

Economía política de las finanzas y subsidios del sector eléctrico de Guatemala

Juan Benavides

Manuel I. Dussan

INFORME DE TRABAJO

División de Infraestructura y Mercados Financieros

Departamento de Desarrollo Sostenible

Banco Interamericano de Desarrollo

Este informe se publica con el único objeto de contribuir al debate sobre un tema de importancia para los países de la región. Su publicación por este medio tiene como propósito generar comentarios y sugerencias de las personas interesadas en el tema. El informe no ha sido sometido a un proceso independiente de revisión ni ha sido estudiado por el Grupo gerencial del Departamento de Desarrollo Sostenible. Por lo tanto no representa la posición oficial del Banco Interamericano de Desarrollo.

Diciembre 2004

Esta publicación puede obtenerse dirigiéndose a:

Publicaciones IFM, Parada W-0508
Banco Interamericano de Desarrollo
1300 New York Avenue, N.W.
Washington, D.C. 20577

Correo electrónico:	sds/ifm@iadb.org
Telefax:	202-623-2157
Sitio de Internet:	http://www.iadb.org/sds/ifm

Índice

Presentación general

1

Marco institucional y organización industrial

6

Sostenibilidad del régimen tarifario y de subsidios

8

El entorno político

28

Propuesta

35

Presentación general

Este artículo propone estrategias y medidas para enfrentar los problemas originados en los altos costos de la contratación de energía y el esquema de subsidios eléctricos de Guatemala. Las propuestas tienen un carácter preliminar, buscando contribuir al diálogo para hallar salidas a la actual crisis y apoyar las actividades de fortalecimiento del ente regulador que el Banco Interamericano de Desarrollo adelanta. Metodológicamente, este trabajo combina el análisis sectorial detallado con las restricciones que la economía política de la redistribución impone a la solución de los problemas sectoriales.

A raíz de la crisis de abastecimiento y financiera de las empresas públicas a cargo del servicio de electricidad en Guatemala que surgió en 1991, el gobierno decidió lanzar un ambicioso programa de contratación de suministro de energía (bajo la modalidad de Power Purchase Agreements, PPA) con generadores privados. Entre 1993 y 1996, como reseñan la Fundación Solar y Carlos Rufin,¹ se firmaron 13 contratos de suministro por un total de 383 MW (aproximadamente el 30% de la capacidad instalada del país al final de 1996). Debido en parte a la presión por aumentar rápidamente la oferta, ninguno de los contratos de suministro firmados entre 1991 y 1996 fue otorgado mediante procedimientos competitivos. Las empresas públicas compradoras asumieron la mayoría de los riesgos operativos y financieros, y los costos acordados fueron muy altos.

La reforma del año 1996² creó un mercado spot, permitió la entrada libre de generadores privados en régimen de competencia y privatizó totalmente el negocio de distribución. Los distribuidores quedaron obligados a contratar con los generadores sus requerimientos de energía y potencia. La reforma, posiblemente condicionada por las circunstancias,³ definió una política tarifaria sin contemplar subsidios para los usuarios más pobres, restringiendo los aportes explícitos del estado a cubrir los costos de proyectos tales como la expansión de la cobertura del servicio en las zonas rurales. Los grandes usuarios (consumidores con una demanda de potencia superior a 100 kW) quedaron en libertad de elegir a su suministrador y no están sujetos a las regulaciones de precios definidos en la Ley General de Electricidad. Los ingresos por la privatización de la distribución se canalizaron para expandir la cobertura en el campo, y se decidió no tocar los contratos de suministro firmados antes de 1996.

Incluso sin el beneficio de la retrosección, es claro que este esquema no era sostenible. Sin subsidios al consumo en un país donde la mayoría de los usuarios no tiene capacidad de pago y con la obligación de pagar el costo más elevado de energía entre todos los países del istmo centroamericano (dado que no se eliminó el problema estructural de los costos encallados (*stranded costs*) de los contratos firmados antes de la reforma), la crisis afloró al final de 1999 al coincidir un incremento en los precios de los combustibles y la devaluación del quetzal, que hicieron

¹ Fundación Solar y C. Rufin. 2003. "Guatemala: Reforms in the Balance." En J. Millán y N.-H. M. von der Fehr *Keeping the Lights on – Power Sector Reform in Latin America*. Baltimore, MD: The Johns Hopkins University Press, pp. 217-300.

² Ver Ley General de Electricidad, Decreto 93-96: <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/leyfinal.pdf> y su Reglamento, Acuerdo Gubernativo 255-97: <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/regfinal.pdf>.

³ En el momento de la reforma coincidieron dos factores. El primero, de tipo ideológico, era la opinión económica predominante durante la primera generación de reformas sectoriales acerca de los efectos perniciosos de los subsidios cruzados. El segundo era la necesidad de mostrar un compromiso con la población sin acceso al servicio en el contexto de la negociación de los Acuerdos de Paz.

políticamente inviable trasladar a los usuarios finales los altos costos fijos más los mayores costos operacionales y de preservación de valores de las componentes denominadas en dólares.

Como respuesta a la crisis, el gobierno impuso temporalmente al Instituto Nacional de Electricidad (INDE; en cuya cabeza quedaron las plantas hidroeléctricas estatales) la obligación de subsidiar los consumos inferiores a 650 kWh/mes, a un costo de US\$ 62.5 millones. El gobierno que inició su mandato en 2000 decidió introducir, tan pronto como asumió el poder, un sistema permanente de subsidios mediante la creación de la Tarifa Social (TS).⁴ Los usuarios que califican para recibir energía subsidiada son aquellos que tienen consumos hasta de 300 kWh/mes (con lo cual se cubre al 85% de la población; hay que anotar que el consumo mínimo de subsistencia ha sido estimado en 64 kWh/mes). Los requerimientos para cubrir los usuarios de la TS corren a cargo de las distribuidoras, quienes deben hacer licitaciones abiertas para adquirir la potencia y energía necesarias.⁵

Puesto que el esquema de la TS no incluyó transferencias fiscales para cubrir la diferencia entre precios de mercado y tarifas subsidiadas, no debe sorprender que INDE, en su calidad de empresa pública, es la única empresa que se presenta a los concursos de suministro de la TS. En la práctica hay una separación de mercados: la energía pública se cobra por debajo de su costo de oportunidad y se recauda entre los usuarios TS, mientras que la generación privada se cobra a precios plenos (“Tarifa No Social”, TNS) a los usuarios regulados que consumen más de 300 kWh/mes, y a precios negociados al segmento de los grandes usuarios.

La introducción de la TS generó un reacomodo acelerado de los consumidores para reducir sus pagos por electricidad. Los usuarios elegibles como grandes usuarios o con posibilidad de agregar su demanda para superar el umbral de 100 kW han ido ingresando al mercado libre no regulado. Una vez agotadas las posibilidades de convertirse en grandes usuarios, el grupo de usuarios regulados que consumen más de 300 kWh/mes queda cautivo del pago de la energía comercial con presiones exacerbadas por el aumento de conexiones fraudulentas y el fraccionamiento del consumo.⁶ Adicionalmente, puesto que los contratos de suministro en cabeza de los distribuidores tienen una cláusula de tipo “pague lo contratado” para potencia, cuando un gran usuario decide comprar directamente a un generador los requerimientos antes servidos por su distribuidor, el saldo de potencia contratada por el distribuidor se paga entre la base cada vez más reducida de usuarios cautivos, incrementado aún más el valor de la TNS.

El fenómeno más visible ha sido la altísima migración de usuarios TNS a TS por fraccionamiento de consumo (se estima que hasta finales de 2003, aproximadamente 85,000 usuarios de la empresa de distribución que concentra la mayoría de los usuarios regulados que pagan TNS -14% de su total de suscriptores- había fraccionado su consumo). Desde antes de la reforma, un grupo de consumidores industriales con demandas muy altas había decidido invertir en autogeneración, aislándose de los problemas sectoriales.

Además de los costos de oportunidad en que incurre el estado para sostener el esquema de subsidios, las presiones financieras explícitas para INDE son muy altas. Hay períodos en que INDE no puede cubrir con su propia generación el consumo de los usuarios TS (en parte originados por la

⁴ Ley de la Tarifa Social, Decreto 96-2000, reglamentado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) mediante Resolución CNEE-02-2001: <http://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/2001/02-2001.pdf>

⁵ En la primera adquisición no se hizo concurso y el precio de la Tarifa Social fue definido por INDE.

⁶ El fraccionamiento del consumo es un procedimiento sin sanciones explícitas mediante el cual el usuario instala más de un contador en su hogar para que los consumos de cada cuenta individual sean inferiores al umbral de elegibilidad, calificando así a la Tarifa Social en todas las cuentas.

insuficiencia de fondos para mantener adecuadamente sus plantas) y se ve forzado a comprar la energía faltante a precios comerciales. Y en ocasiones INDE ha debido entrar a rescatar a las distribuidoras por la sobrecontratación en que han incurrido estas últimas.

Ante el empeoramiento de la situación financiera de INDE, en los primeros meses del gobierno del Presidente Berger (que asumió el poder en enero de 2004), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE; el organismo regulador) redujo mediante la vía reglamentaria a 100 kWh/mes el umbral de elegibilidad para acceder en forma plena a la TS, e introdujo una fórmula para eliminar en forma escalonada los subsidios de los consumos entre 100 y 300 kWh/mes. Esta importante medida, que se adoptó por medio de resoluciones sustentadas en la Ley de la Tarifa Social, alivió la presión sobre las finanzas de INDE pero quedó sin efecto en Noviembre de 2004 por una decisión de la Corte de Constitucionalidad que ordenó al Presidente Berger destituir a los tres directores de la CNEE, volver al esquema original de la Ley de la Tarifa Social y restituir la diferencia de cobro a los consumidores entre 100 y 300 kWh/mes.⁷

La conclusión más clara es que los cambios introducidos por la Ley General de Electricidad y sus desarrollos posteriores han preservado el poder de veto de los generadores con contratos de suministro sobre la política sectorial. Por otra parte, con la aplicación de la Ley de la Tarifa Social se destinan recursos públicos para beneficiar los hogares y pequeños negocios que consumen por encima del mínimo de subsistencia y hasta 300 kWh/mes en cada cuenta individual.⁸ Los beneficios para este grupo de consumidores (que incluye diferentes tipos de clase media) tienen el costo social de la reducción de la oferta de bienes meritorios para la población más pobre. Foster y Araujo (2001)⁹ estiman que 75% de los beneficiarios de la TS no son pobres, y que los usuarios no-pobres absorben el 90% de los recursos dedicados al subsidio. Aunque la evolución de la reforma es errática en cuanto al surgimiento del esquema de subsidios, sus beneficiarios adquieren poder de veto *después* de la introducción de la Ley de la Tarifa Social. No en balde cubren un segmento numeroso y visible del electorado (ante todo urbano). Las recientes actuaciones de la Corte de Constitucionalidad parecen reforzar esta percepción. INDE, considerado como agente, y los usuarios regulados que pagan TNS, constituyen el grupo de perdedores sectoriales.

Este nuevo arreglo de ganadores y perdedores tampoco es sostenible. Si la tendencia natural de los incentivos incluidos en la Ley de la Tarifa Social se llevara a sus últimas consecuencias, los usuarios TNS se reducirían al mínimo nivel permitido por los costos de evadirse del pago de esa tarifa. Esto tiene una consecuencia sectorial y una consecuencia fiscal:

- *La generación privada se vuelve inviable.* Los usuarios TS dominarían el mercado regulado en el futuro.¹⁰ Mientras la capacidad de INDE no esté copada, cada kWh que pase de TNS a TS reducirá en esa misma cantidad la demanda futura de energía privada que las empresas distribuidoras están obligadas a contratar. Cada vez que la demanda de energía para TS sobrepase la capacidad de suministro de las plantas hidráulicas estatales, INDE (que está en déficit) deberá comprar los excedentes a los generadores privados para entregarlos a las distribuidoras. En este último caso, la posibilidad de recurso eficaz contra el estado en caso de cesación de pagos de INDE a los generadores privados es remota. El panorama es poco atractivo para los

⁷ La Corte de Constitucionalidad ordenó la ejecución de un amparo provisional decretado por un juez en contra de las resoluciones de la CNEE por una presunta violación de la Ley de la Tarifa Social.

⁸ Sumando sobre todas las cuentas fraccionadas e incluyendo el consumo fraudulento.

⁹ Foster, V. y M. C. Araujo. 2001. Poverty and modern utility services in Guatemala. Draft Working Paper. Washington, D. C.; World Bank.

¹⁰ Tanto por el fraccionamiento de las cargas como por el ingreso de usuarios con baja capacidad de pago.

generadores. Las rentas que los generadores establecidos obtienen por mantener vivos los costos encallados pueden convertirse en la fuente de su propia inviabilidad futura.

- *Las contingencias fiscales implícitas y explícitas se profundizan.* El dinero que INDE deja de percibir por cobrar a TS afecta su capacidad de efectuar mantenimiento apropiado a sus plantas y castiga las posibilidades de expandir el gasto social. Por otro lado, la compra a precios comerciales para cubrir la demanda social que no logra generar INDE reduce el gasto social *corriente*.

La restricción más importante a la viabilidad del sector es la persistencia de los costos encallados de los contratos de suministro después de la reforma de 1996. Sin la restricción de aumentar la cobertura que se incluyó en los Acuerdos de Paz del mismo año, el mejor uso de los dineros de la privatización de la distribución hubiera sido la re-compra de los contratos de suministro con los costos más onerosos. La mayor prioridad sectorial es volver pagables los costos de la energía, haciéndolos consistentes con la arquitectura de mercado mayorista.

A pesar de que la primera recomendación para adelantar una reforma es evitar al máximo los cambios de ley, parece que la Ley de la Tarifa Social necesita un cambio profundo. Hay que modificar la lógica del otorgamiento de los subsidios para evitar la fuga del pago de la TNS y el fraccionamiento de mercados. No hay que descartar la introducción del ingreso (variable menos sujeta a manipulación que el consumo) para otorgar el subsidio. La reforma debe mejorar el perfil de equidad en los pagos, minimizar las exigencias a INDE y hacer viable el negocio de generación privada a precios definidos en régimen competitivo.

El análisis de economía política de la redistribución arroja dos grandes restricciones al diseño de soluciones: (i) Guatemala es una democracia en proceso de consolidación. A pesar de los evidentes avances de la década pasada, Guatemala continúa siendo uno de los países con mayores índices de desigualdad en distribución de activos y más pobres del mundo. Guatemala sufrió una guerra civil de 30 años que permeó los métodos formales e informales de resolver disputas y definir políticas públicas. Estos factores favorecen la inestabilidad política durante crisis económicas y hacen necesario tanto calibrar las propuestas, como introducirlas en el orden y el momento apropiados; (ii) el poder de veto de la clase media y los generadores tiene efectos externos al sector, con el potencial de afectar la dinámica de la democracia guatemalteca.

Las medidas propuestas se orientan a aliviar la presión financiera sobre el INDE y evitar su escalamiento al nivel fiscal; a mejorar la viabilidad sectorial (reducción de costos de contratos de suministro) y a hacer más equitativo el esquema de subsidios. Las medidas discutidas pertenecen a la clase de cambios que son económicamente beneficiosos pero políticamente desestabilizadores. Bardhan (2005)¹¹ plantea que en tales situaciones (p. 74):

un asunto crucial es la disyuntiva (tradeoff) que los mandatarios establecidos enfrentan entre los incentivos económicos que favorecen la reforma y los incentivos políticos que favorecen la protección del *status quo*: la reforma promete aumentar el flujo intertemporal de rentas para dividirse entre el estado y los agentes en general, pero también amenaza con debilitar el control de los intereses políticos establecidos sobre las rentas futuras. Como resultado, los intereses políticos establecidos con poder de bloquear una reforma lo harán si los agentes económicos en general no se pueden comprometer a repartir con ellos una parte sustancial de los frutos de la reforma.

¹¹ Bardhan, P. 2005. *Scarcity, Conflicts and Cooperation – Essays in the Political Economy and Institutional Economics of Development*. Cambridge, MA: The MIT Press.

El principal aporte de este trabajo consiste en haber identificado las restricciones de economía política redistributiva y la naturaleza de las soluciones consistentes con estas restricciones. Puesto que no existen recursos fiscales para recomprar contratos de suministro de costo ineficiente, ni para compensar los ajustes ideales en tarifas y subsidios, las medidas que respetan la fragilidad democrática y el poder de veto de los agentes ganadores tienen dos características inevitables: (i) o requieren *empaquetarse* con medidas multi-sectoriales de beneficio neto positivo tangible e inmediato,¹² (ii) o requieren conceder algunas prerrogativas futuras dentro del sector a los generadores establecidos.¹³

El resto del artículo se desarrolla de la siguiente manera. La sección 2 presenta el marco institucional y la estructura industrial del sector eléctrico. La sección 3 examina la sostenibilidad financiera de los regímenes tarifario y de subsidios. La sección 4 estudia el entorno político, incluyendo una discusión sobre las relaciones entre redistribución y estabilidad democrática en Guatemala. Finalmente, en la sección 5 se discuten las propuestas y su secuencia.

¹² Para salir de la trampa de reforma *en un solo sector*, que sucede cuando las medidas propuestas equivalen a redistribuciones puras que terminan siendo bloqueadas por los perdedores absolutos.

¹³ La preocupación sobre la credibilidad intertemporal de los acuerdos es válida si los beneficios futuros de los generadores no se precisan y formalizan irreversiblemente.

