

Auge Minero-Energético en Colombia: ¿Hasta Cuándo?

Elaborado por ANIF para la Asociación Colombiana del Petróleo*

Agosto de 2014

Resumen:

Este documento evalúa los diferentes efectos macroeconómicos que implicaría la materialización de los principales escenarios referidos a combinaciones de volúmenes-precios del sector minero-energético colombiano. Se destaca que, bajo nuestro escenario base, el déficit en cuenta corriente llegaría al peligroso umbral del 5%-5.5% del PIB para finales de la década. Ello conllevaría una caída del crecimiento económico potencial de Colombia, pasando del actual 4.5% real por año a solo un 4.1%.

Materializar un posible escenario más positivo dependerá, en gran medida, de la solución que se logre a los problemas estructurales que aquejan al sector minero-energético, incluyendo: i) los procedimientos de consulta previa con las comunidades; ii) las demoras en el otorgamiento de licencias ambientales; iii) los sobrecostos por cuenta de la carencia de adecuada infraestructura; y iv) los bloqueos a las operaciones. Este documento también evalúa los efectos sobre el sector externo y el valor agregado industrial de la ampliación de las refinerías nacionales a través de la mayor producción de la cadena petroquímica.

Clasificación JEL: Recursos naturales (Q00), Energía y macroeconomía (Q43), Proyecciones energéticas (Q47).

* Este documento fue elaborado por ANIF para la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). El equipo de ANIF estuvo liderado por Sergio Clavijo y participaron Alejandro Vera, Ekaterina Cuéllar, Nelson Vera y Alejandro Fandiño. Los autores agradecen los comentarios recibidos por la ACP, en particular de Alexandra Hernández y Andrés Felipe Sanabria. Email: sclavijo@anif.com.co

Introducción

En 2010, la Administración Santos anunció que la economía colombiana estaría acelerando su crecimiento hacia el umbral del 5%-6% anual, gracias al ímpetu de la “locomotora” minero-energética, la cual llegaría a su clímax en 2018-2020. En efecto, dicha locomotora había logrado impulsar nuestra economía durante 2008-2012, expandiéndose a ritmos promedio del 10.2% anual (vs. el 4% anual registrado por el total de la economía). Ese impulso había logrado contrarrestar (parcialmente) la turbulencia internacional, resultante de la crisis hipotecaria en los países desarrollados, y las adversidades que nos dejaba la prolongada “Enfermedad Holandesa” sobre los sectores agro-industriales. De hecho, la extracción de crudo y gas natural, representando cerca del 70% del valor agregado del sector minero-energético, se había expandido a tasas del 14% anual durante 2008-2012.

Sin embargo, durante 2013-2014, la economía colombiana ha venido experimentando síntomas de un posible fin anticipado de dicho auge, por cuenta de una serie de problemas estructurales que tienen que ver con: i) la carencia de adecuada infraestructura; ii) la persistencia del conflicto armado y constantes amenazas a la precaria infraestructura existente; y iii) el agravamiento de la incertidumbre jurídica en lo referente a la obtención de licencias ambientales, expropiación de predios y consultas previas con las comunidades. Todo lo anterior se ha manifestado en continuos incumplimientos de las metas de producción de petróleo, gas y carbón trazadas en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014. Por ejemplo, las brechas de incumplimiento han llegado ya a niveles de 100.000 barriles por día (bpd) en petróleo y unos 10-15 millones de toneladas/año en lo referente al carbón.

Este cúmulo de problemas, amplificados a los casos del agro y la industria, explican por qué la economía colombiana no ha podido acelerar su crecimiento potencial hacia el añorado 6% anual y, de hecho, arriesga con bajarse del actual 4.5% anual a cerca del 4% anual durante el próximo quinquenio, salvo que se tomen medidas drásticas (de implementación rápida) para superar los problemas

antes mencionados. La elevada concentración en la exportación de *commodities* (75% del total exportado), sin suficientes encadenamientos productivos, y la creciente brecha en términos del llamado Costo Laboral Unitario (CLU) respecto de los Estados Unidos (alcanzando un 27% al finalizar 2013) representan importantes desafíos para lograr un adecuado aprovechamiento de los TLCs, los cuales ya cubren dos terceras partes de nuestro potencial exportador. Aunque los graves problemas de apreciación cambiaria del período 1995-2012 han empezado a ceder terreno, se requieren ganancias significativas en productividad laboral y en abaratamiento del transporte para que nuestra economía pueda competir con base en una canasta exportadora más amplia (ver Kareem, 2010; Clavijo *et al.*, 2012).

Como veremos, nuestras estimaciones nos sugieren que esos crecimientos del 10% anual del sector minero-energético, como los observados durante 2008-2012, podrían estarse moderando en el futuro cercano, llegando a promediar tan solo un 2% anual durante la próxima década, de no tomarse importantes correctivos en lo referente a: i) la dotación de infraestructura; ii) la agilización de los trámites de exploración-explotación; iii) la misma protección estatal de las inversiones minero-energéticas, constantemente amenazadas por los ilegales, bien bajo el ropaje de la guerrilla o de la delincuencia organizada; y iv) la solución de los obstáculos jurídicos relativos a la consulta previa. Solo de esta manera resultaría posible incorporar nuevas reservas de crudo (actualmente en niveles de 6.6 años de producción) y, además, enfrentar los drásticos cambios que están ocurriendo a nivel global por cuenta de la revolución del *shale gas-oil* en los Estados Unidos. Recordemos que dicha revolución está generando unos cambios en precios relativos que hoy favorecen más la demanda por gas que la de carbón (sector donde Colombia ha venido siendo un importante jugador a nivel global).

Este estancamiento de la locomotora minero-energética ya ha empezado a materializarse durante 2013-2014. Por ejemplo, nuestra producción petrolera alcanzó la meta del millón de barriles diarios en 2013, con cerca de un año de atraso, y está teniendo serias dificultades para mantenerse en esos niveles. De hecho, según el Plan Nacional de Desarrollo (PND) de 2010-2014, a la altura de

2014 ya deberíamos estarnos perfilando hacia 1.2 millones bpd y todo parece indicar que con dificultad nos estabilizaremos en los 950.000 bpd, en una perversa combinación de voladuras de oleoductos y diversas dificultades extractivas.

En materia de carbón sucede algo similar, pues la producción se ha estancado en 80-85 millones de toneladas/año, muy lejos de la meta de 120 millones de toneladas/año que se había trazado para 2013. Debido a los problemas ambientales y de transporte, el gobierno inclusive revisó dicha meta a la baja, ubicándola en 90 millones de toneladas/año para 2014. Es claro que aquí se han venido mezclando problemas de carácter coyuntural (huelgas, problemas ambientales y ataques a la infraestructura), con problemas estructurales (cambio en el precio relativo del gas frente al carbón, producto de la mencionada revolución del *shale gas-oil*).

Este panorama luce doblemente preocupante, pues no solo se reduciría el potencial de crecimiento de la economía colombiana (antes explicado), sino que habría impactos negativos sobre la balanza de pagos por cuenta de las menores exportaciones (mayor déficit de cuenta corriente) y por caídas en los recaudos tributarios y de regalías.

Como veremos, nuestras simulaciones sugieren que, bajo un escenario base, el menor dinamismo del auge minero-energético (por menores volúmenes y precios) causaría la desaparición del actual superávit comercial a la altura del año 2016 (partiendo de un valor actual del 0.7% del PIB en 2013), pudiendo llegar a causar déficits comerciales hasta del -2.5% del PIB a la altura del año 2025. En consecuencia, la cuenta corriente se estaría deteriorando del actual -3.4% del PIB en 2013 hacia valores del -5.5% del PIB en 2020 y del -5.2% del PIB hacia el año 2025.

Ese menor dinamismo del sector minero-energético podría traer aparejado un secamiento de la Inversión Extranjera Directa (IED), la cual estaría reduciéndose del 4.4% del PIB en 2013 al 2.3% del PIB durante la próxima década. Ante los mencionados desbalances en la cuenta corriente, evitar una crisis de RIN (por

falta de financiamiento externo) implicaría entrar a sustituir dicha IED a través de un mayor endeudamiento público (a ritmos promedio del 1.6% del PIB por año). Ello conllevaría un fuerte deterioro fiscal, alcanzando niveles del 51% en la relación Deuda Pública/PIB (vs. el 37% del PIB actual). De ser así, Colombia entraría a arriesgar su bien ganado Grado de Inversión durante los años de auge de 2010-2012.

Bajo un escenario optimista, de menor tensión en volúmenes-precios de nuestra canasta exportadora de *commodities*, la economía colombiana lograría defender su superávit comercial hasta el año 2020 (vs. el año 2016 del escenario base). Sin embargo, también se estarían observando déficits comerciales de un punto del PIB a la altura de 2025 (inferiores respecto del déficit del 1.6% del PIB que arroja el escenario base). Ello equivaldría a desbalances en la cuenta corriente externa del -3.9% del PIB en 2020 (inferior en un 1.6% del PIB respecto al escenario base) y del -4.2% del PIB hacia 2025 (inferior en un 1% del PIB frente al escenario base).

Bajo el escenario optimista, el secamiento de la IED sería menos pronunciado, pues se lograría mantener en niveles del 3.2% del PIB en 2020 (+0.3% del PIB respecto al escenario base) y del 2.7% del PIB hacia 2025 (+0.4% del PIB frente al escenario base). Esta trayectoria de la IED y los menores déficits externos estarían ejerciendo menores presiones sobre las necesidades de financiamiento de la economía. Nuestras simulaciones indican que la relación RIN/meses de importaciones se podría incluso mejorar hacia niveles de 11.8 durante la próxima década (vs. los 9.5 actuales), donde la relación Deuda Pública/PIB se mantendría cerca de sus niveles actuales del 37%-38% del PIB.

Como ya comentamos, el escenario base implica un “sacrificio” de medio punto porcentual anual en el crecimiento potencial de nuestra economía, pasando del 4.5% histórico hacia el 4% durante la próxima década. Ello sería el resultado de enfrentar mediocres desempeños del PIB-real del sector minero-energético, el cual pasaría de expansiones del 10% anual durante el último quinquenio a crecimientos prácticamente nulos durante la próxima década.

Bajo un escenario optimista, de menor destorcida minero-energética, la economía colombiana estaría promediando expansiones anuales del 4.6% durante la próxima década (vs. el 4% del escenario base), logrando mantener el ritmo de crecimiento potencial histórico del 4.5%. Ello es consistente con expansiones promedio del 1.6% en el valor agregado del sector minero-energético durante 2014-2025 (vs. el crecimiento prácticamente nulo del escenario base).

Finalmente, nuestras simulaciones fiscales nos sugieren que el fin anticipado del auge minero-energético estaría minando los ingresos futuros de la Nación. En particular, nos focalizamos en las pérdidas derivadas de menores dinamismos en los conceptos de regalías, dividendos de Ecopetrol y de Imporrenta minero-energético.

Bajo el escenario base de mayores tensiones sobre el sector, los ingresos minero-energéticos de la Nación se podrían estar reduciendo del actual 4.9% del PIB a solo un 1.5% del PIB a la altura del año 2025 (reducciones anuales promedio del 0.3% del PIB durante la próxima década). Si aislamos las pérdidas de recaudo concernientes tan solo al Gobierno Central (GC, sin regalías), podríamos estar hablando de menores ingresos por cerca de 2.5 puntos del PIB durante 2013-2025 (-2.5% del PIB = -1.5% en menores dividendos de Ecopetrol - 1% en menor Imporrenta minero-energético). Este resultado fiscal sería muy demandante para las finanzas públicas, dadas las mayores presiones de gasto provenientes de la seguridad social (salud y pensiones) y del financiamiento de la infraestructura (habiendo comprometido ya cerca de 12 puntos del PIB en VPN en vigencias futuras durante 2014-2044, ver Anif 2013a).

Aun bajo un escenario algo más optimista para el sector minero-energético, el impacto fiscal continúa siendo significativo. En efecto, en este caso los ingresos minero-energéticos del GC pasarían del 4.9% del PIB actual al 2% del PIB en 2025 (totalizando pérdidas por el 2.9% del PIB vs. pérdidas del 3.4% del PIB en el escenario base). Al considerar solo los ingresos del GC, dichas pérdidas llegarían a 2.2 puntos del PIB durante 2013-2025 (-2.2% del PIB = -1.3% en menores dividendos - 0.9% en menor Imporrenta).

En cuanto a los obstáculos al desarrollo del sector minero energético, los hemos dividido en aquellos problemas de carácter legal (cuya solución depende de la expedición de nueva normativa o cuya reglamentación es aún incipiente) y los *de-facto* (los cuales requieren una mejor aplicación de la normatividad vigente).

En el caso de los problemas legales, son de particular relevancia: i) los procedimientos de consulta previa con las comunidades, los cuales se han convertido en verdaderos vetos a numerosos proyectos y han generado significativas tardanzas en tantos otros; ii) las demoras en el otorgamiento de licencias ambientales, donde los tiempos de espera han aumentado de 5 a 16 meses durante 2006-2013; y iii) los importantes sobrecostos de transporte por cuenta de las deficiencias en materia de infraestructura minero-energética, con el agravante de los recurrentes atentados-voladuras por parte de los grupos armados.

Por su parte, los problemas *de-facto* se concentran en los frecuentes bloqueos (laborales-sociales) a lo largo de toda la cadena minero-energética (exploración-extracción-transporte). Como veremos, de manera general su solución pasa por lograr mayores presencias del Estado en esas áreas petroleras apartadas, supliendo las necesidades-bienes públicos que las comunidades exigen a las petroleras.

Al tener en cuenta nuestras probabilidades de solución a los lastres recién mencionados, obtenemos un escenario intermedio de valor esperado. Allí, la producción de crudo promediaría 1.046.000 bpd durante el período 2013-2025 (superiores a los 947.000 bpd del escenario base, pero por debajo del 1.1 mbpd del escenario optimista).

Aquí vale la pena resaltar que las estimaciones oficiales en la producción de petróleo han ido convergiendo a cifras cercanas a las registradas en este escenario de valor esperado. En efecto, en su más reciente Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2014 (MFMP-2014), el Ministerio de Hacienda redujo sus estimaciones de producción hacia niveles de 1.062.000 bpd durante 2014-2025

(vs. los 1.143.000 bpd consignados en el MFMP-2013), aduciendo problemas en los frentes mencionados de orden público y cuellos de botella en lo relacionado con las licencias ambientales-ANLA y las consultas previas.

En cuanto al sector externo, el país lograría defender su superávit comercial hasta el año 2018 (vs. el -1.1% del PIB del escenario base y el +0.5% del PIB del escenario optimista). Por su parte, el PIB-real total estaría promediando expansiones del 4.2% anual durante la próxima década (vs. el 4.1% del escenario base y el 4.6% del escenario optimista), reduciéndose marginalmente frente al histórico del 4.5%.

Los ingresos fiscales pasarían de representar recursos por el 4.9% del PIB en 2013 a cifras del 2.5% del PIB en el año 2020 (vs. el 2.1% del PIB del escenario base y el 2.8% del PIB del escenario optimista) y a solo el 1.7% del PIB en 2025 (vs. el 1.5% del PIB del escenario base y el 2% del PIB del escenario optimista).

Por último, los encadenamientos industriales del sector a través de la cadena petroquímica mostrarán que la expansión de las refinerías ayudará a amortiguar levemente el posible deterioro de nuestra balanza externa durante la próxima década, y su aporte al mayor dinamismo de la industria sería también algo marginal. En efecto, la relación Valor Agregado Industrial/PIB se estabilizaría en torno a un 11%, frente al 10.2% que, en promedio, se observa bajo nuestro escenario Base sin ampliación de la cadena de refinación.

Esta investigación consta de tres capítulos además de esta introducción. En el primero se discutirán las proyecciones del sector minero-energético junto con sus efectos a nivel macroeconómico (balanza de pagos, crecimiento potencial y cuentas fiscales). El segundo capítulo detallará los desafíos coyunturales y estructurales que estarían explicando esos menores dinamismos del sector minero-energético durante el período 2014-2025. Finalmente, el tercer capítulo ahondará sobre los impactos de todos estos acontecimientos sobre el sector industrial y las posibles políticas públicas destinadas a mitigar los efectos de la llamada “Enfermedad Holandesa”.

I. Efectos Macroeconómicos del Fin Anticipado del Auge Minero-Energético: simulaciones 2014-2025

El auge minero-energético, ya explicado, logró que el PIB del sector pasara de crecer al 1.8% anual durante 2004-2007 al mencionado 10% anual durante 2008-2012, aumentando su contribución al PIB de 0.1pps por año a casi un punto porcentual por año. Lo anterior estuvo apalancado en un importante flujo de recursos de IED hacia el sector minero-energético. Este sector acaparó un 50%-76% del total recibido bajo IED durante 2008-2012, con niveles pico de US\$7.500 millones por año durante 2011-2012 (equivalentes a unos dos puntos del PIB).

Esta copiosa entrada de recursos externos se focalizó en la recuperación de pozos petroleros secundarios. Allí se aprovechó la condición de excelentes precios internacionales del petróleo para atraer tecnologías extractivas de punta. Ello permitió duplicar los volúmenes de producción de petróleo, al pasar de 528.000 bpd en 2004 a algo cerca de un millón en 2013. En el caso del carbón, ha ocurrido algo similar, pasando de 54 millones de toneladas/año en 2004 a cerca de 85 millones de toneladas/año en 2013, aunque con los rezagos antes comentados.

A pesar de los destacables incrementos en los niveles de producción, estamos lejos de haber alcanzado las metas trazadas por el gobierno en su PND, cuatro años atrás. Ya mencionamos cómo la producción de crudo debió haber promediado 1.1 mbpd al término de 2013 y para 2020 tendría que bordear 1.5 mbpd, de acuerdo con lo estipulado en dicho PND.

A continuación detallaremos los supuestos de nuestras simulaciones en lo referente a producción y precios del sector minero-energético. En el escenario “base” simulamos la trayectoria de volúmenes que parece “dictar” la coyuntura actual del país y tomamos los precios internacionales “de consenso” (FMI-EIA), arbitrando levemente esas proyecciones para hacerlas consistentes con la fase descendente del súper-ciclo de *commodities* que se estaría presentando durante el próximo quinquenio (ver Anif, 2014). En el escenario “optimista” mejoramos las perspectivas de los volúmenes producidos, llegando a las metas de producción de

petróleo plasmadas en la Regla Fiscal (Ley 1473 de 2011), e incluimos mejores precios para los *commodities*, dada la mayor actividad económica a nivel mundial. Ambos escenarios comparten visiones macrofinancieras estables para Colombia en el horizonte 2014-2025.

Una vez definidos los escenarios a simular, pasaremos a discutir sus implicaciones en términos de la balanza de pagos, el crecimiento potencial de la economía y las cuentas fiscales.

Vale la pena aclarar que consideramos también un escenario ácido-pesimista, sin nuevos hallazgos significativos de reservas petroleras (con producciones promedio de 741.000 bpd durante 2013-2025) y estancamientos en la producción del carbón (en los actuales niveles de 85 millones de toneladas por año). Sin embargo, no nos detendremos en el análisis de sus implicaciones macroeconómicas, pues bajo este escenario la situación macroeconómica es prácticamente insostenible: el crecimiento potencial bajaría a 1%-2% por año y los desbalances externos se elevarían a -8% del PIB vs. el -3% de los últimos años.

1. Escenarios y supuestos macroeconómicos

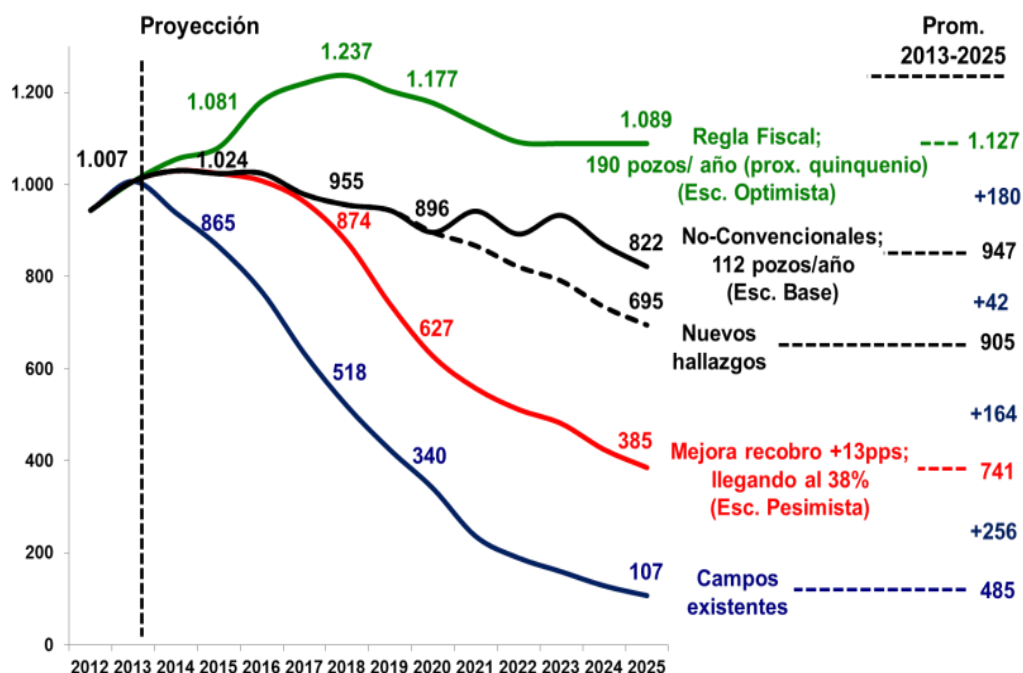
Escenario Base

En términos de volúmenes, el escenario base se caracterizaría por la persistencia de los problemas estructurales (rezago-voladuras de la infraestructura minero-energética e inseguridad jurídica) que enfrentan los sectores del petróleo y la minería (en particular, el carbón).

