

Vía al precipicio

El caso Termopaipa IV*

■ Carlos García

El precipicio es el destino de las empresas públicas en Colombia, sujetas a contratos plétóricos de garantías para los contratistas privados.

Así se vive en las empresas de energía eléctrica, una de ellas, Termopaipa IV.

* Documento preparado para la Asociación de Trabajo Interdisciplinario ATI

Lo que trata

Entre 1990 y 1995 se firmó en Colombia un grupo de contratos de suministro de electricidad. Este ensayo analiza el entorno económico general que dio lugar a esas firmas, los efectos que esos contratos han tenido sobre compañías colombianas y sus costos, que resultaron onerosos y cuya pertinencia se cuestiona recurrentemente.

Las compañías colombianas más afectadas por estos contratos de suministro de electricidad —conocidos como PPA por su expresión en inglés Power Purchase Agreement— son de propiedad del gobierno colombiano. Ellas firmaron dichos contratos con proveedores privados, los que obligaban a diseñar, construir y operar centrales termoeléctricas, durante periodos de tiempo que van entre 10 años y 20 años. Las primeras compañías se comprometieron a su vez a comprar la totalidad de la capacidad eléctrica de cada central, en las condiciones previstas en cada contrato, con precios fijados en dólares, en cantidades de potencia y energía fijas —en condiciones de *take-or-pay*, es decir, pagar lo contratado, y con garantías financieras de pago.

Central Termoeléctrica Paipa IV

A mediados los pasados años 50, se inició la construcción de un grupo de plantas termoeléctricas, cuyo combustible sería el carbón disponible en la altiplanicie cundiboyacense y cuyos principales consumidores serían los habitantes de las regiones de Boyacá y Cundinamarca. La iniciativa de su construcción se atribuye al general Gustavo Rojas Pinilla, que por aquel entonces había tomado el poder por la vía de un golpe militar.

Entre esos años y comienzos de los 80, se construyeron 3 plantas en el municipio de Paipa, a 140 kilómetros al noreste de Bogotá, financiadas totalmente con recursos del presupuesto general de la nación.

A comienzos de los años 90, el sistema eléctrico colombiano fue afectado por un racionamiento de larga duración, originado, en parte, en las sequías asociadas al Fenómeno del Niño, ocurrido en 1991. La respuesta del gobierno colombiano fue promover la construcción de nuevas centrales térmicas, para contrarrestar la dependencia de los recursos hidroeléctricos, predominantes para entonces. El cambio más profundo radicó en la modalidad de contratación de la construcción de estas nuevas centrales, entre las que se cuenta Paipa IV: se pasó de desembolsos directos de empresas estatales a contratos de largo plazo. Con estos se garantizaría la compra de la totalidad de la potencia instalada por un constructor y operador privado.

El gobierno colombiano encargó a una empresa de su propiedad, la Empresa de Energía de Boyacá (EBSA), para que realizara las licitaciones y los contratos subsiguientes y otorgó garantía de pago a través de la Financiera Energética Nacional (FEN).

En 1994, EBSA contrató para la construcción de la Central a un consorcio de compañías liderado por STEAG de Alemania -filial de RAG, cuyo accionista mayoritario es uno de los ministerios de la República de Alemania. La FEN otorgó garantías en 1996, luego de un accidentado proceso de negociación del contrato y de sus modificaciones. La construcción se realizó entre 1996 y enero de 1999, cuando se puso en operación comercial.

Corelca (Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica), compañía estatal, firmó el primer contrato tipo PPA en 1992, para la construcción y operación de la central Termobarranquilla (TEBSA), con una capacidad de 750 MW. A continuación, lo hizo otra compañía estatal, EBSA (Empresa de Energía de Boyacá), para la construcción de la central Termopaipa IV, cuya capacidad es de 165 MW.

Este escrito ilustra el siguiente proceso: un compromiso comercial de una empresa estatal de servicios públicos, con una compañía privada contratista, en la cual no se comprometen agentes estatales de otros países o bancos multilaterales, resulta como un pasivo contingente de la Nación colombiana, de su Tesoro público y atendido con recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación. O atendido por una agencia estatal, como una obligación de garantía directa, sin que se obtenga retribución alguna de su afianzado o de su propietario, en ambos casos, el Estado colombiano.

Es necesario entender la dimensión de los pasivos contingentes, equivalentes al servicio de una deuda, atendidos por el Presupuesto General de la Nación (PGN) o por agencias estatales como la FEN (Financiera Energética Nacional). En los últimos 5 años, los pagos realizados directamente por el PGN y no por los agentes comerciales estatales ascendieron a 6,1 billones de pesos de 2003 (equivalentes a 2.260 millones de dólares). De estos, el 71% corresponde a las garantías otorgadas a los contratos de suministro de electricidad, es decir, 1.600 millones de dólares.

Haber hecho estos pagos no quiere decir que los compromisos estén saldados, pues los plazos de los contratos siguen en ejecución, por lo menos hasta el año 2015.