Marco institucional y organización industrial

El sector de electricidad de Guatemala contó con la participación activa de inversionistas privados desde sus inicios hasta el 1959, cuando expiró la concesión de 50 años de la Empresa Eléctrica de Guatemala-EEGSA, encargada del suministro de energía principalmente en la capital, y se creó el Instituto Nacional de Electrificación – INDE, empresa estatal encargada de la generación y la transmisión a escala nacional y la distribución en las áreas no atendidas por EEGSA. EEGSA se convirtió en empresa estatal.

El modelo sectorial en que el Estado mantenía el monopolio de las actividades de planificación, empresarial y regulación se mantuvo hasta los comienzos de los años 1990's cuando se presentó una crisis financiera aguda de las empresas estatales originada por rezagos en la tarifa de electricidad, alto crecimiento de la demanda, baja inversión en ampliación de la oferta y finalmente racionamiento de energía ocasionado en parte por la vulnerabilidad ante sequías de un sistema de generación predominantemente hidroeléctrico. A partir de 1992 EEGSA e INDE comenzaron la contratación del suministro de energía a largo plazo con generadores privados para atender el déficit de generación y asegurar el abastecimiento de la demanda creciente, por medio de contratos del tipo Power Purchase Agreements (PPA) negociados directamente entre las partes (sin licitación pública).

Finalmente en 1996 se aprobó La Ley General de Electricidad (LGE), la cual estableció:

- Libertad de entrada a las actividades de generación, transmisión y distribución bajo un esquema de autorizaciones con áreas no exclusivas.
- Separación de actividades de generación, transmisión y distribución.
- Libertad de precios para grandes usuarios (demanda superior a 100 kW)
- Un mercado mayorista de energía conformado por un mercado de contratos bilaterales a término y transacciones a corto plazo de potencia y energía en un mercado de oportunidad.
- Separación de las funciones de formulación de política a cargo del Ministerio de Energía y Minas (MEM), de regulación, a cargo de una Comisión Nacional de Energía, (CNEE) órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, y de operación del mercado, a cargo del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), entidad privada formada por los operadores.

El INDE fue reestructurado en una empresa de generación (EGEE), una empresa de transporte (ETCEE), 2 empresas de distribución (DEOCSA y DEORSA). EEGSA fue privatizada en 1998 con la venta del 80% de las acciones en poder del Estado a un consorcio liderado por Iberdrola Energía S.A y el 80% de las acciones de las empresas DEOCSA y DEORSA fueron vendidas a finales de 1998 a un consorcio liderado por Unión Fenosa. EGEE mantuvo una capacidad efectiva de generación de 503 MW, 440 MW en centrales hidroeléctricas y 63 MW en plantas térmicas a vapor y gas. En el momento que la Ley General de Electricidad fue aprobada, EEGSA había suscrito con generadores privados contratos tipo PPA por una capacidad de 525 MW e INDE contratos por una capacidad de 138 MW, los de EEGSA basados principalmente en plantas de generación térmica - turbinas a vapor alimentadas con carbón y bagazo y motores diesel - y los de INDE, basados en

pequeñas centrales hidroeléctricas y plantas geotérmicas. Los contratos de EEGSA continuaron en cabeza de la empresa privatizada y los del INDE fueron finalmente transferidos a DEOCSA y DEORSA en 2004.

La LGE asignó el manejo del sector de electricidad al MEM, CNEE y AMM. El MEM tiene como funciones principales el formular y coordinar las políticas, planes y programas indicativos del sector eléctrico, aplicar la LGE y su reglamento, estudiar y fomentar el uso de fuentes nuevas y renovables de energía y otras funciones de política relacionadas con exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. En el sector de electricidad el MEM preparó en 2000 un programa indicativo de desarrollo que fue actualizado en forma general en 2003, aun cuando el nuevo gobierno reconoce la necesidad de fortalecer su capacidad para desempeñar su función planificadora y para definir la política sectorial.¹⁴

La CNEE está constituida como un órgano técnico del MEM, integrado por tres miembros nombrados por el ejecutivo por un periodo de 5 años no escalonados de ternas propuestas por los rectores de las universidades, el MEM y los agentes del mercado mayorista. La CNEE cuenta con un presupuesto propio aprobado por ella misma, proveniente de las multas que aplique y de una tasa de 0.3% sobre las ventas finales de las empresas de distribución. La CNEE debe velar por el cumplimiento de las obligaciones de los operadores; la protección de los derechos de los usuarios y la prevención de conductas que atenten contra la competencia. Además, debe definir la metodología y aprobar las tarifas reguladas, dirimir las controversias entre los agentes, emitir las normas técnicas y fiscalizar su cumplimiento y emitir las normas de libre acceso a las redes.

¹⁴ El gobierno está promoviendo el desarrollo de fuentes renovables de generación eléctrica con participación de capital privado para atender el crecimiento de la demanda y reducir la dependencia de combustibles importados. Recientemente se promulgó la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Decreto No. 52-2003), la cual establece estímulos fiscales para el desarrollo de proyectos de generación con fuentes renovables, tales como la exención de derechos arancelarios e impuesto de valor agregado, exención temporal de impuestos sobre la renta y exención a otros impuestos para empresas mercantiles.

Sostenibilidad del régimen tarifario y de subsidios

LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA (PPA)

Durante el periodo 1993-1995 anterior a la aprobación de la LGE, EEGSA suscribió 10 contratos de compra de energía a largo plazo por un total de 525 MW e INDE realizó 13 contratos, de los cuales 4 fueron rescindidos, por una capacidad total de 138 MW.¹⁵ Los contratos de EEGSA fueron firmados con centrales termoelectricas, 6 de los cuales con ingenios azucareros. En el caso de INDE, se firmaron 7 con centrales hidroeléctricas, una geotérmica y una térmica. Con posterioridad a la aprobación de la LGE, EEGSA suscribió un contrato de 120 MW con Guatemalan Generating Group (GGG) como parte del proceso de privatización de la planta termoelectrica La Laguna (adquirido posteriormente por Duke Energy). La LGE exige a las empresas distribuidoras tener suscritos contratos a término para cubrir la demanda esperada por los siguientes 24 meses, contratados siguiendo procedimientos de libre competencia. Hasta el momento los contratos iniciales han sido suficientes para atender estos requisitos. Además, la Ley reconoce que las centrales generadoras que operan con contratos existentes serán despachadas de acuerdo a las normas establecidas en el contrato.

Cuando se privatizó EEGSA, Iberdrola heredó los 11 contratos, 10 de los cuales están vigentes. Cuando se privatizaron DEOCSA y DEORSA, Unión Fenosa suscribió contratos de suministro con INDE por 5 años con el compromiso de que INDE traspasaría los contratos iniciales a UF al final de su vigencia. INDE mantuvo los 9 contratos iniciales, de los cuales 2 fueron rescindidos (61.4 MW de capacidad contratada), y a comienzos de 2004 traspasó a UF 6 contratos por una capacidad de 67 MW.

La mayor parte de los contratos iniciales fueron revisados a partir de 2001 (a excepción del contrato con la planta térmica a carbón de San José) para convertirlos en contratos financieros que se acogen a las normas del mercado mayorista, y eliminar los compromisos de compra de energía (pague lo contratado o *take-or-pay*) y las cláusulas de ajuste del cargo de capacidad. En contraprestación, se aumentó en 5 años la duración de los contratos. La Tabla 1 resume las condiciones de los contratos PPA de EEGSA y la Tabla 2 las de los contratos de DEOCSA y DEORSA, para atender la demanda no asociada con la tarifa social.

Como se explica mas adelante, aun cuando en 1998 EGGSA recibió contratos de suministro por una capacidad ligeramente menor a su demanda, a finales de 2003 ya tenía un problema crítico de sobrecontratación pues la demanda regulada no asociada con la tarifa social se redujo sustancialmente por la migración de los grandes consumidores al mercado libre y el traslado de buena parte de la demanda residencial a la tarifa social. La sobrecontratación se eliminó a comienzos de 2004, una vez INDE llegó a un acuerdo con EEGSA para comprarle en el mercado a término iguales volúmenes de potencia y energía a los contratados con la planta de Duke, en las mismas condiciones establecidas en el contrato y, por otra parte, la planta de Tampa pasó a prestar el servicio complementario de reserva rápida. Con esto se redujo a 390 MW la capacidad contratada por EEGSA, apenas suficiente para atender una demanda máxima de aproximadamente 400 MW de la TNS, la cual refleja el incremento de aproximadamente 23% de la demanda TNS que se produjo con el desmonte de la tarifa social en marzo de 2004.

¹⁵ CEPAL. 2001. Guatemala: Informe sobre los contratos de compraventa de energía eléctrica suscritos por las empresas del estado en el período 1992-1997. Marzo.

TABLA 1. CONTRATOS PPA DE EEGSA

No.	Nombre del Generador	Fecha de Inicio del Contrato	Plazo del Contrato	Tipo de Generación, Combustible	Potencia Contratada		Precio Potencia		Precio Energía	
					MW		US\$/kW-mes		US\$/MWh	
1	Puerto Quetzal	23/02/1993	20 años	Bunker	110.0		20.94		35 (+) Ajuste Variable	
2	Central Generadora Sn José	19/01/2000	20 años	Carbón	120.0		20.88		40 + Ajuste	
3	Tampa Centro Americana de Electricidad, Ltda.	14/09/1995	20 años	Diesel	78.0		16.53 + Ajuste		DEEGSA paga Combustible mas los costos de O&M Variables	
4	Duke Energy International Fase II	01/01/2004	18 años	Bunker / Orimulsion	150.0		17.25		23 (+) ajuste	
Ingenios					ZAFRA	NO ZAFRA	ZAFRA	NO ZAFRA	ZAFRA	NO ZAFRA
5	Ingenio Santa Ana	28/04/1994	20 años	Bagazo/Bunker	35.0	27.5	19.7	15.2	34 (+) ajuste variable	40 (+) ajuste variable
6	Ingenio Concepción	28/04/1994	20 años	Bagazo/Bunker	25.0	22.0	19.7	15.2	34 (+) ajuste variable	40 (+) ajuste variable
7	Ingenio Madre Tierra	01/03/1997	20 años	Bagazo/Bunker	20.0	16.5	19.7	15.2	34 (+) ajuste variable	40 (+) ajuste variable
8	Ingenio la Unión	28/04/1994	20 años	Bagazo/Bunker	30.0	23.1	19.7	15.2	34 (+) ajuste variable	40 (+) ajuste variable
9	Ingenio Pantaleon	28/04/1994	20 años	Bagazo/Bunker	35.0	27.5	19.7	15.2	34 (+) ajuste variable	40 (+) ajuste variable
10	Ingenio Magdalena, S.A.	28/04/1994	20 años	Bagazo/Bunker	15.4	12.1	19.7	15.2	34 (+) ajuste variable	40 (+) ajuste variable
Total contratado					618.4	586.7				

Fuente: CNEE

**TABLA 2. RESUMEN CONTRATOS TNS (DEOCSA Y DEORSA)
CONDICIONES PARA AÑO INICIAL 2004**

		DEOCSA	DEORSA
PPAs transpasados (4 hidros, 1 geo y 1 diesel)			
Vencimiento		2017	2017
Potencia contratada	MW	39.6	27.4
Energía contratada	GWh/año	303.0	132.3
Precio monómico	US\$/MWh	68.9	106.6
INDE			
Vencimiento		2005	2005
Potencia contratada	MW	127.6	72.1
Energía contratada	GWh/año	188.6	333.6
Precio monómico	US\$/MWh	59.7	68.1

Fuente: CNEE

El cobro de la reserva rápida fue apoyado por EEGSA con el respaldo de los usuarios de la TNS, pues ayudaba a eliminar el problema de sobrecontratación y a reducir la tarifa TNS. Aparentemente tuvo resistencia por parte de los grandes usuarios y los generadores y comercializadores que participan en el mercado libre, pues representó un cargo adicional a la tarifa en el mercado libre de los grandes usuarios.

EL PROBLEMA DE LAS TARIFAS Y LOS SUBSIDIOS

De acuerdo a la LGE y sus reglamentos, las tarifas reguladas al consumidor final son calculadas y aprobadas anualmente por la CNEE como la suma de los costos de generación, transmisión y distribución, con base en los siguientes procedimientos y reglas:

- Los costos de generación se calculan como el promedio ponderado para los próximos 12 meses del costo esperado de las compras de energía en el mercado mayorista, incluyendo compras de potencia y energía en el mercado a término mas compras en el mercado de oportunidad (traslado de los costos a las tarifas-).

- Los costos de distribución corresponden al valor agregado del servicio que se revisa cada cinco años.
- Los costos de transmisión corresponden a los peajes negociados entre las partes y revisados por el AMM.
- Las tarifas se ajustan trimestralmente para reflejar la diferencia entre los valores reales de las compras de energía y los valores estimados.
- A los costos totales se le suma un impuesto municipal para cubrir el costo de iluminación pública y el impuesto de valor agregado de 12%.
- Los grandes usuarios pueden seleccionar y negociar libremente la fuente y los precios de suministro.
- La LGE prohíbe expresamente los subsidios cruzados entre categorías de consumidores.

Con la asignación de los contratos de suministro iniciales (PPA) a las empresas privatizadas se segmentó el mercado mayorista a término. EEGSA recibió contratos a largo plazo con generadores termoeléctricos, suficientes para cubrir su demanda total, con cargos de potencia relativamente altos y cargos de energía indexados a los precios internacionales de los combustibles. DEOCSA y DEORSA recibieron contratos iniciales a 5 años con el INDE en términos más favorables que los anteriores y no indexados al precio de los combustibles. Tanto EEGSA como DEOCSA y DEORSA tenían el derecho a trasladar el costo de los contratos iniciales a las tarifas reguladas. Por otra parte, los usuarios regulados que calificaban como grandes usuarios tenían acceso a fuentes suministro de energía a precios más bajos que la tarifa regulada, la cual reflejaba el costo de los PPAs.

El mecanismo de ajuste trimestral y anual de las tarifas se debería comenzar a aplicar a mediados de 1999, precisamente cuando se inició el aumento sustancial en los precios internacionales del petróleo y sus derivados y se presentó una devaluación acelerada del Quetzal, como se ve en la FIGURA 1. El aumento de los precios de los combustibles sobre el precio de referencia en los contratos (25%) y la devaluación de la moneda (13%) incrementaron sustancialmente los costos de compra de energía (especialmente los PPAs térmicos suscritos por EEGSA) y otros costos que se debían trasladar a la tarifa regulada, pero esto no se hizo debido al impacto político ante la proximidad de las elecciones presidenciales a finales de 1999.

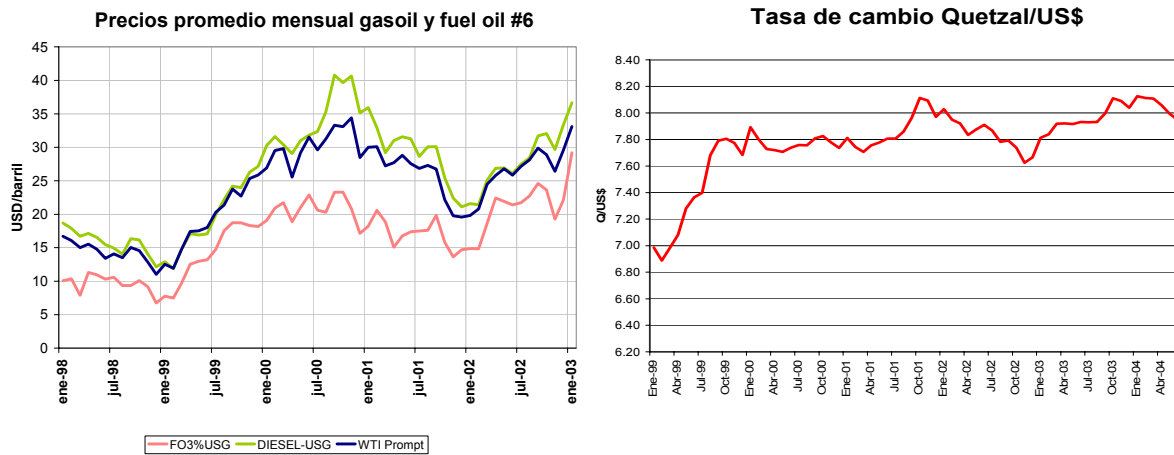
Para suavizar el impacto tarifario del aumento de los costos el Gobierno decidió subsidiar entre julio de 1999 y marzo de 2000 las tarifas para consumos inferiores a 650 kWh/mes (98% de los usuarios), el cual se redujo a 300 kWh entre abril y diciembre de 2000 (87% de los usuarios). El subsidio en esos 2 años fue cubierto por el INDE en la forma de un aporte tarifario directo, el cual se estima en US\$62.5 millones.¹⁶

El subsidio tarifario, no contemplado en la LGE, que se adoptó como una medida transitoria se convirtió en una medida permanente por medio de la Ley de la “Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica” promulgada en diciembre de 2000, la cual estableció una tarifa especial para usuarios con consumos mensuales de hasta 300 kWh, que debe reflejar los costos de suministro para abastecer estos consumidores con base en contratos de compra de energía adjudicados por licitación

¹⁶ “Propuesta para la Reestructuración de la Tarifa Social.” Presentación INDE de febrero de 2004.

abierta. Además, la ley promovió la revisión de los contratos PPA y estableció que para los primeros tres meses no se realizará licitación y las distribuidoras comprarán directamente al INDE.