Bajo este escenario la producción de petróleo promediaría volúmenes de 947.000 bpd durante 2013-2025, en ausencia de grandes hallazgos y con mejoras marginales en las técnicas de recobro (de unos +13pps respecto de los 22pps actuales), ver gráfico 1 y cuadro 1. Todo ello requeriría mantener el ritmo de actividad exploratoria del último quinquenio (alrededor de 112 pozos anuales), descontando tasas de éxito del 20% y tamaños de pozos pequeños (donde cerca del 60% equivaldría a pozos de menos de 5 millones de barriles). De

materializarse todo esto, se estarían incorporando unos 2.000 millones de nuevas reservas de crudo en el período 2014-2025.

Gráfico 1. Producción de petróleo según escenarios
(Miles de bpd)



Fuente: cálculos Anif con base en ACP, UPME, ANH y MHCP.

Cabe mencionar que en este escenario base el aporte de los crudos no convencionales sería marginal, con contribuciones promedio de solo 42.000 bpd a partir del año 2021. Ello sería producto de la persistencia de “palos en la rueda” en temas regulatorios-ambientales, además de menores atractivos en términos de rentabilidades, dados los altos costos de extracción y el acelerado declive de sus pozos.

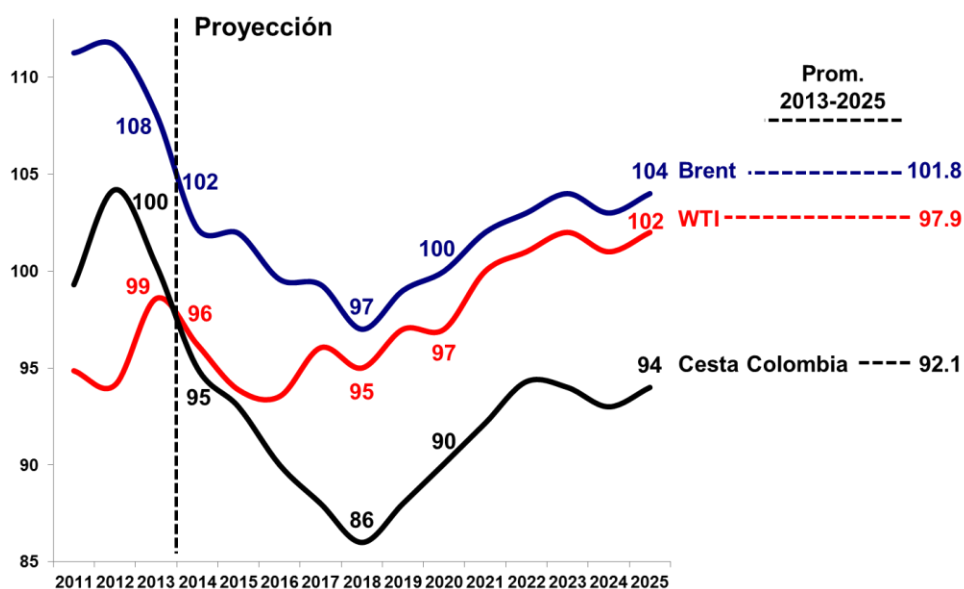
Cuadro 1. Principales productos minero-energéticos: Escenario Base

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	Promedio 2013-2025
Petróleo							
Producción (kbd)	944	1.006	1.030	1.024	896	822	947
No Convencionales	0	0	0	0	0	127	42
Precio Cesta-Col (US\$/barril)	104,2	100,3	95,0	93,0	90,1	94,0	92,1
Valor (US\$ mill.)	35.904	36.819	35.715	34.754	29.457	28.197	31.861
Gas natural							
Producción (kbd)	206	210	215	218	253	255	236
No Convencionales	0	0	0	0	33	25	16
Precio (US\$/barril)	38	39	40	40	45	52	45
Valor (US\$ mill.)	2.874	2.952	3.111	3.182	4.165	4.799	3.906
Carbón							
Producción (Miles tons)	89.000	85.000	90.174	91.978	99.689	104.774	97.576
Precio (US\$/ton)	100,8	87,2	85,7	84,1	76,0	70,0	77,7
Valor (US\$ mill.)	8.975	7.416	7.725	7.736	7.576	7.334	7.586

Fuente: cálculos Anif con base en Banrep, ANH, UPME, ACP, MHCP, FMI y EIA.

En lo concerniente a los precios del petróleo, hemos arbitrado a la baja los escenarios del FMI-EIA, pues ellos implican marcados incrementos hacia niveles de US\$120-130/barril al final de la década, lo cual consideramos en extremo optimista. El gráfico 2 muestra cómo el precio del WTI estaría promediando US\$97.9/barril y el del Brent US\$101.8/barril durante la próxima década. Ello incorpora los efectos del mencionado súper-ciclo de *commodities* y mayores ofertas de crudo con particular intensidad durante 2014-2018, poniendo presiones a la baja sobre los precios durante ese período. Dichos excesos de oferta provendrían principalmente de: i) el auge del *shale-oil* en los Estados Unidos, llevándolo a picos de producción cercanos a los 9.6-10 mbpd al final de la década (vs. los 7.7 mbpd actuales); y ii) incrementos en las producciones de Irán (pasando de los 2.8 mbpd actuales a su potencial de 4 mbpd), descontando mayores relajamientos en las sanciones impuestas por Estados Unidos y la Zona Euro; e Iraq (pasando del millón de barriles/día actual a los 4 mbpd potenciales), en la medida en que se logren normalizaciones en su situación de orden público.

Gráfico 2. Precios del petróleo
(US\$/barril, 2011-2025)



Fuente: cálculos Anif con base en Banrep, EIA y FMI.

Los volúmenes producidos de gas natural promediarían 236.200 bed (barriles equivalentes por día) durante el período 2013-2025. Ello encierra mayores apuestas en los no convencionales frente a lo esperado en el petróleo, en línea con la experiencia en los Estados Unidos, sugiriendo menores impactos ambientales y costos relativos. Así, la producción no convencional de gas estaría sumando unos 16.000 bed a partir del año 2016, lo cual equivale a aumentos cercanos al 8% de la producción actual. En cuanto a precios, esperamos leves incrementos del 2% anual, toda vez que la fase de mayor sobreoferta del *shale gas* americano parece haberse agotado, habiendo producido mayores presiones por el lado de la demanda (cambios en las preferencias energéticas, particularmente en el sector industrial y de energía eléctrica).

En el caso del carbón, la producción estaría promediando unos 97.6 millones de toneladas/año durante 2013-2025, ver cuadro 1. En ello estamos descontando la solución de los problemas coyunturales (laborales-ambientales) que han impedido el cumplimiento de las metas oficiales de los últimos años. Ello redundaría en

producciones crecientes, incluso llegando a niveles de 105 millones de toneladas/año a la altura de 2025.

Estas proyecciones de incrementos en la producción del carbón están apalancadas en los continuos aumentos en la demanda mundial por dicho mineral, dado que su abundancia relativa y su atractivo en términos de precio seguramente terminarán por contrarrestar sus desafíos ambientales (ver The Economist 2014, *Coal: The Fuel of The Future, unfortunately*). Ello ya ha empezado a evidenciarse en países como India e Inglaterra, donde sus consumos de carbón vienen creciendo a tasas del 8%-11% anual durante los últimos dos años. Incluso en los Estados Unidos, cuna del *shale gas-oil*, la participación del carbón en la generación de energía eléctrica apenas se reduciría del 22% actual a niveles del 26% durante la próxima década (ver EIA, 2014).

Por el contrario, el precio del carbón continuaría con su tendencia decreciente dada la mencionada abundancia relativa derivada del auge del *shale gas-oil*. Así, dicho precio promediaría niveles de US\$77.7/tonelada durante la próxima década, equivalentes a caídas del orden del -3% anual.

La producción de ferroníquel estaría promediando unas 162.000 toneladas/año durante el período 2013-2025, ver cuadro 2. Dicho promedio esconde una senda creciente, donde las inversiones pactadas en la reciente renovación de la concesión de Cerro Matoso (US\$1.200 millones en la próxima década), estarían aprovechando los lastres en la oferta mundial, en cabeza de Indonesia (el mayor exportador mundial de níquel).

Para los otros minerales (oro, plata y esmeraldas), hemos atado su senda de producción al comportamiento de los precios, mediante la estimación de sus elasticidades históricas. Así, la producción del oro estaría promediando cerca de 2 millones de onzas/año durante 2013-2025. Ello es consistente con una trayectoria decreciente en su precio, producto de: i) la mencionada fase descendente del súper-ciclo de *commodities*, con particular intensidad en los metales; y ii) la inevitable normalización monetaria en el mundo desarrollado, donde los aumentos

en las tasas de interés vendrían a elevar los costos de oportunidad de los portafolios de metales preciosos. Con esto en mente, el precio del oro se ubicaría en promedios de US\$1.175/onza durante la próxima década (vs. valores cercanos a los US\$1.320/onza actualmente).

La plata seguiría una dinámica similar, aunque con mayores volatilidades dado su mercado más “pando” y sus aplicaciones industriales (explicando cerca del 50% de su demanda). Dicha producción promediaría unas 440.000 onzas/año durante la próxima década, al tiempo que su precio bordearía valores de US\$21.4/onza en el mismo período (vs. valores de US\$22/onza actualmente). Finalmente, la producción de esmeraldas lograría mantenerse en niveles de 560kg/año, en línea con su comportamiento histórico.

Cuadro 2. Resto de productos minero-energéticos: Escenario Base

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	Promedio (2013-2025)
Ferroníquel							
Producción (miles de toneladas)	127,5	139	142	146	165	187	162
Precio (US\$/tonelada)	6.014	4.903	5.069	5.069	5.730	5.730	5.497
Valor (US\$ mill.)	767	681	721	739	946	1.070	889
Oro							
Producción (miles de onzas)	2.128	2.116	2.071	2.044	1.977	1.913	1.995
Precio (US\$/onza)	1.669	1.411	1.220	1.200	1.149	1.100	1.175
Valor (US\$ mill.)	3.550	2.985	2.526	2.453	2.272	2.104	2.344
Plata							
Producción (miles de onzas)	623	448	442	432	441	441	440
Precio US\$/onza)	30,3	24,1	21,3	20,8	21,2	21,2	21,4
Valor (US\$ mill.)	19	11	9	9	9	9	9
Esmeraldas							
Producción (Kg)	600	594	588	582	554	527	560
Precio (US\$/Kg)	74.284	12.945	130.015	136.306	107.373	121.042	115.897
Valor (US\$ mill.)	45	8	76	79	59	64	65

Fuente: cálculos Anif con base en Banrep, UPME, MHCP, FMI y EIA.

Escenario Optimista

Bajo un escenario optimista, el advenimiento de la destorcida minero-energética sería de menor envergadura, incluso alcanzando las metas oficiales de la Regla Fiscal, al menos en el caso del petróleo (pues en el carbón, todavía no llegaríamos a lo establecido en el PND 2010-2014). Ello requeriría solucionar los mencionados problemas estructurales en términos de cuellos de botella en la infraestructura minero-energética y las dificultades provenientes de los trámites-regulaciones ambientales y las consultas con las comunidades.

Así, la producción de petróleo promediaría 1.1 mbpd durante el período 2013-2025 (+180.000 bpd frente a lo esperado en el escenario base), ver cuadro 3. Lograr materializar dicha senda de producción requeriría importantes esfuerzos en materia exploratoria. Cálculos de la Asociación Colombia del Petróleo (ACP) indican que sería necesario perforar unos 1.470 pozos durante la próxima década, lo cual equivale a incrementar la actividad exploratoria de los 112 pozos/año del último quinquenio hacia por lo menos unos 190 pozos/año durante los próximos 5 años. Descontando los mencionados tamaños de pozos (60% de ellos inferiores a los 5 mb) y tasas de éxito históricas (20%), ello implicaría incorporar reservas adicionales por unos 4.000 mb durante la próxima década.

Cuadro 3. Principales productos minero-energéticos: Escenario Optimista

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	Promedio 2013-2025
Petróleo							
Producción (kbd)	944	1.006	1.055	1.081	1.177	1.089	1.127
No Convencionales	0	0	0	0	0	159	53
Precio Cesta-Col (US\$/barril)	104,2	100,3	97,3	97,3	95,1	103,0	96,7
Valor (US\$ mill.)	35.904	36.819	37.468	38.371	40.839	40.941	39.792
Gas natural							
Producción (kbd)	206	210	232	256	256	311	254
No Convencionales	0	0	0	21	66	50	34
Precio (US\$/barril)	38	39	41	41	52	68	53
Valor (US\$ mill.)	2.874	2.952	3.454	3.880	4.892	7.708	4.936
Carbón							
Producción (Miles tons)	89.000	85.000	90.174	93.781	108.358	114.990	104.126
Precio (US\$/ton)	100,8	87,2	86,2	85,1	79,9	75,0	81,0
Valor (US\$ mill.)	8.975	7.416	7.769	7.979	8.656	8.624	8.432

Fuente: cálculos Anif con base en Banrep, ANH, UPME, ACP, MHCP, FMI y EIA.

En este escenario optimista, los crudos no convencionales jugarían un papel más importante, aportando cerca de 53.000 bpd, desde el año 2021 (vs. los 42.000 bpd del escenario base). Ello obedecería a menores incertidumbres jurídicas en la regulación de esos no convencionales, propiciando mayores incentivos a dichos tipos de extracción.

En materia de precios del petróleo, la mayor tracción de la demanda mundial estaría dando soporte al precio del crudo, incluso descontando los aumentos en la oferta discutidos anteriormente (principalmente Estados Unidos, Irán e Iraq). Así, dichos precios lograrían promediar valores de US\$102.2/barril en términos del WTI y de US\$105.6/barril en el Brent, arrastrando la Cesta Colombia a niveles promedio de US\$96.7/barril durante la próxima década.

La producción de gas natural promediaría valores de 254.100 bed (+18.000 bed respecto al escenario base), en donde nos hemos apalancado en las simulaciones realizadas por la UPME. Allí, las mayores producciones estarían proviniendo de mayores descubrimientos (67.000 bed) y de la fuerte penetración de la extracción de los no convencionales (34.000 bed, +18.000 bed frente al escenario base), ver

cuadro 3. En cuanto a los precios del gas, las mayores presiones de demanda ya discutidas producirían incrementos anuales del 5%, consistentes con niveles promedio de US\$53/barril equivalente (+US\$8/barril equivalente frente al escenario base).

En lo concerniente al carbón, su producción promediaría 104 millones de toneladas/año durante el período 2013-2025 (+6 millones de toneladas respecto al escenario base), aprovechando el mencionado apetito mundial por este mineral. En este caso dicha demanda sería aún mayor, descontando menores dinamismos en las fuentes de energía alternativa (eólica, solar e incluso nuclear, donde países como Alemania y Japón han desmontado sus plantas nucleares en respuesta al accidente de Fukushima en 2011). Ello estaría dando cierto soporte a los precios del carbón, los cuales lograrían promediar niveles de US\$81/tonelada durante la próxima década (+US\$3/tonelada frente al escenario base).

El ferroníquel estaría promediando producciones de 167.000 toneladas/año en el período 2013-2025 (+5.000 toneladas/año respecto al escenario base). Allí las presiones de demanda mundial acentuarían los faltantes de oferta mencionados en el escenario base (palos en la rueda en la producción de Indonesia), ver cuadro 4.

En el caso del oro, su producción promediaría niveles de 2.1 millones de onzas (+139.000 onzas respecto al escenario base), siendo ello consistente con precios promedio de US\$1.280/onza (+US\$95/onza frente al escenario base). Esos mayores precios se explicarían por el soporte de la demanda por oro motivo joyería proveniente de India y China, explicando cerca del 60% del total de su demanda agregada. La plata seguiría patrones similares, promediando producciones de 446.000 onzas por año (+6.000 onzas frente al escenario base) y precios de US\$21.7/onza (+US\$0.3/onza) en el período de referencia. Finalmente, la producción de esmeraldas lograría promedios de 675kg/año (+115kg respecto al escenario base).

Cuadro 4. Resto de productos minero-energéticos: Escenario Optimista

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	Promedio (2013-2025)
Ferroníquel							
Producción (miles de toneladas)	127,5	139	143	147	171	198	167
Precio (US\$/tonelada)	6.014	4.903	5.148	5.303	6.147	7.126	5.998
Valor (US\$ mill.)	767	681	736	781	1.050	1.411	1.000
Oro							
Producción (miles de onzas)	2.128	2.116	2.242	2.176	2.110	2.110	2.134
Precio (US\$/onza)	1.669	1.411	1.350	1.300	1.250	1.250	1.280
Valor (US\$ mill.)	3.550	2.985	3.026	2.829	2.638	2.638	2.731
Plata							
Producción (miles de onzas)	623	448	442	432	446	460	446
Precio US\$/onza)	30,3	24,1	21,3	20,8	21,5	22,3	21,7
Valor (US\$ mill.)	19	11	9	9	10	10	10
Esmeraldas							
Producción (Kg)	600	594	720	666	664	681	675
Precio (US\$/Kg)	74.284	12.945	144.461	151.452	119.304	134.491	128.663
Valor (US\$ mill.)	45	8	104	101	79	92	87

Fuente: cálculos Anif con base en Banrep, UPME, MHCP, FMI y EIA.

2. Resultados según escenarios

A continuación detallaremos los principales efectos de las discutidas simulaciones referidas a los escenarios base y optimista. Primero, nos centraremos en los efectos de ese fin anticipado del auge minero-energético sobre las cuentas externas del país. Posteriormente, abordaremos las implicaciones en términos de pérdida de crecimiento potencial y de faltantes fiscales.

Implicaciones para el sector externo de Colombia

a) Balanza Comercial, Cuenta Corriente y secamiento de la IED

En el escenario base, los discutidos lastres del sector minero-energético en términos de volúmenes y precios estarían moderando el ritmo de crecimiento de las exportaciones del país. Estas pasarían de expansiones promedio del 16.9% anual durante el período 2008-2012 hacia niveles de solo un 1.2% anual en la próxima década. Ello estaría explicado por contracciones en las exportaciones

tradicionales (-0.7% promedio anual durante 2013-2025), donde tanto el petróleo (-1.4%) como el carbón (-1.2%) verían reducidos sus valores exportados, ver cuadro 5.

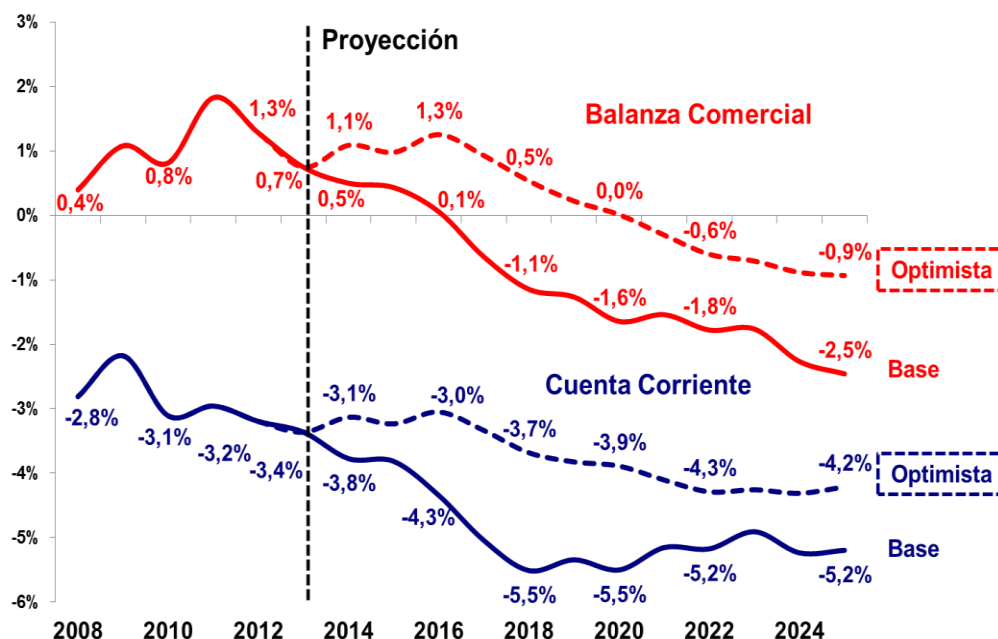
Cuadro 5. Efectos sobre la balanza comercial: Escenario Base

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	Promedio 2013-2025
Total exportaciones							
Valor (US\$ mill.)	59.823	58.030	58.673	59.746	61.934	69.582	62.832
Crecimiento	5,6%	-3,0%	1,1%	1,8%	1,0%	1,6%	1,2%
Tradicionales							
Valor (US\$ mill.)	42.093	41.261	41.449	41.227	37.697	38.033	39.412
Crecimiento	4,6%	-2,0%	0,5%	-0,5%	-1,6%	-1,5%	-0,7%
No tradicionales							
Valor (US\$ mill.)	17.730	16.769	17.224	18.519	24.237	31.549	23.420
Crecimiento	8,0%	-5,4%	2,7%	7,5%	5,3%	5,5%	4,6%
Importaciones							
Valor (US\$ mill.)	54.639	55.031	56.760	57.857	71.580	89.937	69.807
Crecimiento	8,2%	0,7%	3,1%	1,9%	4,8%	4,5%	3,9%
Balanza Comercial (% del PIB)	1,3%	0,7%	0,5%	0,4%	-1,6%	-2,5%	-1,0%

Fuente: cálculos Anif con base en Banrep, Dane, FMI y EIA.

