%	1,50%	3,50%	2,10%	1,40%
2018	2,40%	-1,90%	1,80%	2,50%	-0,40%	2,70%	2,50%	2,90%	3,60%	2,70%	3,80%	4,60%	2,30%	2,50%
2019	1,90%	2,00%	1,60%	2,80%	-2,00%	4,80%	4,20%	1,70%	5,70%	3,00%	3,70%	4,90%	3,40%	3,30%
2020	0,70%	-6,30%	-2,20%	-2,70%	-3,60%	-1,00%	-8,80%	0,40%	1,20%	-2,30%	-6,20%	-0,10%	-38,60%	-2,80%
2021	5,90%	7,70%	4,80%	3,10%	4,60%	2,50%	4,60%	5,00%	8,40%	4,20%	7,30%	5,70%	-7,60%	5,30%
2022	3,40%	3,80%	2,80%	3,30%	4,90%	4,40%	4,00%	5,00%	5,70%	3,80%	4,20%	4,80%	4,20%	4,20%
2023	3,00%	3,50%	2,50%	2,90%	4,40%	4,00%	3,60%	4,50%	5,30%	3,40%	3,70%	4,30%	3,90%	3,80%
2024	3,10%	3,50%	2,50%	3,00%	4,40%	4,00%	3,60%	4,50%	5,20%	3,40%	3,70%	4,30%	3,90%	3,80%
2025	3,10%	3,50%	2,50%	3,00%	4,30%	3,90%	3,60%	4,40%	5,10%	3,40%	3,70%	4,20%	3,90%	3,70%
2026	3,10%	3,50%	2,50%	3,00%	4,30%	3,90%	3,60%	4,40%	5,00%	3,40%	3,70%	4,20%	3,90%	3,70%
2027	3,00%	3,40%	2,50%	2,90%	4,10%	3,80%	3,50%	4,20%	4,80%	3,30%	3,60%	4,10%	3,80%	3,60%
2028	3,00%	3,40%	2,50%	2,90%	4,00%	3,70%	3,40%	4,10%	4,70%	3,30%	3,50%	4,00%	3,70%	3,60%
2029	3,00%	3,40%	2,50%	2,90%	4,00%	3,70%	3,40%	4,10%	4,60%	3,30%	3,60%	4,00%	3,70%	3,60%
2030	3,10%	3,50%	2,60%	3,00%	4,10%	3,80%	3,50%	4,20%	4,70%	3,40%	3,60%	4,00%	3,80%	3,70%
2040	3,30%	3,70%	2,80%	3,00%	3,70%	3,50%	3,30%	3,80%	4,00%	3,60%	3,80%	4,30%	3,50%	3,70%
2050	3,50%	3,90%	3,00%	3,00%	3,50%	3,40%	3,20%	3,50%	3,70%	3,80%	4,00%	4,50%	3,40%	3,70%

Tabla 30.

Escenario pesimista COVID. Proyecciones Crecimiento Anual por Sectores y PIB Total. Mayo de 2020

Año	Agro	Mina	Indu	Elec	Cons	Come	Trans	Comu	Fina	Immo	Profe	Adm Pub	Entre	PIB
														Total
2010	0,30%	10,90%	1,90%	3,90%	-0,70%	5,30%	5,70%	16,50%	4,70%	3,60%	3,10%	4,60%	2,40%	4,30%
2011	1,90%	14,40%	5,60%	3,10%	6,20%	6,90%	7,00%	10,40%	10,90%	2,80%	7,10%	5,70%	6,10%	6,60%
2012	2,50%	5,40%	0,80%	2,10%	5,90%	3,80%	3,70%	1,30%	7,60%	3,20%	4,80%	5,60%	3,00%	3,90%
2013	7,50%	5,30%	1,50%	3,70%	11,30%	4,80%	3,60%	8,80%	9,50%	3,20%	5,30%	5,50%	6,20%	5,30%
2014	2,90%	-1,30%	2,90%	3,40%	8,90%	4,70%	4,10%	6,50%	10,20%	3,10%	7,30%	5,80%	2,80%	4,40%
2015	4,30%	-1,10%	2,00%	-0,70%	6,30%	3,30%	3,60%	1,30%	8,00%	3,20%	-0,20%	5,30%	4,20%	3,10%
2016	2,70%	-2,90%	3,20%	0,00%	3,60%	2,70%	0,20%	-0,70%	3,00%	3,50%	-2,40%	3,70%	5,50%	2,20%
2017	5,60%	-5,80%	-1,80%	2,90%	-2,00%	1,90%	2,00%	-0,20%	5,40%	3,10%	1,50%	3,50%	2,10%	1,40%
2018	2,40%	-1,90%	1,80%	2,50%	-0,40%	2,70%	2,50%	2,90%	3,60%	2,70%	3,80%	4,60%	2,30%	2,50%
2019	1,90%	2,00%	1,60%	2,80%	-2,00%	4,80%	4,20%	1,70%	5,70%	3,00%	3,70%	4,90%	3,40%	3,10%
2020	-6,80%	-18,10%	-8,70%	-11,50%	-15,70%	-6,40%	-23,90%	-6,60%	-11,80%	-13,20%	-22,30%	1,30%	-47,30%	-10,30%
2021	1,70%	2,40%	5,70%	1,90%	2,10%	0,20%	1,40%	3,00%	6,40%	1,60%	0,50%	1,60%	11,60%	2,30%
2022	2,70%	2,50%	1,90%	2,30%	4,30%	3,60%	3,10%	3,80%	5,80%	2,90%	3,50%	3,80%	3,50%	3,30%
2023	2,50%	2,20%	1,80%	2,10%	4,50%	3,40%	2,90%	3,60%	5,70%	2,80%	3,30%	3,90%	2,90%	3,20%
2024	2,50%	2,20%	1,70%	2,10%	3,90%	3,30%	2,80%	3,50%	5,40%	2,70%	3,20%	3,60%	3,10%	3,10%
2025	2,40%	2,00%	1,70%	2,00%	3,80%	3,20%	2,80%	3,40%	5,30%	2,70%	3,10%	3,70%	3,40%	3,10%
2026	2,40%	2,10%	1,70%	2,00%	4,10%	3,20%	2,80%	3,40%	5,20%	2,70%	3,10%	3,20%	3,40%	3,00%
2027	2,40%	2,00%	1,60%	2,00%	3,90%	3,10%	2,70%	3,30%	5,10%	2,70%	3,00%	3,40%	3,30%	3,00%
2028	2,30%	2,00%	1,60%	1,90%	3,50%	3,10%	2,70%	3,20%	5,10%	2,60%	3,00%	3,30%	3,30%	2,90%
2029	2,30%	1,90%	1,60%	1,90%	3,30%	3,00%	2,60%	3,20%	5,00%	2,60%	2,90%	3,40%	3,20%	2,90%
2030	2,30%	1,90%	1,60%	1,90%	3,30%	3,00%	2,60%	3,10%	4,90%	2,60%	2,90%	3,40%	3,20%	2,90%
2040	2,30%	2,00%	1,60%	1,80%	3,00%	2,80%	2,40%	2,80%	4,70%	2,50%	2,90%	3,40%	2,90%	2,80%
2050	2,30%	2,10%	1,60%	1,70%	2,80%	2,60%	2,30%	2,60%	4,60%	2,50%	2,90%	3,40%	2,80%	2,80%

ANEXO 5. SUPUESTOS Y FUENTES DE INFORMACIÓN UTILIZADOS EN LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS DE LARGO PLAZO.

Información y supuestos en la demanda de energía

Económicos y poblacionales

La información de crecimiento económico para la modelación de los escenarios corresponde a las sendas optimista y base proyectadas por UPME y que fueron presentadas en el Anexo 4. Por su parte, la estimación de la población, indicada en el Anexo 3, es la misma en todos los escenarios.

Tabla 31.

Resumen supuestos económicos y poblacionales

	Sector	Unidad	Supuesto modelado
PIB Total (Desagregado por ramas de la actividad económica)	Agricultura		
	Construcción		
	Minería		
	Industria		
	Hierro y acero		
	Productos químicos		Actualización y Modernización:
	Pulpa, papel e imprenta		Crecimiento potencial de la economía al 3,1%
	Alimentos, bebidas y tabaco		Inflexión y Disrupción:
	Minerales no metálicos	Miles de millones de pesos de 2015	Crecimiento potencial de la economía al 3,5%
	Equipos de transporte		
	Maquinaria		
	Madera y productos de la madera		
	Textiles y cueros		
	Industria no especificada		
Coquización y refinería			
Terciario			
Comercial			
Público			
Población total	Rural		Población 5.785.024 habitantes en 2050
	Urbana	Número de personas	Población 49.405.580 habitantes en 2050. Crecimiento 0,34% promedio anual
Hogares	Rural		2,5 millones de hogares a 2050
	Urbano	Número de hogares	18,5 millones de hogares a 2050

Consumo histórico de energía

La información de consumo histórico utilizada en el modelo de simulación corresponde a lo consignado en el Balance Energético Colombiano – BECO para el periodo comprendido entre 2010 y 2019 (UPME, 2020).

Cobertura de servicio

Supuesto: En todos los escenarios se supone un nivel de cobertura del 100% de electricidad en 2030.

Motivación: Meta CONPES 3918

Eficiencia energética en los sectores residencial, terciario e industrial:

Supuesto: Se asume la adopción del 100% de la tecnología más eficiente disponible en Colombia o a nivel internacional en un año determinado (ver detalle en la Tabla 32).

Motivación: Alcanzar las máximas eficiencias postuladas en el estudio de Balance de Energía Útil - BEU (UPME, 2019). La adopción de las tecnologías más eficientes se modela mediante curvas de saturación, ya que a medida que se acumula información y experiencia, se reducen los niveles de incertidumbre para la adquisición de la nueva tecnología y se “genera un efecto de arrastre de los potenciales adoptantes” (Herrera-Madrid & Botero-Botero, 2012).

Residencial

Supuestos:

- Disminución del consumo de leña y sustitución por GLP en zonas rurales.
- Sustitución de luminarias ineficientes por LED

c. Electrificación de los hogares urbanos
Motivación:

- Se proyecta que la tendencia de reducción del consumo de leña continúe. Esta reducción en el escenario de actualización alcanza el 60% en 2050 con respecto a lo reportado En el BECO 2019⁵².
- De acuerdo con los resultados del estudio de BEU, las tecnologías de iluminación más eficientes son las LED y las de sodio a baja presión (alcanzan hasta 200 lm/W).

Terciario

Supuesto: Sustitución de luminarias ineficientes por tecnologías LED y sodio de baja presión

Motivación: De acuerdo con los resultados del estudio de BEU, las tecnologías de iluminación más eficientes son las LED y las de sodio a baja presión (alcanzan hasta 200 lm/W).

Industria:

Supuestos

- Sustitución de equipos que funcionan con carbón mineral a gas natural.
- Sustitución de un porcentaje del consumo de carbón mineral en hornos de cementeras por residuos.

Motivación:

- Lograr una reducción de emisiones de GEI. El GN genérico tiene un factor de 55.539,10 kg/TJ, mientras que el carbón genérico tiene un factor de 88.136 kg/TJ (UPME, 2020).

⁵² Con base en el estudio UPME realizado por Econometría (2019) se estimó el consumo proyectado para 2050.

- b. De acuerdo con el mapa de ruta de la industria del cemento de la (2009), a nivel global, se puede sustituir hasta el 24% de los fósiles usados en los hornos con residuos.

Transporte

Supuestos

- a. Proyección de flota total de 29 millones a 2050.
- b. Adopción del 100% de la tecnología más eficiente disponible en Colombia o a nivel internacional en un año determinado.
- c. Entrada gradual de vehículos de cero y bajas emisiones en la flota de livianos.
- d. Entrada gradual de vehículos de cero y bajas emisiones en la flota de pasajeros
- e. Penetración de gas natural (comprimido y licuado) y GLP en transporte de carga.
- f. Electrificación de la flota de motos
- g. Penetración del GLP en navegación fluvial
- h. Aumento del transporte aéreo.
- i. Entrada de nuevos trenes eléctricos de transporte masivo (metros, trenes de cercanías).

Motivación

- a. Actualmente el número de vehículos por cada 1000 habitantes es aproximadamente 120 (BBVA Research, 2018). De acuerdo con las proyecciones económicas y de población, Colombia en 2050 tendría un PIB per cápita entre 10.000 y 20.000 USD (similar al chileno actual), por lo que el número de vehículos por cada mil habitantes podría llegar a ser de hasta 250.

- b. Alcanzar las máximas eficiencias postuladas en el estudio de Balance de Energía Útil - BEU (UPME, 2019).
- c. Partiendo de las metas del CONPES 3934 de 2018, de la Ley 1964 de 2019 (movilidad eléctrica), se modela una inclusión gradual de vehículos de cero y bajas emisiones en la flota de livianos (automóviles, camperos, taxis y camionetas).
- d. Partiendo de las metas del CONPES 3934 de 2018, de la Ley 1964 de 2019 (movilidad eléctrica), se modela una inclusión gradual de vehículos de cero y bajas emisiones en la flota de pasajeros pesados (buses -incluidos BRT- y microbuses).
- e. Con base en los resultados del estudio de usos potenciales de GNL (Minciencias, UPME, UTP, 2019), se asume una entrada gradual de flota de tractocamiones que funcionan con GNL.
- f. Igual motivación de b)
- g. Se modela una penetración con base en lo establecido en las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022.
- h. Entre los años 2010 a 2018 se ha presentado un aumento promedio del 9,8% en el movimiento de pasajeros aéreos (MinTransporte, 2019) . Con base en este comportamiento y en el aumento del PIB per cápita proyectado, se modela el aumento en los viajes aéreos.
- i. Suponiendo la entrada en operación comercial del metro de Bogotá en 2028 (Metro de Bogotá, 2020) y con base en la energía que consumirá este y el metro de Medellín a futuro, se modela la entrada de otros sistemas en principales áreas metropolitanas.

Tabla 32.

Resumen supuestos técnico económicos

	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
Económicos (Ver detalle Tabla 31)	PIB BASE		PIB OPTIMISTA	
Energía (Producción / Transformación / Consumo final)	Información Balance Energético Colombiano 2010 - 2019			
	Cobertura_SIN_Electricidad 100% en 2030 (Conpes 3918)			
Cobertura de servicio	Se amplía la cobertura de gas natural hasta el 90% en regiones donde ya hay servicio.		Consumo del 100% con electricidad en cocción (Urbano)	
Eficiencia sectores Industrial, Residencial y Terciario (Ver detalle Tabla 33)	Best Available Technology - BAT Colombia 2050	BAT Internacional 2050	BAT Internacional 2040	BAT Internacional 2030
Residencial	Reducción del consumo de leña en 30% a 2030 y en 60% a 2050	Reducción del consumo de leña en 50% a 2030 y en 80% a 2050. Sustitución por GLP	Reducción del consumo de leña en 80% a 2030 y en 100% a 2050 – Por GLP	
	Sustitución de luminarias incandescentes restantes por 60%LFC 40% LED a 2025. 100% LED 2030			
Terciario	Sustitución de luminarias ineficientes por tecnologías LED y Sodio de baja presión			
Industria	Aumenta el consumo de gas en detrimento del carbón en el sector industrial. Industrialización con gas natural (del 30% al 40% en el sector industrial)	Industrialización con gas natural (aumenta participación del 30% al 45% en el sector industrial)	Electrificación de procesos de calor directo 15%	Sustitución de fósiles por hidrógeno verde en procesos térmicos (industria) 5% - 10% demanda
	Sustitución de carbón en hornos de cementeras por residuos 8% a 2050	Sustitución de carbón en hornos de cementeras por residuos 16% a 2050	Sustitución de carbón en hornos de cementeras por residuos 24% a 2050	
	Flota histórica para el 2019 del RUNT. Proyectada a 2050 29 millones de vehículos. (Ver detalle tabla 5)			
	Adopción gradual de BAT			
	Vehículos eléctricos: 3% en la flota total 2030 – (11% de vehículos livianos automóviles; 600.000) - (Conpes 3934) –vehículos livianos a 2050 (23%)	Transporte liviano: 40% vehículos eléctricos y 15% bajas emisiones (GN & GLP) (2050).	Transporte liviano: 60% Eléctrico, 20% de bajas emisiones y el resto a CL en 2050.	Transporte liviano: 80% de las ventas serán de vehículos eléctricos y 20% de vehículos a hidrógeno (2050)
Transporte	Sistema de transporte masivo operando con combustibles limpios (2050) – 20% eléctrico Ley 1972. Bajas emisiones 50% CL y 30% GN.	Sistema de transporte masivo operando con combustibles limpios (2050) – 30% eléctrico Ley 1972. Bajas emisiones 30% CL y 40% GN.	Sistema de transporte masivo operando con combustibles limpios (2050) – 30% eléctrico Ley 1972. Bajas emisiones 30% CL y 40% GN.	Flota buses 100% eléctrica a 2050
	Mayor participación del GNL y GLP en el transporte de carga pesada 30% de los tractocamiones a GNL– UTP Entre 7000 y 8000 Camiones a GLP	Mayor participación del GNL en el transporte de carga tractocamión (50 %) – UTP y 50 % ventas de camiones a GNC	Mayor participación del GNL en el transporte de carga - tractocamión (50 %) – UTP y 50 % ventas de camiones a GNC y 20% ventas de camiones eléctricos	
	A 2050 30 % de las motos serán eléctricas	A 2050 40 % de las motos serán eléctricas	A 2050 50 % de las motos serán eléctricas	A 2050 70 % de las motos serán eléctricas y 10 % a hidrógeno
	GLP en navegación 9 % 2050 nacional (PND)			
	Aumento de transporte aéreo nacional – entre 11 % y 14% del consumo total del sector			
		3 sistemas de transporte masivo férreo eléctrico (metro)	6 sistemas de transporte masivo férreo eléctrico (metro)	

Tabla 33.

Parámetros de las eficiencias de los equipos de uso final

	Uso	Tecnología	Sector que impacta	Año base	Actual	Colombia	Internacional
Eficiencias	Calor directo	Hornos	Industrial	2015	55 %	73 %	80 %
			Servicios		37 %	50 %	60 %
		Cocción	Residencial		38 %	47 %	63 %
	Calentamiento de agua	Residencial	83 %		86 %	95 %	
	Calor indirecto	Calderas	Industrial		76 %	80 %	85 %
			Servicios		70 %	80 %	90 %
	Fuerza motriz	Motores, bombas, Ventiladores, Ascensores, lavadoras	Industrial		82 %	94 %	97 %
			Servicios		68 %	83 %	88 %
			Residencial		26 %	37 %	58 %
	Refrigeración	Aire acondicionado	Residencial, Servicios		50 %	70 %	80 %
			Neveras		Residencial	15 %	31 %
	Servicios	27 %			38 %	56 %	
	Iluminación	Iluminación	Residencial		6 %	15 %	29 %
			Servicios		9 %	15 %	29 %
Otros	Electrónicos, TV, otros	Industrial	76 %	82 %	89 %		
		Residencial	19 %	36 %	64 %		
		Servicios	33 %	60 %	90 %		

Tabla 34.

Parámetros sobre los rendimientos y factores de actividad en transporte (UPME, 2019)

Clase Vehículo	Combustible	Rendimiento actual (MPG)	Factor de actividad (km año)	Fuente
Automóvil	Diésel oil	32,5	5.500	BEU
Camioneta	Diésel oil	18,1	5.500	BEU
Motocicleta	Diésel oil	80,1	13.000	BEU
Taxi	Diésel oil	40,5	60.000	BEU
Bus	Diésel oil	7,6	80.000	BEU
Microbús	Diésel oil	18,4	45.000	BEU
Camión	Diésel oil	7,6	21.000	BEU
Tractocamión	Diésel oil	5,2	67.000	BEU
Camión	Gas natural	7,6	21.000	BEU
Automóvil	Gas natural	5,2	67.000	BEU
Camioneta	Gas natural	14,0	6.992	BEU
Motocicleta	Gas natural	61,0	7.500	BEU
Taxi	Gas natural	31,2	40.000	BEU
Bus	Gas natural	7,6	80.000	BEU
Microbús	Gas natural	18,4	45.000	BEU
Tractocamión	Gas natural	5,2	67.000	BEU
Automóvil	Gasolina motor	25,0	6.992	BEU

Camioneta	Gasolina motor	14,0	6.992	BEU
Motocicleta	Gasolina motor	61,0	7.500	BEU
Taxi	Gasolina motor	31,2	40.000	BEU
Bus	Gasolina motor	5,1	45.000	BEU
Microbús	Gasolina motor	14,2	45.000	BEU
Tractocamión	Gasolina motor	3,7	45.000	BEU
Camión	Gasolina motor	6,0	20.000	BEU

Tabla 35.