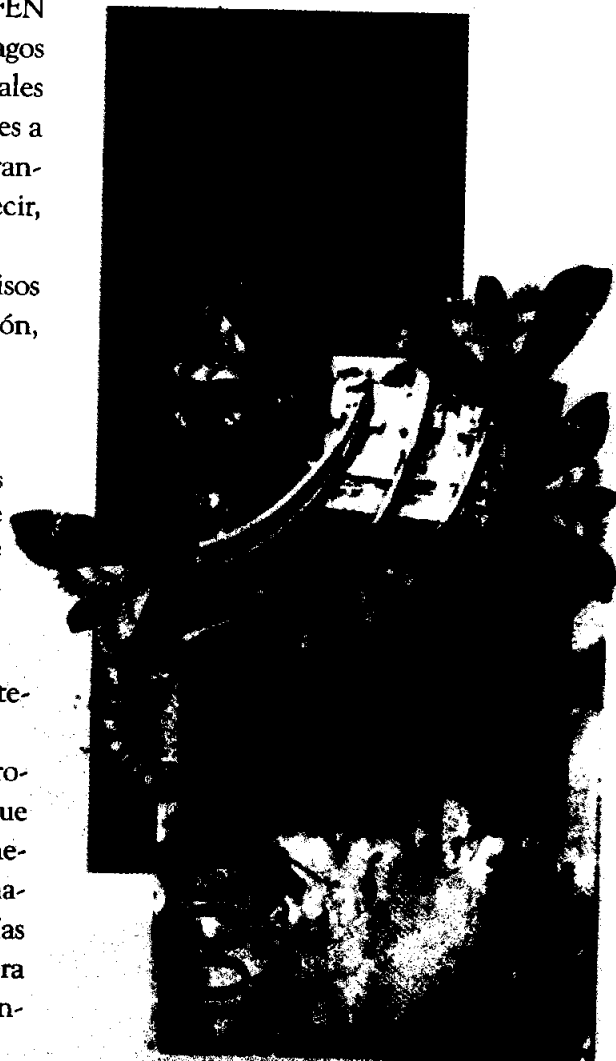
Valga consignar en este punto que

el caso de Termopaipa es ilustrativo, dado que las garantías estimadas (de pasivos contingentes) son superiores al valor del proyecto, lo que significa que para deshacer este contrato, el gobierno nacional requiere de una gran cantidad de recursos para librar a las empresas estatales de tan mala contratación.

Así lo indicaba el director de Pasivos Contingentes del Ministerio de Hacienda (Cardona 2002).

Originalmente, esos contratos con agentes privados para proveer un servicio público se diseñaron para lo siguiente: permitir que los inversionistas participaran ampliamente en nuevos campos de negocios y para que el Estado se liberara de las obligaciones tradicionales en la financiación de obras de infraestructura y de las garantías soberanas a los créditos contratados por empresas cuyo capital era estatal. ¿En qué momento entonces se convierten en un pasivo contingente del gobierno colombiano?

"El caso de Termopaipa es ilustrativo, dado que las garantías estimadas son superiores al valor del proyecto".

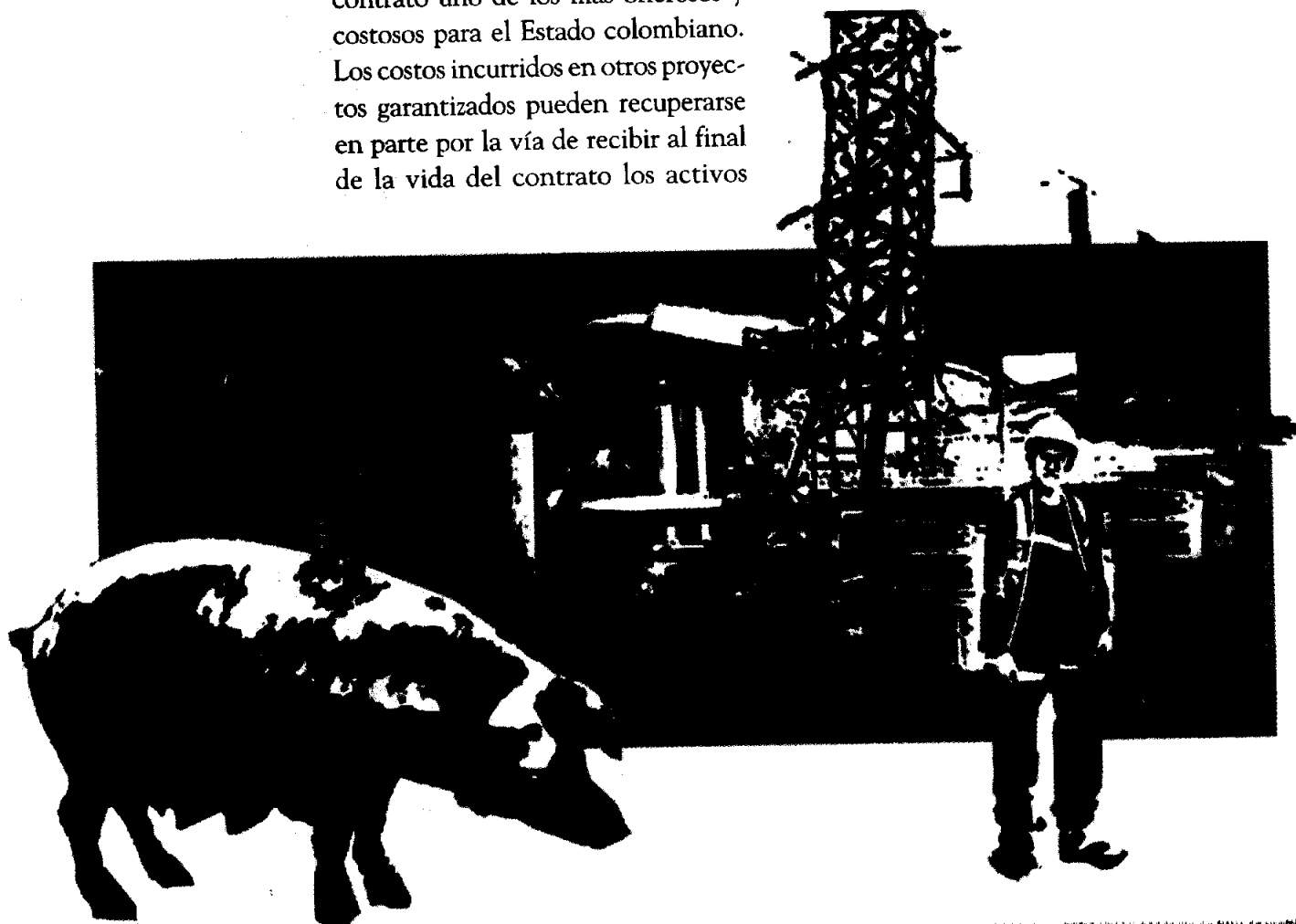


Termopaipa IV. Un contrato que ilustra

A mediados de los noventa se consideró que estos contratos para provisión de infraestructura serían la fuente de una crisis de deuda de “nuevo estilo” (Dailami y Klein 1997), pues los gobiernos aparecían respaldando con garantías soberanas o cuasi-soberanas la mayoría de los proyectos —fuera directamente o a través de agencias estatales—. En la medida en que las previsiones de ingresos de todos los proyectos, casi sin excepción, no se cumplieron, se activaron las garantías otorgadas por los gobiernos. En el caso de los proyectos eléctricos colombianos, las proyecciones de ingresos para los proyectos se incumplieron años antes de su puesta en funcionamiento y los garantes han tenido que pagar por sus afianzados a los contratistas. Y lo seguirán haciendo por el resto del tiempo, hasta la terminación de los contratos. En el caso de Termopaipa IV, será hasta enero del año 2018.