Esos menores valores exportados estarían “evaporando” el superávit comercial de Colombia a la altura del año 2016, cerrando dicho año en valores del 0.1% del PIB (en contraste con los niveles actuales del 0.7% del PIB). Peor aún, estaríamos llegando a déficits comerciales del -1.6% al -2.5% del PIB en los años 2020-2025, ver gráfico 3. Esto supondría que las importaciones mantendrían un crecimiento del 3.9% anual entre 2014 y 2025 como consecuencia de la recuperación paulatina de la demanda por bienes de capital industrial-agrícola.

**Gráfico 3. Efectos sobre la Balanza Comercial y la Cuenta Corriente
(% del PIB)**



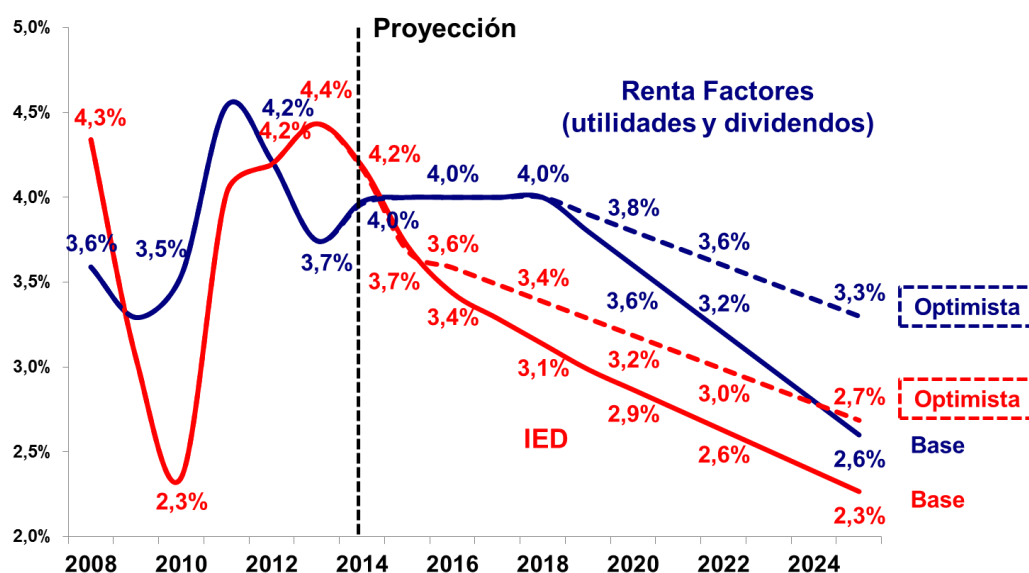
Fuente: cálculos Anif con base en Banrep, Dane, FMI y EIA.

En términos de financiamiento vía IED, el fin anticipado del auge minero-energético estaría “secando” la IED del sector, pues esta pasaría de representar el 2% del PIB en 2013-2014 a solo el 0.5% del PIB a la altura del año 2025. Esto supone que la IED total estaría pasando, a su vez, del 4.4% al 2.3% del PIB durante dicho período. Allí jugará un papel importante la mayor competencia que Colombia estará enfrentando con otros países de la región para atraer IED hacia el sector minero-energético. Los principales competidores para el país serían: i) México, donde su reciente reforma energética ha abierto su sector petrolero a los capitales externos; y ii) Brasil, donde a pesar del alto “costo Brasil” (forzando al uso de materiales y contratistas locales), la exploración-explotación *off-shore* del “pre-sal” continúa siendo atractiva.

El paliativo de esos menores flujos de IED durante 2014-2025 estaría proviniendo de menores giros de utilidades al exterior (renta de los factores). Así, esta renta de factores pasaría del 4% del PIB al 2.6% del PIB durante ese mismo período. Sin embargo, ello acarrearía problemas en cabeza de: i) el rezago que se generaría

entre la caída de la IED (con efectos inmediatos) y la renta de los factores (más hacia 2018); y ii) el hecho de que el “alivio” potencial en la cuenta corriente por cuenta de menores importaciones asociadas a una menor IED, no alcanzaría a compensar el efecto de las utilidades remitidas al exterior, ver gráfico 4.

Gráfico 4. Secamiento IED y renta de los factores
(% del PIB)



Fuente: cálculos Anif con base en Banrep, Dane, FMI y EIA.

El resultado externo conjunto es que el déficit en la cuenta corriente se ampliaría del actual -3.4% del PIB hacia el -3.8% en 2014-2015 y hacia el rango -5%-5.5% del PIB en el horizonte 2020-2025 en el escenario base, ver gráfico 3. Nótese que estos elevados déficits externos resultarían entonces equiparables a los que hoy enfrentan algunos de los “5-Emproblemados” (Turquía, Indonesia, Sudáfrica, India y Brasil), donde la IED/déficit externo caería por debajo del 50%.

Ahora bien, bajo un escenario optimista de mejores volúmenes y precios, las exportaciones del país estarían expandiéndose a niveles promedio del 2% anual en el período 2013-2025 (+0.8pps respecto al escenario base), ver cuadro 6. Allí, las exportaciones tradicionales crecerían a ritmos promedio del +1.3% (vs. el -0.7% del escenario base), propulsadas por la actividad exploratoria ya discutida, el

dinamismo de los yacimientos no convencionales y las mayores presiones de demanda mundial por petróleo-carbón.

Cuadro 6. Efectos sobre la balanza comercial: Escenario Optimista

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	Promedio 2013-2025
Total exportaciones							
Valor (US\$ mill.)	59.823	58.030	60.936	63.103	72.302	81.921	70.320
Crecimiento	5,6%	-3,0%	1,2%	1,2%	2,4%	3,7%	2,0%
Tradicionales							
Valor (US\$ mill.)	42.093	41.261	42.771	43.945	47.691	49.788	46.454
Crecimiento	4,6%	-2,0%	3,7%	2,7%	0,9%	2,5%	1,3%
No tradicionales							
Valor (US\$ mill.)	17.730	16.769	18.165	19.158	24.611	32.132	23.866
Crecimiento	8,0%	-5,4%	8,3%	5,5%	5,4%	5,5%	4,7%
Importaciones							
Valor (US\$ mill.)	54.639	55.031	56.760	58.804	72.225	90.069	70.396
Crecimiento	8,2%	0,7%	3,1%	3,6%	4,1%	4,5%	3,9%
Balanza Comercial (% del PIB)	1,3%	0,7%	1,1%	1,0%	0,0%	-0,9%	0,2%

Fuente: cálculos Anif con base en Banrep, Dane, FMI y EIA.

Bajo estos mayores dinamismos exportadores, el país lograría defender su superávit comercial hasta el año 2020 (vs. el -1.6% del PIB del escenario base), aunque también se observarían déficits cercanos a un punto del PIB a la altura del año 2025 (vs. el -2.5% del PIB del escenario base). Allí hemos descontado paulatinamente unos US\$3.000 millones (0.8% del PIB) en menores importaciones de combustibles (cerca de la mitad de las compras actuales) debido a la entrada en funcionamiento de la Refinería de Cartagena y la modernización de la Refinería de Barrancabermeja. Dichas modernizaciones estarían ampliando la capacidad de refinación del país de los actuales 310.000 bpd a cerca de 415.000 bpd hacia 2016-2018, con mayores capacidades de procesamiento de crudos pesados.

Consistente con esa trayectoria minero-energética relativamente más optimista, los flujos de IED del sector experimentarían menores descensos frente al escenario base. Estos lograrían mantenerse en niveles del 1.5% del PIB en 2020

(+0.4% del PIB frente al escenario base), pero estarían reduciéndose hacia el 1% del PIB a la altura del año 2025 (+0.5% del PIB respecto a lo pronosticado en el escenario base). Ello supone que la IED total estaría pasando, a su vez, del 4.4% del PIB en 2013 al 3.2% del PIB en 2020 y al 2.7% del PIB en 2025, ver gráfico 4.

Bajo este escenario de menor secamiento del financiamiento vía IED, los flujos de utilidades y dividendos de la renta de los factores se mantendrían en niveles del 3.8% del PIB en 2020 (+0.2% del PIB frente al escenario base) y del 3.3% del PIB en 2025 (+0.7% del PIB respecto del escenario base).

Con todo esto en mente, la cuenta corriente lograría mejoras marginales en los próximos años, pasando del actual -3.4% del PIB a valores del -3.0%-3.2% del PIB en 2014-2016 (vs. valores cercanos al -3.8% del PIB en el escenario base), ver gráfico 3. Sin embargo, dicho balance tendería a empeorarse hacia el -3.9% del PIB en 2020 y el -4.2% del PIB en 2025 (entre un 1% y un 1.5% del PIB por encima de lo esperado en el escenario base).

b) Cuenta de Capitales y financiamiento

Ahora bien, ¿cómo se fondearían esos elevados déficits externos que estaría enfrentando Colombia hacia finales de la década?

En el escenario base, con el relativo secamiento de la IED (pasando del 4.4% del PIB en 2013 hacia el 2.3% del PIB en 2025), Colombia requeriría incrementar su endeudamiento externo público y/o privado. Esto si es que quiere evitar drenar el *stock* de RIN, actualmente en unos US\$44.000 millones (equivalente al 11.5% del PIB o a 9.5 meses de importaciones).

Nuestras estimaciones sugieren que mantener esa relación RIN/meses de importaciones en valores cercanos a los nueve meses actuales, requeriría incrementar el endeudamiento externo público-privado en cerca de dos puntos del PIB por año durante la próxima década. Nuestro modelo supone que dichos recursos provendrían de mayores niveles de endeudamiento público, a ritmos promedio del 1.6% del PIB por año en dicho período, ver gráfico 5. Ello implica, a

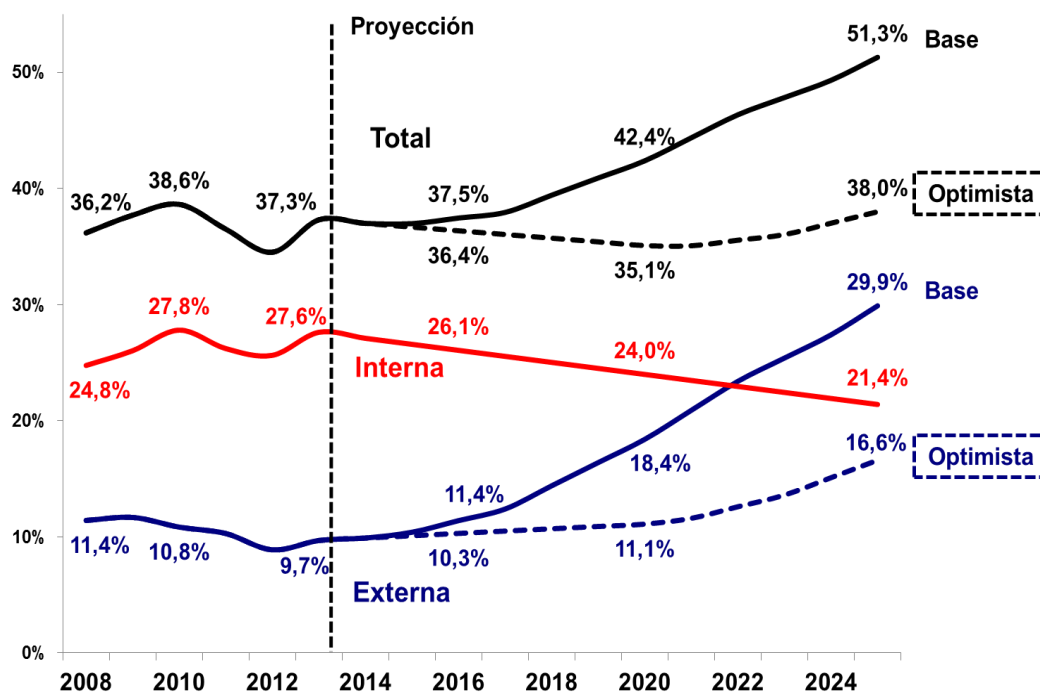
su vez, que el sector privado mantendría sus niveles promedio de endeudamiento histórico del 0.2% del PIB por año. En caso de focalizarse dicho endeudamiento público en el GC, la relación Deuda Pública Externa/PIB se estaría triplicando, al pasar del 9.7% del PIB en 2013 al 30% del PIB hacia el año 2025. Aun si se diera la trayectoria (algo optimista) de descenso en la deuda interna inferida del Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2013, la relación Deuda Pública Total/PIB llegaría a rondar un 51% del PIB (en el escenario base) frente al 37% del PIB que se registra actualmente, ver gráfico 6.

Gráfico 5. Efectos sobre el flujo de endeudamiento público externo
(Vía balanza de pagos, % del PIB)



Fuente: cálculos Anif con base en Banrep y MHCP.

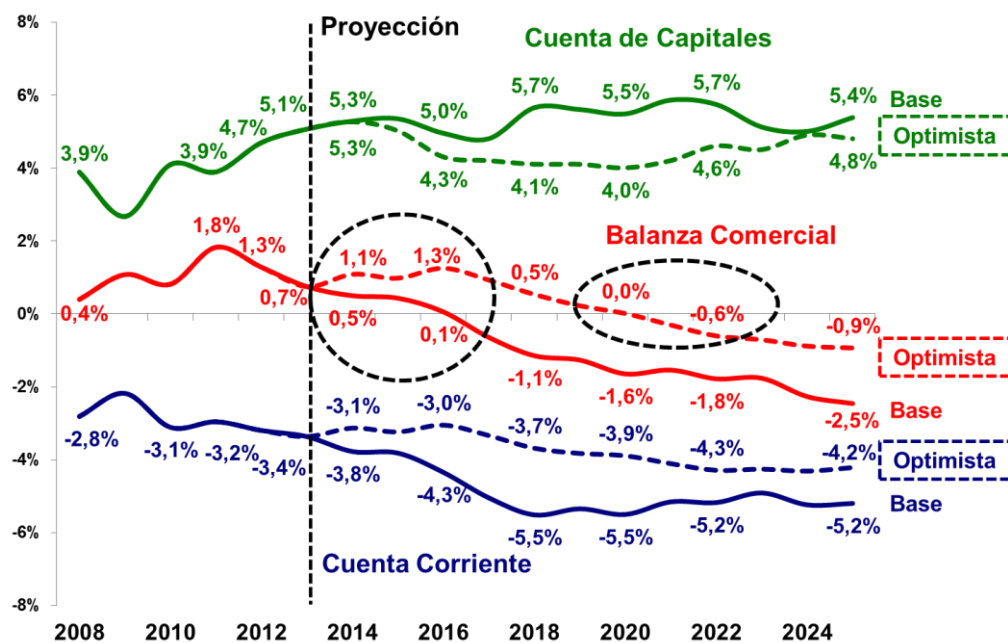
Gráfico 6. Efectos sobre el stock de deuda pública del GC
(% del PIB)



Fuente: cálculos Anif con base en Banrep y MHCP.

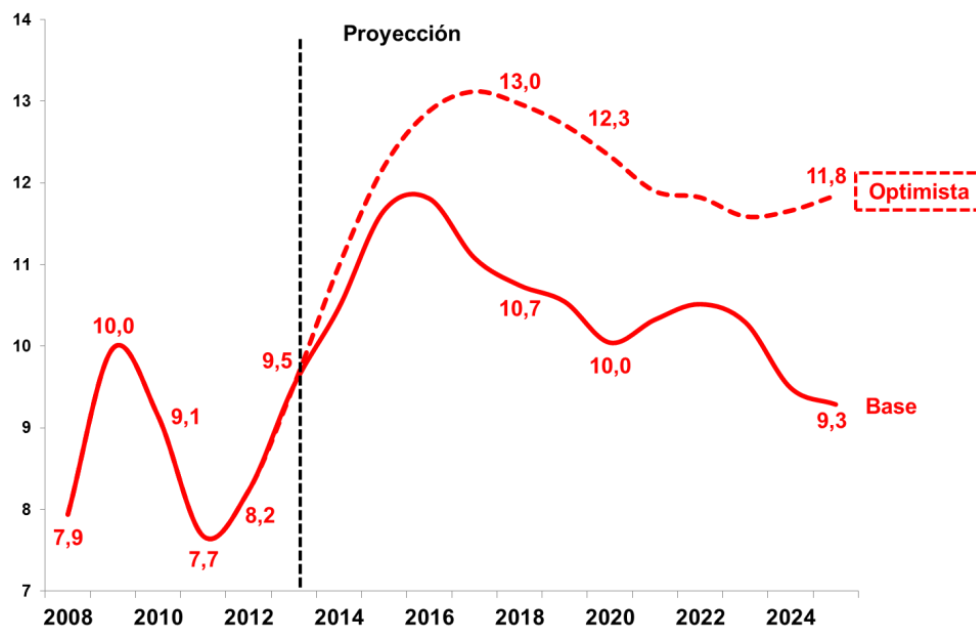
De materializarse dichos financiamientos, el superávit en la cuenta de capitales estaría aumentando de sus niveles actuales del 5.1% del PIB hacia valores del 5.5% del PIB en el año 2020 y del 5.4% del PIB en 2025 en el escenario base, ver gráfico 7. En línea con lo discutido anteriormente, esos financiamientos lograrían mantener la relación RIN/meses de importaciones en valores cercanos a los nueve meses actuales, los mínimos requeridos para mantener a raya los riesgos de crisis de balanza de pagos (Banco de la República, 2012), ver gráfico 8. Sin embargo, esas RIN descenderían como porcentaje del PIB, pasando del actual 11.5% al 8.4% durante la próxima década (ver gráfico 9).

**Gráfico 7. Efectos sobre la Balanza de Pagos
(% del PIB)**



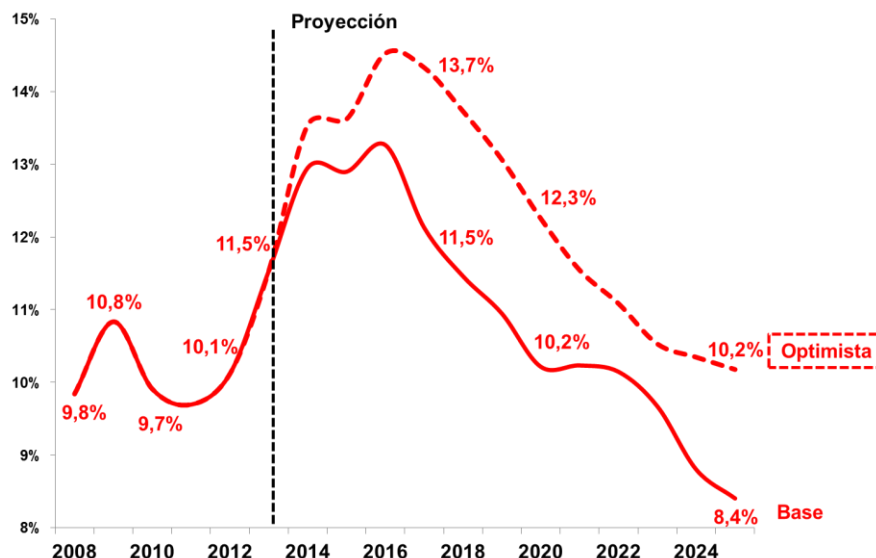
Fuente: cálculos Anif con base en Banrep y MHCP.

**Gráfico 8. Efectos sobre las Reservas Internacionales Netas-RIN
(Meses de importaciones)**



Fuente: cálculos Anif con base en Banrep y MHCP.

**Gráfico 9. Efectos sobre las Reservas Internacionales Netas-RIN
(% del PIB)**



Fuente: cálculos Anif con base en Banrep y MHCP.

Ahora bien, bajo el escenario optimista de mejores volúmenes-precios, los menores déficits externos estarían ejerciendo menores presiones sobre las necesidades de financiamiento en la cuenta de capitales. Ello se derivaría de: i) descensos menos marcados en la IED (ya discutidos), pasando del actual 4.4% del PIB hacia valores del 2.7% del PIB en 2025 (del 2.1% al 1% en la IED minero-energética); y ii) menores incrementos en el endeudamiento público para mantener la relación RIN/meses de importaciones. Bastarían endeudamientos públicos promedio del 0.6% del PIB por año para mantener esa relación en valores cercanos a los 9 meses actuales (vs. el 1.6% del PIB por año requerido en el escenario base), ver gráfico 5. Ello supone, nuevamente, que el sector privado mantiene su endeudamiento promedio histórico del 0.2% del PIB.

Con lo anterior, la deuda externa del GC se estaría elevando del actual 9.7% del PIB hacia el 16.6% del PIB en el año 2025 (vs. niveles del 30% del PIB requeridos en el escenario base). Si a ello le sumamos la trayectoria esperada (descendente) de la deuda interna, el *stock* total de la deuda del GC lograría mantenerse cerca de sus niveles actuales del 37%-38% del PIB durante la próxima década (vs. niveles del 51% del PIB en el escenario base). Así, este escenario sería bastante

manejable dentro del contexto global actual de los países emergentes, ver gráfico 6.