Proyección de flota por categoría (RUNT, Mintransporte, 2019. Cálculos UPME, 2020)

Categoría	2010	2,020	2030	2040	2050
Veh livianos pasajeros	2.626.264	4.140.545	5.613.544	7.325.712	9.247.479
Veh livianos carga	543.966	1.211.393	1.893.425	2.652.400	3.457.254
Veh pesados (pasajeros y carga)	350.418	531.101	703.074	899.571	1.118.716
Motocicletas	3.318.289	6.849.185	9.237.237	12.000.518	15.083.937
Total	6.838.937	12.732.224	17.447.281	22.878.201	28.907.386

Información y supuestos en la oferta de energía

Petróleo y derivados

Supuestos:

- Escenarios de producción de petróleo medio y bajo de acuerdo con la información oficial vigente (UPME, 2020).
- Capacidad de refinación y composición de la dieta de la refinería se mantiene en los mismos niveles de los años base.
- Mezcla de biocombustibles de acuerdo con normativa actual y supuestos de aumento (Ver detalle Tabla 36)
- Aumento de eficiencia en refinerías
- Oferta de combustibles líquidos sujeta a aumentos de eficiencia y/o sustitución tecnológica en sectores de consumo final, en particular del transporte.

Motivación

- Se modelan a partir de los escenarios planteados en el Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos y en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigentes.
- No se tienen referencias de aumentos en la capacidad de refinación ni de cambios en la dieta de las refinerías existentes.
- Con base en la normativa actual (Minenergía, MADS, 2019) (Minenergía, MADS, 2019) y en potenciales aumentos en la mezcla, según Tabla 36.
- Aumento de eficiencia en refinerías asumiendo que los planes de inversión anuales de Ecopetrol en eficiencia energética permiten llegar a esa cifra.
- De acuerdo con los supuestos de sustitución por energéticos de bajas y cero emisiones en demanda, se genera una reducción en la producción de líquidos.

Tabla 36.

Resumen supuestos oferta petróleo y derivados

	Actualización	Modernización	inflexión	Disrupción
Petróleo (Ver detalle Tabla 37)	Esc. medio de oferta	Esc. bajo de oferta		
Biocombustibles	Res 40666 y Res 40730	13%-15% de mezcla		
Refinerías	Dieta y rendimientos constantes			
	5% mayor eficiencia con actualización de equipos			
Oferta de Líquidos	Sujeto a supuestos de consumo en sector transporte principalmente (ver detalle en Tabla de supuestos técnico económicos, Tabla 32)			

Tabla 37.

Escenarios de reservas de petróleo (UPME, 2020)

[MBBL]	Escenario Bajo	Escenario Medio
Reservas probadas	2.037	2.037
Reservas probables	532	638
Reservas posibles	307	461
Yet To Find		1.691
Yacimientos no convencionales		1.809

Gas natural, GLP y otros

Supuestos

- Escenarios de producción de gas de acuerdo con la información oficial vigente (UPME, 2020).
- Abastecimiento de un porcentaje de la demanda de gas natural con biogás.
- Producción de hidrógeno para usos de transporte e industria. así como para exportar.
- Oferta de GLP Fuente especificada no válida. sujeta a aumentos de eficiencia y/o sustitución tecnológica en sectores de consumo final, en particular en el residencial rural.

Motivación

- Se modelan a partir de los escenarios planteados en el Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos y en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural vigentes (véase la Tabla 38).
- Con base en las cifras potenciales de biogás. 53.877 TJ/año (UPME, 2019). se asume un porcentaje gradual por escenario de abastecimiento de la demanda de gas natural (véase la Tabla 38).
- Producción local de hidrógeno verde en el escenario Disruptivo, con base en el supuesto de un mayor crecimiento económico.
- Abastecimiento con base en el Plan de abastecimiento de GLP vigente.

Tabla 38.

Supuestos gas natural, GLP y otros

	Actualización	Modernización	inflexión	Disrupción
Gas natural	Esc. 3 de oferta			
Biogás	3% de la demanda	5% de la demanda	7% de la demanda	10% de la demanda
Hidrógeno				Hidrógeno verde y G2P
GLP	Oferta sujeta a los supuestos modelados en sectores de consumo final (ver detalle Tabla 32)			

Electricidad (UPME, 2020)

Supuestos

- Capacidad instalada FNCER de acuerdo con el escenario (ver detalle Tabla 39)
- Instalación de capacidad de tecnologías nuevas para el contexto colombiano (geotermia, nuclear, etc.)
- Desarrollo progresivo entre escenarios de recursos distribuidos de acuerdo con el área disponible para su instalación (ver detalle Tabla 39)
- Modelación de impactos de redes Inteligentes y microrredes a través de la curva de demanda

Motivación

- Con base en la capacidad potencial registrada en el Plan de Expansión de Generación y Transmisión en desarrollo.

- Aumento de eficiencia energética (Minhacienda, 2020) y entrada de nuevas tecnologías al parque generador. De forma complementaria, *Phase-out* de plantas térmicas ineficientes o en el fin de su ciclo útil.
- Se modela a partir de la capacidad de despliegue de paneles solares de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de incentivos y de los valores reportados a la UPME por los operadores de red (UPME, 2019).
- Con base en estudio “Despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia” *Carbon Trust*. Los impactos de penetración de estas tecnologías, principalmente con almacenamiento y vehículos eléctricos, se mide a través de la curva de demanda.

Tabla 39.

Supuestos de electricidad

	Actualización	Modernización	inflexión	Disrupción
Capacidad FNCER	20 % a 2030 (15 % energía)- 45 % a 2050 (35 % energía)	45 % a 2050	45 % a 2050	50 % a 2050 G2P electricidad a partir de hidrógeno 1700MW
Tecnologías	Biogás, geotermia y eólico off-shore	Generación CHP y térmicas supercríticas (Eficiencia 45 % carbón y 50 % gas)	Pequeños reactores nucleares	Phase out plantas térmicas y reactores nucleares hasta 2000 MW
Recursos distribuidos	3 % de la demanda a 2050 - 780 MW	5 % de la demanda. A 2050 - 1000 MW	5 % de la demanda. A 2050 - 1100MW	8 % de la demanda. A 2050 - 1500 MW
Redes inteligentes y Micro redes		Almacenamiento baterías (residencial)		Almacenamiento residencial y VE recargan e inyectan en la red.

Información y supuestos en los costos de energía

Para evaluar el costo de reemplazo de tecnologías en los sectores de consumo final se tomaron como referencia los valores presentados por ASSET (ASSET, 2018) para los sectores residencial, terciario e industrial. Con base en las cifras de máxima potencia requerida, para cada uso energé-

tico en cada escenario, se estima el valor de inversión necesaria para la sustitución.

En el caso del sector residencial, con base en las curvas de adopción de tecnologías modeladas, se estima la cantidad de dispositivos (neveras, lavadoras y bombillos) que se reemplazan cada año y se calcula el valor presente, con una tasa de descuento de 6,4% (DNP, 2018), del valor total anualizado para cada dispositivo.

Tabla 40.

Costo promedio sector residencial (USD 2019/kW)

	Costos promedio USD/kw			
	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
Calor Directo	207,40	211,74	220,25	228,75
Calentamiento Agua	204,14	232,01	237,44	242,87

Tabla 41.

Costo promedio por equipo sector residencial (USD/equipo)

	Costos promedio USD/equipo			
	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
Iluminación	5,43	6,52	7,06	7,60
Refrigeración	623,28	752,13	764,62	777,10
Lavadoras	635,22	642,46	671,96	701,46

De forma similar, para los sectores terciario e industrial también se calcula la potencia máxima requerida y se calcula el

valor presente de las inversiones en dicha potencia.

Tabla 42.

Costo promedio sector terciario (USD 2019/kW)

	Costos promedio USD/kW			
	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
Calor Indirecto	330,21	570,39	654,20	738,01
Calor directo	639,13	778,91	858,13	937,34
Iluminación	142,25	238,89	288,29	434,34
Fuerza Motriz	98,81	124,51	140,44	156,36
Refrigeración	226,83	312,36	331,54	350,73

Tabla 43.

Costo promedio sector industrial (USD 2019/kW)

	Costos promedio USD/kW			
	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
Calor directo	639,13	778,91	858,13	937,34
Calor indirecto	330,21	570,39	654,20	738,01
Fuerza motriz	98,81	124,51	140,44	156,36
Refrigeración	226,83	312,36	331,54	350,73
Aire Acondicionado	233,46	234,90	261,69	288,47
Iluminación	142,25	238,89	288,29	434,34
Otros	146,59	272,19	312,90	353,62

En el caso del sector transporte se asumieron precios representativos en dólares constantes de 2019 para cada categoría vehicular como se presenta en la Tabla 44.

Tabla 44.

Costo promedio por categoría vehicular (USD 2019/Vehículo)

	Costos promedio USD/vehículo							
	Automóvil	Taxis	Camionetas	Micro bus	Bus	Camión	Tracto camión	Motocicletas
Gasolina	4.889	4.889	17.500	30.193	0	54.618	97.781	1.086
Diésel	11.321	11.321	27.053	24.988	30.421	28.248	119.510	1.076
GNV	26.000	26.000	75.000	315.000	380.000	230.000	0	804
GNL	0	0	0	0	0		350.000	
Eléctricos	26.000	26.000	38.000	126.000	360.000	90.000	0	3.700
Híbrido	21.729	21.729	0				0	0
GLP	26.000	26.000	0			230.000	0	
Hidrógeno	95.000	95.000	102.000					11.500

Para los vehículos eléctricos (ver Tabla 45), los de gas combustible (ver Tabla 46) y los de hidrógeno (ver Tabla 47) se calculó la relación a 2019 entre el precio del vehículo sobre el precio de uno con características similares de combustión interna. Cabe resaltar que, para cada categoría vehicular, la relación se estima con respecto a la tecnología más usada en la actualidad, por ejemplo, en automóviles particulares se calcula la relación entre el eléctrico y el de gasolina, y en transporte pesado (pasa-

jeros y carga) se hizo la relación entre diésel y eléctrico.

Teniendo en cuenta la maduración la tecnología de vehículos eléctricos y en especial en la fabricación de las baterías, se usa una curva de disminución de costos construida con base en los resultados del estudio Reloj de cuenta regresiva de EY (EY, 2019). Este estudio muestra evidencia de que los vehículos eléctricos alcanzarían la paridad en costo y rendimiento de los de combustión interna entre 2025

y 2030 en América Latina, mientras que, en otras regiones como China, la paridad sería alcanzada entre 2020 y 2025. Dada la naturaleza progresiva de los escenarios planteados, se asumió que en el escenario

Disrupción se alcanzara la paridad en el año 2030 para la mayoría de las categorías, y se definieron años de paridad menos optimistas para el resto de los escenarios.

Tabla 45.

Relación de costos de vehículos eléctricos frente al de combustión interna más usado por categoría

Escenario Actualización								
Categoría	Precio de referencia USD	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Automóviles	25.000	5,1	3,9	2,8	1,9	1,3	1,0	1,0
Taxis	25.000	5,1	3,9	2,8	1,9	1,3	1,0	1,0
Camionetas	35.000	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,1	1,0
Microbús	120.000	4,7	3,7	3,0	2,3	1,8	1,3	1,0
Bus	340.000	11,4	8,0	5,3	3,2	1,8	1,1	1,0
Camión	80.000	3,0	2,3	2,0	1,3	1,1	1,0	1,0
Motocicletas	3.500	3,2	2,5	2,0	1,5	1,0	1,0	1,0
Escenario Modernización								
Categoría	Precio de referencia USD	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Automóviles	25.000	5,1	3,9	2,8	1,9	1,0	1,0	1,0
Taxis	25.000	5,1	3,9	2,8	1,9	1,0	1,0	1,0
Camionetas	35.000	2,0	1,8	1,5	1,3	1,0	1,0	1,0
Microbús	120.000	4,7	3,2	2,3	1,7	1,0	1,0	1,0
Bus	340.000	11,2	8,7	6,0	3,4	1,0	1,0	1,0
Camión	80.000	3,0	2,5	2,0	1,3	1,0	1,0	1,0
Motocicletas	3.500	3,2	2,5	2,0	1,5	1,0	1,0	1,0
Escenario Inflexión								
Categoría	Precio de referencia USD	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Automóviles	25.000	5,1	3,4	2,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Taxis	25.000	5,1	3,4	2,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Camionetas	35.000	2,0	1,7	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0
Microbús	120.000	4,7	3,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Bus	340.000	11,2	7,7	4,3	1,0	1,0	1,0	1,0
Camión	80.000	3,0	2,0	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0
Motocicletas	3.500	3,2	2,4	1,6	1,0	1,0	1,0	1,0

Escenario Disrupción								
Categoría	Precio de referencia USD	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Automóviles	25.000	5,1	3,1	1,7	0,9	0,4	0,3	0,3
Taxis	25.000	5,1	3,1	1,7	0,9	0,4	0,3	0,3
Camionetas	35.000	2,0	1,5	1,2	0,9	0,7	0,6	0,6
Microbús	120.000	4,7	2,9	2,0	1,3	1,0	1,0	1,0
Bus	340.000	11,2	6,1	3,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Camión	80.000	3,0	1,9	1,2	0,9	1,0	1,0	1,0
Motocicletas	3.500	3,2	1,9	1,3	0,8	0,5	0,5	0,5

Tabla 46.

Relación de costos de vehículos a gas combustible frente a los actuales de combustión interna más usado por categoría

Categoría	Precio de referencia USD	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
*Automóviles	26.000	5,0	4,0	3,0	2,0	1,0	1,0	1,0
*Taxis	26.000	5,0	4,0	3,0	2,0	1,0	1,0	1,0
*Camionetas	75.000	4,1	3,3	2,6	1,8	1,0	1,0	1,0
*Microbús	315.000	12,0	9,3	6,5	3,8	1,0	1,0	1,0
*Bus	380.000	11,8	9,1	6,4	3,7	1,0	1,0	1,0
*Camión	230.000	8,1	6,4	4,6	2,8	1,0	1,0	1,0
**Tractocamión	350.000	2,8	2,3	1,9	1,4	1,0	1,0	1,0

* Tecnologías GNC y GLP

** Tecnologías GNL

Tabla 47.

Relación de costos de vehículos a hidrógeno frente al de combustión interna más usado por categoría

Categoría	Precio de referencia USD	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Automóviles	95.000	18,6	14,2	9,8	5,4	1,0	1,0	1,0
Taxis	95.000	18,6	14,2	9,8	5,4	1,0	1,0	1,0
Camionetas	102.000	5,5	4,4	3,3	2,1	1,0	1,0	1,0
Motocicletas	11.500	10,0	7,8	5,5	3,3	1,0	1,0	1,0

Finalmente, con los costos por tecnología y la flota calculada previamente, se obtuvieron los valores anualizados de los costos de cada escenario y se calculó su valor presente.

Por otro lado, para evaluar los costos de transformación en la matriz de generación eléctrica se evalúan los costos de inversión y operación en las diversas tecnologías que se instalarían en el sistema según se indica en la Tabla 48. La informa-

ción presentada en la tabla corresponde a los costos estimados por la (EIA, 2019) con base en información de proyectos recientemente construidos y en desarrollo en Estados Unidos y otros países. Vale la pena resaltar que, aunque es claro que los costos para Colombia pueden ser diferentes, los costos en la tabla permiten establecer los mismos supuestos de costos para todas las tecnologías.

Tabla 48.

Costos de inversión y operación de las tecnologías de generación (EIA, 2019)

	Heat Rate (Btu/kWh)	Costo de capital (\$/kW)	Fijos OM (\$/kW-año)	Variable OM (\$/MWh)
Carbón				
Ultra-Supercrítica (USC)	8.638	\$ 3.676	\$ 40,58	\$ 4,50
USC – 30 % CCS	9.751	\$ 4.558	\$ 54,30	\$ 7,08
USC – 90 % CCS	12.507	\$ 5.876	\$ 59,54	\$ 10,98
Natural Gas				
Ciclo combinado	6.431	\$ 1.084	\$ 14,10	\$ 2,55
Ciclo combinado - 90% CCS	7.124	\$ 2.481	\$ 27,60	\$ 5,84
Uranio				
Reactor modular pequeño	10.046	\$ 6.191	\$ 95,00	\$ 3,00
Hidroeléctrica				
Convencional	N/A	\$ 5.316	\$ 29,86	\$ 0,00
Eólica				
Eólica (Costa)	N/A	\$ 1.677	\$ 35,14	\$ 0,00
Eólica offshore	N/A	\$ 4.375	\$ 110,00	\$ 0,00
Solar				
Solar PV	N/A	\$ 1.313	\$ 15,25	\$ 0,00
Solar PV + almacenamiento	N/A	\$ 1.755	\$ 31,27	\$ 0,00
Biomasa				
Biomasa	13.300	\$ 4.097	\$ 125,72	\$ 4,83
Geotérmica				
Geotérmica	N/A	\$ 2.521	\$ 128,54	\$ 1,16
Residuos				
Biogás	8.513	\$ 1.563	\$ 20,10	\$ 6,20

La producción de hidrógeno en el escenario Disruptivo se supone empezando en 2030 con una producción de 560 toneladas diarias y alcanzando 5300 toneladas diarias en 2050, todo a partir de fuentes renovables (solar y eólico). Para evaluar el costo de esta iniciativa, se debe tener en cuenta que los costos para el usuario final incluyen todas las posibles etapas de la cadena de suministro, tales como conversión, transporte, almacenamiento y distribución. Este costo total, según las experiencias internacionales, ha sido estimado por la (IEA, 2019) en un rango entre 4 US(2018)/kg y 8 US(2018)/kg para el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables (verde). En este documento, para la evaluación de costos se utiliza el valor promedio reportado de 5.25 US(2018)/kg.

En los escenarios Actualización, Modernización e Inflexión, los resultados muestran que habría una potencial importación de gas natural que supera las capacidades de la infraestructura actual y futura definida. Por esta razón, se evalúan los costos de dicha infraestructura usando como referencia los costos de infraestructura reportados por Wood Mackenzie (WM, 2020) para proyectos de GNL. En este documento se usó un costo de refe-

rencia de 976 US(2019)/ton para proyectos en Latinoamérica. De igual forma, para evaluar la inversión y operación en producción de biogás, se consideraron los costos promedio para aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios reportados por la IEA (IEA, 2020), de 2.5USD(2018)/MBtu.

Finalmente, se estiman los costos de la energía interna total consumida en cada escenario. Para ello, se multiplica cada unidad de energía consumida por los precios de los combustibles según la Tabla 49. La proyección de precios del petróleo y derivados se encuentran disponibles en el Plan indicativo de abastecimiento de líquidos (UPME, 2020). La proyección de precios para gasolina y diésel corresponden a los precios hacia el usuario final o puesto en estación. En todos los casos, se usó el escenario de referencia de precios.

En el caso del gas natural, se cuenta con los precios proyectados de importación y producción nacional, así como los precios proyectados al usuario final, según lo indicado en el Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural (UPME, 2020). Mientras que los precios de GLP se refieren al plan de abastecimiento de GLP vigente.

Tabla 49.

Proyección de precios de los combustibles (UPME)

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
Carbón	USD 2017/tonelada		90	89	89	89	
Diésel	USD 2019/ Galón		2,64	2,90	3,0	3,11	3,19
Gas natural	USD 2019/ MMBTU		15,87	18,95	19,15	19,62	19,76
Gasolina	USD 2019/ Galón		2,74	3,18	3,30	3,45	3,55
GLP	USD 2019/ kg		0,57	0,63	0,67		
Petróleo	USD 2019/Barril	56,76	38,36	74,79	85,77	91,75	88,76

Los costos de la electricidad no se definen explícitamente, por cuanto se consideran los costos de la energía primaria y secundaria usada para la transformación en electricidad, incluyendo los costos de operación que supone dicha transformación.

Por razones de simplificación, calidad de la información o limitantes propias del modelo, no se consideraron otros costos en las evaluaciones presentados.

ANEXO 6. RESULTADOS ESCENARIO ACTUALIZACIÓN

Consumo final

Bajo los supuestos del escenario Actualización en el período 2020-2050, como resultado del ejercicio de simulación se puede observar un crecimiento promedio año del 1,5%, donde el gas natural y la electricidad incrementarán su participación en 8% y 1%, respectivamente. Además, se espera que estos energéticos tengan crecimientos promedio año de 2,6% y 1,5% (ver [ilustración 63](#)).

Emisiones del consumo final

De acuerdo con los resultados obtenidos de la simulación para el escenario Actualización, se tiene que a 2050 las emisiones asociadas en conjunto a Carbón mineral y Derivados del petróleo disminuyen su participación en 5 puntos porcentuales a razón del Gas Natural. Por otra parte, para el período comprendido entre 2020 y 2050, las emisiones tendrán un crecimiento promedio año del 1,2 % y para los energéticos serán del 2,0% (gas natural), 1,1% (derivados del petróleo) y 0,2 % (carbón mineral) (ver [ilustración 64](#)).

Sector Transporte

Consumo final

En cuanto al sector transporte, se evidencia que a 2050 la participación de los derivados del petróleo disminuya a razón de la penetración del gas natural y la electricidad en 13 puntos porcentuales con respecto a 2019. El incremento en estos dos energéticos, está asociado a las metas plasmadas en la Política de Crecimiento Verde. En 2030, se espera un crecimiento de 26,8% (electricidad), 4,3% (gas natural) y 1,2% (derivados del petróleo). Por otra

Ilustración 63.