Un rasgo del contrato Termopaipa IV (que se mirará en detalle más adelante) es la carencia de transferencia de la propiedad de la central al agente estatal. Se previó que transcurridos los 20 años de operación, el inversionista particular retendría la propiedad de la central y los pagos efectuados no le otorgarían a aquel (el agente estatal) derecho alguno. Esta circunstancia es equivalente a pagar una prima de seguro por un valor mayor al riesgo que se está cubriendo, sin derecho a devolución alguna si no ocurre el siniestro asegurado.

Esta característica hace de este contrato uno de los más onerosos y costosos para el Estado colombiano. Los costos incurridos en otros proyectos garantizados pueden recuperarse en parte por la vía de recibir al final de la vida del contrato los activos



construidos y en operación. En este caso, los más de 650 millones de dólares pagados por la Nación no tendrán ninguna retribución sustancial y dicho activo no figurará en los activos de empresa estatal alguna.

Los pagos que efectuará la agencia estatal garante durante la vida del contrato Termopaipa IV ascienden a 1,69 billones de pesos del año 2004, valor equivalente a tres veces las inversiones del municipio de Cali en acueducto y alcantarillado, durante la vigencia de 2004 a 2014.

Garantías con nuevo diseño

El estilo nuevo de crisis de deuda relacionado con estos contratos estriba en su diseño de garantías. En un crédito convencional con bancos comerciales o multilaterales, un gobierno como el colombiano establece garantías soberanas directas y el servicio de deuda correspondiente forma parte de una estrategia de gestión fiscal más unificada. En caso de presentarse dificultades para atender estas deudas, el gobierno puede realizar renegociaciones, prepagos, reemplazos de deuda y hasta cambio en las condiciones, eventualmente con el apoyo de agencias multilaterales. En buena medida, el gobierno es el responsable directo, por asignar las inversiones y por servir las deudas.

Eso no ocurre en el caso de los contratos de infraestructura (entre los que se incluyen los de las termoeléctricas), puesto que las negociaciones entre empresas estatales y los contratistas están a cargo de equipos técnicos inexpertos y con presiones políticas y regionales muy fuertes por las inversiones¹. Y los compromisos de garantías se suscribieron con evaluaciones de riesgo contingente muy someras por parte de los garantes, fueran estos el Ministerio de Hacienda o una entidad financiera estatal. Las evaluaciones de riesgo contingente para el Estado colombiano se ejecutaron cuando ya se habían firmado todos los contratos garantizados directa o indirectamente.

El período transcurrido entre 1992 y 1996 fue particularmente activo para la contratación de proyectos de carreteras, bajo la forma de concesiones a 25 años; de proyectos de generación eléctrica, bajo la forma de contratos PPA a 20 años, y de proyectos de telefonía básica, bajo la forma de contratos *joint venture*. Las obligaciones para atender las garantías de los contratos de estos proyectos se activaron prácticamente al mismo tiempo, hacia 1998-1999. Fue en estos años cuando las finanzas estatales colombianas se precipitaron en un largo período de baja actividad económica y de retroceso en 1999, de fuertes castigos en su calificación de riesgo en el mercado internacional, y de déficit fiscal creciente.

Cifras de los impactos

Un estudio realizado por el DNP indica que los pagos por garantías contingentes efectuados a través de giros del presupuesto nacional representaron los siguientes porcentajes del PIB (cuadro 1).

Un rasgo del contrato Termopaipa IV es la carencia de transferencia de la propiedad de la central al agente estatal.

¹ En el caso de Termopaipa IV, agentes privados y políticos del departamento de Boyacá realizaron jornadas de presión pública con manifestaciones y declaraciones, al mejor estilo de los sindicatos, en el curso de las negociaciones entre EBSA y CES (Compañía Eléctrica de Sochagota).

PAGOS POR GARANTÍAS CONTINGENTES EFECTUADOS A TRAVÉS DE GIROS DEL PRESUPUESTO NACIONAL, COMO PORCENTAJE DEL PIB 2001-2004

► Fuente: Reyes (2002).

Cuadro 1	2001	2002	2003	2004
	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%
				0,03%

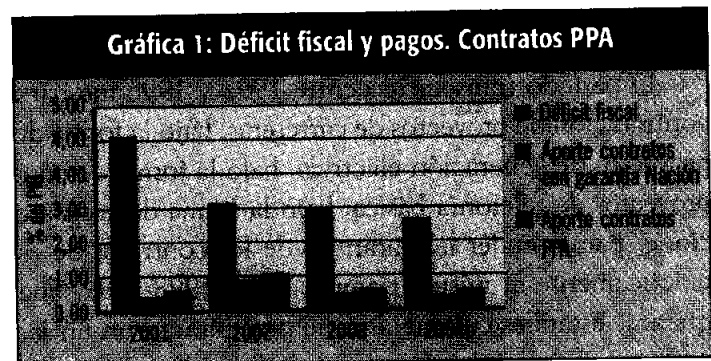
Al incluir los impactos de otros contratos que no recibieron la merced de una garantía directa del Ministerio de Hacienda colombiano, se observa que los impactos en el déficit proveniente de empresas eléctricas de capital estatal se incrementan en 0,13% del PIB, como se muestra en el cuadro 2.

