

Documento de Trabajo N° 94

**El Shock de los Precios del Petróleo en
América Central: Implicancias Fiscales y
Energéticas***

**Daniel Artana, Marcelo Catena, Fernando
Navajas
FIEL**



Fundación de
Investigaciones
Económicas
Latinoamericanas

Buenos Aires, agosto de 2007

* Una versión de este trabajo fue presentada en la II Reunión de Ministros de Hacienda y Presidentes de Bancos Centrales de Centroamérica, organizada por el Departamento de Investigaciones del Banco Interamericano de Desarrollo, San José, Costa Rica, Febrero 9, 2007. Se agradecen los comentarios de Eduardo Lora y Alejandro Izquierdo y de los participantes gubernamentales de dicha reunión. Los errores, opiniones y conclusiones son de exclusiva responsabilidad de los autores y no comprometen a las instituciones mencionadas.

QUÉ ES FIEL?

La Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, FIEL, es un organismo de investigación privado, independiente, apolítico y sin fines de lucro, dedicado al análisis de los problemas económicos de la Argentina y América Latina.

Fue fundada en 1964 por las organizaciones empresarias más importantes y representativas de la Argentina, a saber: la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, la Cámara Argentina de Comercio, la Sociedad Rural Argentina y la Unión Industrial Argentina.

FIEL concentra sus estudios en la realización de investigaciones en economía aplicada, basadas en muchos casos en el procesamiento de la estadística económica que elabora directamente la institución.

Estas investigaciones abarcan áreas diversas, tales como economía internacional, mercado de trabajo, crecimiento económico, organización industrial, mercados agropecuarios, economía del sector público, mercados financieros. En los últimos años la Fundación ha concentrado sus esfuerzos en diversas líneas de investigación relacionadas con el sector público y su intervención en la economía, trabajos que han hecho de FIEL la institución local con mayor experiencia en este área. Dentro de esta temática, ocupa un lugar destacado el estudio y la propuesta de soluciones económicas para los problemas sociales (educación, salud, pobreza, justicia, previsión social). Recientemente se han incorporado nuevas áreas de investigación, tales como economía de la energía, medioambiente, economía del transporte y descentralización fiscal.

El espíritu crítico, la independencia y el trabajo reflexivo son los atributos principales de las actividades de investigación de FIEL.

Por la tarea desarrollada en sus años de existencia, FIEL ha recibido la "Mención de Honor" otorgada a las mejores figuras en la historia de las Instituciones-Comunidad-Empresas Argentinas, y el premio "Konex de Platino" como máximo exponente en la historia de las "Fundaciones Educativas y de Investigación" otorgado por la Fundación Konex.

La dirección de FIEL es ejercida por un Consejo Directivo compuesto por los presidentes de las entidades fundadoras y otros dirigentes empresarios. Dicho órgano es asistido en la definición de los programas anuales de trabajo por un Consejo Consultivo integrado por miembros representativos de los diferentes sectores de la actividad económica del país, que aportan a FIEL los principales requerimientos de investigación desde el punto de vista de la actividad empresarial. Un Consejo Académico asesora en materia de programas de investigación de mediano y largo plazo. Los estudios y las investigaciones son llevados a cabo por el Cuerpo Técnico, cuya dirección está a cargo de tres economistas jefes, secundados por un equipo de investigadores permanentes y especialistas contratados para estudios específicos.

AV. CORDOBA 637-4° PISO- (C1054AAF) BUENOS AIRES-ARGENTINA

TEL. (5411) 4314-1990-FAX (5411) 4314-8648

postmaster@fiel.org.ar

www.fiel.org

CONSEJO DIRECTIVO

Presidente: Dr. Juan P. Munro
Vicepresidentes: Ing. Víctor L. Savanti
Ing. Juan C. Masjoan
Secretario: Ing. Franco Livini
Prosecretario: Sr. Alberto L. Grimoldi
Tesorero: Dr. Mario E. Vázquez
Protesorero: Ing. Manuel Sacerdote

Vocales: Guillermo E. Alchourón, Alberto Alvarez Gaiani, Juan Aranguren, Luis Bameule, Gerardo Beramendi, Juan Bruchou, José M. Dagnino Pastore, Carlos de la Vega (Presidente de la Cámara Argentina de Comercio), Gonzalo Escajadillo, Carlos Felices, Adelmo Gabbi (Presidente de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires), José M. Gogna, Silvio Machiavello, Francisco Mezzadri, Luciano Miguens (Presidente de la Sociedad Rural Argentina), Raúl Padilla, Daniel Pelegrina (Sociedad Rural Argentina), Aldo B. Roggio, Luis Sas, Santiago Soldati, Federico Zorraquín.

CONSEJO CONSULTIVO

Eugenio Breard, Alejandro Bulgheroni, José Gerardo Cartellone, Analía Costa de Remedi, Horacio Cristiani, Enrique Cristofani, Carlos Alberto De la Vega, Horacio De Lorenzi, Martín Del Nido, Jorge Ferioli, Rodolfo Ferro, Martín Fornara, Jorge Goulu, Jorge A. Irigoín, Amalia Lacroze de Fortabat, Juan Larrañaga, Eduardo Mignaquy, Paolo Picchi, Cristian Sicardi, Eduardo Spangenberg, Rubén Teres, Juan Pedro Thibaud, Horacio Turri, Amadeo Vázquez, Gonzalo Verdomar Weiss.

CONSEJO ACADEMICO

Miguel Kiguel, Manuel Solanet, Mario Teijeiro.

CUERPO TECNICO

Economistas Jefe: Daniel Artana, Juan Luis Bour, Fernando Navajas (Director)
Economistas Asociados: Sebastián Auguste, Walter Cont, Santiago Urbiztondo
Economistas Senior: Marcela Cristini, Cynthia Moskovits, Ramiro A. Moya, Mónica Panadeiros, Abel Viglione.
Economistas: Guillermo Bermudez, Nuria Susmel.
Investigadores Visitantes: Enrique Bour, Marcelo Catena, María Echart, Alfonso Martínez.
Asistentes de Estadísticas: D. Barril, M. P. Cacault, D. Focanti, M. Iorianni, M. Kalos, G. Zaourak.

Entidad independiente, apolítica sin fines de lucro, consagrada al análisis de los problemas económicos y latinoamericanos. Fue creada el 7 de febrero de 1964. -FIEL, está asociada al IFO Institut Für Wirtschaftsforschung München e integra la red de institutos corresponsales del CINDE, Centro Internacional para el Desarrollo Económico. Constituye además la secretaria permanente de la Asociación Argentina de Economía Política.

INDICE

RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
1. EL IMPACTO FISCAL DEL SHOCK EN LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO: RASGOS Y MAGNITUD ..	5
1.1 EL SHOCK PETROLERO Y SU IMPACTO EN LAS ECONOMÍAS DE CENTRO AMÉRICA: ¿CUÁN GRANDE?	5
1.2 EVIDENCIA DEL SHOCK SOBRE EL FISCO: EFECTOS DIRECTOS E INDIRECTOS	11
2. DECISIONES Y ACCIONES FRENTE AL SHOCK: IMPLICANCIAS Y EFECTOS FISCALES	14
2.1. LA ANATOMÍA DE LOS PRECIOS Y LOS IMPUESTOS A LOS COMBUSTIBLES EN CENTROAMÉRICA	15
2.2 EVIDENCIA DE “ACOLCHONAMIENTO” EN LOS AJUSTES EN LOS IMPUESTOS A LOS COMBUSTIBLES	19
2.3 EVIDENCIA DE MANEJO DE FORMACIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA Y DE SUBSIDIOS EXPLÍCITOS	22
2.4 SHOCK PETROLERO Y ENERGÍA ELÉCTRICA: ALGUNAS CONSIDERACIONES	25
<i>2.4.1 Generación eléctrica, selección de técnicas y vulnerabilidad frente al shock petrolero</i>	25
<i>2.4.2 Shock petrolero y tarificación eléctrica bajo “stress”</i>	28
3. MECANISMOS DE ESTABILIZACIÓN DIRECTOS Y FONDOS DE ESTABILIZACIÓN: UNA BREVE DISCUSIÓN COMPARATIVA	33
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	38
REFERENCIAS	42
APÉNDICE A.1	45

Esta investigación es parte del Programa de Estudios de FIEL, aprobado por su Consejo Directivo, aunque no refleja necesariamente la opinión individual de sus miembros ni de las Entidades Fundadoras o Empresas Patrocinantes.

RESUMEN

Se estudian las implicancias fiscales y energéticas de la escalada en los precios del petróleo, estimando efectos directos e indirectos. Dado que las economías se hallan en una fase expansiva, estimamos, un impacto “latente” sobre el PIB, respecto de las condiciones iniciales (año 2003), que a su vez lleva a una pérdida latente en la recaudación fiscal del 0.7% PIB promedio entre países. A diferencia de este efecto latente, la pérdida directa observada en la recaudación de impuestos a los hidrocarburos se estima en 0.4% del PIB, también con diferencias entre países. Adicionalmente, los subsidios explícitos varían según el país, pero en promedio representan el 1% del PIB. En suma, la combinación de efectos fiscales directos e indirectos promedio entre países de la escalada en los precios del petróleo se estima en un 1.4% del PIB para el período 2003-06 (que se eleva a 2.1% si se consideran los efectos “latentes”). Luego se examina la evidencia sobre el modo de intervención en la formación de precios y en el grado de “acolchonamiento” de impuestos a los combustibles de los distintos países. El mayor o menor traslado del shock a los precios domésticos de los combustibles derivó en dificultades diversas que emergieron en el sector eléctrico y de transporte, dando lugar a respuestas en materia de formación de precios, impuestos y subsidios. Finalmente se discuten las estrategias basadas en otros mecanismos posibles, como los fondos de estabilización y se hacen algunas sugerencias generales y por país derivadas de la evidencia encontrada.

INTRODUCCIÓN

Los países centroamericanos han venido experimentando un deterioro importante en los términos del intercambio en los últimos años que, aún en un contexto de mejores precios de exportación, se explica por un aumento en el precio internacional del petróleo y sus derivados, dada su condición de importadores netos de energía. En efecto, mientras que América Latina en su conjunto experimentó en 2006 el tercer año consecutivo de aumento en los términos del intercambio (acumulando un incremento de 19% respecto de 2003), los países centroamericanos (incluyendo R. Dominicana) experimentaron, en promedio, una caída también por tercer año consecutivo que acumula cerca del 5% respecto del inicio del ascenso del precio del petróleo. Aún así, el desempeño macroeconómico agregado de los países centroamericanos ha sido favorable en los últimos dos años debido a la presencia de factores que han amortiguado el impacto de estos altos precios del petróleo. El crecimiento y la inflación en la mayoría de estos países se ha movido en una dirección bastante favorable en 2004-2006, describiendo un patrón contrario al que, todo lo demás constante, se deduciría de la suba del precio del petróleo y el deterioro de los términos del intercambio. Al mismo tiempo estas condiciones han permitido mover las economías hacia una mejor posición fiscal o menos deficitaria. En suma, mientras que el repunte o sacudida del precio del petróleo ha sido importante, sus efectos se hallan enmascarados en una coyuntura externa favorable que genera efectos y mecanismos que han amortiguado o más que compensado los efectos negativos.

A nivel macro, el fuerte aumento en los precios del petróleo impacta negativamente sobre la economía de estos países. Por un lado, existe un efecto directo sobre las importaciones cuya magnitud depende de la intensidad energética y del porcentaje de la demanda de energía que es abastecida con petróleo y sus derivados importados. Esto se traslada a la actividad económica en magnitudes que simulaciones del FMI (IMF, 2005c) la ubican entre 0.2 y 1.5% del PIB según el país. Por otro, el mayor precio del petróleo tiene un efecto sobre la inflación que depende del grado de traslado a precios finales de los mayores costos de los combustibles y ello puede además alterar las decisiones de política monetaria. Alternativamente, los gobiernos pueden intentar postergar los efectos sobre los costos y precios finales del shock petrolero alterando la formación de precios finales de los combustibles líquidos, de otros hidrocarburos (tales como el GLP) o (dadas las interrelaciones entre los precios de los combustibles y el vínculo con el costo de generación eléctrica) interviniendo en los costos y precios finales de la energía eléctrica. Por esta vía los efectos se pueden terminar trasladando al desempeño fiscal.

Sin embargo, y como la evidencia reciente lo muestra con claridad, los efectos para estas economías del shock petrolero pueden ser morigerados por factores externos. Por ejemplo, la suba reciente del precio del petróleo ha coincidido con el aumento en el precio internacional de otras commodities que son un componente importante de las exportaciones de los países latinoamericanos. Además, la bonanza en las economías de los países desarrollados generan un contexto favorable para que los emigrantes de la región a esos países aumenten sus remesas de dinero en una suerte de compensación privada ante el deterioro observado en los términos del intercambio. Estos dos mecanismos han estado operando intensamente, mostrando que la naturaleza del actual shock petrolero obedece a un repunte de la demanda agregada mundial con efectos precio y cantidades positivos para los países de la región y con efectos positivos sobre los flujos de remesas.

Además de estos factores externos de amortiguación o enmascaramiento del shock petrolero, las decisiones de política económica interna pueden tener un margen de maniobra mayor en la medida en que el país tenga (a) ahorros previos en fondos de estabilización del precio del petróleo que permiten acolchonar, al menos por un tiempo, el impacto de la suba en los valores internacionales; (b) una posición fiscal o de reservas internacionales holgada que le permite actuar “como si” tuviera un fondo de estabilización del precio del petróleo deteriorando el resultado fiscal o perdiendo reservas sin que ello afecte la credibilidad de la política macroeconómica y (c) una economía más flexible para acomodar una depreciación en el tipo de cambio real (que en principio dispara un deterioro en los términos del intercambio) sin generar tensiones en el sistema financiero o en la demanda de dinero.

A nivel energético, la capacidad de los países de responder adecuadamente a estos shocks desfavorables no es independiente de las condiciones de inicio o partida dados por las características de la matriz energética y su modificación en los años 90, ni por las políticas de precios de los hidrocarburos y la electricidad. En general es esperable que países con (a) una estructura de producción y consumo de la energía mejor preparada para hacer frente a shocks, (b) precios de los energéticos mejor alineados a los internacionales, (c) una tributación que da margen para acomodar shocks y (d) precios del transporte y la energía eléctrica más cerca de los costos económicos; estén en mejores condiciones para enfrentar los mismos. Según el caso, los detalles en los mecanismos de formación de precios de la energía cuentan mucho al momento de definir los efectos fiscales de las variaciones en el precio internacional del petróleo.

Por otra parte, el uso de los impuestos y subsidios y de los mecanismos de formación de precios resulta inevitable dependiendo de la magnitud de los shocks y de la propia economía política de los países. En muchos casos las magnitudes de los ajustes hacen imposible que, para una parte significativa de la población, puedan hacerse supuestos de recupero completo e inmediato de los costos económicos a través de los precios de los energéticos y el transporte. Es decir que la cuestión de cómo se distribuyen los costos de ajuste al shock, y a quién debe proteger la intervención estatal, es primaria y antecede a la selección de instrumentos y ninguno de ellos puede evadirse de su tratamiento.

Este estudio se propone explorar la interfase entre los shocks petroleros, la política fiscal y la política energética para buscar elementos que ayuden a una representación útil de los mecanismos de transmisión y la forma en que la política económica responde a los mismos, junto con recomendaciones derivadas de la enseñanza del caso centroamericano. En esta temática existen trabajos recientes (Banco Mundial, 2006; IMF, 2005c) que miran los efectos macroeconómicos del shock de precios del petróleo para algunas de las economías centroamericanas y un reciente estudio de Bacon y Kojima (2006) para 38 países a nivel mundial (que incluye a tres economías centroamericanas) sobre cómo se ha respondido en materia de precios a los combustibles y de decisiones vinculadas a la escalada de precios. La diferencia de este estudio con estos antecedentes se refiere a la cobertura de países y a la focalización conjunta del impacto fiscal y las decisiones o respuestas domésticas.

El trabajo está estructurado en tres secciones que miran por un lado el patrón de comportamiento de siete países centroamericanos (Guatemala, Nicaragua, Honduras, El Salvador, Costa Rica, Panamá y República Dominicana) y por el otro extraen ejemplos o representaciones puntuales

que se juzgan ilustrativos de casos diferentes. En la primera sección se estudia el impacto sobre el fisco del shock de precios del petróleo con la intención de dimensionalizar su magnitud y naturaleza. En la sección 2 se profundiza sobre los aspectos de la formación de impuestos, subsidios y precios de los productos energéticos en relación a su impacto fiscal. La última sección discute aspectos referidos al uso de mecanismos de fondos y gastos anticíclicos. Finalmente se extraen conclusiones y algunas recomendaciones u observaciones puntuales referidas a lo que conviene estudiar en algunos países.

1. EL IMPACTO FISCAL DEL SHOCK EN LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO: RASGOS Y MAGNITUD

Existen diversas formas de abordar la aproximación a los efectos fiscales del shock en los precios del petróleo según se enfatizan los canales habituales de impacto en el fisco que operan a través de la actividad económica y de otras variables macroeconómicas. En esta sección nos preguntamos, primero, cuán grande ha sido el impacto latente en las economías centroamericanas. Luego evaluamos la magnitud de este impacto latente sobre la recaudación tributaria y agregamos una estimación del efecto directo de pérdida de recaudación por la vía de los impuestos a los hidrocarburos (que deviene de decisiones de mayor o menor “acolchonamiento” de precios vía impuestos, que se ilustra cuantitativamente en la sección 2). Para completar la magnitud de los efectos fiscales resta agregar la evidencia sobre subsidios que impactan en el gasto público, lo que se realiza en la sección 2.

1.1 El shock petrolero y su impacto en las economías de Centro América: ¿Cuán grande?

La evidencia reciente muestra que a pesar de la fuerte suba registrada en el precio del petróleo, las economías de la región Centroamericana no han registrado los problemas clásicos de contracción del nivel de actividad económica ni de aumento de la inflación, lo cual es indicativo de que el impacto latente del shock petrolero se ha encubierto con efectos externos y domésticos que han dominado sobre los mismos. El **Cuadro 1.1** muestra el comportamiento de estas economías en algunas dimensiones relevantes para contextualizar el shock petrolero a nivel individual, agregado y en comparación con América Latina (incluyendo a los siete países analizados).

El **Cuadro 1.1** es indicativo de algunos rasgos interesantes del comportamiento de las economías centroamericanas en el entorno del reciente shock petrolero. Como muestran los dos primeros paneles del Cuadro, el repunte del precio del petróleo está enmascarado en un ciclo expansivo con inflación relativamente controlada. De hecho, el desempeño del conjunto de países centroamericanos ha sido comparativamente favorable con el total de la región, superando “desde atrás” la tasa de crecimiento y convergiendo en conjunto a la inflación (promedio) de toda la región latinoamericana.

Cuadro 1.1
Indicadores de desempeño en Países Centroamericanos

							Variación 2006/2004			
	Crecimiento (PIB)			Inflación (IPC)			Terminos de Intercambio	Balanza de Bienes	Balanza de Transf Ctes	Cuenta Cte del Balance de Pagos
	2004	2005	2006	2004	2005	2006				
Costa Rica	4,1	5,9	6,8	13,1	14,1	9,4	-7,6%	-3,3%	0,5%	-0,7%
El Salvador	1,8	2,8	3,8	5,4	4,3	3,9	-2,0%	-4,9%	4,5%	-0,6%
Guatemala	2,7	3,2	4,6	9,2	8,6	4,4	-2,7%	-3,3%	2,9%	0,1%
Honduras	5,0	4,1	5,6	9,2	7,7	4,9	-3,8%	-7,1%	11,4%	5,2%
Nicaragua	5,1	4,0	3,7	8,9	9,6	7,5	-3,3%	-5,1%	2,6%	1,9%
Panamá	7,5	6,9	7,5	1,5	3,4	1,3	-4,7%	-0,2%	0,2%	3,3%
Rep. Dominicana	2,7	9,2	10	28,7	7,4	3,7	-1,9%	-6,6%	1,0%	-6,9%
7 países	3,6	5,6	6,6	13,5	8,0	4,7	-3,5%	-4,3%	2,5%	-1,1%
América Latina	6,0	4,5	5,3	7,4	6,1	4,8	13%	0,7%	0,1%	0,8%

Fuente: CEPAL (2006)

El tercer panel del Cuadro, en cambio, denota las diferencias que subyacen en el caso de estos países respecto de la región en su conjunto, registrando variaciones entre 2004 y 2006, luego del repunte en el precio del petróleo. Los términos del intercambio se han deteriorado en promedio un 3.5% (cuando para América Latina han subido 13%), el deterioro en la balanza comercial de bienes ha sido equivalente a 4.3% del PIB, (mientras que América Latina continuó ampliando el signo positivo), las transferencias corrientes -en donde se clasifican las remesas- elevaron su participación en 2.5% del PIB (cuando para América Latina lo hicieron marginalmente) y el saldo de cuenta corriente se deterioró en promedio en algo más del 1% del PIB (cuando para la toda la región se fortaleció en 0.8% del PIB).