Emissiones de CO₂ de consumo final – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia

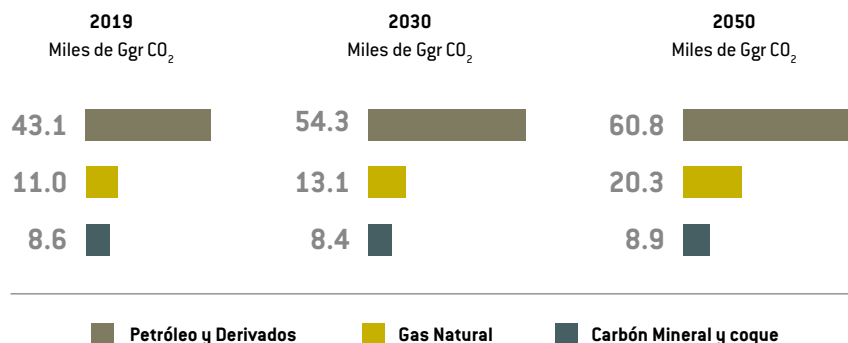
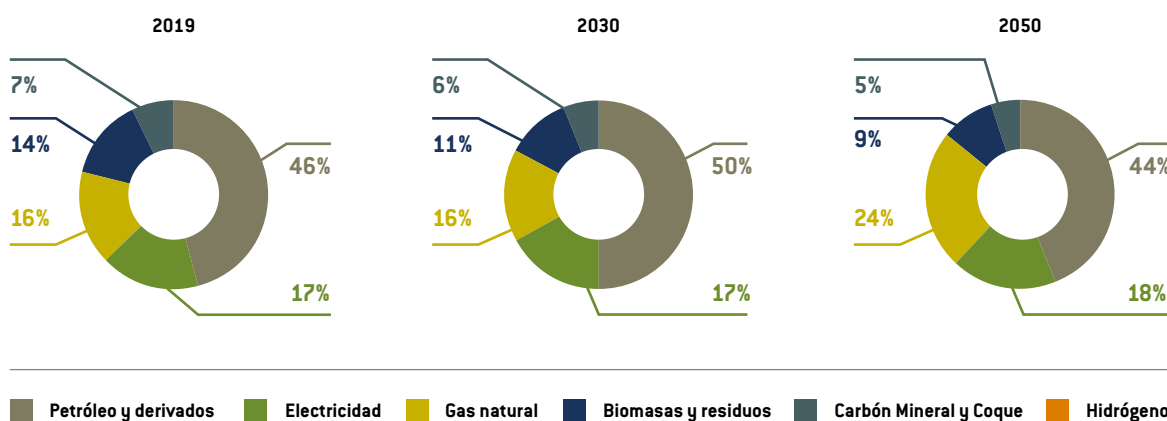


Ilustración 64.

Consumo final – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia



parte, en 2050 el crecimiento estimado será de 6,8% (gas natural), 4,5% (electricidad) y 0,2% (derivados del petróleo). Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector transporte sea del 1,5% (ver ilustración 65.).

Emissiones del consumo final

Entre 2020-2050, este sector es aquel que contribuirá entre un 62,5% a 67,9% de las emisiones totales del escenario. Además, la mayoría de la flota de movilidad se

encuentra asociada al consumo de derivados del petróleo, la cual posee las mayores contribuciones en la participación de la canasta de emisiones de CO₂ dentro del sector, alcanzando un 97 % en promedio durante el período de análisis, y el porcentaje restante está asociado al gas natural. En 2030, se estima que los derivados del petróleo tengan un crecimiento del 1,2% y el gas natural del 1,3%. Para 2050, el crecimiento del gas natural sería de 3,41 veces y los derivados del petróleo serían de 0,17

Ilustración 65.

Consumo final sector transporte – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia

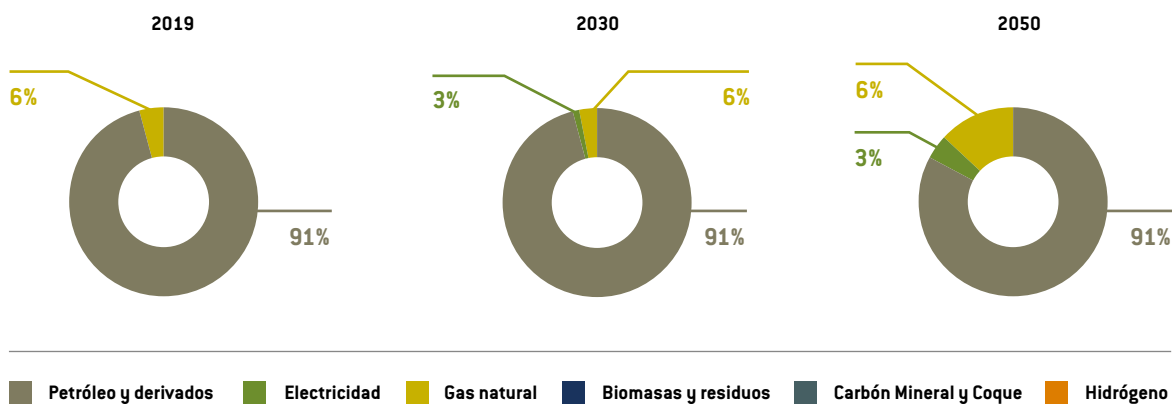
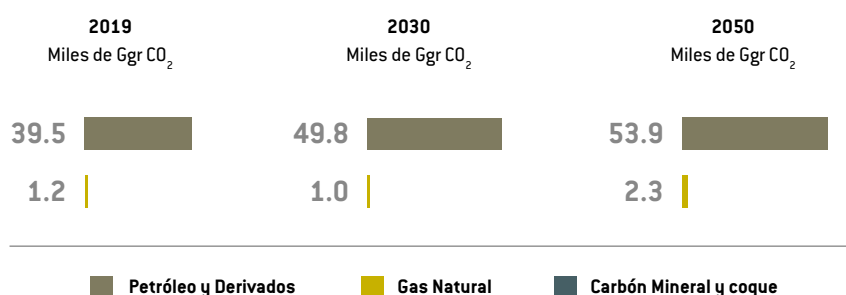


Ilustración 66.

Emisiones Consumo final sector transporte – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia



veces, con respecto a 2030. Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector transporte en emisiones de CO₂ sea del 1,1 % (ver ilustración 66.).

Sector Industrial

Consumo final

Para el sector industrial, los ejercicios de simulación mostraron que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año sea del 1,3%. Se observa que a 2050, el carbón disminuye su participación en 9 pun-

tos porcentuales con respecto a 2019, a razón de los residuos (hornos en la industria del cemento) y del gas natural (resto de la industria) en los procesos térmicos. Entre 2020-2050, se espera un crecimiento promedio año de 1,9% (gas natural), 1,6% (residuos), 1,4% (electricidad), 0,8% (petróleo y derivados) y 0,2% (carbón mineral y coque)(ver ilustración 67.).

Emisiones del consumo final

El sector industrial, aportaría para el período 2020-2050 entre un 20,2 % a 21,6 % del total de las emisiones de CO₂ del es-

Ilustración 67.

Consumo final sector Industria – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia

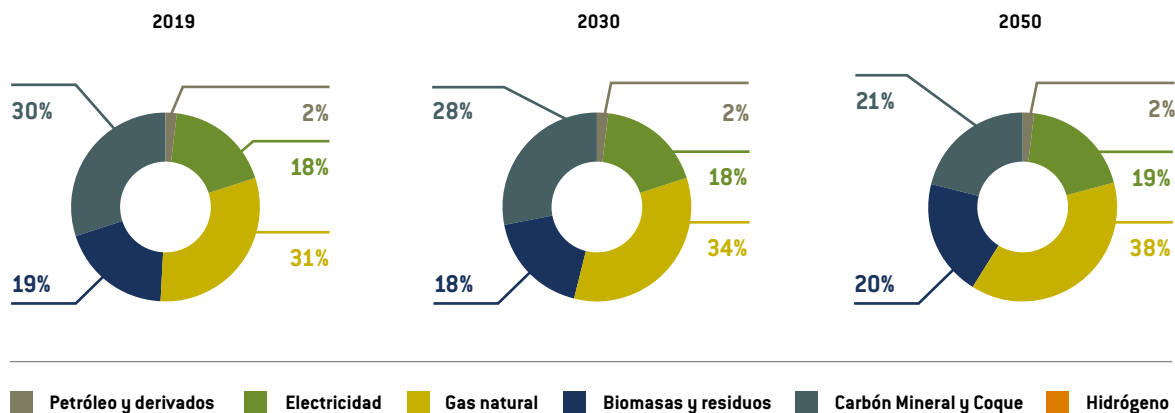
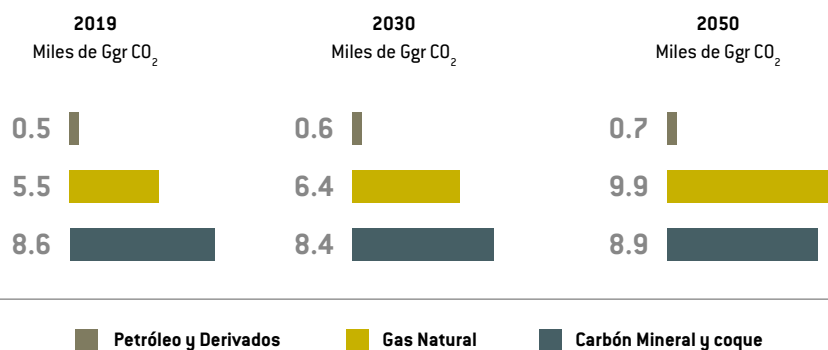


Ilustración 68.

Emisiones de CO₂ consumo final sector industria – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia



cenario. Para 2050, el gas natural aumenta su participación en 13 puntos porcentuales en detrimento del carbón mineral, donde el gas natural es un energético que posee una intensidad energética mayor. Se prevé que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector industrial en emisiones de CO₂ sea del 1,0 % y en cuanto a los energéticos serán del: 1,9 % (gas natural), 0,9 % (derivados del petróleo) y 0,2 % (carbón mineral). Los subsectores que más contribuyen con las emisio-

nes en este escenario son: Minerales no metálicos (Cementeras) con un 21,9 % y Alimentos, bebidas y tabaco con un 32,4 % (ver ilustración 68.).

Sector residencial

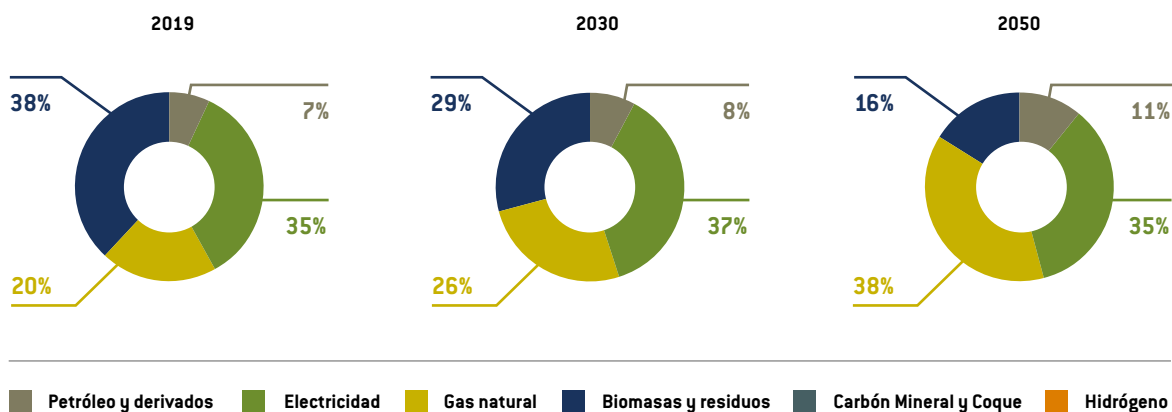
Consumo final

En cuanto al sector residencial, se observa que a 2050 la participación de la leña disminuye a razón del gas natural y la electricidad en 23 puntos porcentuales, con

Ilustración 69.

Consumo final sector residencial – Escenario actualización

Fuente: Elaboración propia



respecto a 2019. La disminución de este energético está asociada al: a) uso eficiente de este mediante estufas mejoradas y a la penetración del GLP en la cocción, y b) reducción de los hogares rurales. En 2030, se espera un crecimiento de: 1,9 % (gas natural), 0,4 % (electricidad), 1,2 % (GLP), y -2,6% (leña). Por otra parte, En 2050 el crecimiento esperado sería de: 1,3% (gas natural), 0,8% (electricidad), 0,8% (GLP) y -4,2 % (leña). Se calcula que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector residencial sea del -0,4 % (ver ilustración 69.).

Emisiones del consumo final

Como se observa, el sector residencial entre 2020 y 2050 contribuirá desde un 6,7% a 7,1% de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son del gas natural en un 72% en promedio, el resto de estas emisiones son asociadas al GLP. Por otra parte, para el periodo 2020-2050 el área urbana

aporta aproximadamente el 90% del total de las emisiones del sector. En 2030, se estima que los derivados del petróleo (GLP) tengan un crecimiento del 1,3% y el gas natural del 1,9%. Para 2050, el crecimiento del gas natural sería de 0,66 veces y el GLP sería de 0,60 veces, con respecto a 2030. Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector residencial en emisiones de CO₂ sea del 1,5% (ver ilustración 70.).

Sector Terciario

Consumo final

Para el sector terciario, las simulaciones arrojan como resultado que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año sea del 1,9%. Se muestra que a 2050 la electricidad disminuye su participación en 6 puntos porcentuales con respecto a 2019, asociado a la implementación de las mejores tecnologías existentes en el país. Las mejoras en eficiencia tienen un mayor impacto en las tecnologías que consumen

Ilustración 70.

Emisiones de CO₂ consumo final sector residencial – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia

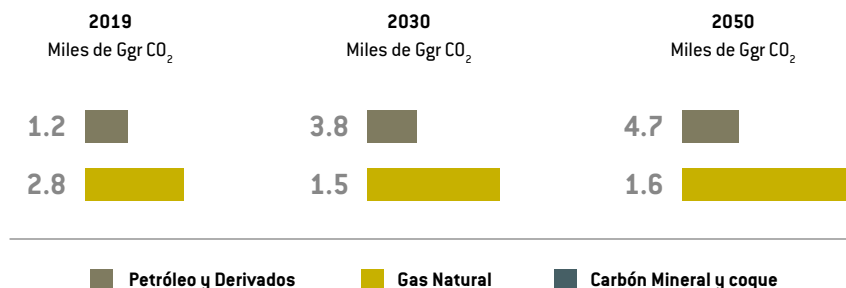
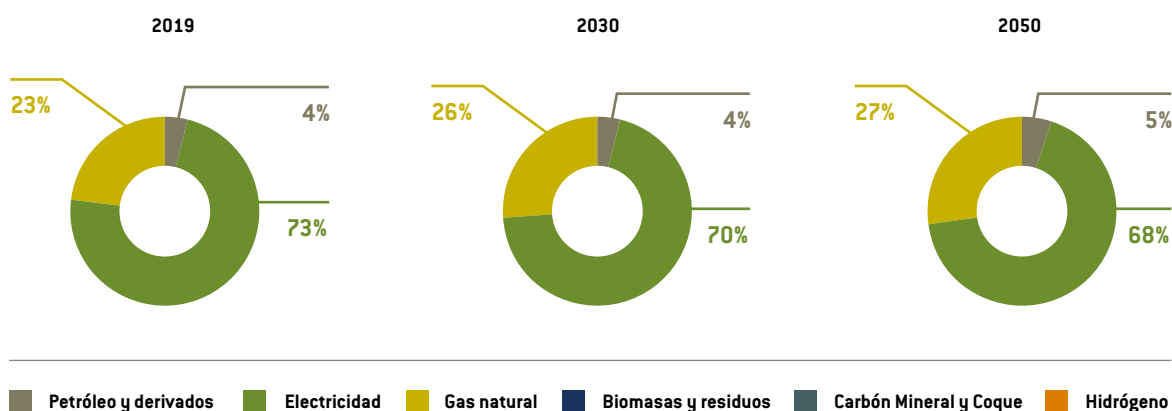


Ilustración 71.

Consumo final sector terciario – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia



electricidad, a diferencia de las tecnologías que utilizan gas combustible. A 2050, se espera un crecimiento promedio año de 2,6% (gas natural), 2,6% (GLP), y 1,7% (electricidad) (ver ilustración 71).

Emisiones del consumo final

El sector terciario, aportaría entre un 1,7% a 3,0% del total de las emisiones de CO₂ del escenario, para el período 2020-2050. Para 2050, no se evidencia reducción en la participación de los energéticos (gas natural y GLP) que aportan a las emisiones. Se estima que para el período 2020-2050, el

crecimiento promedio año del sector y de cada uno de los energéticos que contribuyen con las emisiones de CO₂ será del 2,6% (ver ilustración 72.).

Sector Agricultura, Construcción y Minería

Consumo final

En el Agricultura, Construcción y Minería, el resultado obtenido en las simulaciones permite ver que a 2050 el crecimiento promedio año es de 2,9 %, dicho crecimiento se encuentra asociado al creci-

Ilustración 72.

Emisiones de CO₂ Consumo final sector terciario – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia

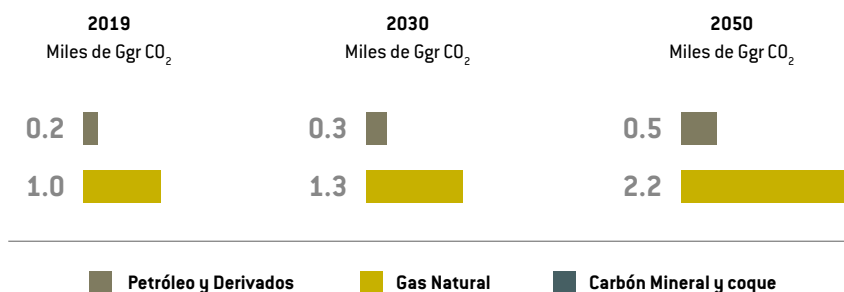
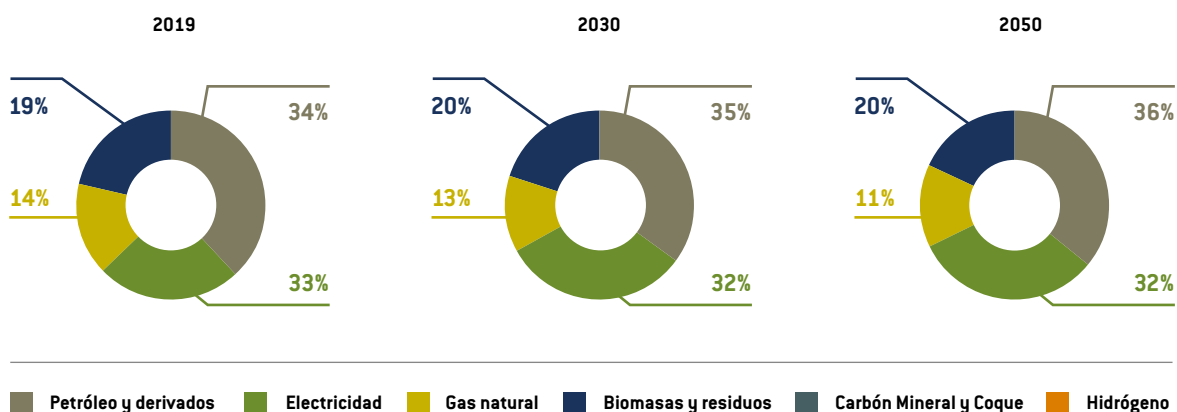


Ilustración 73.

Consumo final sector agricultura, construcción y minería – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia



miento económico esperado. Con respecto a la participación de los energéticos se mantiene en niveles similares, este es un sector con pocas perturbaciones en el uso de los energéticos (ver ilustración 73.).

Emisiones del consumo final

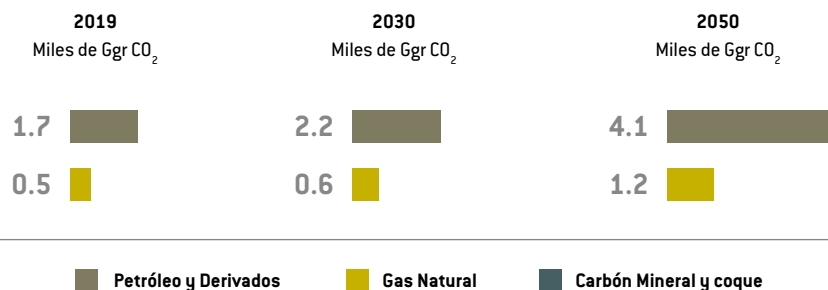
De 2020-2050, el sector agricultura, construcción y minería contribuirá entre 3,1% a 5,9% de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son de los derivados del

petróleo en un 77% en promedio, el resto de estas emisiones son asociadas al gas natural. En 2030, se estima que los derivados del petróleo tengan un crecimiento del 3,6% y el gas natural del 3,3%. Para 2050, el crecimiento del gas natural sería de 0,95 veces y para los derivados del petróleo sean de 0,81 veces, con respecto a 2030. Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector transporte en emisiones de CO₂ sea del 3,0% (ver ilustración 74.).

Ilustración 74.