PAGOS POR GARANTÍAS CONTINGENTES DIRECTAS E INDIRECTAS, EFECTUADOS A TRAVÉS DE GIROS DEL PRESUPUESTO NACIONAL O DE EMPRESAS ESTATALES, COMO PORCENTAJE DEL PIB 2001-2004

* Impactos modificados por otros contratos sin garantía directa del gobierno colombiano. Cálculos del consultor-autor. Los valores en negrilla son los modificados respecto del Cuadro 1.

Cuadro 2	2001	2002	2003	2004
	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%
			0,13%	0,13%

Para tener una imagen completa del impacto de ambas situaciones en las finanzas del gobierno colombiano, debe recordarse el curso que ha seguido el déficit fiscal global: llegó a 7,1% en el año 1999 y tomó una senda decreciente bajo la tutela del FMI, como lo muestra la gráfica 1:



► Fuente: DNP y cálculos propios.

La consecuencia directa sobre el déficit fiscal general de los aportes que aparecen en la gráfica 1 es la de obligar a financiar con recursos muy costosos unos contratos sobre los que el gobierno colombiano ha tenido poco margen de maniobra en los años recientes y cuyos beneficiarios como contratistas se han resistido a cualquier forma de renegociación. Se puede aducir que en el caso de Termoemcali, que no cuenta con garantía directa de la Nación, los contratistas se avinieron a una

forma de renegociación, lo que sucedió después de casi 4 años de negociaciones y de una inminente liquidación por insolvencia —en parte propiciada por el propio PPA con Termoemcali— de la empresa estatal contratante.

El estilo nuevo de crisis de deuda relacionado con estos contratos estriba en su diseño de garantías.

Los gobiernos pueden actuar sobre otros componentes macroeconómicos del déficit fiscal, para atenuar o eliminar su impacto. Por ejemplo, sobre los recortes draconianos de la inversión pública. Mientras tanto, en los contratos PPA, ese margen de maniobra no existe y la única opción ha sido honrar esas garantías, con muy poco aporte de las empresas que suscribieron cada contrato. Empresas que tienen como factor común una recurrente crisis de insolvencia.

Origen de los contratos PPA

El racionamiento eléctrico masivo más recientemente sucedido en Colombia ocurrió entre marzo de 1992 y abril de 1993. En ese período, en el que todas las regiones del país debieron aceptar cortes en el suministro, entre 6 y 8 horas diarias. Esos cortes se hacían en las horas de mayor demanda, para atenuar los efectos sobre las reservas hidroeléctricas.

Las razones son bien conocidas:

- Las compañías eléctricas atravesaban desde 1982 una profunda crisis financiera. El gobierno colombiano debió abocarla para su mitigación movilizándolo entre 1.500 y 2.000 millones de dólares de comienzos de los noventa.
- La capacidad de generación eléctrica se había concentrado en centrales hidroeléctricas con embalses ubicados en las cuencas de los más importantes ríos y que representaban el 80% de la potencia instalada en el país.
- Los bancos internacionales, comerciales y multilaterales habían anunciado la suspensión de hecho de nuevas operaciones de crédito para la mayoría de iniciativas de empresas estatales en América Latina, relacionadas con la construcción de cualquier obra eléctrica de importancia.
- Los eventos de sequía extrema asociados con el Fenómeno del Niño o del Pacífico, durante 1991, originaron en Colombia una reducción de las lluvias y los aportes hidrológicos en los embalses. Eso originó una rápida reducción de la capacidad de generación de energía en todas las centrales asociadas.
- Para finales de 1991, las centrales termoeléctricas representaban el 20% de la capacidad eléctrica instalada, pero su bajo mantenimiento, así como la vejez de la mayoría de equipos, hicieron que su aporte energético fuera marginal en el período de mayor sequía.

El bajo nivel de capital de riesgo a estos proyectos es factor común con el resto de proyectos similares en otros países en vías de desarrollo.

La respuesta de la mayoría de gobiernos en los países en vías de desarrollo a la crisis de sus industrias eléctricas, casi todas de propiedad estatal, fue promulgar nuevas legislaciones. Con ello se buscaba permitir la entrada de capitales y operadores privados en esta industria, afectada por bajos niveles de inversión, retraso tecnológico y nulo acceso al mercado de capitales.

El gobierno colombiano promovió acciones de emergencia para incorporar nuevas centrales termoeléctricas a la red nacional. Eso derivó en la construcción de un grupo de centrales operadas con gas natural y carbón, bajo los esquemas conocidos internacionalmente como PPA (Power Purchase Agreement) y BOOT (Build Operate Own Transfer). Así, se esperaba reducir la dependencia de las lluvias e incorporar masivamente a inversionistas privados, con esquemas convencionales de contratación, con garantías soberanas en algunos casos y con garantías de empresas estatales, que en algunos casos se asimilaron a garantías soberanas.

