



Proyección

Demanda

Energía Eléctrica

Y Gas Natural

2021 - 2035



REPÚBLICA DE COLOMBIA
Unidad de Planeación Minero-Energética

Director General

Christian Jaramillo

Subdirectora de Demanda

Lina Escobar Rangel

Colaboradores UPME

Germán Leonardo Camacho

Romel Rodríguez

William Alberto Martínez

Maria Paula Rojas

Contenido	2
Introducción	1
Comportamiento 2020: Economía y energía	2
¿Cómo se comportó la economía?	1
Demanda de Energía Eléctrica 2020 - 2021p	4
Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN (2020p-2021p)	4
Comportamiento de la demanda por mercado	6
Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas	7
Comportamiento de la demanda por regiones	9
Comportamiento real vs proyecciones	12
Demanda de Gas Natural 2020 - 2021p	12
Comportamiento de la demanda de gas natural (2020 - 2021p)	1
Comportamiento de la demanda por sectores	2
Comportamiento de la demanda por regiones	5
Comportamiento real vs proyecciones	7
Proyecciones 2021-2035	8
Proyecciones Macroeconómicas	9
Proyecciones de Energía Eléctrica	14
Proyección de demanda de energía eléctrica del SIN	16
Proyección de demanda de energía eléctrica del SIN+GCE+VE+GD	17
Demanda de potencia máxima	20
Proyecciones de Gas Natural	40
Proyección de demanda de gas natural sectores agregados	40
Demanda de gas natural para el sector petrolero.	25
Demanda de gas natural para el sector termoeléctrico.	26
Conclusiones	27
Anexos	29
Desviaciones Proyección UPME 2020 Versus Consumo Real Energía Eléctrica	30
Desviaciones Proyección UPME 2020 Versus Consumo Real Gas Natural	30
Escenarios Macroeconómicos UPME: Proyecciones PIB Real y Crecimiento Económico Anual de Colombia	32
Escenarios Macroeconómicos UPME: PIB Real Trimestral Sectores Intensivos en Consumo de Energía en Colombia	33
Resultados Proyección Demanda de Energía Eléctrica	35
Resultados Proyección Demanda de Gas Natural	37



Introducción

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME presenta en este documento la proyección anual de demanda de energía eléctrica y gas natural para el periodo 2021-2035. En este documento se estima la tendencia a largo plazo del consumo energético a nivel nacional, utilizando la información de demanda histórica y las expectativas de crecimiento económico del país en los próximos quince (15) años.

Este documento es un estudio técnico, cuya finalidad es proveer información objetiva que sirva de soporte a la toma de decisiones de inversión en infraestructura de abastecimiento energético y facilite la construcción de consensos sobre los proyectos y apuestas prioritarias del sector.


En este informe se realiza una revisión de lo acontecido en el año 2020, en cuanto a la demanda de energía y su relación con el comportamiento de la economía. Así mismo, se presentan los resultados de las metodologías de estimación del crecimiento económico del país a corto y mediano plazo y la proyección del consumo futuro a nivel nacional de energía eléctrica y gas natural.


Con respecto a lo acontecido en 2020, es claro que las medidas adoptadas para mitigar los efectos de la Covid 19 resultaron en una depresión económica sin precedentes. De acuerdo con las cifras del DANE, el crecimiento del PIB para 2020 fue de -6,8%. Los sectores económicos más afectados por este fenómeno fueron la construcción, el transporte y la minería con caídas anuales del 27%, 20% y 15%, respectivamente.

El segundo trimestre del 2020, periodo con las medidas de confinamiento más restrictivas, fue en el que se registró la mayor desaceleración económica del año (-15,8%). En consecuencia, en este periodo se observaron las mayores reducciones de demanda de energéticos. En los meses de abril y mayo de 2020, la demanda de energía eléctrica alcanzó niveles de consumo similares a los reportados en 2014 y 2015, respectivamente. Por su parte, el consumo de gas natural registró niveles cercanos a los observados en 2009 en el mes de abril y al 2012 en el mes de mayo.

Con la reapertura gradual, tanto la economía como la demanda de los principales energéticos repuntaron. Al finalizar 2020, la demanda de los principales energéticos en Colombia como porcentaje de la demanda observada en diciembre de 2019, fue 98,4% en electricidad y 96,4% en gas natural.

El consumo de energía eléctrica en 2020 fue de 70.422 GWh-año, que frente a los 71.925 GWh-año registrados en 2019 representa una reducción del 2% anual. Si bien, parece un impacto marginal, es preciso mencionar que la demanda de energía eléctrica en Colombia no registraba crecimiento negativo desde el año 2000. Por su parte, el consumo de gas natural fue 323.610 GBTU en 2020, esto es 3,26% menos que los 334.541 GBTU consumidos en





2019. El comportamiento observado en 2020 ratifica la tendencia decreciente del consumo de gas observada en los últimos 5 años.

Los impactos de la pandemia en el consumo de energía y gas se concentraron en el sector no regulado. En el caso de energía eléctrica, las actividades en las que se registró una mayor reducción de demanda, frente a lo observado en 2019, fueron industrias manufactureras, explotación de minas y canteras y comercio. Por el lado del gas natural, el sector más golpeado fue el terciario, seguido por el petrolero y el transporte.

A nivel regional, el comportamiento de la demanda fue diferenciada. La Costa Caribe fue la que menor variación registró tanto en la demanda de energía eléctrica como de gas natural. Por el contrario, la región Centro fue en la que se observaron mayores caídas en el consumo de estos dos energéticos.

Las perspectivas en el corto plazo son de recuperación tanto para la economía colombiana, como para las demandas de energía eléctrica y gas natural. Para 2021 se estima un crecimiento económico menos que proporcional a la caída observada en 2020, pues la tasa de crecimiento anual estimada por la UPME se ubicaría entre el 4,3% y el 5,5%. En cuanto a las demandas de energía y gas natural, los resultados de las proyecciones indican una tasa de crecimiento anual del 3,8% respectivamente.


Las proyecciones a partir de 2022 muestran una recuperación de la economía a niveles previos a la pandemia (Pre - Covid) y partir de allí, se proyecta una tasa de crecimiento económico anual promedio, en un rango que oscilaría entre 3% y 3,6%. En el periodo proyectado 2021-2035, la tasa de crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica se ubica entre el 2,28% y el 2,68% y entre el 0,74% y 1,60% para el gas natural.

Todos los resultados obtenidos tanto en el ejercicio de proyección macroeconómica como energética que se presentan en este documento se encuentran disponibles para la consulta y la descarga a todo el público interesado a través de nuestra página web, en la sección de Demanda y Eficiencia Energética en el apartado denominado “Proyecciones de demanda” cuyo enlace electrónico es:

<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

Para finalizar es preciso mencionar que la próxima actualización de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y gas natural se publicarán a finalizar el mes de junio del año 2022.

Este documento se organiza en cuatro (4) secciones incluida esta de introducción. A continuación, se presenta un capítulo de recuento de 2020, en donde se describe el comportamiento económico, así como el de las demandas de energía eléctrica y gas natural. En la tercera sección, se encuentran los resultados de proyección tanto en materia económica como energética y finalmente, en la última sección se concluye



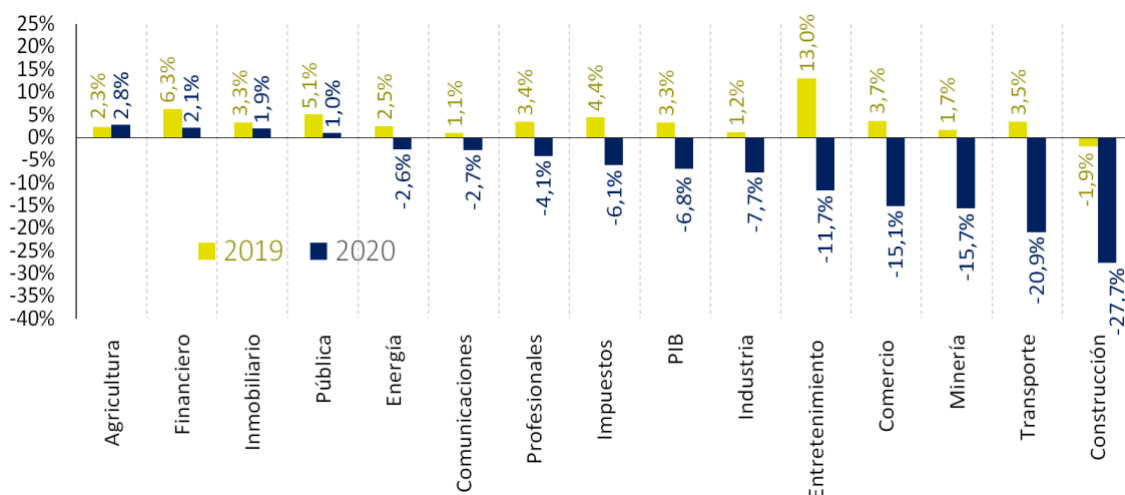
Comportamiento 2020: Economía y energía

En esta sección se describe de forma general el comportamiento de las principales variables macroeconómicas en 2020, así como el del consumo de energía eléctrica y gas natural.

¿Cómo se comportó la economía?

La irrupción de la pandemia de la Covid - 19 provocó una crisis económica sin precedentes, que produjo de forma simultánea una recesión tanto en las economías desarrolladas como en las economías emergentes.

En 2020 la economía colombiana tuvo un crecimiento de -6,8%, la mayor contracción que ha sufrido el PIB desde que se tiene registro estadístico de la actividad económica. Los sectores más afectados fueron construcción (-27,7%), transporte (-20,9%), minería (-15,7%), entretenimiento (-11,7%) e industria (-7,7%). Solo cuatro sectores tuvieron en 2020 un crecimiento positivo: agricultura (2,8%), el sector financiero (2,1%), el sector inmobiliario (1,9%) y el sector administración pública (1%) (Gráfica 1).



Fuente: DANE

Gráfica 1. Crecimiento Económico Anual de Colombia 2019 Versus 2020. Enfoque Producción

Antes de la aparición de la Covid - 19, el crecimiento económico registrado en los primeros dos meses del año fue de 4,6% anual. Lo anterior, es consecuente con la mayor dinámica del crecimiento económico colombiano observada en 2019 (3,3%) y las perspectivas de crecimiento del 4% que se tenían en ese momento para el año 2020.

Con la aparición de la pandemia, el panorama de la economía colombiana cambió por completo. Las expectativas se tornan pesimistas por la incertidumbre que generaba un hecho sin antecedentes en la economía global. El Decreto 417 de marzo de 2020 declaró el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en todo el territorio nacional y con ello, se ordenó un aislamiento obligatorio de la población, el cierre de establecimientos de comercio no esenciales, el cierre del espacio aéreo, la suspensión del transporte intermunicipal y la prohibición de la circulación de vehículos automotores.

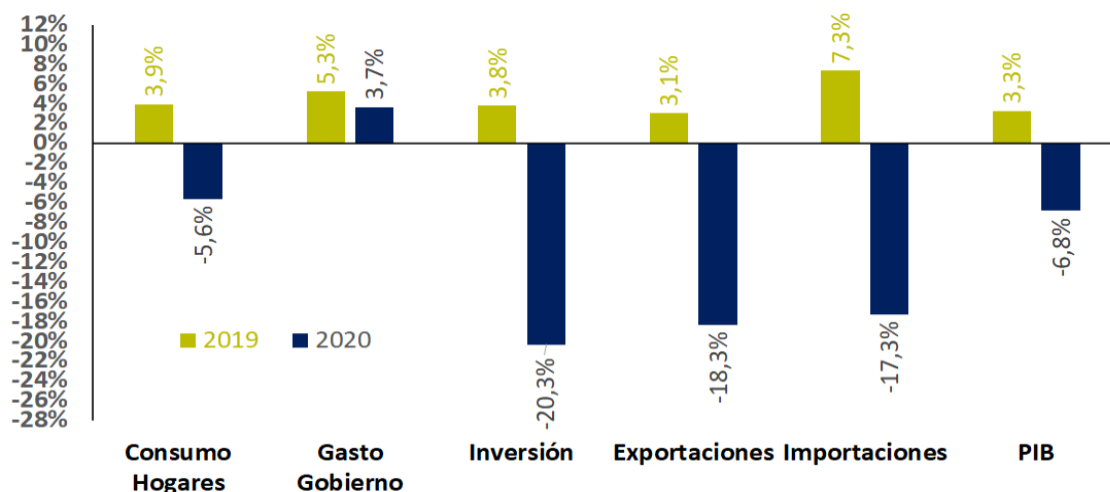
El impacto de estas medidas redujo el crecimiento económico del primer trimestre a 0.6%. Sin embargo, es en el segundo trimestre donde se concentra la mayor caída de la actividad económica como consecuencia de las mencionadas medidas. El PIB sufrió su mayor contracción histórica para un trimestre (-15,7% anual), donde los sectores más afectados fueron la industria (-25%), la minería (-21,4%), el comercio (-34,1%), el transporte (-36,8%), la construcción (-36,7%) y el entretenimiento (-33,7%).

En septiembre, con la reapertura de la actividad aérea comercial y del transporte municipal, se aceleró la recuperación económica. En el tercer y cuarto trimestres, el crecimiento económico fue - 8,4% y -3,6%, respectivamente. Aunque el crecimiento anual fue negativo, el crecimiento mensual de la actividad económica entre mayo y diciembre de 2020 fue de 4,6% y la capacidad instalada de la industria que había caído a 67,7% en mayo de 2020, logró recuperarse, cerrando en 80,3% al finalizar el año.

Por el lado de la demanda, (Gráfica 2) el consumo de los hogares tuvo una caída del 5,6% anual, que se explica por el aumento del desempleo y la caída en el ingreso. En 2020 se frena la tendencia al alza del consumo de los hogares registrada desde 2017.

La inversión fue el componente del PIB por el lado de la demanda que más se afectó con la caída de la actividad económica por la pandemia, contrayéndose en 20,3%. La demanda por importaciones se redujo en 17,3% y las exportaciones cayeron en 18,3%, hecho que contribuyó al aumento de la tasa de cambio.

El gasto público creció en 3,7% (aunque fue menor al 5,3% de 2019) y fue el rubro que amortiguó la contracción de la demanda interna, a través del aumento del gasto social que hizo el Gobierno para responder a la caída de los ingresos en hogares y firmas.

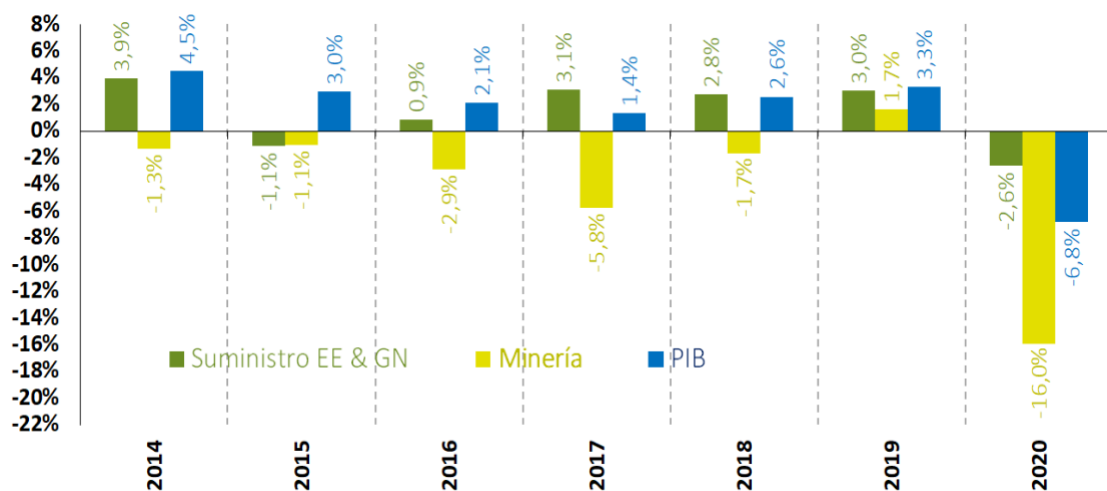


Fuente: DANE

Gráfica 2. Crecimiento Económico Anual de Colombia 2019 Vs 2020. Enfoque Demanda

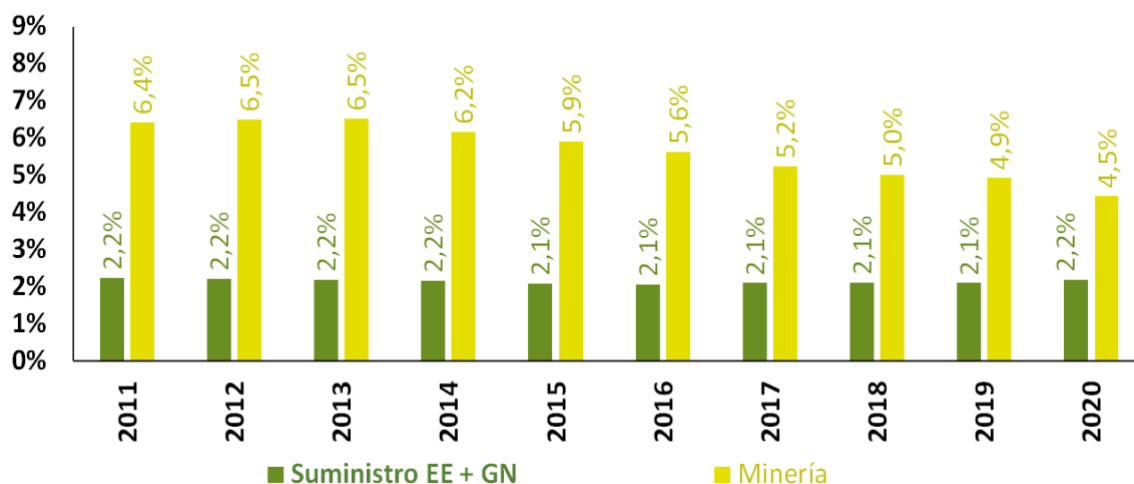
En cuanto al desempeño del sector de suministro de electricidad y gas natural, este tuvo una contracción (-2,6%) menos que proporcional a la experimentada por el PIB. Esto implica que fue uno de los sectores que ayudaron a amortiguar el choque negativo que recibió la economía colombiana y en 2020 aumentó su participación en el PIB en 0,1 puntos porcentuales, ubicándose en 2,2% (Gráfica 4).

Por su parte, el sector de minas y canteras siguió registrando un crecimiento inferior al promedio de la economía nacional, como ha acontecido desde 2014. La caída de los precios del petróleo y el carbón, resultado de la reducción en la actividad económica mundial, explica la contracción sufrida por este sector (-16%) (Gráfica 3). Lo anterior, resultó en una reducción de 0,4 puntos porcentuales en su participación en el PIB con relación a 2019, ubicándose en 4,5% para 2020 (Gráfica 4).