Estos menores financiamientos requeridos bajo el escenario optimista derivarían en menores superávits en la cuenta de capitales. Incluso, estos descenderían del actual 5.1% del PIB hacia el 4% en 2020 (vs. el 5.5% del PIB requerido en el escenario base). Sin embargo, dicho superávit en la cuenta de capitales estaría retomando su tendencia ascendente, cerrando en el 4.8% del PIB a la altura del año 2025 (vs. el 5.4% del PIB del escenario base), ver gráfico 7. Ello es consistente con la pérdida tardía del superávit comercial, ocurriendo a la altura del año 2020 (frente al evaporamiento de dicho superávit hacia 2016 en el escenario base).

Con esos menores financiamientos públicos (respecto al escenario base), la relación RIN/meses de importaciones lograría aumentar del 9.5 actual hacia valores de 11.8 a finales de 2025 (vs. los 9 meses proyectados en el escenario base). Como porcentaje del PIB, dichas RIN se incrementarían a máximos del 14.5% en 2016 (vs. el 13.3% del escenario base), pero luego descenderían hacia niveles del 10.2% en 2025 (vs. el 8.4% del PIB en el escenario base).

En síntesis, bajo el escenario base, el menor dinamismo del sector minero-energético traería menores fuentes de financiamiento de IED, algo de continuidad en los giros de utilidades al exterior y rápido deterioro de la balanza comercial y de la cuenta externa total durante el período 2014-2025. Evitar una crisis de RIN implicaría entrar a sustituir la IED por mayor endeudamiento (principalmente) del sector público. Sin embargo, financiar estos elevados déficits externos del 4%-5% del PIB conllevaría un fuerte deterioro fiscal, donde a niveles del 51% en la relación Deuda Pública/PIB, Colombia probablemente arriesgaría perder su bien ganado Grado de Inversión.

En cambio, bajo un escenario optimista de menor tensión en los volúmenes y precios, los deterioros en las cuentas externas serían de menor magnitud, implicando menores secamientos en los financiamientos vía IED. Ello estaría

requiriendo menores esfuerzos en términos de endeudamiento público para defender el *stock* de RIN, donde la relación Deuda Pública/PIB se podría estabilizar cerca del 37%-38% del PIB observado actualmente.

Implicaciones para el crecimiento potencial de Colombia

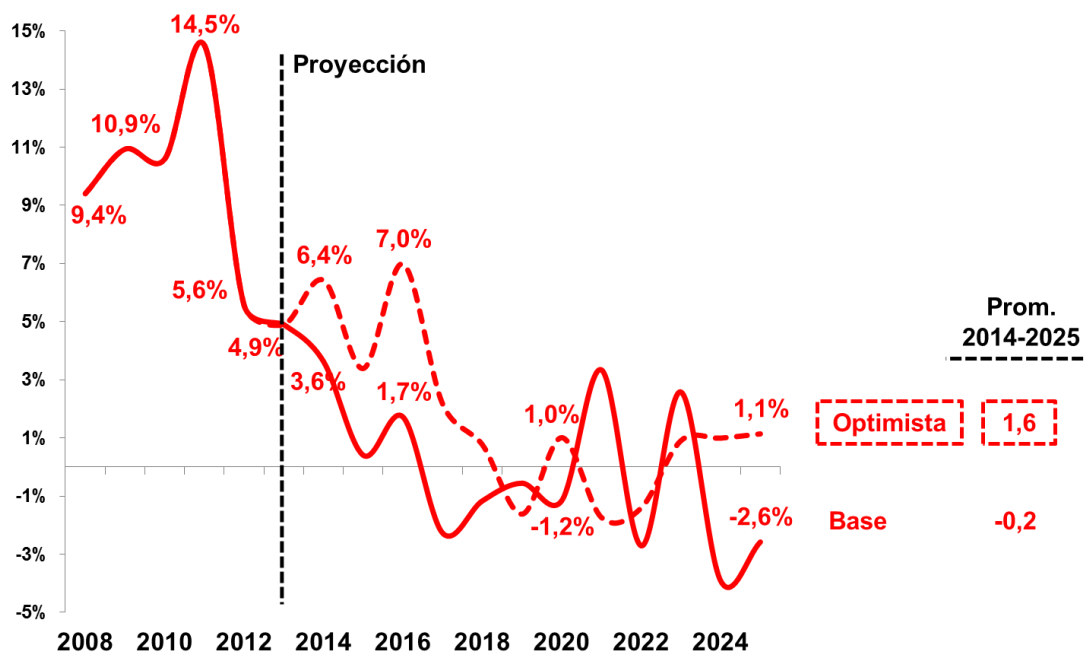
Ya hemos mencionado cómo el PIB-real de Colombia se ha venido expandiendo a tasas del 4.1% durante el último quinquenio, donde el sector minero-energético ha venido aportando alrededor de 0.6 puntos a dicho crecimiento. Ahora bien, ¿qué implica este fin anticipado del auge minero-energético que hemos venido discutiendo, en términos del crecimiento potencial de la economía colombiana?

En esta sección abordaremos precisamente esta pregunta, vertiendo nuestras proyecciones de volúmenes producidos del sector minero-energético sobre el cálculo del valor agregado (PIB-real) del sector. Con base en ello estimamos el comportamiento del PIB-real total, suponiendo que se mantienen las correlaciones históricas de cada sector (por el lado de la oferta) con el desempeño del sector minero-energético.

En el caso del escenario base de mayor tensión sobre los volúmenes producidos, el PIB-real del sector minero-energético se vería fuertemente golpeado. Dicho sector estaría bajándose de sus expansiones del 9.3% anual observado durante el último quinquenio a crecimientos promedio levemente negativos del -0.2% anual durante la próxima década. Dicho comportamiento se explicaría principalmente por las mediocres expansiones del sector del carbón (+1.4% promedio anual durante 2014-2025, explicando cerca del 20% del sector), las cuales no lograrían compensar las contracciones del sector de hidrocarburos (-1.1% anual en promedio, representando cerca del 70% del sector), ver gráfico 10.

Ese mediocre desempeño del sector minero-energético estaría reduciendo el crecimiento potencial de la economía en cerca de medio punto porcentual, reduciéndolo del 4.5% histórico hacia el 4.1% durante la próxima década, ver gráfico 11.

**Gráfico 10. Efectos sobre el crecimiento del PIB-real minero-energético
(Variación % anual)**

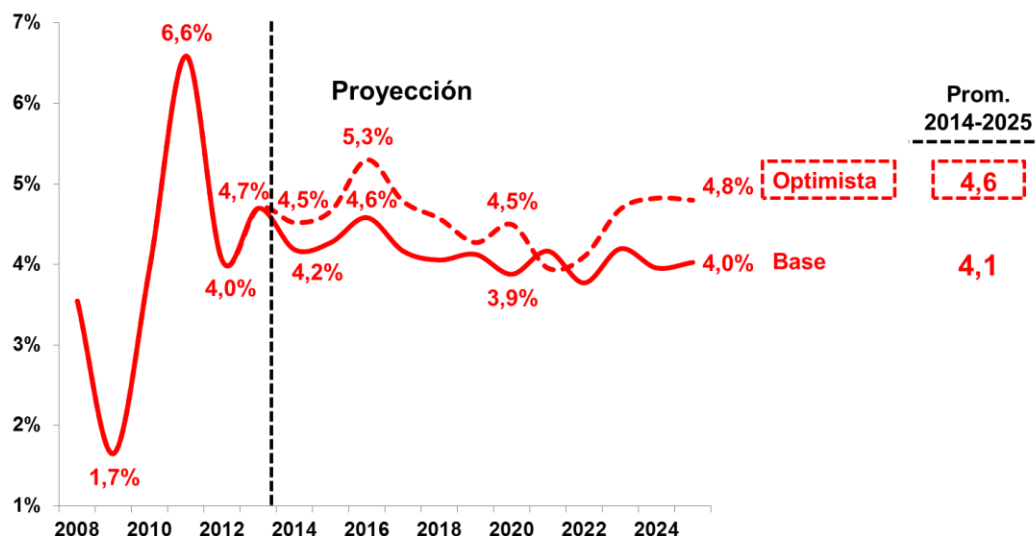


Fuente: cálculos Anif con base Dane.

Aun bajo el escenario optimista de mayor dinamismo en los volúmenes producidos, el PIB-real del sector minero-energético estaría promediando crecimientos de solo el 1.6% anual durante 2014-2025 (vs. el 9.3% observado en el último quinquenio), ver gráfico 10. Ello se explicaría por las pobres expansiones en el valor agregado del carbón (2.6% promedio anual durante 2014-2025) y del sector de hidrocarburos (1.1%).

Al incluir ese desempeño del sector minero-energético en nuestra matriz de correlaciones sectoriales, encontramos que el PIB-real total estaría promediando expansiones del 4.6% anual durante la próxima década (vs. el 4.1% del escenario base), logrando mantener el ritmo de crecimiento potencial histórico del 4.5%, ver gráfico 11.

Gráfico 11. Efectos sobre el crecimiento del PIB-real total
(Variación % anual)



Fuente: cálculos Anif con base Dane.

En síntesis, bajo nuestro escenario base de fin anticipado del auge minero-energético, Colombia podría llegar a sacrificar cerca de medio punto porcentual de crecimiento potencial, por cuenta de los lastres en materia de exploración petrolera y el estancamiento del carbón ante los desafíos estructurales del auge del *shale gas-oil*. Por otra parte, lograr mantener potenciales de crecimiento similares a los actuales, requeriría “montarnos” sobre nuestro escenario optimista de mayores producciones, llegando incluso a cumplir las metas oficiales en materia de petróleo. Ello sin duda requerirá esfuerzos importantes en materia de exploración (requiriendo incorporar cerca de 4.000 mb de nuevas reservas) y la solución a los importantes obstáculos de: i) cuellos de botella debido a la carencia de adecuada infraestructura minero-energética, acentuados por problemas de orden público; y ii) inseguridad jurídica, particularmente en lo concerniente a la regulación ambiental y al trato con las comunidades-etnias.

Implicaciones sobre las cuentas fiscales

La dependencia fiscal de la Nación respecto del sector minero-energético es otra importante arista del efecto del fin anticipado del auge de dicho sector. Las cifras más recientes (2013) nos indican que los aportes (de todo tipo) provenientes del

sector minero-energético al Estado sumaron cerca de \$35 billones (4.9% del PIB = 1.5% regalías + 1.9% dividendos de Ecopetrol + 1.5% en Imporrenta + 0.1% de contratos ANH). Al netear las regalías, para focalizarnos en los ingresos del GC, llegamos a la conclusión que cerca de un 20% de sus ingresos totales provienen del sector minero-energético.

Con estos órdenes de magnitud a la mano, esta sección pretende estimar los ingresos futuros que la Nación estaría percibiendo del sector minero-energético. Centraremos nuestro análisis en los ingresos provenientes de regalías, dividendos de Ecopetrol, impuesto a la renta y derechos de la ANH. Para realizar nuestros pronósticos, supondremos que las relaciones valor producido/monto tributado mantienen sus niveles históricos a través de cada rubro (regalías, impuesto de renta, etc.) y cada producto (petróleo, carbón y demás minerales).

Así, bajo el escenario base de mayor tensión sobre el sector minero-energético, la Nación enfrentaría una senda decreciente en los ingresos provenientes de dicho sector. Estos pasarían de representar recursos por el 4.9% del PIB en 2013 a cifras del 2.1% del PIB en el año 2020 y a solo el 1.5% del PIB en 2025, ver cuadro 7. Al interior de dichos ingresos, las regalías pasarían del 1.5% del PIB actual hacia niveles del 0.8% y del 0.6% del PIB en 2020-2025, echando por suelo la tesis de sufragar los ansiados proyectos de infraestructura con impacto regional. Los dividendos de Ecopetrol se reducirían prácticamente a la cuarta parte de sus niveles actuales como porcentaje del PIB, pasando del 1.9% actual a niveles del 0.6% en 2020 y del 0.4% en 2025. Finalmente, el Imporrenta derivado del sector pasaría del actual 1.5% del PIB a valores del 0.7% del PIB en 2020 y del 0.5% del PIB en 2025, reflejo de la precaria situación que estarían enfrentando las compañías mineras-petroleras bajo un escenario ácido de este tipo.

Cuadro 7. Efectos sobre los ingresos minero-energéticos de la Nación:
Escenario base (% del PIB)

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	Promedio (2013-2025)
Regalías	1,5	1,5	1,5	1,4	0,8	0,6	1,0
Hidrocarburos	1,2	1,3	1,2	1,2	0,7	0,5	0,8
Minería	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2
Dividendos de Ecopetrol	1,1	1,9	1,1	1,1	0,6	0,4	0,8
Impuesto de renta	1,8	1,5	1,3	1,2	0,7	0,5	0,8
Derechos económicos contratos ANH	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Total de Aportes a la Nación	4,4	4,9	3,9	3,7	2,1	1,5	2,7

Fuente: cálculos Anif con base en Dane, ACP y MHCP.

Incluso en el escenario optimista de mejores perspectivas para el sector minero-energético, los ingresos públicos provenientes de dicho sector tan solo mostrarían mejoras marginales respecto de lo estimado en el escenario base. Así, el total de aportes a la Nación bajo el escenario optimista pasaría del actual 4.9% del PIB a niveles del 2.8% del PIB en 2020 (+0.7% del PIB frente al escenario base) y al 2% del PIB a la altura del año 2025 (+0.5% del PIB respecto al escenario base), ver cuadro 8.

Al interior de dichos ingresos, las regalías lograrían mantenerse en los niveles actuales del 1.5% del PIB durante 2014-2015, pero se estarían reduciendo hacia el 1.1% del PIB en el año 2020 (+0.3% del PIB frente al escenario base) y al 0.7% del PIB en 2025 (+0.1% del PIB respecto al escenario base). Por su parte, los dividendos de Ecopetrol llegarían al 0.8% del PIB en 2020 (vs. el 1.9% del PIB actual) y al 0.6% del PIB en 2025, un 0.2% del PIB superior a lo estimado bajo el escenario base. Por último, las contribuciones por Imporrenta se reducirían del 1.5% del PIB actual a niveles del 0.9% del PIB en 2020 y del 0.6% del PIB hacia el año 2025, niveles tan solo superiores en 0.1%-0.2% del PIB frente a los pronosticados en el escenario base.

Cuadro 8. Efectos sobre los ingresos minero-energéticos de la Nación:
Escenario optimista (% del PIB)

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	Promedio (2013-2025)
Regalías	1,5	1,5	1,5	1,5	1,1	0,7	1,1
Hidrocarburos	1,2	1,3	1,3	1,3	0,9	0,6	1,0
Minería	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2
Dividendos de Ecopetrol	1,1	1,9	1,2	1,2	0,8	0,6	0,9
Impuesto de renta	1,8	1,5	1,3	1,3	0,9	0,6	1,0
Derechos económicos contratos ANH	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Total de Aportes a la Nación	4,4	4,9	4,1	4,0	2,8	2,0	3,1

Fuente: cálculos Anif con base en Dane, ACP y MHCP.

En síntesis, el fin anticipado del auge minero-energético estaría minando los ingresos futuros de la Nación por la vía de menores dinamismos en los conceptos de regalías, dividendos de Ecopetrol y de Imporrenta minero-energético. Bajo el escenario base de mayores tensiones sobre el sector, los ingresos de la Nación se podrían reducir en unos 3.4 puntos del PIB durante la próxima década. Si aislamos las pérdidas de recaudo concernientes tan solo al GC (es decir, sin regalías), podríamos estar hablando de menores ingresos por cerca de 2.5 puntos del PIB durante 2013-2025 (-2.5% del PIB 2013 = -1.5% en menores dividendos - 1% en menor Imporrenta). Ello luce totalmente inadecuado frente a las mayores presiones de gasto en seguridad social (salud y pensiones) e infraestructura (habiendo comprometido ya cerca de 12 puntos del PIB en VPN en vigencias futuras durante 2014-2044, ver Anif 2013a).

Resulta preocupante que dichas pérdidas fiscales mejoran tan solo marginalmente al considerar el escenario optimista. Allí las pérdidas totales llegarían al 2.9% del PIB durante 2013-2025 (vs. pérdidas de recursos por el 3.4% del PIB bajo el escenario base). Al considerar solo los ingresos del GC, dichas pérdidas llegarían a 2.2 puntos del PIB (-2.2% del PIB = -1.3% en menores dividendos - 0.9% en menor Imporrenta).

II. Obstáculos al Desarrollo de la Industria Minero-Energética en Colombia

Hemos visto los diferentes efectos macroeconómicos (sobre balanza de pagos, crecimiento potencial y cuentas fiscales) que implicaría la materialización de los principales escenarios referidos a combinaciones de volúmenes-precios del sector minero-energético colombiano. Allí destacamos que, bajo nuestro escenario base, el superávit comercial estaría desapareciendo a la altura del año 2016 y el déficit en cuenta corriente llegaría al peligroso umbral del 5%-5.5% del PIB para finales de la década. Ello conllevaría una caída del crecimiento económico potencial de Colombia, pasando del actual 4.5% real por año a solo un 4.1%.

Ahora bien, bajo un escenario alternativo de corte optimista, buena parte de esos efectos podrían neutralizarse y Colombia podría apuntarle a mantener el *status-quo* actual. Por ejemplo, el crecimiento potencial de la economía podría mantenerse cerca del 4.6% real por año y el superávit comercial podría extenderse hacia el año 2020. Sin embargo, aun bajo dicho escenario optimista se observan fuerzas de deterioro en la cuenta corriente, la cual llegaría a déficits del 4% del PIB hacia el año 2025.

Ahora bien, cabe preguntarse: ¿De qué dependerá la materialización de uno u otro escenario (base u optimista)? Como veremos en este capítulo, ello dependerá, en gran medida, de la solución que se logre de los problemas estructurales que aquejan al sector minero-energético. En aras de la claridad conceptual, hemos dividido dichos lastres estructurales en los problemas de carácter legal (aquellos cuya solución depende de la expedición de nueva normativa o cuya reglamentación es aún incipiente) y los *de-facto* (los cuales requieren una mejor aplicación de la normatividad vigente).

En el caso de los problemas legales, son de particular relevancia: i) los procedimientos de consulta previa con las comunidades, los cuales se han convertido en verdaderos vetos a numerosos proyectos y han generado significativas tardanzas en tantos otros; ii) las demoras en el otorgamiento de licencias ambientales, donde los tiempos de espera han aumentado de 5 a 16

meses durante 2006-2013; y iii) los importantes sobre costos de transporte por cuenta de las deficiencias en materia de infraestructura minero-energética, con el agravante de los recurrentes atentados-voladuras por parte de los grupos armados.

Por su parte, los problemas *de-facto* se concentran en los frecuentes bloqueos (laborales-sociales) a lo largo de toda la cadena minero-energética (exploración-extracción-transporte). Como veremos, de manera general su solución pasa por lograr mayor presencia del Estado en esas áreas petroleras apartadas, supliendo las necesidades-bienes públicos que las comunidades exigen a las petroleras.

Todo lo anterior ha derivado en serias complicaciones para el cumplimiento de las metas exploratorias. En efecto, dichos problemas legales y *de-facto* no permitieron la exploración de cerca de 50 pozos durante 2013 (equivalentes a 7.200km de sísmica en tierra firme, cerca del 25% del total efectivamente explorado). Allí, los problemas que introdujeron mayores trabas a la actividad exploratoria durante 2013 fueron: las licencias ambientales (30 pozos, 63% del total), las consultas previas (11 pozos, 23% del total) y los problemas de orden público (5 pozos, 10% del total).

En este capítulo estaremos analizando cómo esos obstáculos se han convertido en un verdadero lastre para el sector petrolero. Habiendo entendido la dinámica y profundidad de dichos cuellos de botella, procederemos a “sensibilizar” nuestros escenarios de producción a la posible solución de dichos obstáculos. Por ejemplo, veremos cómo llegar a materializar la producción petrolera optimista (alcanzando 1.1 mbpd de forma sostenida) implica soluciones estructurales a los obstáculos antes señalados. Por el contrario, de persistir esas complicaciones, el país estaría estancado en el escenario base (con producciones de solo 947.000 bpd), generando las adversidades sobre la balanza de pagos, el crecimiento económico y las cuentas fiscales, antes discutidas.

Para visualizar de mejor manera el futuro minero-energético, hemos asignado probabilidades de ocurrencia a nuestros dos escenarios (base = sin solución

significativa a los obstáculos antes señalados; y optimista = con solución). Con base en dichas probabilidades de ocurrencia, generaremos el “valor esperado” de la producción de petróleo y tendremos una visión más afinada sobre el futuro macroeconómico del país.