En suma, y si bien debe tenerse presente que aquí están operando varios factores que afectan la expansión de la economía, la imagen preliminar que resulta es que las economías centroamericanas (a) acomodaron el repunte de los precios del petróleo mejor que en el pasado, (b) que esto se debe en parte al repunte de sus propios precios de exportación, (c) pero que de todos modos ello no evita un deterioro visible en los términos del intercambio, (d) que el impacto se traslada a un deterioro del resultado comercial (en parte también alimentado por la expansión de la economía), (e) que el aumento en las transferencias corrientes en la forma de remesas ayudaron también a amortiguar el impacto, (f) pero que en este caso la compensación fue también parcial implicando en promedio un movimiento hacia el deterioro en el saldo en cuenta corriente.¹ El **Cuadro 1.1** muestra lo notablemente uniforme, salvo alguna excepción puntual, que es este patrón para los países examinados.

¹ Es claro que el deterioro en el resultado en cuenta corriente se concentra sólo en 3 de los 7 países y con cierto grado de magnitud en República Dominicana.

¿Qué evidencia existe sobre el impacto latente del shock petrolero?

La evidencia comentada apunta a confirmar que el efecto de la escalada en los precios del petróleo se encuentra enmascarado por otros factores condicionantes de la expansión económica de los países centroamericanos y requiere desentrañar la magnitud del shock latente que está operando por mayores precios de la energía. Existen documentos recientes² que sugieren que a diferencia de los shocks petroleros anteriores, el actual es explicado por un aumento en la demanda que deriva del alto crecimiento mundial en especial en economías que son grandes demandantes de crudo como China.

En un trabajo reciente del Banco Mundial (2006) se presenta evidencia que muestra que la producción industrial de China es uno de los causantes de la suba en los precios de las commodities, en particular del petróleo, los metales y minerales y algunos productos como el café y el azúcar. Ese trabajo destaca que en general Centroamérica muestra economías más abiertas y con exportaciones más diversificadas que Sudamérica y el Caribe, pero a pesar de ello el impacto de un shock en el precio de las commodities (esto es, una suba en el precio del petróleo junto al resto de las commodities) es negativo para todos los países.³ Cuando sólo se contempla el efecto del precio del petróleo sobre el crecimiento económico per cápita, Honduras, Panamá y República Dominicana aparecen como los casos con impacto más negativo, Nicaragua, Costa Rica y El Salvador son casos intermedios y Guatemala registra el menor efecto de los siete países. Pero todos los países de la región sufren algún deterioro.

A esta misma conclusión llegan las simulaciones realizadas por el FMI (IMF, 2005c), aunque con diferente impacto relativo por país. En ese trabajo se simula un aumento en precio del crudo del 40% para el año 2006 (con un valor equivalente a casi 67 dólares) que da como resultado caídas moderadas del producto para Guatemala, Honduras y Panamá (0.2% y 0.3%, respectivamente), intermedia para el caso de Costa Rica (0.6%) y más elevadas para Nicaragua y El Salvador (1% y 1.5%, respectivamente).⁴

Con respecto al efecto sobre la inflación de la suba del precio del petróleo, esto ha sido estimado para tres de los siete países por el Banco Mundial (2006). En los casos de El Salvador, Honduras y República Dominicana el traslado de los mayores precios internacionales al precio doméstico de la gasolina ha sido completo según ese estudio,⁵ con un efecto significativo sobre la inflación en los casos de Honduras y República Dominicana. A su vez, las estimaciones realizadas por el FMI para el año 2006 van en el mismo sentido (mayor inflación en Honduras que en El Salvador) aunque Panamá y Guatemala son los países con menor impacto inflacionario del aumento en los

² Jaramillo (2006); Oviedo (2006).

³ Resulta pequeño para el caso de Costa Rica y Guatemala (menor a 2% del PBI), intermedio para los casos de Honduras, Panamá y El Salvador (entre 2 y 3% del PBI) y significativo para los casos de Nicaragua y República Dominicana (4 a 5% del PBI).

⁴ El orden de magnitud del resultado obtenido para El Salvador en ese estudio no es consistente con el obtenido por el Banco Mundial (2006) ni con nuestras estimaciones realizadas más adelante. Esto presumiblemente se debe a que se usan valores demasiado elevados de las importaciones de hidrocarburos de El Salvador como porcentaje del PIB.

⁵ Debe notarse que el análisis del Banco Mundial (2006) se refiere a los precios de la gasolina. Para el caso de Honduras esta conclusión de traslado pleno no se verifica en otros trabajos más exhaustivos (Bacon y Kojima, 2006) ni en la evidencia que revisamos más abajo. Además, en otros derivados el traslado a precios ha sido incompleto en varios países. El caso más notorio es el del gas licuado para varios de los países, por ejemplo en República Dominicana, con un impacto presupuestario muy importante como se muestra más adelante.

combustibles de los seis casos analizados por el FMI. Nicaragua aparece con un efecto similar al estimado para El Salvador (intermedio) y Costa Rica parecido a Honduras (alto impacto).

Una aproximación al impacto de la escalada del precio del petróleo

La escalada en el precio del petróleo repercute de modo diferente en las economías centroamericanas según la estructura productiva y de consumo de energía de cada una. El **Cuadro 1.2** muestra las importaciones de hidrocarburos medidas como porcentaje del PBI de cada país y ayuda a efectuar una forma simple y convencional de aproximar el efecto-impacto del shock de los precios del petróleo sobre las economías importadoras de hidrocarburos, que es multiplicar el aumento porcentual del precio internacional por las importaciones de hidrocarburos como porcentaje del PIB. En este sentido, la columna del año 2003 del **Cuadro 1.2** es indicativa

Cuadro 1.2

Importaciones de hidrocarburos/PBI					
	90's	2000-2003	2003	2004	2005
COSTA RICA	2.0%	2.6%	2.5%	3.1%	4.2%
EL SALVADOR	1.6%	2.5%	2.7%	2.9%	3.4%
GUATEMALA	1.9%	3.0%	3.7%	4.2%	5.7%
HONDURAS	5.2%	6.6%	7.4%	8.5%	10.9%
NICARAGUA	7.2%	7.1%	8.0%	9.0%	11.0%
PANAMÁ	0.0%	2.1%	2.8%	3.6%	4.8%
REPÚBLICA DOMINICANA	3.5%	7.0%	8.6%	9.0%	8.4%
7 países	3.0%	4.4%	5.1%	5.8%	6.9%

Fuente: CEPAL

de la magnitud del efecto de una duplicación del precio del petróleo (ocurrida respecto a esa fecha). Allí se puede ver que la exposición a un shock petrolero es muy diferente entre países, distinguiéndose un grupo de alta exposición (Honduras, Nicaragua y República Dominicana) y otro de baja o media exposición (Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Panamá)⁶.

En este trabajo realizamos una estimación más detallada del impacto sobre las economías utilizando un procedimiento cuyos detalles se desarrollan e ilustran en el Apéndice A.1. Partiendo de los datos de la matriz energética de cada país y de los precios de los distintos hidrocarburos, se estima el impacto sobre el valor agregado de la economía que resulta de los efectos sobre los sectores energéticos (hidrocarburos y energía eléctrica) y no energéticos. El impacto se computa a los precios observados internacionalmente, es decir se mide el impacto real “latente” que las economías reciben.

El tercer panel del **Cuadro 1.3** resume el impacto latente sobre el valor agregado de la economía de la escalada en los precios del petróleo.⁷ Adicionalmente en los paneles A y B se estima, respectivamente, la contribución al valor agregado de los hidrocarburos y el aumento promedio de los precios de paridad de importación de la energía que sufre el sector productivo y que es variable en función de la diferente estructura energética de cada país.

⁶ Los datos de Guatemala presentados en el Cuadro 1.2 sobreestiman la exposición, dado que no consideran las exportaciones de crudo por parte de este país, que es un importador neto pero no bruto de hidrocarburos.

⁷ No se incluye a República Dominicana por cuestiones de uniformidad y homogeneidad de los datos primarios utilizados, que hace el caso no estrictamente comparable con las economías centroamericanas.

Cuadro 1.3

Impacto Sobre Valor Agregado (Energético y No Energético) ¹							
Contribucion al Valor Agregado de los Hidrocarburos (% PBI)²							
	EI						Promedio
	Costa Rica	Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Simple
2002	-2.9%	-2.9%	-1.8%	-8.6%	-7.1%	-2.9%	-4.4%
2003	-3.1%	-2.9%	-1.9%	-9.9%	-7.3%	-3.6%	-4.8%
2004	-3.6%	-3.2%	-1.9%	-10.8%	-8.0%	-3.5%	-5.2%
2005	-4.0%	-3.5%	-2.7%	-10.5%	-9.0%	-3.6%	-5.6%
Promedio 2002 a 2005	-3.4%	-3.1%	-2.1%	-10.0%	-7.9%	-3.4%	-5.0%
Aumento de los Precios Promedios de la Energía al Productor							
	EI						Promedio
	Costa Rica	Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Simple
2003	8.2%	22.2%	21.4%	4.7%	26.3%	30.2%	18.8%
2004	16.6%	32.6%	25.0%	12.3%	32.6%	16.9%	22.7%
2005	18.7%	42.4%	32.8%	18.4%	52.3%	20.3%	30.8%
2006	19.3%	31.8%	24.5%	15.0%	27.8%	14.6%	22.1%
Acumulado 2003 a 2006	62.9%	128.9%	103.8%	50.4%	139.1%	81.9%	94.5%
Impacto sobre Valor Agregado (% PBI año Anterior)							
	EI						Promedio
	Costa Rica	Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Simple
2003	-0.2%	-0.6%	-0.4%	-0.4%	-1.9%	-0.9%	-0.7%
2004	-0.5%	-1.0%	-0.5%	-1.2%	-2.4%	-0.6%	-1.0%
2005	-0.7%	-1.4%	-0.6%	-2.0%	-4.2%	-0.7%	-1.6%
2006	-0.8%	-1.1%	-0.7%	-1.6%	-2.5%	-0.5%	-1.2%
Acumulado 2003 a 2006	-2.2%	-4.1%	-2.1%	-5.2%	-11.0%	-2.7%	-4.6%

Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL (2004a), CEPAL (2004b), CEPAL (2006b), OLADE (2004) y DOE.

¹ El sector Energético excluye la generación eléctrica no-térmica.

² Evaluado a valor de precios finales.

La contribución al valor agregado de los hidrocarburos es negativa en todos los países, debido a su carácter de importadores netos de petróleo.⁸ En términos relativos, Honduras y Nicaragua son los países más expuestos, mientras que el resto de los países tiene un grado de exposición variable. Guatemala, que es el único país con una producción significativa de crudo es el país menos expuesto, mientras que Costa Rica que genera gran parte de su energía eléctrica con fuentes no térmicas tiene también poca exposición. Estas diferencias en la matriz energética hacen que los precios ponderados (al productor, de bienes y servicios de la economía) de la energía aumentan significativamente pero con algunas variaciones según los países. Finalmente, el efecto estimado sobre el PIB es significativo, promediando un 3% para el conjunto de los países. Aun en los países menos expuestos como Guatemala y Costa Rica, el shock latente es

⁸ El valor agregado del sector energético (excluyendo energía no-térmica) no alcanza a compensar el costo de los hidrocarburos en la producción de bienes finales no energéticos.

significativo. Para los países con alta exposición al petróleo, como Honduras y Nicaragua, los efectos acumulan valores del orden del 5% del PIB.

El impacto sobre el valor agregado subestima el impacto sobre la economía en su conjunto porque no tiene en cuenta que un shock petrolero no sólo disminuye el valor agregado sino que también aumenta el costo de la energía para los consumidores. Una medida más comprensiva del impacto del shock petrolero es la variación de ingreso equivalente que mide cuánto sería el ingreso (máximo) que los consumidores de la economía estarían dispuestos a resignar a los precios iniciales (i.e. previos al shock) con tal de no enfrentar el shock petrolero.⁹ Esta medida, que también explicamos en el **Apéndice A.1**, tiene una interpretación relacionada con el efecto de una caída en los términos del intercambio adaptada al caso de bienes intermedios transables como son los combustibles.

El **Cuadro 1.4** muestra que la variación de ingreso equivalente acumulada desde 2003 a 2006 resultante del shock petrolero para el promedio de los países (como porcentaje de PIB) es casi 2% mayor que el impacto sobre el valor agregado. Dado que la estructura de consumo de los países es mucho más homogénea que la estructura de producción, el ranking de variaciones equivalentes es el mismo que el del valor agregado. Nicaragua es el país que muestra la mayor variación equivalente, casi 14%, y Guatemala el país con menor variación, casi 4%.

Cuadro 1.4

Variación de Ingreso Equivalente (% PIB año anterior)							
	EI						Promedio
	Costa Rica	Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Simple
2003	-0.3%	-0.8%	-0.6%	-0.6%	-2.1%	-1.1%	-0.9%
2004	-1.0%	-1.5%	-0.9%	-1.9%	-3.0%	-1.1%	-1.6%
2005	-1.0%	-1.8%	-1.1%	-2.9%	-5.1%	-1.2%	-2.2%
2006	-1.5%	-1.7%	-1.0%	-2.4%	-3.3%	-0.7%	-1.8%
Acumulado							
2003 a 2006	-3.8%	-5.9%	-3.5%	-7.8%	-13.5%	-4.2%	-6.4%

Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL (2004a), CEPAL (2004b), CEPAL (2006b), OLADE (2004) y DOE.

⁹ Además, para llevar a calcular el impacto sobre el valor agregado, hay que hacer supuestos acerca de cómo distribuir entre el sector productivo y los consumidores aumentos de costos del aumento del costo de generación de energía eléctrica debido al shock petrolero (ya que esto depende de cuánto ajustan las tarifas eléctricas), cuál sería el impacto de dicho shock sobre los precios de los bienes no transables, qué porcentaje de cada combustible empleado para transporte corresponde a las empresas y qué a los consumidores, etc. Al considerar la economía en su conjunto, estos efectos se netean entre las empresas y los consumidores.

1.2 Evidencia del shock sobre el fisco: efectos directos e indirectos

El desempeño fiscal de los países estudiados ha sido favorable en los últimos años, beneficiándose tanto por condiciones de crecimiento como por tasas de interés externas. El **Cuadro 1.5** muestra que en todos los países, con la excepción de Panamá, el resultado primario promedio de los años 2004 y 2005, cuando el shock de precios se materializa, era mejor que el observado en el cuatrienio 2000 a 2003, período de precios del petróleo sustancialmente más bajos. Con una carga de intereses relativamente constante (2.5% del PBI para el promedio simple de los siete países), las cuentas fiscales globales se mantuvieron dentro de estándares prudentes, con un peso de la deuda pública bajo para cuatro de los siete casos (Costa Rica, El Salvador, Guatemala y República Dominicana), mientras que en 2006 Honduras y Nicaragua se

Cuadro 1.5

Indicadores Fiscales Seleccionados en Países Centroamericanos								
- en % PIB -								
	Deuda Pública / PBI		Resultado Primario / PBI		Intereses Deuda / PBI		Ingresos / PBI	
	2001-2003	2004-2005	2001-2003	2004-2005	2001-2003	2004-2005	2001-2003	2004-2005
COSTA RICA	53.5	53.9	0.5	1.5	5.2	5.1	22.5	22.4
EL SALVADOR	38.6	42.9	-2.4	-0.8	1.8	2.2	16.0	16.3
GUATEMALA	16.6	17.9	0.2	0.8	1.3	1.4	11.3	11.1
HONDURAS 2/	68.1	64.4	-2.6	-1.6	0.6	0.2	26.2	27.3
NICARAGUA	205.6	90.2	-2.9	-2.9	3.3	2.1	20.9	22.7
PANAMÁ	69.4	68.3	1.1	0.7	3.7	4.4	23.8	21.8
REPÚBLICA DOMINICANA	34.8	48.7	-1.9	0.4	1.2	2.2	16.6	16.6

1/ Excluye resultado cuasifiscal

2/ Se computan los intereses netos

Fuentes: FMI excepto CSFB para Panamá.

beneficiaron con la iniciativa multilateral de reducción de deuda externa.

Al margen de este comportamiento ex post satisfactorio, los resultados de la sección anterior sugieren que existe un impacto latente sobre la recaudación tributaria que deviene del propio impacto del shock de precios sobre la actividad económica. Adicionalmente, y en la medida que los países ajustan la carga tributaria en respuesta al shock, existe un efecto directo sobre la propia pérdida de recaudación de los impuestos a los combustibles líquidos, que en estos países, como en el resto de América Latina (y de hecho, en el mundo) son la parte más importante de la recaudación de impuestos a los productos energéticos. A su vez, este efecto directo vía la recaudación de impuestos a los combustibles no agota los efectos directos sobre el fisco, en tanto existen decisiones de gasto tributario y subsidios explícitos o implícitos que van a agregarse a los impactos finales (ver sección 2.3). En esta sección mostramos primero los resultados de los efectos directos de la recaudación de los impuestos a los combustibles y luego completamos con la estimación de los efectos indirectos “latentes” debido al shock sobre la actividad económica.

El impacto directo sobre la recaudación de impuestos a los combustibles se estimó multiplicando (para cada derivado) el gravamen total (impuestos selectivos, aranceles a la importación, etc.) por el consumo respectivo de cada derivado y computando la evolución en el tiempo de la presión tributaria respecto del PIB de la economía. El **Cuadro 1.6** muestra esta evolución entre 2003 y

2006. Se observa, en primer lugar, distintas magnitudes en cuanto a presión tributaria, con Honduras reflejando una carga más elevada que el promedio y Panamá, ubicado en el otro extremo. Comparando el año 2006 con el 2003, la caída en la recaudación de impuestos a los hidrocarburos como porcentaje del PIB dio lugar a impactos variables según el país (y en relación al ajuste de impuestos de cada uno, que se mide detalladamente más adelante). Para el conjunto de países del **Cuadro 1.6** se estima una pérdida de recaudación del orden del 0.4% del PIB entre 2003 y 2006, que va desde un efecto nulo en el caso de Guatemala (si bien la caída con respecto a 2005 es del orden del 0.3% del PIB) a un efecto de 0.9% del PIB para Honduras (concentrado en el año 2005).

Cuadro 1.6

Estimación del Impacto shock Petrolero sobre la Recaudación Impuestos s/Hidrocarburos -en % del PIB-							
	Costa Rica	El Salvador ¹	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá ¹	Promedio Simple
2003	2.2%	1.4%	1.4%	4.3%	3.2%	1.2%	2.3%
2004	2.2%	1.4%	1.5%	4.2%	3.3%	1.1%	2.3%
2005	2.1%	1.3%	1.7%	3.5%	2.9%	0.9%	2.1%
2006	1.8%	1.1%	1.4%	3.4%	2.9%	0.9%	1.9%
2006 vs. 2003	-0.4%	-0.3%	0.0%	-0.9%	-0.3%	-0.2%	-0.4%

Fuente: Elaboración propia en base a datos CEPAL ().

¹Excluye subsidio al GLP.

Para aislar el efecto latente del shock petrolero sobre la recaudación, se combinaron las estimaciones sobre el efecto latente del shock petrolero sobre el PIB con estimaciones de las elasticidades de los ingresos fiscales con respecto al PIB y con respecto al valor del WTI. Es decir, se usó el impacto estimado sobre el valor agregado obtenido antes, para estimar un efecto sobre el coeficiente de recaudación a PIB, utilizando elasticidades de la recaudación al producto y (como efecto aislado) al precio del petróleo. Las estimaciones de dichas elasticidades se realizaron usando datos trimestrales disponibles (según el país) hasta 2006 (excepto en los casos de El Salvador y Honduras que se debieron usar datos anuales).¹⁰

El **Cuadro 1.7** muestra los resultados. El efecto promedio sobre los países entre 2003 y 2006 es negativo y del orden del 0.7% del PIB, con la excepción de El Salvador (debido a la baja elasticidad estimada, ver nota al pie anterior). Se observa que Guatemala y Honduras muestran mayores efectos negativos dado que las estimaciones incorporan la evidencia de una respuesta negativa de la recaudación fiscal al shock en el precio del petróleo.