Fuente: DANE - Cálculos UPME

Gráfica 3. Evolución Crecimiento Económico Anual Sector Minero - Energético Versus PIB



Fuente: DANE - Cálculos UPME

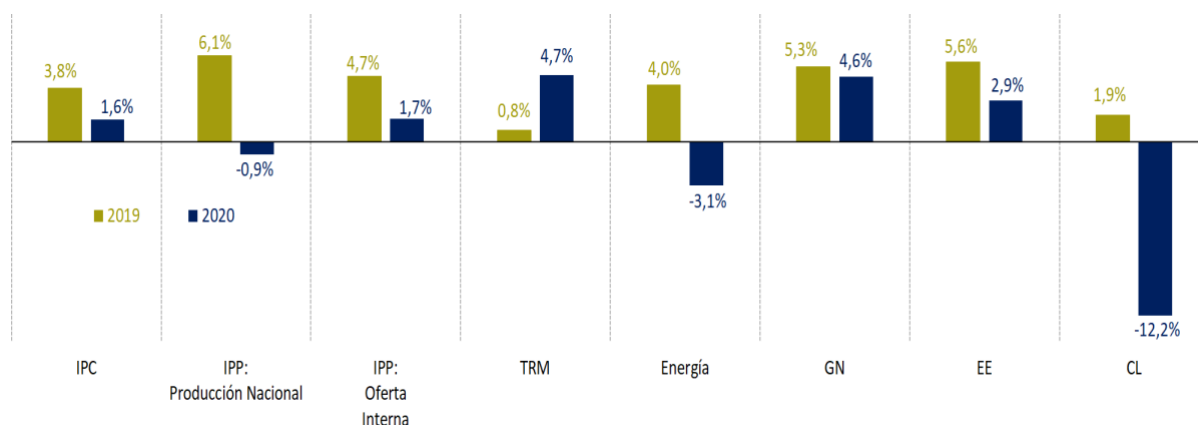
Gráfica 4. Evolución Anual Participación Directa Sector Minero Energético en PIB Colombia

La caída de la actividad económica ocasionada por la pandemia se resume en el comportamiento de las siguientes variables económicas.

La inflación tuvo su registro histórico más bajo: 1.6% anual. La caída en el consumo de los hogares (-5.6% anual) condujo a una menor demanda de bienes y servicios, razón por la cual, la inflación tuvo su registro histórico más bajo. Lo anterior, a pesar de la fuerte depreciación del peso frente al dólar al inicio de la pandemia (28% en marzo), la recuperación

de los precios de materias primas y el hallazgo de vacunas para reducir la incidencia de la Covid - 19.

Primera deflación histórica en los precios de la energía. La inflación de energía descendió de 4% a -3,1%. El mayor descenso se presentó en combustibles líquidos como resultado de las restricciones al transporte (de 1,9% a -12,2% en 2020). En gas natural, la inflación entre 2019 y 2020 se redujo de 5,3% a 4,6%; y en energía eléctrica descendió de 5,6% a 2,9% anual.



Fuente: DANE - Cálculos UPME

Gráfica 5. Inflación Anual Colombia 2019 Vs 2020: Precios al Consumidor, Precios al productor, Precios Energía & Precios Principales Energéticos, TRM

Tasa de desempleo de dos dígitos. El cierre parcial o total de la actividad económica condujo a un incremento en la tasa nacional de desempleo de 9,5% en diciembre de 2019 hasta 21,4% en mayo de 2020; posteriormente, la reactivación de la economía permitió reducir la tasa de desempleo hasta 13,4% en diciembre.

Reducción significativa de la inversión. Con la caída en la demanda por importaciones y la incertidumbre por la evolución de la pandemia, la inversión en 2020 se contrajo en 20,3%.

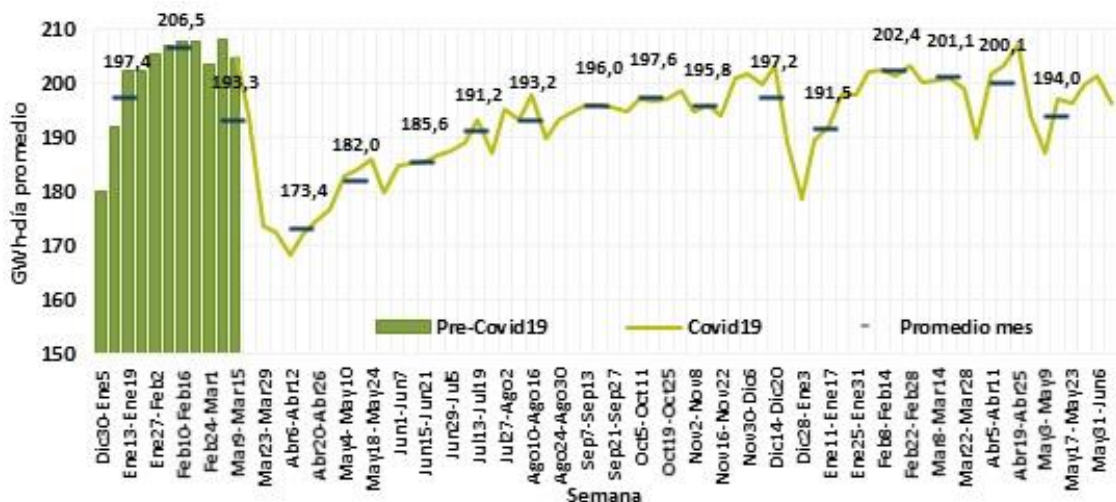
Aumento del déficit fiscal. La caída en el recaudo tributario por los menores ingresos de hogares y empresas, en conjunción con el aumento del gasto público para la atención de la pandemia, condujeron a un aumento del déficit del Gobierno Nacional Central (como porcentaje del PIB) de -2,5% en 2019 a -7,8% en 2020.

Demanda de Energía Eléctrica 2020 - 2021p

Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN (2020p-2021p)

La demanda de energía eléctrica en 2020 fue de 70.422 GWh-año, que frente a los 71.925 GWh-año registrados en 2019 representa una reducción del 2%. El promedio de la demanda mensual fue de 5.868 GWh-mes y 192,4 GWh-día en promedio diario. Lo anterior, implica una disminución de 6,14 puntos porcentuales (p.p) con respecto a 2019 y un decrecimiento promedio mensual de 2,09%.

Si bien en los primeros dos meses de 2020, la demanda de energía eléctrica registró tasas de crecimiento positivas, pasando de 4,5% (2019) a 6,8% (2020); con las medidas de aislamiento preventivo, la demanda sufrió una reducción de 3,7% en el crecimiento mensual. En comparación con los dos primeros meses de 2020, la demanda cayó 8,1 p.p, en el período comprendido entre marzo de 2020 a mayo de 2021 (Gráfica 6).



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021

Gráfica 6. Seguimiento a la demanda semanal de energía eléctrica en el SIN – 2020-2021p

En los meses de abril y mayo de 2020, la demanda de energía eléctrica alcanzó niveles de consumo similares a los reportados en 2014 y 2015, respectivamente. Lo anterior implicó un retroceso en la demanda de más de 5 años a razón de la Covid 19. En los meses subsiguientes, en consecuencia, con las menores restricciones de movilidad, los niveles de demanda mensual se acercaron a lo observado en 2017 y 2018 y sólo hasta el mes de diciembre se observaron niveles cercanos a lo reportado en 2019 (Gráfica 7).



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021

Gráfica 7. Promedio mensual de demanda de energía eléctrica en el SIN – 2020-2021p

Comportamiento de la demanda por mercado

En los dos primeros meses de 2020, el crecimiento de la demanda fue impulsado por la dinámica del mercado regulado que aumentó a una tasa del 7,1% en promedio y contribuyó con 4,8 p.p al crecimiento mensual, con respecto al mismo período del año anterior. Este crecimiento se explica por las altas temperaturas registradas en ciertas zonas del país entre enero y febrero del año pasado.

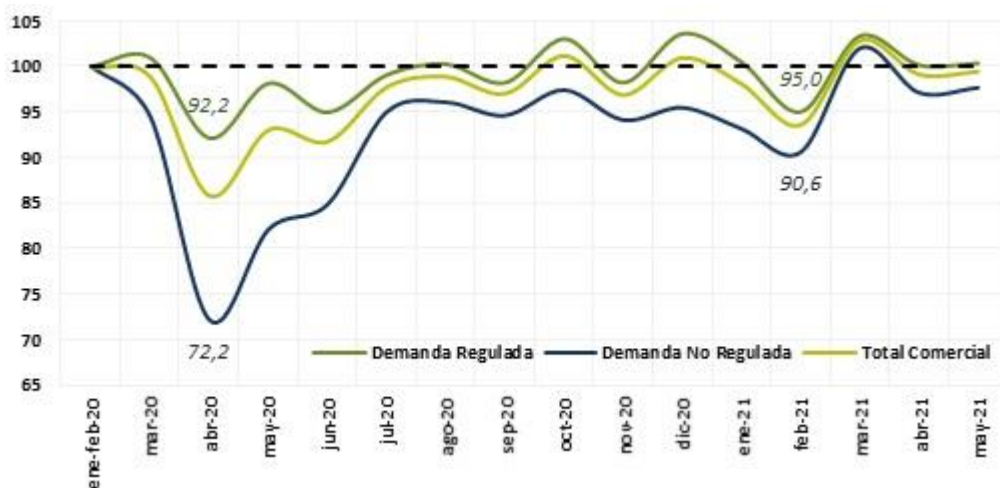
De la segunda mitad de marzo de 2020 hasta marzo de 2021 (período Covid19), la demanda promedio día para el mercado regulado estuvo en un rango entre 126,7 y 140 GWh-día y en el no regulado en un rango entre 45,8 y 62,6 GWh-día. En los primeros meses de la pandemia, la participación de la demanda regulada aumentó ante el cierre de las actividades productivas, alcanzando una participación del 72% (abril - junio de 2020). Con la apertura gradual de la economía, la participación de la demanda regulada retornó al 69% (julio de 2020 - marzo de 2021).

Vale la pena destacar que en abril de 2020, se presentó la mayor desaceleración en el crecimiento de la demanda. El mercado no regulado y regulado decrecieron a tasas de 24,4% y 4,5% respectivamente. El comportamiento de la demanda de este mes restó 6,5 puntos al crecimiento de la demanda no regulada y 3,3 puntos al crecimiento mensual de la demanda regulada en el año 2020.

En lo corrido del año 2021, si bien se observan señales de recuperación, aún no se ha consolidado totalmente. En febrero de este año se presentó nuevamente una desaceleración en el crecimiento de la demanda, en donde el mercado no regulado y regulado decrecieron a tasas de 8,8% y 3,7% respectivamente, con contribuciones negativas que restan 2,7 y 2,6 puntos al crecimiento mensual con respecto al año anterior.

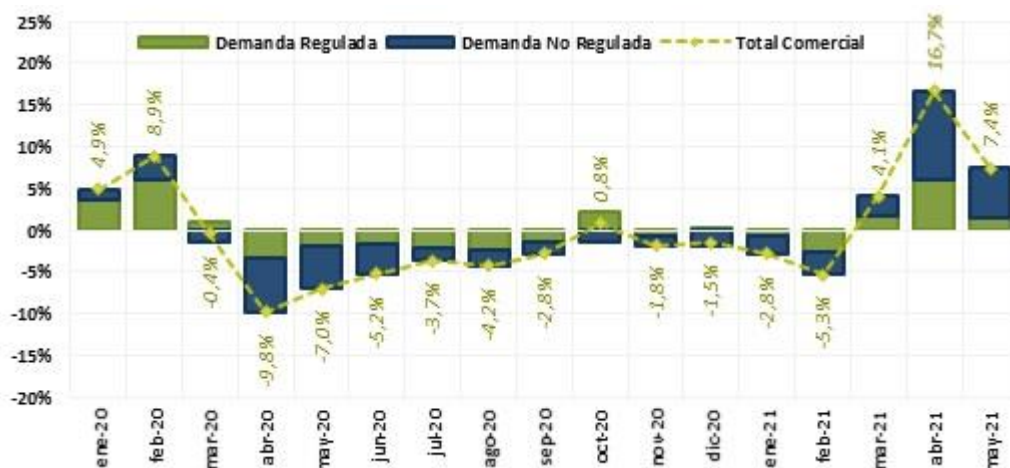
Para mayo de 2021, la demanda en ambos mercados presenta un crecimiento positivo similar al de enero de 2020, gracias al levantamiento de las restricciones adoptadas por el segundo pico de la pandemia. Las contribuciones en ambos mercados (no regulado y regulado) suman 5,8 y 1,6 puntos al crecimiento mensual, respectivamente.

Tomando como base el consumo promedio de enero a marzo 15 de 2020, la demanda no regulada a mayo de 2021 es apenas 0,98 veces (tiene un crecimiento más pronunciado con relación a la demanda total) y la demanda regulada ya se encuentra a la par de los niveles registrados antes de la pandemia (Gráfica 8).



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021

Gráfica 8. Índice por mercado de la demanda comercial (Base Enero - Febrero = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021

Gráfica 9. Aporte de cada mercado al crecimiento por mercado de la demanda comercial (%)

Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

La demanda no regulada se compone por 20 ramas de la actividad económica, de las cuales 5 aportan más de un 80% del total. Las actividades más representativas en el consumo de energía son: industrias manufactureras (42,9%), explotación de minas y canteras (24,8%), comercio al por mayor y al por menor (5,7%), administración pública y defensa (5,4%) y agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (3,7%). Las otras 15 actividades restantes aportan un 17,4% en promedio del total.

En abril de 2020, la demanda de las industrias manufactureras y de explotación de minas y canteras decreció a tasas del 34,5% y 19,3%, respectivamente. Además, fueron los de mayor contribución negativa en el crecimiento mensual del mercado no regulado (-12,8 y -5,1

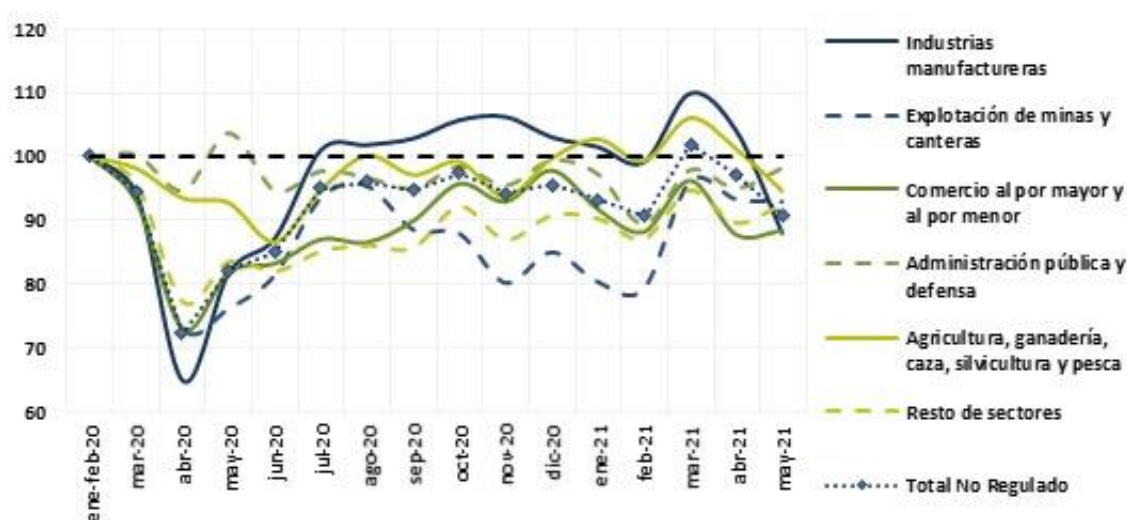
puntos) con respecto al mismo período del año anterior. Este comportamiento es resultado del aislamiento preventivo obligatorio, que obligó al cese de actividades de la economía.

Con la reapertura, gradualmente los niveles de demanda de las diferentes industrias se fueron normalizando, pero sin llegar a niveles previos de la pandemia. En lo trascendido del año 2021, febrero presentó una contracción en el crecimiento del sector no regulado, como consecuencia de la caída en la demanda de las actividades de explotación de minas y canteras (-19,2%).

Vale la pena destacar que el sector de industria manufacturera tuvo crecimientos positivos de la demanda de energía por tres meses consecutivos (noviembre de 2020 a enero de 2021), mostrando una alta relación con el crecimiento económico de este sector.

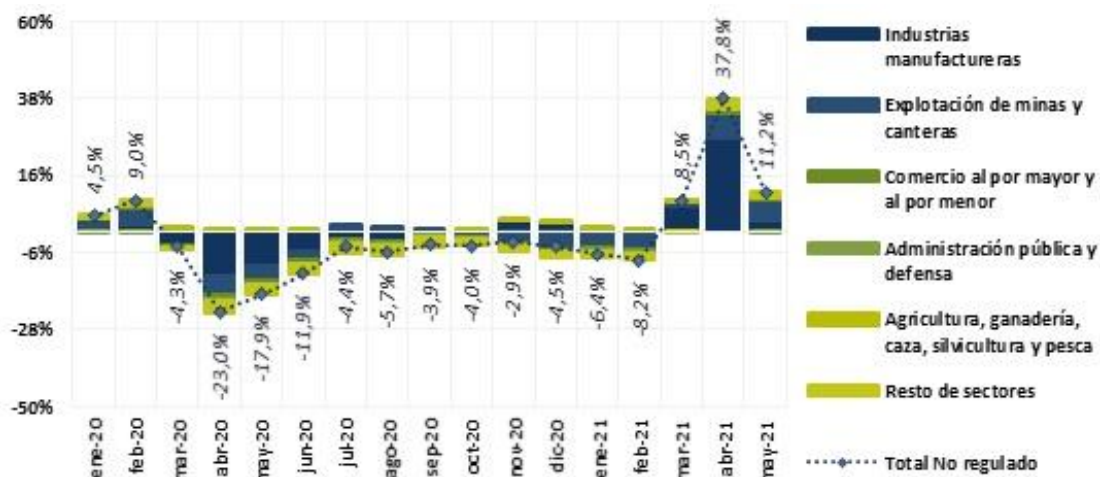
Tomando como base el consumo promedio de enero a marzo 15 de 2020, la demanda de los sectores más representativos a mayo de 2021 tiene los siguientes niveles (Gráfica 10):

- Industrias manufactureras: 0,88 veces.
- Explotación de minas y canteras: 0,93 veces.
- Comercio al por mayor y al por menor: 0,88 veces.
- Administración pública y defensa: 0,98 veces.
- Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca: 0,95 veces.
- Resto de actividades: 0,94 veces.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021

Gráfica 10. Índice sectorial de la demanda comercial No Regulada (Base Enero - Febrero = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021

Gráfica 11. Contribución sectorial al crecimiento de la demanda comercial No Regulada (%)

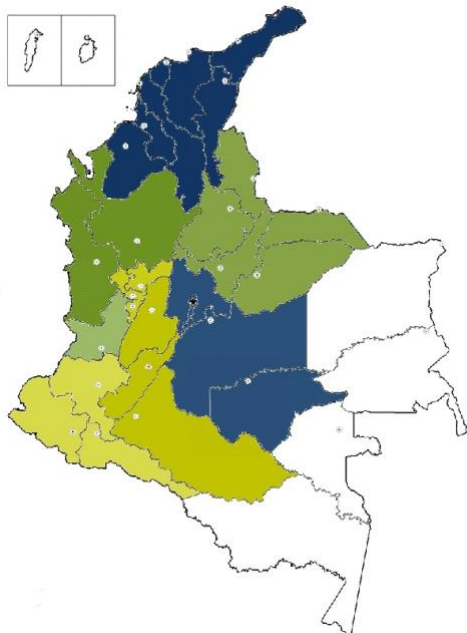
Comportamiento de la demanda por regiones

La demanda de energía eléctrica durante 2020 se redujo en la mayoría de las regiones, en las que se registraron tasas de crecimiento anual entre el -3,56% y -1,96%. En únicas en las que aumentó (marginalmente) la demanda de energía frente a 2019 fueron: Costa Caribe y Sur¹, con tasas de crecimiento de 0,04% y 0,03%, respectivamente.

Por lo anterior, las regiones que ganaron participación en la demanda, durante el año 2020 con respecto al año 2019, fueron: Costa Caribe y Sur, las cuales aumentaron 0,70 y 0,06 puntos porcentuales, respectivamente. El resto de las regiones disminuyeron su participación, que van desde -0,43 a -0,03 puntos porcentuales. La única región que mantuvo una participación constante fue Caldas, Quindío y Risaralda (CQR).

¹ Nariño, Putumayo y Cauca.

