

2665-6485 (En línea)

INFORME MENSUAL DE FEDESARROLLO

247

Tendencia Económica



Editorial. Panorama actual y riesgos de mediano plazo en el sector energético

Actualidad. Determinantes recientes del tipo de cambio en Colombia

TENDENCIA ECONÓMICA

247

FECHA PUBLICACIÓN

30 de abril de 2024

ISSN: 2665-6485 (En línea)

EDITORES

Luis Fernando Mejía

Director Ejecutivo

Sara Ramírez

Directora de Análisis Macroeconómico

y Sectorial

OFICINA COMERCIAL

Teléfono: 601 325 9777 Ext: 340

comercial@fedesarrollo.org.co

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

David Russi Corredor

david.russi@gmail.com



Calle 78 No. 9-91

Bogotá, D.C. Colombia

Tel.: 601 325 9777

comercial@fedesarrollo.org.co

Contenido

1. Editorial:

Panorama actual y riesgos de mediano plazo

en el sector energético 3

2. Actualidad:

Determinantes recientes del tipo de cambio

en Colombia 12

3. Calendario Económico..... 19

Tendencia Económica se hace
posible gracias al apoyo de:



Editorial: Panorama actual y riesgos de mediano plazo en el sector energético

Por: Luis Fernando Mejía

**Con la colaboración de Sara Ramírez, Alejandra González y Daniel García*

La declaración del fenómeno de El Niño-Oscilación del Sur (ENSO) por parte del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) a partir de noviembre de 2023 ha prendido las alarmas debido a la incidencia de las altas temperaturas y la alteración en las precipitaciones sobre el nivel de las reservas hídricas en el país. De acuerdo con datos del operador del mercado XM, en lo corrido de abril de 2024¹ el valor de las reservas hídricas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se aproxima al 31% del volumen útil para generación de energía, marcando la cifra más baja en los últimos 24 años. Esta situación implica retos importantes en materia de precios de la electricidad, a la vez que suscita preocupaciones sobre posibles escenarios de desabastecimiento de agua y de energía eléctrica.

Seguir de cerca el comportamiento de los recursos hídricos es especialmente importante debido a la dependencia del país a la generación de energía con fuentes hidráulicas. Específicamente, cerca del 70% de la capacidad instalada de energía eléctrica en Colombia corresponde a energía proveniente de fuentes hídricas (Acolgen, 2024), por lo que el fenómeno de El Niño puede afectar significativamente la oferta de energía y sus precios. De hecho, los bajos niveles de reservas hídricas han generado un aumento del precio en bolsa de la energía eléctrica, el cual llegó a un máximo de más de \$1.000 pesos/kilovatio hora (KWh) en octubre de 2023, un mes antes de la declaración oficial del fenómeno (vs. \$200 pesos/KWh en promedio en 2022 y \$566 pesos /KWh en promedio en 2023).

¹ Con corte al 9 de abril de 2024.

En comparación con el fenómeno de El Niño experimentado en el periodo 2015-2016, se ha observado que el nivel promedio de los embalses del país en lo corrido del año 2024 se encuentra por debajo de lo observado en el episodio anterior. Específicamente, mientras el nivel observado de los embalses en 2015-2016 se ubicó en 57% del volumen útil para generación de energía, en lo corrido del año 2024 a corte de abril, este se ubica en 48,5%. Asimismo, la inflación de la electricidad ha aumentado en mayor medida durante el fenómeno actual que durante el periodo 2015-2016, lo que también se asocia al panorama inflacionario de los últimos años, que genera efectos adicionales en las tarifas de energía a través de la indexación a las tasas de inflación de vigencias anteriores. Por el contrario, los precios de la energía eléctrica en bolsa han aumentado en una menor cuantía frente al fenómeno de El Niño anterior.

En este contexto, es fundamental que el Gobierno realice un seguimiento constante de la disponibilidad de agua y combustible, así como de los precios de energía en bolsa, para evitar problemas en la oferta del sistema eléctrico que puedan comprometer el suministro de energía en el país. Sin embargo, durante el fenómeno climático actual se han presentado fallas de gestión y coordinación entre las entidades del Gobierno a cargo de la política energética, lo que se ha visto reflejado en que no se hayan implementado medidas oportunas a inicios de este año y se esté enfrentando el escenario actual de racionamiento de agua, con un riesgo latente a enfrentar un panorama de racionamiento de energía.

En este artículo de *Editorial*, además de explorar la coyuntura reciente en términos de oferta y precios de la energía eléctrica, se realiza un análisis prospectivo que contempla los diversos escenarios del balance entre la demanda y oferta de electricidad en los próximos años.

El objetivo de este ejercicio es destacar que los principales riesgos de abastecimiento de energía no están únicamente ligados a fenómenos climáticos de corto plazo, sino que también corresponden a riesgos sistémicos de confiabilidad y suficiencia a mediano plazo, derivados de la composición de la matriz energética del país. Este reto se acentúa en un contexto en el que, si bien se reconoce la importancia de llevar a cabo un proceso de transición energética en el país, reducir significativamente la participación de las tecnologías térmica e hidráulica en las subastas de energía podría comprometer el abastecimiento energético del país en los próximos años.

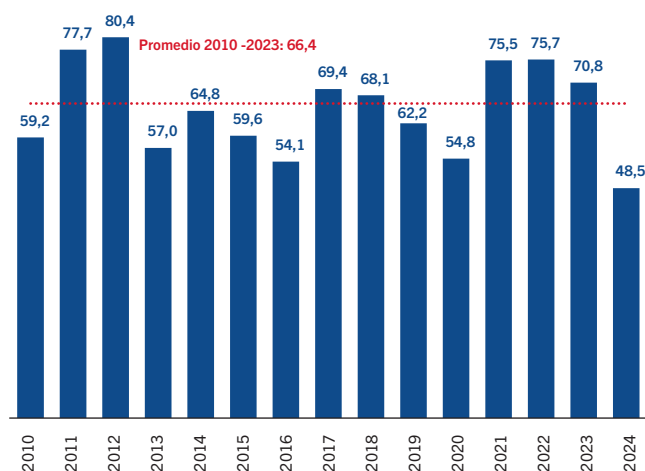
Análisis coyuntural

Desde inicios del siglo, la matriz energética en Colombia ha sido altamente dependiente de las plantas hidroeléctricas, lo que significa que aproximadamente el 67% de la capacidad instalada del país proviene de fuentes hídricas, seguido por el gas natural (15%), el carbón (9%), otros combustibles (6%), y únicamente un 3% de fuentes de energías renovables no convencionales (FR-NC)². Sin embargo, la fuerte dependencia de la energía hidroeléctrica hace que el sistema sea más vulnerable a situaciones de baja hidrología, asociadas a temporadas de fenómeno de El Niño en el país. Aunque Colombia ha emprendido esfuerzos recientes para diversificar su matriz energética con la incorporación de alternativas renovables como la biomasa, la energía solar y la energía eólica, su contribución sigue siendo relativamente baja, representando cerca del 3% (7 GWh) del total de generación de energía del sistema.