¹⁰ Se estimaron regresiones de la recaudación real respecto al PIB real y el precio del WTI, siguiendo especificaciones simples en logaritmos, utilizando datos trimestrales desde 1991:1 hasta 2006:1. En el caso de El Salvador y Honduras se debieron utilizar datos anuales desde 1980 (1990 para el caso de El Salvador) hasta 2005. En todos los casos los estadísticos confirmaron parámetros de elasticidades significativos. Las elasticidades estimadas son en promedio superiores a la unidad (1.12), confirmando la prociclicidad de la recaudación (dado que dan lugar a un coeficiente R/Y que oscila positivamente con el PIB), con dos casos de valores bajos e inferiores a la unidad (El Salvador, 0.42 y Panamá 0.67) y otro caso con valores más elevados (Guatemala, 2.02). Además del coeficiente respecto al PIB, se encuentran efectos negativos autónomos del precio del WTI sobre la recaudación real en los casos de Guatemala y Honduras.

En suma, los impactos fiscales sobre la recaudación del aumento del precio del petróleo se estiman inicialmente a través del impacto directo sobre la recaudación de hidrocarburos que, para el promedio de los países, es de 0.4% del PIB. Adicionalmente, un efecto indirecto latente a través de una menor actividad económica, del 0.7% del PIB. Los dos efectos no son estrictamente agregables, porque responden a ejercicios diferentes, uno midiendo un efecto observado referido a cambios en los impuestos a hidrocarburos y otro simulando un impacto latente por la vía de menor actividad económica. Aún así, la magnitud de estos efectos es importante si se observa el relativamente bajo nivel de presión tributaria de los países.

Cuadro 1.7

Impacto Indirecto del Shock Petrolero sobre los Ingresos Fiscales							
	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Promedio Simple
Elasticidades del Ingreso Fiscal¹							
PBI²	115%	42%	202%	137%	123%	67%	
WTI³	0%	0%	-14%	-8%	0%	0%	
Ingresos Fiscales (% del PBI)							
2002	12.9%	12.2%	11.2%	18.3%	15.0%	16.0%	14.3%
2003	13.3%	12.7%	11.1%	18.5%	16.4%	15.2%	14.5%
2004	13.3%	12.9%	10.5%	19.3%	17.1%	14.1%	14.5%
2005	13.5%	13.3%	10.4%	19.2%	17.9%	13.4%	14.6%
Promedio 2002 a 2005	13.2%	12.8%	10.8%	18.8%	16.6%	14.7%	14.5%
Impacto sobre Ingresos Fiscales (en % del PBI)							
2003	0.0%	0.1%	-0.4%	-0.3%	-0.1%	0.1%	-0.1%
2004	0.0%	0.1%	-0.6%	-0.6%	-0.1%	0.1%	-0.2%
2005	0.0%	0.1%	-0.7%	-0.8%	-0.2%	0.1%	-0.2%
2006	0.0%	0.1%	-0.4%	-0.4%	-0.2%	0.0%	-0.1%
Acumulado 2003 a 2006	-0.1%	0.4%	-2.0%	-2.1%	-0.6%	0.2%	-0.7%

¹Las elasticidades nulas corresponden a coeficientes no significativos.

²El aumento del PIB empleado para calcular el impacto fiscal en cada uno de los países fue el impacto sobre el PIB estimado en la Sección 1.8.

³El WTI acumuló un aumento de 152% desde el año 2002 al año 2006.

2. DECISIONES Y ACCIONES FRENTE AL SHOCK: IMPLICANCIAS Y EFECTOS FISCALES

Esta sección del estudio presenta evidencia y elabora sobre la interfase entre los efectos fiscales del shock del precio del petróleo y la adaptación o respuesta de acciones tomadas en el ámbito de los precios e impuestos y de otras decisiones en el área energética. Estas decisiones dependen del plazo de análisis en cuestión. Para el corto plazo, en el que se evalúan los efectos del shock del precio del petróleo, los países reaccionan usualmente con modificaciones en los impuestos o subsidios así como en la política de formación de precios sin impuestos. Pero en un plazo mayor, el trasfondo de las decisiones se inscribe en la política energética que depende de la matriz energética del país, que resume el patrón de oferta y demanda de energía, incluyendo las características de la tecnología y el stock de capital en el sector.

Una forma convencional de examinar el sector es empezar por los combustibles líquidos, dada su relación directa con el precio del petróleo. Esto lo hacemos en las primeras sub-secciones, en donde miramos la estructura impositiva a los combustibles y luego la evidencia sobre su ajuste frente al reciente shock del precio del petróleo. Sin embargo, mirar los efectos de los ajustes en gasolinas y diesel, si bien muy importante en varios países, es parcial puesto que requiere ser complementado con lo que ocurre en la adaptación de los precios e impuestos/subsidios de otros energéticos como el gas licuado y la electricidad. Estos completan la evaluación en otras subsecciones y se acompañan también con ejemplos de caso para alguno de los países sobre nuestros estudios previos o provenientes de otras fuentes.

Algunos trabajos recientes siguen el camino de mirar en detalle el comportamiento de los países en el ámbito de los derivados del petróleo y de respuestas de política en reacción al shock. Un estudio exhaustivo de la experiencia mundial en cuanto a reacciones a la escalada de los precios del petróleo puede verse en Bacon y Kojima (2006).¹¹ Ellos examinan el comportamiento de 38 países (clasificados en no productores, importadores netos y exportadores netos de petróleo) en varias dimensiones.¹² Para el caso de los países importadores de petróleo (dentro de los cuales se encuentra el grueso de los países con excepción de Guatemala, que exporta pero es importador neto) ese trabajo encuentra un patrón de comportamiento que revela que dos tercios de los mismos ajustaron impuestos para suavizar el shock y también introdujeron esquemas de ahorro o racionamiento (de combustibles para transporte y/o de energía eléctrica). En conjunto, aproximadamente entre un tercio y la mitad de los países de ese grupo suspendió mecanismos de mercado de formación de precios o influyó en los mismos. Por último, muy pocos países mostraron respuestas por la vía de mejor focalización de precios y subsidios o a través del uso de fondos de estabilización.

¹¹ En otro nivel de esfuerzo y detalle, un informe reciente de Baig et.al. (2007) se basa en encuestas realizadas a expertos del FMI residentes en diversos países tendientes a evaluar respuestas de precios y magnitud de subsidios. La evidencia sin embargo es escasa para Centroamérica, al cubrirse sólo Honduras y República Dominicana y de modo parcial o incompleto. Adicionalmente, ese estudio posiblemente adolece de problemas metodológicos relacionados con la no uniformidad u homogeneidad de las respuestas.

¹² Honduras, Guatemala y Nicaragua se encuentran en la muestra utilizada en dicho estudio.

2.1. La anatomía de los precios y los impuestos a los combustibles en Centroamérica

La formación de precios finales de los combustibles líquidos a partir de impuestos sigue, en Centroamérica, líneas generales que mezclan componentes ad-valorem (dados, por ejemplo, por la tributación general) y componentes específicos, siendo estos últimos dominantes de las formas de tributación. Esta elección del formato ad-valorem o específico en cada país no es objeto de análisis de este estudio sino que se toma como dato. Mientras que desde un punto de vista de tributación óptima (bajo competencia perfecta) existe una indiferencia entre un formato u otro, en la práctica la elección entre formas específicas versus ad-valorem de tributación ha sido objeto de análisis en cuanto a sus propiedades sobre el control de las externalidades, la competencia de mercado, la protección de la recaudación a la inflación y otras dimensiones.¹³

El **Cuadro 2.1** muestra una descomposición de la tributación a los combustibles. En un extremo se ubican Costa Rica, Honduras, Nicaragua y Panamá que utilizan sólo impuestos específicos (habitualmente definidos en moneda extranjera o ajustable por inflación doméstica) y en el otro aparecen El Salvador y Guatemala que gravan a casi todos los combustibles con el IVA y a algunos de ellos además con impuestos específicos.

El Cuadro ayuda al mismo tiempo a dar una idea de los órdenes de magnitud relativa (entre productos y entre países) de los impuestos utilizados y del cambio producido respecto de 2001, fecha elegida como bastante anterior al inicio del ciclo ascendente en los precios del petróleo. Como puede observarse a primera vista, Guatemala hizo ajustes en los componentes específicos en dólares de los precios, mientras que Costa Rica, Nicaragua y Panamá los mantuvieron constantes (o redujeron levemente). Honduras simplificó la estructura tributaria, eliminando impuestos ad-valorem y aumentando los impuestos específicos tratando de estabilizar los gravámenes totales. El caso de El Salvador es diferente porque involucra cambios en la estructura

¹³ Cuando se utilizan los impuestos selectivos a los combustibles para gravar el consumo de determinados productos porque producen externalidades negativas es habitual que se defina el gravamen en \$/galón, es decir en formato específico. La tributación a los combustibles tiene esas características en la mayor parte de los países supuestamente porque permite focalizar mejor en lo que genera la externalidad (azufre en el diesel, plomo en las gasolinas, etc.). Respecto de la competencia de mercado la elección de la estructura tributaria no es indiferente cuando existen oligopolios con productos homogéneos o diferenciados, siendo en principio, aunque no para todas las configuraciones, más pro-competitiva la tributación ad-valorem. En cuanto a la protección a la inflación (mientras que la tributación ad-valorem lo hace automáticamente), la tributación específica resuelve el problema sólo en la medida en que la misma se corrija por la evolución de los precios al consumidor (como en Suecia) o se fije en moneda extranjera (como ocurre en varios países centroamericanos). Finalmente, en los casos en que no se utiliza el IVA, el gobierno obtiene un ingreso extra ya que las petroleras deben absorber los créditos fiscales por sus compras como costo y el impacto en el precio final no puede ser descontado por los compradores gravados. Ello afecta negativamente la competitividad de los sectores transables y ha sido objeto de debate en algunos países.

de impuestos y subsidios cruzados de un modo algo más complejo que lo que se capta en el Cuadro.¹⁴

Cuadro 2.1

ISTMO CENTROAMERICANO: IMPUESTOS A LOS COMBUSTIBLES						
Fecha	2005					
	(dólares por galón y %)					
	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Aranceles		1%				
Impuestos específicos						
Gasolina superior	1.015	0.359	0.614	1.159	0.698	0.600
Gasolina regular	0.972	0.359	0.601	1.152	0.695	0.600
Diesel	0.573	0.200	0.170	0.611	0.541	0.250
Kerosene	0.280		0.065	0.295	0.422	0.130
Gas licuado (GLP)	0.196			0.210		
Bunker (no electric.)	0.100			0.427	0.189	0.150
Jet fuel	0.588		0.065	0.030	0.009	
IVA o equivalente		13%	12% (excepto GLP)		15% (solo GLP)	
Cargos por regulación		0.001			0.001	
Fecha	2001					
	(dólares por galón y %)					
	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Arancel		1%	10% Gasolinas 5% Jet Fuel	15.5% Líquidos 10.5% GLP		
Impuestos específicos						
Gasolina superior	1.019		0.480	0.800	0.698	0.600
Gasolina regular	0.972		0.470	0.780	0.695	0.600
Diesel	0.576		0.170	0.260	0.541	0.220
Kerosene	0.281		0.060	0.000	0.422	0.130
Gas licuado (GLP)	0.195			0.000		
Fuel Oil (Elect)	0.100		N.D.	0.083		0.150
Fuel Oil (No Elect)	0.100		0.250	0.083	0.189	
Jet fuel						
IVA o equivalente		13%	12%	15% Max sobre Precio PI	15% (solo GLP, 100 lts) y Fuel Oil (elect).	
Cargos por regulación		0.001			0.001	

¹⁴ Los gravámenes en El Salvador comprenden cinco elementos: i) un arancel para crudo y derivados de 1% sobre el valor cif; ii) un impuesto para el mantenimiento de la red vial —Fondo de Conservación Vial (Fovial)—, aplicable sólo a las gasolinas y el diesel, por un monto fijo de 0,20 dólares por galón; iii) un cargo de 0,159 dólares por galón, únicamente para las gasolinas, destinado al subsidio del gas licuado para consumo doméstico en envases pequeños; iv) un impuesto a la transferencia de bienes muebles y a la prestación de servicios (equivalente al IVA) de 13% sobre el precio final de cada combustible; y v) un recargo de 0,0012 dólares por galón por concepto de regulación y control. Los componentes ii) y iii) mencionados fueron establecidos a partir de noviembre de 2001, junto con la liberación del mercado y la desaparición del enorme subsidio (cruzado) al diesel para transporte de pasajeros.

La participación de estos impuestos en los precios finales sólo puede verse con referencia directa a los mismos, en particular dado que en dos países existen componentes ad-valorem. El **Cuadro 2.2** muestra los precios finales, sin impuestos y la brecha impositiva por galón para cada combustible.

Cuadro 2.2
Estructura de los precios e impuestos a los combustibles en 2006

Producto	Costa Rica			El Salvador			Guatemala		
	Precio Final (q)	Precio s/imp (p)	Tax Wedge (t)	Precio Final (q)	Precio s/imp (p)	Tax Wedge (t)	Precio Final (q)	Precio s/imp (p)	Tax Wedge (t)
Gasolina superior	3.66	2.74	0.92	3.27	2.60	0.67	3.27	2.37	0.90
Gasolina regular	3.47	2.59	0.88	3.20	2.54	0.66	3.20	2.32	0.88
Diesel	2.47	1.95	0.52	2.63	2.16	0.47	2.63	2.38	0.25
Producto	Honduras			Nicaragua			Panamá		
	Precio Final (q)	Precio s/imp (p)	Tax Wedge (t)	Precio Final (q)	Precio s/imp (p)	Tax Wedge (t)	Precio Final (q)	Precio s/imp (p)	Tax Wedge (t)
Gasolina superior	3.61	2.45	1.16	3.47	2.76	0.71	2.35	1.75	0.60
Gasolina regular	3.24	2.09	1.15	3.29	2.58	0.71	2.77	2.17	0.60
Diesel	2.91	2.29	0.62	2.91	2.35	0.56	2.35	2.10	0.25

Fuente: elaboración sobre datos de CEPAL y fuentes de cada país

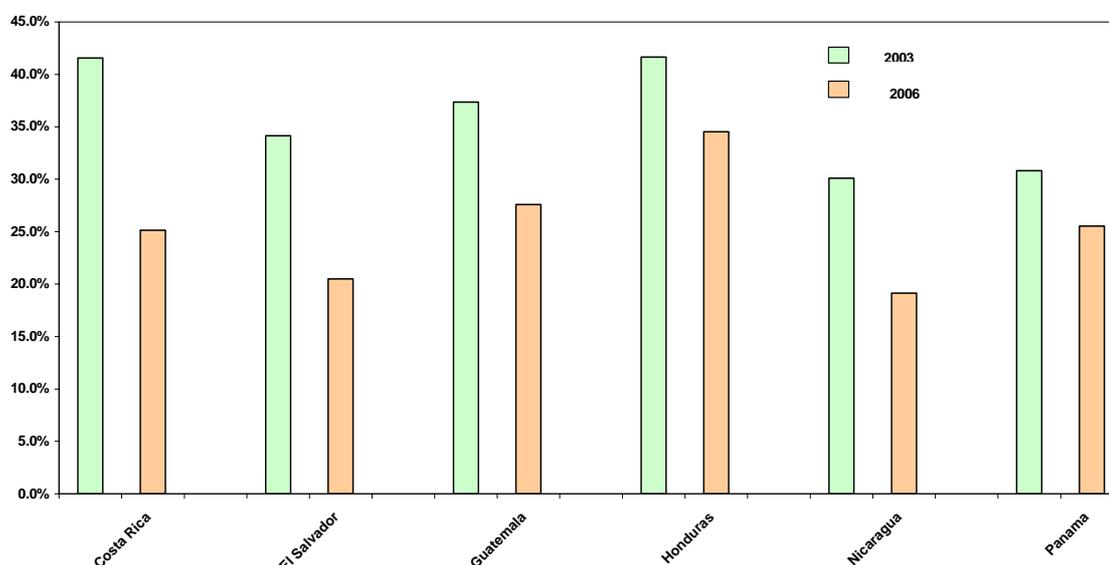
A su vez el **Cuadro 2.3** muestra la brecha impositiva (tax wedge) que separa los precios sin y con impuestos como porcentaje de estos últimos para los casos de la gasolina superior y el diesel, comparando su situación en 2006 respecto de 2003, mostrando la reacción frente a la escalada en el precio del petróleo. El **Gráfico 2.1** muestra el cambio en la brecha impositiva para el caso particular de las gasolinas.

Cuadro 2.3
Tax Wedge como % del Precio Final 2006 vs. 2003

	Costa Rica		El Salvador		Guatemala	
	2006	2003	2006	2003	2006	2003
Gasolina superior	25.1%	41.6%	20.5%	34.1%	27.6%	37.4%
Gasolina regular	25.4%	41.2%	20.6%	30.9%	27.6%	37.9%
Diesel	21.0%	34.1%	17.9%	22.0%	9.4%	23.6%
	Honduras		Nicaragua		Panama	
	2006	2003	2006	2003	2006	2003
Gasolina superior	32.1%	41.7%	20.5%	30.1%	25.5%	30.8%
Gasolina regular	35.4%	42.3%	21.6%	32.0%	21.7%	31.5%
Diesel	21.3%	30.7%	19.2%	30.4%	10.6%	17.7%

Fuente: Cuadro 2.2

Gráfico 2.1
Variación de la Brecha Impositiva (Tax Wedge) de la Gasolina en Países Centroamericanos
entre 2003 y 2006



Finalmente, el **Cuadro 2.4** muestra la evolución de los márgenes brutos (referidos a toda la cadena de valor) de los combustibles entre 1999 y 2005 según la elaboración de la CEPAL.

Cuadro 2.4
EVOLUCIÓN ANUAL DE LOS MÁRGENES ACUMULADOS, GASOLINAS Y DIESEL, 1999-2005^a
(Dólares por galón)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Costa Rica							
Promedio ponderado	0.30	0.29	0.33	0.37	0.42	0.38	0.40
Gasolina superior	0.35	0.40	0.34	0.44	0.50	0.50	0.61
Gasolina regular	0.35	0.38	0.43	0.43	0.50	0.48	0.57
Diesel	0.23	0.16	0.25	0.26	0.28	0.21	0.12
El Salvador							
Promedio ponderado	0.42	0.39	0.38	0.40	0.37	0.33	0.30
Gasolina superior	0.61	0.57	0.54	0.50	0.45	0.39	0.38
Gasolina regular	0.57	0.50	0.44	0.43	0.38	0.34	0.31
Diesel	0.40	0.39	0.42	0.34	0.32	0.29	0.24
Guatemala							
Promedio ponderado	0.34	0.31	0.36	0.3	0.25	0.23	0.32
Gasolina superior	0.36	0.37	0.38	0.33	0.28	0.24	0.34
Gasolina regular	0.36	0.36	0.40	0.36	0.31	0.27	0.38
Diesel	0.31	0.25	0.33	0.25	0.2	0.2	0.28
Honduras							
Promedio ponderado	0.35	0.39	0.43	0.43	0.50	0.45	0.48
Gasolina superior	0.39	0.45	0.49	0.49	0.55	0.50	0.54
Gasolina regular	0.40	0.44	0.49	0.49	0.57	0.52	0.51
Diesel	0.31	0.34	0.38	0.37	0.45	0.41	0.44
Nicaragua b/							
Promedio ponderado	0.38	0.43	0.47	0.43	0.51	0.48	0.52
Gasolina superior	0.55	0.59	0.60	0.56	0.62	0.56	0.61
Gasolina regular	0.49	0.53	0.55	0.51	0.59	0.56	0.60
Diesel	0.29	0.36	0.40	0.35	0.43	0.41	0.45
Panamá							
Promedio ponderado	0.44	0.40	0.41	0.42	0.35	0.31	0.26
Gasolina superior	0.48	0.42	0.42	0.47	0.38	0.35	0.30
Gasolina regular	0.44	0.46	0.41	0.48	0.37	0.32	0.26
Diesel	0.40	0.37	0.39	0.36	0.32	0.28	0.23

Fuente: CEPAL

^aLas cifras de 2005 corresponden al periodo de Enero a Junio.