1. Obstáculos al desarrollo del sector petrolero

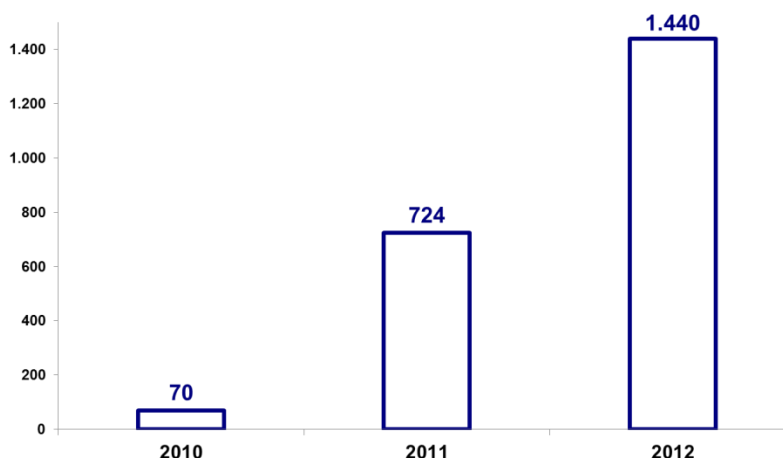
Obstáculos legales

Problemas de consulta con las comunidades

La Constitución (Art. 330) obliga a consultar con las comunidades el desarrollo de proyectos de infraestructura y de explotación de recursos naturales. En principio ello debería ocurrir cuando los proyectos afectan directamente sus territorios e involucran potencial afectación de su cultura-tradición ancestral.

En línea con ello, la Corte Constitucional (CC) ha mencionado que las consultas previas con los grupos étnicos constituyen un derecho fundamental de dichas minorías. El problema es que tal derecho se está extralimitando en dos sentidos: i) se cree que consultar es llegar a “negociar” con dichas etnias; y ii) que las consultas incluyen todo el espectro de la actividad económica y no está limitado a la protección ambiental y cultural-ancestral. Así, dichas consultas se han convertido en un verdadero veto para los proyectos de infraestructura de todo tipo y en la explotación de hidrocarburos (ver Anif, 2012a).

Las cifras más recientes indican cómo esos procesos de consulta previa se han duplicado, pues pasaron de 724 en 2011 a unos 1.440 en 2012 (ver gráfico 12), donde el tiempo que toma cada proceso está bordeando los 13 meses (ver ACP, 2013).

Gráfico 12. Procesos con grupos étnicos

Fuente: ACP.

Un estudio reciente del Instituto de Ciencia Política (ver ICP, 2014) analiza detalladamente los obstáculos de tipo jurídico que se han venido sorteando para intentar agilizar los procedimientos. Han ocurrido avances significativos, por ejemplo, en lograr que sea el Ministerio del Interior el único interlocutor válido frente a dichas etnias, a fin de centralizar y agilizar el proceso. Sin embargo, las perspectivas para lograr la aprobación de una Ley Estatutaria que permita reglamentar de mejor manera esos complejos procesos lucen bastante distantes. De hecho, diversos juristas han conceptuado que la interpretación dada por nuestra Corte Constitucional se extralimitó respecto de lo esperado del Convenio 169 con la OIT. Mientras interpretaciones van-y-vienen, un buen número de abogados “pillos” están montando verdaderos chantajes al Estado y al interés común, todo lo cual está retrasando el avance de los proyectos del sector minero-energético.

Demoras en el otorgamiento de licencias ambientales

Los trámites de licencias ambientales venían siendo manejados por el Ministerio de Ambiente y Vivienda durante el período 2001-2011 (Ley 99 de 1993). Si bien esos trámites venían ejecutándose de manera expedita, tomándose cerca de 6 meses, era evidente la necesidad de trasladar esas funciones a una entidad con

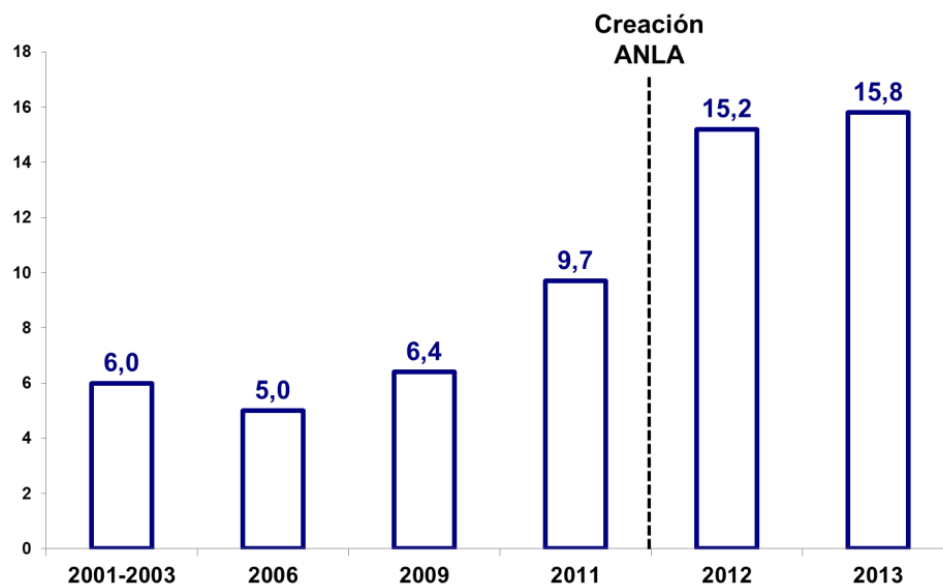
mejor capacidad técnica decisoria y con mayor autonomía para enfrentar las presiones políticas.

Con estos criterios a mano, la Administración Santos decidió crear la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), mediante el Decreto 3573 de 2011. Sin embargo, todo parece indicar que las asignaciones presupuestales a dicho organismo no han estado a la altura de lo requerido, lo cual se refleja en tardanzas decisorias que afectan el costo de oportunidad de los capitales que quieren trabajar en dichos sectores minero-energéticos.

Por ejemplo, los tiempos de espera para obtener o no las licencias ambientales se han más que duplicado desde la creación de la ANLA. Un trámite de solicitud de licencia ambiental que solía tomar cerca de 6 meses en el período 2001-2009, está requiriendo cerca de 15-16 meses actualmente (ver gráfico 13). Asimismo, los tiempos de modificación de las licencias ambientales han aumentado de los 4-5 meses en 2001-2009 a los 14-15 meses actualmente (ver gráfico 14).

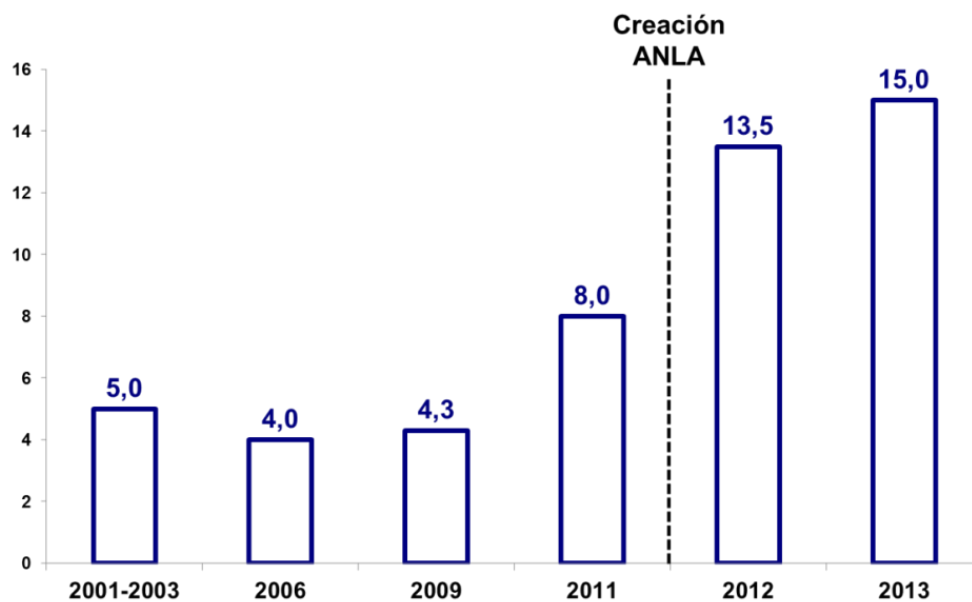
Todo esto ha derivado en que las compañías petroleras han tenido dificultades en el cumplimiento de sus metas de exploración. Tan solo se han logrado explorar cerca de 112 pozos en promedio durante el último quinquenio vs. las metas de 130-150 que se tenían. En este frente, ya mencionamos cómo estimaciones recientes sugieren que esos problemas en el licenciamiento llevaron a dejar de explorar cerca de 30 pozos durante 2013 (ver ACP, 2014).

**Gráfico 13. Tiempo de otorgamiento de las licencias ambientales
(meses)**



Fuente: elaboración Anif con base en ACP.

**Gráfico 14. Tiempo de modificación de las licencias ambientales
(meses)**



Fuente: elaboración Anif con base en ACP.

Deficiencias en infraestructura minero-energética

El atraso de Colombia en materia de infraestructura no se limita al tema tradicional de transporte de carga y pasajeros (donde han jugado de manera importante los lastres de las consultas con las comunidades y licencias ambientales recién discutidos). Aunque en menor medida, dicho rezago también se extiende al frente de infraestructura de oleoductos-gasoductos y de vías férreas, generando importantes sobre costos de transporte.

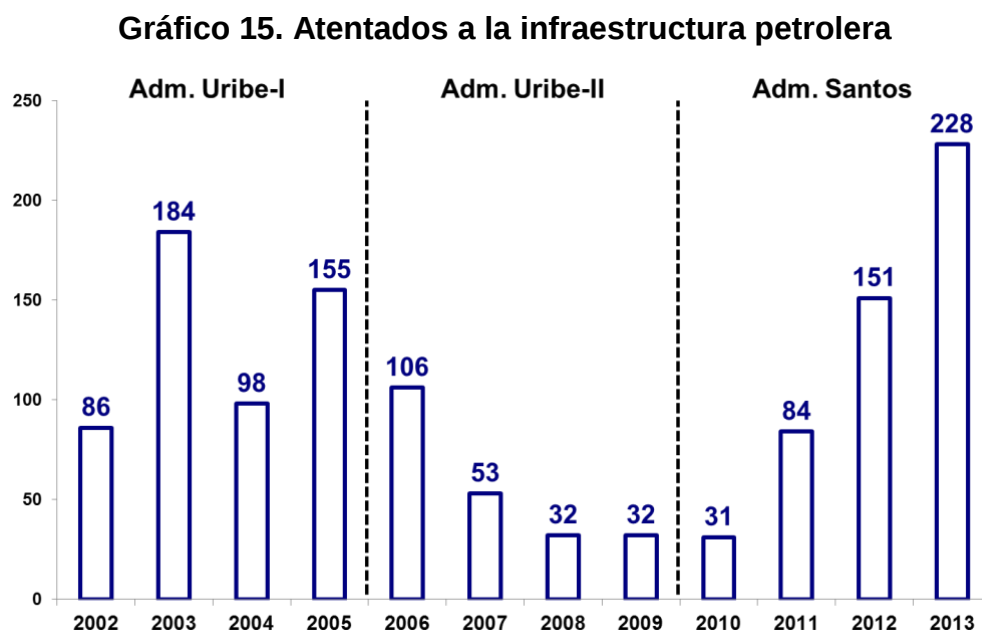
Esta situación ya había sido identificada por el gobierno en 2010, cuando se advirtió sobre la saturación de la capacidad de los oleoductos existentes, dejándose represados unos 80.000 bpd. Como solución a ello, en el PND 2010-2014 se estableció la meta de elevar la capacidad de transporte del sector minero-energético. En petróleo, dichas capacidades debían incrementarse de 0.7 mbpd a 1.5 mbpd (en el caso de los oleoductos) y de 80.000 bpd a 165.000 bpd (en la capacidad de refinación, incluyendo solo a Reficar).

Anif advertía en 2011 que dichas metas no lucían fáciles de cumplir en ninguno de los frentes. Esto dado que ello implicaba tener que desarrollar casi 20 proyectos, totalizando inversiones por \$1.5 billones (ver Anif, 2011a).

Efectivamente, lo que se evidencia en 2014 es que dichas ampliaciones se han visto retrasadas de forma significativa. Ello como resultado de la “triada” de problemas que enfrentan los proyectos de infraestructura en Colombia (licencias ambientales, adquisición de predios y consulta previa), agravada por problemas de carácter coyuntural como ataques guerrilleros y huelgas laborales.

Por ejemplo, el Oleoducto Bicentenario, siendo el proyecto de mayor alcance, tuvo un atraso de dos años en su fase-1 (octubre-2011 a octubre-2013). Por su parte, la construcción del Oleoducto San Fernando-Monterrey aún no ha finalizado y actualmente solo cuenta con una capacidad de 280.000 bpd (vs. los 390.000 bpd estimados para diciembre de 2012).

Todos estos atrasos han venido agravándose por cuenta de los repetidos atentados contra la infraestructura petrolera por parte de la guerrilla. El gráfico 15 muestra cómo dichos ataques lograron reducirse durante la Administración Uribe I-II (2002-2010), pasando de niveles de 184 en 2003 a mínimos de 31 en 2010. Sin embargo, dicha tendencia se ha revertido durante la Administración Santos (2010-2014), llegando a máximos históricos de 228 en 2013.



Fuente: elaboración Anif con base en Ecopetrol y ACP.

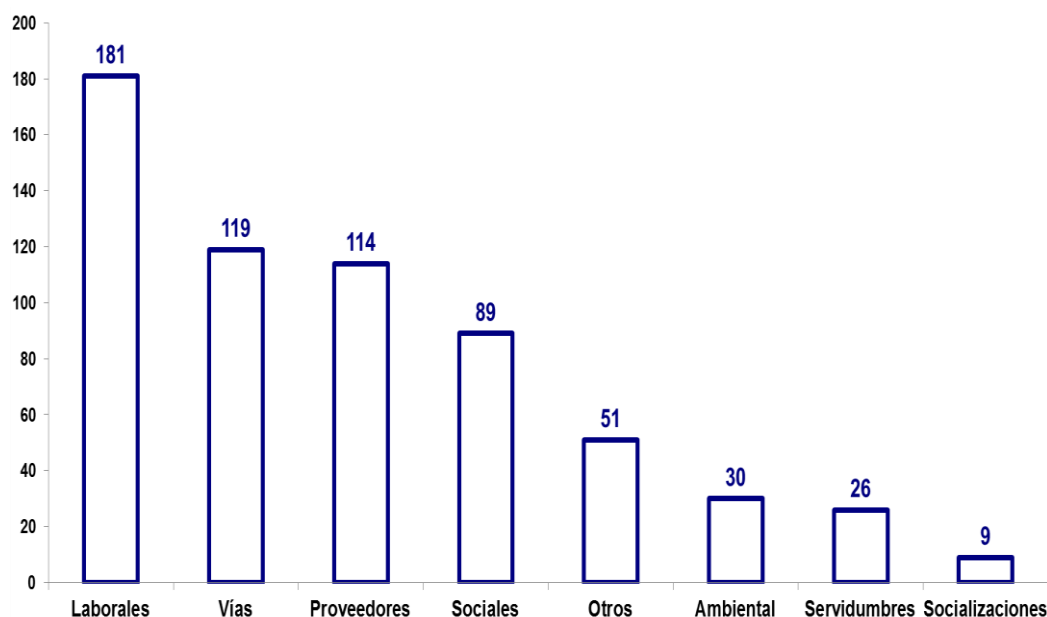
Además de los graves traumatismos generados a toda la cadena exportadora de petróleo, también se han producido sobre costos significativos en el transporte del crudo. Por ejemplo, mientras dicho costo por oleoducto bordea entre US\$4 y US\$7 por barril, realizarlo por carro-tanque asciende a unos US\$20 o US\$30 por barril. Se ha estimado que la movilización de petróleo por vía terrestre pasó de unos 0.7 mbpd a unos 980.000 bpd en promedio-año durante el período 2006-2010 respecto del período 2010-2013, generándose entonces un marcado sobre costo de transporte de petróleo. Además, la carencia de infraestructura petrolera puede estar manteniendo estancados unos 100.000 bpd en la actualidad (ver Anif, 2013b).

Obstáculos *de-facto*

Bloqueos a las operaciones

Este fenómeno de bloqueos a las operaciones petroleras se ha venido intensificando durante los últimos años, pasando de unos 91 casos en 2010 a un poco más de 500 en 2013. Allí, los bloqueos más comunes han provenido de los conflictos laborales-huelgas, los cuales totalizaron 181 casos durante 2013 (29% del total). En términos de importancia, le siguen los bloqueos por exigencias de vías (119 casos, 19% del total), el uso de proveedores locales (114 casos, 18% del total) y los de tipo social (exigencias de hospitales, escuelas, etc.; 89 casos, 14% del total), ver gráfico 16. Estos bloqueos han resultado particularmente perniciosos, convirtiéndose prácticamente en una fuente de extorsión a las empresas petroleras por parte de individuos inescrupulosos (recordemos los recientes reportes del fenómeno del “lazo”, donde se paralizan las operaciones de los pozos mediante cerramientos improvisados).

Gráfico 16. Causas de los bloqueos a las operaciones petroleras en 2013



Nota: algunos bloqueos tienen más de una causa.

Fuente: ACP.

Resulta preocupante que, en su mayoría, estos bloqueos se originen en la falta de presencia del Estado en las zonas apartadas del país, provocando esas demandas-expectativas “exageradas” por parte de las comunidades frente a las compañías petroleras (exigiéndoles escuelas-vías, etc.). De allí, que su solución no pase por la expedición de normativa adicional, sino por la aplicación de la normatividad vigente y el aumento de la presencia Estatal en esas comunidades remotas.

2. Estimación del escenario de valor esperado

A continuación construiremos un escenario sobre el “valor esperado” que arroja la combinación de los escenarios base y optimista, antes comentados (ver Capítulo 1). La idea es que este valor recoja las probabilidades de solucionar cada uno de los obstáculos antes discutidos (legales y *de-facto*). Dichas probabilidades son, por construcción, la visión que tenemos sobre sus posibles soluciones.

En el frente de las licencias ambientales (exploración-explotación) somos relativamente optimistas. Por ejemplo, la Ley 1682 de 2013, para el caso de la infraestructura de transporte, aprobó sanciones disciplinarias cuando las autoridades ambientales demoren sus decisiones sobre licencias sin apropiadas justificaciones de carácter técnico. También tenemos entendido que los problemas de falta de presupuesto para la ANLA están en vías de solución (ver Anif, 2013c). Así, otorgamos una probabilidad de solución a los problemas de licenciamiento ambiental del orden del 70%. Esto no implica que todas las licencias serán aprobadas, sino que las decisiones ocurrirán con mayor sustento técnico y en menores tiempos a los que se han venido observando.

Somos un poco menos optimistas en el frente de la infraestructura de transporte. Allí, la fase-2 del Oleoducto Bicentenario (incorporando cerca de 0.6 mbpd a su capacidad de transporte de crudo) aún no se ha iniciado. Además, es posible que ella enfrente los problemas tradicionales, tanto técnicos como jurídicos. Todo esto con el agravante de los recurrentes atentados-voladuras a dicha infraestructura.

Por estas razones otorgamos una probabilidad de solución a los problemas de infraestructura del orden del 60%.

Por último, somos pesimistas en cuanto a lograr soluciones estructurales en los frentes de las consultas previas con las comunidades y los bloqueos. En el primer caso, se requerirían enmiendas constitucionales al Artículo 330 o, por lo menos, pronunciamientos más claros a través de una Ley Estatuaria, lo cual luce distante en el tiempo. La aplicación de la Directiva Presidencial No. 10 de 2013, estableciendo mecanismos de coordinación más ágiles al interior de las agencias estatales, podría ser una eventual salida. Sin embargo, en el futuro inmediato, tan solo le asignamos una probabilidad de mejora a este problema de las consultas previas del orden del 35%.

En el caso de los bloqueos, la solución pasa por lograr mayor presencia del Estado en esas áreas apartadas, supliendo los bienes públicos que se le demandan actualmente a las petroleras. Sin embargo, tan solo le asignamos probabilidades de solución del 50%, producto del mal *track-record* del Estado colombiano en esta materia.

Así, con base en las probabilidades de solución aquí asignadas podemos inferir que la probabilidad de ocurrencia de ese escenario optimista es del 55% (ver cuadro 9). Esto implica que al escenario base le asignamos la probabilidad restante de ocurrencia del 45%.