FIGURA 1

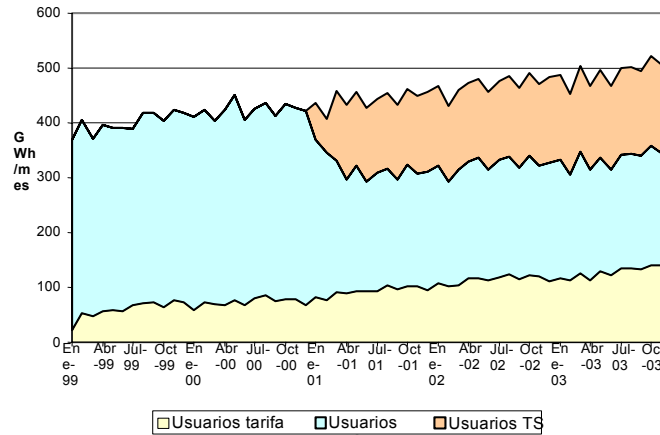


Fuente: CNEE

En teoría, no existe un subsidio explícito pues se mantiene el principio establecido en la LGE que los usuarios pagan el costo de suministro. En la práctica, el subsidio se deriva del hecho que desde el punto de vista del suministro de energía el mercado de usuarios regulados se segmenta en dos: los usuarios beneficiados por la tarifa social, atendidos por nuevos contratos de suministro a precios más bajos que los precios del mercado; y los demás usuarios regulados que pagan el costo de suministro de los PPAs originales, sin importar que la capacidad contratada sea mayor que lo requerido para atender su demanda.

La situación de los usuarios regulados de EEGSA que no son elegibles a la tarifa social (denominados usuarios TNS) se volvió insostenible pues tenían que asumir el costo creciente de los contratos iniciales con una base de demanda decreciente (la tarifa promedio de baja tensión para el año 2002 aumento 87% (en dólares corrientes) respecto a la tarifa a comienzos de 1999. Los usuarios regulados que cumplían con los requisitos de grandes usuarios tenían la posibilidad de negociar en forma libre el suministro de energía a precios inferiores de los que reconocía la tarifa regulada. La fuga de usuarios regulados elegibles al mercado libre disminuyó la base de demanda regulada y aumentó la tarifa TNS, lo cual incentivó aún más la fuga de usuarios elegibles. Finalmente, con la creación de la tarifa social se redujo sustancialmente la base de la demanda regulada sobre la cual se repartían los costos de los contratos iniciales de EEGSA. El mercado de grandes usuarios se desarrolló de niveles iniciales inferiores a 10% de la demanda a comienzos de 1999 a niveles de 27% a finales de 2003 (ver FIGURA 2).

FIGURA 2. COMPRAS MERCADO MAYORISTA 1999-2003



Fuente: CNEE

El problema de la TNS fue analizado en detalle por PA Consulting (2004), y sus resultados centrales se resumen enseguida.¹⁷ La situación financiera de EEGSA a finales de 2003 era crítica pues tenía contratos costosos con generadores térmicos y un nivel de sobrecontratación alto. EEGSA tenía contratada una capacidad de 618 MW que cubrían aproximadamente su demanda máxima original. Tuvo que contratar 171 MW con el INDE para atender la demanda de los consumidores con tarifa social- TS (de los cuales 150 MW corresponde a un contrato de EEGSA cedido a INDE para atender su compromiso) y los grandes usuarios han buscado otros suministradores. Como resultado, la capacidad contratada neta de 468 MW se ha usado para atender una demanda de aproximadamente 350 MW, correspondiente a la demanda de los consumidores de la TNS, lo cual representa una sobrecontratación de 118 MW, equivalente a 34% de esta demanda.

La TABLA 3 muestra el costo de compra de energía trasladable a tarifas de EEGSA en la situación a finales de 2003 y en la situación ideal en que no existiera sobrecontratación ni subsidios en la compra de energía.

TABLA 3. COSTO DE COMPRAS DE ENERGÍA EEGSA

	TNS	TS
(US\$/MWh)		
Sin sobrecontratación ni subsidio	96.1	90.4
Actual	125.3	46.7
%	130%	52%

Fuente: PA Consulting

Las diferencias entre la TS y la TNS son cada vez más marcadas, como lo ilustra la situación del último trimestre de 2003 (ver TABLA 4), que refleja la tendencia de los precios relativos de las dos tarifas desde que se estableció la TS.

¹⁷ PA Consulting. 2004. Guatemala: Opciones para la Sostenibilidad del Sector Eléctrico. Informe Final, Febrero.

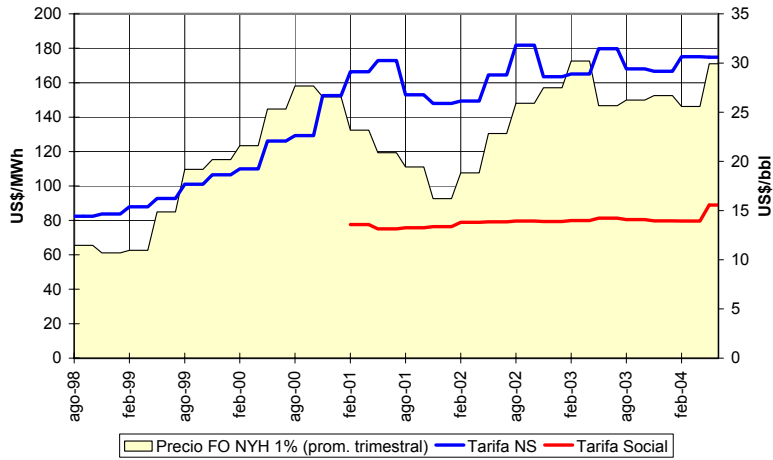
TABLA 4

TARIFAS BAJA TENSIÓN SIMPLE EN US\$/MWH. TRIMESTRE NOV/03 A ENE/04

	Generación	Transmisión	Distribución	Total sin impuestos	Impuestos		Total con impuestos
					IVA	Tasa municipal	
Tarifa social							
EEGSA	46.0	5.3	28.4	79.7	9.6	8.8	98.0
DEOCSA	30.8		46.2	77.0	9.2	13.2	99.4
DEORSA	34.1		43.1	77.2	9.3	13.2	99.6
Tarifa BTS							
EEGSA	126.9	5.8	34.0	166.7	20.0	17.2	204.0
DEOCSA	89.2		44.0	133.2	16.0	23.3	172.5
DEORSA	93.2		41.1	134.3	16.1	23.6	174.0

Fuente: PA Consulting

**FIGURA 3
EEGSA- Tarifas BTS**



Fuente: PA Consulting

Mientras que la tarifa social con impuestos está en los niveles de 100 US\$/MWh, la tarifa de baja tensión simple (BTS) para EEGSA (afectada por la sobrecontratación) es aproximadamente igual al doble de la tarifa social.

El estudio de PA Consulting identifica los siguientes problemas en la Tarifa Social:

- Los altos precios de los usuarios que no califican para la tarifa social han promovido el fraccionamiento del consumo de las viviendas en varios medidores, con lo cual se busca que el consumo por medidor sea menor que el límite de 300 kWh/mes establecido en la ley y califique para la tarifa social. Aparentemente EEGSA ha detectado 85.000 casos denominados “fraude de la tarifa social”.
- Se presenta un círculo vicioso pues el grupo de usuarios regulados fuera de la tarifa social es cada vez más pequeño, la sobrecontratación y el costo medio de la energía comprada para estos usuarios aumentan, lo cual induce a un mayor fraude en la tarifa social.

- La tarifa social es un subsidio que favorece a 85% de los usuarios, que incluye población con niveles de ingreso medio y alto, a costa de limitar los recursos disponibles para ampliar la cobertura del servicio a la población más pobre.
- INDE financia el subsidio implícito en la tarifa social al vender energía a un precio aproximadamente igual a la mitad del precio de compra de los PPAs que tiene EEGSA. Aun cuando el precio de venta del INDE es mayor que su costo incremental de producción (muy bajo por tratarse de plantas hidroeléctricas ya depreciadas), afecta la situación financiera del INDE y reduce los recursos disponibles para atender las necesidades de inversión de esta empresa.

El informe de Foster y Araujo (2001) demuestra la poca efectividad y regresividad del esquema de subsidios. Con el umbral de 300 kWh, aproximadamente 65% de los beneficiarios del subsidio no son pobres (error de inclusión), los cuales se apropian de aproximadamente 90% del monto asignado al subsidio (tasa de fuga). A pesar de que el subsidio llega al 100% de los pobres con servicio de electricidad (0% error de exclusión), solamente 40% de los pobres están conectados a la red y tienen acceso al subsidio. El informe concluye que al focalizar el subsidio de tarifa social a 100 kWh/mes mejora substancialmente su efectividad, reduciendo los errores de inclusión y la tasa de fuga y también reduce a una cuarta parte el monto del subsidio anual. El informe concluye además que el 92% de las viviendas sin electricidad tiene consumos energéticos por debajo de los niveles mínimos de subsistencia y que sería mucho mejor como política para beneficiar a los pobres, que se destinara el subsidio de la tarifa social a ampliar la cobertura del servicio de electricidad en las zonas rurales más pobres.

El estudio de PA Consulting presentó propuestas orientadas a hacer más equitativa la distribución de los costos de transición (reducir peso del costo de los contratos iniciales sobre los usuarios regulados que no califican para la TS) y para focalizar los subsidios de la TS:

- Implantar la disposición recientemente aprobada sobre el cobro del servicio complementario de reserva rápida. Asignar el costo del contrato de suministro que tiene EEGSA con las turbinas a gas de la central generadora de Tampa (78 MW de capacidad) a este servicio, el cual debe ser cubierto por toda la demanda a través de un cargo de aproximadamente 2.4 US\$/MWh).
- Eliminar el fraude a la tarifa social por medio del establecimiento de normas que impidan la instalación injustificada de varios medidores en un solo inmueble.
- Establecer un cargo complementario por sobrecontratación que recaiga sobre todas las transacciones en el mercado mayorista.
- Reformular la tarifa social en el marco de la ley vigente de TS, de tal forma que esta cubra todos los usuarios de baja tensión con consumos mensuales hasta 300 kWh, de acuerdo a lo establecido en la ley, pero que se aplique parcialmente a los usuarios con consumo entre 100 y 300 kWh mensuales (pagan la TS para los primeros 100 kWh de consumo y la tarifa normal para el consumo incremental por encima de 100 kWh).

MEDIDAS RECIENTES PARA RACIONALIZAR EL SUBSIDIO

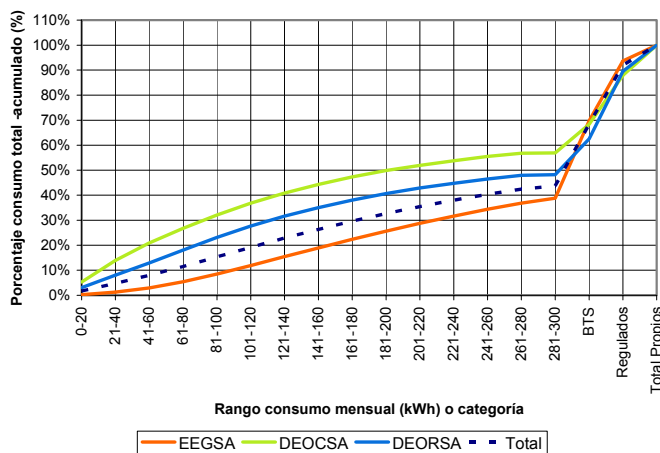
El esquema tarifario y de subsidios que resultó de la aplicación de la TS a todos los usuarios de baja tensión con consumos mensuales menores a 300 kWh se volvió insostenible con el tiempo. Primero,

los subsidios directos del INDE continuaron aumentando y comprometían la viabilidad financiera de la empresa a largo plazo (ver subsección siguiente). En segundo lugar, como se explicó arriba, las tarifas a los demás usuarios regulados habían llegado a niveles muy altos que incentivaban el fraccionamiento de la medición y distorsionaba la señal de precios de eficiencia.

El nuevo gobierno que asumió el poder en enero de 2004 decidió adoptar la recomendación de PA Consulting (2004) sobre la reformulación de la tarifa social, considerando que la Ley estableció que la TS está dirigida a usuarios con consumos hasta 300 kWh por mes y que la TS tiene por objeto satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes más pobres del país. El análisis de la TS realizado por la CNEE¹⁸ confirmó que la cobertura actual hasta 300 kWh beneficiaba a hogares cuyo ingreso es mayor que los que corresponden a usuarios que califican en la categorías de pobreza y pobreza extrema, de acuerdo a los estudios realizados por la Secretaría de Planificación y Programación (SEGEPLAN). El 27 de febrero de 2004 la CNEE aprobó la nueva estructura de la TS, que entraría en vigencia a partir del 16 de marzo de 2004, fecha en la cual terminaban los contratos de suministro del INDE para la TS.

Las medidas tomadas por el nuevo Gobierno fueron económicamente acertadas y justificadas para mejorar la eficiencia de los subsidios tarifarios beneficiando a la población más pobre, pero eran impopulares al representar un aumento tarifario para aproximadamente 450,000 usuarios (25% del total), aquellos con consumos entre 100 y 300 kWh/mes. Las Figuras 4 y 5 muestran la distribución acumulada de consumo y número de usuarios por rango de consumo mensual entre 0 y 300 kWh y por tipo de consumidor (BTS, otros regulados y total consumidores) para EEGSA, DEOCSA y DEORSA. Se observa que en EEGSA el impacto del aumento tarifario fue mucho mayor, puesto que aproximadamente 42% de los usuarios tienen consumos en el rango de 100 a 300 kWh por mes, mientras que en DEOCSA y DEORSA solamente 15% de los usuarios está en ese rango.

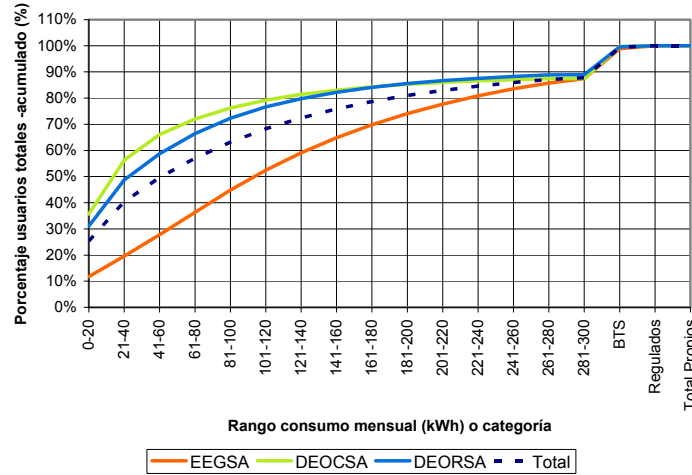
FIGURA 4
Distribución Consumo Acumulado por Rango



Fuente: CNEE

¹⁸ CNEE. 2004. Análisis de la Tarifa Social.

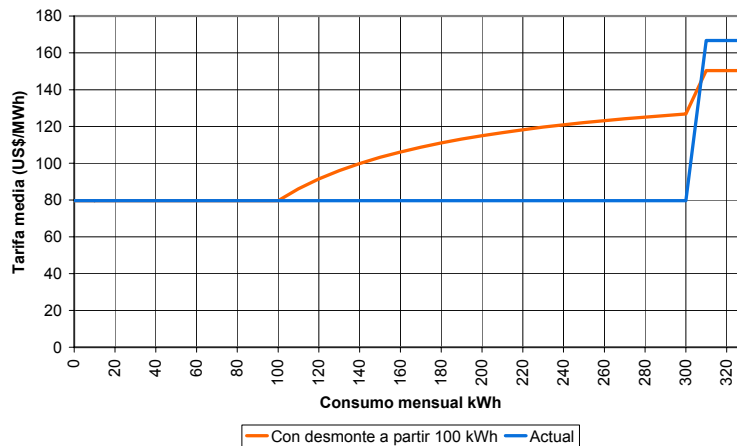
FIGURA 5
Distribución Usuarios por Consumo



Fuente: CNEE

El desmonte de la tarifa social suavizó la proximidad entre la TS y la TNS que antes ocurría proximadam cuando el consumo mensual pasaba de 300 kWh/mes, lo cual incentivaba el “fraude de la tarifa social.” El salto fue mucho menor y la tarifa media para los usuarios con consumos entre 100 y 300 kWh/mes aumentó proximadame, pero los usuarios con consumos cercanos a 300 kWh/mes tuvieron un incremento en la tarifa media de proximadamente 60% (ver Figura 6). En el caso de EEGSA, con una capacidad contratada fija, el desmonte de la tarifa social transfirió consumo a la tarifa no social y aumentó la base de demanda que paga el costo de los contratos iniciales, reduciendo la TNS (ver Figura 6).

FIGURA 6
EEGSA-Desmonte Tarifa Social



Fuente: CNEE

La TABLA 5 resume los principales indicadores del desmonte de la tarifa social para las 3 empresas distribuidoras:

TABLA 5
DESMONTE TARIFA SOCIAL
INDICADORES

	EEGSA	DEOCSA	DEORSA
Porcentaje usuarios			
<100 kWh/mes	45%	76%	72%
<300 kWh/mes	87%	87%	89%
Porcentaje del consumo			
<100 kWh/mes	9%	32%	23%
<300 kWh/mes	39%	57%	48%
Consumo con tarifa social			
% consumo total	25%	47%	39%
% reducción consumo TS	-37%	-18%	-20%
Tarifa social (% BTS)	53%	58%	57%
Aumento máximo tarifa (%)			
100 a 300 kWh/mes	59%	49%	49%

Fuente: CNEE

Aunque se mantuvo un 87% de los usuarios con subsidios totales o parciales de la TS, el consumo que se beneficia de la TS disminuyó entre 18% y 36%, lo cual redujo la carga financiera de la TS para el INDE. Si se eliminara totalmente el subsidio para los usuarios que consumen entre 100 y 300 KWh por mes, se reduciría sustancialmente el número de usuarios beneficiados y el porcentaje del consumo cubierto con la tarifa social, especialmente en el caso de EEGSA en que aproximadamente 40% de los usuarios consumen entre 100 y 300 kWh/mes.