Tabla 1. Demanda comercial por región (GWh-año) – 2019-2020



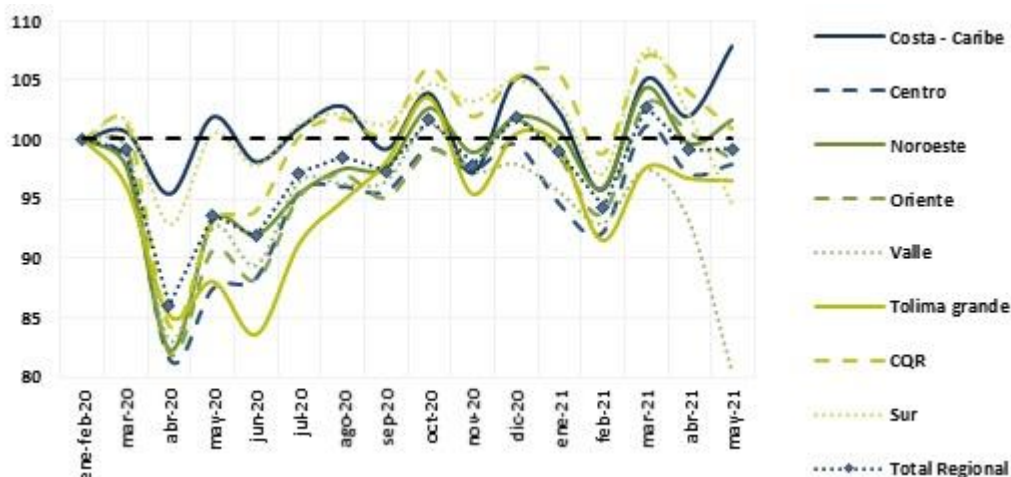
Región	Consumo total (GWh-año)		Crecimiento del consumo año (%)	
	2019	2020	2019	2020
Costa - Caribe	17.523	17.601	6,77%	0,44%
Centro	17.101	16.492	2,80%	-3,56%
Noroeste	9.805	9.598	3,21%	-2,11%
Oriente	7.420	7.210	9,24%	-2,82%
Valle	7.158	6.913	2,36%	-3,43%
Tolima grande	2.901	2.823	3,18%	-2,69%
CQR	2.721	2.668	1,79%	-1,96%
Sur	1.982	1.982	3,58%	0,03%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 21), 2021

Como se mencionó anteriormente, en abril de 2020 se registró la caída de demanda más pronunciada del año. Las reducciones de demanda por regiones las encabeza Centro (-14,7%), seguida por Oriente (-14,5%), CQR (-14,0%), Noroeste (-12,7%), Valle (-12,6%), Tolima Grande (-8,9%), Sur (-4,8%) y Costa Caribe (-2,0%). Las regiones Centro, Noroeste, Oriente y Valle explican el 83,1% de la variación observada en este mes.

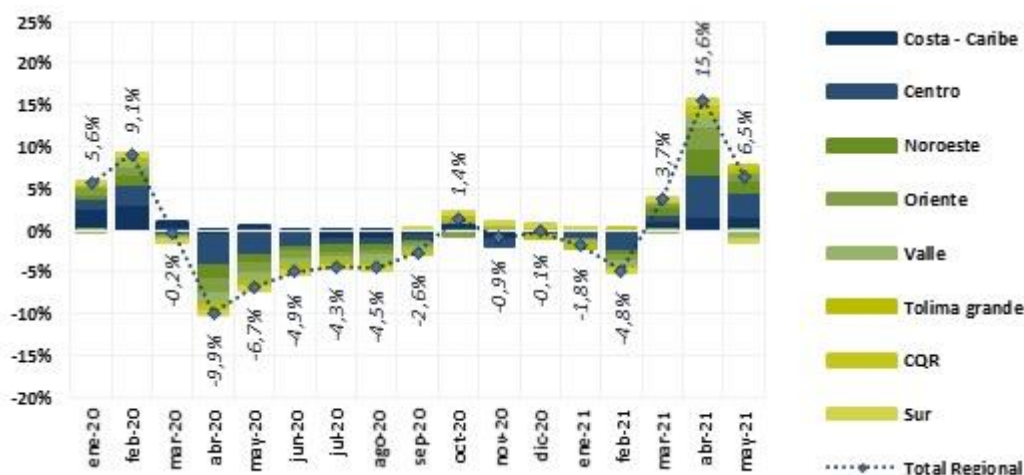
En febrero de 2021 se observa un decrecimiento del 4,8% con respecto a la demanda del año anterior. El aporte de las regiones a la reducción del crecimiento mensual es 2,1 (Centro), 0,7 (Oriente y Valle), 0,5 (Costa-Caribe y Noroeste) y 0,3 (Tolima Grande).

Para mayo de 2021, casi todas las regiones presentan crecimientos positivos (excepto Valle y Sur - debido a los bloqueos presentados por el paro nacional desde finales de abril), que van desde 5,8% a 11,9%. El crecimiento mensual de la demanda para el mes de mayo es del 6,5%, donde las mayores contribuciones se registraron en Centro (3,0 puntos porcentuales), Costa – Caribe (1,6 puntos porcentuales) y Noroeste (1,4 punto porcentual). (Gráfica 13).



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021

Gráfica 12. Índice regional de la demanda comercial (Base Enero - Febrero = 100)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021

Gráfica 13. Contribución regional al crecimiento de la demanda comercial (%)

De acuerdo con el Boletín Económico Regional (BER)², las actividades industriales que tuvieron mayor incidencia en el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en cada una de las regiones son:

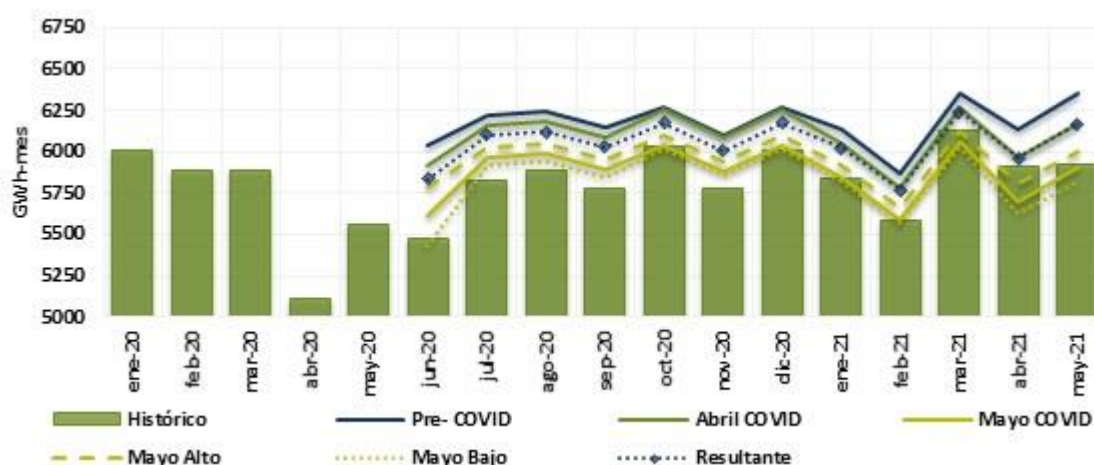
- Centro: Textiles y confecciones, alimentos y bebidas, sustancias y productos químicos, minerales no metálicos, comercio y refinación de productos de petróleo (menor demanda nacional de combustibles debido a restricciones en el transporte).
- Costa - Caribe: Alimentos y bebidas, minerales no metálicos y productos metálicos (extracción) y Comercio.
- Noroeste: Producción industrial y comercio.
- Oriente: Producción industrial, comercio y refinación de productos de petróleo.
- Valle y Sur: Minerales no metálicos (asociado a la construcción, cemento), papel e imprenta, productos metálicos; productos químicos, caucho y plásticos, textiles, cuero y confecciones.
- Tolima Grande: Comercio.
- CQR: Producción industrial y comercio.

² De acuerdo con los Boletines Económicos Regionales, Banco de la República (septiembre 2020).

Comportamiento real vs proyecciones

Las desviaciones de los escenarios de la proyección de demanda publicada en junio de 2020 por la UPME frente al consumo observado en 2020 se presentan en el Anexo 1. El error cuadrático medio de la proyección para el período julio 2020 - marzo 2021, para todos los escenarios fue inferior al 1%

El desempeño de los escenarios desde junio de 2020 a mayo de 2021 ha mostrado un alto grado de precisión. Para los escenarios de demanda de energía eléctrica del SIN (no incluye GCE) el error cuadrático medio para el periodo de análisis oscila entre el 0,36% y 0,03% (Gráfica 14).



Fuente: UPME, Base de Datos XM junio 17), 2021

Gráfica 14. Comparación proyección de demanda UPME 2020 versus comportamiento real demanda de energía SIN.

Vale la pena señalar que la proyección de demanda que incluye los GCE, corresponde a la proyección de la UPME para el SIN a la cual se le adiciona la información reportada a la UPME por los potenciales usuarios que potencialmente representan grandes cargas para el SIN. En este sentido, el volumen de energía correspondiente a los GCE no es resultado de un ejercicio de proyección. Al incluir la información de GCE, el error cuadrático medio para el periodo junio 2020 a mayo 2021 oscila entre el 0,5% y el 0,03%.

Por otra parte, en cuanto a los escenarios de demanda para potencia máxima, el error cuadrático medio promedio para los escenarios fue entre el 0,70% y 0,22%.

Demanda de Gas Natural 2020 - 2021p

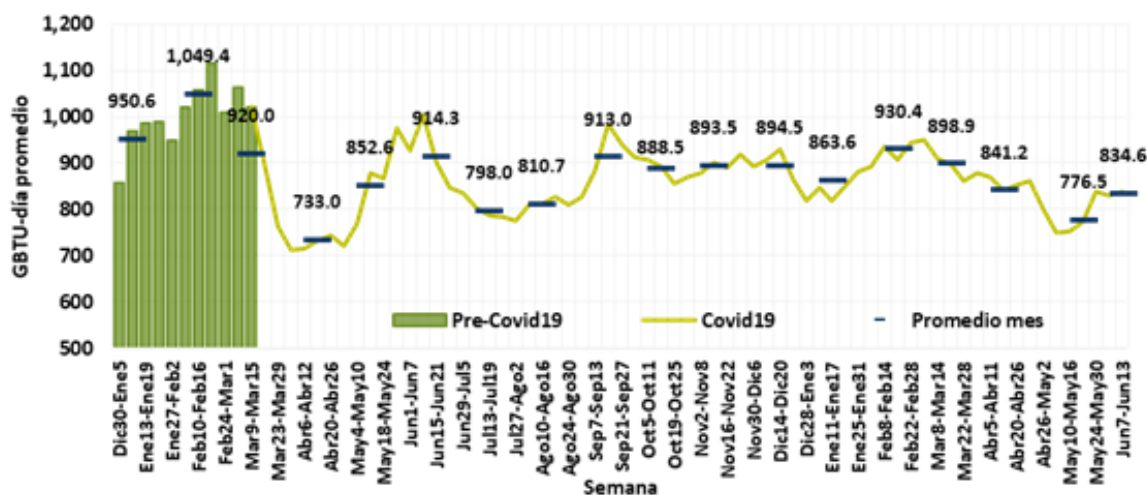
Comportamiento de la demanda de gas natural (2020 - 2021p)

En 2020 la demanda anual de gas natural fue 323.610 GBTU en 2020, esto es 3,26% menos que los 334.541 GBTU consumidos en 2019³. Esta situación frena el leve crecimiento registrado en 2019 y 2018 y ratifica la tendencia de reducción del consumo de gas natural en el país, que en los últimos 5 años (sin contar el 2020) ha caído en -2.6%, en promedio. El consumo promedio diario de gas natural en Colombia fue 884 GBTUD durante 2020.

Durante el período previo a la pandemia (30 diciembre - 15 marzo), el promedio de consumo diario por semana fue de 1.003 GBTUD. Sin embargo, debido a las medidas de aislamiento, desde la tercera semana de marzo hasta la tercera de mayo, el consumo promedio cayó en 22,2%.

Hacia el mes de junio, se recuperó el consumo de gas natural pues se ubicó alrededor del 92% de los niveles previos a la pandemia. Lo anterior, se explica por el aumento en la generación de las centrales termoeléctricas, ante los bajos aportes hidrológicos en el SIN y la apertura gradual de diferentes sectores económicos.

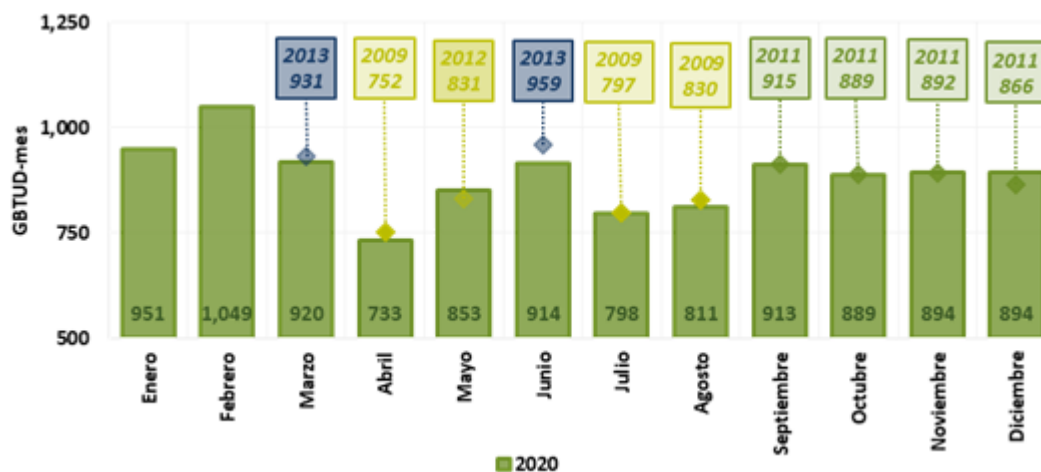
Entre los meses de julio y septiembre se presentó una nueva disminución en la demanda de gas natural del 11% con respecto a junio, coincidiendo con el primer pico de la pandemia y con un aumento en los niveles de los embalses del SIN y la consiguiente disminución del consumo termoeléctrico. A partir de septiembre de 2020 y principios de abril de 2021, el consumo de gas ha alcanzado un 89% del nivel de demanda prepandemia (Gráfica 15).



Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (junio 16), 2021
Gráfica 15. Seguimiento al consumo semanal de gas natural – 2020-2021p

³ De acuerdo con cifras del Gestor del Mercado de Gas Natural BMC. 2021

La pandemia implicó que, en los meses de abril y mayo, el consumo de gas natural registrara niveles similares a los registrados en 2009 y 2012, respectivamente. En julio y agosto, la reducción de la generación térmica y la persistencia de la pandemia implicó que la demanda persistiera en niveles similares a los de 2009. A partir de septiembre y el último trimestre del año, los niveles de consumo mensual se recuperaron levemente, aunque son comparables con los de 2011. Es decir, el comportamiento registrado en 2020 fue equivalente a un retroceso de 9 años (Gráfica 16).



Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (abril 21), 2021
Gráfica 16. Seguimiento a la demanda mensual de gas natural 2020

Comportamiento de la demanda por sectores

En 2020, los únicos sectores que presentaron crecimiento en el consumo de gas natural fueron el residencial y el termoeléctrico. El primero tuvo un aumento de 10,2%, mientras que el segundo fue de 21,3%⁴.

El aumento del sector residencial puede explicarse como resultado de las medidas de aislamiento. Ante la imposibilidad de asistir a restaurantes y otros sitios comunes por fuera de la vivienda durante los meses de abril a junio, el consumo por hogar aumentó hasta un 18%, pasando de consumos de 13,5 m³, en promedio en 2019, a 15,9 m³ en el mes de mayo de 2020⁵.

El aumento en la demanda de gas del sector termoeléctrico es consecuencia del mayor despacho en mérito y fuera de mérito de estas centrales. Lo primero, se explica por el bajo nivel de los embalses durante el primer semestre de 2020. Entre los meses de marzo a junio el volumen útil de los embalses a nivel nacional estuvo entre el 30% y el 47%, por lo que, la generación de las centrales térmicas en el interior aumentó en un 25,6% pasando de 361 GWh-mes en marzo a 453 GWh-mes en junio.

⁴ De acuerdo con cifras de Concentra. 2021.

⁵ De acuerdo con cifras de consumo y usuarios del Sistema Único de Información – SUI -. 2021.

Lo segundo (aumento en la generación fuera de mérito) se explica por las restricciones eléctricas asociadas a la indisponibilidad del circuito Porce III - Cerromatoso I 500 kV⁶. La generación por seguridad con termoeléctricas a gas natural aumentó en 6,51 veces, en septiembre con respecto a julio, pasando de 73 GWh-mes a 576 GWh-mes.

De los sectores restantes, el más impactado por la pandemia fue el terciario, que redujo su consumo en 25,9%, seguido por el petrolero (-20,8%), el transporte (-20,3%) y la industria (-1,63%).

La disminución del consumo en el sector terciario refleja las medidas de mitigación de la pandemia. Este sector presentó una disminución en su valor agregado del 5%. Sin embargo, con el levantamiento paulatino de las restricciones a la movilidad no se evidenció una recuperación significativa en el consumo del terciario. Comparado con el período previo a la pandemia, el consumo cayó en un 46% en el mes de abril de 2020 y a pesar de que ha venido recuperándose, a marzo de 2021 sólo ha podido alcanzar un nivel del 80%.

Por su parte, el sector petrolero tuvo reducciones en sus consumos, tanto en las refinerías como en autoconsumos. En las refinerías, la caída en 10,6% responde a la disminución en el consumo de combustibles líquidos como gasolina y ACPM para el transporte, como consecuencia de las restricciones a la movilidad. El autoconsumo cayó en 42%, lo que podría ser explicado por una reducción en la producción, en respuesta a la caída de los precios del petróleo. En el período previo a la pandemia, la producción promedio estuvo alrededor de los 870 mil barriles día (BPD), mientras que, con la llegada de la pandemia, cayó a niveles de 750 mil BPD.

En el sector transporte, las medidas de restricción a la movilidad hicieron que los niveles de consumo cayeran de 58 GBTUD-mes a 27 GBTUD-mes en el mes de abril (-53,4%). Sin embargo, a febrero de 2021 se evidencia la recuperación en el consumo a los niveles previos a la pandemia.

Por último, aunque la industria presentó una disminución en su consumo de gas natural, la caída no fue de la misma magnitud que la de otros sectores productivos como el terciario. Para 2020, la demanda disminuyó 0,3% en la industria. Sin embargo, esta caída en la demanda fue diferente entre los mercados. En el mercado no regulado disminuyó 0,8%, mientras que en el mercado regulado cayó 7%.

Aunque en el mes de abril, el consumo de la industria cayó en más del 20% en comparación con el mismo mes del año anterior, la demanda de gas natural retomó sus niveles pre pandemia en los meses de julio y agosto y a partir de septiembre tuvo un aumento promedio de 2,7% con respecto a 2019.