Emisiones de CO₂ consumo final sector Agricultura, Construcción y Minería – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia



Oferta de energía primaria

De acuerdo con los resultados del escenario, se estima que la demanda de energía total para 2050 podría alcanzar los 2.379 PJ, de los cuales la producción local de oferta de energía en el país alcanzaría los 798 PJ (33,3%), y los 1.581 PJ (666,5%) restantes estarían asociados a la importación de petróleo – derivados y gas natural. Por otra parte, se identificó un crecimiento promedio año del 0,79% a 2050. Se estima que la participación a 2050 de los energéticos se distribuiría de la siguiente manera: a) petróleo y derivados con 45,2%, b) carbón mineral con 7,3%, c) gas natural con 21,4%, d) biomásas, residuos y biocombustibles con 11,1%, e) FNCER con 6,5% y f) hidroenergía con 8,3%.

En cuanto al petróleo y derivados, los resultados indica que, en este escenario, a partir del año 2043, las importaciones podrían superar la producción nacional (alcanzado un 54,5% del total de la oferta para este), y en 2050 suplirían la demanda en su totalidad. En el caso del gas natural, los resultados muestran que, a partir del año 2027 la importación de este combus-

tible se encontraría alrededor del 94,6% del total consumido (ver [ilustración 75](#)).

Capacidad instalada en el parque de generación eléctrica

De acuerdo con los resultados del escenario, se observa que la capacidad instalada a 2030 podría alcanzar los 25.262 MW y en 2050 alcanzaría los 42.709 MW, lo que significa que se aumentaría entre 1,4 y 2,4 veces la capacidad instalada en el SIN en 2019 (17.753 MW). Además, las participaciones más representativas a 2050 dentro de la canasta de generación serían: 42,9% (FNCER), 37,1% (hidroenergía), 12,0% (gas natural) 7,1% (entre derivados del petróleo y carbón mineral). De lo anterior se evidencia que, el aumento de la participación de las FNCER desplaza las tecnologías convencionales de generación que tradicionalmente se consideraban en la expansión del SIN. Las capacidades instaladas de las tecnologías convencionales se mantienen casi constantes durante todo el periodo de análisis, con crecimientos promedio año que oscilan entre el 0,9% y el 1,6% (ver [ilustración 76](#)).

Ilustración 75.

Oferta de energía primaria – Escenario Actualización

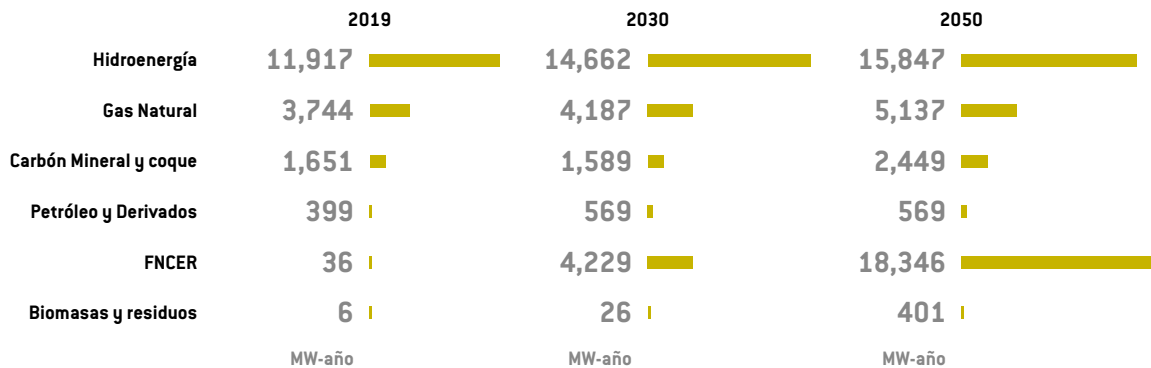
Fuente: Elaboración propia



Ilustración 76.

Capacidad instalada del parque de generación – Escenario Actualización

Fuente: Elaboración propia



ANEXO 7. RESULTADOS ESCENARIO MODERNIZACIÓN

Consumo final

En el marco de los supuestos del escenario Modernización se puede evidenciar que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año sea del 0,8%, donde el gas

natural y la electricidad incrementarán su participación en 14% y 1%, respectivamente. Además, se espera que estos energéticos tengan crecimientos promedio año de 2,9% y 1,1% (ver [ilustración 77](#)).

Emisiones del consumo final

A partir de los resultados producto de ejercicio de modelado para el Escenario Modernización, se tiene que a 2050 las emisiones asociadas en conjunto a Carbón

Ilustración 77.

Consumo final – Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia

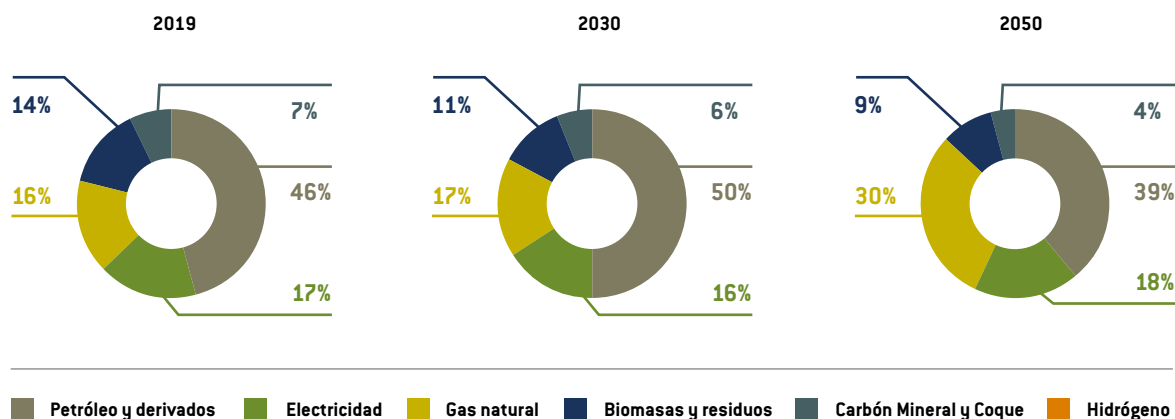
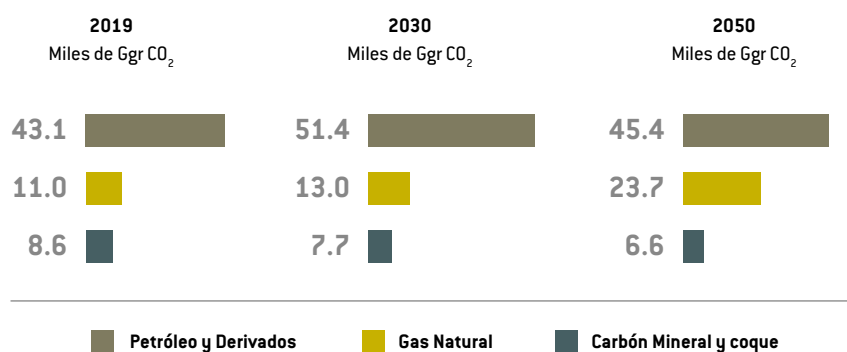


Ilustración 78.

Emisiones de CO₂ Consumo final – Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia



mineral y Derivados del petróleo disminuyen su participación en 14 puntos porcentuales a razón del Gas natural. Además, para el período comprendido entre 2020 y 2050, las emisiones tendrán un crecimiento promedio año del 0,6% y para los energéticos serán 2,5% (gas natural), 0,2% (derivados del petróleo) y -0,8% (carbón mineral) (ver ilustración 78.).

Sector Transporte

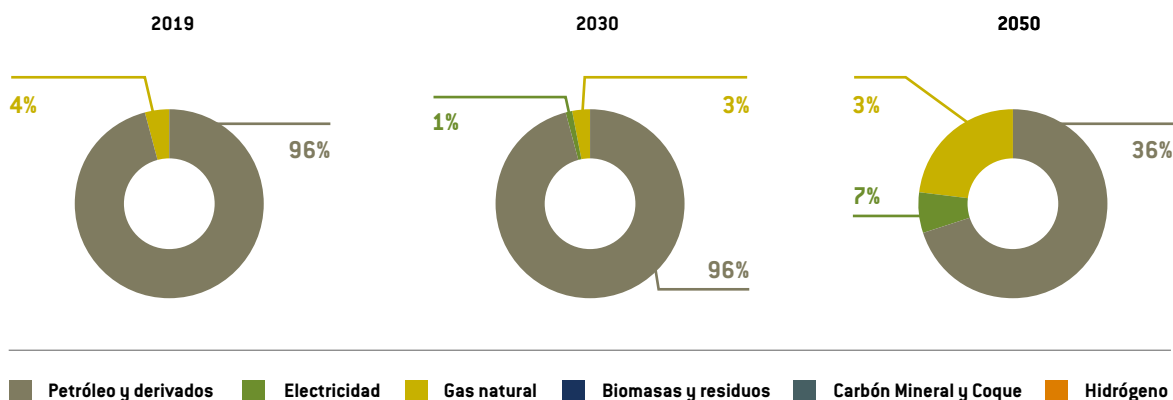
Consumo final

En cuanto al sector Transporte, se muestra que a 2050 la participación de los derivados del petróleo disminuya a razón de la penetración del gas natural y la electricidad en 26 puntos porcentuales con respecto a 2019. El incremento en estos dos energéticos supera las metas plasmadas

Ilustración 79.

Consumo final Sector Transporte – Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia



en la Política de Crecimiento Verde. En 2030, se espera un crecimiento de 28,8% (electricidad), 6,5% (gas natural) y 0,8% (derivados del petróleo). Por otra parte, en 2050 el crecimiento estimado será de: 6,3% (gas natural), 4,7% (electricidad) y -1,3% (derivados del petróleo). Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector transporte sea del 1,0% (ver *ilustración 79*).

Emisiones del consumo final

Entre 2020-2050, este sector es aquel que contribuirá entre un 60,5% a 67,3% de las emisiones totales del escenario. En este escenario, aún se contempla que el parque automotor funcione en su mayoría con derivados del petróleo, lo que se ve reflejado en una alta contribución en la participación de las emisiones de CO₂ dentro del sector, alcanzando un 93% en promedio durante el período de análisis y el porcentaje restante está asociado al gas natural. En 2030, se estima que los derivados del petróleo tengan un crecimiento del 0,7% y el gas natural del 4,3%. Para 2050, el creci-

miento del gas natural sería de 1,37 veces, mientras que los derivados del petróleo tendrían un decrecimiento de 2,09 veces, con respecto a 2030. Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector transporte en emisiones de CO₂ sea del 0,4%, lo que significa una disminución 0,7 puntos porcentuales con respecto al escenario actualización(-ver *ilustración 80*).

Sector Industria

Consumo final

Para el sector industrial, los resultados de las simulaciones construidas bajo los supuestos anteriormente expuestos permiten evidenciar que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año sea del 1,0%. Se observa que a 2050, el carbón disminuye su participación en 13 puntos porcentuales con respecto a 2019, a razón de una mayor contribución en la participación de los residuos (hornos en la industria del cemento) y del gas natural (resto de la industria) en los procesos térmicos. En-

Ilustración 80.

Emisiones CO2 Consumo final – Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia

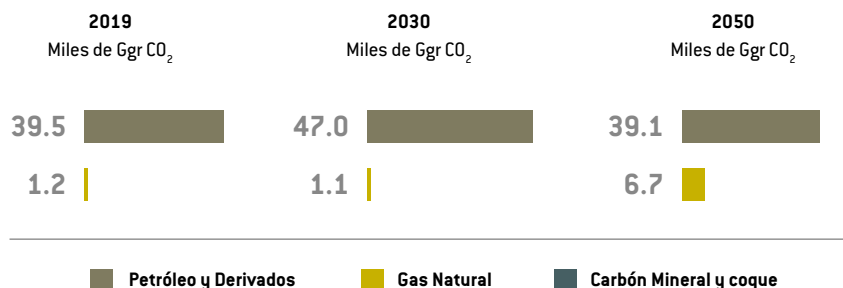
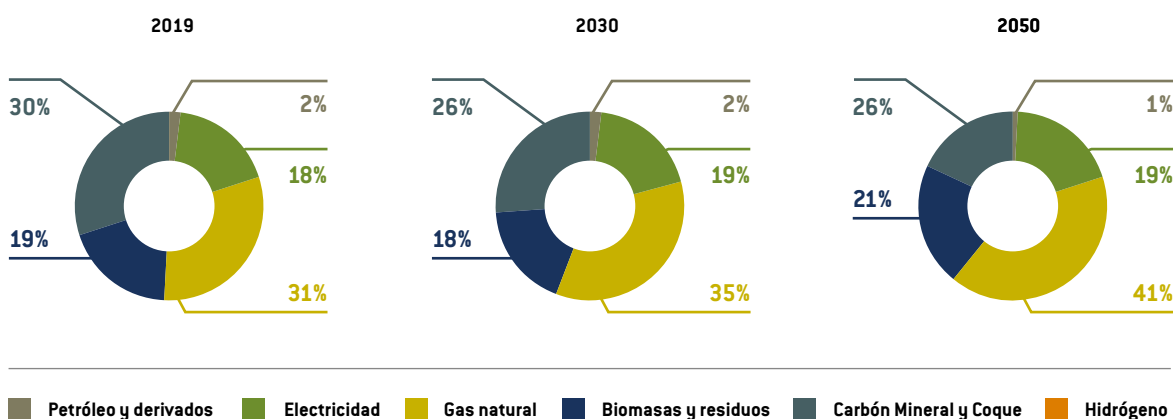


Ilustración 81.

Consumo final sector industria– Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia



entre 2020-2050, se espera un crecimiento promedio año de 1,9% (gas natural), 1,4% (residuos), 1,2% (electricidad), -0,8% (carbón mineral y coque) y -1,0% (petróleo y derivados) (ver ilustración 81).

Emisiones del consumo final

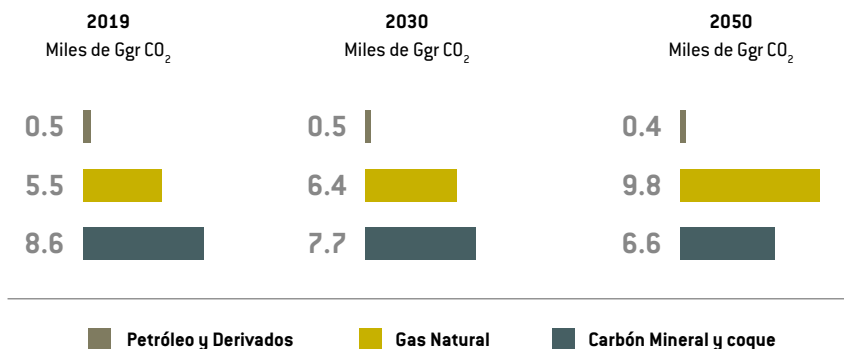
El sector industrial, aportaría para el período 2020-2050 entre un 19,7% a 22,1% del total de las emisiones de CO₂ del escenario. Para 2050, se espera una disminución de la participación en 20,8 puntos porcentuales entre el carbón mineral (19,4) y los derivados del petróleo (1,4), esto ocurre

en razón a que el gas natural es un energético con mayores eficiencias dentro de los procesos térmicos. Se prevé que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector industrial en emisiones de CO₂ sea del 0,5%, lo que significa una disminución 0,5 puntos porcentuales con respecto al escenario actualización y en cuanto a los energéticos serán del: 1,9% (gas natural), -0,8% (carbón mineral) y -1,1% (derivados del petróleo). Los subsectores que más contribuyen con las emisiones en este escenario son: Minerales no

Ilustración 82.

Emisiones CO₂ Consumo final sector industria– Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia



metálicos (Cementeras) con un 22,4% y Alimentos, bebidas y tabaco con un 30,7% (ver ilustración 82.).

Sector Residencial

Consumo final

En cuanto al sector residencial, se evidencia que a 2050 la participación de la leña disminuye a razón del gas natural y la electricidad en 28 puntos porcentuales, con respecto a 2019. La disminución de este energético en los hogares rurales está asociada al: a) uso eficiente de este mediante estufas mejoradas y a la penetración del GLP en la cocción, y b) reducción de los hogares. En cuanto a los hogares urbanos, se presenta una disminución en la electricidad debido a la implementación de las mejores tecnologías en el mundo, en especial en el uso de la refrigeración, siendo este el posee la mayor participación dentro de la contribución del consumo eléctrico. En 2030, se espera un crecimiento de 0,4% (gas natural), -0,1% (GLP), -2,8% (electricidad), y -4,6% (leña). Por otra parte, En 2050 el crecimiento esperado sería

de: 1,3% (gas natural), 0,8% (electricidad), 0,8% (GLP) y -8,1% (leña). Se calcula que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector residencial sea del -1,4% (ver ilustración 83.).

Emisiones del consumo final

Como se observa, el sector residencial entre 2020 y 2050 contribuirá desde un 6,5% a 7,1% de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son del gas natural en un 72% en promedio, el resto de estas emisiones son asociadas al GLP. Adicional, durante el periodo 2020-2050 el 90% de las emisiones totales del sector son producidas por las áreas urbanas. En 2030, se estima que los derivados del petróleo (GLP) tengan un crecimiento del -0,1% y el gas natural del 0,4%. Para 2050, el crecimiento del gas natural sería de 3,6 veces, mientras que el GLP tendrían un decrecimiento de 10,4 veces, con respecto a 2030. Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector residencial en emisiones de CO₂ sea del 0,9%,

Ilustración 83.

Consumo final sector residencial– Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia

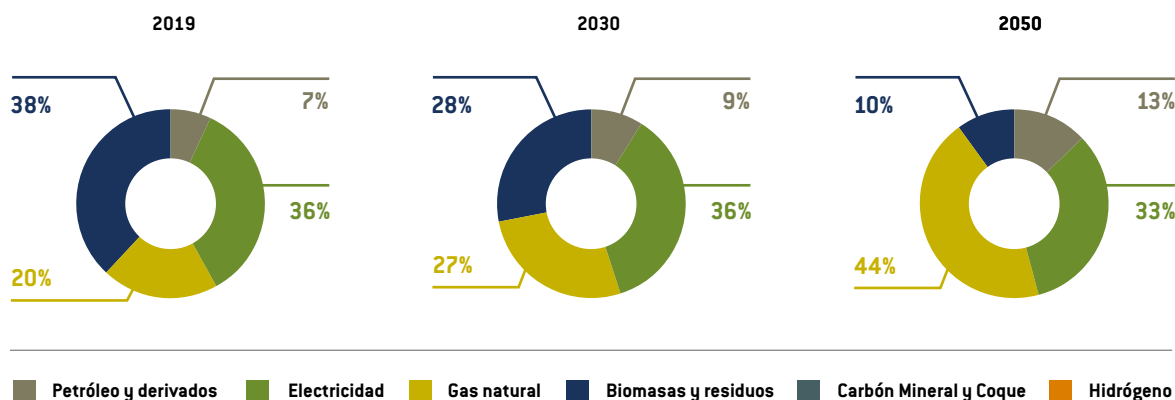
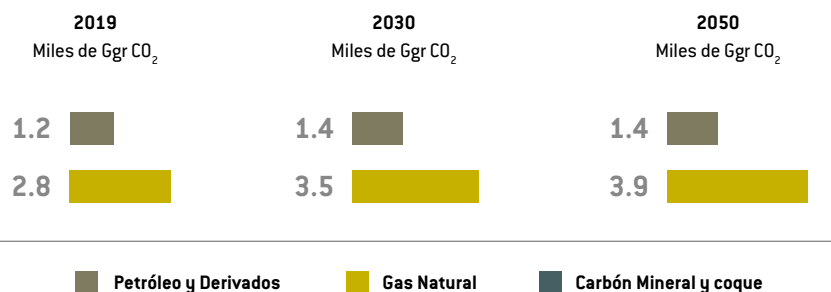


Ilustración 84.

Emisiones CO₂ Consumo final sector residencial– Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia



lo que significa una disminución 0,6 puntos porcentuales con respecto al escenario actualización (ver ilustración 84.).

Sector Terciario

Consumo final

Para el sector terciario, los cálculos producto de los supuestos permiten evidenciar que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año sea del 1,2%. Se muestra que a 2050 la electricidad disminuye su participación en 12 puntos porcentuales con respecto a 2019, asociado a la

implementación de las mejores tecnologías existentes en el mundo. Las mejoras en eficiencia tienen un mayor impacto en las tecnologías que consumen electricidad, a diferencia de las tecnologías que utilizan gas combustible. A 2050, se espera un crecimiento promedio año de 24% (gas natural), 2,4% (GLP), y 0,6% (electricidad) (ver ilustración 85.).

Emisiones del consumo final

El sector terciario, de acuerdo con los supuestos aportaría entre un 1,8% a 3,3% del total de las emisiones de CO₂ del es-

Ilustración 85.