El nuevo gobierno usó su capital político para desmontar la TS, una medida necesaria pero impopular. La medida no tuvo oposición directa inmediata. La medida contó con el apoyo de las empresas generadoras con PPA y las distribuidoras, preocupados porque no eran sostenibles los continuos aumentos en la tarifa TNS ni los subsidios del INDE para mantener la tarifa social. Los usuarios regulados de la tarifa TNS, que representan casi 50% del consumo, apoyaron la medida que indirectamente les reduciría su tarifa. El desmonte no afectó a la población más pobre, pues más del 90% de este grupo social tiene consumos mensuales inferiores a 100 kWh.

La reacción mayor ante la medida ocurrió por intervención de las cortes. El Procurador de Derechos Humanos demandó las resoluciones tarifarias de la CNEE relacionadas con el desmonte de la tarifa social, los ajustes trimestrales de la tarifa y el pliego de la tarifa no social. El argumento esgrimido fue que las resoluciones no cumplían con lo dispuesto en la Ley de la Tarifa Social y vulneraban el principio constitucional de proteger los intereses económicos de la población. El juez que recibió la demanda otorgó con cierta facilidad el amparo provisional y dejó en suspenso las resoluciones tarifarias. La suspensión no fue efectiva temporalmente debido a las apelaciones de la CNEE y de las empresas distribuidoras ante la Corte de Constitucionalidad.

La Corte de Constitucionalidad, en respuesta a una de las apelaciones, confirmó que los aspectos tarifarios se rigen por lo dispuesto en la Ley General de Electricidad y decidió no aceptar los argumentos del Procurador sobre la protección de los intereses económicos de la población. Sin embargo, el 9 de Noviembre de 2004, en respuesta a una solicitud de ejecución del amparo provisional, la Corte de Constitucionalidad resolvió que se debía ejecutar el amparo y ordenó la destitución inmediata de los tres miembros de la CNEE y la devolución a los consumidores de los montos cobrados por el desmonte de la tarifa social a los consumos mensuales entre 100 y 300 kWh a partir del 1° de mayo de 2004.

La decisión de la Corte de Constitucionalidad deja sin piso el desmonte de la Tarifa Social y es un golpe severo a las medidas del nuevo gobierno para racionalizar el subsidio eléctrico y mitigar su impacto fiscal. Aunque debe confirmarse, la decisión cierra la puerta a la posibilidad de desmontar la tarifa social a corto plazo por la vía regulatoria, pues se requeriría reformar la Ley de la Tarifa Social. Además, debilita la autoridad de la CNEE como ente regulador y posiblemente tendrá un impacto negativo sobre su comportamiento futuro, pues los nuevos miembros preferirán ser muy ortodoxos y conservadores al aplicar la Ley y al adoptar medidas necesarias para mejorar la sostenibilidad del sector. Por otra parte, afecta la inversión privada, pues genera inquietudes sobre la estabilidad jurídica de las normas tarifarias, y aumenta el poder de mercado de los generadores establecidos.

IMPLICACIONES PARA INDE

Como se explicó arriba, la Ley de la Tarifa Social estableció que la tarifa social debe reflejar los costos de suministro que resulten de los contratos de compra de energía adjudicados por licitación abierta, excepto que para los primeros tres meses no se realizará licitación y las distribuidoras comprarán directamente al INDE. Desde su inicio, INDE ha sido el único proponente para los contratos de suministro para la tarifa social, debido a que existe un nivel de referencia aceptable para el precio de generación, inferior al precio de mercado. A pesar de que el valor de referencia no se hace explícito, el gobierno determina el precio final objetivo para la tarifa social e INDE presenta la oferta con base en el *netback* correspondiente al precio objetivo menos el VAD. La TABLA 6 muestra los costos de generación reconocidos en las tarifas para las 3 empresas y la tarifa social aplicada.

El costo de generación reconocido en la tarifa social, que refleja los precios de venta de INDE para la TS, el costo de los servicios auxiliares y las pérdidas de energía, ha sido bastante estable desde el 2001, con diferencias importantes entre EEGSA y las empresas de UF que se explican por el hecho que, para las 3 empresas, los valores de la TS al usuario final son muy similares (cerca de US\$80/MWh) pero los valores agregados de distribución (VAD) son diferentes, es decir INDE compensa las diferencias en VAD con los precios de venta a los distribuidores.

TABLA 6
COSTOS DE GENERACIÓN RECONOCIDOS EN LA TARIFA

Trimestre a/	Costo generación reconocido en la tarifa (US\$/MWh)						Tarifa social (US\$/MWh)		
	EEGSA		DEOCSA		DEORSA		EEGSA	DEOCSA	DEORSA
	TS	TNS 1/	TS	TNS	TS	TNS			
I/01	53.5	135.9					77.6		
II/01	51.2	143.0					75.1		
III/01	51.9	122.0					75.8		
IV/01	52.7	116.4					76.5		
I/02	54.1	117.8					78.9		
II/02	54.3	132.5					79.2		
III/02	54.1	148.2		66.3		62.3	79.7		
IV/02	53.5	129.9		77.5		71.6	79.3		
I/03	54.8	132.7	27.7	67.2	30.7	72.6	80.0	75.3	75.2
II/03	56.2	147.3	29.1	82.6	32.7	71.8	81.3	76.4	76.8
III/03	46.4	127.9	25.9	87.5	29.3	81.4	80.4	78.2	78.4
IV/03	46.0	126.9	25.5	83.3	28.8	87.4	79.7	77.0	77.2
I/04	45.9	134.8	30.1	74.9	34.1	75.1	79.6	82.8	82.7

a/ Los trimestres no son calendario. Comienzan en febrero.

Fuente: CNEE

En la TABLA 6 también se observan diferencias muy importantes entre el costo de generación reconocido para la TS y el costo de generación para la TNS. Aunque el costo de generación reconocido para la TNS de EEGSA no es una buena referencia por estar distorsionado por el

problema de sobrecontratación y los altos precios de los PPAs, evidentemente los precios de energía para la TS de DEOCSA Y DEORSA son muy inferiores a los precios de mercado.

La TABLA 7 muestra los precios de venta de energía pactados en los contratos del INDE para la tarifa social para el 2004 y como referencia, el precio de venta de energía del contrato de suministro de los motores diesel de Duke, una de las plantas más competitivas del sistema debido a sus bajos costos variables de generación con base a orimulsión (importada de Venezuela), por lo cual puede servir de referencia como un precio de mercado eficiente. Se observa que los precios de venta a DEOCSA y DEORSA son muy bajos. El precio de venta a EEGSA es similar al precio de compra a la planta de Duke a 100% de factor de carga, que sirve de punto de comparación si se tiene en cuenta que esta planta tiene alta prioridad en el despacho y si se supone que INDE efectivamente requiere esta generación para atender sus compromisos en el mercado mayorista.

TABLA 7
RESUMEN CONTRATOS INDE TS (2004)

Concepto	Unidad	EEGSA	DEOCSA	DEORSA	Planta Duke a/	
Cargo energía	US\$/MWh	31.1	19.94	25.12	27.3	
Cargo potencia	US\$/kw-mes	6.3	4	4	17.3	
Peaje	US\$/kw-mes	2.1			2.1	
Precio monómico	US\$/MWh	51.5	31.2	34.8	74.6	53.7
Factor de carga	%	56%	49%	57%	56%	100%

a/ Cargo de energía correspondiente al segundo trimestre de 2004

Fuente: INDE

Adicionalmente a la venta de energía a precios especiales para viabilizar la tarifa social, el INDE hace esporádicamente aportes directos a la tarifa para suavizar el impacto de los ajustes trimestrales ordenados por la ley (diferencias entre el costo previsto y el costo real de generación) y otros ajustes mensuales imprevistos a la tarifa social. Por ejemplo, durante el segundo y el tercer trimestre de 2004, en algunos meses el INDE hizo aportes a la tarifa que fluctuaron entre 2 y 11 US\$/MWh. La TABLA 8 muestra que de 2001 a 2003 el INDE mantuvo aportes directos anuales por valores que varían entre US\$ 2.9 y 4.7 millones.

TABLA 8
SUBSIDIOS INDE

	millones US\$	
	Ajuste 1/	TS
1999	15.0	
2000	47.6	
2001	2.9	20.2
2002	4.4	24.7
2003	4.7	28.9
Total	74.5	73.7

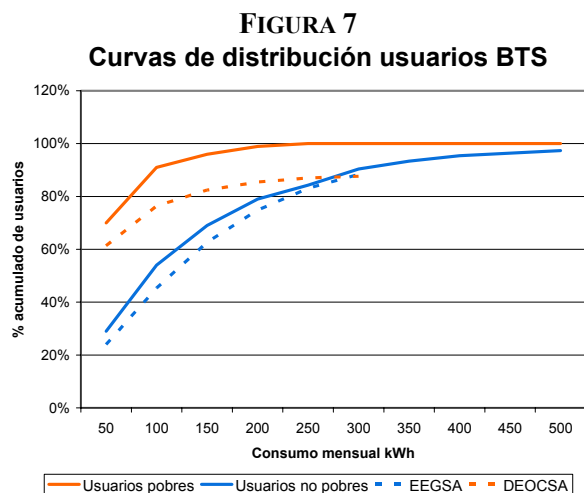
1/ Ajuste directo al usuario

Fuente: INDE

EFICIENCIA DEL SUBSIDIO

Para analizar la eficiencia de la tarifa social en lograr el objetivo de favorecer a los pobres, se actualizó en forma simplificada el análisis realizado por Foster y Araujo (2001, pp. 12), cuya

información de base es la encuesta ENCOVI 2000 del Instituto Nacional de Estadística de Guatemala (INE) y se calcularon los errores de inclusión, exclusión y la tasa de fuga¹⁹ asociado con el nivel de consumo mensual que tiene derecho a la tarifa social. De acuerdo a estos estudios el 56% de la población se clasifica como pobre, el consumo mensual de electricidad de los pobres conectados es 48 kWh y el de los no pobres 128 kWh. Los datos de cobertura se corrigieron para hacerlos consistentes con la cobertura nacional de 73% estimado para el año 2000 (90% para no pobres y 60% para pobres). Se utilizó la curva de distribución de número usuarios calculada en el estudio del Banco Mundial y se comparó con las curvas reales de EEGSA y DEOCSA, que son representativas de los consumos en áreas urbanas y rurales. Se observa que la curva que se usó para no pobres se aproxima bastante bien a la curva de EEGSA y la curva para los pobres da mayor peso relativo a los bajos consumos que la curva de DEOCSA, lo cual es razonable (ver Figura 7).



Fuente: elaboración de los autores usando Foster y Araujo (2001) y CNEE

Los resultados del análisis (TABLA 9) se aplican al caso en que todos los usuarios por debajo de un umbral de consumo se beneficien del subsidio. El nuevo esquema adoptado para la tarifa social beneficia a todos los usuarios de BTS con consumos menores a 300 kWh, pero beneficia parcialmente a los usuarios con consumos entre 100 y 300 kWh (solamente los primeros 100 kWh de consumo). El efecto de este subsidio parcial solo se observa en la tasa de fuga (columna fuga/TS), pero no en los errores de inclusión y exclusión. El esquema de subsidios vigente tiene un error de exclusión de 0% (pobres conectados) y 40% (todos los pobres), un error de inclusión de 53% y una tasa de fuga de 65% (aumenta a 71% al anularse el desmonte de la TS). Si se limitara el subsidio a los consumos por debajo de 100 kWh, el error de inclusión y la tasa de fugas se reducirían a 43% y 50% respectivamente.

¹⁹ El error de inclusión mide el porcentaje de hogares que reciben subsidio y que no pertenecen al grupo objetivo de los pobres. El error de exclusión se refiere al porcentaje de los pobres que no son beneficiados por el subsidio. La tasa de fuga mide el porcentaje del costo total del subsidio que beneficia a la población no pobre.

TABLA 9
SIMULACIÓN DE ERRORES DE SELECCIÓN DE GRUPO OBJETIVO

Consumo mensual kWh	Errores selección grupo objetivo (%)				
	Exclusión (pobres conectados)	Exclusión (todos los pobres)	Inclusión (no pobres)	Fuga (%subsidio a no pobres)	
				Base	TS
50	30%	58%	34%	34%	34%
100	9%	45%	43%	50%	50%
150	4%	42%	47%	59%	58%
200	1%	41%	50%	64%	61%
250	0%	40%	51%	67%	63%
300	0%	40%	53%	71%	65%
350	0%	40%	54%	73%	
400	0%	40%	55%	75%	
450	0%	40%	55%	75%	
500	0%	40%	55%	76%	
>500	0%	40%	56%	78%	

Fuente: elaboración de los autores usando Foster y Araujo (2001) e INE

SOSTENIBILIDAD DEL SUBSIDIO

El desmonte parcial de la tarifa social y otras medidas tomadas a comienzos de 2004 aliviaron temporalmente la carga para el INDE de mantener la tarifa social y eliminaron el problema de sobrecontratación de EEGSA y el sobrecosto impuesto sobre la tarifa TNS. Sin embargo, es importante analizar el impacto financiero sobre el INDE de mantenerse el subsidio de la TS, como decidió la Corte de Constitucionalidad en Noviembre de 2004.

La valoración del subsidio de la tarifa social tiene en cuenta los costos directos en que incurre el INDE para mantener el suministro de energía para la tarifa social a precios especiales y los costos de oportunidad por no poder vender a precios de mercado la energía suministrada para la tarifa social. Además se evalúa la contribución del INDE para resolver el problema de sobrecontratación de EEGSA y hacer sostenible la tarifa no social. Por otra parte, se evalúa el incremento de los subsidios que resulta por el aumento del índice de cobertura por la ejecución del Programa de Electrificación Rural (PER).

Subsidio del INDE a la TS en 2005

Para evaluar el aporte del INDE al subsidio de la tarifa social se analizó el balance de energía y potencia para las ventas programadas del INDE en el mercado mayorista para el año 2005 (ver TABLA 10). INDE tiene balanceada su oferta y demanda, con una potencia firme disponible de 627 MW (incluyendo la compra de 150 MW del contrato de Duke) y compromisos por 556 MW. Se puede afirmar que la compra de 150 MW de Duke es necesaria para atender las ventas de tarifa social a EEGSA (128 MW). Por otra parte, debido a que la planta de Duke se despacha a un factor de planta de 87%, INDE presenta excedentes muy importantes de energía de aproximadamente 1059 GWh, que representan 32% de la energía disponible, los cuales vende en el mercado de oportunidad. Si se tiene en cuenta que la generación propia no le permite atender las ventas a EEGSA, se puede decir que al menos 682 GWh de estos excedentes (la venta a EEGSA para TS) corresponden a excedentes de la generación propia que no hubieran podido vender en el mercado a término y que hubieran tenido que comercializar en el mercado de oportunidad..

Los ingresos por las ventas de energía de INDE en contratos a término se valoran de acuerdo a los precios monomios promedio pactados en los contratos de venta para tarifa social y no social y por las ventas en el mercado de oportunidad (spot), al precio promedio supuesto para 2005 (51 US\$/MWh). Los egresos por la recompra de energía a EEGSA (planta Duke) se valoran al precio contractual de 62.9 US\$/MWh vigente en el tercer trimestre de 2004 para un factor de planta de

87% (incluye un peaje de 5 US\$/MWh). La generación propia disponible para contratos a término se valora al costo de oportunidad para el INDE, igual al costo marginal a largo plazo de generación para el sistema Guatemalteco (58 US\$/MWh).²⁰ La generación propia en exceso a la contratada se valora al precio promedio del mercado de oportunidad.

TABLA 10
BALANCE ECONÓMICO INDE

AÑO 2005 (CON DESMONTE)

	Potencia	Energía	Precio unitario	Costo	Subsidio TS
	MW	GWh	US\$/MWh	US\$M	US\$M
Generación					
Compras a Duke	150	1,152	62.9	72.4	
Generación propia	477	2,117		118.0	
Firme		1,434	58.0	83.2	
Secundaria		682	51.0	34.8	
Total	627	3,269		190.4	
Ventas					
DEORSA TS	56	278	35.7	9.9	6.2
DEORSA TNS	72	334	69.2	23.1	
DEOCSA TS	98	419	32.1	13.5	10.8
DEOCSA TNS	128	189	60.8	11.5	
EEGSA TS	131	682	52.5	35.8	7.1
EM TS	41	180	40.0	7.2	3.2
EM TNS	27	120	52.0	6.2	
IRTRA	2	8	40.0	0.3	
Mercado spot		1,059	51.0	54.0	
Subtotal	556	3,269		161.6	
Déficit				28.9	27.4

Costo de oportunidad 58.0 US\$/MWh

Fuente: elaboración de los autores usando información de INDE

Los resultados económicos de las transacciones de INDE en el mercado mayorista, valorados a costo de oportunidad muestran un déficit de US\$29 millones para el año 2005 (19% de los ingresos). Este déficit no tiene implicaciones presupuestales corrientes pues 97% de la generación propia viene de plantas hidroeléctricas ya depreciadas, a las cuales se ha asignado un costo de oportunidad de mas de US\$100 millones. Por otra parte, se estimó el subsidio a la tarifa social valorando la energía vendida para la tarifa social a DEOCSA, DEORSA y las empresas municipales al costo marginal de largo plazo de generación y la vendida a EEGSA al precio de recompra de la generación de la planta de Duke. Se obtiene un déficit de US\$27 millones. La diferencia respecto al déficit total (US\$1.5 millones) se explica por la venta en el mercado de oportunidad de parte de la generación de Duke, que representa un beneficio marginal para el INDE, pero que resulta en una pérdida financiera si se tiene en cuenta el cargo por capacidad de la planta de Duke.