2 Datos calculados por Fedesarrollo con información de XM.

El más reciente fenómeno de El Niño fue declarado en noviembre de 2023, tras haberse cumplido cinco trimestres móviles consecutivos de calentamiento en el océano Pacífico con temperaturas superiores o iguales a 0,5 °C, de acuerdo con el IDEAM. Este fenómeno climático es especialmente relevante para el análisis del riesgo en el sistema energético, ya que provoca cambios en el volumen de precipitaciones, generando sequías en algunas regiones y reduciendo significativamente las reservas de agua disponibles en los embalses para la generación de energía.

Gráfico 1.
Reservas hídricas del SIN
(Volumen útil diario, %)



Fuente: XM.

En lo corrido de 2024 con corte a abril, el promedio de las reservas hídricas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se sitúa en 48,5%, significativamente por debajo del promedio de 66,4% durante el periodo 2010-2023 y de lo registrado en el fenómeno de El Niño de 2015-2016 (56,9% en promedio) (Gráfico 1). Los impactos del fenómeno climático se hacen más evidentes en los últimos datos disponibles de abril, mes en el que las reservas

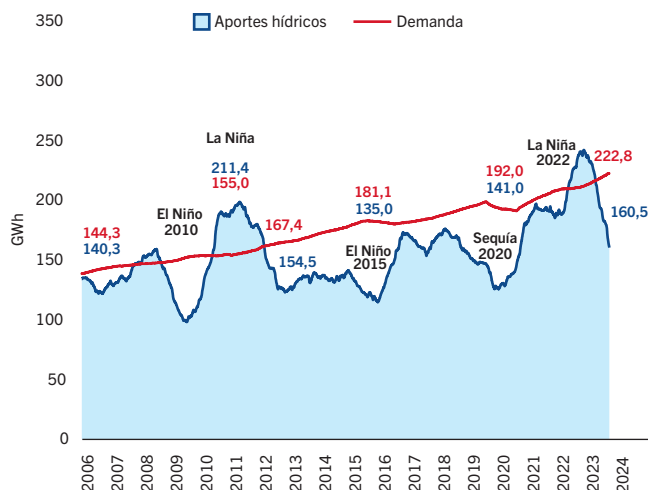
hídricas del SIN alcanzaron el 31,5% del volumen útil, la cifra más baja de los últimos 24 años. Aunque estos últimos resultados llevaron a un estado de alerta al mercado, el 20 de marzo de 2024 la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica-NOAA estimó que para el trimestre abril-junio el país transitaría desde una fase de fenómeno de El Niño hacia una fase neutral climática³ con una probabilidad del 85%, y que la época de lluvias (fenómeno de La Niña) comenzaría a partir de junio de este año con una probabilidad del 60% (NOAA, 2024).

Por su parte, los aportes hídricos representan los caudales de agua que llegan a los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se comparan con la demanda de energía diaria del sistema, como se muestra en el Gráfico 2. Si bien a finales de 2022 y parte de 2023 se observó una brecha positiva en la que los aportes eran mayores a la demanda de energía en 13,5 GWh en promedio, debido al periodo de abundantes lluvias, dicho excedente en los aportes hídricos fue considerablemente menor que en periodos como el fenómeno de La Niña en 2011-2012 (29,8 GWh). Por su parte, en lo corrido del 2024, el reciente fenómeno climático ha generado una brecha negativa de 41,9 GWh, similar a lo que se observó en años pasados bajo condiciones climáticas similares, como el fenómeno de El Niño de 2010 y 2015 (42,5 GWh y 43,62 GWh, respectivamente), así como el periodo de sequía de 2020 (60,0 GWh)⁴.

- La fase ENSO-Neutral se da cuando no hay presencia ni de El Niño ni de La Niña, y las temperaturas se aproximan a la media histórica.
- Desde finales de 2019, Colombia comenzó su transición de la segunda temporada de lluvias al inicio de la primera temporada seca de 2020. Según el IDEAM, en los primeros días del año, las temperaturas del aire aumentaron en gran parte del territorio colombiano, dando inicio a una temporada seca en el país. Este cambio climático resultó en una disminución de las lluvias y, como consecuencia, en una reducción en los niveles de los embalses.

Gráfico 2.

Aportes hídricos y demanda de energía del SIN, 2006-2024*

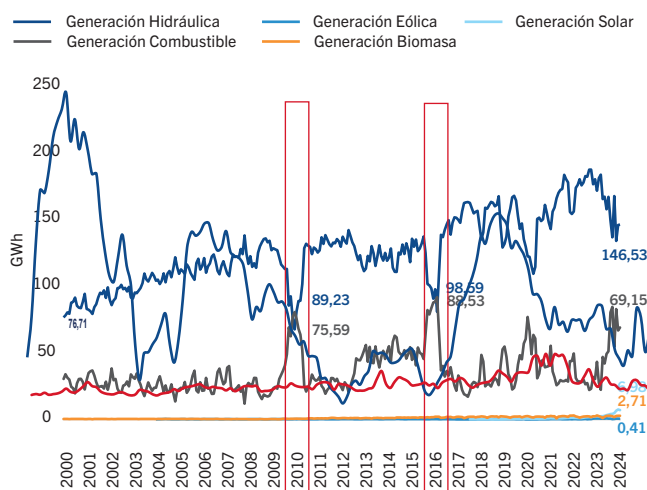


Fuente: XM, Acolgen. *Los datos se encuentran expresados como el promedio móvil de 365 días.