Consumo final sector terciario– Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia

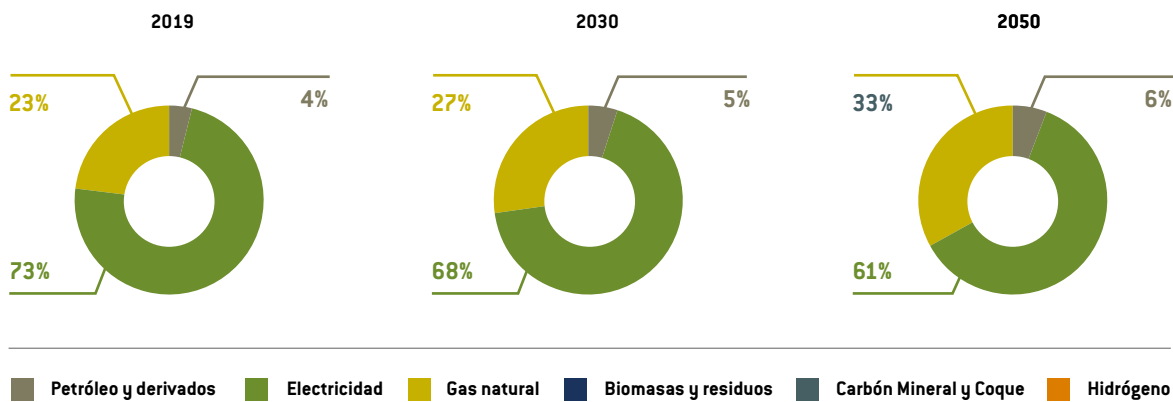
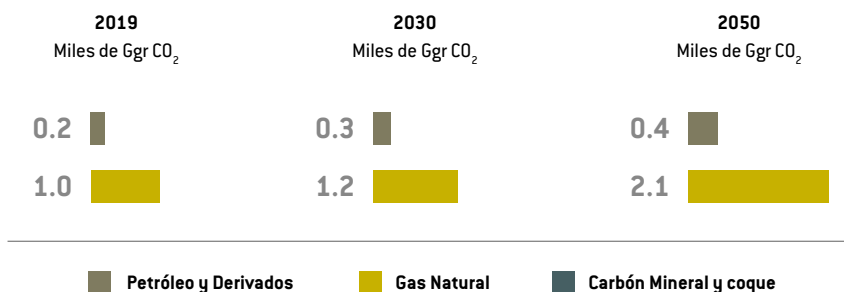


Ilustración 86.

Emisiones CO₂ Consumo final sector terciario– Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia



cenario, para el período 2020-2050. Para 2050, no se evidencia reducción en la participación de los energéticos (gas natural y GLP) que aportan a las emisiones. Se estima que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector y de cada uno de los energéticos que contribuyen con las emisiones de CO₂ será del 2,4%, lo que significa una disminución 0,2 puntos porcentuales con respecto al escenario actualización (ver ilustración 86.).

Sector Agricultura, Construcción y Minería

Consumo final

En Agricultura, Construcción y Minería, el resultado obtenido en las simulaciones permite advertir que a 2050 el crecimiento promedio año es de 2,9 %, lo cual se asocia al crecimiento económico esperado. Con respecto a la participación de los energéticos se mantiene en niveles similares, este es un sector con pocas perturbaciones en el uso de los energéticos (ver ilustración 87.).

Ilustración 87.

Consumo final sector agricultura, construcción y minería– Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia

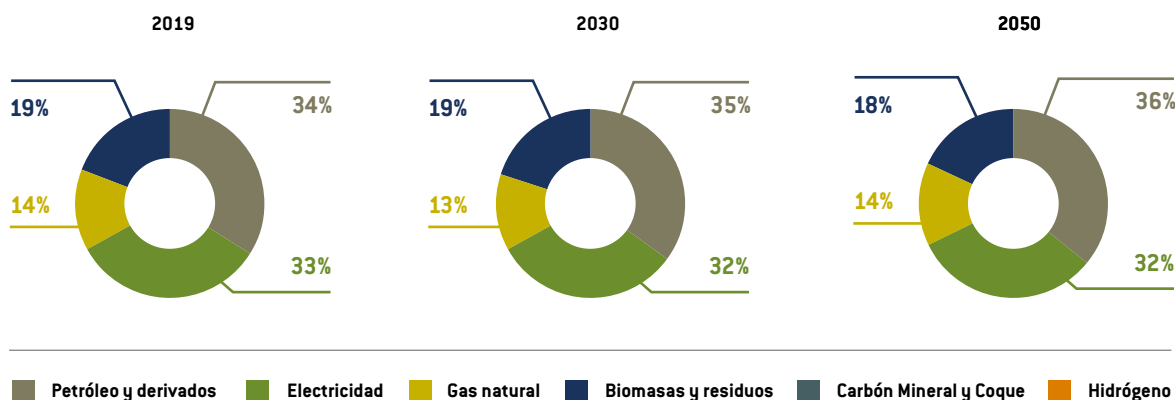
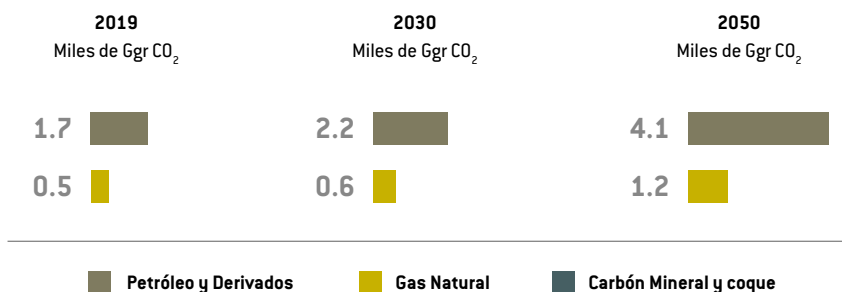


Ilustración 88.

Emisiones CO2 Consumo final sector agricultura, construcción y minería– Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia

*Emisiones del consumo final*

De 2020-2050, el sector agricultura, construcción y minería contribuirá entre 3,2% a 7,0% de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son de los derivados del petróleo en un 77% en promedio, el resto de estas emisiones son asociadas al gas natural. En 2030, se estima que los derivados del petróleo tengan un crecimiento del 3,6% y el gas natural del 3,3%. Para 2050, el crecimiento del gas natural sería

de 0,95 veces y para los derivados del petróleo sean de 0,81 veces, con respecto a 2030. Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector transporte en emisiones de CO₂ sea del 3,0% (ver ilustración 88.).

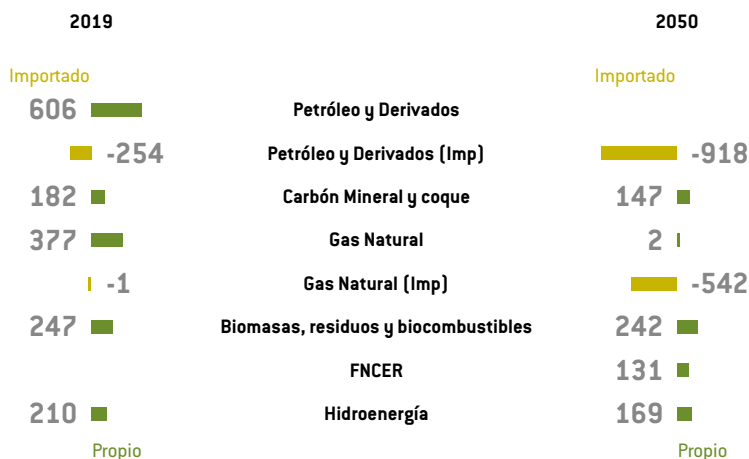
Oferta de energía primaria

De acuerdo con los resultados del escenario, se estima que la oferta de energía total para 2050 podría alcanzar los 2.151 PJ. La oferta de energía primaria del país, de acuerdo con su producción local, alcanzaría los 691 PJ (32,1 %), mientras que

Ilustración 89.

Oferta de energía primaria– Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia



los 1.460 PJ (67,9 %) restantes estarían asociados a la importación de petróleo – derivados y gas natural. Por otra parte, se prevé un crecimiento promedio año del 0,46% a 2050. Se estima la participación a 2050 de los energéticos se dé la siguiente manera: 1) petróleo y derivados con 42,7 %; 2) carbón mineral con 6,8 %, 3) gas natural con 25,3 %, 4) biomasas, residuos y biocombustibles con 11,3 %, e) FNCER con 6,1 % y f) hidroenergía con 7,8 %.

En cuanto al petróleo y derivados, los resultados indican que a partir del año 2040 las importaciones suplirían la producción local en su totalidad. En el caso del gas natural, los resultados de las simulaciones muestran que, a partir del año 2027 las importaciones de este se encontrarían alrededor del 95,9 % (ver [ilustración 89](#)).

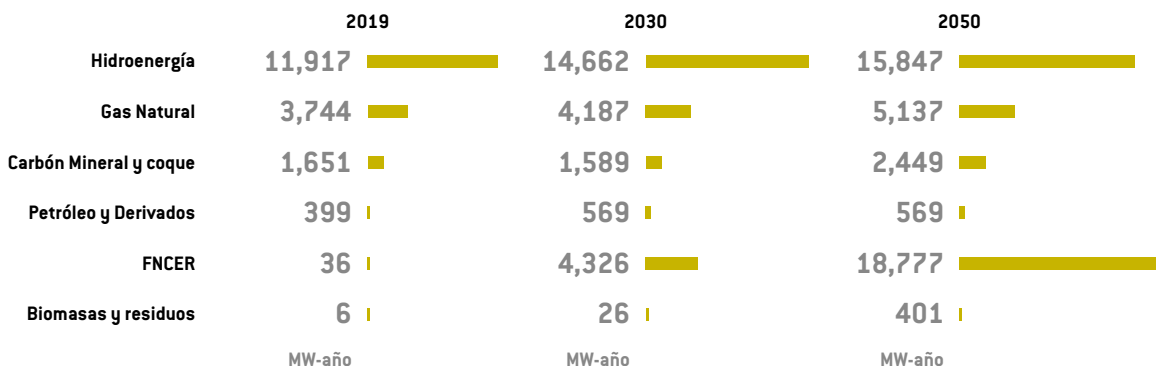
Capacidad instalada en el parque de generación eléctrica

En este escenario la capacidad instalada a 2030 alcanzaría los 25.359 MW y en 2050 alcanzaría los 43.180 MW, lo que significa que la capacidad instalada en el SIN aumentaría entre 1,4 y 2,4 veces respecto a la capacidad del SIN en 2019 (17.753 MW). Las participaciones más representativas a 2050 dentro de la canasta de generación serían: 43,5 % (FNCER), 36,7 % (hidroenergía), 11,9 % (gas natural) y 7,0 % (entre derivados del petróleo y carbón mineral). Las capacidades instaladas de las tecnologías tradicionales se mantienen casi constantes durante todo el periodo de análisis, con crecimientos promedio año que oscilan entre el 0,9 % y el 1,6 %. Mientras que la expansión de capacidad requerida ocurre principalmente con FNCER (ver [ilustración 90](#)).

Ilustración 90.

Capacidad instalada del parque de generación – Escenario Modernización

Fuente: Elaboración propia



ANEXO 8. RESULTADOS ESCENARIO INFLEXIÓN

Consumo final

En el escenario inflexión, los resultados obtenidos de las simulaciones construidas a partir de los supuestos evidenciaron que para la vigencia 2050 el gas natural y la electricidad aumentan su participación en un 9% respectivamente en proporción

al año 2019. Además, se evidencia una disminución del 10% en la participación de los energéticos derivados del petróleo y una disminución del 5% de biomásas, residuos y biocombustibles con respecto al 2019 (ver ilustración 91.).

Emisiones del consumo final

A partir de los modelos construidos bajo los supuestos presentados con anterioridad, para el Escenario Inflexión se tiene que a 2050 las emisiones asociadas en

Ilustración 91.

Consumo final – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia

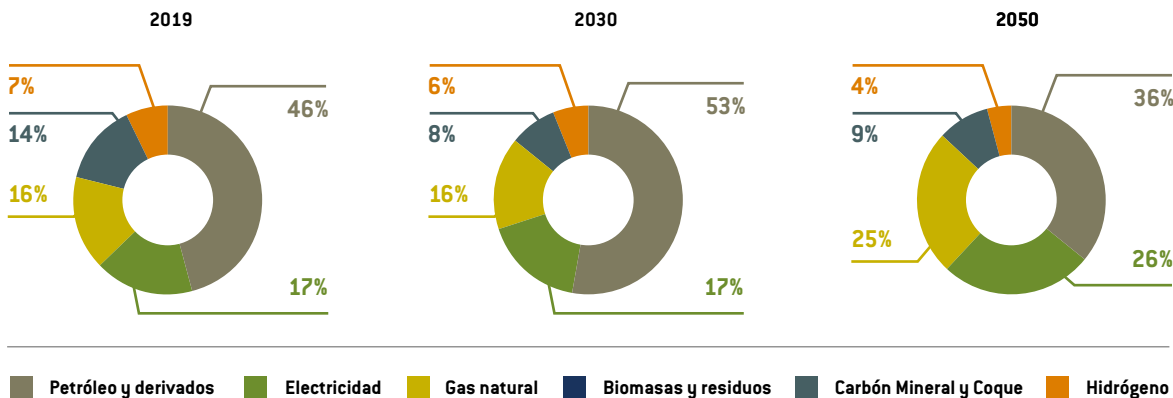
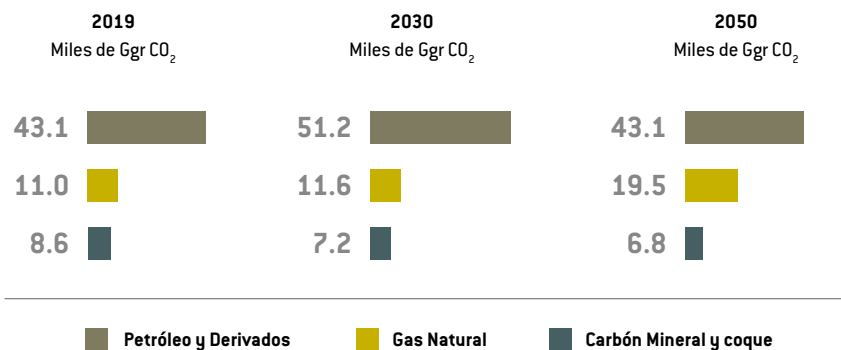


Ilustración 92.

Emisiones de CO₂ Consumo final – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia



conjunto a Carbón mineral y Derivados del petróleo disminuyen su participación en 11 puntos porcentuales a razón del Gas natural. Por otra parte, para el período comprendido entre 2020 y 2050, las emisiones tendrán un crecimiento promedio año del 0,3 % y para los energéticos serán 1,9 % (gas natural) y -0,7 % (carbón mineral) (ver [ilustración 92](#)).

Sector Transporte

Consumo final

En el sector transporte los resultados obtenidos del ejercicio de modelado muestran que a 2050 la participación de los derivados del petróleo disminuya en un 28 % a razón de la penetración electricidad (9 %) y del gas natural (18 %). El incremento en la electricidad está directamente relacionado con la definición de políticas e incentivos que promueven la penetración de vehículos eléctricos considerando además el avance en la tecnología y la promoción de precios competitivos para la adquisición. Se estima que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año

de este sector sea del 0,9 % (ver [ilustración 93](#)).

Emisiones del consumo final

Entre 2020-2050, este sector es aquel que contribuirá entre un 69,8 % a 62,6 % de las emisiones totales del escenario. Es importante resaltar que un porcentaje del parque automotor aún consume derivados de petróleo en este escenario, esto contribuye en la participación de la canasta de emisiones de CO₂ dentro del sector, alcanzando un 94 % en promedio durante el período de análisis, y el porcentaje restante está asociado al gas natural. En 2030, se estima que los derivados del petróleo tengan un crecimiento del 0,6 % y el gas natural del 5,1 %. Para 2050, el crecimiento del gas natural sería de 1,13 veces, mientras que los derivados del petróleo tendrían un decrecimiento de 2,68 veces, con respecto a 2030. Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector transporte en emisiones de CO₂ sea del 0,2 %, lo que significa una disminución 0,9 puntos porcentuales con respecto al escenario actualización (ver [ilustración 94](#)).

Ilustración 93.

Consumo final Sector transporte – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia

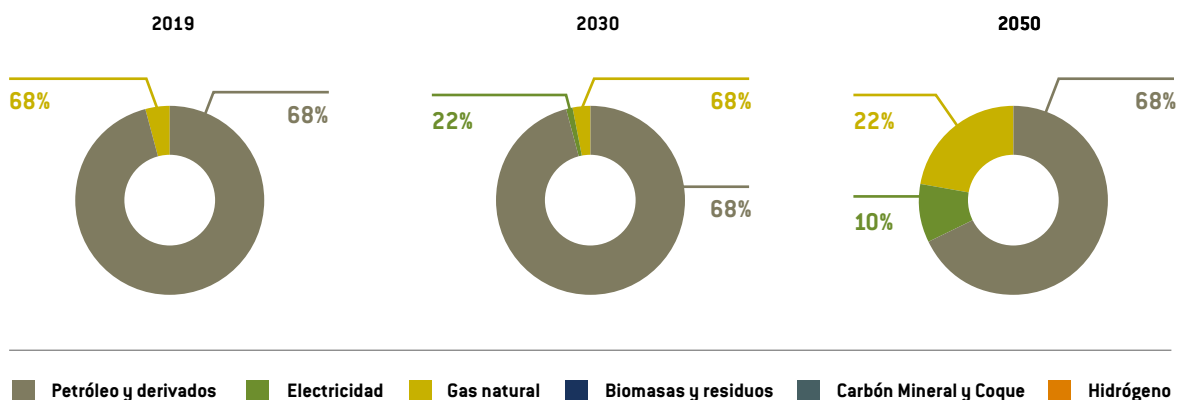
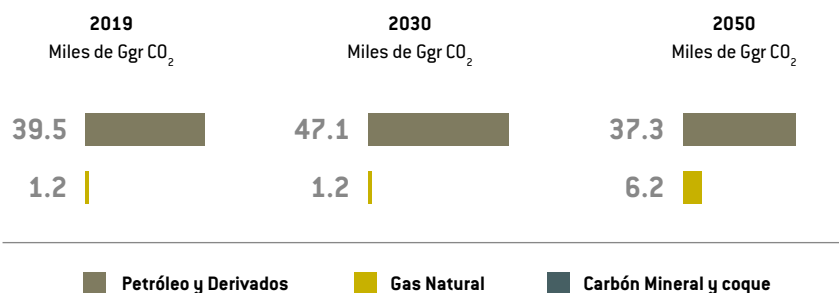


Ilustración 94.

Emisiones de CO₂ Consumo final Sector transporte – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia



Sector Industria

Consumo final

Para el sector industrial, bajo los supuestos construidos se obtuvo que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año sea del 1,3 %. Se observa que a 2050, el carbón disminuye su participación en 14 puntos porcentuales con respecto a 2019, el gas natural aumenta su participación en 8 %, la electricidad y la biomasa aumentaron su participación en 4 %. A 2050, se espera un crecimiento promedio año de 2 % en el gas natural, 2 % en biomasa, 1,9%

en electricidad, con respecto al petróleo y al carbón se observan decrecimientos del 0,9 % (petróleo y sus derivados) y 0,2 % (carbón mineral y coque). Cabe resaltar que en este sector se trata de maximizar la electrificación en la mayoría de los usos posibles, resaltando la industria del hierro y el acero (ver *ilustración 95*).

Emisiones del consumo final

El sector industrial, aportaría para el período 2020-2050 entre un 19,3 % a 24,8 % del total de las emisiones de CO₂ del escenario. Para 2050, la disminución de la partici-

Ilustración 95.

Consumo final Sector industria – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia

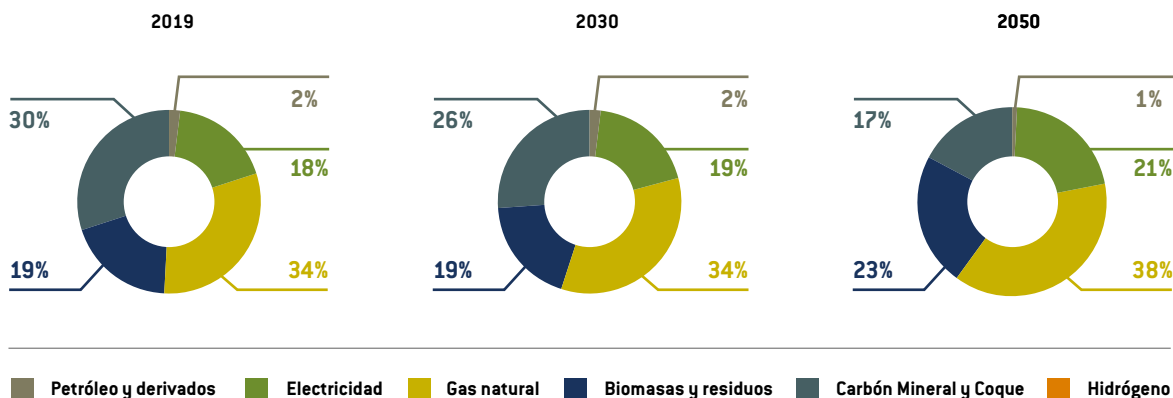
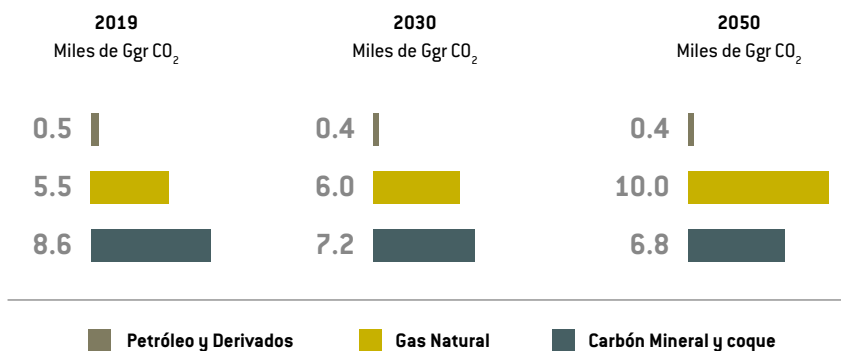


Ilustración 96.