El análisis anterior supone que para el 2005 tendrían efecto las medidas adoptadas por el gobierno para el desmonte de la TS. Teniendo en cuenta que la decisión de la Corte de Constitucionalidad suspende la aplicación de estas medidas, se hizo un análisis simplificado del impacto sobre el INDE de mantener el subsidio pleno a la TS. La TABLA 11 muestra que se aumentaría en mas del 30% la energía que debe entregar INDE para la tarifa social y aumentaría 27% el subsidio anual (de US\$27.4 a US\$34.9 millones).

²⁰ Análisis realizado por el consultor Estudios Energéticos. El valor calculado es optimista teniendo en cuenta los precios actuales de petróleo (WTI a 50 US\$/bbl) y precios medios en el mercado spot de 50 US\$/MWh.

TABLA 11
BALANCE ECONÓMICO INDE

AÑO 2005 (SIN DESMONTE)

	Potencia	Energía	Precio unitario	Costo	Subsidio TS
	MW	GWh	US\$/MWh	US\$M	US\$M
Generación					
Compras a Duke	150	1,152	62.9	72.4	
Generación propia	477	2,117		118.0	
Firme		1,434	58.0	83.2	
Secundaria		682	51.0	34.8	
Total	627	3,269		190.4	
Ventas					
DEORSA TS	70	349	35.7	12.5	7.8
DEORSA TNS	57	263	69.2	18.2	
DEOCSA TS	120	509	32.1	16.4	13.2
DEOCSA TNS	67	99	60.8	6.0	
EEGSA TS	199	1,035	52.5	54.3	10.7
EM TS	41	180	40.0	7.2	3.2
EM NTS	27	120	52.0	6.2	
IRTRA	2	8	40.0	0.3	
Mercado spot		706	51.0	36.0	
Subtotal	583	3,269		157.1	
Déficit				33.3	34.9

Fuente: elaboración de los autores usando información de INDE

Impacto del Plan de Electrificación Rural sobre el monto de los subsidios

Los Acuerdos de Paz de 1996 reconocieron la importancia para el proceso de desarrollo de ampliar la cobertura de electricidad a las zonas rurales donde la mayor parte de la población es pobre y sin acceso a los servicios básicos. El Gobierno preparó un Plan de Electrificación Rural (PER) que tenía como objetivo conectar 280.000 nuevos usuarios en el periodo 2000-2005 e incluía un refuerzo de la red de transmisión y subtransmisión y las obras de media y baja tensión necesarias para conectar a los nuevos usuarios. Para financiar el costo estimado del PER de US\$333 millones, el Gobierno creó un fondo de fideicomiso por US\$110 millones con los recursos netos obtenidos por la privatización de DEOCSA y DEORSA. La ejecución del PER está a cargo de las empresas de Unión Fenosa, quienes tienen la obligación, como parte del acuerdo de concesión, de lograr la meta de conexiones en el área rural, a cambio del pago de un subsidio de US\$650 por conexión elegible, proveniente del Fondo de Fideicomiso. Hasta junio de 2004 se habían ejecutado aproximadamente 175.000 conexiones.

La TABLA 12 muestra el impacto del PER sobre el incremento de los usuarios de tarifa social de DEOCSA y DEORSA, suponiendo que todos los usuarios conectados por el PER son de TS. En el periodo 2001 a 2003 el número de usuarios creció a una tasa anual de 10.8%, la cual se reduce a 6.8% si se elimina el efecto de los usuarios conectados por el PER. Por lo tanto, se observa un crecimiento muy importante del número de usuarios de la TS sin el PER, el cual es similar al obtenido por EEGSA para el mismo periodo (6.5%). Parte de este crecimiento puede ser debido al denominado “fraude de la tarifa social.”

TABLA 12

PLAN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL - PER

	Usuarios conectados 1/		Usuarios TS DEOCSA y DEORSA	Usuarios TS sin PER	Ventas TS DEOCSA Y DEORSA GWh
	en el año	acumulado			
1999	-				
2000	55,574	55,574	731,756	676,182	
2001	45,083	100,657	872,204	771,547	500.6
2002	45,747	146,404	968,825	822,421	582.8
2003	25,010	171,414	999,335	827,921	637.5
Proyectado		2/	3/		
2004		175,727	1,071,288	895,561	
2005		210,694	1,134,231	923,537	
2006		245,662	1,198,818	953,156	
2007		280,629	1,300,091	1,019,462	
2008		280,629	1,369,041	1,088,412	
2009		280,629	1,439,792	1,159,163	
2010		280,629	1,512,390	1,231,761	
Tasa anual de crecimiento (%)					
	/01-/03		10.8%	6.8%	12.9%
	/04-/07		6.7%	4.4%	
	/04-/10		5.9%	5.5%	

1/ Información INDE

2/ Faltaban por conectar 104,902 usuarios del PER original.

Se supone que se conectan en el periodo 2005 -2007

3/ Se supone crecimiento vegetativo 2.61% anual, igual

a tasa crecimiento población proyectada por INE para 2000-2005 mas la conexión de 35.000 usuarios por año después que termine el PER

Fuente: Elaboración de los autores utilizando información de INDE y PER

Para proyectar el crecimiento de los usuarios de TS para el período 2004-2010 se analizó el crecimiento de la cobertura de electricidad, la cual ha aumentado más de 20 puntos porcentuales en el periodo 1996 a 2003, aun cuando con diferencias importantes entre las fuentes de información.²¹ Para propósitos de este análisis se estimó el número de usuarios residenciales como un porcentaje de los usuarios totales²² y se comprobó que los resultados obtenidos eran similares a las estadísticas publicadas por CEPAL para el periodo 1999-2002. Como resultado de estas diferencias, la cobertura para 2002 varía entre 71% y 80%, pero se adoptó el valor mas conservador de 71% (TABLA 13).

²¹ A partir de 1999 existen diferencias importantes en los valores de cobertura reportados por CNEE y la CEPAL, siendo mas grandes los valores de CNEE. Parte de las diferencias se explican por el hecho que a partir de la privatización las empresas distribuidoras reportan regularmente el número de usuarios por categoría tarifaria (TS, BTS, etc.) pero no por sector de consumo (residencial, comercial, etc.), por lo cual no se puede calcular el valor de la cobertura directamente a partir de la información suministrada por las distribuidoras. Por otra parte, la CNEE presenta la información histórica del número total de usuarios pero no presenta la información de los usuarios residenciales. Otra parte de las diferencias en la cobertura se explica porque se utilizan diferentes valores del indicador de personas por vivienda para calcular el número de viviendas a partir de la población total. Mientras que CEPAL utiliza en sus informes 6.1 personas/vivienda, el XI Censo de Población y VI de Habitación realizado en 2002 muestra un promedio nacional de 5.1 personas/vivienda. Finalmente, el último censo muestra una población menor que la utilizada en las proyecciones oficiales del INE y de los organismos internacionales (11.24 millones vs. 11.99) y un número de viviendas electrificadas mayor que el número estimado de usuarios residenciales (1.75 millones vs. 1.64 millones).

²² Un análisis disponible en la CNEE sobre la distribución de los usuarios de DEOCSA y DEORSA de la categoría BTS entre residenciales y generales permitió estimar el número de usuarios residenciales como 86% del total de usuarios.

TABLA 13
COBERTURA DE ELECTRICIDAD

	Población (fuente: INE)	Hogares (fuente: MEM)	Usuarios residenciales (miles)		Cobertura estimada	Cobertura CNEE
	000	000	Estimado 1/	CEPAL	%	%
1996	10,241	1,780.2	913	817	51%	50.5%
1997	10,513	1,860.0	990	972	53%	53.4%
1998	10,793	1,943.5	1,077	1,080	55%	56.8%
1999	11,080	2,030.5	1,185	1,175	58%	60.8%
2000	11,385	2,121.4	1,359	1,328	64%	71.2%
2001	11,678	2,216.2	1,493	1,523	67%	77.3%
2002	11,987	2,314.9	1,635	1,647	71%	79.6%
2003	12,305	2,417.6	1,706		71%	84.7%
TC /96-/03	2.7%	4.5%	9.3%			
TC /99-/03	2.6%	4.5%	9.5%			
Censo 2002						
2002	11,237	2,200.6	1,750		80%	

1/ Estimados a partir del total de usuarios

Fuente: elaboración de los autores con la información señalada

Se proyectó el crecimiento de usuarios de la TS de DEOCSA y DEORSA suponiendo que los usuarios faltantes del PER se conectan en el periodo 2005-2007 y que se mantiene hasta el 2010 el mismo ritmo de conexiones anuales (aproximadamente 35.000) mas el crecimiento vegetativo de la población (2.6% por año), lo cual permitiría lograr una cobertura de aproximadamente 85% para el 2010. Al aplicar estos supuestos el número de usuarios de TS aumentaría a una tasa anual de 5.9% para el periodo 2004-2010 (ver Tabla 12). Se proyectaron las compras²³ de las distribuidoras para la TS para el periodo 2004-2010 para dos casos, con y sin desmonte de la tarifa social, utilizando la proyección del número de usuarios de TS (ver TABLA 14).

TABLA 14

Subsidios INDE
Proyección compras energía para TS (con desmonte TS)

	Compras TS (GWh)				
	EEGSA	Deocsa	Deorsa	EM	Total
2,004	643	406	266	209	1,525
2,005	682	419	278	222	1,602
2,006	710	442	294	235	1,681
2,007	738	466	312	249	1,765
2,008	768	491	330	265	1,853
2,009	798	520	350	281	1,948
2,010	830	551	371	298	2,050
TC anual	4.3%	5.2%	5.7%	6.1%	5.1%

Subsidios INDE
Proyección compras energía para TS (sin desmonte TS)

	Compras TS (GWh)				
	EEGSA	Deocsa	Deorsa	EM	Total
2,004	995	481	330	209	2,015
2,005	1,035	509	349	222	2,115
2,006	1,076	537	369	235	2,217
2,007	1,119	566	391	249	2,325
2,008	1,164	596	413	265	2,438
2,009	1,211	631	438	281	2,561
2,010	1,259	670	465	298	2,691
TC anual	4.0%	5.7%	5.9%	6.1%	4.9%

Fuente: elaboración de los autores usando información INDE y Tabla 13

La tasa anual promedio de crecimiento del orden de 5% para las compras de TS es ligeramente superior a la tasa proyectada para el mismo periodo por el MEM para la demanda total nacional.²⁴ La proyección del subsidio del INDE a la TS depende de la demanda proyectada de la TS y de los supuestos utilizados sobre el precio de venta en los contratos de TS, de los precios de referencia utilizados para estimar los costos de oportunidad de la generación de INDE y de las compras de energía a los generadores privados. Si se supone que se mantienen las condiciones proyectadas para

²³ Las compras son iguales a las ventas a usuario final afectadas por el factor de pérdidas. La regulación reconoce a las distribuidoras un factor de pérdidas decreciente que en 2009 llega a la meta de 13% para EEGSA y 15% para las distribuidoras de UF. Actualmente DEOCSA y DEORSA mantienen factores de pérdidas cercanos a 20%. Para proyectar las compras se supuso que se cumplen con los valores permitidos por CNEE.

²⁴ MEM. 2004. "Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Demanda Máxima de Potencia- Periodo 2004-2010", Dirección General de Energía." Julio.

el 2005, se observa un subsidio anual creciente que llegaría en 2010 a US\$36.5 millones o US\$46.1, dependiendo si se puede desmontar el subsidio a la TS (TABLA 15).

TABLA 15

Subsidio INDE a TS Proyección subsidio por empresa (con desmonte TS)						Subsidio INDE a TS Proyección subsidio por empresa (sin desmonte TS)					
	Subsidio TS (MUSS) 2/						Subsidio TS (MUSS) 2/				
	EEGSA	Deocsa	Deorsa	EM	Total		EEGSA	Deocsa	Deorsa	EM	Total
2004	7.3	10.9	6.2	3.8	28.1	2004	11.3	12.9	7.7	3.8	35.6
2005	7.1	10.8	6.2	4.0	28.1	2005	10.7	13.2	7.8	4.0	35.7
2006	7.4	11.4	6.6	4.2	29.6	2006	11.2	13.9	8.2	4.2	37.5
2007	7.7	12.0	6.9	4.5	31.1	2007	11.6	14.6	8.7	4.5	39.4
2008	8.0	12.7	7.3	4.8	32.8	2008	12.1	15.4	9.2	4.8	41.5
2009	8.3	13.4	7.8	5.1	34.6	2009	12.6	16.3	9.8	5.1	43.7
2010	8.6	14.3	8.3	5.4	36.5	2010	13.1	17.3	10.3	5.4	46.1

Fuente: elaboración de los autores usando información INDE

BALANCE DE LOS PROBLEMAS SECTORIALES

La reciente decisión de la Corte de Constitucionalidad sobre la TS cerró la puerta a la posibilidad de aplicar medidas para desmontar progresivamente el subsidio generalizado por la vía regulatoria, pues aparentemente la Ley de la Tarifa Social se interpreta como una tarifa igual para todos los consumos mensuales menores a 300 kWh, lo cual afecta a cerca de 1.8 millones de consumidores. Las consecuencias del fallo de esta Corte son graves: vuelve a aumentar la tarifa TNS para 250.000 consumidores porque se reduce la demanda de TNS en aproximadamente 18% debido a que los consumos entre 100 y 300 kWh vuelven a pagar TS; el impacto financiero para el INDE del subsidio a TS es preocupante, pues la decisión de la Corte coincide con un periodo de precios altos en el mercado internacional de combustibles, por lo cual INDE tiene que comprar energía a Duke a 63 US\$/MWh para vender a las distribuidoras a un precio promedio de 43 US\$/MWh, equivalente a un subsidio mensual de aproximadamente US\$3 millones.

El manejo de las tarifas y subsidios de electricidad, después de la decisión de la Corte de Constitucionalidad, presenta los siguientes problemas:

- Persiste un subsidio generalizado que beneficia a aproximadamente 87% de los consumidores residenciales, con errores de inclusión de 53% (porcentaje de usuarios que reciben el subsidio y que no son pobres) y una tasa de fuga de 71% (porcentaje del costo total del subsidio que beneficia a los que no son pobres).
- El desmonte progresivo del subsidio generalizado no sería posible a menos que se reforme la Ley de la Tarifa Social.
- El subsidio es oneroso para el INDE y posiblemente insostenible si se mantienen precios altos en el mercado internacional de combustibles y aumentan la demanda de TS debido al aumento de la cobertura de servicio por el programa de electrificación rural. El valor anual del subsidio estimado para 2010 es de US\$46 millones.
- La tarifa TNS se mantiene alta, por encima de 200 US\$/MWh, debido a los precios de energía altos de los contratos encallados (PPAs) y la sobrecontratación.
- Persiste un mercado mayorista segmentado, en que la competencia solo opera para atender al mercado de grandes consumidores y el crecimiento de la demanda de TNS de EEGSA por encima de la capacidad contratada (actualmente 27% de la demanda

total). La demanda de DEOCSA y DEORSA está fuera del mercado y es atendida por INDE, al igual que la demanda de TS de EEGSA.

- Debido a la segmentación del mercado mayorista existen incentivos fuertes para que los consumidores de la TNS migren hacia el mercado libre (agrupación de demandas para calificar como gran consumidor) y hacia la TS (fraccionamiento de consumo o fraude de la TS).

El entorno político

CONDICIONES SOCIOECONÓMICAS

Guatemala es la economía más grande y poblada de Centroamérica, con un PIB de US 25 mil millones y 12.6 millones de habitantes, respectivamente. En el contexto mundial, Guatemala es uno de los 14 países con mayor desigualdad en el ingreso según el coeficiente de Gini (0.55). El país ocupa el puesto 121 dentro de la muestra de 175 países para los que se ha calculado el Indicador de Desarrollo Humano (IDH) y el puesto 32 entre 33 países de Latinoamérica y el Caribe, según ese mismo Indicador.

De acuerdo al Informe 2002 de Polity IV,²⁵ la sociedad de Guatemala se ha dividido tradicionalmente en dos grupos, los indígenas y los ladinos (este último grupo comprende a los mestizos y los descendientes de europeos). Aunque esta clasificación es muy gruesa, refleja razonablemente la profundidad de los problemas de exclusión social. Los ladinos son la fuerza política y económica dominante; conforman las actuales élites y la mayoría de la clase media. Las oportunidades sociales, económicas y políticas han estado restringidas históricamente a los ladinos. El Documento de Diálogo de Políticas del BID (2004) plantea que la pobreza es extendida, crónica y originada en la exclusión por raza, por ubicación geográfica y por género.