Como se mencionó anteriormente, la composición actual de la matriz energética del país aumenta el riesgo sistémico de generación de energía en tiempos de sequía, ya que esta se sostiene principalmente en la energía hidráulica. Como se muestra en el Gráfico 3, los combustibles fósiles son la segunda mayor fuente de generación de energía y sirven como complemento a la generación de fuentes hídricas, especialmente en épocas de sequía como la actual. De esta manera, el fenómeno de El Niño también impulsa un mayor uso de la energía térmica, como se ha observado en lo corrido de 2024, cuya infraestructura conlleva a costos de operación más elevados debido al precio de los insumos utilizados para su proceso de generación (gas, carbón o combustibles líquidos). Por lo tanto, al disminuir el uso de fuentes de energía hidráulicas, las plantas térmicas entran como respaldo para suplir la demanda de energía, presionando al alza los precios para el consumidor final.

Gráfico 3.

Generación de energía por tipo de fuente* (GWh)



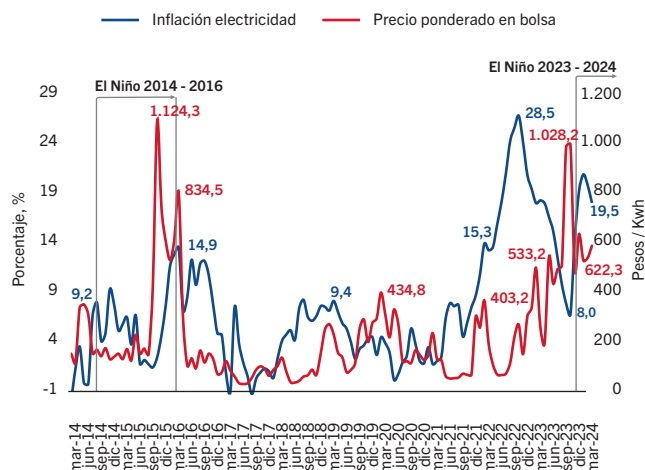
Fuente: XM. *Datos actualizados al 24 de febrero de 2024.

Luego de un marcado aumento en 2021 y 2022, generado por la indexación de las tarifas a unos elevados índices de precios al consumidor (IPC) y al productor (IPP)⁵, la inflación anual de la electricidad llegó a un mínimo del año del 8,0% en octubre de 2023. Posteriormente, la tasa de inflación de la energía eléctrica aumentó nuevamente hasta un máximo de 22,5% en enero de 2024, para luego disminuir hasta el dato de 19,5% observado en marzo, en medio del contexto climático actual (Gráfico 4). Por su parte, entre agosto de 2014 y marzo de 2016, fecha del último fenómeno de El Niño registrado, la inflación de la electricidad incrementó de 9,2% a un máximo de 14,9%.

5 Antes del Pacto por la Justicia Tarifaria (conjunto de resoluciones de la CREG y el Ministerio de Minas para mitigar los aumentos en las tarifas de electricidad implementados al final de 2022 y a inicios de 2023), los distintos componentes de la tarifa de electricidad estaban indexados tanto al IPP como al IPC. A través de la Resolución 101 027 de 2022 de la CREG, las tarifas se indexaron al índice con la menor variación entre el IPP y el IPC.

Gráfico 4.

Inflación de electricidad y precio en bolsa



Fuente: DANE y XM.

En términos del precio en bolsa⁶, el precio promedio mensual registró un máximo de cerca de \$1.000 pesos/KWh en septiembre y octubre de 2023, para disminuir posteriormente a \$622 pesos/KWh en marzo de 2024. Estos datos reflejan un aumento anual promedio del 139% entre septiembre de 2023 y marzo de 2024. A pesar de lo anterior, los aumentos anuales en el precio de bolsa más altos de 2023 se observaron en los meses entre mayo y julio, cuando el aumento anual promedio se ubicó en 390%, y el precio promedio en \$524 pesos/KWh. Al comparar estas cifras con las observadas en el fenómeno de El Niño de 2015-2016, se observa que el pico del precio en bolsa fue superior y alcanzó un valor de \$1.124 pesos/KWh en octubre de 2015, lo cual representó un aumento

anual del 430%, superando el aumento anual máximo en la coyuntura climática actual.

Así, se observa que en el fenómeno de El Niño de 2023-2024, los precios de la energía en bolsa llegaron a un máximo más bajo que en el evento de 2015-2016, al tiempo que han registrado incrementos anuales menores. No obstante, la inflación de electricidad en marzo de 2024 (19,5%) se encuentra 4,6 puntos porcentuales por encima del máximo registrado en el episodio anterior, en el mes de marzo de 2016 (14,9%). Esto se debe, principalmente, a que el fenómeno de El Niño de 2023-2024 ocurrió en un entorno de alta inflación, la cual afecta distintos elementos de las tarifas de electricidad por cuenta de la indexación al IPC y al IPP.

Riesgos en el largo plazo

Adicional a la difícil coyuntura actual, existen riesgos en términos de abastecimiento para los próximos años, incluso en ausencia de perturbaciones derivadas de fenómenos climáticos. Estos riesgos se derivan no sólo de las proyecciones de oferta de energía vigentes, sino también de los resultados de la última subasta de Obligaciones de Energía en Firme (OEF)⁷, la cual consideró principalmente proyectos de energías renovables. En efecto, Benavides et al. (2022) plantean que las tecnologías renovables no convencionales no están en capacidad de garantizar un suministro energético constante ni predecible, lo que implica que una sustitución significativa de la capacidad existente por generación renovable puede conllevar costos significativos en términos de la firmeza y disponibili-

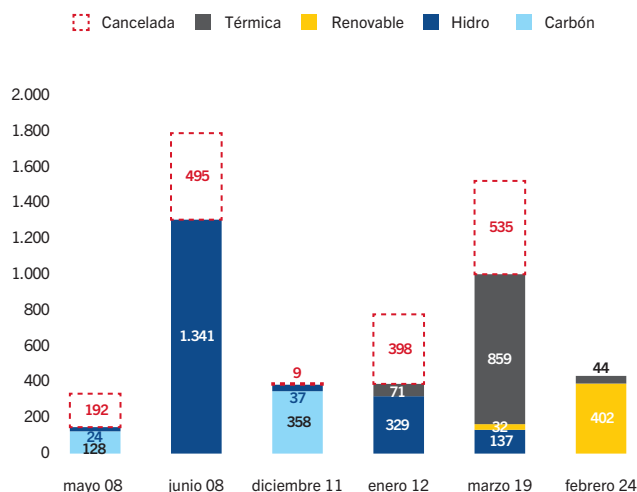
6 El precio en bolsa corresponde al precio diario de la electricidad transada en el mercado, el cual fluctúa con la oferta y la demanda diaria. No es equivalente al precio a los consumidores finales ya que alrededor del 80% de la electricidad comercializada proviene de contratos de largo plazo pactados a precios fijos.