Todos estos datos permiten tener una representación simple y concisa de la forma, magnitud y evolución de la carga tributaria en los precios finales de los combustibles, tanto en valor absoluto como en relación a los cambios producidos en los precios finales. Los resultados son básicamente cinco.

En primer lugar, los impuestos a los combustibles tienen un formato más sesgado hacia la tributación específica, con algunos países que agregan elementos ad-valorem vinculados a la tributación general. En segundo lugar, la carga tributaria promedio (expresada en la brecha tributaria o tax wedge) es moderada en comparación con otros países de América Latina. En tercer lugar, existe un sesgo a favor del diesel que es común en muchos otros países de la región, pero de una magnitud también moderada, excepto en los casos de Guatemala y Panamá. En cuarto lugar, la evidencia muestra que los tributos a los combustibles fueron ajustados de modo tal que computando la brecha tributaria como porcentaje del precio final se observa una caída, si bien de diferente magnitud (con Costa Rica y Honduras en los extremos), en todos los casos (con mayor intensidad en el caso del diesel oil) dando cuenta de algún comportamiento de acolchonamiento de la suba del precio del petróleo. En quinto lugar, existe evidencia de que en algunos países y en algunos productos (nuevamente el diesel) los ajustes involucraron a los márgenes brutos de la cadena de valor de la actividad, si bien esto no necesariamente involucra operaciones fiscales en tanto se refiera a ajustes competitivos o financiados por el sector privado.

2.2 Evidencia de “acolchonamiento” en los ajustes en los impuestos a los combustibles

En su forma más extrema, la acción de acolchonar la suba del precio del petróleo en los precios finales de los combustibles implica la estabilización del precio final que pagan los usuarios. Mientras que existen casos aislados de este comportamiento en América Latina (pero de países que no son importadores sino exportadores netos de petróleo y combustibles)¹⁵ en la mayoría de los casos el fenómeno de acolchonamiento es parcial o incompleto y también puede involucrar parcialmente en el corto o mediano plazo a las finanzas públicas dependiendo de otras regulaciones sectoriales. Desde un punto de vista de impacto fiscal, el manejo del componente tributario del precio final es el aspecto más relevante, porque otros mecanismos de manejo de precios finales no necesariamente impactan fiscalmente.

La referencia obvia para mirar evidencia de acolchonamiento es comparar la evolución de los precios finales con la de los impuestos y de los precios de frontera o importación. Pero aún en este caso existen matices dependiendo de cuán suave o dura es la definición de acolchonamiento que se quiera emplear. En este trabajo medimos acolchonamiento de tres formas distintas, las cuales dan lugar a resultados diferentes en cuanto al número de casos y la magnitud de los mismos.

En primer lugar, nos referimos a una evidencia “fuerte” de acolchonamiento cuando los países reducen el valor absoluto de la brecha tributaria (o tax-wedge), según se mide en el **Cuadro 2.2**,

¹⁵ *La Argentina es un caso de acolchonamiento casi extremo a nivel de gasolinas y diesel, observándose valores de los combustibles finales que son inferiores a todos los países considerados en la muestra anterior (tal vez con excepción de Panamá en el caso de las gasolinas) y alrededor de 45% por debajo de países vecinos importadores de petróleo, como Chile y Uruguay. En el caso argentino los costos fiscales se han reducido parcialmente por medio de un mecanismo de reducción del precio doméstico del petróleo a partir de impuestos a las exportaciones.*

es decir cuando los impuestos por galón se reducen. Este comportamiento es condición necesaria, pero no suficiente, para estabilizar los precios finales y por otro lado implica necesariamente una reducción o pérdida en la recaudación de los impuestos a los combustibles.

En segundo lugar, hablamos de una evidencia “neutra” de acolchonamiento cuando la brecha tributaria aumenta (luego del aumento de precios externos) menos que lo que resultaría de la tributación general ad-valorem de la economía aplicada a los bienes transables. Este valor depende de cada país y en lo referente a la evolución de la recaudación, el efecto va a ser en general positivo¹⁶ si bien también inferior al que resultaría de mantener la carga tributaria vigente (en equivalente ad-valorem) de los impuestos a los combustibles.

En tercer lugar, nos referimos a una evidencia “débil” de acolchonamiento si se observa una reducción en la brecha tributaria (o tax-wedge) expresada como porcentaje del precio final, tal como se la computa en el **Cuadro 2.3**. Este caso se relaciona también con las condiciones para detectar apartamientos de la tributación respecto del comportamiento que se deduciría de un esquema cuasi-eficiente (o cuasi-óptimo) en donde los impuestos se determinan para recaudar fondos y corregir externalidades.¹⁷

El **Cuadro 2.5** mide los aumentos porcentuales en los precios finales, los precios sin impuestos y en los impuestos (o la brecha tributaria) y de un modo simple sirve a los propósitos de detectar el comportamiento de acolchonamiento observado en los países. Las columnas (4), (8) y (9) sirven a los propósitos de medir si hubo acolchonamiento “neutro”, es decir si la suba porcentual de impuestos en relación a la suba en el precio sin impuestos conforma a la tributación general uniforme (representada por la tasa del IVA). El Cuadro se completa también con una comparación con los EEUU y algunos países europeos.)

¹⁶ *Dados los valores menores a la unidad que normalmente tienen las elasticidades-precio de los productos energéticos, si bien ello depende de la magnitud de la suba de precios en el caso de elasticidades variables.*

¹⁷ *Ver Navajas (2004) para un ejemplo de aplicación práctica. En un esquema de tributación indirecta cuasi-óptima los precios finales son paramétricos a los costos de oportunidad representados por los precios sin impuestos, y la brecha tributaria (tax wedge) -normalmente expresada en estos modelos como porcentaje del precio final- se determina en función de parámetros tales como el costo marginal de obtener fondos públicos (CMFP), elasticidades-precio de demanda y costos por externalidades, todos los cuales son en principio endógenos a los precios finales por la vía del consumo. Sin embargo, en este esquema no es esperable que un aumento en el precio del petróleo implique un mantenimiento de la brecha tributaria (tax wedge) como porcentaje del precio final, sino más bien una disminución, entre otras razones porque el ejercicio presume la constancia en la recaudación fiscal calibrada para un CMFP y porque los otros parámetros también van a estar cambiando. Es decir que en un esquema de tributación eficiente va a existir un comportamiento de acolchonamiento “débil”, y más aún si el análisis se extiende a un escenario cuasi-óptimo en que se introducen restricciones político-sociales.*

Cuadro 2.5

Aumento porcentual de precios e impuestos 2006 vs. 2001									
País	Gasolina Regular				Diesel				Tasa IVA (9)
	Precio Final (1)	Precio s/Imp (2)	Tax Wedge (3)	(4) = (3) / (2)	Precio Final (5)	Precio s/Imp (6)	Tax Wedge (7)	(8) = (7) / (6)	
Estados Unidos	72%	94%	0%	0%	92%	135%	0%	0%	NC
Reino Unido	54%	117%	32%	27%	56%	117%	33%	28%	17.5%(1)
Francia	68%	113%	47%	42%	90%	132%	62%	47%	19.6%(1)
Alemania	75%	115%	64%	56%	89%	126%	64%	51%	16%(1)
Costa Rica	58%	121%	-14%	-11%	99%	99%	-15%	-15%	13%
El Salvador	69%	101%	5%	5%	91%	88%	176%	200%	13%
Guatemala	80%	104%	37%	35%	70%	121%	-17%	-14%	12%
Honduras	39%	64%	10%	15%	66%	95%	15%	16%	12%
Nicaragua a/	61%	93%	0%	0%	73%	98%	0%	0%	14%
Panamá	59%	90%	0%	0%	73%	89%	0%	0%	5%

Fuente: elaboración propia en base a datos de la DOE, CEPAL y SIECA.

(1) Corresponde al año 2003. NC: no corresponde

Sobre esta evidencia, el **Cuadro 2.6** resume los resultados y muestra que se observa un comportamiento de acolchonamiento “fuerte” sólo en el caso de Costa Rica. En el medio se ubican Nicaragua y Panamá con un comportamiento “neutro”. En el otro extremo, Honduras describe un comportamiento de acolchonamiento débil, si bien en el caso de las gasolinas esto se explica por controles sobre los precios sin impuestos. Por su parte Guatemala describe acolchonamiento débil en gasolinas y “fuerte” en diesel, mientras que El Salvador muestra acolchonamiento “neutro” en gasolinas y sobreajuste (anterior a la escalada en el precio del petróleo) en el caso del precio del diesel.

La evidencia muestra entonces que, en todos los casos, los países de la región acolchonaron de algún modo e intensidad el impacto en los precios finales de los combustibles. Los efectos fiscales directos de estas conductas se midieron anteriormente en el **Cuadro 1.6**.¹⁸ Este comportamiento promedio es en rasgos generales similar a la que siguen los EEUU recientemente, en donde la evidencia muestra un acolchonamiento “neutro”. Por su parte los países europeos han seguido un patrón de acolchonamiento débil (si bien con diferentes matices).¹⁹

¹⁸ Honduras hizo un acolchonamiento “débil” con intervenciones en la formación de precios, pero de todos modos perdió casi un 1% del PIB de recaudación, debido a la relativamente más elevada carga tributaria que el resto.

¹⁹ En el caso de Estados Unidos, el impuesto fijado en dólares prácticamente no se alteró, lo que permitió que las subas en los precios netos de impuestos (similares a los valores mayoristas en la costa del Golfo) impactaran menos en el precio al público. En Europa, como una parte de la tributación es ad-valorem, los impuestos unitarios aumentaron pero menos que el precio neto de impuestos, lo cual permitió moderar parcialmente el impacto en el precio final.

Cuadro 2.6

Evidencia de "Acolchonamiento" en los Impuestos a los Combustibles

Criterio	Condición	Casos
Fuerte	Caída en la brecha tributaria $\Delta(q - p) < 0$	Costa Rica; Guatemala (diesel)
Neutro	Aumento porcentual de los impuestos respecto del aumento de los precios sin impuestos por debajo del IVA $\frac{\Delta(q - p)/(q - p)}{\Delta p / p} < \tau_{IVA}$	Nicaragua; Panamá; El Salvador (gasolinas)
Débil	Caída en la brecha tributaria como porcentaje del precio final $\Delta \frac{(q - p)}{q} < 0$	Honduras; Guatemala (gasolinas)

Fuente: Cuadros anteriores.

p es el precio antes de impuestos, q es el precio después de impuestos y $p - q$ es la brecha tributaria.

2.3 Evidencia de manejo de formación de precios de la energía y de subsidios explícitos

Mientras que los impuestos a los combustibles son los componentes tributarios más significativos en relación al sector energético, otros canales de acciones destinadas a suavizar el impacto de la escalada de los precios del petróleo tienen que ver con intervenciones en la formación de precios y en la utilización de subsidios directos o indirectos, todos estos mecanismos que pueden tener consecuencias fiscales de distinto orden de magnitud.

El **Cuadro 2.7** resume un conjunto de decisiones tomadas en los siete países estudiados con el objetivo de morigerar el efecto del mayor precio internacional del petróleo. También se agrega información sobre efectos fiscales en algunos casos que involucran subsidios de magnitud relevante. En general se reportan tres clases de efectos: a) sobre los precios de los combustibles líquidos (utilizados en el transporte); b) sobre el precio del gas licuado, utilizado en la región para cocción y en algunos casos para transporte; c) sobre las tarifas eléctricas.

Entre los países estudiados existe un patrón histórico reciente en el caso de combustibles líquidos que indica casos de libertad de formación de precios (El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá) y casos de intervenciones regulatorias (Costa Rica y Honduras; en cierto grado Panamá en los precios ex refinería).²⁰ Una primera imagen que surge de la evidencia reciente es que estos patrones se mantuvieron. Así, en la mayoría de los casos los mecanismos de formación de precios de los combustibles no han sufrido intervenciones mayúsculas que aparten los mismos de sus paridades de importación, si bien existe evidencia de cierto grado de intervención en la formación de precios sin impuestos en otros casos.

²⁰ Ver por ejemplo CEPAL (2001) y CEPAL (2006a)

Cuadro 2.7

Formación de Precios y Subsidios Explícitos							
	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	República Dominicana
Combustibles líquidos	Precios regulan se fórmula que se ante aumentos de precios	se con mercado que pequeño subsidio de 0,04% del PIB en 2005. Eliminados en 2006.	Precios de mercado. Corte de Suprema cuestionó impuesto a los combustibles importados.	de Regulación transitoria post Katrina (2005) que se hace intensa en 2006. Subsidio de 0,2% (2005) gravó con aranceles a los combustibles importados.	Precios de mercado. Margenes finales elevados. Presión en el transporte lleva a subsidios por 0.4% del PIB en 2006.	Precios de mercado. Subsidio de 0.1% del PIB (2005 y 2006)	Precios de mercado. Subsidio de 0.8% del PIB en 2004, 0.4% en 2005 y 0.5% en 2006. En 2007 se busca reducirlo a la mitad con focalización
Gas licuado		Subsidios explícitos de 0,20% del PIB en 2005 y 0.4% del PIB en 2006.	Precios de mercado. al traslado de costos de generación en 2005 y 2006. Tarifa Social hasta 300 Kwh-mes congelada. Subsidio del 0.4% del PIB	de Precio mantuvo se congelado pero es sólo consumo de combustibles	Subsidios cruzados entre usuarios sólo grandes del pequeños consumo de combustibles	Subsidio explícito de 0.3% del PIB y (2006). duplicó respecto 2004.	0.8% del PIB en 2004, 0.4% en 2005 y 0.5% en 2006. En 2007 se busca reducirlo a la mitad con focalización
Electricidad	Subsidios directos y cruzados implícitos en la estructura tarifaria de la empresa pública	Subsidios explícitos de 0,11% del PIB en 2005 y 0.2% del PIB en 2006	Limitaciones al traslado de costos de generación en 2005 y 2006. Tarifa Social hasta 300 Kwh-mes congelada. Subsidio del 0.4% del PIB	0,5% del PIB en 2005 (hasta una sola vez 300 KWh-mes, en 80% de los consumidores residenciales). ENEE pérdida de 0.3% del PBI en 2005. En 2006 se licita generación con subsidio en combustibles.	Subsidio de una sola vez de 0.6% del PBI (0.2% directo, resto pérdidas de la empresa pública de generación) Tarifa congelada hasta 150 KWh-mes (75% de los consumidores residenciales)	Subsidios explícitos de 0.7% del PIB (2006), se multiplicó por 4 respecto de 2005.	Subsidio al sector de 2% del PIB en 2005. Reducido a 1% del PIB en Presupuesto 2007.

Fuentes: Banco Mundial (2006), Article IV revisions del FMI para varios países; CEPAL (2006). Fuentes de cada país.

Entre los países con experiencia en intervenciones regulatorias aparecen, por ejemplo, Costa Rica, en donde la fórmula que se utiliza para computar los precios domésticos fue corregida de modo tal de hacer la cuenta para cada derivado por separado (en lugar de la canasta que se utilizaba anteriormente) y se mantuvo un rol de amortiguador parcial, ya que los movimientos se concretan sólo cuando los precios de paridad de importación aumentan más del 5%. El caso de mayor intervención es tal vez el de Honduras, donde hubo inicialmente una intervención intensa pero transitoria durante el último trimestre de 2005 a partir de los efectos sobre los precios del huracán Katrina. Esto involucró un intento de aumento de los precios que luego fue revertido y llevó a un congelamiento por parte del Congreso y a una coparticipación de los costos con la industria con un subsidio fiscal explícito equivalente a 0.2% del PIB. En 2006, el nuevo gobierno retornó a los controles y los subsidios aumentaron llegando al entorno de 0.4% del PIB.

Entre los países con libertad para la formación de precios se destaca el caso de Nicaragua en donde el traslado de la suba del precio del petróleo (acompañada de ajustes en los márgenes) ocasionó conflictos y presiones por subsidios que se ubicaron en 0.4% del PIB en 2006. También en Panamá aparece en el presupuesto un pequeño subsidio explícito del orden del 0.1% del PIB en 2005 y 2006.

Por su parte, el patrón histórico de formación de precios del gas licuado ha sido diferente al de combustibles líquidos, con una mayor predisposición de los gobiernos para regular precios, otorgar subsidios explícitos o introducir subsidios cruzados. La evidencia más reciente confirma este patrón, observándose en mayor o menor grado una interferencia de los gobiernos para frenar aumentos en los precios finales. El caso más extremo es el de República Dominicana en el cual el gobierno mantuvo un precio inferior a la paridad de importación, incluso para el gas licuado utilizado en el transporte y por la industria y el comercio, y además exime al consumo de este derivado de los impuestos generales al consumo.²¹ Esto ha conducido a una búsqueda de mayor focalización. Según estimaciones privadas citadas en Artana et al (2006), sólo el 27% del total de propano consumido en el país era realizado por familias de ingresos medio bajos y bajos. A finales del año 2004 el gobierno intentó limitar el subsidio al consumo de gas licuado sólo a los hogares y se pretendía restringirlo todavía más, a las familias de bajos ingresos, por medio del uso de tarjetas magnéticas. De todas maneras, el subsidio durante el año 2006 era todavía importante (en el entorno de 0.5% del PBI). En 2007 se busca reducir a la mitad esta magnitud llevando adelante la focalización.

También en el caso de El Salvador se puede ver que alrededor del 60% del esfuerzo fiscal incurrido los años 2005 y 2006 se explica por el gas licuado (incluso casi duplicando el subsidio a la energía eléctrica), mientras que en Honduras su precio se mantuvo congelado aún cuando se liberalizaron los precios de los otros combustibles. Panamá tiene una partida presupuestaria de subsidios explícitos que casi se duplicó entre 2004 y 2006, llegando a 0.4% del PIB.

En el caso de la energía eléctrica, el patrón histórico fue de una importante ingerencia en el control de precios finales por la vía regulatoria o de la empresa pública, con subsidios explícitos o implícitos a través de subsidios cruzados. La experiencia reciente muestra un patrón con intervenciones intensas en busca de evitar (o moderar) las subas a la mayoría de los usuarios residenciales. Tal vez los casos de Guatemala, Honduras y Nicaragua son los más ilustrativos de las dificultades de los traslados de mayores costos de generación. En el caso de Guatemala hubo limitaciones directas al traslado y renegociaciones del esquema regulatorio, con planteos de modificación abierta del mismo. En Honduras, se debieron implementar importantes subsidios. En Nicaragua, por su parte, los mayores costos de generación encontraron en el otro extremo de la cadena de valor una resistencia abierta al ajuste tarifario, llevando a las distribuidoras a no pagar los incrementos de costos a los generadores, a estos a implementar cortes de suministro y al país a una situación de crisis energética. En los tres países se implementaron mecanismos de tarifa social con una cobertura muy amplia del universo de consumidores residenciales.

Los subsidios directos a la electricidad son importantes en prácticamente todos los países, yendo de 0.2% del PBI en El Salvador y Nicaragua, a 0.5% del PBI en Honduras. A esto deben agregarse las pérdidas en las empresas públicas del sector (0.3% del PBI en Honduras y 0.4% en Nicaragua). El caso de mayor intensidad de pérdidas ha sido la República Dominicana, con un costo total de 2% del PBI en el año 2005 (producto de la combinación de problemas estructurales y financieros²² como se comenta en el **Recuadro 2.1**) y que se está reduciendo a 1% en el presupuesto de 2007.

²¹ Coady et al (2006) y Gupta et al (2003) sugieren que el nivel de subsidio debe estimarse comparando con el precio internacional del derivado más los gastos de distribución y transporte y más la tributación general.

²² El tema de la acumulación de deudas financieras a partir de déficits iniciales es relevante también en otros países.

En síntesis, la evidencia de intervención en la formación de precios de los combustibles tiene a Honduras como el caso más visible de modificaciones, mientras que el resto de los países continuó con el mismo grado de intervención (Costa Rica) o mantuvo la libertad en la formación de precios. A nivel de subsidios se observa una variabilidad entre países y actividades. En promedio (excluyendo Costa Rica), se detectaron subsidios explícitos equivalentes a 0.9% del PIB, con países de bajo nivel de subsidios (El Salvador y Guatemala) y el resto con valores superiores al 1% del PIB. A nivel de todos los países, dos tercios en magnitud de estos subsidios se detectaron en el sector eléctrico, mientras que el transporte y el GLP se reparte el tercio restante.