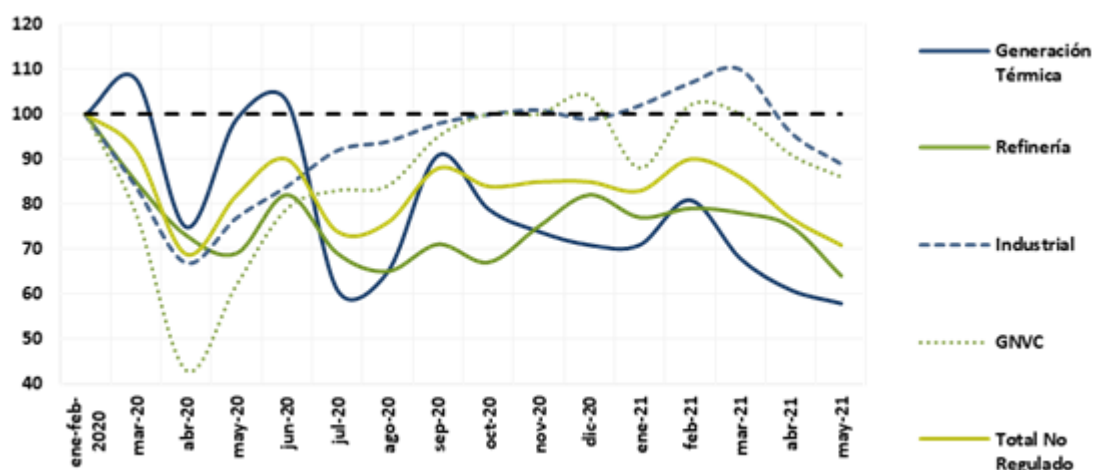
Lo anterior se corrobora al revisar el comportamiento de los índices de producción de los principales consumidores de gas natural del sector manufacturero. Por ejemplo, en la fabricación de minerales no metálicos, la producción tuvo una caída de más del 80% en abril

⁶ Informe de restricciones septiembre. XM. 2020. En línea: http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Analisis%20del%20Mercado/04_Informe_Restricciones_09_2020.pdf

de 2020⁷ con respecto al mismo período del año anterior. Sin embargo, a partir del mes de septiembre tuvo crecimientos promedio de 5,6% respecto al mismo período de 2020, lo que contribuyó para amortiguar la caída en consumo de gas natural.

A final de 2020, el consumo nacional de gas natural ha llegado al 90% del nivel registrado en enero y febrero de 2020. Adicionalmente, se observa que la curva de total nacional sigue el comportamiento de los sectores no regulados, en particular el consumo de las centrales termoeléctricas y de las refinerías, que en conjunto representan el 44% de la demanda en Colombia (Gráfica 17).

En marzo de 2021, los únicos sectores no regulados que registran niveles de consumo similares a los de los dos primeros meses de 2020 son el industrial y el transporte.

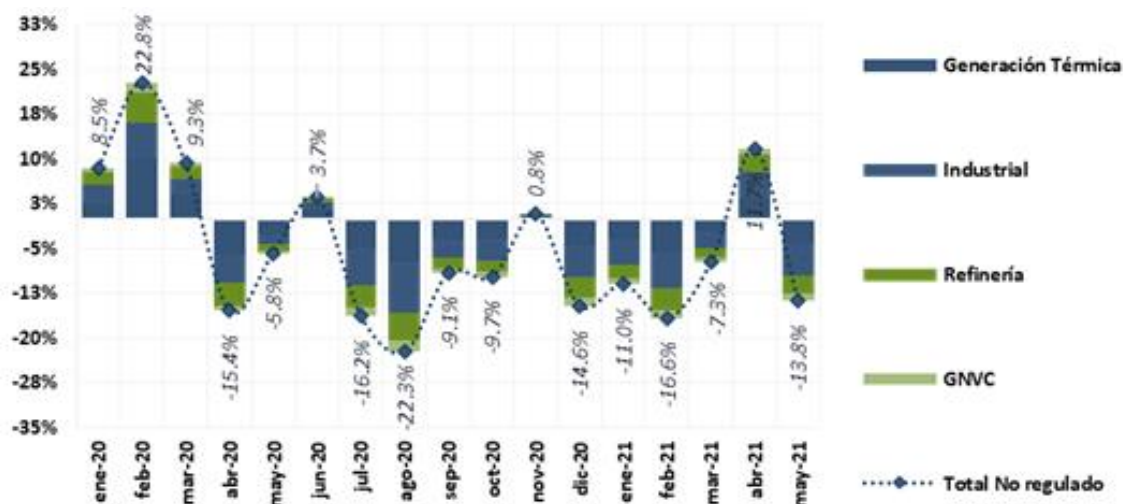


Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (junio 16), 2021
Gráfica 17: Índice de la demanda no regulada por sectores

El consumo del mercado no regulado representa el 73% de la demanda total de gas natural en Colombia. Por tal razón, el consumo nacional tuvo sus mayores caídas en los meses de abril, julio y agosto de 2020.

El mes que reportó la mayor caída en los sectores no regulados con respecto al mismo período del año previo fue agosto, coincidiendo con el primer pico de la pandemia en Colombia. En total el crecimiento para este mes fue de -22,31%. La industria, la generación de electricidad con termoeléctricas y las refinerías fueron los sectores que más aportaron a la caída en consumo de septiembre, con una contribución de 8,6, 7,6 y 4,7 p.p, respectivamente (Gráfica 18).

⁷ Índice de Producción Industrial - IPI. DANE. 2021. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/industria/indice-de-produccion-industrial-ipi>



Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (junio 16), 2021
 Gráfica 18: Contribución sectorial al crecimiento año corrido de la demanda No Regulada

Comportamiento de la demanda por regiones

En el 2020, solo tres regiones presentaron crecimientos positivos en sus consumos de gas natural frente al año 2019: Noroeste, CQR y Tolima Grande. El mayor crecimiento lo tuvo Noroeste con un 56%, como consecuencia de un aumento en más de 6 veces en el consumo de Termosierra. Sin contar el sector termoeléctrico, el aumento en el consumo de gas natural en esta región fue del 2,58%, el cual se explica por el crecimiento de la demanda de los sectores industrial (12,15%), petroquímico (11,64%) y residencial (10,24%), a pesar de la disminución que se presentó en los sectores terciario (-35,31%) y transporte (-20,9%).

En la región CQR, el crecimiento de 5,86% fue impulsado por el incremento en la generación eléctrica por parte de Termodorada en más de 50 veces con respecto al 2019, pasando de generar 1,43 GWh a 72,32 GWh. Excluyendo el sector termoeléctrico, la región tuvo una contracción en su demanda de 1,75%, a pesar de que los sectores industrial y residencial presentaron crecimientos de alrededor del 7%.

La última región que presentó crecimiento positivo fue la de Tolima Grande, con un aumento en su consumo de 3,6%, liderado por las demandas de los sectores industrial y residencial.

Por su parte, las regiones Centro, Noreste, Suroeste y Costa presentaron disminución en sus consumos de gas natural durante 2020. En la región Centro la disminución fue de 10,53%, debido a la caída en los consumos de los sectores petrolero, termoeléctrico, GNVC y terciario. Vale la pena señalar que en Centro los sectores industrial y residencial crecieron en 4,18% y 9,71% respectivamente.

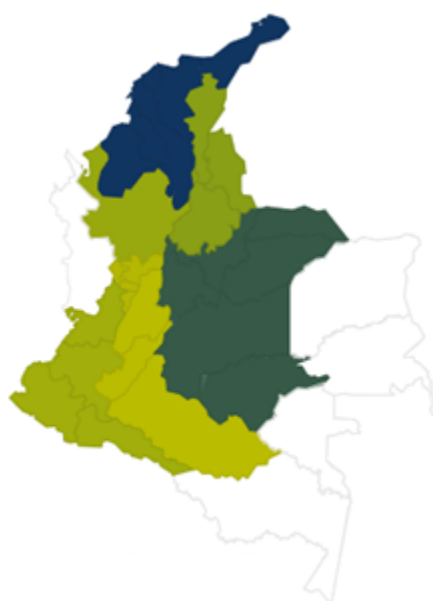
En la región Noreste la caída de 4,76% se atribuye a la disminución de los consumos en el sector petrolero, en particular de la refinería (-11,11%) que representa el 70% de la demanda de la región. Como se explicó previamente, las medidas implementadas para evitar la propagación de la Covid 19 impactaron la demanda de combustibles líquidos, lo que llevó a una disminución en la producción de estos en las refinerías.

En la región Suroeste la disminución de la demanda en 4,31% se explica por la caída en los sectores GNVC (-23,81%), terciario (-19,14%) e industria (-6,94%). Dado que la industria representa el 50% del consumo en la región, la caída en 3% de la producción en los subsectores manufactureros explicó la contracción en el consumo de gas natural.

Por último, la región Costa tuvo una leve disminución de 0,88% en el consumo de gas natural. Los sectores que aumentaron la demanda con respecto a 2019 fueron el termoeléctrico y el residencial, que representan el 49% del total de la región. Sin embargo, este crecimiento se vio compensado por las caídas en más del 9% en sectores como el petrolero y la industria, que representan el 41% de la demanda (Ver Tabla 2).

Al comparar las tasas de crecimiento por mercados en 2019 y 2020, tres de las siete regiones presentaron reducciones entre 0,25% - 2,8% en el regulado, mientras que en el no regulado en cuatro regiones las caídas estuvieron entre 1,4% - 14,1%.

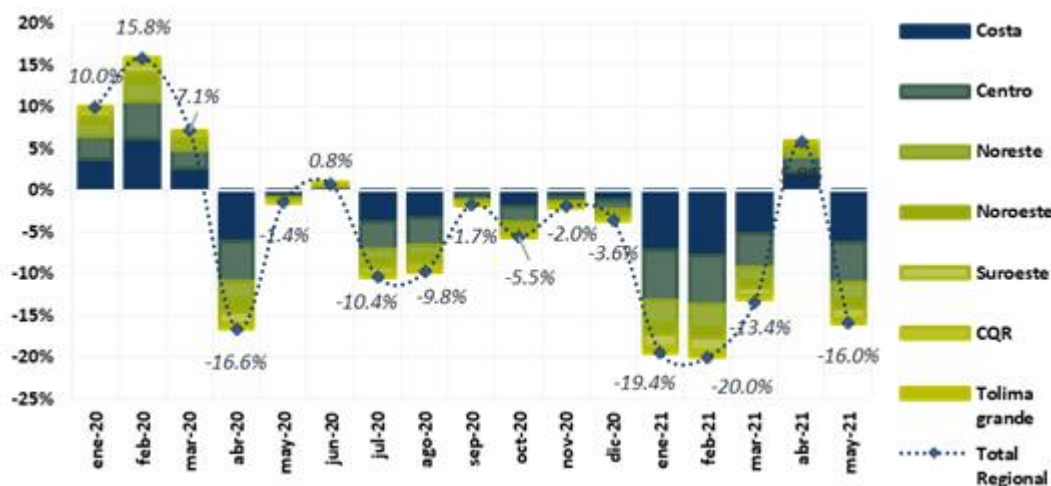
Tabla 2. Demanda gas natural por región (GBTUD-año) – 2019-2020



Región	Consumo total (GBTUD-año)		Crecimiento del consumo anual (%)	
	2019	2020	2019	2020
Costa	362.33	↓ 358.15	-5.13%	↑ -0.88%
Centro	322.26	↓ 287.53	6.79%	↓ -10.53%
Noreste	128.73	↓ 122.26	-0.73%	↓ -4.76%
Noroeste	57.80	↑ 89.73	11.47%	↑ 55.67%
Suroeste	72.39	↓ 69.08	10.28%	↓ -4.31%
CQR	27.23	↑ 28.75	13.06%	↓ 5.86%
Tolima Grande	14.67	↑ 15.15	14.29%	↓ 3.60%

Fuente: UPME, Concentra, 2021

Al analizar el comportamiento de la demanda durante 2020, las regiones que presentaron las mayores caídas en el consumo de gas natural hacia el segundo trimestre con respecto al primero fueron Centro (-21,7%), Noreste (-19,8%) y Costa (-18,4%). Para estas regiones, la disminución fue de 203,3 GBTUD, 86,1 GBTUD y 228,8 GBTUD, respectivamente. La caída en el consumo se explica por la implementación del aislamiento preventivo en algunas ciudades de estas regiones, desde el día 19 de marzo. En particular, para el mes de abril de 2020 cuando la caída del consumo fue de 16,6%, Costa contribuyó a esta disminución con 6 p.p., Centro con 5 p.p. y Noreste con 2 p.p. (ver Gráfica 19).



Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado Gas Natural BMC, Concentra (junio 16), 2021

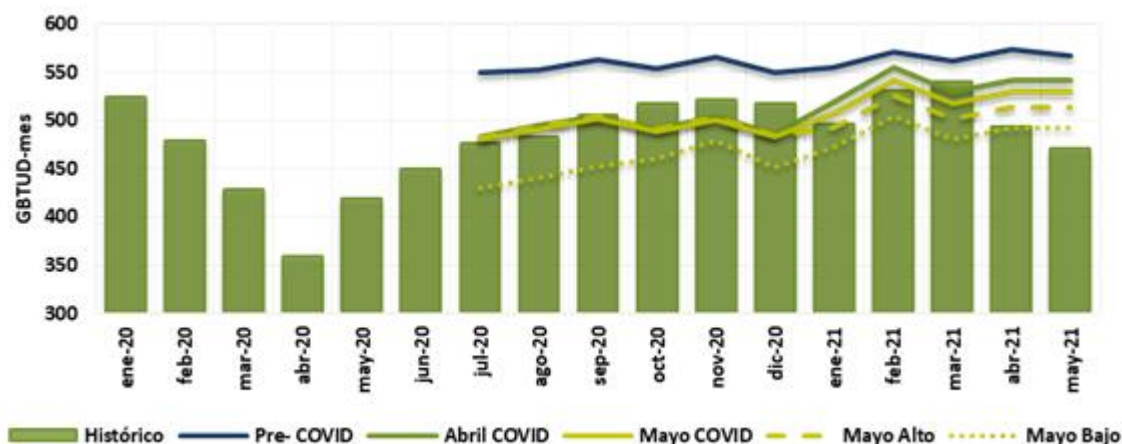
Gráfica 19. Contribución regional al crecimiento año corrido de la demanda

Posteriormente, con la apertura gradual de diferentes sectores de la economía que inició en los meses de mayo y junio, para el tercer trimestre del año el consumo a nivel nacional tuvo un aumento del 3,3% comparado con el segundo trimestre, en donde regiones como Centro y CQR presentaron una recuperación del consumo de 17,9% y 3,3%, respectivamente. Sin embargo, en otras regiones se presentó nuevamente una caída del consumo: Suroeste (-11%), Noreste (-8,9%), y Tolima Grande (-8,5%).

Comportamiento real vs proyecciones

Las desviaciones de la proyección de consumo de gas publicada por la UPME en 2020 frente a la demanda real se presentan en el Anexo 2. Las estimaciones de los escenarios “Mayo Covid”, “Mayo Alto” y “Mayo bajo” de sectores agregados⁸ fueron cercanas al consumo real registrado en los meses de julio, agosto y septiembre de 2020. De octubre a diciembre, la proyección estuvo por debajo del consumo real en 5% en promedio (Gráfico 20). Para el primer trimestre de 2021, la proyección tuvo una desviación de 2,9%. El error cuadrático medio de la proyección para el período julio 2020 - mayo 2021, para todos los escenarios fue inferior al 1,5%.

⁸ Sectores agregados: Residencial+Terciario+Industrial+Petroquímico+Compresores+GNVC



Fuente: UPME, Base de Datos Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (junio 17), 2021
Gráfica 20. Comparación proyecciones UPME 2020 vs comportamiento real.

La desviación de las proyecciones frente al consumo real se explica por los siguientes elementos:

- La disminución del consumo en el sector terciario se compensa por el aumento en el sector residencial, en particular para el uso del gas en cocción.
- El sector industrial presentó un crecimiento económico de -1,5% en promedio entre los meses de julio y septiembre. Aunque negativo, el crecimiento fue superior al esperado en la proyección, que estaba en niveles inferiores al -2% en los diferentes escenarios. Esto explicó la rápida recuperación de la demanda en este sector.
- Adicionalmente, en el último trimestre de 2020 el sector industrial presentó un crecimiento de 2% con respecto al mismo período del año anterior, mientras que el crecimiento económico esperado se ubicaba entre 3,1% y -2,7%.

En la proyección de demanda para el sector termoeléctrico, el error cuadrático medio fue del 25,97%. Lo anterior, puede explicarse por una recuperación más lenta de los embalses, por lo que se esperaba una necesidad mayor de electricidad por parte de las centrales térmicas. Además, supuso un escenario de máximo esfuerzo para el consumo de gas natural, que sumado al supuesto de restricciones operativas de las plantas del Caribe, llevaron a que la proyección estuviera por encima del valor real presentado.

Finalmente, la información reportada por Ecopetrol en 2020 con respecto a las expectativas del consumo de gas en del sector petrolero, frente a la demanda real, muestra una desviación del 29% en promedio por debajo de los valores estimados para el escenario medio. Lo anterior, se puede explicar por una recuperación inferior a la esperada en la producción de combustibles líquidos en las refinerías por efecto de la pandemia y del paro nacional que empezó a finales del mes de abril.

Proyecciones 2021-2035

A continuación, se presentan los principales resultados de los modelos de proyección macroeconómica y energética de la UPME para el periodo 2021-2035. De igual forma, se encuentra un análisis explicativo de los fenómenos que podrían esperar ocurrir en el futuro próximo y su respectiva comparación con lo observado hasta el momento.

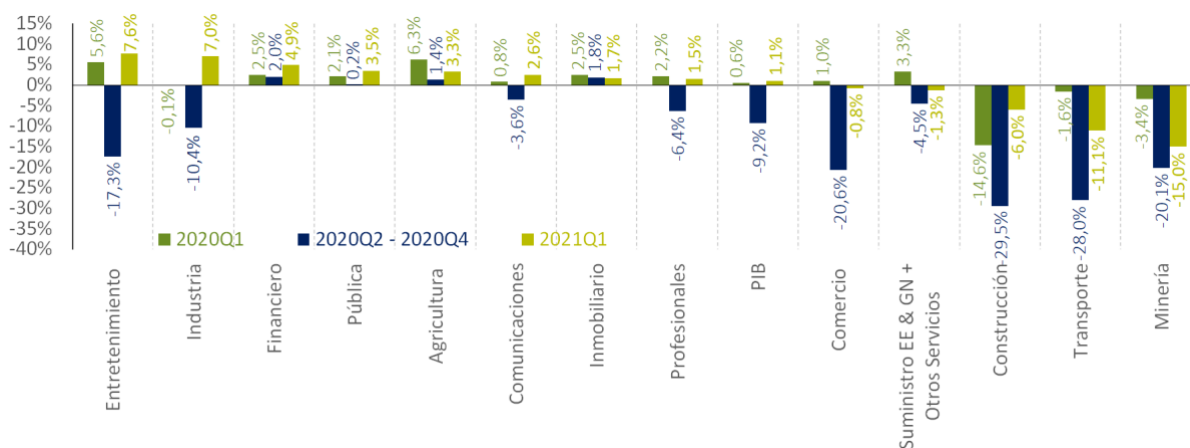
Proyecciones Macroeconómicas

Para el ejercicio de la proyección macroeconómica, los insumos fundamentales fueron el comportamiento de la economía durante el primer trimestre de 2021, así como la información sobre los posibles factores que pueden incidir en el desempeño económico colombiano en el corto y mediano plazo.

La economía colombiana creció en 1,1% en el primer trimestre de 2021, confirmando la recuperación iniciada en los últimos trimestres de 2020 y saliendo de la recesión del año pasado.

Por el lado de la oferta, los sectores que mostraron el mayor crecimiento en el primer trimestre de 2021 fueron: entretenimiento (7,6%), industria (7%) y financiero (4,9%). Aunque todos los sectores muestran una reactivación con relación a 2020, tres sectores aún presentan tasas de crecimiento negativo: construcción (-6%), transporte (-11,1%) y minería (-15%).

En cuanto a los sectores productivos con mayor consumo de energéticos, se destaca el aumento observado en comercio (-0,8%), el sector de suministro de energía eléctrica y gas natural (-1,3%) y el de otros servicios domiciliarios que se espera retornen a un crecimiento interanual positivo en el segundo trimestre de 2021.