Emissiones de CO₂ Consumo final Sector industria – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia



pación en 20,5 puntos porcentuales entre el carbón mineral (19,1) y los derivados del petróleo (1,4) es en razón a el gas natural, esto por su eficiencia energética. Se prevé que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector industrial en emisiones de CO₂ sea del 0,6 %, lo que significa una disminución 0,4 puntos porcentuales con respecto al escenario actualización. En cuanto a los energéticos, el crecimiento promedio año será del: 2,0 % (gas natural), -0,7 % (carbón mineral) y -1,0

% (derivados del petróleo). Los subsectores que más contribuyen con las emisiones en este escenario son: Minerales no metálicos (Cementeras) con un 23,1 % y Alimentos, bebidas y tabaco con un 30,0 % (ver ilustración 96.).

Sector Residencial

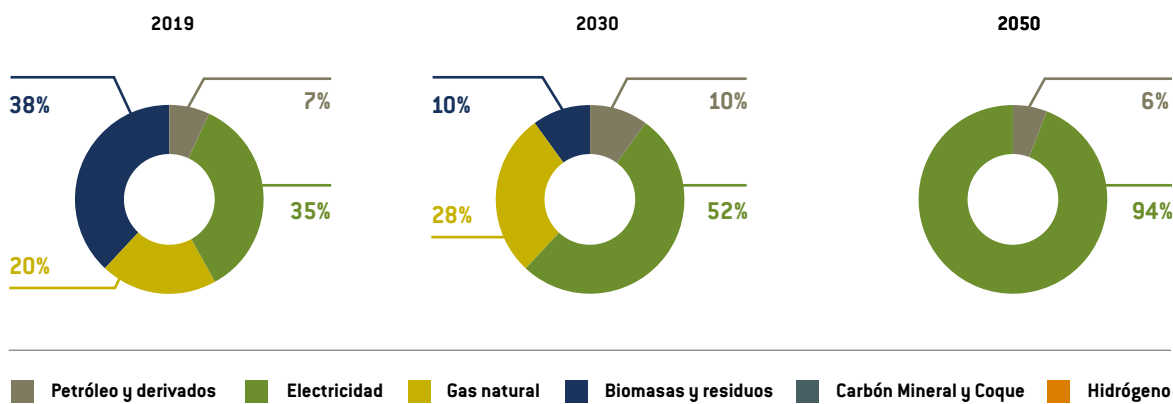
Consumo final

En el sector residencial, los resultados permitieron observar que a 2050 la participación de la leña disminuye a razón de

Ilustración 97.

Consumo final Sector residencial – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia



la electricidad en 38 puntos porcentuales, con respecto a 2019. Para 2030, se espera un crecimiento de 8 % (gas natural), 17 % (electricidad), 3 % (carbón mineral) y una disminución de 28 puntos porcentuales en la participación de la leña. Se estima que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector residencial sea del -2,3 % (ver ilustración 97.).

Emisiones del consumo final

Como se observa, el sector residencial entre 2020 y 2050 contribuirá desde un 6,8 % a 0,7 % de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son del GLP que van del 30 % al 100 %, debido en gran medida a la penetración y sustitución de la leña por este en el área rural. En cuanto al gas natural, la participación de emisiones de CO₂ del sector van desde un 70 % al 0 %, debido a la penetración y sustitución de este por la electricidad en el área urbana. Para el periodo 2020-2050 las áreas urbanas aportan aproximadamente el 66 % del to-

tal de las emisiones del sector. En 2030, se estima que los derivados del petróleo (GLP) tengan un decrecimiento del 5,6 % y el gas natural del 5,9 %. Para 2050, el crecimiento del gas natural sería de 17 veces, y el GLP sería de 0,2 veces, con respecto a 2030. Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector residencial en emisiones de CO₂ sea del -6,4 % (ver ilustración 98.).

Sector Terciario

Consumo final

Para el sector terciario, se observa que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año sea del 1,4 %. Se evidencia que a 2050 la electricidad disminuye su participación en 1 punto porcentual y el petróleo y sus derivados disminuye en 4 % con respecto a 2019, mientras que el gas aumenta su participación en un 5 %. A 2050, se espera un crecimiento promedio año de 2,1 % (gas natural), 1,3 % (Electricidad), y -18,8 % (petróleo y derivados) (ver ilustración 99.).

Ilustración 98.

Emisiones CO₂ Consumo final Sector residencial – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia

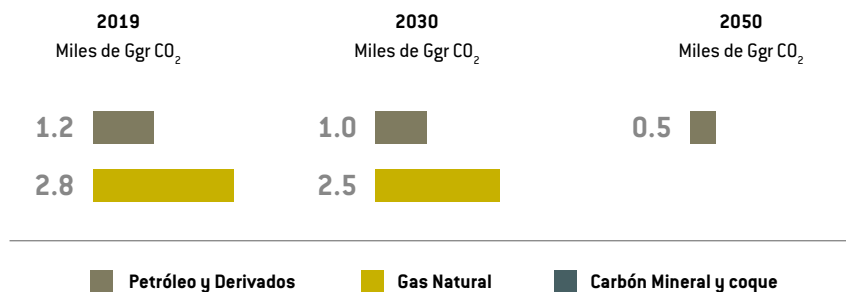
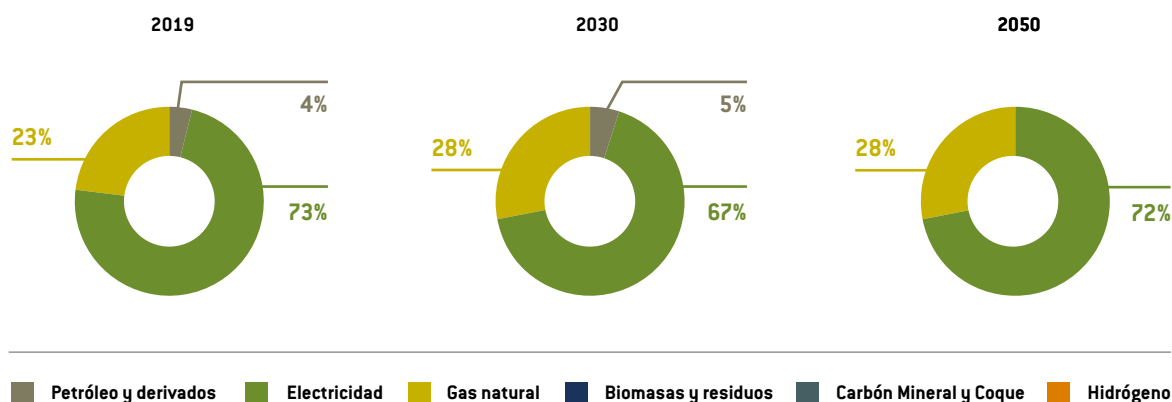


Ilustración 99.

Consumo final Sector terciario – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia

*Emisiones del consumo final*

El sector terciario, aportaría entre un 1,8 % a 2,7 % del total de las emisiones de CO₂ del escenario, para el período 2020-2050. el aumento de la participación es 17 puntos porcentuales para el gas natural en detrimento del GLP. Se prevé que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector en emisiones de CO₂ sea del 1,5 %, lo que significa una disminución 1,1 puntos porcentuales con respecto al escenario actualización. En 2050, el crecimiento de las emisiones según los ener-

géticos será de: 3,8 % (gas natural) y 0 % (GLP) (ver ilustración 100.).

Sector Agricultura, Construcción y Minería*Consumo final*

En Agricultura, Construcción y Minería, el resultado obtenido en las simulaciones permite deducir que a 2050 el crecimiento promedio año es de 3,4 %. Con respecto a la participación de los energéticos se mantiene en niveles similares, este es un sec-

Ilustración 100.

Emisiones CO₂ Consumo final Sector terciario – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia

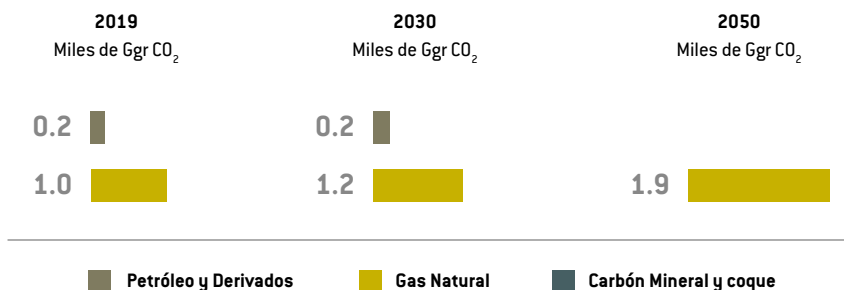
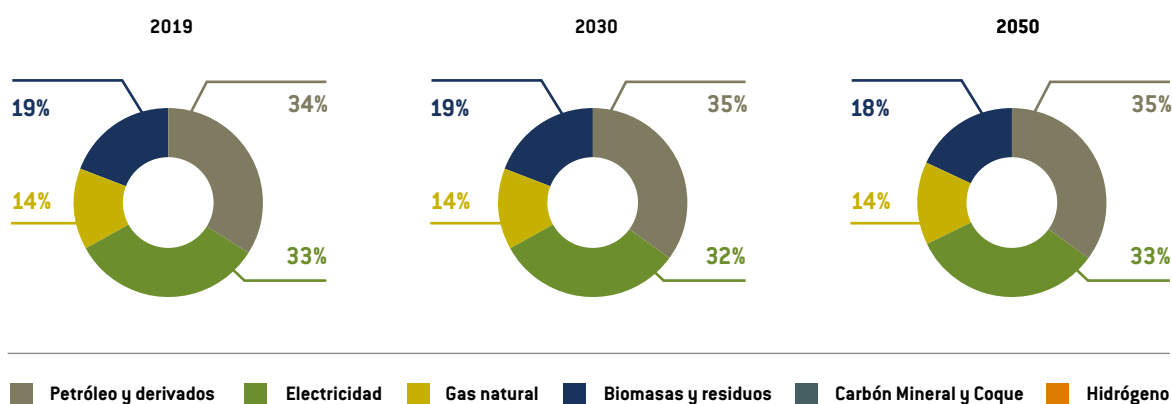


Ilustración 101.

Consumo final Sector agricultura, construcción y minería – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia



tor con pocas perturbaciones en el uso de los energéticos (ver ilustración 101.).

Emisiones del consumo final

De 2020-2050, el sector agricultura, construcción y minería contribuirá entre 3,4 % a 9,2 % de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son de los derivados del petróleo en un 77 % en promedio, el resto de estas emisiones son asociadas al gas natural. En 2030, se estima que los derivados del petróleo tengan un crecimiento

del 3,6 % y el gas natural del 3,5 %. Para 2050, el crecimiento del gas natural sería de 1,11 veces y para los derivados del petróleo sean de 0,96 veces, con respecto a 2030. Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector transporte en emisiones de CO₂ sea del 3,5 % (ver ilustración 102.).

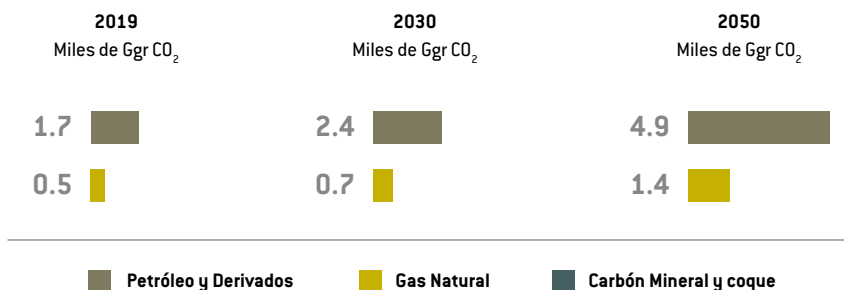
Oferta de energía primaria

Como resultado del ejercicio se estima que la demanda de energía total para 2050 podría alcanzar los 2.204 PJ para 2050, donde la oferta local de energía pri-

Ilustración 102.

Emisiones CO₂ Consumo final Sector Agricultura, Construcción y Minería – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia



maría alcanzaría los 812 PJ (36,9 %), y los 1.392 PJ (63,1 %) restantes estarían asociados a la importación de petróleo – derivados y gas natural. Por lo demás, se prevé un crecimiento promedio año del 0,53 % a 2050. Se estima que la participación a 2050 de los energéticos se distribuirá de la siguiente manera: 1) petróleo y derivados con 41,9 %; 2) carbón mineral con 6,4 %; 3) gas natural con 21,4 %; 4) biomásas, residuos y biocombustibles con 10,8 %; 5) FNCER con 7,8 %; 6) hidroenergía con 10,6 % y 7) nuclear con 1,2 %.

En cuanto al petróleo y derivados, se estima que a partir del año 2030 las importaciones se ubiquen por encima de la producción nacional (alcanzado un 53,2 % del total de la oferta para este), y a partir de 2039 en adelante suplirían la producción local en su totalidad. Para el gas natural, los resultados de las simulaciones muestran que, a partir del año 2027 las importaciones de este se encontrarían

alrededor del 95,2 % de la demanda (ver [ilustración 103](#)).

Capacidad instalada en el parque de generación eléctrica

De acuerdo con los resultados, se observa que la capacidad instalada a 2030 alcanzaría los 25.095 MW y en 2050 alcanzaría los 42.044 MW, lo que significa que se aumentaría entre 1,4 y 2,4 veces la capacidad de 2019 (17.753 MW). Además, las participaciones más representativas a 2050 dentro de la canasta de generación serían: 45,4 % (FNCER), 37,8 % (hidroenergía), 9,0 % (gas natural), 4,0 % (entre derivados del petróleo y carbón mineral), 1,0 % (biomásas y residuos) y 2,9 % (nuclear). En este escenario se contempla de entrada de plantas nucleares que aportarían al sistema 1.200 MW a partir del 2042 y un *Phase-out* de plantas térmicas convencionales que han llegado al fin de su vida útil (ver [ilustración 104](#)).

Ilustración 103.

Oferta de energía primaria – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia

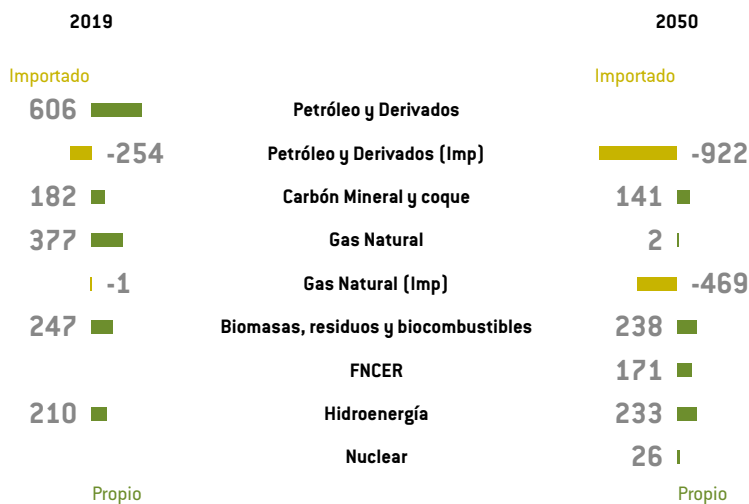
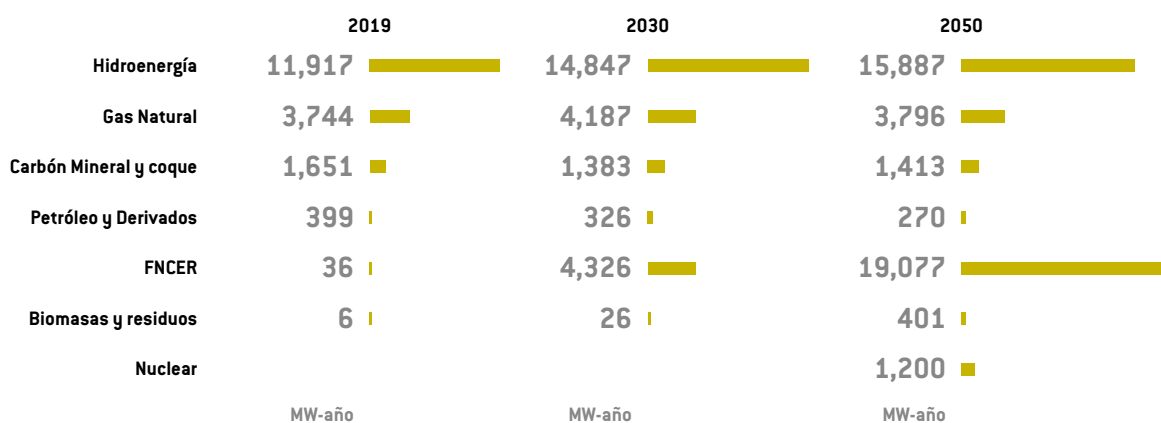


Ilustración 104.

Capacidad instalada del parque de generación – Escenario Inflexión

Fuente: Elaboración propia



ANEXO 9. RESULTADOS ESCENARIO DISRUPCIÓN

Consumo final

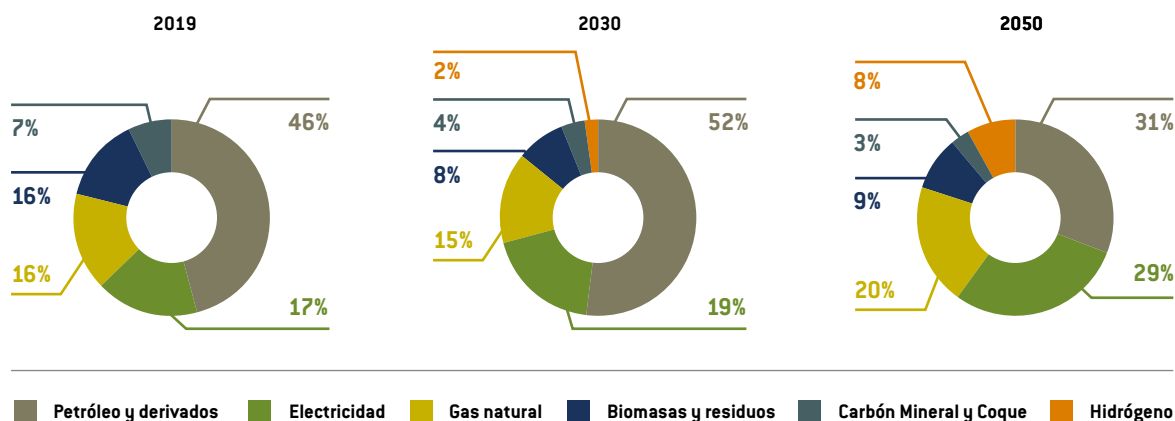
De acuerdo con los resultados de los modelos, se puede apreciar que para el período

de 2020-2050, el crecimiento promedio año del escenario disrupción es del 0,6 %, donde el gas natural y la electricidad incrementarán su participación en 4 % y 12 %, respectivamente. Además, se espera que estos energéticos tengan crecimientos promedio año de 1,4 % y 2,4 %. Este escenario contempla tecnologías que actual-

Ilustración 105.

Consumo final – Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia



mente están en desarrollo y son bastante ambiciosas, además implican grandes inversiones y cambios sustanciales en la estructura energética mundial, una de ellas es el hidrógeno, el cual para el año 2050 tiene una participación del 8 % con respecto a la demanda general (ver *ilustración 105*).

Emisiones del consumo final

De acuerdo con los resultados obtenidos en los modelos, para el Escenario Disrupción, se tiene que a 2050 las emisiones asociadas en conjunto a Carbón mineral y Derivados del petróleo disminuyen su participación en 8 puntos porcentuales a razón del Gas natural. Por otra parte, para el período comprendido entre 2020 y 2050, las emisiones tendrán un decrecimiento promedio año del 0,5 % y para los energéticos tendrán un crecimiento promedio año de: 0,7 % (gas natural), -0,7 % (carbón mineral) y -0,7 % (derivados del petróleo) (ver *ilustración 106*).

Sector Transporte

Consumo final

En el sector transporte los resultados del ejercicio de modelado muestran que a 2050 aumenta la participación de la electricidad en un 14 % y del gas natural en un 12 % lo que conduce a una disminución del porcentaje de participación de los combustibles líquidos en un 35%. Se estima que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector transporte sea del 0,5 %. En este escenario se puede evidenciar la participación del hidrógeno en un 9 %, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA) para 2070 el 30 % de la demanda de hidrógeno a nivel mundial será para el sector transporte, entre autos, camiones, y barcos (International Energy Agency, 2020). A 2050, se espera un crecimiento promedio año de 5,6 % de gas natural y 23,6 % de electricidad. Es importante aclarar que el consumo de petróleo y derivados corresponde al remanente de

Ilustración 106.