7 La energía en firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC) se define como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.

dad del sistema para atender los requerimientos energéticos del país en el futuro.

Gráfico 5.

Composición de las subastas de ENFICC históricas



Fuente: Acolgen. Nota: Los valores corresponden a la energía en firme equivalente, la cual puede surgir de una metodología distinta a la utilizada por Fedesarrollo.

En específico, el pasado 16 de febrero de 2024 se dieron a conocer los resultados de la subasta de asignación de OEF para el periodo del 1 de diciembre 2027 al 30 de noviembre de 2028. Mediante esta subasta se asignaron 4.489 MW (megavatios) de capacidad instalada adicional, de los cuales 4.441 MW corresponden a energía solar (98,9% de la subasta) y 48 MW a térmica (1,1%). Transformando esta capacidad instalada mediante los factores de ENFICC⁸ (Energía en Firme para el Cargo por Confianza) de cada tecnología, se obtiene que la energía en firme proveniente de esta subasta es de 487 MW, donde

90,1% corresponde a la tecnología solar, mientras que el restante corresponde a energía térmica (9,9%, Gráfico 5). Por su parte, el pasado 31 de enero de 2024, la Unidad de Planeación Minero-energética (UPME) actualizó las proyecciones de demanda de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el periodo 2023-2037. El escenario central de estas proyecciones, que se basa principalmente en escenarios de crecimiento económico, contempla una variación promedio anual de la demanda de energía del 3,0%.

Mediante el análisis de los escenarios de oferta y de demanda de energía en el mediano plazo es posible determinar el año en el cual la demanda de energía sería superior a la oferta con lo que, en ausencia de medidas complementarias, se alcanzaría un escenario de desabastecimiento en el mercado energético. Para estimar la oferta de ENFICC se tiene en cuenta la capacidad efectiva neta⁹, así como el factor ENFICC de cada tecnología. Los escenarios se muestran en el Gráfico 6.

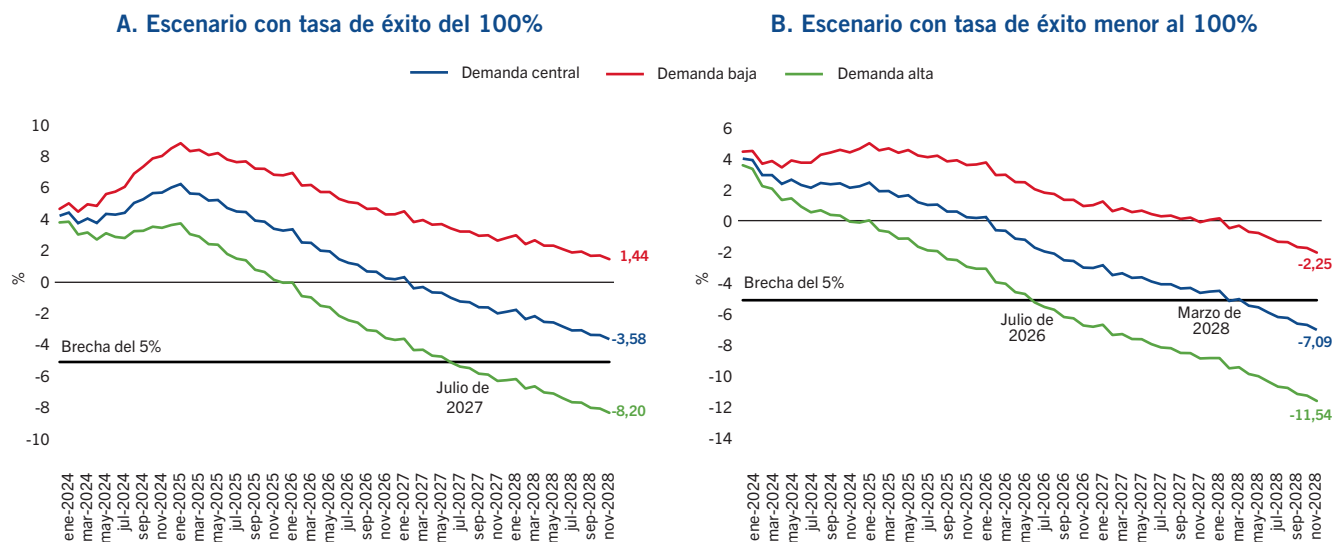
En un primer escenario, Gráfico 6A, se asume una tasa de éxito de los proyectos del 100%, lo que supone una entrada completa de proyectos de ENFICC en el sistema eléctrico del país. En un escenario de demanda alta de energía (crecimiento anual promedio de 3,4%), se anticipa que la demanda superará a la oferta en abril de 2026, y se prevé una brecha entre la demanda y la oferta del 8,2% para el año 2028. En el caso en el que la demanda de energía crezca a las tasas establecidas en el escenario central (3%), se proyecta que esta superará la oferta

8 Los factores de ENFICC reflejan el hecho de que cada tecnología de generación cuenta con un porcentaje distinto de capacidad de entregar energía de forma continua. Por ejemplo, la energía térmica cuenta con un valor de ENFICC del 90%, la hidráulica del 34%, la eólica del 14% y la solar del 10%.

9 Corresponde a la máxima capacidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que puede suministrar una planta y/o unidad de generación en condiciones normales de operación, medida en la frontera comercial. Se calcula como la capacidad nominal menos el consumo propio de la planta y/o unidad de generación.

Gráfico 6.

Brecha entre la ENFICC y demanda de energía (2023-2028)*



Fuente: UPME y XM. * Las series corresponden al promedio móvil a un año.

de energía ENFICC en febrero de 2027, alcanzando una brecha del 3,6% para el año 2028. Por otro lado, en el escenario de crecimiento bajo de la demanda (2,4%), no se espera que exista una brecha antes del año 2028.

El segundo escenario, Gráfico 6B, contempla una tasa de éxito menor al 100%¹⁰. Dado que históricamente los proyectos de las subastas de ENFICC han tenido una tasa de éxito promedio de 70% debido a problemas con co-

munidades, licencias ambientales y otros retrasos en los proyectos, en el ejercicio se utiliza este supuesto sobre la entrada en funcionamiento de proyectos que actualmente están en desarrollo. Por su parte, para los proyectos de energía solar se supone una tasa de éxito del 5%, que corresponde a la tasa de entrada de esta tecnología en la última subasta realizada (la cual es la única en la que ha participado la energía solar). Con una proyección de demanda alta, se espera que la demanda de energía supere a la ENFICC en mayo de 2025, alcanzando una brecha del 11,5% en 2028. Para el escenario central, este cruce ocurriría en abril de 2026 y la brecha entre la ENFICC y la demanda de energía se ubicaría en 7,1% para 2028. En un escenario de baja demanda, se proyecta que la demanda de energía supere la ENFICC en marzo de 2028 y al final de ese año la brecha sea de 2,3%.