Recuadro 2.1

Los subsidios a la electricidad en República Dominicana²³.

Básicamente, las empresas en el sector eléctrico tienen un déficit originado en los siguientes factores: a) un subsidio generalizado con morosidad en el cumplimiento de parte del gobierno y que ha tratado de ser reemplazado por otro programa de incentivos, que subsidia el 75% del costo de la luz para los habitantes de barrios pobres; b) incumplimientos de agencias públicas con el pago de sus facturas; y c) robo de energía y morosidad importantes. El costo fiscal directo para el gobierno surge del efecto acumulado de los subsidios, los incumplimientos o atrasos de los pagos de los mismos a las empresas y la morosidad mencionada en el punto b), dando lugar a una deuda con el sector eléctrico que se ha magnificado por efectos financieros y de devaluación real. La decisión del gobierno de evitar que la factura eléctrica reflejara plenamente el impacto de mayores costos de combustibles y de la depreciación del peso dominicano produjo la necesidad de aportar fondos al sector. La tarifa de los usuarios residenciales con consumos inferiores a 300 KWh al mes era a finales de 2004 aproximadamente la mitad de la que surgiría de aplicar el cuadro tarifario acordado con las empresas, mientras que para los usuarios de 700 KWh al mes la tarifa que pagan en promedio era 38% inferior a la que regiría en ausencia de subsidios. El déficit total del sector eléctrico debe agregar al sacrificio fiscal el efecto de los robos de energía y la morosidad en el pago de las facturas, mientras que el problema para el sector se mide por este resultado, neto de los pagos que haga el gobierno del presupuesto (básicamente los subsidios para hogares pobres). El déficit para el año 2005 fue del orden de 600 millones de dólares explicado por una pérdida de energía (técnica más robos) que se ubica en 35% y una cobranza del orden del 75% de lo facturado a lo que se agregaron efectos financieros importantes.

2.4 Shock petrolero y energía eléctrica: algunas consideraciones

2.4.1 Generación eléctrica, selección de técnicas y vulnerabilidad frente al shock petrolero

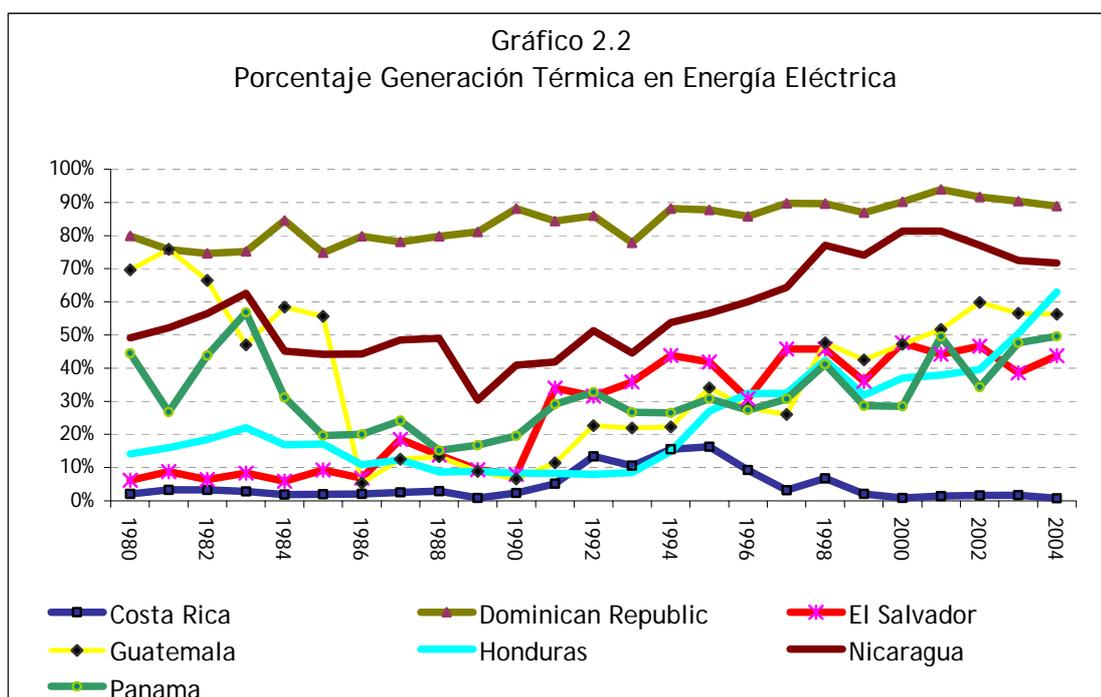
Durante los años 90, Centroamérica modificó su matriz energética producto de varias decisiones energéticas. En particular, la región en promedio, y algunos países con gran intensidad, aumentaron la participación de la generación térmica en la oferta eléctrica. Mientras que este proceso ha sido observado en muchos otros países, la magnitud con que se produjo en Centroamérica es importante porque dejó a la región en condiciones de mayor vulnerabilidad en el caso de que los precios del petróleo revirtieran los bajos valores alcanzados en la década pasada.

El **Gráfico 2.2** muestra la evolución de la participación de la generación térmica en la generación eléctrica total.²⁴ Excepcionalmente a Costa Rica (que mantuvo una baja participación) y de República

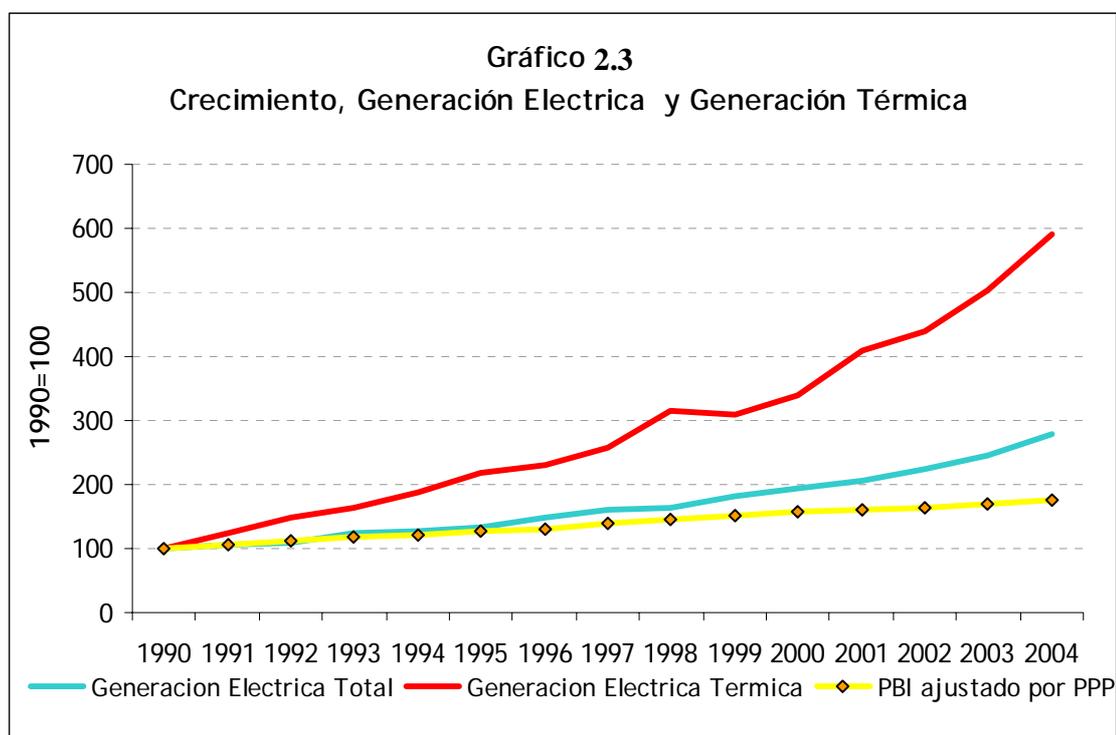
²³ Ver Artana et al (2006).

²⁴ El Gráfico 2.2 fue elaborado en base a datos de CEPAL (2006c). Los datos de la EIA para el año 2004 son similares a los recopilados por CEPAL para el año 2003. La única diferencia es Nicaragua donde la energía térmica convencional representaría el 72% en lugar del 78% del total de generación eléctrica.

Dominicana (con su histórica elevada participación), el resto de los países elevaron notablemente la participación de la generación térmica en la generación total.²⁵ En conjunto, si se compara 2004 con registros de 1980, la participación de la generación térmica subió de 42% a 55% (según datos de CEPAL) mientras que para Latinoamérica y el Caribe el porcentaje de aumento fue moderado. A su vez, las economías de Centroamérica se volvieron mas vulnerables no sólo porque el crecimiento de la generación eléctrica se volvió mas sesgado hacia la producción térmica sino también porque el crecimiento de la generación eléctrica fue superior al del PBI. (véase el **Gráfico 2.3**).



²⁵ Estas modificaciones en el patrón de producción de energía eléctrica son más visibles cuando se toman las adiciones a la capacidad o potencia instalada, donde se observa un sesgo a las adiciones en centrales térmicas.



Existen explicaciones diferentes de este movimiento, según el país. Sin embargo, en términos generales y salvo algunas excepciones, el sesgo parece haber obedecido a cuestiones de costo-efectividad en las decisiones de equipamiento que estuvieron influenciadas por los bajos precios del petróleo y al costo del capital. A su vez, en algunos casos, el mismo proceso de entrada del sector privado y la forma en que el mismo seleccionó los proyectos (en parte posiblemente en función a los contratos de generación) han estado operando en el mismo sentido. El argumento es que con precios del petróleo más bajos y la entrada del sector privado, los países ahorraron inversiones más costosas o capital intensivas como las hidroeléctricas, para moverse hacia termogeneración. A su vez, el menor hundimiento de capital hacía también más manejable la gobernabilidad de las inversiones.²⁶ En el **Recuadro 2.2** se comenta el caso de Guatemala.

²⁶ Este patrón también se observó en otros países latinoamericanos con un sector energético muy dinámico en los 90, como en el caso de la Argentina (ver Navajas, 2006), donde la irrupción del gas natural favoreció la introducción de centrales de ciclo combinado, reduciendo fuertemente el costo de generación, pero aumentando la dependencia a la disponibilidad de gas natural a largo plazo, fenómeno que empezó a evidenciarse en 2004.

Recuadro 2.2

El patrón de generación eléctrica en Guatemala

En 1990, la generación eléctrica en Guatemala era mayormente hidráulica (90%) pero 15 años más tarde el parque de generación pasaba a ser dominado por la generación térmica y la hidroeléctrica representaba 36% de la potencia instalada. Este cambio se produjo a lo largo de los años pero se intensificó con las reformas sectoriales de mediados de los 90. Desde 1993, el sector privado estuvo incentivado por el nuevo y moderno marco organizativo del sector e incrementó a lo largo de una década la capacidad instalada de generación en más de 1200 MW (equivalente a más de dos tercios de la capacidad disponible en 2005). El grueso de esas adiciones de capacidad (76%) fueron en instalaciones termoeléctricas mientras que las hidroeléctricas fueron sólo 12% (el resto corresponde a geotermia y carbón mineral). Los más bajos costos de capital asociados al equipamiento térmico, su más rápida disponibilidad y elevada confiabilidad hicieron que, junto con precios del petróleo y la energía relativamente bajos, la efectividad de costos aconsejara dicha orientación.

Sin embargo, la exposición o vulnerabilidad del costo de generación eléctrica a un shock petrolero se hizo también mayor. El costo (y precio) marginal de la energía eléctrica empezó a acusar este impacto durante 2005 y 2006 debiendo ajustarse al alza y llegando a valores superiores a los 100 dólares el Mwh. Esto a su vez trastocó el equilibrio tarifario y la regulación fue limitando el traslado de las tarifas, en particular en la denominada Tarifa Social (que abarca al suministro de energía en baja tensión hasta 300kwh, lo que equivale a un porcentaje abrumador de consumidores residenciales). En mayo de 2006 el ente regulador intentó poner precios topes a la generación (en 83 dólares con un mecanismo dirigido a evitar que el retiro de generadores térmicos operara estratégicamente para elevar el precio del mercado mayorista) a través de una resolución que luego fue derogada por problemas con el marco vigente dando lugar a litigios. De todos modos las tarifas finales de electricidad han sido mantenidas sin grandes sobresaltos a lo largo de 2005-2006. A pesar de la renegociación de los contratos de generación con el sector privado, se debió apelar a subsidios para mantener constante la tarifa social, con desembolsos cercanos a 0.4% del PIB. Las tarifas de electricidad no son bajas en Guatemala (sobretudo relativas al poder adquisitivo de la población), es más bien el costo de producción lo que resulta oneroso.

Actualmente el país ha estado revisando su estrategia con la identificación y puesta en práctica de proyectos hidráulicos y utilizadores de energía renovable que permiten lograr un ahorro importante de potencia en horario pico que se despacha a costo marginal. Es decir ha empezado a deshacer el sesgo hacia la generación térmica que se observó en los 90s.

2.4.2 Shock petrolero y tarificación eléctrica bajo "stress"

La elevación de los precios del petróleo en las economías centroamericanas impacta de modo diferencial según la matriz energética del país y el grado de adaptabilidad y margen de maniobra de la política energética-cum-tarifaria. En el caso de la electricidad, un primer impacto se produce sobre el costo de generación térmica que luego se propagará al costo final de la energía eléctrica dependiendo de la importancia de la generación térmica en la generación eléctrica, del tipo de combustibles y de los contratos de aprovisionamiento y sus cláusulas de ajuste y del equipamiento térmico disponible en el país. Existen respuestas variadas a los shocks dependiendo del plazo de análisis que involucran decisiones que pueden modificar la matriz energética, el equipamiento y los instrumentos de parificación. En el corto plazo, los márgenes de acción se hallan vedados para cambios importantes en el capital y la matriz energética y la respuesta se concentra en los mecanismos de formación de precios e impuestos. En cualquiera de los niveles o plazos (largo, corto), la anticipación da lugar a respuestas diferentes que las que ocurren en condiciones de urgencia.

Considerando la perspectiva de corto plazo, en donde la planificación energética y el capital están relativamente dados, existen, en principio, diferentes modos de "acolchonar" los shocks del precio del petróleo, con implicancias fiscales también diferentes. Frente a una elevación del precio de los combustibles utilizados para generación eléctrica, el país tiene varios canales entre

los cuales se pueden mencionar: (a) demorar el ajuste en el costo de generación reconocido a los generadores; (b) compensar el ajuste con un menor ajuste o indexación de los márgenes de transporte y distribución (respecto de lo que hubiera sido normal); (c) reducir los impuestos que pagan los diferentes usuarios o agregar subsidios; (d) modificar la estructura tarifaria entre distintos tipos de usuarios y (e) modificar la estructura tarifaria para las familias según características socio-económicas sea a través de esquemas de tarifas no-lineales o con subsidios focalizados.

El impacto fiscal de estas acciones puede ser variado y manifestarse de modo explícito o implícito, dependiendo de si el Gobierno implementa mecanismos de subsidio explícitos o implícitos o si busca mecanismos que hagan recaer el financiamiento de los subsidios en oferentes de la cadena de valor energética (con una imposición tácita sobre el capital hundido) o sobre alguno de los consumidores. Todos los canales mencionados pueden involucrar acciones fiscales explícitas o tácitas, siendo (c) el caso más claro al respecto, según la evidencia anteriormente presentada.²⁷

Tener una idea bien pormenorizada para cada país de Centroamérica de los canales involucrados y de su interacción con el resultado fiscal requiere especificidades y datos detallados que están más allá del alcance de este estudio corto. Pero puede intentarse usar la información disponible y la organización conceptual recién mencionada para hacer una identificación de la evidencia sobre los niveles y estructuras de la tarificación eléctrica y el uso de precios o impuestos/subsidios como mecanismos de ajuste frente a los shocks.

²⁷ *Dependiendo de la forma en que los distintos impuestos que completan la tarificación eléctrica sean diseñados y asignados (lo que en algunos casos puede involucrar un conjunto de gravámenes con asignación específica) y utilizados, la relación entre decisiones tarifarias/tributarias y las cuentas públicas puede llegar a ser bastante oscura o inextricable. Más allá de los impuestos, varios de los otros canales pueden involucrar distorsiones o costos asignativos (en la forma de impuestos al capital instalado o a través de subsidios cruzados) que pueden tener relativo impacto en las cuentas fiscales. Esto es así aún cuando los costos fiscales de largo plazo puedan ser mayores, cuando se deben deshacer (o enfrentar los costos de) algunas de las distorsiones introducidas (como por ejemplo, en el caso en que el Estado deba asumir litigios contractuales, inversiones nuevas que se rehusan a realizarse sin subsidio, etc.).*

Cuadro 2.8

Tarifas Eléctricas y Consumo: Antes y después del Shock.							
Precio Promedio Energía Eléctrica (usd/KWh)							
	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Promedio(1)
Prom 2001/02	0.075	0.120		0.081	0.111	0.112	0.100
Prom 2003/05	0.073	0.119	0.120	0.092	0.118	0.126	0.105
Consumo Energía Eléctrica (MW)							
	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Promedio
Prom 2001/02	6,197	1,807		3,527	1,604	4,001	3,427
Prom 2003/05	7,029	1,507	1,883	4,072	1,838	4,510	3,473
Gasto Energía Eléctrica (% PBI)							
	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Promedio Simple
Prom 2001/02	2.8%	1.5%		4.5%	4.4%	3.7%	3.4%
Prom 2003/05	2.7%	1.1%		5.0%	4.8%	4.0%	3.5%

Fuente: Elaboración Propia en base a CEPAL () y World Economic Outlook.

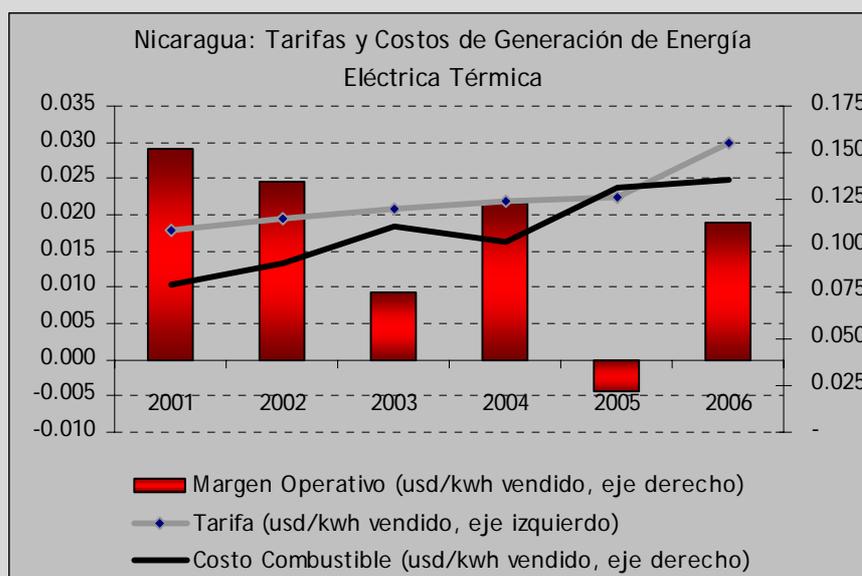
(1) No incluye a Guatemala

Una aproximación al problema es analizar la evolución de los niveles y estructuras tarifarias de la energía eléctrica a lo largo del último shock petrolero para encontrar cómo los países han estado variando sus precios y la forma o canales que han estado adoptando para ajustarse. El **Cuadro 2.8** muestra que a pesar del shock a los precios de los combustibles, Costa Rica, El Salvador y Nicaragua –tres países con estructuras diferentes en el sector energético en general y eléctrico en particular- prácticamente no aumentaron sus tarifas, mientras que el aumento promedio para todos los países es pequeño si se tiene en cuenta el tamaño del impacto del precio de los combustibles, la importancia de la generación térmica y la incidencia de la generación en el costo final de la electricidad. El caso de Costa Rica es algo más comprensible dado que la generación térmica es una parte muy pequeña de la generación total. El caso de El Salvador, cuya generación eléctrica depende también en buena proporción de fuentes renovables (hidro y geo-térmica) y con reformas de orientación contractual en el delineamiento del mercado mayorista eléctrico, se expuso también a un creciente rol de la generación térmica en base a derivados del petróleo que llevaron a intervenciones puntuales en el año 2006. En el caso de Honduras y Nicaragua, que tenían tarifas relativamente bajas a principios de la década, la imposibilidad política de pasar los mayores costos a los usuarios llevó a costos fiscales. El caso de Nicaragua se discute en el **Recuadro 2.3**, mientras que el caso El Salvador se comenta en el **Recuadro 2.4**.