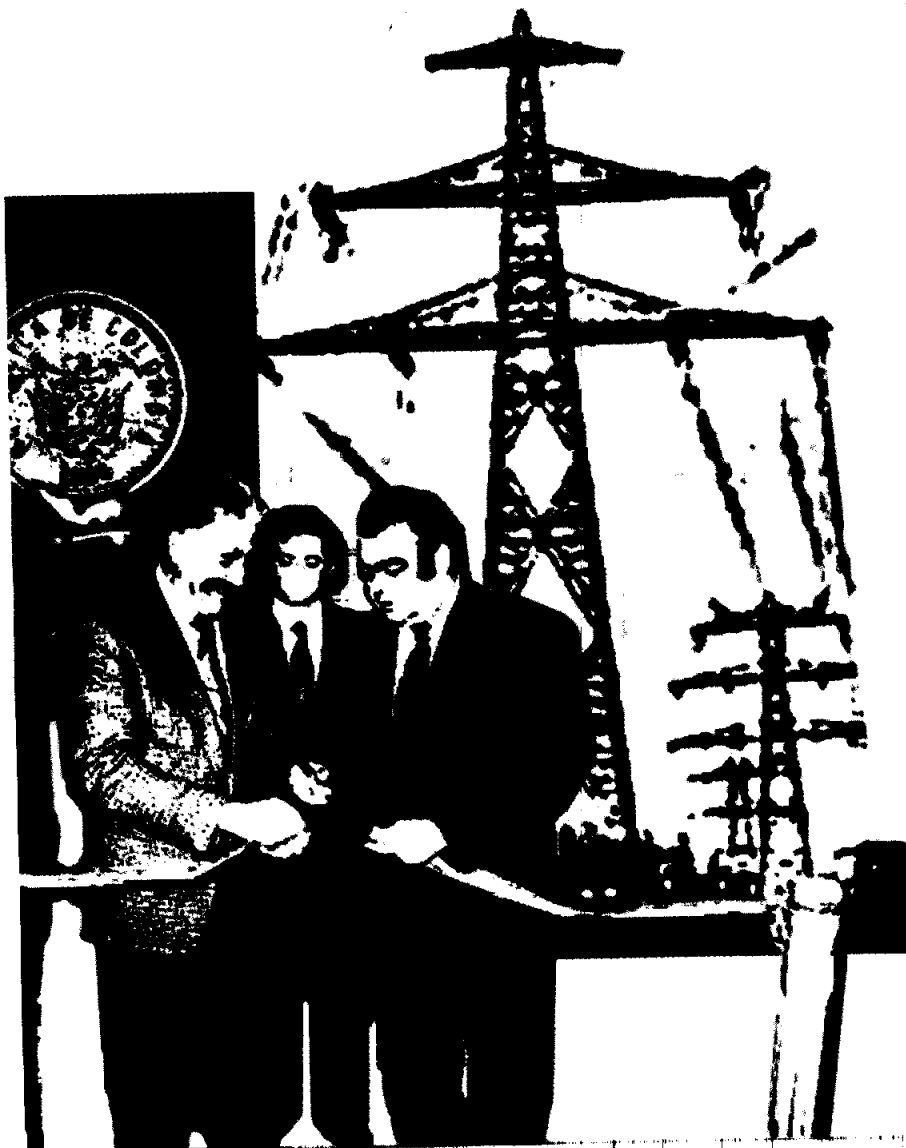
Suerte de los proyectos

Al terminar el período de racionamiento en 1993, ninguna de las centrales que construyeron los inversionistas privados entró en operación. Solamente tres centrales

de ciclo STIG —con gas natural y vapor—, compradas de urgencia por la compañía petrolera estatal Ecopetrol, se pusieron en operación en Villavicencio, Yumbo y Gualanday, con una capacidad máxima combinada de 120 MW.

Los restantes proyectos se adjudicaron en su mayoría hacia finales de 1992 y 1993. Pero hubo muchas demoras, especialmente asociadas con el proceso de eliminación total de riesgos para los contratistas. Esta eliminación de riesgos se buscaba a través de tres vías:

- Por la vía de garantías de riesgo soberano —otorgadas por la Nación.
- Por la vía de contratos de compra por más del 80% de la capacidad de producción, se use o no la central.
- Por la vía de asociaciones con empresas estatales. El inversionista privado estableció con estas empresas contratos de construcción y operación, en los que a ellas nunca les ha correspondido dividendo alguno, como sucede en el caso de Termobarranquilla.



Las centrales construidas bajo estos esquemas son las siguientes:

Contratos con empresas cuyo propietario es la Nación		
Central/Empresa	Tipo y potencia	Garantías
Termovalle	2x220 MW	Garantía de la Nación
Termoenergía	2x220 MW	Garantía de la Nación
Termopaipa IV	2x220 MW	Garantía de la Nación

Contratos con empresas cuyo propietario es diferente a la Nación		
Central/Empresa	Tipo y potencia	Garantías
Termovalle	2x220 MW	Garantía de la Nación
Termoenergía	2x220 MW	Garantía de la Nación
Termopaipa IV	2x220 MW	Garantía de la Nación

En el caso de las tres primeras centrales, se han registrado pagos anuales con fondos provistos por el Presupuesto General de la Nación o por la FEN como garante, por sumas equivalentes 140 millones de dólares por año. En TermoPaipa IV, la FEN realizó pagos entre 1999 y 2004 por una cifra cercana a 520 mil millones de pesos —200 millones de dólares en los 5 años.

La estructuración de estos contratos dio lugar a combinaciones de fuentes de financiamiento muy concentradas en la movilización de grandes masas de crédito para los proyectos. El bajo nivel de aporte de *equity* o capital de riesgo a estos proyectos es factor común con el resto de proyectos similares en otros países en vías de desarrollo. La fuente de los recursos de estos proyectos se resume a continuación:

Contratos con empresas cuyo propietario es la Nación		
Central/Empresa	Contratista	Origen
Termovalle	ABB	EUA, Alemania
Termoenergía	ABB	EUA, Alemania
Termopaipa IV	IES	Manana, España

Contratos con empresas cuyo propietario es diferente a la Nación		
Central/Empresa	Contratista	Origen
Termovalle	Mitsubishi	EUA
Termoenergía	IC	Colombia - Panamá

Las garantías ofrecidas por los gobiernos no sirvieron para reducir el costo de la financiación de los proyectos.

Ventajas y para quién, costos y para quién

Los contratos PPA se convirtieron en un instrumento de reducción de factores de incertidumbre para la construcción y financiamiento de estas grandes centrales eléctricas y fueron además un vehículo para que se vincularan numerosos bancos a la financiación de las obras, con participaciones que llegaron en ocasiones a ser el 90% del valor de cada proyecto. En la medida que maduraron las condiciones del mercado eléctrico en el ámbito internacional, los contratos PPA se convirtieron en una carga onerosa para quienes actuaron como garantes, que en la mayoría de ocasiones eran los propios gobiernos nacionales.

Las garantías ofrecidas por los gobiernos no sirvieron para reducir el costo de la financiación de los proyectos. Más bien han sido, en buena medida, el camino para que inversionistas con muy bajo nivel de exposición se apropien de rentas gigantescas, sin que se pueda resolver amigablemente a favor de los gobiernos ni acabar con una fuente de gasto fiscal cada vez más grande –al honrar forzosamente las garantías.