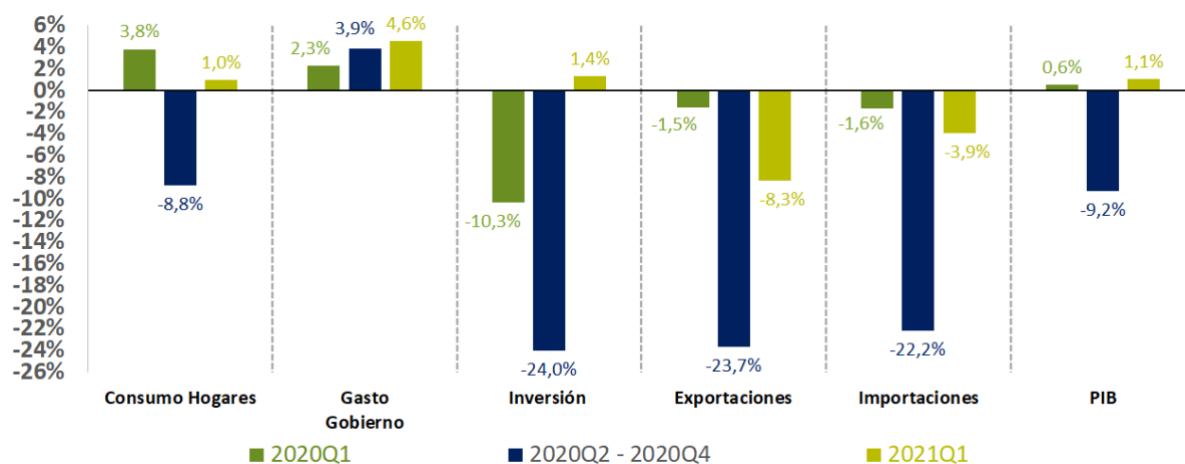


Fuente: DANE - Cálculos UPME

Gráfica 21. Evolución Trimestral 2020Q1 - 2021Q1 Crecimiento Económico Anual de Colombia Enfoque Producción

Por el lado de la demanda, el principal impulsor del crecimiento ha sido el gasto público, el cual ha tenido una senda de crecimiento sostenido desde comienzos de 2020 (2,3%) hasta

el primer trimestre de 2021 (4,6%), seguido del consumo de los hogares, que en los primeros meses de este año retorno a un crecimiento positivo de 1 % anual.



Fuente: DANE

Gráfica 22. Evolución Trimestral 2020Q1 - 2021Q1 Crecimiento Económico Anual Colombia. Enfoque Demanda

La inversión creció 1,4% en el primer trimestre de 2021, señal de recuperación del desempeño de la economía colombiana en el corto plazo. Más lenta ha sido la recuperación del sector externo, puesto que las exportaciones e importaciones decrecieron a una tasa anual de 1.5% y 1.6% respectivamente.

Aunque el retorno de la producción nacional a niveles previos a la pandemia se empieza a vislumbrar, la recuperación no será simétrica para todos los sectores económicos. Las previsiones económicas hechas por la Subdirección de Demanda de la UPME indican que una plena recuperación de todos los sectores productivos a niveles Pre - Covid tomaría hasta 2026 (Anexo 3).

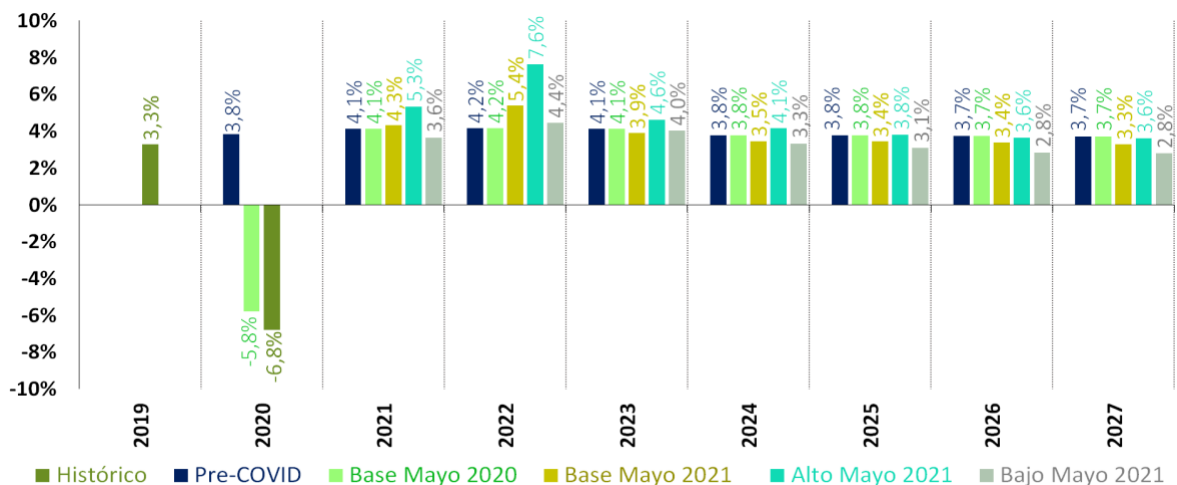
Antes de presentar los resultados de la proyección macroeconómica, vale la pena señalar que otro factor que añade incertidumbre a la recuperación económica del país en el corto plazo y que se presentó durante la realización de este documento, es el paro nacional que comenzó el pasado 28 de abril.

Dado que la situación no se encuentra completamente resuelta, la prolongación del paro condiciona la dinámica de recuperación de la economía colombiana, por diversos factores. En primer lugar, por los efectos que tiene el bloqueo de carreteras y la restricción al tránsito de bienes hacia los centros de distribución. En segunda instancia, por el potencial cierre de establecimientos comerciales y el retraso alrededor de proyectos de construcción, ante las perturbaciones al orden público. En tercera medida, por la afectación del funcionamiento del puerto de Buenaventura, lo que genera retrasos en las exportaciones y el abastecimiento del occidente del país.

De hecho, el paro ya ha tenido efectos en la inflación anual para el mes de mayo, tanto en precios al consumidor (3,3%) como al productor (18,8% producción nacional - 11,1% oferta interna). Este repunte podría forzar al Banco de la República a aumentar sus tasas de interés

para mantener bajo control el nivel de precios, lo que a su vez, puede ralentizar la recuperación del consumo de los hogares y de la inversión.

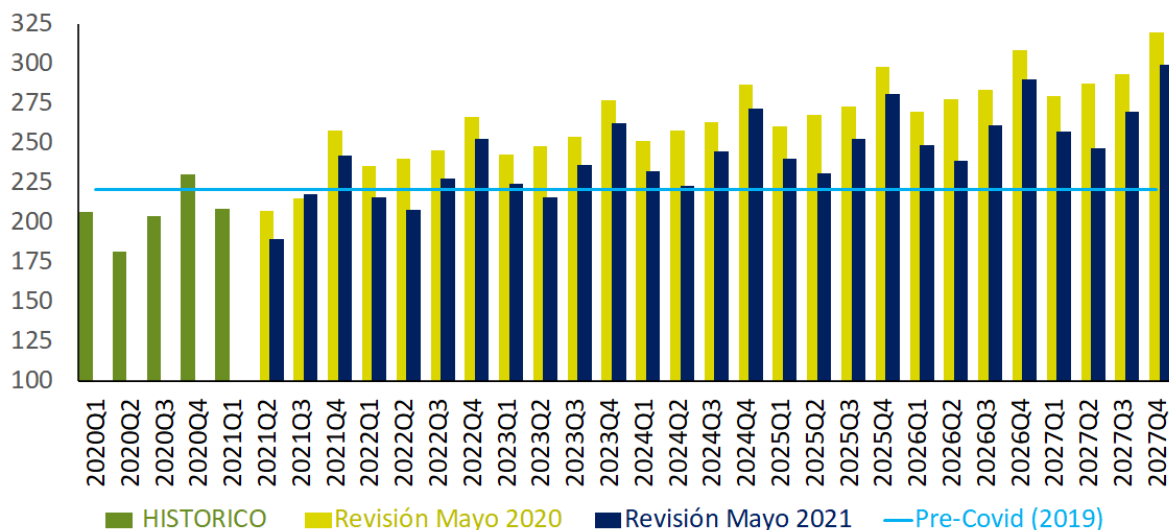
Con base en la información con la que se cuenta a junio de 2021, la Subdirección de Demanda de la UPME estimó tres (3) escenarios para el PIB de Colombia: Base 4,3%, Alto 5,4% y Bajo o Pesimista 4,8%. El escenario Base fue el utilizado para las proyecciones de demanda de energía eléctrica y gas natural (Gráfica 23).



Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Gráfica 23. Escenarios Anuales Crecimiento Económico Colombiano 2021 - 2027

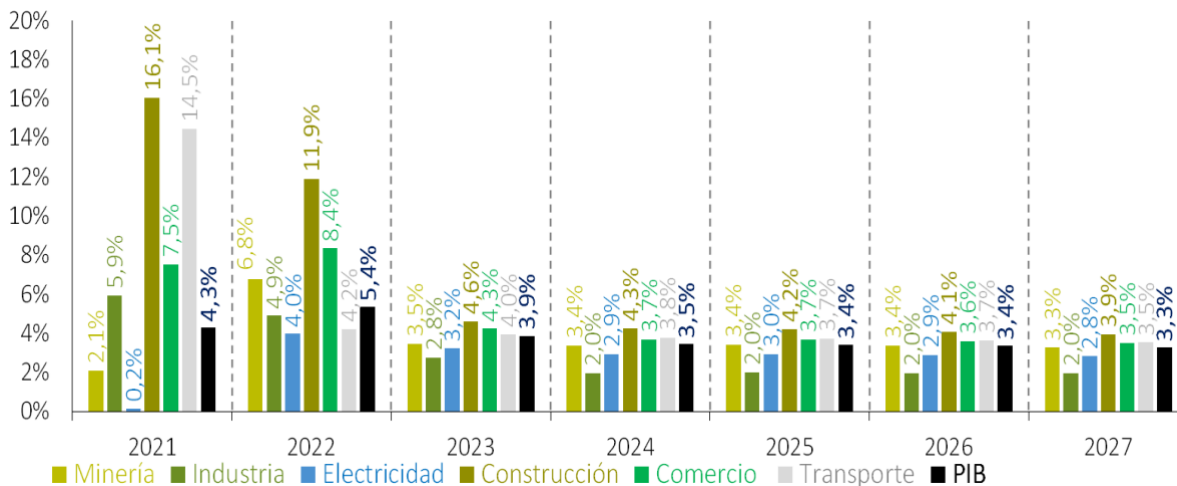
De acuerdo con el escenario Base, el PIB total retornaría a niveles previos a la pandemia en el cuarto trimestre de 2021 (Gráfica 24); sin embargo, la trayectoria del PIB a largo plazo muestra un nivel inferior a la trayectoria prevista en el documento de proyecciones de demanda publicado por la UPME en 2020. Este fenómeno se explica por la contracción de 2020 y la restricción de un crecimiento potencial estimado en 3% anual. Las previsiones de mayor crecimiento, en 2022 con relación a 2021, se explican por la aceleración se podría observar como resultado de la inmunidad de rebaño que genere el plan de vacunación contra la Covid - 19 a finales de este año.



Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Gráfica 24. Escenario Base PIB Colombia Trimestral: Revisión 2021, Revisión 2020 y Nivel Pre - Covid. Cifras en COP Billones de 2015

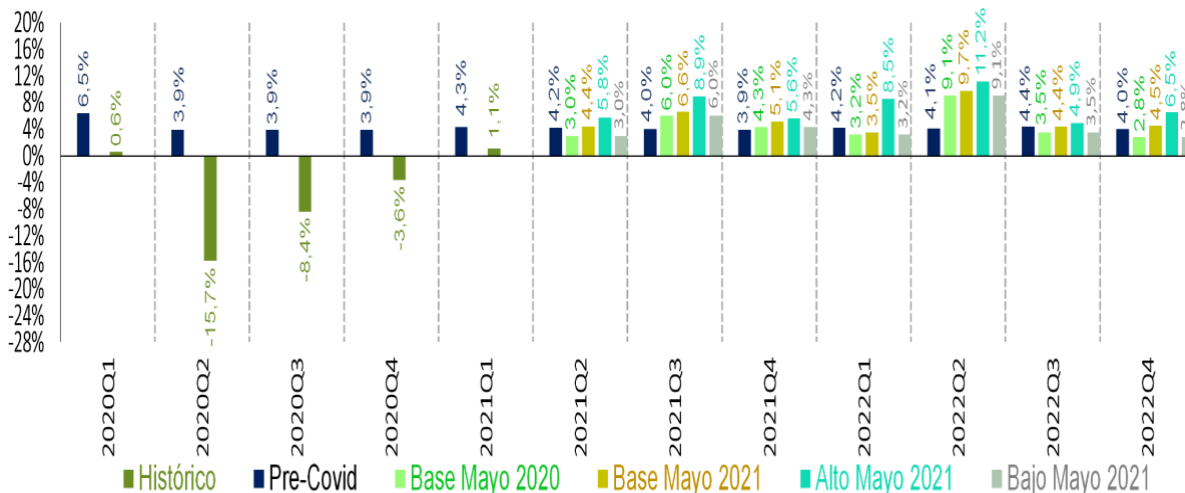
El crecimiento económico anual proyectado para los sectores con mayor demanda de electricidad y gas natural (Gráfica 25, Ver Anexo 4) son: industria 5,9% en 2021 y 4,9% en 2022 (2,1% 2023 - 2027); construcción 16,1% en 2021 y 11,9% en 2022 (4,2% 2023 - 2027); comercio 7,5% en 2021 y 8,4% en 2022 (3,8% 2023 - 2027) y transporte 14,5% 2021 y 4,2% en 2022 (3,7% 2023 - 2027).



Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Gráfica 25. Escenario Base 2021 - 2027 Crecimiento Sectores Económicos Intensivos En Consumo de EE & GN

En el corto plazo, se tiene prevista una aceleración del crecimiento económico entre 2021Q2 y 2022Q2 (Gráfica 26, Anexo 4), con un crecimiento promedio 5,9%. A partir de 2022Q3 las tasas de crecimiento del PIB tienden a converger a las de los escenarios Pre-Covid.



Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Gráfica 26. Escenarios Trimestrales Crecimiento Económico Colombiano 2021Q1-2023Q4

Para finalizar, vale la pena señalar que el ejercicio de proyección de crecimiento económico se sustenta en las perspectivas de mediano plazo que resultan de la información con la que se cuenta hasta el momento. Sin embargo, la velocidad y la magnitud de la recuperación de la economía, depende de la evolución de diferentes factores.

Los factores que pueden dinamizar y acelerar la recuperación económica en el corto plazo son:

Reactivación económica mundial. En particular, la reactivación de la actividad económica en Estados Unidos, en su condición de primer socio comercial de Colombia. Por ello, la velocidad en la que se puedan restablecer los canales comerciales con Estados Unidos será determinante en la evolución del PIB nacional. De igual forma, será importante la recuperación de la actividad comercial en las fronteras con las principales economías de la región: México, Brasil, Argentina, Chile, Perú y Ecuador.

Ritmo de vacunación. En caso de que el plan nacional de vacunación contra la Covid-19 se cumpla, en diciembre de 2021 se alcanzaría la inmunidad de rebaño, con 35 millones de personas vacunadas. La posible liberación de patentes para vacunas contra la Covid19 podría acelerar la inmunización de la población y por ende, permitiría un retorno más rápido de todos los sectores económicos a niveles pre - pandemia.

La recuperación de los precios de las materias primas. En el primer semestre de 2021, el precio del barril de petróleo Brent, ha acelerado su recuperación llegando a situarse sobre los 75 USD/barril, lo que ayudaría a incrementar los ingresos fiscales y contribuir a la reducción del déficit en el sector público.

Por el lado de los factores que podrían retardar la recuperación de la economía colombiana se encuentran:

El aumento de la inflación en países desarrollados. La recuperación del consumo y del aumento de los precios de materias primas podría llevar a un aumento en las tasas de interés externas, lo que a su vez se podría traducir en aumentos de la tasa de cambio e incrementos en el costo de capital.

Eficacia de las vacunas. Aunque las vacunas que actualmente se aplican contra la Covid - 19 han demostrado ser eficaces frente a las nuevas cepas, no es claro si serán necesarias dosis adicionales de refuerzo y si se podrá poner fin a las medidas actuales de distanciamiento social.

La evolución de las finanzas públicas. El déficit del Gobierno Nacional Central se estima en 8,1% del PIB para 2021. Esta situación obliga al gobierno actual y al próximo a adelantar esfuerzos por una mayor austeridad del gasto y el incremento de los ingresos por impuestos.

El repunte de la inflación de precios al consumidor. El impacto en los precios que ha producido el paro nacional y el impacto que tendrá el repunte del precio internacional del petróleo y del gas natural sobre los precios de los energéticos podrían comprometer la meta de inflación establecida por la Junta directiva del Banco de la República (2% - 4%).

ENERGÍA ELÉCTRICA



Proyecciones de Energía Eléctrica

Los modelos para la proyección de demanda de energía eléctrica utilizan como variables explicativas (exógenas): la demanda histórica de electricidad, el PIB real histórico, las proyecciones del PIB estimadas por la UPME, la población y la temperatura. Las fuentes de información utilizadas para la proyección de la demanda de energía eléctrica que se presenta en este documento se relacionan en la Tabla 3.

Tabla 3. Variables Modelo UPME Pronóstico Demanda Energía Eléctrica 2021 - 2035

Variables	Periodicidad	Fuente
Histórico Demanda Energía Eléctrica SIN	Mensual: 1994M01 - 2021M03	XM
PIB Real Precios Constantes Año Base 2015	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2021Q1	DANE
	Proyección Trimestral: 2021Q2 – 2035Q4	UPME
Población	Histórico Anual: 1994 – 2017	DANE
	Proyección Anual: 2018 – 2035	DANE
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Histórico y Proyección Mensual: 1994M01 - 2035M12	IDEAM

La proyección de demanda de energía eléctrica que se presenta en este documento cuenta con tres componentes: la estimación del consumo de Sistema Interconectado Nacional SIN, el reporte de consumo de grandes cargas que han anunciado a la UPME su intención de conectarse en el futuro cercano y la estimación del consumo de vehículos eléctricos y de reducciones de demanda resultantes de la generación distribuida.

La proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN es el valor esperado de un modelo econométrico de combinación de pronósticos⁹. Los pronósticos provienen de modelos multivariados VAR¹⁰ y VEC¹¹.

Acompaña a la proyección del valor esperado, un intervalo con límite alto y bajo con el mismo rango sobre todo el periodo de proyección, por lo que la probabilidad acumulada en el intervalo varía a través de los períodos estimados fuera de la muestra. En este sentido, el intervalo de 2021 a 2025 comienza con un nivel de confianza del 95% y termina con 35%. Para el período 2026 a 2030 la probabilidad del intervalo presentado varía de 34% al 25%

⁹ CASTAÑO V., ELKIN. (1994). Revista Lecturas de Economía No. 41. "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error". Departamento de Economía. Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia. ISSN 0120-2596. ISSN 2323-0622. Páginas 59 – 80.

Los resultados obtenidos en el ejercicio realizado en 2021 sugieren la siguiente composición del modelo combinado: VAR Endógeno (25%), VAR Exógeno (56%) y VEC (19%).

¹⁰ VAR: Modelo de Vectores Autorregresivos.

¹¹ VEC: Modelo de Vectores de Corrección de Error.

A este modelo se le introducen variables exógenas (variable simulada de tipo impulso o escalón "Dummy" – Q2/2010 a Q1/2011, Q1/2013 a Q4/2013, Q3/2017 a Q2/2018 y Q2/2020 A Q1/2021).

de probabilidad. Finalmente, para el período 2031 a 2035 se acumula probabilidad del 24% a 20%.