Emissiones de CO2 del consumo final– Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia

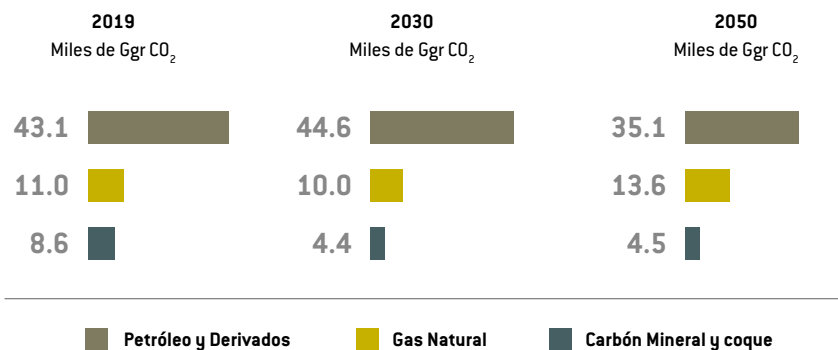
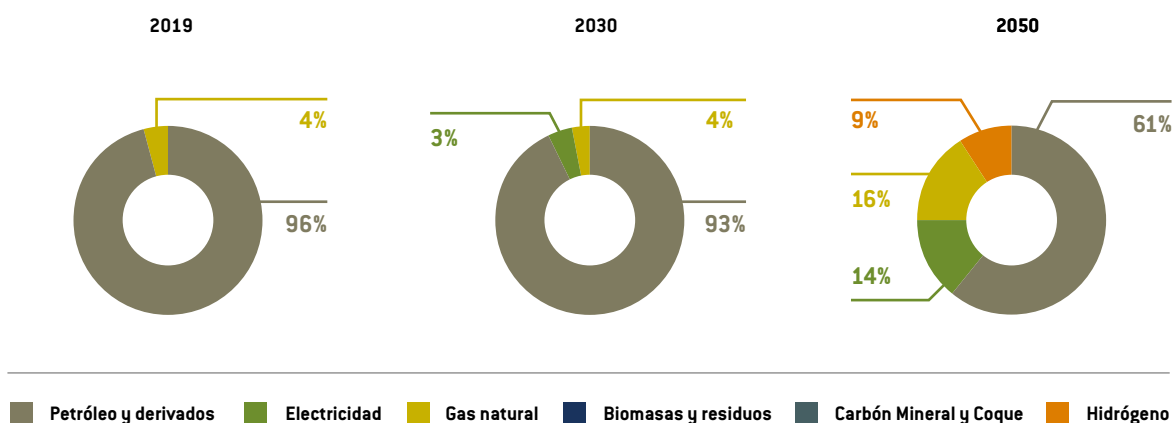


Ilustración 107.

consumo final sector transporte– Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia



vehículos a combustión que van saliendo de operación paulatinamente mientras aumentan las ventas de vehículos a gas, electricidad e hidrógeno (ver ilustración 107.).

Emissiones del consumo final

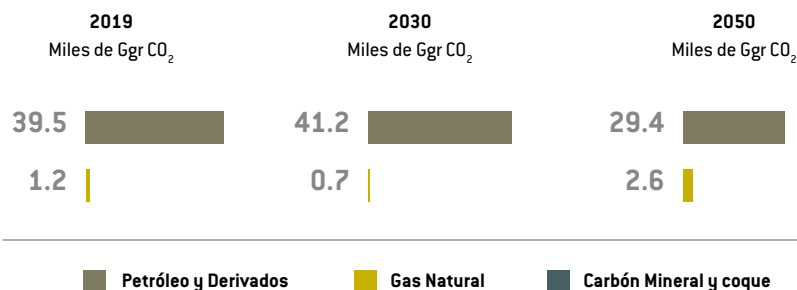
Entre 2020-2050, este sector es aquel que contribuirá entre un 71,5 % a 60,1 % de las emisiones totales del escenario. En este escenario, la energía eléctrica y el hidrógeno juegan un papel muy relevante en el consumo del parque automotor lo que

se ve reflejado en la disminución en el total de miles de millones de toneladas de CO2 generadas. Sin embargo, se mantiene un remanente de vehículos operando con derivados del petróleo, esto debido a la depreciación de los vehículos y los procesos de desintegración además de la lenta adaptación a las nuevas tecnologías lo que implica una contribución en la participación de la canasta de emisiones de CO2 dentro del sector, alcanzando un 96 % en promedio durante el período de análisis, y el por-

Ilustración 108.

Emisiones de CO₂ del consumo final sector transporte– Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia



centaje restante está asociado al gas natural. En 2030, se estima que los derivados del petróleo tengan un decrecimiento del 0,5 % y el gas natural del 1,9 %. Para 2050, el crecimiento del gas natural sería de 5,8 %, mientras que los derivados del petróleo tendrían un decrecimiento de -1,9 %. Se proyecta que para el período 2020-2050, el decrecimiento promedio año del sector transporte en emisiones de CO₂ sea del 0,8 %, lo que significa una disminución 0,3 puntos porcentuales con respecto al escenario actualización (ver [ilustración 108](#)).

Sector Industria

Consumo final

Para el sector industrial, se observa que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año sea del 1,3 %. Al hacer la comparación 2019-2050, el carbón disminuye su participación en 19 puntos porcentuales con respecto al hidrógeno, adquiriendo una participación del 15 %. Por otra parte, el gas natural disminuye su participación en 1 %, la electricidad y la biomasa aumentaron su participación en 3

%. A 2050, se espera un crecimiento promedio año de: 14 % en hidrógeno, 1,9 % en biomasa, 1,9 % en electricidad, 1,1 % en el gas natural, con respecto al petróleo y al carbón se observan decrecimientos del 1,3 % (petróleo y sus derivados) y 1,9 % (carbón mineral y coque) (ver [ilustración 109](#)).

Emisiones del consumo final

El sector industrial, aportaría para el período 2020-2050 entre un 18,0 % a 23,5 % del total de las emisiones de CO₂ del escenario. Para 2050, la disminución de la participación en 24 puntos porcentuales entre el carbón mineral (23) y los derivados del petróleo (1) es en razón a el gas natural. Se prevé que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector industrial en emisiones de CO₂ sea del -0,4 % y en cuanto a los energéticos serán del: 1,1 % (gas natural), -1,9 % (carbón mineral) y -1,4 % (derivados del petróleo). Los subsectores que más contribuyen con las emisiones en este escenario son: Minerales no metálicos (cementeras) con un 19,5 % y Alimentos, bebidas y tabaco con un 31,5 % (ver [ilustración 110](#)).

Ilustración 109.

Consumo final sector industria– Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia

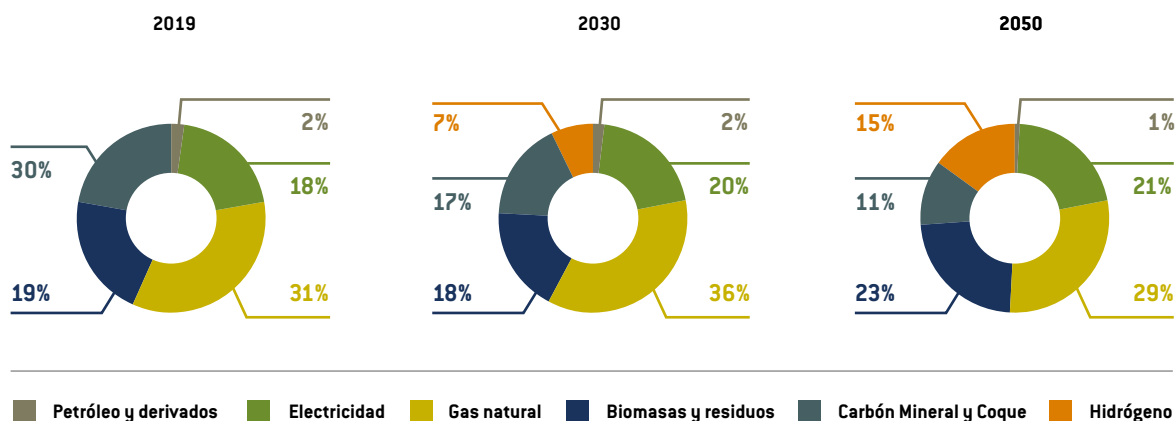
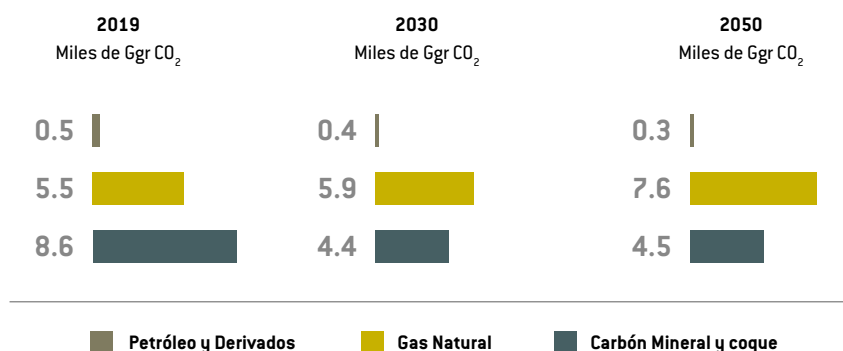


Ilustración 110.

Emisiones de CO2 del consumo final sector industria– Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia



Sector Residencial

Consumo final

En el sector residencial, bajo los supuestos construidos se evidencia que a 2050 la participación de la leña desaparece a razón de la electricidad. Para 2030, se espera un decrecimiento de 15,5 % en el gas natural y un crecimiento de 59 % en la participación de la electricidad, mostrando una alta electrificación en este sector. Se estima que para el período 2020-2050, el

crecimiento promedio año del sector residencial sea del -2,3 % (ver ilustración 111.).

Emisiones del consumo final

Como se observa, el sector residencial entre 2020 y 2050 contribuirá desde un 6,7 % a 0,7 % de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son del GLP que van desde un 30 % al 100 %, debido en gran medida a la penetración y sustitución de la leña por

Ilustración 111.

Consumo final sector residencial– Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia

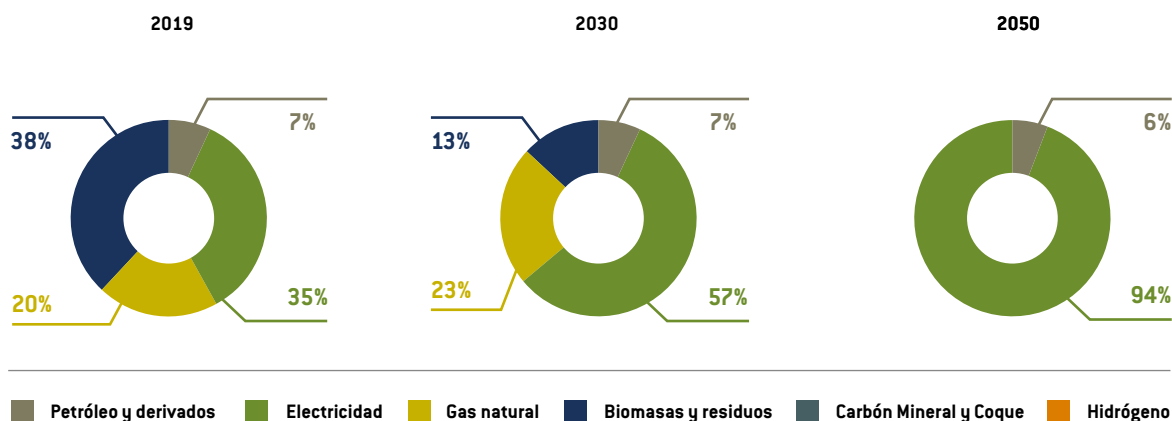
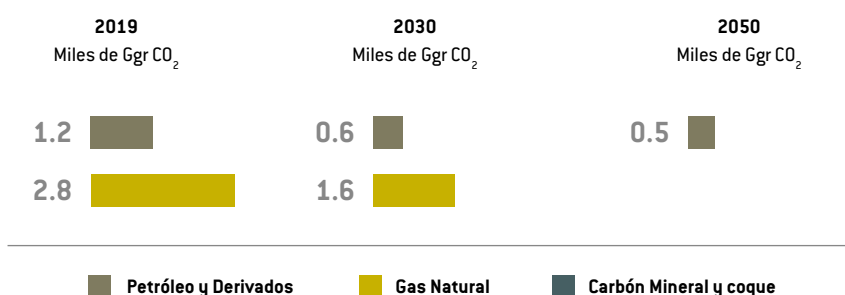


Ilustración 112.

Emisiones de CO₂ consumo final sector residencial– Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia



este en el área rural. En cuanto al gas natural, la participación de emisiones de CO₂ del sector van desde un 70 % al 0 %, debido a la penetración y sustitución de este por la electricidad en el área urbana. Por otra parte, para el periodo 2020-2050 el sector residencial urbano aporta aproximadamente el 43 % del total de las emisiones. En 2030, se estima que los derivados del petróleo (GLP) tengan un decrecimiento del 11,7 % y el gas natural del 11,5 %. Para 2050, el crecimiento del gas natural sería del 0 %, y el GLP sería de -1,2 %. Se proyec-

ta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector transporte en emisiones de CO₂ sea del -6,3 % (ver ilustración 112.).

Sector Terciario

Consumo final

Para el sector terciario, las simulaciones permiten visualizar que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año sea del 1,4 %. Se evidencia que a 2050 la electricidad disminuye su participación en 1 punto porcentual y GLP disminuye en 4 %

Ilustración 113.

Consumo final sector terciario– Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia

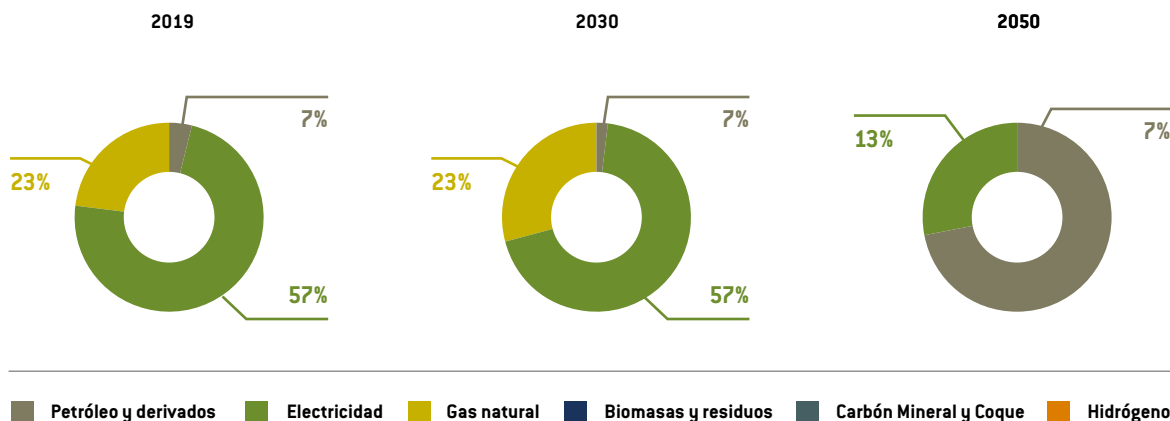
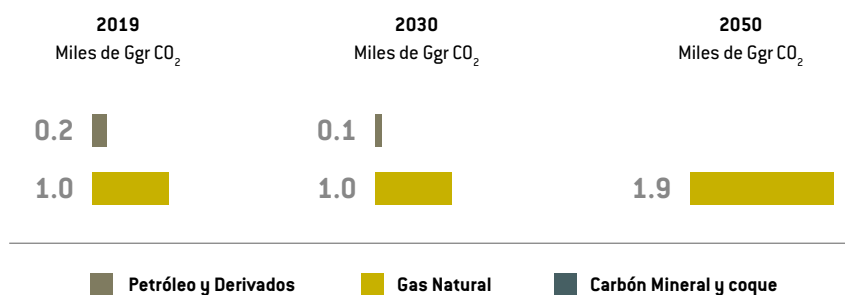


Ilustración 114.

Emisiones de CO2 consumo final sector terciario– Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia



con respecto a 2019, mientras que el gas aumenta su participación en un 5 %. A 2050, se espera un crecimiento promedio año de 2,1 % (gas natural), 1,4 % (Electricidad), y -26 % (petróleo y derivados) (ver [ilustración 113.](#)).

Emisiones del consumo final

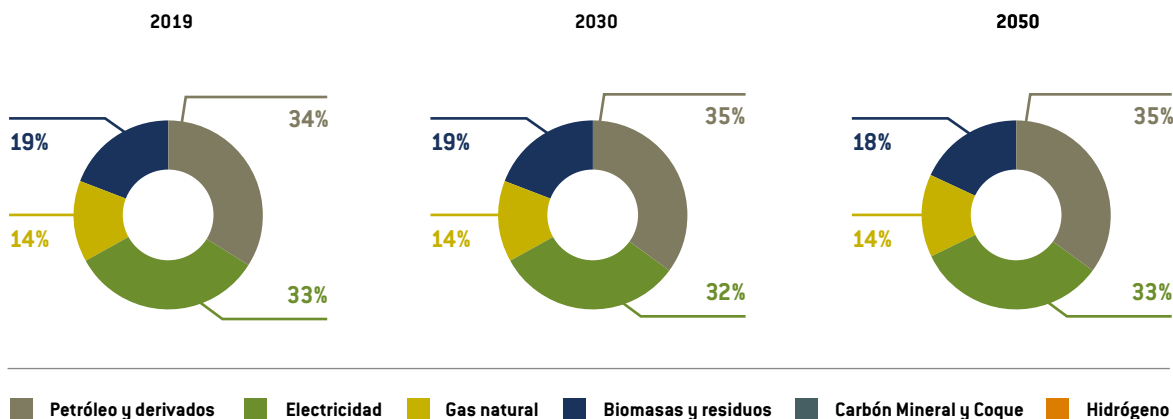
El sector terciario, aportaría entre un 1,8 % a 3,6 % del total de las emisiones de CO₂ del escenario, para el período 2020-2050.

Para 2050, el aumento de la participación es 17 puntos porcentuales para el gas natural en detrimento del GLP. Se prevé que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector en emisiones de CO₂ sea del 1,5 % lo que significa una disminución 1.1 puntos porcentuales con respecto al escenario actualización. En 2050, el crecimiento de las emisiones según los energéticos será de: 3,8 % (gas natural) y 0 % (GLP) (ver [ilustración 114.](#)).

Ilustración 115.

Consumo final sector terciario Sector Agricultura, Construcción y Minería – Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia



Sector Agricultura, Construcción y Minería

Consumo final

En el Agricultura, Construcción y Minería, se muestra que a 2050 el crecimiento promedio año es de 3,4 %. Con respecto a la participación de los energéticos se mantiene en niveles similares, este es un sector con pocas perturbaciones en el uso de los energéticos (ver *ilustración 115*).

Emisiones del consumo final

De 2020-2050, el sector agricultura, construcción y minería contribuirá entre 3,4 % a 11,9 % de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son de los derivados del petróleo en un 77 % en promedio, el resto de estas emisiones son asociadas al gas natural. En 2030, se estima que los derivados del petróleo tengan un crecimiento del 3,6 % y el gas natural del 3,5 %. Para 2050, el crecimiento del gas natural sería

de 1,11 veces y para los derivados del petróleo sean de 0,96 veces, con respecto a 2030. Se proyecta que para el período 2020-2050, el crecimiento promedio año del sector transporte en emisiones de CO₂ sea del 3,5 % (ver *ilustración 116*).

Oferta de energía primaria

De acuerdo con los resultados del escenario, para 2050 la oferta de energía primaria del país alcanzaría los 2.211 PJ, con una producción local que obtendría los 966 PJ (47,7 %), mientras que 1.245 PJ (56,3 %) estarían asociados a la importación de petróleo – derivados y gas natural, para un total de 2.211 PJ. Por otra parte, se obtuvo como resultado un crecimiento promedio año del 0,55 % a 2050. Se estima que la participación de los energéticos a 2050 se distribuirá de la siguiente manera: 1) petróleo y derivados con 40,8 %; 2) carbón mineral con 4,5 %; 3) gas natural con 15,6 %; 4) biomasas, residuos y biocombustibles con 10,0 %; 5) FNCER con 7,4%; 6) hidro-

Ilustración 116.