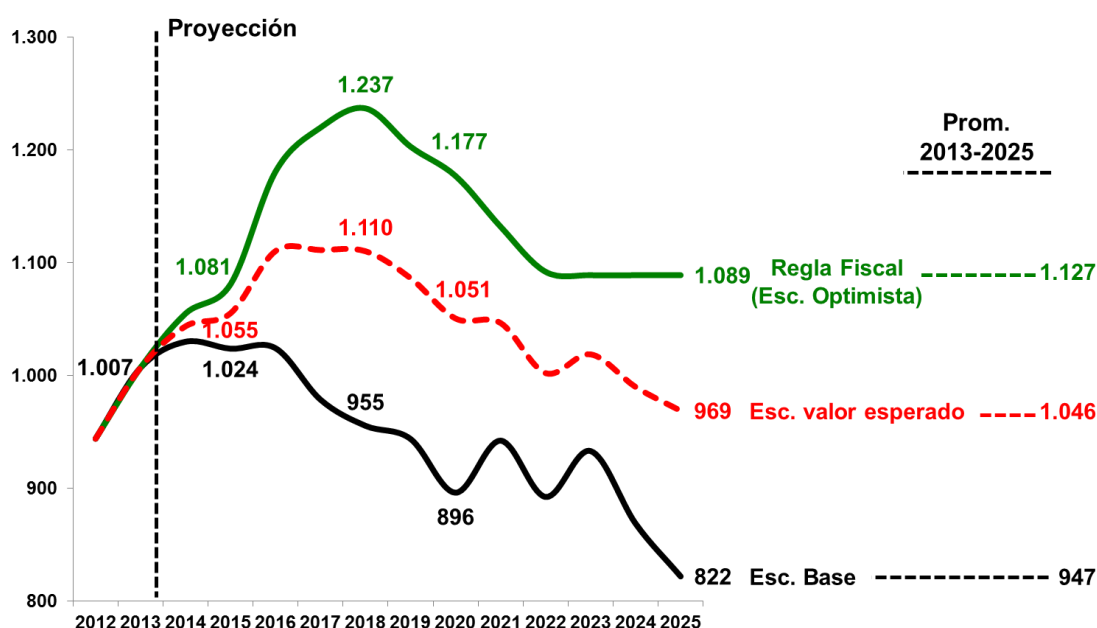
Cuadro 9. Probabilidades de ocurrencia

	Base (sin solución)	Optimista (con solución)
Obstáculos Legales		
Licencias ambientales	30%	70%
Infraestructura	40%	60%
Consulta previa	65%	35%
Obstáculos de-facto		
Bloqueos	50%	50%
Probabilidad total	45%	55%

Fuente: cálculos Anif.

Ahora bien, esas probabilidades de ocurrencia permiten construir un nuevo escenario de valor esperado para la producción de petróleo. Bajo este nuevo escenario, la producción de petróleo promediaría 1.046.000 bpd durante el período 2013-2025 (superiores a los 947.000 bpd del escenario base, pero por debajo del 1.1 mbpd del escenario optimista), ver gráfico 17.

Gráfico 17. Producción de petróleo según escenarios
(Miles de bpd)



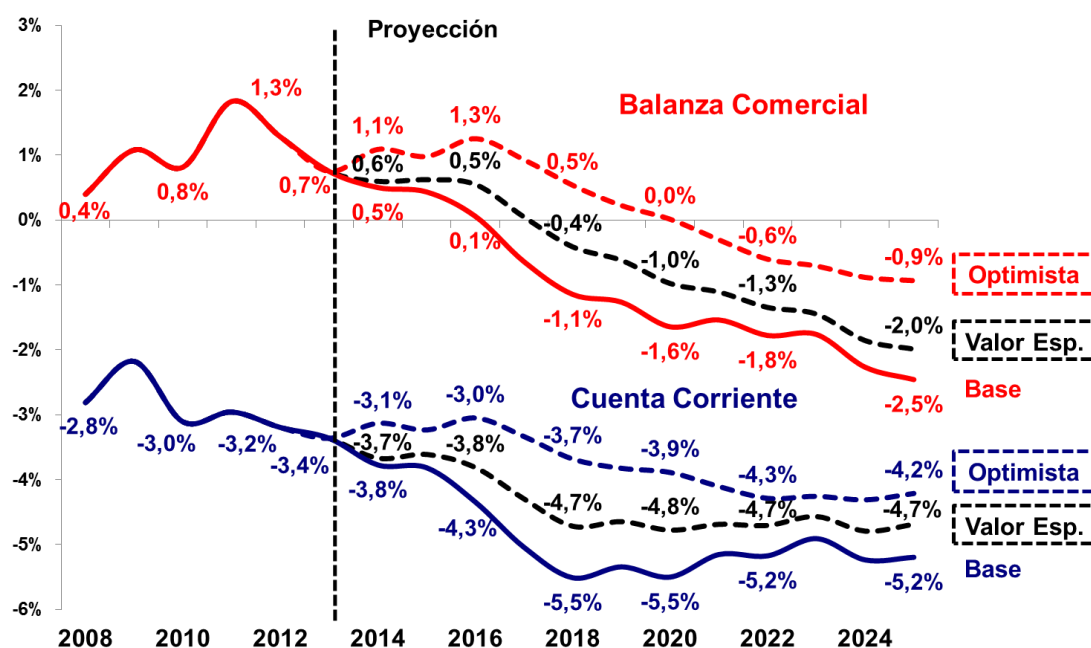
Fuente: cálculos Anif.

Aquí vale la pena resaltar que las estimaciones oficiales han ido convergiendo a cifras cercanas a las registradas en este escenario de valor esperado. En efecto, en su más reciente Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2014 (MFMP-2014), el Ministerio de Hacienda redujo sus estimaciones de producción petrolera hacia niveles de 1.062.000 bpd durante 2014-2025 (vs. los 1.143.000 bpd consignados en el MFMP-2013), aduciendo problemas en los frentes mencionados de orden público y cuellos de botella en lo relacionado con las licencias ambientales-ANLA y las consultas previas.

Esas nuevas producciones de petróleo derivarían en nuevas trayectorias para las variables macroeconómicas (dejando todo lo demás constante). En el caso del

sector externo, el país lograría defender su superávit comercial hasta el año 2018 (vs. el -1.1% del PIB del escenario base y el +0.5% del PIB del escenario optimista), pero aun así se observarían déficits de un punto del PIB hacia el año 2020 (vs. el -1.6% del PIB del escenario base y el equilibrio del escenario optimista) y del -2% del PIB a la altura del año 2025 (vs. el -2.5% del PIB del escenario base y el -0.9% del PIB del escenario optimista), ver gráfico 18.

Gráfico 18. Efectos sobre la Balanza Comercial y la Cuenta Corriente
(% del PIB)



Fuente: cálculos Anif con base en Banrep, Dane, FMI y EIA.

Esos desbalances comerciales implican que la cuenta corriente arrojaría valores del -3.7% del PIB en 2014-2015 bajo el escenario de “valor esperado” (cerca de los del escenario base). Sin embargo, dicho balance tendería a empeorarse hacia el -4.8% del PIB en 2020 (vs. el -5.5% del PIB del escenario base y el -3.9% del PIB del escenario optimista) y el -4.7% del PIB en 2025 (vs. el -5.2% del PIB del escenario base y el -4.2% del PIB del escenario optimista).

Ese escenario intermedio de valor esperado sería consistente con financiamientos vía IED que pasarían de los niveles actuales del 4.4% del PIB hacia el 3% del PIB en 2020 (vs. el 2.9% del PIB del escenario base y el 3.2% del PIB del escenario

optimista) y al 2.5% del PIB en 2025 (vs. el 2.3% del PIB del escenario base y el 2.7% del PIB del escenario optimista). Allí, la IED minero-energética estaría pasando del 2% del PIB registrado en 2013-2014 al 1.3% del PIB a la altura de 2020 (vs. el 1.1% del PIB del escenario base y el 1.4% del PIB en el escenario optimista) y a solo un 0.8% del PIB en el año 2025 (vs. el 0.5% del PIB en el escenario base y el 1% del PIB del escenario optimista).

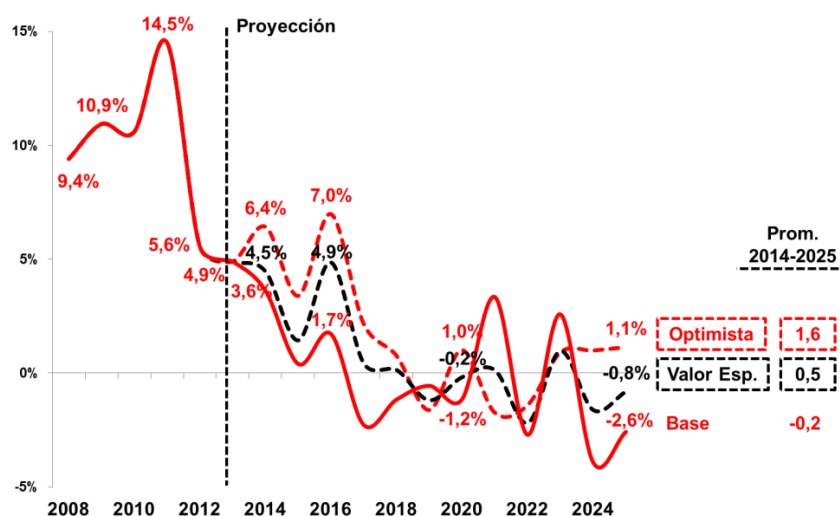
Evitar un drenaje de RIN bajo estos menores financiamientos de IED del escenario de valor esperado, requeriría endeudamientos públicos adicionales del orden del 1.1% del PIB por año durante la próxima década (vs. el 1.6% del PIB del escenario base y el 0.6% del PIB del escenario optimista). Esto derivaría en *stocks* de deuda pública que pasarían del actual 37% del PIB hacia el 38.4% del PIB en 2020 (vs. el 42.4% del PIB del escenario base y el 35.1% del PIB del escenario optimista) y al 44% del PIB en el año 2025 (vs. el 51.3% del PIB del escenario base y el 38% del PIB del escenario optimista).

De materializarse dichos financiamientos, el superávit de la cuenta de capitales podría incluso descender levemente de sus valores actuales del 5.1% del PIB hacia el 4.7% del PIB en 2020 (vs. el 5.5% del PIB del escenario base y el 4% del PIB del escenario optimista), pero volvería al 5.1% en 2025 (vs. el 5.4% del PIB del escenario base y el 4.8% del PIB del escenario optimista). Esos recursos de capitales externos serían suficientes para lograr elevar la relación RIN/meses de importaciones de sus niveles actuales de 9.5 meses hacia los 11.3 meses en 2020 (vs. los 10 meses del escenario base y los 12.3 meses del escenario optimista), pero dicha relación descendería levemente hacia los 10.7 meses en 2025 (vs. los 9.3 meses del escenario base y los 11.8 meses del escenario optimista).

En términos de crecimiento del PIB-real, el sector minero-energético estaría bajándose de sus expansiones del 9.3% anual observado durante el último quinquenio a crecimientos promedio del 0.5% anual durante la próxima década (superior al -0.2% del escenario base, pero inferior al +1.6% del escenario optimista), ver gráfico 19.

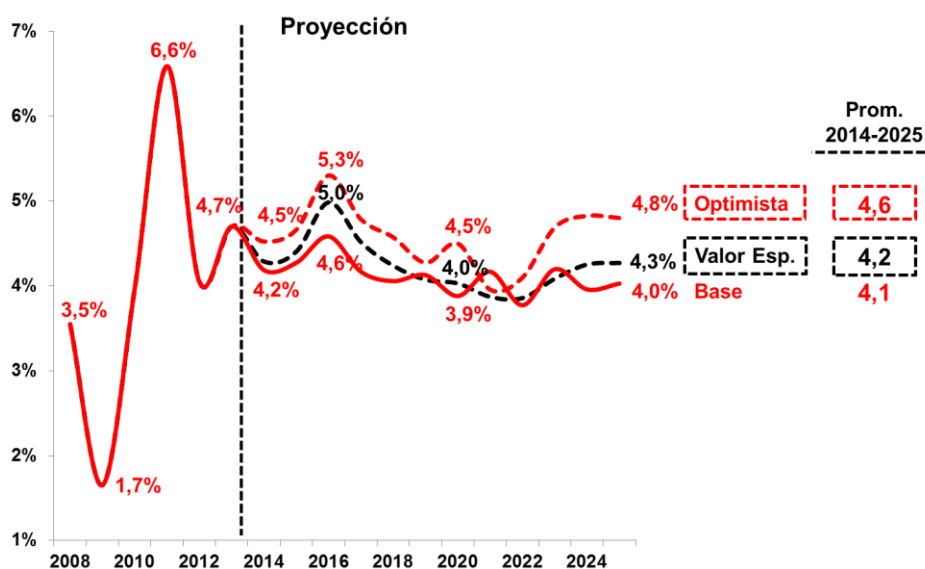
Al incluir ese desempeño del sector minero-energético en nuestra matriz de correlaciones sectoriales, encontramos que el PIB-real total estaría promediando expansiones del 4.2% anual durante la próxima década (vs. el 4.1% del escenario base y el 4.6% del escenario optimista), pero reduciéndose marginalmente frente al histórico del 4.5%, ver gráfico 20.

**Gráfico 19. Efectos sobre el crecimiento del PIB-real minero-energético
(Variación % anual)**



Fuente: cálculos Anif con base Dane.

**Gráfico 20. Efectos sobre el crecimiento del PIB-real total
(Variación % anual)**



Fuente: cálculos Anif con base Dane.

Por último, nuestro escenario de valor esperado tendría implicaciones sobre los ingresos fiscales. Estos pasarían de representar recursos por el 4.9% del PIB en 2013 a cifras del 2.5% del PIB en el año 2020 (vs. el 2.1% del PIB del escenario base y el 2.8% del PIB del escenario optimista) y a solo el 1.7% del PIB en 2025 (vs. el 1.5% del PIB del escenario base y el 2% del PIB del escenario optimista), ver cuadro 10.

Cuadro 10. Efectos sobre los ingresos minero-energéticos de la Nación:

Escenario valor esperado (% del PIB)

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	Promedio (2013-2025)
Regalías	1,5	1,5	1,5	1,4	0,9	0,6	1,0
Hidrocarburos	1,2	1,3	1,3	1,2	0,8	0,5	0,9
Minería	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2
Dividendos de Ecopetrol	1,1	1,9	1,2	1,1	0,7	0,5	0,9
Impuesto de renta	1,8	1,5	1,3	1,2	0,8	0,5	0,9
Derechos económicos contratos ANH	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Total de Aportes a la Nación	4,4	4,9	4,0	3,8	2,5	1,7	2,9

Fuente: cálculos Anif con base en Dane, ACP y MHCP.

En síntesis, al tener en cuenta nuestras probabilidades de solución a los lastres en materia de infraestructura, licencias ambientales, consulta previa y bloqueos a las actividades petroleras obtenemos un escenario intermedio de valor esperado. Allí, la producción de crudo promediaría 1.046.000 bpd durante el período 2013-2025 (superiores a los 947.000 bpd del escenario base, pero por debajo del 1.1 mbpd del escenario optimista). En cuanto al sector externo, el país lograría defender su superávit comercial hasta el año 2018 (vs. el -1.1% del PIB del escenario base y el +0.5% del PIB del escenario optimista). Por su parte, el PIB-real total estaría promediando expansiones del 4.2% anual durante la próxima década (vs. el 4.1% del escenario base y el 4.6% del escenario optimista), reduciéndose marginalmente frente al histórico del 4.5%.

Finalmente, los ingresos fiscales pasarían de representar recursos por el 4.9% del PIB en 2013 a cifras del 2.5% del PIB en el año 2020 (vs. el 2.1% del PIB del escenario base y el 2.8% del PIB del escenario optimista) y a solo el 1.7% del PIB

en 2025 (vs. el 1.5% del PIB del escenario base y el 2% del PIB del escenario optimista).

No obstante, alcanzar ese escenario de valor esperado requerirá moverse en la línea de: i) mayores esfuerzos en materia presupuestal para solucionar los cuellos de botella administrativos, especialmente en lo relativo al ANLA; ii) avanzar más ágilmente en las obras tendientes a ampliar la infraestructura de oleoductos-poliductos; iii) resolver los obstáculos jurídicos relativos a la consulta previa, tanto a nivel de mejor coordinación del Estado como logrando reglamentaciones que eviten que se use dicho mecanismo como elemento de extorsión a los inversionistas del sector minero-energético; y iv) movilizar al estado a las zonas de exploración-explotación para evitar bloqueos que terminan en chantajes y extorsiones a los actores privados.

III. Sector minero-energético e industria petroquímica

En los dos capítulos anteriores vimos cómo la solución de los problemas relativos a la infraestructura, al medio ambiente y las consultas previas determinarían la posible trayectoria de la producción de petróleo y de otros minerales en Colombia. A su vez, el escenario optimista o el base darían resultados sustancialmente diferentes en materia de las cuentas externas, fiscales y de crecimiento del PIB del país. Por ejemplo, si el “valor esperado” de la producción de petróleo bordeara 1.0mbpd durante 2013-2025, entonces el superávit comercial se esfumaría hacia el 2018 y la cuenta corriente llegaría a un déficit del -4.7% del PIB hacia el año 2025. De ser así, muy probablemente el crecimiento potencial de nuestra economía se reduciría del actual 4.5% real hacia un 4.1% real por año a la vuelta de un quinquenio.

Un factor compensatorio que vale la pena analizar con algún detalle tiene que ver con el favorable papel que ejercerá la mayor capacidad de refinación de crudo con la que contará Colombia, gracias a la significativa expansión que nos dejara el

proyecto de REFICAR y las mejoras en la planta de Barrancabermeja, que permitirán incrementar los barriles refinados en 105.000bpd. Así, la cadena petroquímica del país se expandirá y ello ayudaría a mejorar los aportes de valor agregado de la industria y, a su vez, ello aliviaría la presión sobre la balanza comercial de Colombia.

Recordemos que, durante el período 2007-2012, Colombia sufrió la Enfermedad Holandesa, y ella vino agravada por el llamado “Costo Colombia”, afectando negativamente nuestra competitividad en productos agro-industriales. Lo anterior se reflejó en una prematura caída de la relación Valor Agregado Industrial/PIB, llegando a solo el 11% en 2013 frente al 21% de tres décadas atrás (ver Clavijo *et al.*, 2012).

Ahora vale la pena evaluar si la mayor producción de petróleo crudo y su procesamiento industrial podrían compensar parcialmente dicho proceso de desindustrialización, especialmente por revitalización de la cadena petroquímica (refinación, plásticos y químicos). Este será el objetivo central de este capítulo.

Lo primero que cabe resaltar es que la llamada Cadena Petroquímica (CPQ) da cuenta del 40% de la producción industrial y de cerca del 65% de las exportaciones no-tradicionales del país, haciendo evidente el papel central de este sector en la re-industrialización. Además, se han identificado estos sectores como unos de los que mejor se adaptan a las actuales condiciones según el Índice de Cambio Estructural Manufacturero de Anif (ICEM), ver Clavijo *et al.* 2013.

Como veremos, la expansión de las refinerías ayudará a amortiguar levemente el posible deterioro de nuestra balanza externa durante la próxima década, y su aporte al mayor dinamismo de la industria sería también algo marginal. En efecto, la relación Valor Agregado Industrial/PIB se estabilizaría en torno a un 11%, frente al 10.2% que, en promedio, se observa bajo nuestro escenario Base sin ampliación del CPQ.

1. Modelación de la Cadena Petroquímica de Colombia

Metodología

En esta sección presentamos los resultados de un modelo de Equilibrio para la CPQ, el cual buscará estimar las cantidades producidas que resultan consistentes con la cadena productiva de refinación de petróleo, plásticos y químicos, cubriendo el período 2014-2025.

Como es sabido, la industria petroquímica se caracteriza por tener claros eslabonamientos hacia adelante, donde los productos resultantes del proceso de refinación (etanol, propano, nafta, etc.) son transformados en poliolefinas para la elaboración de materias primas y productos de plástico. Al mismo tiempo, los productos de la refinación de petróleo y las materias primas elaboradas de plástico son los principales productos utilizados en la elaboración de los productos del sector químico (detergentes, farmacéuticos, abonos y plaguicidas, etc.).

Teniendo en cuenta lo anterior, aquí modelamos la CPQ a través de tres ecuaciones simultáneas, cubriendo la cadena de refinación, plásticos y químicos. Las restricciones de valores vienen dadas por nuestro escenario Base (ver capítulo 1), donde la producción de petróleo promedia 947.000bpd durante 2014-2025; el precio del petróleo cesta Colombia promedia US\$92 por barril; la producción de carbón promedia 97 millones de toneladas; y el precio del carbón sería de US\$77/tonelada.

Las ecuaciones que describen el equilibrio de la cadena petroquímica (**ECPQ**) son:

(Ec.1)

QRefinación

$$= \alpha Q_{\text{petróleo}}(t-1) + \beta P_{\text{petróleo}}(t-1) + \delta XN_{\text{petróleo}} + \gamma PIB_{\text{Colombia}} + \theta TRM + \varepsilon$$

(Ec.2)

$$Q_{\text{Plástico}} = \alpha Q_{\text{petróleo}}(t-1) + \beta P_{\text{petróleo}}(t-1) + \delta \text{Refinación} + \gamma \text{PIB Colombia} + \theta \text{TRM} + \varepsilon$$

(Ec.3)

$$Q_{\text{Químicos}} = \alpha \text{Plástico} + \delta \text{Refinación} + \beta \text{PIB Colombia} + \gamma \text{PIB Latinoamérica} + \theta \text{TRM} + \varepsilon$$

Aquí las variables exógenas vienen dadas por:

$Q_{\text{petróleo}}$: Producción de petróleo en barriles por día (en pesos constantes de 2006), $P_{\text{petróleo}}$: Precio del barril de petróleo WTI (en pesos constantes de 2006), TRM : Tasa Representativa del Mercado, PIB Colombia : PIB real de Colombia (en pesos constantes de 2006), PIB Latinoamérica : PIB real de Latinoamérica (en pesos constantes de 2006) y $XN_{\text{petróleo}}$: Exportaciones colombianas de petróleo (en pesos constantes de 2006).

Las variables endógenas del sistema son:

$Q_{\text{Refinación}}$: Valor de la producción de productos refinados (en pesos constantes de 2006), $Q_{\text{Plástico}}$: Valor de la producción de productos de plástico (en pesos constantes de 2006) y $Q_{\text{Químicos}}$: Valor de la producción de productos químicos (en pesos constantes de 2006).