¹⁰ Se realiza el supuesto de que la ENFICC proyectada en el periodo 2024-2028 corresponde a la publicada por XM, más el 70% de la diferencia entre esta y la proyectada por la UPME. Los datos de XM incluyen exclusivamente la ENFICC verificada. Por otro lado, las estimaciones de la UPME consideran una lista de proyectos que solo cuentan con un permiso inicial de conexión otorgado por dicha entidad. Por su parte, suponemos que, a partir de diciembre de 2027, la tasa de éxito de los proyectos solares de ENFICC por cuenta de la última subasta para el periodo 2027-2028 corresponde al 5%.

Mensajes finales

La coyuntura actual se caracteriza por un fenómeno de El Niño en donde el nivel de los embalses se ubica en el mínimo en 24 años, y la brecha entre la demanda de energía en el SIN y los aportes hídricos es ligeramente inferior a la observada en fenómenos climáticos pasados. A lo anterior se suman los aumentos en los precios de la energía eléctrica, que impactan de manera más severa a la población de menores ingresos¹¹. Esta situación, junto con las perspectivas del comportamiento de la oferta y demanda de energía en los próximos años, genera incertidumbre frente a la capacidad del sistema para enfrentar condiciones climáticas adversas como las que se están presentando actualmente o, incluso, para satisfacer la demanda a mediano plazo debido a su crecimiento tendencial.

Mientras en el fenómeno de El Niño de 2015-2016 se implementaron medidas oportunas tales como el incentivo de *Apagar Paga*¹², el contexto actual se ha caracterizado por la ausencia de una política pública coordinada y oportuna. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), por ejemplo, no ha estado en capacidad de desempeñar su rol de regular y supervisar el sector de energía eléctrica en el país, al no contar con el nombramiento de sus comisionados. Es esencial resolver la interinidad

de los comisionados expertos de la CREG y acelerar la introducción de programas de incentivos de ahorro de agua y energía, con el fin de evitar un racionamiento de energía, que tendría impactos negativos en la actividad económica, especialmente la industrial y comercial.

Si bien es importante continuar consolidando el proceso de transición energética, hacia adelante es esencial desconcentrar las subastas de Obligaciones de Energía en Firme de los proyectos de energías renovables no convencionales, pues sus menores niveles relativos de energía en firme reducen la capacidad del sistema para proveer seguridad energética en épocas adversas y amplifican el riesgo de desabastecimiento de energía en los próximos años. En nuestro escenario central, la demanda de energía superaría a la ENFICC proyectada entre los años 2026 y 2027 y este hecho debe ser incorporado en el diseño de las próximas subastas.

La política energética debe propender por una transformación gradual de la matriz energética, sin comprometer la confiabilidad y el abastecimiento de energía en el país. Esta política también debe asegurar que las tecnologías utilizadas en la generación de energía sean capaces de satisfacer la creciente demanda del país, cubrir la energía con tecnologías confiables más allá de un horizonte de pocos años y responder a los fenómenos climáticos en el mediano y largo plazo.

11 La ponderación de la electricidad en la canasta del IPC de los hogares pobres y vulnerables es de 3,6% y 3,5%, respectivamente. Por su parte, este peso es de 3,1% y 2,1% para los hogares de clase media y alta, respectivamente.

12 *Apagar Paga* fue una campaña implementada durante el fenómeno de El Niño de 2015-2016 que consistió en incentivos para disminuir el consumo de energía de los hogares con respecto al consumo registrado en febrero de 2016. Esta campaña le pagaba a los hogares por un consumo menor a la meta, al tiempo que les cobraba los excesos frente a esta.

Referencias

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ACOGEN. (2024). Capacidad instalada en Colombia. Consultado el 11 de abril de 2024.

BENAVIDES, J., CABRALES, S. & DELGADO, M. E. (2022). Transición energética en Colombia: política, costo de la carbono-neutralidad acelerada y papel del gas natural. Bogotá: Fedesarrollo, 51 p.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (2023). Informe de Predicción Climática a corto, mediano y largo plazo en Colombia. Grupo de Modelamiento de Tiempo y Clima, Subdirección de Meteorología. Marzo de 2024.

OFICINA NACIONAL DE ADMINISTRACIÓN OCEÁNICA Y ATMOSFÉRICA-NOAA. (2024). El niño/oscilación del sur-discusión diagnóstico.

Actualidad: Determinantes recientes del tipo de cambio en Colombia

**Con colaboración de Sara Ramírez, Carlos A. Ayala, Luis Felipe González y Nicolás Montoya*

La tasa de cambio ha mostrado un comportamiento volátil en los últimos años, influenciado por la incertidumbre global y local. En el frente externo, se destacan las disrupciones en las cadenas de suministro, la guerra entre Rusia y Ucrania, la amenaza de recesión global, el incremento de la inflación y la política monetaria contractiva, lo que ha resultado en una alta volatilidad en los mercados internacionales. Por su parte, en el frente local, los altos desbalances en el frente fiscal y externo, las protestas sociales, el trámite de reformas estructurales y los planes de transformación de la matriz productiva en favor de la transición energética han sido focos de incertidumbre en los años recientes.

En este *Actualidad*, se analizan los principales determinantes de la tasa de cambio en un horizonte de largo plazo. Asimismo, se hace una evaluación de la contribución de estos determinantes al comportamiento más reciente de la tasa de cambio, identificando los factores de mayor influencia en cada año y haciendo especial énfasis en la apreciación que se ha observado durante 2024. Los resultados indican que en los últimos años la incertidumbre ha jugado un rol determinante en la depreciación del tipo de cambio, lo que ha sido mitigado principalmente por el comportamiento de las tasas de interés a nivel local relativo a Estados Unidos, al igual que por el favorable comportamiento de los precios del petróleo.