Recuadro 2.3

Shock Petrolero y Costos de Generación de Energía Eléctrica en Nicaragua

Nicaragua tiene un sector eléctrico con bajo desarrollo relativo: la cobertura es del orden del 55% , con 600 mil clientes, de los cuales 90% son consumidores residenciales con un consumo promedio anual de 1100 Kwh. Si se tiene en cuenta que los subsidios en Nicaragua se aplican para menos de 150 kwh por mes, resulta que el 75% de los consumidores residenciales son potenciales beneficiarios de los subsidios. A su vez Nicaragua es el país con mayor porcentaje de generación eléctrica térmica de Centroamérica (80% vs. 40% para el promedio del resto de los países) y el 100% de la expansión en capacidad de generación entre 1995 y 2005 se explica por plantas térmicas. Es probable que gran parte de este sesgo se explique tanto por argumentos de costo-efectividad (precios del petróleo bajos en los 90) como por defectos en el diseño del mercado eléctrico que imponen un riesgo excesivo para las inversiones específicas en generación, particularmente hidroeléctricas. Sea como fuere es obvio que una década de reformas en Nicaragua no se tradujeron en beneficios visibles en materia de eficiencia de generación en el mercado mayorista, precios más bajos y mejoras en la calidad de la transmisión (el país tiene las mayores pérdidas de transmisión y distribución de la región -30% vs. 16% para el promedio del resto de los países). Como consecuencia de todos estos factores, Nicaragua quedó bastante expuesta a shocks en los precios de los combustibles. La pobre operatoria del MEM y las intervenciones en la formación de precios para evitar su traslado (unida presumiblemente también a cuestiones de estructura de mercado, dada por un virtual monopsonio) desacoplaron la evolución de los precios de generación del costo de combustible. Como se muestra en el Gráfico adjunto, hasta el año 2006, el aumento del costo de generación eléctrica no siguió la evolución del valor del combustible. Como resultado, los márgenes operativos (ventas netas de costo del combustible) empeoraron de forma tal que en el año 2006 fue necesario hacer un aumento drástico de las tarifas en un 22% lo que dio lugar a diversos conflictos en cuanto a la materialización del traslado. Una retracción de la oferta de generación en 2006 (del orden del 10%) y problemas financieros en cuanto al manejo de deudas o pagos pendientes agravaron esta situación.

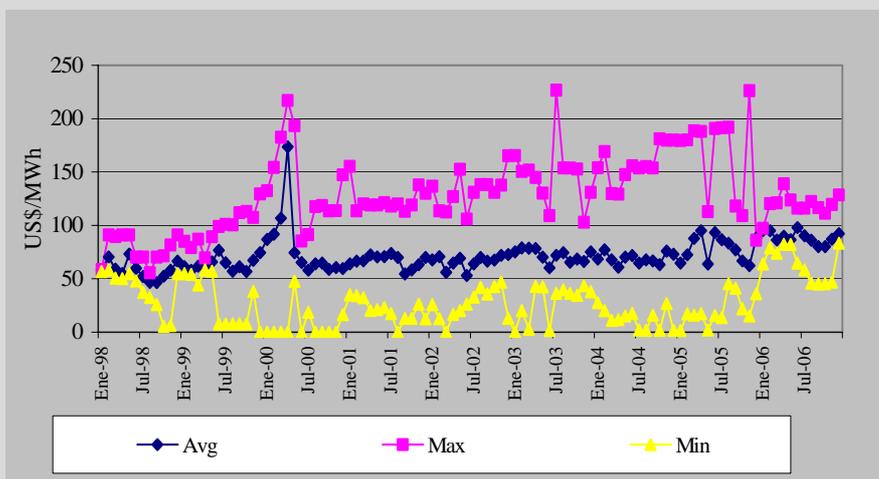


Recuadro 2.4

Shock Petrolero y Precios de Energía Eléctrica en El Salvador

El Salvador tiene una importante base de generación de energía eléctrica basada en recursos renovables. Sobre un total de 1120 MW de capacidad en 2006, la generación hídrica aportaba algo más del 40%, en cuatro centrales manejadas por la empresa pública CEL (Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lema), mientras que la promisorio generación geo-térmica aportaba casi 14% en dos centrales de propiedad mixta. El resto proviene de la generación térmica con líquidos mayoritariamente en manos del sector privado luego del proceso de reformas que toma vuelo a mediados de los 90s. De todos modos, y en una perspectiva histórica algo más extensa como la que se observó antes en el Gráfico 2.1, El Salvador es también otro caso si bien en menor escala de avance de la generación térmica convencional en los años 90. La reforma del sector eléctrico en El Salvador se diferencia de otras reformas llevadas a cabo en la región por su particular diseño de un mercado mayorista eléctrico basado en contratos y en el funcionamiento de la competencia con un segmento de contratos y un mercado spot (denominado Mercado Regulador del Sistema o MRS, que balancea demanda y oferta). Aún cuando esta reforma pudo contar con un soporte político importante, su desempeño no estuvo exento de situaciones de stress que llevaron a intervenciones regulatorias directas, por diferentes razones, en los años 2000 y 2006. La intervención del año 2000 obedeció a una espiral de precios en el mercado spot (MRS, ver el Gráfico adjunto) que llevó a intervenciones en los mecanismos de indexación de tarifas, subsidios directos a los usuarios residenciales (financiados en parte con generación en manos del sector público y en parte extrayendo cuasi-rentas de generadores y distribuidores privados) y adquisición de empresas por parte del sector público.²⁸ En cambio, y más afín a los objetivos de este trabajo, la intervención de 2006 se debió a que la suba en el precio del petróleo desde 2003, que estaba reflejándose en los precios del MRS (ver Gráfico) pero que no se trasladaba plenamente a los usuarios residenciales, llegó a niveles tales en 2005 y 2006 que movió al ente regulador SIGET (Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones) a fijar el precio del MRS sin tener en cuenta las ofertas de un segmento de generadores y capturando cuasi-rentas en el sector. Al mismo tiempo, y como se ilustró anteriormente en el Cuadro 2.7, se implementaron subsidios directos a los consumidores residenciales. El caso de El Salvador muestra cómo, aún con reglas diseñadas según principios de eficiencia económica, la persistencia de altos precios del petróleo puede llevar a intervenciones en el mercado eléctrico en condiciones en que la generación térmica es relativamente importante.

El Salvador: Evolución de los Precios del Mercado Regulador del Sistema (MRS) 1998-2006



²⁸ Véase al respecto Holburn y Spiller (2002).

3. MECANISMOS DE ESTABILIZACIÓN DIRECTOS Y FONDOS DE ESTABILIZACIÓN: UNA BREVE DISCUSIÓN COMPARATIVA

Las fuertes fluctuaciones en el precio del petróleo generan problemas para los países importadores dada la importancia que tiene su uso en los diversos sectores económicos. Una de las opciones que han utilizado algunos países es la creación de fondos de estabilización de precios que actúan como un esquema de impuestos y subsidios: se incluye un pago al fondo por galón de combustible cuando los precios del petróleo y sus derivados son bajos en el mercado internacional y viceversa, el fondo subsidia los precios finales cuando el petróleo sube en los mercados internacionales.

En el caso de los países importadores de petróleo, como los países centroamericanos, el problema se circunscribe a moderar el impacto sobre los consumidores finales de la alta volatilidad del precio del petróleo.²⁹ En definitiva se trata de las familias porque los aumentos en los costos de producción, tanto de sectores transables como no transables, se trasladarán a los consumidores finales dado que se trata de un shock de costos común a todos los productores (los radicados en el país y los que compiten con éstos en el resto del mundo). El supuesto básico que está detrás de la intención de morigerar el impacto de la volatilidad en el precio del petróleo es que el Estado está en mejores condiciones que las familias para absorber dicho riesgo.

En otras dimensiones importantes los problemas que deben resolver los fondos son cómo proteger los recursos de las apetencias políticas por gastarlos, cómo deben invertirse los recursos, cómo se integran con el presupuesto, etcétera. Si bien los problemas a resolver son similares a los que enfrentan los países exportadores de petróleo, se verá más adelante que algunos de ellos son más complicados en la práctica para los fondos de países importadores.

Objetivos e instrumentos de la intervención

Bacon y Kojima (2006) resumen los objetivos de las políticas públicas en esta área: minimizar el impacto de egresos de divisas cuando sube el precio del petróleo, contener la inflación, no dañar el mercado petrolero con medidas ad-hoc y proteger a las familias de menores recursos. Está claro que los fondos de estabilización de precios son un mecanismo formal de moderación en las fluctuaciones en los precios del petróleo. Pero, como hemos visto antes, existen otros mecanismos formales o informales como ajustes discrecionales en los impuestos a los combustibles, subsidios directos (o desgravaciones impositivas) para productos sensibles en la

²⁹ Si bien a primera vista se podría argumentar que los fondos de estabilización de precios del petróleo en los países importadores son simétricos a los fondos que se han recomendado para países exportadores de materias primas, existen diferencias conceptuales. Los primeros buscan moderar las fluctuaciones en los precios de los derivados del petróleo, mientras que algunos de los países productores (por ejemplo, Noruega) procuran también asegurar que las generaciones futuras puedan disfrutar de los ingresos del petróleo aún luego de que este se agote. Es decir tiene un doble propósito: ahorro y moderar el impacto de la volatilidad en los precios del crudo. Esto lleva a que en el diseño de los fondos de países exportadores se trate de evitar que el Estado, como receptor de la renta petrolera, tome decisiones de gasto basadas en ingresos transitorios que aprecien el tipo de cambio real y produzcan la llamada “enfermedad holandesa”: se penalice a la producción de otros productos transables ante una apreciación excesiva del tipo de cambio real generada por una decisión de gasto que no está basada en los ingresos permanentes del estado.

canasta de consumo de las familias de menores ingresos (por ejemplo, gas licuado o transporte por buses) o a sectores que se quieren proteger (por ejemplo, pesca o transporte de cargas), bandas de precios (si el precio se ubica dentro de la banda no se puede ajustar automáticamente). Incluso, es posible que el Estado procure que la industria petrolera absorba parte de la fluctuación, demorando ajustes de precios cuando éstos no son libres, como hemos visto en el caso de Honduras. De hecho, Bacon y Kojima (2006) mencionan que en una muestra de 29 países importadores de petróleo o productores no petroleros sólo dos países (Chile y Tailandia) tenían fondos de estabilización activos en el año 2006 y otro (Marruecos) lo había agotado. Federico et al (2001) mencionan que en una muestra de 42 países en desarrollo importadores de petróleo o productores no petroleros, sólo el 18% tenía fondos de estabilización. En ambos estudios se menciona también que hay varios países que no intervienen de manera alguna, permitiendo el traslado automático a los consumidores.

¿Debe el Estado absorber el riesgo de fluctuación de precios?

El supuesto más común en la literatura es que el Estado es neutral al riesgo y que el sector privado es averso al riesgo. Bajo ese supuesto, es preferible que el riesgo sea absorbido por el Estado. Sin embargo ello no es obvio, al menos en países en desarrollo, cuando se comparan Estados pequeños versus compañías multinacionales con gran capacidad de diversificación de riesgos. Dado que el peso relativo del Estado es menor en estos países y habitualmente la “cuenta petrolera” es más alta en relación al producto bruto por la mayor intensidad energética, la decisión de absorber el riesgo de fluctuación de precios del petróleo puede tener un efecto desestabilizador sobre las finanzas públicas. Si se opta por permitir un traslado automático y pleno a los precios finales, el riesgo es soportado enteramente por el sector privado y el balance fiscal queda protegido, al menos de los efectos directos de la suba en el precio del petróleo, aunque es dable esperar que haya efectos secundarios por la desaceleración de la economía que se produce al deteriorarse los términos del intercambio.

En el caso de los países en desarrollo importadores de petróleo es razonable esperar que los consumidores tengan aversión al riesgo y que tengan dificultades para poder absorberlo adecuadamente. Con mercados de capitales poco desarrollados no es fácil para las familias y tampoco para muchas empresas tener un acceso fluido a créditos que les suavicen el consumo ante un shock adverso (Rigobón, 2006). Además, como destacan Federico et al (2001), existen costos de ajuste que demoran los cambios necesarios para adaptarse a precios diferentes del petróleo. En este caso, los fondos de estabilización serían una suerte de autoseguro administrado por el Estado que permitiría “resolver” la falla de mercado.³⁰ En particular, las familias pueden tener restricciones para ahorrar ante la posible inexistencia de vehículos de ahorro líquidos y con retornos reales positivos en moneda extranjera que el Estado sí puede obtener (al menos invirtiendo el fondo en el exterior).³¹ Es obvio además que las familias y las pequeñas empresas no tienen acceso a los mercados de futuros y de derivados.

³⁰ Federico et al (2001) citan a Turnovskt et al (1980) quienes demuestran que la ganancia por estabilizar los precios es más alta cuánto más alta sea la aversión al riesgo, la importancia del bien en cuestión en el gasto de consumo y la elasticidad precio de la demanda y cuánto más baja sea la elasticidad ingreso. Como el petróleo se caracteriza por tener elasticidad ingreso alta, a priori el efecto de estabilizar los precios del petróleo es ambiguo, aunque bajo supuestos razonables sería positivo.

³¹ Lo que debe cubrirse es el riesgo de un aumento de precios del petróleo en dólares.

De todas maneras, la intervención del Estado puede llevar a alguna duplicación en la cobertura. Empresas de mayor porte pueden tener menos restricciones para cubrir el riesgo de fluctuación del precio y, más importante para los países de la región, las remesas proporcionan un mecanismo de suavización del consumo familiar. Además, la propia industria petrolera actúa como un amortiguador de los cambios. Existe evidencia de que en el mercado de Estados Unidos los cambios en el precio del petróleo no se reflejan automáticamente en los precios al público. Existen rezagos que se explican por los costos de modificar los precios en la gasolinera, costos de inventarios, etcétera. Finalmente, los países tienen la posibilidad de solicitar financiamiento adicional de los organismos multilaterales para moderar el impacto de shocks externos desfavorables.

Problemas y dilemas de la intervención del Estado.

Independientemente de que la intervención se concrete por fondos de estabilización o por otros mecanismos (cambios discrecionales en los impuestos, bandas de precios, etcétera), existen problemas que no son fáciles de resolver además de la posible duplicación en la cobertura de riesgos. Se destacan los siguientes:

(i) Contrabando y adulteración. Cuando los precios finales resultan inferiores a los de los países vecinos es frecuente que aparezcan maniobras de adulteración y contrabando fronterizo. Si bien este problema puede estar presente aún si el precio del petróleo fuese estable porque depende del nivel de tributación a los combustibles que se aplica en cada país, la intención de estabilizar el precio aumenta el riesgo de que los precios finales diverjan más entre países si los vecinos no tienen esquemas parecidos de suavización del precio.

(ii) Precios distorsionados. Si el riesgo de fluctuación en el precio es transferido por completo al gobierno, los consumidores no enfrentan en todo momento los verdaderos costos de oportunidad del petróleo y sus derivados. Este problema puede no ser muy importante en el corto plazo porque la elasticidad precio de la demanda de derivados del petróleo es baja (Federico et al 2001), pero esa elasticidad aumenta cuando existen problemas de contrabando (Ahumada et al 2000).

(iii) Costo fiscal. En teoría, un mecanismo de suavización del precio podría diseñarse para ser neutro en términos fiscales. Pero la experiencia indica que este no es el caso. Por ejemplo, en Chile Valdés (2006) muestra que el costo fiscal acumulado en el período 1991-2005 por el Fondo de Estabilización del Precio de los Derivados del Petróleo fue de US\$ 500 millones (equivalente a un promedio anual de 0.03% del PBI pero con algún año algo superior a 0.4% del PBI). Si existen mecanismos que limitan el costo fiscal el riesgo es que el fondo rápidamente se quede sin fondos, si, en cambio, se busca que los subsidios puedan alcanzar para financiar las pérdidas de un período determinado, se corre el riesgo de perder la protección ante nuevos shocks.

En el caso del petróleo el precio objetivo de la banda de precios o del fondo de estabilización no es fácil de determinar. Aún quienes sostienen que el precio real revierte a la media histórica reconocen que los shocks petroleros son persistentes (duran varios años). Esto claramente

aumenta las necesidades de recursos del fondo de estabilización y complica la “economía política” (ver más adelante).³²

(iv) Subsidios indiscriminados. Si la política pública se focalizara solamente en el problema de eficiencia económica que plantea la volatilidad de precios en el mercado del petróleo para los consumidores del mismo y no existiera duplicación de cobertura del riesgo, lo óptimo sería que todos los consumidores accedieran a los precios estabilizados por el Estado. Pero en el diseño de la política pública aparecen objetivos distributivos y, además, algunos en el sector privado pueden acceder a mecanismos de cobertura. Las transferencias directas de dinero a las familias de menores recursos para compensarles el efecto de la suba en los precios de los combustibles aparece como un instrumento potencialmente superior, sobre todo en países que ya cuentan con sistemas de transferencias en funcionamiento (Valdés, 2006). Debe recordarse que en los países en desarrollo el consumo de gasolina se concentra en las familias de ingresos medios y altos y por ello un subsidio generalizado a este producto es regresivo (Bacon y Kojima, 2006). El consumo de gas licuado o de kerosene es más importante para las familias de menores recursos.

(v) Poca transparencia. Una ventaja del traslado automático de precios es que es transparente. Los mecanismos de intervención, aún los fondos de estabilización, pueden resultar en intervenciones discrecionales. La propia evidencia de Chile al discutir las últimas modificaciones a su fondo de estabilización en el 2006 son prueba de ello. Y existen varios ejemplos en la región de intervenciones discrecionales en la formación de precios (períodos de excepción que se prorrogan, compensaciones que no figuran en el presupuesto, etcétera).

(vi) La “economía política” de los fondos de estabilización de precios. Los mercados de futuros y de derivados permitirían moderar la volatilidad en el precio del petróleo pero habitualmente los gobiernos de países en desarrollo prefieren no participar en ellos, sea por la existencia de altos costos de transacción (que aumentan en función de la menor calificación crediticia del país) o por restricciones políticas (las “ganancias eran obligación del funcionario, las pérdidas son un ejemplo de su ineficiencia o de su falta de honestidad”).³³ Además, si los recursos del fondo se invierten en activos de bajo riesgo aumenta en forma importante la necesidad de ahorro y ello despierta la tentación de gastarse esos recursos antes de que sean necesarios para cubrir los efectos de la suba en el precio del petróleo. Rigobón (2006) muestra que si los recursos se invierten en activos cuyo precio está correlacionado positivamente con el del petróleo (como las acciones de empresas petroleras) se minimizan las sumas necesarias para reducir la volatilidad en los precios del petróleo. Pero este tipo de inversiones también está expuesto al riesgo de críticas de corte político “porque los recursos del Estado se invierten en forma riesgosa”. De hecho, es habitual que los países inviertan las reservas del Banco Central y de los fondos de estabilización en activos seguros. Además, para que el fondo cumpla con su papel de estabilizador macro debe invertirse en moneda extranjera fuera del país. De ese modo, se pueden inyectar capitales a la economía cuando el precio del petróleo deteriora los términos del intercambio. Finalmente, los

³² Rigobón (2006) menciona que se necesitan 120 años con datos de precios del petróleo para mostrar que revierte a la media. Al margen de que esta puede ser una representación apropiada del comportamiento de las series para “toda la muestra”, el problema es que ello puede resultar poco relevante para la administración de un fondo hoy, sobretodo cuando los datos sugieren una tendencia creciente en los últimos 30 años y períodos prolongados de precios altos.