La modelación de la CPQ viene determinada por factores que afectan simultáneamente la demanda y la oferta de los tres subsectores de la cadena. En particular, se tienen seis variables exógenas y tres variables endógenas de producción. Para evitar sesgos por simultaneidad, se realizaron estimaciones por el método de Mínimos Cuadrados en Tres Etapas (MC3E).

Resultados

Se identificaron condiciones de orden y rango, concluyendo que el modelo está sobre-identificado, con lo cual es posible llevar a cabo la estimación (ver anexo estadístico).

Se trabajó con información del período 1990-2013 y las fuentes utilizadas fueron: ANH; UPME; ACP; EIA; Banco Mundial; Muestra Mensual Manufacturera y las Cuentas Nacionales del DANE. Para facilitar la estimación se trabajó con valores en niveles y deflactados todos a pesos del año 2006. Las estadísticas descriptivas se muestran en el anexo estadístico.

Los parámetros estimados, luego de resolver el sistema de ecuaciones (**ECPQ**), aparecen en el cuadro 11. Allí se observa que la estimación arroja buen ajuste y la mayoría de las variables de control resultan estadísticamente significativas al 90% y con los signos esperados. Por ejemplo, el valor de la oferta de productos refinados depende positivamente del suministro del petróleo y del precio del petróleo crudo, el cual, junto con una prima extra, son los principales determinantes de los precios de los productos refinados. Como era de esperarse, las exportaciones de petróleo afectan negativamente el valor de la producción de refinados, al ser este su principal materia prima.

La estimación del sector de plásticos muestra que la producción de este tipo de bienes depende positiva y significativamente de la disponibilidad de petróleo, de la tasa de cambio y de la demanda interna. En cambio, se relaciona negativamente con la refinación de petróleo, por lo que el efecto sustitución entre ambos bienes supera el efecto de encadenamientos hacia adelante. Por último, la oferta de productos químicos se relaciona positivamente con la refinación de petróleo y con los productos plásticos, sus principales materias primas, mostrando los claros encadenamientos de la industria petroquímica en esta última parte de la cadena.

Cuadro 11. Resultado de la estimación del modelo ECPQ mediante MC3E

Mínimos Cuadrados en Tres Etapas

Ecuación	Obs	Param	RMSE	"R-cuad"	chi2	P
Refinación	21	6	1.03e+13	-0.1147	590.43	0.0000
Plásticos	21	6	4.88e+11	0.8591	12323.59	0.0000
Químicos	21	4	9.79e+11	0.9118	37285.42	0.0000

	Coef.	Err.Est	z	P>z	[95% Conf.	Intervalo]
Refinación						
Producción Petróleo (t-1)	2.78e+07	8826097	3.15	0.002	1.05e+07	4.51e+07
Precio Petróleo (t-1)	5.45e+07	5.99e+07	0.91	0.363	-6.28e+07	1.72e+08
Exportaciones Petróleo	-.4489731	.2285862	-1.96	0.050	-.8969937	-.0009524
TRM	-3.86e+09	1.79e+09	-2.16	0.031	-7.37e+09	-3.60e+08
PIB Colombia	.346315	.0476091	7.27	0.000	.2530028	.4396272
Constante	0	(omitida)				
Plásticos						
Producción Petróleo (t-1)	1228337	393883	3.12	0.002	456340.1	2000333
Precio Petróleo (t-1)	3304818	2501485	1.32	0.186	-1598003	8207639
TRM	1.37e+08	7.51e+07	-1.82	0.068	-2.84e+08	1.04e+07
PIB Colombia	.0158975	.0020673	7.69	0.000	.0118456	.0199494
PIB Latinoamérica	-.0000337	.000073	-0.46	0.644	-.0001768	.0001094
Refinación	-.0725193	.0124225	-5.84	0.000	-.0968671	-.0481716
Constante	0	(omitida)				
Químicos						
Plástico	2.378.268	.2048894	11.61	0.000	1.976.692	2.779.844
PIB Colombia	-.0096609	.004564	-2.12	0.034	-.0186062	-.0007156
PIB Latinoamérica	.0007132	.0001609	4.43	0.000	.0003978	.0010286
Refinación	.0628657	.0247757	2.54	0.011	.0143062	.1114252
Constante	0	(omitida)				

Variables Endógenas: Refinación, Plásticos, Químicos.

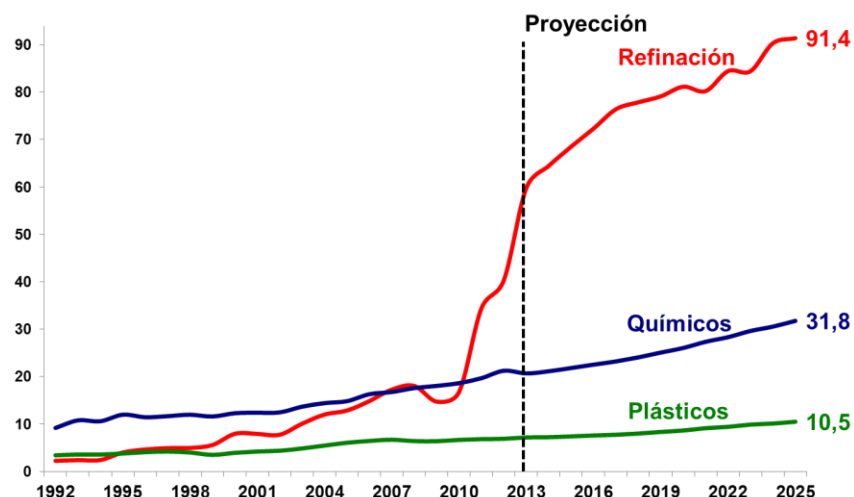
Variables Exógenas: Producción Petróleo (t-1), Precio Petróleo (t-1), Exportaciones Petróleo, TRM

PIB Colombia, PIB Latinoamérica

Fuente: cálculos Anif.

El gráfico 21 muestra la estimación de la producción bruta de los tres sectores que componen la CPQ para el período 2013-2025, usando los parámetros estimados anteriormente. El crecimiento real de la producción de productos refinados se estima en 3.9% por año durante 2014 y 2025; la producción de plásticos crecería un 3.5% anual; y el sector de químicos lo haría a una tasa promedio del 4.2% anual.

Gráfico 21. Producción bruta de los sectores de refinación, plásticos y químicos (Sin ampliación de refinerías, \$billones de 2006)



Fuente: cálculos Anif con base en EAM-Dane.

2. Efectos sobre la Cuenta Externa y el PIB de Colombia

Una vez hemos estimado las producciones de la cadena petroquímica (CPQ), analizaremos el efecto que dichos niveles de producción pueden tener sobre las cuentas externas del país y sobre el crecimiento del PIB.

Efecto sobre las Cuentas Externas

En este análisis nos concentraremos en la balanza comercial y la cuenta corriente, dejando inalterada la cuenta de capital. Para ello, calcularemos dos escenarios: i) replicando las simulaciones externas del escenario Base del capítulo 1, con las producciones estimadas de la CPQ (escenario de Control); y ii) uso al máximo de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, en proceso de ampliación (escenario de Ampliación).

Escenario de Control

Este escenario es una réplica de las simulaciones externas del escenario Base del capítulo 1, pero con los valores de las exportaciones de la CPQ modelados. En este escenario tomamos como variables exógenas los valores de la producción de la CPQ, obtenidos anteriormente mediante el modelo (**ECPQ**), y las exportaciones

de petróleo del capítulo 1. Las variables a estimar en este primer escenario serán: i) las exportaciones de los productos de la CPQ, las cuales se estiman a partir de la elasticidades promedio históricas entre la exportación y la producción de los bienes de cada subsector; y ii) las importaciones de productos refinados, que se obtienen de resolver la ecuación de equilibrio de la demanda local por productos refinados:

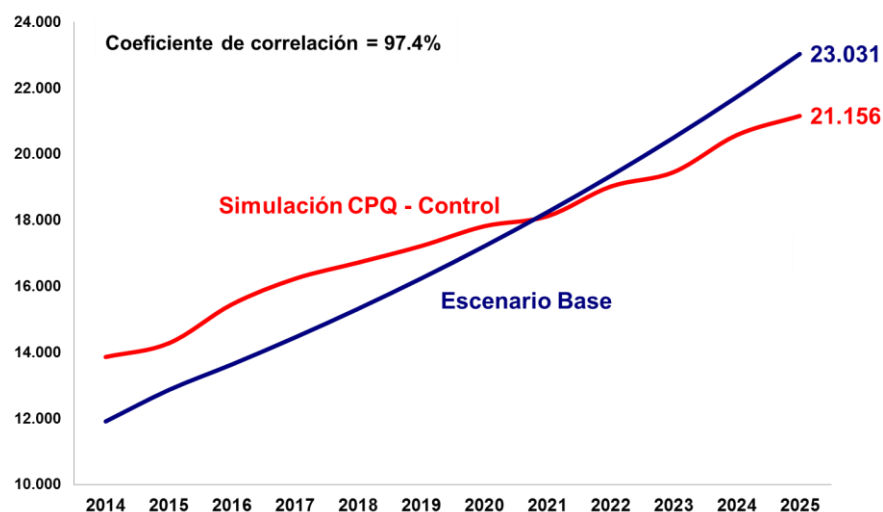
(Ec.4)

$$Q_{Refinación} = Demanda Interna (Ecopetrol) + XN_{Refinación} - \text{IMPORTACIONES}$$

El escenario de Control permite contar con una base de comparación para nuestro escenario de ampliación de refinerías, el cual detallamos más adelante. Ello permite conocer la robustez del modelo de Equilibrio a la hora de replicar los resultados del escenario Base del capítulo 1.

El gráfico 22 muestra las exportaciones industriales estimadas, donde se observa un buen ajuste al escenario Base, presentando una correlación del 97%. Así, bajo el *statu quo* industrial, las exportaciones de este sector crecerían a una tasa promedio de 4.5% anual.

Gráfico 22. Exportaciones Industriales: Escenario Base vs. simulación de la CPQ en escenario de Control (US\$ millones)

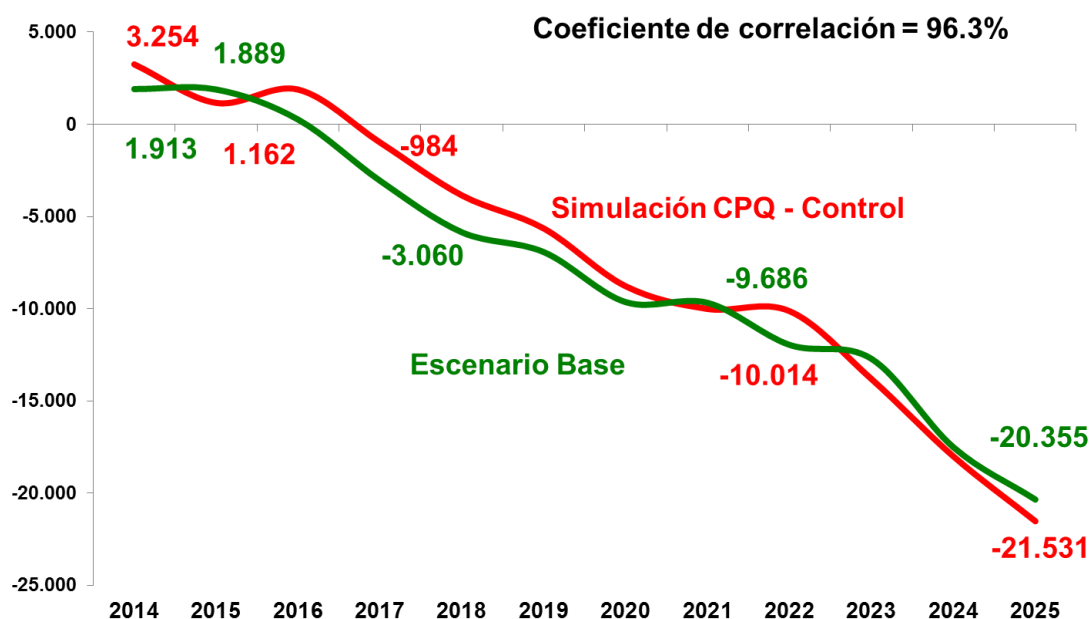


Fuente: cálculos Anif con base en Dane.

Los resultados de la simulación del CPQ sobre la balanza comercial también lucen robustos. Como se ve en el gráfico 23, la desviación entre la balanza comercial del escenario Base y el escenario de Control es baja. En efecto, el déficit comercial promedió -1.1% del PIB en la estimación bajo el escenario Base, variando entre un +0.5% y -2.5% del PIB entre 2014 y 2025 (ver capítulo 1). Bajo el escenario de Control se obtuvo un déficit comercial promedio de -1.05%, variando entre -0.7% y -2.5% en el mismo período.

Las diferencias entre escenarios en la cuenta corriente son muy parecidas a los de la balanza comercial, teniendo en cuenta que al interior de la cuenta corriente las variaciones se presentan únicamente en la balanza comercial. Estos resultados nos aseguran una base de comparación robusta (Control). Ahora podemos pasar a la siguiente sección a analizar el efecto que tendría la ampliación de las refinerías.

Gráfico 23. Balanza Comercial: Escenario Base y simulación de la CPQ en escenario de Control (US\$ millones)



Fuente: cálculos Anif con base en Dane.

Escenario de Ampliación

Este escenario difiere del anterior en que el valor de la producción de productos refinados es ahora una variable exógena, donde se incluyen las ampliaciones de las refinerías que se llevan a cabo actualmente en REFICAR y Barrancabermeja. Aquí se espera un adicional cercano a los 105.000bpd, al elevar su capacidad de refinación de 310.000bpd a 415.000bpd durante 2013-2025.

En este escenario, las variables endógenas incluyen las exportaciones de la CPQ y las importaciones de productos refinados, las que se calculan usando la metodología del escenario de Control. Además, en este segundo escenario se deben tomar las exportaciones de petróleo crudo como variable endógena, teniendo en cuenta que la mayor capacidad de refinación llevará a que se haga uso de un mayor número de barriles de crudo por parte de la industria de refinados, afectado a la baja dichas exportaciones de crudo.

La estimación de los nuevos valores exportados de petróleo se obtiene resolviendo la **EC.1** para la variable de exportación de petróleo:

$$\begin{aligned}
 Q_{Refinación(ampliación)} &= \alpha Q_{petróleo}(t-1) + \beta P_{petróleo}(t-1) \\
 &+ \delta XN_{petróleo} + \gamma PIB_{Colombia}
 \end{aligned}$$

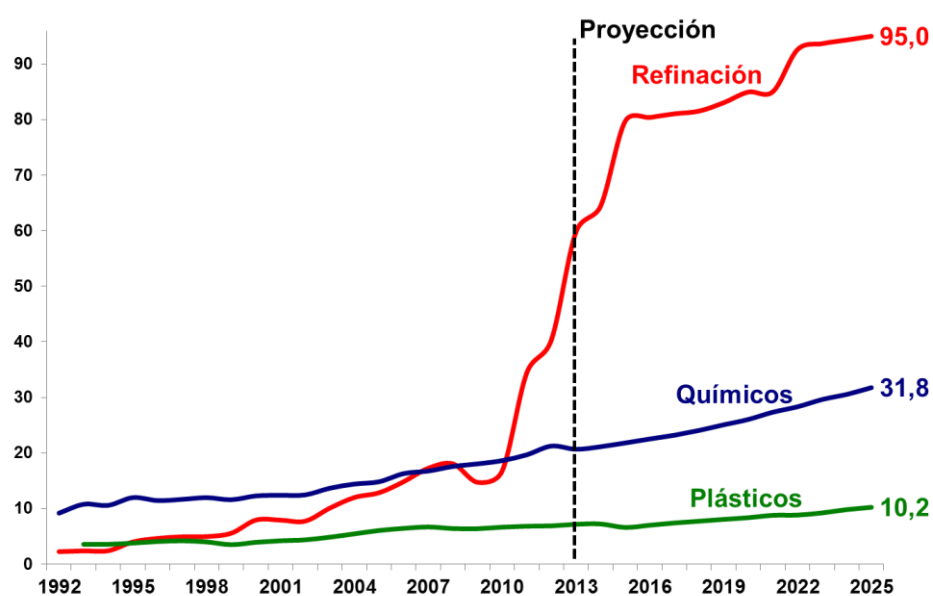
En suma, se espera que la exportación de mayor valor agregado en productos de la CPQ sea superior al efecto de la menor exportación de petróleo crudo, mejorando levemente la situación externa durante la próxima década. Sin embargo, este efecto luce insuficiente para cambiar la senda externa de déficits comerciales de entre -5% y -5.5% del PIB en el quinquenio 2020-2025.

Para el cálculo de la producción del sector de refinados se incorporan los mayores barriles refinados producto de las ampliaciones en dos períodos. En el primer período se añaden 85.000bpd, resultado de la ampliación de REFICAR, durante 2014-2017. Para el segundo período, cubriendo 2018-2025, se incorpora el efecto

de la culminación de la refinería de Barrancabermeja, añadiendo 20.000bpd refinados, hasta alcanzar una capacidad de 250.000bpd.

El gráfico 24 muestra el efecto de incluir la nueva capacidad de refinación al escenario de Control, donde se ven claramente diferenciados los efectos las ampliaciones de las refinerías antes explicadas. Con esto, el sector de la refinación crecerá a un ritmo promedio del 4.3% anual durante 2014-2025 frente al 3.9% anual sugerido por el modelo **ECPQ** (*status quo*). El sector de productos plásticos no varía significativamente su producción, creciendo al 3.3% anual bajo el escenario Ampliación, levemente inferior al 3.5% estimado sin ampliación. Por último, el sector de productos químicos pasa de presentar un crecimiento promedio del 4.2% anual bajo el escenario de Control a uno de 4.4% en el escenario de Ampliación.

Gráfico 24. Producción bruta de los sectores de refinación, plásticos y químicos (con ampliación de refinerías, \$billones de 2006)



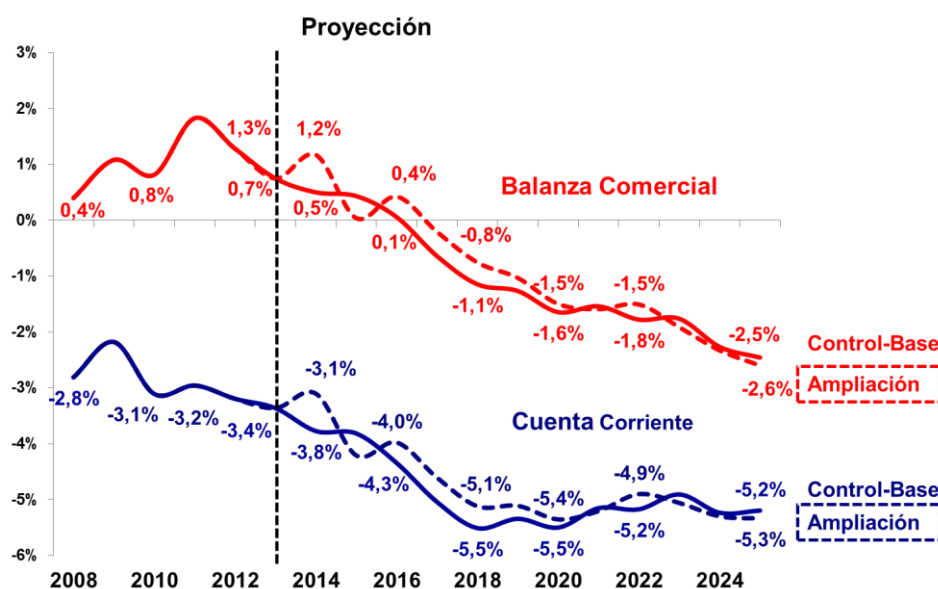
Fuente: cálculos Anif con base en EAM-Dane.

A nivel de las cuentas externas, el gráfico 25 muestra las trayectorias de la balanza comercial y de la cuenta corriente, para los escenarios Control y Ampliación. Como se ve, el efecto agregado sobre la CPQ de la ampliación de las refinerías mejora levemente el balance comercial, en especial durante el período

en el que entra en operación por completo la expansión de REFCAR (2014-2017). Sin embargo, a partir del año 2020, ambas estimaciones convergen hacia déficits de entre -1.5% y -2.5% del PIB. En el agregado, bajo el escenario ampliación, el déficit de la balanza comercial promediará un -0.9% entre 2014 y 2025.

Este valor es inferior en 0.2pp frente al déficit promedio de -1.1% anual estimado bajo el escenario Control, explicado por el efecto conjunto de un mayor crecimiento del valor de productos de la CPQ exportados, junto con un menor valor de importaciones de productos refinados. Nótese que este efecto supera el efecto de un menor valor de exportaciones de petróleo crudo. El efecto sobre la cuenta corriente es muy parecido, dado que las variables endógenas se contabilizan todas en la balanza comercial. Así, el déficit en cuenta corriente bajo el escenario Ampliación promedia -4.6% del PIB por año entre los años 2014 y 2025 frente al -4.7% del escenario de Control.

Gráfico 25. Efectos sobre la balanza comercial y la cuenta corriente (% del PIB)



Fuente: cálculos Anif con base en Banrep, Dane, FMI y EIA.