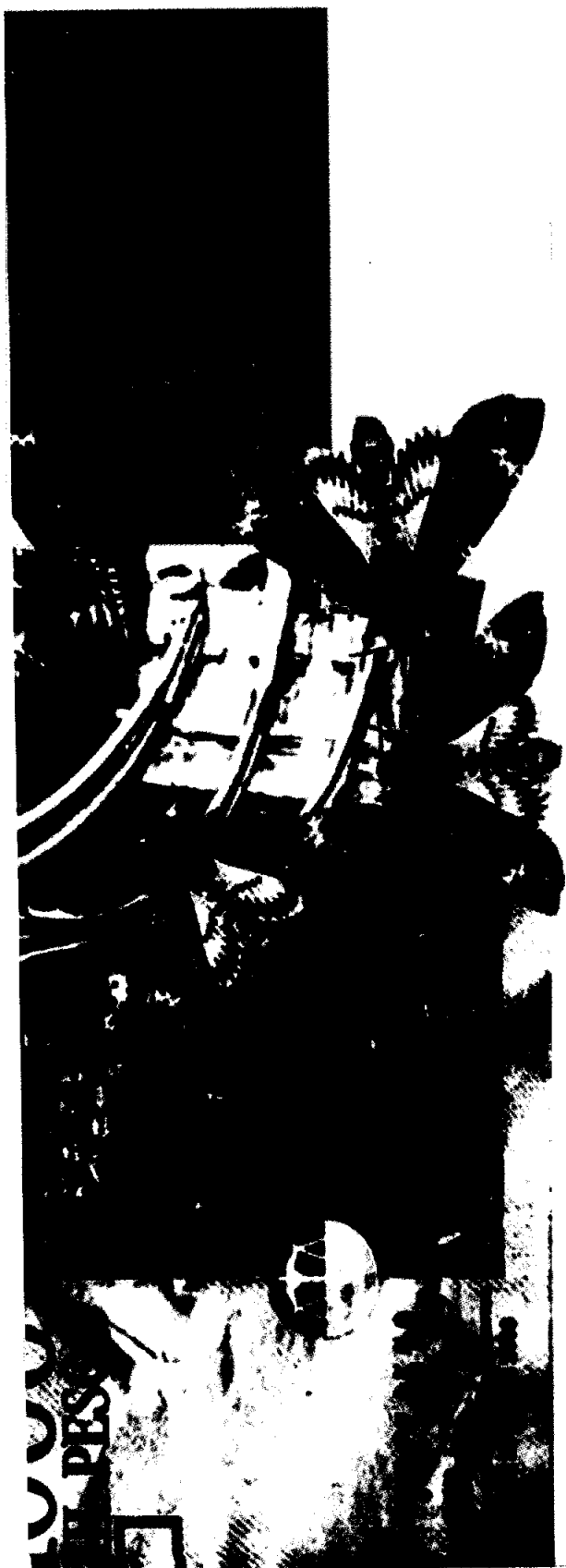
En la medida en que los gobiernos han optado por esquemas empresariales basados en mayor competencia entre productores de electricidad, los contratos de largo plazo tipo PPA se han convertido en una pérdida de eficiencia productiva y asignativa. En ellos, gana únicamente un actor y se desoptimizan los factores que generarían una ganancia para sociedad.

Limitaciones de los PPA

Solo unos pocos países han intentado replantear sus contratos PPA, de tal manera que no se afecte el desarrollo de nuevas estructuras de mercado. Entre ellos Canadá (Provincia de Ontario), México, Australia (Estado de Victoria), California, Tailandia, Irlanda del Norte y Portugal. En el caso de China, la regulación prohíbe de manera taxativa la firma de cualquier contrato tipo PPA. Otros países suspendieron sus programas de contratar bajo esquemas PPA, como Filipinas, Hungría, Indonesia, Pakistán, Turquía y República Dominicana (Woolf y Halpern 2001).

Los contratos PPA no pueden establecer un equilibrio económico en el contexto de mercados eléctricos mayoristas competitivos, por varias razones:

- Los términos de cada contrato y de la financiación asociada, así como las facilidades de seguros contra riesgos, son usualmente muy



costosos. Además, es posible comprar energía en condiciones más flexibles y a precios más bajos, en el marco de mercados competitivos. Los contratos PPA se convierten, en el caso colombiano, en una fuerte carga fiscal, que incrementa el déficit del gobierno central.

- Los contratistas beneficiarios de los PPA no tienen incentivo alguno para participar en un mercado, pues esos contratos los protegen contra todo riesgo. A eso se suma una fuerza de cabildeo —*lobbying*— muy notoria.

- La renegociación forzada de los PPA se muestra extremadamente difícil. Así lo indican los alegatos en los tribunales de arbitramento convocados para los contratos de Termopaipa IV. Los procesos son arduos y demorados y no existe certidumbre alguna sobre los resultados.

- Por los riesgos inherentes a un mercado competitivo, los inversionistas privados tienden a privilegiar los contratos PPA, con los menores riesgos posibles y los precios más altos que puedan negociar.

Los términos de cada contrato y de la financiación asociada son usualmente muy costosos.

Termopaipa, en detalle

La central Termopaipa IV se puso en operación en 1999. El costo estimado del contrato PPA que se firmó para ello fue de 200 millones de dólares. En 5 años, de los 15 que dura, ya se pagaron cerca de 200 millones de dólares. Los pagos restantes suman 625 millones de dólares, a los que se agregaría la factura por el combustible, que ascendería a 139,5 millones de dólares más. En total, 764,5 millones de dólares.

El grupo de proyectos, en el que se inscribe Termopaipa IV, se pensó como un alivio para el Estado colombiano, pues significaba que inversionistas privados lo reemplazaban progresivamente en las inversiones para el sector eléctrico. En un giro desafortunado para las finanzas públicas, el gobierno de Colombia resultará pagando varias veces por unos equipamientos que probablemente solo le habrían costado una vez, si hubiera abocado directamente su construcción y puesta en marcha.