La población rural de Guatemala es la más numerosa de América Central (aproximadamente 61% del total) y 75% de la misma vive por debajo de la línea de pobreza, versus 28.1% de pobreza urbana. El 43% de los habitantes son indígenas, y el 80% de ellos vive por debajo de la línea de pobreza. Los indígenas representan menos del 25% del ingreso y del consumo del país. El 41.7% de los indígenas son analfabetas, dentro de un promedio nacional de analfabetismo de 27.5%. La población que habla español percibe 30% más que la población que no lo habla, después de controlar por otros factores. La discriminación salarial contra los hombres y las mujeres indígenas es del 95% y 35%, respectivamente, después de controlar por diferencias de dotación de capital humano, experiencia, sector de empleo y otras características. Los indígenas viven en pequeñas comunidades ubicadas en zonas montañosas aisladas (especialmente en el norte y occidente del país) y poseen una alta dispersión lingüística (se hablan 21 variedades del Maya y dos lenguajes de origen no-Maya).

Hay una progresiva concentración de la propiedad de la tierra. Los estimativos más recientes (1979) indican que menos del 2% de la población posee al menos 65% de la tierra. Más del 78% de todas las propiedades son de una extensión inferior a las 3.5 Ha y representan un poco más del 10% de la tierra. El coeficiente de Gini para la distribución de la tierra era de 0.85 en 1979. Entre 1950 y 1970, el número de propiedades rurales de tamaño insuficiente para producir un ingreso de subsistencia creció un 37%. Las mujeres han sido excluidas de la posesión de tierras, tanto legalmente como por tradición. De acuerdo al Instituto Nacional de Transformación Agraria (INTA), 8% de las apropiaciones de tierra entre 1954 y 1996 fueron asignadas a mujeres.

Los impuestos recaudados representan 8.9% del PIB entre 1995 y 1999, por debajo de la meta del 12% acordado en los Acuerdos de Paz. El gasto público en salud y educación (como porcentaje del

²⁵Polity IV es un proyecto de mantenimiento de bases de datos políticas con información anual sobre las características de régimen y autoridad en estados independientes con poblaciones superiores a medio millón de habitantes desde 1800 hasta la fecha, con sede en la Universidad de Maryland. El Informe 2002 de Guatemala se encuentra en: <http://www.cidem.umd.edu/inscr/polity/Gua1.htm>

PIB) fue de 2.3% en 2001 y 1.7% entre 1999 y 2001, respectivamente. En el contexto de los 33 países latinoamericanos y caribeños, el porcentaje de gasto público en salud ocupa el puesto 31. En ese mismo contexto, el porcentaje de gasto público en educación ocupó el puesto 32. El acuerdo Stand By con el FMI que expiró en marzo de 2004 tiene alta probabilidad de ser renovado a cambio del paquete fiscal que aprobó el congreso en junio de 2004. El FMI insistiría en llegar a la meta de recaudos totales del 12% del PIB.

TRANSICIONES POLÍTICAS²⁶

Durante la mayoría del siglo XX, la política de Guatemala estuvo dominada por el conflicto frontal por fuera del marco institucional. Hasta los años 40s, el mecanismo más usado para seleccionar y reemplazar gobiernos fue el golpe de estado. Entre 1940 y 1944 hubo 34 golpes de estado y sólo 2 gobiernos elegidos por voto popular.²⁷ Las elecciones realizadas dentro del marco del autoritarismo se pueden considerar como plebiscitos presidenciales mediante los cuales los presidentes, muchas veces de origen militar, fortalecieron su poder y restringieron las libertades civiles.

En 1952, el congreso aprobó una ley de reforma agraria “de arriba hacia abajo” impulsada en la presidencia del Coronel Arbenz, orientada a eliminar condiciones feudales, repartir tierras y dar crédito y asistencia técnica a pequeños propietarios. La reforma fue bloqueada por las élites agrarias, la iglesia católica, compañías agro exportadoras extranjeras y la clase media empresarial. El golpe de estado de 1954 restituyó las tierras repartidas y dio origen a una larga y sangrienta guerra civil de 36 años entre 1960 y 1996. Durante el período de guerra civil, algunos miembros de la cúpula militar se convirtieron en terratenientes y cimentaron sus relaciones con la élite agraria.

Durante la guerra civil perdieron la vida aproximadamente 200,000 personas.²⁸ Las negociaciones del gobierno con las guerrillas de la Unidad Revolucionaria Nacional Guatemalteca (URNG) condujeron a la firma de los Acuerdos de Paz de 1996. Los Acuerdos de Paz propusieron ambiciosos cambios, tales como la reducción de las fuerzas armadas, fortalecimiento de la justicia y reestructuración del sistema de impuestos y del gasto público (incluyendo aumento el gasto en educación, salud y gasto social) y reforma agraria. De acuerdo al Grupo Consultivo de donantes, la implantación de los Acuerdos es limitada y su “enforcement” depende de la presión internacional (por ejemplo en el tema fiscal).

Desde 1954 y hasta 1986, todos los partidos políticos tuvieron una relación directa con el poder militar. Los partidos que dominaron el período de enfrentamiento se diluyeron y fueron

²⁶ Polity IV cataloga el nivel de competencia política en Guatemala como “en transición” desde 1996, viniendo de una década de “faccionalismo”, a su vez precedida por 46 años de alternación entre “supresión” y “represión” de las libertades políticas, y “faccionalismo”. Estas clasificaciones se basan en atributos subjetivos. Por ejemplo, los atributos que se usan para catalogar un régimen “en transición” son: elecciones libres pero no necesariamente “justas”; dominación de la agenda política por ciertos grupos y obstáculos de participación democrática para grupos minoritarios; debilidad y permanencia de los partidos políticos; sectarismo de los partidos mayoritarios y evolución hacia posiciones más abiertas; y violación esporádica de los derechos humanos y las libertades civiles.

²⁷ Ver Cardenal, A. y A. Brattle. 2000. “Visible and Invisible Issues: The Politics of Successful and Aborted Transitions in Costa Rica and Guatemala in the 1950s. Universitat Oberta de Catalunya. Mimeo.

²⁸ El informe final de la Comisión de Esclarecimiento Histórico de 1998 estableció que durante los años más violentos del conflicto (1981-1983), se llevaron a cabo actos de genocidio por parte de agentes del estado contra la población Maya. Se encontró que las fuerzas armadas fueron responsables el 93% de un total de 42,000 violaciones de los derechos humanos que fueron examinadas (incluyendo 626 masacres), y las guerrillas responsables de 3% de los casos.

reemplazados por fuerzas conservadoras como el Partido de Avanzada Nacional (PAN) y el Frente Republicano Guatemalteco (FRG). La Democracia Cristiana (DC), fundada en 1955, perdió su espacio político después de ejercer la presidencia entre 1986 y 1991. En los últimos veinte años han sucedido dos intentos de golpe de estado: el primero exitoso en 1982 por parte del General Ríos Montt, quién duró en el poder dieciocho meses; y el segundo en 1993 por el Presidente Serrano, quién fue depuesto constitucionalmente después de que intentó asumir el poder total (autogolpe).

El régimen político actual de Guatemala posee tres poderes independientes: Un poder legislativo representado por el Congreso de la República, un poder ejecutivo representado por el presidente de la República, y un poder judicial independiente formado, entre otros organismos, por la Corte Suprema de Justicia, la Corte de Apelaciones, el Tribunal de lo Contencioso Administrativo, y la Corte de Constitucionalidad. En la actualidad, el presidente es elegido por cuatro años sin posibilidad de reelección. Si ningún candidato recibe el 50% de los votos se hace una segunda vuelta entre los dos candidatos con mayor votación. Los miembros del Congreso (unicameral) se eligen por representación proporcional. 16 diputados son elegidos por listas nacionales y el resto por listas departamentales (separadas).

En 1999 el candidato Portillo del FRG ganó las elecciones con el 47.9% de los votos, seguido por el candidato Berger (destacado miembro del gremio Comité Coordinador de Asociaciones Agrícolas, Comerciales Industriales y Financieras (CACIF), y en ese momento miembro del PAN), quién obtuvo el 30%. La Alianza Nueva Nación (ANN), alianza de partidos de centro izquierda, apoyada por la URNG, se presentó con el candidato Colom y obtuvo 12.3% de los votos. En lo que respecta a las elecciones para el poder legislativo, el FRG obtuvo 64 diputados, el PAN 34, y la ANN 10, de un total de 113 miembros. Los favorables resultados para el FRG en las elecciones de ese año parecen reflejar tanto su disciplina electoral como la canalización del descontento con el gobierno del PAN, que negoció exitosamente los Acuerdos de Paz pero no produjo avances tangibles en la situación socioeconómica de Guatemala.

Para las elecciones de 2003, Berger decidió abandonar el PAN y conformar la coalición electoral Gran Alianza Nacional (GAN),²⁹ con la que venció en la segunda ronda de las elecciones presidenciales sobre el candidato Colom de UNE (partido de centro-izquierda con respaldo indígena en el altiplano y con una agenda moderada).

En la primera ronda de la votación presidencial de 2003, el FRG pasó al tercer lugar de votos. Sin embargo, el FRG fue el partido ganador en 110 de 300 municipios, especialmente en las regiones rurales-más pobres-indígenas del occidente del país, y obtuvo la segunda mayoría de congresistas. El líder del FRG, General Ríos Montt, no había podido ser candidato presidencial en 1999 por su situación jurídica como acusado de violación de derechos humanos cuando estuvo en el poder entre 1982 y 1983 después de asumir el poder mediante un golpe militar. Sin embargo, la Suprema Corte levantó la restricción para las elecciones de 2003.

En la primera ronda de las elecciones presidenciales de 2003, GANA obtuvo 34.33% de los votos, UNE el 26.36%, FRG el 19.11%, y PAN el 8.35%. En la segunda ronda, GANA obtuvo 54.13% de los votos versus 45.87% de UNE (aparentemente, los votantes del FRG tendieron a sumarse a GANA, y los votantes de PAN tendieron a sumarse a UNE). En cuanto al número de parlamentarios, GANA obtuvo 47, FRG 43, UNE 32, PAN 17 y ANN 10, dentro de un total de 158 diputados. En mayo de 2004 esta composición cambió. La necesidad de aprobar en el congreso el paquete fiscal en junio dio lugar a un Pacto de Gobernabilidad entre GANA y FRG. GANA perdió

²⁹ GANA se formó con la participación del Partido Patriota (PP), el Movimiento Reformador (MR) y el Partido Socialista Nacional (PSN).

los 9 parlamentarios de uno de sus tres partidos que la conforman, pero ganó 6 independientes que habían apoyado las plataformas de FRG y PAN. El paquete fiscal fue votado favorablemente por todos los partidos exceptuando URNG, PAN y UNE.

Desde 1995, el PAN y sus divisiones, por un lado, y el FRG, por otro, han sido las dos principales fuerzas políticas, con mayorías en el congreso y presidente elegidos entre 1996 y 2000, y entre 2000 y 2004, respectivamente. El FRG es la única estructura política disciplinada de Guatemala. El fraccionamiento partidario ha aumentado desde 1999, año en el cual los dos y tres primeros partidos sumaron el 78.04% y el 90.4% de los votos, respectivamente. En el 2003, los dos primeros partidos sumaron 60.69%, y los tres primeros sumaron 80%. En la actualidad existen 19 partidos políticos vigentes. La democracia es inestable: desde 1985, ningún partido ha ganado dos elecciones presidenciales consecutivas.

Una característica importante de la política guatemalteca de hoy es la estrecha relación de los militares con los partidos de la élite agraria, y de los líderes empresariales (agremiados en CACIF) con los partidos más importantes que dominan el electorado urbano. Aproximadamente un tercio de la población pertenece a alguna de las iglesias protestantes que reciben apoyo y fondos de grupos evangélicos del exterior. La población indígena parece votar en la misma proporción que la población ladina.

En 1999 tuvo lugar un referendo de cuatro preguntas que agruparon 50 modificaciones a la constitución guatemalteca, orientadas a profundizar los Acuerdos de Paz. Las reformas propuestas incluían el reconocimiento a los derechos de los indígenas y modificaciones a las atribuciones de los tres poderes públicos. Las reformas fueron rechazadas pues el voto negativo ganó en todas las preguntas. Este es un indicio de la persistencia de la exclusión y la fractura de la sociedad.

REDISTRIBUCIÓN Y ESTABILIDAD POLÍTICA EN DEMOCRACIAS EN CONSOLIDACIÓN: EL CASO DE GUATEMALA

Las investigaciones sobre problemas redistributivos en países con una alta desigualdad en la distribución de activos y un bajo ingreso per cápita, advierten sobre la fragilidad de sus regímenes democráticos. Esta sección muestra los elementos de la relación entre redistribución y estabilidad democrática que son relevantes para el objetivo de este estudio.

Acemoglu y Robinson (2001)³⁰ explican las transiciones democráticas analizando la relación entre desigualdad, redistribución de activos y frecuencia de golpes de estado. En su trabajo, la sociedad se divide en dos clases sociales genéricas, los pobres y los ricos, que compiten por definir la tasa de impuestos. Los modelos que plantean estos autores intentan explicar la dinámica política de algunos países (incluyendo siete de Sur América y tres de Centro América, incluyendo Guatemala). El punto de partida es que la democracia corre el riesgo de no consolidarse cuando parte de altos niveles de desigualdad. La desigualdad hace que la democracia sea costosa para las élites en términos de control de las expresiones de insatisfacción y protesta y del costo fiscal de las concesiones para mantener la tranquilidad política. Cuando el financiamiento de estos costos implica un aumento de los impuestos para las élites, se reduce su costo de oportunidad para montar un golpe de estado. Esto sucede cuando la economía entra en recesión. La desigualdad de activos desestabiliza la democracia al hacer atractivos los golpes de estado para las élites.

³⁰ Acemoglu, D. y J. Robinson. 2001. "A Theory of Political Transitions." *American Economic Review* 91: 938-963.

Estos autores se concentran en la desigualdad de la distribución del capital como el parámetro decisivo en la dinámica de cambio de régimen. Por un lado, una redistribución que reduzca la desigualdad de activos reducirá también la frecuencia de las transiciones de la democracia a la dictadura. Por otro lado, la redistribución de activos es más difícil de revertir que las redistribuciones fiscales (muy volátiles en América Latina) y hace que la democracia sea menos costosa para las élites, facilitando su consolidación.

Boix (2003)³¹ también analiza el problema de las transiciones democráticas y de elección de régimen político. Su enfoque explica la permanencia y cambio de régimen con base en dos parámetros, igualdad económica y movilidad del capital. La democracia disminuye su tendencia redistributiva y tiene más probabilidad de sostenerse a medida que las distribuciones de activos y de ingreso se vuelven equitativas. La sostenibilidad democrática también aumenta cuando el capital no es específico y se puede expatriar con costos bajos, en cuyo caso los gobiernos se ven obligados a definir impuestos suficientemente bajos para evitar su fuga a otros países. En contraste, el autoritarismo predomina donde son comunes la desigualdad y los activos inmóviles. Esto sucede a menudo en países no industrializados con mayoría de población es rural y pobre, y alta concentración de propiedad de la tierra. La imposibilidad de transferir activos al exterior para evadir la amenaza de impuestos más altos (o redistribución de tierras) aumenta la resolución de los terratenientes de usar soluciones políticas extremas para bloquear la democracia.

El modelo de Boix que es relevante para este análisis contiene tres clases sociales: ricos, pobres y clase media. Los ricos y la clase media pueden estar en una posición fuerte o débil en cuanto a sus capacidades de reprimir, pero los pobres desconocen esta información (a diferencia del tratamiento con información perfecta de Acemoglu y Robinson). Los ricos deciden primero, entre reprimir o no reprimir a las demás clases. Cuando los ricos deciden no reprimir a ninguna clase, la clase media puede reprimir o no reprimir a los pobres. Cuando ni los ricos ni la clase media reprimen a los pobres, se establece un sistema de sufragio universal. Si la clase media reprime a los pobres, existe una probabilidad de que los pobres se rebelen e impongan una dictadura de izquierda. Si los ricos optan por una estrategia represiva, deben considerar si reprimen tanto a la clase media como a los pobres (“régimen autoritario”) o si se alían con la clase media contra los pobres. Después de que los ricos toman su decisión, la clase media toma la propia. Si los ricos deciden reprimir a la clase media, esta puede aceptar el régimen autoritario o enfrentarlo. Si los ricos deciden cooptar a la clase media, ésta simplemente se suma. Por último viene la respuesta de los pobres. En aquellos casos en los que al menos una clase decide reprimirlos, los pobres deciden entre aceptar o rebelarse. Dependiendo de las acciones previas de la clase media y los ricos, los pobres se enfrentan a la coalición de la clase media y los ricos en una “democracia limitada”), se alían con la clase media contra los ricos, se enfrentan a los ricos dejando a la clase media por fuera del conflicto, o enfrentan a la clase media sin que los ricos intervengan.

Los beneficios netos que definen las decisiones de cada una de las tres clases dependen de la posesión de activos, la tasa de impuestos (en una democracia plena o limitada, según el caso), y los costos de reprimir sin respuesta o de ir a una guerra civil. Uno de los méritos del trabajo de Boix consiste en mostrar el papel de la clase media en las transiciones democráticas. El modelo predice que una distribución de riqueza muy concentrada sólo puede sostenerse en un régimen autoritario. Si la clase media mejora sus ingresos aparece la posibilidad de que los ricos establezcan una democracia limitada en la cual los pobres no votan, la clase media recibe todas las transferencias y las dos clases no pobres comparten los gastos de represión o guerra civil.