Diferencial de tasas de interés y tasa de cambio

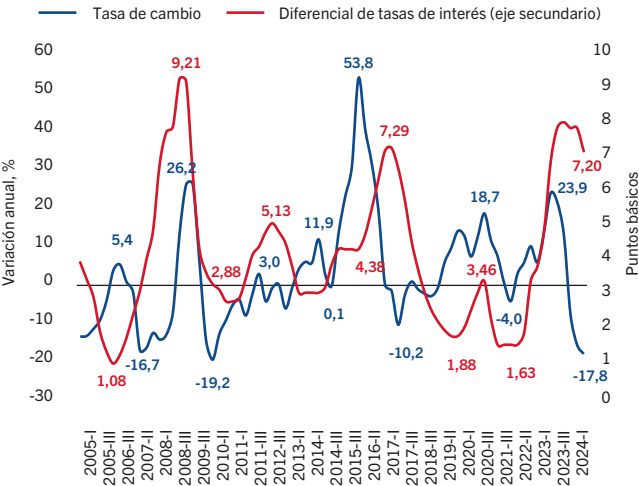
La teoría de la paridad de tasas de interés establece que la relación entre las tasas de interés local y externa es igual a la relación entre el tipo de cambio actual, e_t , y futuro, $E_t(e_{t+k})$, (ecuación 1), siempre que se cumpla la condición de no arbitraje, que implica que no existen oportunidades de ganancia en el mercado de divisas. Con libre movilidad de capitales, una tasa de interés local sustancialmente por encima de la tasa de interés

externa, por ejemplo, genera incentivos a la entrada de capitales a la economía local, lo que termina induciendo una apreciación (reducción) de la tasa de cambio, reestableciendo el equilibrio de la paridad en tasas de interés.

$$\frac{1+i_{\text{local}}}{1+i_{\text{externa}}} = \frac{E_t(e_{t+k})}{e_t} \quad (1).$$

Gráfico 1.

Variación de la tasa de cambio y diferencial de tasas de interés



Fuente: Banco de la República, FRED y cálculos Fedesarrollo.

El Gráfico 1 muestra la relación entre la variación de la tasa de cambio y el diferencial de tasas de interés de los bancos centrales de Colombia y Estados Unidos. El diferencial de tasas corresponde a la diferencia entre la tasa de interés a final de periodo fijada por el Banco de la República y la Reserva Federal, lo que implica que el diferencial aumenta cuando sube la tasa de interés en Colombia o cuando baja la tasa de interés en Estados Unidos. En condiciones normales, existe una relación inversa entre el diferencial de tasas de interés y la tasa de cambio: a medida que el diferencial de tasas aumenta, la tasa de cambio tiende a disminuir, tal y como lo predice

la paridad de tasas de interés. Sin embargo, en momentos de crisis (como la crisis financiera de 2007-2008, la de los precios del petróleo en 2014-2016 o la pandemia de COVID-19 en 2020), esta relación inversa se rompe. Lo anterior está asociado a que el diferencial de tasas de interés influye en menor medida en el comportamiento de la tasa de cambio en estos momentos, relativo, por ejemplo, al comportamiento de los precios del petróleo o de la percepción de riesgo.

Para incorporar formalmente los efectos de otros determinantes, se corre una regresión que pretende explicar la variación de la tasa de cambio con base en el comportamiento de: 1) el diferencial de tasas de interés entre Colombia y Estados Unidos; 2) el cambio anual en puntos porcentuales de los *Credit Default Swaps* (CDS) a 5 años, una medida de la prima de riesgo; 3) la variación porcentual anual del precio del petróleo Brent; y 4) un índice de incertidumbre política y económica construido por Fedesarrollo (IPEC)¹. Los datos tienen una frecuencia trimestral y abarcan el periodo 2001 a primer trimestre de 2024.

La Tabla 1 muestra los resultados de la regresión. Los cuatro coeficientes son estadísticamente significativos y con el signo esperado. Se encuentra que un aumento de un punto porcentual en el diferencial de tasas genera una apreciación del 1,37% de la tasa de cambio. Del mismo

1 El índice de incertidumbre política y económica en Colombia (IPEC) se construye a partir de la biblioteca digital del periódico El Tiempo, de la cual se consideran noticias relacionadas únicamente con economía, política e incertidumbre. En particular, se realiza la suma de las noticias previamente identificadas durante un mes, y luego se divide por el número total de noticias publicadas en ese mes. De esta manera, al usar un conteo de palabras en noticias de un periódico nacional, el IPEC proporciona una medida de la incertidumbre que podría impactar las decisiones económicas en el país.

modo, un aumento de 1,0% en la variación anual del precio del Brent se asocia a una apreciación del 0,2% en la tasa de cambio. Por su parte, un aumento de un punto porcentual en el cambio de los CDS a 5 años se asocia

a una depreciación de 0,06% de la tasa de cambio. Finalmente, un incremento de un punto porcentual en el IPEC se asocia a una depreciación de 0,04% de la tasa de cambio.

Tabla 1.
**Resultados de la regresión de la variación anual
de la tasa de cambio en función de sus fundamentales**

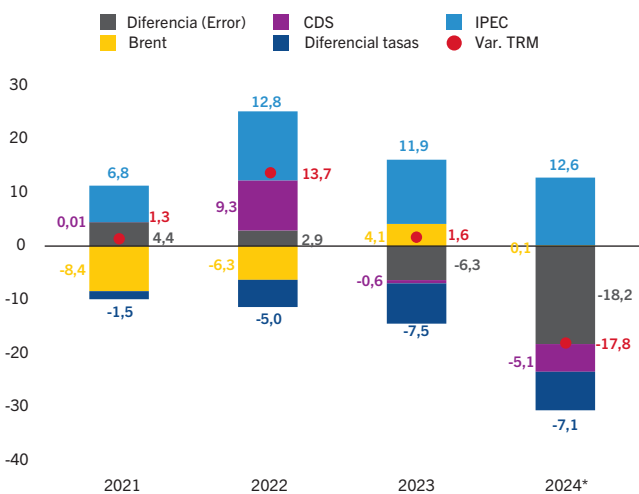
Variablen	Variación anual de la TRM
Diferencial de tasas de interés (pps)	-1,370***
	(0,472)
Variación anual del Brent (%)	-0,194***
	(0,0295)
Variación anual del CDS 5Y (pbs)	0,064***
	(0,0142)
IPEC (puntos)	0,039**
	(0,0172)
Constante	7,437***
	(3,488)
Observaciones	80
R-cuadrado	0,693
Error cuadrático medio	7,847

Errores estándares robustos en paréntesis. *** p < 0,01, ** p < 0,05, * p < 0,1.
Nota: Se incluyeron *dummies* para la crisis de los precios del petróleo y la crisis del COVID-19, para controlar por la pérdida de la correlación entre la tasa de cambio y el diferencial de tasas identificado previamente para estos periodos. Sin embargo, estos resultados no se presentan en la regresión, debido a que estas variables no resultaron significativas.