El contrato PPA Termopaipa IV constituye un caso de estudio en el contexto de los análisis sobre los impactos y posibles soluciones a los problemas que generan las actuales deudas que han contraído por esta vía el gobierno colombiano y dos de sus empresas en la industria eléctrica.

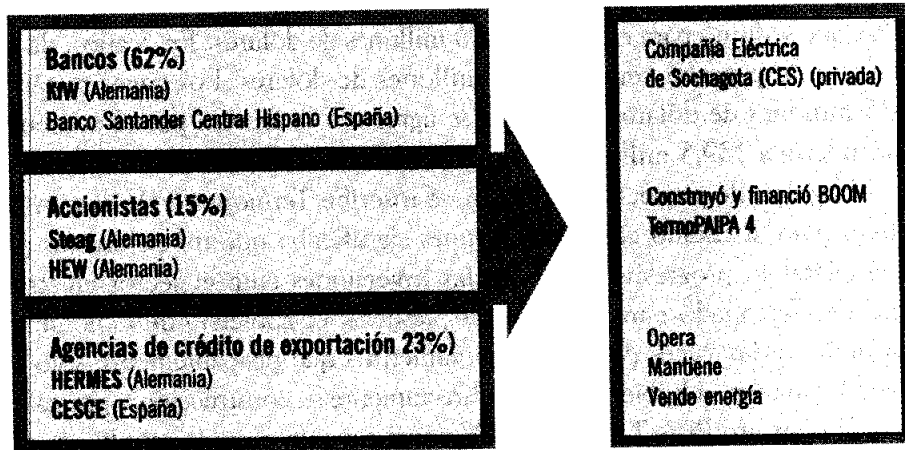


1000
PES

² En los reportes financieros anuales de STEAG y RAG.

CONTRATO PPA TERMOPAIPA IV	
Costo estimado del proyecto	220 millones de dólares
El contratista	CEM Compañía Eléctrica de Sochagota
El comprador	EPSA Empresa de Energía de Bogotá Empresa pública de distribución de electricidad
El proveedor	HERMES (Alemania) CESCE (España)
El proveedor	EPSA Empresa de Energía de Bogotá Empresa pública de distribución de electricidad
El proveedor	HERMES (Alemania) CESCE (España)

Según la información entregada en 1994 por los oferentes a la compañía estatal EBSA en el proceso de licitación, la estructura original del proyecto es la siguiente:



Según esta composición, los bancos aportarían en la financiación del proyecto 136,4 millones de dólares, las agencias de crédito de exportación aportarían 50,6 millones de dólares y los accionistas aportarían 33 millones de dólares. En total, 220 millones de dólares, costo del proyecto.

La estructura vigente de financiación no se ha revelado en Colombia y el contratista (CES) restringe fuertemente la información. El gobierno accedió a ella, que se considera confidencial, en el proceso de discusión para la nulidad del contrato, en un tribunal de arbitramento convocado en el año 2002 en Bogotá y cuyo

fallo fue adverso a las pretensiones del demandante –la empresa EBSA, de propiedad del gobierno colombiano. Es decir, se negó la nulidad y su ejecución debe continuar como estaba previsto originalmente. Bajo este escenario, el Ministerio de Hacienda replanteó su posición respecto de las contragarantías a la FEN y se han provisionado para los próximos quince años, a través de vigencias futuras exigibles al Presupuesto General de la Nación.

Estructura de pagos

El contrato establece la siguiente estructura de pagos:

Pagos fijos

- Durante los primeros 10 años de operación, de enero de 1999 a enero de 2009, EBSA pagará 45 millones de dólares cada año, en sumas mensuales.
- Durante los siguientes 10 años de operación, de enero de 2009 a enero de 2019, EBSA pagará 40 millones de dólares cada año, en sumas mensuales.

Pagos variables

- Los pagos variables corresponden exclusivamente al carbón que se utilice realmente en la central. Si la central genera la cantidad anual esperada, 1.440 GWh, se ha estimado que los pagos equivaldrían a 9,3 millones de dólares por año³.

Las cuentas son muy sencillas:

Pagos	Años	Cantidad

De los pagos fijos, las siguientes proporciones remunerar la inversión y los gastos de operación:

La historia y sus efectos

Los problemas para la compañía eléctrica estatal EBSA y su garante se presentan desde la puesta en operación de la central, en enero de 1999. Las características

³ En esta estimación se consideran precios locales de 48 mil pesos por tonelada (18 dólares/ton. aproximadamente).

EBSA debe pagar 45 millones de dólares anuales, sin haber vendido a la red eléctrica ni un kilovatio hora.

previstas de la demanda eléctrica nacional cambiaron y la central ha permanecido prácticamente apagada por temporadas largas, o su despacho ha sido mucho menor al esperado. A ello se suma el factor precio equivalente pactado, que se aparta de las condiciones promedio del mercado en un 25%, lo cual genera pérdidas adicionales para EBSA.

Aunque la central no se despacha en el sistema eléctrico, es decir, no se enciende para generar, EBSA debe pagar por lo menos la porción fija de 45 millones de dólares anuales durante el primer decenio, sin haber vendido a la red eléctrica ni un kilovatio hora. Si se enciende, los precios pagados por el mercado eléctrico son inferiores a los correspondientes en el contrato. En ambos eventos, EBSA acumula pérdidas crecientes. Por su parte, el garante estatal acumula acreencias con esta empresa, que para el primer quinquenio del contrato de suministro superaron los 500 mil millones de pesos (equivalentes a 217 millones de dólares). Es decir, el garante estatal está cubriendo prácticamente el 100% de los costos fijos del contrato.

¿Cuáles son las consecuencias para las dos empresas estatales colombianas, la contratante y la garante?:

- En primer lugar, como compañía eléctrica estatal de distribución en el departamento de Boyacá, EBSA se ha convertido en una empresa al borde de la liquidación, pues acumula pasivos muy cuantiosos, en comparación con un patrimonio muy pequeño. Las consecuencias son directas sobre la calidad del servicio, su continuidad y la capacidad de la compañía de atender eficientemente el mercado.
- En segundo lugar, como garante, la FEN ha pagado directamente las facturas generadas por el contratista, CES, y se prevé que debe seguir haciéndolo durante los restantes 15 años del contrato. La FEN acumula cuentas por cobrar asociadas a las garantías otorgadas a EBSA y en la medida en que no recibe pago alguno, su patrimonio también se ve afectado a mediano plazo, por la mala calidad de esta cartera.