Proyección de demanda de energía eléctrica del SIN

En la Gráfica 27 se presenta el promedio mensual diario estimado para el periodo 2021-2022, con sus respectivos límites alto y bajo. El rango esperado para la demanda de energía eléctrica en el corto plazo (próximos 2 años) estaría entre 187 a 211 GWh-día con una probabilidad del 71%, lo que implica un crecimiento del 3,4% con respecto al promedio del consumo diario observado en 2020. Lo anterior, como resultado de las perspectivas de crecimiento económico y la tendencia de recuperación en la demanda observada en el último trimestre de 2020.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021.

Gráfica 27. Proyección promedio mensual diaria de demanda energía eléctrica (GWh-día) – sin GCE

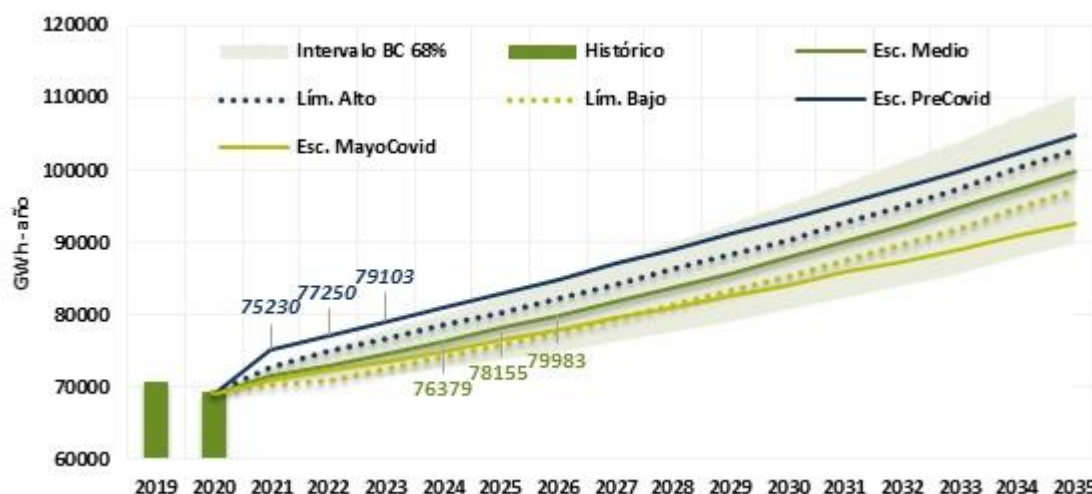
La predicción prevé que, a partir del tercer trimestre de 2021, la demanda de energía eléctrica alcance y posteriormente supere los valores observados durante 2019, la cual estaría asociada principalmente a la recuperación económica que se espera en el corto plazo. Los resultados a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2021 a 2035 podría tener un crecimiento promedio año entre el 2,28% y el 2,68% con una probabilidad del 34%. (Gráfica 28)

En comparación con el resultado del escenario Pre-Covid¹² presentado en el informe de proyección de demanda del año 2020, esta nueva estimación es 5,77% menor para el período 2021-2035. La diferencia entre los dos escenarios corresponde a una disminución de la demanda de aproximadamente 4.858 GWh-año.

En la revisión 2020, los valores estimados de la demanda para el escenario Pre-Covid en los años 2021 a 2023 fueron de: 75.230, 77.250 y 79.103 GWh-año, respectivamente. Se

¹² Este escenario corresponde a los resultados del modelo de proyección de demanda utilizando la información disponible hasta diciembre de 2019, por lo que puede ser interpretado como un contrafactual que permite estimar cuál es el efecto de la Covid en la demanda de energía.

espera con esta nueva revisión, que el escenario medio alcance estos niveles de demanda a partir del 2024 a 2026. Lo que ha implica un desplazamiento de la demanda eléctrica hacia adelante entre 3 y 5 años, debido a los efectos de la pandemia.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021.

Gráfica 28. Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) – sin GCE

Proyección de demanda de energía eléctrica del SIN+GCE+VE+GD

En esta sección se presenta la la información que se reporta a la UPME con respecto a las demandas de consumidores especiales (GCE), la proyección de demanda de energía eléctrica proveniente de vehículos eléctricos (VE) y las reducciones de demanda estimadas gracias a la generación distribuida (GD).

De acuerdo con la información suministrada por los GCE a la UPME se incorpora en esta proyección lo siguiente:

- Entrada de Sociedades Portuarias para el año 2021,
- Entrada de la conexión de Drummond “La Loma” para 2021,
- Entrada de la conexión de Ternium Sabanalarga para 2021,
- Entrada de la conexión de Minesa (Santander) para 2021,
- Entrada de la conexión de Quebradona (Jericó – Antioquia) para 2025.

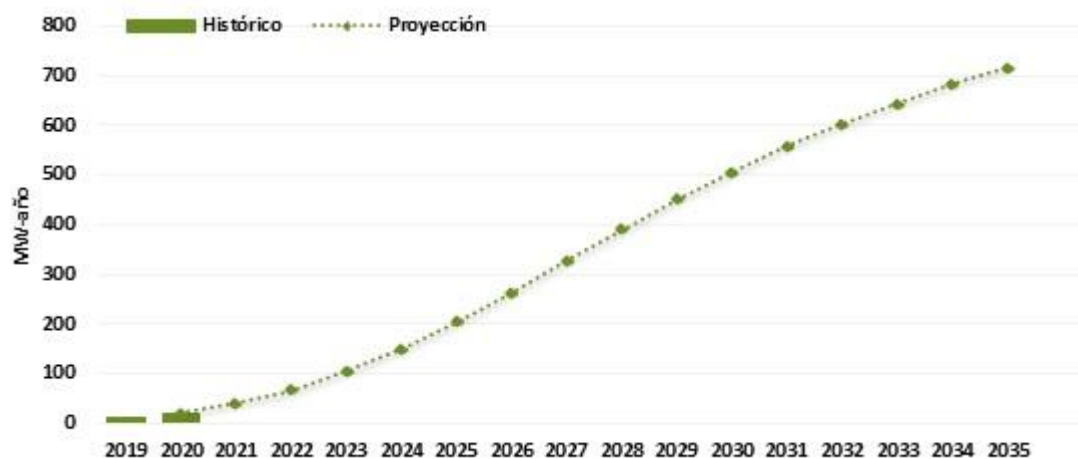
Con la información suministrada a la UPME con respecto a los GCE, se estima que su participación dentro de la demanda de energía eléctrica esté entre un 2,02% y un 5,01%. Por lo que en caso de que se materialice la entrada de los proyectos mencionados anteriormente, éstos aportarían entre -0,32 y 2,33 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica.

De manera similar, se estima que la participación de los VE se encuentre entre 0,10% y 4,31% y con una contribución entre 0,12 y 0,61 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. En esta proyección se emplearon los valores estimados en

el Plan Energético Nacional - PEN 2020-2050¹³ asociados al escenario modernización. En donde, se supone que la participación de la energía eléctrica dentro del parque automotor a 2050 estará compuesto de la siguiente manera: a) 40% en el transporte liviano, b) 30% en el transporte masivo y c) 40% en motos.

Las proyección de GD prevé una participación negativa dentro de la demanda de energía eléctrica, la cual estaría entre -0,08% y -0,94%. Esto generaría igualmente contribuciones negativas y restaría entre 0,05 y 0,13 puntos al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. La información empleada para la proyección es la reportada por los Operadores de Red a la Unidad, en virtud de la Resolución CREG 030 de 2018¹⁴. A partir de ésta, se estima la generación de electricidad de un sistema fotovoltaico instalado, basado en el ingreso de datos de referencia, tales como: capacidad instalada, tipo de matriz, pérdidas del sistema y ángulo de inclinación.

En la Gráfica 29 se presentan los resultados de capacidad instalada futura asociada a la GD, manteniendo un factor de utilización o de aprovechamiento promedio del 32% (valor histórico observado), con relación entre demanda de potencia/capacidad instalada. Se estima que la capacidad instalada a 2021 sea de 40 MW y para 2035 de 716 MW, con un crecimiento promedio año del 28,6%.



Fuente: UPME, Bases de datos OR (febrero 5), 2021.

Gráfica 29. Proyección anual de capacidad instalada de GD (MW-año)

En la Gráfica 30, se presenta la información de GCE, VE y GD utilizada en esta proyección.

¹³ Plan Energético Nacional 2020-2050: "La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible". En línea: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-Energetico-Nacional-2050.aspx>.

¹⁴ Resolución CREG 030 de 2018: "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional". En línea: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Cre030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Cre030-2018.pdf)

Definición Generador distribuido, GD. Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor a igual a 0,1 MW.

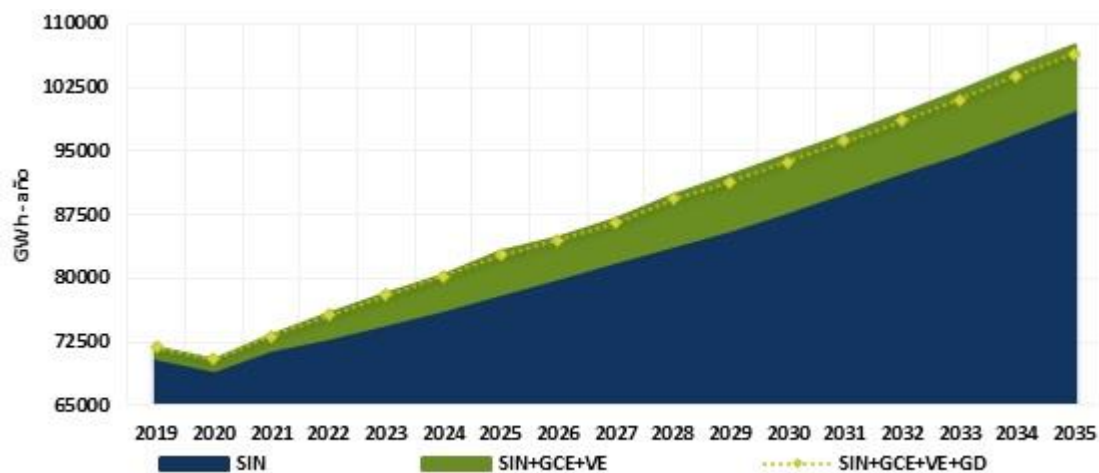


Nota: Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección

Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Minesa, AngloGold Ashanti Colombia, Metro de Bogotá. 2021.

Gráfica 30. Proyección anual de demanda energía eléctrica GCE + VE +GD (GWh-año)

Al incluir la información de VE y GCE se estima que la demanda de energía eléctrica tendría un crecimiento promedio anual entre el 2,68% a 3,05%, para el período 2021-2035. Luego, si a esta demanda se le incluye la GD, se presentaría una reducción del crecimiento promedio anual entre el 0,060% y 0,063%. (Gráfica 31)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021.

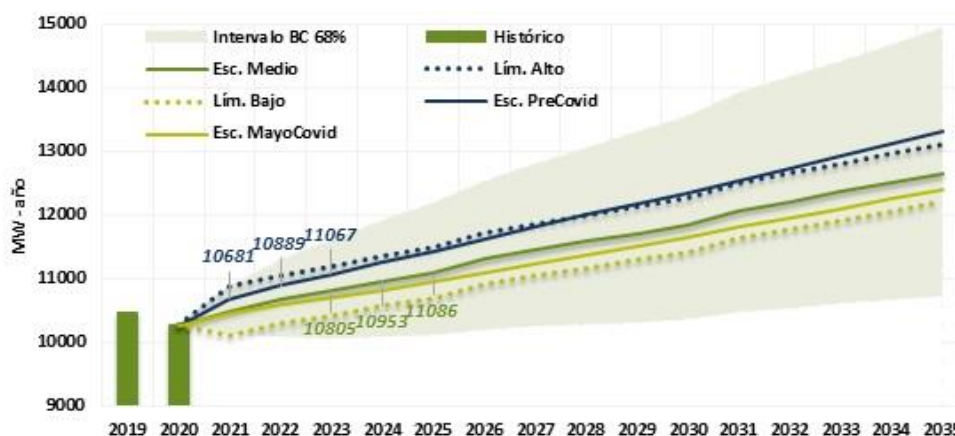
Gráfica 31. Proyección anual de demanda de energía eléctrica (GWh-año) – Esc. Medio

Demanda de potencia máxima

Los resultados obtenidos muestran que para el periodo 2021-2035, la demanda de potencia máxima sin incluir GCE tendría un crecimiento promedio anual potencial entre el 1,16% y 1,65%. (Gráfica 32).

De manera similar al análisis realizado en el numeral i de energía eléctrica, se tiene que los resultados encontrados en esta nueva estimación para el periodo 2021-2035, están entre un 1,16% a 5,11% por debajo del escenario “Resultante” del informe de proyección de demanda publicado por la UPME en 2020, lo que representaría una disminución de la demanda de potencia máxima entre 122 a 647 MW-año.

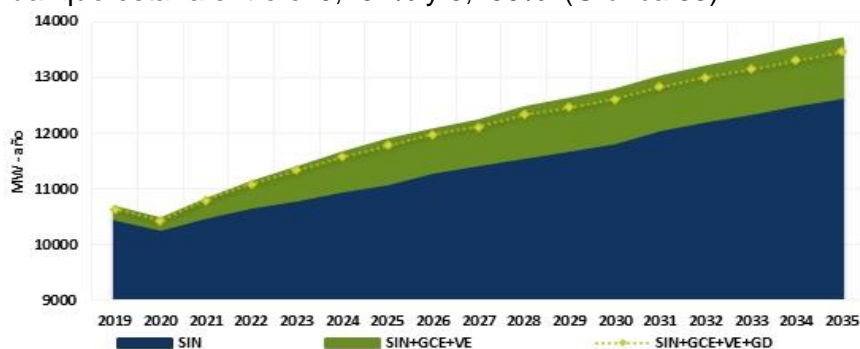
En la revisión 2020, los valores estimados de la demanda para el escenario Pre-Covid en los años 2021 a 2023 fueron de: 10.681, 10.889 y 11.067 MW-año, respectivamente. Se espera con esta nueva revisión, que el escenario medio alcance estos niveles de demanda a partir del 2024 a 2026. Lo que ha implica un desplazamiento de la demanda de potencia máxima hacia adelante entre 2 y 4 años, debido a los efectos de la pandemia.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021.

Gráfica 32. Proyección anual de demanda potencia máxima (MW-año) – sin GCE

Se estima que la demanda de potencia máxima al incluir GCE y VE presentaría un crecimiento promedio anual para el periodo 2021 a 2035 entre el 1,60% y 2,06%. Si adicionalmente a esta demanda se le incluye la GD, se daría una reducción en el crecimiento promedio anual que estaría entre el 0,102% y 0,109%. (Gráfica 33).



Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021.

Gráfica 33. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) – Esc. Medio



**GAS
NATURAL**

Proyecciones de Gas Natural

Los insumos utilizados en el modelo de proyección de la demanda de gas natural se relacionan en la Tabla 4, a continuación.

Tabla 4. Variables Exógenas
Variables Modelo UPME Pronóstico Demanda Gas Natural 2021 - 2035

Variable	Periodicidad	Fuente
Histórico Demanda Gas Natural	Mensual: 2009M01 - 2021M04	Gestor del Mercado de Gas Natural BMC CONCENTRA
Índice de Precios Gas Natural	Mensual: 2009M01 - 2021M04	DANE
PIB Real Precios Constantes Año Base 2015	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2021Q1	DANE
	Proyección Trimestral: 2021Q2 – 2035Q4	UPME

La proyección de demanda de gas natural que se presenta en este documento cuenta con tres componentes: la estimación del consumo de los sectores agregados (consumo final de los sectores residencial, terciario, industrial, transporte, petroquímico y de compresores), el reporte de consumo del sector petrolero de acuerdo con las expectativas de Ecopetrol (tanto en las refinerías como en los proyectos de extracción), y el cálculo del consumo para el sector termoeléctrico de acuerdo con la proyección de demanda de electricidad y las condiciones hidrológicas del país resultantes de un ejercicio de simulación del despacho eléctrico realizado al interior de la UPME.

La proyección de demanda de los sectores agregados es resultado de un modelo de vectores autorregresivos VAR con dos variables endógenas (consumo e índice de precios de gas natural) y una variable exógena (PIB).

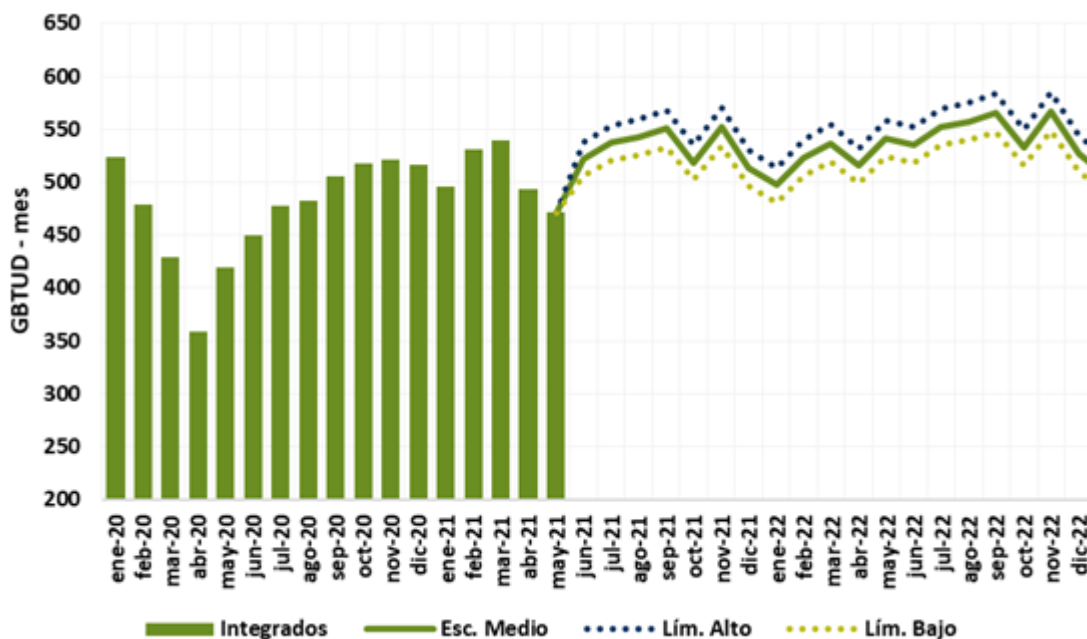
Como resultado de la estimación de este modelo se obtuvo el valor esperado de la serie y a partir de este, se construyeron los límites del intervalo utilizando el mismo tamaño de rango (límite alto y límite bajo). Por lo anterior, el nivel de confianza del intervalo construido varía sobre el periodo de proyección. Para el año 2021, varía desde el 68% hasta el 27%, entre el 26% y el 11% para el período 2022 - 2025 y entre el 10% y el 6% para el período 2026 - 2035.

Proyección de demanda de gas natural sectores agregados

En la Gráfica 34 se presenta el consumo promedio mensual diario estimado del ejercicio de estimación para el periodo 2021-2022. El valor esperado para la demanda de gas natural en el corto plazo (próximos 2 años) estaría en el rango de 510 y 543 GBTUD con una

probabilidad de 18%. Lo anterior, implicaría un crecimiento del 5,72% entre el promedio del consumo diario observado en 2020 y el promedio de consumo diario proyectado para 2022.

Se espera que la demanda mantenga un comportamiento estacional histórico caracterizado por una disminución del consumo los primeros meses del año y aumento de este hacia los últimos meses, en línea con el comportamiento general de la economía. Entre abril de 2021 y diciembre de 2035, el crecimiento de la demanda es de 17%. En promedio, cada mes la demanda crece 0,09%.