³³ Los problemas de liquidez también hacen costosa la emisión de deuda contingente atada al precio del petróleo (Rigobón, 2006).

fondos de estabilización funcionan mejor en economías que tienen buenas instituciones presupuestarias que los protegen de acciones oportunistas del gobierno de turno.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al margen de que las economías centroamericanas estén pasando por un ciclo expansivo como el resto de Latinoamérica, ello no implica que los efectos y costos del impacto de la escalada del precio del petróleo se hayan diluido. Los precios de los hidrocarburos han debido ajustarse en mayor o menor medida en todas las economías, las sociedades han acusado el impacto de los ajustes y la economía política de estos efectos ha sido complicada con ramificaciones diferentes en lo contractual, institucional, político y social. En lo fiscal propiamente dicho y a pesar del mejor desempeño observado en los países, existe un efecto latente sobre la actividad económica operando en todas las economías que se traslada en una menor recaudación como porcentaje del PIB, mientras que los efectos directos cuantificables de la menor recaudación de impuestos a los hidrocarburos y del uso de subsidios a los combustibles de transporte, el GLP y la electricidad suman en promedio efectos en el entorno del 1.3% del PIB. El **Cuadro 4.1** resume los impactos observados en materia fiscal.

La respuesta de los países a la escalada de precios no difiere en gran medida de lo encontrado por Bacon y Kojima (2006) para los países importadores de petróleo. La mayoría de los países ha utilizado distintos instrumentos para moderar el impacto del precio del petróleo en particular algún manejo de la carga tributaria, pocas intervenciones o reversiones de los mecanismos de formación de precios y un despliegue bastante generalizado de mecanismos de subsidios a los precios de los energéticos, en particular la electricidad y el GLP.

Cuadro 4.1

Resumen de Efectos Fiscales de los Precios del Petróleo 2003-2006

	Efecto Directo Recaudación Hidrocarburos	Efecto Latente PIB	Efecto Subsidios
Costa Rica	-0.4%	-0.1%	ND
El Salvador	-0.3%	0.4%	-0.6%
Guatemala	0.0%	-2.0%	-0.4%
Honduras	-0.9%	-2.1%	-1.2%
Nicaragua	-0.3%	-0.6%	-1.0%
Panamá	-0.2%	0.2%	-1.1%
Republica Dominicana	ND	ND	-1.5%
Promedio	-0.4%	-0.7%	-1.0%

Fuente: Cuadros 1.6; 1.7 y 2.7

Se han observado reducciones en la carga tributaria medida en dólares en términos generales en Costa Rica (gasolinas y diesel) y parciales (en diesel) para los casos de Guatemala y Nicaragua. Por su parte Honduras es el caso de mayor intervención en la formación de precios de estos derivados, mientras que Costa Rica mantuvo los mecanismos previos. La mayoría de los países impuso precios preferenciales para el gas licuado, o los subsidios al transporte. Además, varios

intervinieron con tarifas especiales a los consumos de electricidad familiares hasta un determinado umbral de consumo. Esto revela una decisión de moderar la volatilidad y atender el problema distributivo.

El impacto fiscal de estas decisiones ha sido importante medido en relación al tamaño del sector público en los países de la región, la focalización no siempre ha sido adecuada y existe un riesgo potencial de contrabando fronterizo.

Las opciones abiertas a los países en este contexto de precios elevados y probablemente perdurables del petróleo no son fáciles y requieren considerar diferentes alternativas e instrumentos cuya elección va a depender de las condiciones de cada economía para enfrentar el shock y al manejo de la propia economía política de los traslados de precios y el manejo de mecanismos para suavizar su impacto. Algunas sugerencias finales pueden derivarse de la experiencia reciente y de la experiencia de otros países.

- i) La perdurabilidad de los precios elevados requiere que se plantee la necesidad de adaptar los precios domésticos para trasladar las señales de escasez a la economía.
- ii) Ello requiere un planteo abierto de los mecanismos de focalización para cumplir con el objetivo de reducir la carga del impacto en aquellos que no pueden asegurarse por sus medios y la flexibilidad en el uso de los mismos para utilizarlos cuando es necesario y no extenderlos en el tiempo. Esto requiere procesar tanto las demandas por subsidios cuando el precio sube (que como en la actualidad se ven favorecidos por un contexto económico favorable) como las demandas por reducciones de precios (antes que de subsidios) cuando los precios bajan.
- iii) En la medida de lo posible es preferible focalizar el tratamiento especial en las familias de menores recursos por la vía de transferencias en efectivo o subsidios a los precios finales que no tienen riesgo importante de reventa (como los de la energía eléctrica o el gas licuado que puede segmentarse por tamaño del envase, acotando el problema de trasvasamiento). Esta sugerencia es más fácil de aplicar si ya existen programas de transferencias que funcionan en forma eficiente.
- iv) Resolver esto es primario y antecede al uso de mecanismos formales como fondos de estabilización o mecanismos formales o ad-hoc de modificación en los impuestos y la formación de precios.
- v) Si se decide estudiar la introducción de un fondo de estabilización debe evitarse que el mismo pueda ser utilizado como garantía para que el gobierno pueda endeudarse, debe ser invertido en el exterior y, en lo posible, con algún sesgo hacia activos correlacionados con el precio del petróleo, aunque existen restricciones para que esa decisión financiera sea entendida por la población. Los fondos deben manejarse utilizando como precio de referencia un esquema simple (por ejemplo, promedios móviles del precio de los derivados en los mercados internacionales).
- vi) En el otro extremo, cualquier intervención en la formación de precios debe ser realizada de modo tal de evitar problemas de contrabando y adulteración. Ello puede requerir coordinación regional.

vii) En el plano energético se requieren tareas de manejo de la demanda con vistas al uso racional y eficiente de la energía en particular en transporte y energía eléctrica. Al mismo tiempo, la evidencia presentada en este trabajo sugiere que se deberían reforzar las acciones de fuel-switching que reviertan el sesgo observado hacia el uso de combustibles líquidos en generación eléctrica. Un movimiento hacia fuentes de generación renovables parece necesaria para casi todos los países con sólo la excepción de Costa Rica. Al mismo tiempo, la necesidad de moverse hacia un funcionamiento eficiente del mercado mayorista de generación eléctrica es otra recomendación importante. Finalmente, profundizar los esfuerzos de integración energética resultará importante para manejar mejor desbalances de corto y mediano plazo.

En cuanto a las recomendaciones a nivel de países individuales y reconociendo las limitaciones que imponen las particularidades de cada caso, este trabajo aporta evidencia que puede traducirse en sugerencias de acciones como de futuros estudios más detallados.

El caso de Costa Rica sugiere mirar con mayor atención la determinación de los precios finales de los combustibles y las distorsiones que se reflejan en los márgenes del diesel. Una recomendación es evitar moverse hacia subsidios cruzados y poco transparentes que además limiten la convergencia hacia mercados más competitivos. Finalmente, la continuidad del patrón de desarrollo en base a recursos renovables parece acertada además de haberle dado a Costa Rica mayor protección relativa en el reciente shock.

Para el caso de El Salvador resulta importante que las líneas fundamentales de reforma del sector eléctrico se vean acompañadas con mecanismos destinados a suavizar precios sin ocasionar interferencias que dañen la credibilidad del esquema. En materia de patrones de generación está claro que el país tiene un ámbito en la capacidad geotérmica que le conviene desarrollar. Los combustibles líquidos presentan oportunidades importantes con los biocombustibles, mientras que la estructura impositiva de los combustibles líquidos requiere tal vez ser revisada en general a niveles que mejoren la capacidad recaudatoria, comparativamente baja respecto del resto del grupo.

Guatemala refleja un problema histórico de sesgo hacia la generación térmica que ya ha sido identificado y debe ser corregido, buscando ganar eficiencia en los costos de generación que al mismo tiempo aíslan al país de fluctuaciones fuertes en el precio del petróleo. El marco impositivo de los combustibles requiere poner atención en el impuesto al gas-oil para corregir desvíos mayores. El caso aquí estudiado no refleja mayores problemas en el impacto fiscal pero requiere que decisiones estructurales en materia energética faciliten el manejo frente a los shocks.

Honduras es según la evidencia de este estudio un caso en donde los efectos fiscales, tanto por la vía de la pérdida de recaudación como por la vía de subsidios explícitos, son visiblemente mayores a los del promedio del grupo. Se debería por lo tanto trabajar en diluir las consecuencias fiscales buscando mecanismos mejor focalizados. En materia de precios de los combustibles se sugiere mirar con más detalle la formación de precios y márgenes. También es un caso claro en donde la generación térmica se ha elevado demasiado y debe buscar mecanismos de costo-efectividad en la generación eléctrica.

El caso de Nicaragua sugiere un esfuerzo en mejorar la estructura de los precios finales, márgenes e impuestos de los combustibles y también, como regla general, moderar los subsidios cruzados. En su caso la necesidad de mejorar las reglas de formación de precios en el mercado mayorista eléctrico, que premien mejor las inversiones para la reducción de costos (remunerando según la central marginal y no según el costo variable declarado) resultan esenciales para que los shocks de precios de los combustibles no se acumulen con otras ineficiencias. Las mejores reglas de funcionamiento del mercado mayorista eléctrico son también esenciales para asegurar credibilidad para inversiones en generación hídrica o aún para validar la viabilidad de las inversiones públicas. Los temas de financiamiento de las deudas en el sector energético y un mejor diseño de los esquemas de subsidio a los consumidores de bajos ingresos son también parte de estas sugerencias.

Panamá debería continuar y profundizar la razonable explicitación de los subsidios energéticos en el presupuesto y revisar la formación del precio del gas oil y, en términos generales, la tributación a los combustibles para mejorar la capacidad recaudatoria. Es otro caso que debe reducir su exposición a la generación térmica o moverse a arreglos que aprovechen su posición estratégica para que los proyectos de integración favorezcan al país como “hub” natural.

República Dominicana es tal vez un caso que, por la experiencia histórica de haber estado expuesta a shocks de tipo de cambio real que se han acumulado a problemas al interior del sector energético, y por la perspectiva a largo plazo de no poder aprovechar como el resto del grupo la integración física de los mercados eléctricos o de gas natural, deba pensar en la creación de un fondo de estabilización. Más allá de esta sugerencia preliminar que requiere mayor estudio, parece necesario en lo fiscal que el país pueda ordenar de modo eficiente los subsidios otorgados a las actividades productivas para evitar discriminaciones o sesgos muy distorsivos, evaluar bien la reforma tributaria en curso relacionada con la energía renovable, y continuar la búsqueda hacia mejor focalización de subsidios al GLP y a la cobrabilidad de las ventas minoristas de energía eléctrica. Siendo un país con un gran acervo en el cuidado ambiental, la eficiencia y costo-efectividad de la producción y consumo de energía requieren fortalecerse.

REFERENCIAS

Ahumada, H. Artana, D. y Navajas, F.(2000) “Tributación, contrabando y adulteración. Estimaciones de las ventas ilegales de cigarrillos y combustibles en la Argentina”. En FIEL, La economía oculta en la Argentina. Ediciones Manantial, Buenos Aires.

Alvarado C. , A. Izquierdo y U. Panizza (2004). “Fiscal Sustainability in Emerging Market Countries with an Application to Ecuador”, IADB Working Paper No. 1009, Interamerican Development Bank, Washington D.C.

Artana, D. (2005) “Informe sobre la tributación a los combustibles en Nicaragua”. Trabajo realizado para la Secep, Managua.

Artana, D. Auguste, S., Bour, J., Navajas, F., Panadeiros, M. y Guzmán, R. (2006) “El gasto público en República Dominicana”. Banco Interamericano de Desarrollo. Serie de Estudios Económicos y Sociales RE2-06-011.

Artana, D., J. Bour and F. Navajas (2006); “Designing Fiscal Policy To Achieve Development” en L. Rojas-Suarez y C. Elías (eds.) From Growth to Prosperity. Policy Perspectives for Trinidad and Tobago. Inter-American Development Bank, Special Publications on Development No. 1. Washington DC.

Baig T., A. Mati, D. Coady and J. Ntamatungiro (2007), “Domestic Petroleum Product Prices and Subsidies: Recent Developments and Reform Strategies”, IMF Working Paper WP/07/71, March.

Bacon, R. and Kojima, (2006) M. “Coping with Higher Oil Prices”. ESMAP Report 323/06. The World Bank, August..

Banco Mundial (2006). “Assessing the Impact of Higher Oil Prices in Latin America”. Joint Report prepared by the Latin America and the Caribbean Region, the Office of the Chief Economist and Economic Policy Sector. Washington DC.

Catena M. y F. Navajas (2006), “Oil and Debt Widfalls and Fiscal Dynamics in Bolivia”, Banco Interamericano de Desarrollo. Serie de Estudios Económicos y Sociales RE1-06-003, July.

Coady, D., El-Said, M., Gillingham, R., Kpodar, K., Medas, P. and D. Newhouse (2006); “The Magnitude and Distribution of Fuel Subsidies: Evidence from Bolivia, Ghana, Jordan, Mali, and Sri Lanka”. IMF Working Paper WP/06/247.

CEPAL (2001), “Precios de Combustibles en America Central”.

CEPAL (2006a), “Istmo Centroamericano: Diagnóstico de la Industria Petrolera”.

CEPAL (2006b), “Istmo Centroamericano: Estadísticas de Hidrocarburos 2005”.

CEPAL (2006c), “Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico”.

Gupta, S., B. Clements, K. Fletcher and G. Inchauste (2003); “Issues in Domestic Petroleum Pricing in Oil-Producing Countries”. In J. Davis, R. Ossowski and A Fedelino (Eds.) Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil Producing Countries.

Federico, G., Daniel, J. and B. Bingham (2001), “Domestic Petroleum Price Smoothing in Developing and Transition Countries”. IMF Working Paper WP/01/75. May.

Holburn, G. and P.Spiller (2002), “Institutional or Structural: Lessons from International Electricity Sector Reforms”, in Brousseau, Erica and Jean-Michel Glachant (eds.) The Economics of Contracts: Theories and Applications, Cambridge University Press.

IMF (2002) “Assessing Sustainability”, Policy Development Review Department, May 2002, SM/02/166, www.imf.org/external/np/pdr/sus/2002/eng/052802.pdf

IMF (2005a). Guatemala. Staff Report for the 2005 Article IV Consultation. April.

IMF (2005b). Honduras: Third Review under the Three-year Arrangement Under the Poverty Reduction and Growth Facility. November.

IMF (2005c). Nicaragua. Staff Report for the 2005 Article IV Consultation. December.

IMF (2006a). Dominican Republic: Letter of Intent and Annex to the Technical Memorandum of Understanding. April.

IMF (2006b). El Salvador. Staff Report for the 2006 Article IV Consultation. July.

IMF (2006c). Costa Rica. Staff Report for the 2006 Article IV Consultation. October.

Jaramillo F. (2006), “The Effects of Oil Prices: The Case of Importers”, ppt presentation, XXIV Meeting of the Latin American Network of Central Banks and Finance Ministers, IDB., Washington.

Navajas F. (2004), “Optimización de la política tributaria en los productos energéticos con efectos ambientales en Uruguay”, mimeo, FIEL, Agosto.

Navajas F. (2006), “Energó-Crunch Argentino 2002-20XX”, Documento de Trabajo de FIEL N°89, Octubre.

Newbery, D. “Why Tax Energy? Towards a More Rational Energy Policy”. CMI Working Paper 72. University of Cambridge. 2005.

Oviedo M. (2006), “The Macroeconomic and Fiscal Consequences of Oil-Price Shocks in Fuel-Importing Latin American Countries from the Perspective of a Quantitative General Equilibrium Framework”, mimeo.

Rigobón, R. (2006) “Estrategia de Estabilización para Centroamérica”. Documento preparado para el BID.

Valdés, R. (2006) “Issues in Domestic Petroleum-Pricing: The Chilean Experience with Stabilization Funds”. Presentation to the Seminar Issues in Domestic Petroleum-Pricing, Singapore, September.

Wong, Kar-Yiu (1995), “International Trade in Goods and Factor and Factor Mobility”, MIT Press, Cambridge, Massachussets.

APÉNDICE A.1:

Medición del Impacto latente del shock del precio del petróleo sobre la economía

En ausencia de entrada y/o salida de capitales y abstrayéndonos del gobierno, la identidad de cuentas nacionales implica que:

$$PNB = A \tag{A.1}$$

Donde PNB es el producto bruto nacional y A es absorción.

Diferenciando esta expresión, vemos que:

$$dPNB = dA \tag{A.2}$$

El lado izquierdo de (A.1) puede escribirse como:

$$PNB = P^F \times Y^F - P^I \times X^I \tag{A.3}$$

donde P^F es el vector de precios finales de la economía, P^I es el vector de precios de insumos importados, Y^F es el vector de producción de bienes finales e X^I es el vector de insumos (netos) importados y \times indica el producto interior entre dos vectores.³⁴ Si tanto el vector X^F y X^I son elegidos óptimamente en un contexto de libre competencia, diferenciando totalmente la expresión llegamos a que³⁵:

$$dPNB = dP^F \times Y^F - dP^I \times X^I \tag{A.4}$$

Si consumidores eligen óptimamente su consumo, A es en realidad una función de gasto:

$$A(P^F, u) \equiv P^F \times C^F(P^F, u) \tag{A.5}$$

donde $C^F(\cdot)$ es el vector de demandas compensadas y u es un índice de utilidad o consumo real.

Diferenciando totalmente la función de gasto:

$$dA = \frac{\partial A}{\partial u} du + \frac{\partial A}{\partial P^F} \times dP^F = \frac{\partial A}{\partial u} du + C^F \times dP^F,$$

³⁴ Dado que los combustibles líquidos se usan tanto como bienes intermedios (en la producción de energía eléctrica y en la producción de bienes finales) y como bienes finales por los consumidores, los vectores de precios P^F y P^I pueden tener componentes en común.

³⁵ La razón por la cual no aparecen cambios en las cantidades, es que si los agentes actúan óptimamente, cambios en las cantidades son de segundo orden, como lo indica el teorema de la envolvente. Esta derivación sigue a Wong (1995).

donde la segunda igualdad es consecuencia del lema de Sheppard.

Suponiendo preferencias homotéticas se puede probar que la función de gasto es separable en un índice de precios y el consumo real:

$$A(P^F, u) = p^C(P^F)u \text{ por lo que } \partial A / \partial u = p^C(P^F)^{36}$$

Estos dos últimos resultados implican que la diferencial total del lado izquierdo de (A.5) se puede expresar como:

$$dA = p^C(P^F)du + C^F(p^F, u) \times dP^F \quad (\text{A.6})$$

Combinando (A.2), (A.4) y (A.6) llegamos a que:

$$p^C \cdot du = dP^F \times Y^F - dP^I \times X^I - dP^F \times C^F \quad (\text{A.7})$$

donde $p^C du$ es la variación del ingreso equivalente (de los consumidores) debida a cambios en los precios de bienes transables (finales y/o intermedios).

Suponiendo equilibrio en el mercado de bienes no transables, que los precios de los bienes finales no energéticos no sufren cambios y equilibrio en el mercado de la energía local, llegamos a que:³⁷

$$p^C \cdot du = \left[(y^C - x^C) p^C \frac{dp^C}{p^C} + \sum_{j=1}^{N^D} y^j p^j \frac{dp^j}{p^j} \right] - \sum_{j=1}^{N^D} (x^{D,j} + x^{I,j}) p^j \frac{dp^j}{p^j} - \sum_{j=1}^{N^D} (c^{D,j} + c^{I,j}) p^j \frac{dp^j}{p^j} \quad (\text{A.8}).$$

Intuitivamente, los dos primeros términos de A.8 indican el impacto del shock sobre el producto nacional bruto mientras que el último muestra el efecto ingreso (negativo) ocasionado por el aumento del precio de los derivados sobre el consumidor.³⁸

Intuitivamente, el primer término (entre corchetes) corresponde al impacto del aumento de los precios del petróleo y sus derivados sobre el valor agregado del sector *energético petrolero* (upstream y downstream). Específicamente, y^C es la producción de crudo, x^C es el consumo de crudo por la industria petrolera para la producción de derivados y p^C es el precio del crudo, de forma tal que el $(y^C - x^C) dp^C$ es el incremento en el valor de las exportaciones netas de crudo. Por otro lado, N^D es el número de derivados, p^j es el precio del derivado j e y^j es la producción

³⁶ El resultado por el cual la función de gasto es separable en un índice de precios y la utilidad es análogo al que se obtiene cuando las empresas maximizan costos y poseen tecnología con recursos constantes a escala. En ese caso, el costo total es el producto (separable) entre el costo unitario y el nivel de producción. En el caso del consumidor, preferencias homotéticas son equivalentes a preferencias homogéneas de grado 1. Por ello, preferencias homotéticas llevan a una función de gasto separable en el índice de precios y la utilidad.