Estos resultados muestran que la ampliación de las refinerías le aportaría positivamente al balance externo del país. Sin embargo, dicho aporte es pequeño (0.2% del PIB entre 2014 y 2025) y resulta insuficiente para cambiar la tendencia del comportamiento de la balanza comercial y de la cuenta corriente proyectadas

bajo el escenario base. A continuación analizaremos el aporte al PIB industrial resultante de esta ampliación de las refinerías.

Impacto de las ampliaciones de Refinerías en el PIB industrial

El impacto de la cadena petroquímica sobre el PIB real se analizara bajo el escenario de Control (similar al escenario Base del capítulo 1) y el de Ampliación de refinerías, midiendo el impacto sobre la CPQ. Para esto, se actualizaron las estimaciones del modelo de desindustrialización de Anif (ver Clavijo *et al.*, 2012).

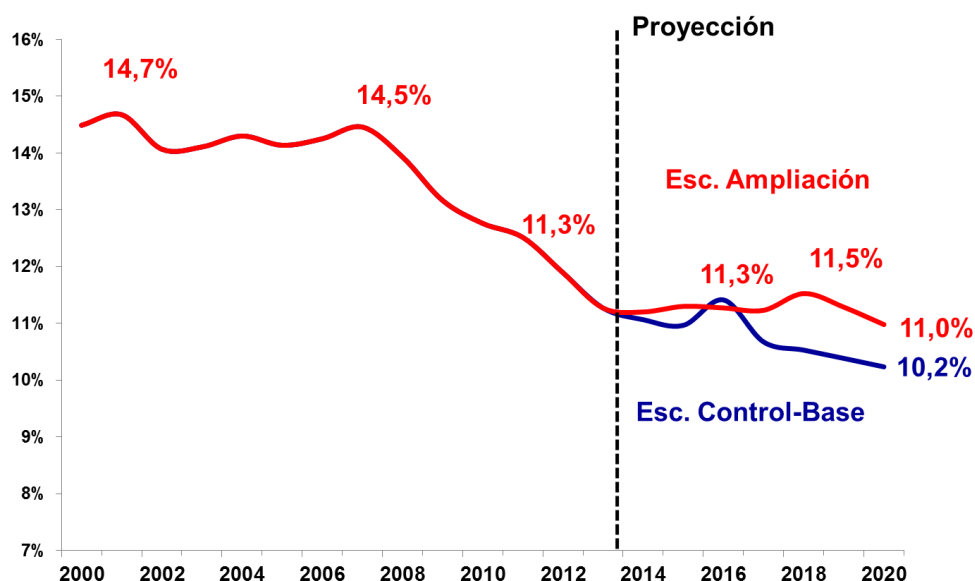
El escenario de Control mantiene los parámetros planteados en el modelo original de desindustrialización de Anif, mientras que en el escenario de ampliación de las refinerías se realizan los impactos de secuencia. En primer lugar, se tomó el crecimiento de la producción de los tres sectores, estimada mediante el sistema **(ECPQ)**. Posteriormente, se calculó la brecha histórica entre el crecimiento de la producción industrial bruta y el valor agregado, para el período 1990-2013. Por último, se usa dicha brecha promedio para inferir el valor agregado que genera la CPQ a partir de los valores estimados de producción bruta para los tres sectores que componen la CPQ.

Los resultados confirman las estimaciones iniciales. Bajo el escenario Base-Control (sin ampliaciones de refinerías), el valor agregado industrial continuaría descendiendo del 11.3% del PIB observado en 2013 hacia un 10.2% en el año 2020 (ver gráfico 26). En cambio, bajo la ampliación de la capacidad de refinado y sus efectos sobre la cadena, el crecimiento estimado del PIB industrial tiende hacia el potencial de largo plazo (4.5%), lo que permitiría estabilizar el aporte industrial a niveles del 11% del PIB.

Nótese que el principal efecto sobre el PIB ocurre durante 2014-2018, cuando el aporte de la industria se incrementa en 2pp, alcanzando el 11.5% del PIB. Posteriormente, la participación desciende hacia el 11% del PIB en 2020. Dicho comportamiento se explica por el mayor efecto que tendrá la ampliación de REFICAR, donde se espera añadir una capacidad instalada de 85.000bpd hasta el

año 2017, frente a los 20.000bpd que añadiría la refinería de Barrancabermeja a partir del año 2018.

Gráfico 26. Participación del PIB industrial en el PIB (%)



Fuente: cálculos Anif con base en Dane.

Hemos visto cómo al modelar la oferta de los tres sectores que componen la CPQ e incluir las ampliaciones de las refinerías de REFCAR y Barrancabermeja (unos 105.000 bpd), el balance externo de Colombia mejora como resultado de un mayor valor exportado de productos de la CPQ, gracias a que este supera el valor de crudo sin refinar exportado.

Dicha mejora se concentra entre los años 2014 y 2017, coincidiendo con la expansión de REFCAR. Sin embargo, dicho efecto-mejora sobre las cuentas externas de las ampliaciones (0.2% del PIB) es relativamente pequeño y no cambia la tendencia del déficit comercial, fluctuando entre -1.5% y -2.5% del PIB durante 2020-2025.

Algo similar ocurre con el déficit de la cuenta corriente, donde la ampliación de REFCAR logra mejorar levemente dicho déficit. A partir del año 2018, cuando entran los +20.000bpd de la ampliación de Barrancabermeja, la mejoría no resulta significativa, pues se llegan a déficits de -5% y -5.5% del PIB.

El impacto de la ampliación de las refinerías sobre el valor agregado industrial también es marginal. En efecto, el peso de la industria en la economía lograría incrementarse de un 11.3% del PIB en 2013 a un 11.5% en 2018, gracias al efecto que tendrá la mayor capacidad de refinación. Sin embargo, el efecto tenderá a disiparse hacia el año 2020, debido a que la ampliación de Barrancabermeja no aportaría un número significativo de nuevos barriles refinados para el proceso productivo de la CPQ.

Los esfuerzos de ampliación y modernización de las plantas refinadoras en Colombia resultan significativos para impulsar la producción de la CPQ. Sin embargo, ellos muestran impactos leves en el frente externo, pues los efectos de las ampliaciones se disipan a partir del año 2018. A nivel de valor agregado industrial, su impacto es más bien marginal, pues en el mejor de los casos añade 0.2pps a la relación Valor Agregado Industrial/PIB hacia el año 2018, para luego estabilizar dicha relación en el cerca del 11% del PIB frente al 11.3% del PIB de la actualidad.

IV. Conclusiones

Hemos visto cómo nuestras simulaciones sugieren que en los próximos diez años se pueden generar complicaciones en el frente externo, que afectarían los ingresos fiscales de la Nación y el ritmo de crecimiento del PIB. Se arriesga así, un fin anticipado del auge minero-energético si no se enfrentan los problemas estructurales que tiene el sector. Dichos problemas estructurales son: i) los cuellos de botella que genera la carencia de adecuada infraestructura minero-energética, agravados por los consabidos problemas de orden público (voladuras-bloqueos); ii) las demoras en el otorgamiento de licencias ambientales, donde los tiempos de espera han aumentado de 5 a 16 meses durante 2006-2013; iii) los procedimientos de consulta previa con las comunidades, donde al igual que en la infraestructura de transporte, se han convertido en vetos *de-facto* a numerosos proyectos y en significativas tardanzas en tantos otros; y iv) los frecuentes

bloqueos (laborales-sociales) a lo largo de toda la cadena minero-energética (exploración-extracción-transporte).

A nivel temático se pueden extraer las siguientes conclusiones del documento:

En el Frente Externo:

Bajo un escenario base, el menor dinamismo del auge minero-energético (por menores volúmenes y precios) causaría la desaparición del actual superávit comercial a la altura del año 2016 (partiendo de un valor actual del 0.7% del PIB en 2013), pudiendo llegar a causar déficits comerciales hasta del -2.5% del PIB a la altura del año 2025. En consecuencia, la cuenta corriente se estaría deteriorando del actual -3.4% del PIB en 2013 hacia valores de -5.5% del PIB en 2020 y del -5.2% del PIB hacia el año 2025.

Ese menor dinamismo del sector minero-energético podría traer aparejado un secamiento de la Inversión Extranjera Directa (IED), la cual estaría reduciéndose del 4.4% del PIB en 2013 al 2.3% durante la próxima década. Ante los mencionados desbalances en la cuenta corriente, evitar una crisis de RIN (por falta de financiamiento externo) implicaría entrar a sustituir dicha IED a través de un mayor endeudamiento público (a ritmos promedio del 1.6% del PIB por año). Ello conllevaría un fuerte deterioro fiscal, alcanzando niveles del 51% en la relación Deuda Pública/PIB (vs. el 37% del PIB actual). De ser así, Colombia entraría a arriesgar su bien ganado Grado de Inversión durante los años de auge de 2010-2012.

Bajo un escenario optimista, de menor tensión en volúmenes-precios de nuestra canasta exportadora de *commodities*, la economía colombiana lograría defender su superávit comercial hasta el año 2020 (vs. el 2016 del escenario base). Sin embargo, también se estarían observando déficits comerciales de un punto del PIB a la altura de 2025 (inferiores respecto del déficit del 1.6% del PIB que arroja el escenario base). Ello equivaldría a desbalances en la cuenta corriente externa del -3.9% del PIB en 2020 y del -4.2% hacia 2025.

En dicho escenario optimista, el secamiento de la IED sería menos pronunciado, pues se lograría mantener en niveles del 3.2% del PIB en 2020 (+0.3% del PIB respecto al escenario base) y del 2.7% del PIB hacia 2025 (+0.4% del PIB frente al escenario base). Esta trayectoria de la IED y los menores déficits externos estarían ejerciendo menores presiones sobre las necesidades de financiamiento de la economía. Nuestras simulaciones indican que la relación RIN/meses de importaciones se podría incluso mejorar hacia niveles del 11.8 durante la próxima década (vs. los 9.5 actuales), donde la relación Deuda Pública/PIB se mantendría cerca de sus niveles actuales del 37%-38% del PIB.

Ahora, al tener en cuenta nuestras probabilidades de solución a los lastres legales (consulta previa, 35%; sobre costos-infraestructura, 60%; y licencias ambientales, 70%), y *de-facto* (bloqueos, 50%) obtenemos un escenario intermedio de valor esperado. En cuanto al sector externo, el país lograría defender su superávit comercial hasta el año 2018 (vs. el -1.1% del PIB del escenario base y el +0.5% del PIB del escenario optimista). Esos desbalances comerciales implican que la cuenta corriente arrojaría valores del -3.7% del PIB en 2014-2015 bajo el escenario de “valor esperado”. Sin embargo, dicho balance tendería a empeorarse hacia el -4.8% del PIB en 2020 (vs. el -5.5% del PIB del escenario base y el -3.9% del PIB del escenario optimista) y el -4.7% del PIB en 2025 (vs. el -5.2% del PIB del escenario base y el -4.2% del PIB del escenario optimista).

En el Frente Fiscal:

Bajo el escenario base de mayores tensiones sobre el sector, los ingresos minero-energéticos de la Nación se podrían estar reduciendo del actual 4.9% del PIB a solo un 1.5% del PIB a la altura del año 2025 (reducciones anuales promedio del 0.3% del PIB durante la próxima década). Si aislamos las pérdidas de recaudo concernientes tan solo al Gobierno Central (GC, sin regalías), podríamos estar hablando de menores ingresos por cerca de 2.5 puntos del PIB durante 2013-2025 (-2.5% del PIB = -1.5% en menores dividendos de Ecopetrol - 1% en menor Imporrenta minero-energético). Este resultado fiscal sería muy demandante para las finanzas públicas, dadas las mayores presiones de gasto provenientes de la

seguridad social (salud y pensiones) y del financiamiento de la infraestructura (habiendo comprometido ya cerca de 12 puntos del PIB en VPN en vigencias futuras durante 2014-2044).

Aun bajo un escenario algo más optimista para el sector minero-energético, el impacto fiscal continúa siendo significativo. En efecto, en este caso los ingresos minero-energéticos del GC pasarían del 4.9% del PIB actual al 2% del PIB en 2025 (totalizando pérdidas por el 2.9% del PIB vs. pérdidas del 3.4% del PIB en el escenario base). Al considerar solo los ingresos del GC, dichas pérdidas llegarían a 2.2 puntos del PIB durante 2013-2025 (-2.2% del PIB = -1.3% en menores dividendos - 0.9% en menor Imporrenta).

En el escenario intermedio de valor esperado, los ingresos fiscales pasarían de representar recursos por el 4.9% del PIB en 2013 a cifras del 2.5% del PIB en el año 2020 (vs. el 2.1% del PIB del escenario base y el 2.8% del PIB del escenario optimista) y a solo el 1.7% del PIB en 2025 (vs. el 1.5% del PIB del escenario base y el 2% del PIB del escenario optimista).

En el Frente de Crecimiento Económico:

El escenario base implica un “sacrificio” de medio punto porcentual anual en el crecimiento potencial de nuestra economía, pasando del 4.5% histórico hacia el 4% durante la próxima década. Ello sería el resultado de enfrentar mediocres desempeños del PIB-real del sector minero-energético, el cual pasaría de expansiones del 10% anual durante el último quinquenio a crecimientos prácticamente nulos durante la próxima década.

En cambio, en el escenario optimista de menor destorcida minero-energética, la economía colombiana estaría promediando expansiones anuales del 4.6% durante la próxima década (vs. el 4% del escenario base), logrando mantener el ritmo de crecimiento potencial histórico del 4.5%. Ello es consistente con expansiones promedio del 1.6% en el valor agregado del sector minero-energético durante 2014-2025 (vs. el crecimiento prácticamente nulo del escenario base).

Finalmente, en el escenario probabilístico de valor esperado, el sector minero-energético estaría bajándose de sus expansiones del 10% anual observado durante el último quinquenio a crecimientos promedio del 0.5% anual durante la próxima década (superior al -0.2% del escenario base, pero inferior al +1.6% del escenario optimista). Al incluir ese desempeño del sector minero-energético en nuestra matriz de correlaciones sectoriales, encontramos que el PIB-real total estaría promediando expansiones del 4.2% anual durante la próxima década (vs. el 4.1% del escenario base y el 4.6% del escenario optimista), reduciéndose marginalmente frente al histórico del 4.5%.

En el Frente Industrial:

Al modelar la oferta de los tres sectores que componen la Cadena Petroquímica (CPQ) e incluir las ampliaciones de las refinerías de REFICAR y Barrancabermeja (unos 105.000 bpd), el balance externo de Colombia mejora como resultado de un mayor valor exportado de productos de la CPQ, gracias a que él supera el valor de crudo sin refinar exportado.

Dicha mejora se concentra entre los años 2014 y 2017, coincidiendo con la expansión de REFICAR. Sin embargo, dicho efecto-mejora sobre las cuentas externas de las ampliaciones (0.2% del PIB) es relativamente pequeño y no cambia la tendencia del déficit comercial, fluctuando entre -1.5% y -2.5% del PIB durante 2020-2025. Algo similar ocurre con el déficit de la cuenta corriente, donde la ampliación de REFICAR logra mejorar marginalmente dicho déficit.

El impacto de la ampliación de las refinerías sobre el valor agregado industrial es más bien marginal, permitiendo solo la estabilidad del valor agregado industrial alrededor del 11% del PIB. En efecto, el peso de la industria en la economía lograría incrementarse de un 11.3% del PIB en 2013 a un 11.5% en 2018, gracias al efecto que tendrá la mayor capacidad de refinación. Sin embargo, dicho efecto tenderá a disiparse hacia el año 2020, debido a que la ampliación de Barrancabermeja no aportaría un número significativo de nuevos barriles refinados para el proceso productivo de la Cadena Petroquímica.

Recomendaciones de Política Económica:

La posibilidad de alcanzar un escenario de valor esperado o incluso un escenario optimista dependerá de las acciones de política pública que se tomen para superar los cuellos de botella que enfrenta el sector.

Este documento sugiere que esto significa moverse en la línea de: i) mayores esfuerzos en materia presupuestal para solucionar los cuellos de botella administrativos, especialmente en lo relativo a la ANLA; ii) avanzar más ágilmente en las obras tendientes a ampliar la infraestructura de oleoductos-poliductos, prestándole particular atención al refuerzo de la seguridad de dicha infraestructura; iii) resolver los obstáculos jurídicos relativos a la consulta previa, tanto a nivel de mejor coordinación del Estado como logrando reglamentaciones que eviten que se use dicho mecanismo como elemento de extorsión a los inversionistas del sector minero-energético; y iv) movilizar al estado a las zonas de exploración-explotación para evitar bloqueos que terminan en chantajes y extorsiones a los actores privados.

Referencias

- ACP (2013). “Industria petrolera en Colombia: Retos y oportunidades”. Informe de julio de 2013.
- ACP (2014). “Resultados 2013 y perspectivas para 2014 del sector hidrocarburos”. Informe de marzo de 2014.
- Anif (2011a). “Infraestructura Minero-Energética: los Desafíos de la Administración Santos”. *Informe Semanal* No.1098 de noviembre de 2011.
- Anif (2012a). “Tareas Pendientes de la Corte Constitucional (versión 2.0)”. *Comentario Económico del Día* 14 de noviembre de 2012.
- Anif (2013a). “Concesiones Viales y Deuda Pública Contingente: ¿Cómo van las cuentas?”. *Comentario Económico del Día* 30 de octubre de 2013.
- Anif (2013b). “Deficiencias en Infraestructura Minero-Energética en Colombia (¿Al ritmo de Scooby-Doo?)”. *Comentario Económico del Día* 24 de abril de 2013.
- Anif (2013c). “Triada de Problemas en Proyectos de Infraestructura”. *Comentario Económico del Día* 9 de octubre de 2013.
- Anif (2014). “El súper-ciclo de *commodities*: ¿Qué esperar para 2014-2015?”. *Comentario Económico del Día* 15 de enero de 2014.
- Banco de la República (2012). “Nivel Óptimo y Adecuado de Reservas Internacionales”. Reportes del Emisor No. 158, julio de 2012.
- Clavijo, S., Vera, A. y Fandiño, A. (2012). “La desindustrialización en Colombia: Análisis cuantitativo de sus determinantes”, Anif, noviembre de 2012.
- Clavijo, S., Vera, A. y Fandiño, A. (2013). “Desindustrialización en Colombia ¿Qué hacer ahora?”. *Revista Carta Financiera* No. 163 de septiembre de 2013.
- EIA (2014). “Annual Energy Outlook 2014”, abril de 2014.

ICP (2014). “Gestión en infraestructura: Efectos de la consulta previa”, mayo de 2014.

Kareem I. (2010). “The structural manifestation of the Dutch Disease: The case of oil exporting countries”, *IMF Working Paper* No. 10/103, abril de 2010.

MHCP (2013). Marco Fiscal de Mediano Plazo 2013, junio de 2013.

MHCP (2014). Marco Fiscal de Mediano Plazo 2014, junio de 2014.

The Economist (2014). “Coal: The Fuel of The Future, unfortunately”, abril de 2014.

Anexo Estadístico

Tabla A.1. Estadísticas descriptivas de las variables (1990-2013)

Variable	Obs	Media	Desv. Est	Min	Max
Refinación	21	1.17e+13	1.00e+13	2.23e+12	4.04e+13
Plásticos	21	4.99e+12	1.33e+12	3.22e+12	6.88e+12
Químicos	21	1.42e+13	3.38e+12	9.17e+12	2.12e+13
Producción Petróleo	24	629246.9	167559.3	425600	1007000
Precio Petróleo	24	96920.25	45183.29	35865.15	177547.7
Exportaciones Petróleo	24	1.55e+13	1.43e+13	3.33e+12	5.29e+13
TRM	24	1.683.183	7.040.407	502.26	2877.5
PIB Colombia	24	3.27e+14	1.35e+14	1.39e+14	6.15e+14
PIB Latinoamérica	23	6.29e+15	1.75e+15	3.57e+15	9.08e+15

Fuente: cálculos Anif.

Tabla A.2. Prueba de identificación MC3E

Ecuaciones	J			M-1	Estado de Identificación
	Endógenas	Exógenas	Total		
REFINERÍAS	1	5	6	2	Sobreidentificada
PLÁSTICOS	2	5	7	2	Sobreidentificada
QUÍMICOS	3	2	5		Sobreidentificada

Fuente: cálculos Anif.

Tabla A.3. Prueba de Hausman para modelo MCO vs. MC3E

	Coeficientes			rcuad(diag(V _b -V _B))
	(b) MCO	(B) MC3E	(b-B)	
Producción Petróleo (t-1)	2212161	2212161	5.81e-06	1.89e-08
Precio Petróleo (t-1)	1.45e+07	1.45e+07	.0000242	
Exportaciones Petróleo	.8186247	.8186247	-1.28e-14	
TRM	2.35e+08	2.35e+08	-.0004295	
PIB Colombia	-.040939	-.040939	-1.32e-14	
Plásticos	3.132.642	3.132.642	2.98e-13	

b = consistente bajo Ho y Ha; obtenidos mediante la regresión

B = inconsistente bajo Ha, eficiente bajo Ho; obtenido del ivreg

Test: Ho: diferencia en coeficientes no sistemática

$$\begin{aligned}\chi^2(3) &= (b-B)'[(V_b-V_B)^{-1}](b-B) \\ &= 0.00\end{aligned}$$

$$\text{Prob}>\chi^2 = 1.0000$$

(V_b-V_B no es positivo definido)

Fuente: cálculos Anif.