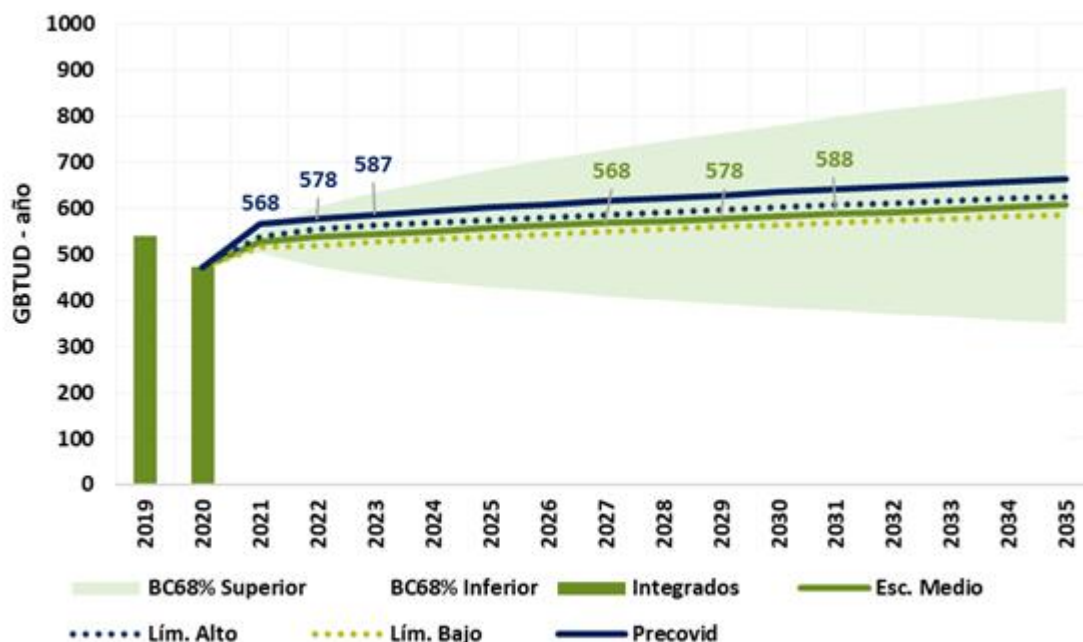


Fuente: UPME, Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (junio 17), 2021
 Gráfica 34. Proyecciones de demanda mensual sectores integrados.

A mediano plazo, se estima que el consumo proyectado de gas natural presente una tendencia creciente moderada, con un crecimiento promedio anual esperado de 1,18%, con un rango de 0,96% y 1,39% de 2020 a 2035 (Gráfica 35).

Comparado con el escenario Pre-Covid publicado en el reporte de 2020, el escenario medio de la proyección de consumo de los sectores agregados para 2021 se encuentra 8% por debajo en promedio, y a pesar de la recuperación económica que se espera en los próximos años, se estima que estos niveles no serán iguales a los proyectados antes de la pandemia.

Adicionalmente, se espera que los niveles de demanda del escenario Pre-Covid en los años 2021, 2022 y 2023 de 568, 578 y 587 GBTUD-año, se alcancen según la última revisión en 2027, 2029 y 2031, respectivamente (Ver Gráfica 35). Es decir, los efectos de la pandemia desplazaron el nivel esperado de demanda entre 6 y 8 años.

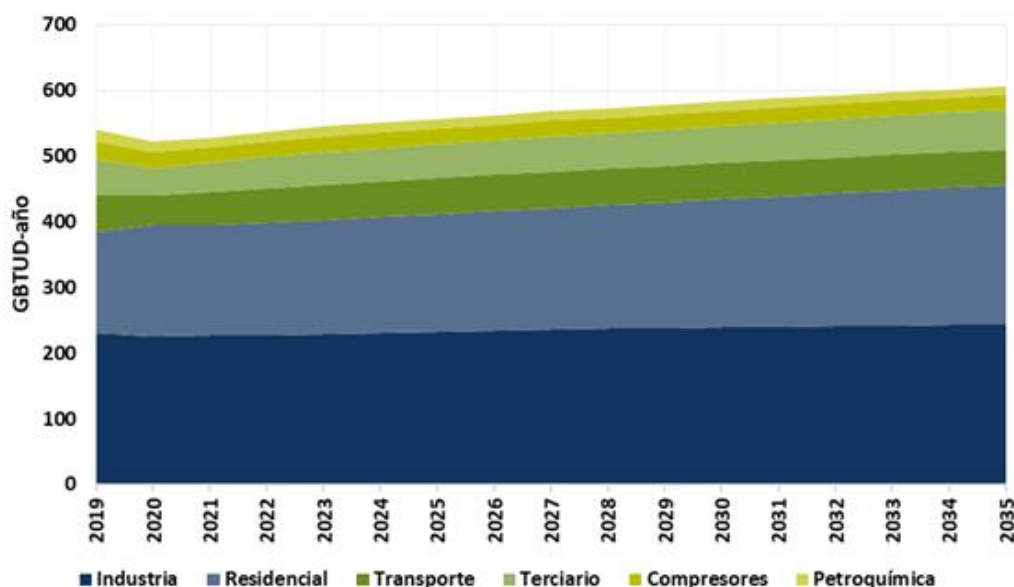


Fuente: UPME, Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (junio 17), 2021
 Gráfica 35. Proyección anual de demanda de gas natural en sectores integrados¹⁵.

La amplitud del intervalo de confianza del modelo responde a la alta varianza de los sectores integrados en conjunto. En particular, los sectores petroquímico y transporte presentan los coeficientes de variación más altos, de 20% y 19% respectivamente. A pesar de ser los sectores con menor peso dentro del consumo del agregado, sus series presentan alta dispersión con respecto a los otros sectores para el período 2009 - 2021.

A nivel sectorial (Gráfica 36), se proyecta que los sectores con mayor crecimiento promedio anual sean el sector terciario (2,44%), residencial (1,49%), transporte (1,5%) e industria (0,52%). Para la mayoría de sectores se espera que después de 2024 se retomen los niveles observados en 2019. Sin embargo, para sectores como el terciario la recuperación se observaría hacia 2030, cuando alcanzaría un consumo de 56,4 GBTUD-año, debido a la caída de 25% presentada en 2020.

¹⁵ La banda de confianza utilizada en la estimación se construye con una desviación estándar, lo cual da como resultado un intervalo de confianza de 68%.



Fuente: UPME, Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (abril 21), 2021
 Gráfica 36. Proyecciones de demanda anual por sectores integrados.

Demanda de gas natural para el sector petrolero.

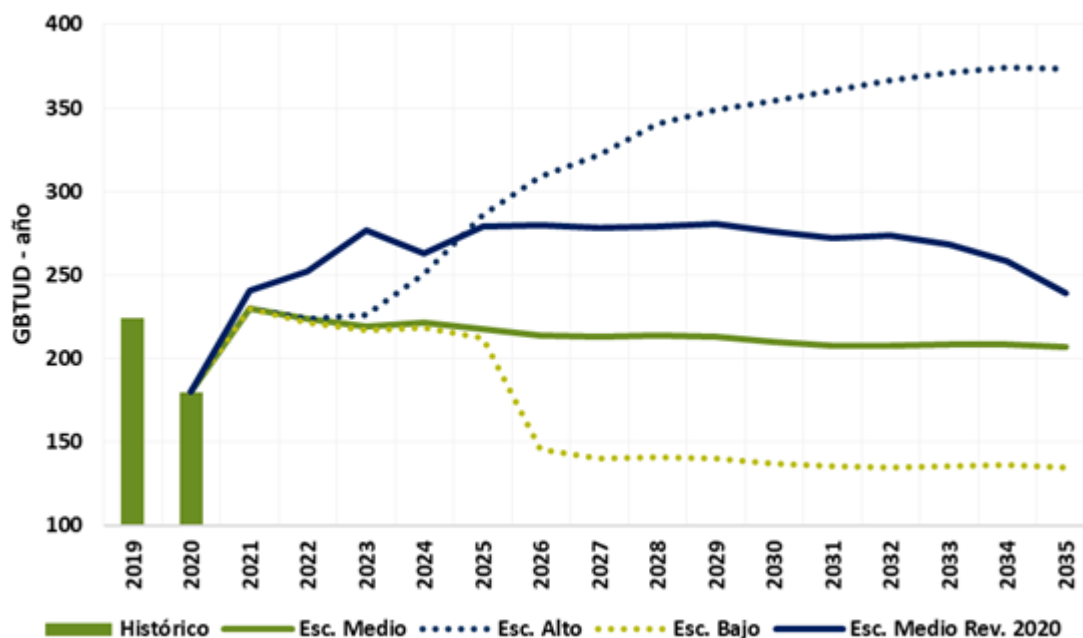
Como se explicó previamente, para el sector petrolero se presenta la información reportada por Ecopetrol a la UPME, con base en sus expectativas de consumo (Gráfica 37). Por lo tanto, esta información no corresponde a un ejercicio de estimación realizado por la UPME.

De acuerdo con la información suministrada para el año 2021, el consumo de gas natural del sector petrolero aumentará 28% con respecto a 2020. Sin embargo, este crecimiento es inferior al esperado hace un año para 2021 en 6 p.p, debido a cambios en las expectativas en consumos de combustibles líquidos por la incertidumbre en la evolución de de la pandemia y los efectos del paro nacional.

En comparación con la información reportada por Ecopetrol para el escenario de consumo medio publicado en el documento de la UPME de 2020, el nuevo escenario medio reportado, es inferior en promedio 20% por año, alcanzando niveles menores a los que se presentaban antes de la pandemia, de alrededor de los 212 GBTUD.

El escenario alto reportado para 2021 supone un incremento en el uso de gas natural para los proyectos de la región Centro, que se espera pudiesen consolidarse a partir de 2024. Vale la pena señalar que en la información reportada para 2020, el año de entrada de estos proyectos era 2022.

Finalmente, en el escenario bajo reportado para 2021 se presentan menores consumos (-31% en promedio con respecto a 2020) como resultado de la implementación de proyectos de eficiencia energética y de sustitución de gas natural.



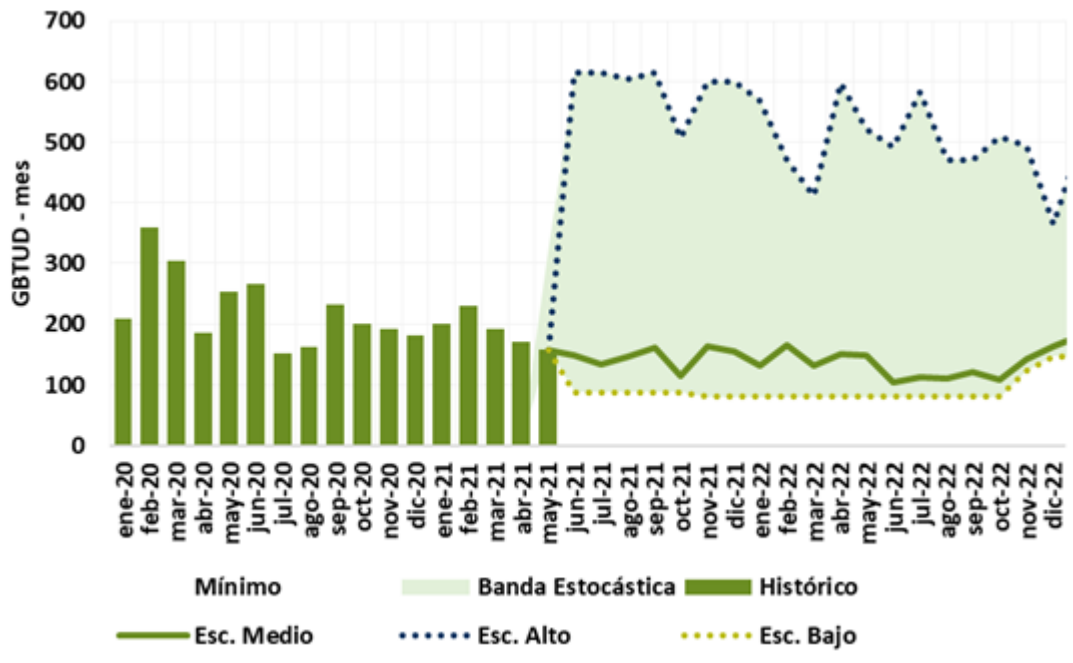
Fuente: UPME, Ecopetrol, Gestor del Mercado de Gas Natural BMC 2021
Gráfica 37. Proyecciones de demanda anual sector petrolero.

Demanda de gas natural para el sector termoeléctrico.

De acuerdo con los análisis de la UPME para el Plan de Expansión de Generación y Transmisión, el consumo de gas natural de las centrales térmicas en el escenario medio estará en promedio en 132,1 GBTUD-año para 2022. Por su parte, el escenario alto presenta valores promedio de 496 GBTUD-año (Gráfica 38). Los escenarios alto y medio son superiores al escenario UPME de 2020 en promedio 3.5 veces y 17,6%, respectivamente. Por su parte, el escenario bajo es 22,5% inferior al escenario UPME 2020.

En el escenario alto se reflejan expectativas de menores aportes hídricos en los afluentes que suministran agua a los embalses del SIN. En particular, en el período de junio a diciembre de 2021 se espera un consumo promedio mensual de 593 GBTUD, valor que es dos veces mayor al consumo de gas natural por parte de las termoeléctricas en el mismo período de 2020.

Adicionalmente, se presenta una banda estocástica de consumo de gas natural de las termoeléctricas. Esta banda se construye a partir de los valores máximos y mínimos de todas las 100 series utilizadas para la simulación para cada mes.



Fuente: UPME, Gestor del Mercado de Gas Natural BMC junio 2021
Gráfica 38. Proyecciones de demanda anual sector termoeléctrico.

Conclusiones

La pandemia de la Covid - 19 significó un duro golpe para la economía colombiana. En 2020, el PIB se contrajo a una tasa de 6,8%, su mayor caída desde que se tiene registro de la actividad económica. Lo anterior, se reflejó en caídas en el crecimiento anual del consumo de energía eléctrica y gas natural del 2% y 3% frente a 2019, respectivamente.

Las perspectivas de corto plazo, de acuerdo a las proyecciones de la UPME, el Ministerio de Hacienda y el Banco de la República, indican que la economía y en consecuencia, las demandas de energía y gas natural se recuperarán en 2021.

La UPME estima que el crecimiento económico en el presente año será menos que proporcional a la caída del PIB observada en 2020: para 2021, se estima una tasa de crecimiento de 4,3% en el escenario base. Para 2022 se prevé un aceleración del crecimiento en un rango situado entre el 4,4% y el 7,6%. Estas previsiones incorporan el dato de crecimiento económico del primer trimestre de 2021 y los efectos del paro nacional.

En el corto plazo, el escenario PIB total utilizado para la proyección de demanda de energía eléctrica y gas natural suponen una aceleración del crecimiento, en los siguientes cinco trimestres, entre el segundo trimestre de 2021 y el segundo trimestre de 2022, donde el crecimiento promedio sería del 5,9%.

A partir de 2023, el crecimiento económico retornaría a la senda que tenía antes de la pandemia con una tasa de 3,9%, que desciende gradualmente hasta estabilizarse al finalizar la década en una 3,2%, en línea con el crecimiento potencial de la economía y las proyecciones de crecimiento del Marco Fiscal de Mediano Plazo 2021.

Estas perspectivas de recuperación están condicionadas a la evolución del repunte de la inflación observada en los últimos meses como consecuencia del paro, la recuperación del consumo de los hogares y de la inversión privada que dependerá del plan de vacunación contra la Covid - 19 y la supresión de las medidas de distanciamiento social antes de finalizar 2022 y la situación fiscal.

En este contexto, suponiendo un crecimiento económico del 4,3% para 2021, la demanda de energía eléctrica total aumentaría un 3,9% frente a 2020 y la de gas natural en 3,7%. Los promedios de consumo diario se situarían, en un rango de 188 GWh-día a 207 GWh-día para energía eléctrica y 506 - 550 GBTU-día en gas natural (sin incluir los sectores petrolero y termoeléctrico).

A mediano plazo, el crecimiento de la economía colombiana proyectado por la UPME en los tres escenarios, converge a una tasa promedio de 3,2%. Partiendo de este pronóstico, la estimaciones para el periodo 2021-2035 resultan en crecimientos promedios entre 2,28% y el 2,68% para energía eléctrica (sin contar GCE, VE y GD) y de 0,74% y 1,60% para gas natural (excluyendo el sector petrolero y térmico).

Con relación a las expectativas para la demanda de energía eléctrica es preciso destacar los siguientes resultados:

- ★ El rango esperado para la demanda de energía eléctrica en el corto plazo (próximos 2 años) estaría entre 187 a 211 GWh-día con una probabilidad del 71%, lo que implica un crecimiento del 3,4% con respecto al promedio del consumo diario observado en 2020.
- ★ Durante el período de análisis 2021-2035, la demanda de energía eléctrica alcanzará un crecimiento promedio año del 3%, en donde las contribuciones promedio asociadas a GCE, VE y GD para este crecimiento serían: 0.28, 0.44 y -0.09 puntos porcentuales respectivamente.
- ★ Si se compara la proyección de demanda del escenario Pre Covid con la de este informe, se puede estimar que la pandemia tuvo un efecto de contracción del 5,77% (aprox. 4.858 GWh-año) y un retroceso en el nivel de demanda de 2 a 3 años. En cuanto a los resultados de la proyección de la demanda de potencia máxima, muestra una disminución entre 122 a 647 MW-año (aprox. -1,16% a -5,11%) con respecto al escenario Resultante presentado en 2020.

En cuanto a las perspectivas del consumo de gas natural vale la pena resaltar lo siguiente:

- ★ El valor esperado para la demanda de gas natural para los sectores agregados (residencia, comercial, GNV e industrial) en el corto plazo (próximos 2 años) estaría en el rango de 494 y 559 GBTUD con una probabilidad de 34%. Lo anterior, implicaría un crecimiento del 5,72% entre el promedio del consumo diario observado en 2020 y el promedio de consumo diario proyectado para 2022.
- ★ A mediano plazo, se estima que el consumo de gas natural presente una tendencia creciente moderada, con un crecimiento promedio anual esperado de 1,18%, con un rango 0,74% y 1,60% de 2020 a 2035.
- ★ En comparación con el escenario Pre-Covid del informe de 2020, este nuevo ejercicio de proyección se encuentra un 8% por debajo. Lo anterior, implica que los niveles proyectados antes de la pandemia para el periodo 2021-2023 se prevé se alcancen en 6 a 8 años.
- ★ La información del sector petrolero presenta una revisión a la baja con respecto a los consumos reportados por Ecopetrol en 2020. Adicionalmente, en la región Centro se estima una reducción del consumo del 63% por ajustes en los perfiles declarados en los campos del Magdalena Medio y reducción del consumo en autogeneración.
- ★ El sector termoeléctrico presenta una revisión a la baja en los escenarios medio y bajo del análisis de largo plazo de junio de XM, respecto de los escenarios 2020. Lo anterior indica una perspectiva de aportes hidrológicos promedio o superiores y, como consecuencia, un menor despacho de centrales térmicas. En cambio, el escenario alto presenta supuestos de menores aportes hidrológicos, por lo que en el corto plazo proyecta consumos por encima de los 200 GBTUD-año.

Anexos

1. Desviaciones Proyección UPME 2020 Versus Consumo Real Energía Eléctrica

El enfoque de la revisión se basa en la disminución del error sistemático tipo “sesgo”, para producir resultados que no se aparten sistemáticamente del valor real. Para ello se presentan los resultados de cada uno de los escenarios en cuanto a: Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE).