³¹ Boix, C. 2003. *Democracy and Redistribution*. New York, NY: Cambridge University Press.

Comparando las condiciones socioeconómicas y la trayectoria de transiciones políticas presentadas anteriormente con los modelos discutidos, puede observarse que el trabajo de Acemoglu y Robinson captura la dinámica de las transiciones de régimen en Guatemala hasta el final del período de guerra civil, mientras que el trabajo de Boix registra los rasgos básicos de la política posterior a los Acuerdos de Paz. Sin embargo, hay que calificar esta apreciación, presentar algunos elementos que no se reflejan en los dos modelos, y vincular los elementos presentados al problema sectorial:

- En teoría, la tasa de impuestos de una democracia representativa sería muy alta porque se definiría por los votantes pobres (más numerosos). Esto no se observa en Guatemala, que posee una tasa impositiva muy baja. Es plausible que la competencia política tenga dimensiones adicionales a la fiscal, que los pobres tengan problemas de acción colectiva para agregar y hacer valer sus preferencias y que las élites controlen las instancias delegadas que definen las políticas públicas, imponiendo sus preferencias por los impuestos bajos y el gasto social reducido.
- La vida política actual de Guatemala se caracteriza por la alta volatilidad derivada de la competencia entre numerosos partidos urbanos que aparecen, desaparecen y cambian de coalición en cada evento electoral. El sistema de votación presidencial en dos rondas produce resultados ambiguos para la estabilidad democrática. Por un lado facilita la renovación política, pero por otro lado impide la consolidación de partidos estables. La inconformidad ante una medida de ajuste sectorial se manifiesta, en primera instancia, a través de los cambios en las coaliciones políticas, o mediante el ejercicio del poder de veto de otros poderes públicos, como acaba de observarse en noviembre de 2004 con la decisión de la Corte de Constitucionalidad. La multiplicación del número de agentes con poder de veto genera dificultades para predecir el rumbo y estabilidad de las políticas económicas.³²
- Después de los Acuerdos de Paz, los grupos políticos que hubieran podido ser voceros de la redistribución de activos han dejado de ser una opción electoral importante y el gasto público destinado al ejército disminuyó. Además, los ciudadanos pobres distribuyen su voto entre diferentes partidos. Estas tres circunstancias disminuyen las probabilidades de reversión de la democracia, a pesar de que no se han registrado avances sustanciales en la reducción de la desigualdad de activos y de la pobreza. Pero, por otra parte, cualquier nueva erogación fiscal recurrente por cuenta de INDE tiene un elevado costo social que, en un mal momento de coyuntura económica, contribuye a reducir los costos de desestabilización democrática.
- La clase media ha estado alineada históricamente con las élites y se ha favorecido por “arrastre hacia arriba” de la débil tributación al ingreso, y por “arrastre hacia abajo” al capturar los beneficios de los subsidios en servicios públicos. Los resultados fiscales y de reducción de la exclusión social corresponden al concepto de “democracia limitada” de Boix, a pesar de que el voto es universal. El poder ejecutivo impulsó la medida de desmontar la TS contra su capital político, sin anunciar compensación. La “forma reducida” del resultado final (reversión de la medida, destitución de los reguladores, exigencia de reintegrar las diferencias de cobro) es una fuerte evidencia del poder de veto de este grupo.

³² Este resultado coincide con los trabajos que plantean que el poder de definir la agenda pierde potencia a medida que aumenta el número de jugadores con poder de voto. Ver Tsebelis, G. 2002. *Veto Players – How Political Institutions Work*. Princeton, NJ: Princeton University Press.

- La persistencia de contratos encallados con los precios más altos de Centroamérica y el diseño de un esquema de subsidios que asigna a pérdida la generación hidroeléctrica pública a un segmento del mercado, medida que busca afianzar la permanencia de estos contratos en el otro segmento, indican la presencia de poder de veto por parte de los generadores privados. Este poder aumenta por la presencia de cogeneradores locales (la presencia de éstos últimos garantiza la persistencia mencionada) y por el escaso apetito de nuevos inversionistas en generación, que aumenta el poder de mercado de los productores establecidos. Si la hipótesis genérica para todos los países -observable pero no siempre verificable- de que existe una alta correlación entre intereses económicos y poder político se aplicara en este caso, las alternativas para rebajar los costos de los contratos de suministro no pueden examinarse en aislamiento de la trayectoria redistributiva del país.

Propuesta

Esta sección identifica restricciones políticas y propone principios de diseño para atacar tres problemas: la eliminación de los costos encallados; la reducción de la presión financiera sobre INDE; y la focalización del sistema de subsidios.

RESTRICCIONES POLÍTICAS

Fragilidad del régimen democrático

Hay que resaltar los avances en el clima democrático guatemalteco durante la última década, después de tres décadas de guerra civil. Sin embargo, puesto que estos avances no se han traducido en una reducción de la desigualdad, la democracia sigue siendo vulnerable por la bajísima tasa de impuestos y las limitadas expectativas de crecimiento económico. Un ajuste sectorial que profundice condiciones macroeconómicas y fiscales adversas puede reducir los costos de oportunidad de desestabilizar la democracia. Esta situación sería una consecuencia extrema de los problemas analizados en la literatura de “segunda mejor” alternativa: reparar una distorsión en aislamiento puede potenciar inesperadamente las demás distorsiones existentes.

Intereses sectoriales

TABLA 16
GRUPOS DIRECTAMENTE AFECTADOS

Grupo	Número
Empresas distribuidoras	3 privadas grandes: EEGSA con 626.000 usuarios, DEOCSA con 629.000 y DEORSA con 369.000; 14 municipales con 113.000 usuarios; y 2 empresas privadas minis
Empresas generadoras privadas	17 con aproximadamente 685 MW en potencia contratada con distribuidores. Otros generadores con aproximadamente 400 MW
Empresa generadora estatal	INDE con 503 MW capacidad efectiva.
Grandes usuarios que compran directamente al mercado mayorista	29 empresas con demanda máxima de 40 MW
Otros grandes usuarios	4 comercializadores, 175 MW, aproximadamente 15% de la demanda total
Usuarios que se benefician de la TS	87.8% del total de usuarios, aproximadamente 1.750.000
Usuarios con consumos entre 100 y 300 kWh/mes	24.6 % del total de usuarios, aproximadamente 492.000
Usuarios regulados sin subsidio	12.2% del total de usuarios, aproximadamente 250.000, 56% del consumo
Viviendas sin servicio de electricidad	Aproximadamente 450.000

Fuente: elaboración de los autores

Los grupos de interés directamente afectados la formulación de política y el desarrollo del sector se describen en la TABLA 16, que muestra su peso relativo (en número y participación en el mercado de electricidad). Se analizan las posibles reacciones de las empresas distribuidoras, los diferentes tipos de usuarios y las empresas generadoras, ante cambios en el *status quo*.

En las zonas de influencia geográfica de las distribuidoras DEOCSA y DEORSA, predominantemente rurales, pobres y periféricas, la mayoría de los usuarios beneficiados por la TS tienen consumos mensuales inferiores a 100 kWh. Unión FENOSA apoyaría cambios en las componentes de traspaso de la tarifa que mejoren el nivel de recaudos siempre y cuando no se convierta en blanco de inconformidades de los usuarios por error de atribución. Por otra parte, la distribuidora EEGSA cubre el centro político y económico de Guatemala, concentrando la mayor parte de los usuarios TNS y los usuarios de TS con consumos mensuales superiores a 100 kWh. Estos usuarios conforman un electorado de mayor peso y visibilidad. Iberdrola adoptaría una posición similar a la de Unión FENOSA, pero está más expuesta a la inconformidad por errores de atribución.

TABLA 17
RESULTADOS ELECTORALES DE 2003 EN LOS DEPARTAMENTOS SERVIDOS POR
EEGSA, DEOCSA Y DEORSA

Partidos o coaliciones	EEGSA		DEOCSA		DEORSA	
	Votos presidente (2ª ronda)	Diputados	Votos presidente (2ª ronda)	Diputados	Votos presidente (2ª ronda)	Diputados
GAN A	522,391	13	360,657	12	352,171	14
FRG	-	7	-	19	-	10
UNE	346,513	10	421,831	12	278,400	4
PAN	-	2	-	6	-	5
PU	-	2	-	2	-	1
ANN	-	5	-	-	-	-
URNG	-	-	-	1	-	-
Otros	-	-	-	2	-	-

Fuente: elaboración de los autores usando información del Tribunal Supremo Electoral. Ver: <http://www.tse.org.gt>. PU es la sigla del Partido Unionista (las demás siglas se han definido previamente en el texto). No se incluyen los diputados elegidos mediante Lista Nacional (GAN A 8, FRG 7, UNE 6, PAN 4, PU 2, ANN 1, URNG 1, Otros 2).

Como se observa en la TABLA 17 y TABLA 18, desde el punto de vista de la presencia espacial de los partidos y de las actuales coaliciones políticas, hay menores posibilidades de utilización política de un cambio sectorial en los departamentos cubiertos por DEOCSA y DEORSA.

En principio, los usuarios que se benefician de la TS con consumos mensuales inferiores a 100 kWh no tienen un interés en los ajustes a otros tipos de consumidores siempre y cuando tales ajustes no afecten el gasto de sus hogares o reduzcan su consumo. Aceptarían sin rechazo aumentos moderados que cubrieran a todos los consumidores si se demuestra que están vinculados a la remoción de costos encallados.

TABLA 18
DISTRIBUCIÓN DE POBLACIÓN 2002 Y USUARIOS POR FIRMA DISTRIBUIDORA 2004

	EEGSA	DEOCSA	DEORSA
Población total	3,328,346	4,660,425	3,248,725
Población pobre*	570,459	3,397,886	2,053,907
Población extrem. pobre	68,790	1,625,453	803,810
Usuarios 2004	619,986	622,559	358,807

Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE). Censo Nacional XI de la Población 2002 y CNEE.

El conteo de población pobre incluye a la población extremadamente pobre.

La clase media urbana y una parte de la clase alta, concentradas en el área de servicio de EEGSA, fueron los principales afectados por la reducción temporal del umbral de elegibilidad de la tarifa social. Como lo muestra la experiencia, el grupo de consumidores regulados entre 100 y 300 kWh no tolera una reducción sustancial de sus beneficios sin compensación. Por otra parte, este grupo de consumidores tiene serios problemas para desarrollar iniciativas de emprendimiento empresarial por la debilidad de la defensa de los derechos de propiedad (licencias y trámites excesivos para conformar o liquidar empresas, dificultades de acceso al crédito, inseguridad). De acuerdo al Índice de Competitividad de Negocios (BCI),³³ Guatemala se encuentra en el puesto 86 en una muestra de 103 países. En el mes de octubre de 2004, miembros del gremio CACIF han expresado públicamente su preocupación por los costos de la electricidad en Guatemala, lo que deteriora su posición exportadora y de creación de nuevos negocios. La Corporación de Inversiones y Desarrollo, S.A. (IDC), que ha investigado los problemas de competitividad que aquejan las pequeñas y medianas empresas, se ha manifestado en el mismo sentido.³⁴ Este aspecto facilita el terreno para articular, por ejemplo, un paquete de revitalización de los pequeños negocios y de la calidad de vida de la clase media que incluya aceptar aumentos tarifarios en electricidad.

Por último, todos los usuarios, especialmente los no regulados y los regulados que pagan TNS apoyarían vigorosamente reducciones en el valor de la energía mayorista por el impacto sobre la competitividad y el gasto de los hogares.

Los generadores de contratos de suministro (PPAs) enfrentan el problema de que sus altos costos estimulan la fuga a la TS y al mercado libre y aumentan la probabilidad de cesación de pagos porque INDE, en déficit crónico, adquiere un peso cada vez mayor en sus cuentas por cobrar. Algunos generadores renegociaron voluntariamente sus contratos, especialmente las cláusulas de indexación del cargo de capacidad, pero el resultado neto en reducción de precios finales no fue alentador. Los generadores con bagazo son empresarios azucareros con importante influencia gremial y política, cuyo interés es preservar la rentabilidad de los contratos existentes y continuar manteniendo una presencia en la mezcla de generación futura. La urgente reducción de costos de energía que Guatemala necesita para mejorar su posición competitiva requiere una propuesta consonante con el peso de los generadores y el impacto desestabilizador de la inviabilidad sectorial sobre las finanzas públicas.

Margen de acción de la coalición de gobierno

En los actuales momentos de atomización política de Guatemala, y con los bajos costos de entrada y salida para los movimientos políticos, un cambio severo de políticas sectoriales puede cambiar con relativa facilidad la composición de las coaliciones políticas existentes. Por lo observado en las tres últimas elecciones, los grupos políticos se dividen y agrupan tanto por asuntos de política económica como por la “creación” de asuntos no económicos, siguiendo los rasgos del modelo de competencia partidaria de Roemer (2001).³⁵ En estas condiciones, el esfuerzo de alinear numerosos intereses políticos heterogéneos en torno a una reforma puede saturarse muy rápido.

³³ Global Competitiveness Report 2004-2005. Ver:

<http://www.weforum.org/site/homepublic.nsf/Content/Global+Competitiveness+Programme%5CGlobal+Competitiveness+Report>

³⁴ IDC menciona las cifras (en US cent/kWh, y para el período 2002-2004, no confirmadas por los autores) de 17.36 para Guatemala, 10 para Nicaragua, 8.8 para Honduras, 8.11 para Costa Rica y 8.04 para El Salvador.

³⁵ Ver el capítulo 10 de Roemer, J. E. 2001. *Political Competition – Theory and Applications*. Cambridge, MA: Harvard University Press.

El actual Pacto de Gobernabilidad de GANA con el FRG ha pasado la prueba de sacar adelante tres medidas: la reducción del nivel de elegibilidad de la tarifa social en marzo de 2004 -así haya revertido-, la aprobación del Impuesto Temporal de Apoyo a los Acuerdos de Paz (IETAAP) en el Congreso, en junio de 2004, y la aprobación del presupuesto de 2005, también en el Congreso, en noviembre de 2004. Sin embargo, el Pacto sólo se mantendrá en la medida en que el poder ejecutivo mantenga o acreciente su capital político. Desde el punto de vista de la prevención, la iniciativa de informar directamente al público de cambios en el sector eléctrico ayuda a coordinar expectativas favorables y evitar el escalamiento de las inconformidades provenientes de la desinformación.

TRES PRINCIPIOS DE DISEÑO DE SOLUCIONES PARA EL SECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA

Identificar las rentas indispensables para iniciar un cambio

Una reforma no puede tener como rasero la eficiencia teórica sino la que sea alcanzable en el contexto específico, con las restricciones culturales y políticas del caso.³⁶ En Guatemala, la eliminación de un tajo de todas las rentas existentes en el sector eléctrico traería como consecuencia su rechazo o reversión en el caso benévolo (cuando no tiene consecuencias sobre la estabilidad democrática). Si se contabilizan los costos de transacción políticos, una propuesta de cambio de política es eficiente si pasa la prueba postulada por Williamson:³⁷ “se presume que un resultado es eficiente si no se puede proponer una alternativa superior factible *que se pueda implantar con ganancias netas*” (itálicas agregadas). Existe una disyuntiva (tradeoff) intertemporal entre las rentas que se aceptarán para iniciar un cambio y la continuidad del mismo.”

Estructurar una “reforma sin perdedores”

Por las características de estabilidad del régimen político y el nivel de influencia de los dos jugadores más importantes en la dinámica sectorial (usuarios de TNS y generadores con contratos de suministro), la mejor solución restringida tiene la estructura de una “reforma sin perdedores”, en el espíritu de los hallazgos de Lau, Qian y Roland (2000).³⁸ Sin entrar a las peculiaridades del caso que origina el trabajo de esos autores, la moraleja se puede resumir de la siguiente manera:

en circunstancias especiales (por ejemplo, urgencia de inversión sectorial o crecimiento económico acelerado) es posible introducir cambios aceptables por la mayoría de los grupos sociales, que mejoran al tiempo la posición de los beneficiarios del *status quo*. En principio, se pueden obtener ganancias para todos sin excepción (logrando así que el cambio sea óptimo de Pareto). Advertencia: no se está en presencia de un “almuerzo gratis”: el nuevo orden, que no es el mundo ideal, se logra posiblemente al costo de disminuir las presiones competitivas, si es que fueran factibles.

Puesto que en la arena unisectorial sin posibilidad de transferencias fiscales, casi cualquier cambio tiende a generar ganadores y perdedores absolutos que se enfrascan en conflictos diádicos, hay que estar dispuestos a organizar y administrar soluciones en entornos menos restringidos que engloben al sector.

³⁶ Roland, G. 2004. “Understanding Institutional Change: Fast-moving and Slow-moving Institutions.” University of California, Berkeley. Ver <http://emlab.berkeley.edu/users/groland/pubs/gr3.pdf>

³⁷ Williamson, O. E. 1996. *The Mechanisms of Governance*. Nueva York, NY: Oxford University Press.

³⁸ Lau, L. J., Y. Qian y G. Roland. 2000. “Reform without Losers: An Interpretation of China’s Dual-Track Approach to Transition,” *Journal of Political Economy* 108: 120-143.