Evolución del tipo de cambio 2021 a 2024

Con base en los resultados del modelo de regresión, es posible hacer un ejercicio de descomposición de los cambios en la variación anual de la tasa de cambio que son explicados por los cuatro fundamentales descritos anteriormente. Este ejercicio se realiza en el periodo 2021 a 2024, luego de la crisis del COVID-19. Los resultados se muestran en el Gráfico 2.

Gráfico 2.
Aporte a la variación anual de la tasa de cambio
(Puntos porcentuales)



Fuente: Cálculos Fedesarrollo. *Año corrido al primer trimestre. Nota: La constante del modelo se distribuye dentro de los demás componentes de la regresión para poder obtener la variación de la tasa de cambio al sumar las contribuciones de cada variable.

En 2021, bajo un contexto de recuperación económica a nivel global, la tasa de cambio experimentó una depreciación anual del 1,3%. La incertidumbre política y económica que captura el IPEC, impulsada por eventos como las protestas sociales, la pérdida del grado de inversión y las presiones inflacionarias, contribuyó en 6,8 puntos porcentuales a esta depreciación. Sin embargo, el

incremento en la demanda global de petróleo en medio del contexto de reactivación económica elevó el precio del Brent en un 63,9% (Tabla 2), lo que contrarrestó la depreciación en 8,4 puntos porcentuales. Por otro lado, el aumento en el diferencial de tasas de interés entre Colombia y Estados Unidos contribuyó a la apreciación del tipo de cambio en 1,5 puntos porcentuales, en línea con el incremento de la tasa de interés de intervención del Banco de la República en el cuarto trimestre de ese año. Por su parte, los CDS contribuyeron en apenas 0,01 puntos porcentuales a la depreciación del tipo de cambio, dado que la percepción de riesgo se mantuvo en 2021 alrededor de los mismos niveles de 2020, aumentando en promedio 0,9 puntos básicos respecto a 2020.

Por su parte, en 2022, la incertidumbre tanto global como local tuvo un papel protagónico a la hora de explicar la importante depreciación de 13,7% del peso colombiano respecto al dólar. En el ámbito externo, el incremento de la inflación de alimentos y energía producto de la guerra entre Rusia y Ucrania, el endurecimiento de las condiciones de financiamiento y la profundización de las disrupciones en las cadenas de suministro generaron una alta probabilidad de recesión global. Por otra parte, a nivel local, la incertidumbre en torno a las elecciones presidenciales y, posteriormente, frente a las políticas que ejecutaría el Gobierno entrante en temas clave como la transición energética y las reformas estructurales, enviaron señales confusas a los mercados, elevando la percepción del riesgo.

Así, durante 2022 la incertidumbre contribuyó 22,1 puntos porcentuales a la depreciación del peso, donde 12,8 puntos porcentuales fueron explicados por el IPEC y 9,3 puntos porcentuales por los CDS. Este efecto fue compensado parcialmente por una presión a la baja sobre el tipo de cambio de 6,3 puntos porcentuales asociado al

Tabla 2.
Evolución de las principales variables utilizadas

Periodo	TRM (Var. Anual, %)	Brent (Var. Anual, %)	CDS (Diferencia anual, pbs)	Diferencial de tasas de interés (Final de periodo, pps)	IPEC (Puntos)
2020	12,6	-32,7	42,2	1,5	193,4
2021	1,3	63,9	0,9	2,8	128,4
2022	13,7	40,0	117,1	7,5	269,2
2023	1,6	-17,0	-13,3	7,5	233,9
2023-I	21,6	-15,9	72,9	8,0	258,1
2023-II	13,2	-30,4	37,5	8,0	221,8
2023-III	-7,4	-12,6	-57,3	7,8	212,4
2023-IV	-15,3	-6,4	-107,6	7,5	243,2
2024-I	-17,7	-0,5	-110,5	6,8	254,2

Fuente: Banco de la República, Bloomberg, Fred, Fedesarrollo.

comportamiento del Brent, que mostró un incremento de 40,0% en su precio (Tabla 2), pasando de un promedio de US\$ 70,8 en 2021 a US\$ 99,1 en 2022. Adicionalmente, el incremento de 900 puntos básicos en la tasa del Banco de la República, que pasó de 3,0% a 12,0% entre enero y diciembre, frente los 425 puntos básicos que aumentó la tasa de la FED en este mismo periodo, se tradujo en un incremento en el diferencial de tasas entre Colombia y Estados Unidos, lo cual contribuyó en 5,0 puntos porcentuales a la apreciación del peso.

El 2023 se caracterizó también por una combinación de factores externos e internos que ocasionaron una moderada depreciación de 1,6% del peso colombiano respecto al dólar. En el ámbito local, las reformas que el gobierno nacional presentó al Congreso de la República generaron debate en distintos sectores económicos y contribuyeron a aumentar la incertidumbre, capturada en el aporte de 11,9 puntos porcentuales del IPEC a la depreciación ob-

servada. En segunda instancia la menor demanda de petróleo contribuyó a una reducción de su precio en 17,0% frente a 2022, contribuyendo en 4,1 puntos porcentuales a la depreciación. Esta fue parcialmente compensada por el diferencial de tasas entre Colombia y Estados Unidos, que contribuyó en 7,5 puntos porcentuales a la apreciación del peso. Por último, los CDS a 5 años mostraron una corrección promedio de 13,3 puntos básicos en 2023 (Tabla 2), generando una ligera presión a la apreciación de 0,6 puntos porcentuales. Vale la pena anotar que el error de pronóstico del modelo en 2023 fue de -6,3 puntos porcentuales, una cifra no despreciable.