Tabla 7. Errores de las Proyecciones – Revisión junio 2020

a. Energía Eléctrica

	Con GCE			Sin GCE		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
PreCovid	6,83%	404	0,50%	5,66%	329	0,36%
Abril Covid	5,50%	325	0,32%	4,31%	250	0,22%
Mayo Covid	1,79%	121	0,05%	0,54%	81	0,03%
Mayo Alto	3,13%	184	0,12%	1,90%	128	0,07%
Mayo Bajo	0,91%	82	0,03%	-0,36%	73	0,03%
Resultante	4,70%	278	0,24%	3,50%	203	0,14%

b. Potencia Máxima

	Con GCE			Sin GCE		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
PreCovid	8,15%	809	0,70%	6,23%	608	0,42%
Abril Covid	7,76%	770	0,63%	5,83%	568	0,37%
Mayo Covid	6,36%	631	0,43%	4,40%	429	0,22%
Resultante	7,40%	735	0,57%	5,47%	533	0,33%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2021

2. Desviaciones proyección UPME 2020 versus consumo real gas natural

El enfoque de la revisión se basa en la disminución del error sistemático tipo “sesgo”, para producir resultados que no se aparten sistemáticamente del valor real. Para ello se presentan los resultados de cada uno de los escenarios en cuanto a: Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE).

Tabla 8. Errores de las Proyecciones – Revisión junio 2020

	Sectores agregados y termoeléctrico		
	APE	AAE	MSE
PreCovid	11,16%	55,36	1,44%
Abril Covid	1,91%	24,75	0,38%
Mayo Covid	-0,96%	19,21	0,22%
Mayo Alto	0,72%	21,48	0,28%
Mayo Bajo	-7,09%	40,19	0,79%
Termoeléctrica	46,89%	78,12	25,97%

Fuente: UPME, Gestor del Mercado de Gas Natural BMC (junio 17), 2021

3. Escenarios Macroeconómicos UPME: Proyecciones PIB real y Crecimiento Económico Anual de Colombia

Tabla 5: Proyección PIB Colombia (Billones de Pesos 2015)

Año	Pre - Covid 19	COVID - 19				
		Revisión Mayo 2020	Revisión Mayo 2021 - Escenarios Con Paro			
			Base	Alto	Bajo	Promedio
2020	916	830	822	822	822	822
2021	953	862	857	866	852	859
2022	993	913	904	932	890	909
2023	1031	944	939	975	926	947
2024	1070	979	971	1016	956	981
2025	1110	1015	1.005	1054	986	1015
2026	1151	1053	1.039	1093	1014	1048
2027	1193	1087	1.073	1132	1042	1082

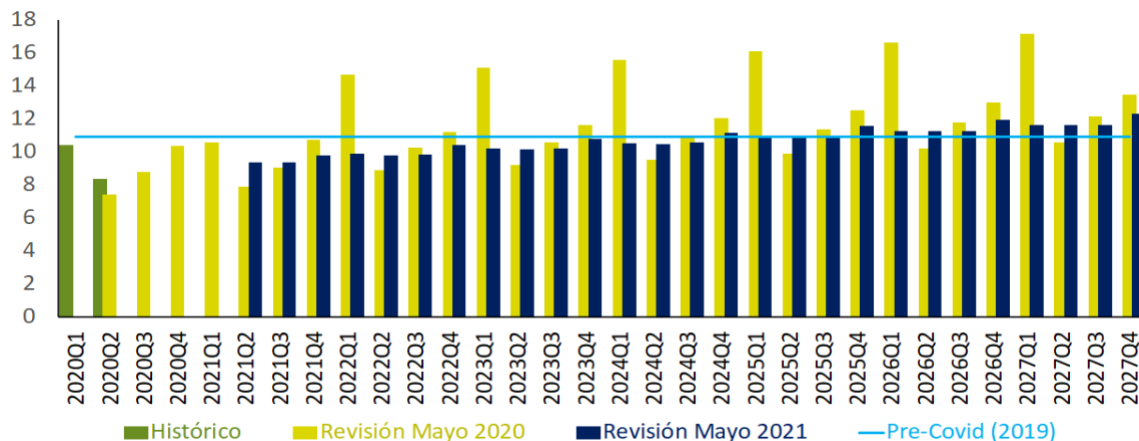
Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Tabla 6: Proyección PIB Colombia (Tasas de crecimiento % anual)

Año	Pre - Covid 19	COVID 19				
		Revisión Mayo 2020	Revisión Mayo 2021 - Escenarios Con Paro			
			Base	Alto	Bajo	Promedio
2020	3,8%	-5,8%	-6,8%	-6,8%	-6,8%	-6,8%
2021	4,1%	3,8%	4,3%	5,3%	3,6%	4,4%
2022	4,2%	5,9%	5,4%	7,6%	4,4%	5,8%
2023	3,8%	3,4%	3,9%	4,6%	4,0%	4,2%
2024	3,8%	3,7%	3,5%	4,1%	3,3%	3,7%
2025	3,7%	3,7%	3,4%	3,8%	3,1%	3,4%
2026	3,7%	3,7%	3,4%	3,6%	2,8%	3,3%
2027	3,7%	3,7%	3,3%	3,6%	2,8%	3,2%

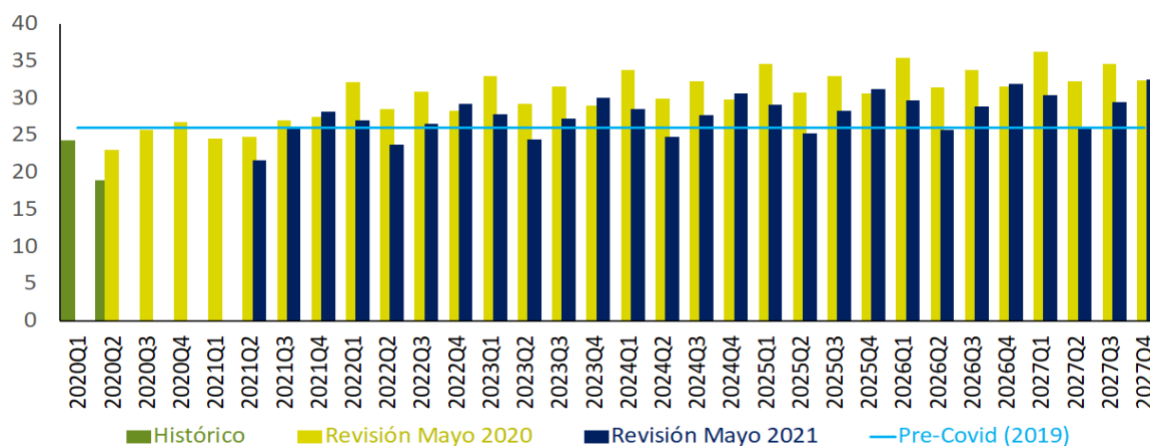
Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

4. Escenarios Macroeconómicos UPME: PIB Real Trimestral Sectores Intensivos en Consumo de Energía en Colombia



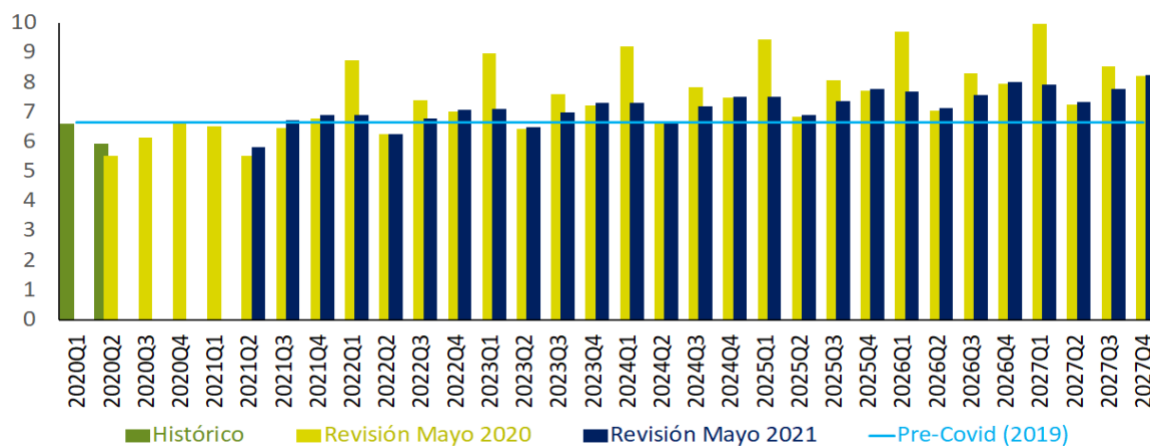
Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Gráfica 39. Escenario Base PIB Trimestral Minería. Cifras en COP Billones de 2015



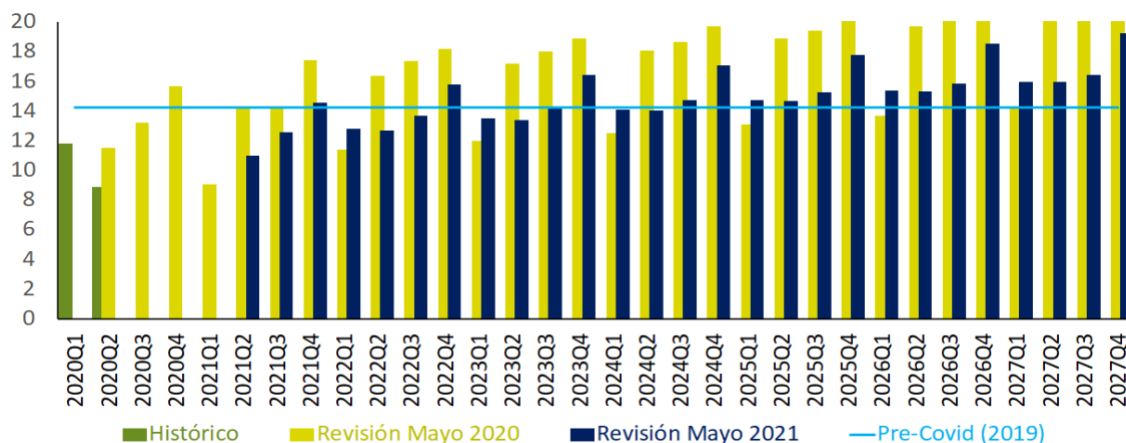
Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Gráfica 40. Escenario Base PIB Trimestral Industria. Cifras en COP Billones de 2015



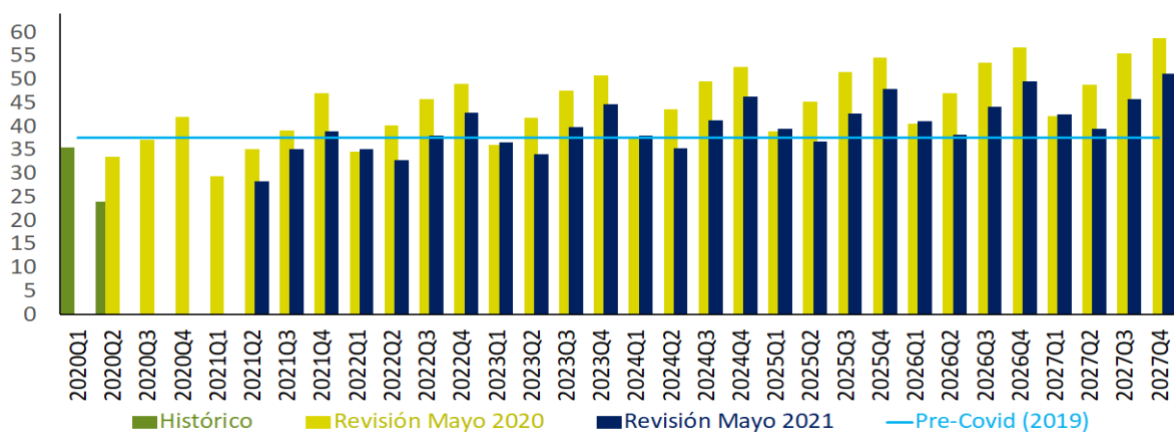
Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Gráfica 41. Escenario Base PIB Trimestral Suministro EE & GN. Cifras en COP Billones 2015



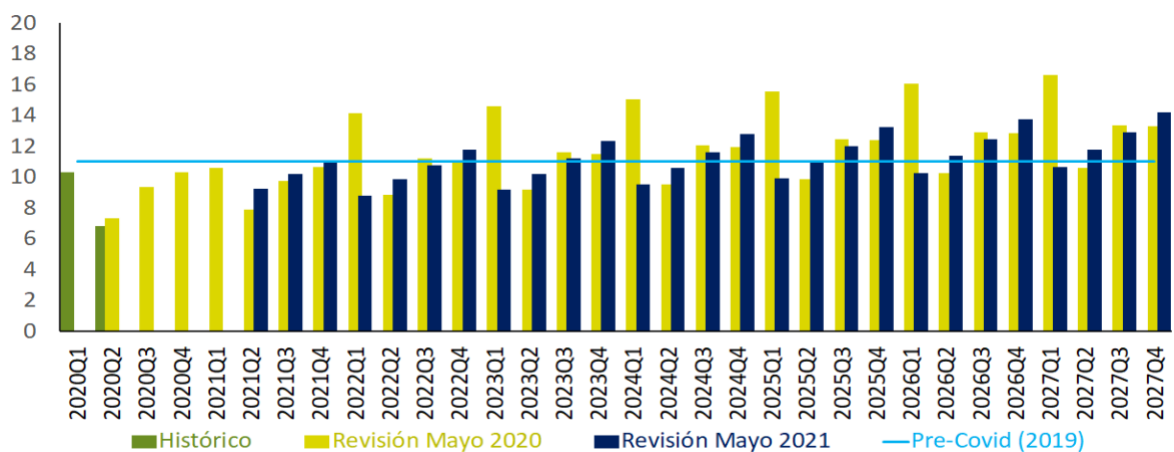
Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Gráfica 42. Escenario Base PIB Trimestral Construcción. Cifras en COP Billones de 2015



Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Gráfica 43. Escenario Base PIB Trimestral Comercio. Cifras en COP Billones de 2015



Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Gráfica 44. Escenario Base PIB Trimestral Transporte. Cifras en COP Billones de 2015

5. Resultados Proyección Demanda de Energía Eléctrica

Tabla 7. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica (GWh-año)

	SIN			SIN + GCE + VE			SIN + GCE + VE + GD			Probabilidad de ocurrencia
	Escenario Medio	Límite Alto	Límite Bajo	Escenario Medio	Límite Alto	Límite Bajo	Escenario Medio	Límite Alto	Límite Bajo	
2021	71.678	72.881	70.484	73.228	74.431	72.034	73.172	74.375	71.978	84%
2022	73.092	75.193	71.006	75.755	77.857	73.670	75.660	77.762	73.575	60%
2023	74.638	76.784	72.507	78.126	80.272	75.995	77.979	80.125	75.848	48%
2024	76.379	78.572	74.202	80.425	82.618	78.248	80.213	82.406	78.036	41%
2025	78.155	80.402	75.925	83.053	85.300	80.823	82.765	85.012	80.535	36%
2026	79.983	82.280	77.702	84.927	87.225	82.647	84.557	86.854	82.276	33%
2027	81.944	84.297	79.608	86.972	89.324	84.636	86.512	88.865	84.177	30%
2028	83.922	86.333	81.529	89.897	92.308	87.504	89.348	91.759	86.955	28%
2029	85.882	88.350	83.432	92.069	94.537	89.619	91.435	93.903	88.985	27%
2030	87.933	90.459	85.425	94.391	96.917	91.883	93.682	96.208	91.174	25%
2031	90.245	92.837	87.672	96.958	99.549	94.385	96.173	98.765	93.600	24%
2032	92.508	95.166	89.870	99.453	102.111	96.814	98.603	101.261	95.964	23%
2033	94.809	97.533	92.104	102.003	104.727	99.298	101.100	103.824	98.395	22%
2034	97.417	100.215	94.639	104.822	107.620	102.044	103.863	106.661	101.085	21%
2035	99.984	102.857	97.131	107.562	110.435	104.709	106.556	109.429	103.703	20%

Fuente: UPME, 2021.

Tabla 8. Proyección de la Demanda de Potencia Máxima (MW-año)

	SIN			SIN + GCE + VE			SIN + GCE + VE + GD			Probabilidad de ocurrencia
	Escenario Medio	Límite Alto	Límite Bajo	Escenario Medio	Límite Alto	Límite Bajo	Escenario Medio	Límite Alto	Límite Bajo	
2021	10.485	10.869	10.116	10.812	11.196	10.442	10.801	11.184	10.431	66%
2022	10.667	11.058	10.291	11.116	11.506	10.740	11.096	11.486	10.719	39%
2023	10.805	11.200	10.424	11.374	11.770	10.993	11.343	11.739	10.962	29%
2024	10.953	11.353	10.566	11.618	12.019	11.232	11.571	11.972	11.185	25%
2025	11.086	11.492	10.695	11.853	12.258	11.462	11.791	12.196	11.400	22%
2026	11.301	11.714	10.902	12.059	12.473	11.661	11.980	12.393	11.581	19%
2027	11.449	11.867	11.045	12.207	12.626	11.803	12.110	12.528	11.706	18%
2028	11.578	12.002	11.170	12.452	12.875	12.043	12.333	12.757	11.925	17%
2029	11.707	12.135	11.294	12.602	13.030	12.189	12.465	12.893	12.052	16%
2030	11.839	12.272	11.422	12.759	13.192	12.342	12.611	13.044	12.193	15%
2031	12.066	12.507	11.640	13.010	13.452	12.585	12.840	13.281	12.414	14%
2032	12.214	12.660	11.783	13.182	13.629	12.751	13.003	13.449	12.572	13%
2033	12.357	12.809	11.921	13.352	13.804	12.916	13.157	13.609	12.721	13%
2034	12.503	12.960	12.062	13.520	13.977	13.078	13.310	13.768	12.869	12%
2035	12.655	13.118	12.208	13.687	14.150	13.241	13.468	13.931	13.022	12%

Fuente: UPME, 2021.

6. Resultados Proyección Demanda de Gas Natural

**Tabla 8. Proyección de la Demanda de Gas Natural
(GBTUD/ Año)**

	Sectores agregados			Probabilidad de Ocurrencia
	Escenario Medio	Límite Alto	Límite Bajo	
2021	528	550	506	51%
2022	538	571	504	34%
2023	545	580	511	27%
2024	551	586	516	23%
2025	557	592	522	21%
2026	563	599	527	19%
2027	568	604	532	17%
2028	573	610	537	16%
2029	578	615	542	15%
2030	583	620	546	14%
2031	588	625	551	14%
2032	593	630	555	13%
2033	597	635	559	13%
2034	602	640	564	12%
2035	607	645	568	12%

Fuente: UPME, 2021.

Tabla 9. Proyección de la Demanda de Gas Natural Sector Petrolero (GBTUD / Año)

	Sector petrolero		
	Escenario Medio	Límite Alto	Límite Bajo
2021	230	230	230
2022	224	224	222
2023	219	226	217
2024	221	251	219
2025	218	286	213
2026	214	309	145
2027	213	322	140
2028	214	340	141
2029	213	349	141
2030	210	355	137
2031	208	360	135
2032	208	367	135
2033	208	371	136
2034	209	374	136
2035	207	373	135

Fuente: Ecopetrol, 2021.

Tabla 10. Proyección de la Demanda de Gas Natural Sector Termoeléctrico (GBTUD/ Año)

	Sector termoeléctrico – Promedio de demanda diaria		
	Escenario Medio	Límite Alto	Límite Bajo
2021	157,09	600,54	86,09
2022	135,01	500,19	92,23
2023	191,21	453,57	176,33
2024	156,85	285,92	154,14
2025	157,05	308,91	154,14
2026	158,84	350,49	154,14
2027	156,63	284,20	154,14
2028	156,38	281,36	154,14
2029	155,92	277,44	154,14
2030	160,64	482,43	154,14
2031	157,93	411,33	154,14
2032	162,02	490,97	154,14
2033	161,12	415,98	154,14
2034	160,23	399,70	154,14
2035	159,46	360,98	154,14

Fuente: UPME, 2021.