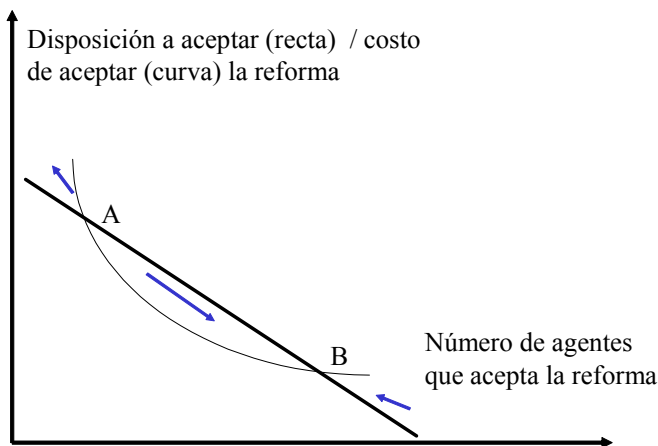
Iniciar el cambio con base en liderazgo político

Cuando se parte de una tradición de enfrentamientos frontales en el campo redistributivo, una “reforma sin perdedores” exige que un reformador lidere el cambio y tenga suficiente capital político para comunicarlo, legitimarlo e implantarlo. La figura 8, inspirada en Cooter,³⁹ muestra los beneficios (línea recta) y los costos (línea curva) de aceptar una reforma en función del número de agentes que la acatan. El talento del reformador consiste en:

- Asegurar que los beneficios sobrepasen a los costos para un grupo suficientemente amplio de agentes (lo que se refleja en la distancia horizontal entre los puntos de corte A y B).
- Convencer a una masa crítica mínima de agentes de acatar la reforma; en el dibujo, esta masa crítica es el número de agentes correspondiente al punto de corte A.

Si el reformador logra convocar a un número irrelevante de agentes, por debajo de la masa crítica (especialmente si los agentes institucionales con poder de veto no prestan su apoyo), los costos para todos serán superiores a los beneficios y nadie acatará la reforma. Si se alcanza la masa crítica, les conviene a todos aquellos agentes situados entre A y B sumarse al apoyo a la reforma. Finalmente, quienes están a la derecha del punto B no se sumarán a apoyar la reforma. Las flechas de la figura 8 indican que se puede esperar que, o nadie apoye la reforma, o que la apoyen todos los que están a la izquierda de B.

FIGURA 8
PAPEL DEL LIDERAZGO POLÍTICO



Fuente: elaboración de los autores con base en Cooter (2000).

ESTRATEGIAS Y MEDIDAS PARA DISCUSIÓN

Las medidas de corto plazo para reducir la presión fiscal sobre el INDE (aumento prudente de las tarifas a *todos* los consumidores para recomprar contratos o compensar reducción de costos de los mismos; reducción de los niveles de subsidio a usuarios regulados) requieren inversión del capital

³⁹ Cooter, R. 2000. “Do Good Laws Make Good Citizens? An Economic Analysis of Internalizing Legal Values,” Berkeley Olin Program in Law & Economics. University of California, Berkeley. Working Paper 39.

político del ejecutivo.⁴⁰ Las medidas para remover los costos encallados y reestructurar la Ley de la Tarifa Social requieren, además, esquemas de compensación a generadores y consumidores no pobres entre 100 y 300 kWh.

Hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones sobre las compensaciones. Las alternativas para eliminar los costos encallados que satisfacen los principios de diseño y restricciones discutidas anteriormente son escasas. En conjunción con el aumento tarifario mencionado, se propone hacer el siguiente “swap” con los poseedores de contratos de suministro: reducir los costos de los contratos actuales a cambio de la opción de ser socios de la expansión de la generación. Por otra parte, la imposibilidad de efectuar transferencias fiscales convierte a la focalización, o en un juego de suma cero -si se usaran subsidios cruzados- o en un pasivo político futuro si se reduce unilateralmente el acervo de beneficios-. Se necesita “empaquetar” la racionalización de los subsidios con otras medidas de política pública. Las medidas del caso se discuten más abajo.

Con la información disponible a la fecha (tercera semana de diciembre de 2004), las medidas se agrupan en las dos estrategias enunciadas a continuación.⁴¹

A. Si es factible aprobar una reforma a la LTS durante el actual período de gobierno (2004-2008):

En paralelo con la aprobación de la reforma a la Ley,

- Penalizar el fraccionamiento de lecturas para acceder a la Tarifa Social.
- Aumentar gradualmente el precio de venta de la energía TS a las distribuidoras. Destinar los excedentes recaudados por encima de los costos de administración, operación y mantenimiento de las plantas de INDE para financiar la recompra o renegociación parcial de contratos de suministro.
- Examinar la factibilidad legal y política de utilizar una parte de los recursos de expansión de la cobertura para la recompra o renegociación parcial de contratos de suministro.

Después de la aprobación de la reforma a la Ley,

- Aplicar la nueva regla de otorgamiento de subsidios, acompañada de un paquete multisectorial de compensación a usuarios afectados. Incluir a *todos* los usuarios en el esquema de recaudo para recompra o renegociación parcial de contratos.
- Acordar opciones de reducción de precios de los contratos de suministro que sean satisfactorios para generadores y el resto de agentes.

⁴⁰ Desde el punto de vista de los sacrificios que se pueden pedir a los agentes, el capital político del ejecutivo tiene como margen de juego las medidas que difieren moderadamente de las aspiraciones de los perdedores, o que reparten las cargas con percepción de equidad y universalidad en momentos de crisis.

⁴¹ Se excluye como estrategia insistir en focalizaciones similares a la que se intentó en 2004, porque agotaría las posibilidades de compensación sin atacar el corazón del problema central de los incentivos a evadir la TNS.

Resultado esperado de la estrategia A: reducción de las erogaciones de INDE y de las contingencias fiscales mientras se aprueba la Ley; avance sectorial hacia la sostenibilidad sin costos encallados; aumento de la equidad en pago y subsidios.

B. Si no existen condiciones para reformar la LTS durante el actual período de gobierno:

- Penalizar el fraccionamiento de lecturas para acceder a la Tarifa Social
- Aumentar gradualmente el precio de venta de la energía TS a las distribuidoras. Destinar los excedentes recaudados por encima de los costos de administración, operación y mantenimiento de las plantas de INDE para financiar la recompra o renegociación parcial de contratos de suministro.
- Aplicar una interpretación consultada de la TS para subsidiar los primeros 50 kWh de todos los usuarios regulados
- Acordar opciones de reducción de precios de los contratos de suministro que sean satisfactorios para generadores y el resto de agentes

Resultado esperado de la estrategia B: reducción de las erogaciones de INDE y de las contingencias fiscales; reducción de los altos costos de la energía en Guatemala. Sin embargo, el esquema sigue siendo insostenible porque la distribución de usuarios en diferentes categorías ya está distorsionada por los incentivos de la TS. La reforma de los subsidios debería ser una prioridad del próximo gobierno.

A continuación se discuten las principales medidas de estas estrategias.

PENALIZACIÓN DEL FRACCIONAMIENTO DE LECTURAS PARA ACCEDER A TARIFA SOCIAL

La CNEE debería ajustar la normativa, definiendo al beneficiario de la TS por inmueble o vivienda y no por medidor, de tal forma que se agrega la lectura de varios medidores en un inmueble para efectos de definir el consumo mensual que sirve de referencia para calificar en la categoría de TS. El diseño de la normativa no es tan simple pues existen casos de fraccionamiento legítimo cuando en un inmueble viven varias familias o se instalan negocios familiares. Adicionalmente, es necesario estudiar la posibilidad que CNEE califique el fraccionamiento como un fraude sujeto a penalización y dar incentivos a los distribuidores para que detecten y normalicen los casos de fraccionamiento de lecturas. Como incentivo se podría permitir que los distribuidores se queden con una parte de los recaudos recuperados al descubrir cargas fraccionadas que no se hayan acogido a una amnistía antes de entrar en vigencia la penalización. Aparentemente EEGSA estimaba a comienzos de 2004 que existían 85,000 infractores, los cuales deben pertenecer a la clase media con consumos mensuales (antes del fraccionamiento) mayores a 300 kWh/mes.

AUMENTO DEL PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA TS A LAS DISTRIBUIDORAS

La Ley de la Tarifa Social establece que la TS debe reflejar los costos de suministro que resulten de contratos adjudicados en licitación abierta (costos de generación eficiente) y, por lo tanto, no ordena que se subsidie la TS como ocurre actualmente. La planta de generación Arizona de Duke (motores diesel de mediana velocidad que quemán orimulsión) podría ser una referencia para los precios en un mercado eficiente. Este precio sería suficiente para cubrir los gastos de administración, operación y mantenimiento de INDE y dejaría el excedente buscado para cubrir el costo de la reducción parcial de costos encallados. El precio monomio actual de compra de energía es de 58 US\$/MWh mas un peaje de 5 US\$/MWh, equivale a un precio de referencia de 63 US\$/MWh. La

TABLA 19 presenta un ejercicio del impacto sobre la tarifa social si se aplica lo establecido en la Ley sobre compras de energía a precio del mercado y se mantiene el VAD vigente. Se observa que si el ajuste se aplicara totalmente, la tarifa social aumentaría aproximadamente 37% para DEOCSA y DEORSA y 13% para EEGSA. El ajuste de los precios de venta a EEGSA, para que reflejen los costos de energía comprada a la planta de Duke, corresponde a la política adoptada por INDE y se debería poder hacer en un plazo corto. El aumento de los precios de venta a DEOCSA y DEORSA es sustancial y afectaría a aproximadamente a 75% del total de usuarios de estas distribuidoras, predominantemente pobres pues tienen consumos inferiores a 100 kWh/mes. Aun cuando el aumento generalizado de la TS se ajusta a lo dispuesto en la Ley, su implantación súbita a precios de eficiencia no es factible políticamente, pues afecta a aproximadamente 1.75 millones de usuarios, incluyendo a todos los usuarios pobres conectados a la red. Se requiere concertar una aplicación gradual de este aumento y calibrarlo cuidadosamente teniendo en cuenta la lección aprendida con la decisión de la Corte de Constitucionalidad en noviembre de 2004.

TABLA 19
AJUSTES TARIFA SOCIAL
US\$/MWH

	G+T	VAD	Total	Precio compra energía
EEGSA				
2005	61.4	31.0	92.4	52.5
Meta	73.6	31.0	104.6	62.9
Incremento	20%	0%	13%	20%
DEOCSA				
2005	40.6	49.4	90.0	32.1
Meta	74.0	49.4	123.4	62.9
Incremento	82%	0%	37%	96%
DEORSA				
2005	43.8	45.3	89.2	35.7
Meta	77.2	45.3	122.5	62.9
Incremento	76%	0%	37%	76%

Fuente: elaboración de los autores con base en información de INDE

PRINCIPIOS DE REFORMA A LA LTS

Esta reforma es indispensable por la distorsión irreversible en la estructura de usuarios que introdujo la LTS. La reforma debería definir un umbral de subsistencia, confirmar la penalización del fraccionamiento y evitar la fractura de mercados. La meta final de la reforma es llegar al funcionamiento comercial de INDE y debería establecerse un plan de acción para migrar, si es del caso, a un sistema de subsidios y tarifas basado en las características de ingreso y no de consumo.

PAQUETE MULTISECTORIAL DE COMPENSACIÓN A USUARIOS AFECTADOS POR LA NUEVA FOCALIZACIÓN

El grupo de usuarios entre 100 y 300 kWh/mes, principal afectado por la focalización de subsidios, probablemente enfrenta problemas más serios que el de su aumento del gasto en electricidad en los asuntos de seguridad, ausencia de crédito y trabas burocráticas para el funcionamiento de pequeños negocios. Las ganancias que se logren en estos rubros pueden más que compensar el impacto de la focalización de los subsidios eléctricos. El reto consiste en vincular los asuntos tarifarios con los asuntos donde se van a producir los beneficios y en lograr que esos beneficios se materialicen. Una alternativa sería ensamblar un “Paquete de reactivación de la pequeña y mediana industria” liderado por la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia. El paquete se beneficiaría de la experiencia y logros del Programa *Guate Solidaria*, especialmente en lo que respecta al aumento de la eficiencia del gasto social. El paquete identificaría posibilidades de negocios⁴² y velaría por el

⁴² Por ejemplo, durante 2004 el tema de las exportaciones a China ha recibido especial consideración de la prensa y los gremios empresariales de Guatemala. Al respecto, ver el artículo Agosin, M. R., P. Rodas y N.

avance de iniciativas de mejora de la seguridad, acceso al crédito y simplificación de trámites. La aceptación de la focalización de subsidios aparecerá si se logra aumentar el *capital cívico* (capacidad para aceptar disciplinadamente una medida externa específica por la expectativa de que el conjunto de políticas es beneficioso). Se requiere una componente del paquete de gestión que comunique resultados, movilice a los beneficiarios y ayude a formar expectativas positivas.

ALTERNATIVAS DE FOCALIZACIÓN SI EL CAMBIO DE LTS NO ES FACTIBLE

Una opción para racionalizar la tarifa social consiste en subsidiar en forma plena a los consumos hasta 50 kWh de todos los usuarios que consumen hasta 300 kWh por mes. De esta forma se lograría reducir el consumo subsidiado por la tarifa social en aproximadamente 26% respecto al consumo vigente y solamente 900.000 usuarios tendrían subsidio pleno sobre la tarifa. Los usuarios adicionales afectados por las medidas serían aproximadamente 360.000, aquellos con consumos entre 50 y 100 kWh. Los aumentos tarifarios fluctuarían aproximadamente entre 7% y 40%, con el aumento más alto para los consumidores con consumos mensuales alrededor de 100 kWh.

OPCIONES DE REDUCCIÓN DE PRECIOS DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO

A partir de 2001 se adelantó una negociación de los contratos de suministro pero con un impacto marginal sobre el precio medio de venta. Actualmente EEGSA mantiene contratada una capacidad de aproximadamente 390 MW con generadores térmicos para atender la demanda TNS. A mediados de 2004 el precio monomio equivalente de energía de la capacidad contratada era aproximadamente de 105 US\$/MWh, del cual aproximadamente 40 US\$/MWh corresponden al cargo de capacidad (a un factor de planta de 65%). Aun cuando el precio medio es alto relativo a plantas nuevas eficientes como la de los motores diesel de Duke en la central Arizona,⁴³ y por las razones expuestas en todo este trabajo, es muy poco probable que los inversionistas privados estén dispuestos a renegociar los contratos sin compensación. Los costos variables dependen de la eficiencia de las unidades ya instaladas y de factores no controlables como son los precios internacionales de los combustibles. Los costos de inversión serían negociables con una contraprestación.

Una reducción de 15% en el costo medio de compra de energía (15 US\$/MWh) equivale a disminuir el cargo de capacidad de los PPAs a niveles de 12 US\$/kw-mes, suficientes para remunerar el costo de inversión de motores diesel eficientes, y permitiría reducir en aproximadamente 9% la tarifa a los usuarios de TNS de EEGSA conectados a baja tensión,⁴⁴ pero representaría un costo de aproximadamente US\$25 millones por año, equivalente a un valor presente de US\$136 millones.⁴⁵

Usualmente, como lo confirma el proceso de negociación en Guatemala para “modernizar” los PPAs iniciales, la reducción del cargo de capacidad o el ajuste de otras condiciones contractuales se

Saavedra. 2004. El surgimiento de China: Una visión desde América Central.” Serie de Estudios Económicos y Sectoriales. Artículo RE2-04-006. Washington, D. C.: Banco Interamericano de Desarrollo. Departamento Regional 2.

⁴³ Para la central Arizona se estima un precio monomio de aproximadamente 67 US\$/MWh a un factor de planta de 65%

⁴⁴ La estructura tarifaria vigente en Noviembre de 2004 (en US\$/MWh) es la siguiente:

Generación:	137 (62%) (incluye factor de pérdidas)
Transmisión:	7 (3%)
VAD:	38 (17%)
Impuestos:	40 (18%)
Total	222 (100%)

⁴⁵ El valor anual se calculó con base en la información de compras de energía de EEGSA para TNS durante 2003, antes del desmonte de la TS (1650 GWh). El valor presente se calcula para 12 años (la mayoría de los PPAs terminan en 2014, pero otros en 2020) y una tasa de descuento de 15%.

compensa con una ampliación de la duración del contrato, de manera que se permita remunerar los costos de inversión durante un periodo mayor. En el caso de Guatemala, ya se utilizó este recurso, por lo cual quedan dos opciones teóricas que son consistentes con los intereses de este grupo de agentes del mercado y las restricciones discutidas: (i) una compensación monetaria pagada en una sola suma (imposible por la ausencia de recursos fiscales y de un mercado de recompra de contratos) o (ii) una compensación por la oportunidad de participar en futuras inversiones de generación.

Se plantea discutir la participación a los generadores con contratos PPA en los futuros proyectos de expansión (por ejemplo, hidroeléctricos), a cambio de reducir de precios actuales en un porcentaje sustancial, con las siguientes reglas: i) descartar plantas ineficientes del portafolio de alternativas de expansión y asegurar la remuneración de la hidroelectricidad a precios comerciales; ii) el total de MW a que pueden aspirar los actuales generadores no puede superar un tope máximo por planta; iii) la cantidad de MW asignados debe ser proporcional a la reducción ofrecida de precios; iv) se prohíbe la venta de derechos de los generadores que participaron a los que no participaron; v) los generadores tienen derecho a dividendos como accionistas preferenciales (sin voto en las decisiones operacionales de los nuevos proyectos).

Es prioritario buscar espacios de diálogo entre las autoridades guatemaltecas y los agentes para identificar alternativas para seguir adelante. De no tomarse medidas en el corto plazo para reducir el desangre de INDE y la presión fiscal, la crisis sectorial podría convertirse en un problema de mayor envergadura.