Emisiones de CO₂ consumo final sector terciario Sector Agricultura, Construcción y Minería – Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia

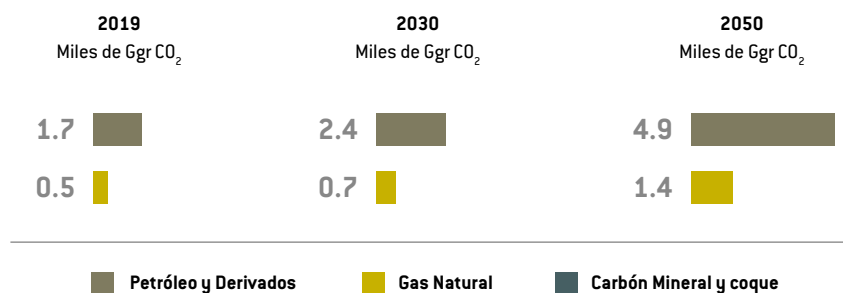
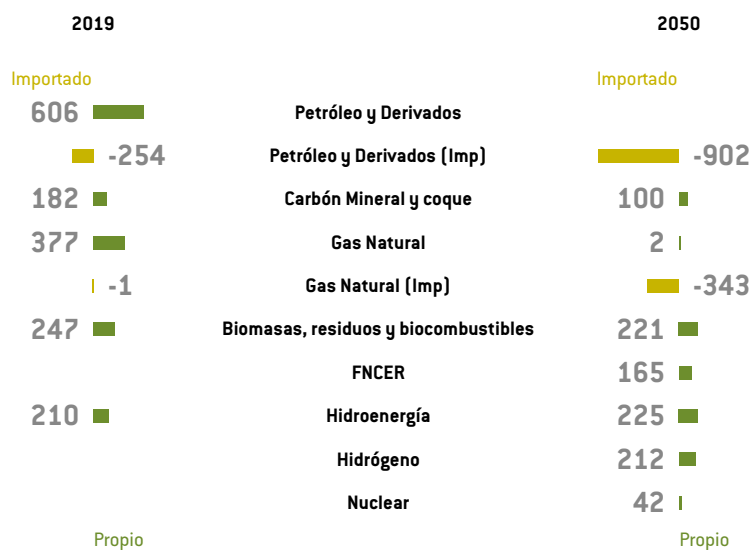


Ilustración 117.

Oferta de energía primaria – Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia



energía con 10,2 %; 7) hidrógeno con 9,6 % y 8) nuclear con 1,9 %.

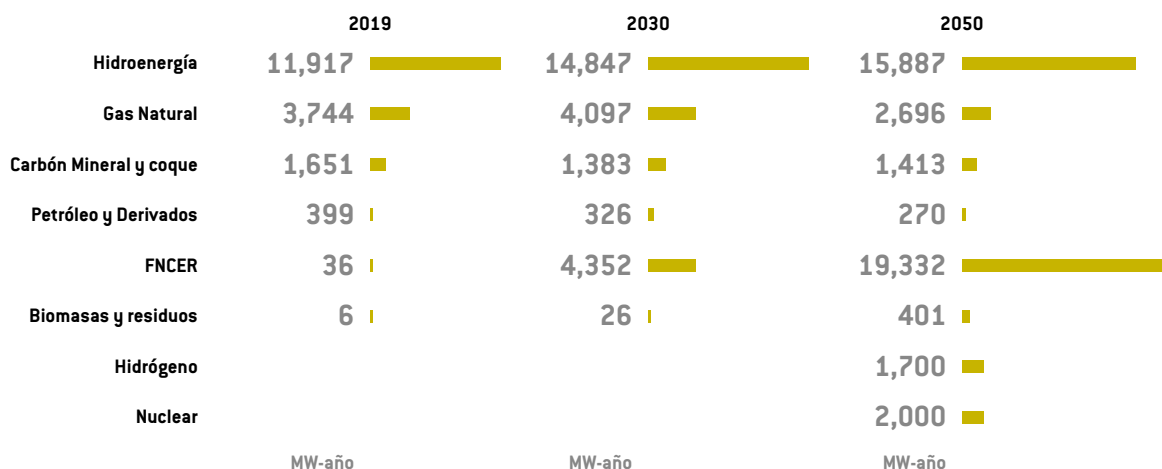
En cuanto al petróleo y derivados, se estima que a partir de 2031 las importaciones estarían por encima de la producción nacional (alcanzado un 61,8 % del total de la oferta para este año), y a partir de 2037

en adelante suplirían la producción local en su totalidad. Para el gas natural, los resultados de las simulaciones muestran que, a partir del año 2027 las importaciones de este se encontrarían alrededor del 98,7 % de la demanda de este combustible (ver [ilustración 117](#)).

Ilustración 118.

Capacidad instalada del parque de generación – Escenario Disrupción

Fuente: Elaboración propia



Capacidad instalada en el parque de generación eléctrica

La capacidad instalada a 2030 alcance los 25.031 MW y en 2050 alcanzaría los 43.699 MW, lo que significa que se aumentaría entre 1,4 y 2,5 veces la capacidad del SIN en 2019 (17.753 MW). Además, las participaciones más representativas a 2050 dentro de la canasta de generación serían: 44,2 % (FNCER), 36,4 % (hidroenergía), 6,2 % (gas natural), 4,0 % (entre derivados del petróleo y carbón mineral), 0,9 % (biomasas y residuos), 4,6 % (nuclear) y 3,9 % (hidróge-

no). En este escenario se contempla también la entrada de plantas nucleares que aportarían al sistema 2.000 MW de capacidad instalada a partir del 2042 y plantas de hidrógeno que contribuirían entre 800 MW (2038) a 1.400 MW (2042). Al igual que en el escenario Inflexión, la desaceleración en los combustibles convencionales aumenta, motivado por una menor contribución del gas natural dentro del parque de generación y el Phase-out de plantas ineficientes o en el fin de su vida útil (ver [ilustración 118](#)).

Bibliografía

- ANH. (2019). *Histórico de regalías 2004-2019*. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector>
- ANM. (2016). *Histórico de regalías 2004 - 2016*. Obtenido de https://www.anm.gov.co/sites/default/files/Regalias/distribuciones_y_giros_de_regalias_del_ano_2004_a_abril_30_de_2016.xlsx
- ANM. (2020). *Histórico de regalías*. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/Operaciones-Regal%C3%A1das-y-Participaciones/Regalias/estadisticas-e-informes/Regalas/HISTORICO%20DE%20REGALIAS%20PAGADAS%202004-2019.pdf>
- ASOCODIS. (2018). *Evolución Sectorial de la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia 2010-2018*. Obtenido de http://www.asocodis.org.co/administrator/components/com_archivos/docs/49fee671f49d7b81eada348cb505046c-INFORME-ASOCODIS-VER7NOV2019-impresion-compressed.pdf
- ASSET. (1 de Julio de 2018). *Technology pathways in decarbonisation scenarios*. Obtenido de Sitio Web Comisión Europea de Energía: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf
- Banco Mundial. (2015). *Energy intensity level of primary energy (MJ/\$2011 PPP GDP)*. Obtenido de <https://data.worldbank.org/indicator/EG.EGY.PRIM.PP.KD>
- Banco Mundial. (2020). *Pandemic, Recession: The Global Economy in Crisis*. Obtenido de <https://www.worldbank.org/en/publication/global-economic-prospects>
- BBVA Research. (31 de Diciembre de 2018). *El sector automotor colombiano prende motores*. Obtenido de Sitio Web BBVA research: <https://www.bbvarsearch.com/wp-content/uploads/2018/09/SituacionAutomotrizActualizacion.pdf>
- DANE. (2020). *Economía PRIMER REPORTE 2020 Circular*. Obtenido de <https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/economia-circular/economia-circular-1-reporte.pdf>
- DANE. (2020). *Gran encuesta integrada de hogares (GEIH) Mercado laboral*. Obtenido de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/mercado-laboral/empleo-y-desempleo>

- DANE. (2020). *Producto Interno Bruto -PIB- nacional trimestral*. Obtenido de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales/historicos-producto-interno-bruto-pib>
- DANE. (2020). *Retropolación Base 2015- Precios Constantes base 2015, Agregados Macroeconómicos*. Obtenido de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/agregados-macroeconomicos-retropolacion-base-2015>
- DANE. (2020). *Serie nacional de población por edad, sexo y área para el periodo 1950-2070 con base en el CNPV 2018*. Obtenido de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>
- Davis, C. (2017). Fracking and environmental protection: An analysis of U.S. state policies. *The Extractive Industries and Society*, 63-68.
- De Domenico, M., Brockmann, D., Camargo, C., Gershenson, C., Goldsmith, D., Jeschonnek, S., . . . Sayama, H. (2019). Complexity Explained.
- Deloitte. (2019). *Digital Maturity Model*. Obtenido de <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Technology-Media-Telecommunications/deloitte-digital-maturity-model.pdf>
- DNP. (1991). *Documento CONPES 2571, "Programa de masificación del consumo de gas"*.
- DNP. (1993). *Documento CONPES 2646, "PLAN DE GAS"*.
- DNP. (2018). *Actualización de la tasa de rendimiento del capital en Colombia bajo la metodología de Harberger*.
- DNP. (2018). *ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS) EN COLOMBIA*. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3918.pdf>
- EIA. (2019). *Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies*. Obtenido de https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf
- Esterhuyse, S. (2018). Identifying the risks and opportunities of unconventional oil and gas extraction using the strategic environmental assessment. *Current Opinion in Environmental Science & Health*, 33-39.
- EU Energy Poverty Observatory. (s.f.). *Indicators & Data*. Obtenido de <https://www.energypoverty.eu/indicators-data>
- EY. (2019). *Reloj de cuenta regresiva. Energía y servicios públicos*. Bogotá: EY.
- García, P. O. (2016). *Un modelo casi ideal de demanda de combustibles para la industria*. Documentos de Trabajo. Obtenido de EAFIT: <https://>

- repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/8021/2016_03_Jhon_Jairo_Garcia.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- GASNOVA. (2020). *Informes estadísticos*. Obtenido de <http://www.gasnova.co/informes-estadisticos/>
- Gobierno de Colombia. (2015). *INDC*. Obtenido de <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Colombia%20First/INDC%20Colombia.pdf>
- Herrera-Madrid, M., & Botero-Botero, S. (2012). Modelación de la difusión tecnológica intrasectorial: el caso de las estaciones de servicio de GNV en el Valle de Aburrá. *Innovar journal*, 5-20. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/818/81824866002.pdf>
- IEA. (1 de Enero de 2009). *Technology Roadmap - Cement*. Obtenido de Sitio Web IEA: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-cement>
- IEA. (2019). *IEA*. Obtenido de The Future of Hydrogen: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IEA. (2020). *Data and statistics*. Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD>
- IEA. (2020). *Energy efficiency*. Obtenido de <https://www.iea.org/topics/energy-efficiency>
- IEA. (2020). *IEA*. Obtenido de Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth: <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-bio-methane-prospects-for-organic-growth>
- IEA. (2020). *Small Modular Reactors*. Obtenido de <https://www.iaea.org/topics/small-modular-reactors>
- IEA. (2020). *The Covid-19 crisis is causing the biggest fall in global energy investment in history*. Obtenido de <https://www.iea.org/news/the-covid-19-crisis-is-causing-the-biggest-fall-in-global-energy-investment-in-history>
- IIF. (2020). *Capital Flows Report Sudden Stop in Emerging Markets*. Obtenido de https://www.iif.com/Portals/0/Files/content/2_IIF2020_April_CFR.pdf
- IMF. (2020). *IMF*. Obtenido de A Crisis Like No Other, An Uncertain Recovery: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/06/24/WEOupdateJune2020>
- International Energy Agency. (2020). *Energy Technology Perspectives 2020*.
- IRENA. (2020). *Post-COVID recovery: An agenda for resilience, development and equality*. Obtenido de <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Post-COVID-Recovery>
- Jackson, R. B., Vengosh, A., Carey, J. W., Davies, R. J., Darrah, T. H., & O'sullivan, F. &. (2014). The environmental costs and benefits of fracking. *Annual review of Environment and Resources*, 327-362.
- Jones, R. N. (2001). *An Environmental Risk Assessment/Management Framework*

- for Climate Change Impact Assessments. *Natural Hazards*, 197–230.
- Klugmann-Radziemska, E. (2020). The Environmental Benefits of Photovoltaic Systems: The Impact on the Environment i the Production of Photovoltaic Systems: With a Focus on Metal Recovery. *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences*.
- Kristmannsdóttir, H., & Ármannsson, H. (2003). Environmental aspects of geothermal energy utilization. *Geothermics*, 32(4-6), 451-461.
- Linkov, I., Eisenberg, D., Bates, M., Chang, D., Convertino, M., Allen, J., . . . Seager, T. (2013). *Measurable Resilience for Actionable Policy*. Obtenido de <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/es403443n>
- Manzetti, S., & Mariasiu, F. (2015). Electric vehicle battery technologies: From present state to future systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1004-1012.
- Merrill, T. W., & Schizer, D. M. (2015). The Shale Oil and Gas Revolution, Hydraulic Fracturing, and Water Contamination: A Regulatory Strategy. *Envtl. L. Rep. News & Analysis*.
- Metro de Bogotá. (1 de Octubre de 2020). *En 2025 llegarán los primeros trenes del metro de Bogotá al puerto de Buenaventura*. Obtenido de Sitio Web Metro de Bogotá: <https://www.metrodebogota.gov.co/?q=noticias/2025-llegaran-los-primeros-trenes-del-metro-bogota-al-puerto-buenaventura>
- Minambiente. (2020). *Distritos térmicos de Colombia*. Obtenido de <https://www.distritoenergetico.com/prueba/documentacion-tecnica/>
- Minciencias, UPME, UTP. (12 de Diciembre de 2019). *Desarrollo de una herramienta de modelamiento y optimización para la introducción de gas natural a pequeña escala en distintos sectores de consumo final de energía en Colombia*. Obtenido de Sitio Web UPME: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Informe_final_GNL.pdf
- Minenergía, MADS. (20 de Septiembre de 2019). *Resolución 40730 de 2019*. Obtenido de Sitio web Minenergía: <https://www.minenergia.gov.co/en/normatividad?idNorma=48226>
- Minenergía, MADS. (20 de Agosto de 2019). *Resolución 40666 de 2019*. Obtenido de Sitio Web Minenergía: <https://www.minenergia.gov.co/en/normatividad?idNorma=48194>
- Minhacienda. (2020). *Marco fiscal de mediano plazo*. Obtenido de https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-135563%2F%2FidcPrimary-File&revision=latestreleased
- Ministerio de Energía de Chile. (2016). *Etiquetado y Estándares Mínimos de EE*.
- MinTransporte. (31 de Enero de 2019). *Transporte en cifras 2018*. Obteni-

- do de Sitio Web MinTransporte: <https://www.mintransporte.gov.co/loader.php?IServicio=Tools2&ITipo=descargas&IFuncion=descargar&id-File=21759>
- Observatorio colombiano de ciencia y tecnología. (2019). *Indicadores de ciencia y tecnología*. Obtenido de <https://ocyt.org.co/Informeindicadores2019/indicadores-2019.pdf>
- Peña, M. (2013). Daño ambiental y prescripción. *Revista Judicial*, 117-143.
- Právělie, R., & Bandoc, G. (2018). Nuclear energy: Between global electricity demand, worldwide decarbonisation imperativeness, and planetary environmental implications. *Journal of Environmental Management*, 81-92.
- Preeti Nain, A. K. (2020). Ecological and human health risk assessment of metals leached from end-of-life solar photovoltaics. *Environmental Pollution*.
- PROMIGAS. (2020). *Informe del sector gas natural 2020*. Obtenido de www.promigas.com/Es/Paginas/Informe%20Sector%202020/Gas-Natural-en-Colombia.aspx
- PWC. (2020). *COVID-19: What it means for the energy industry*. Obtenido de <https://www.pwc.com/us/en/library/covid-19/coronavirus-energy-industry-impact.html>
- Roegea, P., Collierb, Z., Mancillas, J., McDonagh, J., & Linkov, I. (2014). *Elsevier*. Obtenido de Short CommunicationMetrics for energy resilience: https://www.researchgate.net/publication/263013026_Metrics_for_energy_resilience
- SSPD. (2019). *DIAGNÓSTICO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA 2018*. Obtenido de https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2019/Nov/diagnostico_calidad_servicio_2018.pdf
- UNDP. (s.f.). *OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE*. Obtenido de <https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals.html>
- Universidad Nacional. (2017). *Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento*. Obtenido de <http://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1317>
- UPME. (2018). *PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_liquidos_2018/Plan_de_Abastecimiento_de_Combustibles_Liquidos.pdf
- UPME. (2018). *Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética*. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Paginas/estudio-primer-balance-energia-util-para-Colombia.aspx>

- UPME. (2019). *Eficiencia energética en la industria colombiana*.
- UPME. (2019). *Metodología y resultados de la estimación del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica*. Obtenido de http://www.siel.gov.co/siel/portals/o/Piec/Metodologia_ICEE_2018_correccionDic30.pdf
- UPME. (2019). *Plan indicativo de abastecimiento de gas licuado de petróleo (GLP)*. Obtenido de http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP.pdf
- UPME. (1 de Octubre de 2019). *Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia*. Obtenido de Sitio Web UPME: http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion_Demanda_Energia_Oct_2019.pdf
- UPME. (2020). *Plan de expansión en generación y transmisión de energía eléctrica*. Bogotá: UPME.
- UPME. (2020). *BALANCE ENERGETICO COLOMBIANO - BECO*. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/BalanceEnergetico.aspx>
- UPME. (30 de 11 de 2020). *Balance Energético Colombiano - BECO*. Obtenido de Sitio Web UPME: <https://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/BalanceEnergetico.aspx>
- UPME. (2020). *Estudio técnico para el abastecimiento de gas natural*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Normatividad/Circular_003_2020.pdf
- UPME. (1 de Mayo de 2020). *Plan de abastecimiento de gas natural*. Obtenido de Sitio Web UPME: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf
- UPME. (2020). *Plan de Abastecimiento de la UPME*. Obtenido de <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx>
- UPME. (2020). *Plan indicativos de abastecimiento de líquidos*.
- Wang, J., Li, Y., Wu, J., Gu, J., & Xu, S. (2020). Environmental beliefs and public acceptance of nuclear energy in China: A moderated mediation analysis. *Energy Policy*.
- WEC. (2017). *World Energy Trilemma*. Obtenido de https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World-Energy-Trilemma-2017-Full-report_WEB.pdf
- WEC. (2019). *DESIGNING FOR DISRUPTIONS: A NEW ERA FOR ENERGY*. Obtenido de <https://www.worldenergy.org/publications/entry/designing-for-disruptions-a-new-era-for-energy>
- WEC. (2020). *World Energy Trilemma Index*. Obtenido de <https://trilemma.worldenergy.org/reports/main/2020/World%20Energy%20Trilemma%20Index%202020.pdf>
- WM. (2020). *Wood Mackenzie*. Obtenido de Gas & LNG: <https://www.woodmac.com/research/products/gas-Ing/natural-gas-infrastructure-intelligence/>
- Woodmac. (2020). *Covid-19 recession: swift, deep, and highly uncertain*.

XM. (2020). *Paratec*. Obtenido de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx>

SIGLAS Y ABREVIACIONES

Sigla	Descripción	Sigla	Descripción
ACPM	Aceite combustible para motores	INGEI	Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero
ACTI	Actividades de ciencia, tecnologías e innovación	IoT	Internet of Things
ADMS	Automatic data master server	IPC	Índices de Precios al Consumidor
AMI	Infraestructura de medición avanzada	IRENA	Internacional Renewable Energy Agency
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Kbpd	Miles de barriles diarios
ANM	Agencia Nacional Minera	kW	kilo Watt
ASOCODIS	Asociación Colombiana de Distribuidores	MEPS	Minimum Energy Performance Standards
BAT	Best available techniques	MJ	Millones de Joules
BEMS	Building energy management system	MMCOP	Millones de pesos colombianos
BEU	Balance de Energía Útil	MW	Mega Watt
BPD	Barrels per day	NDC	National Determined Contributions
BTU	British thermal units	OCyT	OBSERVATORIO COLOMBIANO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA
COP	Peso colombiano	ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
COVID	Corona virus disease	PEN	Plan Energético Nacional
CSIRT	Computer security incident response team	PIB	Producto Interno Bruto
Ctel	Ciencia, la Tecnología y la Innovación	PIGCC	Plan Integral de Gestión del Cambio Climático
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas	PJ	Peta Joules
DERMS	Distributed energy resources management systems	PPII	Proyectos piloto integrales de investigación
DNP	Departamento Nacional de Planeación	pwc	PricewaterhouseCoopers
DOFA	Debilidades Oportunidades Fortalezas y Amenazas	RENARE	Registro Nacional de Reducción de Gases Efecto Invernadero
EE	Energía eléctrica	RUNT	Registro Único Nacional de Transporte
FHPF	Fracturamiento hidráulico con perforación horizontal	SAIDI	{System Average Interruption Duration Index}
FMI	Fondo Monetario Internacional	SAIFI	{System Average Interruption Frequency Index}
FNCE	Fuentes no Convencionales de Energía	SIEC	Sistema de información de economía circular

Sigla	Descripción	Sigla	Descripción
FNCER	Fuentes no Convencionales de Energía Renovable	SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
GBTUD	Giga BTU día	UNDP	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
GEI	Gases efecto invernadero	UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
GGR	Giga gramo	USD	Dólar de Estados Unidos
GLP	Gas Licuado de Petróleo	VPN	Valor Presente Neto
HEMS	Home energy management system	WEC	World Energy Council
IEA	International energy agency	YNC	Yacimientos No Convencionales
IIF	Instituto Internacional de Finanzas		