³⁷ La razón es que estamos considerando un shock puro al componente energético térmico de los términos de intercambio.

³⁸ Dado un nivel de consumo inicial, el aumento de los precios de los precios lleva a una caída del ingreso disponible.

doméstica del derivado j . De esta forma, el segundo término del primer corchete mide el cambio en el valor de la producción de derivados.

El segundo término corresponde al impacto (negativo) del aumento de los precios de los derivados sobre el valor agregado de los productores de bienes finales *no-energético*. Al ser bienes intermedios, aumentos de los precios de los combustibles llevan a una caída del valor agregado de las industrias que los emplean. En esta sumatoria, $x^{D,j}$ es el consumo (como bien intermedio) del derivado j por los productores de bienes finales y $x^{I,j}$ es empleo del derivado j por la industria eléctrica necesario para satisfacer (indirectamente) la demanda de energía eléctrica de los productores de bienes finales.³⁹

Finalmente, la última sumatoria de (A.8) corresponde al efecto ingreso (negativo) ocasionado por el aumento del precio de los derivados sobre el consumidor. De esta manera, $c^{D,j}$ es el consumo (como bien final) del derivado j por los consumidores y $c^{I,j}$ es empleo del derivado j por la industria eléctrica necesario para satisfacer (indirectamente) la demanda de energía eléctrica de los consumidores.

A los efectos de estimar la vulnerabilidad de las economías a los aumentos de precios de paridad de importación, se supuso que los precios iniciales son los precios internacionales (i.e. los p^j) que no incluyen los márgenes de comercialización ni impuestos.⁴⁰ Más aún, como el objetivo de esta sección es capturar el efecto del shock externo sobre la economía local, los cambios de precios solo tienen en cuenta los cambios en los precios de paridad de importación del petróleo y sus derivados. En el caso de la energía eléctrica se supuso que el sector eléctrico traslada los aumentos de costos ocasionados por el aumento de sus insumos.⁴¹

Es útil re-escribir la expresión (A.8) de la siguiente manera:

$$p^c \cdot du = (y^c - x^c) p^c \frac{dp^c}{p^c} + \sum_{j=1}^{N^D} \left[y^j - (x^{D,j} + x^{I,j} + c^{D,j} + c^{I,j}) \right] p^j \frac{dp^j}{p^j} \quad (\text{A.9})$$

El primer término es el impacto sobre la balanza comercial debido a la suba (para un importador neto) del precio del crudo mientras que el segundo mide el impacto sobre la balanza comercial para un importador neto de derivados del petróleo.

³⁹ Obviamente, al consumir energía eléctrica un productor de bienes finales no consume directamente derivados del petróleo. Sin embargo, como parte de la energía eléctrica se genera térmicamente, los productores de bienes finales consumen derivados indirectamente. Esto implica que aumentos en los precios de los hidrocarburos aumentan los costos de generación de energía eléctrica indirectamente. Dado que este aumento en los costos tiene que ser absorbido por algún sector de la economía, aun cuando los precios de generación no aumenten, se adoptó la convención de asignar a los productores de bienes finales los aumentos de precios que hubiesen experimentado si se hubiese pasado el aumento de costos a los precios de energía eléctrica. Se siguió el mismo criterio con respecto al consumo de energía eléctrica como bien final.

⁴⁰ El impacto total sobre la economía es independiente de cual es el precio al cual se evalúan los cantidades inicialmente. Específicamente, como los p^j aparecen multiplicando y dividiendo en cada uno de los términos, su valor es irrelevante para medir el resultado final.

⁴¹ Dado que los aumentos de los precios de paridad de importación tienen que ser absorbidos por algún sector de la economía doméstica, el impacto total sobre la economía es independiente de la forma en que se trasladan los aumentos de los precios de paridad de importación a los precios finales.

De la expresión (A.9) surge claramente que la variación de ingreso equivalente se puede calcular como el impacto del shock petrolero sobre la balanza comercial energética.

En otras palabras, la expresión (A.9) refleja un resultado clásico de la teoría del comercio internacional según el cual una caída en los términos de intercambio es perjudicial para un país.

SERIE DOCUMENTOS DE TRABAJO

1. La Fuerza de Trabajo en Buenos Aires, J. L. Bour. Diciembre 1981.
2. Encuesta sobre Remuneraciones en la Industria. Diseño Metodológico. J. L. Bour, V. L. Funes, H. Hopenhayn. Diciembre 1981.
3. Algunas Reflexiones sobre el Tratamiento a los Insumos no Comerciables en el Cálculo de Protección Efectiva. G. E. Nielsen. Diciembre 1981.
4. Ganado Vacuno: El Ciclo de Existencias en las Provincias. M. Cristini. Junio 1982.
5. Oferta de Trabajo: Conceptos Básicos y Problemas de Medición. J. L. Bour. Julio 1982.
6. Ocupaciones e Ingresos en el Mercado de Trabajo de la Cap. Fed. y GBA. H. Hopenhayn. 1982. 3 tomos.
7. La Oferta Agropecuaria: El Caso del Trigo en la Última Década. M. Cristini. Septiembre 1983.
8. Determinantes de la Oferta de Trabajo en Buenos Aires. J. L. Bour. Enero 1984.
9. El Ciclo Ganadero. La Evidencia Empírica 1982-84 y su Incorporación a un Modelo de Comportamiento. M. Cristini. Noviembre 1984.
10. El Impuesto a la Tierra, las Retenciones y sus Efectos en la Producción Actual y la Futura. M. Cristini, N. Susmel y E. Szewach. Octubre 1985.
11. El Impuesto a la Tierra: una Discusión de sus Efectos Económicos para el Caso Argentino. M. Cristini y O. Chisari. Abril 1986.
12. La Demanda de Carne Vacuna en la Argentina: Determinantes y Estimaciones. M. Cristini. Noviembre 1986.
13. Las Encuestas de Coyuntura de FIEL como Predictores del Nivel de Actividad en el Corto Plazo. M. Cristini e Isidro Soloaga. Noviembre 1986.
14. La Política Agropecuaria Común (PAC): Causas de su Permanencia y Perspectivas Futuras. M. Cristini. Julio 1987.
15. Informe OKITA: Un Análisis Crítico. D. Artana, J. L. Bour, N. Susmel y E. Szewach. Diciembre 1987.
16. Regulación y Desregulación: Teoría y Evidencia Empírica. D. Artana y E. Szewach. Marzo 1988.

17. Sistema de Atención Médica en la Argentina: Propuesta para su Reforma. M. Panadeiros. Mayo 1988.
18. Investigaciones Antidumping y Compensatorias contra los Países Latinoamericanos Altamente Endeudados. J. Nogués. Agosto 1988.
19. Aspectos Dinámicos del Funcionamiento del Mercado de Tierras: El Caso Argentino. M. Cristini, O. Chisari. Noviembre 1988.
20. Incidencia de los Impuestos Indirectos en el Gasto de las Familias. J. L. Bour, J. Sereno, N. Susmel. Enero 1989.
21. Inversión en Educación Universitaria en Argentina. J. L. Bour, M. Echart. Junio 1989.
22. La Promoción a la Informática en la Argentina. D. Artana, M. Salinardi. Septiembre 1989.
23. Principales Características de las Exportaciones Industriales en la Argentina. C. Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Diciembre 1989.
24. Efectos de un Esquema de Apertura Económica sobre la Calidad de Bienes Producidos Localmente. C. Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Marzo 1990.
25. Evolución de las Cotizaciones Accionarias en el Largo Plazo. C. Miteff. Julio 1990.
26. Algunas Consideraciones sobre el Endeudamiento y la Solvencia del SPA. D. Artana, O. Libonatti, C. Rivas. Noviembre 1990.
27. La Comercialización de Granos. Análisis del Mercado Argentino. D. Artana, M. Cristini, J. Delgado. Diciembre 1990.
28. Propuesta de Reforma de la Carta Orgánica del Banco Central. J. Piekarz, E. Szewach. Marzo 1991.
29. El Sistema de Obras Sociales en la Argentina: Diagnóstico y Propuesta de Reforma. M. Panadeiros. Agosto 1991.
30. Reforma de la Caja de Jubilaciones y Pensiones de la Provincia de Mendoza. M. Cristini, J. Delgado. Octubre 1991.
31. Los Acuerdos Regionales en los 90: Un Estudio Comparado de la CE92, el NAFTA y el MERCOSUR. M. Cristini, N. Balzarotti. Diciembre 1991.
32. Costos Laborales en el MERCOSUR: Legislación Comparada. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Abril 1992.

33. El sistema Agro-Alimentario y el Mercado de la CE. M. Cristini. Junio 1992.
34. Gasto Público Social: El Sistema de Salud. M. Panadeiros. Setiembre 1992.
35. Costos Laborales en el MERCOSUR: Comparación de los Costos Laborales Directos. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Diciembre 1992.
36. El Arancel Externo Común (AEC) del MERCOSUR: los conflictos. M. Cristini, N. Balzarotti. Febrero 1993.
37. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera. M. Lurati. Julio 1993.
38. La Descentralización de la Educación Superior: Elementos de un Programa de Reforma. Agosto 1993.
39. Financiamiento de la Inversión Privada en Sectores de Infraestructura. FIEL/BANCO MUNDIAL. Diciembre de 1993.
40. La Experiencia del Asia Oriental. FIEL/BANCO MUNDIAL. Marzo de 1994.
41. Reforma Previsional y Opción de Reparto-Capitalización. José Delgado. Junio 1994
42. Fiscal Decentralization: Some Lessons for Latin America. D. Artana, R. López Murphy. Octubre 1994.
43. Defensa del Consumidor. D. Artana. Diciembre 1994.
44. Defensa de la Competencia. D. Artana. Marzo 1995.
45. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera (2da. parte). M. Lurati. Setiembre 1995.
46. Precios y Márgenes del Gas Natural: Algunas Observaciones Comparativas. F. Navajas. Octubre 1995.
47. Las PYMES en la Argentina. M. Cristini. Diciembre 1995.
48. El Relanceo de las Tarifas Telefónicas en la Argentina. D. Artana, R. L. Murphy, F. Navajas y S. Urbiztondo. Diciembre 1995.
49. Una Propuesta de Tarificación Vial para el Area Metropolitana. O. Libonatti, R. Moya y M. Salinardi. Setiembre 1996.
50. Mercado Laboral e Instituciones: Lecciones a partir del Caso de Chile. Ricardo Paredes M. Diciembre 1996.

51. Determinantes del Ahorro Interno: El Caso Argentino. R. López Murphy, F. Navajas, S. Urbiztondo y C. Moskovits. Diciembre 1996.
52. Las Estadísticas Laborales. Juan L. Bour y Nuria Susmel. Junio 1997.
53. Decentralisation, Inter-Governmental Fiscal Relations and Macroeconomic Governance. The Case of Argentina. Ricardo L. Murphy and C. Moskovits. Agosto 1997.
54. Competencia Desleal en el Comercio Minorista. Experiencia para el Caso Argentino. D. Artana y F. Navajas. Agosto 1997.
55. Modernización del Comercio Minorista en la Argentina: El Rol de los Supermercados. D. Artana, M. Cristini, R. Moya, M. Panadeiros. Setiembre 1997.
56. La Deuda Pública Argentina: 1990-1997. C. Dal Din y N. López Isnardi. Junio 1998.
57. Regulaciones a los Supermercados. D. Artana y M. Panadeiros. Julio 1998.
58. Desarrollos Recientes en las Finanzas de los Gobiernos Locales en Argentina. R. López Murphy y C. Moskovits. Noviembre 1998.
59. Aspectos Financieros de Tipos de Cambio y Monetarios del Mercosur. Diciembre 1998.
60. El Problema del Año 2000. Implicancias Económicas Potenciales. E. Bour. Marzo 1999.
61. El Crédito para las Microempresas: Una Propuesta de Institucionalización para la Argentina: M. Cristini y R. Moya. Agosto 1999.
62. El Control Aduanero en una Economía Abierta: El Caso del Programa de Inspección de Preembarque en la Argentina. M. Cristini y R. Moya. Agosto 1999.
63. La Integración Mercosur-Unión Europea: La Óptica de los Negocios. M. Cristini y M. Panadeiros. Diciembre 1999.
64. La Apertura Financiera Argentina de los '90. Una Visión Complementaria de la Balanza de Pagos. Claudio Dal Din . Junio 2000.
65. Hacia un Programa de Obras Públicas Ampliado: Beneficios y Requisitos Fiscales. S. Auguste, M. Cristini y C. Moskovits. Setiembre 2000.
66. Una Educación para el Siglo XXI. La Evaluación de la Calidad de la Educación. G. Cousinet. Noviembre 2000.
67. Una Educación para el Siglo XXI. La Práctica de la Evaluación de la Calidad de la Educación. Experiencia Argentina e Internacional. M. Nicholson. Diciembre 2000.

68. Microeconometric Decompositions of Aggregate Variables. An Application to Labor Informality in Argentina. L. Gasparini. Marzo 2001.
69. Apertura Comercial en el Sector Informático. P. Acosta y M. Cristini. Junio 2001.
70. Reseña: Índice de Producción Industrial y sus Ciclos. Lindor Esteban Martin Lucero. Agosto 2001.
71. El Agro y el País: Una Estrategia para el Futuro. Octubre 2001.
72. Seguridad Social y Competitividad: El Caso del Sistema de Salud. M. Panadeiros. Marzo 2002.
73. Estructuras Tarifarias Bajo Estrés. F. Navajas. Setiembre 2002.
74. Nuevas Estrategias Competitivas en la Industria Farmacéutica Argentina y Reconocimiento de la Propiedad Intelectual. M. Panadeiros. Octubre 2002.
75. Infraestructura y Costos de Logística en la Argentina. M. Cristini, R. Moya y G. Bermúdez. Noviembre 2002.
76. Productividad y Crecimiento de las PYMES: La Evidencia Argentina en los 90. M. Cristini, P. Costa y N. Susmel. Mayo 2003.
77. Renegotiation with Public Utilities in Argentina: Analysis and Proposal. S. Urbiztondo. Octubre 2003.
78. Cables Suelos: La Transmisión en la Provincia de Buenos Aires (Comedia) E. Bour y Carlos A. Carman. Noviembre 2003.
79. Educación Universitaria. Aportes para el Debate acerca de su Efectividad y Equidad. M. Echart. Diciembre 2003.
80. Las PyMES Argentinas: Ambiente de Negocios y Crecimiento Exportador. M. Cristini y G. Bermúdez. Junio 2004.
81. Las Nueva China Cambia al Mundo. M. Cristini y G. Bermúdez. Septiembre 2004.
82. La Anatomía Simple de la Crisis Energética en la Argentina. F. Navajas y W. Cont. Septiembre 2004.
83. Proyecto Mundial de Internet: El Capítulo Argentino. FIEL e Instituto de Economía Aplicada (Fundación Banco Empresario de Tucumán). Noviembre 2004.
84. Transparencia, Confidencialidad y Competencia: Un Análisis Económico de las Reformas Actuales en el Mercado de Gas Natural Argentino. S. Urbiztondo, FIEL. Agosto 2005.

85. La **R**eforma del **S**ector Eléctrico en Colombia: Breve Análisis y Crítica Constructiva S. Urbiztondo y J. M. Rojas. Octubre 2005.
86. Fusiones Horizontales. W. Cont y F. Navajas. Diciembre 2005.
87. Gasto Tributario: Concepto y Aspectos Metodológicos para su Estimación. D. Artana. Diciembre 2005.
88. Privatization of Infrastructure Facilities in Latin America: Full Economic Effects and Perceptions. S. Urbiztondo. Julio 2006.
89. “Energo –Crunch” Argentino 2002-20XX. F. Navajas. Octubre 2006.
90. ¿Qué Hace Diferente a las Aseguradoras del Resto de las Empresas? Una Propuesta General para Fortalecer el Mercado de Seguros. R. Moya. Diciembre 2006.
91. El Sistema Argentino de Innovación (1980-2004): Evaluación y Propuestas. M. Cristini, G. Bermudez y F. Ares. Diciembre 2006.
92. Are Latin-American Countries Decentralized? D. Artana. Marzo 2007.
93. El Mapa Económico de las Mujeres Argentinas (1998-2006). M. Cristini y G. Bermudez Abril 2007.

ABA - Asoc. Bancos de la Argentina
ACARA-Asoc. de Conces. de Autom. de la Rep. Arg.
ACE Seguros S.A.
ADECCO
Aga S.A.
Amarilla Gas S.A.
American Express Argentina S.A.
Aseg. de Caucciones S.A. Cía. Seg.
Aseg. de Créditos y Garantías
Asoc. Argentina de Cías. de Seguros

Banco CMF S.A.
Banco COMAFI
Banco del Chubut
Banco Finansur S.A.
Banco Galicia
Banco Macro
Banco Patagonia S.A.
Banco Privado
Banco Sáenz S.A.
Banco Santander Río
BBV Banco Francés
BNP Paribas
Bodegas Chandon S.A.
Bolsa de Cereales de Buenos Aires
Bolsa de Comercio de Bs.As.
Booz Allen Hamilton de Arg. S.A.
Bunge Argentina S.A.

C&A Argentina SCS
Cabrales
Caja de Seguro S.A.
Cámara Argentina de Comercio
Camuzzi Argentina
Cargill S.A.C.I.
Cencosud S.A.
Central Puerto S.A.
Cervecería y Maltería Quilmes
Chep Argentina S.A.
CIMET S.A.
Citibank, N.A.
Coca Cola de Argentina S.A.
Coca Cola FEMSA de Buenos Aires
COPAL
Corsiglia y Cía. Soc. de Bolsa S.A.
Costa Galana

CTI Compañía de Teléfonos del Interior S.A.
Daimler Chrysler
Direct TV
Droguería Del Sud
Du Pont Argentina S.A.

Editorial Atlántida S.A.
Esso S.A. Petrolera Argentina

F.V.S.A.
Falabella S.A.
FASTA
Farmanet S.A.
Ford Argentina S.A.
Fratelli Branca Dest. S.A.
FPT - Fundación para la Formación Profesional en el Transporte

Gas Natural Ban S.A.
Grupo Danone
Grimoldi S.A.

Hewlett Packard Argentina S.A.

IBM Argentina S.A.
INFUPA S.A.
Internet Securities Argentina SRL.
IRSA

Javicho S.A.
Johnson Diversey de Argentina S.A.
José Cartellone Const. Civiles S.A.
JP Morgan Chase

La Holando Sudamericana
Loimar S.A.
Loma Negra C.I.A.S.A.
Los Gallegos Shopping
L'Oreal Argentina
Luncheon Tickets S.A.
Louis Dreyfus Commodities

Magic Software Argentina A.A.
Marby S.A.
Massalin Particulares

S.A.Mastellone Hnos. S..
Medicus A. de Asistencia Médica y Científica
Mercado Abierto Electrónico S.A.
Mercado de Valores de Bs. As.
Merchant Bankers Asociados
Metrogas S.A.
Murchison S.A. Estib. y Cargas

Telecom Argentina
Telecom Italia S.P.A. Sucursal Argentina
Telefónica de Argentina
Total Austral

Unilever de Argentina S.A.
Unión de Administradoras de Fondos, Jubilaciones y Pensiones

Neumáticos Goodyear SRL.
Nextel Communications Argentina S.A.
Nike Argentina S.A.
Nobleza Piccardo S.A.I.C.F.
Novartis

Vidriería Argentina S.A

OCA S.A.
Organización Techint
Orígenes AFJP S.A.
Orlando y Cía. Sociedad de Bolsa

Pan American Energy LLC
PBBPolisur S.A.
Petroquímica Cuyo SAIC
Petrobras Energía S.A.
Philips Argentina S.A.
Pirelli Neumáticos SAIC.
Prysmian Energía Cables y Sistemas de Argentina

Quickfood S.A.

Repsol-YPF
Roggio S.A.

San Jorge Emprendimientos S.A.
SC Johnson & Son de Arg. S.A.
Sealed Air Argentina S.A.
Sempra Energy International Argentina
Shell C.A.P.S.A.
Siemens S.A.
Sociedad Comercial del Plata S.A.
Sociedad Rural Argentina
Standard Bank
Swift Armour S.A. Argentina