Finalmente, en lo corrido de 2024 al primer trimestre, la tasa de cambio se mantuvo en un promedio de \$3.916, lo que representó una apreciación de 17,7% frente al promedio del primer trimestre de 2023 (\$4.760). En particular, durante el primer trimestre del año se evidencia que la corrección de 110,5 puntos básicos en la prima de riesgo

contribuyó en 5,1 puntos porcentuales a la apreciación del peso. Además, el diferencial de tasas con Estados Unidos, actualmente en 675 puntos básicos², aportó -7,1 puntos porcentuales a la apreciación observada durante el primer trimestre de 2024, a pesar de la reducción de las tasas de interés implementada por el Banco de la República. Por el contrario, se observan presiones hacia la depreciación derivadas de la incertidumbre, que de acuerdo con el IPEC contribuyó con 12,6 puntos porcentuales a la depreciación en ese trimestre. Por último, la contribución del precio del petróleo al comportamiento de la tasa de cambio ha sido menor, ubicándose en 0,1 puntos porcentuales en el primer trimestre del año en curso. Se destaca que una parte considerable de la apreciación se concentra en el componente no observable (-18,2 puntos porcentuales), lo que indica que parte de la corrección del tipo de cambio no se explica por los determinantes especificados en la regresión planteada anteriormente.

Mensajes finales

En este documento se plantea un ejercicio econométrico de la tasa de cambio en función de sus principales determinantes, al igual que una descomposición del comportamiento de esta variable en los últimos años. En 2021, la ligera depreciación de la tasa de cambio de 1,3% se explicó por el riesgo local, lo que fue parcialmente compensando por el crecimiento de los precios del petróleo y el diferencial de tasas de interés de Colombia y Estados Unidos. En 2022, se observó una depreciación mayor, de 13,7%, explicada por un mayor peso de la incertidumbre

local y global, parcialmente mitigada por el favorable desempeño de los precios del petróleo y la mayor ampliación del diferencial de tasas de interés.

En 2023, la depreciación fue significativamente inferior al año anterior (1,6%), y siguió determinada, principalmente, por el riesgo local y la caída en los precios del petróleo, mientras que el comportamiento del diferencial de tasas de interés mitigó parte de las presiones al alza en la tasa de cambio. Por último, en 2024 se ha observado una importante apreciación, impulsada por la corrección en la prima de riesgo y el diferencial de tasas de interés, aunque el riesgo local persiste en niveles elevados, generando presiones importantes a favor de una mayor tasa de cambio. Por último, se resalta que el componente no observable, que captura la diferencia entre la predicción del tipo de cambio en función de sus determinantes y el valor observado, ha aumentado en el tiempo, lo que implica que una porción de esta apreciación no está siendo explicada por el comportamiento de sus fundamentales.

Para 2024, esperamos que la tasa de cambio aumente frente a los niveles actuales y alcance un valor promedio de \$4.258 durante el año, como consecuencia de la disminución esperada de las tasas de interés del Banco de la República ante las menores presiones inflacionarias. Lo anterior disminuiría el diferencial de las tasas de interés respecto a Estados Unidos en 475 puntos básicos en 2024, llevándolo a 275 puntos básicos al finalizar el año. Esta disminución en el diferencial de tasas generaría un efecto sobre la dinámica del tipo de cambio que superaría las presiones hacia la apreciación asociadas al ligero incremento de los precios del petróleo (1,4% frente a 2023). Adicionalmente, la tendencia hacia la depreciación estará influenciada por la incertidumbre alrededor de algunas políticas sectoriales (sector minero-energético e infraestructura, primordialmente) y en torno al cumplimiento de las metas fiscales en 2024.

2 En el transcurso de 2024, el Banco de la República ha reducido su tasa de política monetaria en 75 puntos básicos, alcanzando un nivel de 12,25%, mientras que la Reserva Federal sostiene que aún no se observan las condiciones suficientes para disminuir su tasa de interés, actualmente en un rango de 5,25% a 5,50%.

Referencias

FEDESARROLLO. (2024). Índice de incertidumbre política y económica de Colombia, IPEC.

FEDESARROLLO. (2024). Prospectiva Económica, 2024-I.

CALENDARIO ECONÓMICO

Mayo 2024

LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO
		1 PMI manufacturero del ISM - Estados Unidos Decisión de tasa de inter- rés - Estados Unidos	2	3 Informe de política monetaria - Banrep Desempleo - Zona Euro Desempleo - Estados Unidos PMI no manufacture- ro del ISM - Estados Unidos	4
6 Índice de precios al productor Minutas de la reunión de política monetaria - Banrep PMI servicios - Zona Euro	7 Exportaciones	8 Índice de precios al consumidor	9 Deuda externa - Banrep	10 Encuesta de concreto premezclado Inflación - China	11
13	14 Encuesta Mensual de Comercio Encuesta Mensual de Servicios Índice de Producción Industrial Encuesta Mensual Ma- nufacturera con Enfoque Territorial Censo de edificaciones Estadísticas de Licencias de Construcción Indicador de producción de obras civiles Encuesta de Opinión del Consumidor (EOC) - Fedesarrollo	15 Índice mensual de seguimiento de la economía Producto interno bruto PIB - Zona Euro Inflación - Estados Unidos	16 Desempleo - China	17 Inflación - Zona Euro	18
20 Encuesta de Opinión Financiera (EOF) - Fede- sarrollo	21 Importaciones Vivienda de interés social y no social (VIS y NO VIS)	22 Índice de costos del transporte de carga por carretera Encuesta de Opinión Empresarial (EOE) - Fedesarrollo	23 Índice de precios de vivienda nueva	24 Índice de precios de la propiedad residencial Remesas de trabajado- res - Banrep	25
27 Cartera hipotecaria de vivienda	28	29	30 Indicador trimestral de actividad económica departamental Producto interno bruto departamental Índice de costos de la producción de obras civiles	31 GEIH - Desempleo Encuesta anual manu- facturera Encuesta anual de comercio Encuesta de microne- gocios Estadísticas de cemento gris Índice de costos de la construcción de edifi- caciones Exportaciones e importa- ciones - Banrep Índice de términos de intercambio - Banrep	



INVESTIGACIÓN

Coyuntura y Proyecciones Económicas
Política Macro y Fiscal
Pobreza, Educación y Desigualdad
Educación, Salud y Pensiones
Mercado Laboral
Organización industrial, Comercio y Mercados financieros
Análisis sectoriales
Evaluaciones de impacto

ENCUESTAS

Opinión Empresarial
Opinión del Consumidor
Opinión Financiera

PUBLICACIONES

Coyuntura Económica y Social
Tendencia Económica
Economía Política
Cuadernos de Fedesarrollo
Prospectiva Económica

EVENTOS

Debates de Coyuntura
Conferencias
Seminarios

MAYOR INFORMACIÓN OFICINA COMERCIAL

Teléfono (601) 325 97 77 Ext.: 340

E-mail: mruiz@fedesarrollo.org.co

www.fedesarrollo.org.co

Bogotá | Colombia