En estas condiciones, el propietario de ambas compañías, la Nación colombiana, deberá emprender más temprano que tarde una tarea de rescate financiero. Eso significará que se trasladen los cobros anuales del contrato Termopaipa IV directamente al Presupuesto General de la Nación.

De manera directa, unas obligaciones comerciales de unas compañías eléctricas estatales se convirtieron en una carga adicional para el Presupuesto General de la Nación. Sus márgenes de maniobra son tan estrechos, que las posibilidades de renegociación de esos contratos han sido nulas y se ha tenido una intensa labor de bloqueo jurídico o de *lobby* por parte de los representantes de estos contratistas.



Progresivamente, lo que parecía ser una solución al endeudamiento tradicional para la construcción de centrales eléctricas por parte de empresas estatales, se convirtió en una situación mucho más costosa, pues la utilización de garantías estatales para unos contratos de suministro de energía eléctrica no derivó en una reducción de los costos, sino en contratos a los que se deben remunerar los costos de capital, los costos de operación, la rentabilidad del inversionista y, en algunos casos, si ocurren eventos de demanda judicial, unas cuantiosas indemnizaciones.

En el caso de Termopaipa IV, si la Nación colombiana hubiera emprendido directamente la construcción de las facilidades, el costo total habría sido solo de 220 millones de dólares y los de operación y mantenimiento se habrían causado en pesos colombianos, no en dólares, como ocurre ahora. De otra parte, en los eventos de muy baja demanda en los que la central no se despacha el operador podría optar por clausurarla temporalmente, para reducir los costos.

En suma

Los contratos de suministro de energía eléctrica en Colombia se han convertido en una forma alternativa de financiación de la construcción de centrales termoeléctricas. Su utilización fue promovida intensivamente por agencias multilaterales de crédito y apoyada por los bancos comerciales. Dichos contratos contaron en su mayoría con garantías de empresas estatales y el Estado colombiano emitió en algunos contragarantías de riesgo soberano, lo que implicaba que los contratistas percibirían en principio un menor riesgo asociado al contrato.

Estos contratos derivaron progresivamente en una forma muy costosa de financiación, que debió atenderse a través de giros directos del gobierno nacional como contragarantía, o indirectamente, a través de empresas estatales contratantes, con un detrimento significativo de su condición financiera.

Ello ocurrió por los cambios en los mercados eléctricos en los últimos 10 años:

- Las expectativas de crecimiento de la demanda eléctrica se derrumbaron y solo hasta el año 2003 se recuperó el nivel de demanda que se presentó en 1998.
- Se instalaron de manera acelerada nuevas centrales eléctricas, lo que dio lugar a una condición de sobreoferta adicional.
- Los marcos regulatorios no permitieron que los costos de los nuevos contratos se financiaran directamente o indirectamente por la vía de tarifas a los usuarios finales.
- Las empresas que suscribieron los contratos entraron en crisis financieras muy profundas. Los motivos fueron los mismos contratos y la competencia por el mercado, que se creó con la participación de inversionistas privados del sector eléctrico en muchas regiones. En la medida que dichas empresas son estatales,

sufren las ataduras e inflexibilidades de rígidos estatutos, que les impiden reaccionar a las variaciones de sus mercados con la rapidez que lo hacen las privadas.

En Termopaipa IV, una inversión de capital proveniente de los accionistas de alrededor de 33 millones de dólares ha permitido tener un flujo de capital de casi 950 millones de dólares durante 20 años. Son dólares garantizados por la Nación colombiana, que debe hacer esfuerzos enormes para atender las obligaciones derivadas de ese contrato.

Con las garantías ofrecidas por las empresas y el Estado colombiano, los costos de los créditos comerciales y de agencias de promoción de exportaciones se sitúan seguramente en un nivel moderado, es decir, al reducirse los riesgos se reducen los márgenes en las tasas de interés de esos créditos. La razón es que la calificación de riesgo de cada proyecto se reduce en la medida en que un garante tenga una calificación tan buena como la del Estado colombiano, respecto de una empresa regional.

El aporte energético de la central ha sido marginal, igual que la demanda por carbón térmico en la región de Boyacá. Y la industria del carbón en la región continúa siendo allí predominantemente artesanal y de baja productividad.

El impacto sobre el déficit fiscal de los contratos de compra de energía con garantías de empresas estatales ha sido fuerte. Eso ha desplazado otras inversiones prioritarias realizadas con recursos públicos y obligado a contratar financiaciones alternativas, que agregan costos a unos contratos onerosos *per se*.

Para resolver estos contratos se requieren esquemas en los que los actuales propietarios adopten modalidades de pago más flexibles, asociadas a las realidades de los mercados eléctricos y con una exposición al riesgo más compartida entre propietario y contratante.

Referencias bibliográficas

Cardona, J. 2002. "Garantías públicas, participación privada y servicios, públicos domiciliarios", Conferencia presentada en el seminario *Pasivos contingentes y servicios públicos domiciliarios*, Universidad Externado de Colombia, Bogotá, agosto, fotocopia.

Dailami M., y M. Klein. 1997. "Government Support to Private Infrastructure Projects in Emerging Markets", artículo difundido en el seminario *Managing Government Exposure to Private Infrastructure Projects: Averting a New*

Style Debt Crisis, Cartagena, Colombia, 29-30 Mayo. En <http://ideas.repec.org/p/wbk/wbrwps/1868.html>

Woolf, F., Halpern, J. 2001. *Integrating Independent Power Producers into Emerging Wholesale Power Markets*, CMS / Banco Mundial. En <http://ideas.repec.org/p/wbk/wbrwps/2703.html>

Reyes, J. 2002. *Impactos económicos de las garantías de la Nación en proyectos de infraestructura*, Archivos de Economía, DNP, Bogotá.